

Российское акционерное общество энергетики и электрификации  
"ЕЭС России"

Центральное диспетчерское управление  
Единой энергетической системой России  
(ЦДУ ЕЭС России)

Павильон "Электрификация", ВВЦ

XV Научно-техническая конференция

## **Релейная защита и автоматика энергосистем 2002**

(21 – 24 мая 2002 года)

**СБОРНИК ДОКЛАДОВ**

Москва 2002

Релейная защита и автоматика энергосистем 2002  
Сборник докладов XV научно-технической конференции  
ВВЦ г. Москва

Выставка и конференция РЗА – 2002 проводятся по приказу РАО "ЕЭС России" № 127 от 11.03.2002. В настоящем сборнике нашли отражение актуальные теоретические и прикладные аспекты создания более совершенных устройств релейной защиты и автоматики, диагностики, регистрации аварийных событий и др.

Материалы докладов содержат результаты исследований, опытно – конструкторских работ, выполненных различными предприятиями, а также технические сведения о выпускаемых устройствах. Ряд результатов является принципиально новыми.

Содержание докладов включенных в настоящий сборник не редактировалось.

Доклады напечатаны в том виде, в котором их предоставили авторы.

Сборник рассчитан на специалистов, занимающихся разработкой, проектированием и эксплуатацией устройств РЗА.

СРЗА ЦДУ ЕЭС России  
Адрес: 109074, г. Москва, Китайгородский пр-д, 7  
Телефон: (095) 220-5002, 23-55 (АТС ЦДУ)  
Факс: (095) 220-6542  
E-mail: [pro@cdu.elektra.ru](mailto:pro@cdu.elektra.ru)

## НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РАО «ЕЭС РОССИИ» В РАЗВИТИЕ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ.

А.К. Белотелов, к.т.н., РАО «ЕЭС России»

Проходящие процессы реформирования электроэнергетики обуславливают повышение роли релейной защиты и автоматики (РЗА) в обеспечении управляемости и надежности работы энергосистем и энергообъединений. В связи с этим появляется необходимость пересмотра структуры (философии) РЗА.

До настоящего времени сложившаяся структура реализации релейной защиты и автоматики отвечала основным требованиям по выполняемым функциям, несмотря на то, что основную долю находящихся в эксплуатации устройств РЗА и ПА составляют электромеханические и микроэлектронные устройства, рожденные, в основном, в недрах ВНИИР в тесном сотрудничестве с ЧЭАЗ и научно-исследовательскими институтами Минэнерго СССР. По данным АО «Фирма ОРГРЭС», с каждым годом, парк технических средств РЗА и ПА морально и физически стареет.

В настоящее время в энергосистемах РФ находится в эксплуатации свыше 1млн.600 тыс. устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) различных типов, и основную долю их составляют электромеханические устройства и микроэлектронные или с частичным использованием микроэлектроники.

Несмотря на то, что в последние два года происходит интенсивное внедрение микропроцессорных устройств РЗА, пока что они составляют ничтожную долю (около 0,12%), и соответственно не оказывают влияние на показатели эффективности функционирования РЗА в целом. Показатель правильных срабатываний устройств РЗА по-прежнему стабилен и составляет 99,5%, что можно отнести за счет правильной структуры и методологии применения устройств РЗА и отработанной системы их технического обслуживания.

Как и прежде, значительная доля (свыше 40%) случаев неправильной работы устройств РЗА происходит из-за неудовлетворительного состояния устройств и ошибок персонала служб РЗА при техническом обслуживании, что при совершенной системе технического обслуживания косвенно указывает на моральный и физический износ устройств РЗА. При этом постоянно увеличиваются трудозатраты на эксплуатацию устройств РЗА.

С учетом практически полного отсутствия работ по реконструкции РЗА за последние годы, и соответственно увеличивающейся доли устройств РЗА, отработавших свой ресурс требуется срочное и планомерное проведения работ по реконструкции и техническому перевооружению РЗА. Эти обстоятельства, да и происходящие структурные преобразования в электроэнергетике диктуют необходимость проведения реконструкции и модернизации РЗА и ПА с применением устройств и систем, основанных на использовании современной микропроцессорной базы, интегрированных в АСУТП.

Такое решение базируется, в частности, и на положительном зарубежном опыте применения и эксплуатации микропроцессорных устройств различного назначения, показывающем, что они имеют равные или лучшие показатели надежности и значительно меньшие трудозатраты на техническое обслуживание по сравнению с традиционными системами.

Реконструкция и техническое перевооружение в части устройств РЗА должны выполняться по двум основным направлениям:

- Реконструкция и техническое перевооружение в рамках аналогичных работ проводимых для всего энергообъекта в целом. При этом необходима полная замена устройств РЗА и вторичной коммутации на современные микропроцессорные устройства и системы РЗА с возможностью интегрирования их в систему АСУ энергообъекта и максимальной возможностью применения в цепях вторичной коммутации опто-волокон.
- Замена в плановом порядке вне зависимости от реконструкции и перевооружения энергообъекта в следующей последовательности:
  1. замена физически и морально устаревших устройств РЗА;
  2. замена устройств, пониженная надежность которых, в случае аварийной ситуации может привести к развитию крупной аварии;
  3. замена устройств РЗА, улучшение характеристик которых позволяет реализовать условия ближнего и дальнего резервирования.

При этом могут быть применены выпускаемые в настоящее время промышленностью устройства РЗА (электромеханические, микроэлектронные и микропроцессорные) - аналоги эксплуатируемых устройств.

В новых экономических условиях приоритетным направлением, способствующим развитию систем релейной защиты и автоматики (РЗА) является создание свободного рынка конкурентоспособных технических средств систем РЗА. Таким образом, научно-техническая политика РАО «ЕЭС России» была ориентирована на внедрение микропроцессорных систем РЗА как отечественного производства, так и

ведущих инофирм, отвечающих требованиям РАО «ЕЭС России» по функциональным показателям и условиям эксплуатации. О необходимости полномасштабного внедрения современных микропроцессорных защит говорится много и постоянно практически на всех совещаниях и конференциях, и эта задача остается актуальной в условиях острого дефицита квалифицированного персонала и появлением в энергосистемах нового поколения релейщиков с иными подходами и психологией, особенно, в части обслуживания РЗА.

За последние два года в России заметно активизировались отечественные разработчики и производители микропроцессорных устройств РЗА, и уже сейчас создают конкуренцию инофирмам.

Традиционный поставщик релейной аппаратуры АО "ЧЭАЗ" так и не освоил выпуск релейной аппаратуры на микропроцессорной элементной базе, и по-прежнему является основным поставщиком электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА. Поставщиками микропроцессорных устройств РЗА в настоящий момент являются следующие предприятия и фирмы: НПП «ЭКРА»; НТЦ «Механотроника»; НПФ «Радиус»; АББ Автоматизация; Сименс и Альстом.

На Российский рынок современных технических средств РЗА претендуют также разработчики и производители Украины, Республики Беларусь, Литвы, Польши, Словении и др.

Во исполнении Приказа РАО «ЕЭС России» №229 от 16.11.98г. «О подтверждении соответствия приобретаемого энергетического оборудования требованиям РАО «ЕЭС России», практически обязывающий поставщиков устройств и аппаратуры проводить ее отраслевую экспертизу, а для отечественных разработчиков и производителей организовывать межведомственные испытания и приемку, проведена экспертиза и межведомственная приемка ряда микропроцессорных систем и устройств РЗА. Положительные экспертные заключения выданы на ряд систем и устройств РЗА, поставляемых предприятиями АББ ВЭИ Метроника (ВЧ заградитель DLTC на номинальные токи 400-4000А и номинальную индуктивность 0,2-2 мГн), SIEMENS (Германия) (защиты линии, фидера, двигателя, генератора, трансформатора с интегрированными функциями контроля и оперативного управления типа 7SJ531v3), Elkomtech –Польша (защиты присоединений отходящих линий, ввода, трансформатора, секционного выключателя, ТСН, ТН, батареи конденсаторов 6-35 кВ типа Ex-BEL\_Z2U).

Большая активность была проявлена фирмой Альстом, и в период 2000-2001 года проведена экспертиза практически всей номенклатуры современных микропроцессорных устройств РЗА этой фирмы (серия MODULEX и серия MICOM). На подходе высокочастотная дифференциально-фазная защита линий.

Межведомственной комиссией приняты и рекомендованы к применению шкафы защиты присоединений 110-220 кВ серии ПЭ2607 с микропроцессорными терминалами типа БЭ2704 разработки и производства НПП ЭКРА (Информационное письмо ИП-06-2001(Э)). Несмотря на трудности с финансированием НИОКР, разработаны и поставлены на производство аппаратура присоединения ВЧ каналов связи и защиты, серия фильтров присоединения производства Московского радиотехнического завода (Информационное письмо ИП-05-2001(Э)) и элементы настройки заградителей серии ЭНЗ производства Раменского электротехнического завода «Энергия» (ИП-08-2001(Э)). Это только устройства и аппаратура РЗА. Наблюдается большая активность в разработках и экспертировании зарубежных разработок систем телемеханики, содержащих в том числе, и функции РЗА. В процессе экспертизы и проведения межведомственных испытаний необходимо также смотреть и оценивать технологию производства (ИСО), систему контроля качества. На основании сопоставления должны выбираться поставщики МП РЗА.

Конечно, основными факторами, сдерживающими повсеместное внедрение микропроцессорных защит являются отсутствие финансовых средств на их закупку и внедрение и недооценка роли релейной защиты и автоматики руководителями энергосистем и энергообъединений.. Это косвенно подтверждают некоторые результаты обобщения опыта эксплуатации МП устройств РЗА, проведенные АО «Фирма ОРГРЭС» в 2000 году. Лидером по оснащению МП защитами является крупная, и наиболее «богатая» энергосистема Мосэнерго, и следом, с большим отрывом, следуют Ленэнерго, Башкирэнерго, Иркутскэнерго, Кузбассэнерго и Удмуртэнерго. Ряд других энергосистем внедрили единичные МП устройства РЗА. Причем обобщенный показатель правильной работы довольно высок. Например в 262 случаях работы установленных МП устройств РЗА зафиксирован только 1 случай неправильной работы.

По-прежнему при внедрении МП защит ощущается недостаток нормативно-технических и руководящих материалов. В какой-то мере эту проблему постепенно удается решать. Несомненно, можно отметить положительную роль разработанных и введенных в действие в 1997 году Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97. Этот документ, разработанный творческим коллективом специалистов отрасли, широко используется как разработчиками и эксплуатационниками, так и организациями экспертами при проведении отраслевой экспертизы. Планом НИОКР 2002 года предполагается разработка важных нормативных руководящих документов, в первую очередь концепции развития систем релейной защиты и линейной автоматики ЕЭС России в условиях реформирования электроэнергетики, разработка второй редакции ОТТ, т.е. РД 34.35.310-97 и анализ действующей отраслевой системы НТД и подготовка предложений по системе организации нормативно-технического обеспечения электроэнергетической отрасли в условиях ее реформирования.

В связи с реформированием электроэнергетики проблеме создания отраслевой системы НТД в РАО «ЕЭС России» уделяется большое внимание. Приказом РАО «ЕЭС России» №93 от 26.02.02. сформирована рабочая группа по НТД

По заданию РАО «ЕЭС России» институтом Энергосетьпроект продолжается разработка комплекса нормативно-технических и руководящих материалов по проектированию и внедрению в эксплуатацию современных микропроцессорных систем и устройств РЗА как отечественного производства, так и, инофирм.

При практическом внедрении микропроцессорных устройств также возникают проблемы обеспечения их электромагнитной совместимости.

Решению этих проблем были посвящены работы проводимые АО «ВНИИЭ», фирмой ЭЛНАП, АО «фирма ОРГРЭС» и Новосибирским электротехническим институтом. Учитывая, что качественное состояние заземляющих контуров энергообъектов является основным фактором обеспечения электромагнитной совместимости устройств РЗА, вышеуказанными организациями разработаны и утверждены в РАО «ЕЭС России» Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РД 153-34.0-20.525-00.

Конечно, проблема электромагнитной совместимости существует, но решать ее надо, в основном, на уровне объекта, влияя на источник электромагнитных помех и сопутствующие факторы. И ни в коем случае не предъявлять повышенные требования (отличные от требований ГОСТов и МЭКа) по электромагнитной совместимости к самим устройствам РЗА.

Стоит задуматься о других путях решения проблемы электромагнитной совместимости. Я имею ввиду приближение самих устройств РЗА к первичным аппаратам присоединения и формирования цифровой сети контроля и управления. Такой опыт уже имеется у зарубежных фирм, и он достоин внимания.

В условиях реформирования электроэнергетики важный вопрос развития релейной защиты и автоматики на основе современных технологий должен быть решен совместными усилиями отраслевых институтов, разработчиков и производителей МП устройств РЗА, а также энергосистем и энергообъединений.

## **О ПОВЕДЕНИИ УСТРОЙСТВ РЗА В НЕРАСЧЁТНЫХ РЕЖИМАХ.**

**Г. И. Лычковский, РУП электроэнергетики «ОДУ» концерна «Белэнерго»**

Рассматриваются случаи поведения устройств РЗА в нерасчётных режимах, происшедшие в энергосистеме Беларуси.

### ***Первый случай.***

На одной из ТЭЦ при эксплуатационном останове блока 330 МВт посредством имитации срабатывания технологической защиты произошёл отказ в отключении одной фазы выключателя 330 кВ (см. рис. 1).

В результате в сети, прилегающей к шинам 330 кВ ТЭЦ, возник несимметричный режим, источником которого стал невозбуждённый, вращающийся на выбеге генератор, потребляющий из системы реактивную энергию. По фазам А и С генератора протекал ток равный 0.6 I<sub>ном</sub>, при этом величина тока обратной последовательности составляла 0.35 I<sub>ном</sub>.

Отказ выключателя сопровождался вторым отказом – отказом УРОВ-330 кВ блока.

Ликвидация длительного несимметричного режима работы генератора произошла после деления шин 330 кВ ТЭЦ и срабатывания последних ступеней ЗНП присоединений, примыкающих к этим шинам.

Первое деление шин посредством отключения всех выключателей В12 со временем 4.3 сек. было произведено от проскальзывающего контакта реле времени (дефект №1) ЗНП блока, однако из-за отсутствия запрета АПВ этих выключателей при делении (дефект №2) произошло их включение.

Второе деление шин 330 кВ с временем 50 сек. было произведено от упорного контакта реле времени защиты обратной последовательности генератора.

После деления шин 330 кВ сработали последние ступени ЗНП ВЛ-1 и АТ-1 и после отключения этих присоединений запустилась последняя ступень ЗНП на ВЛ-2. Отключение ВЛ-2 затянулось из-за АПВ В1 ВЛ-1 и В1 АТ-1 (дефект №3) и повторного срабатывания ЗНП этих присоединений.

В итоге ликвидация несимметричного режима была произведена за 72 сек. при допустимых для генератора 67 сек.

По результатам поведения устройств РЗА были приняты следующие корректировки:

- Действие ЗНП блока на деление шин выполнено от упорного контакта реле времени.
- Введён запрет АПВ выключателей, отключаемых при делении шин.
- Введён запрет АПВ линий 330 кВ при срабатывании их самых чувствительных резервных защит.

- Введён запрет АПВ выключателя 330 (110) кВ АТ при срабатывании резервных защит стороны 330 (110) кВ АТ.

**Второй случай.**

При отключении блока 300 МВт от технологических защит не отключился выключатель 6 кВ ввода рабочего питания секции С.Н.. Оперативный персонал ошибочно дважды включал выключатель 6кВ резервного ввода, подавая при этом напряжение на невозбуждённый генератор, находящийся на вы- беге.

При втором включении сработала дифзащита рабочего ТСН блока. Анализ осциллограмм по- казал, что причиной работы дифзащиты в таком режиме является значительная аperiodическая состав- ляющая во вторичных токах дифзащиты.

**Третий случай.**

При внешних к.з. (в пределах подстанции) следовавших одно за другим в течение 5 сек., во время последнего, четвёртого к.з. произошло срабатывание дифзащиты регулировочной обмотки группы однофазных АТ-750/330 кВ мощностью 3х333 МВА, выполненной на реле типа РНТ-565.

Предполагается, что срабатывание дифзащиты произошло из-за влияния постоянно накапли- вающейся в Т.Т. аperiodической составляющей индукции.

**Четвёртый случай.**

При включении под напряжение со стороны 110 кВ АТ связи 220/110 кВ мощностью 2х180МВА произошло отключение блока 150 МВт, являвшегося практически единственным источником питания шин 110 кВ, от дифзащиты трансформатора этого блока.

По результатам послеаварийных испытаний произведено закругление уставки срабатывания дифзащиты на реле ДЗТ-21 с 0.3 I ном до 0.6 I ном трансформатора.

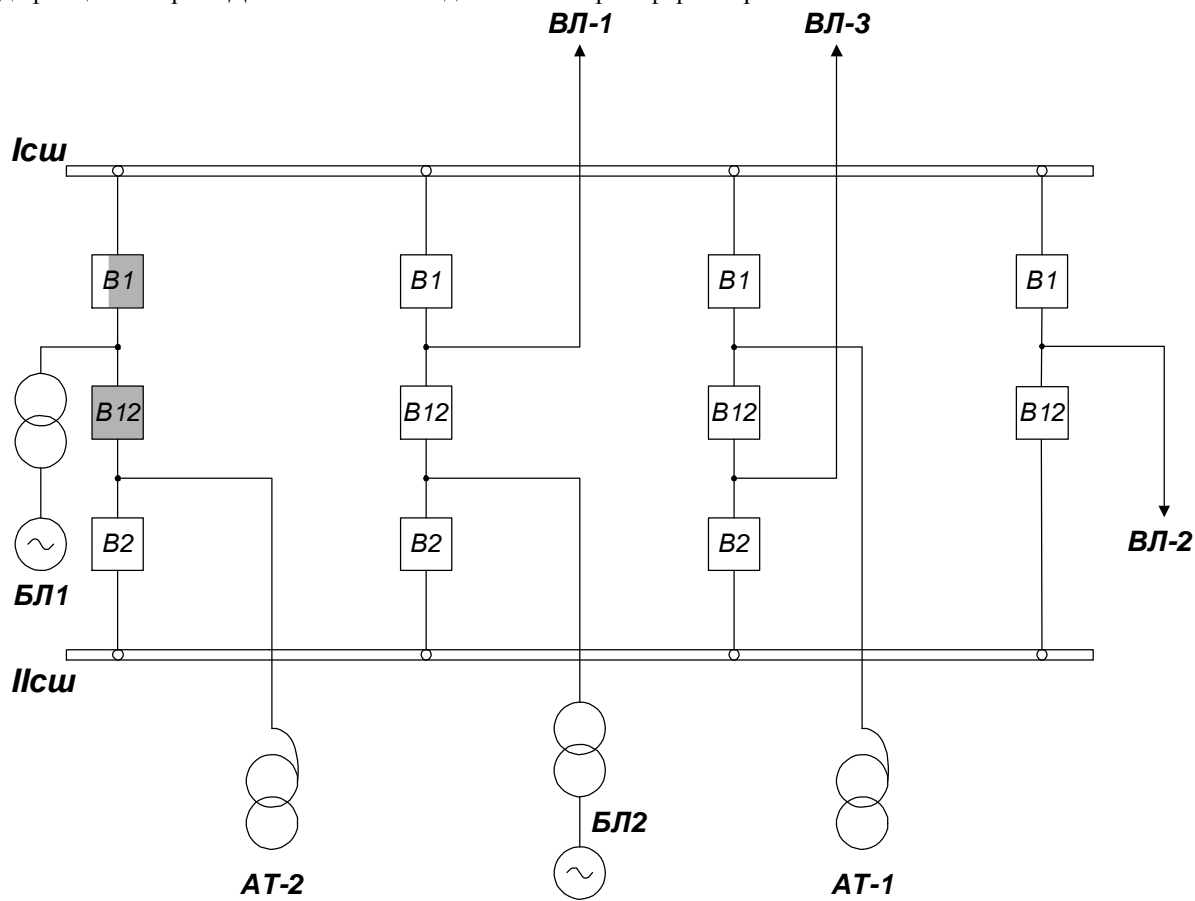


Рис.1 Схема электрических соединений ТЭЦ на стороне 330кВ

## ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ В МОСЭНЕРГО.

Кудрявцев В.Н., Балашов В.В., Королев А.Г., Сдобин А.В. ЦСЗ РДУ Мосэнерго

Внедрение микропроцессорных (МП) защит в АО «Мосэнерго» началось в сентябре 1997 году с включением первой подстанции с полностью МП защитами и микропроцессорной системой управления «Зубовская». На конец 2001 года в нашей энергосистеме было установлено 2332 терминалов МП защит 4 фирм-производителей. Количество терминалов МП защит каждой из фирм-производителей приведено в таблице 1.

Таблица 1

Количество терминалов МП защит разных фирм-производителей, находящихся в эксплуатации в АО «Мосэнерго» на конец 2001 года

№№ п/п	Наименование фирмы-производителя	Количество терминалов, шт	Процент терминалов фирмы-производителя от общего количества, %
1.	Мирлин Жирен	1447	61,94
2.	АББ	822	35,19
3.	Сименс	46	1,97
4.	НПФ "Радиус"	17	0,9
Итого		2332	100

С 1997 года было зарегистрировано 8 случаев неправильной работы МП защит. Из них по вине эксплуатации и из-за ошибок при проектировании произошло 5 случаев и из-за неисправности самих МП защит произошло 3 случая. Как видите, количество случаев неправильной работы МП защит весьма мало. Это указывает на их высокую надежность и высокие эксплуатационные характеристики.

В таблице 2 приведено изменение общего количества терминалов МП защит в Мосэнерго по годам.

Таблица 2

Изменение общего количества терминалов МП защит в АО «Мосэнерго» по годам

Год	1997	1998	1999	2000	2001
Количество терминалов МП защит, шт	141	604	1078	1560	2336

Как следует из данных таблицы 2 наблюдается стабильный рост общего количества терминалов МП защит в энергосистеме с момента начала их внедрения. Разумеется, внедрение такого количества МП защит требует большой и целенаправленной работы. Поскольку большинство энергосистем в настоящее время также решают проблемы внедрения МП защит, считаем, что имеющийся у нас опыт их внедрения может быть полезен и им, хотя бы для того, чтобы не повторять наших ошибок и при необходимости использовать положительный опыт решения проблем. Условно разобьем эти проблемы на решенные и не решенные, на проблемы организационно-технические и просто технические.

### **В организационно-техническом плане нам удалось:**

выпустить в 1997 году приказ Генерального директора Мосэнерго о внедрении МП защит на всех новых и реконструируемых объектах в энергосистеме. Наличие такого приказа и контроль за его исполнением позволили нам существенно упростить внедрение МП защит;

разработать и внедрить техническую политику /концепцию/ внедрения терминалов МП защит;

заключить договор с «АББ Автоматизация» о системе послегарантийного обслуживания МП защит.

организовать эксплуатацию МП защит в соответствии с действующими нормами и правилами. Это потребовало выпуска распорядительных и инструктивных документов, обеспечивающих адаптацию МП защит в существующую систему эксплуатации устройств РЗА;

организовать обучение персонала наладке и проверке МП защит на базе Московского центра подготовки кадров (МЦПК). В настоящее время МЦПК располагает хорошо оборудованной лабораторией МП защит. В оборудовании этой лаборатории большое участие приняло «АББ Автоматизация», которая поставила практически все необходимые терминалы МП защит;

решить с институтом «Мосэнергопроект», выполняющим для энергосистемы все проекты новых включений и реконструкции объектов, организационные и технические вопросы проектирования, в том числе вопросы обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) для МП защит.

решить вопрос стоимости работ по наладке терминалов МП защит. Ценники на эти работы, естественно, отсутствуют. Применение существующих ценников непомерно завышает стоимость работ. Поэтому мы были вынуждены разработать новые временные цены /до выпуска официального ценника/, что позволило значительно снизить начальную стоимость работ по наладке МП защит;

решить вопрос с комплектацией проверочными устройствами. Нами приобретаются только отечественные проверочные устройства.

решить вопрос с наладочной организацией, ведущей наладку в АО Мосэнерго.

**В техническом плане нам удалось:**

решить проблемы с выбором типов терминалов МП защит для новых и реконструируемых объектов;

решить проблемы с выбором требуемых функций для терминалов МП защит;

решить проблемы конфигурирования терминалов МП защит;

решить проблемы с выбором и заданием уставок МП защит;

решить проблемы обеспечения надежного питания оперативным постоянным током терминалов МП защит;

достигнуть значительного прогресса в решении вопросов обеспечения ЭМС МП защит. И хотя к настоящему моменту все необходимые вопросы обеспечения ЭМС еще полностью и окончательно не решены, можно сказать, что здесь есть серьезные подвижки. Проблемой обеспечения ЭМС для электромеханических защит с элементами микроэлектроники в нашей энергосистеме начали заниматься в 1995 году силами НПФ «ЭЛНАП». В этой области достигнут значительный прогресс. При включении всех ПС с МП защитами, т.е. начиная с 1997 года, силами НПФ «ЭЛНАП» на них проверялась электромагнитная обстановка и принимались меры для обеспечения нормального функционирования МП защит на ПС при имеющемся уровне помех. Хочу сказать, что в обеспечении ЭМС на ПС значительная заслуга и «АББ Автоматизации», которая привлекает специалистов НПФ «ЭЛНАП» для экспериментальной проверки электромагнитной обстановки на ПС.

Не решенные проблемы.

**В организационно-техническом плане нам не удалось:**

решить проблему статистического учета терминалов МП защит. Терминал МП защит является многофункциональным устройством совмещающим в одной физической единице оборудования несколько функций устройств защиты и автоматики. Таким образом, если МП защиты считать поштучно, то статистическое количество защит сокращается. Для приведения статистики к общему знаменателю необходимо выпуск распорядительно документа на общероссийском уровне;

решить все проблемы с выбором уставок, поскольку отсутствуют руководящие указания по новым типам защит - импортным и отечественным. Сейчас получается, что все связанное с внедрением новых защит, возлагается на эксплуатацию. РАО оставило за собой только разрешение на применение в отрасли. Разрешение на применение в отрасли дается. А как выбирать уставки на разрешенные к применению устройства никто не знает;

официально решить проблему с периодичностью проверок МП защит. МП защиты дорогие и более совершенные. В них заложен непрерывный самоконтроль, диагностика. По нашему мнению периодичность проверок МП защит должна быть больше, чем у электромеханики и микроэлектроники. Для самых совершенных МП защит с объемом внутреннего самоконтроля 80 % и более периодичность проверок может быть увеличена до 12 и более лет остаются вопросы к системе разрешений к применению. В соответствии с приказом РАО № 229 от 16.11.98 г. "О подтверждении соответствия приобретаемого энергетического оборудования требованиям РАО "ЕЭС России", вся применяемая аппаратура РЗА должна иметь разрешение на применение в энергетике. Сертификаты на применение выдаются. Но в документации на сами устройства разрешенные к применению нет никаких эксплуатационных характеристик. Требования к трансформаторам тока, периодичности проверок, выбор уставок и т.п. Так как же эксплуатировать такие разрешенные устройства? Кто и когда будет принимать решение по этому поводу? Эти вопросы необходимо решать в РАО;

необходимо, в соответствии с накопленным опытом, пересмотреть требования к МПРЗА. Следует разработать критерии технического совершенства для того, чтобы было возможно осуществлять выбор применяемой аппаратуры;

решить проблемы с инструкциями по наладке;

продолжать совершенствование решения проблемы ЭМС. Для решения этой проблемы следует, прежде всего, выпустить нормативные материалы, направляющие и организующие эту работу. Сейчас, например, в ПУЭ и в «Нормах технологического проектирования» нет даже намека на ЭМС. Без решения этой проблемы невозможно обеспечить грамотное и качественное внедрение и эксплуатацию МП защит. Нам не известно о сколько-нибудь масштабной попытке централизованного решения этой проблемы. Но этим вопросом следует заниматься обязательно. Без решения вопросов ЭМС невозможно обеспечить качественное внедрение и надежную эксплуатацию МП защит. Конечно, одним ПУЭ пакет нормативных актов в области ЭМС не может быть исчерпан. Следует разрабатывать и выпускать не только нормативные акты, но и программы и методики обеспечения ЭМС на объектах. Необходимо дорабатывать требования к контурам заземления в свете проблемы ЭМС. Необходима соответствующая аппаратура.



## ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИФРОВОГО УСТРОЙСТВА РЗА IPR XXI.

Сухонос К.Б., Демидов Г.Д. АК «Харьковоблэнерго»,  
Кулаков А.А., Моисейченков В.И. НПФ «ННТ», г. Харьков

В настоящее время энергетика Украины находится в стадии осуществления реформ по обеспечению высокой эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии. Реформирование в первую очередь осуществляется с точки зрения увеличения денежных потоков, т. е. затрагивает в первую очередь коммерческую сторону деятельности и структуру административно-хозяйственного управления.

Однако, для обеспечения требуемого качества электроэнергии и высокой надежности работы энергосистем и электроснабжения потребителей требует проводить мероприятия по повышению технического перевооружению оборудования и средств автоматизированного управления. С экономической точки зрения техническое перевооружение в энергетике является наиболее эффективным инвестиционным проектом, обеспечивающим высокую рентабельность капиталовложений и, по мнению экспертов, должно быть приоритетным направлением инвестиционной политики предприятия.

Релейная защита и автоматика (РЗА) энергосистем, являющаяся автоматическим средством общесистемного значения, оказывает большое влияние на надежность энергосистем. Сегодня в Украины отработали нормативный срок почти 50% устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, что ставит под угрозу устойчивость энергосистемы в осенне-зимний период. Недостаточное оснащение присоединений средствами регистрации затрудняет оперативное проведение расследования отказов и нарушений в электроснабжении и работе электрооборудования. Снижается достоверность результатов расследований.

Появление микропроцессорной техники и развитие информационных технологий привело к созданию цифровых устройств РЗА. Несомненны достоинства цифровых защит по сравнению с реле на электромеханической и микроэлектронной элементной базе:

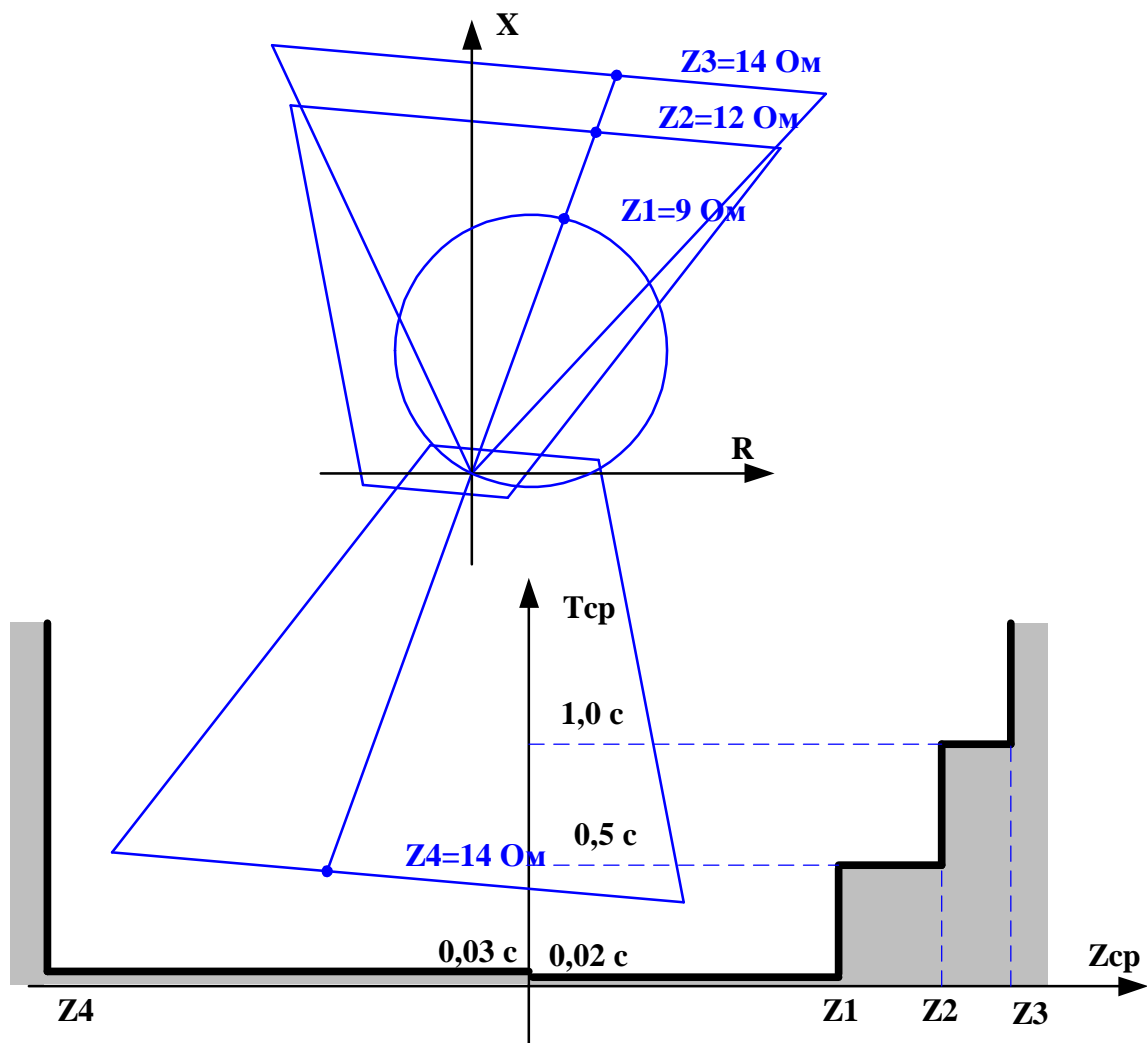
- компактность и многофункциональность;
- низкий уровень потребления по цепям оперативного тока и измерительным цепям;
- непрерывный самоконтроль, высокая точность и стабильность в работе;
- возможность дистанционного контроля состояния и управления устройствами;
- простота интеграции в систему автоматизированного управления.

Массовое применение цифровых защит может дать ощутимую отдачу - сокращение затрат на эксплуатацию РЗА, снизить риск тяжелых системных аварий, ущерб от которых существенно превышает стоимость работ по техническому перевооружению.

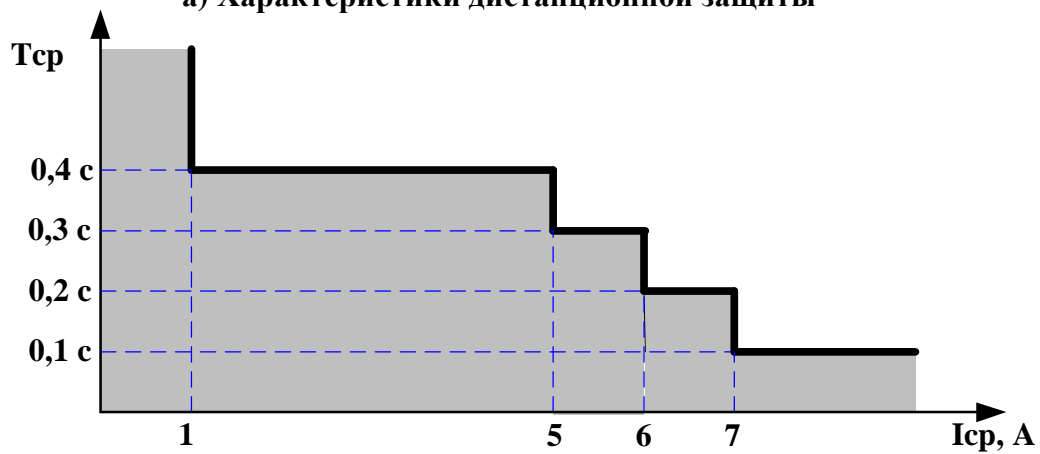
Предлагаемый иными фирмами на рынке Украины парк цифровых защит не всегда отвечает потребностям и возможностям отечественных энергокомпаний по двум основным причинам: высокое соотношение цена/качество и/или не полная адаптация к отечественным электрическим сетям. Вместе с тем масштабное применение цифровых защит возможно только после появления на рынке устройств от нескольких отечественных производителей. Их конкуренция с иными фирмами и между собой, дешевая рабочая сила обусловит значительное снижение цен на однотипные устройства. В этом аспекте инвестирование в цифровые устройства РЗА отечественного производителя может быть наиболее перспективно.

В рамках такой инвестиционной политики АК «Харьковоблэнерго» в ноябре 2000г. внедрило на подстанции «Восточная» цифровую защиту IPR XXI производства НПФ «ННТ» (Украина, г. Харьков), по функциям повторяющую панель ШДЭ-2801, но с дополнительными возможностями информационных технологий. С целью набора максимального большого опыта поведения защит устройства на период опытной эксплуатации было выбрано место установки устройства – ячейка ОШСВ-110 кВ, выключатель которой постоянно находится в работе. С этой же целью зоны действия всех ступеней защит устройства были максимально расширены по сравнению с зонами защит ПС «Восточная».

В устройстве были введены в работу: защиты от всех видов КЗ, управление выключателем от защит и ключа управления, регистратор событий, цифровой осциллограф аварийных процессов, определитель места повреждения (ОМП), счетчик ресурса выключателя. Ориентировка направленных защит: первая – третья ступени дистанционной и земляной ориентированы в сторону ЛЭП 2-й секции шин 110 кВ, дополнительная (четвертая) ступень дистанционной направлена в сторону ЛЭП 1-й секции шин 110 кВ. Настройка защит во вторичных величинах приведена на рис.1. Для пояснения условий работы защит и ОМП устройства на рис.2 приведен фрагмент схемы сети 110 кВ, прилегающей к ПС «Восточная» с линиями электропередачи, где возникали КЗ.



а) Характеристики дистанционной защиты



б) Время-токовая характеристика земляной защиты

Рис.1. Характеристики защит IPR XXI

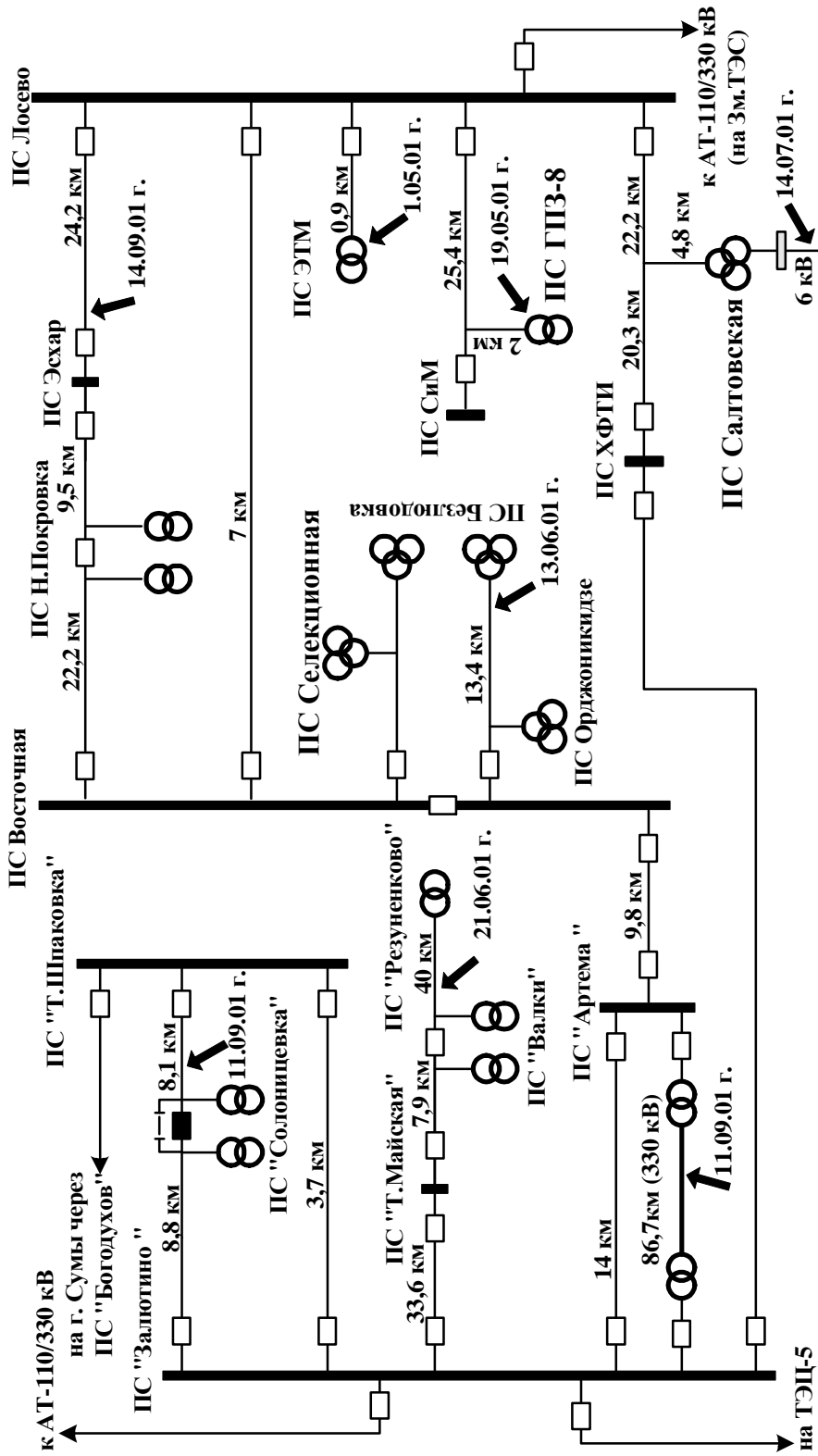


Рис.2. Фрагмент сети 110 кв, прилегающей к ПС "Восточная"

Настройка и проверка цифровой защиты не вызвали особых проблем у персонала службы РЗА. Для обслуживания устройства персоналу не потребовались знания и навыки по программированию.

В процессе опытной эксплуатации случаи ложного срабатывания и отказа в срабатывании защит микропроцессорного устройства IPR XXI отсутствуют. Было зарегистрировано девять случаев пуска и работы защит устройства РЗА IPR XXI с фиксацией переходных процессов аварий в сети 110 кВ, в том числе по одному случаю работы на КЗ в сетях 6 кВ и 330 кВ. Результаты работы устройства сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Результаты работы устройства IPR XXI при авариях в сети

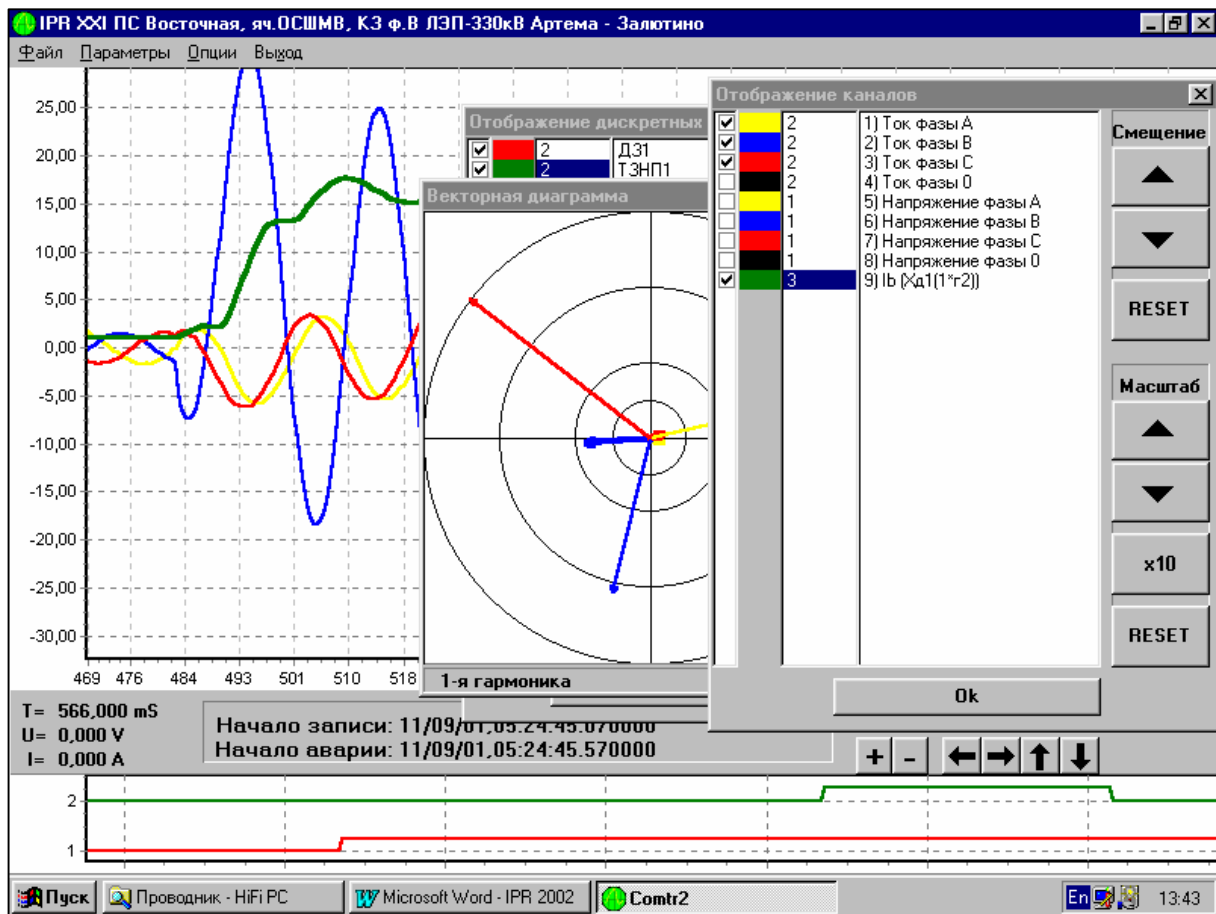
Дата Время	Место КЗ Расстояние от ПС «Восточная», км	Работа IPR XXI	
		Защита	ОМП, км
1.05.01г. 19:25	Трансформатор ПС «ЭТМ», <b>7,9</b>	ДЗ-4	<b>- 9</b>
19.05.01г. 8:21	Лосево – ГПЗ-8, <b>34,4</b>	ДЗ-4	<b>- 23</b>
13.06.01г. 22:16	Восточная – Безлюдовка, <b>4...10?</b>	ДЗ-1, ТЗНП-1	<b>10,1</b>
21.06.01г. 18:36	Валки – Резуненково, <b>76,7</b>	ДЗ-1	<b>77</b>
14.07.01г. 10:38	ПС «Салтовская», 6 кВ <b>34+Т110/6кВ+?</b>	Нет	<b>?</b>
11.09.01г. 5:24	Артема–Залютино, <b>40</b> <b>(21,8+АТ110/330кВ)</b>	ДЗ-1, ТЗНП-1	<b>46</b>
11.09.01г. 11:55	Солоницевка –Т. Шпаковка, <b>34?</b>	ДЗ-2	<b>179</b>
14.09.01г. 5:02:05	Лосево – Эсхар1, <b>32,2</b>	ДЗ-4	<b>- 25</b>
14.09.01г. 5:02:12	Неуспешное АПВ Лосево – Эсхар1, <b>32,2</b>	ДЗ-4	<b>- 35</b>

В графе таблицы «Место КЗ» указано наименование ЛЭП, на которой возникло КЗ, а так же расстояние до места повреждения от шин ПС «Восточная» по длине всех ЛЭП от шин ПС «Восточная», а так же пересчитанное в эквивалентную длину ЛЭП 110 кВ сопротивление силового трансформатора (в случае наблюдения КЗ за трансформатором). Приведенная в таблице оценка устройством расстояния до места КЗ (графа «Работа IPR XXI / ОМП») со знаком «минус» означает, место аварии находится за «спиной» защиты устройства.

В анализе результатов работы ОМП устройства необходимо учесть фактор, значительно влияющий на погрешность односторонней оценки расстояния, – наличие или отсутствие в пределах линии отпаек с источниками ЭДС. Из рис.2 следует, что практически во всех случаях работы ОМП устройства имело место подпитка места КЗ от нескольких источников по трассе измерения. С учетом изложенного результаты работа ОМП устройства удовлетворяют требованиям практики.

Отказов в работе схемы устройства по управлению приводом выключателя не зарегистрировано. Зафиксирован один случай срабатывания функции контроля целостности цепей управления приводом выключателя. Проверка персоналом привода подтвердил нарушение в цепи управления – окисление и ослабление прижима контактов КСА.

Цифровой осциллограф пускался в работу девять раз с сохранением в памяти устройства упорядоченной информации о переходных процессах в трехфазной сети по току и напряжению. Разрешающая способность (40 точек на период промышленной частоты), длительность записи доаварийного и пост аварийного процесса достаточны для анализа причин возникновения, процесса развития КЗ и действия защит устройства. Переданная изготовителем вместе с устройством программа просмотра и анализа цифровых осциллограмм работает на ПЭВМ под управлением ОС Windows. Обучение персонала службы РЗА навыкам работы с программой заняло нескольких часов. Возможности программы достаточны для проведения всестороннего анализа аварийного процесса, в т.ч. отображения векторов тока и напряжения, симметричных составляющих, а так же процесса изменения векторов сопротивления в комплексной плоскости R и X. Человеко-машинный интерфейс программы с осциллограммой аварийного процесса приведены ниже.



На основании полученных результатов опытной эксплуатации принято решение по переводу устройства РЗА на ПС “Восточная” в промышленную эксплуатацию, а так же установить цифровую защиту IPR XXI на ПС «Кочеток».

## СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

Биргель Э.Р. ОДУ Средней Волги

В структуре Единой энергосистемы России ОЭС Средней Волги занимает важное положение как *связующее* звено между ОЭС Центра, Северо-Запада и ОЭС Урала, Сибири. Состояние средств противоаварийного автоматического управления (ПАУ) в сети 500кВ ОЭС СВ, к которым относится релейная защита (РЗ) и противоаварийная автоматика (ПА), определяет надежность и устойчивость работы не только ОЭС СВ, но и БЭС в целом.

Находящиеся в эксплуатации средства РЗ и ПА ОЭС СВ проектировались и вводились в эксплуатацию в 70-80 годы. В совокупности эти средства представляют собой сложную многоуровневую и резервируемую систему ПАУ. Сеть 500кВ ОЭС оснащена электромеханическими устройствами РЗ и линейной автоматикой. Централизованные комплексы ПА Балаковской АЭС, Волжской ГЭС и Заинской ГРЭС, выполненные с использованием микроэлектронной и микропроцессорной аппаратуры, интегрированы в 2-х уровневую цифровую систему ПА, охватывающую централизованным противоаварийным управлением всю сеть 500кВ ОЭС СВ. Верхний уровень ЦС ПА находится в здании ОДУ Средней Волги. Несмотря на отдельные технологические нарушения в ОЭС СВ в 2000году, общие показатели надежности функционирования средств РЗ и ПА соответствуют показателям надежности этих средств в других ОЭС.

В организации эксплуатации и развития средств ПАУ большое значение имеет оперативно-техническое взаимодействие в "вертикали" служб РЗА энергопредприятий, АО-энерго, ОДУ, ЦЦУ ЮЭС. Соответствие иерархии служб РЗА 4-х уровневой структуре диспетчерского управления обеспечивает необходимое единство и согласованность систем диспетчерского и автоматического управления в ЕЭС.

Трудности финансирования, дефицит сложной аппаратуры и кабельной продукции в конце 80-х годов не позволили реализовать в ОЭС СВ целый ряд важных проектов:

- 2-х уровневой цифровой системы АРЧМ ОЭС как составной части 1ДКС АРЧМ БЭС России;

- реконструкции систем сбора и передачи доаварийной информации для верхнего уровня ЦС ПА сети 300кВ ОЭС Средней Волги и локальных централизованных комплексов ПА Балаковской АЭС, Волжской ГЭС и Заинской ГРЭС;
- комплексов ПА системообразующей сети 110-220кВ Самарской, Саратовской, Чувашской и Татарской энергосистем.

Техническое несовершенство ПА сети 110-220кВ в указанных энергосистемах неоднократно приводило в 80-90 годах к локальным системным авариям.

Акционирование энергетики и экономический кризис в 90-х годах привели к целому ряду негативных последствий:

- нарушению оперативно-технического взаимодействия между центральными службами РЗА АО-энерго и местными службами РЗА энергообъектов 500кВ, не вошедших в состав АО-энерго;
- снижению уровня оперативной и технологической дисциплины при эксплуатации устройств РЗ и ПА;
- прекращению развития и техпервооружения средств РЗ и ПА

Системная авария в ОЭС Урала и технологические нарушения системного характера в ОЭС СВ в 2000г. свидетельствуют о нарастающем несоответствии системы ПАУ схемно-режимным условиям работы энергосистем ОЭС. Основные причины такого положения:

- моральный и физический износ аппаратуры РЗ и ПА;
- недостаточные объемы управляющих воздействий на отключение нагрузки от основных видов ПА (САОН, АЧР);
- неполное соответствие средств ПА сети 110-220кВ требованиям директивных документов.

Выявленные недостатки в системе ПАУ требуют безотлагательного начала техпервооружения и реконструкции средств РЗ и ПА в основной системообразующей сети энергосистем ОЭС. По техническим заданиям ОДУ СВ институт "Энергосетьпроект" заканчивает в 1-м полугодии 2001 года следующие важные работы:

- ТЭО на техпервооружение и реконструкцию централизованной системы ПА сети 500кВ ОЭС Средней Волги (заказчик ОДУ СВ);
- ТЭО на техпервооружение и реконструкцию релейной защиты сети 500кВ ОЭС Средней Волги (заказчик МЭС Волги).

В финансовой части указанных проектов затраты на техпервооружение и реконструкцию средств ПАУ разнесены на все самостоятельно хозяйствующие субъекты рынка, работающие параллельно по сети 500кВ ОЭС: Балаковскую АЭС, Волжскую и Саратовскую ГЭС, МЭС Волги, Татэнерго, Чувашэнерго и ОДУ СВ в части программно-технического комплекса верхнего уровня ЦС ПА. Указанные субъекты рынка на основании разработанных ТЭО должны будут для своих энергообъектов 500кВ заказывать рабочие проекты и осуществлять их реализацию под оперативно-техническим руководством ОДУ СВ.

Этот принцип обязательного участия всех субъектов рынка в предотвращении аварий и восстановлении электроснабжения после аварий (оказание услуг в системе ПАУ) должно быть закреплено в нормативно-правовых документах.

Техпервооружение и реконструкция средств ПАУ сети 500кВ действующего энергообъединения - сложная в организационном и техническом плане задача, решение которой осложняется потерей проектными институтами своего научно-технического потенциала и отсутствием в РАО "БЭС России" единой технической политики и стратегии техпервооружения средств ПАУ.

Задача техпервооружения и реконструкции средств ПАУ может быть решена при условии:

- обеспечения финансирования;
- наработки необходимой нормативно-правовой базы;
- восстановления утраченного взаимодействия в "вертикали" служб РЗА и укрепления самих служб РЗА на всех уровнях диспетчерского управления.

## **О ПРИНЦИПАХ ОСНАЩЕНИЯ УРЗА РЕЗЕРВНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СН АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**В.Н. Иванов, Смоленская АЭС.**

В настоящее время резервные трансформаторы собственных нужд мощных энергоблоков АЭС питаются от шин напряжением 110-330 кВ и имеют мощность 63 МВА. Дифференциальная защита таких трансформаторов выполнена, как правило, на реле типа ДЗТ-21. Однако ещё в середине 80-х годов были отмечены случаи срабатывания таких защит во время работы АВР в сети СН при отключении рабочих источников питания СН, то есть в самый неподходящий момент. Попытка разобраться в причинах работы защиты была предпринята в 1986 году: проводилась серия опытов АВР на Южно-Украинской АЭС.

Однако Чернобыльская авария не позволила завершить эту работу, испытания режимов АВР были прекращены. Основываясь на полученных от незавершённой работы результатах и, чтобы в такой ситуации перестраховаться, на свет появляется Противоаварийный циркуляр № Ц-04-87(э) от 24.02.87г. «О предотвращении ложной работы дифференциальной защиты ДЗТ-21 пускорезервных трансформаторов собственных нужд электростанций», в соответствии с которым вводилась выдержка времени на срабатывание защиты порядка 0,1 сек и увеличивалось торможение при сквозных токах. Введение выдержки времени для основной защиты трансформатора само по себе является нонсенсом. Однако и после внедрения вышеупомянутого циркуляра и даже загробления защиты в два раза на Смоленской АЭС несколько раз дифференциальная защита работала в режиме АВР, на первый взгляд, казалось неправильно. Было проведено несколько опытов АВР и установлено, что причиной работы дифференциальной защиты являлись двойные замыкания на землю в сети 6 кВ, причём одна из точек замыкания на землю находилась в зоне защиты. Такие замыкания возникали только во время режима несинхронного АВР в основном из-за конструктивных недостатков узла установки трансформаторов тока, повреждения изоляторов, нахождения в шинопроводе 6 кВ трансформаторов посторонних металлических предметов. Был разработан и реализован комплекс мероприятий по исключению подобных повреждений изоляции. Более чем десятилетний последующий период эксплуатации подтвердил правильность намеченных мероприятий: дифференциальная защита не срабатывала в режимах АВР.

Параллельно велась работа по опытной эксплуатации нового реле для дифференциальной защиты, сегодня это блок-реле БЭ-2104, выпускаемое НПП «ЭКРА» и планируемое к выпуску ЧЭАЗ'ом. По своим характеристикам это реле выполнено по двухканальной схеме и оснащено системами тестового и функционального контроля, имеет пофазную индикацию работы, что существенно снижает вероятность его неправильной работы и позволяет более оперативно определить характер и место повреждения. Работа начиналась вначале девяностых годов на Смоленской АЭС под руководством ОРГРЭС'а, однако тоже не получила логического завершения.

Итак, первые выводы.

#### 1. По реле ДЗТ-21.

Работы на Смоленской АЭС реабилитировали это реле. Однако впоследствии стали появляться случаи ложной работы ДЗТ-21 при потере контактов в цепях питания (разъёмы, контакты в местах пайки радиоэлементов), только в «Смоленскэнерго» зафиксировано три таких случая, два из которых привели к отключению блока на Смоленской ТЭЦ-2. Аналогичный случай был и на Томской ТЭЦ-3 (см. Сборник аннотаций информационных писем СРЗА ЦДУ «ЕЭС России» № 21 от 05.2000 года). Очевидно, что эксплуатируемые сегодня реле ДЗТ-21(23) морально и физически устарели и необходимо планировать их замену. Тем более, что и ЧЭАЗ готов снять их с производства.

#### 2. По реле БЭ-2104.

Считаю целесообразным планировать замену реле ДЗТ-21 на реле БЭ-2104 на трансформаторном и автотрансформаторном оборудовании. Десятилетний опыт эксплуатации этих реле на Смоленской АЭС (введены на сигнал на резервных ТСН) положительный. Однако количество этих реле, находящихся в эксплуатации ограничено и не позволяет делать однозначные выводы.

#### 3. Предложения по реле дифференциальной защиты резервных ТСН.

Считаем целесообразным дифференциальную защиту резервных ТСН АЭС, да и других электростанций, выполнять на старом электромеханическом реле серии ДЗТ-10. А вот в качестве дублирующего комплекта можно использовать или реле БЭ-2104 или, что лучше, микропроцессорный терминал типа БЭ-2704, выпускаемый сегодня тем же НПП «ЭКРА». Причём защиты дублирующего комплекта ввести только на сигнал и использовать этот комплект в качестве дополнительного устройства регистрации событий и аварийного осциллографа, позволяющего определить причину нарушения в работе. Простота исполнения и минимизация защит, действующих на отключение повысит надёжность работы резервных ТСН за счет уменьшения вероятности неправильной работы защит. Следует заметить, что более радикальный подход к этому вопросу существует, например, в компании ЭДФ (Франция), не применяющей дифференциальные защиты на трансформаторах, питающих системы безопасности АЭС из-за возможности их неправильной работы.

Второй актуальный вопрос – это оснащение сети резервного питания 6 кВ устройствами АВР, позволяющими повысить надёжность питания СН ремонтируемого блока, снизить вероятность срабатывания ресурса дизель-электрических станций, приводов аварийной защиты реактора из-за обесточения СН. Так, например, для каждого из трёх блоков Смоленской АЭС имеется свой РТСН 330/6,3-6,3 кВ мощностью 63 МВА, который резервирует два рабочих трансформатора СН 20/6,3-6,3 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Отказ от АВР на секционных выключателях сети 6 кВ резервного питания при проектировании был связан с возможностью перегрузки трансформатора в режиме АВР при его предварительной загрузке СН одного ремонтируемого блока и аварийном отключением рабочего ТСН на другом. Однако, учитывая, что во время ремонта блока загрузка трансформатора составляет порядка 10% от номинальной нагрузки, а пуск блока осуществляется только от рабочих ТСН, перегрузка РТСН маловероятна. В тех же редких режимах, когда трансформатор уже несёт нагрузку одного из рабочих ТСН, резервирование других РТСН не выполнять, т.е. оперативно выводить АВР на соответствующих секционных выключателях.

Выводы:

Учитывая опыт эксплуатации и требования, предъявляемые к надёжности электроснабжения собственных нужд АЭС необходимо пересмотреть концепцию построения УРЗА резервных (пускорезервных) ТСН электростанций и, особенно АЭС, учитывая реалии настоящего времени. Целесообразно отразить особенности оснащения УРЗА таких трансформаторов в новом издании ПУЭ.

## ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ РЕЛЕЙНОГО ПЕРСОНАЛА.

*А.П.Удрис, УКК Рязаньэнерго*

Предпосылками к обсуждению темы подготовки кадров являются следующие обстоятельства.

1. Независимо от структуры энергетики кадры для обслуживания устройств РЗА и электротехнических расчетов будут нужны всегда. Причем на период реструктуризации кадров РЗА может потребоваться больше (службы РЗА в составе РДУ, центральные службы в составе остающихся АО-энерго, расширение служб РЗА МЭС вследствие передачи им сетей 220 кВ).

2. Чем выше будет квалификация кадров, тем выше будет производительность труда, и тем дешевле будет обходиться обслуживание РЗА, т.е. меньше аварийных событий.

3. Переход к новому, микропроцессорному поколению устройств РЗА требует нового изложения вопросов теории и практики РЗА, в значительной степени отвлеченного от многообразия аппаратных средств, с одной стороны, и дополненного методиками освоения вычислительной техники, с другой.

4. Наметился поворот значительной части молодежи к техническим знаниям. Для примера, если на 5 курсе Рязанского филиала МГОУ электриков всего 25 человек, то на 4 курсе уже 45, на третьем еще больше. Из числа работающей молодежи служб РЗА Рязаньэнерго более 50% можно отнести к энтузиастам освоения РЗА.

Однако нынешнее положение дел оставляет желать лучшего.

1. Подавляющая часть молодых релейщиков не имеет специального высшего образования. Из порядка 150 релейщиков Рязаньэнерго не более 10% имеют высшее или средне-техническое образование по специальности «РЗА» или хотя бы «Электрические станции и сети». Значительная же часть работающих молодых релейщиков по образованию весьма далека не только от релейной защиты, но и от энергетики вообще. Практика курсового обучения показывает, что даже среди выпускников Рязанской Радиоакадемии весьма слабы знания по базовым дисциплинам, таким как ТОЭ, электрические машины.

2. Дешевая техническая литература 70-х – 80-х годов в значительной степени рассеялась, а в значительной степени устарела. Например, руководящие указания по дистанционной защите работнику, уже не знающему панелей ПЗ-157, ПЗ-159, читать почти невозможно. Выпускаемой сейчас литературы по РЗА очень мало, она очень дорога, мал тираж, а типовые проектные работы большинству вообще недоступны (по 7-9 тыс. руб). В розничной продаже литературы не только по РЗА, но и по электротехнике вовсе нет. Прекрасный учебник Н.В.Чернобровова и В.А.Семенова 1998 года стал библиографической редкостью. Короче говоря, для нового поколения релейщиков литература почти недоступна.

3. Централизованные курсы повышения квалификации релейщиков, во-первых, очень дороги (по 7-8 тыс. рублей на человека), во-вторых, не могут за месяц дать требуемого объема знаний, наконец, не могут охватить весь состав служб РЗА.

Причины существующего положения общеизвестны. Это и результаты общего кризиса народного хозяйства, и пассивное ожидание реструктуризации, когда далеко не все задумываются над будущими вариантами обслуживания РЗА и не хотят платить деньги за подготовку кадров, которые потом отойдут в другие структуры. А возможными последствиями этого после реструктуризации могут быть серьезные аварийные инциденты, связанные не только с неотлаженностью взаимодействий между подразделениями РЗА, но и с низкой квалификацией персонала. А это, естественно, значительные убытки. Значит, о серьезной подготовке кадров надо задуматься уже сегодня.

Путей решения этой задачи должно быть несколько.

1. Институтская подготовка, бесспорно, наиболее полноценна, но сегодня не до конца эффективна для регионов, где отсутствуют профильные вузы и техникумы, поскольку миграция населения по экономическим причинам сейчас затруднена. Следовательно, было бы хорошо создавать небольшие группы релейщиков (да и электриков, тепловиков) при непрофильных институтах в областных центрах с последующим гарантированным предоставлением рабочих мест в энергетике успешнообучающимся. Преподавать могли бы как более подготовленные преподаватели этих вузов, так и практики из энергосистем или их преемников. Естественно, оплата преподавания должна быть привлекательной, и платить за такую подготовку должны заинтересованные организации, т.е. энергетики. Вторым вариантом институтской подготовки может быть целевое направление детей энергетиков в энергетические институты с оплатой стипендии и с гарантированием рабочего места успешно обучающимся. А, как уже говорилось, молодых людей, желающих получить высокую квалификацию электрика, в последние годы становится значительно больше.



2. Должна подешеветь техническая литература, как по общим дисциплинам (ГОЭ, машины, электрооборудование, ТВН), так и по РЗА. Реализовать это можно только целевой складчиной энергетических организаций. Получился же учебник по РЗА в 1998 году. Застрельщиками этого, на мой взгляд, должна быть Дирекция по науке и технике РАО. Например, очень полезная библиотека электротехника при явно недостаточном тираже порядка 1000 экземпляров могла бы быть значительно дешевле при большем тираже и при поступлении в розничную продажу, скажем, по предварительным заказам.

3. Повышение квалификации на местах возможно в сочетании двух подходов. В высококачественных централизованных организациях (типа кафедры М.А.Шабада в ПЭИПК) на курсах и периодических семинарских занятиях должны готовиться преподаватели для местных курсов. При этом помимо технической подготовки таких специалистов необходимо организовать их педагогическую подготовку с последующей выдачей документа, подтверждающего эту подготовку. В свою очередь, эти специалисты могли бы проводить курсовые занятия в УКК и ЦПП своих регионов, охватывая тем самым, максимальное количество работников с минимальными затратами. Этим вопросом, по-видимому, мог бы заниматься также Учебно-методический Центр Минэнерго. Второй подход заключается в том, что небольшие соседние энергосистемы могли бы для проведения своих курсов обмениваться такими специалистами.

4. Идею платы за квалификацию надо реанимировать и найти способ сделать ее привлекательной для администраторов. Система допусков хорошо работала в Рязаньэнерго, пока доля оплаты была ощутимой. Система допусков позволила организовывать тематические курсы по подготовке релейщиков таким образом, чтобы максимальное количество работников могло затем самостоятельно обслуживать какую-то группу устройств. В свое время все устройства РЗА в Рязаньэнерго были разбиты примерно на 40 наименований по числу сдаваемых экзаменов на допуск. Перечень сданных работником допусков определял надбавку к окладу, а отношение требуемого количества работников, допущенных к обслуживанию данной группы устройств, к наличному определяло необходимость первоочередного проведения тех или иных курсов. При этом программы курсов группировались таким образом, чтобы, с одной стороны, не делать их обременительными для персонала, т.е. не более двух недель, а с другой стороны, давать персоналу подробное, достаточное для последующей самостоятельной работы изложение тем. В Рязанских электросетях оплата за квалификацию и серьезное отношение к обучению дает наиболее высокие результаты, обеспечивая достаточный уровень квалификации работников РЗА и приемлемую стабильность кадров.

В заключение следует обозначить простую истину. Если не решать и не решить в самом ближайшем времени задачу подготовки кадров, нас ждут непростые времена.

## **ЦИФРОВЫЕ УСТРОЙСТВА И АППАРАТУРА ПА В ТЮМЕНЬЭНЕРГО.**

**А.Н. Макеев, ОАО “Тюменьэнерго”**

В Тюменской энергосистеме на апрель 2002 г. находятся в эксплуатации или готовятся к эксплуатации несколько комплектов цифровых программируемых устройств и аппаратуры ПА, и один комплекс ПА. Комплекс ПА - централизованное устройство противоаварийного управления (ЦСПУ) на базе двухмашинного комплекса ЭВМ типа ЕС-1011 находится в эксплуатации с 1995 г. ЦСПУ контролирует устойчивость работы энергосистемы, рассчитывает автоматически и выдает сигналы УВ (управляющие воздействия) типа РТ( разгрузка турбины) или ОН (отключение нагрузки) в аварийных режимах в зависимости от схемы сети, измеренных перетоков мощности и пришедших сигналов пусковых органов (ПО) об отключении ВЛ-500 кВ.

За четыре предшествующих года ЦСПУ действовала на импульсную разгрузку с ограничением мощности Сургутской ГРЭС-2 девять раз, все случаи работы правильные. Однако в двух случаях сохранить устойчивость не удалось. В одном случае произошел отказ исполнительного устройства разгрузки блока на СГРЭС-2, во втором случае – суммарное время прохождения сигнала ПО, отклика ЭВМ и задержки срабатывания исполнительного органа превысило время необходимое для сохранения устойчивости. За четыре года было более 100 аварийных отключений ВЛ- 500кВ без воздействий ЦСПУ. При этом устойчивость сети ни разу не нарушалась, что говорит об адекватности алгоритма ЦСПУ.

Передача сигналов ПО и УВ между ЭВМ ЦСПУ, находящуюся в здании ИЛК Тюменьэнерго, и исполнительным устройством, находящимся на СурГРЭС-1и2, осуществляется по пяти комплектам аппаратуры АНКА, работающих по кабелю через аппаратуру уплотнения связи типа TN-12. За четыре года работоспособность ЦСПУ нарушалась 8 раз из-за неисправности канала связи, 24 раза по 10 минут из-за останова (зависания) двухмашинного комплекса ЭВМ ЕС-1011 и два раза из-за неисправности аппаратуры телемеханики типа РПТ-80.

Основными недостатками ЦСПУ являются морально и физически устаревшие ЭВМ ЕС-1011, ненадежные каналы связи и недостаточно совершенный алгоритм функционирования. Для улучшения канала связи ЦСПУ между ИЛК ТЭ и СурГРЭС-2 устанавливается программно-технический комплекс релейной защиты и автоматики ( ПТК РЗПА) на базе промышленного контроллера, разработанный институтом “Энергосетьпроект” и ЦНИИ “ Циклон” г. Москва по заказу РАО ЕЭС для передачи диспетчер-

ско-технологической информации, сигналов РЗ и ПА по цифровым каналам связи. ПТК РЗПА будет работать через цифровую аппаратуру связи АТМ и напрямую по оптоволоконному кабелю. ЦНИИ “Циклон” изготовило для Тюменьэнерго два полукомплекта ПТК РЗПА, которые успешно прошли все сертификационные и приемочные стендовые испытания с участием представителей ЦДУ ЕЭС, ВНИИЭ, телекоммуникационной компании “Оптимат”. ПТК РЗПА позволяет передавать одновременно 48 сигналов в обе стороны и заменит 5 комплектов аппаратуры АНКА и два комплекта аппаратуры связи ТН-12. ПТК РЗПА имеет постоянный самоконтроль исправности, тестовый контроль, позволяет запоминать сигналы и их последовательность, имеет сигнализацию работы и неисправности, RS-232 выход для работы в ЛВС. Аппаратура блокируется при неисправности. На конец марта 2002г. закончен монтаж ПТК РЗПА в Тюменьэнерго и на апрель 2002г. намечен ввод его в опытную эксплуатацию. Ведутся также работы по усовершенствованию технических средств и алгоритма ЦСПУ.

С июля 2000г. на СурГРЭС-2 на ВЛ-500кВ Ильково находится в опытной эксплуатации микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики (МКПА) разработанный совместно СРЗА Тюменьэнерго и НПФ “Прософт-Е”. МКПА при включении поддерживал выполнение следующих алгоритмов: АЛАР, АЧР-1, АЧР-2, ЧАПВ, АПН, УРОВ АПН, АСН, автоматики включения реактора, АРЛ, сигнализации витковых замыканий в НКФ-500 и НКФ-220, ФОЛ.

В процессе опытной эксплуатации в алгоритм МКПА добавлены элементы адаптации, заключающиеся в автоматическом переходе на выполнения алгоритма токового АЛАР (аналог стандартного резервного токового АЛАР) при неисправности цепей напряжения, автоматическом изменении уставок АРЛ в зависимости от сезона, автоматической передачи аварийного файла в диспетчерский компьютер при срабатывании устройства или запуске регистратора событий.

Кроме того, разработанное для МКПА программное обеспечение позволяет персоналу служб РЗА редактировать существующие алгоритмы, а также разрабатывать, отлаживать и транслировать в контроллер новые алгоритмы без участия программиста, в том числе с удаленного доступа.

На СурГРЭС-2 в МКПА введены в работу алгоритмы АЛАР, АПН, ФОЛ и сигнализации витковых замыканий ТН. С момента ввода в опытную эксплуатацию было пять правильных срабатывания ФОЛ МКПА при пяти отключениях контролируемой ВЛ, несколько близких внешних и одно внутреннее КЗ, а также один внешний асинхронный ход. Во всех случаях МКПА работал правильно.

В ноябре 2001г. на ВЛ-220кВ Иртыш-Заря введены в работу два комплекта цифровой ВЧ аппаратуры АКАП-В -32, а в феврале 2002г. на ВЛ-500кВ Нелым - Магистральная введен в работу комплект АКАП-В -32 по которому передаются 22 команды в том числе 14 команд ПО для ЦСПУ. Готовятся к включению еще три комплекта на ВЛ-500кВ и два комплекта на ВЛ220кВ. Помимо известных достоинств АКАП-В в процессе наладки выявлены ряд недостатков. Конструктивной недоработкой является плохой контакт в разъемах блоков, что значительно повышает трудозатраты при наладке и проверках аппаратуры. Схемной недоработкой является отсутствие в обобщенном сигнале неисправности дежурному информации о неисправности выходного блока приемника. Недоработан по нашему мнению узел питания выходных реле приемника, подбор напряжения удержания выходных реле неоправданно трудоемкий. В то же время наладка передатчиков не вызвало трудностей.

Качество изготовления АКАП-В невысокое, так как во всех комплектах выявлены и устранены те или иные неисправности. Введенные в эксплуатацию аппараты работают пока без нареканий.

В октябре 2001г. на ВЛ220кВ Сибирская – Мегион введен в опытную эксплуатацию комплект цифрового устройства передачи команд ПА по ВЧ каналу на 16 сигналов – УПК-Ц, разработанное ООО “НПФ Прософт-Е”. К достоинствам аппаратуры следует отнести удобство наладки с использованием компьютера типа NOTEBOOK, сравнительно малые габаритные размеры, примененные импортные комплектующие при невысокой цене. При этом выполняются требования, предъявляемые к такой аппаратуре. В процессе наладки и эксплуатации пока существенных недоработок не выявлено.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА ЭНЕРГОСИСТЕМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Коновалова Е.В. АО "Фирма ОРГРЭС"**

АО "Фирма ОРГРЭС" ежегодно проводит работу по анализу эксплуатации устройств РЗА энергосистем с постоянным пополнением базы данных.

По результатам эксплуатации устройств РЗА в 88 энергопредприятиях (в 71 энергосистеме, 17 электростанциях) которые предоставили свои годовые отчеты за 2000 г. общее количество устройств РЗА, учитываемое в формах N 17 и 18-энерго составило 1469066, из них- 1177084 устройств релейной защиты, 277678- устройств электроавтоматики и 14304 устройств противоаварийной автоматики.

Устройства РЗА срабатывали 471408 раз, причем правильные срабатывания составили 469488 случаев (99,59 %), неправильные- 1918 случаев, допущенные срабатывания- 24 случая и невыясненные-2 случая.

В эксплуатации находилось 98,5 % электромеханических устройств (включая устройства с элементами микроэлектроники и на полупроводниковой основе) и 1,5 % микроэлектронных устройств, включая микропроцессорные (при этом количество микропроцессорных устройств не пересчитывалось на количество простых устройств и учтено по количеству терминалов)

Прирост устройств РЗА в отдельных энергосистемах определялся, в основном, вводом в работу вновь смонтированных защит и устройств автоматики при замене генераторов, трансформаторов, модернизации и реконструкции устройств и схем управления ячеек собственных нужд станций и фидеров понижительных подстанций, монтажом схем АВР и монтажом новых резервных защит трансформаторов, новых устройств РЗА на действующем электрооборудовании.

Численность персонала МСРЗАИ ПЭС и ЭТЛ электростанций, занимающегося эксплуатацией (техническим обслуживанием) устройств РЗА составила на конец 2000 г. 10938 человек, а общее количество устройств-1651590 (включая прочие устройства электроавтоматики, не входящие в формы годовой отчетности). Прочие устройства электроавтоматики были включены в отчет по просьбе многих энергосистем, поскольку их количество влияет на загрузку персонала.

В среднем на одного человека приходилось 151 устройство РЗА на объектах напряжением 6кВ и выше.

Общее состояние устройств РЗА в энергосистемах характеризуется старением аппаратуры, измерительных приборов, контрольных кабелей, значительная часть которых находится в эксплуатации более 25 лет. По данным энергосистем РФ в среднем 38 % (в 1998 -35%, в 1997-33%) устройств проработали более 25 лет, морально и физически устарели, не отвечают требованиям надежности, удобства эксплуатации, требуют повышенных трудозатрат на их техническое обслуживание.

Нарастающая доля старых устройств РЗА, срок службы которых исчерпан или приближается к предельному, увеличивает нагрузку персонала. Количество неправильных действий РЗА из-за "старения оборудования и контрольных кабелей" составили: 6,4 % в 1997 г., 6,1 % в 1998г., 11,3%-в 1999 г., 204 случая за 2000 г. (10,6% от числа неправильных действий), кроме того гораздо большее количество неисправностей РЗА, связанных со старением выявлено и устранено при техническом обслуживании (приблизительно 25-30% всех выявленных дефектов). Например, в 2001 г. в МЭС Центра выявлено 118 дефектов аппаратуры, в том числе 38 дефектов, вызванных старением устройств РЗА. В Иркутскэнерго в 2000 г. выявлено 242 таких дефекта., в том числе по реле времени типа ЭВ-100, ЭВ-200, РВ-100, РВ-200 (дефекты часового механизма, износ осей на шестеренках, увеличение вертикального люфта центральной шестерни, тугий ход фрикционной шестерни, высыхание масла, грязь в камнях), по магнитоэлектрическим реле М237/054 и М237/055 (нагар на контактах, залипание контактов, обрыв рамки, грязь в подпятниках, нарушение изоляции между корпусом и обмоткой реле), по реле повторного включения РПВ-01-повреждение катушек выходных реле, по реле РЭУ-11, РУ-1, РТВ - механические неисправности, по реле РЭВ-811 и РЭВ-815- старение изоляции и возгорание катушек реле.

В отдельных энергосистемах возросло количество излишних срабатываний максимально токовых защит трансформаторов, выполненных с применением реле типа РТВ из-за механического износа шестеренок реле.

Графики технического обслуживания устройств РЗА в ряде энергосистем были выполнены не полностью. В большинстве же энергосистем выполнение графиков ТО составило 90-100%. Энергосистемы отмечают старение проверочных устройств, срок эксплуатации которых составляет 15-20 лет. Слабая оснащенность современной аппаратурой для проверок устройств РЗА не позволяет повысить качество техобслуживания РЗА и ведет к увеличению времени проверок по сравнению с нормативными. В условиях старения устройств РЗА в отдельных случаях в энергосистемах придется пойти на сокращение циклов технического обслуживания, что потребует дополнительных трудовых затрат, а значит дополнительного персонала местных служб РЗА.

Наиболее важными причинами, осложняющими качественное проведение технического обслуживания и своевременное устранение дефектов устройств РЗА, на протяжении ряда лет были: отсутствие аварийного и эксплуатационного запаса релейной и высокочастотной аппаратуры ( парк запасных реле, электроизмерительных приборов почти полностью исчерпан), контрольного и монтажного провода, недокомплектованность контрольно-измерительными приборами и проверочной аппаратурой, высокочастотными генераторами, генераторами промышленной частоты. Многие энергосистемы отмечают невыполнение в полном объеме положений "Отраслевой концепции квалификационной поддержки персонала служб релейной защиты и противоаварийной автоматики, утвержденной Приказом РАО "ЕЭС России" от 15.12.96 года N336 "О дополнительных мерах по укреплению служб релейной защиты и автоматики".

Большинство энергосистем отмечают, что службы РЗА укомплектованы количественно, а не качественно. Несмотря на систематическое повышение квалификации, отмечается недостаточная подготовленность персонала служб РЗА к обслуживанию возросшего разнообразия типов устройств РЗА. Энергосистемы отмечают недостаток технической литературы по РЗА и нормативно-технической документации, ряда методических указаний по техническому обслуживанию новых реле, комплектов программ для ведения документации.

В отдельных электросетевых предприятиях и на электростанциях РФ продолжались работы по совершенствованию устройств РЗА, увеличению их надежности в том числе проводилась реконструкция цепей управления и автоматики в связи с заменой выключателей на вакуумные, элегазовые и маломасляные, производилась реконструкция цепей РЗА в связи с изменением схем оперативного тока, выполнялось расширение системы регистрации аварийных событий, проводилась реконструкция КРУ 6-10 кВ с установкой новых устройств РЗА, выполнялась замена электромеханических реле на статические реле.

За основной показатель работы устройств РЗА принят процент их правильной работы. Основным обобщенный показатель правильной работы составил 99,59%. При этом показатель правильной работы релейной защиты составил 99,52%, электроавтоматики-99,75%, противоаварийной автоматики - 99,59%.

По результатам дополнительного запроса получены следующие показатели правильной работы устройств РЗ:

- Линии 6-10 кВ -99,9% (полный учет случаев неправильной работы не ведется),
- Линии 35 кВ -99,7 %,
- Линии 110 кВ -220 кВ- 98,2 %,
- Линии 330-500 кВ - 97,6%,
- Шины и ошиновки-91,3%,
- Трансформаторы и автотрансформаторы-89,5 %,
- Генераторы и блоки -95,3%,
- Выключатели ШСВ, СВ, ОВ-97,6%,
- Прочие (электродвигатели, батареи статических конденсаторов, СН станций)-99,1%.

При анализе работы различных отдельных типов устройств релейной защиты получен основной показатель, составивший от 59,5 % до 99,2%.

- Направленная и высокочастотная защиты ПДЭ-2802 - 94,8%
- Дистанционная и токовая защиты ШДЭ 2801, 2802 - 96,9%
- Продольная дифференциальная защита ДЗЛ-2 -94, 9%
- Дифференциальная защита трансформатора с реле серии РНТ-560-92,2%
- Дифференциальная защита трансформатора с реле серии ДЗТ-11 - 88,5%
- Дифференциальная защита трансформатора с реле ДЗТ-21, ДЗТ-23 -59,5%
- Защита генератора от замыканий на землю в цепи обмотки статора ЗГНП-94,1%
- Все защиты с реле БРЭ-2801-88,7%
- Блоки защиты генераторов БРЭ-1301.01, 1301.02, 1301.03, БЭ-2106- 88,8%
- Микропроцессорные устройства РЗА -99,2%

С 1999 г. в формы отчетности введены микропроцессорные устройства РЗА. В 2000 г. эксплуатировалось 2177 микропроцессорных устройств (терминалов) РЗА (устройства определения мест повреждения, осциллографы в это количество не вошли). В 2000 г. отмечено два неправильных действия по вине персонала.

Для оценки работы высокочастотных приемопередатчиков в 2000 г. проводился сравнительный анализ работы защиты ДФЗ 201 с приемопередатчиками различных фирм (АВЗК-80, ПВЗ завода "Нептун" Украины, серия ПВЗ-90 завода "Зенит" Белоруссии, серия ПВЗУ "Уралэнергосервис" Россия).

При учете только случаев неправильной работы защиты из-за высокочастотной части получены следующие результаты:

- Дифференциально-фазная защита ДФЗ-201 с приемопередатчиками АВЗК-80, ПВЗ- 99,6%
- Дифференциально-фазная защита ДФЗ-201 с приемопередатчиками ПВЗ-90, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, ПВЗ 90 М1Д - 98,1%
- Дифференциально-фазная защита ДФЗ-201 с приемопередатчиками ПВЗУ, ПВЗУ-М, ПВЗУ-Е- 98,0%

Несмотря на высокие проценты правильной работы множество дефектов было выявлено при техническом обслуживании приемопередатчиков ПВЗ-90, ПВЗ-90М. Перечень дефектов и неисправностей приведен в составе работы "Статистические данные о работе устройств релейной защиты и электроавтоматики в энергосистемах РФ за 2000 г." Например, во Владимирэнерго во всех ВЧ постах ПВЗ-90М в блоке питания обнаружен сильный нагрев электролитического конденсатора С22 типа К50-35-220 мкФ-16В и в нескольких постах их пробой, неоднократно в блоке ПРМ-2 выходила из строя оптопара Vк21 типа АОТ-101БС, в блоке МУС- полевой транзистор VT-4, а также отмечалось высыхание электролитических конденсаторов типа К 50-16.

В конце 2000 г. насчитывалось 179327 устройств АПВ всех типов. Включение действием АПВ всех циклов было успешным в 2000 г. в 54,2 %, неуспешным в 45,64%. Отказы в работе АПВ составили 214 случаев ( 0,16%) При более подробном рассмотрении всех случаев работы АПВ на протяжении ряда лет выявляются следующие закономерности: ежегодно успешное действие АПВ ВЛ 6-10 кВ составляли 43-48%, ВЛ 20-35 кВ-53-60%, ВЛ 110-330 кВ-74-78%, ВЛ 400 кВ и выше -59-72%, АПВ шин-58-65%, АПВ трансформаторов 50-65%.

Все случаи неправильной работы устройств РЗА , описанные в годовых отчетах энергосистем РФ, были классифицированы по организационным причинам (условной виновности персонала) .

### Распределение случаев неправильных срабатываний устройств РЗА по условной виновности (данные приведены в процентах от числа неправильных срабатываний)

Год	По причинам, зависящим от служб РЗА					Вина оперативного персонала	Вина прочего эксплуатационного персонала	Вина монтажно-наладочного персонала	Вина проектных организаций	Вина разработчиков	Вина заводов-изготовителей	Прочие	Старение устройств	Невыясненные причины
	Дефект проекта	Непосредственные ошибки при работах	Неудовлетворительное состояние	Дефект, оставленный после работ	Неправильные указания									
1996	1,7	16,8	22,9	3,9	2,1	12,1	11,0	2,9	1,1	1,0	7,3	7,4		9,7
1997	1,5	15,8	23,5	4,0	1,3	10,6	10,9	2,8	0,9	2,9	8,3	7,8		9,7
1998	1,3	17,2	16,3	4,3	1,4	10,8	13,4	2,0	1,4	2,3	10,1	5,9	5,7	8,1
1999	1,0	17,1	15,2	4,6	1,9	12,6	8,6	2,1	1,4	3,1	7,3	8,0	9,4	7,9
2000	1,6	17,1	16,3	3,9	1,8	10,9	10,0	2,0	1,7	0,7	8,7	10,4	7,0	7,9

В 2000 г. доля виновности эксплуатационного персонала составила 61,6%, включая 40,7%, которые произошли по причинам, зависящим от служб РЗА, 10,9 % -по вине оперативного персонала, 10,0%- -по вине прочего персонала эксплуатации. По вине всех заводов изготовителей устройств РЗА произошло 8,7 % всех неправильных срабатываний, что составило 166 случаев.

В соответствии с принятой классификацией случаев неправильных срабатываний самые высокие проценты приходились на эксплуатационный персонал ОЭС Востока (75,1%), ОЭС Центра (63,5,8%). Наибольший процент неправильных срабатываний устройств РЗА по причинам, зависящим от служб РЗА, составил 48,2 % в ОЭС Востока, наименьший процент, составивший 38,7%, зафиксирован в ОЭС Северо-Запада.

Наибольшее количество неправильных действий произошло по следующим основным техническим причинам:

- **дефекты и неисправности аппаратуры**- 28,9% (включая дефекты и неисправности, электромеханических аппаратов- 15,3 %, ВЧ аппаратуры-3,3%, микроэлектронной и полупроводниковой аппаратуры-5,4%, неисправности элементов вторичной коммутации-4,9%);
- **ошибки в схемах и уставках**-10,7 % (включая ошибки в заданных уставках-2,2%, ошибки в выполненных уставках-1,7%, ошибки в заданных схемах -1,6%, ошибки в выполненных схемах-5,2%);

- *ошибки персонала при операциях с коммутационными устройствами РЗА и ошибки, приводящие к отключению при работах на панелях и в цепях устройств РЗА*-11,7%;
- *неисправность цепей*- 8,9% (включая неисправность цепей трансформаторов тока-3,8%, неисправность цепей трансформаторов напряжения- 1,1%, неисправность оперативных цепей-4,0%);
- *старение устройств и контрольных кабелей*-10,6%;
- *нарушение требований директивных материалов и инструкций* -5,6%.

По результатам выполненных ОРГРЭС работ по анализу эксплуатации устройств РЗА могут быть сделаны следующие выводы:

- Учет и анализ работы РЗА подтверждает высокие показатели правильной работы устройств РЗА, позволяет судить о достаточно высоком техническом уровне на котором ведется их эксплуатация и подтверждает правильно выбранную систему периодического технического обслуживания устройств РЗА в соответствии с действующими НТД.

- Начиная с 1991 г. четко прослеживается тенденция на снижение количества требований на срабатывание РЗ (приблизительно на 60000 срабатываний), при этом абсолютное количество неправильных действий РЗ снизилось с 2200 до 1481 действия. Вместе с тем количество устройств увеличилось на 64000. Количество устройств электроавтоматики практически не менялось ( увеличение составило 3000 устройств), при этом также произошло снижение требований на срабатывание и снижение количества неправильных действий ( на 250-300 случаев). Общее количество срабатываний противоаварийной автоматики по сравнению с 1991 г. снизилось и начиная с 1995 г. находится на одном уровне, количество неправильных действий практически не менялось (60-80 неправильных действий) при незначительном увеличении количества устройств.

- Доля виновности эксплуатационного персонала высока. Эта тенденция устойчиво сохраняется на протяжении ряда лет ( 1991 г.- 72,4%, 1992 г. -69,2%, 1993 г.-67,8% ,1994г.- 69,5%, 1995 г.-66,8%, 1996 г.- 70,5%,1997 г.-67,7%, 1998 г.-64,6%,1999г.-60,8%, 2000 г.-61,6%) поскольку существуют ошибки технического и оперативного обслуживания устройств РЗА, сказывается разнообразие и неудовлетворительное состояние отдельных видов аппаратуры РЗА, несвоевременное выявление и замена изношенных деталей аппаратуры РЗА, отсутствие запасных реле и запасных частей для устройств РЗА в МСРЗАИ сетевых предприятий и в электролабораториях электрических станций. Кроме того, эксплуатационный персонал много времени затрачивает на техническое обслуживание, на выявление и устранение заводских дефектов и неисправностей различной аппаратуры РЗА (в том числе из-за старения аппаратуры). По данным годовых отчетов энергосистем, надежной эксплуатации устройств РЗА в настоящее время препятствуют следующие недостатки и обстоятельства:

1. Невыполнение в полном объеме положений "Отраслевой концепции квалификационной поддержки персонала служб релейной защиты и противоаварийной автоматики, утвержденной Приказом РАО "ЕЭС России "от 15.12.96 года N336 "О дополнительных мерах по укреплению служб релейной защиты и автоматики" ;
2. Удельный рост устаревшего электрического и релейного оборудования, прослужившего 25 лет и более, высокая повреждаемость кабелей из-за их старения и нарушения технологии прокладки и монтажа, частые повреждения кабелей связи защиты типа ДЗЛ ВЛ 110 кВ, эксплуатирующихся более 35 лет;
3. Невыполнение заявок технического персонала служб РЗА на запчасти, реле, низковольтную аппаратуру управления, сигнализации, а также высоковольтную и проверочную аппаратуру;
4. Высокая стоимость релейной аппаратуры и проверочных устройств, существенный рост затрат в случае применения микропроцессорных устройств РЗА ;
5. Низкая платежеспособность предприятий, приведшая к снижению темпов выполнения противоаварийных и других документов в части замены и реконструкции устройств РЗА;
6. Недостаточная квалификация персонала предприятий для обслуживания аппаратуры на новой элементной базе и ВЧ аппаратуры;
7. Низкое качество аппаратуры РЗА, аппаратуры ВЧ каналов РЗА и аппаратуры ПА;
8. Отсутствие ПЭВМ на ряде объектов, что затрудняет производство расчетов токов К.З. и выбор уставок защит электрооборудования;
9. Отсутствие принципиальных схем полупроводниковых реле в поставляемых с изделием технических материалах.

- Для сохранения имеющейся численности персонала и поддержания на достигнутом уровне эксплуатации устройств РЗА необходим выпуск приказа (подобно №366 РАО ЕЭС России) не с рекомендациями, а с безоговорочным его выполнением первыми руководителями энергосистем.

- Отмечается снижение темпов выполнения противоаварийных и других документов в части замены и реконструкции устройств РЗА по причине высокой стоимости релейной аппаратуры и проверочных устройств.

- Представляет сложность для энергосистем выбор современных средств РЗА, так как не все предлагаемые заводами и фирмами импортные устройства имеют экспертное заключение на соответствие функциональных показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требо-

ваниям. При этом в соответствии с приказом РАО ЕЭС России № 229 от 16.11.1998 г новые отечественные устройства должны иметь ТУ, согласованные в установленном порядке с РАО «ЕЭС России», акты и протоколы МВК с участием представителей РАО «ЕЭС России».

- Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики электрической части энергосистем РД.34.35.516-89 устарела, ряд вопросов, касающихся учета новых ВЧ постов, микропроцессорных устройств она не определяет. Кроме того, существуют предложения энергосистем по упрощению учета защит, по уточнению форм 17,18-энерго и учету "допущенных неправильных срабатываний и несрабатываний РЗА" в форме 17-энерго отдельно по видам устройств, предложения по включению количества приборов ОМП, осциллографов, регистраторов аварийных событий в форму 17-энерго, предложения по отдельному учету устройств передачи аварийных сигналов и команд, устройств ВЧ каналов релейной защиты и противоаварийной автоматики и ряд других предложений. В трудных условиях реструктуризации РАО ЕЭС России необходимо найти источники финансирования для пересмотра данной инструкции.

## УСТРОЙСТВА РЗА ОАО «ЧЭАЗ» ДЛЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ 0,4-750 КВ

**Варганов Г. П.; Климов А. А.; Розенблюм Р. З. ОАО «ЧЭАЗ»**

В настоящее время в эксплуатации используются три поколения устройств релейной защиты и автоматики (РЗА): электромеханические, микроэлектронные и микропроцессорные. При этом ОАО «ЧЭАЗ» был и остается основным изготовителем электромеханических и электронных устройств РЗА. В этой области завод продолжает свою работу, разрабатывая новые, отсутствующие в эксплуатации устройства и модернизируя выпускаемые.

В текущем году, учитывая растущее стремление энергетиков к внедрению микропроцессорных (МП) устройств РЗА, ОАО «ЧЭАЗ» принял свою программу по разработке данного типа устройств.

Для объектов 500-750 кВ заводом наряду с комплексом защит и автоматики ВЛ серии ПДЭ 2000, могут быть предложены шкафы серии ШЭ (ШЭ2703+ ШЭ2705, ШЭ 2001, ШЭ 2303).

Шкафы включают в себя дистанционную (ДЗ) и токовую защиту (ТЗ), направленную высокочастотную защиту, УРОВ, дифзащиту шин. Они имеют более совершенные схемные решения по сравнению с панелями ПДЭ, значительно удобней в эксплуатации, повышена их надежность за счет введения в схему автоматического тестового контроля.

Для ВЛ 110-330 кВ заводом выпускаются как панели на электромеханических реле серии ЭПЗ, ДФЗ, так и микроэлектронные защиты типа ШДЭ 2801-2805, ПДЭ 2802. Они включают в себя ДЗ, ТЗ, УРОВ, направленную в/ч и диффазную защиты.

Для ВЛ 35-110 кВ с малыми токами замыкания на землю заводом освоена и предлагается для использования защита ПЗ-4М, заменяющая ПЗ-4.

Панель включает в себя направленную трехступенчатую ДЗ, действующую при всех видах КЗ и токовую отсечку. Защита выполнена на микроэлектронной базе, имеет функциональный и тестовый контроль.

В области РЗА для КРУ 6-10 кВ, в дополнение к выпускаемым защитам ЯРЭ 2201, ЯРЭ 2202, заводом освоено устройство быстродействующего АВР типа БЭ 8302. Устройство выявляет потерю питания двух секций шин и действует на отключение выключателей вводов и выключение секционного выключателя.

Использование устройства совместно с быстродействующим вакуумным или элегазовым выключателем позволяет обеспечить быстрое переключение двигателей на резервный источник питания с сохранением их динамической устойчивости.

Для этого же класса напряжений ОАО «ЧЭАЗ» освоил и выпускает новую направленную защиту при однофазных замыканиях на землю типа ЗЗН (взамен ЗЗП-1).

Защита обеспечивает чувствительность по току и напряжению в зоне срабатывания, стабильный угол максимальной устойчивости, оснащена тестовым контролем.

По защитам генераторов заводом, наряду с уже известными и используемыми в эксплуатации защитами типа БЭ 1101+1105, БРЭ 1301, могут быть предложены защиты от асинхронного режима типа БЭ 1106М+БЭ 1108М.

По защитам трансформаторов заводом, наряду с широко известными реле серии РНТ, ДЗТ, могут быть предложены как простые микроэлектронные реле для выполнения диффзащит трансформаторов типа РСТ –23, так и новая освоенная заводом защита БЭ 2104, предназначенная взамен ДЗТ-21. Защита наряду с высокими техническими параметрами имеет функциональный и автоматический контроль, что делает ее более надежной и удобной в эксплуатации.

В части простых реле заводом может быть предложена разнообразная гамма электромеханических и электронных реле, различных по назначению, условиям эксплуатации, с помощью которых можно реализовать любую требуемую защиту (реле тока, напряжения, времени, мощности и. т. д.)

В этой части заводом существенно дополнена номенклатура изделий. Освоена целая гамма реле. Вышли серии РСВ, взамен реле ВЛ, выпускаемых Украиной. Наряду реле с часовыми механизмами типа РВ 100, 200 выпускаются реле РСВ 160, 260, 255.

Модернизированы реле времени РВ 01, РП 18, в которых учтены требования эксплуатации о введении порога по напряжению срабатывания для исключения их полной работы при КЗ в оперативных цепях.

Для этих же целей введено новое исполнение реле РП 16-б. Завершаются работы по модернизации токовых реле серии РСТ 11, РСТ 51, блок – реле БРЭ 2801, в которых вместо параметрического стабилизатора введен преобразовательный блок питания для улучшения помехоустойчивости.

## НОВЫЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ И КОМБИНИРОВАННЫЕ РЕЛЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

**М.А. Шамис, В.Е. Мандравин, Н.М. Михайлов** *ОАО «Всероссийский НИИ релестроения», г. Чебоксары.*

В устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики в настоящее время применяется широкая номенклатура электромеханических реле различного функционального назначения. Наиболее массовыми из них являются реле промежуточные серий РП16, РП17, РП18, РП23, РП25, РП250, РП8, РП9, РП11, РП12, реле времени серий РВ100 и РВ200. Перечисленные реле разработаны более 20 лет тому назад и не удовлетворяют современным требованиям по техническим характеристикам, габаритным и установочным размерам. В связи с этим в ОАО «ВНИИР» принято решение о разработке и освоению серийного производства нового комплекса реле, предназначенного для замены упомянутых реле. Состав нового комплекса реле приведен в таблице 1.

Таблица 1

Реле нового комплекса	Функциональное назначение	Заменяемые реле
РСВ 18	Реле времени	РВ100, РВ200, РСВ14, РСВ160, РСВ260
РЭП 36	Реле промежуточные	РП16, РП23, РП25, РЭП25
РЭП 37	Реле промежуточные с замедлением срабатывания, возврата	РП18, РП250, РЭП96
РЭП 38Д	Реле промежуточные двухпозиционные	РП11, РП12
РЭП 39	Реле промежуточные быстродействующие	РП17

Реле данного комплекса предназначены для работы в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 55 С для исполнения УХЛ4 и от плюс 1 до плюс 55 С для исполнения О4;
- группа условий эксплуатации М7 по ГОСТ 17516.1-90, при этом реле устойчивы к вибрационным нагрузкам в диапазоне частот от 5 до 15 Гц с максимальным ускорением 3g и в диапазоне частот от 16 до 100 Гц с максимальным ускорением 1g.

Основные технические данные реле РЭП 36, РЭП 37, РЭП38Д и РСВ 18 приведены соответственно в таблицах 2-5.

На рис.1 приведена фотография реле РЭП36.



Технические характеристики реле серий РЭП 36

Таблица 2

Параметр	Типы реле					
	РЭП36-11	РЭП36Н-11	РЭП36-12	РЭП36-13	РЭП36-14	РЭП36-21
Количество обмоток: -включающих напряжения -включающих тока -удерживающих напряжения -удерживающих тока	1 - - -	1 - - -	1 - - 2	1 - - 3	- 1 1 -	1 - - -
Номинал. напряжен. катушек напряжения, В - постоянного тока - переменного тока частоты 50 или 60 Гц	12,24,48,110,220 -	220 -	12,24,48,110,220 -	12,24,48,110,220 -	12,24,48,110,220 -	- 100,220,380
Номинальный ток токовых катушек, А	-		0,5 ;1;2;4;8	0,5;1;2;4;8	0, 5;1;2;4;8	-
Количество выходных контактов	4 «з»+2 «р»;2 «з»+4 «р»; 8 «з»;6 «з»; 2 «з»+2 «р»; 4 «з»+4 «р»; 6 «з»+2 «р»		2 «з»+2 «р»	3 «з»	2 «з»+2 «р»	4 «з»+2 «р»; 2 «з»+4 «р»; 8 «з»;6 «з»; 2 «з»+2 «р»; 4 «з»+4 «р»; 6 «з»+2 «р»
Потребляемая мощность включающей/удерживающей обмоток реле: -постоянного тока, Вт -переменного тока, ВА	4,6/- -	4,6/1 -	4,6/1 -	4,6/1 -	4,6/3 -	- 9
Механическая износостойкость, циклы ВО, не менее	120000					
Масса реле, кг, не более	0,38					
U срабатывания в холодном состоянии, % Uном	70	65	70			80
I срабатывания, % Iном	-				80	-
U несрабатывания, % Uном	не нормируется	50	не нормируется			
U отпускания, % Uном	5	30	5			
I удерживания, % Iном	-		80		-	-
U удерживания, % Uном	-		-		70	-

Технические характеристики реле РЭП 37

Таблица 3

Параметр	Тип реле				
	РЭП37-11	РЭП37Н-11	РЭП37-12	РЭП37-13	РЭП37-21
Выполняемая функция	замедленные при включении				замедленные при отключении
Время замедления, с	0,05...0,5				0,15...2,0
Количество обмоток: -включающих напряжения -удерживающих тока	1 -		1 2	1 3	1 -
Номинальное напряжение катушек напряжения, В:					
-постоянного тока	24;48;110;220	220	24;48;110;220	24;48;110;220	24;48;110;220
-переменного тока частоты 50 или 60 Гц	-		-	-	100;127;220;380
Номинальный ток токовых катушек, А	-		05;1;2;4;8	05;1;2;4;8	-
Количество выходных контактов	6 «з»;2 «з»+4 «р»;4 «з»+2 «р»		2«з»+2 «р»	3 «з»	4 «з»+1 «р»; 2«з»+3 «р»
Потребляемая мощность реле:					
-постоянного тока, Вт	6,0/-		6/1	6/1	15*
-переменного тока, ВА	-				15*
Механическая износостойкость, циклы ВО, не менее	100000				
Масса реле, кг, не более	0,45				
U срабатывания в холодном состоянии, %Uном	68	65	68		
U несрабатывания, %Uном	Не нормируется	50	Не нормируется		
U отпускания, %Uном	5	30	5		
I удерживания, %Iном	-		80		-

Примечание\* Потребление энергии происходит только в процессе отсчета выдержки времени.

Технические характеристики реле РЭП38Д

Таблица 4

Параметр	Тип реле	
	РЭП 38Д-1	РЭП38Д-2
Номинальные напряжения питания ,В:		
-постоянного тока	24;48;110;220	-
-переменного тока 50 или 60 Гц	-	100;110;220
Напряжение срабатывания, % Uном, не более	70	80
Количество контактов	3''з'';3''р''	3''з'';3''р''
Потребляемая мощность (в течение времени срабатывания реле) ВА, Вт	12	12
Потребляемая мощность после срабатывания, ВА, Вт	0	0
Время срабатывания ,мс , не более	60	60
Коммутационная способность контактов при напряжении 250В или токе 2А, не более :		
-в цепи постоянного тока ( $\tau \leq 0,005с$ ),Вт	50	50
-в цепи переменного тока ( $\cos \varphi \geq 0,5$ ), ВА	450	450
Износостойкость, циклы ВО, не менее:		
-механическая	$10^6$	$10^6$
-коммутационная	$15 \times 10^4$	$15 \times 10^4$
Масса реле, кг, не более	0,35	0,35

Технические характеристики реле РСВ18

Таблица 5

Параметр	Типы реле		
	PCB18-11	PCB18-12	PCB18-13
Выполняемая функция	С выдержкой на включение		
Количество и вид контактов :			
-мгновенного действия	-	1 «П»	1 «П»
-с выдержкой времени	1 «З»	1 «З»	1 «З»
-временно замыкающий (переключающий) с выдержкой	-	-	1 «З»
Номинальное напряжение питания, В:			
-постоянного тока	24; 48; 110; 220		
-переменного тока, 50 Гц	100; 110; 127; 220; 380		
Диапазон выдержек времени, с	0,1...1; 0,3...3; 1...10; 3...30		
Схемы подключения			
Диаграммы работы			

Фотографии реле РСВ18 и РВ100 изображены на рис.3.

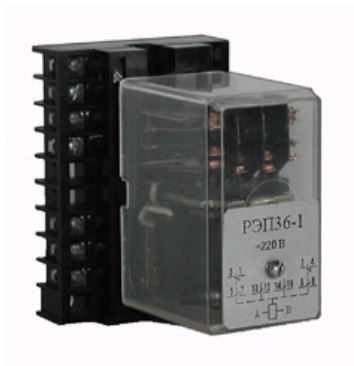


Рис.1. Внешний вид реле РЭП36. Внешний вид и габаритные размеры реле РЭП37 и РЭП38Д идентичны с реле РЭП36.

Рис.3. Реле РСВ18 (справа) и его аналог РВ100.

Приведенные в таблице 6 данные свидетельствуют о явных преимуществах реле нового комплекса по сравнению с устаревшими аналогами по весо-габаритным показателям и износостойкости.

Таблица 6

Наименование параметра	Реле промежуточные		Реле двухпозиционные		Реле времени	
	РЭП36	РП16	РЭП38Д	РП11	РСВ18	РВ100
1. Установочная площадь, дм 2	<b>0,54</b>	1,31	<b>0,54</b>	1,58	<b>0,54</b>	1,82
2. Масса, кг не более	<b>0,38</b>	0,8	<b>0,4</b>	1,5	<b>0,22</b>	1,5
3. Коммутационная износостойкость, тыс. циклов ВО	<b>100,0</b>	20	<b>150,0</b>	140,0	<b>30,0</b>	2,5

Кроме этого, реле нового комплекса имеют следующие преимущества:

1. Установочные и присоединительные размеры всех реле нового комплекса унифицированы, что обуславливает удобство их монтажа и технического обслуживания.
2. В номенклатуре реле серии РЭП36 (таблица 1) имеется специальное исполнение реле РЭП36Н с нормированными параметрами несрабатывания и возврата, разработанные впервые по заявке ОАО «ОРГРЭС». Это исполнение обеспечивает правильную работу релейной защиты при замыканиях на землю в цепях постоянного тока.
3. Реле РЭП36 и РСВ18, в отличие от их аналогов, не создают коммутационных перенапряжений свыше 600В, для чего в их составе предусмотрены ограничители перенапряжений.
4. Реле серий РСВ18 по сравнению с реле РВ100 и РВ200 имеют значительно большую точность отсчета выдержки времени.

ОКР и установочные партии реле РЭП36 и РСВ18 в декабре 2001г. сданы приемо-сдаточной комиссии РАО «ЕЭС России», и ОАО «ВНИИР» осуществляет их серийную поставку потребителям. Предъявление ОКР и установочных партий и начало серийной поставки остальных реле комплекса запланировано на май 2002г.

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ РАЗРАБОТКИ ООО НПП «ЭКРА»

**Ю.Н. Алимов, ООО НПП «ЭКРА»**

Основным направлением работ ООО НПП «ЭКРА» является производство устройств релейной защиты и электроавтоматики для электроэнергетики.

Предприятие выполняет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, производит освоение производства и выпуск, осуществляет наладку и ввод в эксплуатацию устройств защиты и автоматики.

В настоящее время выпускаются:

- комплектные устройства защиты и автоматики линий электропередачи и оборудования подстанций напряжением 110-220 кВ;
- комплектные защиты генераторов малой и средней мощности, генераторов и блоков генератор-трансформатор больших мощностей;
- автоматические аварийные осциллографы.

Все комплектные устройства выполнены в унифицированных шкафах стандартных габаритов. Аварийные осциллографы поставляются также в виде отдельных микропроцессорных терминалов.

*Защиты линий электропередачи и оборудования подстанций напряжением 110, 220 кВ.*

Выпускаются в шкафах серии ШЭ2607 с терминалами серии БЭ2704.

Имеется 16 базовых исполнений микропроцессорных терминалов, с использованием которых поставляется 28 типов шкафов. Серия шкафов позволяет выполнять:

- автоматику управления различных типов выключателей, при этом дополнительных электромеханических реле не требуется;
- дистанционную защиту линии;
- токовые и токовые направленные защиты нулевой последовательности;
- направленную защиту линии с блокирующими сигналами;
- дифференциально-фазную защиту линии;
- комплекты основных и резервных защит трансформаторов и автотрансформаторов;
- дифференциальную токовую защиту ошинок.

В стадии разработки находится дифференциальная токовая защита сборных шин.

Поставлено за 2 года 165 шкафов защит и автоматики.

В эксплуатации с действием на отключение введены более 60 шкафов защит, остальные находятся в стадии наладки. Опыт эксплуатации положителен, защиты и автоматика работали правильно при внутренних и внешних повреждениях.

*Комплектные защиты генераторов и блоков.*

Выполнены в шкафах типов ШЭ1110÷ШЭ1113.

Поставка шкафов защит осуществляется в соответствии с конкретным заказом. Состав защитных функций определяется главной схемой объекта.

Основной особенностью комплексов защит генераторов является использование двух независимых, дублирующих устройств.

Комплекс защит постоянно совершенствуется.

За последние 12 месяцев выпущено 7 комплексов защит для генераторов мощностью от 36 до 600 МВт. Из них в эксплуатацию введены защиты на 4-х электростанциях. Опыт эксплуатации положительный.

*Автоматические аварийные осциллографы.*

Производство аварийных осциллографов было начато в 1993 году. В настоящее время выпускается четвертое поколение устройств: терминалы БЭ2702М и на их базе шкафы типа ШЭ1114М.

За 2001г. и I кв. 2002г. отправлен заказчикам 101 терминал.

*Производственная база.*

Участки монтажа печатных плат и сборки терминалов соответствуют требованиям СЕСС (Европейский комитет) по защите от статического электричества.

Используется современное зарубежное оборудование монтажа микропроцессорных и других элементов «на поверхность».

Проверка и настройка блоков, терминалов и шкафов в значительной мере автоматизирована, все устройства подвергаются 100 %-му контролю. Имеется собственное сертифицированное оборудование для проведения испытаний на электромагнитную совместимость.

Помещения предприятия оборудованы системами кондиционирования.

*Взаимодействие с организациями РАО «ЕЭС России».*

Большое внимание уделяется сотрудничеству с проектными организациями и эксплуатацией.

Устройства защиты принимаются межведомственной комиссией с участием представителей РАО «ЕЭС России», отраслевых институтов и эксплуатационных организаций. Технические условия согласовываются с Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России».

Производится обучение специалистов наладочных предприятий и служб РЗА.

### **УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС. АППАРАТУРА ВЧ ЗАЩИТ (ПВЗУ-Е) И ПА (АКАП-В, АКАП-М, АКА-16 «КЕДР») – НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ.**

**А.Л. Горохов** ООО «Уралэнергосервис»

**В.Ф. Чесноков** ОДУ Урала

Предприятие ООО "Уралэнергосервис" (УЭС), образовано в 1991 году, в течение 10 лет занимает лидирующее положение на российском рынке высокочастотной аппаратуры для передачи сигналов и команд релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем по высокочастотным каналам, образованным проводами высоковольтных линий электропередач.

Коллектив предприятия состоит из специалистов самого высокого уровня в области высокочастотной релейной защиты и электроники. Многолетний опыт эксплуатации различных типов аппаратуры ВЧ – защит, вдумчивое и внимательное изучение рынка, его специфики и ожиданий, позволили ООО «Уралэнергосервис» стать ведущим предприятием в России по разработке, изготовлению, внедрению и модернизации современной ВЧ-аппаратуры, применяемой для организации каналов передачи сигналов защиты и противоаварийной автоматики, использующим для своих разработок последние достижения науки и самую современную элементную базу.

Сегодня предприятие выполняет полный цикл работ - «исследование - разработка - производство - продажа - сервисное обслуживание - модернизация». Это позволяет оперативно реагировать на изменения внешних условий: конъюнктуры рынка, ожиданий и пожеланий потребителей, а также обеспечить полное взаимодействие с ними в целях обеспечения гарантийного и послегарантийного сервисного обслуживания, своевременной модернизации ВЧ-аппаратуры.

Потребителями нашей аппаратуры являются различные энергосистемы и энергопредприятия (в т. ч. электростанции), крупные промышленные предприятия, железные дороги, предприятия нефтяной и газовой промышленности.

Внимательным отношением к клиентам, своевременным и качественным выполнением заказов и работ ООО «Уралэнергосервис» приобрело репутацию надежного партнера, а его продукция пользуется заслуженным успехом среди специалистов служб релейной защиты, как отвечающая основным требованиям потребителей по следующим параметрам:

- ü высокая надежность;
- ü помехоустойчивость;
- ü универсальность применения;
- ü удобство в эксплуатации;
- ü отсутствие необходимости в пуско-наладочных работах;
- ü ремонтпригодность (0,5 часа - время полного восстановления).

Сокращение затрат времени на ремонт обусловлено универсальностью исполнения блоков по всем параметрам, в том числе и по частоте. Преимуществом блоков и плат сохраняется и после произведенных модернизаций.

Данные параметры обеспечиваются схемотехническими решениями, принимаемыми еще на стадии разработки аппаратуры.

В основном соответствуя мировым аналогам, наша аппаратура превосходит их по ценовым показателям, обладая одновременно рядом функций, отсутствующих в аналогичной импортной аппаратуре, но необходимых для применения в российских условиях.

По желанию заказчика в комплект поставки дополнительно могут быть включены:

расширенный комплект ЗИП;

портативный компьютер NOTEBOOK.

Наряду с изготовлением и поставкой производимой аппаратуры ООО "Уралэнергосервис" предлагает покупателям ряд услуг, таких как:

настройка и включение аппаратуры в работу  
гарантийное и послегарантийное обслуживание  
модернизация  
обучение персонала.

ООО "Уралэнергосервис" гарантирует качество, надежность и безотказность поставленной заказчику аппаратуры в течение 24 месяцев со дня поставки. Возникшие в течение гарантийного срока не-

поломки устраняются путем ремонта или замены неисправных блоков новыми. Во избежание возникновения неполадок по причине некавалифицированного обращения и включения аппаратуры в работу, предприятие предлагает участие своих специалистов или уполномоченных им лиц на включении головных образцов с последующим инструктажам местных специалистов и дежурного персонала.

ООО "Уралэнергосервис" предлагает релейщикам, снабженцам, а также проектировщикам энергетических объектов посетить нашу экспериментальную страницу в ИНТЕРНЕТе по адресу: <http://ues.web.ur.ru>

Здесь вы найдете информацию о нашем предприятии, выпускаемой продукции, предоставляемых услугах и последних разработках ООО "Уралэнергосервис". Вы также можете оперативно связаться с нами и получить ответы на интересующие вас вопросы по закупке и эксплуатации аппаратуры, получить краткий вариант технического описания на всю аппаратуру и документацию, необходимую для проектирования, оформить заявку на поставку.

Сегодня ООО «Уралэнергосервис» предлагает своим покупателям следующую аппаратуру:

#### **АКА-16 «Кедр» (аппаратура каналов автоматики)**

АКА-16 «Кедр» – новая разработка малокомандной (8/16 команд) аппаратуры ВЧ каналов противоаварийной автоматики энергосистем, предназначенной для замены морально устаревшей аппаратуры типа ВЧТО.

Конструктив и целый ряд блоков аппаратуры ПВЗУ-Е являются основой для разработки АКА-16 «Кедр», что позволяет облегчить процесс освоения новой аппаратуры службами эксплуатации и унифицировать ремонтную базу.

Комплект аппаратуры включает в себя два блока:

- ВЧ передатчик (формирователь сигналов команд);
- ВЧ приемник (идентификатор сигналов команд).

Аппаратура АКА-16 «Кедр» осуществляет:

- ü передачу команд противоаварийной автоматики (ПА) одночастотным кодом;
- ü прием команд ПА при условии отсутствия сигнала контрольной частоты и наличия достаточного уровня сигнала команды на выходе ограничителя;
- ü непрерывный автоматический контроль исправности ВЧ тракта передачей сигнала контрольной частоты с пониженным уровнем мощности;
- ü периодический (с интервалом 2 мс) контроль исправности функциональных узлов передатчика и приемника на максимально возможную глубину;
- ü запись в энергонезависимую память протоколов передачи и приема команд (дата, время, номер переданной и принятой команды);
- ü работу оператора с клавиатурой и ЖКИ-дисплеем блока центрального процессора по выбору режимов работы и настройки параметров аппаратуры через многоуровневые меню;
- ü связь с персональным компьютером через порт последовательной передачи данных (RS 232) для настройки основных параметров функционирования аппаратуры, управления тестовыми режимами и отображения результатов тестирования;
- ü сигнализацию прохождения команд, а также неисправности ВЧ канала и аппаратуры (с определением неисправного узла).

АКА-16 «Кедр» выполнена на современной элементной базе и оснащена аппаратно программными средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации, позволяет произвести настройку основных электрических, временных, частотных характеристик каждого блока с пульта управления или персонального компьютера непосредственно на месте установки.

#### **ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКА-16 «Кедр»**

Диапазон частот, кГц .....	24-1000	
Рабочая полоса частот, кГц .....	0,5÷3,5	
Количество команд .....	8/16	
Уровень передачи ВЧ сигнала на нагрузке 75 Ом не ниже, дБ .....	45+0,5	
Чувствительность приемника, дБ .....	-22+1	
Избирательность приемника отстоящей от края полосы приема на 6 кГц, не ниже, дБ.....	80	
Время передачи команды с момента поступления управляющего сигнала на вход передатчика до замыкания выходной цепи приемника .....	25мс	
Потребляемая мощность не более, Вт	передатчик	приемник
при питании от напряжения 220 В.....	150	40
при питании от напряжения 110 В.....	180	50
Габаритные размеры одного блока, мм ..	482,6*269*380	
Масса одного блока не превышает, кг .....	15	

Серийный выпуск аппаратуры АКА-16 «Кедр» планируется с 2002 г.

### **АКАП-М «Защита-ВМ» (аппаратура каналов автоматики процессорная модифицированная)**

АКАП-М «Защита-ВМ» – новая разработка малокомандной (8/16 команд) аппаратуры ВЧ каналов противоаварийной автоматики, предназначенной для замены морально устаревшей аппаратуры типа ВЧТО.

Базовая модель разработки - аппаратура АКАП-В. Цель разработки – существенное снижение стоимости аппаратуры (передатчик + приемник).

Комплект аппаратуры включает в себя два блока:

- ВЧ передатчик (формирователь сигналов команд);
- приемник (идентификатор сигналов команд).

Взамен выносных пультов управления каждый аппарат имеет встроенную клавиатуру и дисплей в виде ЖКИ на две строки по 12 символов.

Аппаратура АКАП-М «Защита-ВМ» осуществляет:

- передачу команд противоаварийной автоматики (ПА) одночастотным кодом;
- прием команд ПА при условии отсутствия сигнала контрольной частоты и наличия достаточного уровня сигнала команды на выходе ограничителя;
- непрерывный автоматический контроль исправности ВЧ тракта передачей сигнала контрольной частоты с пониженным уровнем мощности;
- периодический контроль исправности функциональных узлов передатчика и приемника на максимально возможную глубину;
- запись в энергонезависимую память протоколов передачи и приема команд (дата, время, номер переданной и принятой команды);
- работу оператора с клавиатурой и ЖКИ-дисплеем блока центрального процессора по выбору режимов работы и настройки параметров аппаратуры через многоуровневые меню;
- связь с персональным компьютером через порты последовательной передачи данных (RS 232 и RS 425) для настройки основных параметров функционирования аппаратуры, управления тестовыми режимами и отображения результатов тестирования;
- сигнализацию прохождения команд, а также неисправности ВЧ канала и аппаратуры (с определением неисправного узла);
- организацию (на контрольной частоте канала) передачи данных телемеханики со скоростью 100 бод.

АКАП-М «Защита-ВМ» выполнена на современной элементной базе и оснащена аппаратно программными средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации, позволяет произвести настройку основных электрических, временных, частотных характеристик каждого блока с пульта управления непосредственно на месте установки.

#### **ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКАП-М «Защита-ВМ»**

Диапазон частот, кГц .....	36-600
Рабочая полоса частот, кГц .....	0,3-3,4
Количество команд .....	8/16
Уровень передачи ВЧ сигнала на нагрузке 75 Ом не ниже, дБ .....	45+0,5
Чувствительность приемника, дБ .....	-22+1
Избирательность приемника отстоящей от края полосы приема на 8 кГц, не ниже, дБ.....	75
Время передачи команды с момента поступления управляющего сигнала на вход передатчика до замыкания выходной цепи приемника .....	25мс
Потребляемая мощность одного блока не более, Вт при питании от напряжения 220 В.....	150
при питании от напряжения 110 В.....	180
Габаритные размеры одного блока, мм ..	459*299*304
Масса одного блока не превышает, кг .....	20

Серийный выпуск аппаратуры АКАП-М «Защита-ВМ» планируется с 2002 г.

### **АКАП-В (аппаратура каналов автоматики процессорная)**

АКАП-В предназначена для передачи 8/16/24/32 команд автоматики и релейной защиты по проводным линиям в полосе частот стандартного телефонного канала 0,3 - 3,4 кГц и по высокочастотному (ВЧ) каналу, образованному проводами линий электропередачи, со смещением полосы рабочих частот в диапазон 36-600 кГц.

Комплекс аппаратуры АКАП-В включает в себя три блока:

- передатчик тональных частот (ПТЧ);
- передатчик ВЧ сигналов (ПВЧ) для работы в канале по линии электропередач;
- приёмник тональных частот (ПРМ), комплектуемый, в случае необходимости, дополнительным модулем для работы с ВЧ каналом.



В аппаратуре АКАП-В:

- осуществляется непрерывный автоматический контроль исправности ВЧ тракта и приемника;
- возможна организация (на контрольной частоте канала) передачи данных телемеханики со скоростью 100 бод.;
- обеспечивается возможность однонаправленной телефонной связи (в том числе и по ВЧ каналу);
- предусматривается запись в энергонезависимую память протокола передачи и приема команд (дата, время, номер принятой и переданной команды).

АКАП-В выполнена на современной элементной базе и оснащена аппаратно программными средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации, позволяет произвести настройку основных электрических, временных, частотных характеристик каждого блока с пульта управления непосредственно на месте установки.

АКАП-В полностью заменяет собой существующую на сегодняшний день аппаратуру передачи команд и выполняет её функции на качественно новом уровне.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКАП-В

Диапазон частот, кГц .....	36-600
Полоса тональных частот, кГц .....	0,3-3,4
Количество команд .....	8/16/24/32
Уровень передачи ВЧ сигнала на нагрузке 75 Ом не ниже, дБ .....	45+0,5
Чувствительность приемника, дБ .....	-20+1
Избирательность приемника отстоящей от края полосы приема на 8 кГц, не хуже, дБ.....	75
Время передачи команды с момента поступления управляющего сигнала до замыкания соответствующей выходной цепи приемника не превышает, мс:	
для одночастотной команды .....	25
для двухчастотной команды .....	50
Потребляемая мощность одного блока не более, Вт	
при питании от напряжения 220 В.....	150
при питании от напряжения 110 В.....	180
Габаритные размеры одного блока, мм .....	459*299*304
Масса одного блока не превышает, кг .....	20

Конструктивные решения направлены на снижение трудозатрат при включении в работу на канал и профилактических проверках. Серийный выпуск аппаратуры АКАП-В ведется с 1998г.

#### ПВЗУ-Е - пост высокочастотных защит универсальный (в евроконструктиве)

ПВЗУ-Е предназначен для передачи и приема сигналов защиты по высокочастотному (ВЧ) каналу, образованному по проводам ЛЭП напряжением 110-1150 кВ, а также по выделенной оптоволоконной линии.

ПВЗУ-Е – последняя версия аппаратуры ПВЗУ, созданная отделом новых разработок УЭС, является новой базовой моделью для создания цифровой аппаратуры не только для передачи сигналов защиты, но и сигналов противоаварийной автоматики, связи и телемеханики.

ПВЗУ-Е работает в комплекте со всеми видами существующих ВЧ защит, выполненными на электромеханических реле или полупроводниковой элементной базе.

ПВЗУ-Е выполняет следующие функции:

- передачу и прием ВЧ сигналов защит; автоматический контроль исправности ВЧ канала защиты;
- обеспечение телефонной связи между концами защищаемой линии в период опробования ВЧ канала.

ПВЗУ-Е реализует следующие варианты работы:

- на одной частоте для двух приемопередатчиков;
- на сближенных частотах (разнос до 1,5 кГц) для двух приемопередатчиков;
- в канале с тремя приемопередатчиками на трехконцевых линиях с возможностью разноса частот.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПВЗУ-Е

ПВЗУ-Е выполнен на современной элементной базе, оснащен аппаратно-программными средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации.

ПВЗУ-Е заменяет любой из существующих приемопередатчиков как по электрическим параметрам, так и по габаритно-массовым характеристикам.

ПВЗУ-Е не требует пуско-наладочной подготовки к работе.

ПВЗУ-Е имеет возможность быстрого изменения рабочей частоты в условиях эксплуатации.

ПВЗУ-Е имеет высокую ремонтпригодность за счет полной взаимозаменяемости блоков и плат между аппаратами (без подстройки), вне зависимости от исполнения по частоте.

Диапазон частот, кГц	36-600
Шаг выбираемых частот, кГц	0,5
Выходная мощность передатчика на активной нагрузке 75 Ом при напряжении питания =220/110В (+10%/-20%) не менее, Вт	
в диапазоне частот 36-400 кГц	27
в диапазоне частот 400-600 кГц	20
Чувствительность приемника (максимальная), мВ	50
Избирательность приемника при воздействии одночастотной помехи с уровнем 5 В отстоящей от частоты приема на 8 кГц, не хуже, дБ	50
Потребляемая мощность не более, Вт	150
Габаритные размеры, мм	482,6*269*380
Масса не более, кг	20

#### Сервисное программное обеспечение

rvzucomm.exe - программа связи ПК с блоком ПРЦ осуществляет связь с ПВЗУ-Е через последовательный порт ПК (com1-4).

Программа позволяет:

- выполнить все функции меню блока ПРЦ;
- просмотреть осциллограммы состояний приемника и передатчика в моменты пуска поста от защиты, а также осциллограммы работы блока ПРЦ при автоматической проверке канала;
- просматриваемые осциллограммы масштабировать по оси времени;
- сохранить осциллограммы на стандартных носителях цифровой информации, а так же
- вывести их на печать.

Расширен спектр возможностей аппаратуры:

- по специальному заказу возможно изготовление ПВЗУ-Е на частоты от 24 кГц до 1000 кГц;
- реализована передача сигналов защиты по оптоволоконным каналам. При этом перевод ПВЗУ-Е с ВЧ канала по ВЛ на выделенный оптоволоконный канал является дополнительной и относительно недорогой услугой.

На сегодняшний день предприятие «Уралэнергосервис» является автором, изготовителем и эксклюзивным поставщиком аппаратуры ВЧ-защит ПВЗУ-Е.

## СЕРИЯ УСТРОЙСТВ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ МРЗС-05 ПРОИЗВОДСТВА ПО "КИЕВПРИБОР"

А.Г. Кошман, ПО "Киевприбор", г.Киев

ПО "Киевприбор" практически на протяжении всего своего существования занималось разработкой и производством космической техники. Изготавливаемая нами аппаратура устанавливалась как на грузовых кораблях, так и на пилотируемых комплексах. И на сегодняшний день наше предприятие является единственным на Украине производителем командных радиолиний для космических аппаратов.

Но, кроме спецпродукции, есть на нашем предприятии и направления, занимающиеся другими видами техники. ПО имеет конструкторское бюро с современным оснащением и высокого уровня специалистов-разработчиков, которые уже давно занимались разработкой различных систем автоматики и контроля. В 1997 году КБ ПО "Киевприбор" по ТЗ Минэнерго Украины при активном участии специалистов по РЗА предприятия "Энергоналадка" АК "Киевэнерго" приступило к разработке микропроцессорного устройства релейной защиты для линий 6-10-35 кВ (получившее сокращенное наименование - МРЗС-05), которую успешно завершило в декабре 1998г. С тех пор разработан и серийно выпускается целый ряд модификаций устройства отличающихся набором выполняемых функций.

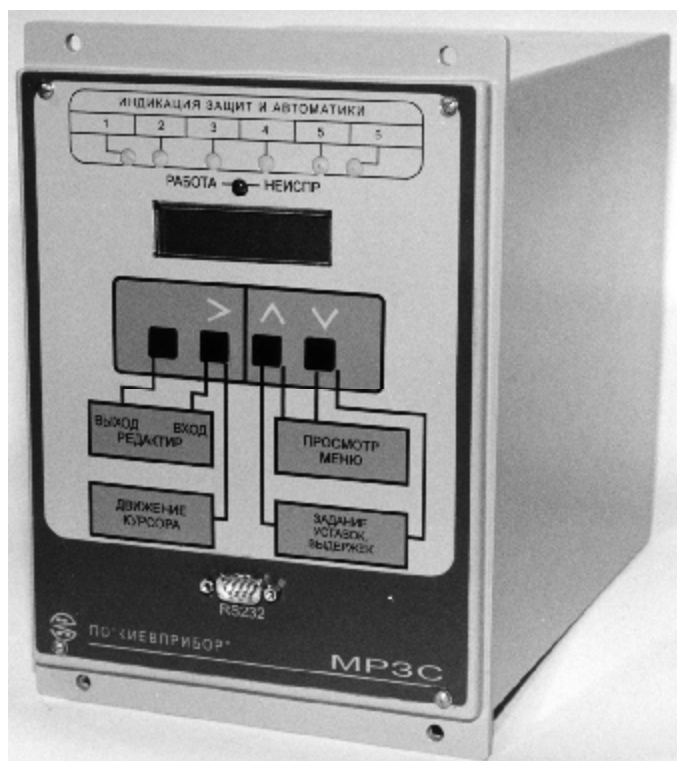
В общих чертах можно сказать, что МРЗС это высокоэффективная микропроцессорная система, имеющая

- полностью цифровую обработку измеряемых величин,
- очень гибкую систему конфигурирования и настройки, осуществляемую программным обеспечением,
- простое управление с помощью встроенной панели управления и минидисплея или с помощью персонального компьютера, подключаемого через интерфейс RS232, а также по сети через интерфейс RS485,
- регистрацию аварийных ситуаций в энергонезависимой памяти.

Устройство МРЗС выполнено практически полностью на импортной элементной базе. В основном это ЭПИ фирм Analog Device, Motorola, Texas Instruments, Philips, Intel, NEC, Burr Brown, Thomson. Ядром МРЗС является сигнальный процессор ADSP2115 фирмы AnalogDevice. Это высокоскоростной процессор с возможностью параллельного выполнения операций. Такие процессоры специально предназначены для цифровой обработки сигналов. Сама структурная схема устройства достаточно стандартна, но функциональное деление выполнено таким образом, что позволяет достаточно легко наращивать и расширять систему для получения более высоких возможностей в части объема принимаемых и выдаваемых сигналов, а также выполняемых функций.

Устройство обеспечивает контроль и измерение напряжений, токов, частоты, активной и реактивной мощности, максимального тока в поврежденной фазе и минимального напряжения на поврежденной фазе.

Набор функций по выпускаемым в настоящее время модификациям устройств МРЗС представлен в таблице. Готовятся к выпуску модификации МРЗС с функциями дистанционной защиты, устройство защиты фидеров контактной сети железных дорог и устройство защиты трансформатора (функции дифференциальной токовой защиты с торможением от максимального фазного тока сторон высшего и низшего напряжения, защиты от перегрузки, газовой защиты, тепловой защиты).



Устройства серии МРЗС-05 РСГИ.466452.007-XX	МРЗС-05 ...007	МРЗС-05- 01 ...007-01	МРЗС-05- 02 ...007-02	МРЗС-05- 03 ...007-06	МРЗС-05 ...007-10 (МРЗС-05- 01 ...007-11)
Максимальная токовая защита (МТЗ)					
независимая	+	+	+	+	+
зависимая	+	+	+	+	+
направленная	-	-	-	+	-
Ускорение МТЗ	+	+	+	+	+
Блокировка МТЗ по напряжению	+	+	-	+	-
Защита по напряжению (ЗН): Umax	+	+	-	+	+
Umin с контролем тока	+	+	-	+	+
Umin без контроля тока	- (+ ..007-20)	-	-	+	+
Защита от замыкания на землю по 3Io	+	+	-	+	+
Защита от замыкания на землю по 3Uo	-	-	-	-	+
Направленная защита от замыкания на землю	-	-	-	-	+
Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) - спецочередь	+	+	-	+	+
Автоматическое повторное включение (АПВ)	+	+	-	+	+
автоматическое включение резерва (АВР)	-	-	+	-	-
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	+	+	+	+	+
Определяемые функции	8, двух видов, с двумя таймерами, (определяемый триггер ...007-20)	8, двух видов, с двумя таймерами	8, двух видов, с двумя таймерами	8, двух видов, с двумя таймерами, определяемый триггер	8, двух видов, с двумя таймерами, (определяемый триггер ...007-10)
Контроль целостности цепей управления выключателем	+	+	+	+	+
Контроль положения тележки	+	+	+	+	+
Количество дискретных входов (ДВ) / из них - программируемых	8/8	16/16	8/8	16/16	8/8 (16/16)
Количество дискретных выходов / из них - программируемых	7/6	14/13	7/6	14/13	7/6 (14/13)
Количество светодиодных индикаторов / программируемых	7/6	7/6	7/6	7/6	7/6
Измерение токов, напряжений, частоты, мощности	+	+	+	+	+
Регистратор аварий (аналоговых сигналов)	+	+	+	+	+
Регистратор событий (дискретных сигналов)	+	+	+	+	+
Регистратор статистики	+	+	+	+	+
Выборочный старт регистраторов	+	+	+	+	+
Автоматическая коррекция хода часов	+	+	+	+	+
Сброс часов от ДВ	+	+	+	+	+
Интерфейсы RS232/RS485	+	+	+	+	+
Модификация с датчиками тока на 1А	...007-20	-	...007-12	-	-

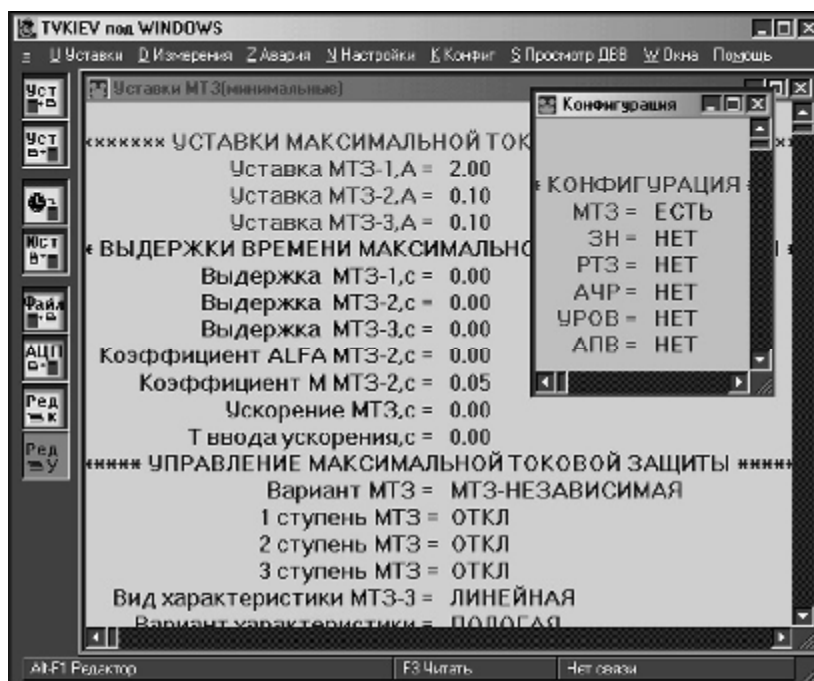
Оперативное изменение алгоритмов работы МРЗС возможно через 8 или 16 дискретных оптронных входов. Их назначение программируется пользователем: каждому из входов может быть назначен один или несколько сигналов из списка входных сигналов, используемых в МРЗС. Таким образом, можно дистанционно включать/выключать различные функции защит и автоматики, блокировать отдельные ступени защит, включать/выключать выключатель, запускать функции автоматики и т.д. Кроме того, в список логических сигналов заложены 8 функций с двумя внутренними таймерами для каждой функции, назначение которых определяется самим пользователем. При этом активным уровнем, т.е. уровнем наличия сигнала может быть как уровень "0", так и уровень "1".

МРЗС имеет 7 или 14 дискретных выходов для выдачи команд и сигнализации в виде "сухих" контактов реле. Назначение 6 (или 13-ти) выходов программируется пользователем: аналогично дискретным входам каждому реле с помощью пульта управления может быть назначен один или несколько логических сигналов из списка выходных сигналов. При этом реле могут быть помечены как сигнальные, и тогда они будут работать в триггерном режиме с запоминанием пришедшего сигнала.

Кроме жидкокристаллического дисплея имеется индикация на 7-ми светодиодах. Назначение 6-ти светодиодов программируется пользователем. Логика их работы (триггерный - не триггерный) и набор индицируемых сигналов аналогичен выходным реле.

На жидкокристаллическом дисплее индицируется информация о срабатывании защит и автоматики, значениях параметров срабатывания, значениях уставок, конфигурации системы, назначении дискретных входов, выходов и светодиодных индикаторов, измеренных значениях токов, напряжений, частоты, мощности, текущем времени и т.д.

Управление и конфигурирование МРЗС производится с помощью встроенных кнопок управления и жидкокристаллического дисплея либо с помощью персонального компьютера подключаемого через интерфейс RS232, а также по сети через интерфейс RS485.



МРЗС обеспечивает самодиагностику с выявлением неисправности с точностью до съемного блока. Обеспечивается непрерывная проверка исправности программного обеспечения. При включении МРЗС производится контроль исправности МРЗС с выдачей сообщения на минидисплей в случае неисправности.

МРЗС осуществляет регистрацию событий:

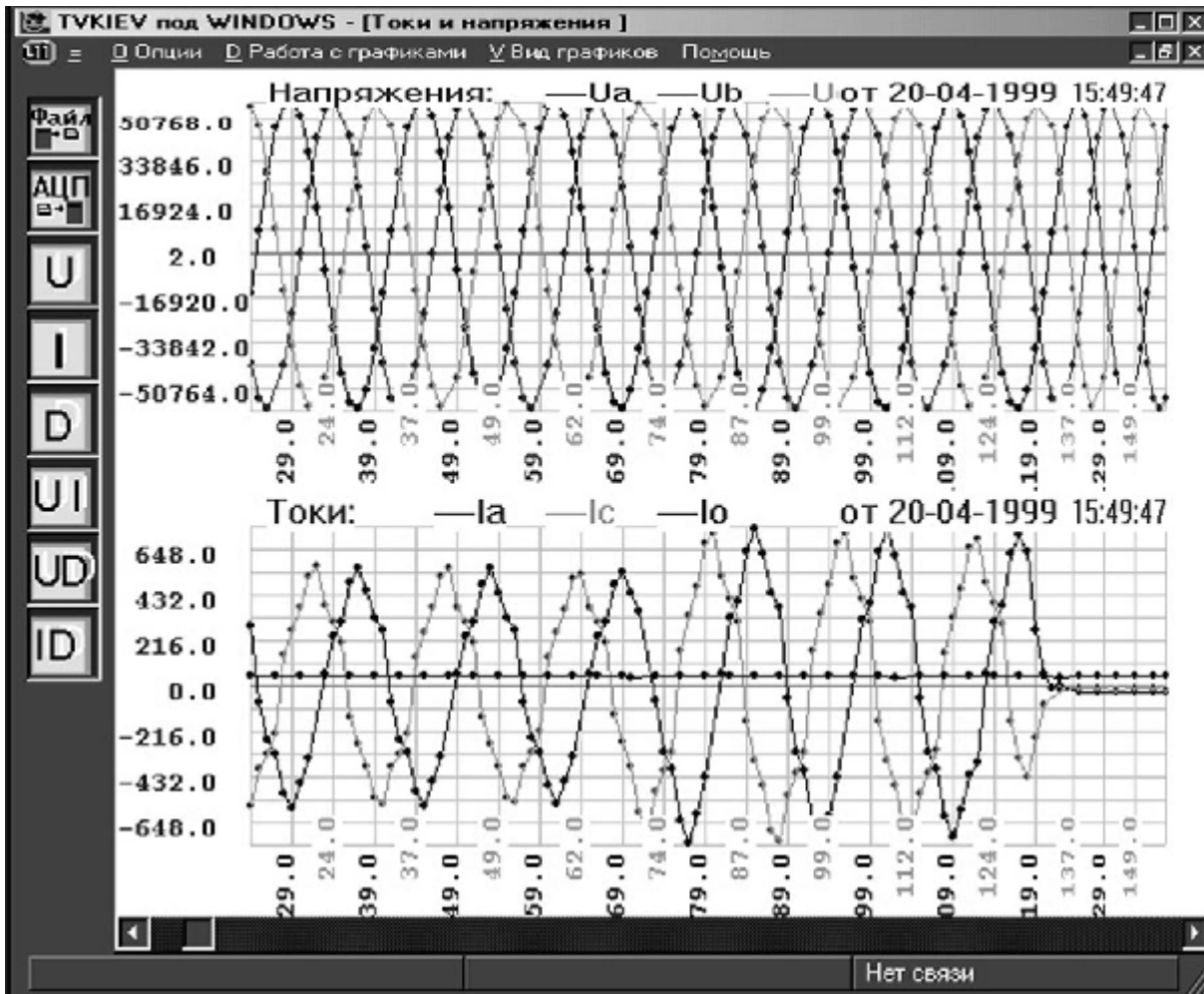
- всех входных дискретных сигналов;
- срабатывания всех защит;
- срабатывания функций автоматики;
- всех выдаваемых дискретных сигналов.

Регистрация всех событий осуществляется с привязкой к текущему времени. Регистрируются последние 50 событий текущей аварии в регистраторе дискретных сигналов и 50 последних аварий в регистраторе статистики.

МРЗС осуществляет регистрацию аварийных ситуаций с записью мгновенных значений токов и напряжений при авариях с привязкой к текущему времени (хранится информация о девяти последних авариях). Существует возможность пуска регистратора аварий при срабатывании отдельных (выбранных) функций защит и автоматики. Информация регистраторов хранится в энергонезависимой памяти.

Устройство осуществляет контроль ресурса выключателя по количеству отключений, контроль положения тележки и целостности цепей управления выключателем.

Зарегистрированные события можно просмотреть на жидкокристаллическом дисплее. Информацию о событиях и авариях можно скопировать на персональный компьютер подключаемый через интерфейс RS232 или по локальной сети через интерфейс RS485, чтобы в дальнейшем в режиме осциллографа просмотреть и проанализировать аварийную ситуацию.



МРЗС было рекомендовано для применения Советом специалистов по РЗА и распоряжением Минэнерго Украины допущено к использованию в распредсетях, с участием специалистов ведущих проектных институтов разработан альбом типовых схем привязки устройств МРЗС "Руководящие материалы РМ-1(ТСП/МРЗС-05)".

В настоящее время устройства эксплуатируются в организациях: Киевэнерго, Черниговоблэнерго, Черкасыоблэнерго, Хмельницоблэнерго, Прикарпатьеоблэнерго, Херсоноблэнерго, Гомельоблэнерго, Полтавагаздобыча, Львовгаздобыча, Службе энергоснабжения киевского Метрополитена, Службе энергоснабжения Юго-Западной Железной Дороги, подстанции автотехобслуживания "Опель".

Устройства поставляются как отдельно, так и в составе ячеек КРУ производимых Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры или предприятием "ТавридаЭлектрик".

Производственное объединение "Киевприбор"  
ул. Гарматная, 2  
г. Киев, 03680  
Украина

тел. (044) 446-32-27  
факс (044) 446-02-16  
E-mail [kipribor@zeos.net](mailto:kipribor@zeos.net)  
Интернет [www.kievpribor.com.ua](http://www.kievpribor.com.ua)

## ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЕКТНО-КОМПОНУЕМЫХ УСТРОЙСТВ БИМ ПРИ СОЗДАНИИ КОМПЛЕКСНЫХ АСУТП ПОДСТАНЦИЙ 110/35/10 КВ.

В.А. Салмин, ООО НТЦ ГОСАН

Реализация проектов комплексных АСУТП подстанций с использованием современных микропроцессорных контроллеров может быть выполнена в двух вариантах:

1. Применяя контроллеры разных разработчиков и производителей необходимо использовать на объекте интегрирующую программную систему, которая позволяла бы единообразно выполнять процедуры настройки информационной среды для каждого типа контроллера. Теоретически эта задача может быть разрешима путем стандартизации не столько протоколов обмена с контроллерами, сколько различных идеологий в решении задач управления внутренними ресурсами, которые в свою очередь имеют разную конфигурацию.

Создание и поддержание жизнеспособности подобной интегрирующей системы достаточно трудоемкая задача, которая практически не разрешима, учитывая частое отсутствие преемственности в контроллерах даже одного производителя.

Единый интегратор разнотипного оборудования, как правило, приемлем при решении задач сугубо информационного плана, т.е. задач обеспечивающих информацией системы ОИК и АСКУЭ.

2. Применение семейства контроллеров одного производителя с широкой номенклатурой функциональных наборов, позволяющих создавать все известные информационные подсистемы в электроэнергетике под единой коммуникационной программной средой. В этом случае пользователь такой системы получает доступ к ресурсам каждого контроллера на уровне объектового сервера, используя поставляемый с контроллерами программный инструментарий. В данном варианте необходимо существование единых требований к программам, осуществляющим интерфейс с пользователем и с системами верхнего уровня. Здесь возникает необходимое требование выполнения только комплексных поставок оборудования и программ с возможно частичным вводом в эксплуатацию отдельных подсистем под ключ.

Научно-техническим центром "ГОСАН" завершены разработка и испытания новой серии микропроцессорных устройств, позволивших решать задачи комплексной автоматизации объектов электроэнергетики по второму варианту.

Базовые информационные модули /БИМ/, далее по тексту устройства, в составе информационно управляющего комплекса «Черный ящик 2000» открыли практически неограниченные возможности в создании проектно-компонуемых систем.

Устройства с максимально полными функциональными наборами (РЗА+учет+осциллогр.+ТУ) успешно проработали более года в составе комплекса «Черный ящик 2000» на предприятиях «Белгородэнерго», «Мосэнерго», «Ярэнерго».

Проведены работы по вводу в эксплуатацию комплексных АСУ ТП на ПС 110/35/10 кВ «Вологдаэнерго», «Белгородэнерго», «Мосэнерго».

Различной мощности информационные комплексы с 1993 г. успешно эксплуатируются более чем на 150 предприятиях РАО ЕЭС и других отраслей. В общей сложности произведено более 1500 микропроцессорных контроллеров.

### Устройства предназначены:

- для измерения электрических величин:
- мгновенного значения напряжения и силы электрического тока промышленной частоты;
- напряжения и силы постоянного тока;
- для вычислений:
- действующих значений напряжения и силы электрического тока промышленной частоты;
- сдвига фаз сигналов переменного тока промышленной частоты;
- частоты переменного тока;
- значений симметричных составляющих: действующие значения напряжения и силы тока прямой, нулевой и обратной последовательностей основной гармоники 3-х фазного тока;
- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной потребленной, выработанной или переданной электроэнергии;
- для регистрации и хранения параметров аварийных событий;
- для регистрации текущего состояния коммутационных аппаратов и моментов его изменения;
- для локального отображения и передачи по последовательным каналам измеряемых, формируемых и регистрируемых параметров;
- для выдачи локальной и дистанционной сигнализации;
- для выполнения управляющих воздействий.

### Устройства применяются

для построения измерительно-информационных и управляющих систем контроля и управления электрооборудованием электростанций и подстанций, а именно:

- для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления электрооборудованием электростанций и подстанций;
- для управления коммутационными аппаратами;
- для построения средств релейной защиты и автоматики /РЗА/;
- для автоматизации учета потребления и передачи электроэнергии;
- для контроля качества электрической энергии.

Устройства применяются для построения распределенных многоуровневых систем сбора информации, коммерческого учета электроэнергии, контроля перетоков электроэнергии и построения средств РЗА в электрической части энергетических объектов.

Применение устройств в составе комплекса «Черный ящик 2000» обеспечивает регистрацию и осциллографирование аварийных процессов, контроль за текущим состоянием объекта, диагностику первичного высоковольтного оборудования, управление оборудованием как непосредственно на объекте, так и дистанционно с использованием традиционных средств телемеханики /ТМ/. В таблице 1 представлены модификации модулей, которые решают весь спектр информационных задач.

Режим осциллографирования обеспечивает синхронную запись сигналов переменного и постоянного тока и напряжения, регистрацию времен срабатывания коммутационной аппаратуры с фиксацией даты и времени, вычисляются значения амплитуд, фаз и частоты, а также значения симметричных составляющих токов и напряжений трехфазной системы.

Контроль за текущим состоянием энергообъекта выполняется путем мониторингования, подведенных к входам сигналов переменного и постоянного тока, с целью получения данных по расходу электроэнергии, перетокам мощности, амплитудных значений токов, напряжений, а также фазовых характеристик и частоты для сигналов переменного тока. Одновременно с контролем, за состоянием объекта производится самодиагностика всей аппаратуры и системы связи, с сигнализацией неисправности.

**Таблица 1**

Включаемые Функции	Модификация устройства												
	БИМ1000	БИМ1010	БИМ1020Д	БИМ1120Д	БИМ1140	БИМ1120С1	БИМ1130С1	БИМ1120С2	БИМ1130С2	БИМ1120С3	БИМ1130С3	БИМ1120С4	БИМ1130С4
Цифровой осциллограф	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Контроль текущих параметров	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Интерфейс с локальной сетью ЧЯ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Счетчик электрической энергии						+	+	+	+	+	+	+	+
Регистратор событий		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Телеуправление			+	+		+	+	+	+	+	+	+	+
Контроль качества электроэнергии	+	+	+	+	+	+	+						

Программное обеспечение, реализующее функционирование алгоритмов РЗА, работает в устройстве автономно и не зависит от других функциональных элементов, установленных в данном устройстве. В таблице 2 собраны модификации устройств, применяемые для создания систем РЗА для оборудования напряжений 6/10/35КВ.

Компоновка устройств функциями РЗА выполняется индивидуально по заданиям заказчика. Формирование пакета РЗА производится в среде системы автоматизированного проектирования логики защиты САПР ЛОЗА. В результате проектирования формируется серия файлов из готовых отлаженных функциональных элементов, которые записываются непосредственно в устройство и в архивную базу данных.

Дополнительно в каждом устройстве сохраняется индивидуальный паспорт внесенной структуры РЗА, который позволяет выполнять последующую коррекцию проекта в САПР ЛОЗА без каких либо ограничений.

Программа оперативного взаимодействия с устройствами (Монитор РЗА) выполняет специфические функции. Для задач РЗА – это настройка режимов автоматики, коррекция уставок, просмотр регистратора работы защит, согласование внутренних логических переменных с дискретными входными каналами и каналами управления.



Таблица 2

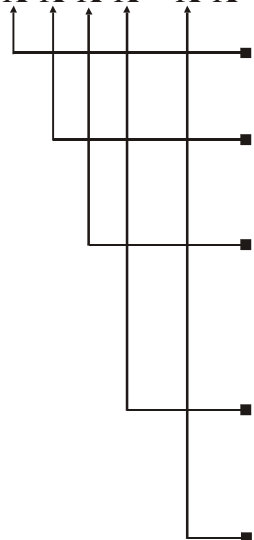
Включаемые Функции	Модификация Устройства														
	БИМ2020P01	БИМ2030P01	БИМ2020P02	БИМ2030P02	БИМ2030P03	БИМ2020P04	БИМ2030P04	БИМ2020P05	БИМ2030P05	БИМ2020P06	БИМ2030P06	БИИ2030P07	БИМ2020P08	БИМ2120С1P01	БИМ2130С4P01
Цифровой осциллограф	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
Контроль текущих параметров	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Интерфейс с локальной сетью ЧЯ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Регистратор событий	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Счетчик эл. Энергии														+	+
Регистрация коммутаций	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Телеуправление	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Три ступени МТЗ с независимой ХВВ	+	+	+	+	+	2	2	2	2				+	+	+
Три ступени МТЗ с зависимой ХВВ	+	+												+	+
Защита от ЗНЗ с независимой ХВВ	+	+			+					8	#			+	+
Орган формирования дифференциального тока					+							#			
Защита минимального напряжения												+	+		
Комбинир. пуск по напряжению	+	+				2	2							+	+
Направление мощности фаз	+	+	+	+									+	+	+
Направление мощности нулевой послед.	+	+												+	+
Логическая защита шины			+	+									+		
Дуговая защита			+	+									+		
УРОВ	+	+	+	+	+	2	2	2	2	+	+	+	+	+	+
АВР			+	+								+			
Контроль исправности цепей напряжения			+	+								+	+		
Контроль потери канала	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
АЧР, ЧАПВ	+	+	+	+								+	+	+	+
ТАПВ, ОАПВ	+	+	+	+	+	2	2	2	2			+	+	+	+
Контроль цепей выключателя	+	+	+	+	+	2	2	2	2	+	+	+	+	+	+

**В таблице 2 введены обозначения:**

- +
  - #
  - 2
  - 8
- наличие функции в устройстве;  
 - количество контролируемых аналоговых сигналов ограничено производительностью КМО;  
 - число установленных независимых функций в одном устройстве;  
 - максимальное количество анализируемых каналов ЗИО.

**Принятая система обозначений БИМ.**

**БИМ- X X X X - X X**



- 1 - исполнение для одностороннего монтажа.
- 2 - исполнение для установки на лицевой стороне панелей и шкафов с внутренним монтажом.
- 0 - дистанционное управление.
- 1 - дополнительные органы управления (ЖКИ и клавиатура).
- 0 - аналоговые каналы.
- 1 - аналоговые и входные дискретные каналы.
- 2 - аналоговые и входные дискретные каналы, каналы управления.
- 3 - аналоговые и входные дискретные каналы, каналы управления, канал межмодульного обмена.
- 4 - специализированное переносное исполнение.
- тип входных дискретных каналов
- 0- потенциальный вход =220
- 1- внутренний источник питания 48В
- 2- потенциальный вход ~220
- область применения:
- С - счетчик (по ГОСТ 30206-94).
- Р - релейная защита.
- Д - телеуправление.

Все представленные в таблицах 1 и 2 варианты устройств предназначены для работы в составе специализированной локальной вычислительной сети "Черный ящик" /СЛВС ЧЯ/ по сетевому протоколу ВВnet. В этом случае используется физический интерфейс на коаксиальном кабеле или оптическом волокне.

При локальном управлении устройством от компьютера применяется стандартный интерфейс RS-232 компьютера.

Кроме канала связи с СЛВС ЧЯ в устройство может устанавливаться блок преобразователя канала междомодульного обмена /КМО/, который используется для объединения нескольких устройств в единую группу. Устройства, объединенные КМО, превращаются в функциональную среду, где каждому устройству доступна вся информация, получаемая по входным аналоговым и дискретным каналам других устройств. Кроме того, каждому устройству доступны все каналы управления и логические переменные смежных устройств.

Использование КМО при построении систем РЗА позволяет значительно снизить стоимость монтажных работ, полностью исключить отказы в случаях ошибочных действий персонала при выполнении плановых и оперативных работ на защищаемом оборудовании. Исключает необходимость развязки цепей питания и применение дополнительных реле при организации обмена сигналами между устройствами.

БИМ построен на базе процессора обработки сигналов ADSP2185 (2189) и имеет в своем составе:

- Энергонезависимое ОЗУ объемом 1Мб;
- Flash ПЗУ объемом до 0.5 Мб для хранения встроенного программного обеспечения;
- 14-ти разрядный АЦП AD7899 с временем преобразования не более 2 мкс.
- блок ввода 8 аналоговых сигналов;
- прецизионный аналоговый тракт (точность не хуже 0.1%) в диапазоне частот от 0 до 2 кГц;
- блок ввода 16 дискретных сигналов;
- блок управления на 16 каналов;
- интерфейс специализированной ЛВС «Черный ящик», скорость передачи данных 375 Кбит/сек, RS232, RS485;
- сторожевой таймер
- часы реального времени;
- жидко кристаллический индикатор с клавиатурой;
- панель сигнализации на 10 программируемых индикаторов;
- комплект кабелей связи и питания;
- submodule ввода аналоговых сигналов (преобразователи);
- Канал междомодульного обмена /КМО/ до 5Мбит/с.

Устройства, согласно требованиям РД 34.35.310-97, относятся к изделиям пылезащищенного исполнения со степенью защиты IP50 (IP54 для БИМ2XXX по лицевой панели) по ГОСТ 14254-80 (МЭК 529 /2-83/) при этом попадание воды внутрь предотвращается дополнительной оболочкой, в которую необходимо встраивать прибор. По устойчивости к климатическим воздействиям устройства выпускаются категории -25 - +50С°. По устойчивости к механическим воздействиям М43 по ГОСТ 17516.1, рабочее положение в пространстве - безразличное.

## Основные параметры устройства

**Таблица 3**

Аналоговая часть

Количество каналов	8
Типы входных сигналов:	
Постоянный ток	±40 мА
Переменный ток 50Гц	0.01-50I <sub>ном</sub>
Входное сопротивление для канала 5А не более	5мОм
Входное сопротивление для канала 1А не более	25мОм
Напряжение переменного тока 50Гц	1-500 В
Входное сопротивление для канала 100В не менее	40 КОм
Напряжение постоянного тока	±500 В
Частота дискретизации сигналов при измерении	12800Гц
Частоты входных сигналов при измерении	0 – 2000 Гц
Предел <b>основной</b> допускаемой погрешности измерения амплитуды сигнала в установившихся режимах в диапазоне от 0.05 до номинала для цепей переменного тока и напряжения.	0.5% (от величины)
Погрешность измерений фазы в установившихся режимах для цепей переменного тока и напряжения (не более).	0.2°
Погрешность измерения частоты сети (не более)	0.01 Гц
Предел основной допустимой погрешности при измерении активной и реактивной мощностей в диапазоне токов от 0.01 до 10 I <sub>ном</sub> .	0,5%
Предел основной допустимой погрешности при измерении активной электрической энергии в диапазоне токов от 0.01 до 2 I <sub>ном</sub> .	0,5%
Предел основной допустимой погрешности при измерении реактивной электрической энергии в диапазоне токов от 0.01 до 2 I <sub>ном</sub> .	1%
Частота дискретизации сигналов при осциллографировании	1600Гц
Частоты входных сигналов при осциллографировании	0 – 800 Гц
Предел <b>основной</b> допускаемой погрешности осциллографирования силы переменного тока в диапазоне амплитуд 0.01 - 50 I <sub>ном</sub> и частот 0 – 800 Гц	1% (от величины)
Погрешность регистрации аварийных сигналов тока по фазе	1.0°
Предел <b>основной</b> допускаемой погрешности регистрации амплитуды переменного напряжения в диапазоне 0.05- 2U <sub>ном</sub> .	1% (от величины)
Погрешность регистрации аварийных сигналов напряжения по фазе (не более)	0.5°
Контроль сигналов в задаче осциллографирования	Амплитуда, симметричные составляющие
- погрешность срабатывания уставок амплитуды	0.5%
- точность срабатывания уставок симметричных сост.	0.5%
Предаварийная запись	до 300 мс
Метод записи	Зонный
Длительность записи одной зоны	до 40 сек
Непрерывная максимальная длительность записи одного канала	120 сек
Гальваническая развязка по входам	~2.0 кВ

### **Дискретные входные каналы**

Количество каналов	16
Период опроса каналов	1 мс
Метод регистрации	Массив событий
Типы входных сигналов	сухой контакт, потенциал =/~220В
Гальваническая развязка	~2.0 КВ
Объем буфера	до 1024 событий

**Каналы управления и сигнализации**

Количество светодиодов локальной сигнализации	10	
Количество каналов управления	16	
Типы выходных реле	Электро-механические	Твёрдотельные
Максимальный рабочий ток	~/=8 А	~/=100 мА
Пиковый ток	~/=30 А	~/=140 мА
Максимальное рабочее напряжение	~/=250 В	=250 В
Пиковое напряжение	~/=400 В	=400 В
Время срабатывания, не более	8 мс	2 мс
Время отпускания, не более	15 мс	0,5 мс
Сопротивление изоляции, не менее	100 МОм	100 МОм
Электрическая прочность изоляции	~2 кВ	~2 кВ
Максимальная коммутируемая мощность	~2 кВт / =75 Вт	~/= 50 Вт
Количество электрических циклов срабатывания	2,0 x 10 <sup>5</sup>	∞
Макс. пост. ток размыкания при 220В	350 мА	140 мА
Сопротивление замкнутых контактов (не более)	0.1 Ом	30 Ом
Сопротивление разомкнутых контактов (не менее)	∞	4x10 <sup>8</sup> Ом

**Блок питания**

Диапазон входных напряжений:	
Постоянный ток с номинальным напряжением 220В	178÷340В
Переменный и переменно-выпрямленный ток номиналом 220В	150÷250В
Напряжение =110В (по заказу)	66÷155В
допустимая глубина провалов от номинала в течение 1 мин.	50%,
длительность прерывания напряжения не менее	1 сек
время готовности к работе при подаче питания =220В не более	4 сек
Потребляемая мощность не более	15Вт
Пиковый потребляемый ток при включении не более	20А/5мс
Гальваническая развязка между входами, входом и корпусом	~2.0 кВ

**Габаритные размеры устройства**

БИМ -1000	не более (мм)
БИМ - 2000	270x250x85
	240x190x133
Масса, не более (кг)	3,5

**ООО НТЦ ГОСАН**

Тел.:(095) 956 3478, 369 7139

E-mail: [gosan@gosan.ru](mailto:gosan@gosan.ru)http // [www.gosan.ru](http://www.gosan.ru)

## ФУНКЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ.

**В. Г. Езерский, С. О. Озорнин** *НТЦ «Механотроника»*

**Аннотация:** в статье рассматриваются вопросы использования функций релейной защиты и автоматики электродвигателей, предназначенные для предупреждения возникновения в них повреждений путем ограничения ненормальных режимов работы.

**Ключевые слова:** релейная защита и автоматика; электродвигатели напряжением выше 1 кВ; интеллектуальная релейная защита и автоматика.

Повреждения в электродвигателях составляют до 30% от общего количества повреждений электрооборудования высокого напряжения. Кроме того, существуют ряд потребителей электроэнергии, у которых двигательная нагрузка является основной – например, газокompрессорные и нефтеперекачивающие станции, предприятия водоканала и другие. При питании нескольких двигателей от единого источника возникает проблема обеспечения их устойчивой работы. Короткое замыкание, возникающее в одном из двигателей не только приводит к его повреждению и дорогостоящему ремонту, но и особенно негативно воздействовать на другие электродвигатели.

Однофазное замыкание на землю в одном из двигателей может стать причиной перенапряжений на всех двигателях секции. Многофазное замыкание способно привести к выходу из синхронизма синхронных двигателей, групповому само запуску двигателей секции, который, будучи неуспешным, может привести к значительному перегреву двигателей. Эти факторы увеличивают вероятность возникновения новых повреждений.

Правилами устройства электроустановок (пункты 5.3.43-5.3.54) предусматриваются следующие функции защиты электродвигателей напряжением выше 1 кВ:

- 1). Защита от однофазных замыканий.
- 2). Защита от замыканий на землю.
- 3). Защита от перегрузки.
- 4). Для синхронных двигателей должна быть предусмотрена защита от асинхронного режима.

Подавляющее большинство аварий электродвигателя связано с разрушением изоляции. В процессе эксплуатации изоляция подвергается тепловым, механическим, химическим воздействиям, а также воздействиям влаги, загрязнения, электрического поля (перенапряжения).

Наибольшую опасность представляет тепловое воздействие, поскольку оно не только непосредственно ухудшает состояние изоляции, но и уменьшает её стойкость к другим неблагоприятным факторам: потеря эластичности уменьшает стойкость к вибрации; образование трещин приводит к проникновению влаги и агрессивных компонент окружающей среды; усадка при нагреве является причиной ослабления креплений и способствует возникновению повреждений механического характера.

ПУЭ рекомендует для выполнения защиты двигателей от перегрузки использовать МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени. Выдержка времени должна быть отстроена от времён пуска и само запуска. Рассмотрим причины возникновения перегрузки. Причинами увеличения токов являются:

- Нарушения технологического процесса. Увеличение внешнего момента на валу двигателя требует увеличение электромагнитного момента, а следовательно, тока протекающего в обмотках.
- Неисправность механизма электродвигателя. Механические повреждения в подшипниках, редукторе и т. п. Способны привести к заклиниванию ротора.
- Низкое качество питающей сети. Снижение напряжения приводит к работе двигателя со скольжением, превышающем номинальное, что ведет к повышению тока в обмотках. Несимметрия в системе ведет к перегреву ротора вихревыми токами.
- Пуски и само запуски.

В устройствах типа БМРЗ предусмотрена трехступенчатая максимальная токовая защита как с независимой, так и зависимой выдержкой времени. И реализовать на них защиту, удовлетворяющую требованиям ПУЭ сложности не представляет.

Но очевидны недостатки МТЗ – отстройка от пусковых режимов приводит к недопустимо длительной перегрузке двигателя при например, заклиниванию ротора в процессе работы. Устранить эту проблему можно при помощи интеллектуальной МТЗ различающей пуск (само запуск) и увеличение токов в нормально работавшем двигателе.

Такая максимальная токовая защита реализована в устройствах НТЦ «Механотроника» серии БМРЗ-ДА/ДД. Защита должна производить отключение защищаемого двигателя при:

- Пуске с заблокированным или находящемся под недопустимо большой нагрузкой роторе.
- Затянутом пуске при продолжительной работе двигателя под чрезмерной нагрузкой.
- При блокировке ротора после выхода двигателя на рабочий режим.

Защита работает по действующим значениям фазных токов, с выдержкой времени. Предусмотрено две выдержки времени: одна используется, если зафиксирован пуск двигателя, другая - если превышение уставки по току произошло при работающем двигателе. Пуск двигателя определяется не по факту получения команды на включение, а в результате анализа изменения токов. Таким образом защита правильно функционирует не только при пуске, но и при само запуске.

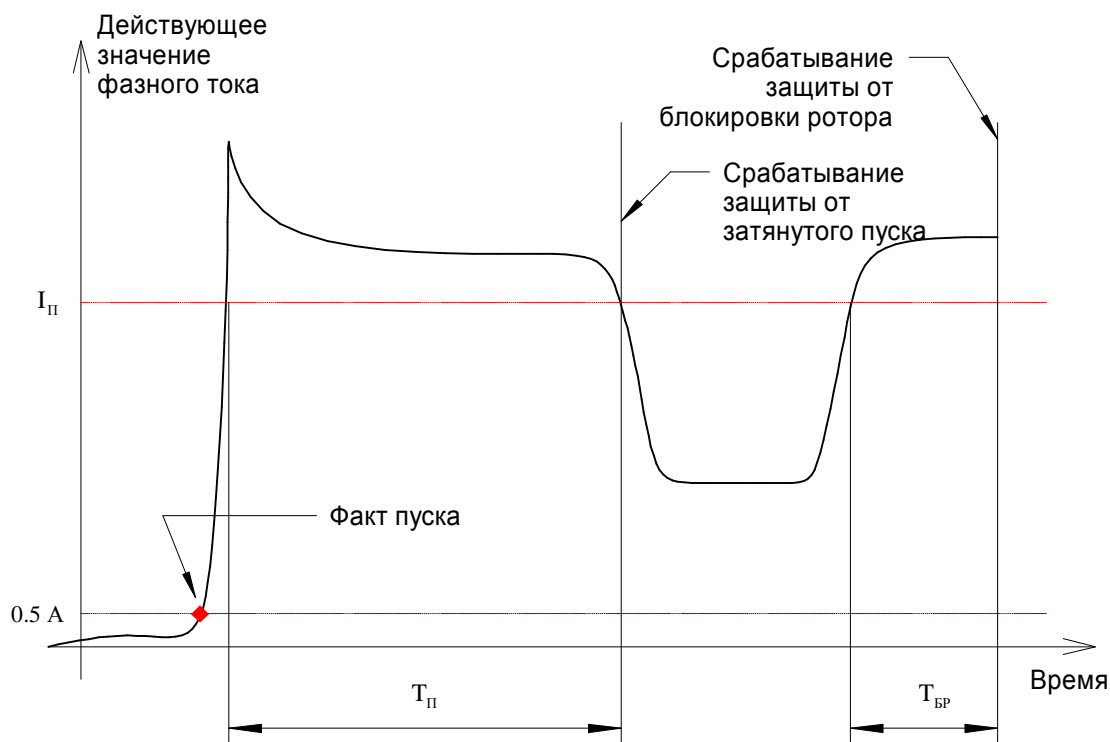


Рис.1. Иллюстрация работы защиты от блокировки ротора и затянутого пуска

Но такая защита не учитывает перегрев двигателя, возникающий при множественных пусках и само запусках, который возникает даже если они успешны. Простейшим способом ограничения теплового воздействия пусковых режимов является ограничения интенсивности (частоты) пусков. Такая функция также предусмотрена в устройствах «Механотроники».

Защита ограничивает количество пусков в течение часа. Ведётся подсчет количества холодных, горячих и общего количества пусков. Алгоритм выявления пусков аналогичен защите от блокировки ротора и затянутого пуска – то есть позволяет учитывать не только пуски, но и само запуски.

При каждом пуске (само запуске) увеличиваются показания двух счетчиков - общего количества пусков и счетчика холодных или горячих пусков в зависимости от характера пуска. При увеличении показания счетчика фиксируется время, и через один час после зафиксированного времени, показание счетчика уменьшается на единицу.

Если показания одного из счетчиков становится больше или равным уставке, запускается функция «Запрет пуска перегретого двигателя» (ЗППД). Сброс функции ЗППД происходит, если показания всех счетчиков становятся меньше соответствующих уставок.

Защита двигателя от несимметричных режимов весьма важна и такая функция реализована во многих устройствах. В простейшем случае в качестве информационного параметра используется разность действующих значений фазных токов, в более сложном – действующее значение тока обратной последовательности. В устройствах БМРЗ-ДА/ДД предусмотрена защита максимального тока обратной последовательности.

Указанные защиты, хотя и позволяют более полно защищать электродвигатель, имеют общее слабое место – работают обособленно, хотя контролируемые ими факторы воздействуют на оборудование совместно. Для преодоления этого недостатка нужна защита, построенная с учетом всех факторов: влияния пусковых режимов; интенсивности пусков (само запусков); работы под нагрузкой, превышающей номинальную или при ненормальном скольжении; влияние несимметрии в системе; учет предшествующего режима работы двигателя.

Такой защитой является функция тепловой модели разработанная в НТЦ «Механотроника». Защита осуществляет решение уравнения теплового баланса в реальном масштабе времени. Оригинальный алгоритм имеет высокую точность и устойчивость.

В качестве величины определяющей нагрев двигателя принимается эквивалентный ток, учитывающий вышеперечисленные факторы.

Уравнение решается в относительных единицах, что позволяет исключить из уставок такие величины как, например, эффективную площадь охлаждения двигателя. Значение нагрева, равное 0%, соответствует температуре окружающей среды; 100% - нагреву штатного режима; 120% - температуре, превышающей температуру штатного режима на 20%. Такой подход более чем оправдан в российских условиях, когда производители электродвигателей дают на них скудную информацию.

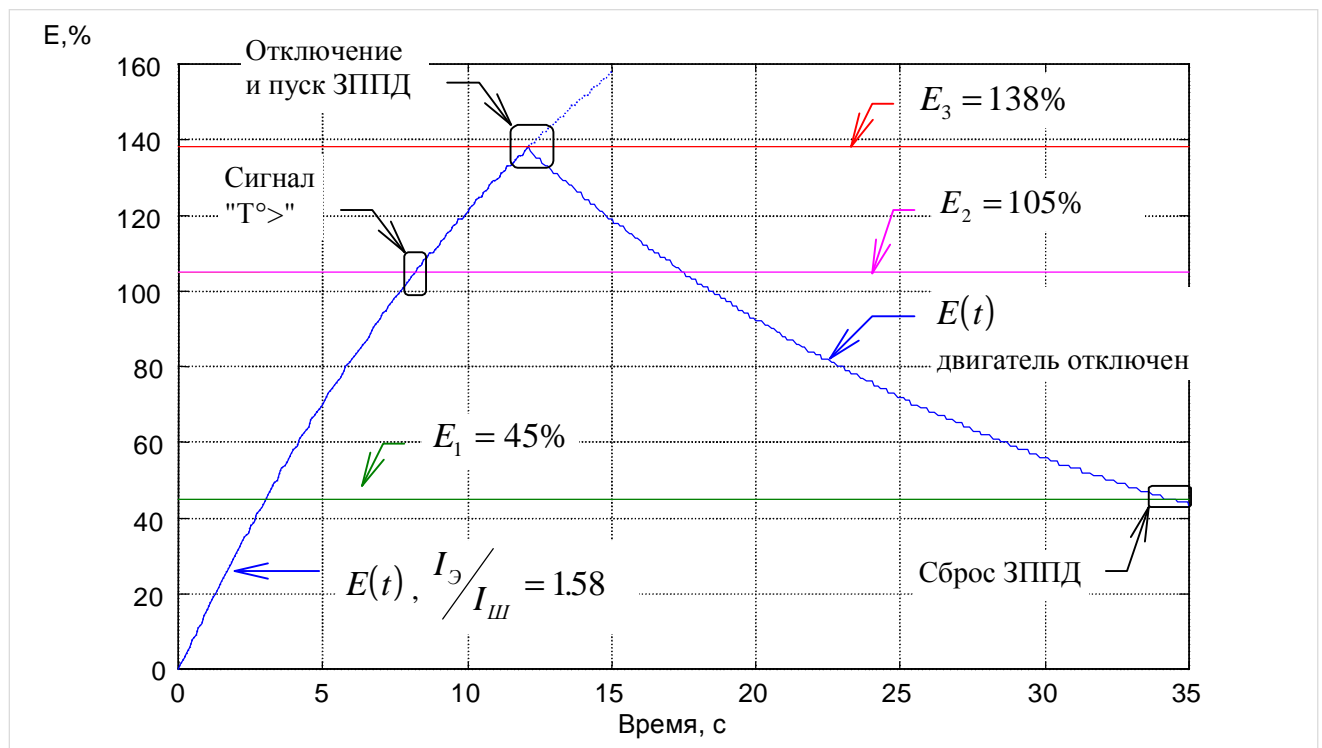


Рис.2. Работа функции тепловой модели

Защита имеет две ступени:

- Первая - срабатывает на отключение и пуск функции запрета пуска перегретого двигателя (ЗППД).
- Вторая – срабатывает только на сигнализацию.

Защита различает тепловые процессы во включенном и выключенном двигателе. Признак включения двигателя формируется способом, аналогичным используемому в защите от блокировки ротора и затынутого пуска. Для каждого режима (включенного / отключенного двигателя) предусмотрена своя уставка по постоянной времени.

В защите предусмотрены три уставки по перегреву:

- -  $E_2$  - уставка по перегреву ступени срабатывающей на сигнализацию.
- -  $E_3$  - уставка по перегреву ступени срабатывающей на отключение и пуск функции запрета пуска перегретого двигателя (первая ступень).
- -  $E_1$  - уставка, при охлаждении до которой происходит разрешение следующего пуска двигателя, если имело место его отключение первой ступенью тепловой модели (возврат ЗППД).

Тепловая модель двигателя позволяет действительно полно оценивать действие различных факторов в совокупности. Главной ценностью данной функции является возможность полноценной эксплуатации двигателя, не пренебрегая его безопасностью, но и не отключая его без нужды. В этом проявляется интеллектуальность новых цифровых устройств РЗА производства НТЦ «Механотроника».

Таким образом, в настоящий момент устройства БМРЗ-ДА/ДД позволяют реализовать широкий спектр функции защиты, позволяющих значительно снизить вероятность возникновения электрических повреждений в двигателях. При этом могут быть использованы как широко известные, в том числе на практике, алгоритмы, так и принципиально новые интеллектуальные функции.

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА С РАСПОЗНАВАНИЕМ РЕЖИМОВ ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНОЙ НЕСИММЕТРИИ

**В.В. Нагай, В.И. Нагай, С.В. Сарры, Южно-Российский государственный  
технический университет (Новочеркасский политехнический институт)  
Лысенко В.М., Махров Б.Ф., ОАО «Ростовэнерго»**

Состояние обсуждаемой проблемы. В настоящее время в электрических сетях напряжением 110 кВ и ниже фактически отсутствуют полноценные защиты от неполнофазных режимов как при наличии КЗ, так и без них. Это обусловлено, очевидно, как меньшим термическим воздействием на электроустановки и возможностью их более длительной работы в рассматриваемых режимах, так и дополнительными затратами при оснащении электрических сетей рассматриваемой защитой. Однако в некоторых случаях это может привести к повреждениям не только электроприемников, например электродвигателей, но и электроустановок распределительной сети, например, трансформаторов. Подобные аварии возникали в распределительных электрических сетях и приводили в некоторых случаях к повреждению трансформаторов и как следствие к их ремонту [1]. Примером такого вида повреждений могут служить неполнофазные режимы, возникшие в 2001 и 2002 г.г. в энергосистеме «Ростовэнерго», сопровождавшиеся падением провода на землю со стороны питаемой подстанции. Включение короткозамыкателя на питаемой подстанции, установленного в той же фазе, что и фаза с разрывом и КЗ не приводил к существенному увеличению тока (менее 5%). Неполнофазный режим был ликвидирован дежурным персоналом через несколько десятков минут с последующим осмотром и проверкой состояния трансформатора. Это вызывает необходимость разработки мероприятий по своевременному выявлению и ликвидации указанных режимов продольно-поперечной несимметрии (ППН), например, изложенных в [1–3].

Оценка возможности распознавания ППН. Неполнофазные режимы в распределительных сетях до 110 кВ возникают, как правило, при недовключении фаз выключателей или разрыве фазных проводов, как на ВЛ, так и на питающей или приемной подстанции. При этом они могут сопровождаться короткими замыканиями, как в месте обрыва фазного провода, так и за трансформаторами ответвительных подстанций. Короткое замыкание может также создаваться искусственным путем в результате включения короткозамыкателя на приемной подстанции.

Наиболее вероятным режимом является неполнофазный режим, обусловленный разрывом одной фазы. Короткие замыкания при падении провода на землю со стороны питающей подстанции или включении короткозамыкателя на этой же подстанции даже при заземленной нейтрали, могут сопровождаться незначительным увеличением фазных токов трансформатора и тем более со стороны питающей подстанции (рис.1) [4,5]. На данном рисунке приняты следующие обозначения:  $I_{2*}, I_{0*}$  модули токов обратной и нулевой последовательностей;  $I_{нг*}$  - модулю тока нагрузки в предшествующем режиме, а индексы у соответствующих обозначают вид короткого замыкания на стороне высшего напряжения ( $Y$ ) и на стороне низшего напряжения трансформатора при соединении обмоток в треугольник ( $\Delta$ ), а все токи приведены к току трехфазного КЗ за рассматриваемым трансформатором  $I_{кз м}$ . При этом из рассмотрения были исключены такие виды повреждений, которые сопровождаются повышением токов до уровня токов КЗ на рассматриваемой линии. К данным видам повреждений относятся двухфазные КЗ на землю, а также междуфазные КЗ не связанные с разорванной фазой. Расчеты согласно методике, изложенной в [4], проведены для сети в которой произошли указанные выше ППН и приведены к единой базе  $I_{кз м}$ , что позволяет использовать их для ориентировочной оценки чувствительности разрабатываемых защит от данного вида повреждений. В сети напряжением 110 кВ ОАО «Ростовэнерго» был проведен полномасштабный натурный эксперимент, подтвердивший полученные результаты (погрешность при этом не превышала 10%).

При этом разрыв фазного провода может произойти как на магистральной ВЛ, так и на ее ответвлении. При обрыве фазного провода и его замыкании на землю на транзитной ВЛ происходит ее отключение, но возможно успешное действие АПВ со стороны обрыва и неуспешное АПВ со стороны замыкания. В этом случае возможна работа рассматриваемой ВЛ в радиальном режиме, что и имеет место при отсутствии на питающих и питаемых подстанциях чувствительных защит.

Анализ приведенных выше соотношений токов симметричных составляющих показывает, что уровни токов симметричных составляющих в значительной степени зависят от предшествующего нагрузочного режима (особенной токи обратной последовательности) и в некоторых случаях сопоставимы с токами небаланса при заземлении нейтрали маломощного трансформатора.

Стремление распознавания подобных режимов привело к включению дополнительной ступени (пятой) токовой направленной защиты нулевой последовательности на воздушных ВЛ напряжением 110 кВ. Но данное мероприятие имеет недостатки, в частности, увеличивается нагрузка измерительных трансформаторов тока из-за значительных сопротивлений реле тока с малыми токами срабатывания. По-



этому может оказаться эффективным использование не только токов нулевой последовательности, как сказано выше и предлагается в [2], но и фазных токов. В подтверждение такого предложения может быть приведен график на рис.2.

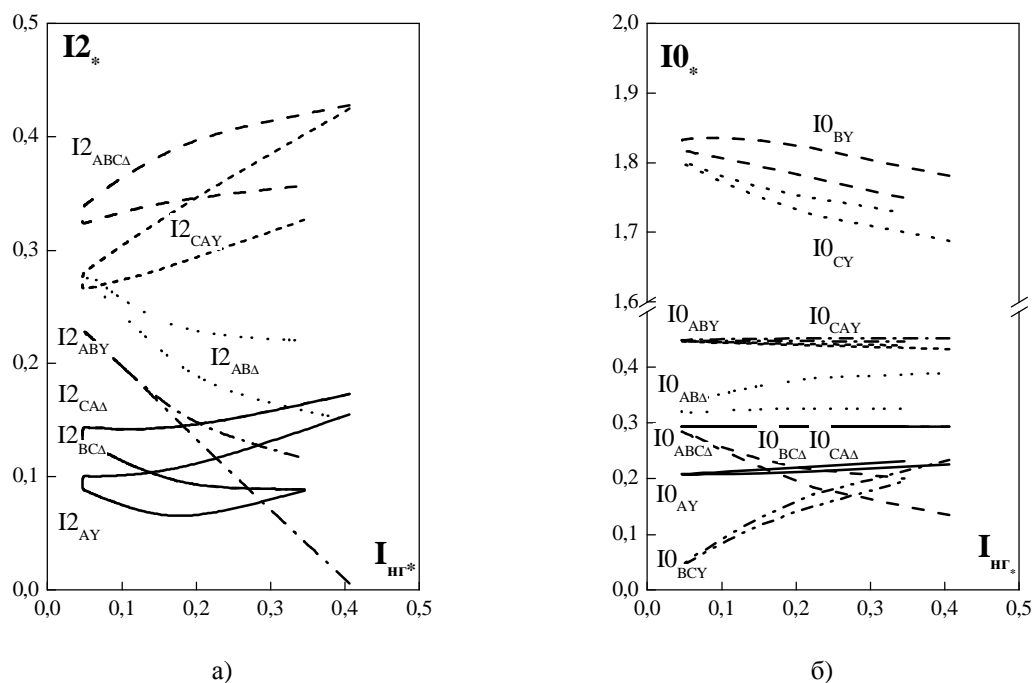


Рис.1. Зависимости модулей и аргументов токов при разрыве фазы А и КЗ на стороне высшего и низшего напряжения ответвительной подстанции

Меньшее термическое воздействие на оборудование оказывают режимы разрыва фазы без КЗ, но в этом случае приращения токов по сравнению с рассмотренными выше случаями ее меньше, что усложняет их распознавание. На рис.3 приведены зависимости фазных токов, их приращений, а также аргументов фазных токов для  $Z2/Z0 = 1,0...5,0$ . Контроль приращений фазных токов более предпочтителен по сравнению с контролем симметричных составляющих, т.к. в этом случае соотношение  $\Delta I / I_{H*}$  имеет большее значение, а защита – более высокую чувствительность.

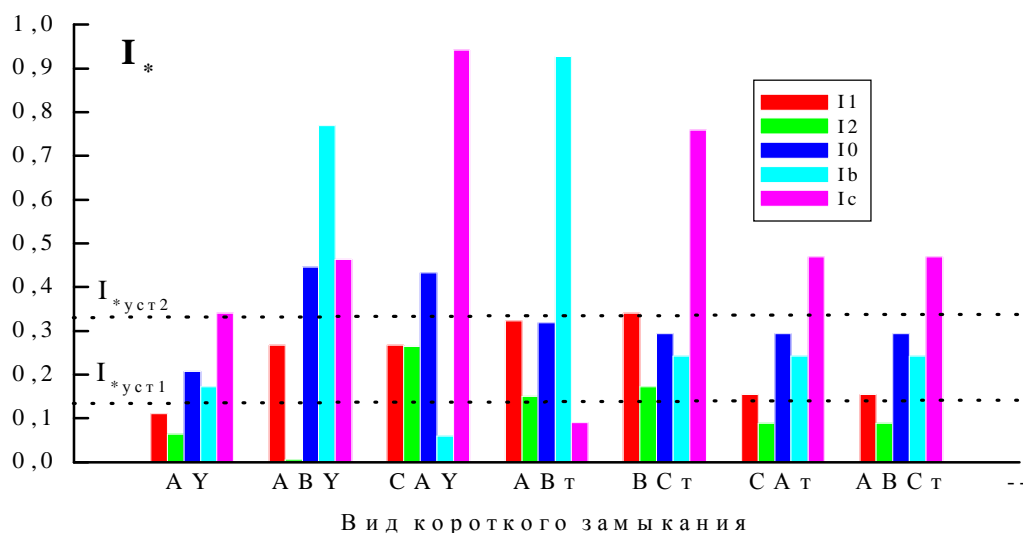


Рис.2. Зависимости минимальных значений модулей токов при разрыве фазы А на стороне ВН и различных видах КЗ на стороне ВН (Y) и стороне НН (T) трансформатора ответвительной подстанции

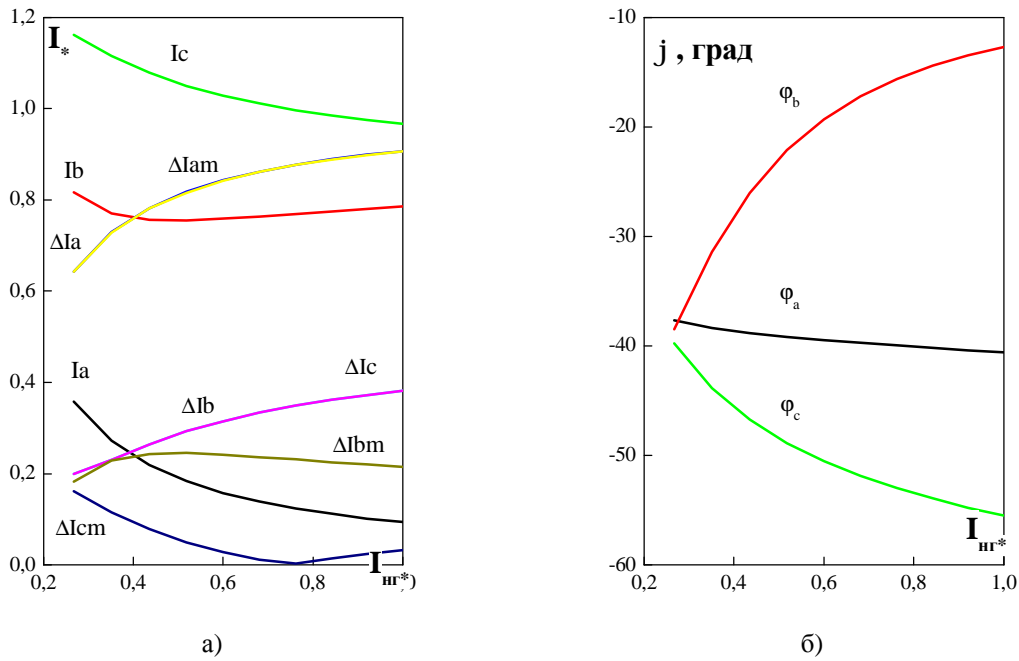


Рис.3. Зависимости модулей и приращений модулей (а) и аргументов (б) фазных токов разрыве в одной фазе сети с эффективно заземленной нейтралью

Разработаны алгоритмы выявления рассмотренных режимов, которые прошли апробацию в ряде устройств защиты (сигнализации), в частности, в защите от неполнофазных (несимметричных) режимов типа УСОФ-2 [3] и комплексной микропроцессорной защите асинхронного электродвигателя типа КЗД-04. Данные алгоритмы включаются в одну из модификаций микропроцессорной защиты дальнего резервирования типа КЕДР-07, описание которой дано в тезисах доклада данной конференции.

#### Литература

1. Сборник аннотаций информационных писем служб релейной защиты и автоматики ЦДУ, ОДУ и энергосистем. – М.: ЦДУ ЕЭС России. 1998. 113 с.
2. Маруда И.Ф. Релейная защита линий 110–220 кВ при разрывах фаз.//Электрические станции. 2002. №1. С. 40–42.
3. Устройства защиты (сигнализации) от продольно-поперечной несимметрии электроустановок напряжением 0,4–110 кВ./Нагай В.И., Сарры С.В., Нагай В.В., Чмыхалов Г.Н., Подгорный Э.В. – Сб. тез. докл. XIV научн.–техн. конф. «Релейная защита и автоматика 2000». – М.: ЦДУ ЕЭС России. 2000. С. 158-159
4. Чернин А.Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. – М.-Л., Госэнергоатомиздат. 1963. 416 с.
5. Авербух А.М. Примеры расчетов неполнофазных режимов и коротких замыканий. – Л.: Энергия. 1979. 184 с.

## «ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СЕРИИ «Е, НПП «АЛЕКТО»»

Полоневич В.М., НПП «АЛЕКТО», г.Омск

Основным мотивом создания предприятия в 1992 году была пустующая ниша в области измерительных преобразователей достойного качества. Основным принципом предприятия, которого мы придерживаемся и по сей день, является производство возможно более широкого ряда преобразователей полностью соответствующих заявленным параметрам.

Изучение опыта эксплуатирующих организаций позволило определить круг задач, на решении которых и были сосредоточены усилия высокопрофессионального конструкторского коллектива. Основными проблемами, стоящими перед энергетиками были: низкая надежность и качество преобразователей и несоответствие заявленным параметрам, в том числе и при воздействии внешних факторов, преобразователей производимых Витебским ПО «Электроизмеритель», а так же отсутствие моделей удовлетворяющих требованиям современных систем телемеханики.

Первую проблему - **проблему надежности и качества** пришлось решать несколькими способами. Во-первых, при разработке был использован ряд оригинальных схемных и конструктивных решений. Во-вторых, при выборе комплектующих была сделана ставка на высоконадежную современную элементную базу в промышленном исполнении, несмотря на её достаточно высокую стоимость. Причем пришлось выбирать ещё и среди производителей. При этом ценовую планку удалось не превысить за счет тех же оригинальных схемных решений, совершенствования конструкций и применения автоматизированной настройки. В результате правильно выбранного направления был разработан основной ряд преобразователей, которые как минимум на порядок отличались по надежности от всех существующих аналогов. В качестве дополнительных мер, обеспечивающих высокую надежность, был установлен входной контроль и специальный тренинг некоторых комплектующих, а так же 48 часовой прогон всей продукции при максимальных входных сигналах и максимальном питающем напряжении. Принятые меры позволили без особых колебаний установить гарантийный срок – 3 года.

Вторая проблема – **проблема соответствия заявленным параметрам, в том числе и при воздействии внешних факторов** была частично решена теми же способами, что и проблема надежности, а частично путем установления изначально очень жестких требований при проектировании. Использование внутренней цифровой обработки сигналов позволило отказаться от большинства подстроечных элементов и практически исключило ряд дополнительных погрешностей, в частности от нестабильности питающего напряжения и изменения сопротивления нагрузки. Применением оригинальных схемных решений и специальных комплектующих была достигнута высокая стабильность параметров в широком температурном диапазоне в течении всего срока службы, а использованием материалов со специально заданной петлей гистерезиса была достигнута высокая линейность во всем диапазоне измерений. Фактически электрические характеристики наших преобразователей практически по всем параметрам имеют существенный запас по сравнению с заявленными. Как итог – в некоторых энергосистемах практикуется калибровка методом сравнения с нашими преобразователями, причем эти преобразователи не образцовые, а серийные.

Третья проблема – **отсутствие моделей**, удовлетворяющих требованиям современных систем телемеханики, была решена автоматически. Для нас нет проблемы изготовить преобразователи со смещенной, сжатой или расширенной шкалой т.к. изначально заложенные решения позволяют делать это в разумных пределах. В соответствии с этим были разработаны преобразователи с полным перечнем выходных нормированных измерительных сигналов, которые могут быть использованы в современных системах телемеханики. На этом завершился этап разработки и запуска в серийное производство преобразователей переменного тока серий E854, E842; напряжения переменного тока серии E855; преобразователей мощности серий E849, E859, E860 и преобразователей частоты серии E858.

Последующая наша работа была направлена на модернизацию существующего ряда преобразователей и совершенствование конструктива. Из конструктивных особенностей наших преобразователей стоит отметить следующие отличительные свойства:

1. Большинство конструкций имеют несколько диапазонов входных сигналов, переключаемых внешними перемычками.
2. Все изделия с помощью универсального крепления могут монтироваться как на стандартный релейный щит, так и на 35 миллиметровую симметричную рейку DIN.
3. Все изделия имеют удобное верхнее расположение контактов.
4. Зажим проводов осуществляется стальными винтами М4.

В качестве расширения номенклатуры производимых преобразователей были разработаны и запущены в серийное производство новые типы преобразователей. Преобразователи серий E856 и E857 для измерения параметров цепей постоянного тока и преобразователи серии E875 – разветвители стандартных токовых сигналов, которые помимо функции деления входного сигнала на два или три гальваниче-

ски развязанных выходных сигнала позволяют конвертировать входной сигнал в любой из типовых нормированных диапазонов. Трехфазные преобразователи напряжения переменного тока серии E1855, позволяющие измерять, как фазные, так и линейные напряжения. У этих преобразователей выходы гальванически развязаны, что позволяет применять их с любой системой. Трехфазные преобразователи с перечисленными функциями не имеют аналогов на российском рынке.

Так же был создан ряд конструкций, позволяющих использовать их в силовых цепях без применения дополнительных первичных измерительных трансформаторов. Это такие модели, как преобразователь шинного типа E1842 для контроля переменного тока номиналом до 100А и преобразователи мощности серий E1849, E1859, E1860, которые включаются напрямую в цепи 380В напрямую без дополнительных первичных измерительных трансформаторов напряжения.

Как отдельный класс приборов на базе нашего преобразователя мощности E849 был создан многофункциональный измеритель, а, по сути, контроллер нижнего уровня с интерфейсом RS-485 и протоколом обмена MODBUS. Данное устройство обеспечивает измерение и передачу данных по трем фазным токам, трем фазным напряжениям, мощности активной и реактивной, а так же частоте переменного тока.

Во 2-м квартале 2002 года планируется сертификация преобразователя активной и реактивной мощности E849 с классом точности 0,5. Причем это будет не заявленный, как в случае с подобными моделями наших конкурентов, а фактический класс точности.

Наличие целого ряда преимуществ позволяет нам уверенно позиционировать свою продукцию, как лучшую на современном рынке измерительных преобразователей, а многолетний опыт эксплуатации в различных сферах энергетики лишь подтверждает нашу уверенность.

Информацию о производимых преобразователях можно получить на нашем сайте <http://www.alektogroup.com> либо запросить по электронной почте [ten@alektogroup.com](mailto:ten@alektogroup.com)

644046, РФ, г.Омск-46, а/я 5736  
Тел/факс (3812) 30-36-75, 31-00-33,  
E-mail: [alekto@alektogroup.com](mailto:alekto@alektogroup.com)

## **СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ООО «АББ АВТОМАТИЗАЦИЯ» В ОБЛАСТИ РЗА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

**Г.С. Нудельман, С.Н. Проказов, С.Я. Петров ООО «АББ Автоматизация»**

*Защита высоковольтных линий (ВЛ) электропередачи.*

Для реализации систем защиты ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения предлагается использовать хорошо зарекомендовавшие себя в России терминалы серии 500. Значительное количество таких устройств находится в эксплуатации в течение длительного срока, причем некоторые из них функционируют уже более 6 лет. Усовершенствование и разработка новых версий терминалов серии 500 выполнены с участием специалистов АББ Автоматизация. Основные из устройств этой серии, предназначенные для защиты ВЛ – терминалы REL 511 и REL 521, сборка которых ведется в Чебоксарах, а также терминалы REL 551 и REL 561, освоение которых предполагается осуществить в дальнейшем. Терминалы REL 511 - RU1 и REL 511 – RU3 (различаются габаритами корпуса) предназначены для применения на ВЛ с одним, а терминалы REL 511 – RU2 и REL 521 – RU2 - для ВЛ с двумя выключателями на присоединение. Для ВЛ напряжением 110 – 220 кВ предлагается использовать терминалы REL 511, тогда как для ВЛ 330 кВ и выше рекомендуется использовать оба типа терминалов. Основное отличие терминалов REL 511 – RU2 и REL 521 – RU2 в том, что в них использованы разные избиратели поврежденных фаз. Для REL 511 имеется ограничение по длине защищаемой линии (250 км), тогда как для терминала REL 521 такое ограничение отсутствует.

Терминалы REL новой версии имеют расширенный диапазон уставок и повышенную чувствительность дистанционной защиты и функции резервирования при отказе выключателя (УРОВ). Усовершенствованы функции блокировки при качаниях и блокировки при неисправностях в цепях переменного напряжения, установлены два встроенных порта дистанционной связи, один из которых обеспечивает работу системы SCS по протоколу МЭК или SMS, а второй – по протоколу LON, введен ряд других изменений, в числе которых встроенный блок светодиодной сигнализации. Русская версия терминала REL 551 имеет улучшенную функцию контроля синхронизма, обеспечивающую .... Новая версия терминала REL 551 обеспечивает возможность проверки работоспособности терминала и канала связи без использования второго комплекта, что немаловажно для служб эксплуатации.

На базе терминалов REL 511 новой версии освоен выпуск типовых шкафов ШЭЛС для защиты линий и управления выключателями 110 – 220 кВ. В докладе приводится характеристика шкафов.

Специальное внимание в докладе уделено вопросу выполнения систем основных защит ВЛ, для которых согласно действующим нормам предусматриваются две основные защиты. Как известно, в отечественной практике релейной защиты линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше в качестве основных защит (одной из двух) применяются дифференциально-фазные защиты типов ДФЗ 504 и ДФЗ 503 (для коротких и длинных линий соответственно). Эти устройства вошли в состав комплекса

электромеханических защит, промышленный выпуск которого осуществляется в течение многих десятилетий. Комплекс в целом зарекомендовал себя положительно и, несмотря на ряд недостатков, до настоящего времени используется на большинстве линий 500 кВ и 750 кВ.

В защите ДФЗ 503 предусмотрена компенсация емкостных токов, а органы пуска и отключения обратной последовательности выполнены с использованием компенсированного напряжения. Действие защит ДФЗ 503 и ДФЗ 504 при трехфазных КЗ обеспечивается дистанционными органами. По принципу действия система защиты использует однополупериодное сравнение фаз токов, что обуславливает относительно большое время отключения поврежденных. Защиты не обеспечивают надежного действия при однофазных замыканиях в неполнофазном режиме цикла однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) и используются в указанном режиме для действия при междуфазных замыканиях. Отключение при однофазных замыканиях в неполнофазном режиме может обеспечиваться дистанционными избирательными органами, которые вводятся на самостоятельное действие.

Сравнительно большое время действия дифференциально-фазной защиты, а также зависимость функционирования защиты от составляющей тока прямой последовательности, которая существенно определяется величиной тока нагрузочного режима, обусловила разработку новой статической направленной высокочастотной защиты с передачей блокирующих сигналов, реагирующей на составляющие обратной последовательности. В неполнофазном режиме цикла ОАПВ защита работает, как дифференциально-фазная, обеспечивая отключение междуфазных замыканий; действие в указанном режиме при однофазных замыканиях, как и раньше, обеспечивается дистанционными избирательными органами. Отечественный комплекс статических защит, включающий указанную защиту типа ПДЭ–2003, был разработан и выпускается по сей день взамен прежнего комплекса электромеханических защит, включающего дифференциально-фазные защиты типа ДФЗ – 503, ДФЗ - 504.

В составе устройств, предлагаемых АББ Автоматизация, имеются терминалы продольной дифференциальной защиты типов REL 551 и REL 561, обеспечивающие сравнение одноименных фаз токов, измеряемых по концам защищаемой линии. Система защиты на базе этих терминалов обеспечивает высокое быстродействие. Тормозная характеристика защит обеспечивает отстройку от режимов насыщения измерительных трансформаторов тока. В терминалах REL 561 предусмотрена компенсация емкостных токов линии, что позволяет использовать их на линиях большой протяженности. Этот тип защит представляется наиболее предпочтительным в качестве основных защит ВЛ. Однако из-за высоких требований к каналам связи, обусловленных необходимостью передачи 64 –кбит сигналов, каналы, как правило, выполняются оптоволоконными. Использование гальванических каналов связи требует применения мультиплексоров и ограничивается длиной до 10 км, что неприемлемо для рассматриваемого класса ВЛ.

Многофункциональные терминалы REL5xx содержат ДЗ от всех видов замыканий и направленные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю. При использовании высокочастотной связи они позволяют одновременно осуществить два типа высокочастотных защит, действующих при замыканиях на землю: направленную ТЗНП с передачей блокирующего сигнала, обладающую высокой чувствительностью, и ДЗ. Таким образом, при возникновении однофазных замыканий, являющихся наиболее вероятным видом повреждений в сетях рассматриваемого класса напряжений, представляется возможным реализовать в одном терминале защиту абсолютной селективности с использованием как токового направленного, так и дистанционных принципов, что повышает надежность ликвидации аварии. Так, при возникновении неисправностей во вторичных цепях переменного напряжения, связанных со «звездой», когда ДЗ выводится из работы, в работе остается направленная ТЗНП, а при обрыве цепей, связанных с разомкнутым треугольником, когда ТЗНП не действует, или в неполнофазном режиме в цикле ОАПВ, когда ТЗНП должна блокироваться, отключение замыканий обеспечивается ДЗ. Для выполнения защит на разных принципах могут быть использованы как общий, так и различные высокочастотные каналы. При этом в терминалах обеспечивается также возможность осуществления высокочастотной ДЗ от междуфазных замыканий. Эта защита обладает высокой чувствительностью, поскольку при междуфазных замыканиях переходное сопротивление дуги не оказывает существенного влияния на работу дистанционных органов, надежно охватывающих защищаемую линию.

Следует отметить также то обстоятельство, что терминалы, выполняя функции основной защиты, одновременно реализуют функции резервных защит, а также осуществляют выбор поврежденных фаз для выполнения одно- и трехфазного автоматического повторного включения (АПВ). При этом АПВ, в зависимости от принятого проектного решения, может осуществляться терминалом или отдельным устройством.

Как правило, в отечественной практике одна из основных защит выполняется с использованием блокирующих, а другая – разрешающих сигналов. Рассматриваемые терминалы также предусматривают возможность выполнения защит с разрешающими сигналами, что позволяет реализовать вторую основную защиту.

Установка двух многофункциональных терминалов позволяет создать комплекс, обеспечивающий полноценную защиту линий, дублированную как в части основных, так и в части резервных защит, и осуществляющий при этом ряд дополнительных функций, в том числе возможность интеграции его в АСУ ТП. В настоящее время аналогичные комплексы уже используются в ряде отечественных энергосистем.

Необходимо отметить, что для линий длиной 300÷350 км возможность осуществления направленной ТЗНП с передачей блокирующего сигнала без компенсации емкостных токов не вызывает сомнений. В то же время для линий большей длины, где наблюдается заметное различие в токах нулевой последовательности по концам защищаемой линии при внешних замыканиях, этот вопрос должен быть дополнительно исследован. В этих случаях может потребоваться существенное увеличение коэффициента согласования пусковых и отключающих органов, допустимость которого может быть оценена только на основании расчетов, выполненных с учетом возможных режимов работы. Если детальные расчеты покажут недопустимость использования на ВЛ большой протяженности направленных ТЗНП без компенсации емкостных токов, то может потребоваться применение двух основных защит с передачей разрешающих сигналов.

Учитывая рекомендации института "Энергосетьпроект" и АББ Автоматизации, разработчик терминалов REL 5xx планирует рассмотреть вопрос о введении компенсации емкостных токов.

В докладе сделан вывод о том, что в случаях, когда нет возможности применить в качестве основных защит линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше терминалы продольной дифференциальной токовой защиты (по типу REL 561), следует использовать терминалы, имеющие в своем составе функции дистанционных защит от всех видов замыканий и токовую направленную защиту нулевой последовательности (по типу REL 511, REL 521).

Приводятся примеры предлагаемых проектных решений.

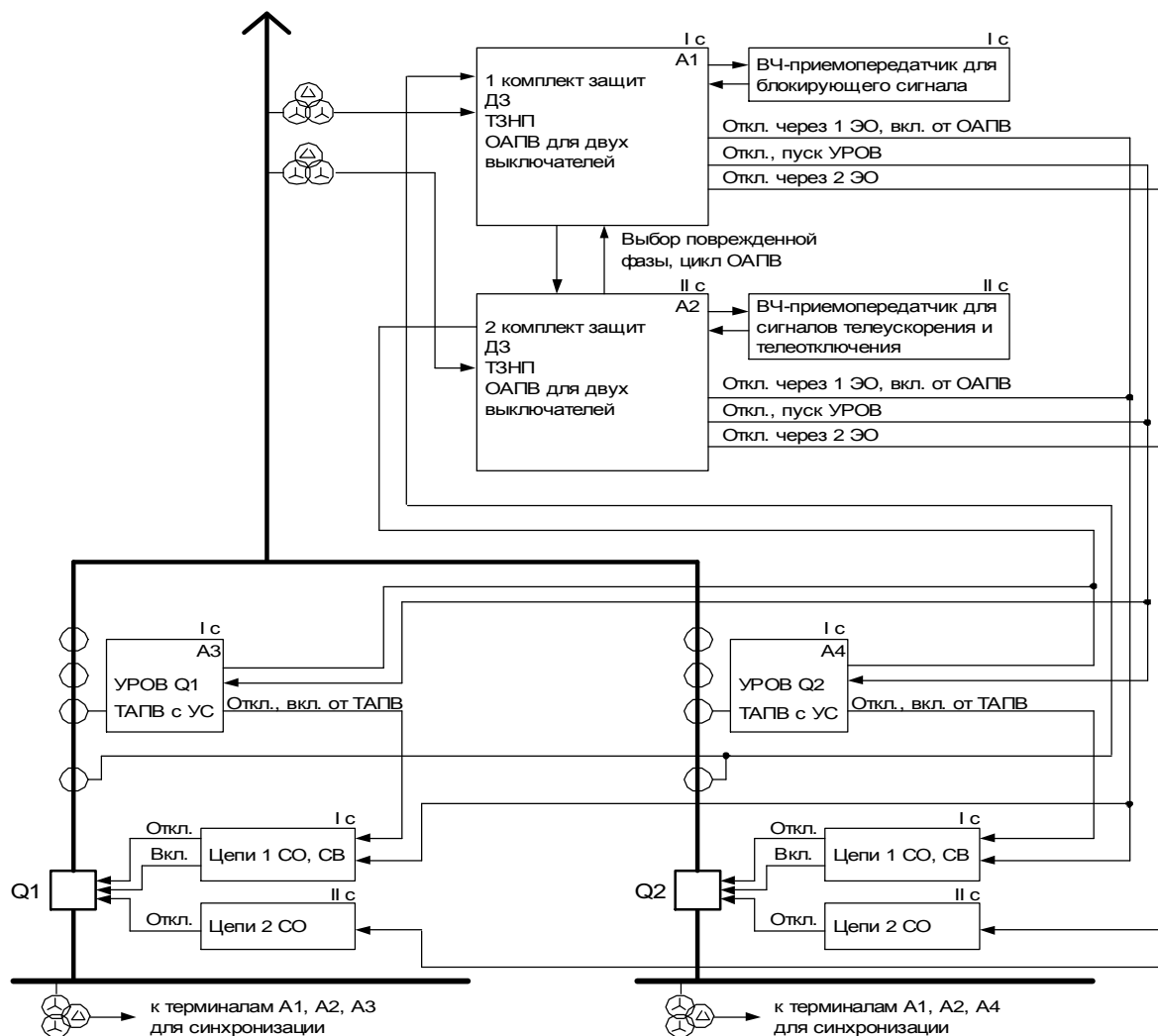


Рис. 1. Структурная схема защит ВЛ-330 (500) кВ для выключателей с двумя ЭО.

Условные обозначения:

I с – оперативные цепи питаются от первой аккумуляторной батареи;

II с – оперативные цепи питаются от второй аккумуляторной батареи.

В качестве устройств A1 и A2 первого и второго комплекта защит используются терминалы REL 511(REL 521). В первом комплекте реализована основная защита на базе ступеней ДЗ и ТЗНП с

блокирующими ВЧ-сигналами, во втором комплекте - с использованием разрешающих ВЧ-сигналов. Для передачи разрешающих и блокирующих сигналов предусматриваются отдельные каналы ВЧ-связи.

В обоих комплектах выполнено ОАПВ для двух выключателей с независимыми избирательными органами и каналами отключения. Между комплектами предусматривается взаимный обмен информацией о поврежденной фазе и работе в цикле ОАПВ.

В терминалах А3, А4 типа REB 551 выполнены функции УРОВ и трёхфазное АПВ (ТАПВ) с контролем синхронизма (КС) или улавливанием синхронизма (УС). В них же может быть выполнена схема управления выключателем.

Питание каждого терминала, цепей соленоида включения (СВ), первого соленоида отключения (1СО) и цепей второго соленоида отключения (2СО) выполнено от индивидуальных автоматических выключателей. Для повышения надёжности из терминалов первого и второго комплектов защит при пофазном и трёхфазном отключении предусмотрено непосредственное действие на выключатели. Для сохранения выходных контактов терминалов должны быть предусмотрены контакторы в цепях соленоидов и другие меры.

*Защита трансформаторов, автотрансформаторов и шин.*

Выполненные ранее и реализованные на практике проекты защит трансформаторов и автотрансформаторов основывались на использовании микропроцессорных терминалов RET 316 для выполнения дифференциальной защиты и ряда других защитных функций основного комплекта защит и на использовании терминалов SPAC 801.1 (для трансформатора), REL 511 (для автотрансформатора) для выполнения функций резервных защит. Защита шин 220 кВ на ПС «Уфимская-500» выполнена на базе микропроцессорного комплекса REB 500, состоящего из центрального устройства, обеспечивающего функцию дифференциальной защиты, и дополнительных (по числу присоединений) устройств, реализующих функции датчиков тока и УРОВ. В остальных проектах использовались аналоговые устройства типа REB 103 и УРОВ типа REB 010.

Терминалы RET 316\*4 используются в качестве защиты трансформаторов связи, трансформаторов собственных нужд и блочных трансформаторов на электрических станциях, а в электрических сетях – для защиты трёхобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплённой обмоткой. Этот тип терминалов производится более 10 лет. Опыт эксплуатации в России – с 1997 года (ПС «Зубовская» ОАО «Мосэнерго» и др.). К настоящему времени установлено более 60 таких терминалов. За время эксплуатации выявлена надёжная блокировка защиты от бросков намагничивающего тока и от токов небаланса при внутренних коротких замыканиях. Для защиты двухобмоточных трансформаторов используются реле SPAD 346. Для указанных терминалов разработаны и опробованы на практике методика расчёта уставок и рекомендации по применению дифференциальной защиты (автор - профессор А.М. Дмитренко).

В настоящее время разработана новая высокопроизводительная аппаратная платформа. На её основе выполнены новые разработки – терминал защиты трансформатора RET 521 и терминал дифференциальной защиты широкого применения RED 521. Обеспечена возможность обработки до 20 аналоговых сигналов и расширен динамический диапазон по току  $(0,03 \div 100)I_{ном}$ .

Оба терминала прошли тестовые испытания в АББ Автоматизация, по результатам которых они рекомендованы для применения в России. Терминал RET 521 рекомендуется в качестве альтернативы терминалу RET 316\*4, как обладающий большими функциональными возможностями:

- защита двух- и трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов с возможностью их подключения через несколько выключателей;
- расширенный диапазон частот (30 ÷ 60 Гц);
- отстройка от броска намагничивающего тока с торможением по второй гармонике и использованием критерия формы волны;
- внутренняя подстройка к коэффициентам трансформации трансформаторов тока и векторным группам защищаемого трансформатора в широком диапазоне токов;
- выполнение функций РПН трансформатора;
- изменение чувствительности защиты в зависимости от положения РПН;
- наличие трёх протоколов связи с верхним уровнем АСУ (SPA, LON, IEC 103) и встроенных оптических преобразователей;
- наличие свободно программируемой логики;

Терминал RED 521 имеет следующие характеристики:

- область применения: защиты одиночных и секционированных шин, двойной системы шин с обходной с числом присоединений до восемнадцати; защиты ошинок, реакторов, генераторов, высоковольтных конденсаторных батарей;
- время срабатывания около 10 мс;
- высокая устойчивость при сквозных замыканиях, даже в условиях сильного насыщения трансформаторов тока (ТТ) и максимальной остаточной намагниченности ТТ при быстродействующем АПВ;
- возможность использования ТТ с 10-кратной разностью между наибольшими и наименьшими коэффициентами трансформации;

- отсутствие коммутации в цепях ТТ;
- полная устойчивость при обрыве цепей ТТ.

Для защит трансформаторов и автотрансформаторов (АТ) предлагаются следующие решения.

#### Защиты трансформаторов.

Защиты состоят из двух комплектов:

1 комплект выполнен на терминале RET521 для трехобмоточного трансформатора или трансформатора с расщепленной обмоткой и на реле SPAD346C2 для двухобмоточного трансформатора.

1 комплект выполняет следующие функции:

- дифференциальная защита;
- максимальная токовая защита (МТЗ) на стороне 110(220) кВ;
- МТЗ для пуска охлаждения;
- МТЗ от перегрузки;
- прием технологических сигналов от трансформатора;
- прием сигналов газовой защиты (ГЗ).

2 комплект выполнен на терминале SPAC801.01 или REF 545 и выполняет следующие функции:

- резервная МТЗ на стороне 110(220) кВ;
- прием сигналов газовой защиты;
- управление выключателем 110(220) кВ.

Разработано несколько модификаций для разных типов выключателей.

#### Защиты автотрансформаторов.

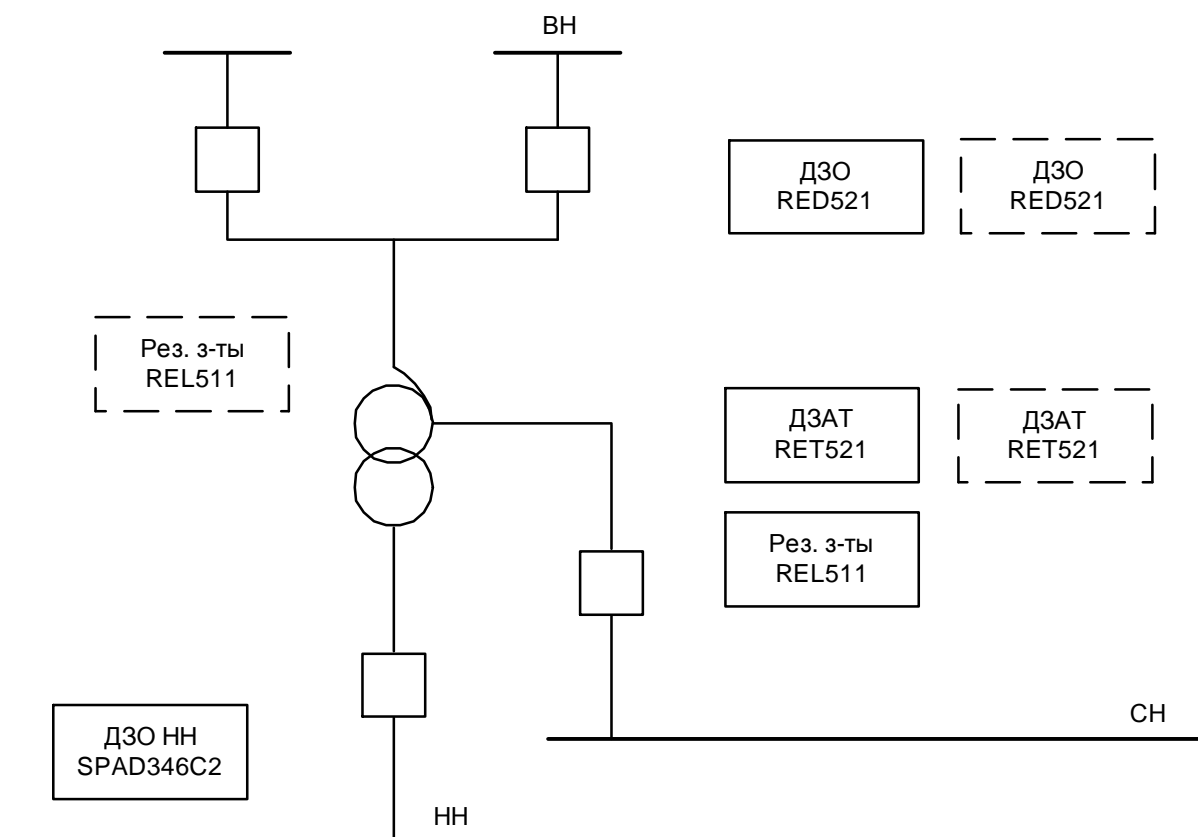


Рис. 2. Схема распределения защит АТ.

Защиты АТ разделены на основные и резервные.

Комплект основных защит АТ выполнен на терминале RET521, защиты цепей стороны низшего напряжения (НН) выполнены на реле SPAD346C2, для контроля напряжения АТ используется реле SPAD346C2.

Комплект основных защит выполняет следующие функции:

- дифференциальная защита АТ;
- МТЗ стороны (НН) с пуском по напряжению;
- защита АТ от перегрузки;
- отключение от ГЗ АТ и ГЗ линейного добавочного трансформатора;
- дифференциальная защита цепей стороны НН;



- контроль изоляции стороны НН;
- УРОВ ВН (высшего напряжения) (при наличии на стороне ВН сборных шин) и УРОВ СН (среднего напряжения);
- контроль обесточенного состояния АТ для пуска пожаротушения.

При соединении цепей со стороны ВН по схеме «четырёхугольник» защита ошиновки выполняется на терминале RED521. Для ответственных объектов выполняются два комплекта основных защит.

Комплект резервных защит выполнен на двух терминалах REL511, устанавливаемых со сторон ВН и СН. Для контроля изоляции вводов (КИВ) использовано устройство типа БЭ 2105. Комплект резервных защит выполняет следующие функции:

- ДЗ и ТЗНП, причем две ступени ДЗ и одна ступень ТЗНП направлены в сторону АТ для резервирования основных защит, а три ступени ДЗ и три ступени ТЗНП направлены в сторону сети своего напряжения;
- защита от неполнофазного режима;
- прием сигналов от ГЗ;
- ускорение защит при включении выключателя;
- УРОВ ВН (при наличии на стороне ВН сборных шин) и УРОВ СН;

В терминалах резервных защит можно выполнить схемы автоматики и управления выключателей со стороны ВН (при наличии на стороне ВН сборных шин) и СН.

### **НОВЫЕ МОДЕЛИ РЕГИСТРАТОРОВ АВАРИЙ И РЕЖИМОВ ПАРМА РП 4.06М, 4.08, 4.09( ЛЮКС)**

*Сулимов Д.В. директор ООО «Парма»*

**Регистратор ПАРМА РП 4.06М** является модернизацией модели РП 4.06, широко применяемой в настоящее время на энергообъектах России, Беларуси и Казахстана. Наиболее эффективно применение регистратора на крупных энергообъектах, энергохозяйствах, требующих распределенного сбора регистрируемых сигналов (Например, на заводе ЭХЗ г. Красноярск, блоки преобразования ПУ-16/32М2 располагаются на удалении от блока регистрации на расстояниях 1150,700,420,420,80,120 м, для связи с ПУ №№1-4 используется бронированный оптоволоконный кабель).

Основными отличиями модернизированного устройства являются:

- расширенное количество входных аналоговых (до 96) и дискретных каналов (до 768) - что достигается подключением к блоку регистрации БР-97Р до 6-ти устройств ПУ-16/32М2 (16ан/32д) или БПД-128 (128д)
- повышенная надежность узлов и более высокая точность измерений
- принципиально новая процедура ОМП, вобравшая в себя пятилетний опыт эксплуатации предыдущей версии: более удобный и понятный интерфейс, наглядный отчет, улучшенные алгоритмы подсчета
- новая версия программы анализа Transcor, в которой реализована полная поддержка данных в международном формате COMTRADE (включая ОМП). Новая реализация экспорта в формат COMTRADE: возможность выбора экспортируемых каналов и экспортируемого отрезка. Аналогичный экспорт в широкораспространенный формат CSV (comma delimited values - текстовый файл с запятыми в качестве разделителей) Поддержка файлов в формате CSV. Теперь стало возможным подвергать внутренние данные об аварии любой математической обработке, доступной в электронных таблицах (например, Excel) и затем снова загружать их в Transcor. Открытая архитектура программы -возможность дописывания независимыми производителями новых пунктов меню для Transcor'a, реализующими любую мат/обработку.
- новая 32-х разрядная версия ПО дистанционного доступа и управления DO CNTRL .

Испытания модели РП 4.06М на соответствие утвержденному типу проведены Госстандартом РФ в 4 кв. 2001 г.

**Регистратор ПАРМА РП 4.08 (ЦРАП-компакт) - недорогой малогабаритный** (16 аналоговых и 32 дискретных входа, 404x285x172мм) цифровой аварийный регистратор, являющийся функциональным аналогом **ПАРМА РП 4.06М** :

Регистрация длительных и каскадных аварийных процессов с предысторией, регистрация напряжений и силы токов любой формы, запись без «мертвой зоны», автоматическое определение в реальном времени поврежденной линии, вида короткого замыкания и расстояния. Учет взаимоиндукции линий и отпаяк с выводом на индикатор всех возможных решений. Автоматическая передача аварийного файла и экспресс-отчета по коммутируемым телефонным линиям по расписанию, автоматизированная поверка, режим «вольтметр» для просмотра текущих значений аналоговых и дискретных сигналов на индикаторе. Местное управление, дистанционное управление, контроль и диагностика регистратора по локальным и телефонным сетям. Режим «Вольтметр», позволяющий просматривать текущие значения регистрируемых аналоговых и дискретных сигналов непосредственно на ЖКИ индикаторе регистратора.

Автоматизированная поверка. Программное обеспечение полностью совместимо с ПО модели **РП 4.06, 06М**.

Предназначен для использования на небольших подстанциях и для проведения различного рода испытаний и исследований.

Предусмотрен оптовый выход для использования **РП 4.08** в качестве ПУ-16/32М2 в составе **РП 4.06М** синхронно с автономным функционированием, что целесообразно использовать при повышенных требованиях к резервированию и дублированию функций регистрации на объекте.

**ПАРМА РП 4.09 (люкс)** - модификация **РП 4.06М** с цветным встроенным TFT дисплеем и клавиатурой, позволяет производить обработку и анализ аварийных процессов **непосредственно на регистраторе**.

Все модели регистраторов не требуют калибровок наладки на объекте и поставляются Заказчикам со свидетельством о первичной государственной поверке. Регистраторы устойчивы к воздействию следующих видов помех:

- электрического статического разряда по ГОСТ Р 51317.4.2, степень жесткости 4, категория качества А
- наносекундных импульсных помех по ГОСТ Р 51317.4.4, степень жесткости 4, категория качества А
- микросекундных импульсных помех по ГОСТ 29254, степень жесткости 4, категория качества А
- динамических изменений напряжения сети электропитания по ГОСТ 29254
- магнитного поля промышленной частоты по ГОСТ Р 50008, степень жесткости 4, категория качества А
- электромагнитного поля промышленной частоты по ГОСТ Р 50008, степень жесткости 3 категория качества В

## **УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110—750 КВ ИМФ-ЗР**

**Кузина Р.В., Лукоянов В.Ю., Панов М.Ю., ЗАО «Радиус-Автоматика»**

На основе серийно выпускаемого индикатора ИМФ-ЗС ЗАО «Радиус-Автоматика» совместно с Ивановским Государственным Энергетическим Университетом разработано новое устройство определения мест короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи напряжением 110—750 кВ ИМФ-ЗР. Большой вклад в разработку алгоритмов внес доктор технических наук, профессор кафедры «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» ИГЭУ Евгений Александрович Аржанников.

В устройстве впервые для автономных приборов реализовано ОМП неоднородных по длине линий. Применение деления линии на однородные участки позволило не только учитывать их различные удельные характеристики на разных участках, но и учесть частичную взаимоиндукцию, в том числе на сложных трассах с расхождением и схождением параллельных линий (естественно, при наличии тока  $3I_0$  параллельной ВЛ). Максимальное количество однородных участков для описания линии – 9. Устройство позволяет учитывать влияние ответвлений, причем нескольких, как от своей, так и от параллельной линии.

При разработке в устройстве ИМФ-ЗР реализовано много предложений по удобству работы, расширению функций, повышению точности, поступающих от энергосистем с учетом накопленного опыта эксплуатации устройств серии ИМФ-З. К таким доработкам относятся следующие изменения:

— фиксация в памяти осциллограммы аварийного режима для каждой из 9 аварий длительностью до 4 секунд с возможностью пересылки ее на компьютер для отображения, анализа и распечатки (цифровой осциллограф аналоговых сигналов). Предусмотрена запись доаварийного участка в течение четырех периодов;

— адаптивный алгоритм выбора «квазистационарного» участка записанной в памяти осциллограммы аварийного процесса для расчета расстояния до КЗ, что позволяет избежать попадания расчетного участка на переходный процесс аварии;

— улучшенный алгоритм определения вида КЗ перед переходом к тем или другим расчетным формулам с индикацией на экране признака недостоверности данных в сложных случаях (для предупреждения персонала о возможной грубой ошибке в расчетах расстояния);

— возможность подключения тока  $3I_0$  параллельной линии другого класса напряжения, чем основная, и с другим коэффициентом трансформации трансформаторов тока;

— постоянный режим слежения за линией. В любом режиме работы устройства — при считывании данных предыдущего КЗ, вводе уставок, в режиме «Контроль», устройство следит за токами в линии и зафиксировывает возникшее короткое замыкание;

- слежение за токами линии после цифровой фильтрации сигналов. Это позволило получить четкие пороги срабатывания пусковых органов и гораздо лучше отстроиться от помех для исключения ложных запусков;
- возможность использования измеренных значений тока  $3I_0$  и  $3U_0$ , а также  $I_2$  и  $U_2$  для двухсторонних расчетов расстояния, причем с заданным фиксированным временем от начала аварии для сопряжения с другими фиксирующими приборами;
- ввод условий запуска по токам симметричных составляющих непосредственно во вторичных амперах;
- возможность запуска процесса фиксации от внешнего контакта;
- выдача сигнала запуска устройства «сухими» контактами реле для запуска других фиксирующих приборов и осциллографов;
- постоянная индикация фазных токов на индикаторе устройства в дежурном режиме. Это позволяет, не нажимая кнопок на клавиатуре, контролировать нагрузку линии по фазам;
- возможность просмотра векторной диаграммы доаварийного режима при просмотре результатов аварии;
- возможность подстройки контрастности изображения на индикаторе с помощью кнопок клавиатуры с запоминанием установленного значения;
- возможность работы выходного реле сигнализации в импульсном режиме с программируемой длительностью замкнутого состояния контактов для исключения ситуации длительной блокировки центральной сигнализации энергообъекта;
- длительное (несколько лет) сохранение записанной в память информации об аварии и хода часов без оперативного питания за счет применения литиевой батареи;
- поставка устройства с интерфейсом линии связи либо токовая петля, как в устройствах ИМФ-3С (для совместимости), либо RS485 (по заказу);
- наличие дополнительных светодиодов «Пуск» и «Фиксация КЗ» на передней панели устройства, дающих дополнительную информацию оператору о состоянии прибора;
- в конструкции изделия применен так называемый поверхностный монтаж печатных плат, резко уменьшающий габариты и потребляемую мощность, а также существенно увеличивающий надежность и помехоустойчивость устройства.

### **Назначение и основные технические характеристики индикатора ИМФ-3Р**

Индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р предназначен для непосредственного определения расстояния до места короткого замыкания на воздушных линиях электропередач напряжением 110, 220 кВ и выше. Устройство ИМФ-3Р предназначено для линий простой конфигурации, параллельных магнитосвязанных линий, а также линий с ответвлениями и может устанавливаться на линиях с односторонним либо двухсторонним питанием. Предусмотрена возможность работы на линиях с частичной взаимоиндукцией (при возможности подвода к прибору тока нулевой последовательности параллельной линии), а также ответвлениями от параллельной линии.

Устройство фиксирует вид КЗ, расстояние до КЗ в километрах, дату и время возникновения аварии, длительность и ток короткого замыкания, токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей, а также позволяет снять векторную диаграмму нагрузочного и аварийного режимов. Ввод необходимых уставок, таких как номинальные первичные значения токов и напряжений измерительных трансформаторов, значения удельных активных и реактивных сопротивлений линии, времени фиксации и других, производится с помощью клавиатуры.

Устройство обеспечивает два режима работы: селективный и неселективный. При селективном режиме параметры аварии будут фиксироваться в памяти устройства только при выполнении условий запуска и хотя бы кратковременном замыкании внешнего контакта, а при неселективном — при любом выполнении условий запуска.

В устройстве применен жидкокристаллический индикатор с подсветкой, позволяющий отображать две строки по 16 символов и клавиатура из 5-ти кнопок.

Устройство имеет дискретный вход для внешнего запуска, а также контактный выход, замыкающийся при запуске устройства. Этот выход можно использовать для запуска других устройств.

Габаритные размеры устройства — 290×140×150 мм, масса — 5 кг. Оперативное питание осуществляется от сети переменного или постоянного тока напряжением 220 В или 110 В постоянного тока в зависимости от исполнения устройства.

Рабочий диапазон температур устройства от  $-20$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ .

Устройство подключается к измерительным трансформаторам тока фаз А, В и С обслуживаемой линии, а также к цепям  $3I_0$  параллельной линии с номинальным вторичным током 5 А и диапазоном рабочих токов 2—200 А, либо с номинальным вторичным током 1 А и диапазоном токов 0,4—40 А. Номинальное значение вторичного тока зависит от варианта исполнения устройства. Номинальные первичные значения измерительных трансформаторов тока могут быть введены уставкой из следующего ряда: 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 и 4000 А.

Устройство может подключаться к измерительным трансформаторам напряжения фаз А, В и С с номинальным первичным напряжением 110, 220, 330, 500 или 750 кВ. Рабочий диапазон вторичных напряжений составляет 2—100 В.

Устройство оснащено развитой внутренней самодиагностикой, тестовым режимом измерения входных токов и напряжений, а также встроенными часами. Ход часов и зафиксированные данные в памяти сохраняются при пропадании оперативного питания на время до нескольких лет.

Устройство выпускается в четырех модификациях, различающихся напряжением оперативного питания и номинальным вторичным током трансформаторов тока. При заказе следует указывать напряжение оперативного питания и номинальный вторичный ток трансформаторов тока. Например, устройство для напряжения питания 110 В и трансформаторов тока на 5 А обозначается так: «Устройство ИМФ-ЗР-110-5», а для 220 В и 1 А, соответственно, — «ИМФ-ЗР-220-1».

Устройство ИМФ-ЗР оснащено интерфейсом линии связи для подключения нескольких устройств к одному компьютеру. Это позволяет дистанционно задавать уставки, осуществлять мониторинг входных сигналов и считывать данные об авариях с последующей их обработкой на компьютере. Дополнительно можно с помощью компьютера получить осциллограмму входных величин токов и напряжений в течение времени существования аварии, но не более 4 с.

## АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА РЕГИСТРАЦИИ АВАРИЙ АУРА.

**В. И. Чернов, ООО "Свей", г. Екатеринбург.**

Предприятие ООО "Свей" основано в 1992г. Предприятие занимается разработкой, производством и внедрением регистраторов аварийных процессов, на базе которых строятся измерительные системы, обеспечивающие не только регистрацию аварий, но и целый ряд дополнительных функций по измерениям в нормальных режимах, обработке, хранению и передаче данных.

В настоящее время производится два типа устройств: "АУРА" и "АУРА-М", имеющие, в общей сложности, десять модификаций. Модификация определяется числом аналоговых каналов. Разделение устройств по числу аналоговых каналов весьма условно, т. к. выносные модули входных преобразователей позволяют комплектовать устройства на любое число каналов и легко изменять их конфигурацию в процессе эксплуатации.

### Основные технические данные устройств регистрации аварий "АУРА".

Модификация	Число анал. кан.	Число дискр. кан.	Частота скан., точ/пер	Разрядн. АЦП
1. АУРА-2	2	8	12÷1280	12
2. АУРА-4	4	16	10÷640	12
3. АУРА-8	8	32	10÷320	12
4. АУРА-16	16	64	10÷160	12
5. АУРА-32	32	128	10÷80	12
6. АУРА-64	64	256	10÷40	12
7. АУРА-128	128	512	10÷20	12
8. АУРА-256	256	1024	10,12	12
9. АУРА-М-16	16	64	20	12
10. АУРА-М-32	32	128	20	12

W	Время непрерывной регистрации аварийного режима	До 2 час.
W	Время регистрации предаварийного режима, сек.	Не менее 0,1
W	Время повторной готовности, сек.	Нет
W	Число каналов пуска	Любой аналоговый или дискретный канал
W	"-" по U <sub>2</sub>	Любая трехфазная система
W	Частота сканирования ВЧ-постов	От 20 тчк/пер и выше
W	Пределы измерений переменного тока, А	1; 1,5; 2; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 60; 90; 120; 180
W	Пределы измерений переменного напряжения, В	80; 120; 160; 240
W	Пределы измерений постоянного напряжения, В	150мВ; 200; 400; 600
W	Погрешность измерений	Не более 1%
W	Напряжение гальванической развязки, В	3000
W	Номинальное напряжение питания, В	=220, =110, ~220, ~127

**Устройства имеют сертификат соответствия по электромагнитной совместимости.**

#### **Конструктивные особенности.**

Устройства выполнены в виде отдельных, функционально и конструктивно законченных блоков, которые связаны между собой разъёмными соединителями. Это сводит до минимума внутрипанельный монтаж и обеспечивает свободу конфигурации под конкретный объект.

Основные блоки регистраторов:

- q Системный блок, содержащий процессор и дисковый накопитель;
- q Модули входных преобразователей;
- q Блоки сбора дискретных сигналов.

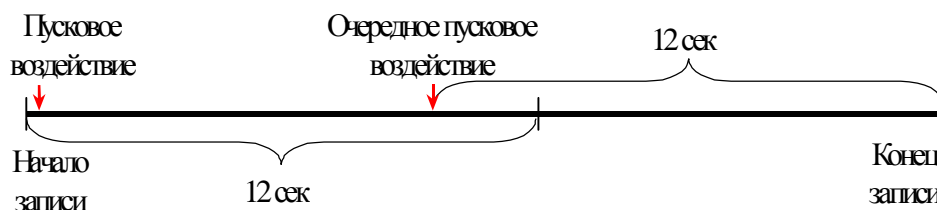
Устройства могут иметь один или несколько модулей входных преобразователей, каждый из которых может содержать до восьми блоков входных измерительных преобразователей. Количество блоков сбора дискретных сигналов также может быть разным. Такое построение позволяет комплектовать устройство на произвольное число входных аналоговых и дискретных каналов. При этом стоимость регистратора определяется с учетом конкретного числа входных каналов.

Оптимальное совмещение применения зарубежных и отечественных комплектующих, привлечение к производству оборонных предприятий и наличие собственной производственной базы позволяют удерживать относительно низкие цены на изделия.

#### **Принцип действия.**

Устройства обеспечивают непрерывную запись аварийного процесса по всем каналам независимо от его длительности, количества и последовательности пусковых воздействий.

Пуск производится автоматически при задании пусковых уставок, вручную при помощи кнопки на лицевой панели или по сети. Пусковым может быть любой аналоговый или дискретный канал. Кроме этого, могут использоваться и, рассчитываемые величины.



Работа и логика пусковых органов обеспечивается встроенным программным обеспечением устройств. Устройства "АУРА", при возникновении повторных пусков во время регистрации аварийного процесса, увеличивает длительность записи, начиная новый отсчет времени с момента последнего пуска. "АУРА-М" переходит в режим готовности к повторному пуску за одну секунду до окончания регистрации текущего аварийного процесса. Длительность записи устанавливается при конфигурировании устройств.

### **Регистратор "АУРА".**

Устройства выполнены на базе промышленного компьютера фирмы "Advantech", в который установлена плата цифрового преобразования АЦП. В состав устройств также входят концентратор входных цепей, модули входных преобразователей и блоки сбора дискретных сигналов.

Запись аварийных процессов производится на жесткий диск емкостью не менее 10 Гб., что позволяет применять устройства не только для регистрации кратковременных аварийных событий, но и для записи процессов, длительность которых исчисляется минутами и часами.

Устройства обеспечивают три независимых друг от друга вида регистрации:

- q Регистрация аварийных процессов;
- q Регистрация изменения состояния дискретных сигналов;
- q Непрерывная с установленным интервалом регистрация нормальных режимов.

После записи аварийного процесса в устройствах производится анализ аварийного файла по составленной пользователем программе или по программе заложенной по умолчанию. Анализ аварийного файла включает в себя и определение места повреждения на линиях. В результате при каждом аварийном пуске регистратор формирует три файла:

- q Текстовый файл с результатами анализа аварийного файла;
- q Фрагмент аварийного файла, содержащий только аналоговые каналы поврежденной линии и дискретные каналы, изменявшие свое состояние;
- q Аварийный файл в полном объеме.

Такое предоставление информации предполагает использование ее оперативным персоналом без привлечения специалистов служб релейной защиты для расшифровки аварийных записей. Кроме этого, небольшой объем текстовых отчетов позволяет быстро передавать их по каналам связи даже при низких скоростях работы модемов.

Результатом регистрации изменения состояния дискретных сигналов является файл, в который записи производятся в течение суток. С наступлением новых суток создается новый файл.

Результатом регистрации нормальных режимов является архив файлов, содержащих замеры нормальных режимов за семь суток. Старые записи автоматически удаляются.

Регистраторы АУРА поддерживают все сетевые протоколы операционной системы Windows95-98, что позволяет включать их в компьютерные сети объектов любой конфигурации. Кроме стандартных сетей на базе Ethernet или оптоволокна производится организация сетей по выделенным металлическим линиям с длиной сегмента до 8 км. Скорость обмена при этом составляет от 0.6 до 2 Мбит/сек. При установке модема устройства выполняют функции сервера удаленного доступа к сети.

Обслуживание устройств (калибровка, конфигурирование и пр.) производится при помощи компьютера NOTEBOOK и специального программного обеспечения.

### **Регистратор "АУРА-М".**

Одноплатный регистратор АУРА-М является образцом современной схемотехники и выполнен с применением микроэлектронных компонентов большой интеграции зарубежных производителей.

В регистраторе используется процессор 80С188ХL фирмы Intel и имеются все характерные для регистраторов элементы:

- q Оперативная память большой емкости;
- q Часы реального времени с энергонезависимым источником питания;
- q Сторожевой таймер;
- q Flash-диск емкостью 16 мегабайт.

Регистратор снабжен двухстрочным дисплеем и клавиатурой, что позволяет, при необходимости, производить все необходимые манипуляции по обслуживанию устройства в автономном режиме.

Длительность одной записи может выбираться из следующего ряда: 8,12,16 и 20 секунд. При заполнении всей емкости памяти происходит автоматическое затирание самой ранней записи.

Удаленный доступ к устройству АУРА-М реализуется с помощью модема или интерфейса RS-485. На небольших расстояниях можно использовать RS-232. Максимальная скорость обмена составляет 230400бит/сек. Максимальная длина линии может достигать 2-3км. Полная гальваническая развязка устройства от линии связи обеспечивается применением в интерфейсе микросхемы МАХ1480В фирмы МАХИМ. При отсутствии связи аварийные записи могут копироваться на дискету.

Согласно алгоритму, предложенному ЦДУ ЕЭС России в устройство АУРА-М введена функция контроля исправности ТН.

Функции автоматической обработки аварийных файлов, которые в устройствах АУРА решены на уровне регистраторов, могут быть реализованы на уровне сервера, который связан по сети с устройствами АУРА-М.

### **Входные преобразователи.**

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку и масштабирование (нормирование) сигналов.

В устройствах применяются входные преобразователи штепсельного типа. Конструкция входного разъема аналогична традиционным испытательным блокам типа БИ-6, что обеспечивает замыкание токовых цепей при извлечении преобразователей, возможность прогрузки и испытания изоляции подводных кабелей. Преобразователи группируются в модули, которые имеют выходной разъем для подключения к системному блоку.

В настоящее время выпускается три типа специализированных входных преобразователей:

- преобразователь переменного напряжения;
- преобразователь переменного тока;
- преобразователь постоянного напряжения.

Кроме преобразователей собственного производства, в устройствах могут применяться любые отечественные или зарубежные преобразователи, имеющие выход типа токовая петля 5 - 20 мА или потенциальный выход.

#### **Блоки сбора дискретных сигналов.**

Каждый блок сбора дискретных сигналов обеспечивает подключение и гальваническую развязку 64-х дискретных каналов. На входе блока установлен клеммник для подводящего кабеля, на выходе - разъем для подключения к системному блоку. В состав блока входят входные оптопары и гальванически развязанный источник питания 24 или 48 В, питающий входные цепи. Ток во входных цепях - 10 мА.

#### **Контрольные реле тока и напряжения.**

Контрольные реле напряжения и тока предназначены для контроля состояния устройств автоматики и телемеханики на объектах энергоснабжения. Контрольные реле могут включаться параллельно или последовательно с обмоткой контролируемого реле, в случае отсутствия у последнего свободных контактов для контроля его состояния.

Конструктивно реле выполнены в корпусах-клеммах, которые легко устанавливаются на панелях в ряд клеммных зажимов.

#### **Подключение ВЧ-постов релейной защиты.**

Для регистрации сигналов ВЧ-постов используются, как правило, два дискретных канала, подключенные через выносные оптоэлектронные развязки к выходам постов "напряжение передатчика" и "ток приемника". Записанные осциллограммы в этом случае характеризуют временные параметры работы устройств и позволяют проанализировать характер наложения сигналов приема и передачи.

Оптоэлектронные развязки выполнены на базе оптронов с входным рабочим током 0,1 мА, напряжением изоляции 3000 В. и путем изменения параметров входной цепи могут настраиваться на любое напряжение или ток срабатывания. Конструктивно оформлены в тот же корпус, что и контрольные реле.

#### **Нормальные режимы.**

Для организации контроля за нормальными режимами устанавливаются соответствующие пределы измерения дополнительные преобразователи токов, или преобразователи мощности.

На базе регистраторов АУРА и персональных компьютеров строятся измерительные системы, которые называются "Комплекс технических средств (КТС) типа АУРА". В настоящее время КТС проходит метрологическую аттестацию как средство измерения с параметрами точности:

Тип измерений	Предел основной приведенной погрешности, %	
	АУРА	АУРА-М
Постоянное напряжение, ток	0,2	0,5
Переменное напряжение, 1 гармоника	0,5	1,0
Переменное напряжение, высшие гарм.	1,0	1,5
Частота	0,05	0,2
Фаза	0,5	0,5

Программное обеспечение позволяет отобразить в разных вариантах нормальные режимы и результаты суточной регистрации. Любой аналоговый или дискретный канал может быть выведен для визуального контроля. Вычисляемые параметры - мощности, частота, показатели качества электроэнергии и т. п. Работает как с одним объектом, так и с несколькими.

#### **Телемеханический комплекс АУРА-ТМ.**

Идея использования регистратора аварийных событий в качестве КП телемеханики существует давно. Реализации мешает противоречие между низкими скоростями каналов телемеханики и большим объемом аварийных файлов, которые по ним необходимо передавать. Проблема решена путем предварительной обработки аварийного файла. Полученное в результате текстовое сообщение передается по каналу телемеханики на ДП. Текстовое сообщение может быть очень кратким, например: *"18:05 Отключение ВЛ Тайшет-500 от основных защит с мощностью 150 MW. Однофазное кз (C0) на 67 км. АПВ неуспешное"*. Размер такого сообщения всего 112 байт. При относительно несложных авариях другой информации от регистратора и не требуется.

Разработанный на базе регистраторов АУРА комплекс телемеханики АУРА-ТМ реализует все стандартные телемеханические функции и, кроме этого, в промежутках времени между телеизмерениями передает текстовые сообщения по мере их возникновения на КП. Комплекс поддерживает работу до 128 радиальных каналов связи, каждый канал связи может обмениваться информацией с 16 КП в магистральном или цепочечном режимах.

#### **Оборудование устройствами конкретного объекта.**

Территориально рассредоточенные объекты как правило оснащаются малоканальными устройствами АУРА или АУРА-М, соединенными в единую сеть при помощи стандартного сетевого оборудования или с использованием интерфейса RS-485. Т.е. строится распределенная система сбора информации. На каждое устройство желательно заводить функционально связанную группу параметров. Это может быть система шин, присоединение, генератор и т.п.. Кроме того, необходимо учитывать обеспечение исходными данными планируемых расчетных величин.

В отличие от распределенных систем, где входные сигналы оцифровываются на месте и передаются по одной паре проводов, к многоканальным устройствам АУРА все цепи подводятся сигнальным или телефонным кабелем, однако стоимость на канал у них значительно меньше. Поэтому многоканальные устройства "АУРА" применяется на крупных объектах энергоснабжения и устанавливается, как правило, на центральном щите управления, где сосредоточены измерительные цепи. Расход подводящих кабелей в этом случае незначителен.



## РЕЛЕ-ТОМОГРАФ – СОВРЕМЕННОЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

к.т.н. А.Н.Бирг, ООО «Научно-производственное предприятие «Динамика»

Научно-производственное предприятие «Динамика» является изготовителем современных компьютерных испытательных систем **РЕЛЕ-ТОМОГРАФ-41М** для автоматизированной проверки сложных устройств релейной защиты и портативных электромеханических приборов **РЕТОМ-11** для проверки простых реле. Эти приборы успешно эксплуатируются на более, чем 1000 энергообъектах России и ближнего зарубежья.



Испытательная система **РЕЛЕ-ТОМОГРАФ-41М** в сочетании с компьютером Notebook поднимает на принципиально новый уровень качество, трудоемкость и объективность выполнения проверочных работ на сложных панелях и шкафах релейной защиты и автоматики.

Портативный и мощный испытательный прибор **РЕТОМ-11** является современной альтернативой устаревшим и громоздким устройствам класса У5053 и ЭУ5000, надежным и универсальным инструментом релейщика при проверке простых реле и другого электрооборудования в схемах релейной защиты.

Два этих устройства, выпускаемые НПП «Динамика», органично дополняя друг друга, позволяют проверять практически всю гамму релейной аппаратуры на энергообъектах 0,38 – 1150 кВ.

Вполне вероятно, что Вы применяете в своей работе испытательные чемоданы типа У5053, ЭУ5000 или УПЗ для проверки релейной защиты и у Вас существует одна из следующих проблем:



- нехватка этих установок
- Вам уже надоело их ремонтировать
- эти морально устаревшие установки не удовлетворяют Вас по техническим характеристикам
- и, в конце концов, - Вы хотите получать удовольствие от работы.

В таком случае Вас наверняка должна заинтересовать информация о современном отечественном испытательном оборудовании НПП «Динамика», которое уже более 8 лет используется энергетиками в их повседневной работе.

Ниже приведены 10 доводов, которые в первую очередь необходимо учитывать для того, чтобы сделать правильный выбор при покупке испытательного оборудования. Итак,

1. Сложное наукоемкое оборудование необходимо покупать у солидной и **надежной фирмы**, которая уже хорошо зарекомендовала себя в энергетике. НПП «Динамика» уже более 8 лет продает испытательное оборудование. Уже в 1997 г. РАО ЕЭС РОССИИ рекомендовало энергетикам использовать испытательную систему РЕЛЕ-ТОМОГРАФ для проведения наладки и технического обслуживания устройств релейной защиты в целях повышения уровня их эксплуатации и сокращения трудозатрат на их техническое обслуживание.
2. Проверочное оборудование должно быть **надежным, мощным и высокоточным** – именно такими, какими и являются компьютерная испытательная система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ-41М и испытательный прибор РЕТОМ-11. Только с этим оборудованием у Вас не будет проблем при проверке устаревших электромеханических панелей защиты и сверхсовременных микропроцессорных терминалов.
3. Релейщики со стажем, которые «вдоволь натаскались» с проверочными чемоданами, прекрасно понимают, что испытательные приборы должны быть предельно **легкими, малогабаритными и мобильными**. Всем эти качествам соответствуют РЕТОМы НПП «Динамика».
4. Испытательное оборудование должно быть **универсальным и многофункциональным**. Опыт эксплуатации показал, что испытательные приборы РЕТОМ являются универсальными средствами проверки релейной аппаратуры 0,4 – 1150 кВ и могут служить не только для подачи токов и напряжений на проверяемые устройства релейной защиты, но и в качестве многофункциональных высокоточных цифровых измерительных приборов. Используя для проверки и настройки приборы РЕТОМ, можно полностью отказаться от использования дополнительной измерительной аппаратуры. Это позволит Вам не только сэкономить средства на покупку и обслуживание большого количества отдельных измерительных приборов (амперметры, вольт-

метры, частотомеры, фазометры, секундомеры), но и организовать с помощью РЕТОМов проверку другой измерительной аппаратуры у себя на предприятии.

5. Проверочные приборы должны быть **современными**, чтобы не возникали проблемы с испытаниями новейших микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. В этой связи автоматизированная испытательная система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ-41М в сочетании с компьютером Notebook поднимает на принципиально новый уровень качество, трудоемкость и объективность выполнения проверочных работ на сложных панелях и шкафах релейной защиты и автоматики всех поколений. Кроме выполнения традиционных плановых и наладочных работ испытательная система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ-41М предоставляет пользователю много абсолютно новых уникальных возможностей, а именно: автоматизированную выдачу протокола испытаний, имитацию циклов ОАПВ и ТАПВ, анализ поведения релейной защиты путем воспроизведения аварийной ситуации с любого цифрового осциллографа, регулировку и проверку приборов ОМП и т.д. Портативный и мощный испытательный прибор РЕТОМ-11 является современной альтернативой устаревшим и громоздким устройствам класса У5053 и ЭУ5000, надежным и универсальным инструментом релейщика при проверке простых реле и другого электрооборудования в схемах релейной защиты. Причем работы с этим прибором могут выполняться в плохо освещенных местах и на открытом воздухе.
  6. Испытательное оборудование должно быть обязательно **сертифицировано**, а приборы РЕТОМ успешно прошли аттестационные метрологические испытания и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерения.
  7. При существующей в настоящее время загрузке работой релейщиков очень актуальным является **доставка** сложного специального проверочного оборудования до места, **ввод его в эксплуатацию и обучение** персонала непосредственно на релейной аппаратуре. Весь этот сервис обязательно входит в перечень бесплатных услуг НПП «Динамика».
  8. При покупке сложного испытательного оборудования необходимо особое внимание обратить на **гарантийные обязательства** поставщика. Так, НПП «Динамика» предоставляет гарантийное обслуживание в течение 36 месяцев.
  9. Внимательно прочитайте в поставочном договоре, каким образом и в какие сроки осуществляется **ремонт** проверочного оборудования в случае возникновения в нем неисправностей. Наши специалисты выполняют замену неисправного оборудования у Вас на месте в течение 1 недели. Кроме этого, через E-mail или специальную страницу в Интернете работает горячая линия, по которой Вы можете оперативно получить ответы на все вопросы по работе с РЕТОМами. Позиция НПП «Динамика»: с каждым заказчиком мы работаем так, будто именно от него зависит существование нашего предприятия.
  10. И последнее, современное испытательное оборудование предоставляет релейщикам большие возможности для автоматизации проверки, повышения объективности и уменьшения трудозатрат при выполнении работ. Для того, чтобы эффективно их использовать, желательно пройти **специальное обучение**. НПП «Динамика» предоставляет такую возможность всем желающим и приглашает Вас принять участие в практических семинарах по проверке устройств РЗА с помощью испытательных приборов РЕЛЕ-ТОМОГРАФ. Семинары организуются для специалистов-релейщиков, которые уже используют в своей работе РЕЛЕ-ТОМОГРАФы, а также для всех желающих познакомиться и получить практические навыки работы на современном компьютерном испытательном оборудовании. **Обучение – бесплатное.**
- Взвесьте, пожалуйста, эти 10 доводов. Мы очень надеемся, что решение о покупке будет в пользу НПП «Динамика», и наши РЕТОМы реально помогут Вам в работе.

## ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «НЕВА»

Глезеров С.Н., Золотых А.Г., Ундольский А.А., Христофис Б.О.  
НПФ "Энергосоюз", г. Санкт-Петербург

Комплекс предназначен для сбора и передачи данных на электрической части энергетических и промышленных предприятий.

Особенностью программно-технических средств «НЕВА» является объединение в одном устройстве функций, которые традиционно выполняются различными устройствами. К этим функциям относятся:

- мониторинг и архивирование параметров текущего режима с представлением данных на мнемосхемах, суточных ведомостях и отчетах;
- цифровое осциллографирование аварий;
- регистрация работы устройств защиты и автоматики;
- контроль и учет электроэнергии;
- учет ресурса оборудования;
- функции самописца электрических, тепловых и других параметров;
- функции телемеханики.

Инициатором внедрения новой техники на энергообъектах обычно выступают службы РЗА и АСУ. Для большинства случаев применение «НЕВЫ» удовлетворяет потребности обеих служб.

Основой комплекса является Блок Регистрации и Контроля аварийных и нормальных режимов и Учета расхода энергоносителей (сокращенно БРКУ). Блок имеет сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.34.022.A № 9629, в том числе и для коммерческого учета электроэнергии.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ БЛОКА БРКУ

Количество входов:	
осциллографирования	16/32/48/64
измерения нормального режима	32/64/96
дискретных	24/48...288
Уровень входных аналоговых сигналов	от -10 до +10 В или от -100 до +100 мА
Тип входных дискретных сигналов	«сухой контакт» либо напряжение от 3,5 до 52 В
Гальваническая развязка по дискретным сигналам	1,5 кВ
Период сканирования аналоговых и дискретных сигналов	1 мс
Период передачи данных нормального режима на ПК	1 с
Погрешность измерения аналоговых сигналов	не более 1 %
Погрешность измерения временных интервалов	не более 1 мс
Тип связи БРКУ с компьютером	Ethernet 10/100 Мбит/с
Питание (от источника бесперебойного питания)	~170-264 В
Потребляемая мощность	не более 60 ВА
Габариты установочного конструктива с кроссом (для модели 64/288)	600x1000x250 мм
Поддерживаемые операционные системы	Windows NT, Windows 98, Windows 2000, Windows XP

Конструктивно блок представляет собой навесной металлический шкаф с расположенным внутри кроссовым полем с использованием безвинтовых клеммников фирмы WAGO. Габариты шкафа различны в зависимости от моделей БРКУ, отличающихся числом входных сигналов.

Максимальное число входов в блоке: 64 «быстрых» аналоговых входов для осциллографирования, 96 «медленных» аналоговых входов для сигналов нормального режима, 288 дискретных входов, в т.ч. от счетчиков.

При недостаточном числе входов в одном блоке или территориальной рассредоточенности источников сигналов устанавливается несколько блоков, объединенных в сеть с интерфейсом Ethernet. В зависимости от расстояния и возможностей заказчика объединение производится кабелем «витая пара» или оптическим кабелем, а также с помощью высокоскоростных модемов по выделенной двухпроводной линии.

Скорость связи с компьютером по витой паре или оптокабелю – до 100 Мбит/с, по модему – до 2 Мбит/с. Такая скорость обеспечивает передачу не только параметров нормального режима, но и аварийных осциллограмм при расстояниях между источниками и приемниками сигнала до 10 км. При больших

расстояниях обеспечивается передача по коммутируемым телефонным линиям. При отсутствии линий связи транспортировка осциллограмм производится вручную, для чего предусматривается съемная каска с винчестером.

При работе комплекса на обслуживаемых объектах данные поступают на сервер предприятия или на компьютеры рабочих мест дежурного, релейщика, главного инженера и т.п.

На рабочем месте дежурного отображаются динамическая мнемосхема объекта, таблица событий по дискретным сигналам, распечатывается точная ведомость. Информация из таблицы событий может озвучиваться в виде голосовых сообщений.

На рабочем месте релейщика формируется архив осциллограмм. Имеется необходимый сервис для их просмотра, анализа и передачи в центральные службы.

На любой дискретный вход БРКУ можно подключить импульсные выходы от счетчиков электроэнергии, воды, газа и т. п.

Программа АСКУЭ позволяет:

- задать каналы учета и объединять их в группы;
- задать тарифные зоны для многотарифного учета;
- задать величину заявленного максимума мощности для каждой тарифной зоны и предупредить о приближении к этому максимуму;
- наблюдать текущие данные любого канала учета или группы в табличных и графических формах;
- автоматически создать и вести архив потребления/выработки энергии и просмотреть его за любой интервал времени;
- получить отчет о выходе параметров мощности и энергии за установленные пределы;
- распечатать различные отчеты и графики.

В состав программного обеспечения "НЕВА" входит широко распространенный в современных АСУ сервер доступа к данным - OPC (OLE for Process Control). Он позволяет всю информацию, поступающую от БРКУ, сделать доступной для различных SCADA - систем зарубежного и отечественного производства (Trace Mode, Genesis, WonderWare и др.), которые поддерживают OPC - интерфейс.

Для осциллографирования аварийных процессов используются быстродействующие измерительные преобразователи ЭП 8527/13, 14, 15, ЭП 8556, ЭП 8557 и т.п. По сигналам этих датчиков в БРКУ производится также расчет действующих значений токов и напряжений, что позволяет использовать их как в аварийном, так и нормальном режиме. Датчики могут быть удалены от БРКУ на расстояние до 1000 метров и подключаются к нему экранированным телефонным кабелем.

Для ввода сигналов нормального режима могут использоваться любые датчики с токовым выходом 0 ... 5 мА или 4 ... 20 мА, в том числе и широко распространенные датчики серии Е 800.

Программное обеспечение системы выполнено открытым для пользователя, что дает возможность местному персоналу самостоятельно изменять различные настройки системы – уставки пуска осциллографа, вид и состав мнемосхем, отчетов и ведомостей и т.п.

Проводится постоянная модернизация программного обеспечения, и новые версии программ передаются заказчикам бесплатно. Срок гарантийного обслуживания – 3 года.

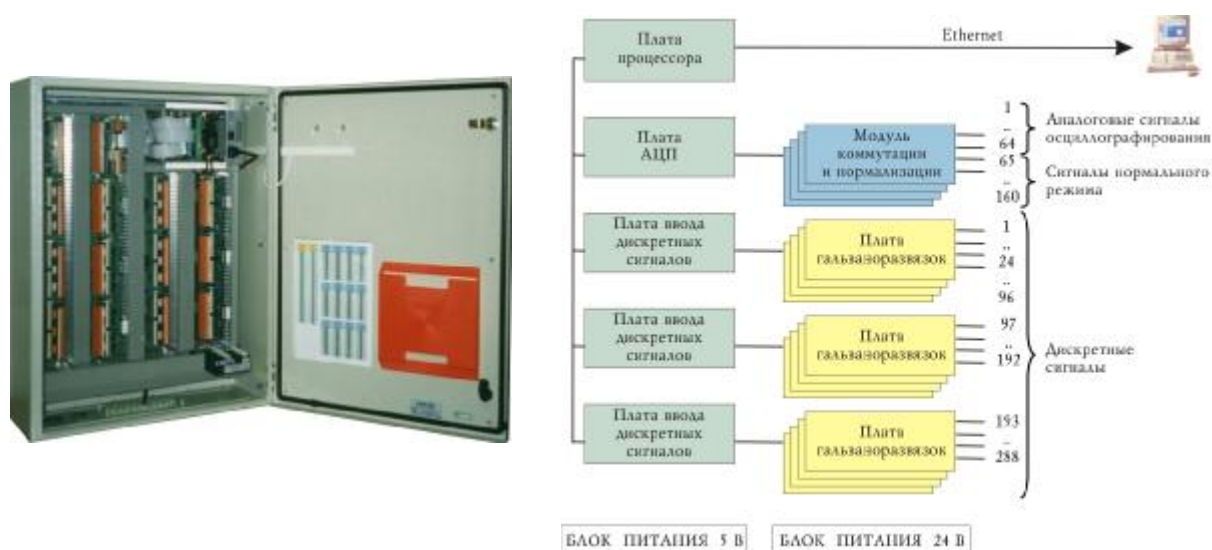


Рис. 1 Внешний вид и структурная схема блока БРКУ.

В настоящее время на предприятии производится работа по модернизации программного обеспечения комплекса «НЕВА» для работы с различными протоколами телемеханики. Это позволит макси-

мально адаптировать БРКУ в существующие сети телемеханики и АСКУЭ. Каналы телемеханики в таком случае используются для передачи данных нормального режима и регистрации изменений состояния схемы. Осциллограммы передаются в центральные службы по телефонным линиям или путем переноса данных на съемной кассете.

*За период с 1996 по 2001 год систему "НЕВА" приобрели и успешно эксплуатируют более 70 объектов России и стран СНГ, среди них:*

РАО ЕЭС:	Березовская ГРЭС-1, Гусиноозерская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Красноярская ГЭС, Красноярская ГРЭС-2, Курская АЭС, Нижегородская ГЭС, Печорская ГРЭС, Приморская ГРЭС, Саратовская ГЭС, Харанорская ГРЭС, Якутская ГРЭС, Нерюнгринская ГЭС
Алтайэнерго:	Горно-Алтайские эл. сети
Архэнерго:	Котласские эл. сети
Астраханьэнерго	Астраханская ГРЭС
Дагэнерго:	Чиркейская ГЭС, Каскад Сулакских ГЭС
Комиэнерго:	Сосногорская ТЭЦ
Костромаэнерго:	Костромская ТЭЦ-2
Красноярскэнерго:	Северные эл. сети, Центральные эл. сети
Кубаньэнерго:	Краснодарская ТЭЦ
Кузбассэнерго:	Кузбасские ПМЭС
Курскэнерго:	Восточные эл. сети
Ленэнерго:	Первомайская ТЭЦ
Мосэнерго:	ТЭЦ-28
Самараэнерго:	Безымянская ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗа, Новокуйбышевская ТЭЦ-1, Новокуйбышевская ТЭЦ-2, Сызранская ТЭЦ, Тольяттинская ТЭЦ, Самарская ГРЭС, Волжские эл. сети, Жигулевские эл. сети, Самарские эл. сети, Чапаевские эл. сети
Сахалинэнерго:	Охинская ТЭЦ
Тамбовэнерго:	Мичуринские эл. сети
Хакасэнерго:	Южные эл. сети
Челябэнерго:	Аргаяшская ТЭЦ, Челябинская ТЭЦ-2, Челябинская ТЭЦ-3, Южно-Уральская ГРЭС
Читаэнерго:	Читинская ТЭЦ-1
Якутскэнерго:	Западные эл. сети, Центральные эл. сети, Южные эл. сети
СНГ: Киргизия:	Бишкекская ТЭЦ-1, п/с Фрунзенская, п/с Главная
Казахстан:	Атырауская ТЭЦ, Сарбайские МЭС, Костанайэнерго

Промышленные предприятия:

Северсталь, Карельский окатыш, Надвоицкий алюминиевый завод, Комсомольский НПЗ, Котласский ЦБК, Салаватнефтеоргсинтез, Сибирский химический комбинат, Соликамскбумпром, Тобольский НХК, Тенгизшевройл, ГУП «Водоканал» (Санкт-Петербург).

---

Разработчик и изготовитель – ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»  
194223, Россия, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, 1

Тел./факс: (812)320-00-99, (812)247-21-63, (812)247-94-13

E-mail: [mail@energsoyuz.spb.ru](mailto:mail@energsoyuz.spb.ru)

Internet: [www.energsoyuz.spb.ru](http://www.energsoyuz.spb.ru)

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ (РЭС-3), КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АПКЭ-1) И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ (МКПА) В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

**О.В. Коковин, О.С. Бородин, А.А. Шабаршин, ООО «НПФ ПРОСОФТ-Е»**

Более семи лет, «Научно-Производственная Фирма Прософт-Е» работает в области автоматизации электроэнергетики. Поэтому не случайно наши приборы и системы нашли широкое применение в «Тюменьэнерго», «Свердловэнерго», «Челябэнерго» и других энергосистемах. Выбор в качестве идеологической платформы IBM PC - совместимой электроники обусловлен прежде всего открытостью, доступностью и широким распространением в России данных аппаратных стандартов и сравнительно низкой стоимостью аппаратуры, что позволяет значительно сократить расходы как при комплектовании новых современных устройств (за счет возможности выбора из различных производителей совместимых аппаратных средств), так и при последующей эксплуатации, а также возможностью свободной модернизации и наращивания функций всей линейки наших приборов.

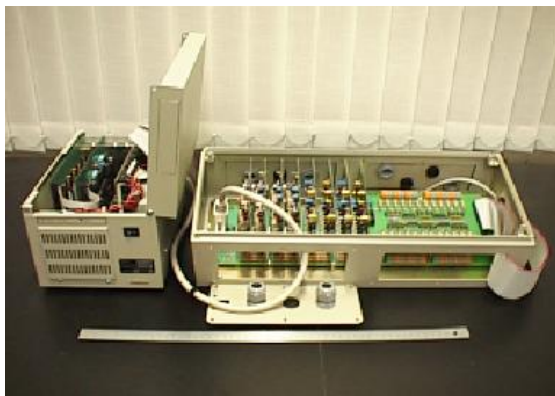
Построение АСУ энергопредприятия возможно только при использовании качественного оборудования. Научно-производственная фирма Прософт-Е является разработчиком и изготовителем сертифицированных и внесенных в Госреестр современных регистраторов электрических процессов и событий РЭС-3, которые успешно эксплуатируются на более чем 100 энергообъектах, анализаторов показателей качества электроэнергии (АПКЭ-1) и др. В сочетании с устройствами связи и/или компьютером Notebook эти приборы поднимают на принципиально новый уровень качество, трудоемкость и объективность выполнения функций регистрации и осциллографирования электрических событий на близких и удаленных энергетических объектах.

Наличие глубоко проработанной концепции разрабатываемых нами устройств, решает многие вопросы унификации и совместимости всего набора приборов друг с другом. В данном докладе представлены несколько выпускаемых нашей фирмой устройств.

### 1. РЕГИСТРАТОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ (РЭС-3).

Цифровой регистратор РЭС-3, в дальнейшем именуемый "РЭС-3", предназначен для сбора, первичной обработки и архивирования эксплуатационно-технологических параметров, как аварийных процессов, так и штатных процессов в основном оборудовании ГРЭС и энергетических объектах электроснабжающих предприятий и потребителей электрических сетей.

**РЭС-3 внесен в госреестр средств измерений под № 18702-99.**



Внешний вид РЭС-3

**РЭС-3 выполняет следующие основные функции:**

- регистрация измерительной информации о значениях фазных токов и фазных напряжений, в том числе в предаварийном и аварийном режимах с отметкой времени события;
- регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики (РЗА);
- обработка информации в реальном времени, формирование архивов и их энергонезависимое хранение;
- вывод информации на дисплей и принтер с отметкой времени события;
- передача информации в центр обработки (управления) через внешние интерфейсы и др.

**Дополнительные функции РЭС-3**

- контроль ресурса высоковольтных выключателей,
- контроль параметров системы возбуждения генератора,
- учет протекающей по присоединению мощности,

- контроль качества электроэнергии,
- корректировка программного обеспечения под задачи заказчика.

РЭС-3 выполнен в виде двух функциональных блоков: блок электроники и блок клеммного соединителя. Количество входных аналоговых каналов на одном приборе РЭС-3: до 64 шт, входных дискретных каналов: до 240. В блок клеммного соединителя устанавливаются двухканальные модули нормализации входного аналогового сигнала и 24 каналные платы гальванической развязки дискретных сигналов. Предусмотрена возможность быстрой смены входных аналоговых модулей одного типа на модули другого типа с различными номиналами напряжения и тока, в том числе для ввода слаботочных сигналов с гальванической развязкой (поставляются по отдельному заказу). Смена может производиться силами пользователя.

Блок электроники обеспечивает преобразование аналоговых сигналов в цифровую форму и дальнейшую обработку в соответствии с заложеной программой. Период сканирования аналоговых каналов прибора при 16 канальном регистраторе достигает 0,136 мс (142 точки на период частоты 50 Гц, частоту опроса можно поднять, если уменьшить число регистрируемых каналов), что позволяет использовать прибор для записи достаточно высокочастотных сигналов (до 2 КГц), например для контроля параметров тиристорной системы возбуждения генератора.

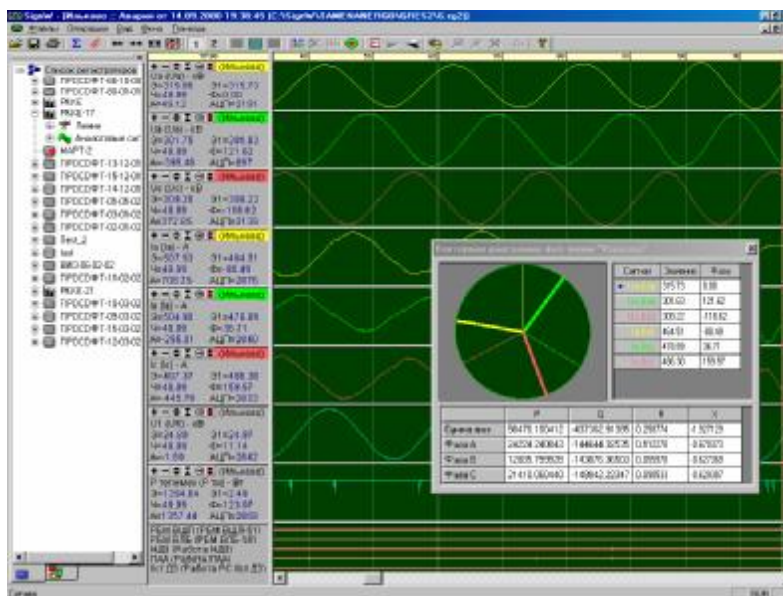
Период сканирования аналоговых каналов прибора при 32 и 64 канальном регистраторе достигает 0,272 мс (71 точка на период частоты 50 Гц).

Постоянная запись всей длительности аварии в память прибора позволяет иметь любую длительность предаварийного состояния (вплоть до всей длительности аварии). Регистрация аварий производится непрерывно в любом режиме работы прибора (связь с диспетчером и т.п.).

Программные средства РЭС-3 состоят из программы осциллографа, функционирующей в РЭС-3, и диспетчерской программы, устанавливаемой на компьютере диспетчера (рабочем месте).

**Программа диспетчера содержит программные модули, обеспечивающие:**

- диалог с оператором в окне Windows;
- дистанционную установку параметров осциллографа, т.е. уставок срабатывания, длительностей регистрируемых процессов, имен каналов и т.д.;
- автоматическую калибровку каналов;
- прием записей текущих состояний каналов и аварий;
- архивирование и просмотр процессов в виде файлов;
- графическое изображение осциллограмм процессов и возможность манипуляции с ними оператора;
- вывод амплитуды, действующего значения, частоты измеряемого входного аналогового сигнала, сдвига фаз между каналами в точке просмотра;
- расчет расстояния до места повреждения при аварии;
- распечатку на принтере выбранных оператором каналов и времен в устанавливаемом масштабе и с указанием действующих значений в выбранных точках и др.



Пример окна диспетчерской программы SignW.

## 2. АНАЛИЗАТОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АПКЭ-1).

**АПКЭ-1 внесен в Госреестр средств измерений под №22298-01. И имеет сертификат соответствия №5003408 от 04.02.2002г.**

Характерным для развития современной электроэнергетики является широкое применение мощных электрических нагрузок и силового электрооборудования на тиристорно-транзисторной основе и других нелинейных нагрузок, существенно влияющих на качество электроэнергии.

Соответственно все более актуальными становятся вопросы связанные с управлением качеством электроэнергии. Это требует разработки новых приборов позволяющих определять показатели качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97.

Отличительной особенностью анализатора показателей качества электроэнергии «АПКЭ-1». является высокая частота дискретизации аналогового сигнала (не менее 10 кГц на канал), и использование, в качестве базового, протокол связи TCP/IP. Сборка прибора на основе аппаратных средств промышленного исполнения, имеющих наработку на отказ более 50 000 часов, позволяет получить высоконадежное устройство.

Анализатор показателей качества электрической энергии АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0.38 до 750кВ.

Прибор контролирует основные показатели качества электроэнергии (ПКЭ) путем измерения текущих ПКЭ, их статистической обработки, сохраняет полученные данные для анализа и сопоставления с нормативными значениями и составления протокола измерения.



Внешний вид АПКЭ-1

**АПКЭ-1** позволяет вычислять и регистрировать следующие показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в соответствии с ГОСТ:

- установившееся отклонение напряжения  $\delta U_{\gamma}$ ;
- размах изменения напряжения  $\delta U_t$ ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_u$ ;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения  $K_{un}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{u2}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{u0}$ ;
- отклонение частоты  $\Delta f$ ;
- длительность провала напряжения  $\Delta t_n$ ;
- коэффициент временного перенапряжения  $K_{пер}$  и.

**Определяет следующие вспомогательные параметры электрической энергии:**

- частоту повторения изменений напряжения  $F_{\delta u_t}$ ;
- интервал между изменениями электроэнергии  $\Delta t_i$  i+1;
- глубину провала напряжения  $\delta U_p$ ;
- частота появления провалов напряжения  $F_p$ ;
- длительность временного перенапряжения  $\Delta t_{пер}$ .

**Определяет следующие временные характеристики:**

- относительное время превышения ( $T_1$ ) нормально допустимых значений ПКЭ;
- относительное время превышения ( $T_2$ ) предельно допустимых значений ПКЭ;
- время начала измерений и астрономическое время.

Расчитывает следующие параметры электрической энергии, используемые при проведении анализа качества электрической энергии:

- среднеквадратические значения напряжений и токов;
- полная, активная и реактивная мощности S,P,Q;



- фазовые углы между напряжениями и токами одноименных гармоник;
- электроэнергию (активную и реактивную);
- прибор собран на шасси фирмы Advantech IPC-644 (135x208x305 мм).
- процессорная плата Advantech PCA –6154 (интегрир. видеокарта, Ethernet).
- источник питания: NLP65-7608 фирмы Artesyn.

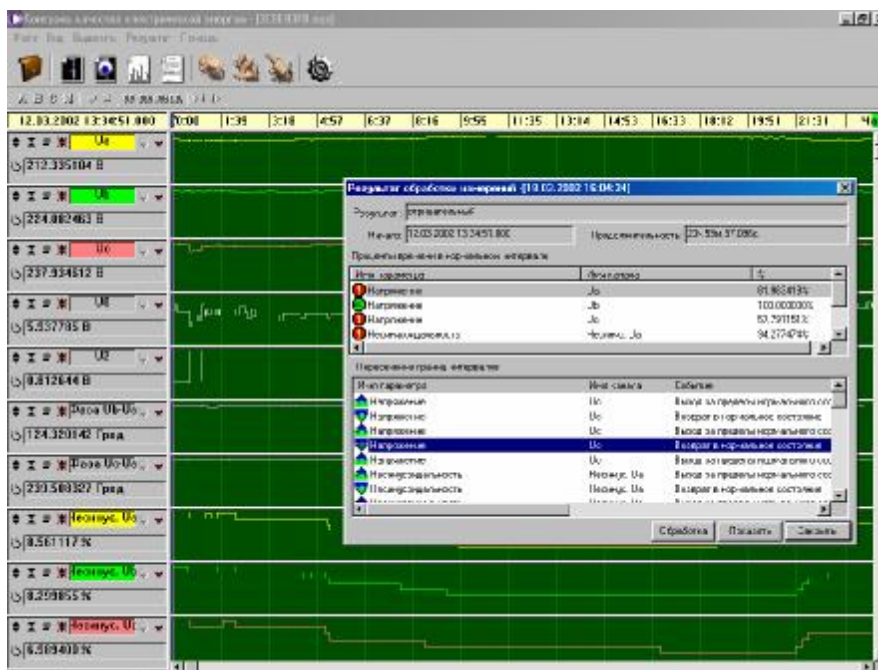
Прибор выполнен в виде двух функциональных блоков: электроники и выносного модуля измерения тока и устанавливается стационарно (имеется и переносимый вариант) на объекте – у потребителей, на предприятиях, подстанциях и в энергосистемах. АПКЭ-1 не требует присутствия эксплуатационного персонала и обеспечивает измерения, обработку, архивирование и хранение статистической информации о показателях качества электроэнергии в 3-х фазной сети при нестабильности и перерывах электроснабжения. Зарегистрированная прибором информация может отображаться на диспетчерском компьютере (используется протокол TCP/IP). Для связи с диспетчерским компьютером применяется интерфейс Ethernet, который обеспечивает скорость обмена 10 Мбит/сек. Быстродействующий интерфейс обеспечивает оперативную передачу записи состояния для анализа, кроме того анализатор может быть подключен непосредственно в локальную сеть электростанции (п/станции).

АПКЭ-1 также может быть встроен в систему АСКУЭ предприятия, и вести непрерывный учет качества электроэнергии. Многопользовательский режим позволяет работать с прибором с нескольких автоматизированных рабочих мест (АРМ).

Программа диспетчера является Windows приложением, и совместима со всеми версиями Win 9x, Win NT, и Windows 2000.

Один канал ввода может использоваться в качестве контрольного для диагностики прибора. Процессорная плата имеет встроенный сторожевой (Watch-Dog) таймер, который перезапускает прибор в случае сбоя.

АПКЭ-1 предназначен для использования на ПС, промышленных предприятиях, на предприятиях содержащих аппаратуру, чувствительную к качеству электроэнергии.. Отличительной чертой прибора является возможность его использования для снятия технологических характеристик электрической сети (напряжения, токи и их производные) в виде графиков, векторных диаграмм. Прибор может быть установлен на удаленных и необслуживаемых энергообъектах в многофункциональном режиме с длительным накоплением и хранением информации.



Пример окна диспетчерской программы Control (для АПКЭ-1).

### 3. ИЗМЕРИТЕЛЬ АМПЛИТУДНЫХ И ДЕЙСТВУЮЩИХ ЗНАЧЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКА И ФАЗОВОГО УГЛА (ВОЛЬТАМПЕРФАЗОМЕТР) АДНТФ

Измеритель амплитудных и действующих значений напряжения, тока и фазового угла (вольтамперфазометр) АДНТФ предназначен для проведения измерений напряжения, тока, мощности и разности фаз в 1-фазных электрических сетях переменного тока с частотой 50 Гц, в том числе с целью измерения параметров трансформаторов напряжения (ТН) до 35 кВ.

АДНТФ измеряет электрические параметры цепи путем их вычисления по результатам дискретной выборки в каналах напряжения и тока, сохраняет результаты измерений для их анализа и архивирования на ПК.

**АДНТФ вычисляет следующие параметры электрической энергии:**

- амплитудные значения первых гармоник напряжения и тока;
- эффективные действующие значения напряжения и тока;
- активную и реактивную мощности  $P$ ,  $Q$ ;
- фазовый угол между первыми гармониками тока и напряжения.

Прибор выполнен в переносном варианте (габариты прибора, мм: 225x85 x 205, масса с аккумуляторами, не более 3 кг). Возможно питание АДНТФ как от сети переменного тока 220В 50Гц, так и от встроенной никель-металлгидридной (Ni-MH) аккумуляторной батареи.

На лицевой панели АДНТФ расположены клеммы для подключения измеряемого напряжения и тока, ж/к-индикатор и 4-кнопочная клавиатура для управления работой вольтамперфазометра.

Основным достоинством АДНТФ перед аналогичными приборами является математический аппарат для точного расчета электрических параметров согласно их определению в нормативных документах.

#### **4. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ КОМПЛЕКС ЛОКАЛЬНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ (МКПА).**

Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики МКПА предназначен для контроля режимов работы электрической сети, и функционирует по алгоритмам работы противоаварийной автоматики энергосистем. МКПА разработан для модернизации и замены существующих панелей противоаварийной автоматики высоковольтных линий и подстанций напряжением более 110 кВ.



Внешний вид конструктива МКПА.

В ходе разработки в МКПА были заложены базовые принципы, на которых возможно построение устройств релейной защиты и автоматики. За основу построения аппаратных средств приняты модульные промышленные PC совместимые контроллеры. Для наиболее ответственных приложений в ходе разработки МКПА отработана схема троированного резервирования микропроцессорной части прибора.

Алгоритмы автоматики были реализованы с использованием языка Функциональных Блоковых Диаграмм (Function Block Diagram – FBD, стандарт МЭК 1131-3), который позволяет собирать схему из различных логических и арифметических блоков, а также триггеров, таймеров, счетчиков. **Создана интегрированная среда разработки для редактирования и отладки алгоритмов автоматики.**

МКПА выполнен в виде двух функциональных блоков: блок электроники и блоки клеммного соединителя. Блок электроники выполнен на базе оборудования фирмы “Advantech”(контроллер) основу которого составляет 20-слотовое отказоустойчивое шасси (корпус) промышленного компьютера IPC-622. Все оборудование сертифицировано на соответствие международному стандарту ISO9001. В блоки клеммного соединителя устанавливаются двухканальные модули нормализации входного аналогового сигнала и 24-х каналные платы гальванической развязки дискретных сигналов. Предусмотрена возможность быстрой смены входных аналоговых модулей одного типа на модули другого типа с различными номиналами напряжения и тока, в том числе для ввода слаботочных сигналов с гальванической развязкой (поставляются по отдельному заказу). Смена может производиться силами пользователя. Для связи с диспетчерским компьютером применяется интерфейс Ethernet.

Дата и время каждой аварии фиксируется с помощью встроенных в процессор часов реального времени с батарейным питанием. При аварии производится сигнализация диспетчеру. Один канал ввода может использоваться в качестве контрольного для диагностики прибора. Процессорная плата имеет встроенный сторожевой (Watch-Dog) таймер, который перезапускает МКПА в случае сбоя.

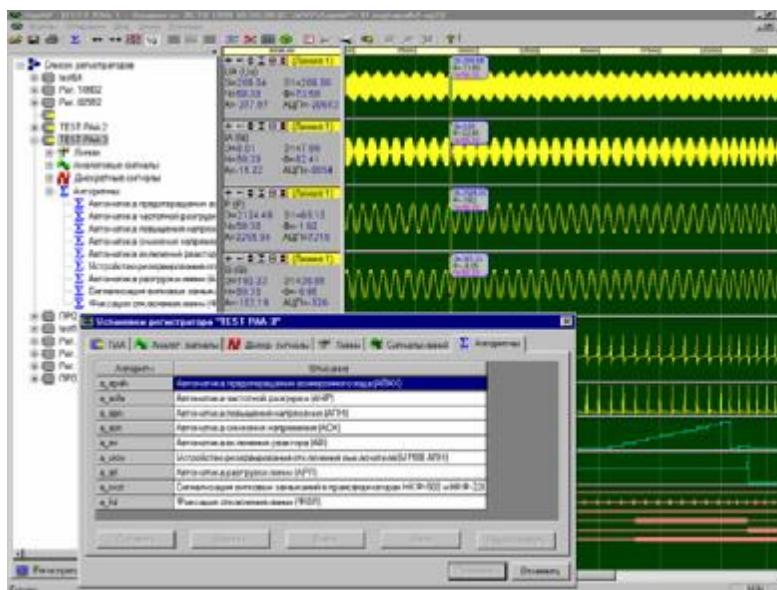
Программное обеспечение комплекса ПА состоит из программного обеспечения находящегося на накопителе комплекса ПА и программы устанавливаемой на персональном компьютере диспетчера типа IBM PC.

Комплекс имеет 16 входных аналоговых каналов, 48 входных дискретных и 48 выходных дискретных каналов. Частота сканирования в каждом канале – 2000 Гц или 4000 Гц (устанавливается с компьютера диспетчера). Комплекс подключается к 2 линиям и имеет следующие входы – напряжение фаз А,В,С первой линии, ток фаз А,В,С первой линии, напряжение фаз А,В,С второй линии, ток фаз А,В,С второй линии. В реальном времени вычисляются действующие значения и фазы токов и напряжений, кроме того вычисляются значения активной и реактивной мощности и сопротивления для каждой фазы и значения  $U_2, 3U_0, 3I_0$  для каждой линии. Комплекс производит регистрацию аварийных процессов с возможностью записи в файл сигналов значений любых промежуточных переменных в алгоритмах автоматики.

Управление может производиться с компьютера диспетчера, подключенного к комплексу по сети Ethernet и протоколу TCP/IP.

**МКПА поддерживает выполнение следующих алгоритмов:**

- автоматика предотвращения аварийного хода (АПАХ);
- автоматика частотной разгрузки (АЧР);
- автоматика повышения напряжения (АПН);
- автоматика снижения напряжения (АСН);
- автоматика включения реактора (АВ);
- устройство резервирования отключения выключателя (УРОВ АПН);
- автоматика разгрузки линии (АРЛ);
- автоматика сигнализации при витковых замыканиях в трансформаторах НКФ-500, НКФ-220;
- автоматика фиксации отключения линии (ФОЛ).



Пример окна диспетчерской программы SignW (для МКПА)

Опытный образец МКПА успешно прошел лабораторные испытания в ноябре 1999 года, рекомендован к применению в ОАО Тюменьэнерго и в мае 2000 года был установлен в опытную эксплуатацию на ВЛ-500кВ Сургутской ГРЭС-2.

## УСТРОЙСТВО ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ «ОВОД-М»

В. А. Григорьев, В. Е. Милохин, Б. В. Михайлов, ЗАО «ПРОЭЛ»

Устройство дуговой защиты «ОВОД-М» является новым поколением устройств дуговой защиты (УДЗ) на основе волоконно-оптических датчиков (ВОД). «ОВОД-М», как и его предшественник – «ОВОД», предназначено для защиты шкафов КРУ (КРУН) электрических подстанций 6-35 кВ при возникновении коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

Отличительной особенностью модели «ОВОД-М» является использование промышленного микроконтроллера в составе электрической схемы устройства.

УДЗ «ОВОД-М» является устройством защиты радиального типа. Применение такого принципа построения УДЗ позволяет быстро определить место повреждения и построить более гибкую логику работы устройства совместно с РЗА распределительного устройства.

УДЗ «ОВОД-М» представляет собой стальной шкаф с передней дверцей (рис.1), внутри которого размещены электронные блоки, входящие в состав устройства (табл.1).

Таблица 1. Состав УДЗ «ОВОД-М»

Наименование	Количество
Волоконно-оптический датчик (ВОД) с оптическим кабелем *	34
Блок детектирования света и тестирования *	9
Блок микроконтроллера	1
Блок дискретных входов	1
Блок дискретных выходов	1
Блок питания	1
Шкаф с блоком индикации и управления	1
Угольник для крепления ВОД*	34

\* Длина оптического кабеля ВОД, количество ВОД и блоков детектирования света и тестирования определяется при заказе.



Рис.1. УДЗ «ОВОД-М»

ВОД представляет собой приемник оптического излучения на основе двухлинзового объектива, обеспечивающего угол захвата, близкий к 5 стерадиан. Объектив размещен на конце волоконно-оптического кабеля, противоположный конец которого имеет оптические коннекторы ST-типа (рис.2). В зоне действия дуги находится линза и небольшая часть подводящего оптического кабеля ВОД. Оптоэлектронный интерфейс устройства, размещенный в шкафу, устанавливается в релейном отсеке КРУ или в любом месте релейного зала. Поэтому длина оптического кабеля ВОД выбирается исходя из привязки к объекту защиты.

Световой поток от электрической дуги принимается в ближней инфракрасной части спектра излучения дуги. Последнее обстоятельство позволяет сохранять работоспособность УДЗ при попадании на объектив ВОД пыли и сажи.

В блоке детектирования света и тестирования (БДСТ) световой сигнал от электрической дуги, зарегистрированный с помощью объектива ВОД и переданный в БДСТ по оптическому кабелю, преобразуется в электрический. Затем, сигнал усиливается и сравнивается с опорным напряжением. Опорное

напряжение выбрано таким образом, чтобы УДЗ инициировало выход на «отключение» под действием светового потока от электрической дуги с током короткого замыкания 300 А, расположенной на расстоянии порядка 1,5÷2 м от объектива ВОД.

В БДСТ проводится постоянное тестирование на предмет целостности объектива и оптического кабеля ВОД, а также исправности электронной схемы. Тестирующий импульс от микроконтроллера поступает на вход оптического передатчика, где преобразуется в оптический импульс и вводится в оптическое волокно. Отраженный от объектива сигнал принимается оптическим приемником. Информация о принятых импульсах поступает на вход микроконтроллера. Микроконтроллер по отсутствию или нали-

чию этих импульсов принимает решение об исправности или неисправности каждого направления регистрации электрической дуги и определяет вид неисправности: обрыв ВОД или неисправность электронного тракта датчика.



Рис.2. ВОД

тестирования УДЗ и запускает программу формирования сигнала на отключение. При этом определяется номер датчика, зафиксировавшего электрическую дугу. В зависимости от функциональной принадлежности ячейки (ячейки ввода, отходящих линий или секционного выключателя) формируется выходной сигнал (замыкание «сухих» контактов реле) длительностью порядка 350 мс на отключение, соответственно, вышестоящего напряжения, выключателя ввода или секционного выключателя. Вспомогательные сигналы (запрет АПВ и АВР, неисправность и индикация срабатывания) сформированы как сигналы постоянного уровня и подаются на входы блоков дискретных входов и выходов. Сигнал «неисправность» пропадает при ликвидации неисправности, остальные сигналы устраниваются кнопкой «Сброс» на передней панели.

Основные технические характеристики:

- максимальное количество ВОД – 34;
- максимальная длина оптического кабеля – 500 м;
- порог срабатывания в единицах освещенности – не более 500 лк;
- время срабатывания без блокировки – 5 мс;
- время срабатывания при блокировании МТЗ или ЗМН (без выдержки времени) – 5 мс +  $T_{МТЗ}$ ;
- рабочий диапазон температур – минус 40 °С ÷ плюс 55 °С.

УДЗ «ОВОД-М» имеет следующие функциональные и эксплуатационные возможности:

- увеличенное число ВОД;
- непрерывный самоконтроль исправной работы всего устройства вплоть до цепей формирования сигналов отключения;
- наличие функции резервного отключения вышестоящего выключателя при отказе выключателя ввода;
- формирование логики работы устройства по требованию Заказчика или проектной организации;
- управление режимами работы устройства с помощью клавиатуры;
- наличие последовательного порта RS232(485) для передачи во внешнюю цепь информации о текущем состоянии устройства.

Отдельно следует отметить особенность монтажа УДЗ «ОВОД» и «ОВОД-М», которая заключается в минимальных затратах по времени и отсутствии необходимости изменять конструкцию ячеек КРУ (КРУН). Опыт монтажных работ при установке УДЗ «ОВОД» на подстанциях ОАО Ленэнерго, предприятиях Сургута, Бугуруслана показал, что для оснащения одной секции КРУ из 8 ячеек силами персонала подстанции (два электрика) требуется один рабочий день.

Следует отметить, что при разработке «ОВОД-М» учтен опыт эксплуатации предыдущего поколения УДЗ, выпускаемых ЗАО «ПРОЭЛ».

В УДЗ осуществляется постоянный контроль работоспособности каждого из имеющихся пяти каналов отключения, кроме выходных реле. Последнее можно проверить «вручную», например, при проведении регламентных работ, с помощью переключателя «Тестирование» и клавиатуры.

Микроконтроллер управляет работой всего УДЗ. По сигналу от БДСТ о том, что какой либо из датчиков зарегистрировал появление электрической дуги, микроконтроллер прерывает программу

## УСТРОЙСТВО МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СУМРЗ 3.

Э. В. Вершков, Д. А. Гурин, М. Ю. Козловский, А. В. Новиков, *ФГУП «НИИИТ»*

Е. А. Аржанников, А. В. Гусенков, О. М. Колесов, А. М. Чухин, В. А. Шунин, *ИГЭУ ка-  
федра АУЭС г. Иваново*

Аннотация. Данное устройство является примером успешной реализации микропроцессорной релейной защиты на базе 32-х разрядного процессора цифровой обработки сигналов.

На рис.1 приведена структурная схема СУМРЗ 3, предназначенного для защиты и управления кабельного присоединения 6/10 кВ в сетях с компенсированной нейтралью. Алгоритм защиты разрабо-  
тан сотрудниками ИГЭУ кафедры АУЭС.

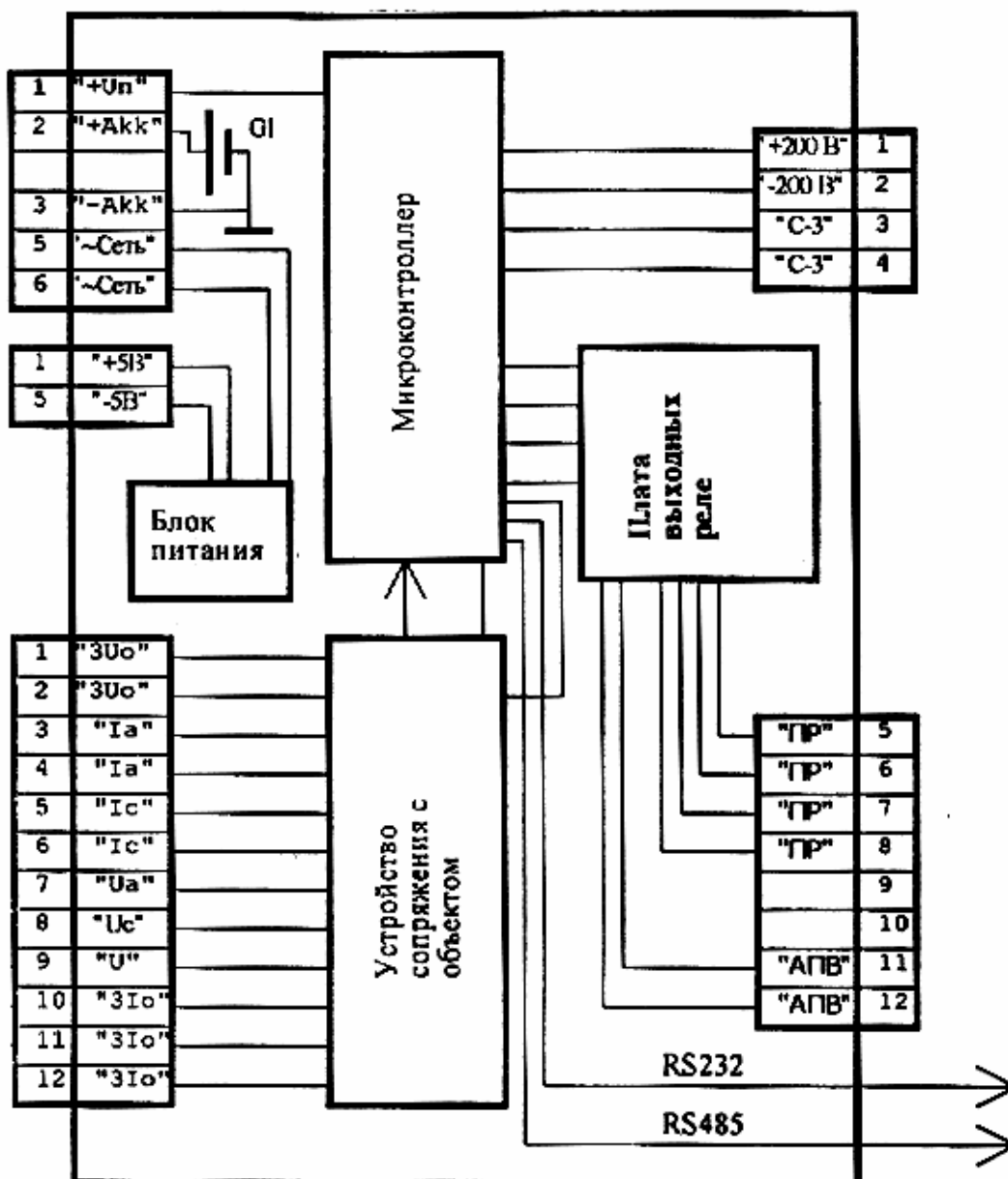


Рис. 1.

Отличительным признаком устройства является одноплатная реализация его микропроцессорной части, выполненная АОЗТ «Инструментальные системы» на базе процессора Shark 21061, Analog Device и 16 разрядных АЦП фирмы BurrBrown, USA. Плата обеспечивает частоту дискретизации до 40

кГц на канал, регистрацию по 16 дифференциальным каналам с разрешением  $\pm 1,5$  разряда в диапазоне не менее 85 дБ.

Алгоритм защиты от ОЗЗ основан на использовании высших гармоник как переходного процесса, так установившегося режима однофазного замыкания на землю (сравнение фазовых соотношений (знаков) высших гармонических составляющих производной напряжения нулевой последовательности  $dU_0/dt$  и тока нулевой последовательности  $3I_0$ ). В алгоритме максимальной токовой защиты заложена ее версия с уменьшенным числом трансформаторов тока и напряжения ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $I_a$ ,  $I_b$ ), со всеми принятыми для МТЗ вариантами исполнения.

За прототип цифрового фильтра для выделения ВЧ составляющих в переходном и установившемся режимах принята его физически реализуемая модель, которую использует ИГЭУ в своих разработках. Исследования показали, что при использовании классического способа построения цифрового аналога требуется большое число значащих цифр (до 9) в коэффициентах рекуррентной формулы преобразования. В этом случае при его воспроизведении на 32-х разрядном цифровом процессоре наблюдается расходимость. Было найдено иное решение, использующее свойство физически реализуемого пассивного фильтра. Операторное представление функции передачи аналогового фильтра разлагается на конечную сумму элементарных дробей вида:

$$R1/(p-S1)+R2/(p-S2)+R3/(p-S3)+R4/(p-S4)+R5/(p-S5) \quad (1),$$

при этом коэффициенты двух первых дробей

$R1$ ,  $R2$  и  $S1$ ,  $S2$  – комплексно сопряженные числа, остальные  $R3$ ,  $R4$ ,  $R5$ ,  $S3$ ,  $S4$ ,  $S5$  – действительные.

Первые две дроби можно представить в виде:

$$1/(ap^2+bp+c) + bp/(ap^2+bp+c) \quad (2)$$

В результате задача фильтрации сводится к решению задачи Коши для системы 5-ти независимых обыкновенных дифференциальных уравнений для одного и того же воздействующего на их входы сигнала  $U(t)$ . Сложение полученных результатов с коэффициентами, определяемыми разложением (1), дает нам интересующий нас результат. В основе организации алгоритма цифровой фильтрации лежит разностная схема решения полученных дифференциальных уравнений.

Время прохождения дискрет  $U_0(tk)$  и  $I_0(tk)$  через цифровой фильтр составляет 2-2,5 мкс. Приведенные на рис.2 АЧХ цифрового фильтра (при частоте дискретизации 40 кГц) и его исходного физически реализуемого аналога практически совпадают.

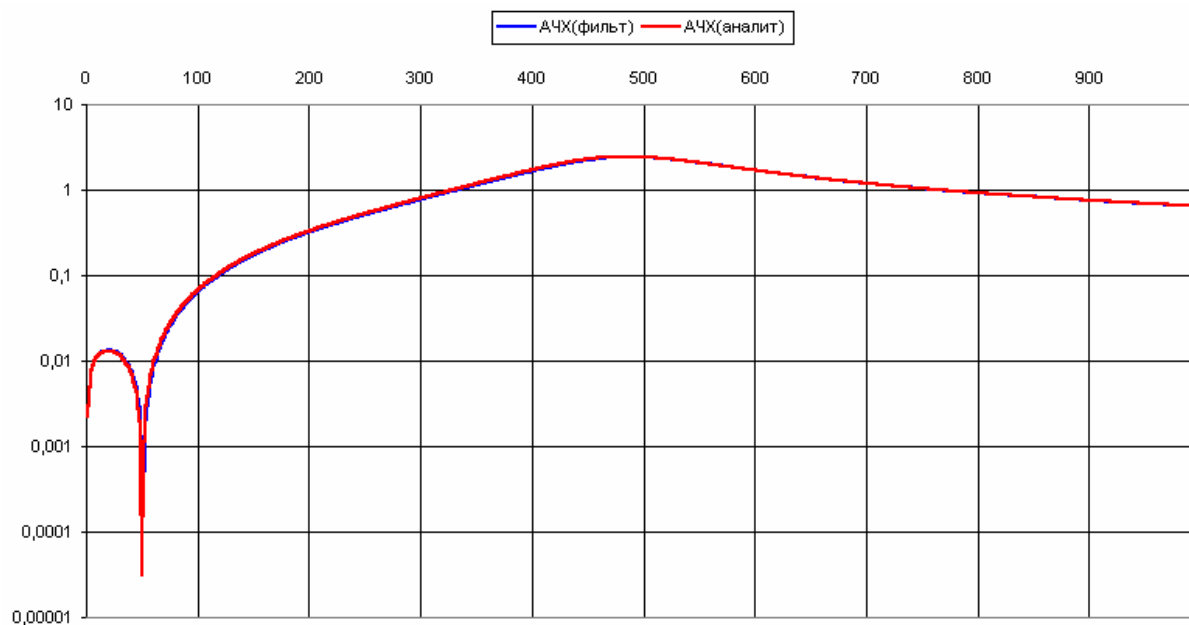


Рис. 2.

Особое внимание при создании СУМРЗ 3 было уделено вопросам конструирования входных трансформаторов согласования входов АЦП с цепями измерительных трансформаторов тока и напряжения защищаемого энергетического объекта. Особенность задачи состоит в том, что защиты таких объектов как кабельного фидера, стартерной обмотки турбогенератора в сетях с компенсированной нейтралью предъявляют к устройствам согласования повышенные требования к их частотной характеристике ( $\gg 40$  кГц), величине поля динамического диапазона, высокой стойкости защищенности от воздействия внешних источников полей рассеяния, емкостной связи между его первичными и вторичными обмотками, высоких требований к подавлению резонансных процессов, возникающих в их обмотках. Теоретические

и экспериментальные исследования показали, что возможно решение таких задач. Показано, что при технологически доступных средствах намотки трансформатора такое решение достигается при следующих условиях:

- размер магнитопровода не менее 10x20 мм;
- размещения вторичных обмоток трансформатора на металлическом каркасе;
- исполнения вторичных обмоток – дифференциальное, с подсоединением средней точки обмотки к металлическому каркасу;
- выполнение выводов вторичных обмоток витой парой в общем экране, экран подсоединяется со стороны трансформатора к металлическому каркасу, а со стороны микроконтроллера к его земляной входной шине.

Выполнение перечисленных условий строго обязательно. В этом случае имеет место реализация следующих характеристик входных устройств согласования:

- линейный участок динамического диапазона по токам – до 200 А;  
по напряжению – до 350 В;
- ширина амплитудно-частотной характеристики трансформаторов тока 20 Гц – 2 МГц;  
трансформаторов напряжения 2 Гц – 2 МГц.

Без ухудшения динамических характеристик, достигнутых АОЗТ «Инструментальные системы».

При этом возможно уменьшение нижней границы АЧХ в 10 и 60 раз при использовании в сердечниках материалов типа 50Н и 75НМ. На рис.3 приведены АЧХ и переходные характеристики входных трансформаторов (АЧХ представлена в полосе 10 Гц – 2 МГц).

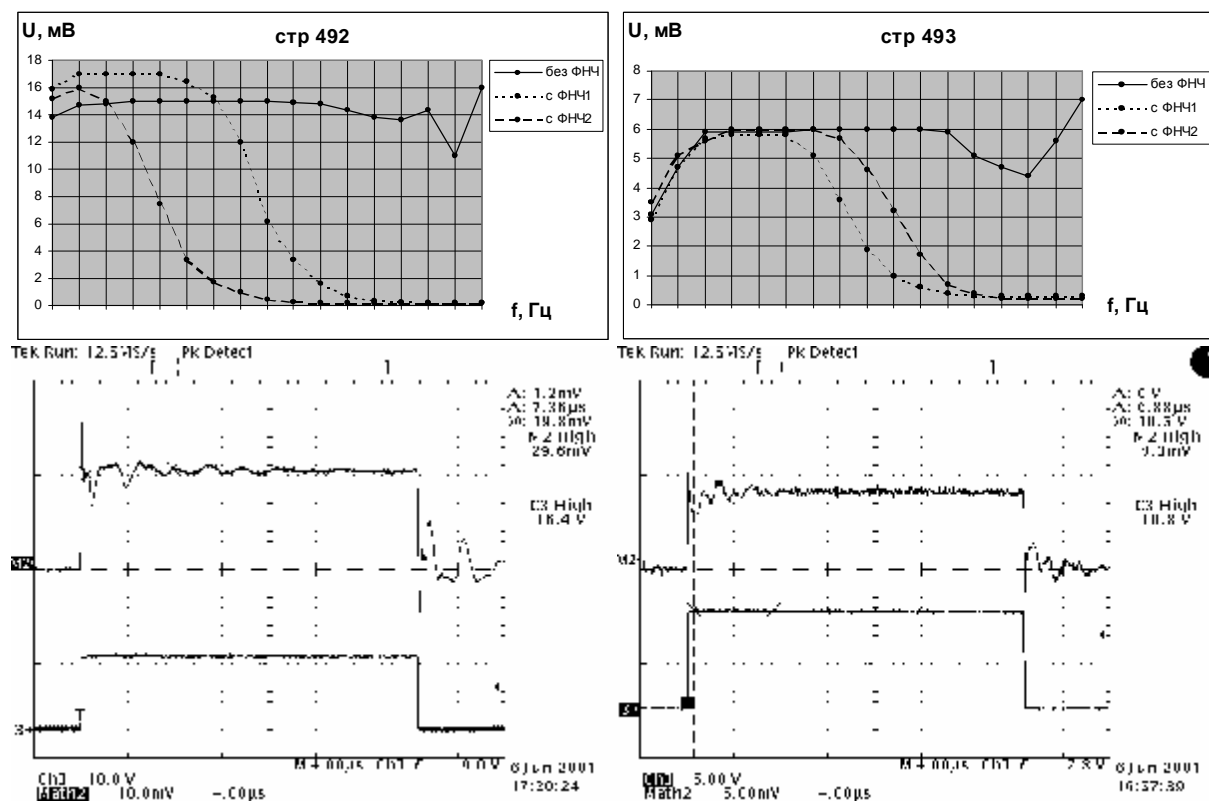


Рис. 3.

Микропроцессорное устройство РЗА СУМПЗ 3 прошел комплекс испытаний, подтверждающие соответствие его характеристик техническим требованиям, а также требованиям по электромагнитной совместимости и электробезопасности и электрической прочности изоляции входных и выходных цепей.

Основные характеристики устройства приведены в прилагаемой к докладу этикетке.



## ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ И АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ.

Ю.А. Асанбаев, И.А. Ветрова, Т.Г. Горелик, С.В. Лобанов, В.Г. Филатов, *ОАО НИИПТ*

Серьёзной проблемой в улучшении эффективности использования электрических сетей и сетевого энергооборудования является оперативный, качественный анализ аварийных процессов. Всесторонний анализ аварийной информации позволяет предпринимать реальные меры по устранению неисправностей и улучшению координации действия релейных защит и противоаварийной автоматики. Выявление причин возникновения и развития сложных системных аварий выполняется в настоящее время на основе разнородной информации, поступающей из различных источников, отличающихся принципом действия и техническими характеристиками (шлейфные и цифровые осциллографы, блинкера защит и автоматики, данные из АСДУ и др.). В силу невозможности точной стыковки указанной информации по времени для сложных аварий в энергосистемах не обеспечивается однозначность и достоверность выводов. В США и Канаде для регистрации таких аварий используется специальная аппаратура, обеспечивающая привязку всей информации, регистрируемой в различных территориально удаленных точках энергосистемы, к шкале единого мирового времени. Применение такой аппаратуры резко увеличивает достоверность анализа причин и хода развития аварий, что позволяет предпринимать реальные меры по устранению неисправностей и улучшению координации действий защит и системной автоматики. Применение зарубежной аппаратуры в России ограничивается ее высокой стоимостью и сложностями в стыковке с отечественными системами.

Для решения этой проблемы в 1997÷2001 г.г. в АО НИИПТ совместно с ЗАО «ПИК Прогресс» впервые в России был разработан программно-технический комплекс для централизованной системы регистрации аварий (ЦРА), охватывающих большие территориально распределенные регионы энергообъединений РАО «ЕЭС России». ЦРА обеспечивает регистрацию электрических и электромеханических переходных процессов в наиболее важных точках энергосистемы (системообразующих линиях электропередачи, на шинах узловых подстанций и крупных электростанций), передачу всей зафиксированной информации на главный диспетчерский пункт (в диспетчерские центры энергосистем, ОДУ и ЦДУ), формирование единого банка аварийных данных для всего энергообъединения, обработку, визуализацию, документирование и архивирование осциллограмм. ЦРА обеспечивает привязку всей аварийной информации, регистрируемой в различных территориально удаленных точках энергосистем, к шкале единого мирового времени. Применение ЦРА резко увеличивает достоверность анализа причин и хода развития аварий, что позволяет предпринимать реальные меры по устранению неисправностей и улучшению координации действий защит и системной автоматики.

Комплекс ЦРА представляет собой специальную разработку, выполненную по заданию РАО "ЕЭС России", как одна из новых технологий в области развития электросетевых объектов.

В состав ЦРА входят цифровые регистраторы, устанавливаемые непосредственно на подстанциях, системы передачи аварийных данных на центральный диспетчерский пульт (ЦДП) и программный комплекс централизованной обработки и представления данных, формирующий единый архив осциллограмм сложных системных аварий всего энергообъединения. Цифровые регистраторы ЦРА выдают аварийную информацию в цифровом виде во внутреннем коде ЦРА. Все системные осциллографы ЦРА работают в шкале единого времени, что, собственно, и позволяет формировать общий централизованный архив сложных аварий, охватывающих одновременно целые регионы страны.

### **Система регистрации аварийных процессов позволяет:**

- Производить сбор информации с частотой опроса от 200 мкс. Частота опроса может быть величиной переменной, в зависимости от характеров процессов, регистрируемых системой.
- Регистрировать действующие значения токов и напряжений при медленных колебаниях в системе с частотой опроса 100-200млс.
- Производить осциллографирование аналоговых сигналов в практически любом временном диапазоне. Продолжительность времени непрерывного осциллографирования определяется лишь объемом оперативной памяти в модуле.
- Осуществлять буферирование информации на всех уровнях системы (на уровне модулей, функциональном контроллере, сервере и рабочей станции).
- Осуществлять запуск процесса осциллографирования как по уставкам, превышение которых регистрируется контроллером, так и от внешних устройств (типа УПО). Также возможна работа в режиме "предыстория", при котором запуск осуществляется по инициативе сверху, по заранее сформированному логическим сигналам.
- Регистрировать срабатывания дискретных сигналов от защит, устройств автоматики и коммутационной аппаратуры с точностью до 1млс. Такая точность, намного превышающая реально необходимую, достигается без увеличения стоимости аппаратуры.

- Объединять на сервере отдельные осциллограммы в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени. В системе вполне возможна ситуация, когда осциллографирование по отдельным модулям началось и закончилось не одновременно.
- Производить просмотр осциллограмм с помощью дружественного интерфейса программы "Осциллограф", функционирующей на рабочих станциях диспетчера и службы РЗА (рисунок 1).
- Осуществлять дополнительную обработку информации для ускорения и повышения достоверности анализа аварийных процессов.

Техническое и программное обеспечение комплекса ЦРА имеет трехуровневую структуру:

- **Нижний уровень** обеспечивает коммутацию технологического оборудования с верхними уровнями системы, кроме того на этом уровне проводится первичная обработка и фильтрация данных и обработка управляющих воздействий с верхнего уровня. Учитывая важность решаемых задач, функциональные контроллеры (ФК) реализованы на базе промышленных компьютеров с подходящими характеристиками эксплуатации (температура, влажность и т.д.), работающих под управлением QNX 4.23A (разработка фирмы OSSUL, Канада), которая является системой реального времени для IBM PC. Это UNIX подобная система с очень компактным ядром и высокой производительностью.

Модули УСО, входящие в состав нижнего уровня, включают в себя **МЦО** – модуль цифрового осциллографирования. Модуль предназначен для цифровой регистрации быстропротекающих динамических процессов и ориентирован на использование в электроэнергетике в качестве регистратора аварийных и переходных процессов. Модуль состоит из двух частей - многоканальный синхронный ввод и измерение быстропротекающих аналоговых сигналов напряжения (с измерительных трансформаторов) с привязкой ко времени и записью в буферное ОЗУ. Модуль **МЦО** является уникальной совместной разработкой АО НИИПТ и ЗАО «ПИК Прогресс», и обладает следующими характеристиками работы:

1. Многоканальный ввод группы аналоговых сигналов.
2. Запись сигналов в собственное буферное ОЗУ.
3. Выбор диапазона измерений – программный, отдельно по каждому каналу.
4. Автоматическая смена диапазона при переполнении разрядной сетки АЦП.
5. Программный выбор количества включаемых каналов (от 1 до 16).
6. Временная привязка измерений к системе единого времени (1 мс).
7. Гальваническая развязка входных цепей модуля от цифровой части (без гальванической развязки между каналами).
8. Возможность непрерывной записи осциллограммы с откачкой информации в контроллер или запись в накопитель на жестком диске или гибком магнитном диске.
9. Возможность работы в режиме предыстории (до16с).

- **Средний уровень** представлен выделенным «**СЕРВЕРОМ**» для централизованной обработки информации, ее хранения в архивах и выдачи по требованию соответствующих задач, запускаемых на рабочей станции. «**СЕРВЕР**» может находиться как непосредственно на объекте, в режиме автономной работы осциллографа, так и в центре диспетчерского управления, в режиме регистрации аварий во всей энергосистеме. Так же возможна работа осциллографа в двух-серверном режиме, когда информация передается и отображается непосредственно в АСУ ТП объекта и одновременно в АСДУ энергосистемы. При этом, на сервере АСУ ТП принимается и обрабатывается информация только об аварийных процессах на данном энергообъекте, а сервер АСДУ принимает и обрабатывает информацию от всех осциллографов, находящихся в системе.

- **Верхний уровень** может располагаться непосредственно на объекте, а так же может быть вынесен на удаленный пульт диспетчерского управления, и работать в режиме отображения аварий от всей энергосистемы. Верхний уровень представлен оборудованием локальной сети и персональными компьютерами, обладающими ресурсами, достаточными для полного отображения информации о режиме и для управления объектом.

Разработанная структура технических средств позволила создать уникальное программное обеспечение, обеспечивающее наивысший уровень автоматизации обработки аварийной информации, поступающей на диспетчерский пункт от множества осциллографов, расположенных в различных точках энергообъединения. Достоинствами этой программы являются:

- Объединение на сервере отдельных осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени. В системе вполне возможна ситуация, когда осциллографирование по отдельным модулям началось и закончилось не одновременно. Обрабатывающая программа на сервере объединяет отдельные осциллограммы в единый блок для дальнейшего просмотра (рисунок 1).
- Многооконный интерфейс (отображение осциллограмм в нескольких кадрах на экране одновременно).
- Автоматическая разбивка по кадрам (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например 3 фазы токов и 3 фазы напряжений по присоединениям).
- Наличие обзорного кадра, позволяющего осуществлять экспресс-анализ всего аварийного процесса и быстро перемещаться по аварии.

- Изменение масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде.
- Вывод численного значения сигнала в область графического отображения и перемещение его в любое место этой области.
- Широкий спектр инструментов для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки и т.д.), позволяющий пользователю автоматизировать процесс анализа осциллограмм. Распечатка осциллограмм.
- Возможность отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров и коммутационной аппаратуры.
- Наличие векторных диаграмм в индикаторном и оконном режиме, а также разложение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательность.
- Разложение осциллограмм на гармонические составляющие.
- Определение максимальных и минимальных амплитудных и действующих значений на определенном временном интервале.
- Анализ качества электроэнергии: наличие в системе высших гармоник, несимметрии нагрузки, снижения напряжения.
- Возможность сохранения данных в пользовательском архиве на рабочей станции (рис.2).

Внедрение централизованной системы регистрации аварий позволит повысить общую надежность, и, в частности, снизить ущерб от нарушений энергоснабжения целых регионов при сложных авариях в объединённых энергосистемах за счёт оперативного выявления и локализации неисправностей.

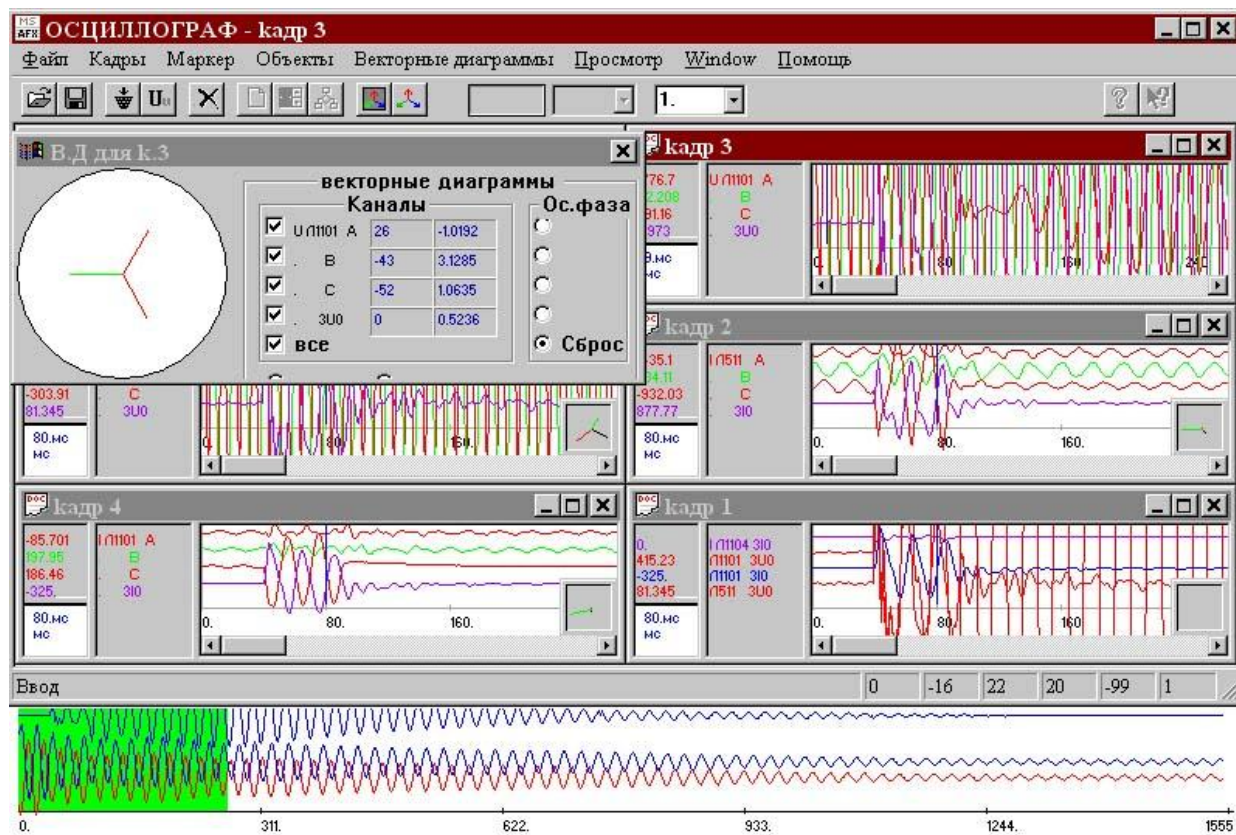


Рис.1 Пример пользовательского интерфейса комплекса регистрации аварийных процессов.

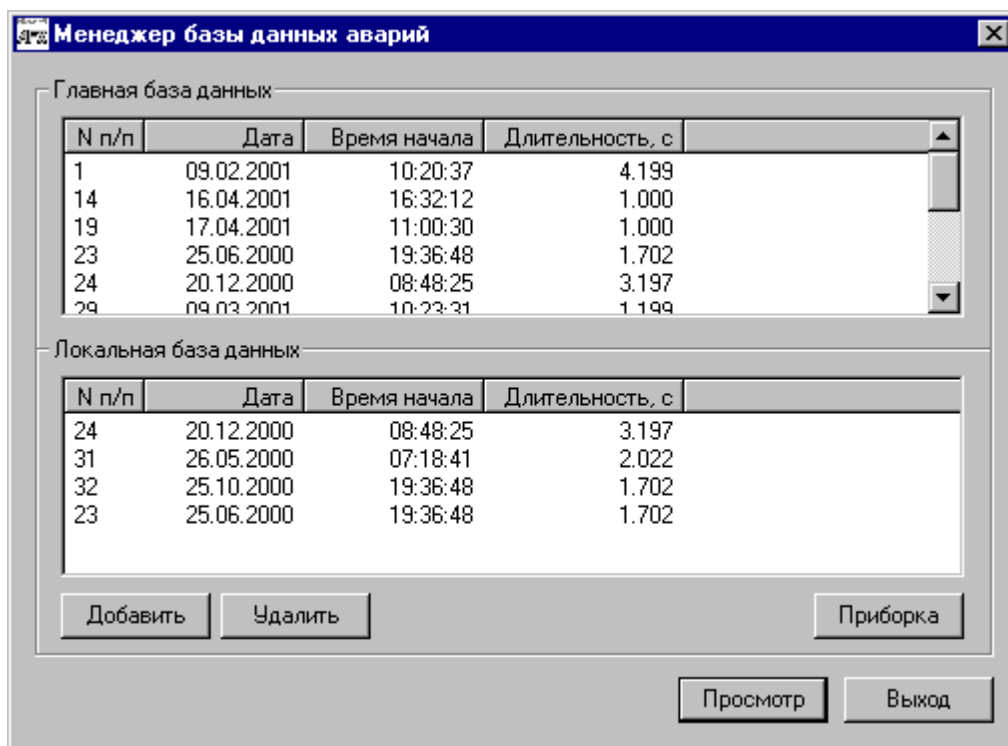


Рис.2 Пример интерфейса для доступа к центральному серверному архиву и к пользовательскому архиву на рабочей станции.

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЗА ПРОИЗВОДСТВА НПП “БРЕСЛЕР”

**В.Н. Козлов, Н.С. Ефимов, НПП “Бреслер”.**

Производственным подразделением НПП в настоящее время, для задач РЗА, на базе микропроцессорных терминалов выпускаются: регистраторы аварийных событий; защита дальнего резервирования отпаечных трансформаторов; дифференциально-фазная защита линий; избиратель поврежденной фазы.

**Аварийные микропроцессорные регистраторы.** Предприятием выпускаются две модели регистраторов - “Бреслер-0105” и “Бреслер-0106”. Обе модели в основном аналогичны по возможностям и различаются главным образом конструктивным исполнением терминалов. За последние два года регистраторы получили как аппаратное, так и программное развитие.

Наиболее массовое использование регистраторов - подстанции с напряжением 110 кВ, где, как правило, 4 аналоговых входа (из 16) используются для контроля 4-х напряжений системы шин, а остальные 12 – для токов 3 или 4 линий. Как показывает опыт эксплуатации в этом случае достаточно 32 регистрируемых дискретных сигналов. Поэтому основное исполнение регистратора модели “Бреслер-0105” имеет 32 дискретных входа. В тоже время, на линиях более высокого класса напряжений, с большим количеством сигналов системной автоматики, порядка 30...40 регистрируемых дискретных сигналов необходимо на одну линию. Поэтому модель “Бреслер-0106” имеет 72 дискретных входа. Появилось исполнение регистратора “Бреслер-0105” с увеличенным до 80 количеством дискретных сигналов. Модернизация ранее выпущенных регистраторов, с целью расширения количества дискретных сигналов, может быть выполнена непосредственно в эксплуатации. Для этого требуется лишь замена одного (в регистраторе их два) блока дискретных сигналов, предназначенного для ввода 16 сигналов, на новый, выполняющий ввод 64 сигналов. Чтобы опросить такое количество сигналов через 16 клемм, используемых замененным блоком, на панели, в которой смонтирован регистратор, устанавливается дополнительный диодный коммутатором.

Появилась возможность увеличения с 600 до 1200 Гц частоты дискретизации регистрируемых сигналов. Хотя для многих задач, такое увеличение частоты дискретизации представляется излишним. Увеличение частоты дискретизации в 2 раза автоматически увеличивает вдвое длину аварийных файлов; увеличивается время передачи файлов по локальной сети и E-mail – возрастает вероятность ошибок при передаче; приходится хранить более длинные файлы и т. д. 600 Гц - достаточно для хорошего измерения не только стационарных, но и переходных процессов. Об этом свидетельствует тот факт, что по этим осциллограммам считаются сложные прецизионные алгоритмы ОМП на более чем 400 линиях, обслужи-

ваемых программой ОМП “Disan”. Однако, многим пользователям умозрительно кажется, что чем больше точек сняли, тем точнее нарисуем кривую сигнала. Поэтому, осциллограф, имеющий более высокую частоту дискретизации, они воспринимают как более совершенный, что не совсем верно.

В программу работы терминала, кроме функций регистрации, добавлены два блока аварийной сигнализации: о витковых замыканиях в первичных измерительных трансформаторах напряжения и о неполнофазном режиме линии. Для данных блоков устанавливаются отдельные выходные реле.

Появилась новая версия программы просмотра и анализа осциллограмм работающая под управление ОС Windows и имеющей значительно более широкие возможности. В частности, она позволяет: одновременно синхронно просматривать несколько осциллограмм, в том числе и с различных регистраторов; выводить на одной оси различные сочетания аналоговых и дискретных сигналов; формировать любое количество виртуальных каналов; строить годограф изменения сопротивления в пределах аварийного файла и многое другое.

Доработано сетевое программное обеспечение регистраторов в части автоматической отправки по E-mail аварийных файлов, формирования графиков нагрузки, суточных ведомостей, экспресс протоколов аварии. Теперь регистраторы могут работать в одной сети не только с защитами “Бреслер-XXXX”, но и с защитами производства ABB - SPAC 800, REL5XX.

Регистраторы имеют кроме автономного и панельное исполнение. В панели устанавливаются один или два терминала, ряды клемных колодок, испытательные блоки, указательные реле и другая коммутационная и сигнальная аппаратура.

**Адаптивная защита дальнего резервирования “Бреслер-0301”.** Защита устанавливается на головном конце линии электропередач, имеющей отпайки и выполняет селективное отключение линии при междуфазных и трехфазных КЗ в силовых отпаечных трансформаторах и на стороне их низшего напряжения.

Принцип действия защиты основан на развитии методов определения расстояния до места повреждения (ОМП) и умении пересчитывать токи и напряжения, наблюдаемые на головном конце линии, в любую ее точку. Защита имеет набор уставочных характеристик, соответствующих конкретной отпайке и режиму работы линии. Выбор требуемой для данного повреждения уставочной характеристики выполняется автоматически после определения поврежденной отпайки.

Одна из основных проблем, сдерживающих широкое использование данной защиты – отсутствие опыта проектирования особенно в части формирования уставочных характеристик. Для решения этой задачи имеется специальная программа формирования уставочных характеристик, оперирующая с имитационными моделями линии электропередач в различных режимах.

Кроме функций непосредственно защиты терминал выполняет функции аварийного регистратора линии, аналогичного регистраторам, выпускаемым НПП “Бреслер”.

Конструктивно защита выполнена на том же микропроцессорном терминале, что и аварийный регистратор “Бреслер-0106”.

**Дифференциально-фазная защита линий “Бреслер-0401”** – разработана с участием АВВ-Автоматизация (Чебоксары). Защита является универсальной и может быть адаптирована (skonфигурирована) для линий всех классов напряжения. В базовую программу защиты включены измерительные органы, характерные для всех известных разновидностей дифференциально-фазных защит. Кроме того, использованы новые решения, позволяющие получить оптимальные соотношения между точностью и быстродействием выделения аварийных составляющих процесса. Взаимосвязь измерительных органов свободно программируется непосредственно в терминале защиты.

Для реализации функций дифференциально-фазной защиты создан новый микропроцессорный терминал. Структура терминала достаточно типична на настоящий момент времени. Она включает: сигнальный процессор для предварительной обработки аналоговой информации; HOST процессор – как центральное ядро и периферийные контроллеры. Последние обеспечивают: человеко-машинный интерфейс, т. е. обслуживание блока индикации и клавиатуры терминала; межмашинный обмен по последовательным каналам связи; синхронизацию терминала по системе GPS. Терминал выполнен в конструктиве 19” ЕВРОМЕХАНИКА, ширина cassette определяется количеством установленных плат ввода/вывода.

**Избиратель поврежденной фазы “Бреслер-0501”.** По инициативе и при участии АВВ-Автоматизация (Чебоксары), на основе модуля фазовой селекции дифференциально-фазной защиты “Бреслер-0401”, разработано отдельное микропроцессорное устройство, использующиеся для выбора поврежденных фаз в режимах автоматического повторного включения совместно с существующими устройствами дистанционной защиты. Все ранее имеющиеся алгоритмы избирателей поврежденных фаз не используют предоставляемую им информацию в полной мере и, как следствие, необходимого качество фазовой селекции остается недостижимым. Разработанное НПП “Бреслер” устройство оптимально использует весь объем доступной информационной базы и обладает высокой селективностью при повреждениях с высокоомными переходными сопротивлениями.

Устройство использует универсальный алгоритм фазовой селекции, позволяющий воспринимать различные объемы входной информации без какого-либо изменения своей внутренней структуры. В тех режимах, когда информация о предшествующем режиме является доступной, информационную базу алгоритма составляют фазные токи текущего и предшествующего режима. Однако, при первом включе-

нии используются только наблюдаемые фазные токи и напряжения текущего режима. Таким образом, имеется две группы внутренних уставок (уставочных характеристик) алгоритма, предназначенных для работы селектора в вышеуказанных режимах. Каждая группа уставок имитирует работу алгоритма в многомерном уставочном пространстве, что позволяет наиболее полно использовать имеющуюся информацию о повреждении. При использовании информации о предшествующем режиме чувствительность алгоритма ограничивается только лишь чувствительностью внешнего пускового органа, при работе с сокращенной информационной базой (режим первого включения) алгоритм обладает чувствительностью к замыканиям с переходными сопротивлениями до 60 Ом. В обоих случаях достигается абсолютная селективность алгоритма фазовой селекции.

Конструктивно избиратель выполнен на базе того же микропроцессорного терминала, что и дифференциально-фазная защита ЛЭП.

## **РАБОТЫ, ПРОВОДИМЫЕ ЛАБОРАТОРИЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ОАО ВНИИЭ.**

**А.И.Левинуш, зав. лабораторией РЗ ОАО ВНИИЭ**

Лаборатория релейной защиты ОАО "ВНИИЭ" в настоящее время проводит следующие работы:

1. Разработка органа контроля погасания дуги и успешности включения при ОАПВ линии.
2. Разработка защиты СВН от повышения напряжения для системообразующих сетей 500кВ и выше.
3. Защита генератора работающего на сборные шины от однофазных замыканий на землю обмотки статора и от двойных замыканий с одной точкой в генераторе (Защита выполнена на аналоговой элементной базе).
4. Разработка микропроцессорной защиты генератора по п.3.
5. Заземляющие устройства (блоки) для повышения надежности заземления валов турбоагрегатов ЗБ-1М и ЗБ-1Б.
6. Исследование и разработка алгоритмов и микропроцессорного устройства выполняющего функции сигнализации и защиты при однофазном замыкании на землю в кабельной электрической сети 6-10кВ.
7. Разработка устройства непрерывного контроля состояния изоляции подшипников и заземления валов турбоагрегатов (УКИПЗВТ).
8. Исследование погрешностей трансформаторов тока нулевой последовательности 6-10кВ.
9. Блок к защитах серии ДФЗ, предотвращающий их излишнюю работу при отключении внешних КЗ типа БФВКЦ.
10. Блок к защите ПДЭ-2003, предотвращающий ее ложную работу в цикле ОАПВ типа ДБЦ-1.
11. Разработка селективной защиты от замыкания на землю статора генератора блока генератор-трансформатор, при подключении собственных нужд на ответвлении от блока через реактор.
12. Разработка проблемы передачи сигнала дифзащиты ЛЭП по цифровым каналам связи с использованием ВОЛС.
13. Разработка мероприятий по повышению надежности работы защиты от замыканий на землю турбогенераторов.

Тел./факс 113-5981, 962-8714

## **УСТРОЙСТВО ИМПУЛЬСНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ**

**В.Ф.Лачугин, ОАО «ЭНИН им. Г.М.Кржижановского»**

Устройство, реагирующее на токи и напряжения переходного процесса при замыканиях на землю, предназначено для селективной защиты - сигнализации или отключения – при замыканиях на землю в воздушных и кабельных сетях напряжением 6-35 кВ независимо от режима работы их нейтрали. Устройство обеспечивает защиту как от устойчивых, так и от неустойчивых замыканий.

Принцип действия устройства защиты основан на контроле направления распространения токов и напряжений переходного процесса, возникающих при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) на линиях, секциях шин, токопроводах и распространяющихся к концам этих присоединений (пунктам установки защиты).

Контроль основан на сравнении и запоминании первоначальных соотношений знаков тока  $3i_0$  и напряжения  $3U_0$  в месте замыкания импульсным органом направления мощности. При совпадении знаков фиксируется ОЗЗ в защищаемом направлении, при несовпадении - внешнее ОЗЗ. Факт замыкания

контролируется срабатыванием пускового органа, реагирующего на величину установившегося напряжения  $3U_0$ .

Прототипом данного устройства является устройство импульсной защиты от замыканий на землю типа ИЗС-М, разработанное совместно ЭНИН им. Г.М.Кржижановского и Рижским заводом «Энергоавтоматика» в 1990-1991 гг. Образцы этого устройства находятся в промышленной эксплуатации на кабельных линиях 35 кВ Невинномысской ГРЭС. За время эксплуатации с 1992 г. по настоящее время ОЗЗ имели место практически на каждой из защищаемых линий, и при этом во всех без исключения случаях ОЗЗ устройства защиты ИЗС-М срабатывали правильно. Не отмечено также ни одного случая ложных или излишних срабатываний устройства.

При осуществлении защиты от замыкания на землю блока генератор-трансформатор устройствами, реагирующими на гармонические составляющие, имеется заинтересованность ряда электростанций в обеспечении селективности определения замыкания на землю в ошиновке и токопроводе блока. Для этих целей может быть использовано устройство импульсной защиты от замыканий на землю, подключаемое к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения на выводах генератора с ориентацией полярности импульсного органа направления мощности в зону ошиновки и токопровода. В этом случае ОЗЗ в зоне между генератором и трансформатором определяется одновременным срабатыванием импульсной защиты и защиты, реагирующей на гармонические составляющие, а ОЗЗ в зоне между выводами и нейтралью генератора - срабатыванием защиты на гармонических составляющих.

Устройство с импульсным органом направления мощности может быть также использовано и непосредственно для защиты обмотки статора генератора от замыканий на землю. Цепи тока и напряжения устройства должны быть подключены к ТТ и ТН на выводах генератора, но с ориентацией полярности в направлении генератора. Для обеспечения чувствительности при ОЗЗ вблизи нейтрали генератора пуск импульсной защиты должен дополнительно осуществляться от защиты, реагирующей на гармонические составляющие.

#### Технические характеристики

- Порог срабатывания импульсного органа направления мощности

по току  $I_0$ ..... (0,05 ± 0,01) А  
по напряжению  $3U_0$ .....(1,0 ± 0,2) В

- Порог срабатывания пускового органа  
напряжения  $3U_0$  ..... (15 ± 2) В
- Собственное время срабатывания ..... не более 60 мс  
(предусмотрена дополнительная задержка для  
отстройки от кратковременных замыканий на 1-2 с)
- Рабочий диапазон температур устройства .....от -40° С до +60°С
- Габариты.....150x245x235 мм
- Масса.....около 4 кг

#### Цепи тока устройства подключаются:

к трансформатору тока нулевой последовательности защищаемого присоединения или в нулевой провод трансформатора тока трех фаз защищаемого присоединения (для присоединений с трансформаторами тока только в двух фазах требуется установка трансформатора тока в третьей фазе).

#### Цепи напряжения подключаются:

к соединенным в разомкнутый треугольник вторичным обмоткам трансформатора напряжения самого присоединения или секции шин, к которой подключено присоединение;

при отсутствии этих обмоток - к общей точке трех конденсаторов (емкостью 4-10 мкФ), соединенных в звезду и подключенных к фазным вторичным обмоткам тех же трансформаторов напряжения, и нейтрали этих обмоток.

Устройство защиты снабжено тестовым контролем, позволяющим определять работоспособность цепей устройства при имитации расчетных параметров его функционирования.

Питание оперативных цепей устройства защиты осуществляется от сети переменного тока 50 Гц напряжением 220 В или 100 В.

Предлагаемое устройство защиты от замыканий на землю испытано и внедрено в Казанских электрических сетях Татэнерго и Октябрьских электрических сетях Мосэнерго.

В 2000 г. устройство защиты от замыканий на землю УЗС-01 принято межведомственной комиссией и рекомендовано к постановке на производство и к применению в системе электрических сетей России.

#### Устройство защиты имеется в свободной продаже.

Разработчики: ОАО «ЭНИН им. Г.М.Кржижановского» и НПП «Энергосоюз» (г. Казань).

## **АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ДЛЯ ИНЖЕНЕРОВ СЛУЖБ РАСЧЕТОВ УСТАНОВКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35-750КВ С НЕОГРАНИЧЕННЫМ ЧИСЛОМ УЗЛОВ.**

**Назначение и возможности:**

Автоматизированное рабочее место служб расчетов уставок релейной защиты ОДУ и энергосистем – АРМ СРЗА – это новый программный продукт, который разрабатывается в графической среде WINDOWS. АРМ СРЗА является логическим продолжением программного обеспечения комплекса ТКЗ-3000 и имеет взаимную связь с его математической моделью.

Настоящая версия АРМ СРЗА Версия 4.0 состоит из двух компонент:

- Графический редактор схем замещения электрической сети;
  - Программа расчета электрических величин при повреждениях сети.
- Диалоговый интерфейс непосредственно на графическом изображении сети.  
Расширенный – профессиональный интерфейс

**Графический редактор.**

Графический редактор АРМ СРЗА позволяет создавать математическую модель сети двумя способами:

- непосредственно в процессе вычерчивания сети на экране монитора;
- задавая информацию в табличном виде.

АРМ СРЗА и ТКЗ-3000 имеют возможность взаимного преобразования моделей сетей (в пределах ограничений, предъявляемых к математической модели сети комплексом программ ТКЗ-3000).

Математическая модель АРМ может иметь неограниченное число изображений сети. В зависимости от назначения задачи пользователь может представлять сеть в удобном для использования виде. При этом изображение сети можно иметь как для всей сети в целом, так и в виде отдельных фрагментов, например в виде сетевых районов. Любое изображение сети или любая его часть может быть выведена на любой принтер. Объем выводимой информации на чертеж регулируется пользователем.

Табличное сопровождение сети позволяет информацию по прямой, нулевой и обратной последовательностям размещать в одной таблице, а так же дает возможность вводить и корректировать наименования узлов и элементов. Параметры взаимной индукции являются расширением параметров таблицы ветвей. Сетевые параметры из таблицы непосредственно выводятся на графическое изображение сети. Кроме этого имеется большое количество возможностей фильтрации необходимой информации. Это дает пользователю дополнительные возможности для анализа.

В составе графического редактора схем замещения электрических сетей реализован универсальный редактор для нанесения на чертеж сети различных текстов, таблиц и рисунков, состоящих из отрезков линий, дуг и окружностей.

**Программа расчета электрических величин при повреждениях сети.  
Диалоговый интерфейс.**

Программа позволяет:

- производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;
- формировать протокол произведенных расчетов автоматически или по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;
- производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;
- точно учитывать ветви с нулевыми сопротивлениями(выключатели). При этом число их не ограничено, и эти ветви могут образовывать замкнутые контура;
- производить расчет для любого однократного и любого сколь угодно сложного вида повреждения сети, в том числе и с учетом нагрузочного режима;
- производить расчет электрических величин при повреждениях сети сразу для всех элементов сети.

В составе программы имеется подсистема графической интерпретации электрических величин, в состав которой входит калькулятор для работы с комплексными числами. Эти числа могут задаваться в виде векторов на координатной плоскости, в полярной и алгебраической форме.

Расширенная(профессиональная) форма задания на расчет, кроме традиционных средств описания мест замеров, электрических величин, мест и видов повреждений, описания коммутаций в сети имеет встроенные средства программирования различных формул для получения необходимых для анализа значений.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающимися проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

**Технические характеристики:**

- Моделирование сети теоретических ограничений не имеет;
- Обозначение узлов сети имеет пятисимвольный алфавитно-цифровой код;
- Максимальное количество ветвей в одной группе ветвей с взаимной индукцией – 30;



- В полном объеме программа требует 5 Мб памяти на жестком диске;
- Для функционирования программы *желательна* IBM совместимая ПЭВМ не ниже Р-III 350 с операционной системой WINDOWS не ниже 98 с памятью 128 Мб;
- Монитор 17 дюймов.
- лазерный или струйный цветной принтер.

г. Новосибирск 630077, а/я 330, ПК БРИЗ, т. 46-25-93,  
e-mail: [tkz3000@mail.ksn.ru](mailto:tkz3000@mail.ksn.ru)

## РЕЗЕРВНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Всеволод Георгиевич Гловацкий,** кандидат тех. наук  
**Геннадий Николаевич Дмух,** Компания „Энергомашвин”  
**Ярослав Ильич Мацелюх,** Компания „Энергомашвин”

Отказ защит трансформаторов (установленных на ответвлениях от ВЛ) их выключателей или короткозамыкателей приводит обычно к такому их повреждению, которое требует значительных затрат на ремонт. Для обеспечения ближнего резервирования защит трансформаторов и их коммутационных аппаратов компанией «Энергомашвин» разработано и освоено в серийном производстве двухтактное устройство МТЗ типа РЗТ. Питание цепей РЗТ и отключающих конденсаторов осуществляется только от вторичных цепей ТТ. В схеме отключения используются конденсаторы фирмы PHILIPS емкостью 100 мФ и гарантированным сроком службы не менее 25 лет.

Конструкция РЗТ предполагает ее установку непосредственно вблизи коммутационного аппарата, что повышает эффективность резервирования и может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от - 40°С до + 50°С.

Устройство состоит из:

- § двухфазной максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой выдержкой времени и двумя выходными элементами со степенью селективности между ними – 0,4 с;
- § блока конденсаторов, разряд которых по сигналу от МТЗ обеспечивает отключение отделителя (выключателя) и включение короткозамыкателя со степенью селективности - 0,5 с;
- § циклического элемента заряда-переключения конденсаторов (многократный, до исчезновения тока от ТТ, разряд на катушку отключения);
- § четырех силовых диодов для разделения цепей релейной защиты трансформатора и устройства РЗТ;
- § элемента контроля исправности и тестового опробования работоспособности.

### Характеристики

Диапазон входных токов в зависимости от схемы включения, А	1 – 4,15 и 4 - 16,6
Дискретность уставки тока срабатывания, А: для диапазона 1 - 4 для диапазона 4 - 16,6	0,05 0,2
Диапазон уставок времени, с	2,0- 17,5
Дискретность уставки времени, с	0,5
Входное сопротивление при входном токе 5 А не превышает, Ом	0,8
Минимальное значение тока, необходимого для заряда блока конденсаторов, А	0,75
Потребляемая мощность по цепям питания в режиме заряда конденсаторов при токе 5 А, ВА, не более	15
Коэффициент возврата	0.85
Время возврата, не более, мс	200
Устройство выдерживает без повреждений, А: длительно входной ток на протяжении 1 ч входной ток на протяжении 8 с входной ток	6 7,5 100
Габаритные размеры, мм (ШхВхГ)	245x367x100
Масса, кг	5
Относительная погрешность тока срабатывания и выдержки времени во всем рабочем диапазоне температур, %	± 10

По предложению Луганскоблэнерго в устройство введен второй отключающий элемент (для действия на короткозамыкатель или выключатель низкой стороны) и многократное срабатывание.

Четырехлетний опыт внедрения (установлено более 250 устройств) показал высокую эффективность их применения. Внедрение устройств рекомендовано Советом по РЗА Минтопэнерго Украины.

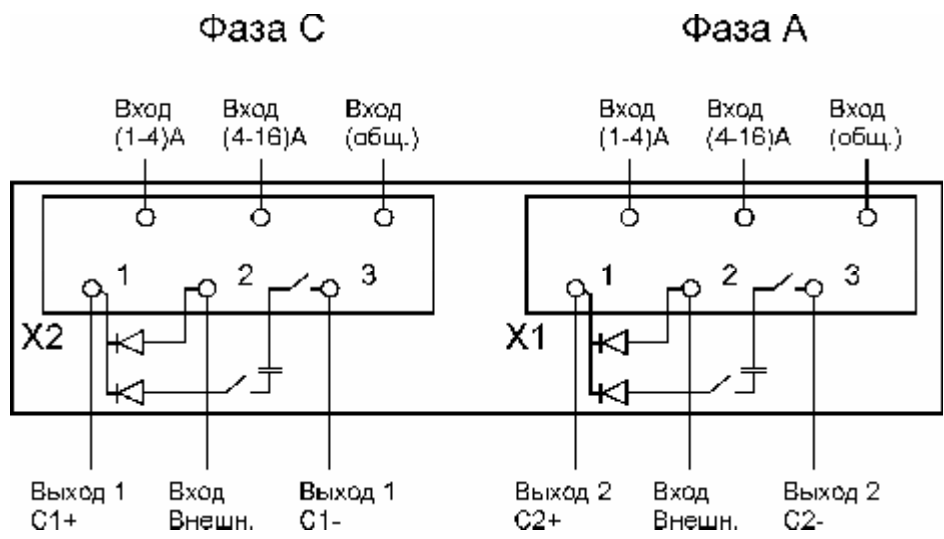
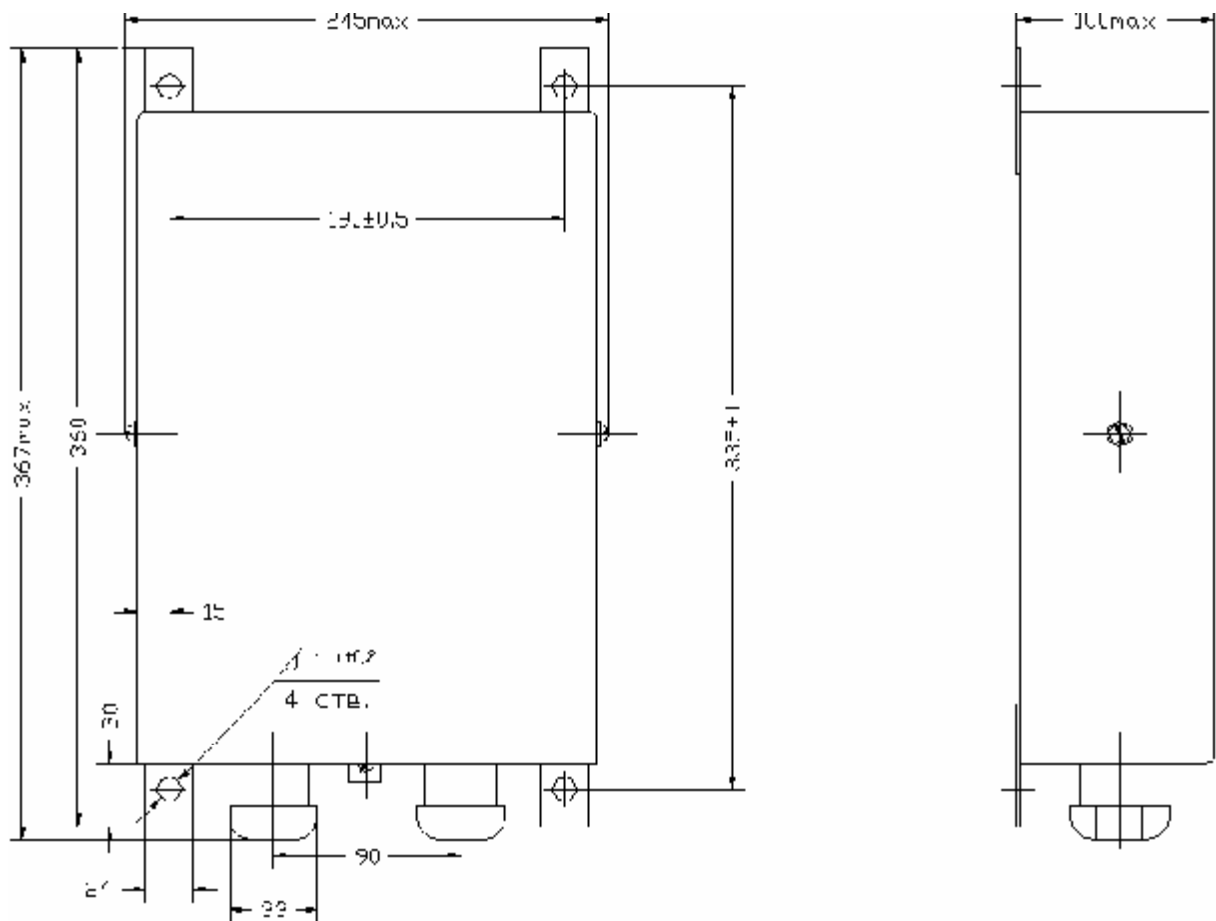


Схема подключения РЗТ



Габаритные размеры РЗТ

**Справки: Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM PCB):**

Россия, 125083, Москва, а/я 77.  
 Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”  
 Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48  
 Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)  
 E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ ЛЭП

О.Н. Григорьев, В.А. Ефремов, В.Н. Козлов, Ю.Я. Лямец, Н.В. Подшивалин, НПП «Бреслер»  
Г.С. Нудельман, ООО «АББ Автоматизация», г. Чебоксары

В НПП «Бреслер» разработан и создан опытный образец микропроцессорной дифференциально-фазной защиты (МП ДФЗ). Данное устройство защиты с абсолютной селективностью универсально и может быть адаптировано к линиям всех классов напряжений. В устройстве заложены различные функции, характерные для современных терминалов релейной защиты, которые могут быть включены в защиту по желанию заказчика.

Аппарат релейной части полукомплекта ДФЗ реализован в кассете габарита европейского стандарта, имеет стандартный шестикнопочный человеко-машинный интерфейс. Два последовательных порта устройства позволяют одновременно поддерживать связь с иерархической структурой ПС и подключать компьютер непосредственно к устройству. При создании аппаратной части ДФЗ были учтены, критически проанализированы и применены все современные идеи, используемые при создании аналоговых устройств.

Структура аппаратной части микропроцессорных устройств релейной защиты (МП УРЗ) в настоящее время устоялась и практически одинакова у всех основных фирм-производителей УРЗ. Основные особенности представленной защиты заключаются в реализованных алгоритмах. В разработке ДФЗ НПП «Бреслер» применен ряд новшеств в алгоритмах фильтрации, измерительных органах, логике защиты.

Фильтрация. Выделение основной гармоники электрических величин предполагает решение двух противоречивых задач: обеспечение достаточной точности при минимальном времени обработки переходных процессов. Проблема решена путем использования частотно-независимых фильтров и введения в каналы фильтрации специального «арбитра», выбирающего оптимальный вариант фильтрации как для фазных величин, так и для симметричных составляющих.

Измерительные органы (ИО) ДФЗ. В разработанной МП ДФЗ присутствует весь спектр токовых ИО, реагирующих на фазные токи  $i_\phi$ , линейные токи  $i_L$ , их симметричные  $i_1, i_2, i_0$  и аварийные составляющие  $i_{ав}$ . Это связано с тем, что в условиях существенных погрешностей измерительных и промежуточных передаточных цепей при разных видах КЗ не все органы работают удовлетворительно. К тому же учитывалось и широкое разнообразие ЛЭП, где возможно применение защиты. Добавлены еще и комбинированные ИО, например  $i_2 + i_0$ , предназначенные в основном для повышения чувствительности устройства при двухфазных замыканиях на землю.

Анализ информационных параметров различных КЗ показывает, что основное представление об аварии дают два тока:  $i_2$  - несущий информацию обо всех видах несимметричных КЗ - и  $i_{1ав} = i_1 - i_{1пр}$  - содержащий информацию обо всех видах КЗ и аномальных режимах. Если в сети возможна длительная несимметрия (неполнофазный режим, мощная однофазная/двухфазная нагрузка, например, мощные сталеплавильные печи или тяговая нагрузка), то вместо  $i_2$  используется  $i_{2ав} = i_2 - i_{2пр}$ . При КЗ, коммутациях или иных возмущениях наряду с основной гармоникой в сети присутствуют свободные составляющие, которые вносят искажения результаты фильтрации величин аварийных составляющих. Обязанность ИО при внешних замыканиях сохранять свое состояние в течение длительного времени еще более повышает ответственность фильтров  $i_{1ав}, i_{2ав}$ . При использовании аварийных составляющих также учтена их способность вызывать срабатывание ИО при коммутациях линии. Опасность такого рода устранена блокировкой этих величин при низких уровнях токов прямой и обратной последовательностей текущего режима  $I_1$  и  $I_2$ .

Защита способна работать без привлечения цепей напряжения, однако для надежности срабатывания при трехфазных замыканиях предусмотрено реле сопротивления, характеристика которого может быть смещена в третий квадрант. В качестве дополнительной функции в устройство введен программный модуль защиты ответственных подстанций, включающий в себя три реле сопротивления с возможным контролем от реле направления мощности нулевой последовательности.

Измерительная часть органа манипуляции. Дифференциальные свойства защите придает орган манипуляции [1]. В существующих защитах ток манипуляции формируется в соответствии выражением  $i_M = i_1 + k_2 i_2 + k_0 i_0$ , где  $k_2, k_0$  - коэффициенты манипуляции, принимающие значения 0,2,4,6,8,10. Анализ показывает, что от тока  $i_0$  лучше отказаться, так как его фаза в месте наблюдения может ощутимо отличаться от фазы тока  $i_2$ . Кроме того, необходимо смягчить влияние тока  $i_1$ , чтобы он при тяжелом нагрузочном или асинхронном режиме не превысил уровня величины  $k_2 i_2$ .

Наилучшими в информационном плане были бы токи  $i_{1ав}$ ,  $i_{2ав}$ . Последний, как правило, значительно превосходит предшествующий сигнал  $i_{2пред}$ , и потому замена  $i_{2ав}$  на  $i_2$  не вызывает возражений. Иначе обстоит дело с прямой последовательностью  $i_1$ . Замена  $i_{1ав}$  на  $i_1$  может привести к отказу в срабатывании при КЗ в зоне. Возможным решением проблемы был бы манипулированный сигнал:  $i_M = i_{1ав} + i_2$ . Однако, кратковременное появление  $i_{1ав}$  может не обеспечить генерацию сигнала манипуляции на все время пуска защиты при трехфазных КЗ, а при включении на трехфазную закоротку и вовсе не обеспечить срабатывания.

$$\text{Компромиссное решение } i_M = i_1 + k_1 i_{1ав} e^{-t/\tau} + k_2 i_2.$$

В течение определенного времени, обусловленного максимальным временем отключения поврежденной ЛЭП с учетом работы защиты в каскаде и временем УРОВ, выдерживается условие

$$k_1 i_{1ав} e^{-t/\tau} + k_2 i_2 \geq i_1.$$

Для длинных ЛЭП СВН в сигнале манипуляции МП ДФЗ предусмотрена компенсация емкостного тока линии по известной схеме [2].

Логическая часть защиты. В соответствии с техническими требованиями на разработку МП ДФЗ, время срабатывания защиты при КЗ в защищаемой зоне не должно превышать 40 мс. При тех же условиях время срабатывания ДФЗ-201 составляет 55-60 мс [3]. Чтобы обеспечить заданный диапазон уставок, при разработке МП ДФЗ была изменена структура логической части защиты. Однополупериодная схема сравнения токов при наихудших углах включения на КЗ не позволяет достичь времени срабатывания меньше 30 мс. Учитывая, что срабатывание выходных реле терминала составляет около 7 мс, необходимо обеспечить время срабатывания измерительных органов защиты, а также задержки в логической части не более 5 мс. В то же время для надежной селективной работы предлагается задерживать сигнал отключающих реле на 10-20 мс. При наличии же по концам линии полукомплектов защиты, выполненных на разной элементной базе, это время может возрасти до 100 мс и более. В разработанном варианте защиты время срабатывания ДФЗ при задержке отключающего сигнала не превышает времен, оговоренных в ТЗ на разработку МП ДФЗ. Этого удалось достичь благодаря специальной схеме подключения органа сравнения фаз (ОСФ), при котором отключающие сигналы контролируют выход ВЧ-приемника не только на входе, но и на выходе ОСФ.

Для ЛЭП СВН, оборудованных устройством пофазного управления выключателем, предлагается вариант МП ДФЗ с функцией ОАПВ. В этом устройстве использован новый селектор фаз, который позволяет с вероятностью, близкой к 1, определять поврежденные фазы и вид повреждения при всех видах КЗ независимо от режима сети. Селектор фаз в МП ДФЗ выполняет функции избирателей. Кроме того, в этом случае защита дополняется комбинированным реле тока и напряжения нулевой последовательности с быстрым срабатыванием и возвратом, характерным для устройства ОАПВ, а также токовой защитой неповрежденных фаз для защиты линии в цикле ОАПВ [4].

Селектор фаз позволил выполнить функцию отключения только одной поврежденной фазы при междуфазных замыканиях по обоим концам ЛЭП. В этом случае при неустойчивом повреждении короткое замыкание самоликвидируется, а ОАПВ восстанавливает нормальный режим работы энергосистемы. Устойчивое КЗ приводит к трехфазному отключению ЛЭП с двух сторон.

В целях исключения возможных перенапряжений при отключении или включении ЛЭП в МП ДФЗ предусмотрена возможность введения очередности включения поврежденной фазы по концам линии и очередность отключения неповрежденных фаз при неуспешном ОАПВ [5]. В этом случае защита дополняется измерительным органом, выявляющим успешность включения линии с другого конца.

#### Литература

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем.-М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. Якубсон Г.Г. Новое устройство компенсации емкостных токов линии в защите типа ДФЗ /работы в области релейной защиты и автоматики. Труды ВНИИЭ, вып. XXVI. М.: Энергия, 1966, с. 20-37.
3. Панели защитные типов ДФЗ 201-У4 и ДФЗ 201-Т4. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОБК.469.521. Издание 05.
4. Коржецкая Т.А., Левиуш А.И. Некоторые принципы выполнения резервной защиты защиты в цикле ОАПВ.-Электричество, 1978, №8, с.81-84.
5. Стрелков В.М., Фокин Г.Г., Якубсон Г.Г. Основные принципы выполнения многофункционального устройства АПВ ВЛ 1150 кВ. В кн. «Перенапряжение, конструкции и радиопомехи в электропередачах 1150 кВ.» Сб. научных трудов ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1984. с.61-66.

#### ИНФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ И СПОСОБОВ ИХ ЗАЩИТЫ

Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н., *Бреслер,*  
Нудельман Г.С., *АББ Автоматизация,*  
Zakonjšek Janez, *ABB Automation Technology Products, Vasteras, Sweden*

**Введение.** Направление, в котором развивается микропроцессорная релейная защита, связано с применением интеллектуальных алгоритмов и экспертных систем. От них ожидается более полное и эффективное использование информации, чем это имеет место в защитах традиционного исполнения. Применительно к релейной защите полнота использования информации есть не что иное как способность распознавать повреждения энергообъектов. Ставшая зримой проблема оценивания распознающей способности защиты имеет и другую сторону – оценивание распознаваемости повреждения при имеющейся информационном обеспечении. В отличие от распознавания – функции релейной защиты – распознаваемость есть физическое свойство объекта, указывающее предел повышения распознающей способности защиты.

**Постановка задачи.** Информационным анализом предлагается называть инструмент определения меры распознаваемости (анализ объекта) и меры распознавания (анализ защиты). В докладе рассматриваются некоторые положения информационного анализа. Отдельного рассмотрения заслуживает информационный синтез алгоритмов релейной защиты по критерию близости меры распознавания к мере распознаваемости.

Информационный анализ проводится в объектном пространстве отслеживаемого состояния объекта, задаваемого вектором  $\mathbf{x}_\alpha = [x_{f\alpha}, R_{f\alpha}, \mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}]^T$ , где  $x_{f\alpha}$  – координата места повреждения,  $R_{f\alpha}$  – переходное сопротивление,  $\mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}$  – вектор нормальных параметров. Мерой распознаваемости и, следовательно, показателем ценности имеющейся информации, служит размер той области объектного пространства, где существует принципиальная возможность отличить отслеживаемую ситуацию  $\alpha$  от альтернативных ситуаций  $\beta$ ; мерой распознавания – область, где защита реагирует на ситуацию  $\alpha$  и не реагирует на ситуацию  $\beta$ .

Информационный анализ объекта начинается с исследования абсолютной нераспознаваемости ситуации  $\alpha$ . Соответствующее условие

$$\mathbf{y}_\alpha(\mathbf{x}_\alpha) = \mathbf{y}_\beta(\mathbf{x}_\beta), \quad (1)$$

где  $\mathbf{y}$  – вектор информации о состоянии объекта, передаваемый релейной защите,  $\mathbf{x}_\beta$  – вектор имитационной модели альтернативных состояний. Исключая из системы  $n$  уравнений (1)  $n-1$  варьируемый параметр из состава  $\mathbf{x}_\beta$ , получаем функцию нераспознаваемости  $R_{f\alpha}(x_{f\alpha}, \mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}, \mathbf{x}'_\beta)$ , где  $\mathbf{x}'_\beta$  – оставшаяся часть вектора  $\mathbf{x}_\beta$ . Дальнейшая минимизация полученной функции по всем параметрам, кроме  $x_{f\alpha}$ , дает описание границы области распознаваемости на плоскости аварийных параметров

$$R_{f\alpha\text{суп}}(x_{f\alpha}) = \min_{\mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}, \mathbf{x}'_\beta} R_{f\alpha}(x_{f\alpha}, \mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}, \mathbf{x}'_\beta) \quad (2)$$

Зависимость (2) названа характеристикой распознаваемости, а граница области распознавания конкретной защиты – её собственной объектной характеристикой  $R_{f\alpha}(x_{f\alpha}) < R_{f\alpha\text{суп}}(x_{f\alpha}, \mathbf{x}_{\alpha\text{норм}}, \mathbf{x}'_\beta)$ .

**Имитационные модели объекта.** Особый интерес вызывают те модели, для которых удаётся найти аналитическое описание характеристик распознаваемости (канонические модели). Сравнительные испытания алгоритмов релейной защиты, а возможно, и самих изделий, целесообразно начинать именно с таких моделей. Например, для линий электропередачи множество моделей с точки зрения распознаваемости разделяется на три группы: однородные, неоднородные, с обходными связями (рис. 1).

Допустим, определяется распознаваемость места или зоны замыкания по результатам одностороннего наблюдения; наблюдатель располагает широкой информационной базой, т.е. известны комплексы токов и напряжений как в текущем, так и в предшествующем режиме. Отслеживаемый  $\alpha$  – режим – замыкание в месте  $x_{f\alpha}$ . Альтернативный  $\beta$  – режим – замыкание в любом другом месте  $x_{f\beta}$  (задача локации) или вне зоны (дистанционная защита).

**Абсолютная нераспознаваемость синусоидального режима.** Полную информационную базу защиты ЛЭП образует вектор  $\mathbf{V} = [\mathbf{V}_{pr}, \mathbf{V}_{pu}]^T$ , где "pr" и "pu" – индексы предшествующего и чисто аварийного режимов,  $\mathbf{V}_{pu} = \mathbf{V}_{ac} - \mathbf{V}_{pr}$ , "ac" – индекс текущего режима. Условие абсолютной нераспознаваемости  $\mathbf{V}_\alpha = \mathbf{V}_\beta$  разделяется на два

$$\mathbf{V}_{pr\alpha} = \mathbf{V}_{pr\beta}, \quad (3)$$

$$\underline{V}_{pu\alpha} = \underline{V}_{pu\beta}. \quad (4)$$

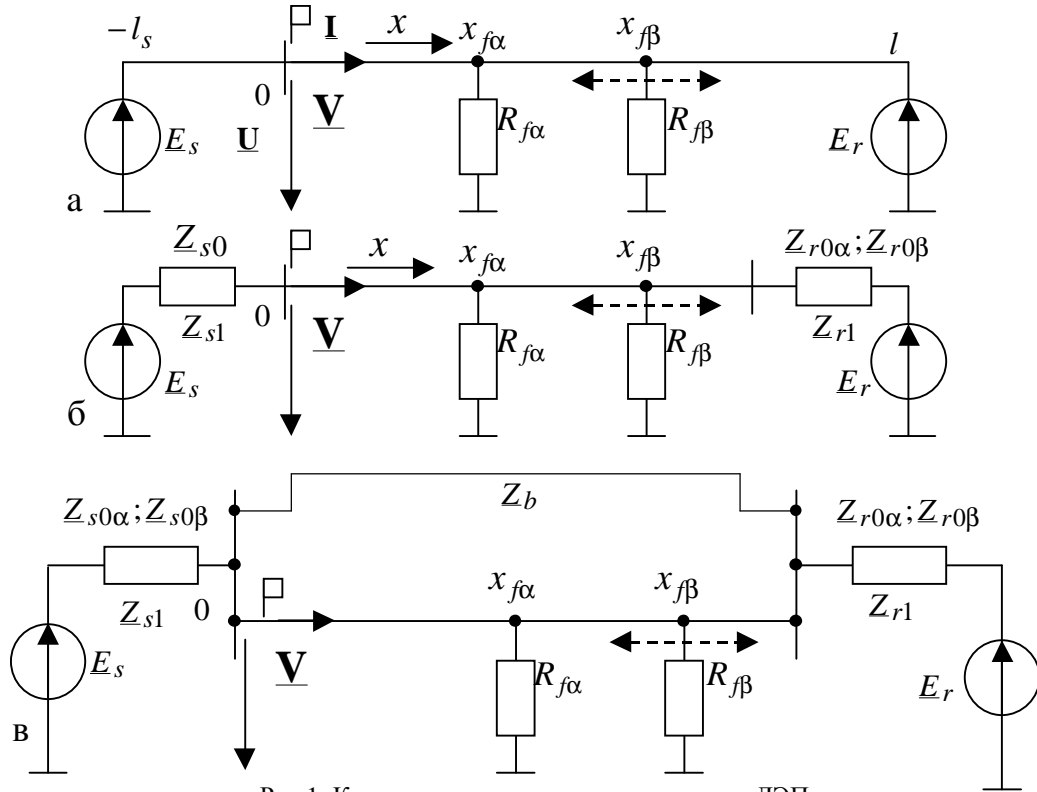


Рис.1. Канонические имитационные модели ЛЭП  
а – однородная, б – неоднородная, в – с обходной связью

Некоторые из условий (3), (4) могут быть удовлетворены уже на этапе подбора  $\beta$  - модели для заданной  $\alpha$ -модели. Идентичность нормальных параметров обеспечивает автоматическое выполнение равенства (3). Для моделей без обходных связей условие (4) может быть записано только для токов

$$\underline{I}_{pu\alpha} = \underline{I}_{pu\beta}, \quad (5)$$

а для напряжений последует за (5).

Если вид замыкания распознан (задача фазовой селекции), то применительно к симметричной модели из (4) удастся исключить некоторые из симметричных составляющих. Для однофазных замыканий останутся прямая и нулевая последовательности

$$\underline{I}_{pu1\alpha} = \underline{I}_{pu1\beta}, \quad (6)$$

$$\underline{U}_{pu1\alpha} = \underline{U}_{pu1\beta}, \quad (7)$$

$$\underline{I}_{0\alpha} = \underline{I}_{0\beta}, \quad (8)$$

$$\underline{U}_{0\alpha} = \underline{U}_{0\beta}. \quad (9)$$

а для междуфазных – только прямая. В моделях без обходных связей сохраняются только условия (6), (8), а в однородной модели, где коэффициенты токораспределения всех последовательностей совпадают, остаётся единственное условие (6). В итоге для схемы по рис. 1а получается следующая функция нераспознаваемости однофазного замыкания

$$R_f(x_f) = \frac{\text{mod}(2Z_1^0 + Z_0^0)(l_s + x_f)(l - x_f)}{3(l + l_s) \sin(\pi + \varphi_1^0 + \psi_{pr})} \left[ \frac{E_s \sin \varphi_{eq}}{Z_1^0(l_s + x_f)I_{pr}} - \sin(\varphi_{eq} - \psi_{pr} - \varphi_1) \right], \quad (10)$$

где  $\varphi_1 = \arg(Z_1^0)$ ,  $\varphi_{eq} = \arg(2Z_1^0 + Z_0^0)$ , - аргумент внутреннего сопротивления системы как эквивалентного генератора относительно места замыкания,  $Z_1^0$  и  $Z_0^0$  - удельные сопротивления прямой и нулевой последовательностей. Зависимость (10) близка к линейной и даёт следующую оценку верхней границы области распознаваемости

$$R_f(x_f^*) \approx \frac{1}{-3G_{s,pr,cup}} \left( 2 + \frac{X_0^0}{X_1^0} \right) \frac{1-x_f^*}{1+l_{scup}^*}, \quad (11)$$

где  $G_{s,pr} = \text{Re}(I_{pr} / \underline{E}_s)$ ,  $x_f^* = x_f / l$ ,  $l_s^* = l_s / l$ ,  $l_{s,cup}$  – наибольшая длина линии “за спиной”,  $G_{s,pr,cup}$  – параметр режима предельной передачи мощности в обратном направлении;  $X_1^0$ ,  $X_0^0$  – удельные реактивные сопротивления разных последовательностей.

**Объектные характеристики.** На рис. 2 приведена характеристика распознаваемости для однородной модели ЛЭП с параметрами  $\underline{Z}_1^0 = 0.1 + 0.4j$  Ом/км,  $\underline{Z}_0^0 = 0.25 + 1.2j$  Ом/км,  $l_{s,cup} = 31$  км,  $l = 16$  км, диапазоном изменения обеих линейных ЭДС  $E_{л} \in (59,85; 66,15)$  кВ и предельным током нагрузки линии  $I_{pr,cup} = 0,5$  кА. Характеристика 1 указывает для каждого места замыкания  $x_f$  предельное значение переходного сопротивления, до которого распознавание теоретически возможно. Особенность однородной модели заключается в том, что характеристика 1 обусловлена в равной степени альтернативным замыканием в любой точке  $x_{f\beta} \neq x_{f\alpha}$ . Поэтому для заданной зоны защиты  $l_z = 31$  км эта же характеристика указывает возможность отличить замыкание в зоне ( $x_{f\alpha} < l_z$ ) от замыкания вне зоны ( $x_{f\beta} > l_z$ ). Соответствующая часть характеристики показана на рис. 2 жирной линией.

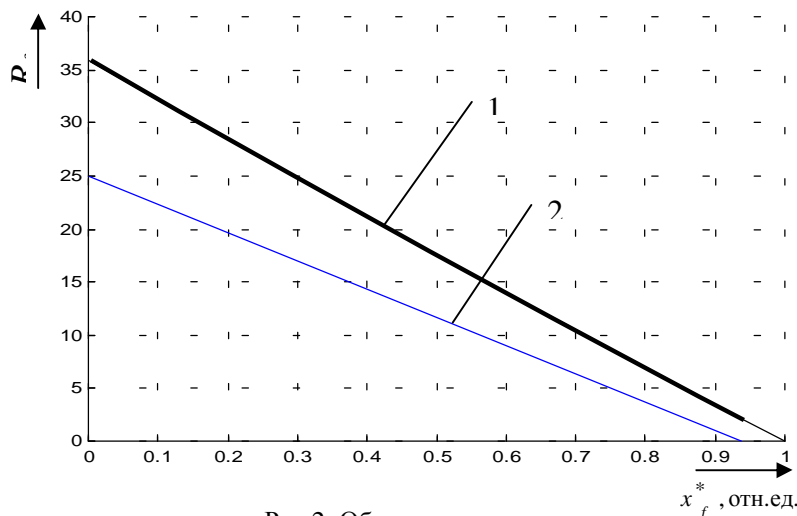


Рис.2. Объектные характеристики

1 – распознаваемости, 2 – распознавания зоны однофазного КЗ в однородной модели

Исследовательским центром Бреслер и шведской компанией ABB Automation Technology Products совместно разрабатываются алгоритмы и программы распознавания коротких замыканий в электрических системах. Особое внимание уделяется подходам, связанным с заданием областей срабатывания в многомерном уставочном пространстве и не уступающим по распознающей способности нейронным сетям или нечеткой логике. На рис. 2 показан результат распознавания зоны замыканий программой Set-Sell (разработчик инж. Е.Б. Ефимов).

**Влияние неоднородности.** Предположение, что  $\beta$ -модель идентична  $\alpha$ -модели по нормальным параметрам прямой последовательности, приводит как и прежде к автоматическому выполнению равенств (3) и (7). Если добавить равенство сопротивлений нулевой последовательности “за спиной”  $\underline{Z}_{s0\alpha} = \underline{Z}_{s0\beta} = \underline{Z}_{s0}$ , то (9) станет следствием (8). Остаются два условия нерасознаваемости (6) и (8), конкретизируемые для однофазного замыкания следующим образом

$$\underline{K}_{I1}(x_{f\alpha}) I_{f,sc}(x_{f\alpha}) = \underline{K}_{I1}(x_{f\beta}) I_{f,sc}(x_{f\beta}), \quad (12)$$

$$\underline{K}_{I0}(x_{f\alpha}) I_{f,sc}(x_{f\alpha}) = \underline{K}_{I0}(x_{f\beta}) I_{f,sc}(x_{f\beta}), \quad (13)$$

где  $\underline{K}_{I1}$ ,  $\underline{K}_{I0}$  – коэффициенты токораспределения прямой и нулевой последовательностей,  $\underline{I}_{f,sc}$  – любая симметричная составляющая в переходном сопротивлении ( $\underline{I}_{f,sc} = \underline{I}_f / 3$ ). Вытекающее из (12), (13) условие нераспознаваемости в форме соотношения между коэффициентами

$$\underline{K}_{I1}(x_{f\alpha})\underline{K}_{I0}(x_{f\beta}) = \underline{K}_{I0}(x_{f\alpha})\underline{K}_{I1}(x_{f\beta}),$$

доопределяет  $\beta$ -параметры

$$\underline{Z}_{r,eq0}(x_{f\beta}) = \frac{\underline{Z}_{eq0}(x_{f\beta})\underline{Z}_{s,eq0}(x_{f\beta})}{\underline{Z}_{s,eq0}(x_{f\beta}) - \underline{Z}_{eq0}(x_{f\beta})},$$

$$\underline{Z}_{eq0}(x_{f\beta}) = \underline{Z}_{s,eq0}(x_{f\beta}) \frac{\underline{Z}_{eq0}(x_{f\alpha})\underline{Z}_{s,eq1}(x_{f\alpha})\underline{Z}_{eq1}(x_{f\beta})}{\underline{Z}_{s,eq0}(x_{f\alpha})\underline{Z}_{eq1}(x_{f\alpha})\underline{Z}_{s,eq1}(x_{f\beta})},$$

где  $\underline{Z}_{s,eq}$ ,  $\underline{Z}_{r,eq}$  – эквивалентные сопротивления подсхем моделей левее и правее места замыкания.

Условия физической реализуемости  $\beta$ -модели  $\underline{Z}_{eq0} < \underline{Z}_{s,eq0}$ ,  $\underline{Z}_{eq0} < \underline{Z}_{r,eq0}$  дополняются принадлежностью граничного сопротивления  $\underline{Z}_{r0\beta}$  к заданному диапазону. Если все они выполняются в некотором месте  $x_{f\beta} \neq x_{f\alpha}$ , то абсолютная нераспознаваемость замыкания в  $x_{f\alpha}$  зависит от выполнения одного из равенств (12), (13). В результате определения функция нераспознаваемости

$$R_{f\alpha}(x_{f\alpha}, x_{f\beta}, \mathbf{x}_{norm}) = \frac{X_{eq}(x_{f\beta}) - mZ_{eq}(x_{f\alpha})\sin(\mu + \Phi_{eq}(x_{f\alpha}))}{m \sin \mu}, \quad (14)$$

$$\underline{M} = m \exp j\mu = \frac{\underline{K}_{I1}(x_{f\beta})\underline{U}_{f,pr}(x_{f\beta})}{\underline{K}_{I1}(x_{f\alpha})\underline{U}_{f,pr}(x_{f\alpha})},$$

$$\mathbf{x}_{norm} = [\underline{Z}_{s1}, \underline{Z}_{s0}, \underline{Z}_{r1}, \underline{Z}_{r0\alpha}, E_s, E_r]^T,$$

$\underline{Z}_{eq} = \underline{Z}_{eq} \exp j\Phi_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}$  – внутреннее сопротивление системы,  $\underline{U}_{f,pr}$  – предшествующее напряжение в месте будущего замыкания. Если формула (14) дает на множестве значений  $x_{f\beta}$ ,  $\underline{M}$ ,  $\underline{Z}_{eq}$  положительное значение  $R_{f\alpha}$ , то остаётся убедиться в реальности приведшего к нераспознаваемости альтернативного режима

$$R_{f\beta} = mR_{f\alpha} \cos \mu + mZ_{eq}(x_{f\alpha})\cos(\mu + \Phi_{eq}(x_{f\alpha})) - R_{eq}(x_{f\beta}) \geq 0$$

и провести минимизацию объектной характеристики по  $x_{f\beta}$  и  $\mathbf{x}_{norm}$ . Иллюстрация приведена на

рис. 3. Рассматривалась модель по рис. 16 с параметрами,  $\underline{Z}_1^0 = 0,4j$  Ом/км  $\underline{Z}_0^0 = 1,2j$  Ом/км, диапазоном независимого изменения ЭДС в пределах от 0,95 до 1,05 номинального напряжения, независимым изменением всех сосредоточенных сопротивлений в пределах от 0,4j Ом до 12,4j Ом и ограничением тока предшествующего режима уровнем 0,5 кА для номинального линейного напряжения 63кВ. Процедура минимизации вывела значения  $\underline{Z}_{s1}$  и  $\underline{Z}_{s0}$  на верхний край диапазона, а  $\underline{Z}_{r1}$  и  $\underline{Z}_{r0}$  – на нижний край. Также на нижнем крае оказались значения ЭДС. Результатом явилась объектная характеристика 1 на рис. 3. Рассмотрено влияние диапазона изменения сосредоточенных сопротивлений нулевой последовательности на распознаваемость замыканий. Для диапазона от 0,4j Ом до 6,4j Ом получена характеристика 2, а для диапазона от 0,4j Ом до 3,4j Ом – характеристика 3.

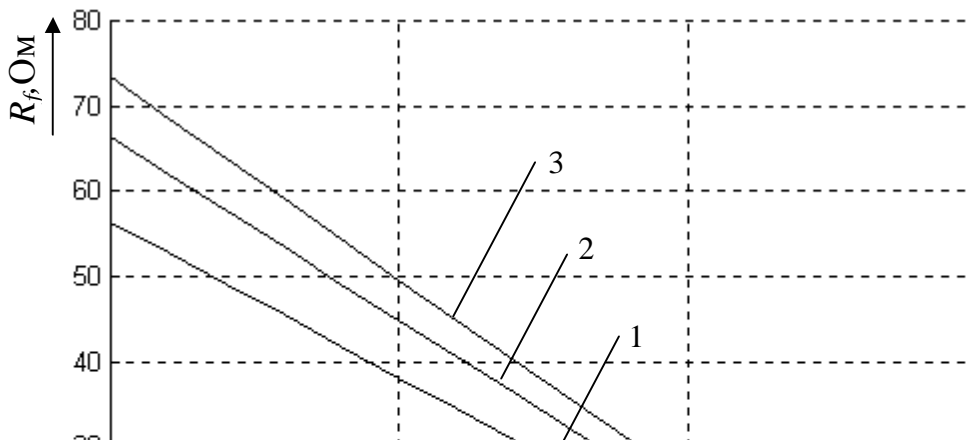




Рис.3 Объектная характеристика неоднородной модели

**Заключение.** Информационный анализ предоставляет критерии оценки распознаваемости замыканий и распознающих свойств алгоритмов защиты; объектные характеристики свидетельствуют о ценности имеющейся информации и о том, насколько удалось ею распорядиться.

#### Литература

1. Efremov V.A., Liamets Y.Y., Podshivalin N.V., Пjin V.A., Nudelman G.S. Program set for the analysis of disturbances and fault location in transmission lines DISAN/LOCATOR. – CIGRE, Study Committee 34, Colloquium and meeting, Florence, Italy Pref. Subj. 2. Paper 205, 1999.
2. Liamets Y., Efimov E., Nudelman G., Zakonjsek J. The Principle of Relay Protection Information Perfection - CIGRE, Study Committee 34, Colloquium and meeting, Sibiu, Romania, Pref. Subj. 1. Paper 112, 2001.
3. Liamets Y.Y., Efimov E.B., Efremov V.A., Пjin V.A., Pavlov A.O., Podshivalin N.V., Nudelman G.S., Zakonjsek J. Relay protection with extreme fault identification. Proceeding of the 12<sup>th</sup> International Conference on Power System Protection, Bled, Slovenia. 2000.
4. Лямец Ю.Я., Ильин В.А., Подшивалин Н.В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линии электропередачи - Электричество, 1996, №12
5. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Эволюция дистанционной релейной защиты. – Электричество, 1999, № 3
6. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О., Ефимов Е.Б., Законьшек Я. Распознаваемость поврежденных электропередачи. Ч.1. Распознаваемость места повреждения. – Электричество, 2001, №2. Ч.2. Общие вопросы распознаваемости поврежденных фаз. – Электричество, 2001, №3. Ч.3. Распознаваемость междуфазных коротких замыканий, 2001, №12.
7. Лямец Ю.Я., Ефимов Е.Б., Нудельман Г.С. Теория уставок. – Актуальные проблемы релейной защиты, М., Энергосетьпроект, 2001.

## УТОЧНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ДАННЫМ РЕГИСТРАТОРОВ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

А.Н. Алюнов, В.А. Бабарушкин, А.В. Булычев, *Вологодский государственный технический университет (ВоГТУ)*

Стремление повысить надежность электрических сетей и средств управления ими предъявляет более высокие требования к точности моделирования аварийных режимов и вызывает необходимость совершенствования технических средств вычислений.

Современные компьютерные системы позволяют реализовать достаточно совершенные алгоритмы вычислений, а точность моделирования процессов в этих условиях во многом определяется точностью и достоверностью исходных данных, основу которых составляют параметры моделей электрических сетей.

Применение цифровых регистраторов аварийных процессов в энергосистемах позволило получить значительное число записей параметров переходных процессов при коротких замыканиях (КЗ) и других технологических нарушениях в виде файлов регистрограмм. Эти файлы содержат достоверные данные, которые могут использоваться для уточнения параметров схем замещения электрических сетей, что позволяет повысить точность моделирования режимов электрических систем и способствует тем самым улучшению алгоритмов управления системой.

Одной из важных задач, решаемых в процессе эксплуатации электрических систем, является определение места повреждения (ОМП) линий электропередачи. Методы определения места повреждения основаны на зависимости между фиксируемыми в момент короткого замыкания параметрами аварийного режима (ток, напряжение) и параметрами элементов электрической сети (сопротивления) [1]. Например, при однофазном коротком замыкании расстояние до места повреждения определяется по формуле

$$L_{\text{КЗ}} = \frac{\text{Im}(\underline{U}_{\phi} / \underline{I}_0)}{\text{Im}[(\underline{I}_{\phi} + k \cdot \underline{I}_0 + k_m \cdot \underline{I}_{0m}) \cdot z_1 / \underline{I}_0]},$$

где  $\underline{U}_{\phi}$  и  $\underline{I}_{\phi}$  - вектора напряжения и тока поврежденной фазы;  $z_1$  - удельное сопротивление прямой последовательности линии;  $\underline{I}_0$  - вектор тока нулевой последовательности;  $k$  - коэффициент компенсации, зависящий от соотношения сопротивлений прямой и нулевой последовательности;  $\underline{I}_{0m}$  - вектор тока нулевой последовательности параллельной линии или сумма векторов токов нулевой последовательности нескольких параллельных линий;  $k_m$  - коэффициент взаимоиנדукции.

К основным факторам, которые могут приводить к погрешности моделирования режимов, в том числе и ОМП, относятся токи ответвительных подстанций, взаимоиנדукция электромагнитно связанных линий, неточность задания сопротивления нулевой последовательности трансформаторов и другие [2]. Сказанное подтверждается результатами анализа технологических нарушений в электрических сетях напряжением 110 - 220 кВ, выполненного кафедрой электроснабжения Вологодского государственного технического университета. При анализе использовалась информация, полученная с помощью регистраторов аварийных процессов и фиксирующих приборов ИМФ-3. Например, при рассмотрении регистрограммы короткого замыкания на линии электропередачи (ЛЭП) "Вологда-Ростилово" ОАО "Вологдаэнерго", результат ОМП регистратора составил 52,49 км, а фиксирующего прибора ИМФ-3 - 52,5 км. Действительное расстояние составляет 52,6 км. Отсутствие большого расхождения показаний приборов объясняется тем, что данная линия электропередачи однородна, не имеет отпаечных трансформаторных подстанций и взаимоиנדукции с другими линиями. В случае короткого замыкания на линии "Погорелово-Сокол", имеющей взаимоиנדуктивную связь с соседней линией, фиксирующий прибор показал 83,9 км, а регистратор - 72,47 км, при действительном расстоянии до места повреждения 74,9 км. Значительную ошибку при определении расстояния фиксирующим прибором можно объяснить упрощенным учетом взаимоиנדукции линии. Одним из приемов уточнения показаний фиксирующих приборов является дополнительная обработка их показаний с помощью компьютерной программы TransCor. Для этого необходимо представить действующие значения тока и напряжения на выходе ИМФ-3 в формате программы TransCor. Была разработана программа конвертации действующих значений токов и напряжений в файл формата Comtrade для представления их в виде осциллограмм аварийного процесса. Расчет расстояния до места повреждения с помощью программы TransCor показал, что при этом удастся получить более точное место повреждения. Для последнего рассмотренного случая полученное расстояние составило 73,27 км, по сравнению с первоначальным 83,9 км.

Сравнение результатов определения места повреждения (ОМП) с действительным расстоянием до места КЗ позволяет выявить некорректно заданные параметры схемы замещения электрической сети,

а также влияние токов ответственных подстанций на результат определения места повреждения по параметрам аварийных режимов.

Если наблюдается устойчивое несопадение расстояния до места повреждения, определяемое с помощью приборов и расчетов, с действительным расстоянием до места КЗ, то делается вывод о необходимости корректировки параметров линий. Параметры линий и трансформаторов могут быть уточнены путем вариантных расчетов с помощью программных комплексов для расчета токов короткого замыкания и определения места повреждения.

При исследовании аварийных процессов, с помощью цифровых регистраторов, приходится обрабатывать большое количество данных. С целью предварительной систематизации информации о технологических нарушениях в электрических сетях была разработана информационная база данных для ведения архива повреждений элементов электрических сетей. Основными источниками этой информации являются цифровые регистраторы, фиксирующие приборы, а также оперативно-выездная бригада, сообщающая реальное расстояние до места повреждения и его причину.

Представленная методика анализа аварийных режимов позволяет решить задачу уточнения моделей электрической сети на основе данных цифровых регистраторов аварийных процессов и фиксирующих приборов ИМФ-3.

При анализе информации о технологических нарушениях в электрических сетях целесообразно предварительно создавать упорядоченный архив повреждений элементов сетей с помощью разработанной информационной базы данных.

#### Литература

1. Айзенфельд А.И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А.И. Айзенфельд, Г.М. Шалыт - 2-е изд. перераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 160 с.
2. Айзенфельд А.И. Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110-750 кВ // Электрические станции. - 1998. - №7. - С. 60-63.

### ЦИФРОВАЯ АППАРАТУРА «УПК-Ц» ВЧ КАНАЛОВ РЗИА

**А.Г.Чирков** *«Научно-производственная фирма Прософт-Е»*

В связи с актуальностью замены устаревшего оборудования ВЧ каналов системы телеотключений службы релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗиА) перед специалистами научно-производственной фирмы «Прософт-Е» была поставлена задача разработки аппаратуры передачи команд противоаварийной автоматики по ВЧ каналам высоковольтных ЛЭП.

Имея согласованное с ОДУ Урала Техническое задание, группа разработчиков создала устройство «УПК-Ц». Благодаря применению сигнальных процессоров, контроллеров, ПЛИС и современной элементной базы «УПК-Ц» представляет собой качественно новый этап в развитии оборудования служб релейной защиты и автоматики.

Основное отличие аппаратуры «УПК-Ц» от традиционной заключается в том, что практически весь приемно-передающий тракт и логика обработки команд осуществляется программным образом. На аналоговых элементах реализованы лишь выходные каскады усилителя мощности передатчика, предварительный фильтр приемника и согласующие цепи.

При этом большое внимание было уделено выполнению требований по помехозащищенности, электромагнитной совместимости и электрической прочности, предъявляемой к подобной аппаратуре согласно соответствующим ГОСТ и МЭК. Техническое Задание согласовано со специалистами ВНИИЭ, ОДУ Урала и эксплуатационных служб МЭС.

В аппаратуре УПК-Ц соблюдены все требования по назначению:

- количество передаваемых команд – от 8 до 32;
- задержка передачи команды менее 30 мс;
- возможность транзита команд;
- полная согласованность входных и выходных ВЧ цепей при регламентированном вносимом затухании в канал вне рабочего диапазона частот;
- диапазон рабочих частот от 24 до 1000 кГц;
- энергонезависимое хранение информации о времени начала и окончании прохождения команд и аварийных событиях с точностью до 1 мс;
- ... и другие требования, содержащиеся в ТЗ.

Передатчик УПК-Ц функционально состоит из блока обработки команд и индикации, цифрового процессорного ВЧ блока, блока питания, блока клеммников и блока внешних подключений. Управляющие сигналы команд через входные развязывающие цепи поступают в блок обработки команд. Управляет записью и индикацией команд микроконтроллер ATME1 8515. Параллельно управляющие сигналы команд поступают в сигнальный процессор ADSP 2181, в котором реализован алгоритм обра-

ботки и передачи команд в виде одночастотного или двухчастотного кода в требуемом ВЧ диапазоне. В блоке внешних подключений объединены согласующие цепи и цепи сигнализаций.

Приемник УПК-Ц функционально состоит из цифрового процессорного ВЧ блока, блока обработки команд и индикации событий, блока питания, блока клеммников и блока внешних подключений. В цифровом блоке производится прием ВЧ сигнала, предварительная фильтрация, преобразование в групповой НЧ сигнал и выделение сигналов контрольной частоты и команд ПА. Управляющие сигналы команд в цифровом коде поступают в блок обработки команд, в котором также под управлением микроконтроллера события записываются в электронный журнал и индицируются на ЖК-дисплее. Принятые команды включают соответствующие управляющие цепи реле, имеющие двойную гальваническую развязку.

Алгоритм обработки ВЧ сигнала в цифровом блоке приемника сводится к следующему:

Высокочастотный ОБП сигнал поступает на вход квадратурного смесителя, где производится прямое однократное преобразование частоты. После оцифровки квадратуры сигналов поступают в сигнальный процессор. В процессоре имеются цифровые АРУ и АПЧ.

Преобразованный сигнал через цифровой полосовой фильтр и ограничитель поступает на входы узкополосных оптимальных цифровых линейных фильтров, настроенных на частоты команд и контрольные частоты. С выходов фильтров сигналы поступают на пороговый обнаружитель КЧ и сигналов команд. Задержка в обнаружителе в зависимости от установленного порога составляет 12-15 мс.

Таким образом в цифровом блоке реализуется система ШОУ. При этом широкая полоса составляет 4 кГц, а узкая – 25-35 Гц в зависимости от порога.

Вследствие более простого схемного решения выходных и входных цепей высокочастотного тракта, обусловленного цифровой обработкой сигнала, в аппаратуре УПК-Ц имеется возможность быстрой перестройки рабочего диапазона частот в пределах от 24 кГц до 1 МГц непосредственно в условиях подстанции программным путем с помощью персонального компьютера и переключением переключателей на платах без замены каких-либо элементов и блоков.

Первый комплект аппаратуры УПК-Ц с декабря 2001 года установлен и эксплуатируется в Нижневартовских электрических цепях на ЛЭП 220 кВ. В настоящее время завершается выпуск партии модернизированных устройств УПК-Ц.

Исходя из результатов испытаний, опытной эксплуатации, а также учитывая замечания и пожелания специалистов, доработаны схемы, ПО и конструкция устройства УПК-Ц. Благодаря этому аппаратура приобрела новые качества:

- 1) Применяемые в аппаратуре алгоритмы цифровой обработки сигналов позволили уплотнить спектр группового сигнала таким образом, что разнос тональных частот доведен до 50 Гц. Это позволило передавать до 32-х команд одночастотным или двухчастотным кодом в пределах канала шириной 4 кГц. Применение двухчастотного кода и специальная обработка контрольного сигнала позволили существенно повысить помехозащищенность приемника и обеспечить уверенный прием КС даже в сложной помеховой ситуации. При этом выполняются требования стандарта МЭК №834 по величине задержки при передаче команд.
- 2) Добавлены согласующие устройства на высокочастотный выход передатчика и ВЧ вход приемника, которые обеспечивают требуемое выходное сопротивление передатчика и входное сопротивление приемника и легко могут быть перестроены во всем рабочем диапазоне частот (24-1000 кГц).
- 3) Возможность изменения алгоритма обработки команд (одно или двухчастотные команды, их длительность, логика и т.д.) и параметров приемно-передающего тракта путем коррекции программного обеспечения.
- 4) В аппаратуре реализована функция постоянного контроля состояния высоковольтного канала путем посылки периодически затухающего тестового сигнала в передатчике и оценки в приемнике запаса по чувствительности от требуемых –26 дБ с точностью до 2 дБ. При этом аварийная сигнализация срабатывает не от снижения уровня входного сигнала, а при реальном ухудшении помеховой обстановки в канале. Наличие этой функции делает излишней установку и периодический контроль персоналом подстанции чувствительности приемного тракта и уровня мощности контрольной частоты, излучаемой передатчиком, хотя установка соответствующих контролирующих датчиков, предусмотрена.
- 5) Существенно упрощены схемы блоков обработки команд путем применения ПЛИС.
- 6) Количество блоков и деталей снижено до минимума. Как приемник, так и передатчик состоят каждый из 4-5 печатных плат включая блоки клеммников.
- 7) Значительно расширены возможности контроллера событий, который теперь не только регистрирует до 2000 событий, включая точное время начала и окончания команд с шагом 1 мс, но также управляет настройкой параметров системы, осуществляет постоянный контроль цепей выходов команд в приемнике, регистрирует аварийные ситуации и обеспечивает связь с ПК через последовательный порт. Таким образом, появилась возможность перестройки всех основных параметров (в том числе и рабочего диапазона частот) с помощью ПК или непосредственно кнопками на панели БОК.

- 8) Все временные характеристики сигналов команд и КС устанавливаются программным образом. Точность установки – 1 мс (минимально возможный шаг – 0.125 мс).
- 9) Скорость передачи сигналов телемеханики увеличена до 300 бод.
- 10) Установлен 4-х строчный ЖК-дисплей, на который выводится не только информация из журнала событий, но и параметры настройки системы, аварийные события и реальное отношение сигнал/помеха в канале (в приемнике).
- 11) В цепях выходов команд приемника введена слаботочная быстродействующая обратная связь. Это позволяет постоянно контролировать подключенные управляемые устройства и прохождение команд вплоть до замыкаемых сухих контактов реле без нарушения функционирования аппаратуры и появления ложных команд.
- 12) Реализована трансляция сигналов на промежуточном пункте канала при помощи приемника и передатчика с задержкой по времени не более 2мс.
- 13) Цепи ВЧ входа и выхода имеют трансформаторную развязку и защищены варисторами. Также защищены варисторами все цепи сигнализации и внешних подключений.
- 14) В зависимости от пожеланий Заказчика аппаратура может выпускаться в любой конфигурации и иметь требуемый набор сервисных функций. Количество команд может быть от 8-ми до 32-х.

На экспозиции XV Всероссийской научно-технической конференции "Релейная защита и автоматика энергосистем 2002" демонстрируется модернизированный комплект аппаратуры УПК-Ц, предназначенный для передачи 32 команд ПА.

По всем интересующим вопросам просьба обращаться к экспонентам на стенде «НПФ Прософт-Е» или по адресу разработчиков:

г. Екатеринбург, 620049, ул Комсомольская 18, ООО «НПФ Прософт-Е», отдел телеметрии и связи, к 218.

Тел. (3432)-493273, факс. 493011.

e-mail: [agc@prosoft.ural.ru](mailto:agc@prosoft.ural.ru) (Руководитель проекта УПК-Ц Чирков А.Г.)

http: [www.prosoft.ural.ru](http://www.prosoft.ural.ru)

#### МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ИНДИКАТОРЫ РАССТОЯНИЯ ТИПА «МИР»

**инж. И.А.Иванов, к.т.н. Д.Р.Любарский, инж. К.М.Платов, ОАО «Институт «Энергосетьпроект»**

С 1994 года в различных энергосистемах России эксплуатируются микропроцессорные индикаторы расстояния серии МИР (МИР-1), разработанные НПП «Энергоизмеритель» совместно с Рижским техническим университетом по техническому заданию и при участии ОАО «Институт «Энергосетьпроект». Безусловно положительный в целом опыт эксплуатации индикаторов МИР-1 выявил и ряд их недостатков: ограниченные возможности интерфейса «оператор-прибор»; невозможность хранить в памяти одновременно большое количество результатов; невозможность расчета двух результатов одновременно, что влечет за собой потери данных при повторных запусках; невозможность сохранения осциллограмм входных величин до и во время срабатывания, что исключает возможность проверки показаний прибора и анализа причин аварийной ситуации; отсутствие привязки к астрономическому времени.

Указанные недостатки устранены в разработанных и выпускаемых в настоящее время индикаторах нового поколения типа МИР-3 и МИР-Р. При этом МИР-3 выполнен в конструктиве МИР-1, что позволяет при необходимости выполнить модернизацию прибора МИР-1 в МИР-3.

Микропроцессорный индикатор расстояния типа МИР-3 предназначен для определения расстояния до места короткого замыкания (КЗ) на воздушных линиях электропередачи напряжения 110 кВ и выше различных конфигураций (с односторонним и двусторонним питанием, при наличии одного ответвления, при наличии одной параллельных линий). Индикаторы МИР-3 являются усовершенствованной версией индикатора МИР-1 и разработаны с учетом многолетней эксплуатации (с начала 90-х годов) устройств типов МФИ, ФПМ, МИР-1. В индикаторах типа МИР-3 используется новая версия программного обеспечения, позволившая уменьшить погрешности определения расстояния до места КЗ в целом ряде режимов.

Индикатор предназначен для линий с односторонним и двусторонним питанием. При двустороннем питании индикатор рекомендуется устанавливать со стороны более мощного источника.



В индикатор встроены часы реального времени с независимым питанием. 2-х строчный ЖК-индикатор по 16 символов в строке и 4-х кнопочная клавиатура обеспечивают удобный интерфейс общения, в том числе редактирование уставок.

Индикаторы типа "МИР-3" обеспечивают фиксацию 2-х последовательных аварийных ситуаций, интервал между которыми не менее 1,0 с (режим предназначен для работы в цикле АПВ), и сохраняют в памяти последние 20 неотрицательных результатов, не превышающих расстояние блокировки расчета (успешный пуск). Расстояние блокировки расчета регулируется от 0 до 499 км. Также фиксируется цифровая осциллограмма аварийного процесса, включая 40 мс предаварийного режима. Количество записей от 3 до 6, в зависимости от величины уставки «Задержка».

Пуск индикатора осуществляется по аварийным составляющим или от внешнего контакта.

Для обмена данными служит стандартный последовательный канал связи типа RS232(RS485), протокол обмена в соответствии с ГОСТ Р МЭК 870.

Блок питания обеспечивает работу индикатора от источника переменного или постоянного напряжения в широком диапазоне входных величин (для переменного напряжения – 90 ÷ 242 В), полярность источника питания при подключении не имеет значения.

Подключение индикатора к цепям тока осуществляется через трансформаторы тока с номинальным значением тока 1А (МИР-3-11) или 5А (МИР-3-15).

Обеспечено автоматическое тестирование при подаче напряжения питания и принудительно с помощью клавиатуры.

В индикаторе фиксируются поврежденные фазы, расстояние до места КЗ (в километрах), время и дата КЗ, значения токов и напряжений аварийного режима.

На табло индикатора выводятся величины симметричных составляющих напряжений и токов, фазные (а также нулевой последовательности) значения токов и напряжений в полярной системе координат (величина, угол), позволяющие построить векторные диаграммы нагрузочного и аварийного режимов.

Уставки МИР-3 регулируются в следующих пределах:

- Удельное реактивное сопротивление линии прямой последовательности, Ом/км х1 0,000 ÷ 0,999;
- Удельное активное сопротивление линии прямой последовательности, Ом/км г1 0,000 ÷ 0,999;
- Удельное реактивное сопротивление линии нулевой последовательности, Ом/км х0 0,000 ÷ 1,999;
- Удельное активное сопротивление линии нулевой последовательности, Ом/км г0 0,000 ÷ 1,999;
- Коэффициент взаимоиנדукции параллельной линии Км 0,000 ÷ 3,999;
- Реактивное сопротивление нулевой последовательности ответвления, Ом Хотв 000 ÷ 499;
- Длина участка линии до ответвления, км Lotв 000 ÷ 499;
- Длина участка линии с взаимоиנדукцией, км Lм 000 ÷ 499;
- Коэффициент блокировки расчета по току обратной последовательности Кб - от 0, Пн до 2,0Пн через 0,05;
- Длина линии Lлин - 0 ÷ 499 км (если результат больше длины линии, то он не запоминается);
- Режим связи - РЕМИ или МИР;
- Режим пуска - АВАР или КОНТ ( по АВАРийным составляющим или от КОНТакта);
- Время задержки расчета с момента пуска 0-95 мс с шагом 5 мс;
- Время и дата;
- Номинальный первичный ток измерительных трансформаторов тока линии, А In(1)- 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000;
- Номинальный первичный ток измерительных трансформаторов тока параллельной линии, А Inм(1)- 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000;
- Номинальное первичное напряжение измерительных трансформаторов напряжения линии, кВ Un(1) - 110, 150, 220, 330, 500, 750.

Все уставки доступны для просмотра, изменения возможны только при вводе пароля.

В индикаторе предусмотрена возможность автоматической передачи информации успешного пуска на внешние устройства приема информации (РЕМИ-К или МИР-Р). По указанию Заказчика возможна передача информации о КЗ и действующих уставках по каналам телемеханики.

В индикаторе реализован режим принудительного пуска для анализа нагрузочного режима.

Краткие технические характеристики приборов типа МИР-3:

Наименование	U1, кВ <sup>(1)</sup>	I1, кА <sup>(1)</sup>	I2, А	Диапазон по I2, А	Lкз, км <sup>(2)</sup>	δ, %	Упит, В
МИР-3-11	110-750	0,2-4	1	0,2-20	200(500)	1,5	110-220
МИР-3-21	110-750	0,2-4	1	0,4-40	200(500)	1,5	110-220
МИР-3-15	110-750	0,2-4	5	1-100	200(500)	1,5	110-220
МИР-3-25	110-750	0,2-4	5	2-200	200(500)	1,5	110-220

<sup>(1)</sup> Значения параметров выбираются из стандартного ряда и регулируются дискретно.

Могут быть изменены по желанию Заказчика.

(2) Достигается применением специального программного обеспечения.

Габаритные размеры 298мм\*256мм\*156мм, масса 5,6 кг.

Микропроцессорный индикатор-регистратор расстояния типа МИР-Р предназначен для определения расстояния до места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи напряжения 110 кВ и выше различных конфигураций (с односторонним и двусторонним питанием, при наличии одного ответвления, при наличии одной параллельных линий). Наряду с функцией ОМП индикатор может осуществлять функции регистратора аварийных процессов с "запоминанием" осциллограммы продолжительностью до 10 секунд (длительность записи предаварийного режима составляет 40 миллисекунд).

В индикаторе фиксируется и выводится следующая информация: расстояние до места повре-

ждения, вид КЗ, дата и время аварии;

аварийные составляющие токов и

напряжений. Вид представления

информации о токах и напряжениях

(фазные значения, симметричные

составляющие, ортогональные

составляющие и т.п.) выполняется по

желанию Заказчика. Для отображения

информации служит 4-х строчный

алфавитно-цифровой ЖК-индикатор со

светодиодной подсветкой с 16 символами

в строке. Ввод уставок производится

посредством клавиатуры индикатора либо

с помощью персонального компьютера

непосредственно или по телефонным

каналам через модем. Индикатор ведет протокол событий, в котором, в том числе, запоминаются по-

следние 10 замеров расстояния. Все события фиксируются с привязкой к реальному времени. Обеспечи-

вается прием и передача данных через последовательный канал связи непосредственно на персональный

компьютер или через модем по коммутируемым телефонным линиям связи (поставка модема в комплек-

те с индикатором уточняется при заказе).

Программное обеспечение пользователя, поставляемое в комплекте с индикатором, позволяет

осуществлять:

- связь с индикатором непосредственно или по телефонным каналам связи;

- считывание информации;

- изменение уставок;

- перепрограммирование индикатора (в режиме непосредственной связи с ПК);

Просмотр и анализ осциллограмм и векторных диаграмм индикатора осуществляется с помощью СРВА (поставляется при спецзаказе).

Для обмена данными служит стандартный последовательный канал связи типа RS232(RS485), протокол обмена в соответствии с ГОСТ Р МЭК 870.

Блок питания обеспечивает работу индикатора от источника переменного или постоянного напряжения в широком диапазоне входных величин (для переменного напряжения – 90 ÷ 242 В), полярность источника питания при подключении не имеет значения.

Измерительные трансформаторы тока имеют две обмотки: для подключения к цепям тока с номинальным значением 1А или 5А.

Обеспечено автоматическое тестирование устройства при подаче напряжения питания и принудительно с помощью клавиатуры.

МИР-Р выполнен в евро-конструктиве (высота - 3У, ширина – 42 НР).

Габаритные размеры 269ммх210ммх132мм, масса 5 кг.

Литература

1. Микропроцессорный индикатор расстояния «МИР-3». Паспорт. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. КДРН. 402252. 001 ПС.

2. Микропроцессорный индикатор расстояния «МИР-Р». Паспорт. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. КДРН. 402252. 002 ПС.

Телефон -(095) 9629374

E-mail: [energoizmeritel@mtu-net.ru](mailto:energoizmeritel@mtu-net.ru)



## ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС АВТОМАТИЧЕСКОЙ ДОЗИРОВКИ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

к.т.н. А.К. Белотелов, РАО «ЕЭС России»

**инж. О.А. Варенко, к.т.н. И.З. Глушкин, к.т.н. К.С. Дмитриев, инж. И.А. Иванов, к.т.н. Д.Р. Любарский, инж. Е.Л. Россовский** *ОАО «Институт «Энергосетьпроект»*,  
**д.т.н. А.С. Саухатас**, *Рижский технический университет*

Реализация широкого класса задач АСУ энергообъектов возможна на базе программно-технического комплекса (ПТК) «Космотроника-Венец», разработанного ЗАО «ПИК-Прогресс» по техническому заданию и при участии ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

Одним из первых устройств противоаварийного управления, реализованных на базе ПТК «Космотроника-Венец», является программно-технический комплекс технических средств автоматической дозировки управляющих воздействий энергосистем (ПТК АДВ), предназначенный для автоматической выдачи команд противоаварийного управления (ПАУ) при получении пускового сигнала об аварийном возмущении от пускового органа (ПОР) в одном из двух режимов работы устройства:

- автоматической дозировки воздействий (АДВ) - определения и выдачи управляющих воздействий (УВ) по заданному алгоритму и параметрам настройки с учетом фактических схем и режимов работы энергосистемы;

- автоматического запоминания дозировки (АЗД) - выдачи дозировки УВ на основании информации о соответствии аварийных возмущений и УВ (команд ПАУ), передаваемой в ПТК АДВ от централизованной противоаварийной автоматики (ЦПА) энергосистемы по каналам связи с верхним уровнем (ВУ).

**При отсутствии аварии** ПТК АДВ, работающий в режиме АДВ, осуществляет следующие функции:

- циклический (время цикла 2 с) прием и проверку достоверности телемеханической (ТМ) и местной информации о схеме и режимных параметрах сети;

- идентификацию текущей схемы сети, определение по таблицам или формулам текущих значений УВ, необходимых для сохранения устойчивости параллельной работы для всех заданных пусковых органов (ПОР);

- контроль и диагностику программных и технических средств;

- выполнение вводимых персоналом оперативных команд, связанных с изменением параметров настройки ПА.

- выполнение поступающих по каналам связи с верхнего уровня (ВУ) ПА команд задания и запоминания значений УВ и перевода устройства из режима АДВ в режим АЗД;

- формирование по запросу персонала сообщений о текущих дозировках УВ.

**В аварийном режиме:**

- при получении сигнала от пусковых органов (ПОР) ПТК АДВ осуществляет выдачу команд УВ в соответствии с рассчитанными или запомненными данными.

Время срабатывания устройства с момента появления входного пускового сигнала о возникновении аварийной ситуации до момента появления команды на выполнение УВ (выходного сигнала) не превышает 20 мс.

Конструктивно ПТК АДВ состоит из двух идентичных взаимнорезервируемых шкафов, обеспечивающих прием, обработку и выдачу управляющих сигналов, а также взаимный обмен цифровой информацией. Каждый шкаф имеет функциональную клавиатуру и алфавитно-цифровой индикатор для оперативного управления работой устройства.

Аппаратура ПТК АДВ размещается в шкафах фирмы Schroff, конструкция - «Евромеханика». Каждый шкаф содержит в своем составе кейт с промышленным контроллером (ПрК), кейт питания и до четырех кейтов УСО.

Кейт питания преобразует напряжения внешних сетей переменного трехфазного напряжения 380/220 В или постоянного напряжения 220 В от стационарной аккумуляторной батареи в постоянное напряжение 24 В, используемое для питания остальных кейтов.

Кейт УСО содержит в различных комбинациях модули УСО, которые обеспечивают прием и предварительную обработку входных сигналов, а также выдачу сигналов управления.

Связь ПрК с кейтами УСО производится через плату ИПП (интерфейс пользователя параллельный), установленную на шине ПрК и связанную ленточным кабелем с кроссплатой кейта УСО, подводящей к модулям УСО параллельную 8-ми разрядную шину.

**Промышленный контроллер** реализован на базе одноплатной промышленной микро-ЭВМ типа micro-PC фирмы Octagon Systems. Плата micro-PC устанавливается в один слот коммутационной платы, состоящей из 6 слотов. В другой слот устанавливается плата ИПП, и в два из оставшихся слотов могут быть установлены адаптер сети Ethernet и плата ГСВ – генератора сигналов времени. Последняя плата составляет основу системы единого времени (СЕВ) и используется для применений, требующих высокую точность привязки сигналов ко времени (1мс и лучше). С помощью сетевого адаптера (модели 5500 фирмы «Octagon Systems») осуществляется обмен данными с компьютерами верхнего уровня по локальной вычислительной сети, работающей по стандарту Ethernet (10 Мбит.с).



Для ввода аналоговых сигналов напряжения и тока от измерительных трансформаторов напряжения и тока объекта с последующим преобразованием их в текущие значения активной мощности предназначены модули АЦП-СП (на основе аналого-цифрового преобразователя и сигнального процессора) совместно с модулями промежуточных трансформаторов тока и напряжения МТТ и МТН, подключение к которым осуществляется через испытательные блоки типа БИ-6.

Для приема дискретных сигналов различного уровня напряжения служат модули дискретного ввода (МДВ) МРО24 (24В) и МРО220 (220В).

Модуль реле предназначен для вывода 16 релейных сигналов и содержит 16 реле, коммутирующих 220 В, 5А, с гальванически развязанными цепями контроля состояния выходных контактов реле, позволяющими осуществлять автоматический контроль исправности реле.

Обобщенная информация “Срабатывание” и “Неисправность” для центральной сигнализации на щите управления энергообъекта выдается путем замыкания/размыкания контактов реле типа РПГ-8. Сигналы сигнализации также выводятся на местную индикацию. Детализация содержания сигнализации осуществляется через алфавитно-цифровой индикатор с помощью функциональной клавиатуры, позволяющая расшифровать обобщенные сигналы “Срабатывание” и “Неисправность”.

**Программное обеспечение (ПО) АДВ.** В процессе разработки ПО АДВ сформировались следующие основные, достаточно независимые части:

- инструментальный комплекс АДВ (ИК АДВ), функционирующий на персональном компьютере (ПК);

- ПО реального времени АДВ (ПО РВ АДВ), функционирующее на микро-РС ПТК АДВ;

- подсистема общения с персоналом на ПК (ПСО ПК);

- программы тестирования узлов ПТК АДВ и качества их связи с микро-РС, работающие на ПК и микро-РС.

- программа автоматизированного выбора границ ввода ступеней УВ ПА (SET\_ADV).

**Инструментальный комплекс** решает проблему параметрической настройки ПО, устраняя необходимость в перепрограммировании при переходе с объекта на объект. в соответствии с ориентацией на конечного пользователя (пользователя-непрограммиста) ИК АДВ предназначен для персонала подразделений ПА соответствующих проектных организаций и служб ПА в энергосистемах, в задачу которых входит подготовка исходной информации, необходимой для функционирования устройства АДВ, с целью выполнения им функций автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) на основе известной табличной зависимости между условиями, характеризующими режимы работы ЭС, и управляющими воздействиями.

Процедура подготовки заключается в заполнении на ПК совокупности табличных форм с описанием района управления и для настройки ЛАДВ, а также последующей проверки введенных данных путем проведения тестовых расчетов. Информация, задаваемая в этих формах, составляет базу исходных данных инструментального комплекса, открытую для расширения и изменения.

Программное обеспечение комплекса кроме функций по ведению базы исходных данных обеспечивает решение следующих задач:

- формирование рабочих структур данных, переносимых в ПТК АДВ, путем преобразования информации исходной базы данных;

- выполнение всего комплекса расчетов, совершаемых технологическим ПО в ПТК АДВ, начиная от обработки аналоговой и дискретной информации о текущем режиме и кончая формированием УВ;

- формирование программы (выполнимого файла), заносимого в флэш-память микро-РС ПТК АДВ.

**Программное обеспечение реального времени АДВ.** Программа, формируемая в ИК и используемая им для проверки правильности задания исходных данных, содержит только технологическое подмножество компонентов ПО РВ АДВ, устанавливаемого на микро-РС ПТК АДВ. В отличие от нее ПО РВ имеет сложную многозадачную структуру, в которой наряду с основной технологической задачей определения УВ по данным входных контролируемых параметров представлены другие равного или меньшего приоритета:

- задача опроса входных модулей УСО;

- задача диагностирования модулей УСО на входе и выходе ПТК АДВ;

- задача взаимодействия (общения) с персоналом через встроенные дисплей и клавиатуру микро-РС;

- задача обмена данными между двумя полукомплектами - двумя шкафами, решающая проблему дублированной работы ПТК АДВ.

**Подсистема общения с персоналом на ПК.** Была реализована разработка подсистемы общения с персоналом на ПК (ПСО), наряду с существованием средств аналогичного назначения на микро-РС, поскольку при наличии связи с ПК возможности отображения информации значительно расширяются. Благодаря ПСО ПК достигаются:

- удобство контроля за состоянием района управления и состоянием устройства;

- наглядность и простота проверки правильности работы устройства;

В настоящее время ПСО ПК используется только для отображения информации, поступающей от ПТК АДВ.

**Программа тестирования, функционирующая на ПК**, позволяет произвести весь объем операций по проверке периферийных устройств ПТК АДВ на начальном этапе - в условиях, когда микро-РС еще не запрограммирован надлежащим образом, либо в отсутствии микро-РС. Существенно, что эта программа в отличие от программы тестирования на микро-РС выводит более развернутые и, значит, более понятные и детальные сообщения, благодаря чему ее использование предпочтительно, в частности, в процессе ремонта стойки.

#### **Программное обеспечение параллельной работы дублированного комплекса.**

Для обеспечения повышенной надежности устройство выполняется в виде дублированного комплекса, состоящего из 2 - х одинаковых полуккомплектов (п/к), в которых одновременно и большей частью независимо выполняются одни и те же операции по обработке входных данных и расчету УВ. К операциям основного технологического процесса добавляются операции по обмену данными между п/к, влияющие - при определенных условиях - на значения величин, которые используются в дальнейших расчетах на каждом из п/к, решая тем самым проблему взаиморезервирования. Сеансы обмена данными производятся два раза в течение цикла работы ЛАДВ: после завершения опроса модулей УСО до передачи управления программе достоверизации (1-й раз) и после расчета УВ перед тем как занести в соответствующие области памяти массивы нужных номеров выходных реле (2-й раз).

**Программа автоматизированного выбора границ ввода ступеней УВ ПА (SET\_ADV).** Программа предназначена для автоматизированного выбора границ ввода ступеней управляющих воздействий ПА типов ОН (отключение нагрузки) и ОМ (ограничение мощности станций посредством ОГ-отключения генераторов и РТ-разгрузки турбин) для автоматики предотвращения нарушений устойчивости (АПНУ), с учетом погрешностей измерения и расчетов при управлении по одному или двум контролируемым сечениям сети, и заполнения управляющих таблиц условий-воздействий ПТК АДВ.

#### **Вывод**

1. Разработка ПТК АДВ подтвердила возможность реализации широкого класса задач АСУ ТП энергообъектов, в том числе задач релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе ПТК "Космотроника - Венец".

2. Разработанные программно-технические средства обеспечили: возможность гибкой конфигурации для конкретного объекта; высокую надежность функционирования ПТК АДВ (качественные комплектующие, высокая степень охвата автоматическим контролем и диагностикой, организация резервированной системы); решение проблемы параметрической настройки программного обеспечения за счет разработанного инструментального комплекса; наглядность и удобство контроля за состоянием района управления и состоянием устройства за счет разработанной подсистемы общения с обслуживающим персоналом.

3. Внедрение в практику эксплуатации ПА энергосистем программ для автоматизированной подготовки таблиц настройки ПТК АДВ и ввода этих таблиц в инструментальный комплекс АДВ позволит повысить достоверность и точность таблиц, а также снизит трудозатраты на их составление и ввод в управляющие машины комплексов АДВ.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Иофьев Б.И., Семенов В.А. Развитие противоаварийной автоматики на базе цифровой вычислительной техники. Сер. Электрические системы и их автоматизация, 1989, т.5, М.: ВИНТИ.
2. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М.: Союзтехэнерго, 1984.
3. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (Основные положения). М.: Союзтехэнерго, 1987.
4. Васькова Т.В., Иофьев Б.И. Об эффективности противоаварийного управления энергосистемой. Тр. Энергосетьпроекта, 1980, вып. 20. М.: Энергия, 1980.

## МЕТОД ВИРТУАЛЬНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

А. С. Саухатас, А. В. Долгицерс, М.А. Данилова, *Рижский Технический Университет*

Разработанные на базе микропроцессорной техники устройства релейной защиты и автоматики энергосистем обладают рядом положительных свойств и преимуществ. Возникли, однако, и проблемы, в основе которых все те же, в основном положительные свойства микропроцессорной техники:

1. Программный способ задания алгоритма функционирования. Именно это свойство способствует быстрой смене вариантов и модификаций устройств одного и того же предназначения. Добавляются все новые, чаще второстепенные, сервисные функции, расширяются возможности.
2. Низкие цены процессорных элементов высокой производительности. Это свойство способствует интеграции многих, выполняемых ранее отдельными устройствами функций.
3. Цифровой способ обработки информации. Преимущества этого способа по сравнению с аналоговым широко известны и, в основном, полезно используются.
4. Легкость выполнения процедуры задания и смены уставок, использование уставок для задания структуры алгоритма (логические функции, введение или исключение отдельных функций).

Ниже покажем, что отмеченные свойства могут вызвать серьезные трудности в процессе оценки эффективности устройств защиты и автоматики. В основе этих трудностей – сложность испытаний, способных выявить степень пригодности устройства для выполнения поставленных требований. Необходимость проведения испытаний микропроцессорной техники вызвана двумя основными причинами:

1. Аппаратными отказами;
2. Программными ошибками.

Аппаратные отказы микропроцессорной техники благодаря достижениям технологии их производства – относительно редки и достаточно легко выявляются применением специальных методов и средств [1]. Программные же ошибки выявить трудно [2]. Учитывая особенности задач релейной защиты и ничтожные значения интенсивности потока требования к срабатыванию оказывается неприемлемым и мощным, в других случаях, инструмент обнаружения ошибок – опытная эксплуатация. Быстрая смена вариантов программного обеспечения в еще большей степени подчеркивает неприемлемость опытной эксплуатации, как пути выявления программных ошибок. Остается путь проведения подробных, трудоемких и дорогостоящих лабораторных испытаний. Ниже покажем, что интегрированность функций, использование реализуемых программно-цифровых способов обработки информации и значительное число уставок усложняют и удорожают испытания устройств.

- ◆ Интегрированность функций приводит к усложнению программ. К сожалению, при реализации программных продуктов необходимо учитывать, что ошибка в добавленном модуле может нарушить работу других, налаженных и проверенных модулей.
- ◆ Цифровые способы обработки информации в существенно большей степени подвержены нелинейным эффектам, особенно при наличии ошибок. Аналоговая техника содержала в своих структурах значительные по объему линейные блоки, для испытаний которых по их физической сущности достаточно было проверить несколько точек их характеристик. При использовании цифровых принципов, наличии эффектов переполнения, побитовых операций, арифметики, рассчитанной на заданное число бит, ситуация меняется в неблагоприятную сторону. Могут встречаться редко проявляющиеся ошибки.
- ◆ Рост числа уставок вызывает дополнительные требования при испытаниях. С учетом сказанного, функционирование цифрового устройства должно проверяться при разных сочетаниях уставок и число этих сочетаний быстро растет с ростом числа уставок.

Подлежащие выявлению ошибки программирования можно разделить на две группы:

1. Собственно программные ошибки. В результате этих ошибок нарушается задуманный программистом алгоритм.
2. Алгоритмические ошибки. Заметим, что в процессе создания устройств релейной защиты и автоматики возникают алгоритмы разной степени подробности.

Первоначально, как правило, разрабатывается исходный алгоритм, оперирующий классическими для релейной защиты понятиями и категориями: срабатывания измерительных органов тока, напряжения, сопротивления, их возврата, логических функций, задержек на срабатывание и возврат и т.д. Эффективность и рациональность использования алгоритмов такого рода подтверждаются многолетней, во многих случаях, практикой эксплуатации, установившейся и привычной для многих квалифицированных экспертов терминологией. Реализуемый и программируемый алгоритм оперирует результатами АЦ-преобразования, командами и операциями, определенными для конкретного процессора и других элементов, входящих в программируемый аппарат. Между двумя названными видами алгоритмов наблюда-

ется значительный разрыв. Второй – является гораздо более сложным, при его разработке возможны ошибки, результатом которых является невыполнение первоначально задуманного алгоритма. Ошибки такого вида подлежат выявлению наряду с собственно программными. В дальнейшем будем предполагать, что исходный алгоритм не содержит ошибок и, соответственно, не ставится задача их обнаружения.

Функционирование устройств релейной защиты зависит:

1. От протекания контролируемых процессов.
2. Программно заданной процедуры обработки цифровых последовательностей, отображающих контролируемые процессы (результаты АЦ-преобразования токов, напряжений и значения логических сигналов).
3. Совокупности значений уставок.

При этом к устройствам ставятся два основных требования:

1. Срабатывания при требованиях к срабатыванию.
2. Несрабатывания при требованиях к несрабатыванию.

Предполагается, что уставки испытываемого устройства выбраны в соответствии с требованиями срабатывания и несрабатывания. При невыполнении поставленных требований возникают отказы, соответственно:

- ◆ отказ срабатывания (при требованиях к срабатыванию);
- ◆ излишнее срабатывание (при обратных требованиях).

Контролируемые устройствами релейной защиты процессы относятся к классу случайных, так как определяются многими случайными факторами (место и вид повреждения, удаленность, нагрузка, конфигурация сети и др.).

Программа функционирования проверяемого устройства и его уставки задаются в процессе проектирования и обычно являются детерминированными. Но, сказанное верно только в случае отсутствия программных ошибок. При их наличии и последовательность выполнения команд, и состав выполняемых команд, и уставки могут зависеть от контролируемых процессов. Следовательно, в задаче выявления ошибок все три группы факторов, определяющих функционирование проверяемого устройства, могут рассматриваться как случайные. При этом, в соответствии с терминологией, принятой в теории идентификации [3], проверяемое устройство может рассматриваться как объект неизвестной структуры с наблюдаемыми входами и выходами. А задача поиска ошибок может быть представлена процедурой рис.1.

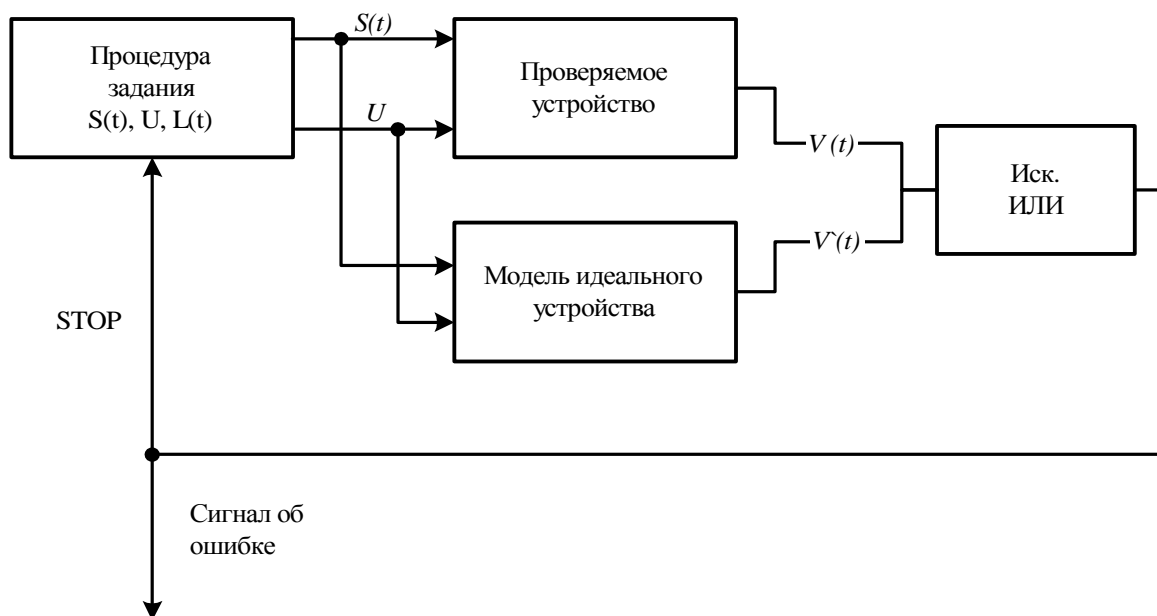


Рис. 1. Структурная схема процедуры поиска ошибок

$\underline{S}(t)$  – контролируемые аналоговые процессы;

$L(t)$  – контролируемые логические процессы;

$U$  – совокупность уставок;

$V(t), V'(t)$  – выходные сигналы проверяемого и идеального устройств

Для практического использования процедуры рис.1. ключевыми являются вопросы задания контролируемых процессов  $\underline{S}(t)$  и уставок  $U$ , а также разработка алгоритма “идеального устройства”. Заметим также, что элемент “исключающее ИЛИ”, генерирующий сигнал об ошибке упрощен, реально возможны вполне допустимые расхождения во времени появления сигналов  $V(t)$  и  $V'(t)$ . Реальная процедура распознавания недопустимого расхождения сигналов  $V(t)$  и  $V'(t)$  рассматривается ниже.

Процедура задания  $\underline{S}(t)$  и  $\underline{U}$  должна обеспечить поиск таких реализаций  $\underline{S}(t)$  и сочетаний  $\underline{U}$ , которые приводят к проявлению отказов. Следовательно, должна осуществляться процедура перебора вариантов реализации процессов и уставок. Существуют два основных варианта построения такой процедуры:

1. На базе детерминистических позиций.
2. Используя статистический подход.

Второй, построенный на позициях методов Монте-Карло вариант поиска в многомерных задачах обладает существенными преимуществами [3], обеспечивая более быстрое и надежное их решение [4].

Процедура поиска (случайного перебора) может быть построена двояко:

1. В пространстве случайных параметров, задающих контролируемые процессы  $\underline{S}(t)$ . В частном случае – варьируются амплитуды, фазы токов и напряжений. Поиск отказов в этом пространстве наиболее часто использовался при лабораторных испытаниях устройств защиты и автоматики.
2. В пространстве параметров модели защищаемых объектов.

Оба пути являются примерно равноценными по трудоемкости их реализации и с точки зрения эффективности поиска ошибок. Структурные схемы алгоритмов задания  $\underline{S}(t)$ ,  $\underline{U}$  представлены на рис.2 и рис.3. В обоих случаях используется предположение о равномерном законе распределения случайных параметров. Заметим, что такое предположение в рассматриваемой задаче вполне корректно, т.к. целью является нахождение любого сочетания процессов и уставок, при котором проявляется ошибка.

При организации рассматриваемых процедур возникает вопрос о числе испытаний, гарантирующей (с некоторой заданной заранее достоверностью) обнаружение отказов.

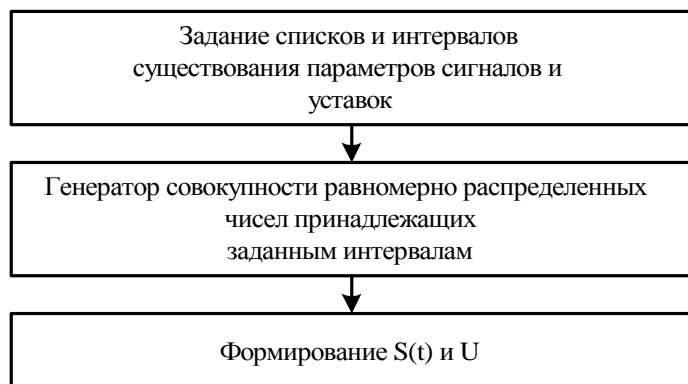


Рис. 2. Поиск ошибок в пространстве параметров сигналов

Предположим, что в результате отдельного испытания отказ может проявиться с вероятностью  $\Theta$ . Найдем вероятность того, что в результате  $n$  независимых испытаний отказ проявится один раз.

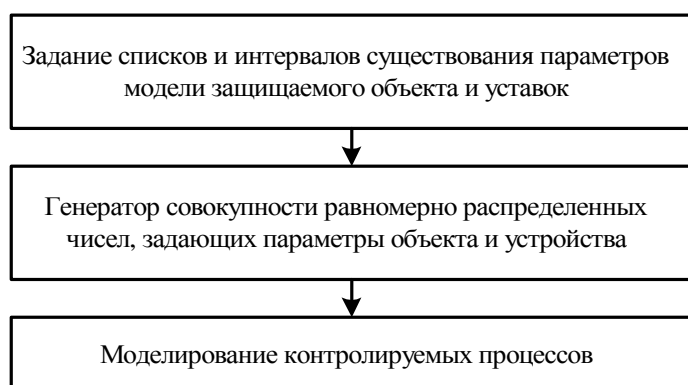


Рис.3. Поиск ошибок в пространстве параметров модели объекта

Испытания проводятся до появления первого отказа. В этом случае число  $X$  испытаний, которое надо провести до проявления первого отказа будет распределено по закону Фарри (частный случай закона распределения Паскаля [4]). В этом случае:

$$P(X; 1; \Theta) = \Theta(1 - \Theta)^x, \quad (1)$$

где

$P(X; 1; \Theta)$  – вероятность проявления отказа при  $X$ -том испытании. Найдем вероятность того, что для обнаружения отказа потребуется не более  $N$  испытаний:

$$P(X < x) = \sum_{i=0}^{x-1} \Theta(1 - \Theta)^i. \quad (2)$$

При организации испытаний естественна следующая постановка задачи: необходимо выбрать число  $X$  испытаний, при котором можно обнаружить с вероятностью  $P$  близкой к 1, даже редко проявляющиеся отказы. Зависимость  $X$  от  $P$  и  $\Theta$ , соответствующих такой постановке, представлена на рис.4.

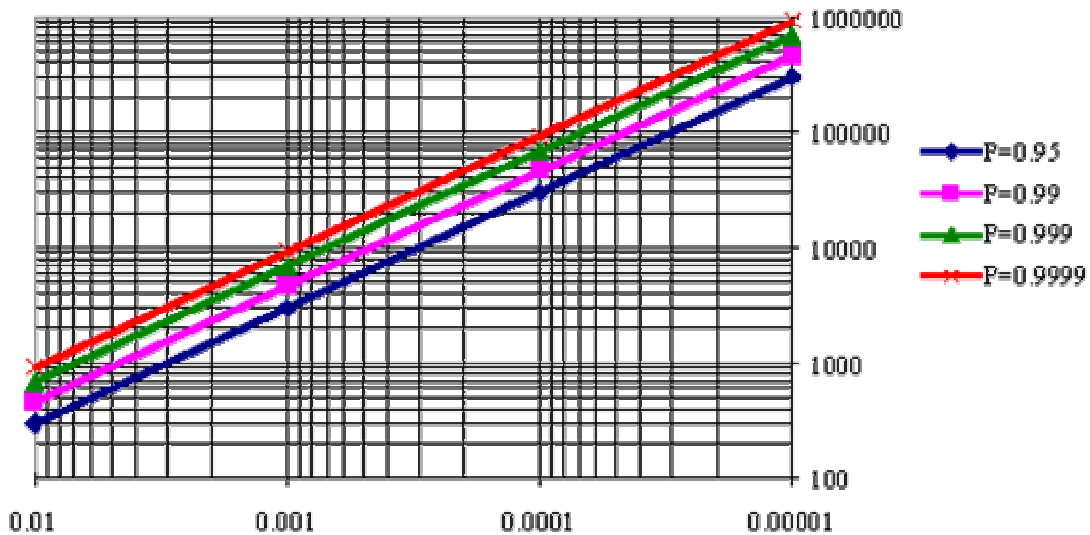


Рис.4. К вопросу о выборе числа испытаний

Выбор значений достоверности  $P$  и вероятности  $\Theta$  должен производиться исходя из стоимости испытаний и экономических последствий ситуации, возникающей в случае выпуска продукции, содержащей программные ошибки (при их проявлении требуется замена программного обеспечения всех произведенных устройств, возникают потери от снижения престижа фирмы-производителя). Приблизительно значение вероятности  $\Theta$  может быть выбрано исходя из требования: вероятность возникновения отказов из-за программных ошибок должна быть ниже вероятности отказа, возникающего из-за аппаратных отказов. Следовательно, если исходить из среднего времени  $T$  жизни современных микропроцессорных защит 25 лет, можно найти принимая, что возникновение отказов описываются экспоненциальным законом надежности, вероятность возникновения отказа в течении года эксплуатации

$$P_{отк} = 1 - e^{-\frac{1}{T}} = 0.039, \quad (3)$$

которую и можно принять за основу при задании  $\Theta$  в (2).

Поиск программных ошибок путем использования структурной схемы рис.1 имеет смысл только в случае надежно и безошибочно реализованной модели идеального устройства. Следовательно программа, реализующая эту модель должна быть существенно более простой по сравнению с проверяемой в микропроцессорной реализации. Выполнение этого требования возможно за счет использования исходных алгоритмов и технического задания на проектирование. При этом программирование работы устройства должно осуществляться на базе использования языков высокого уровня. Предназначенные для персонального компьютера программы могут разрабатываться на основе использования арифметики двойной точности, без учета требований экономии программной и оперативной памяти, отсутствует необходимость управления многими элементами и блоками, входящими в состав микропроцессорных устройств. В результате программы, моделирующие исходные алгоритмы оказываются относительно простыми и достаточно легко отлаживаются и проверяются. Заметим, что во многих случаях для выявления алгоритмических ошибок процесс проектирования микропроцессорных устройств начинают с создания моделирующей программы и проверки эффективности ее работы на цифровой модели защищаемого объекта. В этом случае, при организации статистических виртуальных испытаний можно воспользоваться уже готовым программным блоком, моделирующим исходный алгоритм.

Процедура задания процессов и уставок для организации виртуальных испытаний в первую очередь определяется назначением проверяемого устройства, контролируруемыми сигналами и может

быть разработана и запрограммирована соответственно, только для конкретных устройств. Метод проверен при разработке двух сложных микропроцессорных устройств:

- ◆ комплексной защиты и автоматики линий электропередачи 110-330 кВ REDI [5], [6];
- ◆ автоматики предотвращения и ликвидации асинхронного режима AGNA [7], [8].

#### Выводы

1. Свойства и технические характеристики микропроцессорной элементной базы способствуют усложнению программ устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, совмещению функций, росту числа уставок и, следовательно, порождают проблему поиска программных ошибок.
2. Поиск ошибок может осуществляться путем сопоставления реакций испытуемого и идеального (реализованного программно) устройств.
3. Для автоматизации процесса проверок предложено использование метода Монте-Карло. Дана методика выбора числа испытаний.
4. Анализ влияния и условий проявления реальных ошибок допущенных при разработке сложных устройств подтверждает необходимость проведения длительных и подробных испытаний.

#### Литература

1. G.B. Williams. Troubleshooting on microprocessor based systems. Pergamon Press, Oxford, 1988
2. A. Johnson. Introduction to complete fault protection software testing. Proceedings of the American Control Conference. Philadelphia, 1998.
3. P. Eykhoff. System Identification parameter and state estimation. University of Technology Eindhoven, the Netherlands, 1974.
4. Г.Г. Абегауз, А.П. Тронь, Ю.Н. Копенкин, И.А. Коровина. Справочник по вероятностным расчетам. Военное издательство министерства обороны СССР. Москва, 1970
5. A. Sauhatas, A. Svalov, K. Brinkis Automatic devices for prevention and elimination of asynchronous operation in power systems. PSCC, 13<sup>th</sup> power systems computation conference, Norway, 1999, volume 1, pp 552-560.
6. Sauhatas A., Svalov A., Statistical Approach for Optimisation of the Automatics for Prevention of the Asynchronous Operation in Power Systems, Proceedings of the 33rd University Power Engineering Conference, Edinburgh, UK, pp. 628-630, September 1998.
7. Саухатас А., Долгитсер А., Пашнин Г., Утан А., Бочкарева Г. Опыт разработки, внедрения и эксплуатации микропроцессорных средств релейной защиты и автоматики энергосистем. Сборник докладов научно-практической конференции Актуальные проблемы релейной защиты, автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем, Москва, 2001.
8. A. Sauhatas, A. Dolgitsers, A. Utans, The System for Operation control of Hydrogenerators UPEC 98 Conference Proceedings. Napier University, Edinburgh, UK 8-10 September 1998, pp. 150-153.

## ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕДАЧИ СИГНАЛОВ АНАЛОГОВЫХ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПО ЦИФРОВЫМ КАНАЛАМ СВЯЗИ (ЦКС), ОБРАЗОВАННЫМ ПО ВОЛС.

инж. Т.А.Коржецкая, д.т.н. А.И.Левиуш, к.т.н. В.С.Скитальцев *ОАО ВНИИЭ*

1. В энергетике России широко используется продольная дифференциальная защита ЛЭП 110-500 кВ - ДЗЛ. В этой защите сравниваются комплексные значения величин токов  $\dot{I}_1$ -к- $\dot{I}_2$  ( $\dot{I}_1, \dot{I}_2$  – токи прямой и обратной последовательностей) по концам линии электропередачи. Для этого комплекты защиты соединяются двухпроводной линией связи (вспомогательными проводами).

Основным недостатком защиты ДЗЛ в современных условиях является ненадежность проводного канала связи. Состояние кабелей связи, эксплуатируемых по много лет, совершенно неудовлетворительно. Ремонт и замена кабелей сопряжены с большими трудностями, кроме того, стоимость медных кабелей в настоящее время весьма высока. Также следует отметить, что защита ДЗЛ из-за влияния параметров линий связи на величины, подводимые к реагирующим органам, может применяться на ЛЭП длиной не более 20 км.

2. В то же время в энергосистемах развивается волоконно-оптическая связь. Стоимость волоконно-оптического кабеля ниже, чем медного, а надежность – выше. В связи с этим возникает идея использовать ЦКС по ВОЛС для создания канала связи для ДЗЛ. Применение такого канала позволяет избежать влияния вспомогательных проводов на работу ДЗЛ. Возможно выделение отдельных каналов многоканальной аппаратуры уплотнения для каналов защиты.

3. Аппаратура уплотнения образует дуплексный канал связи, по которому возможен обмен информацией о величинах тока по концам линии. В ДЗЛ двухпроводная линия связи является частью защиты, работающей по принципу циркуляции токов. Для сопряжения ДЗЛ с дуплексным каналом необходимо специальное устройство. Разработаны два варианта исполнения таких устройств: устройство сопряжения, посылающее в аппаратуру уплотнения и принимающее из нее амплитудно-модулированные сигналы тональной частоты, и устройство сопряжения, посылающее в канал связи и принимающее из него сигналы частотой 50 Гц. Устройства выполняют также функции реагирующего органа защиты. При этом в комплектах защиты ДЗЛ-2 производится соответствующая коррекция схемы.

4. В обоих вариантах исполнения устройств сопряжения (УСЗ) сравниваются напряжения, пропорциональные  $\dot{I}_1$ -к- $\dot{I}_2$  по обоим концам ЛЭП (положительные направления токов - от шин в линию). Принцип действия реагирующего органа УСЗ такой же как в ДЗЛ-2: при внутренних коротких замыканиях сумма упомянутых напряжений (действующая величина) превышает их разность (тормозная величина), а при внешних КЗ – наоборот, сумма напряжений близка к нулю, разность – значительна.

5. Образец устройства сопряжения ДЗЛ с каналом связи, использующий тональный интерфейс, прошел лабораторные и линейные испытания и установлен в опытную эксплуатацию на кабельной линии электропередачи 110 кВ в Западных электросетях Мосэнерго.

6. Возможно выполнение более простого устройства сопряжения, использующего интерфейс на частоте 50 Гц. При этом канал связи образуется с помощью специально предназначенного для передачи сигналов релейной защиты мультиплексора РСМ30U-ОСН, выпускаемого фирмой ТТС Marconi (Чешская республика). Этот мультиплексор содержит модуль RO-3, служащий для передачи сигналов дифференциальных защит с частотой 50 Гц. Такое устройство сопряжения разработано и успешно прошло лабораторные испытания.

7. Представляет интерес создание каналов по ВОЛС для передачи сигналов дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ. В настоящее время эти сигналы передаются по ВЧ каналам, однако создание таких каналов по воздушно-кабельным линиям электропередачи часто вызывает затруднение. Такие линии более распространены на территориях городов, где чаще создаются волоконно-оптические каналы связи. Для выполнения этой задачи также необходимы специальные устройства сопряжения.



## ИССЛЕДОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЯ ЦИФРОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА С ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ И ПЕРЕДАЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ ПО ОПТОВОЛОКНУ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И ИЗМЕРЕНИЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ.

*В. Н. Гречухин Научно- производственный центр "Микрон-2", Ивановский Государственный Энергетический Университет*

Цифровой трансформатор тока (ЦТТ) разработан для нужд электроэнергетики, как перспективное изделие для снабжения информацией о первичном токе цифровых систем релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики и диспетчерского управления.

ЦТТ состоит из высоковольтной части, конструктивно закрепленной в верхней части изолятора и низковольтной части, расположенной в основании изолятора, информационный обмен между частями ЦТТ осуществляется по оптоволоконным линиям, проходящим внутри изолятора [1].

Цифровая информация о первичном токе выдается потребителю микропроцессором ЦТТ в любом двоичном формате:

- по двум измерительным каналам: один от встроенного электромагнитного трансформатора тока, а другой от магнитотранзисторного преобразователя тока в диапазоне 0-1.2 In;
- по релейному каналу в диапазоне 0- 150 In; т.е. с кратностью до 150, от магнитотранзисторного преобразователя тока, при этом обеспечивается трансформация всего спектра частот тока короткого замыкания, включая аperiodическую составляющую тока КЗ.

Зарезервирован один цифровой канал для измерения первичного напряжения.

Цифровая информация о первичном токе выдается потребителю микропроцессором ЦТТ по мгновенным значениям 12- ти битным двоичным кодом по 8 каналам в темпе 128 отсчетов на период 50 Гц, т.е. 6400 отсчетов в секунду по каждому каналу. Предусмотрена возможность оперативного изменения числа точек на период с ПК релейщика (либо ПК метролога) в диапазоне от 12 до 1024, в соответствии со стандартом COMTRADE [2].

Кроме упомянутых выше каналов, ЦТТ имеет 4 цифровых канала встроенного тестового и режимного контроля, выдающих информацию на ПК релейщика (либо ПК метролога).

Такая структура ЦТТ принята в результате исследований достоинств и недостатков электромагнитных трансформаторов тока, а также потребностей и возможностей микропроцессорных систем релейной защиты, противоаварийной автоматики, измерений и общей тенденции перехода на цифровые интегрированные системы обработки информации на станциях и подстанциях энергосистем.

В ЦТТ используются такие очевидные достоинства электромагнитных трансформаторов тока (ТТ), реализующих закон электромагнитной индукции (второе уравнение Максвелла), как высокая точность и стабильность характеристик, а недостаток ТТ, связанный с насыщением магнитопровода аperiodической составляющей тока короткого замыкания (КЗ), компенсируется применением магнитотранзисторного преобразователя тока, реализующего закон полного тока (первое уравнение Максвелла).

Следует отметить, что известный недостаток, связанный с насыщением магнитопровода ТТ аperiodической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) и отсутствием передачи информации о первичном токе в первые периоды аварийного переходного процесса, когда эта информация наиболее нужна, в рамках электромагнитного принципа исправлен быть не может (постоянный ток не трансформируется). Магнитотранзисторный (МТ) контур, охватывающий проводник с первичным током, реализует закон полного тока и, вследствие этого, одинаково хорошо трансформирует как переменный, так и постоянный ток (аperiodическую составляющую тока КЗ).

Кроме того, трудности с обеспечением высоковольтной изоляции приводят к резкому росту веса, объема и стоимости ТТ при росте класса по напряжению (каскадные ТТ в сетях ВН и СВН), а использование оптоволоконных линий, проходящих внутри высоковольтного изолятора решает проблему и не приводит к чрезмерному росту стоимости при изготовлении ЦТТ на более высокий класс по напряжению.

Испытания проводились номинальными токами с целью определения погрешностей преобразователя по измерительным каналам, а также большими токами с целью проверки кратности преобразования ЦТТ и определения погрешностей преобразователя для релейного канала [3].

Схема токовых испытаний приведена на рис.1.

Обработка результатов токовых испытаний проводилась нелинейным функционалом, учитывающим не только синусоидальный характер тока, но и наличие высших гармоник в нем. При этом находились действующие значения и фазы всех гармоник, а также частота сети во время опытов. Обработка велась по выборке с избыточностью информации порядка 200, при этом получены статистически достоверно не только искомые величины, но и частные производные по ним. Расчет погрешностей ЦТТ выполненный по методике ГОСТа на ТТ по первой гармонике показывает, что по токовой (рис.2.) и угловой (рис.3.) погрешности ЦТТ соответствует классу 0.5.

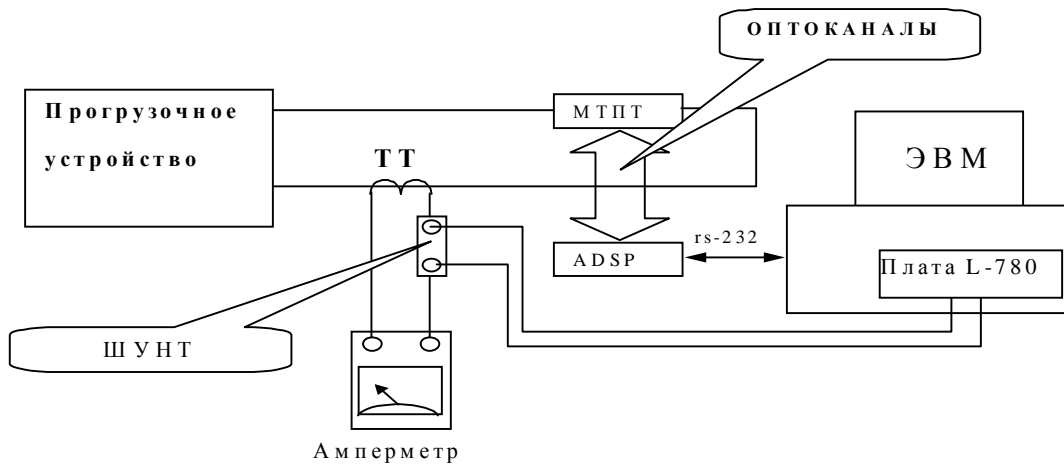


Рис. 1 Схема токовых испытаний МТПТ

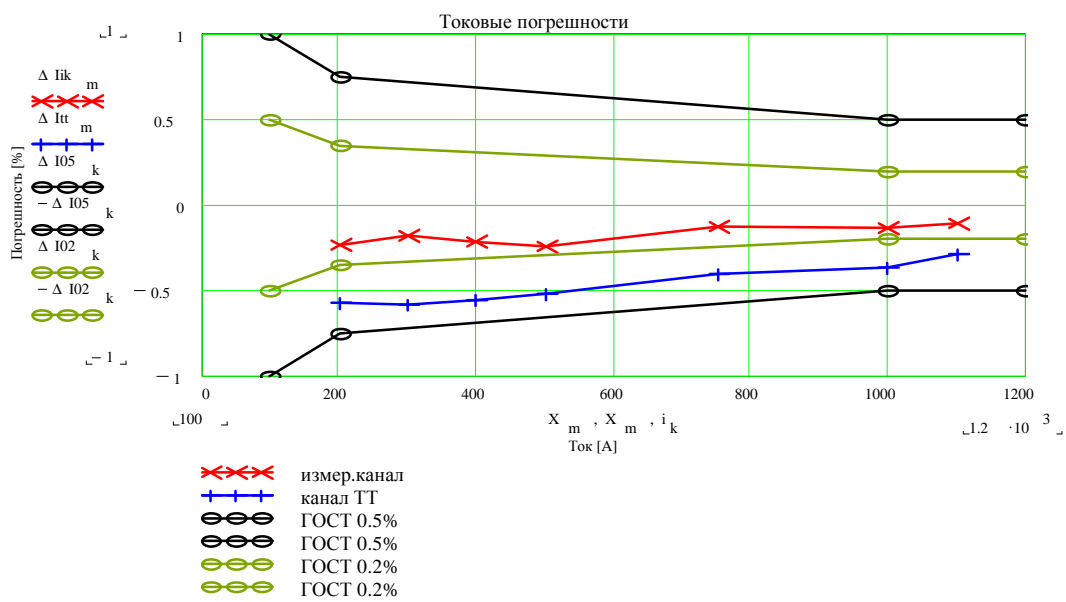


Рис.2. Токовые погрешности ЦТТ.

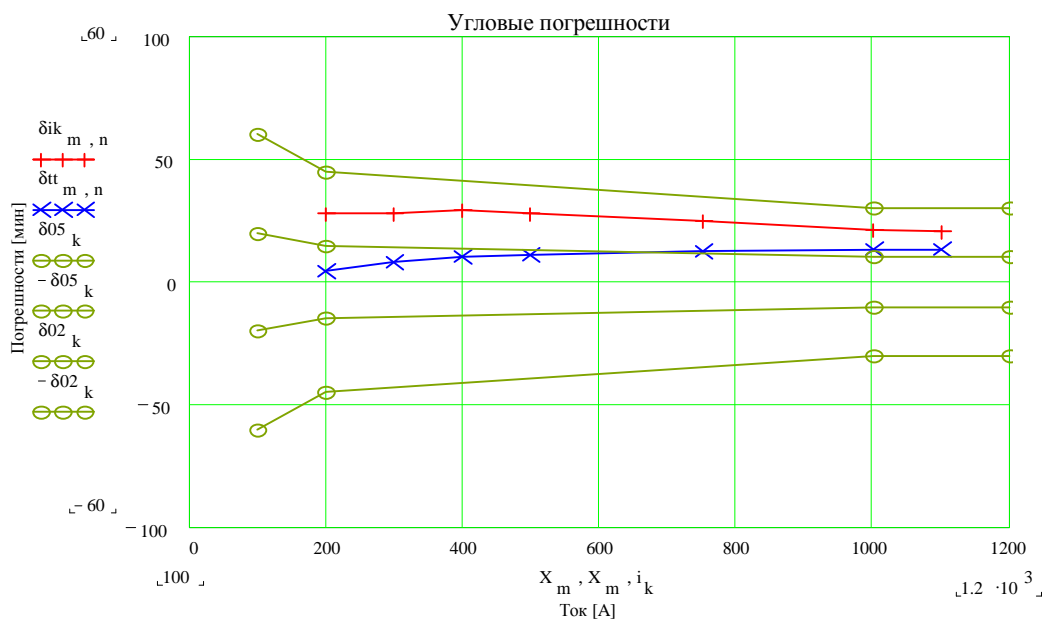


Рис.3. Угловые погрешности ЦТТ.

Одна из восьми осциллограмм испытаний ЦТТ током короткого замыкания приведена на рис. 4.

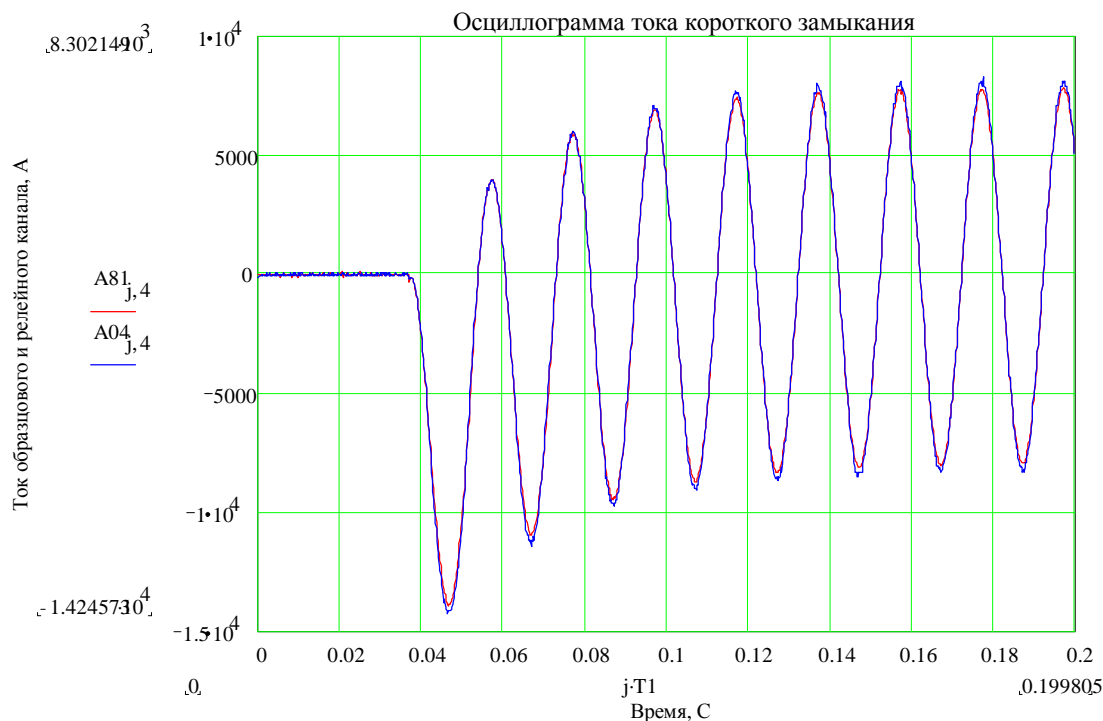


Рис. 4. Осциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала (ТТ типа И523 класса 0.05,  $K_T=10000/5$  и шунт Р321, 0.1 Ом, класс 0.01) и релейного канала по 4 опыту.

Проходная характеристика релейного канала ЦТТ по всем 8 опытам в диапазоне первичных токов 0- 40 кА приведена на рис 5.

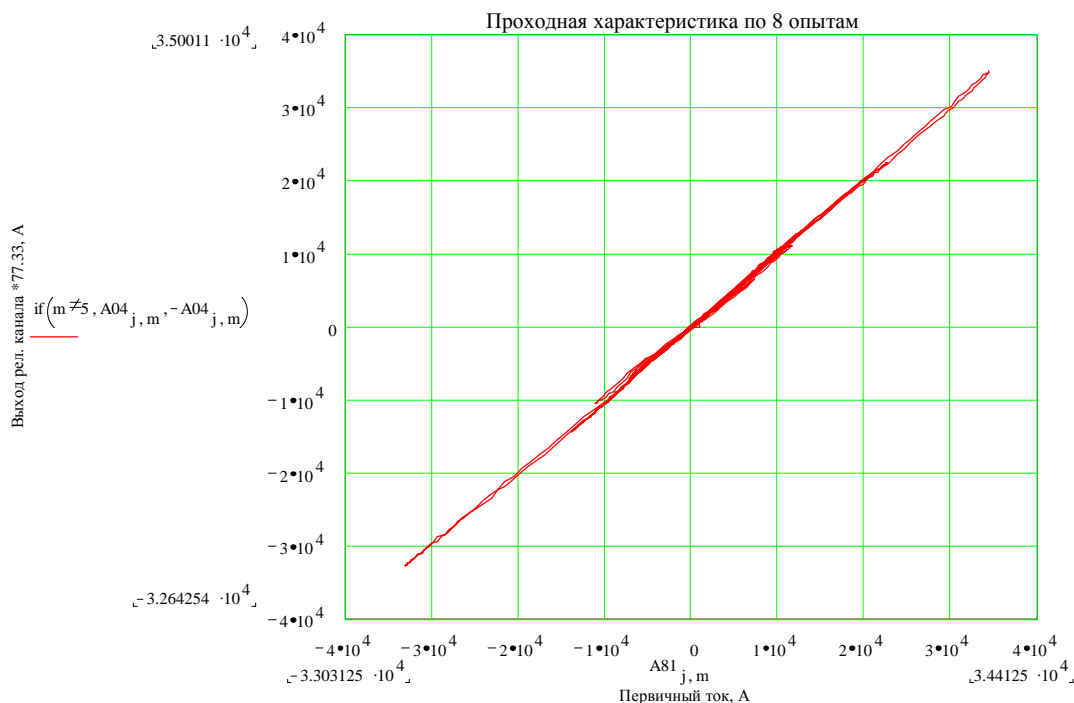


Рис 5 Проходная характеристика релейного канала ЦТТ по всем 8 опытам.

Обработка результатов испытаний большими токами проводилась нелинейным функционалом, учитывающим как синусоидальный характер тока короткого замыкания, так и наличие постоянной составляющей, затухающей по экспоненте. При этом коэффициент избыточности информации был порядка 85 и функционал вычислялся с учетом статистических параметров, т.е. моментов первого и второго поряд-

ка, а также с учетом непрерывности и гладкости производных по каждому из указанных в табл. 1 параметров. Результаты обработки приведены в табл. 1.

1	2	3	4	5	6
0.03548	$5.40152 \cdot 10^3$	-18.71052	0.02749	49.98605	$9.0375 \cdot 10^3$
0.03868	$1.38542 \cdot 10^4$	47.80686	0.02827	49.96135	$2.03625 \cdot 10^4$
0.03787	$2.07027 \cdot 10^4$	-0.03606	0.02063	50.29132	$3.44125 \cdot 10^4$
0.03717	$7.99557 \cdot 10^3$	180.00234	0.0297	49.95329	$-1.39125 \cdot 10^4$
0.03802	$7.13443 \cdot 10^3$	-53.29557	0.02825	49.98621	$1.03594 \cdot 10^4$
0.0374	$7.22847 \cdot 10^3$	$-4.84511 \cdot 10^{-3}$	0.0292	49.96714	$1.25938 \cdot 10^4$
0.03837	$1.33595 \cdot 10^4$	15.09909	0.02804	49.97266	$2.26094 \cdot 10^4$
0.03861	$2.0115 \cdot 10^4$	152.49044	0.02841	49.95198	$-3.30313 \cdot 10^4$

Табл. 1. Результаты обработки осциллограмм токов короткого замыкания по всем 8 опытам:

- 1- момент включения выключателя, отсчитанный от начала осциллограммы в секундах;
- 2- амплитуда установившегося значения тока КЗ в амперах;
- 3- фаза включения в градусах;
- 4 - постоянная времени затухания переходного процесса в секундах;
- 5 - частота во время опыта в Гц;
- 6 - амплитуда ударного тока КЗ в амперах.

В целом ЦТТ обеспечивает трансформацию всего спектра тока короткого замыкания, включая апериодическую составляющую тока КЗ с точностью 3%.

Выводы:

1. Разработан цифровой трансформатор тока для снабжения информацией о первичном токе по мгновенным значениям систем релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики и диспетчерского управления.
2. По результатам испытаний ЦТТ в испытательном центре токами до 1.2 номинального, погрешность для измерительного канала не превышает 0.5%.
3. По результатам испытаний ЦТТ в испытательном центре токами короткого замыкания с апериодической составляющей, погрешность для релейного канала не превышает 3%.
4. ЦТТ по данному принципу действия особенно эффективен для измерения первичных токов в электроустановках класса 110- 1150 кВ.

Литература

1. В.Н.Гречухин. Цифровой магнитотранзисторный преобразователь тока для энергетических установок до 1150 кВ.// Труды ИГЭУ, вып. 1.- Иваново.-1997, с. 235-239.
2. Стандарт IEEE C37.111-1991, Общий формат обмена данными переходного процес-са в энергетических системах (COMTRADE), 1991г.
3. В.Н. Гречухин Анализ результатов испытаний цифрового трансформатора тока, Электро №3 2001 г., с 42-45.

## «ПАРМА ВАФ®-А – ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ МЕЧТА РЕЛЕЙЩИКА».

Башляев А.И. главный конструктор ООО «Парма»



Вольтамперфазометр ВАФ®-А — полностью автоматизированный универсальный прибор, предназначенный для обеспечения работы главного энергетика, службы релейной защиты и автоматики, предприятий энергонадзора и энергосбыта.

«ПАРМА ВАФ®-А» – универсальный прибор, сочетающий максимальную точность измерений и минимальные затраты Ваших усилий и времени.

### **Отличительные особенности:**

- жидкокристаллический дисплей 2 строки по 16 символов для одновременного отображения до 4-х измеряемых параметров;
- подсветка дисплея для работы в условиях слабой освещенности;
- **полная автоматизация выбора режима работы и диапазона измерения на основании установленных приоритетов;**
- универсальное питание;
- малая потребляемая мощность и, как следствие, большей продолжительностью работы при автономном питании;
- малые габариты и масса;
- удобство работы с труднодоступными токоведущими линиями.

### **Технические характеристики.**

Предел измерения:

напряжения постоянного тока, В	460
действующего значения напряжения переменного тока, В	460
действующего значения силы переменного тока, мА	10000
угла сдвига фаз между током и напряжением и напряжением и током, град.	±180
мощности активной и реактивной, Вт (вар)	4600
Диапазон измерения частоты, Гц	45 – 65

Допускаемая относительная погрешность

измерения напряжения постоянного тока, %  $1+0,1(U_k / U_i - 1)$

Допускаемая относительная погрешность измерения действующего значения напряжения переменного тока, %  $1+0,1(U_k / U_i - 1)$

Допускаемая относительная погрешность измерения действующего значения силы тока, %  $1+0,1(I_k / I_i - 1)$

где  $U_k$  ( $I_k$ ) - предел измерения напряжения (силы тока),  $U_i$  ( $I_i$ ) – измеренное значение напряжения (силы тока).

Допускаемая приведенная погрешность измерения угла сдвига фаз, %	1
Допускаемая приведенная погрешность измерения мощности, %	3.
Допускаемая относительная погрешность измерения частоты, %	0,1
Вольтамперфазометр определяет порядок чередования фаз в трехфазной системе.	
Входное сопротивление каналов напряжения, не менее, МОм	1
Предельное значение напряжения, которое может быть показано на дисплее, не менее, В	600
Чувствительность по току, мА	от 10
Раскрытие магнитопровода токоизмерительных клещей, мм	9 ± 0,5

ВАФ® обеспечивает устойчивость метрологических характеристик в части механических воздействий в соответствии с требованиями группы 4 по ГОСТ 22261.

Рабочие условия применения в части воздействия климатических факторов внешней среды:  
 температура окружающего воздуха от -20 до +55 °С.;  
 относительная влажность воздуха 90% при 30 °С.;  
 атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа.

Радиопомехи от ВАФ® соответствуют требованиям ГОСТ Р 51318.22.

Вольтамперфазометр "Парма ВАФ®-А"- аппаратура класса А.

ВАФ® выдерживает воздействие следующих видов помех:  
 электрического статического разряда по ГОСТ Р 51317.4.2;  
 наносекундных импульсных помех по ГОСТ Р 51317.4.4;  
 микросекундных импульсных помех по ГОСТ 29254;  
 динамических изменений напряжения сети электропитания по ГОСТ 29254;

При испытаниях на помехоустойчивость критерий качества "В" по ГОСТ 29073.

При испытаниях на помехоустойчивость степень жесткости 2.

Напряжение питающей сети, В

220±44.

Частота питающей сети, Гц

45-52.

Напряжение постоянного тока 6В (четыре гальванических элемента: размер С, номинальное напряжение 1.5 В). Батарейное питание включается автоматически при удалении из гнезда колодки кабеля сетевого питания.

Потребление электроэнергии по цепям питания прибора не превышает, ВА (Вт)

при сетевом питании

3

при батарейном питании

0,5

Габаритные размеры измерительного блока прибора 180x70x120 мм.

**Масса измерительного блока не более 1кг.**

#### ПРИМЕНЕНИЕ:

Прибор предназначен для:

- измерения напряжения постоянного тока;
- измерения действующего значения напряжения и силы переменного тока промышленной частоты;
- измерения угла сдвига фазы между напряжением и током, между током и напряжением, между током и током (при комплектации прибора двумя токоизмерительными клещами), между током и напряжением, с одновременным вычислением полной мощности в цепи;
- измерения частоты переменного напряжения и тока;
- определения последовательности чередования фаз в трехфазных системах, как со средней точкой, так и без нее.

#### КОНСТРУКЦИЯ ПРИБОРА:

- Прибор имеет изолированный корпус из ударопрочной пластмассы, помещен в мягкую сумку с ремнем, служащую также для хранения аксессуаров. Небольшой вес и габариты обеспечивают легкость переноски. Корпус состоит из верхней крышки и основания, соединенных четырьмя винтами, и двух стенок: передней и задней. На задней стенке расположена крышка для размещения батареи автономного питания. На передней панели имеется выключатель питания прибора, кнопка включения подсветки дисплея, двоячная клемма для присоединения сигнала напряжения фазы (А) или Упорн, одиночная клемма для присоединения сигнала напряжения фазы (С) или Уизмер, гнездо для включения токоизмерительных клещей Ипорн, гнездо для включения токоизмерительных клещей Иизмер, дисплей. На основании сбоку расположено гнездо для подключения питающей сети 220В.

- **Вольтамперфазометр "Парма ВАФ®-А" имеет сертификат соответствия в системе сертификации ГОСТ-Р № РОСС RU. ME03.B05540 №4129437 и сертификат утверждения типа средств измерений (СИ) № RU.С.34.022.А №11149. Прибор внесен в Госреестр СИ под №22029-01.**

- **Вольтамперфазометр разработан в соответствии с требованиями ГОСТ 22261 и действующих стандартов ГСИ**

- **Лицензия на изготовление средств измерений № 1194**
- **Прибор поставляется со свидетельством о Государственной поверке.**
- **14 февраля 2002г. Российским агентством по патентам и товарным знакам (Роспатент) было принято решение о регистрации товарного знака «ВАФО».**

ООО «ПАРМА»  
 Россия, 198216  
 г. Санкт – Петербург,  
 Ленинский пр. 140  
 Тел.: +7 (812) 346-86-10  
 Факс: +7 (812) 376-95-03  
 E-mail: [dvs@parma.odusz.elektra.ru](mailto:dvs@parma.odusz.elektra.ru)  
[www.parma.spb.ru](http://www.parma.spb.ru)

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ БЛОКИ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДЛЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

**Езерский В.Г., Мирон В.А., Ячкула Н.И. НТЦ “Механотроника”, Санкт-Петербург;**

**Кондаков А.Д., Мизинцев А.В., Попов А.Ю. ООО “НИИЭФА-ЭНЕРГО”, Санкт-Петербург**

Серия отечественных микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики типа БМРЗ дополнена новым функциональным рядом для присоединений 27,5 кВ устройств тягового электроснабжения: тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения электрифицированных железных дорог переменного тока. Этот функциональный ряд включает в себя блоки для всех типов присоединений 27,5 кВ:

- БМРЗ-ФКС – для фидеров контактной сети;
- БМРЗ-ФВВ – для фидеров выключателя ввода 27,5 кВ;
- БМРЗ-УПК – для устройств поперечной компенсации;
- БМРЗ-ДПР – для фидеров продольного электроснабжения типа "два провода-рельс";
- БМРЗ-ТСН – для фидеров трансформатора собственных нужд.

Необходимость разработки нового функционального ряда БМРЗ обусловлена существенными отличиями устройств тягового электроснабжения (УТЭ) от общепромышленных объектов, в частности:

- 1) по числу фаз (ФКС и УПК – однофазные, ДПР и ТСН – двухфазные, ФВВ – трехфазный);
- 2) по форме тягового тока (форма тока – несинусоидальная, коэффициент гармоник 20÷40%);
- 3) по специфическим режимам нагрузки (пуск электровоза, генераторный режим электровоза, включение трансформатора электровоза на холостой ход, отрыв и искрение токоприемника, режим плавки гололеда на контактном проводе и т.д.);
- 4) по числу обслуживаемых коммутационных аппаратов (ФКС – выключатель и два разъединителя, ФВВ – один выключатель, УПК – два выключателя, ДПР – выключатель и разъединитель, ТСН – выключатель и контактор);
- 5) по способам питания и секционирования контактной сети (каждый участок контактной сети запитывается с двух сторон схемы питания: узловая петлевая и параллельная);
- 6) по требованиям к быстродействию основных защит (время срабатывания основной защиты ФКС не должно превышать 25 мс);
- 7) по требованиям к функциям защит (защита контактного провода от отжига, защита контактного провода от обрыва и падения на шпальную решетку, защита от подпитки коротких замыканий на высокой стороне трансформатора со стороны контактной сети, защиты конденсаторной батареи...) и т.д.

Поэтому в блоках функционального ряда 27,5 кВ имеются отличия от других блоков типа БМРЗ, основные из которых заключаются в следующем.

1. Введены специфические «железнодорожные» защиты: токовая отсечка и ненаправленная дистанционная защита, работающие на половине периода сигнала; 4 ступени направленной дистанционной защиты контактной сети; квазитепловая защита от отжига контактного провода; защита от подпитки со стороны контактной сети; дифференциальная защита по напряжению 2 секций конденсаторов и продольная токовая защита устройства поперечной компенсации; защита от перегрузки конденсаторов токами высших гармоник.

2. Дополнены функции автоматики: адаптация уставок 2-й и 3-й ступеней дистанционной защиты по коэффициенту гармоник; ускорение этих ступеней дистанционной защиты по соотношению токов двух смежных фидеров; функция автоматического повторного включения (АПВ) БМРЗ-ФКС до-

полнена возможностями: 1) блокировки АПВ при отсутствии напряжения и 2) ускорения первого цикла АПВ при наличии напряжения в фидере; логическая защита шин обеспечивает отключение ФКС, через которые возможна подпитка короткого замыкания от смежной подстанции; сигнал на резервирование отказа выключателя (УРОВд) формируется только по наличию тока в фидере после команды отключения по защитам.

3. Введены функции управления: в БМРЗ-ФКС – двумя разъединителями; в БМРЗ-УПК – вторым выключателем; в БМРЗ-ДПР – одним разъединителем; в БМРЗ-ТСН – контактором на стороне 0,4 кВ. Ввод уставок осуществляется в первичных величинах тока, напряжения и сопротивления.

4. Введены дополнительные функции диагностики состояния оборудования: расчет выработанного ресурса выключателей; контроль цепей управления разъединителями; контроль цепей измерительных трансформаторов напряжения; контроль наличия напряжения на шинах включающих катушек.

5. Расширены возможности цифровой регистрации аварийных процессов – сохраняется до 8 осциллограмм последних аварийных отключений с записью всех аналоговых сигналов и 16 дискретных; длительность осциллограммы – 2,5 с; предыстория – 0,5 с.

6. Реализован протокол обмена MODBUS, использующийся для создания автоматизированных систем управления устройствами тягового электроснабжения.

Основные функции релейной защиты и автоматики (РЗА), выполняемые на присоединениях 27,5 кВ приведены в таблице.

БМРЗ функционального ряда 27,5 кВ выполняют функции не только РЗА и управления, но также функции:

- местной и дистанционной сигнализации;
- измерений текущих и аварийных значений параметров нагрузки;
- регистрации всех пусков и срабатываний защит;
- осциллографирования аварийных режимов;
- диагностики основного оборудования;
- хранения накопленной информации и передачи ее по последовательному каналу связи.

Кроме того, БМРЗ функционального ряда 27,5 кВ выполняют функции РЗА не только соответствующих присоединений, но и необходимые функции РЗА более высоких уровней:

- распродустройства в целом (защита от внутренних коротких замыканий),
- всего устройства тягового электроснабжения (УРОВ, защита от подпитки),
- межподстанционной зоны (автоматическое восстановление нормальной схемы питания после ликвидации аварии).

Это позволяет на основе БМРЗ как контроллеров нижнего уровня строить полнофункциональные автоматизированные системы управления устройствами тягового электроснабжения. При этом не требуются дополнительные устройства релейных защит и автоматики, телеизмерений, диагностики, регистрации и т.д.

Результаты опытной эксплуатации БМРЗ-ФКС на Северной и Белорусской железных дорогах подтвердили следующие преимущества этого блока (по сравнению с применяемыми на таких фидерах электронными устройствами):

- точность и стабильность значений уставок защит;
- возможность легко идентифицировать аварийную ситуацию по осциллограммам;
- точность и наглядность представления измеряемых аналоговых величин;
- простота и удобство в эксплуатации.

Блоки БМРЗ функционального ряда 27,5 кВ являются совместной разработкой ООО «НИИЭФА - ЭНЕРГО» и НТЦ «Механотроника»; они могут быть использованы как при строительстве новых объектов тягового электроснабжения, так и при реконструкции действующих линий, а также при переводе электроснабжения участка с постоянного на переменный ток.

Разработанный и с 2001 г. выпускаемый серийно функциональный ряд БМРЗ 27,5 кВ позволяет полностью перевести устройства тягового электроснабжения переменного тока на новое поколение средств РЗА и создавать на основе БМРЗ автоматизированные системы управления (АСУ) устройств тягового электроснабжения. АСУ за счет использования максимальной автоматизации процедур технического обслуживания позволяют реализовать «малолюдную» технологию эксплуатации, которая обеспечивает существенное сокращение эксплуатационных расходов.



Функции защиты и автоматики БМРЗ для РУ-27,5 кВ	Присоединения РУ-27,5:				
	ФКС	ФВВ	УПК	ПР	ТСН
Токовая отсечка (ТО)	+	+	+	-	+
Направленная дистанционная защита (ДЗ)	4 ст.*	2 ст.	-	-	-
Максимальная токовая защита (МТЗ)	-	+	+	+	+
Защита минимального напряжения (ЗМН)	+	+	+	+	+
Дифференциальная защита по напряжению	-	-	+	-	-
Защита от подпитки КЗ на стороне высокого напряжения со стороны тяговой сети 27,5 кВ	-	+	-	-	-
Защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ)	-	-	-	+	-
Продольная токовая защита	-	-	+	-	-
Защита от перегрузки конденсаторов высшими гармониками	-	-	+	-	-
Защита от превышения допустимого напряжения	-	-	+	-	-
Квазитепловая защита от отжига контактного провода	+	-	-	-	-
Логическая защита шин (ЛЗШ)	+	+	+	+	+
Двукратное автоматическое повторное включение (АПВ)	+	-	-	+	+
Резервирование отказов выключателя (УРОВ)	+	+	+	+	+
Определение коммутационного ресурса высоковольтного выключателя	+	+	+	+	+
Измерение и запоминание параметров для определения места повреждения	+	-	-	+	-
Автоматическое осциллографирование аварий	+	+	+	+	+

\* ст. – степень защиты.

## МЕТОД СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ФИЛЬТРУ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

**В. К. Ванин, В. Э. Лукин, Санкт-Петербургский государственный технический университет**

Развитие и обновление электроэнергетических систем, изменение их структуры и параметров, повышение требований потребителей электроэнергии к ее качеству приводят к необходимости совершенствовать методы и технические средства релейной защиты. Современный этап развития отечественных устройств релейной защиты характеризуется переходом от автономных аналоговых устройств к микропроцессорным системам, объединяющим в себе функции защиты, автоматики и сбора данных.

Во многих областях науки и техники перед исследователем возникают задачи, как на основе данных, полученных на конечном интервале времени или пространства (в непрерывной или дискретной форме), сформировать максимально достоверное представление об исходном образе, с которым связаны эти данные, т. е. о его основных характеристиках. Качество и достоверность оценки данных оказывают решающее влияние на формирование представлений об исходном образе.

Непрерывный процесс цифровой вычислительной техники значительно расширило сферы приложения спектральных методов к обработке информации, сформировав направление спектрального анализа, который в свою очередь оказывает стимулирующее влияние на дальнейшее развитие вычислительных методов и средств их реализации.

Внедрение в противоаварийную автоматику энергосистем микропроцессорных защит способствует использованию для обработки информации анализаторов спектра, реализующих непосредственно преобразование Фурье. Преобразование Фурье является математической основой, которая связывает

временной и пространственный сигнал (или же некоторую модель этого сигнала) с его представлением в частотной области. Один из важных вопросов, который является общим для всех методов спектрального оценивания, связан с применением функции окна в реальном времени ("скользящим" окном наблюдения).

Такой анализатор по идее является идеальным и позволяет определить комплексные амплитуды текущих спектров на любой интересующей нас частоте.

Для реализации метода дискретного преобразования Фурье (ДПФ) со "скользящим" окном наблюдения необходимо использовать формулы коэффициентов при ортогональных составляющих сигналов:

$$a_k = \frac{2}{m} \sum_{p=1}^m f(wp\Delta t) \cos(kwp\Delta t),$$

$$b_k = \frac{2}{m} \sum_{p=1}^m f(wp\Delta t) \sin(kwp\Delta t),$$

где  $a_k$  и  $b_k$  - косинусная и синусная составляющая.

Применительно к построению микропроцессорных систем релейной защиты этот метод является универсальным и позволяет получить в результате полный комплекс данных, обладающих необходимой информативной базой для функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время для защиты генераторов и других электроэнергетических объектов широко используется контроль напряжений, токов, мощности, сопротивления и их симметричных составляющих, например, обратной последовательности. Используемые фильтр-реле имеют недостаточную точность определения величин обратной последовательности. Погрешность контроля при этом составляет 10% и более от номинальных значений. Последствия неточности измерения приводят к завышению коэффициентов отстройки при выборе параметров срабатывания защиты, что приводит к преждевременному старению изоляции и к износу всего оборудования целом.

Применение ДПФ со "скользящим" окном наблюдения для выполнения различных защит дает более точное представление о контролируемых величинах при наличии различных помех. Определение полезных сигналов в различных устройствах осуществляется на основе приведенных выше косинусных и синусных ортогональных составляющих. Так, в системах защиты, разрабатываемых в СПбГТУ на кафедре "Электрические станции и автоматизация энергосистем", контролирующими симметричные составляющие величин

$$3 \dot{X}_{1A} = \dot{X}_A + a \dot{X}_B + a^2 \dot{X}_C,$$

$$3 \dot{X}_{1B} = \dot{X}_A + a^2 \dot{X}_B + a \dot{X}_C,$$

$$3 \dot{X}_0 = \dot{X}_A + \dot{X}_B + \dot{X}_C.$$

на примере полученных действующих значений токов обратной последовательности используются следующие составляющие

$$I_{\cos,2} = \frac{1}{3} (I_{\cos,A} - \frac{1}{2} I_{\cos,B} - \frac{1}{2} I_{\cos,C} - \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\sin,B} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\sin,C}),$$

$$I_{\sin,2} = \frac{1}{3} (I_{\sin,A} - \frac{1}{2} I_{\sin,B} - \frac{1}{2} I_{\sin,C} - \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\cos,B} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\cos,C}).$$

Тогда, ток обратной последовательности будет

$$I_2 = \sqrt{I_{\cos,2}^2 + I_{\sin,2}^2}.$$

В дальнейшем использование ортогональных составляющих позволяет избежать более сложных операций над реальными сигналами. Удовлетворительная погрешность менее 3 % достигается часто при окне наблюдения длительностью в период промышленной частоты.

Использование нового метода для реализации построения устройств релейной защиты и автоматики диктует его универсальность, а также и его экономическая эффективность для промышленного производства цифровых защит на базе микропроцессорных технологий.

## КОМПЛЕКСНАЯ МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРА.

**В.К. Ванин, А.В. Терёшкин.** *Санкт-Петербургский государственный технический университет*

Рассматривается комплексная микропроцессорная система защиты, разработанная в СПбГТУ и предназначенная для защиты генераторов малой и средней мощности. Система выполняет следующие основные функции:

1. Защита от внешних коротких замыканий — дистанционная защита на основе реле сопротивления с четырехугольной характеристикой.
2. Защита от тепловых (симметричных) перегрузок — максимальная токовая защита с выдержкой времени.
3. Защита от замыканий на землю в статоре генератора, основанная на контроле напряжения нулевой последовательности, измеряемого трансформатором нулевой последовательности.
4. Защита от внутренних коротких замыканий — продольная дифференциальная защита с торможением.
5. Защита от несимметричных коротких замыканий и режимов, основанная на контроле тока обратной последовательности, который формируется цифровым фильтром, оптимизированным по вычислительным затратам на реализацию.

Конструктивно устройство состоит из трех автономно работающих модулей — модуль продольной дифференциальной защиты; модуль защиты от несимметричных режимов и модуль защиты от замыканий на землю, внешниз к.з. и симметричных перегрузок.

Каждый модуль включает в себя четыре унифицированные платы — плата источника питания; плата входных преобразователей; цифровая плата и микропроцессорный модуль.

Источник питания с входным напряжением 24 В формирует гальванически развязанные напряжения для питания цифровой и аналоговой частей устройства, интерфейсных узлов.

Блок входных преобразователей выполняет преобразование до шести входных сигналов напряжения (номинальное значение 100 В) или тока (номинальное значение 5 А) в синусоидальное напряжение амплитудой 2,5 В, смещенное в неотрицательную область для последующего преобразования на однополярном АЦП. Датчики тока и напряжения выполнены на основе трансформаторов. В качестве альтернативы применены датчики фирмы LEM, измерение тока в которых основано на эффекте Холла.

Цифровая плата включает в себя интерфейсные узлы RS-232, RS-485 и CAN-bus, а также стандартный для микропроцессорной системы набор микросхем (обрамление).

Микропроцессорный модуль включает в себя микроконтроллеры и АЦП и ориентирован на решение функции конкретного модуля. Соединение платы микропроцессорного модуля и цифровой платы осуществляется специальными разъемами с параллельным размещением плат. Такое решение позволяет при изменении алгоритмов защиты и расширении сервисных функций выбирать оптимальный тип микроконтроллера, не меняя при этом аппаратную часть остальных плат.

Для решаемой задачи оптимальными по соотношению стоимость/производительность оказались микроконтроллеры фирмы Atmel. В модулях дифференциальной защиты и защиты от симметричных перегрузок, замыканий на землю и внешних к.з. использованы два процессора AT90S8535 с 10-битным АЦП в составе контроллера. В модуле защиты от несимметричных режимов использован процессор ATMega103 и внешний 16-битный АЦП фирмы Atmel.

Устройство защиты выполняет следующие сервисные функции — измерение действующих значений фазных токов и напряжений, а также напряжения нулевой и тока обратной последовательности; отображение информации на локальном ЖКИ и передачу в АСУ ТП по цифровому каналу связи; ввод команд и параметров работы устройства и объекта (уставок) с локальной клавиатуры или из АСУ ТП; ведение дневника событий — напоминание даты/времени срабатывания и значений сигналов во время срабатывания; самоконтроль и диагностику.

Связь с АСУ ТП осуществляется с использованием интерфейса RS-485 или на основе сетевой технологии CAN. Также возможен обмен информацией (ввод уставок, вывод измеряемых величин) с персональным переносным компьютером по интерфейсу RS-232.

Для повышения надежности работы устройства в целом предусмотрен ряд мер — децентрализация работы устройства и, как следствие, взаимное резервирование защит, работающих автономно; наличие нескольких комплектов устройства, например, трех, управляющие сигналы на отключение генератора которых объединены по мажоритарной схеме («два из трех»).

Многомодульное исполнение позволяет также собирать конфигурацию шкафа защиты оптимальную по стоимости для защиты конкретного объекта.

По технико-экономическим показателям система защиты не уступает зарубежным аналогам.

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА.

Ю. А. Степанов ООО “Диагностика-ЭС”.

Современная энергетика находится в постоянном режиме технического перевооружения. Реализация этого перевооружения возможна только во взаимосвязи с совершенствованием и расширением функций теоретического обеспечения производства.

В настоящее время повышение надежности и эффективности защиты первичного электрооборудования происходит за счет совершенствования технических средств, например, путем внедрения микропроцессорных защит и устройств на микроэлектронной базе. В системе учета эл. энергии так же происходит замена индукционных счетчиков на электронные. Однако коэффициент использования этих новшеств невысок. Причиной этому является не всегда точное, а иногда и ошибочное теоретическое объяснение происходящих процессов в эл. сетях переменного тока.

Это усложняет, а нередко заводит в тупик при проведении расследования причин аварийных ситуаций в процессе эксплуатации. Кроме того, несоответствие действительности и теорий происходящих процессов обуславливает недостатки в подготовке персонала, недостатки проектирования и недостатки изготовленного эл. оборудования. Поэтому в настоящее время происходит процесс пересмотра некоторых теоретических сведений.

Известно, что первоначальный этап логического мышления – это сомнение, например, в постулате существующей теории. Здесь следует, прежде всего, исходить из критического восприятия истоков информации об изучаемом предмете теоретического обеспечения энергопроизводства. Только в этом случае можно с полной уверенностью выбрать правильное направление в достижении позитивных результатов проводимого исследования.

Приведу несколько примеров, подтверждающих вышесказанное:

- Совпадающие по фазе вектора нулевой последовательности не могут быть *симметричными* составляющими, так как углы между векторами не равны  $120^\circ$ , а симметричной системой называется такая трехфазная система векторов, в которой все вектора равны по величине и сдвинуты относительно друг друга на угол  $120^\circ$ ;
- В существующей теории об обратной последовательности симметричных составляющих принято вращение векторов тока и напряжения в порядке А, С, В. Однако это может происходить только при изменении направления вращения ротора генератора или переключении фаз В и С на его статорной обмотке;
- В существующей технической литературе упоминается только намагничивающий ток, совпадающий с осью абсцисс. В то же время нет объяснения как размагничивается электротехническая сталь и какой ток осуществляет это размагничивание.
- Очевидно, что если сталь намагничивается, то обязательно должен происходить процесс ее размагничивания. В противном случае при насыщении и перемагничивания стали без ее размагничивания исключается возможность функционирования многих электрических аппаратов переменного тока;
- Отставание кривой напряжения на  $90^\circ$  от кривой тока при емкостном сопротивлении, исходя из физических соображений, лишено объективной оценки – на электроустановку сначала подается синусоидальное напряжение, а уже в зависимости от нагрузки формируется фаза тока. Емкостные и индуктивные несинусоидальные кривые тока отстают от синусоидальной кривой напряжения на угол, несколько отличающийся от  $90^\circ$ . Отличие состоит в различных знаках этих кривых (плюс или минус), что определяет соответственно опережение или отставание векторов тока относительно вектора напряжения на угол, несколько отличающийся от  $90^\circ$ .
- Аналогичные построения выполняются и в случае с активной нагрузкой при изменении, например, фазного и нулевого провода. Отличие состоит в том, что положительный знак кривой синусоиды определит совпадение вектора тока с вектором напряжения, а ее отрицательный знак – противоположное направление вектора тока;
- Возникновение при пуске асинхронного эл. двигателя наибольшего начального вращающегося момента так же лишено объективной оценки, так как при этом было бы возможным разрушение установки, приводимой двигателем в движение. В действительности двигатель развивает при пуске сравнительно небольшой вращающий момент, что хорошо согласуется с новым разработанным объяснением принципа его работы;
- Фазоуказатель определяет только прямое чередование фаз напряжения ABC, BCA, CAB или обратное их чередование ACB, BAC, CBA. Следовательно его маркировка ABC может не соответствовать действительности. В книге [1, стр. 132] показано как точно определить любое из указанных сочетаний фаз.

Особенно необходимо отметить следующие существенные причины, искажающие или снижающие эффективность результатов анализа происходящих процессов в цепях переменного тока:

- Подача на осциллограф падения напряжения с резистора, по которому протекает реактивный ток. В этом случае параметры изображенной кривой мгновенных значений тока не соответствуют параметрам действительной кривой.
- Недопустимость рассмотрения векторов и кривых мгновенных значений токов и напряжений в цепи с индуктивностью и емкостью при одновременном использовании синусоидальных и косинусоидальных кривых. Из-за этого сделан ошибочный вывод о том, что токи в этих цепях изменяются с частотой 50 Гц, а реактивные мощности – с частотой 100 Гц и имеют знакопеременные синусоидальные кривые.

В действительности токи изменяются с частотой 100 Гц, а мощности - с частотой 200 Гц и их мгновенные значения представляют несинусоидальные кривые, расположенные выше оси абсцисс.

- Недопустимость построения векторных диаграмм с разночастотными векторами. Это понятие в определении векторных диаграмм необходимо исключить. Наглядным примером этому служит увеличение напряжений до 300 В на выводах разомкнутого треугольника трансформатора напряжения контроля изоляции (ТНКИ) в сети 6-35 кВ [2, стр. 59] из-за сложения векторов напряжения, изменяющихся с частотой 50 и 150 Гц.
- Отсутствие единых технически обоснованных правил построения векторных диаграмм ограничивают не только спектр их использования, но и приводят к неправильным выводам при анализе действия релейной защиты и учете электроэнергии.

В книге [2,стр.9] приведены систематизированные сведения об известных и вновь разработанных ее авторами правилах построения векторных диаграмм.

При использовании указанных правил составлены принципиально новые векторные диаграммы токов и напряжений в нормальном режиме и при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью, а так же технически обоснованные объяснения процессов, происходящих во вторичных обмотках ТНКИ.

Строгое соблюдение правил позволило выполнить разработку защиты, чувствительной ко всем видам коротких замыканий (КЗ) в любой точке обмоток силовых трансформаторов и разработку высокоэффективных поперечных защит высоковольтных линий электропередач, исключая “мертвые” зоны и обеспечивающих в некоторых случаях практически мгновенное действие АВР. Указанные разработки защищены авторскими свидетельствами на изобретения.

Отличительной особенностью книги является то, что при анализе действия дифференциально-токовой защиты силового трансформатора распределение токов на схеме и векторные диаграммы рассматриваются для всех видов внешних и внутренних КЗ относительно зоны действия дифференциальной защиты, а не для одного внешнего 3-х фазного КЗ на стороне низкого напряжения, как представлялось во всех выпускаемых ранее книгах. В руководящих указаниях по релейной защите (13Б, М., Энергоатомиздат, 1985 г.) представлено только токораспределение при всех видах КЗ без анализа действия защиты посредством построения векторных диаграмм.

Составленные правила построения векторных диаграмм принесли неосценимую пользу при разработке нового нетрадиционного метода формирования симметричных составляющих обратной и нулевой последовательности.

Результатом пересмотра некоторых теоретических сведений явилось установление факта, что наличие индуктивности и емкости в эл. сети вызывает кроме известного реактивного тока, совпадающего с осью абсцисс, возникновение реактивного тока, совпадающего с осью ординат, который при индуктивности направлен от источника к приемнику эл. энергии, а при емкости этот ток имеет противоположное направление.

Это позволило показать, что при включении емкости в эл. сети уменьшается не только ток, совпадающий с осью абсцисс, но и реактивный ток, совпадающий с осью ординат. Очевидно, что в этом случае уменьшается себестоимость кВт•ч эл. энергии и расход топлива на тепловых станциях.

Указанные выводы теоретического исследования подтверждены испытаниями в действующих и лабораторных условиях.

Одним из основных выводов нового решения является установление факта, что ток, совпадающий с осью абсцисс является не намагничивающим током, как представлялось во всей эл. технической литературе, а размагничивающим током, значение которого неоспоримо велико. Например, известно, что номинальное напряжение – это действующее напряжение, равное  $0,707U_m$ . При этом значении сталь насыщается, а при напряжении от  $0,707U_m$  до  $U_m$  сталь перемагничивается. При этом кривая тока холостого хода силовых трансформаторов сильно отличается от синусоидальной, но вторичное напряжение остается синусоидальным. Виновником этого на первый взгляд непонятного положительного эффекта является размагничивающий ток.

В первой четверти периода напряжение промышленной 50 Гц сталь перемагничивается, а во второй четверти размагничивается. В 3-ей и 4-ой четвертях периода процесс повторяется. Таким образом, намагничивающий и размагничивающий ток изменяется с частотой 100 Гц [3].

Установлен факт наличия реактивного тока ( $I_{cn}$ ), возникающего за счет внутренних процессов в ферромагнитных материалах и совпадающего с размагничивающим током ( $I_{pm}$ ). Отличие состоит в том, что ток  $I_{pm}$  размагничивает магнитопровод приемника электрической энергии, а ток  $I_{cn}$  – магнитопровод

генератора. Одновременно с этим установлено, что изменяющийся с частотой 50 Гц спонтанный ток компенсируется зарядным емкостным током, изменяющимся с частотой 50 Гц. При этом так же определены емкостные зарядные и разрядные токи, изменяющиеся с частотой 100 Гц. Емкостные токи с частотой 50 или 100 Гц формируются соответственно линейными и нелинейными конденсаторами.

Очевидно, что полная компенсация спонтанного тока  $I_{сн}$  на месте его формирования позволит существенно уменьшить себестоимость кВтч электрической энергии и расход топлива на тепловых станциях за счет сокращения потерь электрической энергии в сетях.

Кроме того, появилась возможность установления физической сути возникновения гармоник. При подаче синусоидального напряжения (50Гц) появляется гармоника с частотой 100 Гц, которая определяет возникновение 3-ей гармоники, 4-я гармоника – пятой гармоники.

В настоящее время наиболее актуальной является концепция создания устройств защиты, управления режимами работы и противоаварийного управления электроэнергетическими системами. Эта концепция может быть в полной мере реализована на базе унифицированных микроэлектронных средств обработки электрических сигналов (интегральных микросхем, микропроцессоров, компьютеров).

Входные сигналы, поступающие от измерительных трансформаторов напряжения и тока при аварийных режимах, содержат принужденные (незатухающие) гармонические составляющие, которые в существующей литературе считаются помехами, “забивающими” входной сигнал. Выделение входного сигнала из его смеси с указанными помехами производится частотными фильтрами.

Однако представилось возможным доказать [4], что 3-я гармоника обуславливает возникновение нулевой последовательности, изменяющейся с частотой 150 Гц, а не 50 Гц согласно старой трактовке о нулевой последовательности. Так же необходимо отметить, что согласно новой трактовке нулевая последовательность состоит не из 3-х совпадающих векторов фаз А, В, С, а 3-х групп из векторов фаз А, В, С (150 Гц) для каждой фазы (50 Гц). При этом нулевая последовательность действительно становится симметричной составляющей в отличие от трех совпадающих по фазе векторов.

Пятая гармоника вызывает возникновение обратной последовательности, изменяющейся с частотой 250 Гц [4], а не с частотой 50 Гц согласно новой трактовке об обратной последовательности.

Одновременно с этим установлено, что вектора токов или напряжений 3-й и 5-й гармоники имеют обратное вращение относительно векторов тока или напряжения основной частоты 50 Гц.

Синхронность увеличения вращающих моментов прямой и обратной последовательностей при повышении напряжения сети исключает ускорение электродвигателей. При этом устраняется возможность нарушения технологических процессов и разрушения установки, приводимой эл. двигателем в движение.

Новый способ позволит значительно повысить эффективность использования метода симметричных составляющих при создании органов релейной защиты, наладке, эксплуатации и анализе действия защит посредством построения векторных диаграмм.

Эти векторные диаграммы в отличие от существующих в технической литературе обеспечивают наглядное и понятное представление о происходящих процессах в эл. сети переменного тока.

Токи 3-й и 5-й гармоники наряду с активным током при коротких замыканиях влияют на величину угла  $\phi_{кз}$  [4].

Новая трактовка изменения тока с частотой 100 Гц, а не 50 Гц, при наличии индуктивности и емкости позволила значительно расширить область использования теоретических основ электротехники. Например, разработанное новое объяснение принципа работы электродвигателя с короткозамкнутым и фазным ротором обеспечивает наглядное и понятное представление о сути происходящих электромагнитных процессов при пуске, холостом и нагрузочном режиме. Это в достаточной степени точности позволяет ответить на вопросы, возникающие при современных условиях эксплуатации электродвигателей, когда режимы их работы становятся более динамичными и разнообразными по характеру, а технологические процессы значительно усложняются. Поэтому существующие устройства релейной защиты электродвигателей могут быть недостаточно эффективными. Следовательно, эти устройства так же должны претерпеть качественные изменения.

#### Литература.

1. Степанов Ю. А., Степанов Д. Ю. Оптимизация измерительного комплекса учета электрической энергии и релейной защиты.-М.: Энергоатомиздат, 1998 г.
2. Степанов Ю. А., Степанов Д. Ю. Совершенствование релейной защиты на примерах построения векторных диаграмм.-М.: Энергоатомиздат, 1999г.
3. Установление приоритета (06. 02. 2001 г.) по заявке №2001.103.042/09(003461) о выдаче патента на изобретение “Способ для определения состава и направления токов в электрической сети переменного тока с индуктивностью и емкостью”. Степанов Ю. А. , Степанов Д. Ю.
4. Установление приоритета (23. 04. 2001 г.) по заявке №2001.110.697/09(011500) о выдаче патента на изобретение “Способ для составления векторных диаграмм симметричных составляющих нулевой и обратной последовательности”. Степанов Ю. А. , Степанов Д. Ю.

## ПРОДУКЦИЯ МАЛОГО ЧАСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ "ИВА" (ОДЕССА)

**М.Г. Тяпкин, малое частное предприятие "Ива"**

Малое частное предприятие "Ива" создано в мае 1991 года из сотрудников одесского СКБ "Молния" на территории завода "Нептун". Директор - Михаил Григорьевич Тяпкин. Предприятие осуществляет полный цикл разработки и изготовления электронной аппаратуры для энергетики (в основном для служб релейной защиты и автоматики).

Среди выпускаемых изделий разработки МЧП "Ива" можно отметить изделия:

пост высокочастотной защиты ПВЗ;

ПВЗ с возможностью передачи пяти сигналов телеотключения (ПВЗ-ТО);

ПВЗ с узлом АКМ, обеспечивающим контроль канала связи, на одном (двух) из концов которого установлена аппаратура ПВЗ-90, а на остальных - аппаратура ПВЗ с указанным узлом АКМ;

ПВЗ с узлом АКМ, который **впервые в мире** позволяет осуществлять контроль канала связи, образованного двумя комплектами аппаратуры ПВЗ, подключенными к панелям ВЧ блокировок с введенной в работу схемой так называемого "дистанционного отклика" передатчика, при котором по факту приема ВЧ сигнала на частоте приемника через время, называемое временем задержки, схема дистанционного отклика запускает свой передатчик на заданный промежуток времени (в настоящее время этого не умеет ни один автоконтроль других разработчиков);

аппаратура частотной разгрузки многофункциональная АЧРМ.

Указанная аппаратура успешно эксплуатируется в энергосистемах стран СНГ: ПВЗ - с 1992 г.; АЧРМ - с 1997 г.; ПВЗ-ТО - с 1999 г.; пост высокочастотной защиты ПВЗ с узлом АКМ, обеспечивающим контроль канала связи, на одном (двух) из концов которого установлена аппаратура ПВЗ-90, а на остальных - аппаратура ПВЗ с указанным узлом АКМ – с 2000 г.; пост высокочастотной защиты ПВЗ с узлом АКМ, который позволяет осуществлять контроль канала связи, образованного двумя комплектами аппаратуры ПВЗ, подключенными к панелям ВЧ блокировок с введенной в работу схемой так называемого "дистанционного отклика" передатчика – с 2000 года.

Изделие АЧРМ отмечено медалью Всероссийского Выставочного Центра в марте 1998 г. Комплекс устройств РЗА отмечен медалью Всероссийского Выставочного Центра в апреле 2000 года.

МЧП "ИВА" имеет возможность изготовления и поставки указанной аппаратуры, запасных блоков, плат и комплектующих на указанную аппаратуру. МЧП "ИВА" имеет возможность проведения обучения устройству и методам эксплуатации изготавливаемой аппаратуры.

Наши координаты:

65005, г. Одесса, ул. Б. Хмельницкого 59, МЧП "Ива", директору МЧП "Ива" М.Г. Тяпкину, тел. (048) 732-86-11, e-mail: [iwa@tekom.odessa.ua](mailto:iwa@tekom.odessa.ua)

### **Пост высокочастотной защиты ПВЗ**

Аппаратура ПВЗ предназначена для передачи и приёма сигналов защит по высокочастотному каналу, образованному по проводам линий электропередачи напряжением (35 - 1150) кВ.

ПВЗ работает в комплексе с дифференциально-фазными всех типов, дистанционными и направленными защитами с ВЧ блокировкой, выполненными на базе электромеханических реле и полупроводниковыми защитами на базе полупроводниковых элементов.

Аппаратура ПВЗ заменяет ранее выпускавшуюся аппаратуру УПЗ-70, серийно выпускаемую аппаратуру АВЗК-80 при работе двух приёмопередатчиков и серийно выпускаемую аппаратуру АВЗ при работе двух приёмопередатчиков и частотах передачи/приёма до 600 кГц.

### **ПВЗ с возможностью передачи пяти команд телеотключения - ПВЗ-ТО.**

Аппаратура ПВЗ-ТО может быть изготовлена из аппаратуры ПВЗ как в заводских условиях, так и непосредственно на месте эксплуатации заменой узла АК на новый микропроцессорный узел АКМ и установкой на правой боковой стенке аппаратуры ПВЗ узла ВВ; при этом не требуется проведения каких-либо изменений или регулировок применяемых узлов и блоков аппаратуры ПВЗ.

При замене в существующей аппаратуре ПВЗ узла АК на узел АКМ обеспечивается контроль двухконцевого или **трехконцевого** канала связи, образованного комплектами аппаратуры ПВЗ; расширяются возможности автоматической и ручной (по запросу оператора) диагностики канала и выполнения ряда сервисных функций контроля (например, дистанционный запуск передатчика любого конца канала связи для проведения измерений параметров канала или получение информации о неисправностях, зафиксированных на других концах канала связи). Благодаря обмену информацией о неисправностях, обнаруженных на разных концах канала связи, фиксация неисправностей на всех концах производится одновременно. Возможен дистанционный сброс всех комплектов АКМ данного канала связи с любого комплекта аппаратуры. Схема автоконтроля может быть выведена из работы, при этом сохраняется возможность нормальной работы поста ПВЗ. Время занятия канала передачей остальных сигналов (в том числе **сигналов телеотключения**) **не более 45 мс.**

С узлом АКМ поставляется тестовое ПЗУ, позволяющее легко производить диагностику и ремонт узла.

Возможна поставка узлов АКМ отдельно или в составе аппаратуры ПВЗ (ПВЗ-ТО).

При замене узла АК на узел АКМ и установке на правой боковой стенке изделия дополнительного узла ВВ аппаратура ПВЗ-ТО может осуществлять передачу и прием до пяти сигналов телеотключения. Переключение каждого из сигналов телеотключения на передачу или на прием на каждой из стоек ПВЗ-ТО производится с помощью перемычек; возможны любые варианты организации передачи и приема сигналов телеотключения в данном канале связи (например, в трехконцевом канале возможна передача одного и того же сигнала ТО с двух концов канала и прием его на третьем конце канала или передача сигнала с одного из концов и прием этого сигнала на двух других концах канала).

В случае одновременного воздействия нескольких управляющих сигналов обеспечивается передача сигнала ТО, обладающего большим приоритетом. При появлении управляющих сигналов ТО во время занятости канала связи (например, во время действия защиты; при передаче более приоритетного сигнала ТО; при приеме сигналов ТО с другого конца канала связи) передача сигналов ТО производится при освобождении канала; установкой перемычек можно разрешить или запретить индивидуально для каждого канала передачу сигнала, если к моменту передачи управляющий сигнал прекратился (режимы "с запоминанием" и "без запоминания").

При приеме каждого из сигналов ТО замыкается соответствующая выходная изолированная контактная цепь, способная коммутировать мощность не менее 30 Вт. Задержка на возврат (запоминание) принятых сигналов в выходных цепях ПВЗ-ТО подборочным резистором может быть установлена в пределах от 50 мс до 1 секунды индивидуально для каждого канала.

Предусмотрена возможность подачи управляющего сигнала передатчика с лицевой панели узла ТО для опробования прохождения сигналов и регулировки времени задержки на срабатывание передаваемого сигнала; предусмотрена имитация приема сигналов ТО для проверки цепей приемника и регулировки задержки на возврат.

Возможна поставка узлов ВВ отдельно или в составе аппаратуры ПВЗ-ТО.

Применяемые для приема аппаратные и программные решения обеспечивают высокую помехоустойчивость передачи информации. Работа автоконтроля и ТО возможна при одинаковых частотах передачи и приема на постах всех концов канала и при работе с разносом частот до 1.5 кГц.

**Пост высокочастотной защиты ПВЗ с узлом АКМ, обеспечивающим контроль канала связи, на одном (двух) из концов которого установлена аппаратура ПВЗ-90, а на остальных - аппаратура ПВЗ.**

Пост высокочастотной защиты ПВЗ, обеспечивающий контроль канала связи, на одном (двух) из концов которого установлена аппаратура ПВЗ-90, а на остальных - аппаратура ПВЗ, получается из обычного поста ПВЗ заменой узла АК на микропроцессорный узел АКМ с соответствующей программой. Алгоритм работы узла АКМ вынужденно повторяет алгоритм автоконтроля аппаратуры ПВЗ-90 (с улучшением отдельных функций). С узлом АКМ поставляется тестовое ПЗУ, позволяющее легко производить диагностику и ремонт узла. Возможна поставка узлов АКМ отдельно или в составе аппаратуры ПВЗ.

**Пост высокочастотной защиты ПВЗ с узлом АКМ, позволяющим осуществлять контроль канала связи, образованного двумя комплектами аппаратуры ПВЗ, подключенными к панелям ВЧ блокировок с введенной в работу схемой так называемого "дистанционного отклика" передатчика.**

Пост высокочастотной защиты ПВЗ, который впервые в мире позволяет осуществлять контроль канала связи, образованного двумя комплектами аппаратуры ПВЗ, подключенными к панелям ВЧ блокировок с введенной в работу схемой так называемого "дистанционного отклика" передатчика, при котором по факту приема ВЧ сигнала на частоте приемника через время, называемое временем замедления, схема дистанционного отклика запускает свой передатчик на заданный промежуток времени (в настоящее время этого не умеет ни один автоконтроль других разработчиков), получается из обычного поста ПВЗ заменой узла АК на микропроцессорный узел АКМ с соответствующей программой.

Узел АКМ обеспечивает периодический автоматический контроль следующих параметров:

- 1) контроль отсутствия ответа от первого и второго конца канала связи;
- 2) контроль исправности основного приёмника, в том числе контроль обрыва выходной цепи приёмника;
- 3) контроль наличия сигнала дистанционного отклика;
- 4) контроль исправности генераторного оборудования узла ГЕН;
- 5) контроль наличия помехи в канале связи;
- 6) контроль увеличения затухания канала связи.

Сброс индикации неисправности и возврат схемы АКМ в исходное состояние производится обслуживающим персоналом; возможен дистанционный сброс всех комплектов АКМ данного канала связи с любого комплекта аппаратуры.



С узлом АКМ поставляется тестовое ПЗУ, позволяющее легко производить диагностику и ремонт узла. Возможна поставка узлов АКМ отдельно или в составе аппаратуры ПВЗ.

### **Аппаратура частотной разгрузки многофункциональная АЧРМ**

Аппаратура частотной разгрузки многофункциональная АЧРМ предназначена для предотвращения аварийного снижения частоты в энергосистеме путем автоматического отключения части потребителей при дефиците активной мощности (АЧР), для автоматического подключения отключенных потребителей после ликвидации аварийного дефицита мощности (ЧАПВ) и для слежения за скоростью снижения частоты в энергосистеме.

В состав аппаратуры входят следующие устройства:

1) АЧР-А, с возможностью запрета срабатывания от внешнего контакта (для организации двухвходовых схем) или от реле скорости снижения частоты. Возврат АЧР-А возможен от ЧАПВ-А, от внешнего контакта и от кнопки “Возврат АЧР”;

2) АЧР-В, с возможностью возврата от ЧАПВ-В или от ЧАПВ-А, от внешнего контакта и от кнопки “Возврат АЧР”;

3) АЧР-С, с возможностью возврата от ЧАПВ-С или от ЧАПВ-В, от внешнего контакта и от кнопки “Возврат АЧР”;

4) ЧАПВ-А с возможностью разрешения от АЧР-А или одновременно от АЧР-А и от АЧР-В и сбросом от внешнего контакта и от счетчика очереди ЧАПВ-А;

5) ЧАПВ-В с возможностью разрешения от АЧР-В или от АЧР-С и сбросом от внешнего контакта и от счетчика очереди ЧАПВ-В;

6) Устройство D, в зависимости от необходимости выполняющее следующие функции:

а) АЧР-D с возможностью возврата от внешнего контакта;

б) ЧАПВ-С с возможностью сброса от внешнего контакта;

в) Реле скорости снижения частоты со сбросом от внешнего контакта;

г) Реле повышения частоты.

Диапазон уставок по частоте всех перечисленных устройств от 41.56 до 61.03 Гц с дискретностью не более 0.01 Гц. Точность измерения частоты не хуже + 0.002 Гц в нормальных климатических условиях. Диапазон уставок по времени:

а) АЧР-А, АЧР-В, АЧР-С и устройства D от 90 до 2550 мс с дискретностью 10 мс или от 0.5 до 127.5 с с дискретностью 0,5 с;

б) ЧАПВ-А и ЧАПВ-В от 0.5 до 127.5 с дискретностью 0.5 с;

в) для счетчиков очереди ЧАПВ-А и ЧАПВ-В от 2 до 30 с с дискретностью 2 с;

г) для реле скорости снижения частоты от 1 до 255 периодов измеряемой частоты с дискретностью 1 период.

Все перечисленные устройства имеют отдельный контактный выход. Реле АЧР-А и АЧР-В могут объединяться по схеме “ИЛИ” для непрерывной и импульсной работы.

Предусмотрена возможность точной установки и изменения уставок по частоте и времени в условиях эксплуатации без дополнительной аппаратуры. Возможен визуальный контроль выполненных уставок с помощью переводных таблиц.

В аппаратуре также имеется устройство контроля величины измеряемого напряжения с отдельным контактным выходом.

Зона работы по напряжению контролируемого сигнала от 5 В до 300 В. Диапазон уставки напряжения блокировки от 5 В до 300 В. Предусмотрена индикация срабатывания реле всех устройств в настоящее время; срабатывания реле всех устройств в прошлом; прохождения очередей ЧАПВ-А и ЧАПВ-В; наличия контролируемого напряжения; наличия напряжения питания.

Предусмотрен непрерывный автоматический контроль исправности цепей источника электропитания, цепей вторичных источников электропитания и цепей входного измерительного напряжения с замыканием контактов реле внешней сигнализации при обнаружении неисправности и расшифровкой неисправности с помощью индикаторов.

Аппаратура предназначена для непрерывной круглосуточной работы без обслуживающего персонала в условиях эксплуатации, соответствующих категории УХЛЗ.1 ГОСТ 15150-69, кроме нижнего предельного значения рабочей температуры, которая для данной аппаратуры равна минус 30 градусов Цельсия.

При изменении температуры от нижнего до верхнего предельных значений изменение уставок не более 0.005 Гц, изменение напряжения блокировки не более 1%.

Электропитание устройства осуществляется от источника постоянного тока 220 В +30%-50% или 110 В +30%-30%; переменного тока 220 В +10%-60% или 110 В +30%-60%; измерительного напряжения 100 В +30%-50%.

Мощность, потребляемая по цепям электропитания, не более 6 Вт; мощность, потребляемая входными цепями от источника измерительного напряжения, не более 0.25 Вт.

Габариты аппаратуры 180\*280\*225 мм; вес 5.5 кг.

Подключение внешних цепей переднее.

Аппаратура выполнена на широко распространенных микросхемах серии K561 с многократным повторением однотипных схемных решений, вследствие чего предельно проста в освоении и эксплуатации.

В 2002 году заканчивается разработка двухвходовой аппаратуры частотной разгрузки **АЧРМ2** и кассеты дифференциально-фазной защиты для линий 110-330кВ **ДФЗИ**.

**Аппаратура частотной разгрузки многофункциональная АЧРМ2** предназначена для использования в цепях противоаварийной автоматики энергосистем в качестве органа, реагирующего на изменение частоты сети в энергосистемах. Аппаратура обеспечивает отключение нагрузки при снижении частоты сети ниже заданного допустимого значения и автоматическое повторное включение после восстановления частоты сети до заданного допустимого значения.

Аппаратура имеет два входа измеряемой частоты сети, шесть дискретных входов управления, шесть выходных реле, с каждым из которых могут быть связаны несколько выполняемых функций (например, любое из выходных реле может срабатывать при выполнении условий срабатывания АЧР, работающего от одного из входов измеряемой частоты и/или при выполнении условий срабатывания АЧР, работающего от другого входа измеряемой частоты, а отпускать при выполнении условий срабатывания ЧАПВ; функции АЧР и ЧАПВ и их уставки по частоте и времени реализуются индивидуально для данного выходного реле; для другого выходного реле задаются другие функции и уставки).

Предусматривается большой объем сервисных функций и функций самодиагностики аппаратуры. Применение эффективных фильтров входных измеряемых частот (с подавлением второй гармоники измеряемого сигнала на 60 дБ) и эксклюзивных методов секвентного анализа (реализуются двумя микро-ЭВМ) обеспечивает высокую помехозащищенность аппаратуры при воздействии помех и дестабилизирующих факторов, присущих энергосистемам (например, качания частоты).

Управление работой аппаратуры, в том числе ввод уставок, осуществляется с помощью клавиатуры и жидкокристаллического индикатора 2 \* 16 символов; значения уставок сохраняются в энерго-независимом ПЗУ. Во время работы аппаратуры на индикаторе отображаются текущие значения входных измеряемых частот и состояние выходных реле.

Габариты аппаратуры АЧРМ2 совпадают с габаритами аппаратуры АЧРМ; параметры по напряжению питания, входного измеряемого сигнала, точности, диапазонам уставок по частоте и времени не хуже, чем у аппаратуры АЧРМ.

**Кассета дифференциально-фазной высокочастотной защиты ДФЗИ** предназначена для защиты высоковольтных линий электропередач (110-330 кВ) от всех видов короткого замыкания.

Кассета ДФЗИ представляет собой электронное устройство, автоматически измеряющее электрические характеристики защищаемой линии и при выходе их значений за установленные пределы, в соответствии с логикой работы, типом линии и вариантом подключения, производит включение и манипуляцию ВЧ передатчика, оценивает приходящий ответный сигнал от блока ДФЗ на противоположном конце линии и вырабатывает управляющие сигналы на сигнализацию и отключение ВЛ.

Кассета ДФЗИ предназначена для использования совместно с любыми типами электронных дифференциально-фазных ВЧ защит и приемо-передающими устройствами, в том числе и со всеми выпускаемыми МЧП "Ива" приемо-передающими блоками: ПВЗ, ПВЗ-ГО и п.д..

Кассета ДФЗИ может использоваться как на основных и промежуточных линиях, так и на линиях "с отпайкой". Система имеет в своем составе следующие основные блоки: датчики тока, датчики напряжения, 3-канальное реле тока, 3-канальное реле сопротивления, реле уровня и направления мощности, 8-канальный блок внешних команд, 8-канальный блок исполнительных реле, блок сравнения фаз с органом манипуляции внешним передатчиком, блок логической обработки, импульсный блок питания и систему индикации.

Кассета ДФЗИ помимо основных функциональных блоков обработки сигнала и исполнительных устройств содержит встроенную систему автоконтроля, выполненную на двух микропроцессорах, состоящую из блока постоянного тестового контроля цифровой части и блока функционального контроля параметров аналоговой части.

Первый блок осуществляет проверку логики функционирования и правильности выработки временных интервалов в цифровой части ДФЗИ, вплоть до проверки цепей оптронной развязки внешних команд, целостности обмоток выходных реле и протекания тока через нагруженные контакты, а также проверяет истинность сигналов, поступающих из аналоговой части. Тестовый контроль выполняется за интервал, не превышающий 100 мс, с заданной периодичностью (от 20 секунд до 4 часов), не мешая выполнению основной задачи ДФЗ. При появлении сигнала с датчиков система немедленно переводится в рабочий режим.

Второй блок предназначен для функционального контроля аналоговых цепей кассеты ДФЗИ, измерения сигналов с датчиков при регламентных проверках, а также для регистрации сигналов датчиков и внутренних сигналов кассеты при аварийных ситуациях на линии. При этом одновременно регистрируются 10 аналоговых сигналов с входных датчиков и до 32 логических сигналов в различных точках системы. Сигналы записываются циклически в течение 100 миллисекунд, а в случае критической или

аварийной ситуации на линии записываемый промежуток продлевается до 10 секунд с сохранением предыстории и с последующим сбросом его по каналу связи, либо производится сохранение его в ПЗУ.

Кроме этого, блок функционального контроля сохраняет в памяти параметры всех аналоговых узлов и, при проверках или при переналадках системы, может производить сравнение новых значений параметров с их прежними значениями. Таблица старых и новых значений параметров доступна на жидкокристаллическом дисплее 2 \* 16 символов, управление осуществляется с помощью 16 кнопочной клавиатуры.

Блок функционального контроля вырабатывает тестовые сигналы по четырем парафазным каналам с нарастающими амплитудами, позволяющие проводить как проверку, так и настройку аналоговых узлов системы. Результаты проверки сохраняются в ПЗУ и используются в дальнейшем в качестве "эталонных" для контроля сохранности параметров системы. Кроме этого, в ПЗУ могут быть записаны как специальные тестовые сигналы, так и фрагменты реальных аварийных ситуаций в системе и поданы на входы аналоговой части кассеты вместо датчиков. Это может позволить провести детальное исследование поведения системы в целом и ее отладку. Кроме того, данная особенность системы упрощает обслуживание системы в полевых условиях и устраняет необходимость применения дополнительных измерительных приборов.

Блок функционального контроля обеспечивает связь с персональным компьютером по последовательному каналу и может взаимодействовать с ним в среде MS DOS или WINDOWS. Рассматривается возможность использования базы реальных сигналов, получаемых через аппаратуру Регина, Рекон и т. п.

Кассета ДФЗИ конструктивно и по габаритам совпадает с изделиями ПВЗ, ПВЗ-ТО.

Имеются два комплекта ДФЗИ, предназначенных для опытной эксплуатации.

Окончание разработки планируется на середину 2002 года.



Продукция МЧП "Ива". Сверху вниз: АЧРМ, ПВЗ, ПВЗ-ТО (узел ВВ развернут)

Наши координаты:

65005, г. Одесса, ул. Б. Хмельницкого 59, МЧП "Ива", директору МЧП "Ива" М.Г. Тяпкину, тел. (048) 732-86-11, e-mail: [iwa@tekom.odessa.ua](mailto:iwa@tekom.odessa.ua)

## МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ СИСТЕМА КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС

**В.В. Алексинская, Ю.П. Жирков, А.Н. Кузнецов, В.Н. Орлов, А.М. Титов, ГУП ВЭИ**

Разработана, изготовлена и внедрена на 3-м и 4-ом гидроагрегатах Чебоксарской ГЭС микропроцессорная система комплексного управления и контроля (МСУК) «жесткого» блока (два гидроагрегата, работающих в параллель на один выключатель). В состав системы входят автоматический регулятор скорости вращения гидроагрегата; автоматика пуска-остановки, гидромеханические защиты и управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата; устройство сбора и обработки информации; местный и дистанционный пульта оперативного управления и контроля. Система может быть использована для модернизации устройств гидроавтоматики турбин на существующих ГЭС.

Актуальность разработки определялась необходимостью модернизации на Чебоксарской ГЭС (ЧеГЭС) физически изношенной существующей системы гидроавтоматики турбин в составе:

- электрогидравлического регулятора скорости вращения турбины (ЭГР);
- автоматики пуска-остановки гидроагрегата;
- гидромеханических защит;
- автоматики управления вспомогательным оборудованием.

В работе по созданию микропроцессорной системы управления и контроля гидроагрегатов ЧеГЭС принимали участие: ВЭИ (разработка технических средств, технологического и общесистемного программного обеспечения), ОАО "ЧНППП "ЭЛАРА" (разработка конструкторской документации, изготовление и поставка микропроцессорных устройств) и АО "Фирма "ОРГРЭС" (разработка технологических алгоритмов и специальной аппаратуры).

ЧеГЭС осуществляла работы по привязке системы к объекту управления и выполнение работ по демонтажу существующих панелей и монтажу новых устройств, подбор, установку и настройку преобразователей (датчиков) электрических и неэлектрических параметров.

Исходными данными для разработки явилась предложенная ЧеГЭС концепция реконструкции систем гидроавтоматики турбин и создания двухуровневой, распределенной АСУ ТП ЧеГЭС.

Согласно этой концепции развитие АСУ ТП ГЭС должно строиться на базе создаваемых микропроцессорных систем управления и контроля гидроагрегатами, при этом замена систем гидроавтоматики должна производиться в несколько этапов с учетом блочной конструкции станции.

На первом этапе должна осуществляться замена устройств гидроавтоматики на двух гидроагрегатах, работающих в паре на один выключатель 13,8 кВ ("жесткий" блок). При этом полной замене подлежат панели, содержащие автоматику пуска-остановки гидроагрегатов, гидромеханические защиты, автоматику турбины, автоматику маслonaпорной установки и регулятор скорости вращения "Ритм-1". Для контроля за работой вновь введенных устройств в помещении начальника смены машзала должна устанавливаться инженерная станция на базе IBM совместимой персональной ЭВМ (ПЭВМ).

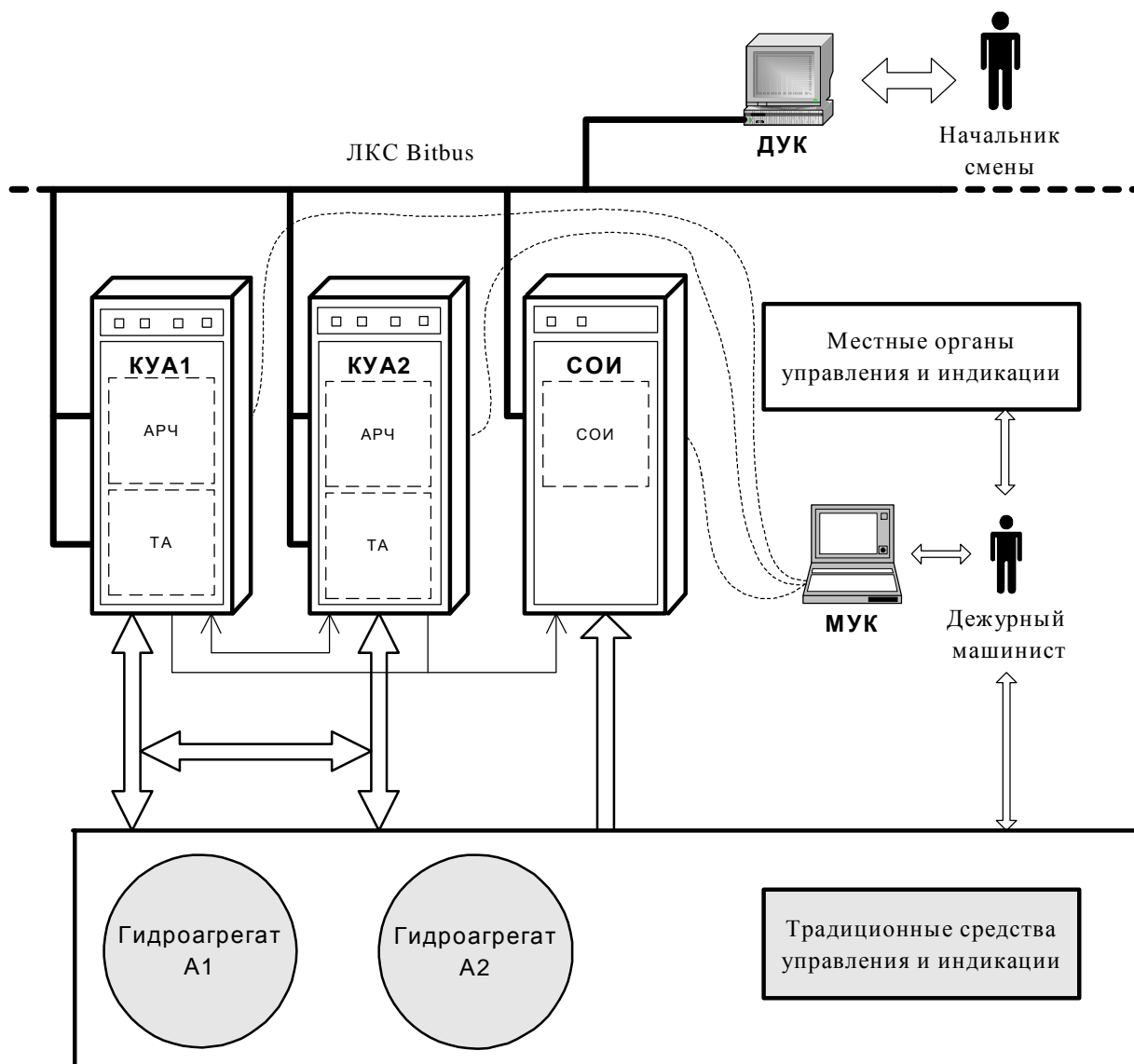
На втором и последующих этапах должны выполняться замена устройств гидроавтоматики на всех остальных агрегатах ГЭС, разрабатываться и устанавливаться микропроцессорные системы контроля и диагностики гидроагрегатов, блочных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов на подстанции 500/220 кВ и другие технологические подсистемы АСУ ТП, а также должна получить развитие система передачи данных. На станционном уровне (центральный пульт управления ЦПУ, помещения административно-технического и эксплуатационного персонала) должны устанавливаться операторские и архивные станции на базе ПЭВМ. Вновь создаваемые подсистемы АСУ ТП должны интегрироваться в существующую на станции АСУ ТП.

С учетом блочной конструкции ЧеГЭС в ВЭИ разработана типовая микропроцессорная система комплексного управления и контроля гидроагрегатами (МСУК) для двух гидроагрегатов "жесткого" блока, которая имеет двухуровневую иерархическую структуру (см. рисунок).

На нижнем агрегатном уровне располагаются:

- подсистема комплексного управления первым гидроагрегатом (А1) "жесткого" блока (КУА1);
- подсистема комплексного управления вторым гидроагрегатом (А2) "жесткого" блока (КУА2);
- подсистема сбора и обработки информации от оборудования "жесткого" блока (СОИ);
- местные органы управления и индикации "жесткого" блока (МОУИ);

подсистема местного оперативного управления и контроля гидроагрегатов "жесткого" блока (МУК).



Структурная схема микропроцессорной системы комплексного управления и контроля гидроагрегатами «жесткого» блока ЧеГЭС

На верхнем общеагрегатном уровне располагается подсистема дистанционного оперативного управления и контроля гидроагрегатов (ДУК).

Технические средства подсистем КУА1, КУА2, СОИ, МУК и МОУИ предназначены для замены на агрегатном щите управления "жесткого" блока существующих панелей гидроавтоматики и ЭГР.

Подсистема комплексного управления гидроагрегатом КУА1 (КУА2) должна обеспечить реализацию технологических функций существующей системы автоматики и регулирования гидроагрегата А1 (А2). Функционально подсистема КУА состоит из двух подсистем: технологической автоматики (ТА) и автоматического регулирования частоты вращения турбины (АРЧ).

Подсистема ТА реализует следующие технологические функции:

- выполнение операций по пуску, нормальной и аварийной остановкам гидроагрегата с учетом переходных режимов и принятой технологии управления;
- непрерывный контроль за состоянием гидромеханической части гидроагрегата и формирование команд на его автоматическую остановку при возникновении режимов и неисправностей, угрожающих повреждением оборудования;
- управление тремя насосами маслонапорной установки по специальному алгоритму равномерной наработки насосов с возможностью перехода на ручное управление по месту;
- поддержание нормального уровня масла в лекажном баке путем управления соответствующим насосом;
- управление двумя дренажными насосами для удаления протечек воды с крышки турбины;

- контроль системы уплотнения вала турбины;
- контроль системы смазки подшипника турбины;
- контроль положения стопоров сервомоторов направляющего аппарата;
- контроль сдвига фрикционных (целостности срезных пальцев) лопаток направляющего аппарата.

Подсистема АРЧ выполняет функции регулирования частоты и активной мощности гидроагрегата с помощью гидромеханической колонки регулятора типа ЭГРК-200-6, а также функции управления открытием направляющего аппарата турбины в переходных режимах (пуск, остановка, сброс нагрузки).

Подсистема АРЧ реализует следующие технологические функции:

- управление открытием регулирующих органов турбины в переходных режимах работы гидроагрегата при пуске, остановке и сбросе нагрузки;
- автоматическая подгонка с заданным скольжением частоты вращения гидроагрегата на холостом ходу в соответствии с заданной уставкой частоты;
- астатическое и со статизмом регулирование частоты в энергосистеме при работе агрегата под нагрузкой;
- регулирование мощности гидроагрегата от нуля до максимальной;
- автоматическое ограничение максимальной мощности в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике гидроагрегата или в соответствии с установленным вручную индивидуальным технологическим ограничением;
- возможность задания уставки мощности, как от индивидуальных устройств управления, так и от устройства группового регулирования мощности ГЭС;
- поддержание оптимальной комбинаторной зависимости для поворотно-лопастных турбин.

Подсистема сбора и обработки информации СОИ предназначена для сбора и предварительной обработки аналоговой и дискретной информации от оборудования "жесткого" блока, необходимой персоналу ГЭС для контроля за ходом протекания технологического процесса. К такой информации относятся: электрические параметры гидроагрегата, дискретные сигналы от панелей сигнализации агрегатного щита управления (АЩУ), положения коммутационной аппаратуры, измерительных датчиков вибрации, уровней, давления, расхода, электрических параметров и др.

МОУИ содержит ту часть органов управления и индикации на существующих панелях гидроавтоматики "жесткого" блока, которая после замены старых панелей на микропроцессорные устройства останется на АЩУ в традиционном исполнении. К таким органам относятся показывающие приборы (частота вращения гидроагрегатов), ключи и тумблеры ("МИЧ - МИМ", "Автоподгонка", режим насосов МНУ "Прерывистый - Непрерывный" и др.), а также оперативные накладки. Размещаться МОУИ должны в специально смонтированной панели.

Все остальные органы управления, показывающие приборы и лампы индикации, расположенные на заменяемом оборудовании, по своим функциям заменяются техническими средствами подсистем ДУК и МУК.

Кроме МОУИ для проведения операций пуска-остановки агрегатов с АЩУ и контроля за работой агрегатного оборудования в распоряжении начальника смены машзала и дежурного машиниста остаются традиционные средства управления и индикации. Они являются внешними по отношению к разрабатываемой системе.

Подсистема ДУК выполнена на базе IBM совместимой ПЭВМ и располагается в помещении начальника смены машзала. Она призвана обеспечить реализацию со стороны дежурного персонала машзала функций дистанционного контроля и управления за ходом протекания технологического процесса в контролируемом оборудовании в нормальных и аварийных режимах и при проведении операций пуска и остановки гидроагрегатов.

ПО подсистемы ДУК базируется на программных продуктах графической SCADA-системы Trace Mode фирмы AdAstra (Москва).

Подсистема МУК выполнена на базе переносной (портативной) ПЭВМ и может использоваться оперативным или эксплуатационным персоналом для временного подключения на АЩУ к подсистемам КУА1, КУА2 и СОИ. Функциональные возможности МУК в части оперативного управления и визуального контроля за работой подсистем соответствуют подсистеме ДУК. Дополнительно МУК поддерживает функции тестового контроля и проверки аппаратных и программных средств микропроцессорных устройств.

Для реализации функций связанного управления гидроагрегатами "жесткого" блока связь между подсистемами КУА1 и КУА2 осуществляется путем передачи друг другу аналоговых и дискретных сигналов.

Обмен информацией ДУК с подсистемами КУА1, КУА2 и СОИ осуществляется средствами локальной контроллерной сети (ЛКС) Vitbus в последовательном коде.

Информация о состоянии (неисправность/отказ) микропроцессорных устройств, реализующих функции подсистем КУА1, КУА2 и СОИ, выводится на панели сигнализации АЩУ.

При разработке подсистемы ДУК учитывалась возможность ее дальнейшего развития в части взаимодействия с аналогичными подсистемами СОИ и КУА для других гидроагрегатов ЧеГЭС.

Подсистемы СОИ, КУА1 и КУА2 выполнены на базе микропроцессорных средств автоматизации энергетических комплексов (МС АЭК) разработки ВЭИ и производства ОАО "ЧНППП "ЭЛАРА".

Конструктивно АРЧ, ТА, СОИ представляют собой идентичные устройства, выполненные на основе базового комплекта технических средств (БКТС) из состава МС АЭК. Различие заключается в составе модулей, необходимых для реализации функций конкретного устройства.

В состав БКТС входят две кассеты для установки модулей, модули вычислителя, связи с объектом (УСО), системного контроля и сетевых средств, жгуты связи, клеммные блоки. Монтаж БКТС выполняется в шкафу ЕВРОМЕХАНИКА с габаритными размерами 600x800x2060 мм. В одном шкафу может быть одновременно размещено два БКТС.

В состав шкафа входят блоки шкафной индикации, система бесперебойного питания, кабельные каналы и клеммные блоки. Применены конструктивные элементы ведущих мировых фирм производителей электротехнической продукции (WAGO, HARTING и др.).

### Основные технические характеристики БКТС

Вычислитель:

- процессор, тип ..... INTEL x86
- ОЗУ, кбайт ..... до 512
- ПЗУ, кбайт ..... до 512
- FLASH, кбайт, не менее..... 64
- контроль по четности памяти,
- контроль обращения к магистрали, тайм-аут ..... есть
- сигналы последовательной связи с гальванической развязкой до 500 В..... 6

Устройства связи с объектом:

- входные аналоговые сигналы -5/0/+5 мА
- с гальванической развязкой до 500 В ..... 32
- входные дискретные сигналы с гальванической развязкой до 1000 В ..... 128
- выходные релейные сигналы =220 В с гальванической развязкой до 1500 В:
- 80 мА ..... 80
- 7 А..... 10

Контроллерная сеть Витбус:

- скорость передачи, кбит/с..... 375
- длина одного сегмента (витая пара) при 375 кбит/с, м ..... до 300
- число сегментов при 375 кбит/с ..... до 4
- количество узлов: в сегменте..... до 28
- в сети до 250

Система питания шкафа:

- основной источник, В ..... ~220/~3x380
- резервный источник, В ..... =220
- установленная мощность БВН, Вт ..... 500

Источник питания в кассете:

- установленная мощность, Вт..... 80
- выходные напряжения, В..... +5, +15, -15, +24

Условия эксплуатации:

- вид климатического исполнения и категория размещения..... УХЛ 4.2
- в части воздействия механических факторов, группа..... М6
- в части помехозащищенности ..... МЭК 255
- степень защиты и безопасности ..... IP30

Дополнительно к техническим средствам, входящим в состав МС АЭК, для обеспечения требуемых функций по связи устройств с объектом и местным пультом управления разработано специализированное оборудование:

- измеритель частоты вращения гидроагрегата в полном диапазоне изменения частоты;
- блок управления регулятором клина комбинатора по напору;
- модуль формирования сигнала управления катушкой электрогидравлического преобразователя и определения положения направляющего аппарата;
- коммутатор последовательных каналов связи для организации местного пульта управления и контроля на агрегатном уровне.

Надежность разработанных технических средств достигается:

- использованием технических средств, обеспечивающих наименьшие значения интенсивности отказов при высокой степени интеграции модулей;
- выбором структуры устройств;
- составом и количеством ЗИП;
- удобством эксплуатации и ремонта;
- на этапе производства соблюдением технологии, режимов испытаний, контроля дефектности;
- на этапе эксплуатации соблюдением требований условий эксплуатации, контроля технического состояния, порядка обслуживания и ремонта.

Средства контроля устройств обеспечивают диагностику и индикацию неисправностей до элемента замены. Для контроля использованы дополнительные каналы ввода/вывода и специальные модули контроля. Объем аппаратуры и связей, реализующих систему контроля, не превышает 15% от общего объема аппаратуры устройства.

Обеспечение надежности неконтролируемых элементов осуществляется за счет частичного дублирования этих цепей и периодических проверок эксплуатационным персоналом.

Возникновение неисправностей или пропадание питания приводит к снятию выходных аналоговых сигналов и переводу контактов выходных сигналов управления и сигнализации в их нормальное положение (нормально замкнутое или нормально разомкнутое).

Структурно система обеспечения надежности (СОН) состоит из:

- средств выявления отказов (индикаторы отказов), контролирующих элементы или группы однотипных элементов устройства;
- блока управления сигнализацией, который управляет внешней сигнализацией и сигнализацией в шкафу;
- внешней сигнализации, которая выдает контактные сигналы на устройства сигнализации и верхнюю панель шкафа и информацию в цифровом виде по каналам связи другим устройствам.

Индикаторы отказов определяют катастрофические отказы элементов и реализуются программно-аппаратными средствами, контролируя следующие части устройства:

- вычислитель;
- группы входных дискретных сигналов;
- группы входных аналоговых сигналов;
- средства СОН;
- установку необходимых модулей кассет.

Вычислитель выполняет самоконтроль заложенными аппаратными и программными средствами, проверяя отдельные составляющие.

Входные дискретные сигналы контролируются путем кратковременной подачи на входы устройства специальных тестовых сигналов, источником которых являются модули реле, входящие в состав устройства. Схема контроля организована таким образом, что при проверках полностью контролируются тракты входных дискретных сигналов, включая клеммник шкафа. Контроль выполняется под управлением ПО.

Выходные дискретные сигналы имеют дублированные контакты, по которым и осуществляется контроль срабатывания выходного реле.

Входные аналоговые сигналы, как и дискретные, контролируются путем кратковременной подачи на входы устройства специальных тестовых сигналов.

Контроль стыковки модулей выполняется аппаратно. При установке всех используемых модулей в кассеты формируется контрольная цепь. Выход из сочленения с кассетой любого модуля приводит к выдаче сигнализации о неисправности устройства.

ПО включает в себя системное, технологическое и дистанционное.

Системное ПО:

- диспетчер реального времени;
- управление режимами, системный контроль и диагностика аппаратных средств;
- ввод, контроль и обработки входных аналоговых и дискретных сигналов;
- формирование и контроль выходных контактных и аналоговых сигналов;
- тестовое и сервисное ПО;
- сетевое ПО.

Технологическое ПО:

- ПО для реализации функций АРЧ, ТА, СОИ с учетом возможности управления “жестким блоком“ из двух гидроагрегатов.

ПО дистанционного и местного пультов управления и контроля:

- отображение текущего состояния и режима работы основного и вспомогательного оборудования, а также схемы электрических соединений ГЭС в целом и отдельных элементов схемы;
- контроль за проведением пуска и остановки гидроагрегата;
- контроль значений технологических параметров;



- протокол событий;
- архивирование и документирование информации;
- оперативное изменение параметров настройки устройств управления;
- автоматический контроль за работой и диагностика отдельных устройств и системы в целом;
- тестовый контроль программно-аппаратных средств устройств управления при проведении регламентных и пусконаладочных работ (только на агрегатном уровне).

Разработанная система налажена и введена в опытно - промышленную эксплуатацию на 3-ем и 4-ом гидроагрегатах ЧеГЭС в январе 2002 г.

Проведены испытания системы на остановленных гидроагрегатах с опорожненными спиральными камерами турбин, при работе гидроагрегатов на холостом ходу и под нагрузкой согласно разовым программам испытаний, разработанными совместно ЧеГЭС, ВЭИ и ОРГРЭС и утвержденными ЧеГЭС.

МСУК может быть использована как базовая при создании соответствующих микропроцессорных систем комплексного управления гидроагрегатов других ГЭС.

## **ОБ ОПЫТЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МП РЗА ЭЛЕМЕНТОВ ПС (СТАНЦИЙ) 330-750 КВ РАЗЛИЧНЫХ ФИРМ**

**О.В. Горина, Д.В. Кулешова, А.А. Рудман, Л.А. Фиохина, М.В. Шевцов, О.П. Юркова,  
ОАО «Институт «Энергосетьпроект»**

1. В настоящее время зарубежными фирмами («АББ», «Сименс», «Альстом») и отечественной (НПП «Экра») выпускаются устройства (терминалы) РЗА на микропроцессорной технике (МПТ), которые могут использоваться в комплексах РЗА автотрансформаторов (АТ) с высшим напряжением (ВН) 330-750 кВ, шин (ошиновок) 35-750 кВ, шунтирующих реакторов 500 и 750 кВ, синхронных компенсаторов, секционных 110-750 кВ, шиносоединительных 110-220 кВ и обходных 110-220 кВ выключателей.

2. Как уже известно, использование МПТ в устройствах РЗА является прогрессивным шагом и дает следующие существенные преимущества:

- микропроцессорные устройства удобны при наладке и в эксплуатации и требуют малого времени на проверку;
- микропроцессорные устройства гарантируют высокий коэффициент готовности в сочетании с возможностями большого числа комбинаций разнообразных функций, включающих регистрацию процессов (осциллографирование) и событий, накопление сообщений о повреждениях, с возможностью передачи указанных данных в центральное устройство на подстанции или диспетчерский пункт через последовательный интерфейс;
  - наличие нескольких групп уставок;
  - меньшие габариты по сравнению с комплексом РЗА, выполненным на электромеханических реле или интегральных микросхемах (ИМС);
  - разнообразные виды связи человек – машина приближают МПУ к пользователю независимо от его местонахождения;
  - имеется широкая система самодиагностики, представляющая на интерфейсе связи человек – машина отчет о неисправности;
  - более сниженное потребление по цепям постоянного и переменного тока, цепям напряжения, чем у защит на электромеханических реле или ИМС;
  - отсутствие необходимости для дифференциальной защиты АТ, шин (ошиновок), ШР и СК дополнительного выравнивания по величине и фазе между токами всех сторон, поскольку это осуществляется МПУ на основании сообщаемых ему данных при программировании;
  - наличие свободных логических элементов, особенно у фирмы АББ, что позволяет более легко приспособить МПУ к различным условиям и к российским требованиям;
  - методы цифровой фильтрации и измерения обеспечивают правильное функционирование при насыщении трансформаторов тока и переходных процессах;
  - комплекс цифровой обработки и управления измерительных данных от считывания и преобразования величин до принятия решения об отключении (включении) выключателя;
  - легкая наладка с помощью специальных разработанных средств (программа обработки данных и наладки МПУ, например, типа DIGSI фирмы Сименс);
  - связь с АСУ ТП.

Следует отметить, что переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов выполнения РЗА, принятых в России, а только расширяет ее функциональные возможности, снижает стоимость эксплуатации и улучшает технические характеристики.

3. К основным отличительным особенностям МП РЗА по сравнению с использованием электромеханических реле относятся:

- зависимость от влияния помех (импульсных и электромагнитных);
- МП РЗА требуют программирования, т. е. сообщения им требуемых исходных данных;

– терминалы зарубежных фирм содержат, как правило, ряд функций, которые не могут быть использованы (или их нецелесообразно использовать) для РЗА отечественных АТ, например, функций: защиты от перевозбуждения, защиты от перегрева (перегрузки), корпусной защиты, максимальной токовой защиты с зависимой от тока характеристикой выдержки времени и др;

– недостаточное количество дискретных входов и выходов приводит к дополнительной установке группы электромеханических реле, что понижает надежность работы комплекса защит АТ, шин (ошиновок); в последних версиях терминалов, особенно фирмы АББ, этот вопрос решен положительно;

– нежелательное объединение (с точки зрения ближнего резервирования) цепей газовой и дифференциальной защит по цепям оперативного тока (включение под один автоматический выключатель);

– пуск устройств ТАПВ выключателей, предусмотренный в зарубежных терминалах, осуществляется от защит, а не от цепей несоответствия, это означает, что цепи запрета АПВ предусматриваются от ограниченного числа защит и автоматики.

4. Новая система РЗА на МПТ должна отвечать основным положениям по выполнению РЗА и предъявляемым к ней в России требованиям по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

4.1. Надежность РЗА обеспечивается выполнением ближнего резервирования, которое предусматривает:

– установку на защищаемых элементах 330 кВ и выше двух комплектов быстродействующих защит от всех видов КЗ, обеспечивая отключение КЗ одним из комплектов защит в случае отказа или вывода в ремонт (на проверку) другого;

– разделение комплектов защит по цепям переменного и оперативного постоянного тока, а также по цепям отключения выключателей.

Для разделения по цепям переменного тока питание каждого из комплектов защит должно осуществляться от разных вторичных обмоток трансформаторов тока. Цепи тока каждого комплекта защит должны быть выполнены отдельными кабелями (экранированными) и, по возможности, проложены в разных кабельных каналах.

Разделение по цепям оперативного постоянного тока достигается подключением каждого комплекта защит к разным аккумуляторным батареям соответственно через разные автоматические выключатели. В случае неисправности аккумуляторной батареи, к которой подключен один из комплектов защит, предусматривается возможность его переключения на другую, исправную батарею. Автоматические выключатели должны располагаться вне шкафов (панелей), в которых размещены МП устройства РЗА какого-либо элемента ПС (станции).

Цепи отключения для каждого комплекта защиты должны обязательно прокладываться отдельными кабелями и, по возможности, разными трассами. Кроме того, должно быть предусмотрено воздействие от обоих комплектов защит на разные электромагниты отключения (для выключателей с двумя электромагнитами отключения).

4.2. Быстродействие, селективность и чувствительность обеспечиваются наличием практически на каждом элементе 300-750 кВ ПС (станций), двух дифференциальных защит из устройств, выполненных на МПТ.

4.3. Все зарубежные МПУ, предлагаемые к использованию в энергосистемах России, должны быть сертифицированы в России, а отечественные – быть приняты МВК.

4.4. Все устройства РЗА на МПТ, устанавливаемые на элементах ПС (станций) 330-750 кВ должны удовлетворять требованиям ПУЭ и «Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97), 1997г.

4.5. Формирование состава устройств на МПТ в шкафу (на панели) должно выполняться с учетом обеспечения ближнего резервирования, повышения надежности работы защит, облегчения монтажа и эксплуатации.

Должны быть обеспечены условия проведения профилактической проверки и внепланового ремонта одного из комплектов защит какого-либо элемента без вывода из действия другого комплекта.

Шкафы (панели) должны быть выполнены в единой унифицированной конструкции, быть удобными в эксплуатации, отвечать требованиям электромагнитной совместимости, позволять взаимодействовать с устройствами РЗА, выполненными как на МПТ, так и на электромеханических реле и ИМС, а также с устройствами АСУ ТП и проверочными устройствами.

Для наладки и проверки любого МП устройства на ПС (станции) должно быть заказано одно (два) устройства, например, типа РЕТОМ 41 М, а также соответствующие программы настройки этих МП устройств, например, типа САР (для устройств фирмы АББ), типа DIGSI (для устройств фирмы Сименс) и др.

Требования к шкафам (панелям), в которых размещены устройства РЗА на МПТ, в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 из «Общих технических требований» (см. п. 4.4.).

Все устройства в шкафу (панели) должны размещаться в соответствии с требованиями работы ОАО «Институт «Энергосетьпроект» «Требования к разработке общего вида и рядов зажимов НКУ», №13562тм-т1, 1992г.

Вопрос о размещении устройств РЗА на МПТ в шкафах или на панелях решается заказчиком.

Однако надо отметить, что размещение МП терминалов защит в шкафах обеспечивает четкое разделение зон обслуживания для релейного и дежурного персонала, что повышает надежность работы и сохранность этих устройств, а также обеспечивает их защиту от пыли и прочих загрязнений, особенно при проведении ремонтных работ в помещении релейного щита. Дверь шкафа может быть цельнометаллической, но с вырезами для МПУ или прозрачной из армированного стеклопластика (выполняется в настоящее время только за рубежом). Если дверь шкафа выполнена из сплошного металлического листа, то на двери требуется предусмотреть местную сигнализацию.

4.6. В связи с установкой на ПС (станции) МПУ (и устройств на ИМС) должны быть обеспечены все требования по помехозащищенности, а именно, проведены все замеры по уровню помех на ОРУ всех напряжений ПС (станций) и в помещении, где будут размещены шкафы (панели) с этими устройствами, и выполнены все необходимые мероприятия по их минимизации.

В настоящее время готовится новая редакция работы «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93, 1993), в которой отражены все нормы по помехам и вопросы оптимизации прокладки кабелей и цепей для РЗА, и системы питания оперативным постоянным током.

4.7. Как правило, все МПУ на ПС (станции) выбираются той фирмы-производителя этих устройств, которая выигрывает тендерное предложение, и с учетом аппаратуры, используемой для АСУ ТП, если последнее предусматривается. В части испытательных блоков, разъемов, промежуточных реле и другой аппаратуры, используемой в цепях РЗА, и собственно исполнения шкафа (панели) вопрос решается заказчиком в зависимости от финансовых возможностей.

Необходимо отметить, что до настоящего времени ни одна фирма –производитель (зарубежная и отечественная) не имеет устройства контроля и защиты изоляции высоковольтных вводов (КИВ), выполненного на МПТ, поэтому используется устройство КИВ на ИМС фирмы НПП «ЭКРА» для АТ 500 и 750 кВ и ШР.

4.8. В тех случаях, когда на ПС (станции) предусматривается АСУ ТП, то целесообразно иметь центральную сигнализацию (ЦС) в минимальном объеме на случай неисправности центрального координирующего устройства АСУ ТП. При этом ЦС должна иметь табло: «Монтажная единица» и «Неисправность», а также звуковые сигналы –сирену и звонок.

5. Как показывает опыт проектирования, возможны следующие варианты возможного выполнения комплексов РЗА на МПТ элементов ПС (станций) 330-750 кВ:

- для вновь сооружаемых элементов на действующих (существующих) ПС (станциях);
- при реконструкции существующего комплекса РЗА на каждом элементе действующей ПС (станции).

6. Для всех, указанных в п.1 элементов ПС (станций) возможны два варианта выполнения РЗА.

**Первый вариант** предполагает выполнение всего комплекса РЗА элемента практически только с использованием устройств на МПТ за исключением тех защит, которые отсутствуют в устройствах (терминалах) РЗА на МПТ (см. ниже).

**Второй вариант** предполагает выполнение всего комплекса РЗА с использованием устройств на МПТ, кроме второй дифференциальной защиты, которую предлагается выполнить на электромеханических реле (например, типов РНТ-565, ДЗТ-11) или на полупроводниковых элементах (например, типа ДЗТ-23).

Преимущества **первого варианта** изложены в п.2, к недостаткам можно отнести лишь необходимость выполнения мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости и помехозащищенности, а также пока относительно большую стоимость МП устройств.

Преимущества и недостатки **второго варианта** состоят в следующем.

Преимуществом данного варианта практически не имеет, т. к. по принципу действия все дифференциальные токовые защиты (как на МПТ, так и на электромеханических реле или ИМС) очень близки (практически одинаковы) по характеристикам; разница только в элементной базе.

К недостаткам второго варианта относятся:

- увеличение времени отключения КЗ на защищаемом элементе примерно в два раза при срабатывании защиты на электромеханических реле, если защита на МПТ выведена на проверку; это особенно важно для случая КЗ на шинах (ошиновках), т. к. при этом может быть нарушена устойчивость работы энергосистемы;

- усложняется и удорожается связь с АСУ ТП для защиты на электромеханических реле;

- чувствительность дифференциальной защиты элемента ухудшается, если его МП РЗА выведена на проверку; на это же время будет отсутствовать функция осциллографирования и регистрация событий, что плохо;

- увеличится число шкафов (панелей) защит элемента и кабельных сетей, т.к. защита на электромеханических реле и ее группа выходных реле должны располагаться в отдельном шкафу (панели) для обеспечения необходимых условий электромагнитной совместимости, удобства обслуживания, организации проверок и выводов в ремонт устройств РЗА на защищаемом элементе.

7. На основании изложенного выше можно сделать вывод о целесообразности выполнения комплексов РЗА защищаемых элементов ПС (станций) 330-750 кВ по **первому варианту**.

8. При реконструкции существующих устройств РЗА следует иметь в виду следующее.

Первое время новые МП устройства РЗА должны эксплуатироваться совместно с существующими устройствами РЗА на электромеханических реле или ИМС и работать при этом на сигнал. Далее, после накопления опыта эксплуатации МП устройств РЗА и заключения экспертной комиссии о готовности персонала к их эксплуатации, они должны быть переведены на отключение, а старые защиты должны быть выведены из работы и демонтированы.

Однотипные МП устройства РЗА сначала можно установить на каком-либо одном элементе ПС (станции) 330-750 кВ для набора опыта эксплуатации. Такое решение оправдано, если на релейном щите ограничена свободная площадь для размещения новых шкафов (панелей с МП устройствами РЗА).

9. Отделом РЗАУ института выполнено значительное число проектов (стадия проект и рабочая документация) РЗА элементов ПС (станций) 330-750 кВ: ПС Выборгская, ПС Чугуевка, ПС Машиностроительный завод и др.

## **ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ НА ВЛ 330 КВ И ВЫШЕ В ОТДЕЛЕ РЗАУ**

**Рожкова А.В., Петров С.Я., Новикова О.Н., ОАО "Институт "Энергосетьпроект"**

Мировой тенденцией на сегодня является использование многофункциональных терминалов, выполняющих функции релейной защиты, автоматики, управления, информации и пр., которые легко интегрируются с системой АСУ ТП.

На отечественном рынке терминалы указанного типа для ВЛ 330 кВ и выше предлагают зарубежные фирмы АВВ (АББ Автоматизация), Siemens, Alstom. Микропроцессорные терминалы отечественной фирмы ЭКРА для линий данного класса напряжения в настоящее время находятся в стадии разработки.

Институт «Энергосетьпроект» приобрел уже значительный опыт проектирования с использованием зарубежных терминалов.

Наборы функций терминалов одинакового назначения указанных фирм практически идентичны. Принципы функционирования зарубежных терминалов не всегда соответствуют отечественным требованиям, в связи с чем необходима их адаптация. Фирмы проявляют готовность выполнения адаптации терминалов к отечественным требованиям. В этом направлении проделана значительная работа как со стороны института, так и со стороны фирм.

Следует отметить, что наличие в терминалах «свободных» логических элементов, позволяет выполнить определенный объем адаптации в процессе проектирования. Проектные проработки в этой области показали, что число таких элементов, предусматриваемое фирмой Сименс, для расширения указанной возможности, целесообразно увеличить.

Отечественные фирмы пошли по пути перевода на микропроцессорную базу выпускаемых промышленностью микроэлектронных и электромеханических устройств, как правило, без пересмотра принципов их действия, что представляется не всегда оправданным.

Институт считает перспективным направление по использованию многофункциональных терминалов и готов использовать терминалы различных фирм на конкурентной основе. Для обеспечения эффективности представляется необходимым решение по использованию того или иного оборудования, как правило, принимать на основе тендерных предложений.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СЕТЕЙ 110-220 кВ

**И.Ф.Маруда** *ОАО Волгоградэнерго*

1. Релейная защита линий 110-220 кВ при разрывах фаз.

ПУЭ и Руководящими указаниями по РЗ релейная защита при разрывах фаз на линиях не предусматривается.

Однако обеспечить несрабатывание защит линий в создающихся неполнофазных нагрузочных режимах с помощью уставок срабатывания защит не всегда удается. Например, чувствительные ступени токовых защит нулевой последовательности (НП), обеспечивая дальнейшее резервирование, оказываются чувствительными к токам НП при разрывах фаз и имеются случаи неселективных отключений ими линий. Анализ показывает, что неселективно срабатывают чувствительные ступени токовых защит НП при разрывах фаз на ВЛ, когда они включены ненаправленными или направленными, но ПС содержат мощные источники питания. Из-за малых значений напряжений НП на этих ПС реле направления мощности токовых защит НП линий оказываются нечувствительными и не обеспечивают их селективность. По этой причине при разрыве фаз на одной из параллельных линий имели место отключения обеих ВЛ, т.к. на неповрежденной ВЛ не срабатывает реле направления мощности с блокирующим сигналом и не выводит защиту при внешнем для нее повреждении.

В этих условиях на ВЛ-110-220 кВ нужна селективная релейная защита при разрывах фаз.

Для обеспечения селективности чувствительных ступеней токовых защит НП линий, которые не отстроены от неполнофазного нагрузочного режима, необходимо включать с органами, обеспечивающими их селективность. К ним относятся: реле направления мощности и селективный орган токовых защит.

В распределительной сети в большинстве случаев селективность обеспечивает реле направления мощности, на ПС с мощными источниками питания – селективный орган. На примере параллельных линий селективность обеспечивается следующим образом. В линии с разрывом фаз протекает полный ток НП, в параллельной – доля этого тока и селективный орган, сравнивая токи НП линий по абсолютной величине, по большему из них выявляет линию с разрывом, вводит ее защиту и блокирует защиту неповрежденной линии. Отключается только линия с разрывом фаз.

2. О ДЗШ 110-220 кВ.

Использование отдельных комплектов ДЗШ для ПС с секционированной с.ш. не всегда обеспечивает высокую надежность работы электрических сетей и, поэтому, не везде оправдано.

На ПС с одним автотрансформатором и секционированной с.ш. в распределительной сети надежность питания секций снижается при отключении секционного выключателя в ремонт уже потому, что секции лишаются взаимного питания. Особенно снижается надежность питания секции без АТ. Для повышения надежности питания секций шин 110 кВ ПС с одним АТ 220/110 кВ и ее распределительной сети 110 кВ в этих условиях разработан способ преобразования секций в одну с.ш. объединением их шинными разъединителями обходного выключателя. Объединение секций в одну секцию восстанавливает их взаимное питание. Но ДЗШ 110 кВ в виде отдельных комплектов секций не приспособлена для режима объединения секций и персоналу службы РЗ требуется вносить в них изменения и выполнять подготовительные работы. Без всяких переделок условиям объединения секций отвечает типовая схема ДЗШ для ПС с двойной системой шин, содержащая пусковой и избирательные органы. Включение рубильников 25Р и 24Р в ней обеспечивает правильную ее работу.

Поэтому, для совершенствования защиты распределительной сети в проектах ПС с одним АТ или двумя, но на первом этапе длительно работающих с одним, и секционированной с.ш. защиту шин 110-220 кВ необходимо выполнять по схеме для ПС с двойной с.ш., вместо отдельных комплектов ДЗШ секций.

На действующих ПС энергосистемы вынуждены самостоятельно разрабатывать мероприятия для объединения секций.

## СХЕМА АВТОМАТИКИ, УПРАВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВЛ 110-220 КВ НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛОВ REL 5XX

**В.М. Козлов, Д.В. Козлов** *МЭС Востока*

Предлагаемая схема автоматики и управления выключателей на базе терминалов REL 5XX позволяет отказаться от использования отдельных панелей автоматики и управления выключателей.

Схема автоматики состоит из следующих модулей: включения выключателя, отключения выключателя, АПВ, положения выключателя, защиты от неполнофазного режима, сигнализации.

Модуль положения выключателя выполнен на логическом элементе AND7. На вход элемента AND7 подаются сигналы от нормально замкнутых блок-контактов выключателя. Сигнал отключенного положения выключателя формируется на выходе элемента AND7 при замкнутом положении всех блок-контактов выключателя. Сигнал включенного положения выключателя формируется на инверсном выходе элемента AND7, когда хотя бы один блок-контакт разомкнут.

Защита от неполнофазного режима выключателя состоит из логических элементов OR13, AND8, TM5 и TM6 при использовании модуля положения выключателя. На вход элемента OR13 подаются сигналы от нормально замкнутых блок-контактов выключателя. Сигнал на выходе элемента OR13 формируется, если хотя бы один блок-контакт выключателя замкнут. В модуле положения выключателя сигнал на инверсном выходе элемента AND7 формируется, когда хотя бы один блок-контакт разомкнут. Если эти два сигнала возникают одновременно, то на выходе элемента AND8 появляется сигнал, что говорит о неполнофазном режиме.

Модуль АПВ состоит из трех блоков: АПВ, обеспечивающего режимы, предусмотренные функцией контроля синхронизма и подачи напряжения (состоит из функции контроля синхронизма и подачи напряжения и логических элементов AND3, TM2, OR3, AND4.); улавливания синхронизма (состоит из функции контроля синхронизма и подачи напряжения и логических элементов AND1, TM1, AND2 и триггера, собранного на элементах OR1, OR2); запрета АПВ (состоит из логических элементов OR4, OR7, TM3 и триггера, собранного на элементах OR8, OR9). Сигнал запрета АПВ с элемента OR7 запускает триггер запрета АПВ, который блокирует выходной элемент модуля АПВ AND4. Также таймер запрета АПВ запускается при включении выключателя и сбрасывается через время таймера TM3 после включения выключателя. Этим достигается однократность АПВ.

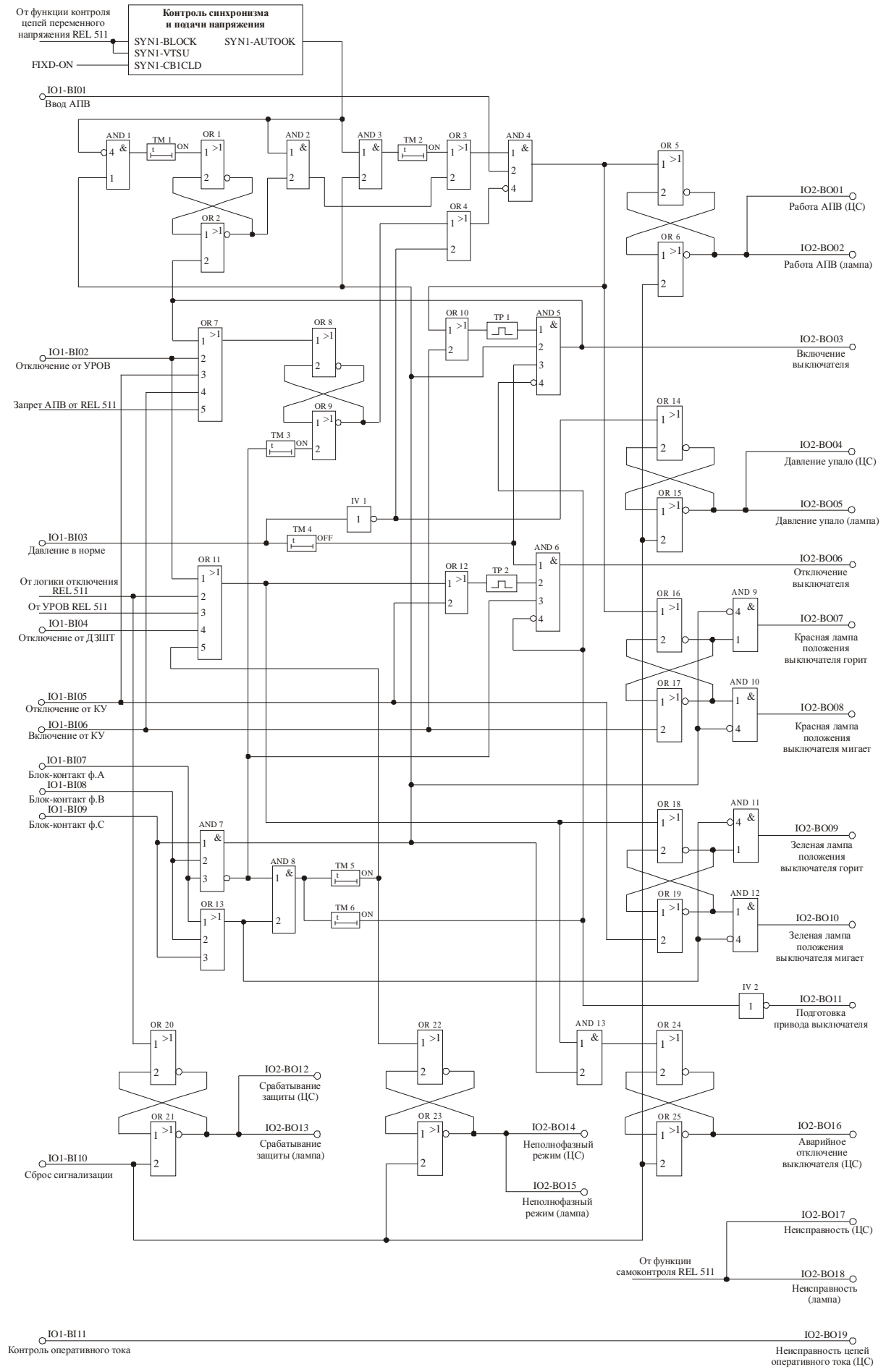
Модуль включения состоит из элементов OR10, TP1, AND5.

Модуль отключения состоит из элементов OR11, OR12, TP2, AND6.

Модуль сигнализации состоит из трех блоков: подключения к шинкам мигания (ШМ) или управления (ШУ) красной лампы положения выключателя (состоит из логических элементов AND9, AND10 и триггера, собранного на элементах OR16, OR17); подключения к ШМ или ШУ зеленой лампы положения выключателя (состоит из логических элементов AND11, AND12 и триггера, собранного на элементах OR18, OR19); сигнализации (при срабатывании защит терминала, возникновении неполнофазного режима, аварийном отключении выключателя, неисправности терминала, обрыве цепей оперативного тока, работе АПВ, снижения давления воздуха в выключателе).

При использовании схемы автоматики для масляных выключателей из схемы исключаются элементы TM4, IV1, OR4, OR14, OR15.

Предлагаемая схема автоматики и управления (рисунок) включена в проект реконструкции устройств релейной защиты ВЛ-220 кВ ПС 500 «Амурская».



## СХЕМА ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ БЛОКИРОВКИ ЗАЩИТ ВЛ 110-220 КВ НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА REL 511

**В.М. Козлов, Д.В. Козлов *МЭС Востока***

Существующие электромеханические устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) на сегодняшний день морально и физически устарели. В России начинается внедрение микропроцессорных устройств с интерфейсом человек-машина ведущего мирового производителя в этой области фирмы АВВ.

В феврале 1999 г. Восточными Межсистемными Электрическими Сетями на подстанции (ПС) 500 кВ «Хабаровская» введен в эксплуатацию первый на Дальнем Востоке терминал резервных защит линии REL 511 фирмы АВВ. В качестве быстродействующей защиты ВЛ-110-220 кВ на подстанциях Дальнего Востока в основном используются высокочастотные блокировки (ВЧБ) резервных защит с панелями ЭПЗ-1643 и высокочастотными (ВЧ) приемопередатчиками УПЗ-70, АВЗК-80.

При установке терминалов REL 511 только на одном конце ВЛ или отсутствии аппаратуры дуплексных каналов передачи ВЧ сигналов (АНКА-АВПА, АКАП-В, ETL-580) необходимо оставлять в эксплуатации панели ВЧБ типа ЭПЗ-1643. Поэтому становится актуальной разработка на базе терминала REL 511 схемы быстродействующей защиты ВЛ на принципах ВЧ блокировки с использованием существующих приемопередатчиков защит, что позволит отказаться от использования панели ЭПЗ-1643 на ПС, где установлен терминал.

Схема ВЧБ на базе терминала REL 511 разработана с учетом имеющихся в терминале логических модулей, функций дистанционной защиты (ДЗ), направленной токовой защиты нулевой последовательности (НЗНП), блока общего критерия повреждений (ОКП) и показана на рисунке. Рассмотрим работу схемы и заложенные в нее функции.

### **Цепи пуска ВЧ передатчика**

Пуск ВЧ передатчика осуществляется от ненаправленных органов блока ОКП (по сигналам IMP-TRGFSP для выявления межфазных КЗ и IMP-TRGFEN для определения КЗ на землю). Чтобы предотвратить возможное излишнее срабатывание защиты после отключения внешних КЗ, сигнал на пуск передатчика снимается с выдержкой времени, выполненной на логическом таймере ТМ4.

Для ежедневной проверки исправности ВЧ канала передатчик включается от кнопки «Пуск». В схеме предусмотрен дистанционный пуск передатчика данного конца ВЛ токами высокой частоты передатчика другого конца линии, осуществляемый через импульсный таймер ТР2. Все пусковые сигналы суммируются на логическом элементе OR19, с выхода которого подаются на ВЧ передатчик.

### **Цепи отключения и останова ВЧ передатчика**

Схема отключения и останова ВЧ передатчика выполнена с использованием второй ступени ДЗ (выход IMP-ZM2) для действия при межфазных КЗ, а также третьей ступени НЗНП (выход EF4-STIN3) - при замыканиях на землю.

В схеме предусмотрено выведение цепи останова ВЧ передатчика при межфазных КЗ в случаях замыканий на землю, необходимое для предупреждения возможного отключения неповрежденной ВЛ в случаях, когда при внешних КЗ токи прямой и нулевой последовательности в защищаемой ВЛ направлены встречно, что может привести к остановке ВЧ передатчика на одном конце ВЛ от ДЗ, а на другом - от НЗНП. Блокировка осуществляется при срабатывании третьей ступени НЗНП путем подачи логической «1» с выхода EF4-STIN3 на инверсный вход логического элемента AND4, тогда сигнал на останов от ДЗ не проходит.

Также предусмотрена блокировка (на некоторое время) останова от НЗНП при включении выключателя, так как из-за неодновременности включения фаз выключателя появляется ток нулевой последовательности, от которого может сработать третья ступень НЗНП. При этом блокирующий сигнал подается через импульсный таймер ТР3 на инверсный вход элемента AND5. Включение выключателя контролируется размыкающим контактом реле РПО (сигнал "Выключатель включен").

Далее сигналы от ДЗ и НЗНП через элемент OR5 и таймер ТМ5, действующий с задержкой на срабатывание, подаются на отключение выключателя через логический элемент AND8 и останов ВЧ передатчика. Выдержка времени может потребоваться в следующих случаях: использования дистанционного пуска ВЧ передатчика; согласования с временем действия ВЧБ на противоположном конце ВЛ; когда при отключении внешних повреждений на обходной связи возможно изменение направления мощности (дополнительное замедление при этом необходимо для надежной переориентации реле направления мощности защит на обоих концах ВЛ).

Предусмотрено выполнение останова ВЧ передатчика при отключенном выключателе от замыкающего контакта реле РПО (сигнал "Выключатель отключен"). Это необходимо для предотвращения возможного отказа в срабатывании защиты при включении ВЛ с противоположного конца на КЗ. Сигнал от реле РПО подается на логический элемент AND6 и далее на элемент OR6.

Блокировка останова ВЧ передатчика производится при проверке ВЧ канала от кнопки «Пуск» и исключает останов от реле РПО при отключенном выключателе. Она осуществляется подачей логической «1» при нажатой кнопки «Пуск» на инверсный вход логического элемента AND6. Предусмотрена



блокировка сигнала на останов ВЧ передатчика при работе дифференциальной защиты шин (ДЗШ), необходимая в случае КЗ на шинах для предотвращения отключения выключателя на другом конце ВЛ при останове ближнего ВЧ-передатчика от реле РПО отключившегося выключателя.

Сигнал о срабатывании ДЗШ через логический таймер ТМ6 с выдержкой времени на возврат подается на инверсный вход логического элемента AND7, чем и достигается блокировка останова ВЧ передатчика. Выдержка времени на таймере ТМ6 необходима для надежного возврата органов останова ВЧ передатчика на дальнем конце ВЛ при отключении ближнего выключателя.

Имеется цепь немедленного останова ВЧ передатчика в случае срабатывания устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ). Это необходимо для быстрого отключения выключателя на противоположном конце ВЛ при отказе своего выключателя. Сигнал подается с панели УРОВ, и от модуля УРОВ, встроенного в терминал REL 511, на логический элемент OR9 и далее на ВЧ передатчик через элемент AND10, который может быть заблокирован сигналом внутренней неисправности терминала.

Отключение выключателя от ВЧБ может быть заблокировано путем подачи сигнала на инверсный вход элемента AND8 через логический элемент OR7 при некоторых условиях: наличии тока приема, выводе ВЧБ от ключа, неисправности ВЧ приемопередатчика.

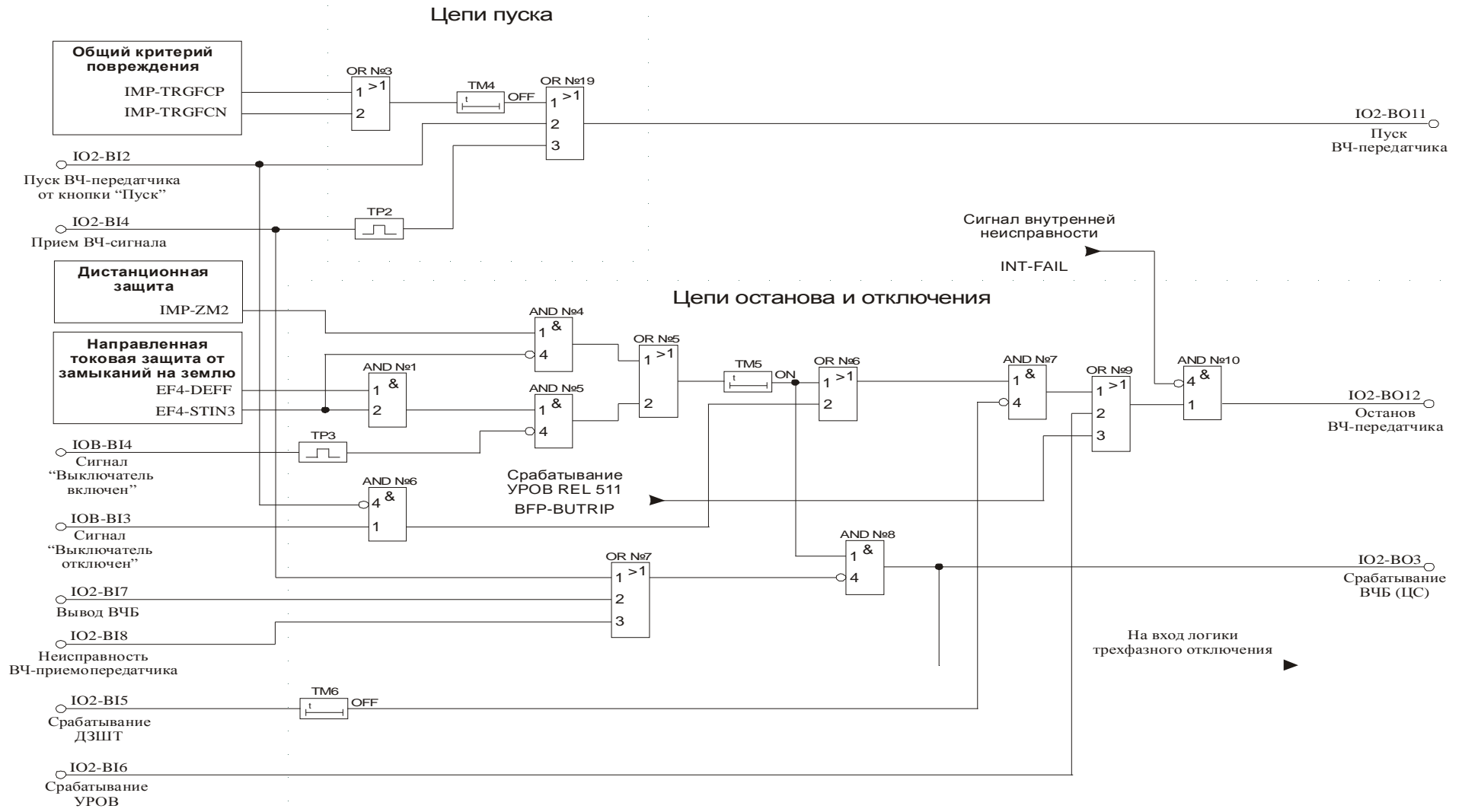
Схема ВЧ блокировки защит терминала REL 511 введена в работу при внедрении терминала REL 511 на ПС 500 кВ "Хабаровская" МЭС Востока.

**Вывод:** возможна интеграция терминала REL 511 с существующими электромеханическими защитами для выполнения защиты ВЛ-110-220 кВ с абсолютной селективностью при использовании принятых в России принципов выполнения защит.

#### Литература

1. Свидетельство на полезную модель № 16227. Микропроцессорный терминал защит линии электропередачи / Козлов В.М, Козлов Д.В.

# Внутритерминальная схема ВЧБ



## СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОЦЕНИВАНИЕ ПОКАЗАНИЙ ПРИБОРОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА КЗ

Е.А. Аржанников, А.М. Чухин, ИГЭУ

Микропроцессорные приборы для определения расстояния до места КЗ (ОМКЗ) имеют методические погрешности, в первую очередь на линиях с двухсторонним питанием [1]. По этой причине решение задачи ОМКЗ осуществляется приблизительно. Погрешность решения определяется, в первую очередь, незнанием комплексного коэффициента токораспределения (отношения тока в месте КЗ к току в месте замера). На значение этого коэффициента влияет большое количество факторов, которые при анализе конкретной линии в конкретной (заданной) конфигурации системы могут быть учтены. Такой подход используется в программе DISAN/Locator [2]. Для линий напряжением 110-330 кВ такой подход часто экономически не обоснован. В этих сетях используются приборы ОМКЗ, решающие задачу упрощено, но полностью автоматически. Погрешность решения, естественно остается. В этом случае для практических целей вожен вопрос трактовки результата.

Большое количество влияющих факторов, которые носят случайный характер, может быть учтено статистическими испытаниями. Это позволит трактовать показания приборов с большей достоверностью. В этом случае каждой области показаний прибора ставится в соответствие закон распределения вероятностей положения истинной точки КЗ (рис). Это так называемый условный закон, т.е. вероятности нахождения истинной точки КЗ, при условии получения конкретного показания прибора. По известным законам распределения может быть выработана стратегия интерпретации результатов. Методы формирования и использования таких стратегий известны. Основная идея сводится к выбору степени риска не получить ожидаемый результат, например, при обходе определенного стратегией участка. Осторожные стратегии учитывают области маловероятных событий, что приводит к увеличению участков обхода. Рискованные стратегии дают относительно первой стратегии более компактные зоны обхода, но с повышенной вероятностью пропуска точки КЗ. Выбор стратегий является отдельной задачей, как правило, зависящей от субъективного определения приемлемого риска.

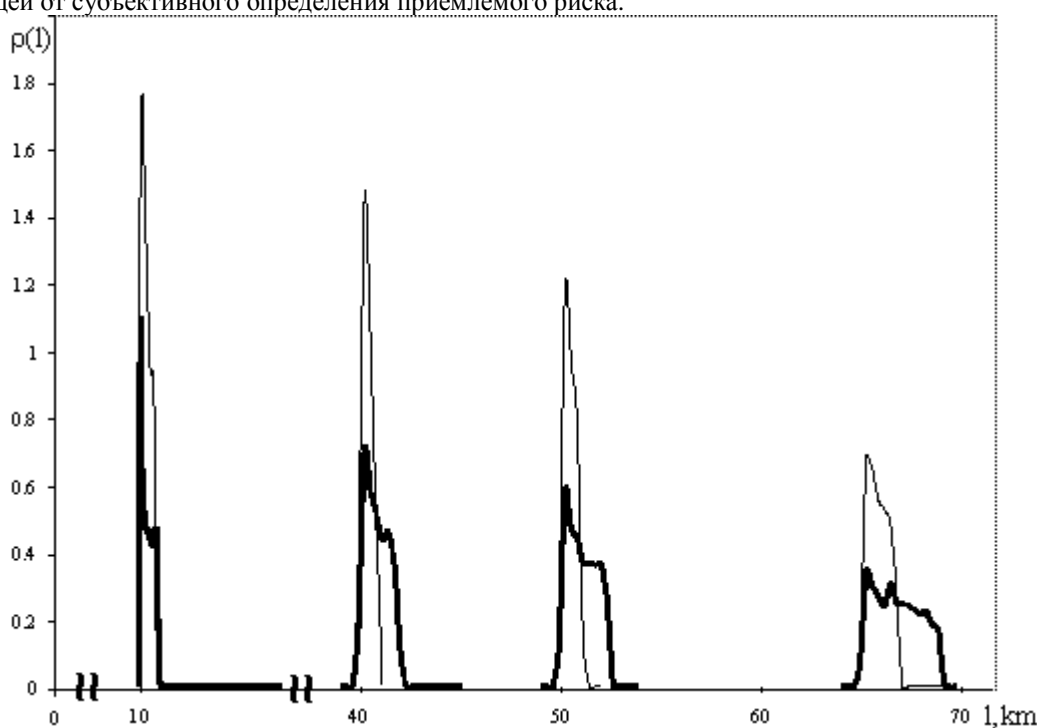


Рис. Плотность распределения вероятности расположения места КЗ для конкретного показания прибора ОМКЗ 10, 40, 50 и 65 км (замыкание ВС0) при изменении переходного сопротивления  $R_p=0-5$  Ом (тонкая линия) и  $R_p=0-10$  Ом (жирная линия)

Решение этой задачи, прежде всего, требует знания упоминавшихся выше законов распределения. Такие законы могут быть получены, как для конкретной линии в конкретной конфигурации, так и для усредненной линии, принадлежащей определенному классу. Классы, как правило, определяются соотношением сопротивлений систем по концам ЛЭП и её конкретной конфигурацией. Число конфигураций, которые принимаются во внимание, рассмотрено в [1]. Свойства систем в среднестатистических показателях могут быть сведены к небольшому количеству моделей.

По результатам статистического моделирования получены некоторые общие результаты. Конкретные модели и методики достаточно громоздки, но определенное количество законов распределения для различных типов ЛЭП приведено в [3].

Основные результаты статистического моделирования:

1. Зависимость результатов от вида и места КЗ наиболее значительно сказывается ближе к концу ЛЭП, что приводит к росту дисперсии и асимметрии распределения. В этом случае в стратегии явно просматривается определение точки начала обхода для любой (осторожной или рискованной) стратегии.

2. Результаты в большинстве случаев могут корректироваться (уменьшение дисперсии) при получении дополнительной информации (ток нагрузки, существующая конфигурация и т.д.).

3. Для приборов различных поколений (различных по методикам расчетов) результаты весьма существенно различаются. В этих случаях по данным несовершенных приборов можно существенно улучшить результат, пересчетом по более совершенным алгоритмам.

Указанный подход интерпретации и коррекции результатов наиболее просто реализуется в рамках систем на базе приборов. Все выводы справедливы и для цифровых осциллографов, использующих для ОМКЗ алгоритмы, аналогичные микропроцессорным приборам.

Литература

1. **Аржаников Е.А., Чухин А.М.** Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 1998. – 64с.: ил. (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 3).

2. **Микропроцессорный** комплекс защит и автоматики линий электропередачи 110-220 кВ / Ю.Н. Алимов, Н.А. Дони, В.С. Фурашов, А.А. Шурупов (НПП «ЭКРА»), В.М. Лопухов (ПЭО «Татэнерго») // Тезисы докладов XIV НТК «Релейная защита и автоматика энергосистем 2000», Москва, 18-20 апреля 2000 г., с. 89 – 91.

3. <http://www.eef.ispu.ru/>

## ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ «ВНЕШНИХ» ЗАДАЧ В СИСТЕМАХ ТИПА SCADA

**А.М. Чухин, ИГЭУ**

Система АСУ ТП типа SCADA (западных фирм) или оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК) отечественных производителей проектируются как «жесткие» в информационном плане системы. Термин «жесткие» системы в дальнейшем понимается в смысле фиксированного информационного обеспечения, т.е. источники информации определены на этапе проектирования и реализации системы. Для систем типа SCADA часто ограничения распространяются и на состав оборудования. Для российских объектов трудно ожидать в ближайшем будущем однородного (комплексного одной фирмы производителя) оборудования. Так до настоящего времени наиболее распространенными устройствами для фиксации аварийной информации являются микропроцессорные приборы для определения места КЗ (ОМКЗ) и цифровые осциллографы. Эти устройства позволяют решать достаточно широкий класс задач по анализу аварийных ситуаций.

При реализации систем анализа возникают проблемы, связанные с доступом к информации задач, не входящих в исходное программное обеспечение. Как правило, информация доступна для визуального просмотра или экспорта с помощью персонала. Для автоматизированных систем необходим автоматический доступ к информации. Решение этой задачи без разработчиков «своего» программного обеспечения весьма проблематично. В этой связи целесообразно вспомнить ситуацию с «закрытыми» протоколами связи в SCADA системах. Практика показала, что открытые протоколы значительно эффективнее, как для производителей устройств, так и для разработчиков систем верхнего уровня. Аналогичная ситуация складывается и с фиксируемой информацией. Необходимость унификации форм представления информации в первую очередь была очевидна для цифровых осциллографов (COMTRADE). Для систем, включающих другое оборудование (терминалы, приборы ОМКЗ, регистраторы дискретных сигналов и т.д.), документированный доступ к информации скорее исключение, нежели правило.

Все проблемы такого рода решены в СУБД. Особенностью АСУ ТП следует признать стремление получить оптимальные по быстродействию и плотности хранения способы хранения информации. Однако формирование документированных файлов произвольного доступа в настоящее время не встречает никаких принципиальных трудностей. Такой подход реализован в новой версии ОИУК [1]. Аналогично поступили разработчики системы СТАРТ фирмы РАДИУС, информация в которой хранится в стандартном формате БД (PARADOX). К сожалению, экспорт данных ЦО в автоматическом режиме не предусмотрен и требует вмешательства персонала.

Для систем анализа аварийных ситуаций, а также и для других задач, было бы полезно одно из следующих решений:

- Автоматический экспорт последней информации (или нескольких последних записей) в специальный файл произвольного доступа. Очевидно, такой файл должен иметь кольцевую структуру.
- Подробно, вплоть до программ на одном из языков высокого уровня, документированный доступ к основной БД.

- При невозможности, по каким либо причинам реализовать первые два решения, введение стандартных программных запросов на информацию. Запросы такого рода будут определяться всего несколькими параметрами (время - ближайшее в прошлом к заданному, объект, некоторые признаки).

Все сказанное может быть отнесено и к SCADA системам. При этом проблема нестандартного оборудования и «внешних» задач будет в значительной степени решена.

#### Литература

1. **Программное** обеспечение задачи регистрации и анализа действия защит в составе АСУ ТП Костромской ГРЭС / Е.А. Аржанников, А.М. Чухин, А.Е. Аржанникова, К.К. Колягин, В.А. Мьельников // Энергетик. №7. 2000, с.27-28.

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОЦЕНКЕ ЭМС МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ АППАРАТУРЫ РЗА В УСЛОВИЯХ ТЕХПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

**Б.К. Максимов, Я.Л. Арцишевский, Р.К. Борисов** *Московский энергетический институт (Технический университет)*

**А.В. Жуков** *ОДУ Центра*

Оценка электромагнитной совместимости (ЭМС) микропроцессорной аппаратуры РЗА базируется на комплексном рассмотрении этой задачи. Комплексный подход предусматривает анализ совокупности документов и материалов, характеризующих энергообъект. К ним относятся:

1. *Техническая документация* на открытые распределительные устройства (ОРУ) энергообъекта, включающая рабочие чертежи: главных схем электрических соединений заземлений; молниезащиты, трасс прокладки кабельных линий (КЛ) низкого напряжения питания приводов выключателей ВН, управления и связи; схем взаимного расположения и глубины прокладки указанных КЛ в кабельных каналах.

Техническая документация является основой для разработки рабочей программы проведения исследований электромагнитной обстановки (ЭМО) на энергообъектах.

2. *Рабочая программа*, представляющая развернутый план экспериментально-расчетного обследования энергообъекта. Целью обследования является экспериментально-расчетное определение уровня электромагнитных помех в цепях РЗА в наиболее неблагоприятных и одновременно реальных аварийных режимах работы рассматриваемого энергообъекта.

3. *Электромагнитная обстановка*, обусловленная аварийными режимами вследствие разрядов молнии, однофазных коротких замыканий на шинах высокого напряжения (ВН), а также коммутациями, в том числе плановыми, выключателей и разъединителей ВН. Источниками неблагоприятной электромагнитной обстановки являются, кроме того, автономные радиочастотные переговорные устройства, коммутации в низковольтных цепях, содержащих индуктивность, а также разряды статического электричества в непосредственной близости от микропроцессорной аппаратуры РЗА.

Электромагнитная обстановка характеризуется: электрическими и магнитными полями в зоне установки микропроцессорной аппаратуры РЗА и прохождения КЛ, связывающих ТН и ТТ с аппаратурой РЗА, и других КЛ связи и управления, а также линий постоянного оперативного тока; токами и напряжениями в токоведущих частях и экранах вышеупомянутых КЛ, обусловленными электромагнитными наводками и гальваническими связями с контуром заземления энергообъекта.

4. *Техническая документация* на микропроцессорную аппаратуру РЗА, предназначенная для установки на энергообъекте с указанием степени жесткости и номенклатуры видов испытаний по нормам МЭК и ГОСТ на устойчивость к воздействию электромагнитных помех.

5. *Выводы об адекватности номенклатуры видов испытаний*, выполненных фирмой-изготовителем, реальным воздействиям в неблагоприятных аварийных условиях (см. п.3); *рекомендации по дополнительным видам испытаний*, если воздействия в аварийных режимах полностью идентифицируются набором испытаний фирмы-изготовителя.

В составе технической документации на микропроцессорную аппаратуру РЗА должны быть представлены также *дополнительные материалы по результатам реализации рекомендаций* по дополнительным видам испытаний, полученные фирмой-изготовителем или специализированной лабораторией по согласованию с фирмой-изготовителем.

6. *Результаты сопоставления электромагнитных воздействий* на аппаратуру РЗА (см. п.3) с данными испытаний фирмы-изготовителя (см. п.4 и п.5) и *выводы о соответствии* требованиям ЭМС для принятой степени жесткости испытаний аппаратуры РЗА.

7. *Технические мероприятия*, обеспечивающие ЭМС микропроцессорной аппаратуры РЗА. Эти мероприятия в разных сочетаниях должны включать рекомендации:

- по совершенствованию системы молниезащиты контура заземления энергообъекта в целом или отдельных его частей (например, в зоне расположения релейных щитов, усиление металлических связей между устройствами заземлений ОРУ разных классов напряжений и др.);

- по целесообразной трассе прокладки и глубине заложения вышеупомянутых КЛ, необходимости применения экранированных КЛ и методике заземления экранов этих КЛ;
- по методам и средствам ограничения недопустимых по условиям ЭМС перенапряжений в низковольтных цепях электропитания приводов силовых выключателей ВН, цепях управления и связи;
- по применению в случаях необходимости аппаратуры РЗА с более высокой степенью жесткости испытаний (например, степень жесткости №4 вместо №3);
- по устранению опасного электромагнитного излучения от автономных радиопередатчиков;
- по устранению или ослаблению интенсивности источников статического электричества.

8. *Оценка ЭМС микропроцессорных устройств РЗА после монтажа и выполнения технических мероприятий* (см. п.7), которая должна быть осуществлена путем проведения испытаний по специальной программе с целью определения правильности реализованных технических мероприятий и проверки качества монтажа.

*Испытания должны быть выполнены специализированной лабораторией*, а методика проведения таких испытаний должна быть согласована заинтересованными сторонами и утверждена в виде РД в РАО «ЕЭС России».

#### Литература

1. Дьяков А.Ф., Арцишевский Я.Л., Борисов Р.К., Жуков А.В., Кужекин И.П., Максимов Б.К. и др. Методика обеспечения электромагнитной совместимости релейной защиты с энергетическими объектами. - М.: Вестник МЭИ, 2001, № 5, с. 12-16.

2. Дьяков А.Ф., Арцишевский Я.Л., Борисов Р.К., Жуков А.В., Кужекин И.П., Максимов Б.К. и др. Методика количественной проверки электромагнитной совместимости релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем. – М.: В сборнике второго научно-технического семинара «Современные системы контроля и управления электрических станций и подстанций (АСУ ТП) на базе микропроцессорной техники», 18-22 июня 2001 г., с. 1-8.

### **НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭМС В УСТАНОВКАХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, УПРАВЛЕНИЯ И СВЯЗИ**

**И.П. Кужекин, Р.К. Борисов, О.И. Кондратов, К.И. Кудяков** *Московский энергетический институт (Технический университет)*

**А.В. Жуков** *ОДУ Центра*

#### **Введение**

В связи с широким использованием микропроцессорной и компьютерной техники в цепях управления и связи, а также с учетом того, что эта техника, как правило, на предприятиях электроэнергетики подключается к сети электропитания или к источникам оперативного напряжения остро стоит проблема обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) оборудования, устанавливаемого в таких цепях. Микропроцессорная и компьютерная техника, современные устройства управления и сигнализации, средства связи и т. д. имеют низкие уровни рабочих сигналов (порядка единиц вольт), а прокладка этих цепей на объектах электроэнергетики осуществляется внутри помещения, на территории подстанций и т. д., где электромагнитная обстановка характеризуется высокими напряженностями электрического и магнитного полей, приводящим к высоким уровням полевых и кондуктивных помех, появляющихся при ударах молнии в объекты электроэнергетики или вблизи них, при плановых или аварийных коммутациях на стороне высокого напряжения, а также при коммутациях на стороне низкого напряжения и в оперативных цепях (включениях и отключениях приводов, электромагнитов, срабатывания защитных устройств и т. д.).

Решение проблем ЭМС требует развития нормативной базы, регламентирующей как техническое выполнение конструкций здания и помещений, прокладки коммуникаций, выполнение систем заземления и зануления, так и мест размещения и видов устройств, ограничивающих возможные перенапряжения до безопасных значений, координацию характеристик таких устройств.

Международной электротехнической комиссией и Европейским союзом разработан ряд общих нормативных документов (рекомендации МЭК и европейские нормы EN) по обеспечению ЭМС в строительных сооружениях и электротехнических устройствах (МЭК 61024), в информационно-технических устройствах (МЭК 61312), в цепях электропитания низкого напряжения (EN 60439), по защитным устройствам, ограничивающим перенапряжения, включаемым в сети электропитания низкого напряжения (МЭК 61443). В нашей стране аналогичные нормативные документы отсутствуют. Имеются лишь ведомственные руководящие указания, регламентирующие определенные технические мероприятия в той или иной области (например руководящие указания по молниезащите, по выполнению заземлителей и т. д.). Отечественных нормативных документов по ограничению перенапряжений в це-

пях электропитания низкого напряжения не существует, несмотря на острую необходимость такого ограничения.

Помимо указанных общих нормативных документов за рубежом разработано и широко используется большое количество конкретных норм и предписаний, в деталях регламентирующих выполнение мероприятий по обеспечению ЭМС, выполнению заземлителей и проведению испытаний оборудования на устойчивость к различного рода полевым и кондуктивным воздействиям (например, рекомендации МЭК серии 61000, нормы на конкретные изделия). Только часть аналогичных норм включе-

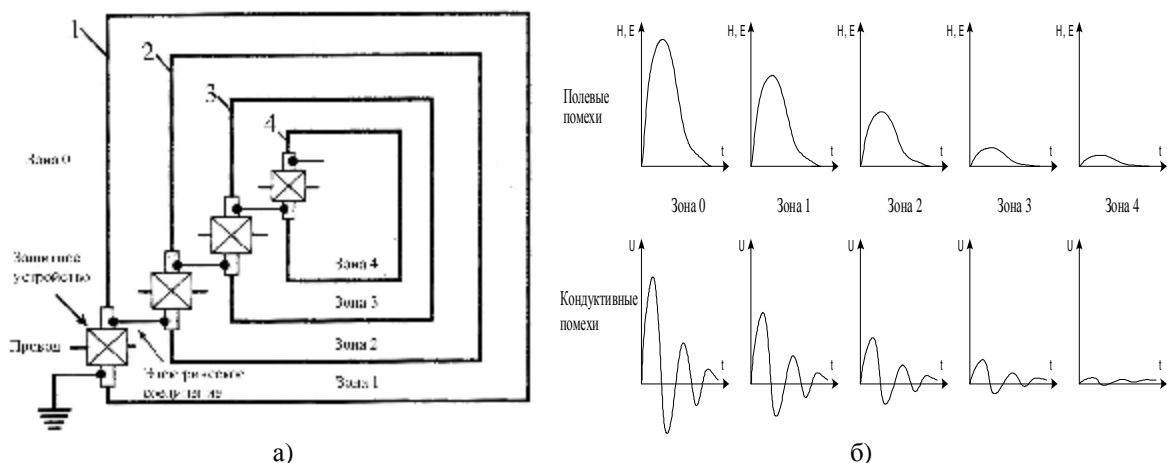


Рис.1. Защитные зоны в строительном сооружении (а) и снижение уровня помех в различных зонах (б)

на в принятые у нас ГОСТ Р, что не позволяет в полной мере использовать накопленный другими странами богатый и проверенный на практике опыт обеспечения ЭМС на многих объектах, в том числе и на предприятиях электроэнергетики.

Отсутствие в нашей стране единой методики ограничения перенапряжений, выбора мест установки, типов и координации параметров ограничителей приводит к тому, что часто неверно определяются места установки ограничителей, неправильно выполняется монтаж, устанавливаются ограничители, не предназначенные для работы в определенных условиях и т. д. В данной работе анализируются в основном зарубежный опыт ограничения перенапряжений в установках низкого напряжения и рекомендации по обеспечению ЭМС, которые не нашли должного отражения в отечественных нормативных материалах и в технической литературе.

#### 1. Зонная концепция обеспечения ЭМС в установках низкого напряжения

В зарубежных нормативных документах, а также в специальной литературе рекомендуется использовать зонную концепцию защиты от грозовых перенапряжений [1], а также от перенапряжений любого происхождения, возникающих в устройствах низкого напряжения (цепи электропитания, измерений, сигнализации, связи и т. д.) [2]. Эта концепция может быть полезной и при анализе и обеспечении ЭМС в зданиях оперативных пунктов управления, в релейных щитах, микропроцессорных устройствах РЗА и других элементах объектов электроэнергетики.

**Зонная концепция для строительных сооружений.** Строительное сооружение, как правило, на стадии проектирования разделяется на зоны с разными электромагнитными условиями. Зоны ограничены строительными экранами (например, каркасами стен, междуэтажными перекрытиями, каркасами отдельных помещений и т.д.). Считается, что между экранами (внутри зон) электромагнитные условия одинаковы, а их изменения происходят на границах зон.

По внешнему экрану (рис.1,а) возможно протекание тока молнии или его части. Зона за пределами внешнего экрана обозначается зоной 0. Внутренняя зона 1, ограниченная внешним экраном 1 и внутренним экраном 2, имеет электрическое и магнитное поля, образующиеся протеканием тока молнии по экрану 1. Отверстия в экране 1 приводят к тому, что в зону 1 попадает электромагнитное поле, возникающее при ударах молнии вблизи здания.

В зону 1 также поступают помехи по проводам и металлическим коммуникациям, подходящим к зоне 1. В сетях электропитания – это импульсные перенапряжения, природа которых лежит в индуктированных э.д.с. и в ударах молнии в подходящие линии электропередачи и в прохождении импульсов перенапряжений со стороны высокого напряжения в сеть электропитания низкого напряжения. В эту зону могут проникать или создаваться в ней коммутационные перенапряжения.

Дальнейшие зоны (2-я и последующие) имеют более легкие электромагнитные условия. Они в основном определяются помехами, проникающими по проводам и инженерным металлическим коммуникациям, проходящим по зонам.

Электромагнитная обстановка, а также испытательные токи и напряжения для приборов, установленных в зонах, нормированы.

Так, в зоне 0 установлены следующие параметры испытательных токов:  
ток первого импульса молнии

$$I_{\text{имп.1}} = 100/n, \text{ кА (импульс 10/350 мкс);}$$

ток второго импульса молнии

$$I_{\text{имп.2}} = 25/n, \text{ кА (импульс 0,25/100 мкс);}$$

заряд

$$Q = 200/n, \text{ Кл,}$$

где  $n$  – количество заземленных проводов, отходящих от здания.

Длительность постоянной составляющей тока молнии должна составлять от 0,125 до 1 с, желательно 0,5 с.

Установленные на границе 0-1 устройства, в том числе защитные, должны испытываться импульсным напряжением (1,2/50 мкс) амплитудой 10 кВ и импульсным (8/20 мкс) током амплитудой не менее 5 кА.

Оборудование и приборы, установленные в зоне 1, испытываются напряжением 6 кВ и током не менее 3 кА.

В зависимости от номинального напряжения приборов, установленных в дальнейших зонах, нормированы амплитуда испытательных напряжений и токов, однако их временные характеристики сохраняются прежними (1,2/50 мкс и 8/20 мкс соответственно).

Электромагнитные условия, включая уровни кондуктивных помех в зонах, поддерживаются в нормированных границах включением на границе зон соответствующих устройств (фильтров, устройств, выравнивающих потенциалы и ограничивающих перенапряжения и т.д.). При этом особое внимание уделяется выполнению связи между экранами зон. Как правило, эта связь выполняется только в одном месте предельно короткими проводами. Желательно отсутствие электрического контакта между экранами зон в других местах. Создание зон в строительном сооружении и сохранение их в процессе эксплуатации и при расширении сооружения является предпосылкой минимизации затрат на обеспечение электромагнитной совместимости и ущерба, вызываемого перенапряжениями. При правильном выборе устройств, их установке и координации параметров, электромагнитная обстановка в последующих зонах улучшается, что условно показано на рис.1,б. При этом уменьшаются напряженности полей, в частности, магнитного поля  $H$ , а также и уровни кондуктивных помех  $U$ .

**Зонная концепция для сети электропитания.** Аналогичная концепция ступенчатого ограничения перенапряжений в сетях электропитания низкого напряжения рекомендована в западных нормативных документах (Рис.2).

При этом зоной 1 считается участок сети от трансформатора, питающего сеть, до вводной панели. Местную распределительную сеть (от вводной панели до распределительных панелей) принято считать зоной 2. Следующей зоной 3 являются участки сети между распределительными панелями и распределительными щитками, установленными на вводах сети в отдельные помещения производственных, жилых и иных зданий. Зона 4 – участки сети между распределительными щитками и конечным прибором, подключенном к сети.

Границами зон являются силовой трансформатор – вводная панель – распределительные панели - щитки и вводы электропитания конечных приборов. Зоны, установленные для сети электропитания, не обязательно должны совпадать с зонами строительного сооружения.

Для каждой зоны установлены уровни импульсных (1,2/50 мкс) испытательных напряжений, зависящие от номинального напряжения сети. На рис.2 показаны эти уровни для номинальных напряжений сети от 50 до 1000В. Так, для сети с номинальным напряжением 1 кВ испытательное напряжение для оборудования установленного в зоне 1, должно составлять 12 кВ, а в зоне 4 оно может быть снижено до 4 кВ.

Сеть переменного напряжения 220 В, имеющая фазное напряжение относительно заземленной нейтрали ~ 300 В, имеет испытательное импульсное напряжение 6 кВ в зоне 1; 4 кВ в зоне 2; 2,5 кВ в зоне 3 и 1,5 кВ в зоне 4 (эти напряжения на рис.2 выделены жирной ступенчатой линией).

Перенапряжения в отдельных зонах сети должны быть меньше нормированных испытательных напряжений. Перенапряжения ограничиваются до допустимых устройствами, размещаемыми непосредственно на границах зон.

Похожее разделение на зоны допускают и другие, например сети оперативного тока на станциях и подстанциях информационные сети. Разделение и реализация мероприятий на границах зон по обеспечению электромагнитной совместимости сети в целом может быть экономически более выгодным, чем индивидуальная защита от перенапряжений конечных приборов. Кроме того, при использовании зонной концепции прибор может быть снабжен более простой и дешевой внутренней защитой с макси-



мальным импульсным воздействием, характерным для той зоны, в пределах которой он может быть использован.

На практике сеть электропитания может отличаться от показанной на рис.2. Она может содержать участки, в которые возможны непосредственные удары молнии (воздушные линии электропитания), то есть такая сеть содержит зону 0.

## 2. Техническая база обеспечения ЭМС

Техническую базу обеспечения ЭМС составляют защитные устройства и правила их установки. К защитным устройствам, ограничивающим перенапряжения и помехи, относятся прежде всего разряд-

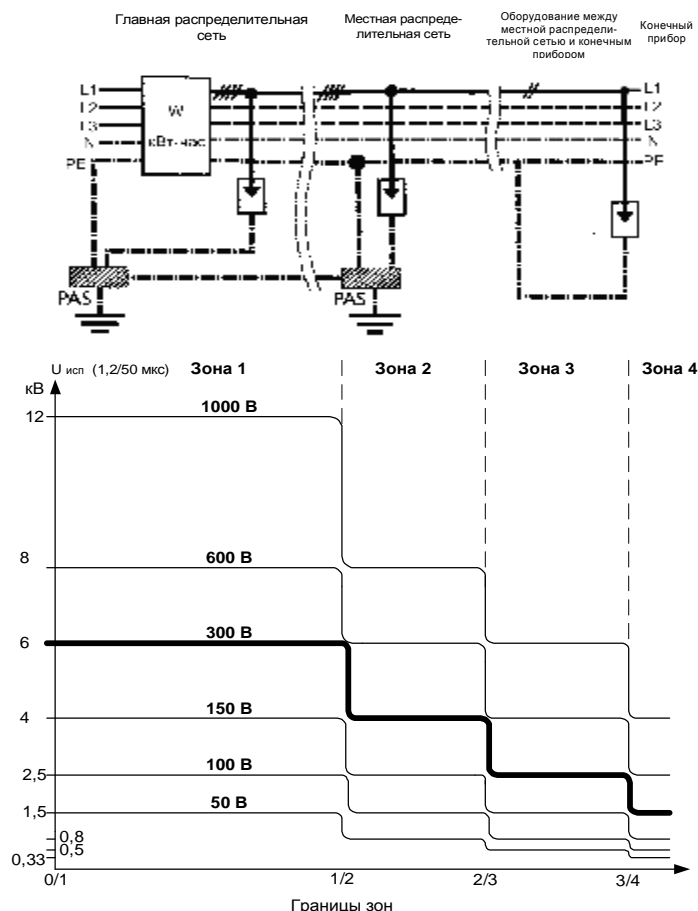


Рис.2. Разделение сети электропитания на защитные зоны и уровень испытательных напряжений для оборудования каждой зоны

ники, варисторы, ограничительные диоды и комбинированные устройства.

**Разрядники** служат для выравнивания потенциалов между точками присоединения. В сети электропитания они включаются между активным (фазным) проводом и землей.

Разрядники конструктивно подразделяются на газонаполненные, с поверхностным разрядом, с устройствами для гашения дуги сопровождающего тока промышленной частоты и т.д. В сети электропитания применяются разрядники с напряжением срабатывания 1-2 кВ, временем срабатывания десятки наносекунд и остающимся напряжением порядка десятков вольт. Специальные разрядники способны самостоятельно отключать токи промышленной частоты амплитудой до 3-4 кА [4].

Разрядники, устанавливаемые в зоне 0, испытываются импульсным током (10/350 мкс) амплитудой до нескольких десятков килоампер. Разрядники, устанавливаемые в остальных зонах, подвергаются воздействию импульсов тока 8/20 мкс амплитудой до ~ 150 кА. Входная емкость разрядников мала (единицы пикофард).

Номенклатура выпускаемых многими фирмами разрядников разнообразна. Она включает в себя как миниатюрные заполненные инертным газом разрядники, так и мощные разрядники с выбросом дуги в атмосферу. Они рассчитываются на ограниченное число срабатываний, как правило, до 20 раз.

**Варисторы** выполняются в виде таблеток из оксида цинка. Напряжение ограничения варьируется от нескольких вольт до киловольт. Они устанавливаются, как правило, в зонах, начиная с 1-й, и

рассчитываются на пропускание импульсных токов 8/20мкс амплитудой до ~ 100 кА. Собственная емкость варисторов достигает нескольких нанофард. Поэтому варисторы имеют ограниченное применение в линиях с высокой частотой рабочего напряжения.

**Ограничительные диоды** предназначены для снижения перенапряжений до уровня единиц и десятков вольт. Они как правило состоят из встречно включенных специальных диодов и имеют симметричную вольт-амперную характеристику. Такие диоды способны ограничивать перенапряжения обеих полярностей. Обладая малым временем срабатывания (наносекунды), ограничительные диоды способны пропускать импульсные токи до сотен ампер. Их входная емкость составляет десятки и сотни пикофард.

**Комбинированные защитные устройства** содержат как правило ступени тонкой(ограничительный диод или варистор) и грубой защиты (разрядник). Часто применяются трехступенчатые защитные устройства со схемой, показанной на рис.3.

Отдельные ограничивающие элементы разделяются друг от друга полными сопротивлениями  $Z_1$  и  $Z_2$ . В информационно измерительной сети  $Z_1$  и  $Z_2$  могут представлять собой резисторы с сопротивлением порядка 10 Ом. В сети электропитания- это либо катушки индуктивности (~ 10мкГн), либо провода длиной ~5÷15 м.

При воздействии импульса перенапряжения на такое устройство первой срабатывает тонкая защита (диод D). Так как ограничительный диод D не способен пропускать большой импульсный ток то при возрастании падения напряжения на сопротивлении  $Z_2$  ток начинает протекать через варистор В.

Увеличение напряжения на сопротивлениях  $Z_1$  и  $Z_2$  приводит к срабатыванию грубой защиты - разрядника Р. В комбинированном устройстве решается проблема рассеиваемой в нем энергии при воздействии импульса перенапряжения. Только незначительная часть импульсного тока протекает через тонкую ступень защиты. Облегчение работы варистора В осуществляется при срабатывании разрядника вследствие малого значения остающегося напряжения на нем.

В комбинированном устройстве реализуется существенное снижение перенапряжения или кондуктивной помехи. Напряжение на выходе такого устройства может быть снижено до ~ 10÷20 В при входном импульсном напряжении порядка киловольта, что наглядно продемонстрировано на рис.3.

Некоторые дополнительные сведения о грозозащите и выполнению заземлителей можно найти в [3], а о зонной концепции - в [4].

#### Выводы

1. За рубежом накоплен опыт обеспечения ЭМС, включая использование зонной концепции при проектировании сооружений и эксплуатации строительных сооружений, электрических сетей низкого напряжения, цепей измерения, сигнализации, связи и т. д. Целесообразно использовать этот опыт, адаптировав его к нашим условиям.
2. Необходимо создать отечественную нормативную базу обеспечения ЭМС, учитывающую особенности отечественной практики проектирования, сооружения и эксплуатации объектов электроэнергетики.
3. Назрела потребность в отечественной элементной базе обеспечения ЭМС. Элементы и устройства для выравнивания потенциалов, ограничения перенапряжений должны удовлетворять реко-

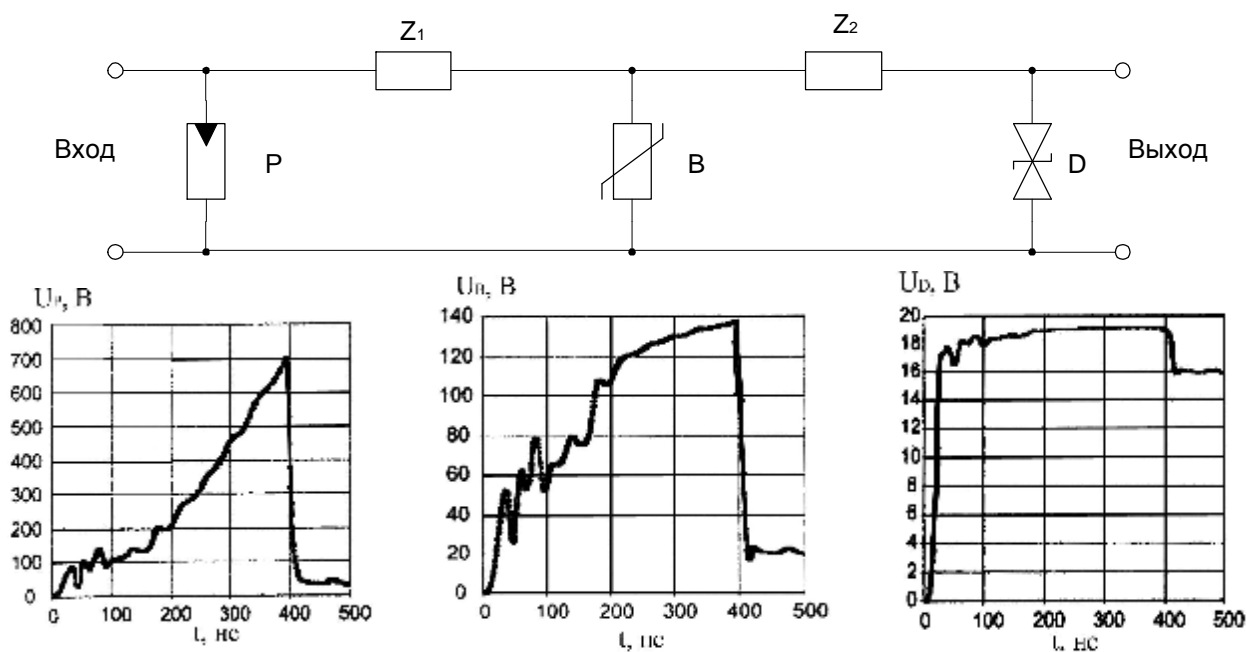


Рис.3. Трехступенчатое защитное устройство и характерные напряжения на его элементах

мендациям МЭК и нормам EN.

#### Литература

1. P.Hasse, J.Wiesinger. EMV Blitz – Schutzzonen – Konzept. - München, VDE – Verlag, Berlin – Offenbach, 1994.
2. J.Schimanski. Überspannungsschutz. -Hüthig Verlag., Heidelberg, 1996.
3. P.Hasse, J.Wiesinger. Handbuch für Blitzschutz und Erdung. -München; VDE – Verlag, Berlin - Offenbach, 4. Auflage, 1993.
4. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Кужекин И.П. и др. Основы зонной концепции молниезащиты и обеспечения электромагнитной совместимости. В сб. «Теория и практика электрических разрядов в энергетике». Под ред. Дьякова А.Ф., Изд-во ЮЦПК РП, «Южэнерготехнадзор», 1997.

### МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ УСТРОЙСТВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПО ТРЕБОВАНИЯМ ЭМС.

**Ярных Л.В., Сарылов О.В., Харитонов П.Н., Испытательный центр ЭМС "НИИИТ-ВНИИАЭС"**

В соответствии с действующими нормативными документами микропроцессорные устройства релейных защит (МПРЗ), поставляемые на атомные станции (АЭС), должны удовлетворять установленным в ГОСТ Р 50746 требованиям устойчивости к помехам следующих видов:

- радиочастотным электромагнитным полям в диапазоне 80-1000 МГц по ГОСТ Р 51317.4.3-99;
- кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями в диапазоне 0,15-80 МГц по ГОСТ Р 51317.4.6-99;
- микросекундным импульсным помехам большой энергии в цепях электропитания по ГОСТ Р 51317.4.5-99;
- наносекундным импульсным помехам в цепях электропитания и ввода-вывода по ГОСТ Р 51317.4.4-99;
- электростатическим разрядам по ГОСТ Р 51317.4.2-99;
- динамическим изменениям напряжения сети электропитания (провалам, прерываниям и выбросам) по ГОСТ Р 51317.4.11-99;
- магнитным полям промышленной частоты по ГОСТ Р 50648-94;
- импульсным магнитным полям по ГОСТ Р 50649-94;
- затухающим колебательным магнитным полям по ГОСТ Р 50652-94;
- затухающим импульсным помехам в цепях электропитания по ГОСТ Р 51317.4.12-99;
- кондуктивным помехам в полосе частот 0-150 кГц по ГОСТ Р 51317.4.16-2000;
- токам кратковременных синусоидальных помех частотой 50 Гц в цепях защитного и сигнального заземления по ГОСТ Р 50476;
- токам микросекундных импульсных помех в цепях защитного и сигнального заземления по ГОСТ Р 50746;
- оценка эмиссии электромагнитных помех в сеть питания и окружающее пространство по ГОСТ Р 51318.22-99.

Требования устойчивости МПРЗ к помехам включают в себя:

- виды испытаний;
- степени жесткости испытаний;
- амплитуды испытательных воздействий;
- критерии качества функционирования при испытаниях;
- класс жесткости электромагнитной обстановки в помещении для размещения МПРЗ;
- группу исполнения МПРЗ по устойчивости к помехам.

Для конкретных устройств МПРЗ виды испытаний, степени жесткости испытаний и амплитуды испытательных воздействий помех устанавливаются в зависимости от назначения и влияния МПРЗ на безопасность АЭС.

Критерии качества функционирования при испытаниях, класс жесткости электромагнитной обстановки в помещении для размещения МПРЗ и группы исполнения МПРЗ по устойчивости к помехам определяются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50746 .

МПРЗ систем нормальной эксплуатации, важные для безопасности и систем аварийного электроснабжения должны соответствовать IV группе исполнения по устойчивости к помехам при эксплуатации систем в электромагнитной обстановке средней жесткости. При этом МПРЗ при испытаниях на помехоустойчивость должны удовлетворять критерию качества функционирования А.

МПРЗ систем нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность, должны соответствовать III группе исполнения по устойчивости к помехам при эксплуатации систем в электромагнитной об-

тановке средней жесткости. Критерии качества функционирования А или В при испытаниях на помехоустойчивость устанавливаются по согласованию между Заказчиком и Изготовителем.

Несимметричное напряжение радиопомех на сетевых зажимах МПРЗ не должно превышать квазипикового значения

79 дБ в полосе частот от 0,15 до 0,5 МГц;  
73 дБ в полосе частот от 0,5 до 30 МГц.

Квазипиковое значение напряженности поля радиопомех от МПРЗ на расстоянии 10 м не должно превышать

40 дБ в полосе частот от 30 до 320 МГц;  
47 дБ в полосе частот от 230 до 1000 МГц.

Группы исполнения МПРЗ IV или III по устойчивости к помехам, критерии качества функционирования А или В, уровни создаваемых МПРЗ промышленных радиопомех и степени жесткости испытаний на помехоустойчивость, амплитуды воздействий видов помех должны быть установлены в ТУ конкретных МПРЗ. Для оценки соответствия установленным техническим требованиям МПРЗ подлежат испытаниям на помехоустойчивость.

Методы испытаний на устойчивость к помехам конкретных МПРЗ и требования к испытательному оборудованию приведены в базовых стандартах на каждый вид помех.

Кроме методов испытаний, для устройств защиты необходимо ещё правильно выбрать режимы их работы при испытаниях на определённые виды воздействий, которые устанавливаются в программно-методиках испытаний для конкретных МПРЗ.

Устройства защиты – это устройства непрерывного сбора информации о параметрах режима защищаемого объекта, её анализа, принятия решений и однократной передачи дискретного сигнала на срабатывание с последующим возвратом в рабочее состояние или выходом из работы до перезапуска дежурным персоналом. Например, это может быть релейная защита генератора, трансформатора и пр., или система аварийного ограничения мощности реактора и т.п.

По конструктивному исполнению и элементной базе все современные устройства любого типа либо основаны на использовании промышленных ПК, либо используют микропроцессорные устройства.

С точки зрения испытаний по требованиям устойчивости к электромагнитным воздействиям устройства МПРЗ характеризуются в общем случае 4-я состояниями.



Рис.1.Характерные режимы работы устройства МПРЗ.

На рис.1 представлены типичные этапы работы релейной защиты, на которой выделены четыре следующих характерных режима:

**1.Дежурный режим**, в котором электромагнитные воздействия могут привести к срабатыванию реле при отсутствии заявки на срабатывание ( т.е. к нарушению функционирования по критерию А) или к нарушению нормального функционирования реле по критерию В (выход из работы с автоматическим перезапуском) или С (выход из работы с последующим перезапуском дежурным персоналом).

**2.Режим обработки сигналов при их выходе за допустимые границы и принятие решения**. В этом режиме электромагнитные воздействия могут привести к отказу реле на срабатывание. При этом следует иметь в виду, что режим этот весьма кратковременен и устойчивость к воздействию может быть только по критерию А.

**3.Послеаварийный режим**, в котором электромагнитные воздействия могут привести к ложному автоматическому перезапуску реле в условиях не устранённой аварии на защищаемом объекте.

**4.Дежурный режим в новом состоянии объекта**.

Таким образом, каждое устройство микропроцессорной релейной защиты должно испытываться в общем случае на устойчивость к электромагнитным воздействиям как минимум в трёх первых режимах.

Для выполнения испытаний по требованиям ЭМС для любого из этих этапов необходимо использование устройства, моделирующего соответствующие сигналы нормального или аварийного режима защищаемого объекта.

**В дежурном режиме** выполнение испытаний по ЭМС не накладывает никаких особых требований ни к испытательной установке, ни к устройству моделирования сигналов нормального режима и в качестве критерия устойчивости к воздействиям в зависимости от конкретных условий могут применяться критерии **А, В или С**.

**В режиме анализа сигналов аварийного режима**, который может быть очень коротким по времени (сотые доли секунды), от испытательной установки и устройства моделирования сигналов аварийного режима требуется обеспечение синхронизации момента появления аварийных сигналов от устройства моделирования на входах испытуемого реле с моментом подачи электромагнитного воздействия от испытательной установки и в качестве критерия устойчивости к воздействиям может применяться только критерий **А**.

**В послеаварийном режиме** также требуется обеспечение синхронизации момента прекращения подачи сигналов от устройства моделирования (при имитации факта отключения) с моментом подачи воздействий от испытательной установки и в качестве критерия устойчивости к воздействиям может применяться только критерий **А**.

Таким образом, для проведения испытаний устройства МПРЗ на соответствие требованиям ЭМС необходимы существенные затраты труда и времени, что возможно только при наличии испытательного оборудования высокой производительности.

В настоящее время Испытательный Центр ЭМС «НИИИТ-ВНИИАЭС» располагает комплексом современного оборудования, позволяющего выполнять испытания по требованиям ЭМС в соответствии с требованиями 19 стандартов МЭК, EN и ГОСТ Р.

Высокая степень автоматизации испытательных установок позволяет выполнять в приемлемые сроки испытания устройств микропроцессорной релейной защиты и других подобных устройств во всех режимах их рабочего цикла.

#### **ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭМО ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ ПРИ ВНЕДРЕНИИ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА**

**Р.К.Борисов, М.Н.Смирнов, НПФ ЭЛНАП**

**Я.Л.Арцишевский, МЭИ (ТУ)**

**А.В.Жуков, ОДУ Центра**

Практическое решение проблем ЭМС сводится к двум основным моментам: определение электромагнитной обстановки в том месте, где устанавливается данное устройство, и приведение этой обстановки в соответствии с помехоустойчивостью устройства.

То есть необходимо иметь точные сведения о помехоустойчивости устройства и электромагнитной обстановке. На основании таких данных, если электромагнитная обстановка не соответствует помехоустойчивости устройств, выбрать и реализовать мероприятия по снижению уровней электромагнитных воздействий до допустимых значений.

Наиболее типичными источниками электромагнитных возмущений, которые могут оказывать влияние на системы РЗА, ПА и АСУ ТП электрических станций и подстанций являются:

- переходные процессы в первичных цепях высокого напряжения при коммутациях силовыми выключателями и разъединителями;
- переходные процессы при пробое электрической изоляции (КЗ), срабатывании разрядников или ограничителей перенапряжения в первичных цепях высокого напряжения;
- электрические и магнитные поля промышленной частоты от высоковольтных установок;
- повышения напряжения при протекании токов КЗ через заземляющие устройства;
- переходные процессы, являющиеся следствием ударов молнии.
- быстрые переходные процессы, являющиеся следствием коммутаций в низковольтном оборудовании;
- электростатические разряды;
- поля высокой частоты, создаваемые радиопередающими устройствами (как относящимися, так и не относящимися к электроустановке);
- возмущения высокой частоты, создаваемые другими частями рассматриваемой установки и передаваемые излучением или через гальванические связи;
- низкочастотные возмущения, создаваемые источниками питания.

Источниками электромагнитных возмущений, которые могут вызвать сбои в работе электронных и микропроцессорных устройств, на электрических станциях и подстанциях является также вспомога-

тельное электрооборудование: электроинструмент, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы.

Кроме того, в устройствах систем РЗА, ПА и АСУ ТП могут возникнуть и другие электрические явления, которые могут стать причиной их неправильного функционирования. К таким явлениям относятся: переходные сопротивления в контактах, шумы активных и пассивных элементов, дрейф параметров элементов, разброс времени коммутации в логических устройствах, исчезновения сигналов при передаче, явления отражения в линиях, вибрации и микрофонный эффект в контактах, пьезоэлектрические смещения зарядов при сжатии и изгибах изоляции, а также контактные напряжения, схемозлектрические и термоэлектрические эффекты в точках соединения проводников из различных материалов.

Применение в системах РЗА, ПА и АСУ энергообъекта электронных и микропроцессорных устройств влечет за собой новые проблемы при проектировании, монтаже и эксплуатации: обеспечение требований электромагнитной совместимости.

Обусловлено это тем, что:

- чувствительность к электромагнитным помехам микропроцессорных и электронных устройств на несколько порядков выше, чем электромеханических устройств;
- устанавливаемые микропроцессорные устройства на несколько порядков дороже по стоимости, чем электромеханические.

Проведенный нами анализ случаев неправильной работы устройств РЗА в Мосэнерго за несколько лет показал, что свыше 15% таких случаев можно с уверенностью отнести к проблемам ЭМС (таблица 1).

Если сопоставить случаи проблем ЭМС и виды источников электромагнитных возмущений, то можно убедиться, что при решении практических проблем ЭМС необходимо рассматривать весь спектр возмущений

Таблица 1.

Анализ случаев неправильной работы устройств РЗА в Мосэнерго

ГОД	1983	1984	1985	1986	1987	1988	2001
Общее количество случаев неправильной работы устройств РЗА	136	127	130	111	112	106	113
Из них по причине не выполнения требований ЭМС	22	29	13	16	23	18	16
В процентах	16	23	10	14	20	17	14

Результаты проведенных обследований показали, что ЭМО на действующих энергообъектах России в целом не может быть признана благоприятной для эксплуатации МП устройств.

Это относится, прежде всего, к воздействию токов и напряжений при коротких замыканиях. Практика эксплуатации показывает, что при коротких замыканиях на шинах распределительных устройств подстанций и станций происходит повреждение кабелей вторичной коммутации и устройств РЗА, а также неправильная работа защиты. Для примера несколько последних случаев из практики эксплуатации.

При КЗ на шинах 110 кВ п/ст Очаково из-за неправильного действия защиты происходит отключение л. Очаково - ТЭЦ-25 и блока генераторов на ТЭЦ-25. Из-за КЗ в цепях ТН на панели РЦ отключается АТ-6. Повреждается изоляция в цепях ТТ л. Очаково – ТЭЦ 25.

При КЗ на шинах 110 кВ п/ст Новгородская происходит отключение нескольких линий, в том числе и на п/ст Чудово и Юго-Западная. Отключается вводной автомат АБ и повреждаются блоки питания ВЧ-постов, катушки контакторов соленоидов включения выключателей и другие устройства РЗА.

При КЗ на шинах 110 кВ п/ст Орехово происходит повреждение кабеля связи и неправильно работает ДЗЛ. Повреждается осциллограф.

При обследовании ЭМО было установлено, что из-за плохого состояния контуров заземления не выполняются условия по уровню разности потенциалов на заземляющем устройстве, допустимого для изоляции контрольных кабелей и по токовой нагрузке на экраны, оболочку и броню кабелей.

При коротких замыканиях и при коммутациях на действующих объектах Мосэнерго из-за воздействия импульсных помех имели место случаи повреждения электронных устройств РЗА и неправильная работа защиты.

На п/ст Бакеево повреждается электронное реле при коммутациях разъединителей. На п/ст Гражданская и Карачарово неправильно работает нуль-индикатор.

Измерения на объектах показали, что причиной таких случаев является низкая помехоустойчивость устройств и неправильное выполнение заземления.

На отдельных объектах наблюдалось превышение допустимых уровней по магнитным полям промышленной частоты и по полям в радиочастотном диапазоне.

Существующая система постоянного тока на действующих объектах (в особенности, больших размеров, как, например, Костромская ГРЭС) не отвечает требованиям ЭМС для МП устройств. Наличие протяженных кабелей в системе постоянного тока создает условия для появления в цепях питания, управления и сигнализации электромагнитных помех, превышающих допустимые уровни.

На действующих объектах Мосэнерго имели место случаи неправильной работы МП устройств из-за помех на дискретных входах. Так, например, на ТЭЦ 12 более 2 лет не вводилась в работу МП защита фирмы Сименс из-за ложных срабатываний по дискретным входам.

При возникновении перенапряжений в сети постоянного тока от грозовых явлений, при коротких замыканиях или при коммутации индуктивной нагрузки, эти перенапряжения распространяются по всей сети постоянного тока и воздействуют практически на все устройства системы РЗА.

На п/ст Очаково при ударе молнии в молниевод из-за появления перенапряжений в сети постоянного тока произошло повреждение устройств РЗА (УРОВ, ВЧ-пост, осциллограф и др.) и отключение 8 выключателей 110 кВ, 2-х выключателей 220 кВ и блока генераторов на ТЭЦ-25.

Молниезащита на энергообъектах проектируется без учета требований ЭМС. На большинстве объектов измерения показали наличие серьезной опасности для МП устройств при ударах молнии в молниеводы на объекте.

Ни на одном из обследованных нами действующих объектов не применяются меры по защите МП устройств от воздействия статического электричества.

На Костромской ГРЭС на пульте управления применяется ковровое синтетическое напольное покрытие. В зимнее время при низкой влажности на 2-х шагах оператор заряжается до 15 кВ.

Применение вспомогательного электрооборудования (электроинструмента, сварки, бытовых электроприборов) может привести к неправильному функционированию электронных и МП устройств. Так, например при проведении сварочных работ на ТЭЦ-22 Мосэнерго устройство контроля вибрации турбин давало неправильные показания.

При внедрении микропроцессорных устройств систем РЗА и АСУ ТП на действующих энергообъектах необходимо проводить обследование ЭМО по всем видам электромагнитных возмущений.

Нами разработана и успешно апробирована на многих энергообъектах Мосэнерго и других энергосистем, включая такие объекты, как п/ст Выборгская, Костромская ГРЭС, Курская АЭС, методика определения ЭМО.

Методика включает в себя следующие этапы.

### **1. Получение исходных данных для проведения работ.**

Определяется взаимное расположение первичных цепей, трасс прокладки кабелей, молниеприемников и другого оборудования. Определяются типы устройств РЗА и АСУ ТП, их расположение, а также тип соединительных кабелей для данных устройств.

Измеряется сопротивление грунта. Определяется исполнительная схема заземляющего устройства. Измеряется импульсное сопротивление молниеприемников и оборудования, к которому подходят кабели цепей вторичной коммутации.

### **2. Определение реальной ЭМО на объекте.**

Для определения реальной ЭМО применяются непосредственные измерения, имитация электромагнитных возмущений и расчеты.

### **3. Сравнение полученных значений с допустимыми уровнями.**

Результаты измерений и расчетов по уровням воздействующих на системы РЗА, ПА и АСУ электромагнитных возмущений сравниваются с испытательными значениями для устройств указанных систем и кабелей вторичной коммутации.

При измерениях особое внимание уделяется тем вторичным цепям, которые имеют непосредственную (без промежуточных электромеханических устройств) связь с распределением высокого напряжения. Такие цепи показаны на рис.1.

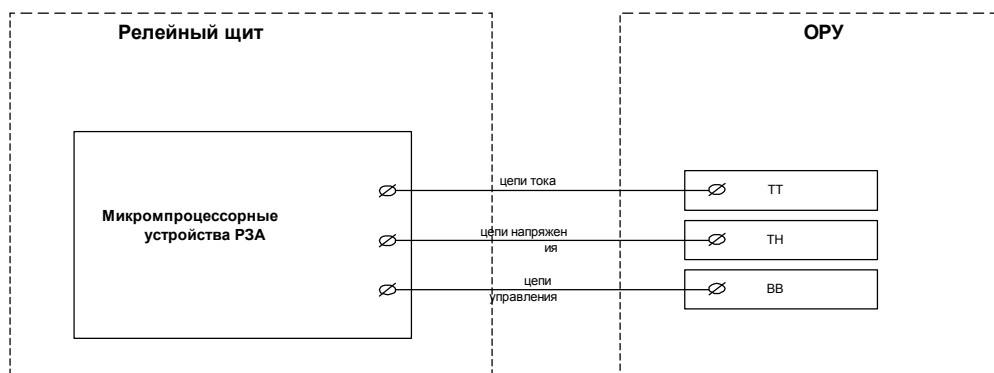


Рис.1. Связь терминалов с оборудованием на ОРУ.

На основании проведенных измерений и расчетов вырабатываются возможные варианты проведения дополнительных мероприятий и/или изменения существующих условий с целью снижения уровня помех до допустимых уровней.

При проведении обследования ЭМО рассматриваются следующие виды электромагнитных воздействий.

**1. Воздействие токов и напряжений промышленной частоты при коротком замыкании на землю.**

Для того чтобы определить возможные уровни воздействующих на кабели систем РЗА и АСУ ТП напряжений и токов при КЗ на землю, проводятся измерения по определению исполнительной схемы заземляющего устройства, а также измерения распределения потенциалов и токов на ЗУ при имитации КЗ на землю.

По результатам измерений и расчетов определяются максимальные уровни воздействующих на кабели напряжений и токов.

**2. Импульсные помехи, создаваемые первичными цепями в нормальных и аварийных режимах.**

При коммутациях и КЗ на землю в результате переходного процесса в цепях высокого напряжения происходит разряд емкостей оборудования и шин на землю, и через заземлитель проходит импульсный ток высокой частоты.

Моделирование ВЧ составляющей тока КЗ производится при помощи генератора высокочастотных импульсов ГВЧИ-4П. Схема эксперимента приведена на рис.2.

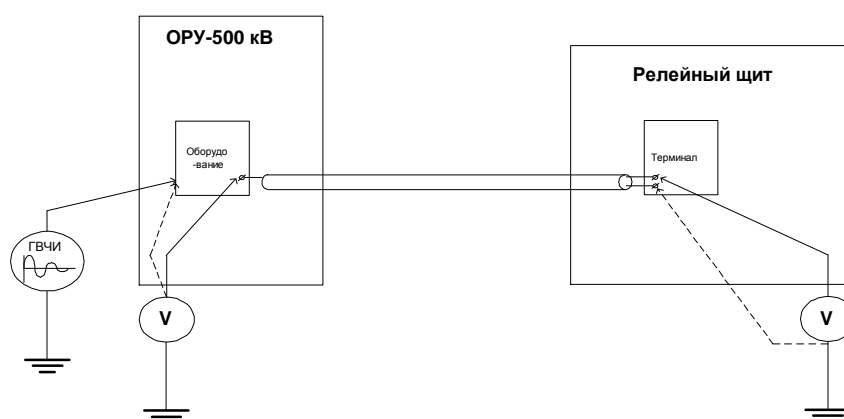


Рис.2. Схема эксперимента по определению импульсных помех при протекании ВЧ составляющей тока КЗ.

На объектах имитируется протекание ВЧ составляющей тока КЗ по заземлению первичного оборудования, связанному кабелями цепей вторичной коммутации со щитом управления и релейным щитом: выключателям, трансформаторам тока и напряжения, конденсаторам связи и силовым трансформаторам. При этом измеряется импульсное сопротивление и уровень помех на клеммах устройств РЗА.

Результаты измерений приводятся к реальному значению ВЧ составляющей тока КЗ на подстанции. Реальный ток КЗ определяется путем расчета по программе «Interference».

При коммутациях первичного оборудования и при КЗ по ошиновке ОРУ протекают импульсные токи. Электромагнитные поля от этих токов взаимодействуют с кабелями цепей вторичной коммутации, и в результате этого взаимодействия в них наводятся импульсные помехи.



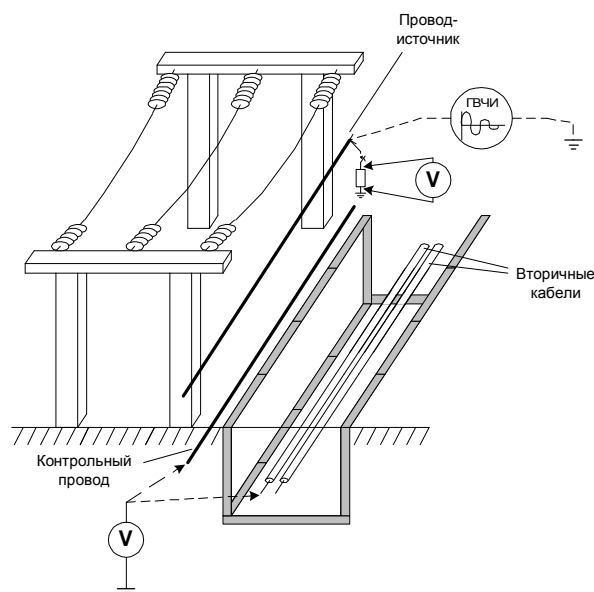


Рис.3. Схема эксперимента по определению коэффициента взаимного экранирования.

Определение импульсных полевых помех проводится следующим образом.

- При помощи программы «Interference» определяются наиболее опасные виды коммутаций.
- На объекте проводится имитация коммутационных процессов при помощи ГВЧИ-4П и контрольного провода, проложенного по трассе прокладки вторичных кабелей.
- Определяются реальные характеристики объекта – коэффициент экранирования соседними кабелями  $K_{\text{взаим}}$ . Проводятся измерения помех на кабелях защит и на контрольном проводе при реальных коммутациях, и проводится сравнение полученных результатов с результатами расчетов по программе.
- При помощи программы «Interference» производится окончательное определение максимальных значений помех этого типа.

Схема эксперимента по определению уровней импульсных полевых помех и коэффициентов экранирования приведена на рис.3.

Контрольный провод прокладывается по трассе прокладки кабелей от оборудования до панелей на РЩ по земле рядом с кабельным каналом. К проводу, подвешенному на высоте 1 м от земли, подключается генератор ВЧ импульсов. На РЩ проводятся измерения импульсных напряжений на контрольном проводе и кабелях цепей вторичной коммутации.

### 3. Импульсные помехи, связанные с ударами молнии.

При ударе молнии в объект возможны следующие воздействия тока молнии.

- Полевые наводки на кабелях и воздействие импульсных магнитных полей на оборудование.
- Термическое воздействие тока молнии на заземляющие проводники и оболочки и экраны кабелей.
- Обратные перекрытия с земли на кабели.

Определение уровней помех, наводимых на кабелях полем способом, выполняется при помощи программы «Interference». Для открытых распределителей определяются величины напряжений, наводимых на кабелях вторичной коммутации при ударах молнии в молниеотводы, расположенные вблизи трасс прокладки кабелей по распределителю. Для здания определяются величины напряжений, наводимых на кабелях при протекании тока молнии по токоотводам молниеприемника здания.

Параметры тока молнии для расчета берутся в соответствии с рекомендациями МЭК (стандарт 1312-1). Для определения возможного обратного перекрытия с земли на кабели проводятся измерения распределения потенциалов по земле при ударе молнии в молниеприемник с помощью измерительного комплекса ИК-1 и расчеты по программе «Сток».

### 4. Электромагнитные поля радиочастотного диапазона.

Измерения полей радиочастотного диапазона проводится в местах установки терминалов в частотном диапазоне от 1 до 1000 МГц при помощи спектроанализатора и специальных антенн

Измеряется напряженность электромагнитного поля от переносных и стационарных радиопередатчиков, применяемых на объекте.

### 5. Магнитные поля промышленной частоты.

Непосредственные измерения магнитных полей частотой 50 Гц проводится в местах установки терминалов в нормальных режимах.

Для аварийных режимов выполняются расчетные оценки.

#### **6. Разряды статического электричества.**

Оценка величины электростатического потенциала на теле человека проводится на основе измерений характеристик покрытия пола и непосредственных измерений напряжения на операторе.

Измерения удельных поверхностных сопротивлений полимерных диэлектриков осуществляется в соответствии с ГОСТ 64433.3-71.

#### **7. Помехи, связанные с возмущениями в цепях питания низкого напряжения.**

Проводятся измерения помех в цепях питания терминалов постоянным током и переменным током при проведении коммутаций и длительная регистрация качества электропитания и импульсных помех в нормальных режимах.

#### **8. Импульсные магнитные поля**

Расчетные оценки величин импульсных магнитных полей проводится для случаев протекания тока молнии по молниеотводам.

#### **Выводы.**

1. Применение МП устройств на действующих энергообъектах России возможно лишь при выполнении мероприятий обеспечивающих соблюдение требований ЭМС.

2. При техперевооружении систем РЗА и АСУ ТП с установкой МП устройств необходимо проводить определение ЭМО на объекте и в проекте предусматривать меры по приведению ЭМО в соответствии с помехоустойчивостью устройств РЗА и АСУ ТП.

3. Определение ЭМО должно проводиться по всему спектру электромагнитных возмущений с использованием натуральных экспериментов, имитационных испытаний и расчетов.

### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭМС МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА ПРИ ТЕХПЕРЕВООРУЖЕНИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ**

*Р.К.Борисов, НПФ ЭЛНАП*

*Б.К. Максимов, Я.Л.Арцишевский, МЭИ (ТУ)*

*А.В.Жуков, ОДУ Центра*

Электромагнитная совместимость микропроцессорных устройств при техперевооружении действующих энергообъектов обеспечивается применением мер общего характера и индивидуальных для данного объекта.

По результатам обследования ЭМО, прежде всего, необходимо осуществить правильно выбор устройств по уровням помехоустойчивости (степень жесткости испытаний). Рекомендации по определению класса окружающей среды даны в документе МЭК 65-4.

Для цепей сигнализации, управления и измерительных рекомендуется применять экранированные кабели. Вид экрана и способы его заземления определяется по условиям прокладки и по типу передаваемого сигнала. Можно отметить следующие основные правила заземления экранов.

Экраны сигнальных и силовых кабелей следует заземлять с обоих концов. Этот способ является наилучшим для снижения помех общего вида, особенно на средних и высоких частотах. Эффект снижения уровня помех обусловлен протекающим по экрану наведенным током. Именно по этой причине всегда следует стараться заземлять экран с обоих концов, а его параметры следует подбирать с тем расчетом, чтобы он мог выдерживать достаточно большие токи. Если это невозможно, то следует параллельно экрану подключать заземленный проводник или усилить контур заземления.

Экраны сигнальных кабелей следует заземлять только на одном конце, если ожидается протекание по экранам кабелей больших токов (данная ситуация может возникать при отсутствии качественного контура заземления) или если цепь используется для передачи НЧ сигналов низкого уровня, и существует значительная несимметрия кабеля по отношению экрану или к земле. Причем для длинных линий экран следует заземлять на том конце, где желательно было бы получить наибольшее снижение помехи дифференциального типа (т.е. в электронном оборудовании).

Иногда следует использовать кабели с двойным экранированием, при этом с двух сторон заземляется только внешний экран.

Прокладку контрольных кабелей рекомендуется осуществлять на открытых распределительных устройствах в кабельных каналах, расположенных ниже контура заземления. В зданиях и сооружениях кабели прокладываются в металлических лотках. Силовые и информационные кабели прокладываются раздельно на расстоянии не менее 0,3 м. Не рекомендуется в одном кабеле использовать жилы для различных цепей.

Особое внимание на энергообъекте должно уделяться выполнению заземляющего устройства. Основные правила при выполнении заземляющего устройства с учетом требований ЭМС:

- Заземляющее устройство должны иметь по возможности больше взаимных связей.
- Следует уменьшать площадь петли электрических (и электронных) цепей.

- Следует избегать соединения более чем одной точки сигнальной цепи с землей (за исключением некоторых ВЧ связей коаксиальными кабелями или в случае небольших цепей, построенных на качественно выполненной эквипотенциальной плоскости нулевого потенциала).
- Следует располагать все части сигнальных цепей по возможности ближе к заземляющим проводникам, за исключением проводников по которым могут протекать большие токи (при КЗ или от молнии).
- Не следует располагать в непосредственной близости цепи (заземления или сигнальные цепи), по которым передаются (или могут передаваться) токи или напряжения, сильно различающиеся по амплитуде.
- Все заземляющие проводники должны иметь возможно меньшую длину.
- Сетка контура заземления на распределительном устройстве должна выполняться с таким шагом, чтобы разность потенциалов при КЗ на заземляющем устройстве не превышала напряжения пробоя изоляции контрольных кабелей.
- Высоковольтное оборудование должно быть установлено вблизи узла сетки заземления и связано с ней при помощи, по крайней мере, двух (а лучше четырех) противоположно направленных проводников.
- Плотность сетки заземлителя должна быть повышена (например, до 5x5 м) вблизи (высоковольтного) оборудования, особенно около силовых трансформаторов; трансформаторов напряжения; конденсаторов связи.
- Распределительные устройства разного класса напряжения, релейный щит на энергообъекте должны иметь хорошую связь с землей.
- На элегазовых подстанциях сеть заземления должна иметь размер ячейки не более 2x2 м. Корпуса оборудования надо присоединять к сети заземления у основания каждой опоры (кронштейна). Данные соединения должны иметь очень небольшую длину и по возможности выполняться при помощи нескольких проводников (3-4 штуки).

Состояние заземляющих устройств действующих энергообъектов России таково, что при перевооружении необходимо проводить их реконструкцию. Виды работ и их объем для каждого объекта должен определяться индивидуально по результатам обследования.

Молниезащита действующих энергообъектов выполнена, как правило, без учета требований ЭМС. В зависимости от расположения молниеприемников относительно контрольных кабелей и МП устройств, способа выполнения токоотводов и заземлителей на конкретном объекте могут быть рекомендованы мероприятия по прокладке дополнительных токоотводов (для зданий), усилению заземления и, в крайнем случае, по изменению мест размещения молниеприемников.

В некоторых случаях возможно применение зонной концепции защиты от влияния грозовых разрядов в соответствии с документами МЭК 61312.

Для защиты от воздействия электромагнитных полей может применяться дополнительное экранирование МП устройств.

В местах размещения МП устройств необходимо применять меры по защите от статического электричества: антистатические напольные покрытия или поддерживать влажность не ниже 50 %.

Система постоянного тока должна выполняться таким образом, чтобы обеспечивать должное качество электроэнергии, в особенности в части пульсаций и возможного времени провала напряжения. Целесообразно бесперебойное питание МП устройств обеспечивать от устройств, расположенных в том же здании.

Для защиты от перенапряжений в системе постоянного тока или в цепях сигнализации, управления и измерительных в определенных случаях могут быть установлены защитные устройства (разрядники, варисторы, диоды, фильтры). Применение таких устройств требует тщательной проработки, так как при неправильном выборе типа защитного устройства оно может вызвать нарушения в работе устройств РЗА.

## МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УЛУЧШЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ НА ЭНЕРГО-ОБЪЕКТАХ ПЕРЕД РАЗМЕЩЕНИЕМ ЦИФРОВОЙ АППАРАТУРЫ РЗА

В. С. Вербин, М. К. Костин, М. В. Матвеев, ООО ЭЗОП

### Актуальность

Особенностью современных систем защиты, контроля, управления и автоматики (включая РЗА и АСУ ТП) является их распределенный характер. Используемые ими цепи вторичных кабелей образуют сеть, охватывающие практически всю территорию энергообъекта.

Электромагнитная обстановка (ЭМО) на энергообъектах является жесткой [1,2]. Распределенный характер системы приводит к тому, что, например, при возникновении в какой-либо части заземляющего устройства энергообъекта значительного потенциала, последний оказывается приложенным к проходящим поблизости вторичным кабелям, заземлению нулей ТН, конденсаторам связи и т.п. Результатом этого является образование помех, достигающих в итоге входов аппаратуры РЗА. Таким образом, обеспечение ЭМС аппаратуры РЗА зависит от ЭМО на объекте в целом.

Кратко рассмотрим источники помех, вносящие определяющий вклад в ЭМО на энергообъектах.

1. Короткие замыкания в высоковольтной сети с заземленной нейтралью. Особенностью является протекание больших токов по элементам заземляющего устройства (ЗУ). Существенно, что угрозу представляют не только КЗ в пределах подстанции, но и удаленные КЗ в случае подпитки их от силовых трансформаторов рассматриваемой подстанции. Обычно происходит не только подъем потенциала ЗУ как единого целого, но и возникают разности потенциалов между различными заземленными аппаратами (конструкциями) в пределах единого ЗУ. Различные точки на поверхности грунта также приобретают различные потенциалы. Даже при отсутствии существенных дефектов ЗУ разности потенциалов между его элементами могут достигать 1-2 кВ за счет активного и индуктивного сопротивления проводников заземляющей сетки. При наличии дефектов заземляющего устройства этот перепад может многократно возрастать, достигая десятков кВ. Прикладываемое ко вторичным кабелям и входам аппаратуры напряжение имеет форму отрезка синусоиды промышленной частоты длительностью порядка нескольких сотен мс. В начальный момент КЗ может наблюдаться также заметная импульсная составляющая.
2. Грозовые разряды на мачты грозозащиты, опоры и порталы с молниеотводами. Похожие эффекты происходят также при срабатывании высоковольтных разрядников и ОПН. В целом картина напоминает ситуацию при КЗ. Но поскольку грозовой разряд носит высокочастотный характер, сопротивление элементов ЗУ оказывается существенно выше, чем при растекании тока КЗ промышленной частоты. В сочетании с тем фактом, что ток молнии часто достигает десятков кА (в отдельных случаях – 100 кА и более), это приводит к появлению еще больших перепадов потенциала, чем при КЗ. Положение усугубляется тем, что заземление молниеотводов часто происходит в непосредственной близости от кабельных каналов и лотков. Некоторым «оправданием» этому может служить тот факт, что подавляющее большинство электрических станций и подстанций проектировалось еще до того, как проблеме ЭМС стало уделяться хоть какое-то внимание. В результате, например, требования РД 34.20.116 93-го года по защите вторичных цепей от импульсных помех до сих пор остаются невыполненными на многих ПС. В то же время, опасность грозовых разрядов подтверждается статистическими данными. Так, например, в США за период с 1990 по 2000 года только на атомных объектах было зафиксировано 346 инцидентов, вызванных молнией – *DOE Occurrence Reporting and Processing System Database*. В процессе проведения работ наши сотрудники не раз становились свидетелями случаев повреждения аппаратуры под действием грозовых разрядов.
3. Коммутационные помехи при операциях выключателями и разъединителями. Хотя чаще всего амплитуда таких помех лежит в пределах нескольких сотен вольт, на ряде объектов отмечались значения до 4-5 кВ. Это связано с дефектами заземления, неудачным расположением трасс вторичных кабелей относительно первичных цепей, повреждением защитных элементов ВЧ-заградителей и т.п.
4. Другие виды помех. Естественно, на цифровую аппаратуру РЗА могут воздействовать и другие помехи, присутствующие на объекте [1,2]. Наличие рядом со зданием силового оборудования, например, делает актуальной проблему воздействия на аппаратуру магнитных полей от высоковольтных ошинок при КЗ. Известны случаи возникновения сбоев в работе цифровых устройств под действием полей от портативных раций. Определенную угрозу представляют собой электромеханические устройства (реле, контакторы), при работе которых создаются значительные импульсные ВЧ-помехи. Опасной является ситуация, когда цифровая и элек-

тромеханическая аппаратура располагаются рядом (на соседних панелях или даже на одной панели).

Подчеркнем, что ЭМО определяется специфическими особенностями каждого конкретного объекта. Особенно жесткой может быть ЭМО при наличии дефектов заземляющего устройства, нарушении требований РД 34.20.116-93 и т.п. В то же время, требования устойчивости аппаратуры к помехам формулируются исходя из некоторой «нормальной» ЭМО. В результате возникает потребность в дополнительных мероприятиях по защите аппаратуры РЗА и связанных с ней проводными цепями элементов других систем и подсистем (например, АСУ).

### Комплексное решение проблемы ЭМС

Имеющийся у специалистов ЭЗОП опыт работ по обеспечению ЭМС на более чем 200 объектах показывает необходимость комплексного решения проблемы защиты аппаратуры. В состав комплексного решения входят следующие работы:

1. Проведение оценки электромагнитной обстановки на объекте.
2. Разработка и проведение защитных мероприятий
3. Анализ данных о помехоустойчивости применяемой аппаратуры и проведение, при необходимости, дополнительных испытаний.
4. Итоговый контроль

Оценка ЭМО на объекте позволяет реализовать защитные мероприятия в соответствии с зонной концепцией (МЭК 1024, 1312). Хотя она была первоначально разработана для целей грозозащиты, ее принципы могут быть использованы при организации защиты от всего комплекса помех, характерных для энергообъектов.

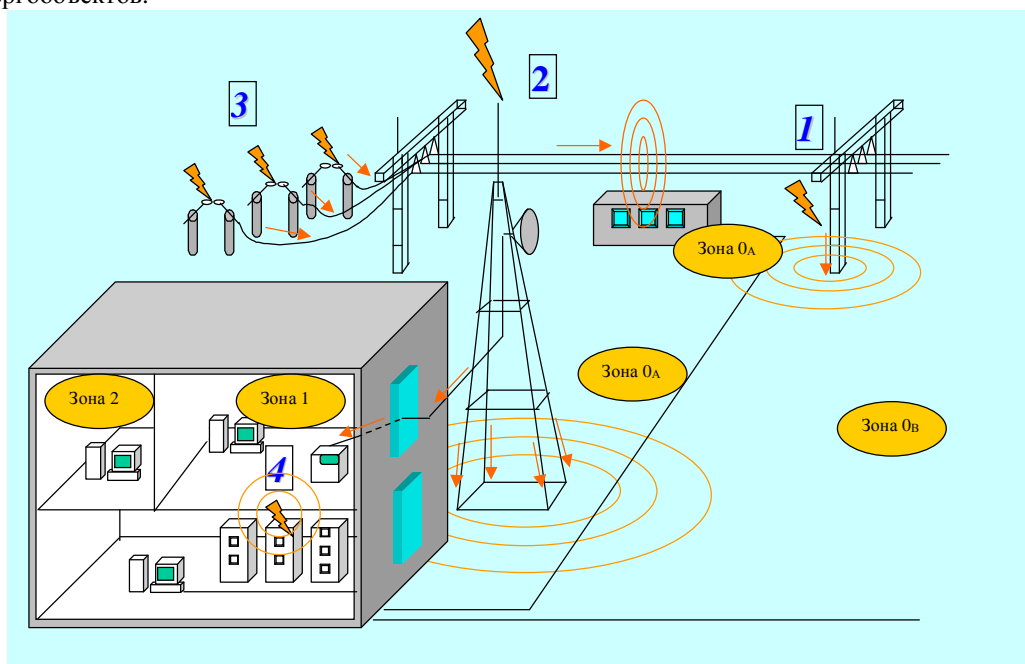


Рис. 1. Зоны защиты на объекте

На рисунке 1 показан абстрактный энергообъект и основные источники помех (см. выше). Под цифрой 4 дополнительно показано влияние электромеханических устройств, размещенных непосредственно в здании (ОПУ или РЩ).

Согласно зонной концепции, территория объекта может быть поделена на зоны (области)  $0_A$ ,  $0_B$ , 1, 2, 3 с характерными уровнями помех. Наиболее неблагоприятной является зона  $0_A$ , где происходит непосредственное воздействие влияющих факторов (например, протекание большей части тока молнии). К зоне  $0_B$  относится открытая территория, где воздействие влияющих факторов оказывается уже сниженным за счет расстояния. К зонам 1-3 относят помещения внутри зданий (в зависимости от степени ослабления электромагнитных полей внешними и внутренними стенами).

Для размещения цифровой аппаратуры рекомендуется использовать зону 3. Для аппаратуры РЗА, устойчивость к помехам которой достаточно высока, в отдельных случаях может использоваться зона 2.

#### **Основные методы и средства улучшения ЭМО**

Обследование ЭМО позволяет выявить в пределах объекта зоны с различными уровнями помех. Последующее улучшение ЭМО с позиций зонной концепции заключается в следующих действиях.

**1. Снижение уровней помех в зоне  $0_A$ .** Примером являются мероприятия по реконструкции заземляющего устройства: восстановление разрушенных и дублирование недостаточных связей по-

звolyет снизить уровни потенциалов при грозовых разрядах и КЗ с нескольких десятков кВ до нескольких кВ.

**2. Защита вторичных кабелей.** Действующие РД по защите вторичных цепей предусматривают расстояние порядка 10-15 м между заземлением объектов грозозащиты и кабельными каналами и лотками. Таким образом, вторичные кабели выводятся из зоны  $O_A$  (по крайней мере, по условиям влияния молнии). На большинстве существующих объектов эти требования нарушаются (вплоть до заземления молниеотводов внутрь кабельных каналов, как на ПС «Выборгская»). Наиболее распространенным средством защиты является такая реконструкция системы заземления, которая исключала бы вынос значительных потенциалов на кабельные каналы (лотки), а также протекание значительной (более 30-40%) части тока молнии рядом с ними. В РД 34.20.116-93 в качестве таких мероприятий рекомендовался разрыв излишних связей в пределах ЗУ и прокладка барьерных заземлителей. Разумеется, такие мероприятия дают эффект только при условии обеспечения альтернативных путей растекания тока. Улучшить ситуацию также может установка дополнительных вертикальных заземлителей согласно ПУЭ.

В настоящее время имеется программное обеспечение, способное рассчитывать распределение токов и потенциалов в системе заземления. Для проверки эффективности разрабатываемых мероприятий заземляющего устройства авторы в настоящее время используют программу КОНТУР. Особенностью ее алгоритма является одновременное вычисление всех значений токов и потенциалов на базе единой системы уравнений заземляющего устройства. Это отличает алгоритм КОНТУР от традиционных алгоритмов, где сначала приближенно определяется сопротивление растеканию, и лишь затем делается попытка рассчитать токи в элементах ЗУ и неравномерность распределения потенциала (см. например, РД 153-34.0-20.525-00). Новый подход существенно повышает точность вычислений, особенно при оценке характеристик ЗУ на высокой частоте, когда эффективно «работает» лишь небольшая часть контура.

По поводу расчетных методов следует сделать два важных замечания. Во-первых, полный расчет всего ЗУ на основе схемы неизбежно имеет невысокую точность. Это связано с недостаточностью исходных данных: даже при использовании схемы ЗУ, полученной путем трассировки, неучтенными остаются реальные сечения горизонтальных заземлителей (неизбежно меняющиеся вследствие коррозии), вертикальные заземлители (данные по реальному состоянию которых обычно отсутствуют), неравномерность глубины прокладки, а также локальные флуктуации удельной проводимости земли. В то же время, расчеты оказываются незаменимыми при проведении сравнительного анализа разрабатываемых защитных мероприятий.

Во-вторых, все существующие на настоящий момент расчетные методы реализуют линейную модель растекания тока. При больших значениях потенциала (как это имеет место, например, в случае грозового разряда) происходит частичный пробой грунта с локальным увеличением его проводимости. В результате общее сопротивление заземления существенно снижается [3]. В то же время, попадание кабелей в зону частичного пробоя грунта может привести к печальным последствиям. В настоящее время эти аспекты учитываются эмпирически на основе анализа сравнительно скудных экспериментальных данных. В дальнейшем планируется развитие методов расчетной оценки влияния эффекта нелинейности.

Снижению уровней помех во вторичных кабелях также способствует их экранирование. Выбираемая схема заземления экрана зависит от термической стойкости кабеля и особенностей ЭМО на объекте.

**3. Установка устройств защиты от импульсных помех на границах зон.** Является важнейшим компонентом концепции зонной защиты. В настоящее время существует широкий ассортимент устройств защиты от перенапряжений, реализованных на базе нелинейных элементов - разрядников, варисторов, защитных стабилитронов (диодов Зенера). Общим принципом их действия является канализация на землю приходящих помех при превышении последними некоторого порогового уровня. Параметры устройств международными стандартами (МЭК 61643-1) связываются с концепцией зон защиты. Устройства класса I устанавливаются между зонами 0 и 1, класса II – между 1 и 2, класса III – между 2 и 3. Устройства класса III часто включают дополнительный фильтр. В результате обеспечивается высокоэффективное ступенчатое снижение мощности и амплитуды помех. На рисунке 2 показаны различные устройства защиты класса I (фирмы Hakel) для цепей питания постоянным и переменным током.



Рис. 2. Устройства защиты класса I (Hakel).

С целью обеспечения защитного отключения и сигнализации при повреждении нелинейного элемента предусмотрена схема расцепителя с дистанционной сигнализацией. После его срабатывания цепь, в которой установлено устройство, сохраняет функциональность, но остается незащищенной. Для защиты от следующих помех оперативный персонал должен, получив сигнал об отказе устройства защиты, организовать его быструю замену. Впрочем, при правильном выборе устройств защиты вероятность их повреждения мала.

Аналогичные устройства применяются для цепей обмена цифровой информацией (на рисунке 3 показано устройство защиты интерфейса RS 485). Такие устройства часто объединяют функции двух и даже трех ступеней защиты.



Рис. 3. Устройство защиты интерфейса RS 485 (Hakel).

Проблемным остается вопрос установки устройств защиты в цепи трансформаторов тока и напряжения. Высокие требования к надежности этих цепей и недопустимость даже кратковременного искажения рабочих сигналов (что наблюдается в течение максимум полупериода синусоиды 50 Гц после прихода помехи) предъявляют жесткие требования к применяемым устройствам защиты. Оптимальным выходом представляется использование устройств с сильно «загрубленным» порогом срабатывания. Действительно, поскольку собственная устойчивость к помехам аппаратуры РЗА по входам ТТ, ТН составляет не менее 4 кВ, можно применять устройства срабатывающие при таком же (или чуть более низком) напряжении. При приходе помех обычного уровня устройства защиты не срабатывают и не вносят никаких искажений. При приходе же помех 4 кВ и выше защитное устройство включается в работу. Возникающие при этом искажения теоретически могут вызвать ложное срабатывание РЗА. Однако это является меньшим злом по сравнению с полным выходом устройства РЗА из строя с непредсказуемыми последствиями (что практически неизбежно случилось бы в этой ситуации при отсутствии устройства защиты).

**4. Подавление помех в источниках, расположенных внутри помещений.** Электромеханические реле способны быть источниками значительных помех. При этом они часто располагаются вблизи аппаратуры (т.е. в зонах 2 и 3, если рассматривать ситуацию с позиций зонной концепции). Чтобы избежать существенного ухудшения ЭМО, оптимальным способом является подавление помех в самих источниках. Это предусматривает установку в цепях электромеханических реле диодов или варисторов. Подробные рекомендации по организации таких схем подавления помех планируется включить в новую редакцию РД 34.20.116-93.

**5. Экранирование.** В некоторых случаях, на объекте не удастся выделить зоны с низкими уровнями помех (2 или 3), либо существующих зон оказывается недостаточно. Это чаще всего связано с влиянием магнитных полей промышленной частоты в режиме КЗ в сети 110 кВ и выше. В этих случаях единственным эффективным решением проблемы является размещение критически важной цифровой аппаратуры в экранирующих металлических боксах.

**6. Защита от статики.** В некоторых случаях возникает необходимость в дополнительной защите аппаратуры от электростатического разряда. Для этого применяют специальные проводящие покрытия и лаки для полов, а также установки для контроля влажности в помещении. Еще важнее, чтобы вся работающая аппаратура была защищена штатными крышками, защитными накладками и т.п. Авторы уже сталкивались со случаями, когда сбои под действием электростатического разряда происходили из-за демонтажа защитных пластиковых накладок на аппаратуре.

Необходимым элементом проводимого комплекса защитных мероприятий является итоговый контроль. В первую очередь, это касается проверки правильности и полноты реализации мероприятий по реконструкции заземляющего устройства. Как и при первоначальной оценке ЭМО, на этой стадии проводятся натурные измерения. Эффективным способом итогового контроля является измерение сопротивления основания (т.е., качества связи с общим заземляющим устройством) тех аппаратов и конструкций, которые имели неудовлетворительное заземление на стадии первичной оценки ЭМО. В зави-

симости от ситуации, могут проводиться и другие замеры (например, уровней импульсных помех при коммутациях).

Что же касается помехоустойчивости аппаратуры, то здесь необходимо обеспечение строгого соответствия действующим отраслевым нормам ЭМС. Важно понимать, что реальный уровень устойчивости аппаратуры к помехам может быть определен только в ходе испытаний, методика проведения которых и испытательное оборудование соответствует действующим российским и международным стандартам.

#### **Заключение**

Описанный здесь комплексный подход к решению проблемы ЭМС связан, безусловно, с определенными издержками. Минимизация этих издержек достигается на пути достижения некоторого компромисса между требованиями к помехоустойчивости аппаратуры, улучшением ЭМО традиционными средствами (с помощью реорганизации заземления и прокладки кабелей) и использованием устройств защиты. Обеспечиваемая при этом высокая степень защищенности всех критически важных цифровых систем на объекте, как представляется авторам, оправдывает затраты на проведение подобных работ.

#### **Литература**

1. Guide on EMC in Power Plants and Substations. CIGRE Publ. 124, 1997
2. Электромагнитная обстановка на объектах определяет ЭМС цифровой аппаратуры / Матвеев М. В. Новости Электротехники №1,2 2002
3. Анненков В. З. Исследование протяженных заземлителей гроззащиты линий электропередачи в плохо проводящих грунтах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М.: 1973.

### **ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ РЕЛЕЙНОГО ПЕРСОНАЛА В ОТДЕЛЕНИИ РЗА УЧЕБНОГО ЦЕНТРА АО МОСЭНЕРГО.**

**Р.И. Пауль, МЦПК Мосэнерго**

Отделение релейной защиты учебного центра АО Мосэнерго существует более тридцати лет. За это время в центре повысили квалификацию многие релейщики не только системы АО Мосэнерго, но и специалисты других систем и предприятий. Сначала деятельности отделения РЗА, обучение велось по устройствам защит линий, трансформаторов, генераторов и шин на базе электромеханических реле. Постепенно, с каждым годом количество учебных программ и направлений обучения увеличивалось, с учетом развития не только электромеханической аппаратуры РЗА, но и появления новых микроэлектронных устройств. В последние годы в АО Мосэнерго как и в других энергосистемах активно внедряются микропроцессорные модули защит и регистраторы аварийных процессов. Многие из этих устройств имеют сложное схмотехническое исполнение, что требует от эксплуатационного и наладочного персонала высокого уровня подготовки. Поэтому в настоящее время отделение РЗА учебного центра АО Мосэнерго, наряду с обучением по традиционным устройствам защит и защитами на микроэлектронной базе, уже несколько лет активно проводит обучение по микропроцессорным устройствам защит. Фирма АББ является основным партнером для Мосэнерго в области микропроцессорных защит и лаборатория РЗА учебного центра благодаря стараниям и усилиям сотрудников фирмы, в достаточной мере оснащена всеми необходимыми устройствами микропроцессорных модулей РЗА. Наряду с этим проводится обучение и по регистраторам аварийных событий, а также по устройствам микропроцессорных защит других производителей, таких как НПФ "Радиус" г. Зеленоград, которые установлены на объектах АО Мосэнерго пока в небольших количествах. В течение года обучение персонала производится по следующим направлениям:

Шифр	Наименование курсов	К-во часов	В том числе	
			теория	практика
<b>Повышение квалификации рабочих</b>				
24905	Электромонтер по ремонту аппаратуры, релейной защиты и автоматики (механическая и электрическая регулировка реле)	144	72	72
55105	Электромонтер-релейщик по изучению элементной базы и схмотехники полупроводниковых реле	120	76	44
50205	Электромонтер-релейщик (проверка и наладка простых защит электрических станций)	144	120	24
24805	Электромонтер-релейщик (проверка и наладка простых защит электрических сетей)	144	112	32



<b>Повышение квалификации специалистов</b>				
34705	Микропроцессорные защиты присоединений 6-10 кВ	40	20	20
61205	Микропроцессорная защита генератора REG-316	40	20	20
61305	Защиты генераторов на интегральных микросхемах	144	120	24
33805	Проверка и наладка защит средней сложности	112	88	24
33905	Проверка и наладка сложных защит	120	88	32
34005	Высокочастотные каналы релейной защиты	112	80	32
34605	Наладка и проверка разрядно - подзарядных агрегатов ВАЗП	40	24	16
61405	Специалисты РЗА: "Система оперативного постоянного тока электростанций и подстанций"	40	40	0
34805	"Комплекс регистрации аварийных процессов2	40	24	16
39605	Микропроцессорные защиты линий 110-220-500 кВ	40	24	16
39705	Проверка и наладка продольной дифференциальной защиты линий 110-220 кВ ДЗЛ-2	40	24	16
61705	Автоматика частотной разгрузки и фиксирующие приборы	40	24	16
34105	Проверка и наладка панелей АРНТ автоматики регулирования напряжения на силовых трансформаторах	64	40	24

В процессе обучения слушатели выполняют большой объем практических работ на реально действующих устройствах РЗА, что дает им возможность получения практических навыков в работе с устройствами РЗА. В учебном процессе используются учебные и методические пособия, разработанные преподавателями учебного центра. По окончании обучения, прошедшие успешно проверку знаний слушатели, получают свидетельства установленной формы.

**123592, г. Москва, ул. Кулакова, д. 25, корп. 3**  
**телефон (095) 757-88-84**  
**факс (095) 757-88-83**

### **ОПЫТ ОБУЧЕНИЯ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО НАЛАДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МИКРОЭЛЕКТРОННЫХ И МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ**

**Ю.А. Войлошников, В.В. Зуйков** *Новосибирский филиал ПЭИпк*

Одним из основных направлений работы кафедры «Эксплуатация, наладка электротехнического оборудования электрических станций и сетей» Новосибирского филиала является повышение квалификации специалистов по наладке и эксплуатации микроэлектронных и микропроцессорных защит. В лабораториях кафедры широко представлены устройства релейной защиты ведущих разработчиков и производителей – «Шнейдер-Электрик», «Элтехника», НТЦ «Механотроника», «ЭКРА», «АББ- Автоматизация» и др.. При формировании содержательной части учебного процесса широко используется реальный опыт участия специалистов кафедры в процессе наладки и консультаций по эксплуатации устройств релейной защиты на предприятиях ОАО «Новосибирскэнерго», Новосибирского метрополитена и др..

В Новосибирской энергосистеме в течение 3-х лет с 1999 по 2001 г. произошло 23264 срабатываний релейной защиты, в т.ч. более 100 раз происходили ложные отключения. Одна из основных причин - выход из строя полупроводниковых и микроэлектронных элементов устройств РЗА. Наиболее характерные дефекты – пробой диодов, транзисторов, выход из строя герконовых реле. Данная неисправность характерна как для аппаратуры с незначительным сроком эксплуатации ШДЭ-2802, ПДЭ-2802, ПВЗ-90М и ПВЗ-901М, БРЭ-1301, БРЭ-2802, РТЗ-51, так и в аппаратах с длительными сроками эксплуатации КЗР-3, РТФ-6М, ЭПЗ-1636, РЧ-1, ДФЗ-201, РВ-01, РП-341.

В декабре 2000 года на станции "Маршал Покрышкин" Новосибирского метрополитена введены в эксплуатацию комплектные устройства защиты типа ЯРЭ-2201, которые предназначены для защиты и автоматики присоединений напряжением 6-10 кв и имеют большое множество вариантов исполнений с питанием на оперативном постоянном напряжении. С 1998 г. налажен выпуск устройств ЯРЭ-2202 с питанием на переменном напряжении.

Во многих случаях, рекомендуемая для наладки установка Киевского завода "Точэлектроприбор" У5061 на предприятиях отсутствует. Специалистами кафедры было разработано и изготовлено устройство, которое позволяет производить наладку устройства ЯРЭ-2201 с помощью установки "РЕТОМ-41" . Опыт полугодовой эксплуатации ЯРЭ-2201 на подстанции "Маршал Покрышкин" Новосибирского метрополитена показал низкую надежность комплектующих элементов устройств защиты. Наиболее слабыми элементами являются диоды КД522Б в цепях развязки, в схемах шунтирования выходных ка-

тушек реле, в схемах сигнализации и в выходных блоках. Были случаи выхода микросхем в блоке Т111. Наблюдалось самопроизвольное изменение уставки срабатывания в схемах защиты питания выпрямителей. Выход из строя перечисленных элементов чаще всего фиксировался при коммутации выпрямительных устройств.

При проведении плановой наладки ЯРЭ-2201 было выявлено неоднократные случаи выхода из строя блоков питания ПО-210 по причине пробоя транзисторов VT3 (КТ31025М). С целью исключения указанных неисправностей специалисты кафедры рекомендуют на стадии изготовления устройств устанавливать полупроводниковые элементы с более высокими обратными напряжениями.

На Новосибирской ГЭС находятся в эксплуатации 3 комплекта микропроцессорных защит ШЭ 1111, ШЭ 1112 НПП "ЭКРА", введенных в эксплуатацию в 1995г- 1999г. В самом начале эксплуатации были случаи выхода из строя блоков питания и ложные срабатывания из-за низкого качества комплектующих элементов. После того, как "ЭКРА" сменила поставщиков комплектующих элементов, нарушений в работе защит не было. Специалистами Новосибирской ГЭС совместно со специалистами кафедры разработаны мероприятия, которые позволяют расширить возможности процессорных защит. На генераторах №1 и №4 добавлены защиты отпаек собственных нужд, охлаждения трансформаторов, УРОВ. Реле направления мощности задействованы в технологических защитах для управления направляющим аппаратом.

### НОВЫЕ АЛГОРИТМЫ КОМПЕНСАЦИИ ПОГРЕШНОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «DISAN/LOCATOR»

В.А. Ефремов, Ю.Я. Лямец, Н.В. Подшивалин, *Чувашский госуниверситет, г. Чебоксары*

Из всего многообразия устройств и программ определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи (ЛЭП) наибольшей универсальностью и гибкостью обладает программный комплекс (ПК) «DISAN/LOCATOR» [1]. Наряду с функцией ОМП, данный ПК помогает выполнить подробный анализ аварии, с привлечением всевозможной информации: от электрических величин и их симметричных составляющих до спектральных компонентов и годографов. Основная задача - расчет расстояния до места КЗ - выполняется либо в автоматическом режиме сразу после аварии с формированием протокола результатов (так называемый диспетчерский вариант программы), либо под управлением оператора. Диспетчерский вариант [2], отличаясь простотой использования, не требует вмешательства специалиста в процесс анализа аварии. Быстрота получения результата и удобство применения имеют, очевидно, и обратную сторону - повышается вероятность ошибки в сложных ситуациях. Кроме того, требуется соответствующая стыковка с программой обслуживания цифрового регистратора. В случае работы под управлением оператора существуют широкие возможности доступа к различным дополнительным функциям, таким как выбор самого алгоритма ОМП в зависимости от имеющейся информации, расчет или задание частоты сети в момент аварии (используется частота нагрузочного режима), выбор для анализа любого участка осциллограмм в предаварийном и аварийном режимах. Последняя функция бывает особенно полезна, например, при каскадном отключении ЛЭП или при переходе одного вида КЗ в другое. В этом случае желательно выполнить расчет для всех разнообразных режимов. В банке оригинальных осциллограмм ПК «DISAN/LOCATOR» имеется запись электрических величин при падении опоры ЛЭП. Здесь расчет ОМП выполнялся 3 раза по мере замыкания фаз – при  $K^{(1)}$ ,  $K^{(1.1)}$  и  $K^{(3)}$ . Естественно, в этом случае достоверность результатов значительно повышается. Аналогичная ситуация возникает при записи процесса АПВ (неуспешного). Из дополнительных возможностей ПК отметим получение информации об эквивалентных сопротивлениях прямой и нулевой последовательностей и ЭДС контролируемого конца линии, переходном сопротивлении в месте повреждения, о фазных и симметричных составляющих токов и напряжений в месте предполагаемого повреждения, о выполнении граничных условий и пр. Универсальность описываемого комплекса проявляется и в том, что, будучи настроен на линию с одним классом напряжения, он способен успешно работать при включении линии на другое напряжение. Так нынешней зимой в Саратовэнерго произошло КЗ в момент плавки гололеда на ЛЭП-220 напряжением 35кВ. И в таком нештатном режиме работы «DISAN/LOCATOR» правильно указал место повреждения.

Основная характеристика ОМП – точность расчета расстояния до места повреждения. При создании и дальнейшем развитии модуля ОМП ПК DISAN/LOCATOR были проведены разносторонние теоретические и практические исследования различного рода факторов, влияющих на погрешность расчета. В табл.1 приведены основные виды погрешностей и их источники для ОМП.

Источники погрешностей определения места повреждения ЛЭП

Таблица 1

Погрешности	Источник
Измерительные	Измерительные трансформаторы тока Измерительные трансформаторы напряжения Промежуточные преобразователи Измерительные цепи устройства

	Аналого-цифровое преобразование Алгоритмические и программные ошибки регистрации
Конструктивные	Неточность и неполнота сведений о конструкции объекта
Методические	Применение приближенных алгоритмов в условиях неопределенности информации
Режимные	Разнообразие режимов эксплуатации энергообъекта Недоступность информации о текущем режиме
Природные	Недостаток сведений о природных факторах (глубина протекания тока в земле) Сезонные колебания влияющих факторов (температура, влажность и пр.) Невозможность учета случайных возмущений

Влияние погрешностей на ОМП ЛЭП различного класса напряжений проявляется в разной степени [3, 4]. На линиях напряжения 110, 220 кВ основные погрешности обусловлены влиянием конструктивных и модельных факторов, причем они в основном сказываются на параметрах нулевой последовательности. На линиях сверхвысокого напряжения к этим факторам добавляются еще и погрешности погонных параметров прямой последовательности, которые обусловлены несимметричным (горизонтальным) расположением проводов на опоре.

Для компенсации погрешностей ОМП применены различные методы и алгоритмы (таблица 2), имеющие целью уменьшить влияние того или иного фактора неопределенности на точность работы программы. Учитывая широкое применение ПК и большое число положительных результатов, можно сделать вывод о достаточно высоком качестве оценки места повреждения представленным ПК, достигнутом на основе теоретических исследований и данных усовершенствований алгоритмов и программы.

Расчетные модели программного комплекса DISAN\LOCATOR

Таблица 2

Уровень	Алгоритмы	Характеристика
I	Адаптивная фильтрация Аварийные критерии Детальное моделирование параметров Параметрический расчет	Учет неоднородностей участков ЛЭП Компенсация измерительных погрешностей Оперативное задание текущей нагрузки для конечных и отпаеч станций Настройка на сезонные изменения в коммутациях ЛЭП и нагрузки
II	Эквивалентирование неоднородностей	Учет зависимости удельных параметров нулевой последовательности места повреждения ЛЭП
III	Двухстороннее ОМП	Адаптация к величине сопротивления эквивалентных систем питания режима работы
IV	Сегментная адаптация	Моделирование изменения сопротивления грунта вдоль трассы
V	Модель в фазных координатах	Учет несимметричного расположения фазных проводов на опоре

#### Литература:

1. Еремеев А.В., Башкевич В.Я., Черноусов Ю.И. Опыт эксплуатации сети цифровых регистраторов аварийных событий серии «Бреслер»/Энергетик, №2, 2001. С.20-22.
2. Подшивалин Н.В., Балясников А.Г., Вошов А.Н., Ефремов В.А. Применение программного комплекса «DISAN/LOCATOR» в системах диспетчерского управления/ Материалы семинара по релейной защите. Пенза, 3-5 октября 2001.
3. Ефремов В.А., Лямец Ю.Я., Подшивалин Н.В. Модели линий электропередачи и точность определения места повреждения. В кн. Актуальные проблемы релейной защиты, противоаварийной автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем. М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2001. С.224-225.
4. Ефремов В.А., Лямец Ю.Я., Подшивалин Н.В. Анализ погрешностей алгоритмов определения места повреждения по одно- и двухстороннему наблюдению линий электропередачи в программном комплексе DISAN/LOCATOR// Электротехника и энергетика Поволжья на рубеже тысячелетий/ Сб. тезисов НИИ. Чебоксары: Изд-во чуваш. ун-та, 2001. С.21-24.

### УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ДЛЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРИМЕНЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Кулаков А.А. НПФ «ННТ», г. Харьков**

Специалистам хорошо известны логические модули таких фирм как Siemens, Shneider Electric, Mitsubishi и другие. Как правило, эти приборы имеют большие возможности при небольших размерах и содержат в себе:

- 8...10 дискретных входов на напряжение =24 В, =220 В или ≈220 В;
- два аналоговых входа (обычно входы компараторов);

-4...8 дискретных выходов типа реле с «сухими» контактами или транзисторных ключей с открытыми коллекторами (сток).

Один прибор может заменить собой до двух десятков обычных реле, до пяти реле времени и до десяти сигнальных реле, размещаемых на панелях щита управления.

Однако применение таких приборов в ответственных приложениях, требующих высокой степени надежности и безотказности действия, сдерживается в основном: невозможностью резервирования прибора для повышения достоверности выдаваемых команд и отсутствием информации о его работоспособности в процессе эксплуатации.

НПФ «ННТ» (Украина, г. Харьков) предлагает для ответственных применений универсальный логический модуль лишенный этих недостатков. Прибор представляет собой трехканальное устройство с аппаратной синхронизацией работы каналов и мажоритированием выходных сигналов. Структурная прибора приведена на рис.1. Жесткая синхронизация работы каналов прибора делает его, с точки зрения программирования и эксплуатации, привычным одноканальным устройством.

Основные технические характеристики модуля:

- 6...10 дискретных входов на напряжение =24 В, =220 В или  $\approx 220$  В;
- два аналоговых входа (входы компараторов) 0...10 В;
- 4...8 выходных реле (=24 В / 2 А, =220 В / 5А или  $\approx 220$  В / 7 А) на полевых транзисторах
- рассинхронизация каналов не более 20 нс;
- тактовая частота работы прибора – 10 МГц.

Высокая степень надежности и достоверности выдачи результатов обработки входной информации тремя каналами достигается мажоритированием (голосованием 2 из 3) на самом низком уровне передачи информации – обменом по шине данных/адреса между процессором и памятью программ и данных и внешними устройствами. Такая архитектура вычислительных устройств обладает двумя ценными для эксплуатации свойствами – накапливать отказы и сбои, автоматически восстанавливая информацию на мажоритарном органе, и адаптироваться к возникающим отказам изменяя свою конфигурацию.

Все пересылки по шине данных/адреса контролируется схемами сравнения своего канала и соседних. Этим достигается высокая диагностическая способность прибора, результаты сравнения используются для автоматического выбора исправной конфигурации при переходе от 3-х канальной конфигурации к 2-х канальной и, в пределе, одноканальной конфигурации. На рис.2 показан граф, который отражает работу прибора во всем цикле его эксплуатации. Этот же граф может быть использован для расчетов по надежности прибора и достоверности выполняемых функций.

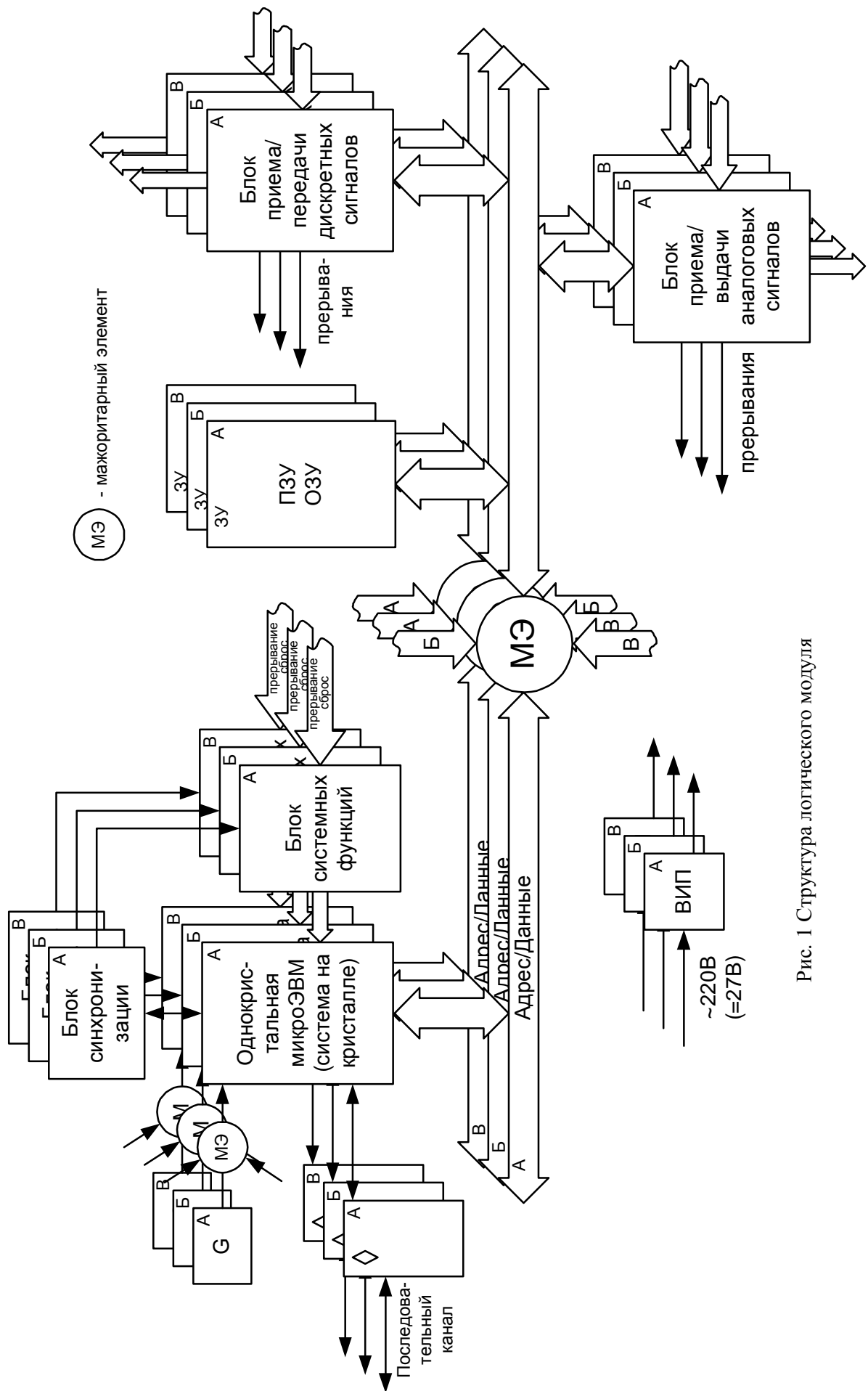


Рис. 1 Структура логического модуля

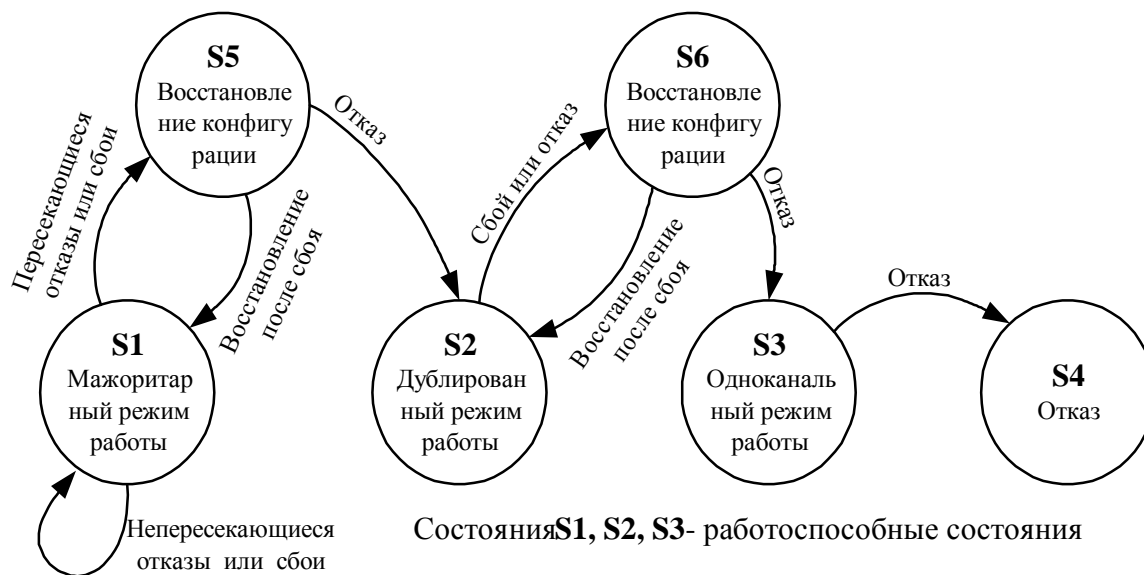


Рис. 2 Граф работы логического модуля

### ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ КАНАЛА МЕЖМОДУЛЬНОГО ОБМЕНА ДЛЯ БАЗОВЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДУЛЕЙ (БИМ).

Салмин В.А. ООО НТЦ "ГОСАН"

Измерительно-информационный и управляющий комплекс "Черный ящик 2000" представляет собой набор технических и программных средств. Комплекс предназначен для использования на объектах энергетики и позволяет решать следующие задачи:

- регистрация аварийных процессов (цифровое осциллографирование) и событий;
- телемеханика: телеизмерения, телесигнализация, телеуправление;
- контроль и учет электроэнергии (технический и коммерческий);
- контроль качества электроэнергии;
- релейная защита и автоматика.

Все перечисленные задачи решаются независимо друг от друга с помощью устройств сопряжения с объектом (УСО) комплекса – базовых информационных модулей (БИМ).

Создание единых функциональных групп БИМ с помощью канала межмодульного обмена (КМО) позволяет реализовывать более сложные алгоритмы релейной защиты и автоматики (например, дифференциальные защиты шин, дифференциальные защиты трансформаторов (автотрансформаторов), системы автоматического ввода резерва и т.п.), реализация которых без КМО потребует большого количества проводных связей между блоками группы.

По каналу межмодульного обмена происходит синхронная высокоскоростная передача данных между несколькими БИМ.

Группа устройств, объединенная КМО, превращается в функциональную среду, где каждому устройству доступна вся информация, получаемая по входным аналоговым и дискретным каналам других устройств. Кроме того, каждому устройству доступны все каналы управления и логические переменные связанных устройств. При этом каждое устройство имеет независимый интерфейс с сервером по специализированной локальной вычислительной сети "Черный ящик 2000".

По архитектуре КМО строится как общая шина между всеми устройствами канала. Физической средой служит кабель с тремя витыми парами (UTP 4), две из которых служат для передачи сигналов синхронизации, а одна – для передачи данных. Электрический стандарт – гальванически изолированный RS485. На концах шины устанавливаются согласующие заглушки. Возможна также организация КМО с использованием оптического канала связи.

## Физические характеристики КМО

Скорость обмена	2 Мбит/с
Электрический интерфейс	RS-485
Среда передачи	витая пара UTP-4
Протокол передачи	Кадры: каждый->всем
Скорость передачи информации между устройствами (не менее)	32 Кбайт/с
Максимальная задержка доставки информации (16 устройств)	5 мс
Максимальное удаление устройств друг от друга	250 м
Количество устройств в сети	до 32
Гальваническая изоляция (не хуже)	~1000 В

Обмен данными по КМО выполняется постоянно с контролем качества обмена, что обеспечивает раннее выявление сбоев и отказа. Любой отказ одного из участников группы или сегмента связи выявляется соседними модулями с выдачей сигнализации на любой уровень системы. При изменении конфигурации группы устройств, объединенных по КМО, автоматически выполняется перепланировка структуры системы в случае резервирования ее компонент.

Для обеспечения обмена информацией между модулями вводится понятие виртуальных каналов:

*Аналоговый передающий канал* – физический аналоговый канал с признаком рассылки по КМО;

*Аналоговый принимающий канал* – программный буфер для получения информации по КМО. Характеризуется адресом модуля, передающего информацию, и номером аналогового передающего канала в списке каналов того модуля. Аналоговые принимающие каналы синхронизируются относительно аналоговых физических каналов БИМ, что позволяет использовать их в алгоритмах РЗА так же, как и физические аналоговые каналы;

*Логический передающий канал* – логическая программная переменная (возможно признаки работы логических функций и блоков защиты и автоматики, так и физические дискретные каналы или каналы управления), занесенная в список переменных, выдаваемых в канал КМО.

*Логический принимающий канал* – логическая переменная, в которую копируется состояние определенного логического передающего канала смежного модуля. Адрес данного модуля в сети СЛВС ЧЯ и номер логического передающего канала в списке определяют данный канал;

Такое разделение каналов позволяет производить настройку параметров виртуальных каналов КМО в программе Монитор РЗА. Программа позволяет просматривать и модифицировать параметры установленных функций и режимов РЗА, анализировать их работу по записям встроенного регистратора РЗА, редактировать таблицы связей внутренних логических переменных с физическими каналами БИМ.

Программа Монитор дает возможность изменять списки передающих каналов КМО (аналоговых и логических) и изменять параметры принимаемых каналов КМО (изменяться могут адреса модулей и номера каналов в выходных списках).

Использование КМО при построении систем РЗА позволяет значительно снизить стоимость монтажных работ, полностью исключить отказы в случаях ошибочных действий персонала при выполнении плановых и оперативных работ на защищаемом оборудовании. Исключает необходимость развязки цепей питания и применение дополнительных реле при организации обмена сигналами между устройствами.

Примером использования КМО может служить построение системы релейной защиты секционного выключателя и вводов секций шин 6 – 35 кВ и автоматики ввода резерва. Данная система включает в себя два блока защит и автоматики вводов и один блок АВР и защит секционного выключателя. Каждая из этих защит управляет собственным выключателем, и поэтому для правильной работы всей системы необходим обмен информацией между блоками защит вводов и блоком АВР. В традиционном исполнении необходимая информация (состояние программных логических переменных) может передаваться только через каналы управления одного блока и дискретные входы другого. Это приводит к увеличению проводных связей между блоками, увеличению времени реакции алгоритма АВР (на 30-40 мсек) и уменьшает количество дискретных каналов, используемых в качестве внешних блокировок (накладок) для некоторых органов защиты. КМО позволяет не только избежать всего этого, но и производить постоянный контроль достоверности передаваемых данных.

**ООО НТЦ ГОСАН**

Тел.:(095) 956 3478, 369 7139

E-mail: [gosan@gosan.ru](mailto:gosan@gosan.ru)

http // [www.gosan.ru](http://www.gosan.ru)

## ДАЛЬНЕЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–110 кВ

В.И. Нагай, Южно-Российский государственный технический университет  
(Новочеркасский политехнический институт)

Состояние обсуждаемой проблемы. Наличие в распределительных сетях напряжением 6–110 кВ подстанций, выполненных по упрощенным первичным и вторичным схемам, требует применения системы резервирования с высоким техническим совершенством. Ориентация только на систему ближнего резервирования на подстанциях с отделителями и короткозамыкателями не позволяет решить полностью проблему их надежного отключения при коротких замыканиях (КЗ) в трансформаторе или на сторонах среднего и низшего напряжения. Поэтому со стороны питающих подстанций необходима установка защиты дальнего резервирования (ДР), обладающей высокой чувствительностью к указанным КЗ. Однако решение данной задачи нередко затруднено из-за сложности распознавания аварийных режимов на фоне максимальных нагрузочных режимов и, особенно, с наложением на них режимов пуска (самозапуска) (СП) высоковольтных электродвигателей (ЭД). В рассматриваемых распределительных сетях токи короткого замыкания (КЗ) за трансформаторами ответвительных подстанций напряжением 6-110 кВ зачастую сопоставимы по модулю с вышеуказанными токами со стороны питающих подстанций [1], а наличие переходного сопротивления в месте КЗ не позволяет распознать аварийный режим с помощью традиционных технических решений. Об актуальности данной проблемы свидетельствуют публикации в технической печати, информационные материалы РАО «ЕЭС России» (например, письмо Департамента науки и техники ИП 1-96(э) от 30.09.96 г. «О совершенствовании ближнего и дальнего резервирования работы устройств РЗА распределительных сетей 6-110 кВ»).

Наиболее сложными в распознавании для защит ДР являются симметричные режимы [1–3], поэтому ниже будет акцентировано внимание именно на защитах от данного вида повреждений. Подтверждением сказанного могут служить области существования аварийных и нагрузочных режимов для радиальной ВЛ (рис.1,а) и транзитной ВЛ (рис.1,б), построенные на плоскости «аргумент – модуль». На данных рисунках приняты следующие обозначения: рис.1,а – 1,3 и 2,4 области входных сигналов токовой направленной защиты и адаптивной токовой защиты с контролем ортогональных составляющих соответственно для нагрузочного режима (НГ) и аварийного режима (КЗ),  $I_*$  – модуль тока в аварийном режиме (за базовый ток здесь и далее принят ток металлического КЗ за резервируемым трансформатором); рис.1,б – 1,3 и 2,4 области входных сигналов токовой направленной защиты соответственно для передающей стороны ВЛ и для приемной стороны ВЛ,  $I_{*НГ}$  – модуль тока в нагрузочном режиме. Как в первом случае, так и во втором случае возможно совмещение областей нагрузочных режимов и аварийных режимов, что не позволяет распознать их, а, следовательно, осуществить дальнейшее резервирование при КЗ за рассматриваемыми трансформаторами.

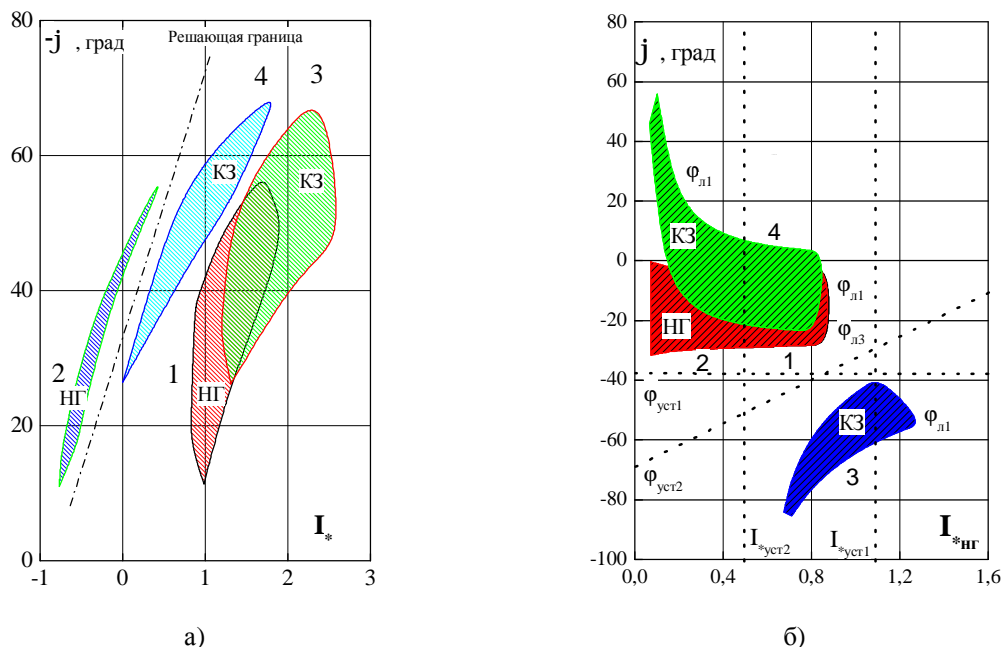


Рис.1. Зависимости модулей и аргументов токов нагрузочных и аварийных режимов

Оценка влияющих факторов на распознаваемость аварийных режимов. Наложение режимов пуска (самозапуска) ЭД на максимальный нагрузочный режим приводит не только к изменению модулей токов, но и их аргументов [1-4]. Оценка предельных значений параметров указанных режимов выполне-



на с учетом того, что пуск (самозапуск) ЭД будут успешными при выполнении условия  $U_{эд} \geq kU_n$ , где  $k = 0,55 - 0,7$  [4];  $U_n, U_{эд}$  - номинальное значение напряжения и напряжение на зажимах электродвигателя в режиме пуска. Зависимости аргументов  $j_s$  и модулей тока  $I_{*ВЛп}$  со стороны питающей подстанции для радиальной ВЛ приведены на рис.2,а, на основании которых можно сделать заключение о необходимости более точного учета характера нагрузки на ответвительных подстанциях, т.к. во многих случаях это приводит к завышенным параметрам срабатывания защиты и к снижению чувствительности резервной защиты, что и отмечено в [1].

Еще одним фактором, утяжеляющим распознаваемость междуфазных повреждений за трансформаторами ответвительных подстанций, является переходное сопротивление в месте короткого замыкания (КЗ) [1,4,5]. Параметры переходного сопротивления для электрической дуги, горящей на открытом воздухе или в ячейках КРУ, удобно характеризовать падением напряжения на ней. Приняв, что  $U_{д*} = U_d / U$  - напряжение на столбе дуги отнесенное к номинальному напряжению  $U$  стороны низшего (среднего) напряжения трансформатора, и полагая, что  $r_d = U_d / I_{кз}$ , в [5] получены аналитические зависимости переходного сопротивления электрической дуги от падения напряжения на ней, параметров защищаемого трансформатора и питающей сети для  $U_{д*} \leq 0,57$   $r_d / z_{тр} = f(U_{д*})$ , аргумента  $j_{кз} / j_{тр} = f(U_{д*})$  и модуля  $I_{кз} / I_{мет} = f(U_{д*})$  тока КЗ, графики которых представлены на рис.2,б, где  $I_{мет}$  - ток КЗ при  $r_d = 0$ ,  $x_c, x_{тр}, r_c, r_{тр}$  - индуктивное и активное сопротивления системы и трансформатора мощностью  $S_{тр}$ .

При этом абсолютное значение переходного сопротивления будет определяться параметрами защищаемого трансформатора и системы, а фазовые соотношения токов КЗ не зависят от мощности трансформатора и определяются только падением напряжения на столбе дуги, изменение модуля тока КЗ не превышает 25 % от его значения при металлическом КЗ, а аргументы токов КЗ более подвержены влиянию переходного сопротивления и при этом уменьшаются на  $25^\circ - 35^\circ$ .

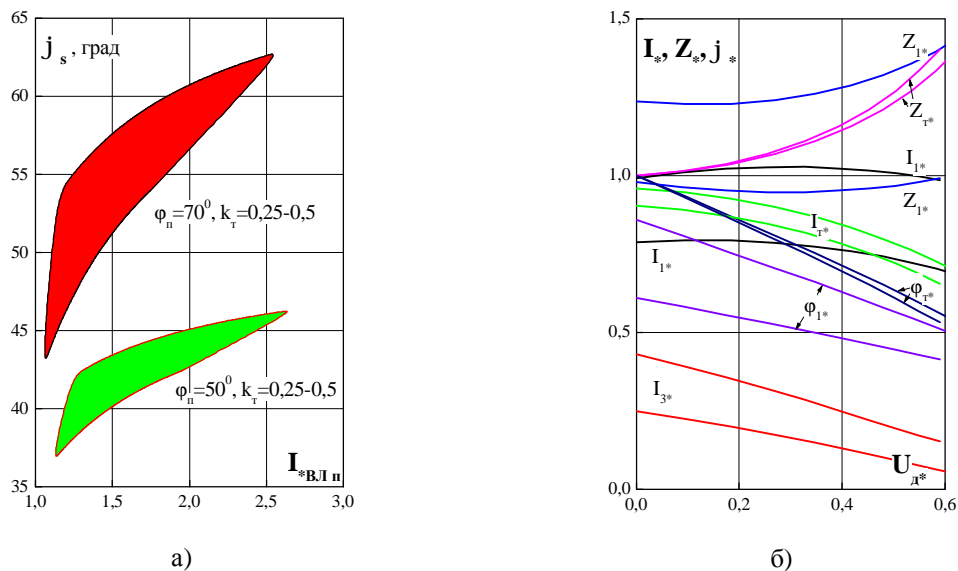


Рис.2. Зависимости модулей и аргументов токов нагрузочных режимов с учетом пуска ЭД (а) и зависимости параметров короткозамкнутой цепи «ВЛ с ответвлениями – трансформатор – переходное сопротивление электрической дуги» (б)

**Оценка чувствительности защит ДР.** На основе принципа информационного совершенства релейной защиты, предложенного в [6], рассмотрены защиты, реализованные на основе контроля фазных токов, их составляющих, аргументов фазных токов и сопротивлений. К ним относятся: реле фазного тока (РТФ), реле реактивного тока (РТР); реле приращения реактивного тока (РТРП), реле приращения фазного тока (РТФП), реле направления мощности с «узкой» угловой характеристикой (РНМ); реле реактивного тока с торможением (РТРТ), реле приращения реактивного тока с торможением (РТРТП), реле сопротивления с круговыми (РСК), эллиптическими (РСЭ), многоугольными (четырёхугольными (РСЧ) и треугольными (РСТ)) характеристиками, адаптивные реле сопротивления и реле тока.

В связи с тем, что параметры срабатывания защит ДР, реагирующих на симметричные КЗ, выбираются по условиям отстройки от максимальных нагрузочных режимов с учетом пуска (самопуска)

ЭД  $F_{сз} = f(S_{сум}, j_{нг}, j_{п}, k_{д}, k_{п})$ , где  $S_{сум}$  - суммарная мощность нагрузок ответственных подстанций, подключаемых к защищаемой линии (в данном случае принимается равной суммарной мощности трансформаторов данных подстанций);  $j_{нг min}, j_{п}$  - аргументы тока нагрузки и тока пуска (самозапуска) ЭД;  $k_{д}, k_{п}$  - доля двигательной нагрузки, участвующей в пуске (самозапуске) и коэффициент пуска (самозапуска), а чувствительность защиты принято оценивать коэффициентом  $k_{ч}$ , определяемым как отношение контролируемого параметра в конце защищаемой зоны в наихудших условиях  $G_{min} = g(S_{сум} / S_{тр min}, j_{нг}, j_{кз}, U_{*к})$  к параметру срабатывания  $F_{сз}$ , где  $U_{*к}$  - аргумент тока при КЗ на стороне низшего или среднего напряжения и максимальное значение напряжения короткого замыкания трансформатора в относительных единицах, в данной работе рассматриваются подходы к оценке чувствительности защит ДР с учетом суммарной и минимальной мощности трансформаторов, характера нагрузки [3] переходного сопротивления в месте КЗ [5].

С учетом рассмотренного выше построены в пространстве параметров контролируемых сигналов области допустимых и аварийных режимов, на основании которых можно оценить возможность распознавания аварийных режимов на фоне максимально-нагрузочных режимов. В частности, для РТФ (рис.1,а), области нагрузок 1 и аварийных режимов 3 построены в плоскости  $(I, j)$ , которые свидетельствуют о наличии совместной области, что делает невозможным селективное выявление аварийного режима за трансформатором при указанных параметрах сети и параметрах нагрузочных режимов. Добавляя новые признаки (реактивные и активные составляющие тока, аргументы токов, что реализовано, например, в РТРТ), характеризующие контролируемые режимы, можно добиться уменьшения совместной области или полного разделения областей (области 2 и 4), т.е. возможно построение решающей границы и, следовательно, можно распознать рассматриваемые режимы.

Контролируемые сигналы для адаптивных резервных защит могут быть сформированы как  $E_j(j, I) = A_j(j) + B_j(I) + C_j(j, I)$ , где  $A_j(j), B_j(I), C_j(j, I)$  - функции, зависящие от аргументов  $j$  и модулей  $I$  токов, подводимых к защите. При этом должно выполняться условия  $F_{ja}(j_a, I_a) \rightarrow max$  в области аварийных режимов и  $F_{jn}(j_n, I_n) \rightarrow min$  в области нагрузочных режимов, а также

$$F_{ja}(I_a, j_a) - F_{jn}(I_n, j_n) > \Delta C_j(I_a, j_a, I_n, j_n), \quad \Delta C_j(I_a, j_a, I_n, j_n) = \sqrt{k_n^{-1} \sum_{S=1}^{k_n} d^2(I_a, j_a, I_n, j_n)},$$

где  $\Delta C_j$  - мера близости между распознаваемыми режимами;  $k_n$  - число режимов, от которых производится отстройка;  $d(I_a, j_a, I_n, j_n)$  - расстояние между распознаваемыми режимами.

В частном случае такой адаптивной защитой может являться защита, контролирующая реактивные составляющие тока с торможением от активных составляющих тока и контролирующая фазовые соотношения между токами и напряжениями, контролирующая приращения токов. Контролируемый ток формируется как  $I_j = I_p \pm k_{ij}(I, j) I_a$ , где  $I_p, I_a$  - реактивная и активная составляющие тока КЗ;  $k_{ij}(I, j)$  - коэффициент торможения, зависящий от тока защиты  $I$  и аргумента данного тока  $j$ .

Рассмотренные выше области существования входных сигналов можно построить для других типов защит, например, как показано на рис.3 для токовых защит кольцевой сети, реагирующих на приращение токов и. Причем наибольший эффект распознавания достигается при формировании контролируемых сигналов  $\Delta I = I_a - I_n$  по сравнению с контролем приращений модулей  $\Delta I_m = |I_a| - |I_n|$ . Необходимо отметить, что максимальный эффект распознавания достигается за счет использования комбинации алгоритмов контроля полных токов и их приращений (см. рис. 3,а и рис.3,б).

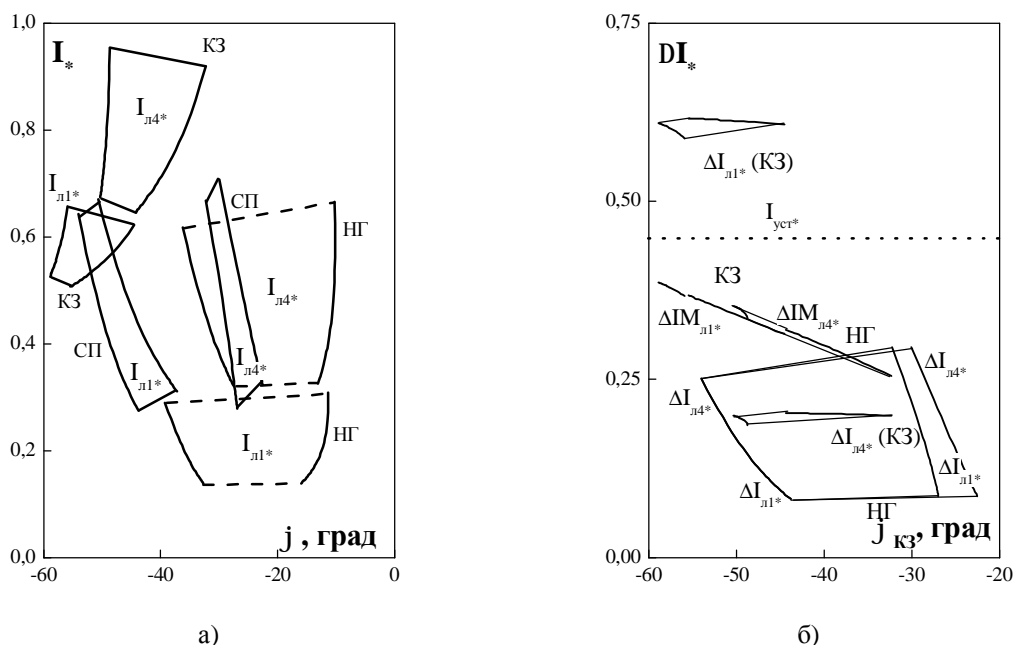


Рис.3. Области входных сигналов РТФ (а) и РТФП (б) для кольцевой сети

На основе рассмотренных подходов в ЮРГТУ (НПИ) разработан ряд устройств релейной защиты дальнего резервирования ВЛ с ответвлениями типа КЕДР, реализующих алгоритмы контроля модулей и аргументов фазных токов и их ортогональных составляющих, приращений указанных токов, токов и напряжений обратной, нулевой и прямой последовательностей. Область уставок, например, у адаптивного устройства КЕДР-07 формируется в зависимости не только от параметров защищаемой сети, но и от ее предшествующего режима. Устройства защиты дальнего резервирования типа КЕДР имеют гибкую структуру, реализованы на современной микропроцессорной элементной базе.

#### Литература

6. Рубинчик В.А. Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985, 120 с.
7. Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей энергосистем// Электричество. 1992. №2. С.19-23.
8. Нагай В.И. Анализ и выбор области применения защит дальнего резервирования на радиальных линиях с ответвлениями с учетом характера нагрузки.// Изв. вузов. Электромеханика. 2000. № 4. С. 82-86.
9. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1981, 136 с.
10. Нагай В.И. Влияние переходного сопротивления электрической дуги на функционирование резервных защит.// Изв. вузов. Электромеханика. 2001. № 1. С.74-76.
11. Лямец Ю.Я., Ефимов Е.Б., Нудельман Г.С., Законьшек Я. Принцип информационного совершенства релейной защиты.// Электротехника. 2001. № 2. С. 30-34.

### ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ ДУГОВЫХ ЗАЩИТ КРУ

**В.И. Нагай, С.В. Сарры, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)**

**М.М. Котлов, А.С. Рыбников, ОАО «Ростовэнерго»**

Состояние обсуждаемой проблемы. Ограниченная термическая стойкость ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ) напряжением 6–10 кВ при внутренних коротких замыканиях (КЗ), сопровождаемых открытой электрической дугой (ЭД), обусловила необходимость их оснащения быстродействующими дуговыми защитами (БДЗ) в соответствии с пунктом 5.4.19 действующих ПТЭ (15-ое издание, 1996 г.). Реализация данного мероприятия также предписывается в приказе РАО «ЕЭС России» № 120 от 01.07.98 г. «О мерах по повышению взрывопожаробезопасности энергетических объектов» (п.1.12.5)). Современные КРУ, выпускаемые, например, Московским и Самарским заводами «Электротех» комплектуются БДЗ на основе фототиристоров [1]. Однако в настоящее время на подстанциях и

станциях энергосистем и промышленных предприятий эксплуатируется большой парк комплектных распределительных устройств внутренней и наружной установки (КРУ(Н)), не оборудованных современными БДЗ. Данная проблема обсуждалась на предыдущей научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика-2000»).

В ЮРГТУ(НПИ) на протяжении многих лет проводятся исследования процессов при КЗ через электрическую дугу [2] и осуществляется разработка и поставка в энергосистемы БДЗ, поэтому авторы данной работы изложили свои подходы реализации указанного типа защит.

Обоснование выбора способа выявления дуговых КЗ. Эффективность решения задачи построения защиты ячеек КРУ от дуговых КЗ существенно зависит от выбора принципа их действия [3]. Появление электрической дуги КЗ, как известно, сопровождается изменением электрических параметров и режима защищаемой электрической сети, традиционно используемых в практике релейной защиты, токов, напряжений, сопротивлений, а также существенным повышением температуры, давления, электропроводимости и теплового (светового) излучения в месте дугового КЗ. Недостатком способов контроля признаков первой группы является то, что последние могут наблюдаться не только при внутренних дуговых КЗ, но и при внешних КЗ, а также в эксплуатационных режимах работы сети, что затрудняет распознавание внутреннего повреждения, т.е. не позволяет выполнить защиту селективной.

Контроль неэлектрических параметров электрической дуги, например, приращение давления светового потока (освещенности), с учетом конструктивных особенностей ячеек КРУ более информативен и позволяет выполнить защиту, отвечающую требованиям быстродействия, и селективности. Доминирующее развитие получило направление построения БДЗ на основе контроля светового потока (освещенности), отвечающее требованию высокой чувствительности и в меньшей степени зависящей от уровня токов КЗ по сравнению с защитой, реагирующей на приращение давления [4].

Существующие технические решения. В свою очередь существует два подхода к построению оптико-электрических защит, что определяется типом используемого датчика освещенности и типом линии связи между измерительным органом и собственно датчиком. В первом случае используются традиционные оптические датчики (фотодиоды, фототранзисторы, фоторезисторы, фототиристоры) с электрическими линиями связи [5–7], а во втором случае волоконно-оптические линии, используемые в качестве датчика и линий связи [8,9]. В ЮРГТУ(НПИ) получило преимущественное развитие первое направление, результаты разработок по которому и приведены ниже.

Анализ чувствительности и электромагнитной совместимости ДЗ. Рассмотрим реализацию БДЗ с фотодатчиками (фотодиодами, фототранзисторами и т.д.) и ЭЛС. При размещении устройств БДЗ в отсеках ячеек КРУ необходимо считаться с электромагнитными помехами, наводимыми в ЭЛС. Проведенные исследования и натурные испытания на подстанциях напряжением 6-220 кВ позволили уточнить параметры основных источников помех, воздействующих на ЛС фотодатчиков, и обусловленных включением и отключением электромагнитов коммутационных аппаратов и реле, аварийным снижением изоляции цепей оперативного тока, протеканием токов КЗ по цепям первичного оборудования, работой выпрямительных установок в цепях оперативного тока и т.д.

При коммутациях электромагнитов включения и отключения, замыкании полюсов оперативного тока на землю в КРУ, состоящих из 10-24 ячеек, зарегистрированы напряжения помехи в ЭЛС апериодического характера с максимальным значением 2–10 В и постоянными времени 3–5 мс. Работа подзарядных агрегатов вызывает появление в ЭЛС напряжения помехи затухающего колебательного характера с начальной амплитудой 0,5-4,5 В и с частотой в сотни - тысячи Гц и постоянными времени не более 0,3÷0,6 мс. Влияние силовых цепей вызывает появление в ЭЛС напряжений помехи синусоидального и апериодического характера. Для отсеков шинных мостов с горизонтальным и вертикальным расположением шин, имеющими наибольшие линейные размеры, расчетным путем определено напряжение помехи на погонный метр ЭЛС при двухфазном и трехфазном КЗ, не превышающее значений  $\Delta U = 3 \cdot 10^{-6}$  [В/(м·А)].

Это позволяет сделать заключение, что наибольшее значение имеют помехи, возникающие через индуктивные и гальванические связи, и обусловленные перезарядом емкостей или коммутациями цепей, содержащими индуктивности в цепях оперативного тока. При выполнении БДЗ необходимо учитывать реальное влияние помех на ЭЛС и измерительные органы (ИО), применяя при этом конструктивные и схемотехнические методы по электромагнитной совместимости первичного оборудования и измерительной аппаратуры.

С целью уточнения требований к чувствительности БДЗ и оптимальному расположению фотодатчиков определен пространственный уровень освещенности в отсеках ячейки при различных положениях дугового столба в ячейке КРУ. Исследования показывают, что при указанных длинах дуг в КРУ напряжением 6-10 кВ уменьшение модулей токов КЗ не превышает (4÷12)%. Это позволяет проводить оценочный расчет чувствительности БДЗ без учета влияния дуги на модуль тока КЗ. Отмечено, что на периферии отсеков КРУ освещенность падает в несколько раз для слабозаполненных оборудованием отсеков, к которым относятся упомянутые выше отсеки, и в десятки и сотни раз в отсеках со значительным заполнением, к которым относятся, например, отсеки высоковольтных выключателей [2,3].

Экспериментальные данные получены при проведении натурных испытаний в КРУ, подключенного к трансформатору мощностью 10 МВА. Инициализация дугового КЗ осуществлялась путем подачи напряжения на медную перемычку диаметром 0,1-0,5 мм установленную между двумя или тремя фазами. Фотодатчики были установлены на боковых взаимно-перпендикулярных стенках. При испытаниях проводилась регистрация токов и напряжений трех фаз, напряжения нулевой последовательности, световых потоков (освещенностей), падающих на оптические датчики, установленные на боковой и фасадной стенках отсека, а также выходные сигналы нескольких реле дуговой защиты, описанных ниже.

Часть областей экспериментальных значений освещенности располагалась как ниже, так и выше области расчетных значений, что вызвано, как неучетом спектральной чувствительности ФД и изменением оптических свойств среды (задымлением, появлением в газовой среде паров металлов), так и удалением столба дуги от ФД и затенением ФД элементами конструкции высоковольтного выключателя. Отмечен переход двухфазных коротких замыканий в трехфазные КЗ через 10...15 мс, что приводило к повышению освещенности в местах установки фотодатчиков в 2,0...2,5 (рис.1,б) по сравнению с начальным периодом двухфазного КЗ (рис.1,а) и смещением столба дуги от первоначального положения (рис.1,в). Диаграммы на рис.1 построены в относительных единицах, на которых уровни освещенности соответствуют отношениям сигналов  $E_j / E_{max}$ , где  $E_j, E_{max}$  – освещенность  $j$ -го датчика и максимальная освещенность, достигающая в данных опытах сотен тысяч люкс.

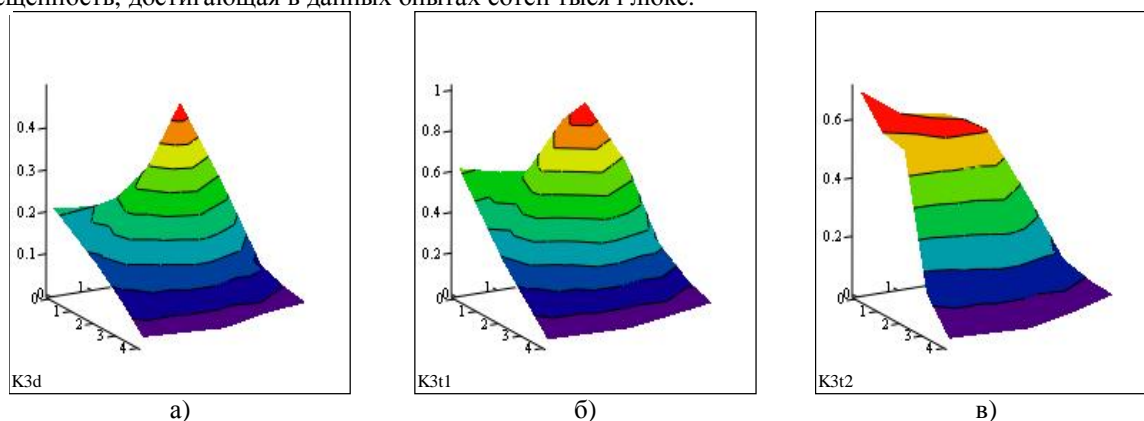


Рис.1. Освещенность фотодатчиков на боковой поверхности отсека КРУ при КЗ

При известной световой помехе, обусловленной естественным или искусственным освещением в отсеках ячеек, коэффициент чувствительности для оптико-электрических дуговых защит определялся отношением освещенности в расчетной точке от дугового столба к освещенности от максимальной световой помехи [2,3] и практически во всех случаях больше минимального требуемого значения.

**Построение БДЗ.** Проведенные исследования полезных сигналов и сигналов помех позволили сформулировать основные требования к разрабатываемым устройствам, синтезировать алгоритмы их функционирования и разработать несколько модификаций микроэлектронных и микропроцессорных устройств. Данные устройства можно разделить на две группы: индивидуальные и централизованные.

Индивидуальные устройства интегрального принципа действия представлены реле типа РДЗ-012МТ и его модификациями [6]. Отстройка от световых и электромагнитных помех обеспечивается за счет использования в схеме ИО низкочастотных и высокочастотных фильтров. Время срабатывания подобных реле в зависимости от модификации составляет (20÷50) мс. В реле предусмотрена возможность включения тормозного фотодатчика, ориентированного в сторону наиболее вероятного источника световых помех. Блок тестового контроля позволяет осуществлять проверку работоспособности защиты без вывода ее из действия.

Более высоким быстродействием (менее 20 мс) обладает индивидуальное адаптивное устройство защиты типа РДЗ-15 [6]. В нем для отстройки от влияния электромагнитных помех фотодатчик совместно с ЭЛС образуют частотно-зависимый элемент, модуль коэффициента передачи которого зависит не только от частоты входного сигнала, но и от его состояния, т.е. освещенности.

В микропроцессорном реле типа РДЗ-017 [6] реализован алгоритм, основанный на время-импульсном принципе и обеспечивающим контроль временных входных параметров (выходных) сигналов ИО тока и ИО светового потока, что позволяет получить высокое быстродействие защиты (около 10 мс) при достаточной отстроенности от помех.

Для подстанций без постоянного оперативного тока разработано реле типа РДЗ-212, представляющего модификацию реле типа РДЗ-012МТ или РДЗ-015. Питание данного реле осуществляется от комбинированного блока питания, который подключен к измерительным трансформаторам тока и напряжения (трансформатору собственных нужд). Для двухтрансформаторной подстанции с двумя секциями шин на стороне низшего напряжения требуется установка установка от 4 до 6 блоков питания, подключаемых к трансформаторам тока вводных выключателей и секционного выключателя стороны

НН и к ТТ стороны ВН трансформатора. Это позволяет исключить мертвые зоны при КЗ в любой ячейке КРУ. Данное техническое решение может быть использовано и на подстанциях с постоянным оперативным током.



Рис.2. Устройства быстродействующей дуговой защиты типа РДЗ

Централизованные БДЗ выполнены на базе устройств РДЗ-018, представляющих собой многопроцессорную систему, состоящую из локальных модулей сбора информации (ЛМСОИ) и центрального управляющего устройства (ЦУУ), связанных между собой каналом передачи данных (рис.3). Секция КРУ при этом делится на несколько зон, при коротких замыканиях в которых алгоритм функционирования и воздействия на коммутационные аппараты однотипен. К таким зонам относятся: отсеки ТТ и кабельной разделки; отсеки выключателей; шинный отсек; отсек вводного выключателя (ВВ); отсек секционного выключателя (СВ). В первом случае отключение выключателя поврежденной ячейки может быть эффективным, а потребители питающиеся по другим линиям остаются в работе (Сигнал «Сраб n»). Во втором случае отключение собственного выключателя может усугубить аварию и в этом случае предпочтительней воздействие на ВВ и СВ, что безусловно приводит к отключению значительного числа потребителей (Сигналы «Сраб n+1» и «Сраб n+2»). В третьем случае альтернативы отключению ВВ и СВ не существует и поэтому формируются сигналы («Сраб n+1» и «Сраб n+2»). При КЗ в четвертой зоне, т.е. в отсеках СВ, требуется отключение двух вводных выключателей (Сигнал «Сраб n+1»). К полному погашению потребителей одной из секций приводит КЗ в отсеках ВВ, т.к. в этом случае предусмотрено отключение коммутационного аппарата стороны высшего напряжения и СВ (Сигналы «Сраб n+3» и «Сраб n+2»). Выше описан вариант защиты, у которой имеется возможность воздействия на выключатель отходящей линии при КЗ в собственной ячейке. Данная функция реализована по техническим требованиям отдельных энергосистем, предпочитающих формирование такого отключения, хотя, по мнению авторов и данным работы [10] более целесообразно отключение секционного и вводных выключателей, исключая развитие аварии. Разработан также вариант данной защиты, предполагающий воздействие на коммутационные аппараты ввода НН, секционного выключателя и стороны ВН.

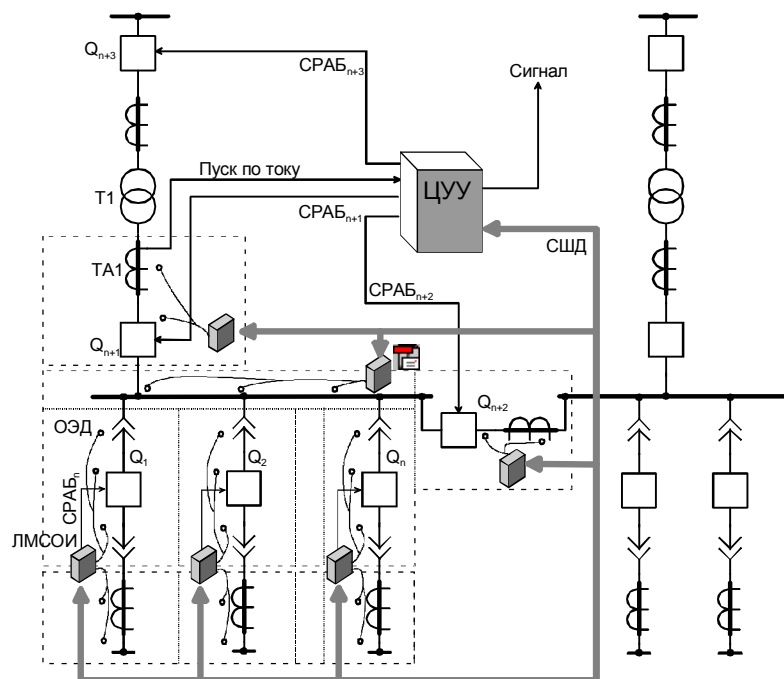


Рис. 3. Структурная схема централизованной микропроцессорной защиты типа РДЗ-018

Особое внимание было уделено электромагнитной совместимости микропроцессорной защиты на подстанциях. Проведенные испытания на физических и математических моделях, а также натурные испытания на подстанциях позволили оптимизировать аппаратную часть защиты, программное обеспечение и типы применяемых микропроцессоров.

Описанный комплекс устройств позволяет реализовать БДЗ как одиночной ячейки, группы ячеек, секций.

Тесное сотрудничество ЮРГТУ(НПИ) и ОАО «Ростовэнерго» позволяет динамично решать вопросы повышения технического совершенства быстродействующих дуговых защит КРУ. Результатами этого сотрудничества явилось оснащение более 2000 ячеек КРУ описанными устройствами.

#### Литература

1. Никитин А.А. Об использовании фототиристоров в защите от дуговых замыканий. – Энергетик. 2001, №9. С. 30-31.
2. Нагай В.И., Сарры С.В. Определение чувствительности оптико-электрических защит от дуговых коротких замыканий в комплектных распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ. – Изв. вузов Электромеханика. 1999, №1. С. 48-51.
3. Нагай В.И. Классификация способов и анализ информационных признаков для выявления дуговых коротких замыканий в электроустановках корпусной конструкции. – Изв. вузов Сев.- Кавк. регион. Технические науки. 2001, №2. С. 50-54.
4. Зотов А.Я. О дуговой защите шкафов КРУ(Н) 6-10 кВ на датчиках «Краб» и «Антенный». – Энергетик, 1997, №3. С. 17-18.
5. Оптико-электрическая дуговая защита КРУН 6-10 кВ./ В.И. Нагай, С.В. Сарры, М.М. Котлов и др. – Энергетик, №8, 2000. С.38-39.
6. Нагай В.И., Сарры С.В., Войтенко А.С., Котлов М.М., Рыбников А.С. Оптико-электрические дуговые защиты комплектных распределительных устройств. – Сб. тез. докл. XIV научн.-техн. конф. «Релейная защита и автоматика 2000». – М.: ЦДУ ЕЭС России. 2000. С. 156-158.
7. Коротков Л.В., Погодин Н.В. Быстродействующая оптическая система дуговой защиты ЗРУ 6-10 кВ. – Сб. тез. докл. XIV научн.-техн. конф. «Релейная защита и автоматика 2000». – М.: ЦДУ ЕЭС России. 2000. С. 48-49.
8. Новая дуговая защита для комплектных распределительных устройств./ М.В. Демьянович, А.И. Евреев А.И., А.В. Пименов и др. – Энергетик, №5, 2001. С.24.
9. Калачев Ю.Н., Шевелев В.С. Устройство дуговой защиты для ячеек КРУ 6-10 кВ. – Энергетик, 2001. №1. С. 25-26.
10. Зотов А.Я. О пересмотре решения «О применении АПВ трансформаторов и АВР на подстанциях 35-220 кВ с КРУ 6-10 кВ»./ Энергетик. 2000. №5. С. 30-31.

## РЕЛЕЙНЫЕ ШКАФЫ ДЛЯ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ

**Варганов Г. П.; Климов А. А.; Розенблюм Р. З. ОАО "ЧЭАЗ"**

Релейные шкафы реконструируемых объектов напряжением 6-10 кВ предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики (РЗА): ввода рабочего питания, секционного выключателя, отходящих линий.

В настоящее время идет реконструкция наиболее массовых распределительных подстанций 6-10 кВ в связи с заменой масляных выключателей на вакуумные или элегазовые, а также физически изношенной и морально устаревшей аппаратуры РЗА.

Релейные шкафы по желанию заказчика могут выполняться либо на базе электромеханических и электронных устройств, выпускаемых ОАО «ЧЭАЗ», либо на базе микропроцессорных устройств РЗА любой фирмы, например НПФ «Радиус» (устройства серий «Сириус» и «Орион»), ООО «АББ Автоматизация» (устройства серии SPAC) и др.

Релейные шкафы могут выполняться на переменном или постоянном оперативном токе.

Металлоконструкция релейных шкафов различных габаритов со степенью защиты до IP 54, могут выполняться настенными и для установки на КРУ. Для ввода внешних кабелей в металлоконструкции предусмотрены отверстия с их расположением по желанию заказчика.

Релейные шкафы для реконструируемых объектов напряжением 6-10 кВ являются изделиями индивидуального изготовления и выполняются по техническому заданию заказчика. Для заказа необходимо представить:

- схему электрическую принципиальную;
- перечень входящей аппаратуры;
- чертеж общего вида;
- схему рядов зажимов.

### **МНОГОКАНАЛЬНЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС «ПАРМА ГС 8.01» ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ.**

**Башляев А.И. главный конструктор ООО «Парма»**

Опыт, полученный в результате разработки и эксплуатации собственных изделий, являющихся средствами измерения, позволил создать универсальную масштабируемую систему, ориентированную на выполнение следующих функций:

- анализ работы устройств РЗА в аварийных режимах энергосистем;
- проведение испытаний, проверок и настройки схем РЗА;
- восстановление параметров режима работы энергосистем по зарегистрированным данным.

Применение качественно нового идеологического подхода к построению аппаратной и программной части изделия позволило создать уникальный инструмент, применяемый для широкого спектра задач. Техническое задание было разработано при непосредственном участии ведущих специалистов НПП «ЭКРА» и АО-энерго.

В состав многофункциональной комплексной испытательной системы входят следующие компоненты:

- генератор испытательный многофункциональный специализированный (ГИМС);
- прикладное программное обеспечение;
- персональный компьютер (NOTEBOOK).

Система имеет многоуровневую структуру - до пятнадцати генераторов, которые, в свою очередь, включают в себя от одного до пятнадцати модулей ввода/вывода. Модули ввода/вывода обеспечивают формирование и измерение токов, напряжений и дискретных сигналов. Последовательность данных, сформированная в персональном компьютере с помощью прикладного программного обеспечения, передается по оптоволоконному каналу связи во все задействованные генераторы в системе.

Прикладное программное обеспечение работает под управлением операционных систем Windows95, Windows98, Windows2000. Включает в себя типовой набор возможностей для проверки простых реле и выполнения общих видов испытаний, а также специализированные программы для проверки конкретных типов панелей и терминалов.

Открытость прикладного программного обеспечения позволяет получить доступ к управлению системой на двух уровнях:

- драйвер устройства обеспечивает полное управление на самом низком уровне и соответственно любое программное обеспечение должно работать с системой только через этот драйвер;



- программа для написания, отладки и выполнения текстовых сценариев, написанных на макроязыке.

Достаточно простой макроязык, с поддержкой русской транскрипции (написание макрокоманд на русском языке), позволяет полностью использовать все возможности системы, а также легко описывать последовательность необходимых воздействий и получать ответные реакции исследуемого объекта. В комплект каждой системы входят сценарии для проверки различных устройств РЗА, которые, в том числе, служат так же и примерами использования макроязыка. Такой подход позволяет пользователям самим писать, корректировать программы в соответствии с собственными требованиями, а также непрерывно пополнять общий банк программ, обмениваясь ими.

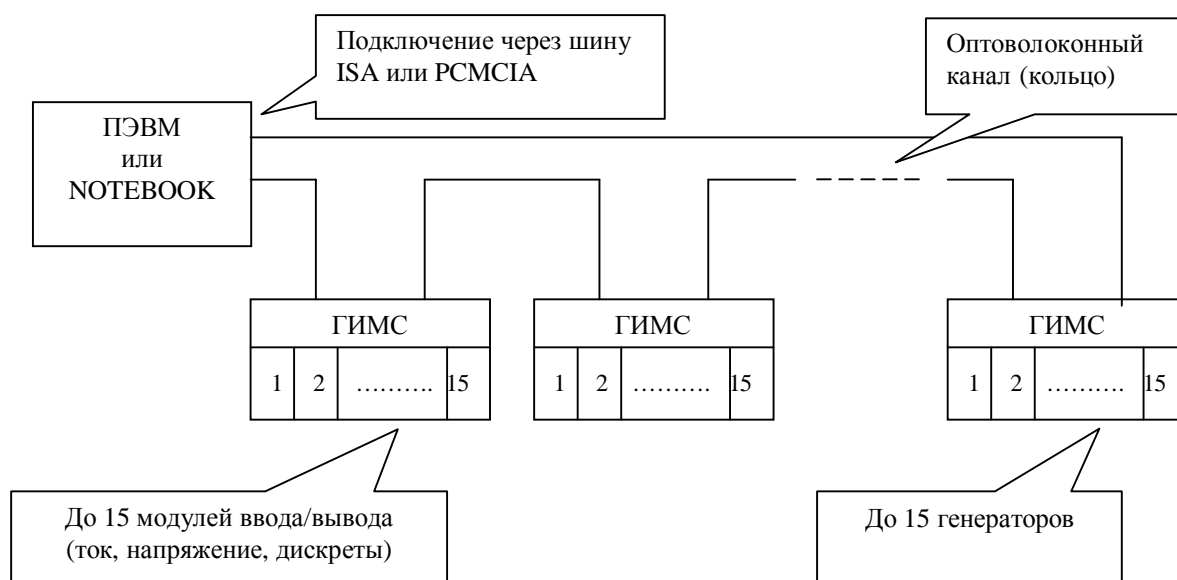
В устройстве использована современная элементная база, обладающая практически неограниченными возможностями, позволяющими достичь лучших технических и массогабаритных характеристик. Например, модуль тока реализован как управляемый источник, оптимизированный для питания динамически изменяющейся нагрузки, с  $V^2$  методом регулирования и выходным каскадом на MOSFET транзисторах, что позволяет получить отсутствие зависимости характеристик токового модуля от изменения сопротивления нагрузки, которое обуславливает высокие метрологические характеристики, а так же добиться высокой динамической и нагрузочной способности.

Система имеет высокие параметры стандартизации и унификации и, как следствие, обладает такими качествами, как надежность и ремонтпригодность. Блочно-модульная конструкция обеспечивает возможность модернизации и достаточно простого оперативного изменения конфигурации системы под конкретную текущую задачу (например, увеличение числа каналов посредством подключения дополнительных блоков). Большая номенклатура типов модулей дает возможность комплектования системы под каждого конкретного заказчика и выполнения индивидуальных конфигураций. Необходимо отметить, что наличие оптоволоконного канала связи позволяет осуществить синхронизацию системы и пространственно разнести ее блоки для проведения сложных комплексных испытаний.

Эти и другие наработки, воплощенные в изделия, позволяют достичь оптимального соотношения цены, потребительских свойств и качества.

#### Основные технические характеристики системы:

- максимальное число модулей ввода/вывода – 225;
- предел действующего значения силы выходного тока по каждому каналу – 30 А;
- максимальная выходная мощность по каналу тока 900 ВА;
- предел действующего значения напряжения по каждому каналу – 220 В;
- максимальная выходная мощность по каналу напряжения – 60 ВА;
- основная допускаемая погрешность установки силы тока и напряжения –  $\pm 0.5\%$ ;
- диапазон регулирования фазового сдвига между каналами – 0 ... 360 град;
- основная допускаемая погрешность установки фазового сдвига между каналами –  $\pm 0.1$  град;
- количество выходных дискретных каналов одного модуля – 32;
- количество входных дискретных каналов одного модуля – 32;
- напряжение питания 220 В, 50 Гц.



## СЕРИЯ ЦИФРОВЫХ БЛОКОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ДЛЯ КТП СН 6 (10) / 0,4 кВ.

**В.Г. Езерский. А.В. Леонтьев** *НТЦ «Механотроника»*

Аннотация: в статье рассматривается серия микропроцессорных блоков релейной защиты и противоаварийной автоматики рабочих и резервных вводов и секционных выключателей секции 0,4 кВ КТП СН.

Ключевые слова: релейная защита; противоаварийная автоматика; КТП; дальней резервирование.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6 (10)/0,4 кВ находят широкое применение в энергетике и различных отраслях промышленности. В ряде отраслей, например в добыче и транспортировке нефти и газа, к КТП предъявляются повышенные требования по обеспечению надежности обеспечения потребителей электроэнергией.

Выпускаемые ныне КТП имеют ряд недостатков – защита вводов секций 0,4 кВ имеет сравнительно низкую чувствительность, особенно при большой доле двигательной нагрузке на секциях и в ряде случаев не обеспечивает надежного резервирования защит отходящих присоединений. Защита, разработанная институтом Атомэнергопроект для дальнего резервирования отказов защит и автоматов отходящих линий, не всегда эффективна. Это связано с трудностью различения некоторых нагрузочных режимов (например: пусков и само запусков двигателей) и режима удаленного короткого замыкания.

В КТП с повышенными требованиями к надежности снабжения потребителей схемы противоаварийной автоматики выполняются на электромеханических реле и отличаются высокой сложностью, большим количеством реле. При отсутствии встроенной системы диагностики это приводит к снижению надежности питания потребителей и высокой трудоемкости обслуживания автоматики.

Для решения указанных проблем НТЦ «Механотроника» совместно с СУ «Леноргэнергогаз» и НИИПТ разработали серию цифровых блоков релейной защиты и противоаварийной автоматики рабочих и резервных вводов и секционных выключателей секций 0,4 кВ КТП СН. В состав серии входят:

- БМРЗ-0,4 ВВ – блок релейной защиты и автоматики рабочего ввода секции 0,4 кВ.
- БМРЗ-0,4АВ – блок релейной защиты и автоматики резервного ввода секции 0,4 кВ.
- БМПА-0,4 – блок противоаварийной автоматики и управления секционным выключателем.

Блоки БМРЗ-0,4 ВВ и БМРЗ-0,4АВ имеют одинаковый состав функций защиты:

- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- функция блокировки МТЗ при обнаружении пуска или само запуска электродвигателей (БМТЗ);
- защита, предназначенная для дальнего резервирования отказов защит и автоматов отходящих линий (ДР);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).

Ключевым элементом функции защит является функция БМТЗ, которая обеспечивает существенное увеличение чувствительности МТЗ при наличии двигательной нагрузки на секции. Пусковой орган БМТЗ, использующий оригинальный алгоритм, включен параллельно токовому пусковому органу первой ступени МТЗ и использует общие с ним элементы выдержки времени. При обнаружении пуска или само запуска электродвигателя функцией БМТЗ работа токового пускового органа автоматически блокируется. Уставка по току БМТЗ рассчитывается так же, как и уставка первой ступени МТЗ, но без учета пускового тока электродвигателей. Предусмотрена возможность блокировки внешних защит, например токовых защит на стороне высшего напряжения трансформатора.

Правильность действия БМТЗ подтверждена многочисленными экспериментами на физической модели в НИИПТ, при условиях максимально приближенных к реальным. Проведенные эксперименты показали правильность теоретических предпосылок заложенных в алгоритм и их корректную реализацию.

Принцип действия ДР также основан на оригинальном алгоритме и подтвержден экспериментальными данными. Защита имеет две ступени. Первая ступень имеет независимую времятоковую характеристику и предназначена для резервирования КЗ в зоне действия токовых отсечек отходящих линий. Вторая ступень имеет обратозависимую времятоковую характеристику и предназначена для резервирования в пределах зоны действия зависимых элементов автоматов отходящих линий. ДР не работает от токов подпитки, возникающих при КЗ в сети высокого напряжения трансформатора ввода.

Помимо функций защит в комплекте реализован набор функций автоматики и управления выключателями (секционными, вводными и аварийными) полностью обеспечивающих потребности данного типа подстанций. Это позволяет существенно повысить надежность функционирования системы в целом.

Все блоки серии обеспечивают диагностику цепей автоматов вводов, а также развитую систему самодиагностики, обеспечивающую указание неисправности с точностью до модуля. Ими формируются ряд сигналов аварийной, предупредительной и вызывной сигнализации.

По сравнению с электромеханическими и полупроводниковыми устройствами цифровая техника позволяет реализовать целый спектр сервисных функций:

- Хранение информации о последних девяти отключениях автомата, дата и время отключения, причина отключения, значения аналоговых сигналов, включая симметричные составляющие,  $\cos(\varphi)$  и частоту, на момент пуска защиты и в момент выдачи команды на отключение автомата, состояние дискретных входов и выходов блока на момент пуска защиты и их изменение в течении работы защиты, а также время отключения автомата.
- Подсчет количества пусков и срабатываний функций защиты, количество отключений автомата, величины отключенного тока пофазно, а также максиметр фазных токов с регистрацией даты и времени регистрации.
- Индикация электрических параметров нормального режима в блоках БМРЗ-0,4 ВВ (АВ) в первичных или во вторичных значениях по выбору пользователя.
- Блоки БМРЗ-0,4ВВ (АВ) обеспечивают возможность записи временной диаграммы аварийного процесса.
- Блоки имеют возможность подключения к ПЭВМ по каналу RS-232 и к АСУ по каналу RS-485 или оптоволоконной линии связи.

Таким образом, блоки БМРЗ-0,4ВВ, БМРЗ-0,4АВ, БМПА-0,4 являются современными устройствами, обеспечивающими выполнение функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации. Их применение позволяет значительно повысить надежность работы, как функций релейной защиты, так и автоматики подстанций 6(10)/0,4 кВ. Их применение позволяет уменьшить объем аппаратуры, упростить эксплуатацию и, в конечном счете, увеличить надежность питания потребителей.

## МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ТЭМП 2501

**А.А. Петров, П.Г. Варганов, ОАО "ВНИИР"**

ОАО "ВНИИР" в инициативном порядке разработал и освоил выпуск микропроцессорных комплектных устройств защиты и автоматики ТЭМП 2501. Устройства ТЭМП 2501 предназначены для применения в схемах вторичной коммутации на ПС с оперативным переменным, выпрямленным переменным, постоянным током с выполнением необходимых функций по защите, автоматике, управлению и сигнализации различных присоединений комплектных распределительных устройств напряжением 6–35 кВ. Устройства применяются для селективной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю в качестве ненаправленной одно-, двух- или трехфазной МТЗ и защиты от замыканий на землю (ТЗНП) в распределительных сетях среднего и низкого напряжения.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТЭМП 2501

Номинальные данные	
Номинальное напряжение оперативного тока, В	110/220 пост. или перем. тока
Номинальная частота, Гц	50 ± 5
Рабочий диапазон, В	88...242 пост. / перем. тока
Масса, кг	не более 5
Токовые цепи	
Номинальный входной фазный ток $I_n$ , А	1/5
Номинальный входной ток замыканий на землю $I_n$ , А	0,2/1
Потребляемая мощность, ВА/фазу	не более 0,3
Диапазон измерений	
Фазные токи	0...63 x $I_n$
Ток замыкания на землю	0...21 x $I_n$
Дискретные входные сигналы	
Номинальное напряжение оперативного тока, В	110/220 пост. или перем. тока
Количество принимаемых дискретных входных сигналов	8
Потребляемая мощность на один вход, Вт	не более 0,8

Отключающие контакты / контакты сигнальных реле и системы самодиагностики	
Количество выходных реле	10
Максимальное рабочее напряжение	300 В пост. тока / 440 В перем. тока
Длительно допустимый ток, А	5
Общие характеристики	
Диапазон рабочих температур, °С	-25...+55 (по заказу – 40)
Потребляемая мощность, Вт	не более 15

Устройство ТЭМП 2501 имеет:

- трехступенчатую ненаправленную МТЗ (с ускорением 2 ступени при включении выключателя);
- одноступенчатую ненаправленную ТЗНП;
- защиту от несимметричного режима работы нагрузки (обрыва фаз);
- УРОВ с тремя однофазными реле тока.

В устройстве ТЭМП 2501 реализованы необходимые для присоединений среднего напряжения функции управления, автоматики, защиты, сигнализации, измерений и регистрации событий. В одном устройстве реализованы функции автоматики для различных присоединений (линия, ввод, секционный выключатель, линия к ТСН 6/0,4 кВ). Выбор функциональной схемы устройства, в зависимости от вида защищаемого присоединения, осуществляется с лицевой панели устройства или по последовательному каналу аналогично вводу уставки. В ближайшее время будет закончена разработка недостающих исполнений устройств ТЭМП 2501 для оснащения всей подстанции устройствами МП РЗА одного типа, хотя и сейчас возможно их использование с системами АСУ и аналогичными устройствами различных фирм (в первую очередь ООО «АББ Автоматизация»).

Предусмотрено местное (с ключей на двери релейного шкафа) или дистанционное (через АСУ ТП) управление выключателем, контроль цепей управления (РПО, РПВ), блокировка от многократных включений выключателя, двухступенчатое АПВ, АВР секционного выключателя, приём сигналов от внешних цепей (АЧР, ЗМН и др.).

Устройства ТЭМП 2501 могут встраиваться в АСУ ТП с выполнением ряда функций:

- телеуправление, телеизмерения и телесигнализация;
- чтение/запись уставок с паролем;
- чтение параметров нормального, аварийного режимов;
- регистрация аварийных событий и др.

### Характеристики защит

Функции защит	Параметры уставок по току срабатывания		Параметры уставок по времени срабатывания		Кол-во выдержек времени ступени	
	Диапазон, $xI_n$	Погрешность, %		Диапазон, с		Погрешность, %
		$I_{ср} < 0,5xI_n$	$I_{ср} \geq 0,5xI_n$			
Максимальная токовая защита						
3 ступень МТЗ	0,1...5,0	5	3	0,05...300	2	2
2 ступень МТЗ	0,25...40,0	5	3	0,05...300	2	3
1 ступень МТЗ	0,25...40,0	5	3	0,05...30,0	2	1
Защита от замыканий на землю	0,1...2,5	5	3	0,05...300	2	2
Защита от несимметрии (обрыва фаз), $\Delta I$ в % от $I_f$	10...100	5		1...300	2	2
УРОВ	0,05 $xI_n$ .	5		0,1...1,0	2	1

Терминалы выполнены на современном техническом уровне с учётом требований рынка и имеют, наряду с обязательными, ряд дополнительных, но не менее важных возможностей:

- программируемое пользователем назначение дискретных входных цепей и выходных реле;
- действие на цепи управления, сигнализации и во внешние цепи «сухими» контактами реле;
- прием команд от внешних устройств автоматики, управления, сигнализации;
- наличие двухпозиционного реле фиксации команд (РФК);
- разъем для связи с ПК (на лицевой плите) и для АСУ ТП (на задней плите);

- интерфейс «человек-машина» (ИЧМ) с жидкокристаллическим дисплеем (ЖКД), светодиодами и кнопками управления и др.
- Отличительными особенностями устройства ТЭМП 2501 являются:
- применение на подстанциях с переменным оперативным током (время отключения повреждения при одновременной подаче питания и возникновении повреждения не более 0,22 мс);
  - расширенный температурный диапазон;
  - малые габаритные размеры;
  - реализация функции автоматики различных присоединений в одном устройстве;
  - индикация измеренных, зарегистрированных аварийных значений токов и уставок защит как в относительных, так и в первичных величинах;
  - наличие двух портов последовательной связи;
  - встроенный аварийный осциллограф с хранением осциллограмм в энергонезависимой памяти;
  - часы-календарь реального времени с энергонезависимым питанием;
  - регистрация параметров включения/отключения выключателя;
  - две группы уставок защит;
  - привлекательное сочетание «цена-качество».

#### Параметры регистратора аномальных режимов

Количество аналоговых каналов	4 (действующие значения $I_A, I_B, I_C, I_0$ )
Количество дискретных сигналов	40 ( 8 входных + 10 выходных + +22 внутренних)
Частота выборки, Гц	200
Длительность записи	
• предаварийный режим, с	0,5
• аварийный режим, с	0,5 ... 5,0
Количество осциллограмм	До 32
Суммарное время записи, с	Не менее 16 , максимум 35

Записанные осциллограммы хранятся в устройстве неограниченно долго и доступны для считывания по обоим портам последовательной связи.

На ПС с оперативным переменным током устройства применяются совместно с комбинированным блоком питания БПК001, обеспечивающим питание от токовых цепей и цепей напряжения. Возможно использование терминалов с построением схем оперативного питания с применением УПНС, БПТ, БПН(С), а также других устройств оперативного питания.

Передний порт связи с компьютером (интерфейс RS232) находится на лицевой панели устройства и предназначен для подключения компьютера. Задний порт связи (интерфейс токовая петля 20 мА) предназначен для подключения к АСУ ТП. Оба порта последовательной связи являются равнозначными в части передаваемых параметров (уставки, измеренные и зарегистрированные значения и т.д.).

Встроенные часы применяются для регистрации момента аварии в осциллограммах, длительности аварийных и перегрузочных режимов защищаемого объекта, а также для синхронизации внутреннего таймера устройства при отсутствии связи с АСУ ТП.

Устройства обеспечивают диагностику работоспособности выключателя с контролем времени и количества операций включения/отключения, а также регистрируют токи отключения в момент аварий. Параметры работы выключателя хранятся в энергонезависимой памяти устройства.

Наличие двух групп уставок защит позволяет произвести быстрое переконфигурирование устройства с помощью кнопок управления, выносных ключей или по последовательному каналу при частых сменах режимов работы защищаемого присоединения.

Конфигурирование устройства достаточно просто осуществляется с лицевой панели, с помощью шести кнопок управления и ЖКИ (2 строки по 16 символов). Для облегчения конфигурирования устройства, а также для считывания осциллограмм в COMTRADE-формате, просмотра текущих значений токов, зарегистрированных аварийных параметров разработано специальное программное обеспечение Тесом для ПК, который с помощью нуль-модемного кабеля подключается к переднему порту последовательной связи.

В декабре 2000 года в ПО "Витебскэнерго" проведены натурные опыты короткого замыкания на воздушной линии 10 кВ. Было организовано три коротких замыкания в зоне отсечки и МТЗ. Во всех опытах устройство действовало на отключение правильно, что подтверждается записанными осциллограммами, при этом запись осциллограмм производилась как самим устройством ТЭМП 2501, так и независимым микропроцессорным регистратором.

С начала 2002 года устройство ТЭМП 2501 проходит опытную эксплуатацию на одной из подстанций Козьмодемьянских РЭС ОАО "Марийэнерго". Терминал находится в жестких климатических

условиях с установкой в КРУН 10 кВ с оперативным переменным током. Условия эксплуатации устройства практически соответствуют наружной окружающей среде. Питание устройства осуществляется от комбинированного блока питания БПК001, выпускаемого также ОАО "ВНИИР". За время опытной эксплуатации устройство правильно действовало на отключение при возникновении замыканий в зоне МТЗ и отсечки.

В настоящее время осуществляется подготовка к проведению межведомственной комиссии по приемке ОКР, назначенной на май 2002 года. Произведена «пилотная» поставка по договору партии устройств ТЭМП 2501, которые в ближайшее время будут установлены в эксплуатацию. Устройства наиболее подходят для небольших необслуживаемых ПС с установкой в КРУН, ячейки КРУ и камеры КСО, разработанные, как правило, по достаточно простым схемам защиты и автоматики.

Первые результаты свидетельствуют о наличии спроса на микропроцессорные устройства РЗА для подстанций с оперативным переменным током, характерной особенностью которых являются жесткие требования к температурному диапазону, малые времена готовности МП РЗА, низкая цена, малые габариты и работоспособность в сочетании с устройствами питания УПНС, БПТ, БПН(С). Наверное, именно поэтому зарубежные и отечественные производители практически не выпускают аналогичные устройства.



## РЕКОНСТРУКЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ДУГОГАСЯЩИХ СРЕДСТВ ТИПА ЗРОМ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ В ЗАДАЧЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ В СЕТЯХ 6-35 КВ

**В.К.Обабков, ООО ВП «Наука, техника, бизнес в энергетике» г.Екатеринбург**

подавляющая часть установленной компенсирующей мощности дугогасящих реакторов (ДГР) приходится в настоящее время на ДГР со ступенчатым изменением индуктивности, регулируемых к тому же только в нормальном режиме работы сети.

Невысокая эксплуатационная надежность таких сетей далека от таковой в сетях с точно настроенной индуктивностью ДГР. В качестве примера можно привести экспресс-анализ замыканий на землю за три месяца в сети 6 кВ ТЭЦ Нижне-Тагильского металлургического комбината (НТМК) с неавтоматической (неполной) и автоматической (полной) компенсацией емкостных токов (КЕС) с использованием плунжерного ДГР типа РДМР-300/6 и авторегулятора УАРК.101М за период с августа по ноябрь прошлого года.

Максимальный ток замыкания на землю в сети 6 кВ НТМК составил 275 А. Около 225 А скомпенсировано реакторами типа ЗРОМ. Оставшийся емкостной ток компенсировался плавно регулируемым ДГР типа РДМР-300/6. Каждое событие в сети контролировалось цифровым осциллографом, так что замыкания на землю в виде серии «клевков» принимались за одно однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). Анализ по типам повреждений и вышедшему из строя оборудованию выявить не удалось из-за отсутствия полных данных в оперативной документации. Самоликвидация в сети с ручной настройкой КЕС составила 23% от всех ОЗЗ. Самоликвидация в сети с точной автонастройкой КЕС составила 81% от всех ОЗЗ.

Основные данные по видам, количеству ОЗЗ и автоматическим отключениям максимальной токовой защитой (МТЗ) приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Виды и количество ОЗЗ и автоматических отключений МТЗ	С ручной настройкой КЕС, т.е. до установки РДМР (за 3 месяца)	С автоматической настройкой КЕС, т.е. после установки РДМР с УАРК.101М (за 3 месяца)
1	Общее число ОЗЗ	22	21
2	Число самоликвидирующихся ОЗЗ, не требующих восстановительного ремонта	5	17
3	Число ОЗЗ, перешедших в междуфазные КЗ (отключенных МТЗ), требующих восстановительного ремонта или замены электрооборудования	17	4
3.1	Число отключений одиночных фидеров	11	4
3.2	Число групповых отключений присоединений	6	0
3.3	Количество вышедших из строя фидеров при групповых отключениях	15	0
4	Всего фидеров, потребовавших восстановительного ремонта	26	4

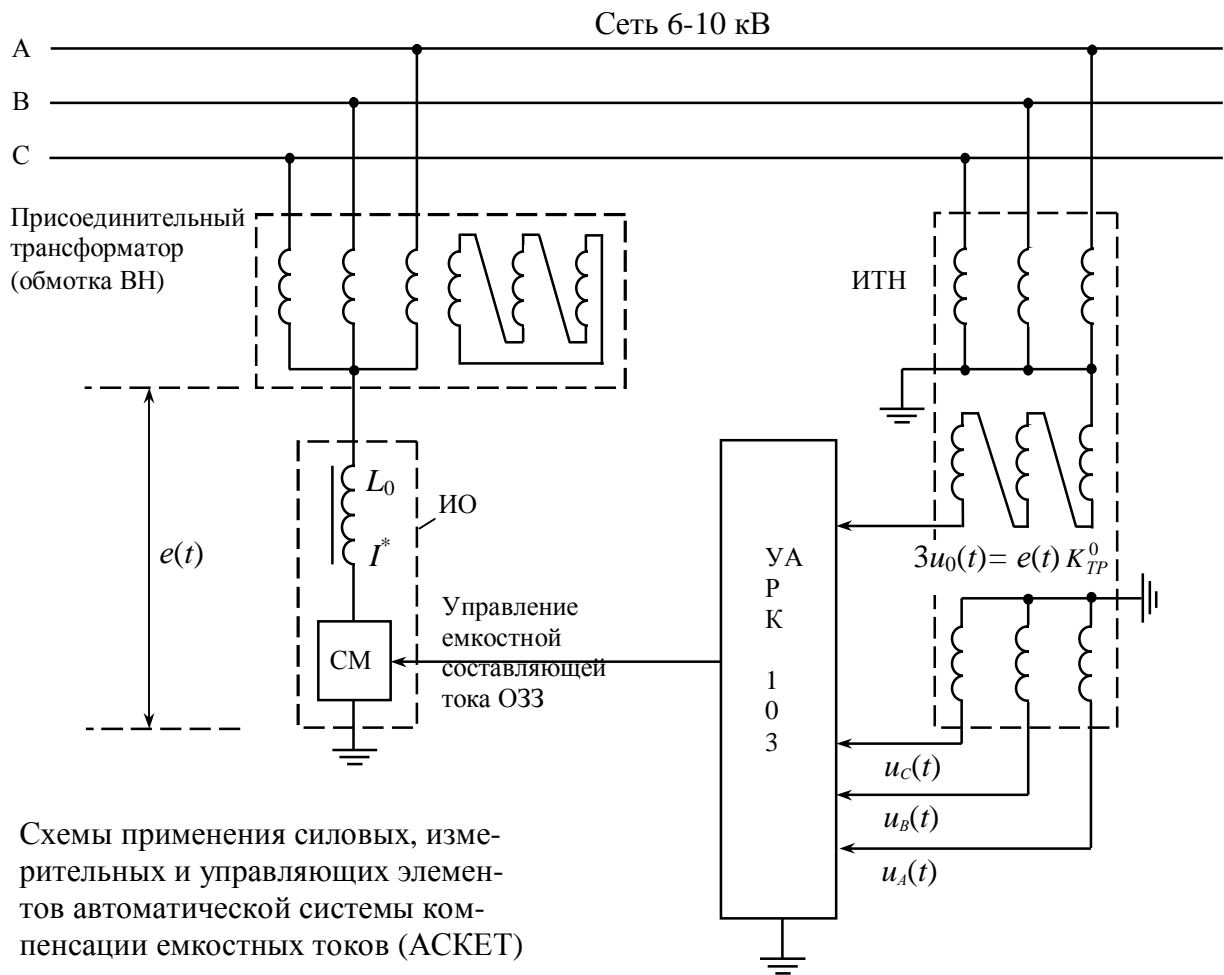
Нетрудно сделать следующие выводы.

1. В режиме полной компенсации емкостного тока с помощью автоматизированного плунжерного реактора: число ОЗЗ, произошедших за рассматриваемые периоды до и после установки РДМР почти одинаково (22 и 21); число самоустранившихся ОЗЗ возросло в 3,4 раза; число ОЗЗ, перешедших в междуфазные КЗ снизилось в 4,25 раза; число отключений одиночных фидеров снизилось в 2,75 раза; групповые отключения в сети с УАРК.101М прекратились полностью.

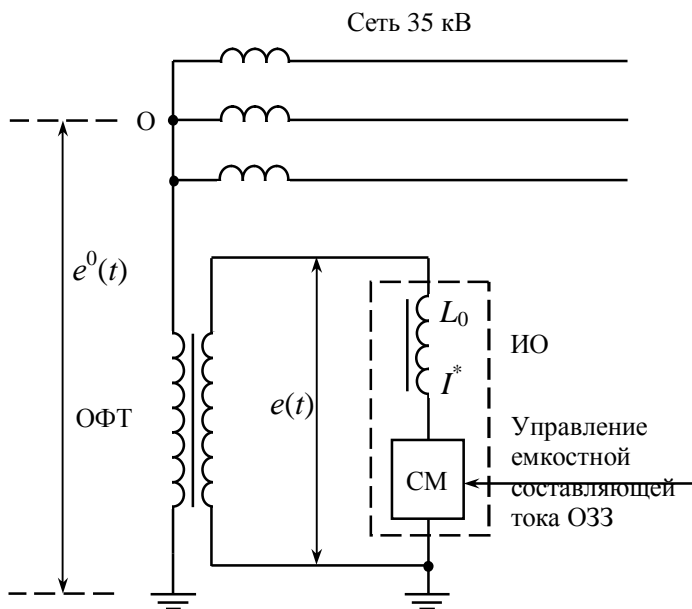
2. С вводом точной настройки КЕС количество фидеров, требующих восстановительного ремонта, снизилось с 26 до 4, т.е. в 6,5 раза.

Возникает естественная идея перевода сетей 6-35 кВ, оснащенных ДГР типа ЗРОМ, на режим резонансного заземления и не только в нормальном режиме, но и в режиме ОЗЗ.

В [1] указывалось на возможность создания быстродействующего плавно управляемого ДГР на основе существующих ДГР типа ЗРОМ, ЗРДСОМ, РЗДПОМ и им подобных.



Схемы применения силовых, измерительных и управляющих элементов автоматической системы компенсации емкостных токов (АСКЕТ)



ИО – исполнительный орган АСКЕТ;  
 $L_0$  – базовая нерегулируемая индуктивность;  
 ИТН – измерительный трансформатор напряжения;  
 СМ – тиристорный силовой модуль, при помощи которого осуществляется ШИМ-управление ДГР;  
 ОТФ – однофазный трансформатор;  
 УАРК.103 – устройство автоматического регулирования токов компенсации (одноканальное, 03-ей версии на основе ШИМ-управляемой индуктивности). Координата  $e(t)$ ,  $e^0(t)$  – напряжение смещения нейтрали в сети 6-10 кВ и в сети 35 кВ;  
 $u_q(t)$  ( $q = A, B, C$ ),  $3u_0$  – вторичные напряжения ИТН.

Рис. 1



Эта возможность реализуется при разработке шкафа (1600 × 600 × 450) тиристорных ключей типа Т 253-1250-42-71, необходимых защит (силового модуля – СМ) и средств автоматического управления ими в виде авторегулятора УАРК.103.

Общие схемы применения высоковольтных, измерительных и управляющих элементов автоматической системы автокомпенсации емкостных токов (АСКЕТ) показаны на рис. 1. Там же сделаны необходимые пояснения.

Исходными данными для расчета и проектирования СМ исполнительного органа (ИО) АСКЕТ являются максимальный возможный емкостный ток сети и тип имеющегося в наличии ДГР типа ЗРОМ.

Реализация проекта базируется на отработанном в течении длительного времени алгоритмическом и программном обеспечении для устройств УАРК.201, внедренных в эксплуатацию, начиная с 1989 года, в сетях 6 кВ собственных нужд (СН) Рефтинской ГРЭС. Основными выходом блока управления (БУ) является длительность прерывания  $t_{КЕС}$  в нормальном режиме работы сети и в режимах ОЗЗ. Имеются в виду длительности прерывания токов через фиксированную индуктивность  $L_0$ . Диапазон ее изменения определяется кратностью емкостного тока  $I_C$  конкретной сети, т.е. отношением  $I_C^{\max} / I_C^{\min}$ .

Уровни остаточных напряжений на поврежденной фазе и возможные величины мощностей, выделяющихся в месте ОЗЗ, от создаваемых тиристорными ключами высших гармоник оцениваются в каждой конкретной сети.

Разработана и реализована физическая модель контура нулевой последовательности сети (КНПС) с компенсирующим устройством указанного типа, т.е. ШИМ-управляемой индуктивностью, а также алгоритмы и программы управления тиристорными ключами посредством спецконтроллера.

В связи с высоким быстродействием ШИМ-управляемых ДГР повышены требования к быстродействию распознавания поврежденной фазы. Примененный способ основан на измерении напряжения поврежденной фазы в момент дугового пробоя или в момент возникновения глухого ОЗЗ. Принципиальная неоднозначность распознавания фазы при значительных сопротивлениях ОЗЗ в условиях больших расстройках резонансного состояния КНПС устраняется поисковыми движениями по индуктивности нулевой последовательности.

Резонансная настройка в нормальном режиме осуществляется на фазовом принципе с обычным способом задания напряжения смещения нейтрали. Последнее достигается подключением в одну из фаз сети высоковольтного конденсатора или применением несимметричного присоединительного трансформатора (см. рис. 1).

В режимах ОЗЗ ориентация сделана на фазовый способ автонастройки компенсации емкостной составляющей, дополненный специально разработанной разновидностью частотного способа для режима перемежающегося дугового ОЗЗ.

При разработке общей структуры системы, с целью повышения аппаратной надежности и технологичности производства, ставилась задача минимизации аппаратных средств сопряжения микроконтроллера с объектом управления ценой усложнения программного обеспечения. В связи с этим, в частности, разработаны алгоритмы, программы и макеты принципиальных схем аппаратных средств измерения амплитуд и фаз гармонических сигналов, а также мгновенных значений напряжения смещения нейтрали (в момент дугового пробоя) без использования традиционных АЦП. С этой же целью отпирющие импульсы всех тиристорных ключей формируются микроконтроллером без привлечения дополнительных аппаратных средств.

Общий алгоритм функционирования системы предусматривает сигнализацию аномальных режимов работы сети и неисправностей, ряд защит и элементы самоконтроля как микроконтроллера, так и средств сопряжения с объектом.

Прорабатывается вариант подключения СМ к ДГР плунжерного типа для быстродействующего управления индуктивностью нулевой последовательности сети в режимах ОЗЗ. В нормальном режиме ШИМ-управляемые реактивные элементы используются с целью автоматического симметрирования фазных емкостей относительно земли и создания искусственного возбуждения нейтрали в воздушных сетях 6-35 кВ. Последнее предполагает наличие дополнительной низковольтной обмотки ДГР напряжением 220 В и током до 40 А.

Испытанный вариант макетного образца автокомпенсатора УАРК.103 рассчитан на вариацию емкостного тока сети от 20 до 100 А и включает ШИМ-управляемый высоковольтный ключ с устройствами защиты, устройство сопряжения и авторегулятор типа УАРК.101М. Время отработки больших расстройек в нормальном режиме работы сети меньше одной секунды. Имеются большие запасы по быстродействию УАРК.103 в режимах ОЗЗ. Уровень остаточных высших гармоник при 100 А емкостного тока в сети 6 кВ не превышает 18% в наихудшем случае, т.е. на минимальном емкостном токе 20 А и без специальных мер их ограничения. По результатам всесторонних испытаний комплекта аппаратуры УАРК.103 планируется изготовить опытный образец для накопления опыта эксплуатации в конкретной сети 6-10 кВ.

1. Обабков В.К., Обабкова Н.Е. Возможности создания быстродействующего линейного дугогасящего реактора для сетей 6-35 кВ с компенсацией емкостных токов // Перспективные направления в развитии энергетики и электротехнического оборудования в 2000-2010 годах : Сб. докл. V Симпозиума «Электротехника 2010 год», Том I. – М.: ВЭИ, Травек, 1999. – С. 108-113.

Работа выполнена при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

## СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ООО «АББ АВТОМАТИЗАЦИЯ» В ОБЛАСТИ РЗА СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

**Ю.Н. Калачев, В.С. Шевелев, ООО «АББ Автоматизация»**

Спектр устройств РЗА для сетей среднего напряжения, предлагаемых потребителю предприятием ООО «АББ Автоматизация», позволяет выполнить полноценные системы защиты для различных энергообъектов. Наряду с оснащением вновь строящихся объектов, имеется широкий набор устройств и для реконструкции существующих станций и подстанций различных предприятий.

- *понижающие подстанции 110 или 220 кВ.*

Защита двухобмоточных (расщеплённых) трансформаторов мощностью до 63 МВА с двумя (четырьмя) секциями шин выполняется с использованием дифференциального реле SPAD 346. Оно имеет 2 ступени защиты: ступень с торможением и дифференциальную отсечку. Отстройка от броска намагничивающего тока выполняется с использованием 2-й гармоники (выявляемой в дифференциальном токе) с последующим блокированием. Управление выключателем на стороне ВН и резервные МТЗ выполнены с использованием устройства SPAC 801-01. Регулирование под нагрузкой производится в автоматическом или ручном режиме с применением реле SPAU 341 и преобразователя Sineax V604, используемого для передачи информации о положении РПН. Сторона низкого напряжения оснащается терминалами серии SPAC 800, которые обеспечивают защиту рабочих и резервных вводов на секцию, защиту отходящих кабельных, воздушных линий, а также необходимые функции автоматики присоединений. Для обеспечения условий бесперебойной работы аппаратуры РЗА и АСУ на подстанциях рекомендуется применение оперативного постоянного тока. Для защиты трансформаторов мощностью более 63 МВА или трёхобмоточных трансформаторов 110-220/35/10 кВ применяются более совершенные комплекты защит типа RET316\*4.

Зачастую терминалы защиты выполняют функции контроллеров нижнего уровня АСУ, обеспечивая комплексную систему защиты и управления подстанций на современном уровне. В этом случае они обеспечивают управление по месту или с удаленных районных диспетчерских пунктов, контроль положения первичного оборудования, измерения, сигнализацию, запись и передачу осциллограмм. Кроме того, АСУ позволяет произвести пользователю запись/изменение уставок с использованием пароля, получить отчёты и вести архив событий, выполнить диагностику состояния первичного оборудования и др. Значительный опыт внедрения подстанций с МП РЗА в ОАО «Мосэнерго» и ОАО «Ленэнерго» наглядно свидетельствует о целесообразности внедрения на базе терминалов РЗА полноценной АСУ и преимуществах такого технического решения, которое уже стало традиционным.

- *реконструируемые подстанции*

Практика выполнения проектов реконструкции сводится к замене устаревшего оборудования РЗА либо устройствами SPAC 800, либо комбинированными реле серии SPA\_100, SPA\_300, а в ряде случаев и к поставке готовых релейных отсеков ячеек КРУ с МП РЗА. Вариант с использованием устройств SPAC 800 для выполнения системы защиты подстанции аналогичен вышеприведенному.

Выполнение схемы защиты по второму варианту предусматривает установку на рабочих и резервных вводах секций устройств SPAC 800 для выполнения функций автоматики. На отходящих присоединениях применяются комбинированные микропроцессорные реле с дополнительными электро-механическими реле для выполнения функций управления, контроля, сигнализации. Это снижает затраты на реконструкцию и, вместе с тем, дает значительное улучшение характеристик по сравнению с традиционными реле защиты. Имеются также проектные решения с установкой на вводах комбинированных реле тока с реализацией автоматики традиционным способом.

Выполнение реконструкции на ПС с переменным током требует организации, как правило, выпрямленного переменного тока (группового, либо индивидуального) с применением УПНС, БПТ, БПН(С) или их аналогов. Особенности выполнения схем защит таких ПС с применением МП РЗА приведены ниже.

- *электрические станции*

Присоединения секций собственных нужд защищаются устройствами серии SPAC 800. Ячейки трансформаторов 6/0,4 кВ оснащаются терминалами SPAC 801-111, защита двигателей выполняется с использованием терминалов SPAC 802. Защиту питательных насосов обеспечивают устройства SPAC 803 с использованием основной дифференциальной защиты и комплекта резервных защит. Защита и автоматика двухскоростных двигателей выполняется на устройствах SPAC 802-104. Для защиты рабочих и резервных вводов в дополнение к устройствам SPAC800 предусматриваются комплекты дистанционной защиты на базе терминалов REL511. Защита рабочих и резервных ТСН выполняется с использованием дифференциальных реле RET 316\*4 и комплекта резервных защит.

- *опыт применения и особенности выполнения схем защит с МП РЗА*

Внедрение более 4500 устройств SPAC 800 за последние 5 лет позволило приобрести необходимый опыт и выработать ряд технических решений для успешного использования МП РЗА на различных объектах среднего напряжения:

1. Рекомендуется при выполнении защит питающих присоединений предусмотреть независимую (помимо устройств SPAC 800) цепь отключения выключателя с установкой промежуточного реле. На это реле действуют контакты реле отключения защит при внутренних повреждениях трансформатора (питающей линии и т.п.), а также выходные цепи общесекционных защит (УРОВ, защиты шин, дуговой защиты и др.). Такое решение обеспечивает большую надежность и, кроме того, выдачу информации в АСУ при действии защит секции;

2. Рекомендуется разделить силовые цепи и цепи питания устройств SPAC 800. Для этого необходимо предусмотреть для питания входных, выходных цепей устройства и цепей управления приводом отдельный автоматический выключатель, а для блока питания устройства SPAC 800 - другой автоматический выключатель;

3. Для ПС с оперативным выпрямленным переменным током следует предусматривать резервные комплекты защит (на электромеханической базе) на стороне ВН с малым временем готовности для обеспечения защиты ПС при её включении;

4. Необходимо наличие качественного оперативного тока на ПС с применением УПНС, БПТ и БПН (С) с обязательным применением сглаживающих фильтров для снижения пульсаций. Основной причиной было и остаётся появление пульсаций большой величины с последующим выходом из строя защитных варисторов, не устройств в целом (по нашим данным до 60% всех повреждений устройств SPAC 800 вызвано этой проблемой);

5. При использовании устройств УПНС необходимо обеспечить во всех режимах нагрузку не менее 10 % для исключения появления в выходном напряжении пульсаций более 6%;

6. При выполнении защиты минимального напряжения присоединений с использованием блоков предварительно заряженных конденсаторов необходимо цепь отключения от них выполнить с использованием промежуточного реле с действием на катушку отключения;

7. Для обеспечения надежной работы блок - контактов (шайб) выключателей в цепях включения/отключения рекомендуется устанавливать дополнительные резисторы (С5-35В-10 кОм, 10Вт) параллельно цепям РПО, РПВ для создания необходимого минимального тока через контакты выключателя (исключение составляют элегазовые выключатели);

8. Для обеспечения нормальной работы в переходных режимах необходимо строго выдерживать требования по заземлению микропроцессорных устройств. Как правило, при поставках ячеек с КРУ-строительных заводов это обеспечивается, а при модернизации объектов приходится обращать внимание на его отсутствие.

- *итоги работы за 2001 год*

За 2001 год предприятие изготовило и поставило заказчикам более 1800 устройств SPAC 800. Результаты эксплуатации свидетельствуют о высоком качестве производства, заводской брак составляет не более 0,5 %. Это результат введения четырёхступенчатого контроля процесса производства, включающего входной контроль наиболее проблемных компонентов, контроль на уровне изготовления блоков, термотренировка и 100% контроль устройств при приёмо-сдаточных испытаниях. Кроме устройств SPAC 800 заказчиком поставлено более 250 микропроцессорных цифровых реле защиты, а также более 100 устройств REF 54х.

Заклучена лицензия на право производства в Чебоксарах терминалов REF54х, благодаря чему снижается отпускная цена. Терминалы обеспечивают возможность свободной конфигурации для конкретного применения из имеющихся библиотечных функций защит, автоматики, управления, измерений и элементов стандартной логики. По своим техническим параметрам они значительно превосходят аналогичные устройства других фирм производителей и представляют интерес для применения, в первую очередь, на объектах с постоянным оперативным током.

На объектах с применением АСУ установлено более 500 терминалов РЗА, которые выполняют не только релейные функции, но и обеспечивают в полном объёме функции для автоматизации объектов. Конечно, терминалы выполняют не только минимальные задачи ТУ, ТИ, ТС, а обеспечивают полный комплекс задач по регистрации событий, чтению/записи уставок, чтению осциллограмм и др.

Постоянное проведение обучения персонала заказчика с выездом на объекты или на заводе-производителе позволило приобрести техническому персоналу необходимые навыки в работе с МП РЗА.

В настоящее время значительную часть работ при вводе объектов в работу проводят местные наладочные или эксплуатационные организации. Исключения составляют объекты с АСУ и РЗА, в этом случае для пуска в работу АСУ привлекаются специалисты нашего предприятия.

Конечно, ни о каком снятии с производства устройств SPAC 800 не может быть и речи. Более того, утверждена и успешно реализуется программа модернизации, которая позволит значительно улучшить технические показатели терминалов, устранить некоторые недостатки, более гибко реагировать на запросы рынка и придать импульс дальнейшему расширению производства.

## СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ АСУ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

**С.А.Григорьев ООО «АББ Автоматизация»**

*Продукты, инструментарий и системы компании АББ для автоматизации объектов электроснабжения*

АББ Автоматизация предлагает и поставляет спектр продуктов, систем и услуг по автоматизации электроснабжения предприятий и энергосистем, построенных на современной базе и удовлетворяющих требованиям времени. Продукты делятся на группы, краткие сведения о которых приводятся в докладе:

- Продукты и инструментарий для конфигурации, которые могут использоваться как отдельно, так и интегрироваться в систему управления
  - терминалы защит оборудования высокого напряжения 110кВ и выше;
  - терминалы защит оборудования среднего напряжения;
  - терминалы управления серии REC500;
  - терминалы (контроллеры) УСО серий RTU211, RTU232, RTU560;
  - инструментарий для конфигурации алгоритмов работы терминалов и контроллеров CAP500, RTUtil;
  - инструментарий для параметризации терминалов защит и управления, чтения и обработки осциллограмм - SMS510.
- Система управления MicroSCADA, разработанная для применения в электроэнергетике полностью интегрирующая в себя выше перечисленные продукты
  - Система контроля – АСУ Электроснабжения без функции управления, другое название - SMS530;
  - Система автоматизации – полнофункциональная АСУ Электроснабжения энергообъекта – SCS;
  - Система управления распределенными энергообъектами – распределительными и передающими сетями и энергоснабжением крупных предприятий..

Система управления сетями может быть построена как только на базе MicroSCADA, так и с дополнением специализированных пакетов ПО, таких как Open++/Opera, Integra, Profila, которые в этом случае являются надстройкой над системой MicroSCADA и выполняют такие функции как геоинформационная система, управление сетями, оптимизация, планирование и развитие сетей, моделирование, расчеты токов КЗ, обнаружение и локализация мест повреждения и другие сетевые задачи.

*Инструментарий для конфигурирования*

Инструментарий для программирования алгоритмов работы терминалов РЗА и УСО представляет собой пакеты программ для работы с разными типами терминалов и контроллеров.

Основные характеристики:

- оф-лайн программирование;
- непосредственное подключение точка-точка;
- возможность подключения к шине;
- возможность программирования терминалов РЗА (используется релейщиком);
- возможность программирования терминалов УСО (используется телемехаником);
- инструментарий для инжиниринга, наладки, обслуживания.

Пакеты программ для терминалов защит и управления

- REL, RET, REC, RED, RES 500 (Швеция) – **CAP540**;
- REF, REM, REJ, REC, REU 500 (Финляндия) – **CAP505**;
- REL, RET, REG, REC 216/316 (Швейцария) – **CAP2/316**
- REF, REM, REJ, REC, REU 500, REL, RET, REC, RED, RES 500, REL, RET, REG, REC 216/316 (Финляндия, Швеция, Швейцария) – **LNT505** ПО конфигурации и настройки шины LON (инсталляция, адресация, межтерминальные связи)

Пакеты программ для конфигурации терминалов (контроллеров) УСО:

- RTU211, 232, 560 (Норвегия, Германия)
  - **RTUTIL** ПО для настройки терминала (контроллера) УСО (адресация, конфигурация, диагностика)
  - **PTS** ПО для разработки программ локальной автоматики

#### *Системы наблюдения энергообъектом*

Система SMS 510 используется как средство мониторинга подстанции, предоставляющее важную информацию о процессе передачи и распределения электроэнергии. Эта информация включает все измеренные, зарегистрированные и вычисленные данные – индикацию, уставки и диагностическую информацию, получаемую от терминалов защиты и управления фирмы АББ. Основные характеристики, которые включает в себя SMS510:

- АРМ релейщика
- Просмотр параметров, уставок и зарегистрированных данных по запросу
- Изменение параметров, уставок и групп уставок
- Автоматическое и/или ручное считывание осциллограмм (по событиям, периодическому опросу, по запросу)
- Оф-лайн параметризация (предварительная подготовка параметров и уставок)
- Формирование БД уставок
- Диагностика работы терминалов и связи
- Система полномочий пользователей
- Импорт/экспорт проекта из CAP501/505 и LIB510
- Единый интерфейс с CAP501/505, CAP535 и LIB510/520/530
- Развитие SMS010
- Конвертация проекта существующих проектов SMS010 в проекты SMS510
- Синхронизация времени
- Обработка осциллограмм (пакеты REVAL или DISAN)
- Удобный навигатор по структуре
- Локальное и/или удаленное подключение
- Удаленное подключение по выделенным или коммутируемым линиям
- Подключение через передний порт терминала MMI
- Подключение шин SPA-bus и LON-bus
- Подключение к системе контроля и управления (MicroSCADA) как АРМ релейщика

Состав ПО АРМ релейщика:

- **SMS 510** включает
  - **CAP2/316** для терминалов REL, RET, REG, REC, 216/316;
  - **REBWIN** для терминалов REB500;
  - **PST** для терминалов REL, RET, REC, RED, RES 500
- ПО обработки осциллограмм (просмотр, анализ) **REVAL** или **DISAN**.

Система контроля энергообъекта SMS 530 – представляет собой АРМ релейщика и дежурного и служит для выполнения работ по обслуживанию устройств РЗА, анализа действия защит всех терминалов АББ, автоматического формирования БД сигналов, списков событий и тревог. Основные характеристики данной системы:

- АРМ релейщика;
- АРМ дежурного;
- Он-лайн мониторинг;
- Просмотр параметров, уставок и зарегистрированных данных по запросу;
- Изменение параметров, уставок и групп уставок;
- Автоматическое и/или ручное считывание осциллограмм (по событиям, периодическому опросу, по запросу);
- Формирование БД уставок;
- Усеченный вариант MicroSCADA;
- Диагностика работы терминалов и связи;
- Автоматическое определение места повреждения;
- Диагностика системы;
- Обработка событий и сигналов тревог;
- Система полномочий пользователей;
- Единый интерфейс с CAP501/505, CAP535 и LIB510/520/530;
- Синхронизация времени с GPS;
- Обработка осциллограмм (REVAL или DISAN);

- Совмещенный просмотр событий и осциллограмм;
- Локальное и/или удаленное подключение;
- Удаленное подключение по выделенным или коммутируемым линиям;
- Подключение шин SPA-bus, LON-bus и IEC 870-5-103;
- Автоматическая привязка сигналов терминалов РЗА к БД.

Состав ПО АРМ:

- **SMS 530** включает
  - **CAP** для используемых терминалов;
  - **SYS500**;
  - **COM500**;
  - **LIB500**;
  - **LIB5X0** для используемых терминалов;
- ПО обработки осциллограмм (просмотр, анализ) **REVAL** или **DISAN**.

#### *Системы управления электроснабжением*

Технология MicroSCADA применяется в качестве системы управления энергообъектами, энергоснабжением предприятий и сетями.

- Локальная АСУ Э подстанций и станций, ГКС, ТЭЦ, нефтегазовых промыслов
  - локальное управление и наблюдение;
  - подключение различных терминалов РЗА и УСО, счетчиков электроэнергии;
  - организация АРМ дежурного, релейного, эксплуатационного и ремонтного персонала;
  - организации удаленных АРМ;
  - интеграции с вышестоящими АСУ.
- АСДУ энергоснабжением промпредприятий, распределительных и передающих сетей
  - централизованное удаленное управление и наблюдение;
  - подключение систем автоматизации энергообъектов нижнего уровня, удаленных устройств телемеханики (RTU) и РЗА;
  - организация АРМ диспетчерского, релейного, эксплуатационного и ремонтного персонала.

Основные принципы технологии MicroSCADA:

- Основана на промышленных стандартах
  - Операционная система Windows NT;
  - Стандартное аппаратное обеспечение
- Открытость
  - Большой набор протоколов связи;
  - Интерфейс с программным обеспечением и базами данных «третьей» стороны
  - База данных логических имен - 500.000;
  - Индексов - 10.000 на логическое имя;
  - Адреса для RTU - 1-999;
- Высокая производительность, уникальные функции. Развитая база данных процесса, функции архивирования и работы со временем
  - Уникальный язык программирования высокого уровня для разработки приложений;
  - Механизм контроля полномочий пользователей.
- Масштабируемость
  - От портативного компьютера до серверов в конфигурации горячего резервирования. Совместимость между версиями программного обеспечения
- Непротиворечивость между прикладными уровнями
  - Нарастиваемость, непрерывность разработки
- Высокая степень готовности системы
  - Проверенное программное обеспечение;
  - Строгие процедуры испытаний для новых версий;
  - Координация между версиями системы.
- Возможность инжиниринга силами заказчика
  - Простота инжиниринга (наличие библиотек);
  - Поддержка. Связь с офисными программами. Отчеты в Excel и т.д.

Основные функции системы MicroSCADA, которые приводятся в докладе:

- Контроль и управление процессом с помощью экранов процесса;
- Управление объектами автоматизации;
- Диагностика первичного электротехнического оборудования;
- Работа с терминалами РЗА;
- Работа с регистраторами аварийных процессов;

- Динамическая раскраска шин;
- Диагностика системы;
- Лист аварийных сигналов;
- Лист событий;
- Графики;
- Отчеты;
- Пакет «Ведомости и отчеты» (Суточные ведомости, Суточные схемы, Журнал дефектов, Бланк нарядов-допусков);
- Управление ячейками и присоединениями;
- Фильтрация событий и сигналов тревог;
- Паспортизация оборудования и справки;
- ON-LINE обучение;
- Бланк переключений;
- Маркер;
- Учет электроэнергии, контроль качества электроэнергии;
- Управление данными по электроэнергии;
- Пакет Open ++ / Orega
  - Окраска сети,
  - Обнаружение мест повреждений,
  - Управление эксплуатацией сети,
  - Сетевые расчеты,
  - Поддержка восстановления электроснабжения,
  - Интеграция с технологией MicroSCADA.
- Управление пользователями;
- ON-LINE программирование;
- Аудиовидеосигнализация;
- Обработка сигналов (экспорт/импорт, DDE и SQL обмен);
- Связь и протоколы;
- Связь с системами «третьей» стороны;
- Связь с устройствами «третьей» стороны;
- Резервирование, вертикальное и горизонтальное расширение.

Приводятся примеры реализованных проектов для различных энергообъектов и промышленных объектов, в которых присутствуют те или иные особенности (при этом полный список реализованных проектов можно найти в референс-листе):

- ПС 110/10/6кВ – АСУ Электроснабжения «ПС Горенки» - применена технология COM500;
- ПС 220/10кВ – АСУ Электроснабжения «ПС Куркино» - первый проект с версией 8.4.3;
- ПС 110/10кВ – АСУ Электроснабжения «ПС Тосно-Новая» - интеграция терминалов Siemens;
- ПС 500/220/35кВ – АСУ Электроснабжения «ПС Уфимская» - шина LON и горизонтальная связь устройств;
- ГТЭС – АСУ Электроснабжения ГТЭС-24 «Заполярного ГНKM» - интеграция терминалов SEPAM;
- Энергоблок – АСУ Электроснабжения Энергоблока-2 «Новокуйбышевского НПЗ» - управление генераторными выключателями с синхронизацией сети и резервирование терминалов управления;
- ТЭЦ - АСУ Электроснабжения «ТЭЦ-27 Мосэнерго» - резервирование средств ВТ и, частично, полевой шины.

## НОВОЕ УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПОД НАГРУЗКОЙ РНМ-1

Кузин В.Н., Лукьянов В.Ю., Черемисинова Н.Ю., ЗАО «Радиус-Автоматика»

Специалистами ЗАО «Радиус-Автоматика» разработано новое микропроцессорное устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой РНМ-1. Устройство предназначено для замены морально устаревших устройств аналогичного назначения типа БАР и АРТ. При разработке учитывались недостатки существующих устройств, а также мнения и пожелания представителей энергосистем – потенциальных потребителей данного прибора.

Устройство РНМ-1 обеспечивает регулирование напряжения на одной секции трансформатора и, одновременно, осуществляет контроль за напряжением на второй секции трансформатора (для трансформаторов с расщепленной обмоткой). При этом предусмотрен как ручной, так и дистанционный выбор регулируемой секции. Возможен режим работы только с одной секцией.

### Краткое техническое описание

Устройство может одновременно управлять напряжением на регулируемой секции и следить за напряжением на контролируемой секции.

Устройство, в зависимости от исполнения, может питаться либо от оперативных цепей переменного или постоянного тока напряжением 220 В, либо от оперативных цепей постоянного тока напряжением 110 В

К устройству подключаются измерительные трансформаторы от двух секций. Для каждой секции предусмотрены два входных токовых канала и два входных канала напряжения (для измерения  $U_{\text{лин}}$  и напряжения  $3U_0$ ). Выбор регулируемой секции (основной), по результатам контроля которой осуществляется регулировка напряжения трансформатора, производится с помощью кнопки, находящейся на панели устройства, или двумя внешними релейными сигналами. Кроме того, с помощью внешнего релейного сигнала можно задать режим работы, при котором одновременно с контролем параметров основной секции контролируются предельные значения параметров другой — контролируемой (второстепенной) подключенной секции. Во второстепенной секции контролируются значение перенапряжения, напряжения  $3U_0$  и тока перегрузки.

Устройство имеет возможность компенсировать падение напряжения в линии в зависимости от тока нагрузки. Для этого предусмотрено 4 токовых канала, объединенных в две группы, — по регулируемой и контролируемой секциям. Отличительной особенностью является отдельный ввод уставок номинальных значений трансформаторов тока, установленных на вводе и на секции, что позволяет автоматически вычислять требуемый ток для токовой компенсации в зависимости от состояния первичной схемы, как разность модулей токов ввода и секции. Соблюдения полярности подключения токовых обмоток при этом не требуется.

В устройстве имеется возможность блокировки по минимальному напряжению, т.е. запрет регулирования напряжения при уменьшении его ниже порога, и формирование через 10 с после обнаружения минимального напряжения сигнала на замыкание контактов сигнального реле. Пороговое значение напряжения задается уставкой в диапазоне от 50 до 95% от  $U_{\text{НОМ}}$  с дискретностью 1%.

В процессе работы контролируется условие перенапряжения. Значение максимального напряжения задается уставкой в диапазоне от 105 до 130% от  $U_{\text{НОМ}}$  с дискретностью 1%. При обнаружении перенапряжения в основной секции на привод выдаются периодические команды на снижение напряжения, пока оно не достигнет значения  $U_{\text{подд}}$ . Очередная команда выдается через программируемую от 0,1 до 10 с задержку от момента получения сигнала о завершении предыдущего переключения. Одновременно формируется сигнал на срабатывание сигнального реле, контакты которого будут замкнуты, пока существует перенапряжение. При обнаружении перенапряжения во вспомогательной секции блокируется возможность увеличения напряжения и формируется сообщение о перенапряжении.

В устройстве имеется возможность блокировки по максимальному току измерительных трансформаторов тока, т.е. запрет регулирования напряжения при токе выше порогового значения и формирование управляющего сигнала на срабатывание сигнального реле. Пороговое значение тока задается уставкой в диапазоне от 10 до 210% от  $I_{\text{НОМ}}$  (5 А или 1 А) с дискретностью 5%.

Существует возможность дистанционного управления изменением значения напряжения поддержания  $U_{\text{подд}}$ . Управление осуществляется подачей внешних релейных сигналов.

Устройство имеет четыре режима работы:

— режим «Ввод уставок» – измерение не производится, команды управления и сигнализации не формируются, разрешен ввод значений уставок;

— режим «Контроль» – измерительные и сигнальные цепи функционируют, управление приводом автоматическое, существует возможность проконтролировать все измерительные каналы (токи и напряжения) как в первичных, так и во вторичных значениях;



— режим «Регулирование» – привод управляется с помощью кнопок клавиатуры устройства, контролируются граничные условия и процесс переключения;

— режим «Работа» – управление приводом автоматическое, ручное управление невозможно.

Устройство может работать как в импульсном, так и в непрерывном режимах управления приводом. В импульсном режиме сигналы управления приводом сбрасываются при поступлении сигнала «Переключение РПН». При непрерывном режиме работы установленный сигнал «Прибавить» или «Убавить» удерживается постоянно до возврата измеряемого напряжения в зону нечувствительности. Режим работы также задается уставкой.

При обнаружении выхода напряжения из зоны нечувствительности устройство выдает сигналы управления сначала через задержку  $T_1$  (от 0 до 200 с), а затем, в случае необходимости продолжения регулировки в ту же сторону, через задержку  $T_2$  (от 0 до 200 с). Это необходимо для ускорения работы при больших рассогласованиях. Данное ускорение возможно только при импульсном режиме регулирования. Если до истечения времени соответствующей задержки напряжение вернется в зону нечувствительности, то сигналы регулирования не формируются.

Устройство предназначено для регулировки напряжения трансформаторов с выходным напряжением 6, 10, 20, 35 и 110 кВ. Для отображения на индикаторе действующих первичных значений напряжения вводится уставка по коэффициенту трансформации измерительного трансформатора

В устройстве имеются входы по напряжению для подачи напряжений  $3U_0$  каждой секции. Напряжение сравнивается с уставкой (5—60 В «вторичных») и, в случае ее превышения, также срабатывает блокировка регулирования.

Дискретные входы устройства имеют гальваническую развязку.

Выходной общий сигнал «Сигнализация» формируется в виде импульсов с задаваемой с помощью уставки длительностью (1, 2, 3, 5, 10, 20 с) при каждой вновь возникающей неисправности, или непрерывно, до нажатия на кнопку «Сброс».

Для контроля за ресурсом переключателя коэффициента трансформации устройство имеет счетчик числа переключений. Переключения подсчитываются как при автоматическом управлении, так и при ручном (при включенном устройстве).

Точность измерения первичного линейного напряжения — 0,5%.

В устройстве предусмотрен канал связи, по которому можно считывать и менять уставки, считывать текущие значения всех измеряемых токов и напряжений.

### Конструкция устройства

Устройство выполнено в стальном корпусе и предназначено для размещения на панелях в релейных залах. Для подключения к токовым цепям и цепям напряжения на задней панели (на торцах сменных модулей) предусмотрены клеммы (под винт М4). Дискретные сигналы и оперативное питание подключаются также с помощью клеммных соединителей.

На передней панели устройства размещены:

- двухстрочный ЖК индикатор с программно управляемой подсветкой;
- клавиатура из 6 кнопок;
- светодиоды индикации;
- разъем для подключения линии связи с компьютером.

### Основные технические характеристики

Напряжение питания:	вариант 1	220 В переменного или постоянного тока
	вариант 2	110 В постоянного тока
Номинальное входное напряжение ( $U_{НОМ}$ )		100 В, два канала
Диапазон уставки задержки времени выдачи команды на управление приводом		$T_1$ : 1..200 с, с дискретн. 1 с $T_2$ : 1..200 с, с дискретн. 0,1 с
Диапазон задания уставки по напряжению поддержания ( $U_{ПОДД}$ )		от 85 до 145% от $U_{НОМ}$ , с дискретностью 1%
Диапазон задания уставки зоны нечувствительности по напряжению		от $\pm 0,5$ до $\pm 10\%$ от $U_{ПОДД}$ , с дискретностью 0,1%
Габаритные размеры устройства		260 × 290 × 150 мм
Масса устройства		6 кг
Рабочий диапазон температур		от -20 до +55°C
Токовая компенсация		от 0 до 20% от $U_{ПОДД}$ , с шагом 1%

## АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ ИНФОРМАЦИИ ОТ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ – «СКАДА - РЗА».

Ю.А. Асанбаев, А.В. Богданов, И.А. Ветрова, Т.Г. Горелик, В.Г. Филатов, *ОАО НИИПТ*

В связи с активным внедрением на энергообъектах России микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и измерений (МП РЗА) ОАО НИИПТ разработал комплекс программно-технических средств СКАДА-РЗА, позволяющий объединять информацию от защит с различными протоколами связи в единую АСУ ТП. Данная система осуществляет решение всего круга задач сбора, обработки, передачи и отображения информации, а также управления объектом в режиме реального времени. Создание СКАДА-РЗА, стало возможным благодаря тому, что МП РЗА могут работать не только по своему прямому назначению (релейная защита, автоматика, управление и сигнализация), но способны дополнительно выполнять функции сбора и хранения информации, а также обеспечивать связь по стандартным цифровым интерфейсам с другими уровнями АСУ ТП. Включение МП РЗА в состав АСУ ТП приводит не только к уменьшению объема аппаратуры сбора данных, но и к уменьшению стоимости АСУ ТП в целом. При этом для релейной службы энергообъекта может быть предоставлен удобный интерфейс по удаленному управлению цифровыми защитами и их конфигурированию.

Программные и технические средства, входящие в состав СКАДА-РЗА обеспечивают реализацию следующих основных функций:

- Сбор, комплексная обработка, архивирование и отображение информации от МП РЗА о нормальных и аварийных процессах.
- Управление МП РЗА: настройка, параметризация и эксплуатация цифровых защит; управление коммутационным оборудованием через МП РЗА; анализ правильности работы защит в аварийных режимах.

Автоматизированная система управления технологическими процессами СКАДА-РЗА предоставляет уникальные возможности для работы широкого круга пользователей и благодаря внедрению новой техники и программного обеспечения имеет следующие основные особенности:

- **Система единого времени.**

Все процессы опроса МП РЗА синхронизированы с точностью в 1-10 мсек по отношению к абсолютному мировому времени, благодаря подключению к навигационным системам «GPS» или «Глонас». Благодаря такой схеме синхронизации становится возможным контролировать и проводить анализ работы удаленных модулей с высокой степенью точности. Также появляется возможность проведения сравнительного анализа процессов на различных подстанциях в единый момент времени, так как передача временных сигналов производится через спутниковую сеть с высокой точностью.

- **Стыковка с устройствами отечественных и зарубежных производителей.**

На данном этапе в библиотеку устройств, подключенных к СКАДА-РЗА входят следующие МПРЗА отечественных и зарубежных фирм-изготовителей:

**НТС «Механотроника»** (г. Санкт-Петербург): серия **БМРЗ**. **НПФ «Радиус»** (г. Зеленоград): серии **Сириус, ИМФ**.

**НПП «ЭКРА»** (г. Чебоксары): серия **ШЭ**.

**«АББ Реле – Чебоксары»**: серия **SPACOM**.

**ЗАО «Элтехника»** (г. Санкт-Петербург): серия **PR**. Это является достаточно уникальной возможностью, так как производители оборудования не всегда предоставляют программные средства для дистанционного контроля и управления МПРЗА, или же предоставляют средства, которые не совместимы с информацией, поступающей от микропроцессорных устройств других производителей. **Удалённый доступ и дистанционное управление объектом.** Система позволяет реализовать обмен информацией по локальной сети АСУ ТП, модемным, радио и сотовым каналам связи с пунктами диспетчерского управления более высокого уровня. Программное обеспечение СКАДА-РЗА предусматривает выдачу информации с объекта для всех потребителей всей иерархической структуры АСДУ в соответствии с распределением зон ответственности и ведения. СКАДА-РЗА позволяет производить переключения коммутационного оборудования с местного или удаленного пульта диспетчерского управления, посредством команд, передаваемых на релейные терминалы.

СКАДА-РЗА реализована как трехуровневая структура программно-технических средств:

- **Нижний уровень** (концентратор) обеспечивает коммутацию (обмен информацией) с микропроцессорными устройствами релейной защиты, передачу этой информации на сервер (средний уровень) системы, кроме того, на этом уровне производится первичная обработка и фильтрация данных и обработка управляющих воздействий с верхнего уровня. Концентратор реализован на базе промышленного контроллера и комплекта аппаратуры связи с МП РЗА. Программное обеспечение работает под управлением операционной системы реального времени QNX 4.25.

- МП РЗА и счетчики электроэнергии подключаются к концентратору через один из стандартных интерфейсов связи (RS-232, RS-422, RS-485). Подключение МП РЗА к концентратору можно производить как

по топологии «звезда», так и по топологии «кольцо» с возможностью подключения нескольких колец к одному концентратору. В случае небольшого количества защит (3 – 4) в данном территориально обособленном объекте удобнее использовать схему «звезда», которая оказывается достаточно экономичной и в то же время обладает повышенной надёжностью, поскольку при выходе из строя одного кабеля теряется связь только с одной защитой. При большом числе микропроцессорных защит (10 – 40) на одном территориально обособленном объекте, обслуживаемом данным промышленным контроллером, более рационально использование кольцевой схемы. Количество МП РЗА, подключаемых в одно кольцо, определяется необходимой скоростью обновления информации и быстродействием канала связи. Кольцевая схема позволяет резко сократить затраты на кабели подключения защит, но при повреждении петли теряется связь сразу со всеми защитами данной петли. Концентраторы могут быть разнесены по объекту с возможностью максимального приближения к МП РЗА, что также позволяет сократить затраты на кабели.

- **Средний уровень** представлен выделенным сервером для обмена информацией с концентраторами нижнего уровня, централизованной обработки и хранения информации в архивах (динамическом и долговременном) и передачи ее по требованию соответствующих задач, запускаемых на рабочих станциях (верхний уровень). Сервер работает под управлением операционной системы MS WINDOWS NT 4.0 Server ® на персональном компьютере семейства IBM PC типа Pentium III 500 DIMM 256Мб / 20Гб HDD 7200 / видеокарта AGP, 32Мб / CDRW- (48x speed) .

- **Верхний уровень** предназначен для работы программ по отображению информации на автоматизированных рабочих местах (АРМ) и представлен оборудованием локальной сети и персональными компьютерами, обладающими ресурсами, достаточными для полного отображения информации о режиме и для управления объектом и МП РЗА. Программное обеспечение верхнего уровня работает под управлением MS WINDOWS NT 4.0 Workstation. Для рабочих станций используются компьютеры типа Pentium II 500 DIMM 128Мб / 10Гб HDD 7200 / видеокарта AGP, 32Мб / CDRW- (48x speed). Для реализации функций отображения информации на рабочих станциях устанавливаются дисплеи 19'' (21''). Число рабочих станций верхнего уровня может меняться от 1 до 15, в зависимости от требований к системе отображения.

Программное обеспечение СКАДА-РЗА реализует следующие основные функции:

- Измерение и регистрация аналоговых параметров установившегося режима, получаемых от цифровых защит.
- Регистрация срабатывания выключателей и ступеней защит. Комплекс позволяет регистрировать дискретные сигналы от МП РЗА и коммутационной аппаратуры. В состав комплекса входит задача «Авария», являющаяся удобным инструментом для работы инженера – релейщика и диспетчера.
- Регистрация аварийных режимов (осциллограмм) от защит.
- Дистанционное управление выключателями через ЦРЗА. Осуществляется не только управление коммутационной аппаратурой, но и контроль за правильностью действий персонала, что позволяет снизить число аварий вызванных неправильными действиями диспетчера. С помощью системы оценки ситуаций и принятия решений к задаче управления подключены блокировки (формулы) и в случае неверных действий персонала на экран выдается предупредительное сообщение.
- Опрос и редактирование параметров ЦРЗА: уставки, маски, ключи. В состав программного комплекса входит как общая мнемосхема расположения и состояния всех МП РЗА с привязкой к объекту, так и диалоговые окна (рис.1), создающие удобный интерфейс для настройки параметров защит и для просмотра аналоговой и дискретной информации, получаемой от защит. При доступе к системе управления МП РЗА предусмотрена дополнительная система паролей.
- Контроль измеряемых параметров и параметров технологического оборудования.
- Ведение архива данных и возможность его дублирования на различные носители. Предусмотрен удобный интерфейс в виде временной оси, для просмотра архивов и программные средства доступа как к долговременным, так и к динамическим архивам.
- Просмотр полученной информации в виде табличных, графических форм и мнемосхем. Программный комплекс предоставляет возможность отображать получаемую информацию в виде таблиц, графиков (трендов), панелей сигнализации, панелей управления, ведомостей событий, мнемосхем и т.д. На дисплей может быть выведена аналоговая и дискретная информация необходимая для адекватной оценки ситуации и управления объектом. В рамках системы предусмотрена возможность настройки системы отображения под конкретного пользователя, система гибкого перепрограммирования функциональных клавиш, панелей управления и меню, а также система паролей.
- Просмотр осциллограмм от защит с помощью единого интерфейса программы "Осциллограф", функционирующей на рабочих станциях диспетчера и службы РЗА. Достоинствами этой программы являются: объединение на сервере отдельных осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени; многооконный интерфейс (отображение осциллограмм в нескольких кадрах на экране одновременно); автоматическая разбивка по кадрам; наличие обзорного кадра, позволяющего осуществлять экспресс-анализ аварийного процесса и быстро перемещаться по аварии; широкий спектр инструментов для подготовки документа к печати, позволяющий пользователю автоматизировать процесс анализа осциллограмм; представление информации в виде векторных диаграмм в индикаторном и оконном режиме; разло-

жение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательность и разложение осциллограмм на гармонические составляющие.

- Ведение оперативной и отчетной документации (задачи «Ресурс выключателя», «Генератор отчетов», «Паспорт – протокол УРЗА»).
- Анализ режимов и организация справочно-информационной системы.
- Обмен дополнительной информацией с внешними подсистемами (подсистема регистрации аналоговых и дискретных сигналов установившегося режима «СКАДА-НИИПТ», подсистема осциллографирования «ЦРА-НИИПТ» и др.).

Таким образом, с помощью разработанного в ОАО НИИПТ комплекса технических и программных средств СКАДА-РЗА можно произвести комплексную автоматизацию энергообъекта, позволяющую:

- Организовать на базе цифровых защит систему дистанционного диспетчерского управления, с наличием автоматических блокировок при проведении коммутационных операций и системы “советчика диспетчеру” по ведению режима.
- Снизить аварийность энергообъекта из-за неправильных действий персонала (по данным РАО “ЕЭС России” не менее 30% от полного числа аварий происходит по вине персонала) за счет организации системы дистанционного диспетчерского управления, с наличием автоматических блокировок при проведении коммутационных операций и системы “советчика диспетчеру” по ведению режима.
- Уменьшить трудозатраты по проведению коммутаций на удаленных распределительных устройствах за счет внедрения дистанционной системы диспетчерского управления.
- Создать программный комплекс для управления цифровыми защитами, позволяющий резко сократить трудозатраты, связанные с настройкой, параметризацией и эксплуатацией цифровых защит.
- Произвести анализ аварийных процессов, определение характера аварии, последовательность развития процесса во времени.
- Оценить правильность работы релейной защиты с помощью задачи “Авария” (комплекс включает в себя функции “советчика релейщику”).

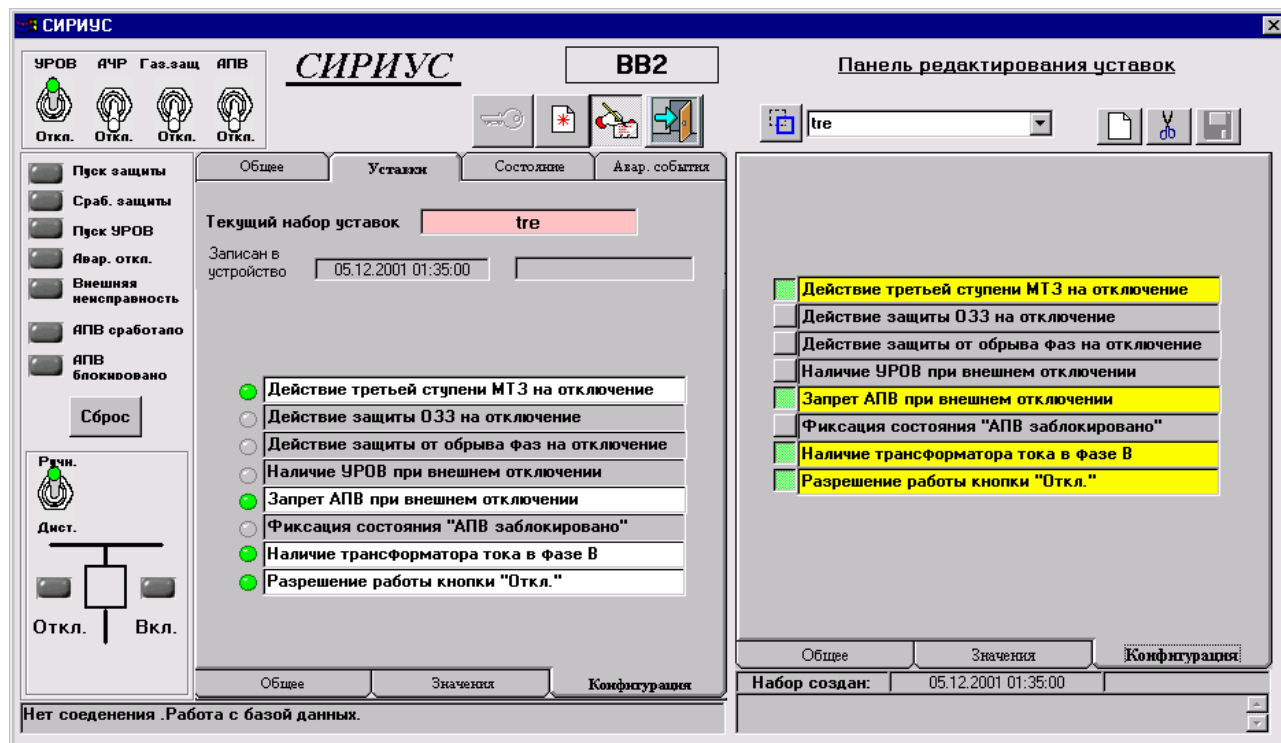


Рис.1 Пример редактирования уставок микропроцессорной защиты.

## УСТРОЙСТВО ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ С ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИМ ДАТЧИКОМ

**М.В. Демьянович, А.И. Евреев, Ю.П. Казачков, А.В. Пименов** *НИИ импульсной техники  
Министерства РФ по атомной энергии*

Возникновение электрической дуги, в любом из отсеков комплектного распределительного устройства (КРУ) может привести к значительным материальным потерям, а в ряде случаев и к поражению персонала. Для избежания тяжелых аварийных последствий шкафы КРУ должны обладать соответствующей локализационной способностью [1], обеспечить которую возможно только при оборудовании шкафов КРУ дуговой защитой (ДЗ). Более того, в настоящее время установка быстродействующей ДЗ в КРУ является обязательной [2]. Согласно современным требованиям быстродействие ДЗ должно быть не более 0,02 с., а порог срабатывания - 0,5 кА (ток КЗ).

В настоящее время в России и странах СНГ в эксплуатации находится несколько сот тысяч шкафов КРУ (КРУН) вообще не оборудованных ДЗ (это шкафы КРУ старых серий) или оборудованных ДЗ клапанного типа, которая не отвечает не только требованиям по быстродействию, но и по порогу срабатывания. Порог срабатывания даже у новых типов клапанной ДЗ составляет ~ 3,5 кА, а время срабатывания возрастает при уменьшении тока КЗ и при значениях ~ 3,5 кА превышает 0,1 с [3].

Кроме того ДЗ клапанного типа не может обеспечить защиту шинного отсека, для чего, как правило, используется дугоуловитель, т.е. устанавливается дополнительный шкаф.

Следовательно, задача оснащения шкафов КРУ устройствами ДЗ, отвечающими современным требованиям, весьма актуальна не только для новых шкафов КРУ, но ещё более актуальна для КРУ, находящихся в эксплуатации.

Наиболее перспективным направлением в области разработки устройств дуговых защит (УДЗ) является применение в них волоконно-оптических датчиков (ВОД). Эти устройства реагируют на световое излучение электрической дуги. Использование ВОД обеспечивает УДЗ высокую чувствительность и высокое быстродействие. Кроме того, волоконно-оптические датчики обладают высокой устойчивостью к электромагнитным помехам, а применение в качестве линий связи волоконно-оптических кабелей (ВОК) обеспечивает гальваническую развязку между высоковольтными и низковольтными цепями.

НИИ импульсной техники (НИИИТ) является одним из пионеров в области разработки устройств дуговой защиты с волоконно-оптическими датчиками освещенности.

Отличительной особенностью разработанного в 1996 г. специалистами НИИИТа УДЗ (ФВИП.423133.004), является использование в нем распределенного датчика освещенности, т.е. датчика, регистрирующего свет любым из участков боковой поверхности по всей его длине [4].

Устройство состоит из датчика освещенности и электронного блока.

Датчик освещенности представляет из себя эластичный волоконно-оптический кабель диаметром не более 8 мм и длиной до 25 м. Применение распределенного датчика позволяет обеспечить с помощью одного устройства контроль возникновения электрической дуги в любом из отсеков (включая отсек сборных шин) ~ 10 шкафов КРУ.

Подключение датчика освещенности к электронному блоку осуществляется с помощью оптического разъема.

Электронный блок предназначен для преобразования оптического сигнала в электрический сигнал, его усиления и формирования выходного сигнала в виде «сухого контакта» выходного реле.

Устройство устойчиво (не дает ложных срабатываний) к источникам искусственного и естественного освещения, а также к включению или выключению питания.

Устройство ФВИП.423133.004 универсально, т.е. может устанавливаться в шкафах КРУ любых типов без каких-либо доработок устройства, при этом оно сохраняет все свои технические характеристики, а его установка не сказывается на технических характеристиках шкафов КРУ, т. к. для монтажа датчика освещенности требуется всего несколько отверстий диаметром ~ 10 мм.

Устройство очень технологично в монтаже - установка устройства в секции из 10 шкафов КРУ (АО «Смоленскэнерго») была выполнена за одну рабочую смену (~ 6 ч.).

Технические характеристики устройства подтверждены многочисленными испытаниями, включая и натурные испытания в НИЦ ВВА. При локализационных испытаниях шкафов КРУ серии К-104М, проводившихся в НИЦ ВВА в 1996 и 1997 г., в каждом из отсеков шкафа КРУ имитировалась электрическая дуга в диапазоне токов от 3,5 до 42 кА. Перед проведением испытаний датчик освещенности был проложен через все отсеки испытываемого шкафа КРУ. Ни одного отказа (не срабатывания) устройства при испытаниях не было. Время срабатывания устройства во всех испытаниях не превышало 20 мс.

Высокое быстродействие и чувствительность устройства были подтверждены при независимых (без участия разработчиков) испытаниях устройства в 1998 г. специалистами фирмы «ОРГРЭС», которые установили, что порог срабатывания равен 0,4 - 0,5 кА, а время срабатывания не превышает 20 мс.

В июле 1999 г. устройство установлено на опытную эксплуатацию в полусекции из 6 шкафов КРУ (серии К-26) в филиале АО «Мосэнерго» «Октябрьские энергосети» и в секции из 10 шкафов КРУ (серии К-16) в АО «Смоленскэнерго». За время опытной эксплуатации ложных срабатываний устройства не было.

В июне 2001 г. в АО «Смоленскэнерго» в одном из шкафов КРУ, где установлено УДЗ на опытную эксплуатацию, произошло воздушное КЗ (электрическая дуга) при токе 17 кА. Устройство сработало и обеспечило защиту секции. Следует отметить, что с момента установки на опытную эксплуатацию, датчик освещенности никаким протиркам не подвергался. По данным специалистов АО «Смоленскэнерго», осматривавших оборудование после возникновения дуги, никаких повреждений (включая сколько-нибудь заметное загрязнение продуктами горения дуги) датчика освещенности не обнаружено.

Устройство в 1999 г. принято Межведомственной комиссией (МВК) из специалистов головных организаций РАО «ЕЭС России» (фирма «ОРГРЭС», институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», АО «РОСЭП»), концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ», АО «Мосэлектроцит» и организаций, осуществляющих опытную эксплуатацию устройства.

В настоящее время НИИ импульсной техники разработано четыре варианта УДЗ с ВОД, отличающиеся количеством каналов (один или два) и внешним питанием (от сети переменного тока или с универсальным блоком питания).

Технические характеристики каналов идентичны. Двухканальное устройство позволяет обеспечить защиту секции, состоящей из ~ около 20 шкафов КРУ.

Устройство обеспечивает дистанционный контроль наличия питания в устройстве, а для индикации срабатывания устройства при отключении питания (после срабатывания) на длительное время (более 2 с) к нему возможно подключение внешнего сигнального реле («блинкера»).

Основные технические характеристики одноканального устройства приведены ниже.

Основные технические и эксплуатационные характеристики

Минимальный ток электрической дуги, вызывающий срабатывание, кА	0,5
Время срабатывания устройства, мс	не более 20
Регулируемая задержка времени срабатывания, мс	до 200
Максимальная длина волоконно-оптического датчика, м	25
Длительность выходного сигнала, мс	не менее 400
Время сохранения работоспособности при отключении питания, с	не менее 2
Температура окружающего воздуха	от минус 40°С до 40°С

#### Литература

- [1] ГОСТ 14693 «Устройства комплектные распределительные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия»
- [2] «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», М., СПО ОРГРЭС, 1996 г.
- [3] «Повышение эффективности работы дуговой защиты КРУ 6-10 кВ серии К-104», А.Я. Зотов, журнал «Энергетик», №7, 1999 г.

### ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ПО УПРЕЖДАЮЩЕМУ ПРИНЦИПУ

**А.В. Булычев, А.А. Наволочный, Н.Д. Поздеев, Вологодский государственный технический университет (ВоГТУ)**

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) – наиболее характерный и часто возникающий вид ненормального режима в разветвлённых распределительных сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью, не требующий, как правило, немедленного отключения повреждённого оборудования. Учитывая, однако, значительную вероятность перехода ОЗЗ в другие, более тяжёлые виды повреждений (влекущие подчас катастрофические последствия), однофазные замыкания на землю необходимо предупреждать или хотя бы своевременно на них реагировать.

Для решения поставленной задачи может быть успешно применён коммутационный метод контроля состояния изоляции. Предлагаемый метод не имеет зоны нечувствительности и основан на анализе сигналов, формируемых специально созданными цепями, определённым образом соединяющими с землёй защищаемую сеть. Устройство, в основу которого положен коммутационный метод, позволяет непрерывно контролировать основные параметры изоляции и в случае постепенного ухудшения последних (например, при старении изоляции) становится возможным прогнозировать развивающиеся однофазные замыкания на землю, за счёт высво-

бывшего резерва времени предпринимать необходимые меры и предотвращать ОЗЗ до того, как они произошли. Для внезапных ОЗЗ такое устройство, как и традиционные средства защиты, позволяет произвести отключение повреждённого оборудования, а кроме того, определить место повреждения распределительной сети.

При симметричном снижении сопротивления изоляции или (в пределе) при ОЗЗ в нейтрали защищаемой сети её схема замещения может быть с учётом допустимых ограничений упрощена (рис. 1). Здесь  $Z_{ИЗ}$  – приведённое полное сопротивление изоляции сети относительно земли. Именно это сопротивление контролирует устройство, использующее коммутационный метод защиты. При несимметричном снижении сопротивления изоляции (в предельном случае при ОЗЗ непосредственно одной из фаз)  $Z_{ИЗ}$  будет выражать эквивалентное сопротивление изоляции защищаемой сети относительно земли, величина которого может служить одним из основных критериев исправности изоляции распределительной сети.

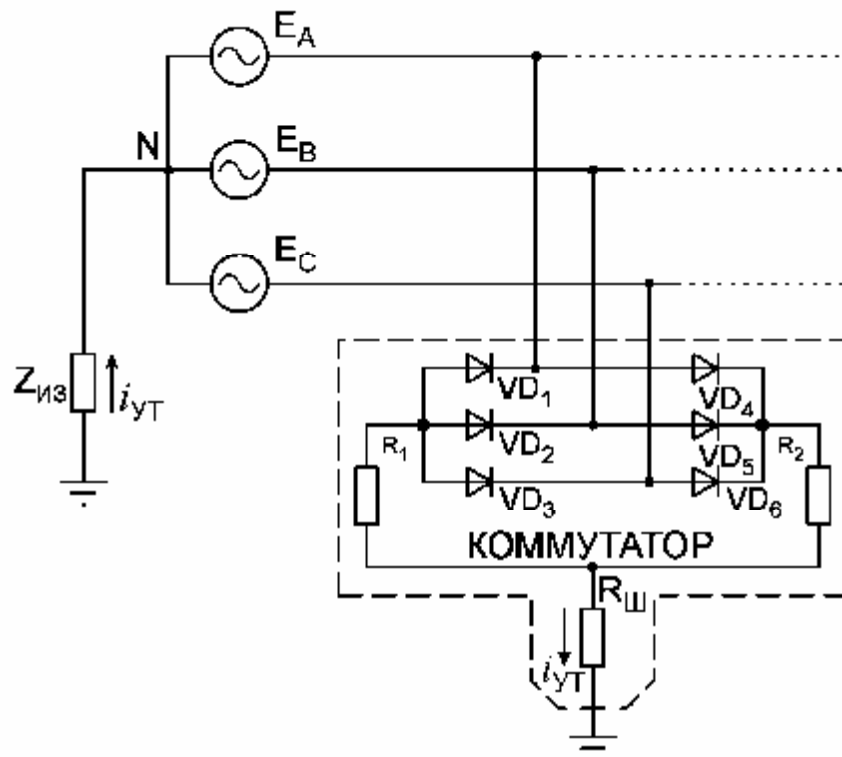


Рис. 1. Упрощенная схема замещения контролируемой сети

Суть метода заключается в следующем. В каждый момент времени с помощью коммутатора на основе диодов  $VD_1 \div VD_6$  в сети выбираются фазы с наибольшим и наименьшим по абсолютному значению напряжением относительно земли. Эти фазы через ограничительные сопротивления  $R_1$  и  $R_2$  посредством шунта  $R_{Ш}$  соединяются с землёй. Возникающий при этом ток утечки  $I_{УТ}$ , оцениваемый по мгновенным значениям напряжения на шунте, несёт полную информацию об общем сопротивлении изоляции сети относительно земли, повреждённой фазе (обмотке) генератора или потребителя и удалённости места повреждения от шин питающей подстанции.

Ток утечки имеет сложную форму, обусловленную нелинейным характером рассматриваемой цепи (см. рис. 1), поэтому практический интерес представляет задача получения аналитических зависимостей параметров составляющих (постоянной и гармонических) тока утечки от свойств исследуемой цепи. Задача рассматривалась в двух вариантах: при чисто активном характере сопротивления изоляции сети относительно земли и с учётом распределённой ёмкости.

Для первого случая, применимого к несложным малоразветвлённым сетям среднего напряжения, известными методами расчёта электрических цепей получены простые и понятные зависимости для составляющих по пятнадцатую включительно. Показано, что для определения активного сопротивления изоляции можно использовать либо постоянную, либо третью гармоническую составляющие, причём использование третьей гармонической составляющей предпочтительнее как с точки зрения точности, так и с целью упрощения реализации гальванической развязки устройства защиты от защищаемой сети. Измерение амплитудного значения первой гармонической составляющей тока утечки, а также величины фазового сдвига между ней и опорным сигналом, в качестве которого можно использовать любую из фазных э.д.с., позволит определить повреждённую фазу (обмотку) и оценить удалённость места повреждения.

Следует подчеркнуть, что ОЗЗ через переходное сопротивление приводит только к уменьшению амплитуд гармоник тока утечки и не влияет на способность устройства определять место повреждения до тех пор, пока параметры выделяемой гармоники могут быть точно рассчитаны.

Задача определения параметров изоляции в том случае, когда пренебречь ёмкостной составляющей сопротивления нельзя, решена иным способом: постоянная составляющая тока утечки позволяет определить активную составляющую сопротивления, третья гармоническая – ёмкостную, а первая гармоническая составляющая может быть использована для определения параметров повреждения.

Для выявления повреждённого присоединения предлагается использовать трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), имеющиеся или вновь устанавливаемые на присоединениях. Сигнал с идеального ТТНП повторяет форму тока утечки за вычетом постоянной составляющей, что позволяет использовать полученные ранее зависимости. Для учёта искажений, вносимых реальными ТТНП, проведено исследование наиболее распространенных моделей трансформаторов, находящихся в эксплуатации (ТЗЛМ, ТЗРЛ, ТЗРФ). Дополнительным критерием, облегчающим поиск места повреждения, является свойство метода различать схемы соединения обмоток повреждённого оборудования.

Для выделения необходимых составляющих тока утечки классический подход предполагает использование набора фильтров на входе системы (фильтр НЧ и два полосовых фильтра, настроенных на первую и третью гармонические составляющие соответственно). Для осуществления математических операций устройство защиты предполагает использование вычислительного элемента. Это означает, что при наличии определённого резерва вычислительной мощности можно возложить функции выделения составляющих тока утечки на управляющую программу и тем самым полностью отказаться от использования аналоговых фильтров (естественно, кроме фильтра на входе АЦП для защиты от наложения спектров). В качестве аппаратной базы устройства защиты в этом случае может быть использован сигнальный процессор, аппаратно поддерживающий математическую обработку входных сигналов, либо промышленный компьютер, позволяющий использовать специализированное программное обеспечение.

Такой подход, имея в качестве недостатка повышенные требования к вычислительной мощности используемых микропроцессорных средств, приобретает вместе с тем и существенное преимущество: отсутствие аналоговых устройств (фильтров) на входе системы обеспечивает стабильную точность результатов измерений.

Необходимо отметить, что для нормального функционирования устройства защиты во всей защищаемой сети должны быть исключены все искусственно созданные цепи утечки на землю, кроме образованных устройством. В первую очередь необходимо обеспечить изменение принятой схемы включения всех трансформаторов напряжения нулевой последовательности в составе защищаемой сети: следует отсоединить от земли среднюю точку «звезды» первичных обмоток трансформаторов напряжения (ТН). Это приведёт к выводу из работы традиционной неселективной защиты от ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности, функции которой будут возложены на вновь вводимое устройство. В то же время изменение схемы включения измерительного ТН улучшает условия функционирования как его самого (при однофазных замыканиях на землю), так и остального оборудования, присоединённого к защищаемой сети. В сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью могут возникать опасные для изоляции оборудования феррорезонансные перенапряжения, возникающие в контуре нулевой последовательности, образованном ёмкостями сети относительно земли и индуктивностями первичных обмоток ТН либо компенсирующих катушек (для компенсированной сети). Кратность резонансных перенапряжений зависит от того, насколько соотношения элементов контура нулевой последовательности близки к условию резонанса и теоретически может достигать бесконечно больших значений. При отсутствии в сети индуктивностей относительно земли отсутствуют и условия для возникновения феррорезонансных перенапряжений. Отсутствие связи с землёй первичных обмоток трансформаторов напряжения нулевой последовательности в ряде случаев способствует этому обстоятельству. В случае, если заземление средней точки ТН принципиально необходимо, оно может быть осуществлено через специально вводимый конденсатор, ёмкость которого должна выбираться из условия обеспечения допустимой точности измерений параметров изоляции.

## **КОМПЛЕКСНОЕ УСТРОЙСТВО УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ.**

**В.А. Шелест, Карачаево-Черкесский государственный технологический институт.**

Качество электроснабжения потребителей в значительной степени зависит от эффективности управления коммутационными аппаратами. Для обеспечения высокого качества электрической энергии распределительные сети должны иметь максимальную жесткость, а для удовлетворения требованиям надежности - максимальную гибкость. Эти требования противоречивы и их удовлетворение возможно при применении современных электронных устройств с элементами искусственного технического интеллекта, которые выполняются на базе микропроцессоров. Такие устройства являются комплексными, они содержат программную и аппаратные части и выполняют различные функции контроля, измерения, регулирования, логического анализа, оптимизации, защиты и управления [1].

Рассмотреть реализацию всех перечисленных функций в рамках данной работы не представляется возможным. Ограничимся анализом реализации функции управления коммутационными аппаратами.

Программная часть функции управления состоит из различных алгоритмов, количество и сложность которых в значительной степени зависят от структуры энергетического объекта и категории его потребителей.



Виртуальные свойства программной части определяют высокую динамику ее развития. При совершенствовании программируемого электронного устройства его программа, как правило, значительно или даже полностью изменяется [2]. Это создает большие трудности при составлении требований к программной части функции управления. С одной стороны эти требования должны быть общими, а с другой стороны – применимы для электрических объектов различных по структуре и параметрам. При реализации функций управления наметились некоторые тенденции в решении технических задач, позволяющие сделать ряд предложений по разработке аппаратной части.

Прежде всего, рассмотрим аппаратную часть, предназначенную для реализации функции управления (Рис.1). Микроконтроллер МК и модуль управления МУ соединены двумя шинами. По шине Ш1 в модуль управления передаются коды номеров выключателей, видов операций управления и тестирования. По шине Ш2 в микроконтроллер поступают результаты тестирования модуля управления и блока реле БР. Шина Ш3 предназначена для передачи сигналов срабатывания или выполнения тестирования конкретного реле в БР. Результаты тестирования блока реле БР поступают в МУ по шине Ш4. По проводам шины Ш5 замыкаются цепи управления приводами выключателей. Шина Ш5 отличается от других тем, что она разветвляется между исполнительными механизмами. Контроль выполнения операции управления осуществляется с помощью модуля сигнализации, который на рис.1 не изображен.

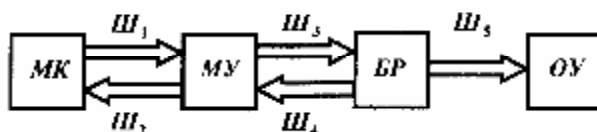


Рис.1 Блок-схема комплексного устройства управления выключателями.

При разработке принципиальной схемы аппаратной части возникает необходимость решения некоторых технических задач. Наиболее важными из них являются:

- а) обеспечение помехоустойчивости модуля управления;
- б) предотвращение неверной работы МУ при плавном снижении напряжения источника питания;
- в) уменьшение количества соединительных проводов между МУ и БР;
- г) запрет ложного срабатывания реле в блоке БР;
- д) гальваническая развязка электрических цепей между МУ и БР;
- е) снятие оперативного питания с реле в БР;
- ж) тестирование для своевременного выявления неисправностей в МУ и БР.

В этой работе изложены некоторые предложения по решению перечисленных технических задач, которые были сформированы в ходе разработки микропроцессорных систем управления энергетическими объектами.

Проблема помехоустойчивости в энергетике появилась при внедрении электронных устройств. В связи с постоянным снижением порога чувствительности новых электронных устройств не удастся решить эту проблему окончательно. Внедрение микропроцессоров в устройства управления и защиты породило термин «Электромагнитная совместимость». Слова другие, а смысл тот же - обеспечение помехоустойчивости.

Все электронные устройства, используемые в управлении, можно разделить на две группы. В первой группе будут устройства, которые содержат элементы с двумя устойчивыми состояниями (триггеры), а во второй группе - устройства без триггеров. В последних обеспечение помехоустойчивости значительно проще. Поэтому целесообразно в программной части распределить функции между микропроцессором и модулем управления таким образом, чтобы модуль управления можно было выполнить, используя только жесткую логику. Такое распределение функций дает очевидную выгоду. Сложные проблемы помехоустойчивости МК пришлось бы все равно решать [3]. А трудности обеспечения помехоустойчивости МУ сведены к минимуму. Что касается влияния помех, то можно сказать, что в схемах с жесткой логикой после прохождения кратковременной помехи вся информация самостоятельно восстанавливается. Отстройка по времени позволяет скомпенсировать этот недостаток [4].

Казалось бы, жесткая логика обеспечивает надежную помехоустойчивость. Однако, это не так. Можно представить такой режим, когда по какой-то причине происходит плавное снижение напряжения питания. В этом случае невозможно гарантировать состояние логических элементов и можно предположить, что на выходе МУ появятся сигналы, способные вызвать ложную работу реле в блоке БР. Вероятность такого режима мала, но он возможен.

Очевидно, что необходимо контролировать уровень напряжения источника питания и при снижении его до значения, при котором возможна неверная работа логических элементов, осуществлять блокировку передачи сигналов по шине Ш3. Составление принципиальной схемы такого устройства не вызывает затруднений. Единственно, что важно обеспечить, это сохранение блокировки при глубоком снижении напряжения питания.

Вторичные цепи энергетических объектов очень сложные. На их выполнение затрачивается много цветного металла. Но в энергетике не принято оптимизировать вторичные цепи с целью уменьшения количества соединительных проводов. Каждый аппарат, прибор или другое устройство имеют индивидуальное подключение независимо от его роли в обеспечении нормальной работы системы электроснабжения. Хотя существуют различные схемные решения, позволяющие уменьшить количество соединительных проводов. Простейшим является применение полупроводниковых диодов для организации нескольких каналов связи по одному проводу. Однако, это вопрос отдаленной перспективы. Хотя не надо забывать, что мы очень много запрятали цветного металла в кабельные каналы и различные шкафы.

В электронике при разработке микросхемы с повышенной интеграцией возникла аналогичная проблема, связанная с необходимостью уменьшения количества выводов и она была успешно решена. Что касается модуля управления, то он может быть реализован в виде заказной интегральной микросхемы или программируемой логической матрицы. Простейшие модели МУ можно изготовить на базе постоянных запоминающих устройств. При любом варианте выполнение модуля МУ будет ограниченное количество выводов. Неизбежно придется решать вопрос уменьшения количества соединительных проводов в шине ШЗ между МУ и БР.

Реле блока БР могут быть подключены к модулю МУ одним из способов: классическим, матричным, адресным или счетным. Последний способ предполагает наличие триггеров или аналогичных устройств в блоке БР, что противоречит выбору применить только жесткую логику, и здесь рассматриваться не будут. При классическом способе используется один общий провод для всех реле и индивидуальные провода для каждого реле. В этом случае количество соединительных проводов

$$N = n + 1, \quad (1)$$

где  $n$  - количество реле в блоке БР.

Матричный метод подключения реле к модулю МУ позволяет уменьшить количество соединительных проводов до:

$$N = 2\sqrt{n}, \quad (2)$$

При адресном способе подключения необходимо передавать адрес управляемого реле. Таким образом, необходимое количество проводов равно числу разрядов адреса в двоичной системе счисления с добавлением общего провода.

$$N = \frac{\ln n}{\ln 2} + 1 \quad (3)$$

Сравним классический, матричный и адресный способы при количестве реле  $n = 64$ . Тогда в первой случае необходимо 65 соединительных проводов, во втором - 16, а в третьем - всего 7 проводов. Эффективность матричного и адресного методов подключения очевидна.

В матричной схеме вертикальные и горизонтальные линии коммутируются транзисторами. При выполнении операции управления всегда должна открываться одна пара транзисторов. Один транзистор подает высокий потенциал на вертикальную линию, а второй - замыкает горизонтальную линию на нулевой потенциал. Для развязки между обмотки реле используются полупроводниковые диоды.

Казалось бы, имеется хорошее техническое решение, можно на этом и остановиться. Но решение одной проблемы рождает другую проблему. Можно представить такой случай, когда один из указанных выше транзисторов пробивается. Тогда при выполнении операции управления вместо одного реле срабатывают два. И это в энергетике, где такое не допустимо. Что же, отказываться от матричного метода подключения? Ведь любое схемное решение, позволяющее контролировать исправность транзисторов будет наверняка отвергнуто. Если пойти на крайнюю меру, а именно, согласиться запретить срабатывание всех реле, при поврежденном транзисторе, то можно найти очень надежное решение этой проблемы. Оно заключается в следующем. Питание блока БР осуществляют через стабилизатор тока, который ограничивает ток практически почти до уровня тока срабатывания реле. Если будет пробит транзистор, то этот ток поделится между параллельными реле и они оба не срабатывают. Это решение заслуживает внимания и может быть использовано на практике.

Устойчивая работа микропроцессорных устройств возможна только при полной гальванической развязке с внешними электрическими цепями. Других вариантов просто не существует. В нашем случае можно предположить, что гальваническая развязка с внешними цепями происходит в блоке БР и нет необходимости принимать какие-то специальные меры. Однако, на практике получается, что блок БР располагается от модуля МУ на расстоянии двух и более метров. Эти провода между МК и БР играют роль антенны и устойчивая работа МК может нарушаться, особенно при выполнении операции управления. Поэтому экономить на оптоэлектронных развязках не получится и их надо устанавливать в модуле МУ в местах подключения шин ШЗ и Ш4. Кстати, прекрасно себя зарекомендовали на практике отечественные оптопары АОТ 110 [5]. У них высокий коэффициент передачи. Правда, допустимое напряжение между входом и выходом всего 100 В, но этого достаточно, так как имеется еще одна гальваническая развязка в блоке БР.

Таким образом, включение стабилизатора тока в цепь питания дало положительный результат. Но это не все. Если сделать стабилизатор тока управляемым, т.е. закрывать и открывать его командами от модуля МК, то получаем возможность снимать оперативное питание с блока БР и подавать его только на время выполнения операции. Могут быть возражения от специалистов, которые скажут, что было много аварий с серьезными по-

следствиями из-за потери оперативного питания, и уж лучше это питание не трогать. Конечно, трудно возражать при таких аргументах, но необходимо помнить, что лишнее срабатывание реле в схемах управления тоже может сопровождаться не менее серьезными последствиями. Поэтому лучше не отвергать применение стабилизаторов тока, а рассматривать возможность резервирования оперативного питания. Тем более, что применение управляемого стабилизатора открывает дополнительные возможности в вопросе обеспечения своевременного выполнения операций управления, о чем будет сказано ниже.

Схемы управления отличаются от схем сигнализации и измерения, тем, что они большую часть времени бездействуют. Появившаяся неисправность выявляется в момент попытки выполнить необходимую операцию управления. Это является серьезным недостатком. Поэтому необходимо проводить периодическое тестирование как модуля управления, так и блока реле.

Модуль МУ является логическим устройством и его тестирование не представляет большой трудности. В настоящее время разработано много методов тестирования логических устройств, поэтому не будем их здесь рассматривать.

А вот тестирование блока БР представляет определенный интерес. Выполнить полное тестирование блока БР, т.е. проверить факт срабатывания электромеханических реле нецелесообразно. Достаточно убедиться в поочередном появлении тока в обмотках реле. Чтобы реле при тестировании не срабатывали, необходимо ток в них ограничить до уровня менее тока срабатывания. Это возможно сделать, используя управляемый стабилизатор тока, о котором была речь выше. Таким образом, стабилизатор тока должен работать в трех режимах: закрыт, ток менее тока срабатывания при тестировании и ток достаточный для срабатывания только одного реле. при операции управления

Изложенные рекомендации были использованы для разработки системы управления выключателями электрических подстанций распределительной сети. Опыт эксплуатации этой системы более 5-ти лет положительный.

#### Литература

1. Применение вычислительных методов в энергетике. Энергетика за рубежом / Под ред. Веникова В.А., Архипцева Ю.Ф. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Михайлов В.В., Кириевский Е.В., Ульяницкий Е.М. и др. Микропроцессорные гибкие системы релейной защиты. - М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Ульрих В.А. Микроконтроллеры PIC16C7X. - СПб.: Наука и техника, 2000.
4. Шевкопляс Б.В. Микропроцессорные структуры. Инженерные решения. - М.: Радио и связь, 1990.
5. Иванов В.И., Аксенов А.И. и Юшин А.М. Полупроводниковые оптоэлектронные приборы. - М.: Энергоатомиздат, 1984.

## ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА СБОРНЫХ ШИН С ИЗМЕНЯЕМЫМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЦЕПИ

**В.А. Шелест, Карачаево-Черкесский государственный технологический институт.**

Многие устройства защиты шин, находящиеся в эксплуатации, физически и морально устарели. Необходима их модернизация или замена другими защитами, построенными на более эффективных принципах.

Все известные дифференциальные защиты шин (ДЗШ) можно разделить на две группы:

- а) использующие информацию дифференциальной цепи и всех плеч защиты;
- б) использующие информацию только дифференциальной цепи.

Первая группа защит отличается значительной сложностью, обусловленной необходимостью преобразования и сбора информации от всех плеч защиты, поэтому в этой работе не рассматривается.

Возможности совершенствования второй группы ДЗШ еще не исчерпаны полностью. Большинство известных способов улучшения таких защит направлены, прежде всего, на более полное использование информации, содержащейся в форме дифференциального тока [1]. Особый интерес представляет использование особенностей режимов работы трансформаторов тока (ТТ) по отношению к дифференциальной цепи.

На рис.1 показаны упрощенные схемы замещения ДЗШ при внешнем и внутреннем повреждении. Сделано предположение, что при внешнем коротком замыкании (к.з) ТТ питающих присоединений не насыщаются, поэтому на рис.1,а они не показаны. В этом случае дифференциальная цепь, состоящая из дополнительного сопротивления  $Z_0$  и реле  $P$ , оказывается последовательно включенной с ветвью намагничивания ТТ поврежденного присоединения. Ток намагничивания ТТ  $i_0$  равен току небаланса дифференциальной цепи  $i_\Delta$ .

Сопротивление  $Z_2$  является сопротивлением плеча ДЗШ со стороны поврежденного присоединения. Ток поврежденного присоединения равен сумме токов питающих присоединений, поэтому возможно глубокое насыщение магнитопровода, особенно при переходном процессе с апериодической составляющей. Источник тока  $I$  вместе с сопротивлением  $Z_2$  можно рассматривать как источник напряжения. В этом случае ток небаланса в дифференциальной цепи  $i_\Delta$  будет значительно зависит от величины дополнительного сопротивления  $Z_0$ .

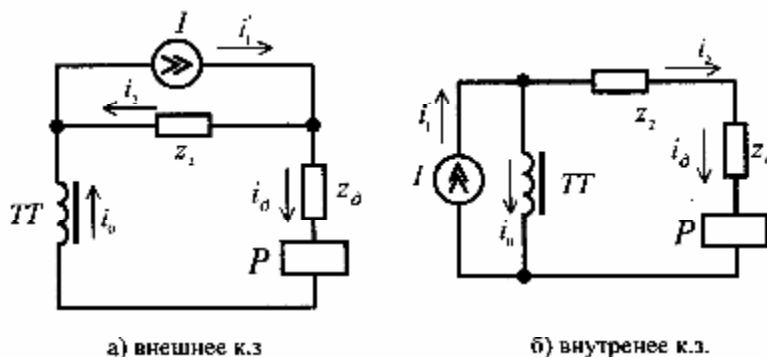


Рис. 1. Упрощенные схемы замещения ДЗШ.

При внутреннем к.з. (рис.1,б) все ТТ питающих присоединений можно представить эквивалентным трансформатором тока, у которого сечение магнитопровода  $S = \sum_1^n S_i$ , ( $n$  - количество питающих присоединений), эквивалентное сопротивление плеч  $Z_{2\sigma}$  и первичный ток, равный току к.з. Так как сечение магнитопровода значительно увеличивается, а сопротивление плеча уменьшается, то насыщение будет незначительно или может отсутствовать. Поэтому источник тока  $I$  по отношению к дифференциальной цепи можно рассматривать по-прежнему как источник тока. Ток в дифференциальной цепи до насыщения ТТ практически не будет зависеть от дополнительного сопротивления  $Z_0$ .

Эти два разных режима работы ТТ по отношению к дифференциальной цепи были использованы для различных вариантов совершенствования ДЗШ. Среди них следует выделить включение в дифференциальную цепь активного стабилизирующего сопротивления [2] и насыщающегося дросселя [1]. Продолжением совершенствования ДЗШ в этом направлении было использование коммутируемого дифференциального реле [3], в котором применен тиристорный ключ. При внешнем повреждении тиристоры остаются закрытыми и ток в реле равен нулю. При внутреннем к.з. напряжение на разомкнутой дифференциальной цепи возрастает до такого уровня, что тиристоры открываются и реле срабатывает.

Основным недостатком коммутируемого дифференциального реле является высокий уровень напряжения при внутреннем повреждении, который может повредить изоляцию обмоток ТТ.

В работе [4] принято решение шунтировать дополнительное сопротивление в момент прохождения максимума дифференциального тока.

Для проверки влияния этого шунтирования использовалось компьютерное моделирование. Известны программы имитаторы, позволяющие выполнить виртуальное аналоговое моделирование Matlab Simulink, Dynato, MBTU и др. В данной работе был использован программный комплекс MBTU.

Известно, что для моделирования тока к.з. используется уравнение

$$i_1 = \frac{1}{L} \int (u - ri_1) dt + i_{1(0)} \quad (1)$$

где  $L$  и  $r$  - эквивалентные индуктивность и сопротивление первичной цепи;  $u = U_m \sin(\omega t + a)$  - эквивалентное напряжение системы с частотой  $\omega$  и начальной фазой  $a$  в момент возникновения к.з.;

$i_{1(0)}$  - мгновенное значение тока нагрузки перед возникновением к.з.

Виртуальная аналоговая модель переходного процесса при к.з. приведена на рис.2. Используются блоки sin, сумматор и интегратор. Блок sin является источником мгновенного напряжения  $u$ , в котором задаются  $U_m$ ,  $\omega$  и  $a$ . Сумматор реализует выражение в скобках  $(u - ri_1)$ . Соответственно на входах установлены коэффициенты 1 и  $-r$ . В интеграторе заданы входной коэффициент  $1/L$  и начальное значение тока  $i_{1(0)}$ . Модуль  $kx$  используется для приведения тока  $i_1$  ко вторичной обмотке ТТ.

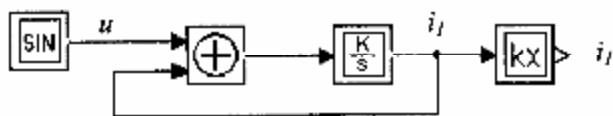


Рис. 2. Модель переходного процесса тока к.з.

Для моделирования переходного процесса в ДЗШ при внешнем к.з. согласно схеме на рис.1,а используем систему уравнений:

$$\begin{cases} Y = \int (L_2 \frac{di_2}{dt} + r_2 i_2 - r_\partial i_0) dt + Y_r \\ i_0 = f(Y) \\ i_2 = i_1' - i_0 \\ r_\partial = \begin{cases} r_\partial & \text{при } t \leq t_k \\ 0 & \text{при } t > t_k \end{cases} \end{cases} \quad (2)$$

где  $Y$  - потокосцепление ТТ;

$L_2$  и  $r_2$  - индуктивность и активное сопротивление вторичной цепи ТТ;

$t_k$  - момент шунтирования  $r_\partial$ .

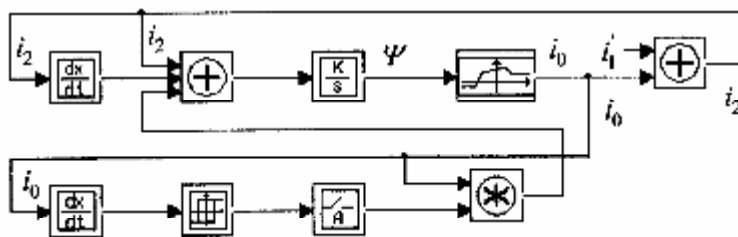


Рис. 3. Модель ДЗШ при внешнем к.з.

Решение этой системы уравнения выполнялось с помощью модели (рис.3), в которой использованы модуль дифференцирования, сумматор с тремя входами (входные коэффициенты  $L_2$ ,  $r_2$  и  $-r_\partial$ ), интегратор (входной коэффициент 1, начальное значение  $Y_r$ ), модуль нелинейной функции  $i_0 = f(Y)$ , сумматор с двумя входами (коэффициенты 1 и -1). Для коммутации в максимум дифференциального тока использовались второй модуль дифференцирования, пороговый модуль, ключ и модуль произведения.

Моделирование осуществлялось для ДЗШ с ТТ типа ТФНД-110М-600/5 (количество витков обмоток  $w_1=2$  и  $w_2=239$ ; магнитопровод с сечением  $19,1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$  и средней силовой линией  $l=0,9$  м; сопротивления вторичной обмотки  $r_{обм} = 0,41 \text{ Ом}$  и  $X_{обм} = 0,25 \text{ Ом}$ ).

С учетом параметров ТТ и кривой намагничивания стали Э310 составлена нелинейная зависимость  $i_0 = f(\Psi)$  (табл.1). Диапазон возможного изменения потокосцепления выбран таким, чтобы можно было моделировать глубокое насыщение магнитопровода при 25-кратном токе к.з.

Таблица 1

Зависимость тока намагничивания от потокосцепления

$\Psi, \text{Вб}$	0	0,593	0,696	0,742	0,765	0,791	0,813	0,84
$i_0, \text{А}$	0	0	1,88	3,77	5,66	7,54	9,42	18,85
$\Psi, \text{Вб}$	0,879	0,9	0,908	0,918	0,936	0,959	0,972	0,986
$i_0, \text{А}$	37,7	56,6	75,4	94,3	150,8	226,2	301,6	377

Сопротивление плеча ДЗШ поврежденного присоединения при кратности  $m=25$  согласно[5] принято 1 Ом. Дополнительное сопротивление в дифференциальной цепи  $r_\partial = 1 \text{ Ом}$ .

На рис.4 приведены результаты моделирования переходных процессов и кратностях тока внешнего к.з. 25 и 3. Осциллограммы показывают наличие значительного всплеска тока небаланса, после шунтирования сопротивления  $r_\partial$

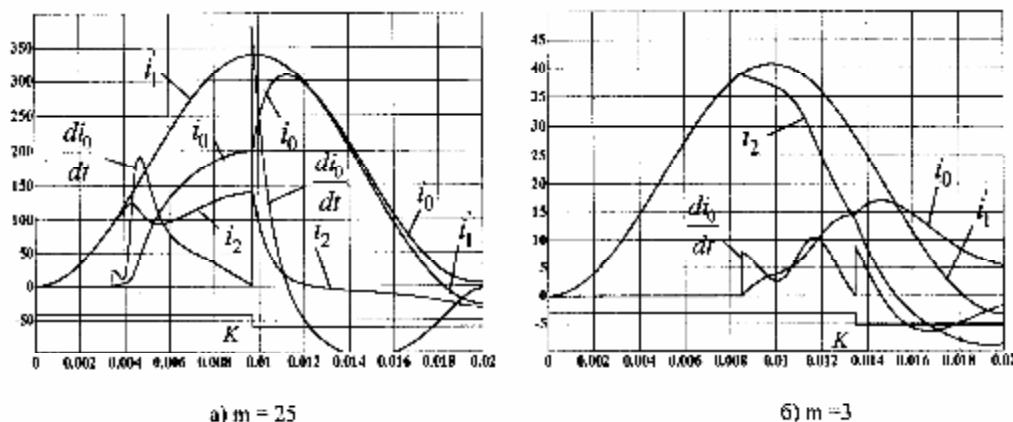


Рис. 4. Переходные процессы при внешнем к.з. и шунтировании  $r_\partial$  в максимум дифференциального тока

В ходе моделирования для улучшения качества производной  $\frac{di_0}{dt}$  модуль нелинейной функции был заменен модулем полинома. Были вычислены коэффициенты полинома для нелинейной части характеристики:  $a_0=0$ ;  $a_1=-68,122$ ;  $a_2=863,39$ ;  $a_3=5728,76$ ;  $a_4=-2987,226$  и  $a_5=177827,86$ . Дополнительно использовались модули  $\text{sign}$ , с зоной нечувствительности и умножения.

При внутреннем к.з. в наиболее тяжелом режиме может оказаться ТТ шинсоединительного выключателя. Ток в нем будет около 0,5 тока к.з. Ниже было сделано допущение, что весь ток к.з. проходит через этот ТТ.

Для моделирования переходного процесса при внутреннем к.з. систему (2) изменили:

$$\begin{cases} \frac{dY}{dt} = L_2 \frac{di_2}{dt} + i_2(r_2 + r_\partial) \\ i_0 = f(Y) \\ i_2 = i_1' - i_0 \\ r_\partial = \begin{cases} r_\partial & \text{при } t \leq t_k \\ 0 & \text{при } t > t_k \end{cases} \end{cases} \quad (3)$$

В модель (рис.3) были внесены соответствующие изменения. В модуль умножения вместо тока небаланса подается вторичный ток (рис.5), а в сумматор изменен знак третьего входного коэффициента.

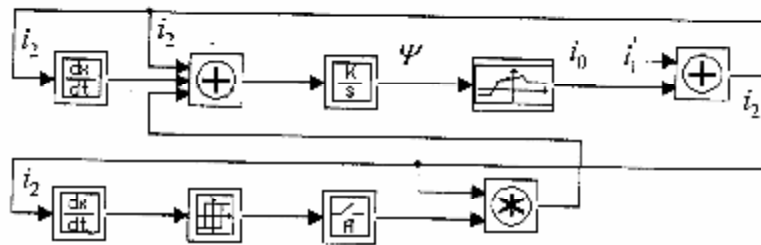


Рис. 5 Модель ДЗ111 при внутреннем к.з.

На рис.6 приведены результаты моделирования, подтверждающие отсутствие увеличения тока в дифференциальной цепи при шунтировании  $r_0$ .

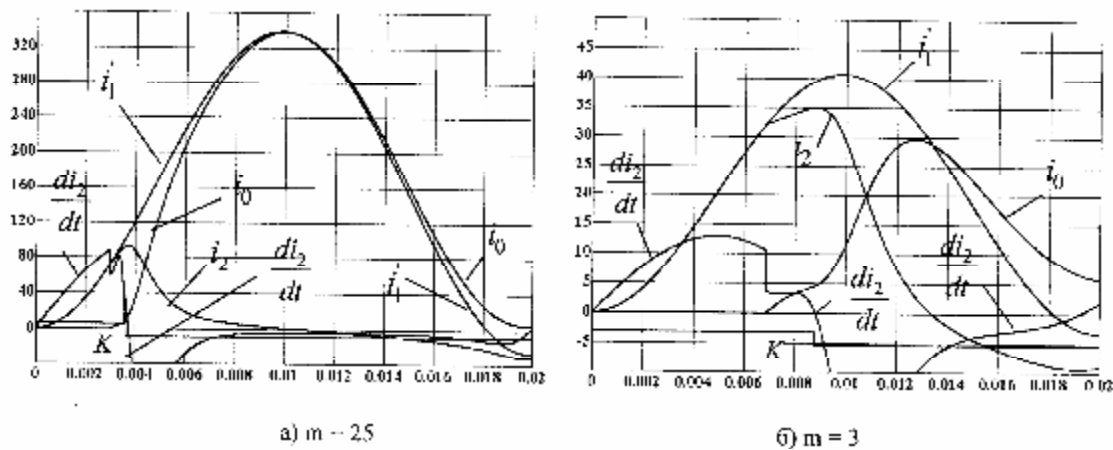


Рис. 6. Переходные процессы при внутреннем к.з. и шунтировании  $r_0$  в максимум дифференциального тока

Быстрое увеличение тока небаланса при шунтировании  $r_0$  объясняется тем, что максимум тока небаланса соответствует режиму глубокого насыщения ТТ, когда дифференциальное сопротивление ветви намагничивания мало.

При внутреннем повреждении в максимум вторичного тока ТТ находится в начале насыщения, дифференциальное сопротивление ветви намагничивания значительно больше, поэтому шунтирование дополнительного сопротивления не вызывает увеличение дифференциального тока. Происходит незначительное замедление уменьшению вторичного тока.

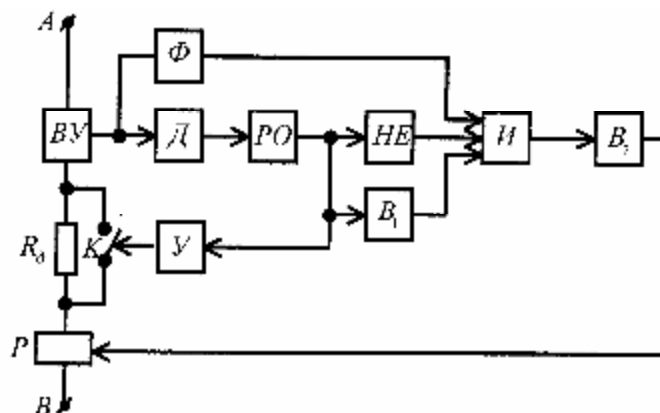


Рис. 7. Блок-схема блокировки дифференциального реле с шунтированием  $r_0$  в максимум дифференциального тока

В заключении следует отметить что, шунтирование сопротивления в максимум дифференциального тока позволяет получить надежный признак внешнего к.з., что можно использовать при совершенствовании существующих ДЗШ.

На рис.7 показана блок-схема блокирования ДЗШ [4] выявляющая и фиксирующая факт увеличения тока небаланса после шунтирования дополнительного сопротивления. Здесь ВУ - входное устройство, Ф- формирователь прямоугольных импульсов, Д- дифференциальное звено, РО- реагирующий орган, НЕ и И – логические элементы, В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> –элементы времени, У- усилитель ,К -полупроводниковый (тиристорный ключ), r<sub>0</sub>- дополнительное сопротивление и Р - реле.

Устройство ВУ выполняет пропорциональное преобразование тока в напряжение, которое дифференцируется звеном Д и используется для формирования положительных прямоугольных импульсов элементом Ф. Элемент РО реагирует на отрицательное значение производной напряжения. Элемент В<sub>1</sub> запоминает срабатывание РО. Усилитель У воздействует на ключ К, который шунтирует дополнительное сопротивление r<sub>0</sub>.

Работа устройства показана на рис.8 . При внешнем повреждении (рис.8а) замыкание ключа К вызывает всплеск тока небаланса. Производная напряжения становится положительной, РО возвращается в исходное состояние и на выходе элемента И формируется логический сигнал «1». Элемент времени В<sub>2</sub> запоминает этот сигнал и блокирует работу реле Р.

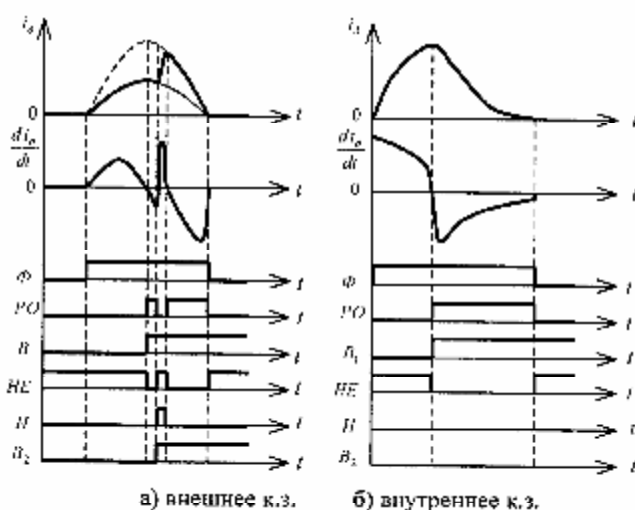


Рис. 8. Временные диаграммы работы блокировки дифференциального реле

При внутреннем к.з. шунтирование r<sub>0</sub> не вызывает всплеск тока в дифференциальной цепи, производная напряжения не меняет свой знак, РО не возвращается в исходное состояние на выходе элемента И сохраняется логический «0». Т.о блокировка не срабатывает при внутреннем к.з. и чувствительность ДЗШ остается без изменения.

Применение шунтирования в максимум дифференциального тока позволяет существенно уменьшить сопротивление r<sub>0</sub>. Это снижает нагрузку и напряжение вторичной обмотки ТТ.

С целью облегчения пояснения принципа блокировки на рис.7 показана упрощенная блок-схема. В действительности блокировка, работающая при обеих полярностях тока, выполнена на микроконтроллере.

#### Литература.

- 1.Шелест В.А. Сравнение принципов выполнения дифференциальных реле, использующих информацию только дифференциальной цепи защиты сборных шин.Изв.Вуз «Электромеханика»,1975г, №7.
- 2.Энергетика за рубежом. Релейная защита, вып 1, 1959г.
- 3.Дроздов А.Д., Подгорный Э.В., Шелест В.А. и Богдан А.В. Коммутируемое дифференциальное реле для защиты шин. Известие ВУЗ «Электромеханика», 1973г, №10.
- 4.Авторское свидетельство № 658647 МКИ Н02н3/28. Устройство для дифференциальной защиты сборных шин/ Шелест В.А.,Галкин А.И. и Цыгулев Н.И. Опубл. в Б.И. 1979, №15 (приоритет от 28.03.77).
5. Электротехнический справочник/ под общей редакцией профессоров МЭИ.-М.: Энергия, 1974г.



## ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМ СБОРА ИНФОРМАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ В ПРОЕКТАХ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ОАО "УРАЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"

Т.М. Лангборт, В.А. Липаткин, В.А. Смирнов, ОАО "Уралэнергосетьпроект"

На протяжении всего времени своего существования, уже 40 лет, в ОАО "Уралэнергосетьпроект" выполняются работы по проектированию всех средств оперативно-технологического управления (ОТУ) для уровней ОДУ, АО-энерго, ПЭС, РЭС, и ПС. Наличие современных программно – технических средств позволяет строить системы ОТУ на основе автоматизированных систем (АСУТП), обладающих свойствами и характеристиками, недостижимыми еще несколько лет назад. Необходимость проектирования комплексных по горизонтали и по вертикали систем ОТУ от уровня ПС до уровня ОДУ на современной программно – технической базе потребовала параллельно с выполнением проектирования конкретных объектов проведения определенной работы по формированию современного представления об АСУТП электросетевых объектов и определению требований к системе в целом и к отдельным ее компонентам. Ниже приводятся некоторые положения, используемые в АО "Уралэнергосетьпроект" при проектировании систем ОТУ.

### *Состав и назначение подсистем АСУТП*

Базовый технологический процесс, электросетевого предприятия заключается в передаче электроэнергии от источников до потребителей и состоит из отдельных технологических процессов меньших масштабов и соответствующих им основных процессов управления:

- оперативного наблюдения и управления нормальными и утяжеленными режимами в реальном времени;
- ретроспективного анализа аварийных процессов и работы автоматических устройств;
- управления процессом эксплуатации оборудования;
- учета электрической энергии, регламентированного нормативными и распорядительными документами.

В соответствии со своим назначением комплекс АСУТП должен обеспечить автоматизацию всех перечисленных выше процессов управления. С этой целью в составе единой всеобъемлющей АСУТП должно быть предусмотрено создание отдельных подсистем, каждая из которых предназначена для автоматизации одного из перечисленных процессов управления.

Все процессы управления находятся в непрерывном взаимодействии. Следовательно, при внедрении отдельных автоматизированных подсистем управления также должно быть обеспечено их взаимодействие, причем каждая из подсистем должна быть организована адекватно объектам и задачам управления. Необходимо также, чтобы комплекс АСУТП на объекте имел в своем составе гибкие средства для организации взаимодействия с системами управления на уровне ПС, РЭС, ПЭС, АО-энерго и ОДУ. Взаимодействие отдельных подсистем как в составе АСУТП энергообъекта, так и взаимодействие АСУТП энергообъекта с системами верхнего уровня должно быть организовано по определенным стандартам взаимодействия открытых систем (ВОС).

Функционально АСУТП энергообъекта должна состоять из следующих подсистем, взаимодействующих по стандартам ВОС:

- оперативно – информационный управляющий комплекс (ОИУК). Базовой функцией ОИУК является оперативное наблюдение и управление нормальными и утяжеленными режимами в реальном времени;
- система сбора и передачи информации (ССПИ);
- автоматизированная система производственно- технического управления (АСПТУ). Базовой функцией АСПТУ является управление процессом эксплуатации оборудования посредством поддержки актуальной информации о состоянии оборудования и "истории" его эксплуатации;
- автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Базовой функцией АСКУЭ является учет электрической энергии, регламентированный "Правилами учета электрической энергии" и "Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" (РД 34.09.101-94);
- базовая подсистема АСУТП. Основной функцией базовой подсистемы АСУТП является координация и синхронизация отдельных подсистем в составе АСУТП и обеспечение обмена данными с внешними системами (преобразование данных).

Все подсистемы в составе АСУТП объекта должны иметь в своем составе:

- программные комплексы прикладных технологических задач, решаемых в составе отдельных подсистем;
- общесистемные программные комплексы.

### *Иерархическая структура АСУТП*

Иерархическая структура как всей АСУТП, так и отдельных подсистем должна включать в себя два иерархических уровня:

- объектный уровень (система сбора информации);
- коммуникационный уровень.

На объектном уровне должен обеспечиваться сбор информации и управление, необходимые как для решения задач управления энергообъектом, так и задач управления на уровне ПС, РЭС, ПЭС, АО-энерго и ОДУ.

Программно-аппаратными средствами, создающими объектный уровень, являются различного вида контроллеры и электронные осциллографы, микропроцессорные защиты и счетчики, выполняющие преобразование аналоговых и дискретных сигналов, получаемых непосредственно с объекта управления, в цифровой код. С помощью контроллеров также выполняется передача команд телеуправления к исполнительным механизмам на объекте.

На коммуникационном уровне должно обеспечиваться выполнение требований к составу и качественным характеристикам информации, предъявляемых информационными моделями как отдельных подсистем в составе АСУТП, так и внешних систем, связанных с объектом и АСУТП объекта. Средства связи иерархических уровней и отдельных задач согласно ГОСТ Р 870-6-1-98 должны поддерживать взаимодействие по эталонной модели ВОС.

Программно-аппаратными средствами, создающими коммуникационный уровень, является базовая подсистема АСУТП, в состав которой должны функционально быть включены:

- сервер базы данных технологического процесса, меняющегося в режиме реального времени;
- сервер связи с устройствами процесса – системой сбора информации и управления (ССИиУ) на ПС, устройствами РЗ, устройствами телемеханики;
- программное обеспечение системного интегратора, обеспечивающее объединение отдельных подсистем в составе АСУТП в единый комплекс.

На коммуникационном уровне должно обеспечиваться решение следующих задач:

- получение в цифровом коде данных от устройств объектного уровня с программируемой частотой опроса;
- хранение информации с метками времени измерения либо в форме временных срезов (база данных реального времени);
- первичная обработка информации, включая фильтрацию, получение суммарных значений измерений, получение признаков достоверности, обработку событий и ТС;
- поддержка согласованных форматов представления всех типов данных, вовлеченных в АСУТП, а также универсальных форматов, например графических;
- синхронизация таймеров контроллеров, расположенных на объекте;
- обеспечение объектного ОИУК телеметрией;
- обеспечение необходимой телеметрией систем, функционирующих на уровне ОДУ и АО-энерго;
- обеспечение сетевых услуг программам, находящимся на сервере одной из подсистем, или программам, работающим одновременно на серверах разных подсистем АСУТП;
- регистрация задач, ведение списка и обработка событий общесистемного значения;
- поддержки работы телемеханических каналов передачи данных по нескольким направлениям в соответствии с их протоколами и скоростями;
- обеспечения транспортных услуг с установлением соединения и без установления соединения по каналу общего пользования.

#### ***Требования к характеристикам взаимосвязей отдельных подсистем АСУТП и к характеристикам взаимосвязей АСУТП со смежными системами***

Отдельные подсистемы, входящие в АСУТП ПС, для решения своих задач используют:

- одни и те же первичные данные о технологическом процессе, получаемые от контроллеров системы сбора информации;
- вторичные данные, возникающие в процессе решения технологических задач в сопредельных подсистемах.

Таким образом, требования к взаимодействию сводятся к требованиям по обеспечению информационного обмена между отдельными подсистемами, который должен быть выполнен по стандартам ВОС.

Основные требования по обеспечению ВОС изложены в стандартах:

- ГОСТ Р МЭК 870-6-1-98 "Устройства и системы телемеханики. Часть 6. Протоколы телемеханики, совместимые со стандартами ИСО и Рекомендациями ИТУ-Т. Раздел 1. Среда пользователя и организация стандартов";

ГОСТ Р ИСО/МЭК 7498-1-99 "Информационная технология. Взаимосвязь открытых систем. Базовая эталонная модель. Часть 1. Базовая модель".

Каждая из подсистем в составе АСУТП должна создаваться как реальная открытая система. Для описания внешнего поведения взаимосвязанных реальных открытых систем каждая система должна быть представлена функционально эквивалентной ей абстрактной моделью.

Условием взаимодействия подсистем АСУТП между собой по стандартам ВОС является наличие стандартных решений для всех семи уровней базовой эталонной модели.

Первые четыре уровня, обеспечивающие транспортные услуги, стандартизованы и должны поддерживаться операционной системой.

Пятый – сеансовый уровень должен поддерживаться специализированным программным обеспечением.

Шестой – уровень представления должен иметь набор стандартных синтаксисов, достаточных для представления информации пользовательского уровня.

Основная проблема возникает на седьмом – пользовательском уровне, на котором требуется разработка форматов представления всех типов данных, вовлеченных в АСУТП объекта, а также универсальных форматов для представления графических изображений и файлового обмена.

Основой взаимодействия по модели ВОС на прикладном уровне является функция предоставления услуг "справочника".

В терминологии ГОСТ Р ИСО/МЭК 9594-1-98 (Информационная технология. Взаимосвязь открытых систем. Справочник. Часть 1. Общее описание принципов, моделей и услуг) Справочник - это совокупность открытых систем, которые совместно владеют логической базой данных, содержащей информацию относительно многих объектов.

В универсальную систему услуг "справочника" попадают все виды взаимодействия, обеспечивающие пространственное и временное группирование данных (в частности обслуживание SQL - запросов), кроме запросов оперативно-диспетчерского управления, для которых важна информация, полученная с заданными характеристиками времени.

В ОИУК функцию "справочника" необходимо дополнить средствами, обеспечивающими предоставление информации с гарантированными временными характеристиками.

Для формирования базы данных реального времени ОИУК должна быть использована технология ОРС-сервера или аналогичная ей, для которой характерно временное группирование в форме задания времени и способа ее получения.

В качестве физической среды, обеспечивающей средства передачи информации между отдельными подсистемами в составе АСУТП объекта, должны использоваться локальные вычислительные сети (ЛВС).

#### ***Система сбора и передачи информации (ССПИ)***

Возможности ОГУ в значительной степени предопределяются техническими показателями ССПИ. По функциональным признакам в структуре ССПИ можно выделить следующие подсистемы: систему сбора информации на объекте, систему транспорта информации, систему подготовки, хранения и представления информации непосредственно диспетчерскому персоналу и различным задачам, связанным с оперативным управлением.

Система сбора информации и управления (ССИУ) на объекте должна обеспечивать выполнение требований по предоставлению информации, предъявляемых всеми ее потребителями как на уровне самого объекта, так и на более высоких уровнях иерархии.

В работе электросетевых объектов выделяются нормальные, утяжеленные, аварийные и послеаварийные режимы.

Система сбора информации в режиме реального времени ориентирована на непрерывное наблюдение нормального и утяжеленного электрических режимов.

Информация, поступающая в режиме реального времени, используется системами реального времени (ЦПА, АРЧМ), отображается на диспетчерских щитах для целей визуального контроля и используется задачами ОИК, включая задачи "оценка состояния" и "советчик диспетчера".

Электрические параметры аварийных режимов (величины токов, напряжений, мощностей) и дискретные сигналы об аварийном отключении оборудования служат исходной информацией для запуска автоматических устройств РЗА и ПА. Сигналы о срабатывании автоматических устройств, в свою очередь, являются источником информации для работы автоматизированных устройств и оперативно-диспетчерских служб.

На основании данных осциллограмм, получаемых персоналом диспетчерских пунктов вне режима реального времени, выполняется ретроспективный анализ аварийных процессов.

Система сбора информации на объекте должна обеспечить получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности ЕЭС России (ФОРЭМ) и розничном рынке потребления.

Перечисленные выше характеристики электрических режимов и задач управления позволяют всю информацию, создаваемую и собираемую в процессе оперативного управления на объекте, разделить на две большие группы:

- оперативная информация непрерывного контроля текущего технологического процесса, поступающая в режиме реального времени;

- оперативно-технологическая информация, медленно изменяющаяся по отношению к текущему технологическому процессу, и информация для ретроспективного анализа динамических процессов, передачу которой можно выполнять вне режима реального времени.

К оперативной информации непрерывного контроля текущего технологического процесса относятся данные по изменению состояния оборудования и значений электрических параметров, о повреждениях и авариях, связанных с электротехническим оборудованием, об управляющих воздействиях.

К оперативно-технологической информации относятся периодические данные по учету электрической энергии, осциллограммы для ретроспективного анализа аварийного режима, графики нагрузок, оперативные инструкции, бланки переключений, схемы электрических соединений, таблицы заданных и гарантированных уровней напряжения на шинах электростанций и подстанций, графики отключения оборудования и линий, результаты проводимых контрольных замеров, сведения о всех авариях, отказах, несчастных случаях, нарушениях нормальных режимов работы оборудования, исходные данные для составления программ включения в работу нового оборудования, заявки на вывод в ремонт оборудования и так далее.

#### ***Нормативная база для устройств и систем телемеханики***

Нормативная база, определяющая требования к системе сбора и передачи информации, состоит из государственных стандартов, государственной распорядительной документации, отраслевой распорядительной документации и отраслевых нормативов.

К государственной распорядительной документации относится РД 34.48.511-96 "Руководящие указания по критериям оценки технического состояния аппаратуры телемеханики энергосистем с целью определения необходимости ее замены или реконструкции".

К отраслевым нормативам относятся, например, следующие документы: "Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах", "Руководящие указания по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем".

В документе "Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах" определяется состав и показатели качества для ССПИ на всех уровнях иерархии.

Задача назначения технических требований для ССПИ электроэнергетической системой из ряда предлагаемых ГОСТ 26.205-88 и частями стандартов МЭК 870 должна решаться на основе технических условий, которые в свою очередь определяются задачами, решаемыми в энергосистеме, особенностью структуры энергосистем и оборудования, используемого на объектах. Большое значение при выборе нормируемых стандартами показателей, таких как достоверность, готовность, ремонтпригодность, временные параметры, точность, имеют характеристики наблюдаемого процесса, для определения которых необходимо построение информационных моделей. Выбор показателей должен быть взаимоувязан, поскольку основные интегральные показатели системы телемеханики зависят от показателей отдельных компонент системы.

Реализация информационного обеспечения для управления по стандартам МЭК 870 позволит снять большинство существующих в настоящее время проблем, связанных с совместимостью аппаратуры и программного обеспечения, по совмещению информационных потоков в каналах связи, а также создаст условия для независимого развития программного обеспечения для АСДУ, оптимизации электрических режимов, развития и совершенствования транспортных услуг. Однако нельзя не отметить того факта, что те разделы МЭК 870-6, которые должны определить Функциональные Профили, до настоящего времени не опубликованы, следовательно, прямое их применение для решения технических вопросов при реконструкции системы ССПИ невозможно. Однако учет основных концепций МЭК 870-6 при выборе вариантов технических решений позволит сделать переход к интегрированной системе информационного обеспечения управления электроэнергетическими системами с меньшими организационными и материальными издержками.

#### ***Основные показатели системы сбора информации на объектах***

Во всех вариантах выполнения ССПИ на объекте должно обеспечиваться соблюдение следующих требований:

- возможности создания распределенной сети устройств сбора, обработки, телеуправления и передачи телеинформации в реальном масштабе времени;
- применимости к объектам различного уровня сложности;
- интеллектуальной обработки информации, передаваемой на следующий уровень иерархии;
- возможности применения для организации ОИУК в составе АСУТП объекта путем дооснащения средствами визуализации (АРМ дежурного);
- возможности дистанционного управления коммутационным оборудованием через АРМ дежурного и с диспетчерских пунктов с обязательной регистрацией полученной команды и процесса ее выполнения;
- возможности сбора и передачи ретроспективной информации (регистраторы дискретных и аналоговых сигналов);
- возможности передачи телеинформации на пункты управления не только по выделенным, но и по коммутируемым каналам связи (для передачи ретроспективной информации);
- возможности построения на объекте Оконечной системы в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК-807-6-1-98.

Предпочтительными являются варианты получения телеизмерений от интеллектуальных преобразователей. Наиболее выигрышной стороной интеллектуального преобразователя является возможность получения от одного преобразователя полного набора измерений, включая традиционные параметры, такие как действующие значения токов, напряжений и мощностей, а также дополнительно действующие значения токов и напряжений по каждой последовательности отдельно и коэффициенты гармонических слагающих. Эта особенность интеллектуального преобразователя особенно важна для АСУТП объектов.

### ***Критерии качества информации***

Отдельные подсистемы, входящие в состав ССПИ, предъявляют свои специфические требования по объему, качественным характеристикам, времени и надежности получения и передачи информации. Для выявления этих требований необходимо построение информационных моделей отдельных подсистем, входящих в состав ССПИ.

Определение информационной модели в смысле ГОСТ Р МЭК 870-6-1 означает распределение всей информации необходимой для решения задач управления на группы с однородными требованиями к качественным характеристикам получаемой информации.

Основными характеристиками, описывающими информационную модель конкретной подсистемы, являются:

- объемы передаваемых данных;
- полное время передачи данных;
- частота сканирования данных;
- величина квантования и диапазон измеряемых величин;
- достоверность передачи данных;
- коэффициент готовности.

На энергообъектах должна быть выполнена двухуровневая система сбора информации, состоящая из объектного и коммуникационного уровней, в которой возможности транспорта информации опционально отделены от системы сбора информации.

Необходимость создания двухуровневой системы сбора информации обусловлена тем, что каждый из потребителей информации на более высоких уровнях иерархии (АРЧМ, АСКУЭ, ОИК, оперативно диспетчерское управление) предъявляет свои специфические требования по надежности, достоверности, времени обновления и точности получаемой информации. На указанные характеристики значительное влияние оказывает способ организации системы транспорта информации с энергообъекта. Таким образом информация, получаемая от ССИиУ энергообъекта для ее последующего транспорта, должна быть предварительно обработана с целью доведения ее характеристик до соответствия требованиям, предъявляемых отдельными потребителями информации.

### ***Заключение***

Построение цельной системы оперативно-технологического управления, начиная с уровня ПС и заканчивая уровнем ОДУ требует решения задач по формированию архитектуры системы сбора информации, по организации междууровневого обмена информацией, по интеграции функционально различных систем управления объектом в единую АСУТП.

Выполнение этих задач возможно только на основе системы стандартов, которая должна быть единой для объектов электроэнергетики и, в частности, для электросетевых объектов.

Состав работ ОАО "Уралэнергосетьпроект", в которых нашли отражение принципы, изложенные в докладе/

- 1 Проект реконструкции и развития системы сбора и передачи оперативно-технологической информации в АСДУ и АСКУЭ ОЭС Урала. 2000 год.
- 2 Проект реконструкции и развития системы сбора и передачи оперативно-технологической информации в АСДУ и АСКУЭ ОЭС Сибири. 2001 год.
- 3 Техническое задание на создание АСУТП в составе реконструкции объектов 500 кВ МЭС Урала. 2001 год.
- 4 Автоматизированная система управления технологическими процессами Сургутских электрических сетей ОАО "Тюменьэнерго". Техническое задание на АСУТП. 1999 год.
- 5 Разработка технического задания на создание автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии и мощности. 1999 год.

## ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИХ ИЗМЕРЕНИЯ В ОЦИФРОВАННОЙ ФОРМЕ, ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ СБОРА ИНФОРМАЦИИ НА ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТАХ (ИЗ ОПЫТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНСТИТУТА ОАО "УРАЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ")

Верницкая И.В., Коротков Б.В., Липаткин В.А., ОАО "Уралэнергосетьпроект"

В проектах нового строительства и реконструкции электросетевых объектов, выполняемых ОАО "Уралэнергосетьпроект", в качестве устройств релейной защиты, приборов учета электрической энергии и средств регистрации переходных процессов в настоящее время, главным образом, выбираются устройства, основанные на цифровой обработке сигналов измерительных трансформаторов. Многие производители узко специализированных устройств, в которых используется цифровая обработка сигналов, таких как устройства релейной защиты, электронные осциллографы, электрические счетчики и др., обеспечивают возможность дополнительно к специализированным функциям, выполняемым устройствами, получать в цифровой форме основные параметры электрического режима, необходимые для диспетчерского управления. На рынке устройств телемеханики также появляются устройства, в которых текущие телеизмерения получают не по традиционной схеме, используя измерительные преобразователи с унифицированным выходным сигналом, а на основе цифровой обработки сигналов, поступающих непосредственно от измерительных трансформаторов.

Отмеченная тенденция к увеличению количества источников информации о параметрах электрического режима, с одной стороны, создает условия для многовариантных решений по организации системы сбора информации и управления на электросетевых объектах, а, с другой стороны, требует построения системы критериев оценки различных вариантов с учетом надежности, качества, эксплуатационного удобства, экономичности и других критериев.

На основе опыта проектировании систем сбора информации на электросетевых объектах ОАО "Уралэнергосетьпроект" предлагается ряд требований к микропроцессорным источникам информации о параметрах электрического режима.

В управлении режимами электрических систем используются различные параметры, включающие в себя величины, не зависящие от формы периодического сигнала. К ним относятся действующие значения токов и напряжений, мгновенное значение трехфазной мощности. А также векторные величины, определенные для каждой гармоники периодического сигнала отдельно, к которым относятся значения полной мощности и ее активной и реактивной составляющих, фазных углов и коэффициентов мощности и векторные значения симметричных составляющих токов и напряжений. Потребность в явном учете гармонических составляющих тем актуальней, чем значительнее превышение нормативных значений показателей качества электрической энергии. Организация непрерывного наблюдения за полным набором параметров отдельного присоединения с использованием аналоговых измерительных преобразователей экономически нецелесообразна.

Особенностью процедуры получения параметров режима на основе цифровой обработки сигналов измерительных трансформаторов является возможность:

- извлечения всей информации о параметрах электрического режима присоединения, включая определение коэффициентов гармонических составляющих, симметричных составляющих основной частоты, векторных величин, связанных с основной частотой, таких как полная мощность и ее компоненты и так далее;
- применения сложных процедур фильтрации сигналов, обеспечивающих адаптацию сигналов к различным задачам управления.

### 1 Функциональная структура получения измерений основных параметров электрического режима при цифровой обработке токов и напряжений измерительных трансформаторов

Рассматриваемая структура имеет абстрактный характер и необходима для введения основных определений, которые далее используются при формулировании функциональных требований.

#### *Функциональный блок А*

Блок А предназначен для получения цифровых промежуточных значений измеряемых параметров.

На вход блока **А** поступают непрерывные сигналы, пропорциональные токам измерительного трансформатора тока и напряжения измерительного трансформатора напряжения. Входные непрерывные сигналы преобразуются в цифровые последовательности. Частота дискретизации входных сигналов определяется, с одной стороны, возможностями применяемого аналого-цифрового преобразователя или сигнального процессора, а, с другой стороны, составом измерений и задачами, решаемыми в микропроцессорном устройстве. Например, при необходимости выявления гармонических слагающих порядка  $n$  частота  $F_e$  должна быть больше  $2 \cdot 50 \cdot n$ , а входные сигналы должны пройти до АЦП аналоговый фильтр низкой частоты (ФНЧ) с частотой среза, согласованной с  $F_e$ . Разрядность АЦП должна быть согласована с частотой  $F_e$  так, чтобы амплитуды высокочастотных слагающих сигнала были больше шума квантования.

В выходных регистрах блока **А** хранятся численные значения вспомогательных величин, необходимые для вычисления значений измеряемых величин; эти вспомогательные величины должны обновляться с частотой  $F_i$ , задаваемой внутренним таймером микропроцессорного устройства. Частота  $F_i$  должна быть меньше или равна частоте  $F_e$ .

#### Функциональный блок **Б**

Блок предназначен для получения численных значений измеряемых величин на основе обработки вспомогательных значений измеряемых величин, получаемых в блоке **А**. Состав измеряемых величин ограничивается возможностями блока **А** и прежде всего частотами и  $F_i$ , чем выше частота  $F_e$ , тем шире возможности блока **А**.

На выходе блока **Б** численные значения измеряемых величин должны иметь в фиксированные моменты времени метрологическое содержание, тождественное выходным значениям преобразователей с унифицированным выходом в форме непрерывного сигнала (смотри рис. 1). Фиксированные моменты времени должны быть кратны интервалу дискретизации  $T_i = \frac{1}{F_i}$ . В любом интервале времени  $[k \cdot T_i, (k + 1) \cdot T_i]$  значение выходной переменной остается неизменным. Частотные характеристики последовательностей численных значений на выходе блока **Б** в интервале частот от  $-F_i$  до  $F_i$  должны быть такими же, как у унифицированных не-

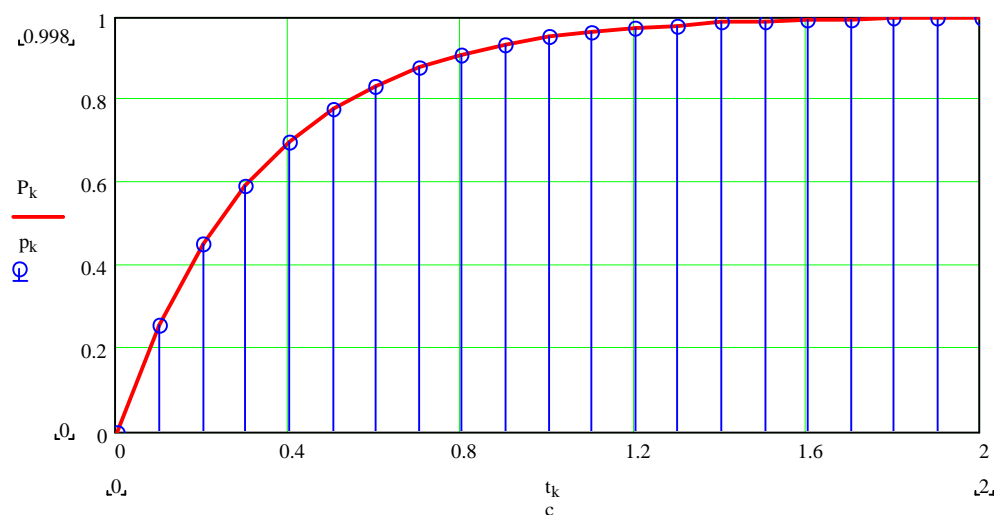


Рис. 1. Сопоставление измерительного преобразователя с унифицированным выходом с оцифрованными данными на выходе блока **Б**.

Сплошная линия – унифицированный выход измерительного преобразователя.

Точки – выход блока **Б** в моменты времени кратные шагу дискретизации -  $\frac{1}{F_i}$

прерывных сигналов, получаемых в одноименных измерительных преобразователях серии **Е**. Для обеспечения возможности восстановления непрерывного сигнала частота  $F_i$  должна удовлетворять условию теоремы Котельникова по отношению к старшей частоте сигнала измерительного преобразователя с унифицированным выходным сигналом  $F_{max}$ . В силу природы явлений, характеризующихся измеряемыми параметрами частота  $F_{max}$  может быть различной для отдельных групп параметров электрического режима.

Частота  $F_i$  должна быть достаточно высокой, чтобы скачкообразное изменение сигнала могло быть обнаружено с допустимой для измерения параметров нормального режима погрешностью во времени.

### Функциональный блок В

В блоке **В** должны выполняться группирование измеряемых параметров по частоте  $F_{max}$ , согласование частотных характеристик численных значений измеряемых величин с частотой опроса внешних источников и обработка скачкообразных изменений сигнала. Согласование частоты опроса с частотными характеристиками измеряемого сигнала при применении измерительных преобразователей с непрерывным унифицированным сигналом, как правило, не выполняется из-за схемотехнических сложностей построения аналогового фильтра с управляемой частотой среза. Однако значительное рассогласование старшей частоты в спектре сигнала с частотой опроса создает условия для перекрытия спектральных характеристик дискретного сигнала, исключающие возможность восстановления оригинального непрерывного сигнала по дискретным отсчетам. Для исключения перекрытия спектров необходимо спектр выходной последовательности блока **Б** ограничить частотой  $\frac{1}{2} \cdot F_s$ , где  $F_s$  – частота опроса (сканирования), которая при малых скоростях канала телемеханики может достигать значений менее 0,2 Гц.

Каждый из известных классов цифровых фильтров имеет свой набор положительных и отрицательных свойств, поэтому определение класса фильтра и его порядка должно либо выполняться каждый раз при проектировании конкретной системы сбора информации, либо стать компромиссным (оптимальным по совокупности критериев, заданных поставщиком).

При снижении частоты опроса менее 1 Гц появляется проблема правильной обработки скачкообразных изменений измеряемых параметров, связанных с существенными изменениями режима электрической сети (отключение одной из параллельных линий, сбросы нагрузки и др.), так как инерционность ФНЧ блока **В**, согласующего спектр сигнала с частотой опроса, не позволит диспетчеру своевременно увидеть существенные изменения в режиме сети. Выявление значимых скачкообразных изменений сигнала возможно с использованием фильтров типа медианного. Мерой значимости скачкообразного изменения может выступать апертура. При выявлении медианным фильтром скачка амплитуды сигнала выше заданной апертуры в блоке **В** должно происходить сбрасывание (инициализация) ФНЧ.

### Функциональный блок Г

Блок **Г** предназначен для выполнения интерфейсных функций. Блок **Г** в отсутствие блока **В** включается последовательно с блоком **Б**.

Блок **Г** должен обеспечивать выполнение следующих действий:

- выбор из полного множества измеряемых величин набора параметров, передаваемых на верхний уровень при регулярных опросах;
- формирование запроса с прямым указанием запрашиваемых величин из числа измеряемых;
- передача показаний внутреннего таймера микропроцессорного устройства для учета рассогласования с абсолютным временем;
- группирование сигналов по частоте  $F_{max}$ ;
- назначение частоты среза ФНЧ для отдельных групп сигналов в блоке **В**.

Вышеперечисленные интерфейсные функциональные возможности, обеспечиваемые блоком **Г**, должны быть доступны верхнему уровню системы сбора информации.

## 2 Метрологические характеристики измерений

Базовыми метрологическими характеристиками измерений являются основные и дополнительные погрешности в статическом и динамическом режиме измерения.

Спектральные свойства измеряемых сигналов имеют важное значение в обеспечении допустимых значений погрешности измерений как при измерении статического сигнала, так и при измерении изменяющегося во времени сигнала.

При определении статической погрешности старшие частоты в спектре сигнала, значимые для измеряемой величины, определяют внутреннюю частоту сканирования токов и напряжений измерительных трансформаторов. При вычислении значения мгновенной мощности количество учитываемых гармоник должно быть не меньше сорока, что соответствует стандарту качества электрической энергии, регламентирующему допустимые значения коэффициентов гармоник вплоть до сороковой. Следует, однако, принимать во внимание то, что в метрологическом смысле учет гармонических слагающих, кратных основной частоте, при измерениях в высоковольтных сетях затруднителен из-за того, что заводы-изготовители измерительных трансформаторов не приводят типовых амплитудно-частотных и фазо-частотных характеристик выпускаемых изделий.

Итоговая динамическая погрешность телеизмерений в пункте управления складывается из двух слагающих: первая обусловлена временем задержки передачи, а вторая – динамическими свойствами измерительного прибора или процедуры измерения.

Слагающая динамической погрешности, связанная с задержкой передачи, явно оценивается и может быть частично скомпенсирована в процедурах оценки состояния, если текущее телеизмерение (ТИТ) при измерении снабжается меткой времени, передаваемой в пункт управления.

Слагающая динамической погрешности, связанная с динамическими свойствами измерительного прибора или процедуры измерения, определяется исключительно инерционностью алгоритмов или схемотехнических решений, примененных в измерительном тракте. Для параметров электрического режима наряду с «гладкими» изменениями, имеющими ограниченный спектр, характерны скачкообразные изменения, временно зна-



чительно расширяющие спектральную характеристику измеряемой величины. Значимость частотных свойств процессов, слагающих нормальный режим, зависит от решаемых задач управления, в связи с этим требование к частоте сканирования сигнала зависит от задачи, которую обслуживают телеизмерения. Диапазон частот сканирования для задач управления нормальным электрическим режимом лежит в интервале от сотых долей Герца до 4 Гц. В терминах спектральных характеристик процессов различия выражаются в частотах среза цифровых ФНЧ в блоках **Б** и **В**, через которые должны пройти измеряемые сигналы.

Предложенная функциональная структура процедуры получения измерений позволяет гибко управлять динамическими погрешностями процесса измерений.

### 3 Область применения измерений

Микропроцессорные устройства должны измерять параметры нормальных электрических режимов для задач диспетчерского управления, централизованной и локальной противоаварийной автоматики, автоматического регулирования частоты и мощности, автоматического регулирования напряжения в сетях и для задач АСУТП объектов либо сетей, связанных с контролем ресурса оборудования и допустимости режимов по техническим характеристикам оборудования.

В диспетчерском управлении используются следующие параметры электрического режима: частота, мощности (активная и реактивная), действующие значения напряжений и токов. В настоящее время из всех показателей качества электрической энергии оперативно отслеживаются диспетчерами действующие значения напряжений и частота. Значимость оперативного управления такими показателями качества электрической энергии, как коэффициенты несимметрии и коэффициент несинусоидальности, по ряду объективных причин будет возрастать. Частоту опроса  $F_x$  основных параметров для задач диспетчерского управления и связанную с ней частоту среза ФНЧ или постоянной времени усреднения можно выбирать в диапазоне 0,1 - 0,5 Гц, при этом может возникнуть потребность в использовании блока **В**.

Задачи автоматического регулирования и противоаварийной автоматики используют главным образом действующие значения напряжений и токов, а также значения мощностей. Наиболее жесткие требования по частоте опроса предъявляют задачи, связанные с регулированием частоты и мощности (АРЧМ), а также напряжения (АРН). Частота опроса активной мощности в задаче АРЧМ должна находиться в диапазоне от 2 до 3-4 Гц. Частота опроса действующего значения напряжения и реактивной мощности в задачах АРН на различных уровнях иерархии должна находиться в диапазоне 0,5 - 1 Гц. В задачах АРЧМ и АРН блок **В** не требуется.

Задачи АСУТП объекта, связанные с контролем ресурса оборудования и допустимости режимов по техническим характеристикам оборудования, требуют наибольшего количества измеряемых параметров, включая пофазное измерение действующих значений (токов, напряжений), значений мощностей, коэффициентов мощности, а также симметричных слагающих в токах и напряжениях, коэффициентов гармоник, скачков напряжения. Измерение скачков напряжения необходимо для определения износа изоляции. Измерение коэффициентов гармоник для фазных токов и напряжений, а также симметричных слагающих необходимо для оперативного контроля этих показателей качества с целью определения источников искажения качества электрической энергии и своевременного выявления тенденций в изменении показателей качества. Полноценные измерения качества электрической энергии следует проводить специализированными и сертифицированными приборами по соответствующим методикам испытаний. Коэффициенты мощности и симметричные слагающие должны измеряться на основной частоте. Для параметров, характеризующих несинусоидальность и коэффициенты гармоник, блок **В** может оказаться очень полезен.

### 4 Состав измерений и режим передачи данных

В базовый состав измерений параметров нормального режима, которые должны обеспечивать микропроцессорные устройства, входят: частота, действующие значения напряжения и тока, коэффициенты несимметрии по току и по напряжению, коэффициент несинусоидальности по току и по напряжению. На основании этих измерений возможно выполнение традиционных задач оперативного управления, а также оперативное обнаружение отклонений в качестве электрической энергии с последующим изучением их причин.

Совмещение измерений по току и по напряжению в одном микропроцессорном устройстве необходимо на электрических подстанциях, имеющих блочные схемы, а также схемы на основе мостика и для всех подстанций с напряжением выше 220 кВ.

На узловых подстанциях с напряжением 110 кВ - 220 кВ с числом присоединений более пяти применяются сборные шины, при этом число микропроцессорных устройств, передающих текущие телеизмерения (ТИТ), связанные с напряжением, может быть существенно меньше числа измерений, связанных с током. Это справедливо для организации электроснабжения на напряжении 6 - 35 кВ. Уменьшение количества опрашиваемых данных позволяет эффективнее использовать магистраль, через которую они подключаются к приемнику информации.

Наиболее полный состав измерений необходим на подстанциях, оснащаемых АСУТП. В состав дополнительных измерений входят следующие параметры: пофазные значения токов и напряжений, коэффициенты отдельных гармоник вплоть до сороковой. Номер старшей гармоники может быть и меньше сорока, если выделение высокочастотных слагающих вызывает существенные сложности.

При выполнении измерений должен быть решен вопрос назначения меток времени. Если протокол опроса микропроцессорных устройств гарантирует малую дисперсию времени задержки от запроса до получения данных, то метки времени может выставлять устройство опроса, в противном случае необходимо передавать

измеренные данные с упрощенными метками времени таймера микропроцессорного устройства и корректировать метки времени в запрашивающем контроллере.

#### 5 Взаимодействие микропроцессорных устройств, измеряющих параметры электрического режима, с устройствами телемеханики

При частоте опроса, равной 2 - 4 Гц, не возникает проблем с фильтрацией скачкообразных изменений сигналов, таких как сбросы и набросы нагрузки.

Опрос на частоте 4 Гц может оказаться востребованным для АРЧМ, АРН и для оперативного информационно-управляющего комплекса (ОИУК), решающего задачи проверки измерений в темпе процесса, а также для ОИУК, вычисляющего псевдоизмерения в темпе процесса (суммарные мощности линий, балансы и т.д.). Наличие ОИУК на подстанции, отделяющего внешних потребителей информации от опроса преобразователей через базу реального времени и дополнительные процедуры обработки информации, решает проблему согласования скоростей каналов и режима передачи (спорадический, опросный и др.) информации. При этом функции блока **В** могут выполняться программным обеспечением ОИУК.

Программное обеспечение ОИУК может формировать события, связанные со скачкообразными изменениями сигнала, обеспечивая их спорадическую передачу.

Однако применение спорадического режима для регулярной передачи телеизмерений требует повышенного уровня требований по достоверности передачи, который должен обеспечиваться протоколом связи объекта с центрами управления (самые распространенные в настоящее время протоколы телемеханики не обладают необходимым для спорадического режима уровнем защищенности от неопознаваемых протоколом ошибок). Спорадический режим передачи параметров электрического режима позволяет сократить объем передаваемых данных только при значительной апертуре, а увеличение апертюры приведет к увеличению погрешности измерений. Точность квантования должна соответствовать параметрам режима, поэтому в ряде случаев оптимальная величина кванта должна устанавливаться на основании расчетов. Размеры квантов и апертюры различных параметров должны быть согласованы по степени их взаимного влияния. Например, зависимость напряжения от инъекции реактивной мощности в узле в определенных режимах столь велика, что видимое в квантах напряжения его изменение может быть невидимо в квантах реактивной мощности. При переходе на высоко разрядный АЦП необходим правильный выбор апертюры, чтобы избежать передачи излишнего объема ТИТ. Дилемма «малый квант, большая точность - большой объем передачи информации» и «малый квант, малая точность - умеренный объем передачи информации» ставит задачу правильного выбора информационной модели контролируемых процессов. Наиболее естественным способом согласования повышенной разрядности и частоты передачи является переход на опросный режим получения телеметрии.

Некоторые из распространенных оперативно-информационных комплексов не предусматривают возможность значительной обработки информации, полученной от измерителей.

ОИУК организуется только на больших электрических подстанциях, имеющих системное значение, с высшим напряжением 220 - 500 кВ (иногда на узловых подстанциях с высшим напряжением 110 кВ).

На необслуживаемых электрических подстанциях звеном, связывающим опрос микропроцессорных устройств с верхним уровнем, выступает устройство КП. Частота опроса микропроцессорных устройств может быть порядка 4 Гц, при условии, что КП обладает достаточными ресурсами для обработки информации и согласования с возможностями каналов связи, а также спецификой используемых протоколов.

В случае недостаточности ресурсов КП (имеется в виду КП, не обслуживающее АРЧМ) возникает необходимость снижения скорости опроса микропроцессорных устройств до уровня, отвечающего возможностям каналов связи. При этом скорость опроса может снизиться до 0,1 Гц. В этих условиях возникает, во-первых, необходимость управления частотой среза цифрового ФНЧ в микропроцессорных устройствах для согласования ее с частотой опроса и, во-вторых, необходимость фильтрации скачкообразных изменений сигналов с помощью специального фильтра (например, медианного). В функциональной структуре получения измерения на основе цифровой обработки первичных сигналов измерительных преобразователей для этих целей предусмотрен блок **В**. Более того, в этих условиях возникает необходимость снабжения скачкообразных изменений метками времени, которые потребуют решения проблемы синхронизации измерительных преобразователей и КП. Аналогично возникает потребность в блоке **В** на электросетевых объектах, на которых установлен ОИУК, не имеющий возможности выполнять достаточно сложную предварительную обработку информации.

#### 6 Оценка возможности применения присутствующих на отечественном рынке микропроцессорных устройств для построения системы сбора информации на электросетевых объектах

Анализируя имеющуюся у ОАО "Уралэнергосетьпроект" техническую документацию на микропроцессорные устройства релейной защиты и устройства регистрации аварийных процессов, можно сделать вывод, что у большинства устройств метрологические характеристики измеряемых параметров электрического режима представлены недостаточно подробно, а динамические характеристики измерительной процедуры не представлены совсем. Это является серьезным препятствием для применения этих устройств в системе сбора информации на электросетевых объектах.

Микропроцессорные счетчики электрической энергии имеют полный набор метрологических характеристик по измерению электрической энергии, но динамические характеристики дополнительных электрических измерений, таких как электрические мощности, значительно ограничены и их использование в системе сбора информации возможно только в отдельных случаях.

У применения узкоспециализированных устройств для измерения параметров электрического режима, помимо вышеотмеченных проблем, связанных с метрологическими характеристиками, имеется дополнительная проблема, связанная с регламентированными поверками (калибровкой) измерений. Для измерительных преобразователей с аналоговым выходом существует сложившаяся практика периодической их замены на поверенные (калиброванные). Снятые преобразователи отправляются в сервисные центры, оснащенные необходимыми кадрами и производственными мощностями, для проведения поверки или калибровки. Выполнение аналогичных действий с устройствами релейной защиты, регистраторами или устройствами телемеханики невозможно.

Из вышесказанного следует, что при построении систем сбора информации на электросетевых объектах информация о параметрах нормального режима, получаемая от узкоспециализированных микропроцессорных устройств, может иметь вспомогательное, резервное значение. Для регулярного наблюдения за параметрами нормального режима необходимо использовать измерительные «интеллектуальные» (определение, данное в документе РАО ЕЭС России «Концепция развития единой электросвязи и телемеханики электроэнергетики России на период до 2005 года») преобразователи, основанные на цифровой обработке токов и напряжений измерительных трансформаторов. Эти измерительные преобразователи должны иметь, по меньшей мере блоки, **А, Б, Г.**

Для повышения удобства использования «интеллектуальных» преобразователей и обеспечения независимости их базовых свойств от производителя необходимо нормировать их динамические характеристики, состав измерений, например, как это определено в пункте 4, а также принять обязательный протокол, обеспечивающий функции блока Г (аналог COMTRADE в смысле всеобщей поддержки производителями и одинакового понимания записанной информации).

В качестве протокола доступа к «интеллектуальным» преобразователям может быть выбран протокол MODBUS.

Требования к «интеллектуальным» преобразователям по классу точности, диапазону температуры, давления влажности и т.д., по нашему мнению, должны быть не слабее чем к выпускаемым измерительным преобразователям типа Е.

#### 7 Выводы

- Измерение на основе численных процедур, обрабатывающих оцифрованные мгновенные значения токов и напряжений измерительных трансформаторов, позволяет значительно расширить состав и качество наблюдаемых параметров электрического режима и благодаря этому повысить качество управления энергосистемами.
- Для широкого внедрения микропроцессорных устройств, измеряющих параметры электрического режима, необходимо разработать нормативную базу, регламентирующую метрологические характеристики цифровых измерительных процедур, базовый состав измерений, интерфейсные требования, а также протоколы. В настоящем докладе приведены предложения по функциональной структуре измерительных процедур, по составу измеряемых параметров, по их метрологическим характеристикам и по интерфейсным требованиям.
- В технической документации на микропроцессорные устройства релейной защиты, регистраторы аварийных процессов, счетчики электрической энергии, представленные в настоящее время на рынке, отсутствует достаточно полное описание метрологических свойств измерений и особенно их динамических характеристик. Это создает серьезные препятствия для их использования в системах сбора информации на электросетевых объектах.
- В настоящее время в энергосистемах создались условия для широкого внедрения «интеллектуальных» преобразователей. Производителям телемеханических систем и традиционных измерительных преобразователей следует обратить на это особое внимание.

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОД НАГРУЗКОЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.**

*Гусев А.В., Мироненко О.В. Уральский Государственный Технический Университет, Радиотехнический факультет, каф. Технологии и средства связи, г. Екатеринбург.*

В статье рассматривается микропроцессорное устройство для управления силовыми трансформаторами с переменными коэффициентами трансформации, позволяющее под нагрузкой поддерживать стабильное значение напряжения в электрических сетях.

Устройство, предназначенные для управления трансформаторами под нагрузкой, используемые в Российских энергосистемах, в большинстве являются аналоговыми не обеспечивают требуемые в настоящее время точностные, надежностные показатели регулирования и не позволяют интегрировать их в автоматические системы диспетчерского управления (АСДУ).

В настоящее время на Российском рынке доступны современные импортные микропроцессорные устройства для автоматического управления коэффициентом трансформации, обладающие всеми необходимыми характеристиками (фирмы АBB, Siemens и т.п.), но эти устройства имеют высокую стоимость, а их обслу-

живание требует контакта с фирмой изготовителем. Поэтому по заказу Тюменьэнерго, совместно с ОАО "Росавтоматизация" было разработано микропроцессорное устройство автоматического регулирования трансформаторов под нагрузкой МАРТ (модификации МАРТ-1, МАРТ-2), далее регулятор, по своим характеристикам не уступающее современным зарубежным аналогам и имеющее более низкую стоимость.

Регулятор напряжения трансформаторов МАРТ предназначен для управления электроприводами РПН (регулирование под нагрузкой) с временем переключения от 0.5 до 25 сек при автоматическом и ручном регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Регулятор включает в себя: блок МАРТ, датчик положения электропривода РПН (логометрический или сельсинного типа), датчик температуры наружного воздуха.

Регулятором обеспечивается решение следующих функциональных задач:

- Ручное и автоматическое регулирование напряжения на подстанциях как с плавно, так и с резко изменяющейся нагрузкой;
- Работа в режиме стабилизации контролируемого напряжения или в режиме встречного регулирования (коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки одной или двух линий).

При стабилизации в автоматическом режиме работы решение о выдаче команд принимается исходя из величины действующего значения межфазного напряжения, значения уставки и величины зоны нечувствительности. Если значение действующего напряжения выходит за пределы зоны нечувствительности, и за время, определяемое временем задержки на выдачу команды, временем переключения электропривода РПН и относительной величиной отклонения контролируемого напряжения от значения уставки, напряжение не вернулось в зону нечувствительности, принимается решение о выдаче команды на переключение электропривода РПН. При встречном регулировании контролируемым напряжением является геометрическая сумма межфазного напряжения и напряжения компенсации в распределительной сети, зависящее от тока нагрузки одной или двух линий. Напряжение токовой компенсации вычисляется умножением коэффициента токовой коррекции на величину тока нагрузки. Коэффициент токовой коррекции задается в режиме программирования. Для повышения устойчивости регулирования вводится дополнительное логическое условие, основанное на учете знака производной огибающей ( $U_{or}$ ) регулируемого напряжения  $U(t)$ . Это условие позволяет не производить переключения отклонения трансформатора, если регулируемый параметр находится вне зоны нечувствительности регулятора, но под влиянием внешних факторов сам движется в зону нечувствительности. Закон регулирования имеет следующий вид:

$$u(t) = K_1((U(t) - U_y) - K_2(I(t) - I_{min}));$$

$$K_{тр} = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ если } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.з}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.з}; \\ \frac{dU_{or}}{dt} \leq 0; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ при } -u_{н.з} < u(t) < u_{в.з}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ если } \begin{cases} u(t) \geq u_{в.з}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{в.з}; \\ \frac{dU_{or}}{dt} \geq 0; \end{cases} \end{cases}$$

, где

$u(t)$  - регулирующее воздействие, формируемое регулятором;

$u_{н.з}$ ,  $u_{в.з}$  - нижняя и верхняя границы зоны нечувствительности, задаваемые по условиям приемлемого качества регулирования;

$U_y$  - уставка регулятора, соответствующая номинальному напряжению на шинах подстанции;

$U(t)$  - текущее значение этого напряжения;

$I_{min}$  - ток, снимаемый с шин подстанции в режиме минимальной нагрузки;

$I(t)$  - текущее значение этого тока;

$U_{н.н}$  - напряжение на шинах низшего напряжения трансформаторов;

$U_i$  - напряжение, индуцируемое в обмотке высшего напряжения трансформатора при подключении  $i$ -

го ответвления;

$K_2$  - коэффициент, определяющий наклон характеристики встречного регулирования;

$\tau_3$  - временная задержка на выдачу команды регулирования;

- Блокировка регулятора при обнаружении случаев появления минимального напряжения и максимального тока.

При исчезновении контролируемого напряжения или его «посадках» ниже заданного уровня ( 0,6 номинального значения ) блокируется выдача команд управления регулятором. При входе контролируемого напряжения в зону регулирования блокировка снимается. При превышении одним из контролируемых фазных токов запрограммированного максимального значения блокируется выдача команд управления регулятором. При возвращении фазного тока к разрешенному значению блокировка снимается. Уровень минимального значения напряжения и максимальное значения тока программируется дистанционно или с передней панели регулятора в цифровой форме.

- Формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводами РПН.

В импульсном режиме команда управления электроприводами РПН сохраняется вне зависимости от уровня контролируемого напряжения и снимается после их запуска. В непрерывном режиме команда управления электроприводами РПН снимается при входе контролируемого напряжения в зону нечувствительности;

- Контроль исправности, сигнализация и блокировка регулятора при неисправности электроприводов РПН в импульсном режиме работы;

- Определение положения электропривода РПН.

Тип датчика контроля положения электропривода РПН - логотрический или на герконах для сельсинной передачи;

- Групповое управление электроприводами РПН параллельно работающих однотипных трансформаторов;
- Местное управление, программирование режимов работы и задание уставок в цифровой форме с передней панели регулятора;
- Дистанционное управление.

Программирование режимов работы, задание уставок и контроль состояния электроприводов РПН с диспетчерского пункта по последовательному интерфейсу типа RS232 или RS485. Регулятор может интегрироваться в автоматические системы управления (АСДУ, АСУ ТП) по этим интерфейсам.

Изменение набора уставок с одного, заранее выбранного набора значений, на другой внешним релейным сигналом;

Избирательный запрет направления регулирования внешним релейным сигналом;

- Постоянный контроль за функционированием регулятора.

При выявлении постоянной неисправности срабатывает выходное сигнальное реле и работа регулятора блокируется;

- Работа с удаленными (до 500 м) датчиками.

Датчиком положения РПН логотрического типа или датчиками на герконах для сельсинной передачи.

Датчиком температуры наружного воздуха.

- Регулятор работает с сохранением своих электрических параметров при температуре окружающего воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+60^{\circ}\text{C}$ .

Измерительный орган регулятора реагирует на отклонение действующего значения напряжения. Питание цепи измерения напряжения регулятора осуществляется от измерительного трансформатора напряжения с номинальным вторичным напряжением 100В частоты 50 Гц. Питание цепей токовой компенсации регулятора осуществляется от измерительного трансформатора тока с номинальным вторичным током 1 и 5А.

Регулятор имеет два основных режима функционирования - режим «Работа» и режим «Программирование».

В режиме «Работа» контролируются действующие значения межфазного напряжения, фазных токов и производится ручное или автоматическое управление электроприводом РПН. В режиме «Программирование» осуществляется задание значений параметров регулирования и уставок. Для обеспечения приемлемого качества регулирования граница зоны нечувствительности регулятора и временные задержки  $\tau_3$  определяются пользователем. В режиме «Программирование» процесс регулирования не прерывается и осуществляется с текущим набором уставок.

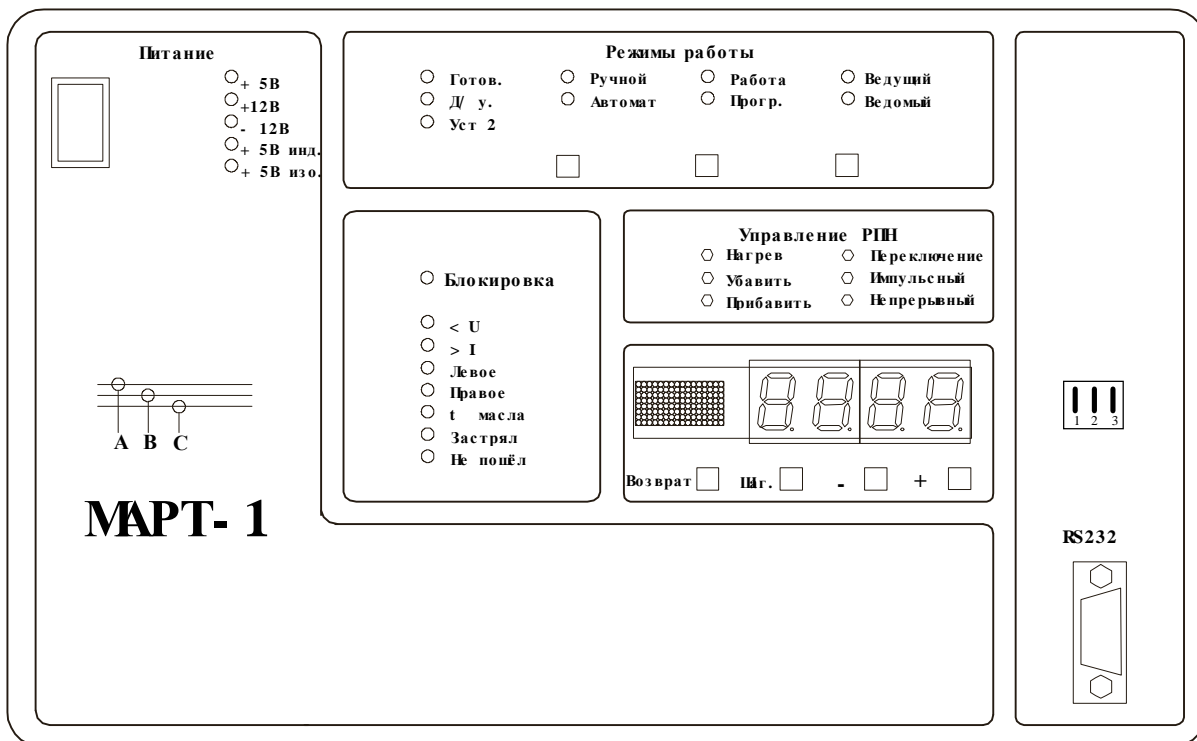


Рис. 1. Общий вид лицевой панели.

Органы управления и индикации на передней панели регулятора дают возможность контроля и управления процессом работы, программирования необходимых параметров работы. На алфавитно-цифровых индикаторах передней панели в режиме «Работа» по желанию оператора отображаются следующие параметры: действующее значение контролируемого напряжения, действующее значение контролируемых фазных токов, число переключений электропривода РПН за все время работы регулятора, температура внутри блока, температура наружного воздуха, а в режиме «Программирование» отображается одно из заложенных значений параметров регулирования или уставок. Для отображения на индикаторах значений других параметров, необходимо использовать кнопки «Шаг» и «Возврат», позволяющие просматривать пиктограммы и значения величин в циклическом режиме. Чтобы изменить отображаемую величину необходимо, нажатием кнопок «+» и «-» установить желаемое значение. Вид передней панели приведен на Рис. 1.

Оперативное изменение уставки регулирования с одного заранее выбранного значения на другое внешним релейным сигналом или по команде дистанционного управления позволяет ввести программное регулирование напряжения по двухступенчатому графику (например, суточный график с уставками, соответствующими режимам минимальной и максимальной нагрузки или недельный график с уставками рабочего и выходного дня). Уставка напряжения задается в цифровой форме в диапазоне от 70 до 120% номинального контролируемого напряжения через 0.1%.

Конструктивно регулятор выполнен одним блоком и представляет собой коробку с открывающейся передней прозрачной крышкой. Принципиальная схема регулятора в реализована на четырех платах - плате процессора и индикации, плате аналогового ввода, плате высоковольтного ввода/вывода и плате блока питания. Плата процессора и индикации монтируется на переднюю панель, остальные платы монтируются на кронштейны, которые в свою очередь крепятся к задней панели. Через рамку осуществляется крепление передней панели к кронштейнам. Со стороны фальшпанели на контрукцию надевается кожух, который в свою очередь, так же крепится к задней панели. Плата процессора и индикации построена на основе 16-ти разрядного микроконтроллера 80С196КС20 семейства MCS-196 фирмы Intel с использованием элементов поверхностного монтажа. Плата обработки аналоговых сигналов и высоковольтного ввода/вывода обеспечивает полную гальваническую развязку входных и выходных сигналов, все силовые выходные сигналы формируются с помощью твердотельных полупроводниковых реле, что позволило существенно снизить массогабаритные характеристики и повысить надежностные показатели работы регулятора. Общий вид прибора приведен на рис. 2 и рис. 3.



Рис. 2. Общий вид прибора МАРТ-2.



Рис. 3. Общий вид прибора со снятой крышкой.

Внешнее подключение регулятора производится с помощью клеммных соединителей и разъемов, расположенных на задней стенке. Крепление регулятора осуществляется на вертикальных металлических заземленных щитах и панелях четырьмя винтами со стороны задней стенки регулятора. Габаритные размеры и масса регулятора не превышает величин, приведенных в таблице.

Таблица 1.

Габаритные размеры, мм			Масса, кг
высота	глубина	длина	
210	200	310	3,5

Микропроцессорные регуляторы МАРТ позволяют заменить аналоговые регуляторы типа БАР и АРТ. Современная элементная база регулятора позволяет повысить надежность и снизить затраты на эксплуатацию и поверку приборов. Модификация программного обеспечения обеспечивает интегрирование регуляторов в сеть АСДУ для дистанционного управления, контроля и сбора информации, с использованием требуемых в данной системе протоколов обмена. В настоящее время изготовлена опытная партия прибора МАРТ и с сентября 2001 г. идет опытная эксплуатация на подстанциях

ОП "Энергокомплекс" Тюменьэнерго (г. Нягань).

[a.gusev@rtf.ustu.ru](mailto:a.gusev@rtf.ustu.ru)

(3432) 74-52-92

(3432) 75-47-62

## АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СЕЛЕКТИВНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ О ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ ТИПА ПЗЗМ 1 И НОВЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ АППАРАТА

В.К.Обабков, А.П.Никифоров, ООО ВП «Наука, техника, бизнес в энергетике»  
г.Екатеринбург

Надежда построить защиту на составляющих перезаряда фазных емкостей сети при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) поддерживается высокоэффективными результатами испытаний экспериментальных образцов. Так было и при разработке первых вариантов подобной защиты типа ПЗЗМ 1. Собственно прибор предназначен для поиска поврежденного присоединения с ОЗЗ в сетях 3-35 кВ с изолированной, резистивной, резонансно-заземленной и с полностью компенсированной нейтралью.

Действие прибора основано на фиксации полярностей первых полувольт так называемых свободных составляющих тока и напряжения нулевой последовательности в моменты перезаряда фазных емкостей сети при каждом ОЗЗ. При этом возникают три ярко выраженных составляющих (см. рис. 1): высокочастотная (ВЧС), вызванная разрядом емкостей поврежденной фазы – разрядная составляющая; среднечастотная (СЧС), обусловленная дозарядом емкостей неповрежденных фаз – зарядная составляющая и низкочастотная (НЧС), близкая к промышленной частоте – рабочая составляющая.

Первые исследования и применения известной идеи построения релейной защиты на анализе параметров свободных составляющих ВЧС-СЧС переходных процессов принадлежат в России по видимому ЭНИН РАН (Москва, 1970) и ИГЭУ (Иваново, 1973). Идея Л.Е. Дударева (Донецк, ДПИ, 1975) заключается в том, что на поврежденной линии будут срабатывать однополярные пороговые элементы (ПЭ) +I и +U или –I и –U. В результате появляется сигнал об ОЗЗ, в то время как на неповрежденных линиях будут срабатывать разнополярные ПЭ и сигнал об ОЗЗ не появляется. Осуществлялась независимая фиксация полярностей указанных сигналов. Под фиксацией понимается определение и запоминание знаков первых полувольт четырьмя отдельными каналами (органами) измерения свободных составляющих переходных процессов. Перечисленные знаковые ситуации на выходах четырех каналов идентифицируются логической схемой и таким образом преобразуются в полезный сигнал срабатывания защиты. Поскольку чувствительные измерительные органы открыты не только для полезных сигналов, но и для помех, то после фиксации полярности любого из них предусматривается схема возврата аппаратов в исходное состояние. Время возврата принято равным не менее 7 мс и не более 10 мс. Так что если это коммутационная помеха по  $3U_0$ , то после 7 мс измерительные органы всех аппаратов восстановят способность к приему сигналов  $3U_0$  и  $3I_0$ . При ОЗЗ, длительность воздействия которых превышает 7 мс, включается схема блокировки возврата по сигналу  $3U_0$  и таким образом распознается полезная фиксация полярностей  $3U_0$  и  $3I_0$ , вызванная переходными составляющими ОЗЗ.

Структура аппарата ПЗЗМ 1 подобна структуре описанного прототипа, но есть существенные отличия. Первое отличие состоит в том, что сердечник трансформатора частотно зависимых фильтрующих цепей заменен ферритовым сердечником. Второе отличие – раздельная фиксация полярностей заменена на определение знаков в основном ВЧ-составляющих и синхронную фиксацию результата детектирования сигналов совпадения или несовпадения соответствующих полярностей триггерной памятью. Третье отличие – возврат в исходное состояние от помехи сделан только по сигналу тока  $3I_0$ . Четвертое отличие состоит в получении выпрямленного сигнала  $3U_0$  для блокировки схемы возврата пятьюдесятью герцовыми сигналами по безынерционной однополупериодной схеме. В результате указанных отличий получился компактный аппарат ПЗЗМ 1, который был тщательно апробирован на стендовых моделях сети 6 кВ, показал высокую работоспособность и был рекомендован для широкого использования в сетях 6-10 кВ без ограничения.

Однако эйфория от испытаний на высоковольтной модели сети 6-10 кВ мгновенно прошла, как только серия аппаратов ПЗЗМ 1 была поставлена в реальную сеть Свердловской ТЭЦ, питающей Уралмаш и прилегающие районы. Работа ПЗЗМ 1 сопровождалась систематическими сбоями, в то время как в сетях 10 кВ нефтеперекачивающих станций (НПС) ОАО «Сибнефтепровод» ПЗЗМ 1 вел себя нормально и вытеснял другие защиты аналогичного назначения.

Тщательное исследование возникших ситуаций приводит к следующим заключениям. Замена стального магнитопровода трансформатора на ферритовый привела к скачкообразному резонансу в измерительных органах  $3U_0$  при определенных уровнях входных сигналов и полному изменению фазовых соотношений между информативными составляющими  $3U_0$  и  $3I_0$ . Внешне это проявляется в насыщении сердечника и закорачивании источника сигнала через входные цепи ПЗЗМ 1.

Главный вывод из анализа работы ПЗЗМ 1 – время правильного детектирования ОЗЗ аппаратами должно быть меньше времени вхождения в насыщение ферритовых сердечников. Необходимое время детектирования определяется периодом (полупериодом) информационных составляющих начальной ста-



дии переходного процесса и следовательно не постоянно для сетей разных протяженностей. Частота свободных составляющих переходного процесса, как известно, зависит от величины суммарной емкости сети, индуктивности рассеяния питающего трансформатора и других факторов (см. напр. рис. 1-3). В сетях 10 кВ нефтеперекачивающих станциях (НПС) с током замыкания на землю до 5-6 А она на порядок больше аналогичной частоты в сетях 6 кВ Свердловской ТЭЦ. Время же вхождения в насыщение ферритовых сердечников практически неизменно. Поэтому информационные составляющие в сетях 10 кВ НПС успевают пройти входные фильтры ПЗЗМ 1 к пороговым элементам измерительных органов без искажений и аппараты работают нормально, в то время как в сети Свердловской ТЭЦ пониженные частоты полученных составляющих не успевают пройти к пороговым элементам аппарата без искажений, так как входные фильтры по каналу  $3U_0$  меняют свои свойства и аппараты работают ложно. По этой причине рекомендуемой областью применения аппаратов ПЗЗМ 1 являются короткие сети 6, 10 кВ с током до 20 А замыкания на землю.

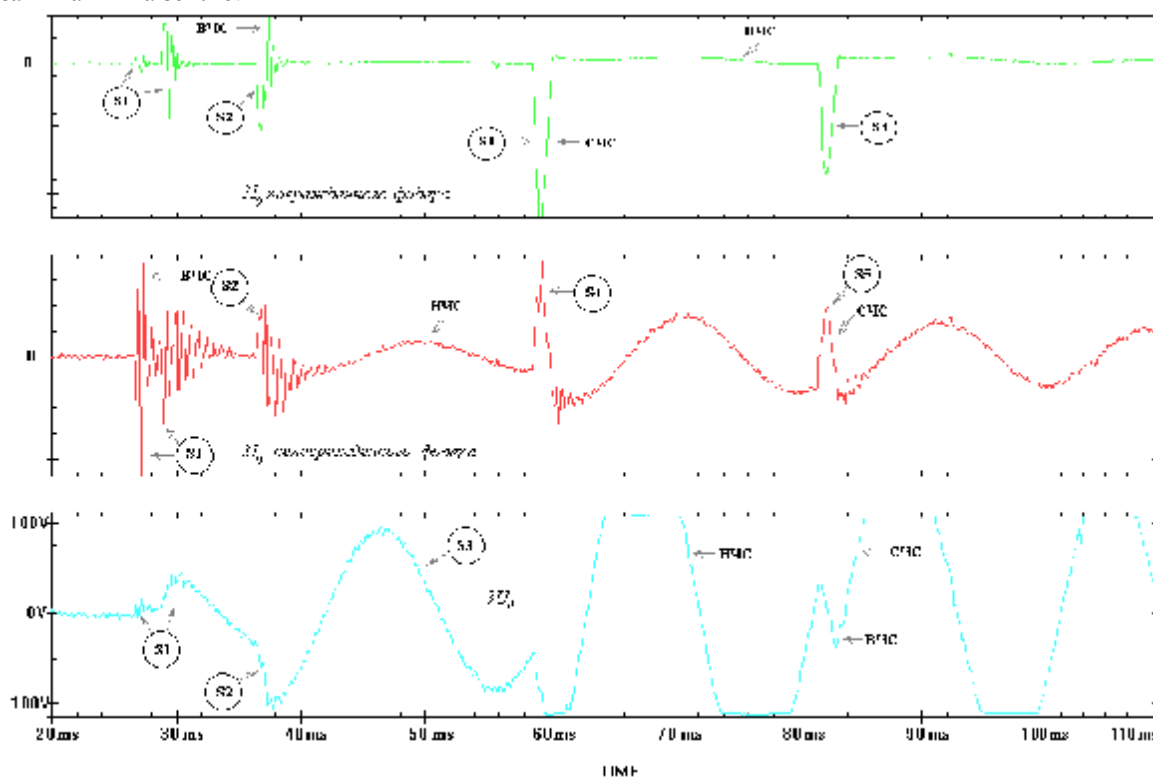


Рис. 1. Сеть Свердловской ТЭЦ. Замыкание на землю с током короткого замыкания 0,66 А. Наблюдается искажение сигнала (СЧ) из-за частоты свободных составляющих переходного процесса. Показано: 1 - амплитуды  $3U_0$ ; 2 - амплитуды  $3I_0$ ; 3 - амплитуды  $U_{\phi}$ . Временной шкала 10 мкс, 30 мкс, 50 мкс, 100 мкс и 200 мкс.

Фиксация результата детектирования приводит к свободному воздействию на измерительные органы каналов  $3U_0$  и  $3I_0$  повторных дуговых пробоев и импульсных помех и возможному возбуждению в них переходных процессов на резонансной собственной частоте (примерно 300 Гц) и прохождению колебаний на компараторы-идентификаторы полярностей полувольт  $3U_0$  и  $3I_0$ . Описанная ситуация может стать причиной ложных срабатываний ПЗЗМ 1 в тех случаях, когда часть аппаратов на неповрежденных присоединениях окажется не заблокированной. Это происходит всякий раз, когда первая полувольтна тока оказывается за порогом чувствительности токового канала  $3I_0$  (например, на фидерах с малым собственным емкостным током) и следовательно не включится блокировка по составляющей  $3U_0$ , так как она сделана зависимой от возбуждения токового канала.

В сетях с изолированной и резистивной нейтралью ПЗЗМ 1 работает устойчивее. В сети с резонансным заземлением нейтрали применение аппарата проблематично из-за специально введенной большой временной (1.5 с) задержки срабатывания аппарата для отстройки от пуска тяжелых двигателей. В сети с полным подавлением дуговых замыканий аппарат работает нормально.

Для восстановления работоспособности аппарата в протяженных сетях потребовалось существенная переделка входных цепей аппарата и координации длительностей блокировок с целью адекватной работоспособности в сетях с различными способами заземления нейтрали.

Отличие реальной сети от модельной состоит прежде всего в том, что в модельной сети отсутствуют шумы, инициируемые частичными разрядами и другими источниками импульсных и нежелательных шумоподобных сигналов как по каналам тока  $3I_0$ , так и по каналам напряжения  $3U_0$  (см. рис. 1, 2). Осуществлены записи событий в сети 6 кВ Свердловской ТЭЦ цифровым осциллографом и проанализированы возникающие реальные ситуации и переходные процессы. Систематизация полученных

данных привела к радикальному пересмотру идеологии разработок. Прежде создаваемый

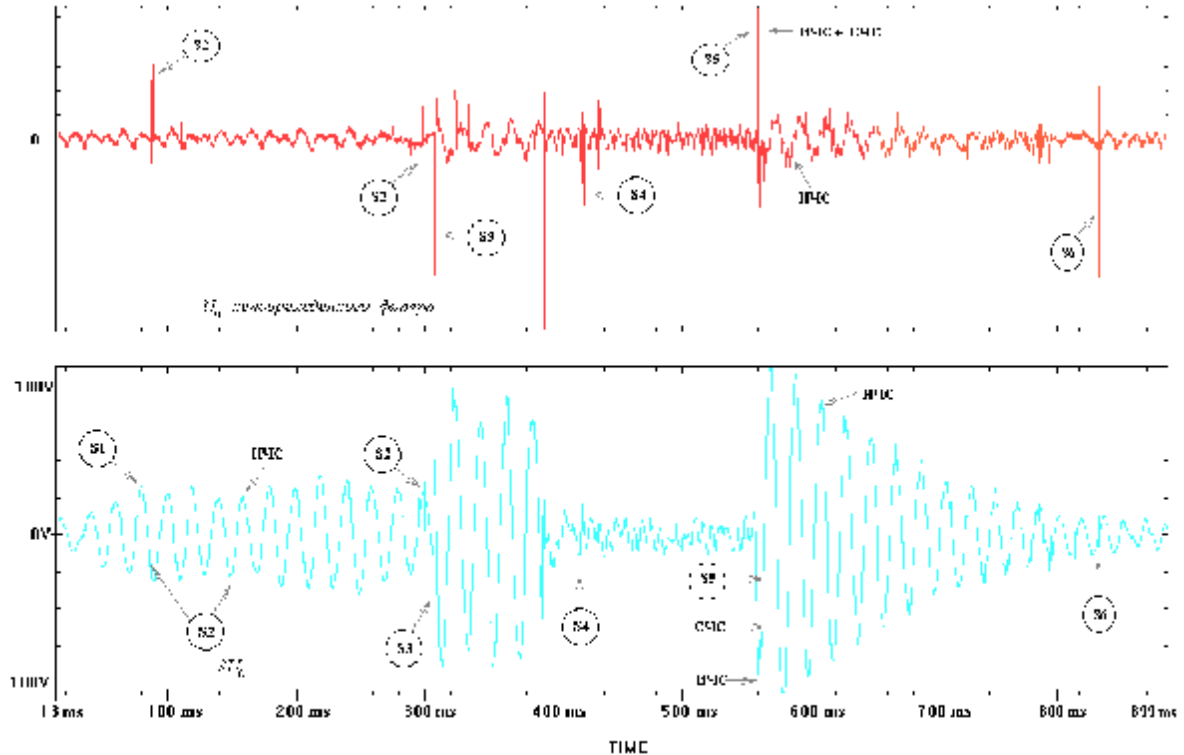


Рис. 2. Сигн. с выводовной ТСОМ. Базовый ток: 100 А. Отображение сети базовый выходящий РЧТД. Частота сигнала 0,25 ГГц. В момент времени S1 происходит переключение в РЧТД переключатель передачи на РЧТД (S1). Через S2-S6 (S2). Выходные напряжения сети базовый выходящий фидер F3.3. S<sub>1</sub> - сигнал переключения на выходящий фидер, S<sub>2</sub> - сигнал переключения на РЧТД.

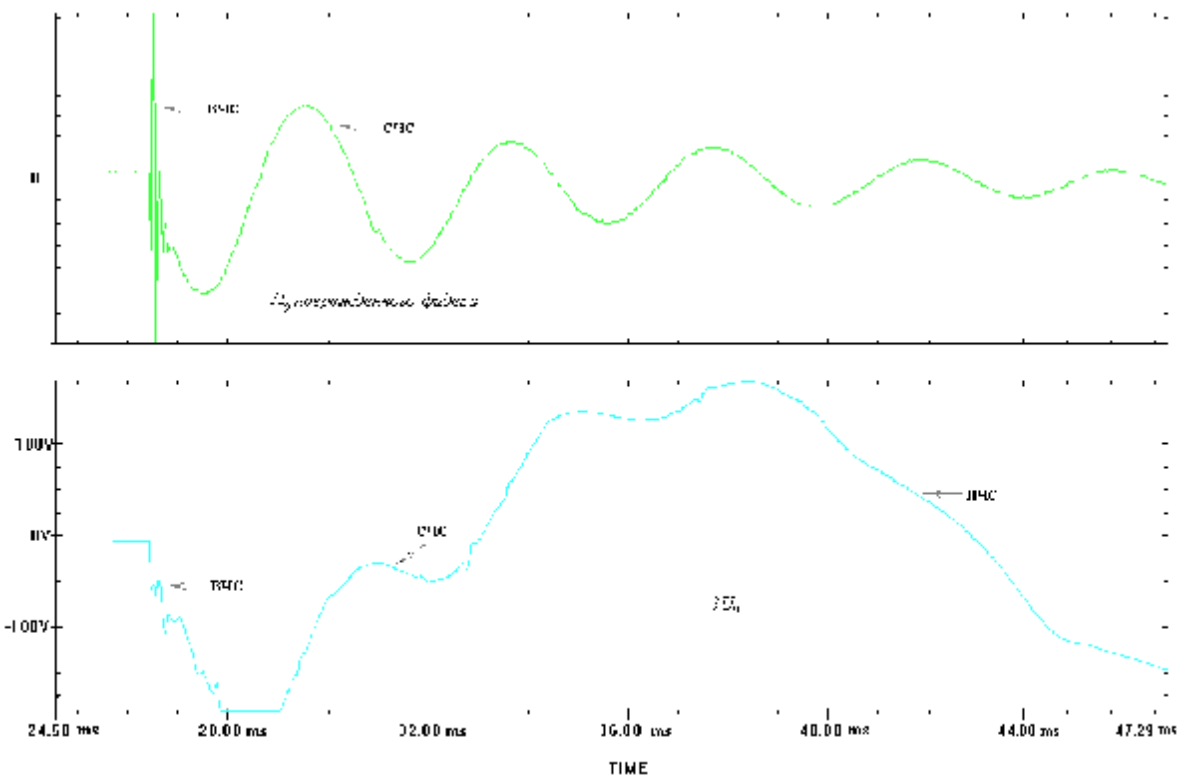


Рис. 3. Сигн. ТСОМ ОАО «Искра» Базовый ток: 10 А. Контрастная запись выходящий РЧТД. Базовый выходящий фидер РЧТД и СЧТД. Частота сигнала 0,25 ГГц. В момент времени S1 происходит переключение на выходящий фидер, S2 - сигнал переключения на РЧТД.

аппарат обрабатывался на той или иной модели сети или в реальной сети, но с искусственным ОЗЗ, которые не в состоянии вместить все разнообразие естественно протекающих процессов. Теперь наоборот реальные события в сети, записанные на дискету и воспроизводимые в ЭВМ, становятся определяющими при разработках, т.е. необходимыми начальными данными, а собственно аппарат защиты заменяется математической моделью. Эффективность такого подхода нами ранее апробирована при разработке пакета прикладных программ для проведения испытаний средствами ЭВМ, в том числе и конкурирующих аппа-

ратов защитного отключения в низковольтных сетях в соответствии с ГОСТ 22929-78.

Поскольку указанное разделение составляющих переходного процесса по частотам ВЧС, СЧС и НЧС протекает во времени одновременно, встает исключительной важности задача отделения одних составляющих от других, т.е. задача фильтрации по частотам и обработки полярностей первых полуволн информативных сигналов  $3I_0^{BЧC}$  и  $3U_0^{BЧC}$ . Обычно велась и ведется ориентация на СЧС и в коротких сетях это оправдано возможностями фильтрации. Однако появление устойчивых помех в окрестности 1,0-1,5 кГц осложняет задачу фильтрации даже в коротких сетях 6-10 кВ. Расчет на высококачественную узкополосную фильтрацию на СЧС приводит к излишней инерционности фильтров, которые сами становятся источниками помех (в форме переходного процесса в самих фильтрах).

В протяженных же сетях нижняя граница частот 250-300 Гц СЧС приближается к промышленной частоте 50 Гц и возникают, как правило, непреодолимые трудности отделения их от рабочих частот см. рис. 1, 3). Как бы ни подавлять ВЧС средствами аналоговой или цифровой фильтрации, все равно, повышая чувствительность по СЧС, аппарат будет реагировать на мощные ВЧ-составляющие (см. рис. 3). Просто потому что они раньше приходят по времени на измерительные входы аппарата в силу своей высокочастотности.

Поэтому ориентация при разработках аппаратов этого типа должна быть по нашему мнению на разрядные составляющие, обладающие высокой проникающей способностью и достаточной мощностью, если их не подавлять. Именно последнее реализовано в ПЗЗМ 1М при помощи практически безинерционных специальных фильтров, основанных на подавлении НЧС и частично СЧС, когда они сравнительно низкочастотны.

Много внимания уделено используемой системе блокировок, временным задержкам и управлению порогами для поврежденных и неповрежденных присоединений. Реагируя на соотношения фазовых сдвигов между ВЧС: путем однократного съема информации в точке прохода ВЧС тока  $3I_0^{BЧC}$  через нулевое значение фиксируется полярность ВЧС напряжения  $3U_0^{BЧC}$ , ПЗЗМ 1М взводится и по истечении выдержки времени  $t$  срабатывает по превышению напряжением нулевой последовательности промышленной частоты, т.е. НЧС, уставки в 25 В. Отделение кратковременных импульсных помех от полезных сигналов об ОЗЗ осуществляется семимиллисекундным блокированием взведенного реле по ВЧС токового канала и последующим разблокированием (приведением в исходное состояние), если это была помеха. Введение же задержки  $t$  на срабатывание позволяет отстроиться от помех и ОЗЗ, время действия которых не превышает  $t = (0.06-1,5)$  с. Выбранные пороги чувствительности по ВЧС тока (0,3 А при сопротивлении шунта 3 Ом), напряжения (0,5 В), а также время  $t$  и величина уставки по НЧС напряжения изменяются и могут быть адаптированы к конкретной сети.

Выходным сигналом прибора является замыкание на время 0,3 с мощных (до 10 А тока при напряжении до 250 В) нормально разомкнутых контактов реле, что и используется для сигнализации.

Возвращаясь к идее отработки аппаратов защиты средствами ЭВМ на основе заранее записанных событий в сети, нетрудно прогнозировать ее привлекательность для оценки эффективности других аппаратов релейной защиты в конкретной сети со специфическими помехами, степенью изношенности изоляции, интенсивностью и уровнями коммутационных воздействий, надежностью алгоритма и реализации релейной защиты. Особенно это полезно для оценки работоспособности цифровых аппаратов с их программными средствами и трудностями непосредственной проверки.

## ЦИФРОВАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 110 КВ И ВЫШЕ MiCOM P547

**Всеволод Георгиевич Гловацкий,**      *ALSTOM PCB*  
**Николай Васильевич Семашко,**      *ALSTOM PCB*

Для выполнения функций основной защиты ВЛ Отделением устройств Релейной защиты и систем управления ALSTOM разработано и освоено в серийном производстве блок-реле типа MiCOM P547. Блок-реле MiCOM P547 работает с приемо-передатчиками серии ПВЗ (АВЗК) и заменяет по функциям защиты типов ДФЗ 201-503. MiCOM P547 имеет пусковые органы только по току, что существенно повышает надежность его работы. Для пуска защиты в MiCOM P547 использованы органы по приращению тока  $\Delta I_2$  и снижению  $\Delta I_1$  (увеличению  $I_1$ ).



В устройстве применен стандартный для ДФЗ принцип манипуляции  $k_1 I_1 + k_2 I_2$ .

Функции	P547
Защита 2 и 3 концевых воздушных и кабельных линий	•
Дифференциально-фазная токовая защита	•
Отключение и пуск от дальнего полукомплекта	•
Постоянная проверка канала ВЧ связи	•
Компенсация времени прохождения сигнала	•
Компенсация зарядного тока линии	•
Трехфазное отключение	•
Четырехступенчатая ненаправленная МТЗ	•
Четырехступенчатая ненаправленная ЗНЗ	•
Фазная защита минимального тока	•
Защита минимального тока нулевой последовательности	•
Защита от тепловой перегрузки	•
Обнаружение обрыва провода ВЛ	•
Контроль ресурса и управление выключателем	•
УРОВ	•
Контроль цепи отключения	•
Программируемая схема логики	•
Встроенный регистратор (250 событий)	•
Встроенный осциллограф (20 x 10,5 с)	•
Кол-во групп уставок	4
Кол-во дискретных входов	8
Кол-во выходных реле	7
Габаритные размеры (ШxВxГ)	206x177x270
Вес, кг	6,8

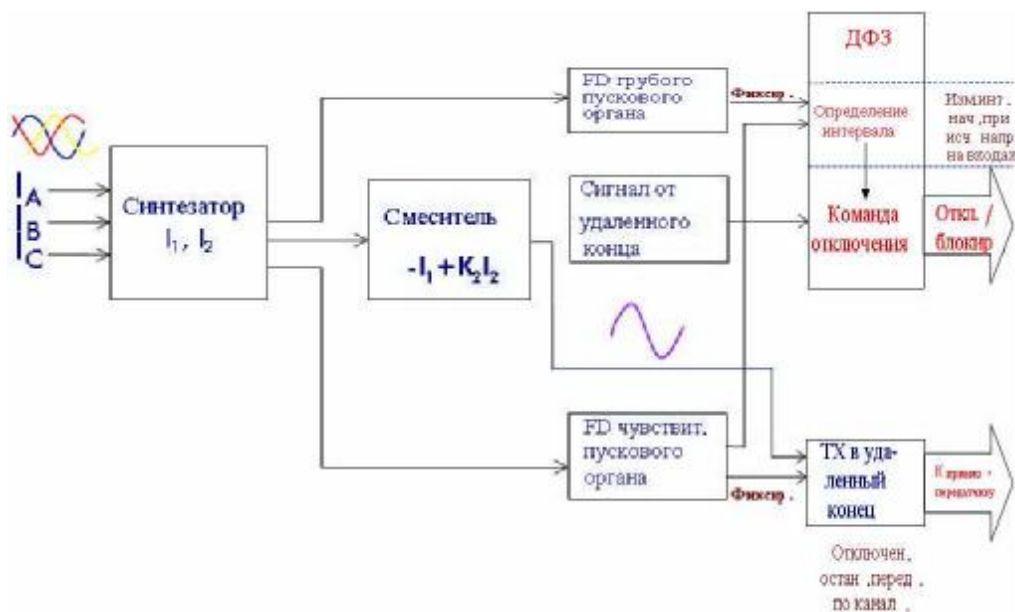
### Пусковые органы:

- § приращение тока обратной последовательности (0,05 – 0,6 In);
- § снижение тока прямой последовательности (0,05 – 0,6 In);
- § по току обратной последовательности (0,05 – 5,0 In);
- § по току прямой последовательности (0,05 – 5,0 In).

Приведенная на следующей странице блок-схема упрощенно показывает выполнение дифференциально-фазного элемента.

Токи сети проходят через синтезатор частот для получения соответствующего составного сигнала. Если присутствует КЗ, срабатывает чувствительный пусковой орган, и составной сигнал прямоугольной формы передается по линии через ВЧ-канал в виде  $K_1 I_1 + K_2 I_2$ , где  $K_1=1$ , а  $K_2$  изменяется от 3 до 20. Значение  $K_2=20$  обычно соответствует замыканию на землю.

Для компенсации влияния емкостной составляющей в токе  $3I_0$  вводится постоянный коэффициент коррекции. Так, как компенсация влияния емкостной составляющей в токе  $3I_0$  необходима при КЗ в конце линии, то напряжение в месте установки MiCOM P547 можно принять равным номинальному, а коэффициент компенсации постоянным.



Внешний вид устройства показан на первой странице. На передней панели устройство имеет порт RS232 для загрузки уставок и схемы логики с помощью программного обеспечения MiCOM S1, а на задней стенке порт RS485 для внедрения устройства в цифровую систему управления, используя протоколы Courier, Modbus и МЭК 60870-5-103.

**Проведенные испытания на заводе-изготовителе с приемопередатчиками ПВЗУ-Е, в присутствии представителей ПАО «ЕЭС России», МЭС Центра и ОДУ Центра, подтвердили эффективность работы устройства.**

**Справки: ALSTOM Россия:**

Россия, 117335, Москва, ул. Вавилова 91, строение 2, тел.: (095) 231-29-49, факс: (095) 935-10-47  
 E-mail: [hlovatsky@alstom.com.ua](mailto:hlovatsky@alstom.com.ua)  
[semachko.alstom@sems.ural.ru](mailto:semachko.alstom@sems.ural.ru)

**Поставка: Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM РСВ):**

Россия, 125083, Москва, а/я 77.  
 Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”  
 Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)  
 E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА КАК СРЕДСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Всеволод Георгиевич Гловацкий, канд. тех. наук, *ALSTOM PCB*

Владимир Валерьевич Вишневский, инженер, *ALSTOM PCB*

В отличие от традиционных электромеханических устройств релейной защиты и автоматики микропроцессорные устройства имеют ряд преимуществ:

- потребление по цепям переменного тока и напряжения ниже в 5-10 раз;
- потребление по цепям оперативного тока ниже в 3-4 раза;
- степень селективности по времени может быть уменьшена до 0,2 с, снижая тем самым потери электрической энергии и ущерб при коротких замыканиях;
- упрощается поиск места короткого замыкания за счет фиксации токов и напряжений аварийного режима и расчета расстояния до места КЗ;
- устройства имеют несколько групп уставок с возможностью их дистанционного изменения;
- снижены затраты на техническое обслуживание за счет встроенного автоматического самоконтроля исправности;
- уменьшены размеры релейных щитов в связи с существенно меньшими габаритами (интегрирование большего числа функций РЗАТ в одном устройстве);
- **выполнение, кроме функций РЗА функций телеизмерения, телесигнализации и телеуправления в одном компактном устройстве.**

Что касается последнего, то обычно все микропроцессорные устройства РЗА «АЛЬСТОМ» подключаются к сети передачи информации RS485 и имеют связь с компьютером через конвертор протокола RS485/RS232, со скоростью передачи 64 Кбита/с для протокола K-Bus, от 300 до 38400 бод для Modbus и 119 кБод для протокола МЭК 60870-5-103. Компьютер может иметь до 8 COM-портов с возможностью подключения на каждый порт до 32 устройств. Максимальное расстояние от последнего устройства до компьютера рабочей станции не должно превышать 1200 м. Удаленный интерфейс пользователя может быть подключён с помощью модемов. Описанная конфигурация является архитектурой системы управления S+ (разработки «Энергомашвин»-КПИ), предназначенной для распределительных подстанций 6-10 кВ и подстанций 35/10кВ с РЗА «АЛЬСТОМ», а также MiCOM S10, предназначенной для подстанций 110/35/10кВ, небольших электростанций. Структурная схема системы управления MiCOM S10 приведена на рисунке 1.

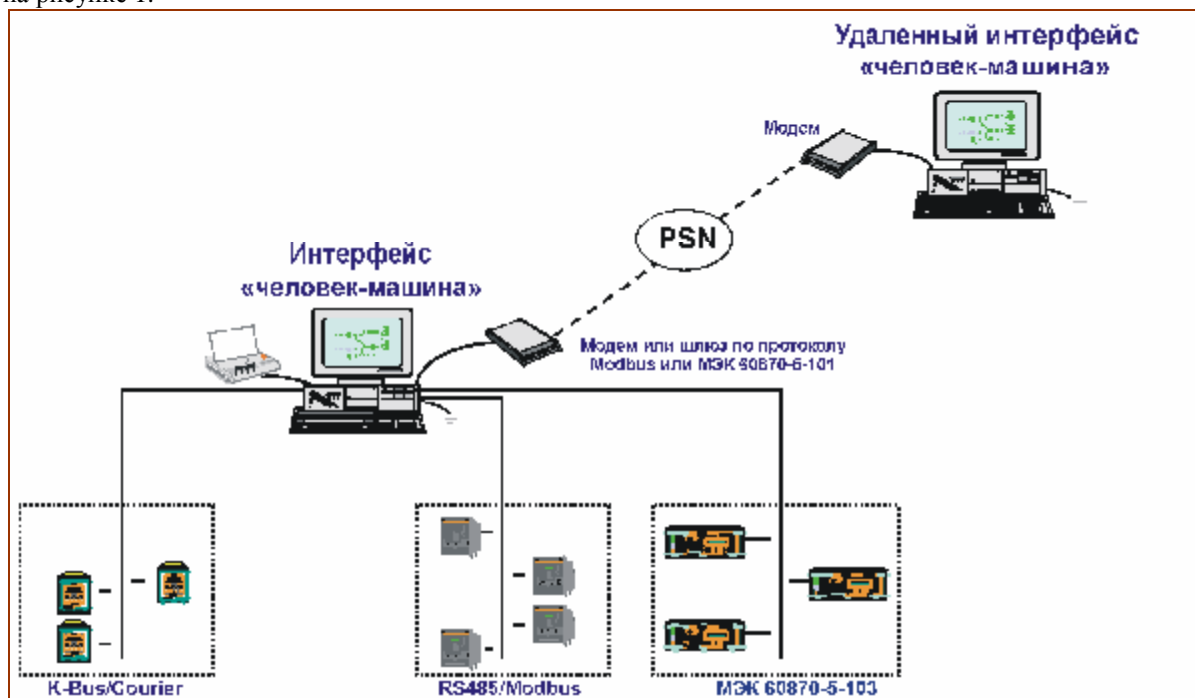


Рис.1 Структурная схема упрощенной системы управления

Для управления и мониторинга работы подстанций 220-500 кВ, а также подстанций 110/35/10 кВ, Альстом разработана и уже в течении 10 лет внедряется цифровая система управления PSCN 3020. Конструктивно она представляет собой две сети, первичную и вторичную.

Первичная сеть используется для передачи информации со скоростью 3,5 Мбит/с между модулями ВМ9100 (9200) и компьютером, по двум взаиморезервируемым волоконно-оптическим кольцевым кабелям. Система допускает объединение до 5 таких колец (240 устройств в кольце) с максимальной протяжённостью кольца 26 км. Структурная схема системы управления PSCN приведена на рисунке 2.

Вторичная сеть аналогична описанной для систем S+ и MiCOM S10, за одним лишь исключением, что в ней намного шире используются модули дискретных входов-выходов типа ВМ 9100 (9200). Они могут использоваться либо как промежуточные элементы между системой и устройствами защиты, либо как отдельные устройства, либо объединять обе функции, что чаще всего и происходит. К каждому ВМ 9100 (9200) можно подключить 16 (32) устройств защиты. Расстояние между модулями не должно превышать 2000 м.

В модуле может быть установлено 9 плат входов/выходов:

- плата получения логической информации с 16 дискретных входов (6 плат максимум)
- плата управления логической информацией поступающей на 16 дискретных выходов (9 плат максимум)
- плата получения информации с 4 аналоговых входов, тока, напряжения, ... (6 плат максимум)

Все дискретные входы и аналоговые ступени (грубые и чувствительные) имеют дискретность опроса 1 мс.

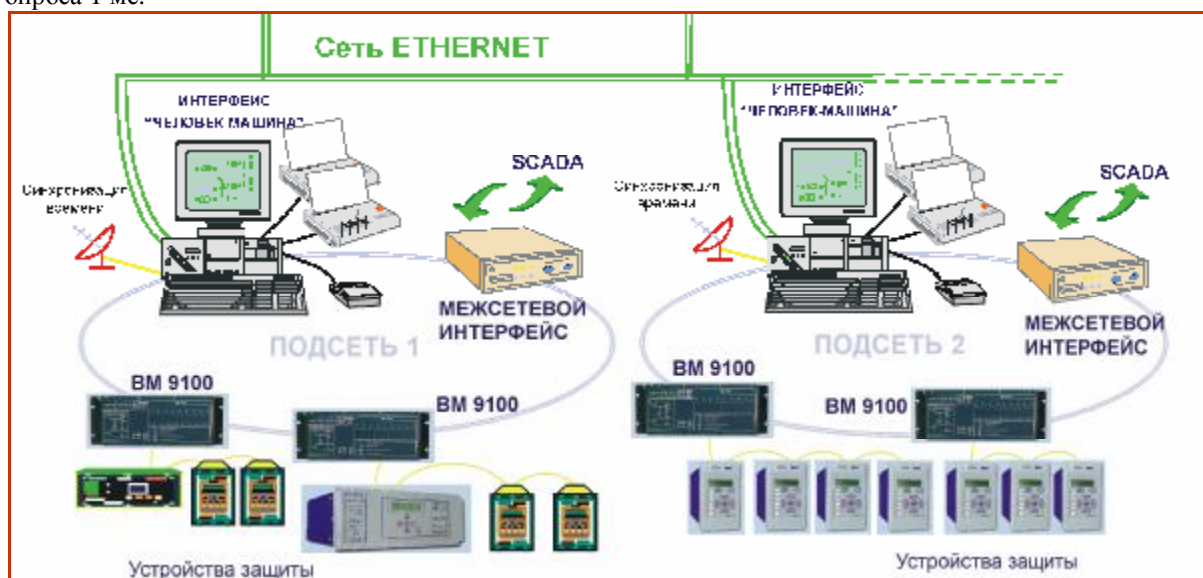


Рис. 2 Структура системы управления PSCN 3020

Для подстанций сверхвысокого напряжения 750-1150 кВ предусмотрена мощная система управления SPACE 2000. Структура системы показана на рисунке 3. Она состоит из нескольких подсистем:

- интерфейса «человек-машина» (до 5);
- компьютера-шлюза, обеспечивающего связь с удаленной системой управления либо с системой SCADA (компьютер позволяет управлять 4 каналами передачи информации с двумя различными протоколами);
- центрального компьютера;
- компьютеров ячеек, с возможностью подключения устройств РЗА по описанному выше принципу.

В некоторых случаях, для обеспечения надежности, может использоваться два центральных компьютера и по два компьютера на ячейку. Тогда, при выходе из строя основного компьютера все управление и сбор всей информации берет на себя резервный.

Передача информации между интерфейсами «человек-машина», компьютером-шлюзом и центральным компьютером выполняется по коаксиальному или оптоволоконному кабелю (Ethernet / TCP-IP) со скоростью 10 Мбит/с. Передача информации от центрального компьютера к компьютерам ячеек выполняется по оптоволоконным кабелям (протокол последовательной передачи данных HNZ) со скоростью 9600 бит/с. Сеть синхронизации по времени также выполнена оптоволоконным кабелем.

Компьютеры, установленные в ячейках, могут иметь до 150 дискретных выходов, до 400 дискретных входов и до 16 аналоговых входов. В зависимости от структуры и построения системы компьютер ячейки может управлять одним или несколькими присоединениями.

Микропроцессорные устройства защиты подключаются к центральному компьютеру посредством стандартных протоколов передачи информации, которые были описаны выше.

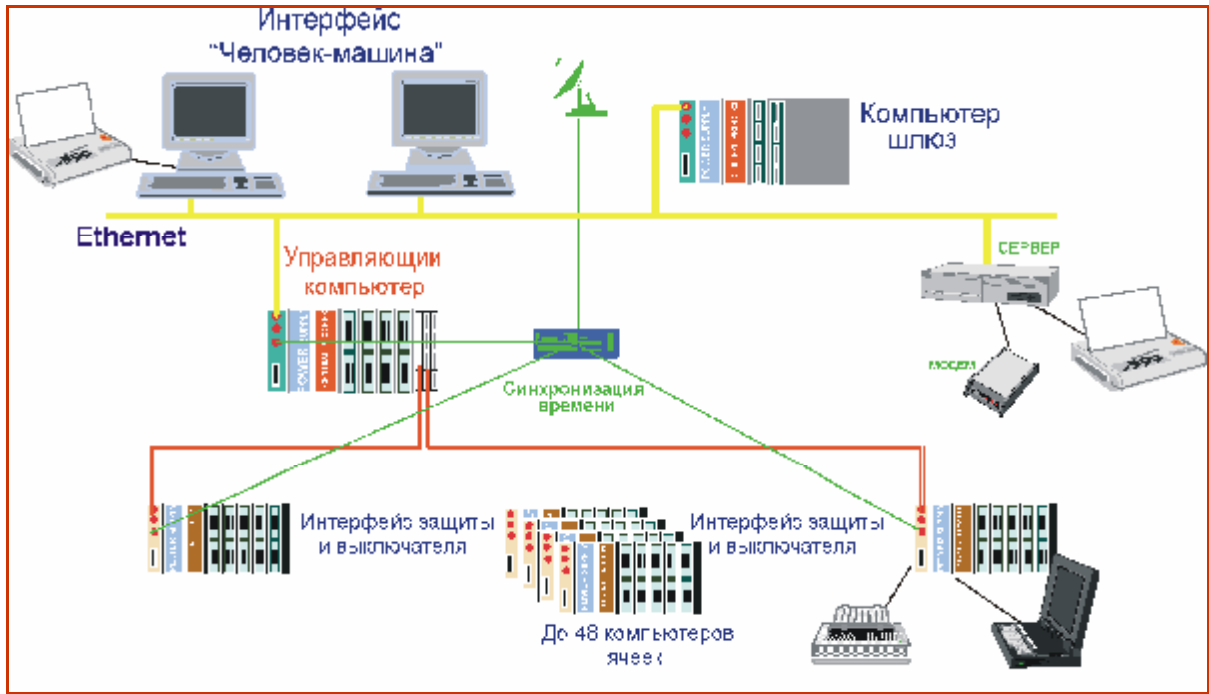


Рис. 3 Структура системы управления SPACE 2000

До 50 систем управления MICOM S10 может быть объединено в систему телеуправления и контроля для локальных или удалённых объектов (SCADA) MICOM 5000S. Система может также использоваться для промышленных предприятий, т.к. Диспетчерское управление осуществляется в реальном масштабе времени в среде WINDOWS™. Система имеет возможность контролировать до 15 000 входов/выходов, что позволяет управлять до 384 объектами. Одна рабочая станция верхнего уровня соединяется с 32 рабочими станциями среднего уровня, а 3 рабочие станции верхнего уровня соединяются с 1 станцией более высокого уровня.

Для связи с устройствами может использоваться внутренний интерфейс передачи (ITI) или внешний интерфейс (ITE), который допускает использование отдельных независимых средств связи (выделенной линии, оптоволоконной линии, коммутируемой телефонной сети общего пользования, радио, ...). Структура SCADA системы MiCOM 5000S показана на рисунке 4.

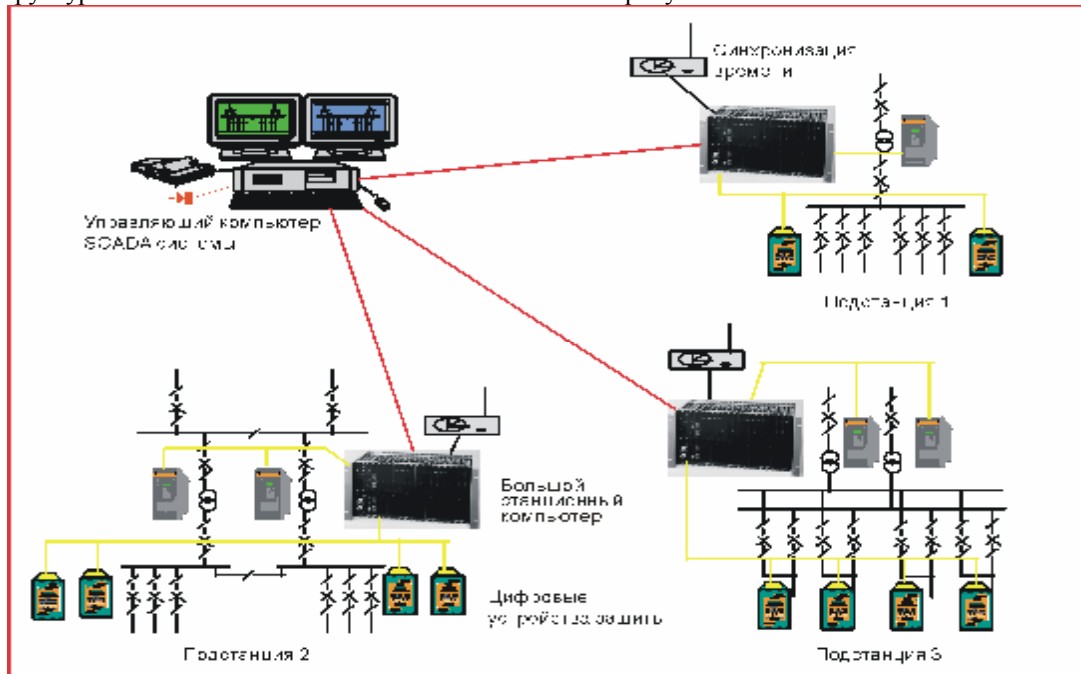


Рис. 4 Структура SCADA системы MiCOM 5000S



## **ОСОБЕННОСТЯМИ ИНТЕРФЕЙСА ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ, КАЖДОЙ ИЗ ОПИСАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, ЯВЛЯЮТСЯ:**

- Контроль объекта в режиме реального времени с показом линейной схемы объекта, связанной с положениями выключателей, разъединителей и заземляющих ножей.
- Логическое увеличение участков изображения.
- Управление выключателем, разъединителями и заземляющими ножами защищено паролем и блокировками (по заказу).
- Измерения в режиме реального времени.
- Вычисление активной и реактивной мощности.
- Подтверждение сигнализаций.
- Последовательный во времени список событий.
- Регистрация и печать команд управления.
- Архивация данных и динамика их изменения.
- Доступ оператора ограничен паролем.
- Дистанционное считывание и изменение уставок в устройствах защиты.
- Извлечение осциллограмм и их анализ.
- Наблюдение и диагностика.

Практически всегда, при построении систем управления на основе микропроцессорных устройств, дополнительная информация о положении разъединителей и заземляющих ножей, выкатных элементов, а также информация о срабатывании внешних защит, вводится через дискретные входы, имеющиеся в дополнительных устройствах МХ3МУХ1А, модулях ВМ 9100 (9200) и специальных платах входов. Это позволяет исключить отправку недостоверной информации оперативному персоналу в случае вывода устройств РЗА.

На территории СНГ уже установлены и успешно эксплуатируются две системы управления MiCOM S10. А именно: на КС «Тарутино», Одесская обл., Украина и на ПС 110/35/10 кВ «Дружба», Башкортостан, Россия.

PSCN 3020 уже внедрена на Клайпедском нефтетерминале и Киришском НПЗ. Идет внедрение PSCN 3020 на, Тюменская ТЭЦ-1, Карачаганакском нефтегазовом месторождении, ПС «Радуга -500».

А всего в мире внедрено более 200 систем PSCN 3020 и более 100 систем MiCOM S10.

Система S+ внедрена на РП «Бизнес-центр», РП-12 «Нацбанк» и РП «Владимирская» Киевских кабельных сетей.

### **Справки: ALSTOM Россия:**

Россия, 117335, Москва, ул. Вавилова 91, строение 2, тел.: (095) 231-29-49, факс: (095) 935-10-47  
E-mail: [hlovatsky@alstom.com.ua](mailto:hlovatsky@alstom.com.ua)  
[vishnevskiy.alstom@co.ru](mailto:vishnevskiy.alstom@co.ru)

### **Поставка: Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM РСВ):**

Россия, 125083, Москва, а/я 77.  
Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”  
Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)  
E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПИТАНИЯ ОПЕРАТИВНЫМ ТОКОМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

Игорь Михайлович Шишков,  
Александр Васильевич Тищенко,

Компания „Энергомашвин”  
Компания „Энергомашвин”

В связи с малым потреблением современных микропроцессорных устройств РЗА и приводов выключателей (уменьшилось в десятки раз) изменяется и организация питания их оперативным током. Наиболее оптимальным для микропроцессорных устройств РЗА является использование постоянного оперативного тока. Для замены цепей питания выпрямленным оперативным током (БПТ/БПН – БПНС) и шкафов ШУОТ 01, 02, компанией «Энергомашвин» разработан и освоен в серийном производстве с 1997 года шкаф оперативного тока типа ШОТ-01.

Шкаф оперативного тока не требует периодического технического обслуживания на протяжении всего срока службы. Установленные в шкафу герметизированные аккумуляторные батареи не требуют доливки электролита.



Внешний вид шкафа  
оперативного тока ШОТ-1

### Технические данные

Род тока:

основных цепей шкафа –	постоянный
питающей сети –	переменный, однофазный, 50 Гц

Номинальное напряжение

основных цепей шкафа, В –	=220/110/24
питающей сети, В –	~220

Номинальный ток:

подзарядного устройства, А –	10
потребляемый подзарядным устройством, А –	14

Вид конструкции –

шкаф

Способ обслуживания –

одностороннее

Степень защиты, по ГОСТ 14254-80

IP54

Рабочий диапазон температур

-10...+40°C

Габаритные размеры, мм, не более:

высота –	2200
ширина –	600
глубина –	600

Количество аккумуляторов в аккумуляторном

отсеке, шт. –

17/9/2

Срок службы, лет\* –

25

\*Примечание. Срок службы установленных в шкафу оперативного тока герметизированных аккумуляторных батарей – в соответствии с эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

По согласованию с заказчиком в схему могут быть внесены изменения (например, установлен обогрев шкафа, изменен тип аккумуляторов и т.д.)

Конструктивно шкаф оперативного тока состоит из металлической несущей конструкции шкафового типа, предназначенной для установки на полу, и размещенных внутри нее узлов. Шкаф разделен герметичной горизонтальной перегородкой на два отсека: нижний (отсек аккумуляторных батарей), и верхний. На передней части шкафа имеются две двери, закрывающие шкаф на половину его ширины каждая.

В нижнем отсеке шкафа оперативного тока устанавливается 17 аккумуляторных батарей (=220 В) или 9 батарей (=110В), которые, являются герметизированными, необслуживаемыми, с номинальным напряжением 12В и имеют ударопрочный негорючий корпус. Емкость аккумуляторной батареи – 30 ÷ 50 А·ч (по желанию заказчика). В двери нижнего отсека выполнены вентиляционные отверстия (прорези). В верхнем отсеке смонтированы два подзарядных устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции, реле контроля пульсаций. На дверях шкафа установлено два амперметра, вольтметр и реле контроля исправности схемы.

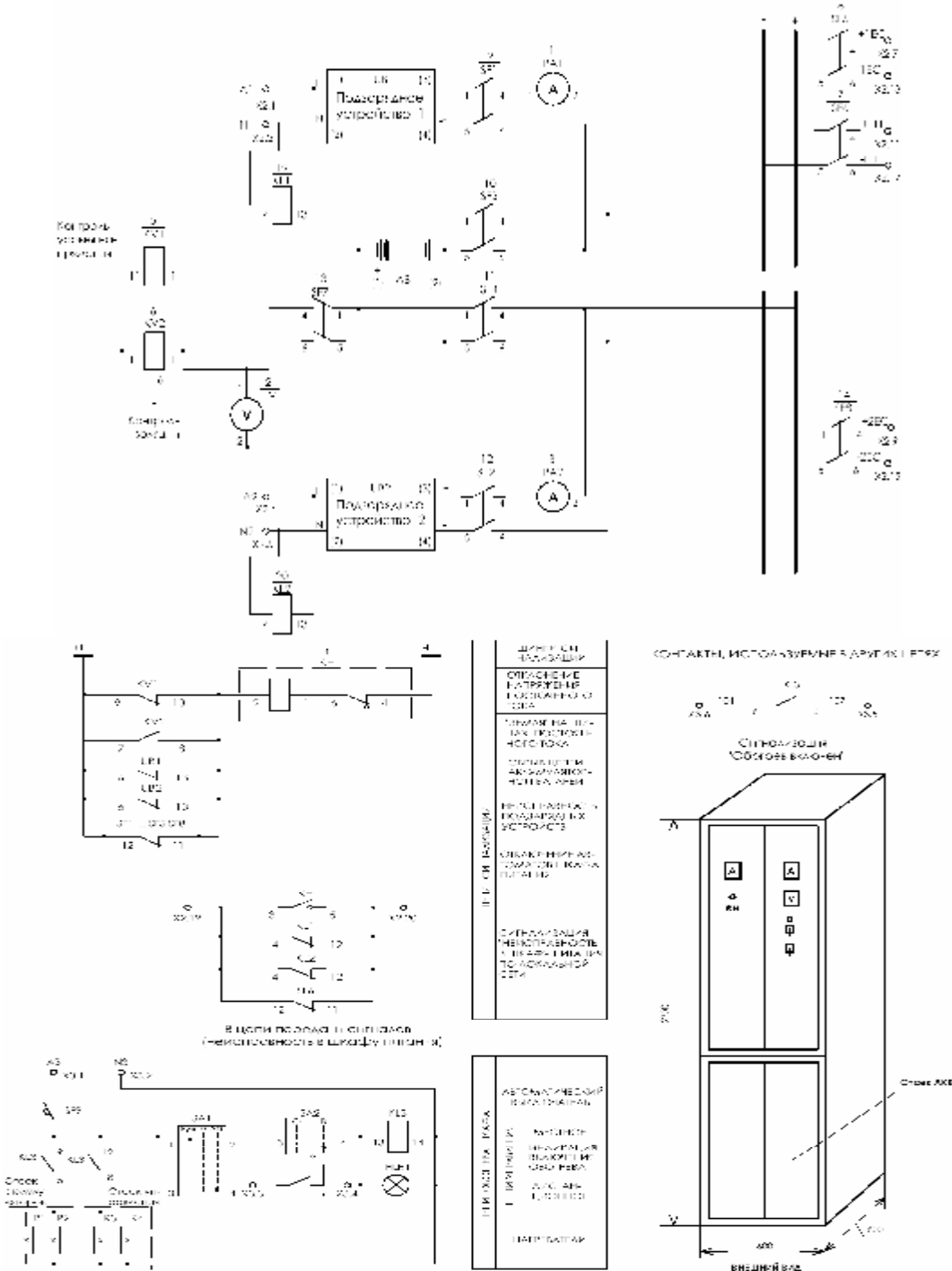
При нормальной работе шкафа оперативного тока, оба подзарядных устройства находятся в работе. Подзарядка аккумуляторных батарей производится непрерывно. При наличии напряжения хотя бы на одной из двух секций собственных нужд питание потребителей (шинок управления и сигнализации)

осуществляется от подзарядных устройств, а при исчезновении напряжения собственных нужд – от аккумуляторных батарей.

При возникновении неисправности в шкафу оперативного тока, либо на отходящих шинках управления и сигнализации (неисправность подзарядного устройства, срабатывание автоматических выключателей, реле контроля уровня напряжения или реле контроля изоляции) срабатывает указательное реле неисправности, а также выдается сигнал о неисправности в шкафу питания через систему телепередачи информации.

Контроль величины напряжения на шинах  $\approx 220\text{В}$  осуществляется по вольтметру (нормальное значение напряжения 231 В).

Работа подзарядных устройств контролируется по показаниям амперметров. В нормальном режиме работы нагрузка на подзарядные устройства распределяется равномерно.



Изделие сертифицировано на соответствие требованиям ГОСТ 22789-94

**Справки:** Компания "Энергомашвин" (дилер ALSTOM PCB):

Россия, 125083, Москва, а/я 77.

Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”, Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)

E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## УСТРОЙСТВО ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ТИПА УЗА-10

**Всеволод Георгиевич Гловацкий,**      *ALSTOM PCB*  
**Геннадий Николаевич Дмух,**            *Компания „Энергомашвин”*

Отделением релейной защиты и систем управления АЛЬСТОМ и компанией «Энергомашвин» разработано и произведено в 2001 году устройство управления, токовой защиты, для установки, в первую очередь, на реконструируемых станциях промышленных установок и распределительных сетей старую РЗА и телемеханику. Внешний вид устройства УЗА-10 на рисунке 1.

**Существуют несколько модификаций устройства: УЗА-10А и УЗА-10В. В нижеприведенной таблице приведен перечень функций, выполняемых каждым из устройств**



Рис. 1 Внешний вид устройства УЗ

Функции	Код ANSI	УЗА-10А	УЗА-10В
Двухфазная МТЗ	51	X	X
Токовая отсечка	50	X	X
ЗНЗ (сигнализация/отключение)	64N		X
Количество групп уставок		1	1
Ускорение МТЗ при включении выключателя		X	X
Дистанционное включение и отключение выключателя			X
Контроль и управление выключателем		X	X
Блокирование/разблокирование МТЗ и ТО (ЛЗШ и УРОВ)		X	X
Однократное АПВ	79	X	X
Измерение токов фаз		X	X
Измерение тока ЗНЗ или точное измерение тока фазы А			X
Запоминание тока КЗ		X	X
Порт связи RS 485 для подключения к локальной сети			X

Обе модификации могут изготавливаться в одном корпусе и в двух (по заказу).

При изготовлении устройства в двух корпусах, в дополнительный блок выносятся:

- модуль питания устройства от токовых цепей трансформаторов тока и цепей напряжения СН,
- встроенный токовый орган для логической защиты шин (ЛЗШ),
- УРОВ,
- цепи дешунтирования.

### Установка

Устройство УЗА-10 и дополнительный блок имеют металлический корпус. УЗА-10 предназначено для утопленного монтажа в прорезь двери, а дополнительный блок для установки на панели (двери релейного шкафа).

### Краткое описание устройства

На разъемах, расположенных на задней стенке УЗА-10, имеются токовые входы двух фаз (версия В – еще и тока нулевой последовательности/точного измерения тока фазы А). Реле имеет три диапазона по фазному току (2-50А, 4-100А и 8-200А или 0.4-10А, 0.8-20А, 1.6-40А для исполнения 1А), которые выбираются путем подключения к соответствующему ответвлению входного трансформатора тока. Токковый вход, который используется для измерения тока ЗНЗ, имеет диапазон 0.05-2.00А, а при точном измерении тока фазы А – 0.2-6.0А.

Независимо от исполнения, устройство обязательно имеет два выходных реле. Одно выходное реле используется для отключения защитами или при управлении по сети передачи информации, другое для включения от АПВ или по сети.

**Примечание:** Включение и отключение выключателя при управлении по сети передачи информации относится только к устройству модификации В.

Один из двух имеющихся дискретных входов используется для контроля положения выключателя, другой может использоваться или для внешнего пуска АЧР-ЧАПВ или для блокировки действия защиты.

Устройство УЗА-10 питается от источника питания как постоянного, так и переменного тока. Комбинированное питание от цепей переменного тока ( $I_n = 1$  или 5А) и напряжения (60 - 220 В), в зависимости от заказа, может быть организовано либо в одном корпусе с устройством глубиной – 215мм,

либо в дополнительном блоке. При питании только от цепей тока, устройство с номинальным током 5А работает стабильно начиная с 4А, устройство с номинальным током 1А – с 0,8А. Кратковременные исчезновения напряжения (< 500 мс) фильтруются и стабилизируются в блоке питания.

Дополнительный блок подключается к токовым цепям последовательно с устройством УЗА-10 и имеет встроенный датчик тока для выполнения логической защиты шин (ЛЗШ) – блокировки ТО на вводе и СВ. Срабатывание блокирующего органа ЛЗШ (RL3) происходит при 1÷7-ми кратном превышении номинального тока с нерегулируемым временем 60 мс. Кратность срабатывания ЛЗШ задается переключателем S1, расположенным в дополнительном блоке, слева от клеммников. При однокорпусном изготовлении устройства, для задания уставки ЛЗШ необходимо снять верхнюю крышку (переключатель S1 находится под ней).

УРОВ обеспечивается путем последовательного включения с выходными контактами реле RL3 - НЗ контактов реле KL2, которые размыкаются при срабатывании на отключение выходного реле основного блока, снимая тем самым блокировку защиты СВ и ввода. При успешном отключении выключателя отходящей линии, СВ и ввод останутся включенными из-за задержки срабатывания отсечки на последних, которая запускается после снятия блокировки. По заказу, ЛЗШ и УРОВ помещаются в один корпус с устройством (глубиной – 215 мм).

Дополнительный блок дает возможность использования устройства в схемах с дешунтированием (до 250А, 1с). Управление дешунтированием выполняется выходным реле отключения устройства УЗА-10. Существует вариант устройства с глубиной корпуса 215 мм, которое также может использоваться в схемах с дешунтированием. Схема подключения устройства УЗА-10, изготавливаемого в одном корпусе показана на рисунке 2, в двух корпусах – на рисунке 3.

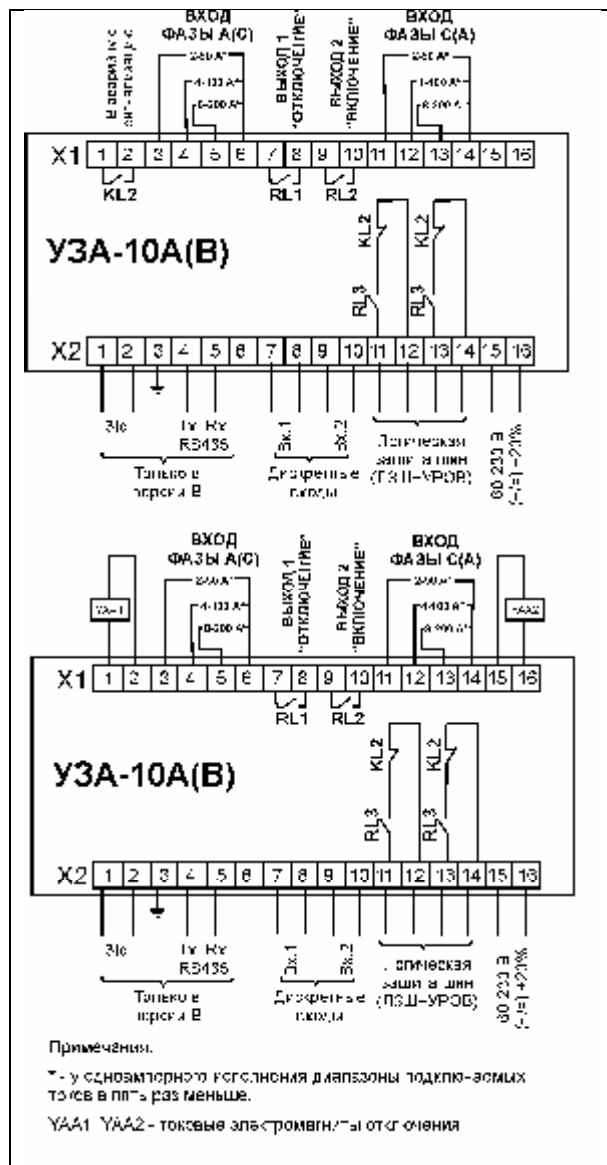


Рис. 2 Схемы подключения устройства УЗА-10 изготавливаемого в одном корпусе

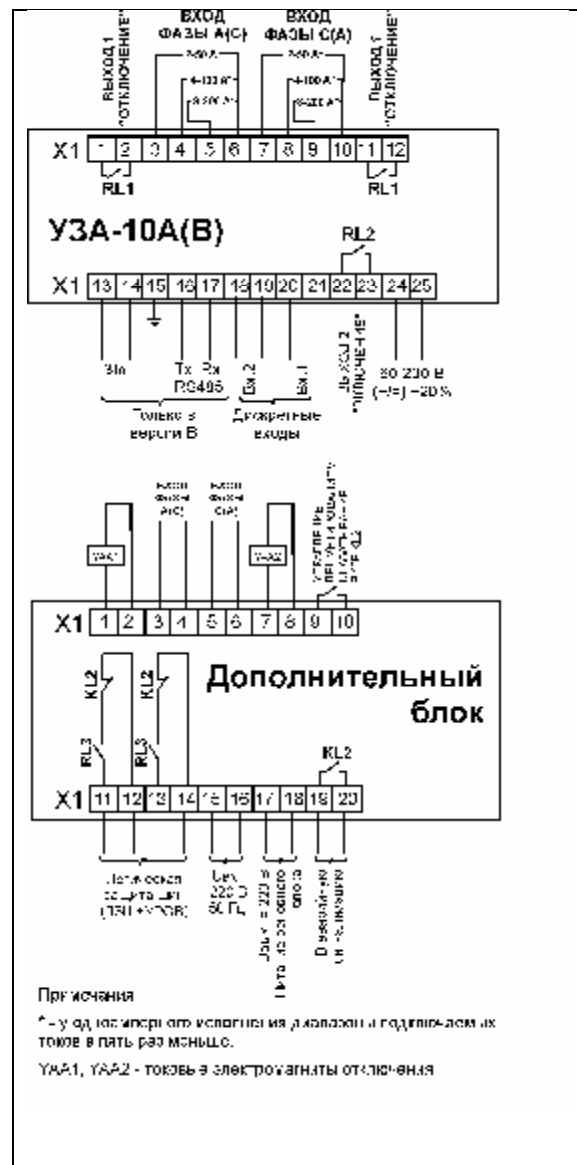


Рис. 3 Схемы подключения устройства УЗА-10 и дополнительного блока

## Технические данные

### Токовые входы

#### Фазный ток

- Номинальный ток: 5 А или 1 А
- Нагрузка: < 3 ВА (5А)
- Устойчивость:
- 1 секунда @ 40 x I<sub>н</sub>
- Длительно @ 2 x I<sub>н</sub>

### Уставки

Защита от междуфазных КЗ

Ступень: I>

- Уставка по току: 2 ÷ 16 А  
(для I<sub>н</sub> = 1А => I<sub>у</sub>/5)
- Шаг: 0,1 ÷ 0,5 А
- Выдержка времени I>: 0,1 ÷ 5 с
- Шаг: 0,1с

Ступень: I>>

- Уставка по току: 5 ÷ 200 А  
(для I<sub>н</sub> = 1А => I<sub>у</sub>/5)
- Шаг: 1 А
- Выдержка времени I>>: 0,05 ÷ 1,0 с
- Шаг: 0,05с

### Ускорение МТЗ при включении

Выдержка времени: вводится ускорение 0,5с в течение 1с после включения выключателя

### Защита от замыканий на землю (версия В)

- Ступень: IO>
- Уставка по току: 0.02 ÷ 2 А
- Шаг: 0,02 А
- Выдержка времени I>: 0 ÷ 10 с
- Шаг: 0,5с

### или точное измерение тока фазы А

при входном токе 0,2-6А погрешность составляет 2%.

### АПВ

Время подготовки: 0 ÷ 120 с  
Время срабатывания: 0 ÷ 10 с

### Напряжение питания

Напряжение питания постоянного или переменного тока: 60 ÷ 250 В  
Нагрузка: < 2 Вт + 0.25 Вт на каждое сработавшее реле < 3 ВА при питании напряжением переменного тока  
Допустимое отклонение напряжения: ±20%  
Допустимый перерыв питания: 500 мс

### Дискретные входы

- 2 дискретных входа
- Диапазон: 110 или 220 В (по заказу) пост./переменного тока
- Нагрузка: 2 Вт на вход при 220В

### Выходные реле

- Устойчивость (0,2 с) 20 А
- Номинальный ток 5 А

### Связь (версия В)

Тип: 2-х проводная RS 485, полудуплекс, изолированная  
Скорость: 300 ÷ 9600 бод  
Протокол: MODBUS RTU  
По сети передается информация об отключении обеими ступенями МТЗ, о работе АПВ, положении выключателя, обеспечивается управление выходными реле, передаются результаты измерения тока нагрузки одной фазы с повышенной точностью, тока КЗ и сигнализация о срабатываниях.

### Корпус

Устройство предназначено для утопленного монтажа с тыльным подключением и может состоять из двух блоков.  
Степень защиты: МЭК 529; IP 52  
Вес: < 1,2 кг; доп. блок – 1,5 кг  
Однокорпусной вариант – 2 кг  
Подключение: зажимы пружинного типа (Wago)

### Пользовательский интерфейс

- Дисплей: 4 знака + 5 точек
- Светодиоды: 5 (версия А - 4)
- Клавиатура: 5 клавиш

### Окружающая среда

Температура: по МЭК 255-6  
Эксплуатация: -30°C + 55°C  
Хранение: -40°C + 70°C

Устройство сертифицировано на соответствие требованиям ГОСТ 22789-94

## Справки:

### ALSTOM Россия:

Россия, 117335, Москва, ул. Вавилова 91, строение 2, тел.: (095) 231-29-49, факс: (095) 935-10-47  
E-mail: [hlovatsky@alstom.com.ua](mailto:hlovatsky@alstom.com.ua)

### Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM РСВ):

Россия, 125083, Москва, а/я 77.  
Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”  
Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)  
E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ПРИ ТЕХПЕРЕВООРУЖЕНИИ РЗА В СЕТЯХ СВН ОЭС ЦЕНТРА.

Жуков А.В., Федотов А.З., Перегудов С.М., Родин В.В. *ОДУ Центра*

1. Проблема техперевооружения существует уже много лет, актуальность ее с каждым годом возрастает.

**В сетях СВН:** подавляющее большинство устройств РЗ и ПА, находящихся в эксплуатации, произведено в период 1970÷85 гг.

Боле 30 % устройств – в эксплуатации более 25 лет.

Более 85% устройств – электромеханические, около 2% полупроводниковые, остальные – на ИМС.

Существующий комплекс функционирует достаточно надежно и, по данным статистики, обеспечивает % правильной работы РЗА – 94÷97%; успешное ТАПВ – 65÷75%, успешное ОАПВ – 55÷65%.

Тем не менее, необходимость техперевооружения очевидна. Главная проблема – отсутствие отраслевой концепции развития РЗА. Вопрос единой технической политики приобретает особую актуальность в связи с процессом реформирования РАО и возникновением на его месте ряда независимых компаний. Отсюда возникает необходимость выполнения системным оператором (СО) роли проводника единой технической политики по системам АСТУ, в т.ч. и по РЗА, ПА, АСДУ.

2. Недостатки электромеханических устройств известны:

- сравнительно низкое быстродействие;
- зависимость точности измерений от механической регулировки, температуры, частоты;
- большие трудозатраты и время техобслуживания;
- ограниченные возможности получения информации о функционировании, исправности и готовности к действию.

Устройства на ИМС имеют преимущества по сравнению с электромеханическими в плане быстродействия, погрешности, электропотребления и времени проверки. Однако остались большие габариты, возросла проблема помехозащищенности.

3. В настоящее время во всем мире идет широкое внедрение МП устройств РЗА, имеющих неоспоримые преимущества по сравнению с устройствами на электромеханике и ИМС:

- многофункциональность терминалов, интегрирование в АСУ ТП, возможность дистанционного управления;
- новые принципы, улучшенные характеристики, цифровые методы фильтрации и измерения, адаптируемость к режимам первичной сети;
- самодиагностика, удобство эксплуатации, сокращенные сроки проверки;
- малые габариты, малое потребление мощности.

Вместе с тем возникают и новые проблемы:

- отсутствие достаточного объема информации о МП-терминалах и опыта их эксплуатации;
- отсутствие должного опыта проектирования и типовых решений по внедрению МП-устройств;
- совместимость ПО различных МП устройств в части языка общения и протоколов обмена информацией;
- необходимость создания сервисной системы технического обслуживания;
- высокая стоимость (терминалы типа REL 511, REL 521, SA 522, P 442, P 437 – 15÷20 тыс. \$);
- повышенные требования в части ЭМС и организации системы оперативного постоянного тока.

Для сетей СВН возникают дополнительные проблемы:

- отсутствие отечественных производителей МП РЗА приводит к необходимости использования устройств западноевропейских фирм (ABB, SIEMENS, ALSTOM), принципы построения комплексов РЗА которых отличаются от российских:
  - использование двух практически одинаковых систем РЗА, а не систем, выполненных на разных принципах;
  - идеология работы комплекса РЗА построена, исходя из наличия одного выключателя на присоединение, а не двух;
  - большинство западных защит предназначено для ВЛ, длина которых не превышает 250-300 км;
  - западные разработки имеют иные подходы к выполнению АПВ (особенно в области однофазного, а также в части пуска ТАПВ);
  - другие, по сравнению с отечественными, критерии блокировки при качаниях и неисправности цепей напряжения.

**4.** Что происходит в сетях ВН и СВН ОЭС Центра в области внедрения МП устройств РЗА в настоящее время:

**4.1.** Намечились следующие тенденции: в сетях 110÷220 кВ МЭ – внедрение устройств АВВ, в сетях 500 кВ МЭС (ПС Липецкая, Радуга) – ALSTOM. Внедряемые отечественные МП устройства в сетях СВН – регистраторы, осциллографы, устройства ОМП, в.ч. посты типа ПВЗУ.

**4.2.** В области проектирования МП РЗА наиболее проработанными и "прозрачными" являются устройства фирмы АВВ. Устройства фирмы SIEMENS проработаны в части защит элементов ПС, в качестве защит ВЛ – на начальной стадии. Фирма ALSTOM представлена проектом Тульского ЭСП'а по защитам ВЛ 500 кВ Липецкая Восточная и Западная .

**4.3.** Действие тендерного механизма в вопросах техперевооружения РЗА в ряде случаев не подкреплено возможностями отечественных проектных организаций, а инофирмы не в состоянии оказать реальную помощь по конкретным проектам в сжатые сроки.

Все это вызывает тревогу за надежность функционирования проектируемых комплексов РЗА.

**4.4.** ОДУ Центра выступило в роли заказчика проектного титула "Система технологического управления ОЭС Центра в нормальных и аварийных режимах. Реконструкция". Генеральный проектировщик – Московский ЭСП.

В качестве 1-го этапа в рамках этой работы проводится проектирование РЗА системообразующей сети Северо-Восточной зоны ОЭС Центра. Результаты этого этапа, после совместного обсуждения ЭСП, ОДУ, ЦДУ, АО-энерго, МЭС, Мосэнерго, ГРЭС и АЭС, должны явиться типовые решения по РЗА в регионе ОЭС Центра.

**5.** Основные принципы выбора МП-защит и варианта МП комплекса РЗА сети СВН.

**5.1.** Предполагаемые к установке МП устройства должны быть сертифицированы, рекомендованы РАО к применению, испытаны на ЭМС в соответствии с отечественными требованиями, комплексы МП защит для сетей СВН должны проходить через межведомственную комиссию.

**5.2.** Система РЗА присоединения должна состоять из комплексов, выполненных на МП защитах, использующих разные принципы: на защитах с абсолютной и относительной селективностью, дистанционных и токовых с телеуправляемыми (ускоренные или блокируемые) ступенями.

**5.3.** Комплексы МП устройств РЗА должны функционально полностью дублировать друг друга, и, по возможности, резервировать защиты смежных элементов.

**5.4.** МП защиты должны быть максимально интегрированы в создаваемую параллельно АСУ объекта, иметь универсальную форму протоколов данных, быть адаптированными к системам управления и контроля объекта.

**5.5.** МП комплекс РЗА должен быть максимально удобным в эксплуатации в плане обслуживания оперативным и релейным персоналом, проверки и самодиагностики, получение регистрируемой информации, сигнализации и т.п.

**5.6.** МП терминалы комплекса РЗА должны обладать расширенными возможностями по использованию свободно конфигурируемой логики и иметь достаточное число входов/выходов для реализации отечественной идеологии систем РЗА и организации полноценного взаимодействия терминалов.

**6.** Учитывая то, что в сетях СВН ОЭС Центра дальнейшее резервирование обеспечивается в большинстве случаев только в каскаде с большой выдержкой времени, считаем необходимым, чтобы вновь вводимые системы МП РЗА имели полноценное ближнее резервирование, что должно достигаться:

- оснащением всех ВЛ СВН тремя комплексами защит от всех видов повреждений;
- разделением питания защит по цепям постоянного тока (разные АБ или АВ АБ);
- разделением по цепям переменного тока и напряжения (использование разных сердечников ТТ, линейного ТТ, двух ТН ВЛ);
- приоритетное использование выключателей с двумя электромагнитами отключения.

**7.** Исходя из вышесказанного, вырисовывается следующая система МП защит для ВЛ СВН:

**а)** защита от всех видов повреждения с абсолютной селективностью (МП ДФЗ или МП ДЗЛ), работающая с в.ч. аппаратурой типа ПВЗУ или по ВОЛС;

**б)** две защиты от всех видов повреждений, организованных на многофункциональных терминалах, имеющих в своем составе функции ДЗ (как от междуфазных, так и от однофазных к.з.), ТЗНП, телеуправляемые ступени, ОАПВ и ТАПВ, МФО, ЗНР и т.д. Телеуправление ступенями может быть организовано на в.ч. аппаратуре АКАП (АКПА) или ПВЗУ, а также по ВОЛС;

**в)** индивидуальные для каждого выключателя МП устройства УРОВ.

При этом:

1) вместо одного из многофункциональных терминалов возможно использование комплекта МП ДФЗ или МП ДЗЛ;

2) функции АПВ могут быть выполнены на отдельных терминалах.

Так как на сегодняшний момент отсутствуют рекомендованные к применению в сетях СВН МП ДФЗ и не ясен вопрос оснащения ВЛ СВН оптоволокном, то на первоначальном этапе предполагается оставлять в работе существующие ДФЗ-503 (504) или ПДЭ-2003, адаптировав их к работе с МП терминалами.



В настоящее время наиболее подготовленными для применения на ВЛ СВН с точки зрения адаптации к отечественным условиям, объема свободной логики, количества функций и опыта проектирования являются устройства АВВ, такие как REL 551 (ДЗЛ), REL 511 или REL521 (многофункциональные терминалы) и RANB 14 (УРОВ).

8. При техперевооружении РЗА элементов ПС считаем обязательным использование только МП устройств. Например, ДЗШ, один из комплектов ДЗТ – могут быть на электромеханике или ИМС.

9. Для успешного широкомасштабного внедрения МП-устройств РЗА в отрасли должны быть решены следующие технические и организационные вопросы:

- разработка типовых решений по выполнению комплексов МП РЗА (в т.ч. по использованию их в системах управления, контроля, сбора, хранения и передачи данных для объекта и разных уровней управления);
- неотъемлемой составной частью процесса техперевооружения РЗА должна быть комплексная программа по исследованию условий ЭМС и определению необходимых мероприятий. Указанные работы должны учитываться в смете проекта;
- при выборе первичного оборудования (выключателей, ТН и ТТ) и разработке технических решений по реконструкции объектов (ЗУ, кабельные каналы, помещения, экранирование и т.п.) – должны учитываться требования по обеспечению надежного функционирования комплексов РЗА;
- при реконструкции объектов должны учитываться потребности систем РЗА в развитии средств связи как в части телеуправления защитами, так и в части передачи информации на разные уровни управления;
- при выборе аппаратуры РЗА той или иной фирмы и заключении контрактов (в том числе и при тендерах) должны учитываться такие критерии как техническая поддержка со стороны фирмы-изготовителя, наличие ремонтных и учебных баз, наличие специализированных наладочных организаций и т.п.

Все выше сказанное указывает на необходимость проведения в отрасли единой технической политики по внедрению МП РЗА, контролировать которую должна организация, отвечающая за технологическую надежность, т.е. СО.

## **СРЕДСТВА НАБЛЮДЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЯ "РЕКОН" И ОПЫТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

**Иванилов Б.Ю., НПП "РЕКОН" (г. Донецк)**

### **1. СОВРЕМЕННАЯ АППАРАТУРА И ТЕХНОЛОГИИ РЕГИСТРАЦИИ И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НПП "РЕКОН"**

Научно - производственное предприятие «РЕКОН» образовано в 1991 году группой специалистов Института прикладной математики и механики АН Украины с целью разработки, изготовления и внедрения аппаратуры и технологий наблюдения параметров аномальных режимов электроэнергетических объектов. За десять лет эксплуатации продукция с маркой "РЕКОН" качественно изменила применяемые технологии регистрации и анализа аварийных, аномальных и быстротекущих процессов в электрических сетях и оборудовании самого различного назначения в Украине, России и дальнем зарубежье.

В настоящее время предприятием производится несколько типов комплексов контроля и регистрации параметров оборудования и средств оперативного управления, которые, в зависимости от назначения, различаются на специализированные и общего применения, на стационарные и мобильные.

«РЕКОН-07» - современный представитель специализированного электроэнергетического класса стационарных комплексов. Аппаратная часть комплекса - регистратор «РЕКОН-07БС» выполнен в моноблочном корпусе (190\*480\*400) и стационарно размещается на щитах подстанций, блоков электростанций и др., в том числе, и на необслуживаемых объектах. Регистратор оснащен символьным ЖК дисплеем и клавиатурой оперативного управления. Для сбора информации об объекте регистратор подключается непосредственно к вторичным сигналам напряжения, тока, аналоговым и дискретным цепям аппаратуры РЗА и т.д. Аналоговые каналы (АК) регистратора универсальны, т.е. допускают подачу на вход пост./перем. тока или напряжения и не требуют при заказе предварительной спецификации. Для связи с удаленными получателями информации непосредственно к регистратору подключают: телефонную пару, локальную сеть и т.д. Возможна автономная эксплуатация, когда информация снимается при помощи встроенного дисководов на дискету или считывается с ЖК дисплея: текущие уровни сигналов, состояние пусковых факторов, файл экспрес-информации и т.п. На объекте несколько регистраторов могут объединяться локальной сетью в автономную группу и осуществлять информационный обмен с уда-

ленными пользователями через один коммутируемый телефонный канал, подключаемый непосредственно к одному из регистраторов оснащенный модемом.

Регистраторы обеспечивают следующие возможности использования:

- пуск фиксации аномального режима по трем независимым группам стандартных пусковых факторов с индивидуальными уставками для каждой, ( $U_{л<}$ ,  $3U_{о>}$ ,  $U_{2>}$ ,  $I_{>}$ ), по повышению или снижению частоты и изменению дискретных сигналов;
- к-во аналоговых каналов (АК)..... 32,(28,24,20,16,12);
- диапазон входных напряжений 0...250 В ( $R_{вх}=250$  кОм)
- диапазон входных токов 0...150 А (опционально до 250 А)  $Z_{вх}=0,006$  Ом;
- к-во дискретных каналов (ДК)..... 96,(128,160,192,224);
- входной ток дискретных каналов ..... 10 мА;
- частота дискретизации ( $F_d$ ).....900, 1800, 2400 Гц;
- суммарное время сохраняемых в постоянной памяти процессов при  $F_d=900$  Гц не менее 1500 сек;
- быстродействующая регистрация частоты в диапазоне от 36,4 до 99,9 Гц;
- регистрация "суточных файлов";
- определение аварийной ЛЭП, места повреждения, а также ФИП всех ЛЭП;
- создание файла экспресс информации с данными ОМП, ФИП и работы РЗА;
- питание регистратора осуществляется от сети пост/перем тока.....220/110 В;
- диапазон рабочих температур ..... 5...45 С.

Информация в регистраторе защищена от уничтожения, а гарантированный срок ее хранения, даже при обесточенном регистраторе, не менее 10-ти лет.

ПО комплекса позволяет:

- при работе по каналам связи: настроить регистраторы, в произвольный момент времени выполнить фиксацию данных текущего режима, осуществить выбор информационных файлов из "архива регистратора" и принять данные;
- проанализировать данные: измерить сигналы и временные интервалы, выполнить векторный анализ, построить графики линейных напряжений, а также любых последовательностей 3-х фазных систем, мощностей, отфильтровать ВЧ и постоянные составляющие, проанализировать спектральную плотность сигналов и их гармонический состав, прокомментировать рекогнограммы и распечатать их на бумаге;
- экспортировать данные в формат "COMTRADE".

Функции доступа к данным по каналам связи и функции настройки регистраторов защищены многоуровневой системой паролей.

**«РЕКОН-08»** - современный представитель мобильных комплексов общего применения, предназначенный для упрощения пусконаладочных работ и ремонтных операций, выявления редких, "случайным образом" повторяющихся отказов в электроэнергетическом и технологическом оборудовании. В конструкции и функциях регистраторов "Рекон-08МС" учтена специфика быстрой смены объектов наблюдения и обеспечена оперативная (без применения ПК) обработка информации непосредственно на объекте. Для наблюдения за процессом и обработки информации регистраторы оснащены встроенным графическим ЖК дисплеем и клавиатурой. Допускается одновременное управление процессом регистрации данных и наблюдение регистрируемых сигналов в режиме осциллографа реального времени (ОРВ). Управление функциями регистратора и его настройка осуществляются при помощи системы "Вложенных меню" или/и заранее подготовленных файлов "настройки". Гибкости использования мобильных регистраторов способствует простота изменения диапазонов входных сигналов АК, набора регистрируемых каналов, а также наличие компактного внешнего магазина шунтов, расширяющего диапазон трех АК регистратора до +650В и позволяющего регистрировать токи по трем каналам до 100А. Регистратор выполнен в эргономичном корпусе (360x200x320 мм.) с ручкой для переноски, вес не более 8 кг. Для переноса информации в регистратор встроен стандартный дисковод и изолированный порт RS232(RS-485). Регистраторы могут объединяться в локальную сеть между собой и ПК, образуя многопозиционную систему наблюдения за технологическим процессом. В комплекте к регистратору поставляется Программное обеспечение обработки информации для ПК.

Регистраторы обеспечивают следующие возможности использования:

- работу в режимах: «автономном» - настройка, наблюдение, регистрация и анализ данных без применения ПК, - «системном» - настройка, наблюдение, регистрация и анализ данных под управлением компьютера с использованием связи по интерфейсу RS-232(RS-485);
- пуск регистрации данных по уставке аналогового или дискретных сигналов, а также ручной пуск с пульта регистратора или с клавиатуры компьютера;
- к-во аналоговых каналов (АК)..... 16,(12,8);
- диапазоны входных напряжений +250мВ; +-25В, +-250 В ( $R_{вх}=250$  кОм);
- к-во дискретных каналов (ДК)....8(16,32);
- входной ток дискретных каналов ..... 10 мА;
- частота дискретизации в диапазоне ..... от 100Гц до 20000Гц;
- объем сохраняемой информации ..... 32, 64, 128, 256 Мб;
- максимальная длительность и количество сохраняемых процессов для :

- 8АК,8ДК и Fд=1000Гц..... 61,6 сек, 100 шт.( 32 Мб) или
- 8АК,8ДК и Fд=1000Гц..... 280 сек, 100 шт.( 128 Мб) и т.д.;
- предыстория настраивается от 0% до 100% общей длительности процессов;
- напряжение питания пост/перем., В... 220 (+60 –90);
- температура окружающего воздуха: от 0 до 45°С.

Высокая адаптивность мобильных комплексов позволяет создавать на их основе разнообразные специализированные устройства для проверки и тестирования оборудования определенного вида.

«РЕКОН-08ВВ» - мобильное специализированное устройство предназначенное для проверки параметров высоковольтных выключателей (ВВ) в период ремонта и наладки. В соответствии со стандартными операциями и циклами проверки, устройство осуществляет силовую коммутацию токов электромагнитов "отключения" и "включения" ВВ, при этом регистрирует токи и напряжения в силовых, сигнальных аналоговых и контактных цепях выключателя в долговременной памяти. Осциллограммы отображаются на графическом дисплее, на котором выводятся также значения величин временных интервалов и уровней сигналов. Таким образом при наладке выключателя для регистрации его диаграмм работы и оценки состояния никакого дополнительного оборудования не требуется. В комплекте с устройством "РЕКОН-08ВВ" поставляется ПО обработки данных, которое позволяет выполнить на ПК подробный анализ аналоговых сигналов и диаграмм работы контактов, оформить и распечатать протокол наладки. Для переноса либо передачи данных для обработки в ПК в устройстве имеется интерфейс RS-232С и встроенный дисковод. Конструктивные решения позволяют проверять при помощи данного устройства все типы воздушных и маломасляных ВВ, выпускавшихся и выпускаемых в странах СНГ, а также современные элегазовые модели. Смена типов проверяемых выключателей поддерживается сохраняемой непосредственно в устройстве и обновляемой пользователем базой данных по выключателям и объектам их установки. Управление токами электромагнитов возможно от штатного источника постоянного "опертока" или от регулируемого переменного напряжения. Устройство осуществляет автоматическое тестирование и сигнализацию о состоянии внешних силовых цепей и положении выключателя. Объем памяти устройства позволяет постоянно сохранять до 600 опытов, любой из которых доступен для анализа.

Устройство обеспечивает:

- коммутацию тока эл.магнитов, А ...до30 ;
- длительность паузы в циклах, Сек .....0-1;
- регистрацию 16 ДК( Rконтакта<=130 Ом);
- регистрацию 8 АК : -ток эл.магнитов, А ...до30 ( при внеш. шунте < 90А) -1шт;
- напряжение эл.магнитов, В ..... до 300 - 1шт;
- напряжение датчиков положения сопел, тока главных контактов и контактов шунтирующих резисторов – 6 шт.
- погрешность измерения временных интервалов, Сек ... +/- 0,001;
- напряжение питания пост/перем., В... 220 (+60 –90).
- температура окружающего воздуха, С ..... 0-45;
- габариты, мм .....360\*200\*320;
- масса, кг.....8.

Устройство проверки высоковольтных выключателей "РЕКОН-08ВВ", благодаря гибкости входных и выходных цепей аналоговых и дискретных каналов может использоваться также для проверки и испытаний других высоковольтных коммутационных устройств, например при снятии круговых диаграмм переключающих устройств (РПН) регулировочных трансформаторов, и т.п.

Все устройства проверены в эксплуатации в промышленных условиях и выпускаются серийно. По желанию заказчиков возможно расширение заявляемых функций и возможностей обработки информации путем внедрения либо уже опробованных решений, из имеющегося арсенала нетипичных решений, либо разработка оригинальных.

## **2. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГИСТРАТОРОВ РЕКОН-06,07 НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА ПАРАМЕТРОВ НАРУШЕНИЯ РЕЖИМА ЭС УКРАИНЫ 26 ИЮЛЯ 2001 ГОДА.**

Технологии обработки информации предприятия "РЕКОН" ориентированы на применение преимущественно в аномальных режимах работы разнообразного электроэнергетического оборудования. Подтверждением верного выбора приоритетных направлений развития технологий и характеристик регистраторов а также источником ценнейшего опыта явился для предприятия "РЕКОН" анализ каскадной аварии приведшей к нарушению режима работы ЭС Украины в июле 2001 года. В ходе аварии из-за коротких замыканий было повреждено пять линий 330 кВ, в результате чего, из-за перераспределения мощностей, возникло нарушение устойчивости и асинхронный режим по двум линиям связи соединяющим "систему" и выделившийся район, включающий Криворожскую ТЭС, Запорожскую ТЭС и потребителей центральной части Юга Украины и Крыма. Отказ в работе АЛАР одной из линий привел к погашению района.

Регистрация параметров ВЛ, непосредственно подвергавшихся коротким замыканиям и отключениям до и в ходе асинхронного режима регистраторами «Рекон» не велась, однако сбор и анализ информации о течении аномального процесса стал возможным благодаря присутствию регистраторов «Рекон-5,6,7» на других объектах района. Зафиксированная ими информация была использована для анализа аварийных параметров характерных для целого региона: а именно частоты напряжений на шинах ПС и электростанций, а также спектральных составов напряжений и токов ЛЭП. Интерес к этим параметрам диктовался также потому, что именно они определяют работу неэффективно действовавших, в условиях аварии, систем АВСН блоков электростанций, и влияют на правильность действия АЛАР.

В ходе развития аварийной ситуации регистраторы зафиксировали длительные изменения в поведении действующих значений напряжений и их частоты в суточных файлах. Быстрые изменения в поведении мгновенных значений напряжений, токов и частоты были зарегистрированы в файлах аварийной и диагностической информации. Анализ реконограмм суточных файлов позволил выявить характер развития начальной стадии процесса, оценить динамику падения напряжений и частоты, выявить параметры сравнительно длительных интервалов времени когда напряжение питания объектов восстанавливалось и вновь исчезало. Кроме того, общая синхронизация суточного, аварийных и диагностических файлов позволяет четко связать общие этапы развития процесса системной аварии с тем или иным поведением параметров и характеристик сигналов аварийных и диагностических файлов, упрощая дальнейший анализ и повышая его достоверность. "Растянутая" по оси времени начальная стадия развития нарушения представила посекундные значения частоты "района" и напряжения. (Графики частоты на реконограммах суточных файлов фиксируют среднюю частоту за каждую секунду. В аварийных же файлах фиксируется частота для каждого периода текущей частоты сети, что соответственно отражает быстрые изменения в ее поведении). Спектральный анализ напряжений и токов в районе позволил выделить условно четыре стадии асинхронного режима:

- начальная - идентифицируются две группы источников: одна с частотой "системы", вторая – без четко выраженной частоты, но частоты отдельных генераторов сгруппированы вокруг частоты ниже частоты системы, и занимают некоторый частотный диапазон, что говорит об их разсинхронизации сразу после нарушения устойчивости, длительность стадии - около 1 секунды;
- переходная - идентифицируются три группы источников: одна с частотой "системы", вторая, с наибольшей амплитудой и самой низкой частотой, частотой ресинхронизовавшихся генераторов и третья - с промежуточной по отношению к первым двум частотой и незначительной амплитудой, которая к концу стадии падает до нуля, длительность стадии - около 3 секунд;
- длительная - идентифицируются две группы источников: одна с частотой "системы", вторая - с частотой ресинхронизовавшихся генераторов, амплитуда которых сравнительно медленно падает, стадия оканчивается с исчезновением группы на частоте "системы", что говорит об отключении "последней связи", длительность стадии - около 28 секунд;
- финальная - идентифицируется до четырех источников с низкими (около 25-30 Гц) частотами которые "разбегаются" при одновременном падении амплитуды напряжения до полного обесточения, длительность стадии - около 5 секунд;

За время асинхронного режима частота основной генерирующей группы района упала до 21,6 Гц, а частота "системы" поднялась с 49,98 Гц до 50, 65 Гц. Наибольшая скорость падения средней частоты "района" составила 1,4 Гц в секунду.

Токовый АЛАР линии связи с системой не отключил ее в начальной стадии асинхронного режима, что инициировало исследование спектральных плотностей токов линий района. Исследованиям спектрального состава подверглись реконограммы токов аварийных файлов на временных интервалах длительностью 2,5 сек. В течении четырех секунд асинхронного режима спектры токов содержали составляющие не только на частоте системы и единственной частоте района, но занимали существенный диапазон частот, что, на наш взгляд, говорит о наличии на начальной и переходной стадиях не одночастотного а многочастотного асинхронного режима. Кроме того, спектральный состав токов всех линий, а также статора одного из генераторов КрТЭС (токи остальных не регистрировались) в течении первых восьми секунд асинхронного режима был стабильно представлен по крайней мере тремя составляющими: на частоте системы, на частоте района и на частоте равной разности удвоенной частоты района и частоты системы т.е. на наиболее низкой частоте. Данные соотношения между частотами не менялись с течением времени при снижении частоты района. И если наличие составляющих на первых двух частотах объяснялось генерацией системы и района соответственно, то появление составляющей на третьей частоте, которая была самой низкой в спектрах токов, на первый взгляд ничем не объяснялось. Уровень составляющей на низкой частоте достигал 30 -120% по отношению к составляющей на частоте системы для различных токовых координат района и постепенно понижался с течением времени по мере снижения частоты района и уровня напряжений в узлах района. Присутствие нижней составляющей в спектрах токов просматривалось до 12 –15 секунды асинхронного режима, однако существенный уровень ее приходится на первые 10 секунд. Учитывая множественные случаи неудовлетворительной работы аппаратуры АЛАР при многочастотных асинхронных режимах, нельзя исключать того, что неудовлетворительная работа АЛАР и в данном конкретном случае вызвана или по крайней мере усугублена присут-

вием на входе аппаратуры АЛАР составляющих характерных для многочастотного асинхронного режима.

За время асинхронного режима средняя, медленная составляющая, частоты основной генерирующей группы района упала до 21,6 Гц, а частота "системы" поднялась с 49,98 Гц до 50,65 Гц. Наибольшая скорость падения средней частоты "района" составила 1,4 Гц в секунду. Графики текущей частоты района, зарегистрированные в файлах аварийной информации, как результат измерения и фиксации регистраторами "быстрых", реальных изменений частоты входного напряжения, показали, что на протяжении асинхронного режима, частота представляет собой сумму аperiodической и периодической составляющих имеющей период равный циклу асинхронного хода. Спектральная плотность двухсекундных интервалов напряжения на шинах 330 кВ КрТЭС показала существенное преобладание напряжения на частоте района над составляющей на частоте системы, что позволило интерпретировать быстрые изменения частоты как результат периодической модуляции фазы напряжения на частоте района, совместно вырабатываемого КрТЭС и ЗаТЭС, напряжением на частоте системы, поступающей по ВЛ связи. Результаты численного расчета выполненного в соответствии с данной интерпретацией показали высокую сходимость параметров периодической составляющей частоты с реальной рекогнограммой. Применительно к неэффективной работе АВСН блоков КрТЭС это позволило предположить следующее: амплитудно и фазо модулированное входное напряжение, приложенное ко входу реле частоты, смещает, из-за периодического возврата ее времязадающего органа, характеристику срабатывания в область более низкой средней частоты на величину амплитуды периодической составляющей, и как следствие приводит к запаздыванию в работе системы автоматического выделения генераторов ТЭС на сбалансированную нагрузку.

Таким образом, технологии исследования аварийных ситуаций и нормальных режимов от предприятия «РЕКОН» позволили провести детальный анализ параметров сложного асинхронного режима, который показал: важность учета дополнительных факторов при расчетах уставок АВСН и АЛАР; выявил новый комплекс влияющих параметров при анализе работоспособности АВСН; направление совершенствования технологии проверки аппаратуры АВСН и АЛАР. Кроме того, результаты анализа подчеркнули актуальность внедрения на генерирующих объектах электрических систем современных средств регистрации параметров способных осуществлять быстродействующее измерение частоты, выполнять спектральный анализ зарегистрированной информации, осуществлять многочастотный мощностной и векторный анализы.

Коллектив НПП "РЕКОН" нацелен на решение задач наблюдения и предоставления информации о электроэнергетических, технологических и др. процессах в любой области деятельности и заинтересован в расширении научно-технических и деловых контактов с потенциальными пользователями своей продукции. Обращайтесь к нам по следующим адресам:

**ООО НПП «РЕКОН»,**

**83100, г. Донецк-100, пр. Театральный, 23.**

**Тел. факс.: (8-062) 3358321. Тел.: (8-062) 3343036.**

**E-mail: [postmaster@recon.donetsk.ua](mailto:postmaster@recon.donetsk.ua)**

## АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Н.Н. Давиденко, В.Г.Самовичев, концерн "Росэнергоатом"

### Введение

Важнейшими приоритетами развития атомной отрасли продолжают оставаться развитие безопасной и эффективной атомной энергетики, поддержание необходимого ядерно-оружейного потенциала на базе совершенствования организационной и производственно-технологической структуры ЯОК в условиях сокращения ядерных вооружений, запрещения ядерных испытаний и развития объектов атомной инфраструктуры.

К важным задачам также относится организация разработки и серийного производства наукоемкой и конкурентоспособной продукции народно-хозяйственного назначения и товаров народного потребления.

Минатом России продолжает функционировать в режиме устойчивого экономического подъема, сохраняя за собой нишу в эффективном секторе российской экономики. Все задания Государственного заказа выполнены. Темп роста объема производства промышленной продукции в 2001 году составил 106,1% (по России -104,9%).

В 2001 году на атомных станциях России выработано 136,4 млрд. кВт.ч. электроэнергии, что на 3,2% превысило задание, установленное ФЭК России. Коэффициент использования установленной мощности составил 70,3% против 69,1 % в 2000 году.

Функционирование российской атомной энергетики впервые обеспечено без нарушений, классифицируемых по шкале INES уровнем выше нулевого. Снизилось количество нарушений в работе энергоблоков АЭС (66 против 69 нулевого уровня). Радиоактивные выбросы на всех АЭС значительно ниже допустимых значений.

В течение 2001 года введен в промышленную эксплуатацию энергоблок № 1 Волгодонской (Ростовской АЭС). Реализованы крупномасштабные мероприятия по повышению безопасности энергоблока № 3 Нововоронежской АЭС. В установленном законодательством порядке получена лицензия на дальнейшую эксплуатацию энергоблока до декабря 2006 года.

Обеспечено соблюдение условий возобновления эксплуатации энергоблока №1 Курской АЭС, установленных Соглашением между Правительством Российской Федерации и Европейским банком реконструкции и развития, и выполнение условий действия лицензии Госатомнадзора России на эксплуатацию этого энергоблока.

Ведется достройка энергоблоков высокой степени готовности на Волгодонской (Ростовской), Калининской, Курской и Балаковской АЭС.

Правительством Российской Федерации принято решение о создании Генерирующей компании атомной энергетики.

### Эксплуатация действующих АЭС

АЭС России, составляя около 11% по мощности, вырабатывают до15% электроэнергии в стране, в том числе в ее Европейской части - порядка 20 %. В энергозонах Северо-Запада, Центра и Поволжья доля выработки АЭС достигает 30 - 40 %.

После спада в середине 90-х годов за последние 2 года энерговыработка АЭС России неуклонно увеличивается, в основном, за счет роста коэффициента использования установленной мощности, тем самым обеспечивается рост замещения природного газа, сжигаемого на ТЭС.

В 2000 г. АЭС России выработали 129 млрд. кВт.ч, что на 7.5% больше, чем в 1999 году. В 1999-2000 г. 50% прироста потребления электроэнергии в России обеспечивалось атомными электростанциями.

Обобщенный показатель безопасности действующих АЭС - динамика автоматических остановов реакторов - свидетельствует о неуклонном росте безопасности российских АЭС.

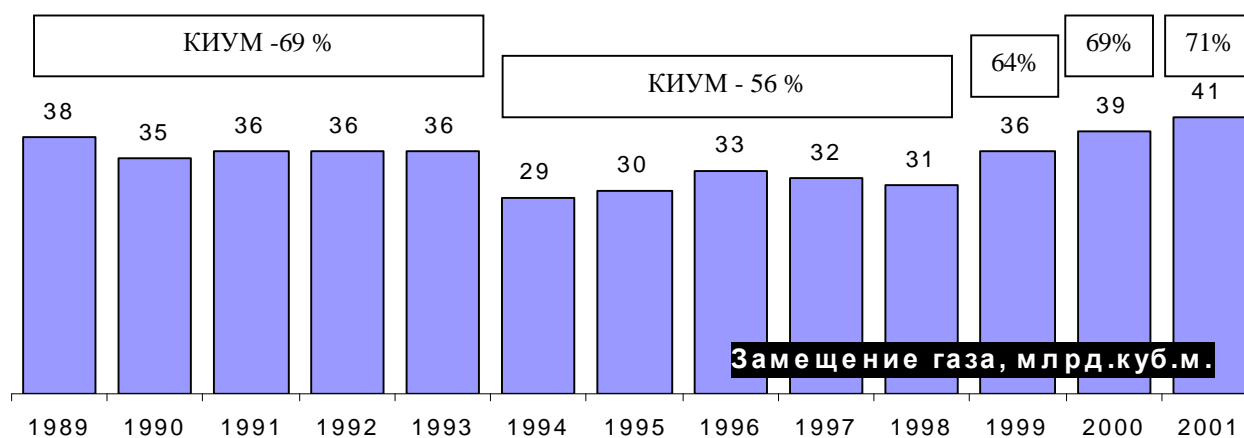
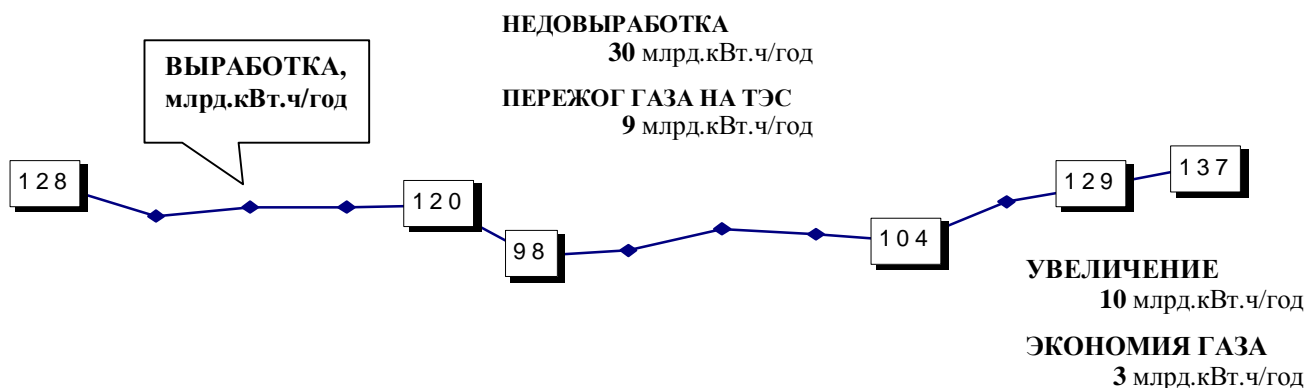
По эффективности использования имеющихся мощностей российские АЭС пока уступают зарубежным, коэффициент использования установленной мощности на которых в среднем составляет 75%. Среднее значение КИУМ на АЭС России в 2000 году составило 69 %. Исходя из этого, одной из важнейших задач, стоящих перед атомной энергетикой, является увеличение эффективности использования мощностей до среднемирового уровня (82%).

### Развитие в периоды 2001-2010 и до 2020 г.

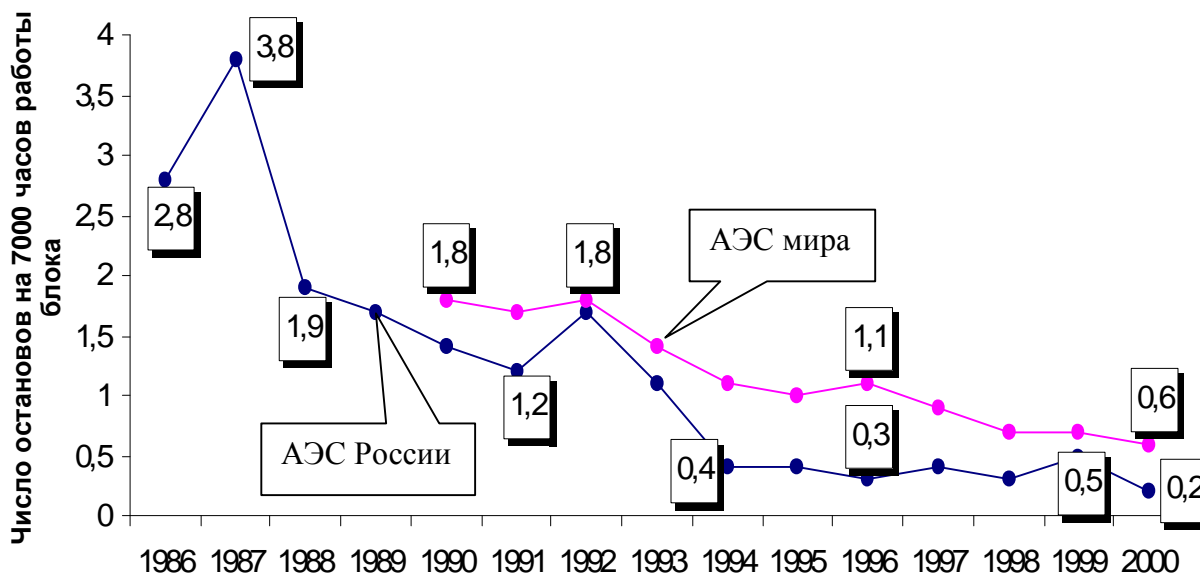
В соответствии с энергетической стратегии России ожидается рост производства электроэнергии до 2 % в год. При этом АЭС должны увеличивать энерговыработку с темпом 5 %, соответственно доля АЭС в производстве электроэнергии в Европейской части России должна возрасти от 20 % до 37%, а по России в целом от 15% до 30%.

У атомной энергетики есть все предпосылки для выполнения поставленных задач по увеличению энерговыработки за счет развития следующих направлений:

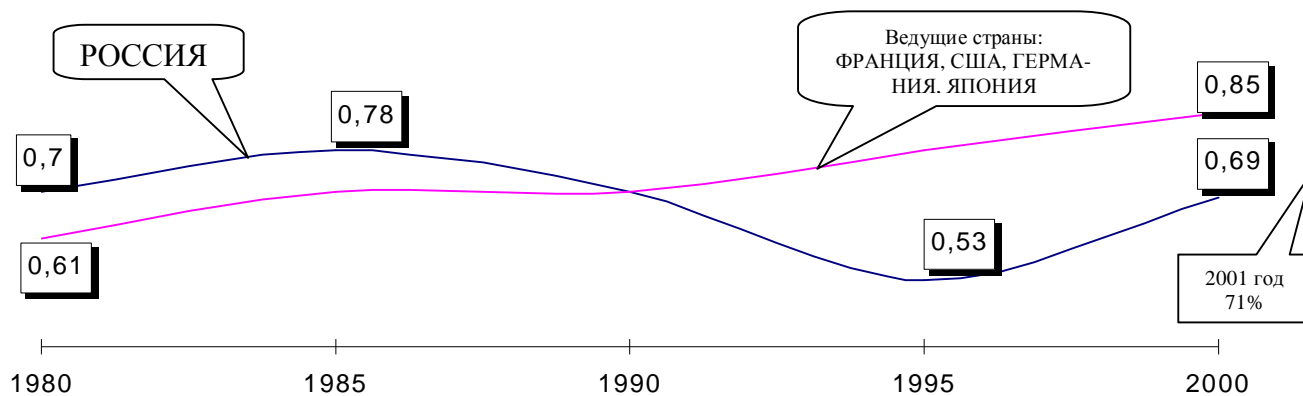
## Производство электроэнергии на атомных станциях России



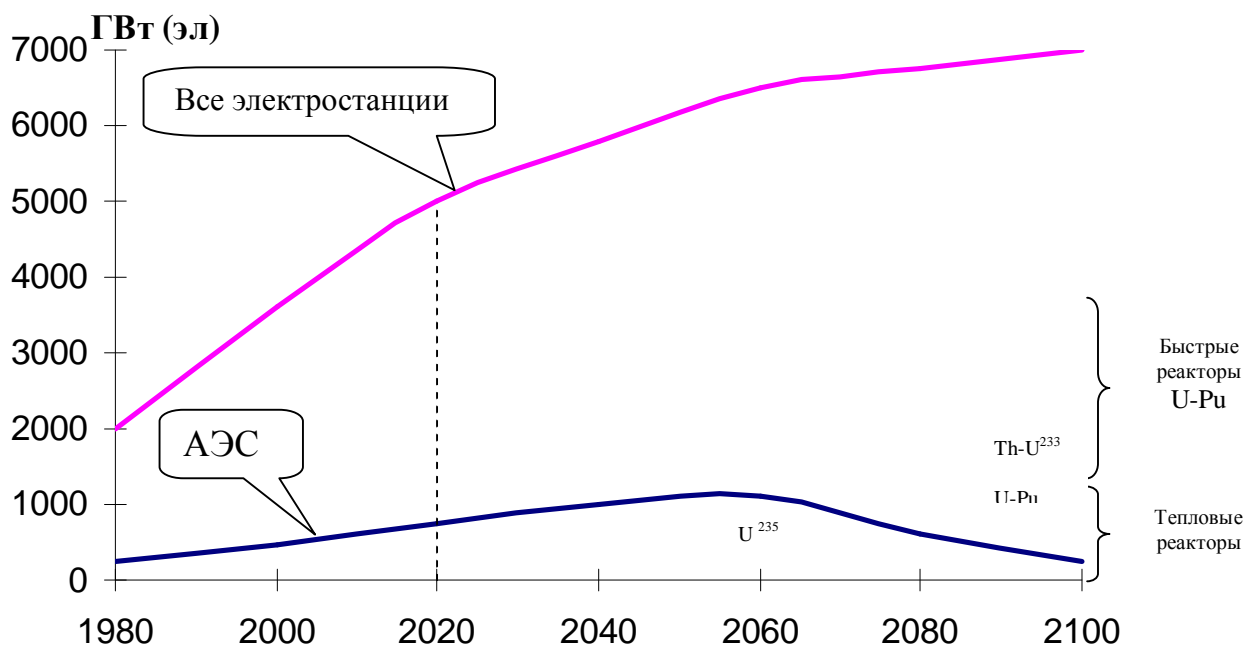
## Показатели безопасности: автоматические остановки реакторов (по данным ВАО АЭС)



## *Коэффициент использования установленной мощности АЭС*



## *Топливный потенциал развития атомной энергетики при использовании быстрых реакторов (предполагаемые запасы дешевого урана ~ 10 млн.т)*





- модернизация и продления сроков эксплуатации энергоблоков первого и второго поколения (6 ГВт и 11 ГВт соответственно);
- повышение эффективности работы действующих АЭС, создание систем обращения с ОЯТ и РАО;

- достройка энергоблоков высокой и средней степени готовности (5 ГВт);
- строительство энергоблоков по новым проектам на ранее подготовленных площадках (4ГВт).

В соответствии с вышеизложенным основными задачами атомной энергетики на период до 2010 г. становятся, при безусловном приоритете безопасности, повышение эффективности использования имеющихся мощностей, модернизация и продление сроков эксплуатации энергоблоков первого поколения, достройка энергоблоков высокой и средней степени готовности (Калининская АЭС - № 3, Курской АЭС - № 5, Ростовская АЭС - № 2, Балаковская АЭС № 5) и строительство новых энергоблоков на уже подготовленных площадках.

Результат анализа эффективности инвестиционных вложений по этим направлениям развития обуславливают приоритеты инвестиционной деятельности в атомной энергетике.

К 2005 году значение КИУМ на российских АЭС должно составить более 80 % при достижении коэффициента готовности к несению номинальной электрической нагрузки среднемировых значений - 85 %. Рост КИУМ позволит дополнительно вырабатывать на действующих энергоблоках более 20 млрд. кВт.ч в год.

Средние темпы ввода мощностей атомной энергетики России составили в 80-х годах 1 ГВт/год при плановых до 2 ГВт/год. В результате сегодня имеются заделы для сооружения энергоблоков суммарной мощностью 12 ГВт. Стратегия развития атомной энергетики предусматривает вводы АЭС со средними темпами до 1 ГВт/год в период до 2010 г. и 2,5 ГВт/год, начиная с 2010 г. с учетом замещения энергоблоков первого поколения, выбывающих из эксплуатации по истечению продленного срока службы.

В соответствии с программой развития атомной энергетики к 2005г. количество электроэнергии, вырабатываемой на российских АЭС, должно достигнуть 174 млрд. кВт.ч. К 2010 году предстоит превысить рубеж энерговыработки в 200 млрд. кВт.ч. в год, в том числе на вновь построенных энергоблоках - около 60 млрд. кВт.ч.

Концепция новых энергоблоков третьего поколения, которые станут основой энергетики России до 2020 года, базируется на эволюции конструкции действующих энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, БН и предусматривает более высокий уровень их безопасности. Новой вехой в развитии атомной энергетики России станет создание энергоблока с реактором ВВЭР-1500 с характеристиками уровня безопасности, надежности и экономичности, превосходящими энергоблоки с ВВЭР-1000 и не уступающими EPR и N4.

#### **Условия реализации развития.**

Последние пять лет атомная энергетика работала в условиях практически полного отсутствия инвестиций. Реализация стратегии развития атомной энергетики требует непрерывного роста инвестиционных вложений от 0,5 млрд. долларов США в 2001 году до 2,3 млрд. долларов США в год к 2010 году.

При сегодняшнем тарифе в 1,1 цент за кВт.ч атомная энергетика в состоянии обеспечить себя инвестициями для поддержания и воспроизводства действующих мощностей. За счет взвешенного и плавного увеличения тарифа (1,5 цента за кВт.ч в 2005 г.) предполагается привлечь в отрасль дополнительные инвестиции для выполнения программы развития. Ключевым моментом здесь становится снижение нынешнего уровня эксплуатационных расходов, естественно, не в ущерб безопасности и с целью обеспечения будущего развития.

Соответственно, экономическими условиями развития атомной энергетики являются:

- повышение тарифов на электроэнергию АЭС при сохранении конкурентоспособности на рынке;

- снижение эксплуатационной составляющей стоимости энергии за счет:

- увеличения отпуска электроэнергии АЭС;
- увеличения эффективности топливоиспользования;
- снижения удельной численности персонала.

Оценки показателей конкурентоспособности АЭС по сравнению с ТЭС (удельные капитальные затраты и тарифы) свидетельствуют о том, что атомные станции вполне конкурентоспособны в Европейской части России. Надо учитывать, что продление ресурса действующих ТЭС хотя и дешевле по капитальным затратам в 2-3 раза по сравнению с АЭС, но неэкономично с точки зрения эффективности сжигания органического топлива.

Таким образом, перспективы развития атомной энергетики обеспечиваются за счет:

- повышения эффективности эксплуатации при максимальном росте производства энергии;
- конкурентоспособности АЭС на рынках энергии и мощности;
- увеличения инвестиционных вложений в модернизацию, продление эксплуатации действующих и создание новых мощностей;
- создания новых мощностей (ВВЭР-1500, БРЕСТ, ВК-300).

## ***Проекты с реактором ВВЭР-1000***

- ü Строительство головного блока на НВ АЭС-2 (энергоблок № 6) - модернизация АЭС-92;
- ü Сооружение блоков на Тяньваньской АЭС в КНР;
- ü Достройка АЭС "Бушер" в Иране;
- ü Создание проекта для АЭС "Куданкулам" в Индии.

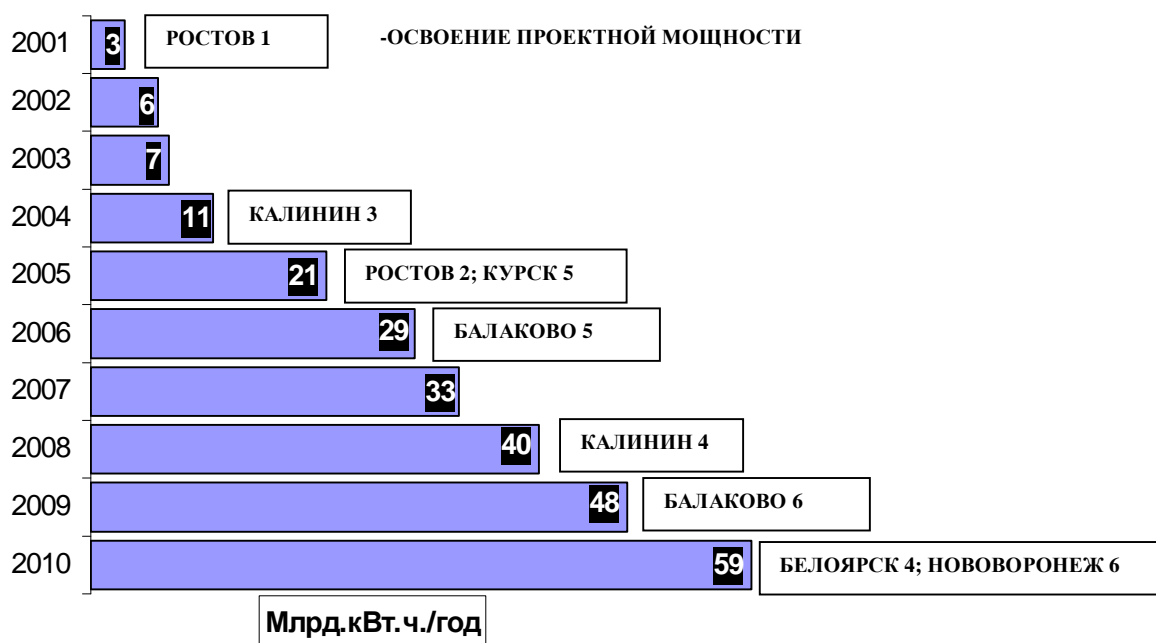
### ***Показатели эффективности инвестиционных вложений***

<b>Направления инвестиций</b>	<b>Результат, млрд. кВт.ч в год</b>	<b>Удельные затраты, \$/кВт</b>
<b>Повышение эффективности действующих АЭС (рост КИУМ до 82% ~ эквивалентно вводу 3ГВт к 2006 году)</b>	<b>+24</b>	<b>&lt;90</b>
<b>Модернизация и продление срока службы (6 ГВт до 2005 г.)</b>	<b>35</b>	<b>70</b>
<b>Достройка новых энергоблоков (5 ГВт к 2007 году)</b>	<b>+37</b>	<b>400</b>

### ***Результаты реализации Стратегии развития атомной энергетики России***

Показатели развития	В 2010 году	В 2020 году
РОСТ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ АЭС	в 1,4 раза	в 2,4 раза
РОСТ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АЭС	в 1,6 раза	в 2,6 раза
ПРИРОСТ ЗАМЕЩЕНИЯ ГАЗА ЗА СЧЕТ АЭС, МЛРД.М <sup>3</sup> /ГОД	25	63
ДОЛЯ АЭС В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭНЕРГИИ	20 %	28 %
В Т. Ч. В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ	27 %	37 %

## *Вводы и производство электроэнергии новыми энергоблоками до 2011 года*



В результате реализации Стратегии развития атомной энергетики выработка электроэнергии АЭС в 2020 г. возрастет в 2,6 раза по сравнению с 2000 г., а доля АЭС в приросте выработки электро-

энергии достигнет 56%. Несмотря на рост к 2010 году тарифа АЭС 2,4 раза по сравнению с 2000 годом, конкурентоспособность АЭС возрастет: расчетный тариф АЭС оценивается на 40-5% ниже, чем для ТЭС.

Для того, чтобы выполнить поставленные задачи, концерн "Росэнергоатом" должен быть преобразован в единую энергогенерирующую компанию на базе всех российских АЭС и обеспечивающих предприятий.

Развитие атомной энергетики России предопределено:

- ростом спроса на энергию;
- фактическим износом мощностей ТЭС на органическом топливе;
- окончанием "газовой паузы";
- удаленностью месторождений угля от центров потребления энергии;
- отсутствием современных отечественных проектов ТЭС;
- ликвидацией диспропорции в использовании первичных энергоносителей в энергетике;
- сопоставимостью удельных капитальных затрат на воспроизводство, создание и развитие новых мощностей ТЭС и АЭС.

Атомная энергетика располагает:

- освоенными площадками и заделами в строительстве;
- современными проектами реакторных установок и АЭС в целом;
- готовностью отечественного атомного машиностроения к комплектной поставке оборудования;
- строительно-индустриальными мощностями и кадровым потенциалом;
- долгосрочным запасом ресурса действующих АЭС.

Важно осознать, что газовая пауза, восполнявшая в последние 15 лет невостребованность атомной энергетики, подошла к концу. Сегодня в стране совершенно другая ситуация. 2001 год должен стать началом интенсивного развития атомной энергетики и заложить прочный фундамент развития на последующие годы.

#### **Долгосрочный потенциал развития**

Прогноз развития мировой электроэнергетики до 2020 года характеризуется ростом доли газа с 20% до 30% за счет некоторого снижения доли атомной энергетики (с 15% до 10%) при стабильной доле угля - 40%. Напротив, прогнозы развития российской электроэнергетики определяются ростом доли атомной энергии (с 15% до 30%) за счет снижения доли газа (с 40% до 30%) при доле угля - 20%.

Прогноз мирового топливного энергетического баланса после 2020 г. определяется существенным падением суммарной доли нефти и газа, сохранением и увеличением доли АЭС. В России предполагается устойчивый рост мощностей атомной энергетики ~ 5% в год. Атомная энергетика обладает практически неограниченными топливными ресурсами за счет развития быстрых реакторов с замкнутым топливным циклом.

Основным принципом ядерных технологий IV поколения на долгосрочную перспективу являются:

- естественная безопасность, исключая возможность тяжелых аварий с радиационными последствиями для населения;
- сохранение конкурентоспособности;
- неограниченная топливная база;
- технологическая поддержка режима нераспространения;
- радиационно-эквивалентное обращение с радиоактивными отходами.

Перспективным направлением станет развитие реакторов на быстрых нейтронах. Успешный 20-летний опыт эксплуатации БН-600 на Белоярской АЭС позволил создать проект БН-800, являющийся первым шагом на пути создания широкомасштабной атомной энергетики будущего, а также приступить к разработке быстрых безопасных реакторов четвертого поколения типа БРЕСТ. Концепция развития быстрых реакторов полностью соответствует инициативе Президента В.В. Путина о долговременном снабжении человечества энергией на основе безопасных и экологически приемлемых технологий, обеспеченных топливными ресурсами.

В настоящее время необходимо создание технологической базы для перспективной атомной энергетики.

## КОМПЛЕКС ПРОГРАММ «РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА» МОСЭНЕРГО, ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ, СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ.

В.В. Азаров, К.В. Мозгалев, В.Г. Плотников, М.М. Полюгаев, М.Н. Хомяков, А.В. Шунтов  
*Мосэнерго*

**Комплекс программ «Релейная защита» Мосэнерго и опыт его практического применения.** В течение достаточно длительного времени в Информационно-вычислительном центре (ИВЦ) Мосэнерго при активном участии работников Центральной службы релейной защиты (ЦСЗ) Мосэнерго велись разработки программ для ПЭВМ для автоматизации работ, выполняемых ЦСЗ, основными из которых являются расчеты защит (выбор параметров и оценка их эффективности), а также оперативно-учетные задачи, связанные с организацией эксплуатации РЗ (статистические отчеты по работе устройств РЗ, учет отключенных защит, планирование проверок и пр.). На ранних этапах разработок специального программного обеспечения для решения задач РЗ на ПЭВМ в ИВЦ велись работы по формированию элементов общей информационной базы для них в виде БД упрощенной структуры с информацией об элементах первичной схемы энергосистемы (линиях, трансформаторах), необходимой для выполнения расчетов защит, а также с информацией о параметрах РЗ. Постепенно с преодолением недостатков, особенно характерных для ранних этапов работы и вызванных отсутствием опыта разработки программ для ПЭВМ, а также единого продуманного замысла и схемы разработки интегрированного комплекса программ для целей РЗ, сложилась группа программ для решения различных задач РЗ, связанных общей информационной базой, которая позволяет определить ее как информационно- вычислительный комплекс (ИВК), получивший условное название ИВК «Релейная защита» Мосэнерго (для MS DOS). Работники ЦСЗ принимали активное участие в разработке ИВК на этапах постановки задач, определении основных технических характеристик разрабатываемых программ, методических рекомендаций для выполнения расчетов защит, а также (что особенно ценно и без чего формирование ИВК было бы невозможно) на этапах опытной эксплуатации и внедрения программ в повседневную практику работы ЦСЗ.

Структура ИВК «Релейная защита» Мосэнерго, состав и краткое описание входящих в него программ представлены в [Л1], поэтому для характеристики настоящего этапа развития ИВК достаточно просто привести перечень эксплуатируемых в его рамках программ, уделив основное внимание опыту их эксплуатации, а также указать новые разработки, выполненные после публикации [Л1].

Группа программ для расчетов РЗ в составе ИВК включает:

- 1) программы для выбора параметров быстродействующих защит линий 110, 220 кВ (дифференциально-фазных, продольных дифференциальных, поперечных дифференциальных защит параллельных линий);
- 2) программы для выбора параметров защит подстанционных элементов: дифференциальных защит трансформаторов (с реле РНТ-560, ДЗТ-11, ДЗТ-21), шин 110, 220 кВ с реле РНТ-560, ошинок 6-10 кВ; максимальных защит трансформаторов (с зависимыми и независимыми выдержками времени), секционных выключателей 6-10 кВ;
- 3) программу для определения места повреждения на линиях 110 кВ и выше по показаниям фиксирующих приборов, основанную на разработанной в ИВЦ методике с использованием расчетной модели сети Мосэнерго (расчетной схемы), с различной формой представления результатов (экранной формой в виде кривых изменения измеряемых величин с указанием предполагаемого места КЗ на линии и табличной формой, используемой впоследствии оперативным персоналом для определения места КЗ без обращения к программе);
- 4) две программы для проверки эффективности параметров срабатывания (уставок) защит: программу анализа работы ступенчатых защит линий и (авто)трансформаторов и программу для проверки селективности токовых отсечек линий в нетиповых ремонтных режимах, создаваемых по оперативным диспетчерским заявкам;
- 5) программы для выполнения ряда специальных расчетов (например, проверка трансформаторов тока по допустимому уровню погрешности, которая теперь представлена новым ее вариантом для WINDOWS) и для автоматизации некоторых стандартных периодических работ, выполняемых в Мосэнерго (например, расчет токов КЗ по шинам станций и подстанций Мосэнерго в схеме «на максимум» с возможностью просмотра результатов на компьютере).

Опыт использования группы программ для выбора параметров защит в составе ИВК показывает, что эти программы (за немногими исключениями) прочно вошли в повседневную практику работы ЦСЗ после некоторого периода их адаптации и доработок в соответствии с дополнительными требованиями пользователей, возникшими в процессе эксплуатации. При этом достаточно определенно проявилась

тенденция (в общем, ожидаемая), заключающаяся в том, что чем выше уровень автоматизации расчетов защит имеется в программе, тем более положительное отношение встречает она со стороны пользователей при условии, что это повышение не сопровождается ростом объема входной информации, вводимой пользователем (как правило, этого не происходит, наоборот, имеет место обратное), и не закрывается доступ пользователю к промежуточным результатам расчета, позволяющим контролировать процесс выбора параметров, что особенно важно на начальном этапе использования программ.

В качестве примера можно привести программу анализа работы ступенчатых защит линий и (авто)трансформаторов в составе ИВК, которая по причине недостаточного уровня автоматизации при подготовке входной информации для выполнения расчета и при анализе результатов расчета не дотягивает до уровня расчетного средства, широко используемого в практике работы ЦСЗ Мосэнерго.

Практика использования ИВК в Мосэнерго также достаточно отчетливо показала, что одним из направлений повышения уровня автоматизации при решении задач средствами ИВК (особенно расчетных задач, связанных с выбором и проверкой эффективности параметров РЗ) является предоставление возможности пользователю при подготовке исходных данных для расчета, при документировании и анализе результатов оперировать представлениями о первичной схеме соединений энергосистемы (т.е. использовать информацию о топологии первичной схемы, диспетчерские названия элементов и пр.). Последовательное осуществление принципа перехода в рамках ИВК к работе с первичной схемой должно привести к полному отказу от имеющей место в настоящее время практики привязки расчетных программ в составе ИВК к расчетной модели энергосистемы в виде расчетной схемы (схемы замещения), что в значительной степени связано с тем, что именно так работает основное средство, используемое в расчетных программах ИВК для расчетов электрических величин при повреждениях в высоковольтной сети – комплекс программ ТКЗ-3000 (а также предназначенный для его замены вновь разрабатываемый комплекс программ аналогичного назначения для WINDOWS). При переходе к работе с первичной схемой расчетная модель энергосистемы со всеми своими элементами переходит на внутрипрограммный уровень и не присутствует (как этот имеет место сейчас) ни в элементах пользовательского интерфейса (при формировании задания на расчет), ни в выходных документах с результатами расчетов. Основываясь на практике использования ИВК в Мосэнерго, можно уверенно утверждать, что перевод программ на работу с первичной схемой при разработке соответствующего схемного пользовательского интерфейса для формирования задания на расчет, просмотра интересующей пользователя информации и представления результатов расчета встретит самое благожелательное отношение со стороны пользователей.

При разработке программ расчета защит линий и подстанционных элементов (кроме программ для выбора параметров защит подстанционных элементов для напряжений 6-10 кВ) с самого начала было взято направление на полную автоматизацию взаимодействия этих программ с расчетной базой, в качестве которой в Мосэнерго используются расчетные программные модули комплекса ТКЗ-3000, для расчетов первичных электрических величин при повреждениях. Практика применения указанных программ показала высокую эффективность такого подхода, при котором расчетчик освобожден от необходимости участия в организации расчета первичных электрических величин (за расчетчиком при решении ряда задач пока остается задание серии «режимов», т.е. изменений в схеме, при которых производится выбор или проверка эффективности параметров РЗ).

Группа программ для решения оперативно-учетных задач включает программы для автоматизации процессов ведения учета работ устройств РЗ, учета отключенных устройств, учета и организации проверок, оперативных указаний при выводе из работы ДЗШ и УРОВ (110-500 кВ). Использование программ для решения оперативно-учетных задач облегчает работу персонала служб РЗ с большими массивами информации, обеспечивает соответствующий уровень автоматизированного документирования, подготовку информации для анализа (различного вида выборки, оперативный доступ к требуемой информации и пр.). При современном объеме информации по вопросам эксплуатации РЗ своевременная обработка и анализ ее были бы невозможны без использования средств автоматизации (во всяком случае, в Мосэнерго). Данная группа программ обеспечивает пользователю доступ к необходимой и достаточной информации для разрешения заявок на ввод в работу и вывод оборудования при плановых и аварийных отключениях.

В целом положительный опыт применения программ для решения оперативно-учетных задач показал, что:

- 1) целесообразно расширение состава оперативно-учетных задач, решаемых с использованием средств автоматизации. Представляется, что в первую очередь следует разработать программное обеспечение для:
  - ведения электронного журнала аварийных автоматических отключений оборудования с передачей данных после обработки записи в соответствующие базы данных.
  - автоматизации процесса рассмотрения диспетчерских заявок на основе информации, содержащейся в базе данных по РЗ.
- 2) необходима разработка разделов БД РЗ с размещением в ней всей используемой для решения оперативно-учетных задач информацией.

- 3) по нашему мнению настало время для организации центра (группы) по сбору, обработке и хранению информации от микропроцессорных устройств РЗА и регистраторов событий с привлечением соответствующего арсенала средств автоматизации этого вида работ.

С момента публикации [Л1] работы в рамках ИВК проводились в основном в направлении модернизации и улучшения эксплуатационных характеристик входящих в его состав программ, а также были развернуты начальные работы по формированию нового варианта ИВК для WINDOWS. Кроме этого в составе ИВК были выполнены разработки двух новых сравнительно небольших по объему экспериментальных программ – программы для автоматизации формирования «режимов» при выборе параметров защит и программы для расчета коэффициентов участия источников в токах КЗ на шинах станций и подстанций Мосэнерго.

Как известно, выбор параметров РЗ производится таким образом, чтобы обеспечить выполнение устройством РЗ защитных функций при целом ряде возможных изменений в схеме защищаемой сети, что вынуждает расчетчика просматривать эти изменения в процессе выбора параметров РЗ с целью выявления наиболее тяжелых условий, связанных с изменениями схемы сети, при которых должна быть обеспечена эффективная работы устройства РЗ (эти условия обычно называют "расчетным режимом"). «Режимом» защищаемой сети далее по тексту называют совокупность вариантных изменений в схеме энергосистемы в сравнении с некоторым ее исходным состоянием, зафиксированным в информационных структурах ее расчетной модели. При подготовке данных для расчетов при выборе параметров защит существенную часть работы составляет формирование данных для описания упомянутых выше вариантных изменений схемы сети (формирование списка «режимов») с использованием таких технологических соображений, которые позволяют расчетчику надеяться, что среди этих режимов окажется и «расчетный режим». При наличии средств автоматизации для выбора параметров защит вполне естественно стремление расчетчика иметь средство для автоматизации формирования списка «режимов», которое позволяет просмотреть большее число вариантных изменений схемы сети, чем это обычно делается при формировании списка «режимов» вручную, и выявить из них наиболее тяжелые с точки зрения выбора параметров защиты и тем самым повысить вероятность выявления «расчетного режима». Разработка такой программы была выполнена, основные ее характеристики более подробно представлены в [Л2]. Результатом работы программы автоматического формирования «режимов» является описание ряда «режимов» в формате ТКЗ-3000, которые после просмотра их расчетчиком и внесения изменений (если это будет необходимо) используются далее при выборе параметров защиты. Для автоматического формирования «режимов» используется информация о привязке защиты к расчетной схеме (данные о месте установки защиты), а также расчетная модель сети, представленная набором файлов в формате ТКЗ-3000.

Программа для автоматизации формирования «режимов» предназначена для работы совместно с программой выбора параметров дифференциально-фазных защит линий 110, 220 кВ в составе ИВК. Предполагалось после экспериментального использования этой программы, если будет подтверждена приемлемость принятых при ее разработке решений, развить имеющийся у этой программы определенный потенциал для адаптации ее к программам выбора параметров других видов защит (как быстродействующих, так и резервных, например, дистанционных и токовых защит линий). Однако, в настоящее время опыт применения этой программы пока не накоплен, что не позволяет сформулировать определенные выводы об эффективности ее использования.

Программа для расчета коэффициентов участия источников в токах КЗ на шинах станций и подстанций Мосэнерго позволяет по расчетной схеме, используемой для расчетов токов КЗ для целей РЗ и проверки коммутационных аппаратов с помощью комплекса программ ТКЗ-3000, рассчитать относительную долю тока трехфазного или однофазного КЗ на заданном расчетчиком множестве шин станций и подстанций, обусловленную влиянием каждого из указанных расчетчиком множества источников в серии «режимов», каждый из которых характеризуется некоторыми заданными изменениями схемы. Эта программа разрабатывалась для исследовательских целей и может быть использована, например, для разработки и оценки эффективности некоторых мероприятий по ограничению уровней токов КЗ в энергосистеме.

**Основные направления развития.** С учетом опыта применения ИВК «Релейная защита» Мосэнерго для MS DOS совместными усилиями сотрудников ЦСЗ и ИВЦ Мосэнерго определены ориентировочные направления дальнейшего развития этого комплекса, точнее, разработки его нового варианта для WINDOWS, отвечающего возросшим требованиям к оперативности выполнения расчетов, надежности получаемых результатов, минимизации трудозатрат персонала служб РЗ подразделений Мосэнерго. В основу дальнейшего развития ИВК «Релейная защита» Мосэнерго положена единая схема, устанавливающая необходимый уровень взаимосвязи между его отдельными компонентами, которая позволит преодолеть недостатки, имевшие место на предшествующих (особенно ранних) этапах формирования ИВК, и получить в итоге комплекс программ, прочно связанных общей идеологией разработки и общей информационной базой.

В качестве основных направлений развития комплекса «Релейная защита» Мосэнерго определены следующие:

- 1) разработка с использованием современных СУБД нового варианта БД «Релейная защита», способной удовлетворить информационные потребности всего комплекса задач, решаемых ЦСЗ Мосэнерго - расчетных задач, связанных с выбором параметров защит и проверкой их эффективности, оперативно-учетных задач, связанных со всеми организационными вопросами эксплуатации РЗ;
- 2) разработка программных средств для привязки всех задач, решаемых в составе комплекса «Релейная защита» Мосэнерго, к схемному пользовательскому интерфейсу в виде схемы первичных соединений энергосистемы, связанной с БД силового электротехнического оборудования и РЗ. При выполнении этой работы необходимо решить ряд основных проблем, в частности, произвести рациональный выбор способа графического представления первичной схемы соединений и разработку (или доработку) соответствующих программных средств, а также разработку (или доработку) программных средств для связи с БД. В рамках этой же работы необходимо создание программы для формирования расчетных схем (расчетных моделей) энергосистемы, используемых программами расчетов первичных электрических величин при повреждениях в высоковольтной сети для целей выбора параметров РЗ и оценки их эффективности. Кроме того, в случае успешного решения проблемы схемного пользовательского интерфейса в связке с БД силового электротехнического оборудования для задач РЗ, можно будет распространить его использование на другие электротехнические задачи, программы для решения которых разрабатываются в ИВЦ Мосэнерго. Схемный пользовательский интерфейс мог выполнять также роль эффективного средства для доступа пользователя к параметрам оборудования и РЗ, размещенным в соответствующих БД;
- 3) разработка нового варианта комплекса программ для выбора параметров защит линий и подстанционных элементов (перевод программ, разработанных для среды MS DOS, в WINDOWS при одновременной их доработке и улучшении эксплуатационных характеристик с учетом опыта эксплуатации предыдущих версий программ, разработка новых для расширения номенклатуры рассчитываемых защит, в частности, разработка программы для выбора параметров резервных ступенчатых защит линий, в том числе и микропроцессорных).
- 4) разработка нового комплекса программ для автоматизации решения полного перечня оперативно-учетных задач, выполняемых в ЦСЗ в рамках организации процесса эксплуатации РЗ (перевод программ из среды MS DOS в WINDOWS с одновременной их доработкой для расширения функциональных возможностей и существенного улучшения эксплуатационных характеристик, расширение перечня решаемых оперативно-учетных задач).

Новые разработки ведутся в среде C++ Builder, освоение которого потребовало определенного времени и усилий со стороны группы программистов ИВЦ Мосэнерго, ведущих разработки программ в области РЗ. Первый наиболее трудный этап освоения новой среды программирования можно считать законченным, что позволяет надеяться на существенное ускорение и повышение качества разработок новых средств автоматизации работ в области РЗ в Мосэнерго.

В заключение предлагается несколько общих соображений о разработках программ в области РЗ, выходящих за рамки работ, выполняемых в Мосэнерго, и основанных на наблюдениях за общим состоянием дел и основными тенденциями развития.

В области решения задач, связанных с РЗ, имеет место тенденция, которая, вероятно, характерна и для целого ряда других областей электроэнергетики, а именно прогресс в области технических возможностей средств вычислительной техники существенно опережает объем и уровень разработок средств автоматизации выполнения расчетов и других видов работ в области РЗ, что является, следствием нескольких причин, ряд которых (при учете неизбежной в этом случае доли субъективизма) представлен ниже.

Круг разработчиков программ в области РЗ довольно узок, к тому же ситуация в некоторой степени усугубляется их разобщенностью, отсутствием отлаженного механизма координации усилий в части определения основных направлений развития в этой области, повышения качества разрабатываемой программной продукции и расширения номенклатуры решаемых задач.

Требовательность потребителей программной продукции в области РЗ к ее качеству и объему решаемых задач представляется недостаточной (в связи с существенным прогрессом в области потенциальных возможностей вычислительной техники в отношении между потребителями программ в области РЗ и их разработчиками в какой-то степени уместен лозунг французской молодежи в период событий 1968 г. «Будьте реалистами – требуйте невозможного!»).

Недостаточен уровень инициативности в определении направлений разработок программ и постановок задач, который проявляют практические работники, хорошо знающие те проблемы в области эксплуатации и проектирования РЗ, автоматизация которых может дать наибольший эффект; В качестве примера можно привести незначительное внимание практиков РЗ к вопросам разработки программ для моделирования работы устройств релейной защиты с заданными параметрами, например, с целью оцен-



ки эффективности этих параметров с приближением в той или иной степени к реальным условиям работы РЗ. Конечно, надо осознавать, что разработки таких программ при далеко идущих требованиях приближения к реальным условиям функционирования РЗ возможны только при наличии интегрированного на общей информационной базе комплекса программ для решения электротехнических задач (в том числе электромагнитных и электромеханических переходных процессов), хотя возможны и упрощенные варианты таких программ для решения некоторых частных вопросов оценки эффективности работы РЗ с заданными параметрами. Несколько примеров таких упрощенных программ уже имеются, но в целом проблема пока недостаточно осознана сообществом специалистов в области РЗ, нет четких очертаний областей применения этих программ, требований к их характеристикам, оценки возможной эффективности их использования в практике работы служб РЗ энергосистем и энергообъединений. Можно только предположить, исходя из общих соображений, что наличие программ моделирования работы РЗ, снабженных соответствующими информационными ресурсами (в виде БД), могли бы существенно облегчить работу служб РЗ, повысить оперативность принятия решений и их качество, особенно для сетей сложной конфигурации.

«Лоббистская» активность потребителей программных разработок в области РЗ в части выделения средств на разработки и их приобретение представляется недостаточной. Этот момент важен, поскольку пока группы разработчиков программ в той области РЗ, о которой здесь идет речь, не обладают той степенью технологической самостоятельности и экономической устойчивости, которая позволяла бы им выполнять полный цикл разработок за счет собственных средств и выходить на рынок с готовой продукцией, имеющей неоспоримые потребительские достоинства, гарантирующие достаточный уровень спроса. Для достижения указанного уровня группам разработчиков программ в той области РЗ, о которой идет в речь в этом докладе, в течение некоторого времени, очевидно, будет необходимо содействие со стороны сообщества потребителей их продукции.

Для преодоления некоторых из указанных недостатков будет достаточно простого повышения внимания специалистов к области разработки программ в области РЗ, для преодоления других (в частности, для решения вопросов координации разработок, поддержки групп разработчиков) необходимы организационные меры, реализация которых, как показывает практика, всегда является наиболее сложной (а часто и неразрешимой) проблемой. В то же время, очевидно, что в условиях ограниченной численности разработчиков программ в области РЗ, координация разработки программ могла бы принести ощутимые преимущества, связанные, в частности, со следующими моментами:

- специализацией отдельных групп разработчиков по разным направлениям работ;
- выработкой оптимальных решений по целому ряду сложных проблем путем обмена мнениями между разными группами разработчиков программ в ходе выполнения совместных работ;
- повышением общего технологического уровня разработок, создаваемых совместными усилиями в атмосфере обмена идеями, опытом и результатами более широкой практики общения с различными потребителями программной продукции.

Для координации разработок программ в области РЗ было бы целесообразно формирование некоторой организации (координационного центра или совета) при одной из структур РАО «ЕЭС России».

Представляется, что для успешного решения проблем разработки программ для целей РЗ необходимо также широкое привлечение научно-исследовательских и проектных институтов (например, институтов Энергосетьпроект, ВНИИЭ и др.) для разработки методических материалов и рекомендаций (аналогичных разделам, посвященным расчетам защит, в вышедших ранее Руководящих указаниях по РЗ), которые были бы ориентированы на применение вычислительной техники и которые можно использовать в качестве основы для разработки оптимальных алгоритмов по выбору параметров защит с учетом потребностей практики и возможностей вычислительных средств.

#### Литература

1. Кудрявцев В.Н., Плотников В.Г., Полюгаев М.М., Хомицкий С.В., Хомяков М.Н., Шунтов А.В. Автоматизация выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты в основных сетях Мосэнерго. Электрические станции № 4, 2000 г.
2. Плотников В.Г., Полюгаев М.М. Автоматизация формирования расчетных режимов для выбора уставок основных защит линий 110-500 кВ. Тезисы доклада на XIV научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2000». Москва; 2000 г.

## ПРОГРАММА ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Александр Алексеевич Дмитренко, кандидат тех. наук *НТУУ (КПИ)*  
 Тимураc Касадзе, *НТУУ (КПИ)*  
 Роман Алексеевич Лазарев, компания «Энергомашвин»

Комплекс состоит из следующих технических средств: микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, измерительных центров, блоков дискретных входов/выходов, промышленного компьютера (контроллера), модемов (радиомодемов), конвертеров и т.д. и заменяет традиционную релейную защиту, автоматику, телемеханику и измерения, в том числе и технический учет. Объем технических средств определяется поставкой.

Программный продукт «S+» является первым элементом децентрализованной многоуровневой системы контроля и управления (пример такой организации приведен на рис.1). Программный продукт «S++» обеспечивает выполнение всех функций управления и мониторинга с уровня предприятия (РЭС). «S++» может обработать до 16 и более подстанций (количество подстанций ограничивается числом COM портов, а не программным продуктом). Связь между центральным подстанционным компьютером или контроллером, выполняющим его функции, и уровнем предприятия производится по некоммутируемым

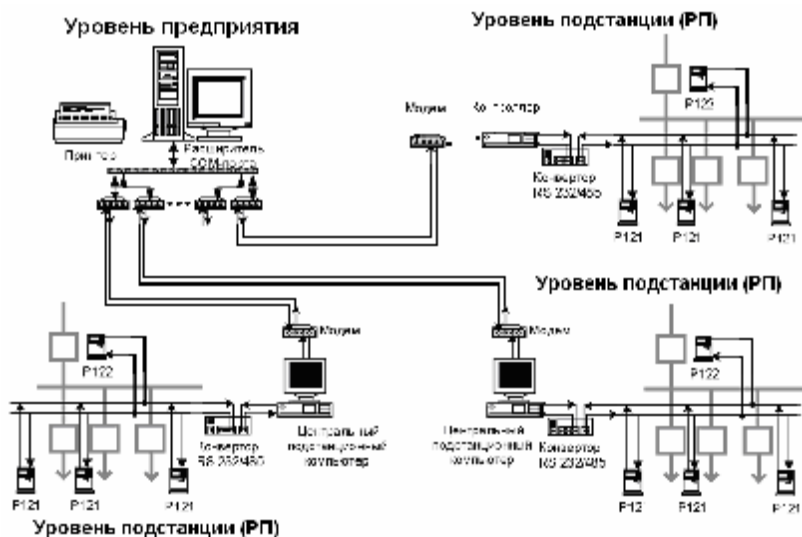


Рис. 1 Архитектура построения микропроцессорной системы управления и мониторинга «S++» с передачей данных на уровень предприятия

порт по протоколу «ГРАНИТ» (например с АСУ «СИСТЕЛ»). Ведутся работы по интеграции с АСУ по протоколу МЭК-60870-5-101, а также предусматривается возможность использования других протоколов связи (дополнительный заказ).

На рисунке 2 представлен экран главного вида системы контроля и управления, с которого можно выбрать подстанцию (РП), на которой будет производиться управление.

Связь с микропроцессорными устройствами РЗА, осуществляется через интерфейс RS-485 по протоколу MODBUS. Подстанционный компьютер (контроллер) подключается к устройствам РЗА и мультиметрам через конвертор протоколов RS232/RS485.

В настоящее время спектр опрашиваемых устройств, следующий:

- § устройства максимальной токовой защиты и автоматики присоединений 0,4-110кВ (серии MiCOM и УЗА-10),
- § устройства контроля и защиты по напряжению и частоте (серии MiCOM),

каналам с использованием стандартных модемов (радио модемов, оптоволоконных линий). В отличие от существующих зарубежных программных продуктов, разработанный программный комплекс полностью адаптирован к особенностям работы отечественного подстанционного оборудования и требованиям диспетчерского управления. Программное обеспечение легко подстраивается под дополнительные требования конкретного заказчика, т.е. по его требованию могут быть внесены любые изменения.

Для обеспечения интеграции программного продукта «S+» с другой системой АСУ предусмотрена двусторонняя связь через последовательный

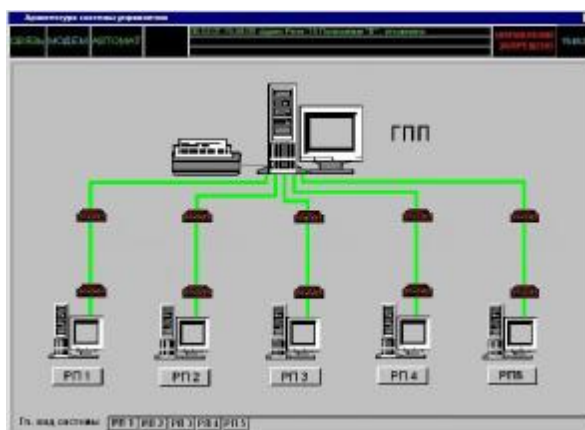


Рис.2 Экран главного системного вида

- § измерительные центры, мультиметры,
- § платы дискретных входов/выходов.

Точность измерения величин: для мультиметров – 0,5%, для устройств защиты – 2%. Это позволяет использовать их для технического учета электропотребления.

По желанию заказчика, спектр опрашиваемых устройств может быть расширен путем интегрирования в оболочку программы устройств, других серий и производителей.

Для всего спектра устройств, программный продукт позволяет:

- § проводить автоматический опрос всех подключенных к локальной сети микропроцессорных устройств в режиме реального времени,
- § индицировать значения токов, напряжений, мощностей и т.д.
- § производить контроль и управление положением выключателей и выкатной тележки шкафа КРУ,
- § отображать на мониторе компьютера в режиме реального времени мнемосхему подстанции (электрической сети предприятия) с индикацией положения коммутационного оборудования, режима работы каждого присоединения и текущих измерений,
- § сохранять в оперативном журнале (база данных) в хронологическом порядке результаты текущих измерений, соответствующие нормальному режиму работы, в соответствии с типом устройства,
- § вести протокол всех управляющих действий, произведенных оперативным персоналом,
- § обеспечивает удобный и быстрый просмотр оперативного журнала с использованием различных фильтров.

На верхний уровень информация может передаваться по следующим протоколам: ГРАНИТ, MODBUS RTU, МЭК 60870-5-101 и др.

Для получения и анализа осциллограмм, а также для чтения и изменения уставок устройств РЗА, в оболочку программы встроена кнопка вызова программы SS07, которая поставляется дополнительно по заказу.

Программный продукт «S+» устанавливается на промышленный компьютер или контроллер, который устанавливается непосредственно на объекте.



Рис. 3 Окно мнемосхемы главной схемы подстанции

- § информация о составе сигналов предупредительной сигнализации.

Осуществляется комплексная поставка всех технических и программных средств.

Программа внедрена на РП -12, «Бизнес-центр», «Владимирская» Киевских кабельных сетей.

#### **Справки:**

**Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM PCВ):**

Россия, 125083, Москва, а/я 77.  
 Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”  
 Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)  
 E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

В режиме автоматического опроса в компьютер поступает следующая информация:

- § положение коммутационных аппаратов,
- § режим работы (нормальный или аварийный) каждого присоединения, к которому подключено устройство РЗА,
- § значения измеренных величин.

В аварийном режиме работы (обнаружение КЗ, появление сигнала предупредительной сигнализации) помимо вышеупомянутых параметров дополнительно передается следующий объем оперативной информации:

- § тип сработавшей защиты,
- § вид короткого замыкания,
- § токи или напряжения короткого замыкания (в зависимости от типа

## МИКРОЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДЛЯ РАСПРЕДСЕТЕЙ

**Всеволод Георгиевич Гловацкий, кандидат тех. наук**  
**Александр Алексеевич Дмитренко, кандидат тех. наук НТУУ (КПИ)**  
**Геннадий Николаевич Дмух, Компания „Энергомашвин”**  
**Ярослав Ильич Мацелюх, Компания „Энергомашвин”**

Стоимость микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) пока еще достаточно велика, чтобы их использовать на всех без исключения объектах и присоединениях, поэтому недорогие микроэлектронные устройства продолжают пользоваться спросом. Применение же на новых и реконструируемых объектах наборов электромеханических реле (разработанных в 20-30 годах прошлого столетия) представляется анахронизмом.

Компанией „Энергомашвин” разработано и освоено в серийном производстве микроэлектронное устройство защиты и автоматики (РЗА) для распределителей серий УЗА-АТ (токовая) и УЗА-АН (напряжения). Эти устройства разработаны на базе выпускающихся более 5 лет блок-реле серий РС80 и НЛ11, и получивших широкое распространение в Украине и Белоруссии.

### Назначение устройства УЗА-АТ

Устройство предназначено для установки на отходящих присоединениях, вводах и секционных выключателях присоединений 6-10 кВ.

### Обеспечивает

- § двухфазную максимальную токовую защиту (МТЗ) с независимой или двумя зависимыми характеристиками срабатывания (по выбору с передней панели)\*;
  - § двухфазную токовую отсечку (ТО) с выдержкой времени 70-100 мс (150-200 мс);
  - § защиту от замыканий на землю (ЗНЗ);
  - § возможность вывода токовой отсечки с передней панели или дистанционно, замыканием внешнего замыкающего контакта;
  - § возможность задания общих для двух фаз уставок тока срабатывания МТЗ, тока срабатывания отсечки (в кратностях к току срабатывания МТЗ), времени срабатывания МТЗ;
  - § срабатывание МТЗ и (или) токовой отсечки по наибольшему из входных токов;
  - § однократное АПВ;
  - § питание схемы защиты только от контролируемых токовых цепей;
  - § фиксацию (память) срабатывания ступеней защиты и АПВ, со сбросом.
- \* - вид характеристик может быть изменен по запросу потребителя.

### Характеристики

Уставки тока срабатывания МТЗ, А			Уставки выдержки времени, с			Уставки тока отсечки, крат.			Уставки АПВ, с		
Диап., А	Кол.	Дискр., А	Диап., с	Кол.	Дискр., с	Диап., крат.	Кол.	Дискр., крат.	Диап., с	Кол.	Дискр., с
1-2,27	128	0,01	0,3-25,8	256	0,1	2-17,75	64	0,25	0,5-8	16	0,5
2-4,54	128	0,02									
4-9,08	128	0,04									
8-18,16	128	0,08									

Исполнение по току	Уставки тока срабатывания ЗНЗ, А			Уставки выдержки времени, с		
	Диапазон изменения уставок, А	Количество уставок	Дискретность изменения уставок, А	Диап., с	Количество уставок	Дискр., с
0,05 -0,4	0,05-0,2075	64	0,0025	0,1-6,4	64	0,1
0,15-1,2	0,15-0,6225	64	0,0075			
0,5-4	0,5-2,075	64	0,025			

Относительная погрешность выдержки времени в рабочем диапазоне температур, %	± 5
Относительная погрешность тока срабатывания МТЗ и тока срабатывания отсечки в рабочем диапазоне температур, %	± 5
Разброс тока срабатывания, %	± 1,5

Коэффициент возврата реле	0,85 - 0,95
Механическая износостойкость выходных реле, циклов ВО	10000
Потребляемая мощность на минимальной уставке, ВА	1,5
Масса, кг, не более	2
Гарантийный срок со дня ввода реле в эксплуатацию, лет	2,5
Имеется исполнение «Д» обеспечивающее шунтирование и дешунтирование управляемой цепи ТТ при токах до 250 А, если управляемая цепь питается от трансформатора тока и его импеданс при токе 4 А составляет не более 4 Ом, а при токе 50 А - не более 1,5 Ом.	
Изоляция соответствует требованиям публикации МЭК 255-6. Стойкость к высокочастотным помехам соответствует требованиям публикации МЭК 255-22-1 класс III.	

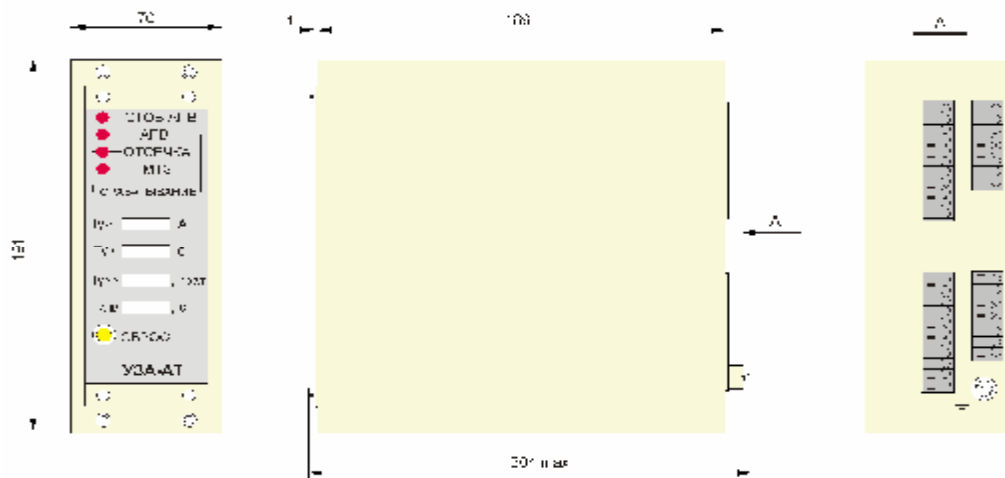
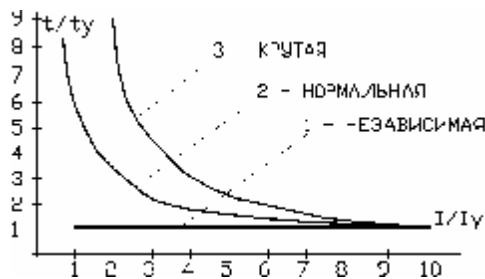
### МОДИФИКАЦИИ

Модификация	Функция выходных контактов				Наличие блокировки отсечки	Ненаправленная ЗНЗ	Направленная ЗНЗ
	ВЫХОД 1	ВЫХОД 2	ВЫХОД 3	ВЫХОД 4			
УЗА -АТ - 1	ТО + МТЗ	ТО + МТЗ			есть	нет	нет
УЗА -АТ - 2	ТО + МТЗ	ТО + МТЗ		Мгновенный выход МТЗ		есть	нет
УЗА -АТ - 3	ТО + МТЗ	ТО + МТЗ	АПВ			есть	нет
УЗА -АТ - 4	ТО + МТЗ	ТО + МТЗ	АПВ			нет	нет
УЗА -АТ - 5	ТО + МТЗ	ТО + МТЗ	АПВ			нет	есть

По заказу встраивается светодиодный индикатор протекания тока в контролируемой цепи.

### Описание конструкции

Устройство установлено в прямоугольном металлическом корпусе. Устройство может монтироваться заподлицо на дверь релейного шкафа или на панель. Внутри корпуса размещены две платы с элементами и регуляторами уставок. Над платами размещена съемная передняя панель с надписями светодиодов и значений уставок, а под ней, переключатели для выставления уставок. Передняя панель крепится четырьмя винтами, которые могут использоваться потребителем для опломбирования во время эксплуатации. На боковой стенке наклеен шильдик со схемой подключения устройства.



Внешний вид и габаритные размеры устройства УЗА-АТ-4  
Назначение устройства УЗА-АН

Устройство предназначено для установки в ячейках трансформаторов напряжения 6-10 кВ и выполнения функций защиты минимального напряжения, защиты максимального напряжения нулевой последовательности, контроля исправности предохранителей ТН и наличия напряжения.

### Характеристики

Номинальное входное напряжение - трехфазное: 100 В. Входные цепи выполнены без разделительных трансформаторов. Изоляция и независимость каналов обеспечивается выходными промежуточными реле.

Максимальное входное напряжение:

линейное: 120В;

нулевой последовательности: 200В.

Уставка защиты по минимальному напряжению (ЗМН) регулируется от 40 до 80% номинального, с шагом 5В.

Уставка защиты по максимальному напряжению регулируется от 0,8 до 1,2% номинального, с шагом 10В.

Уставки защиты по напряжению нулевой последовательности регулируется отдельно в диапазоне от 15 до 60В, с шагом 5 В.

Уставка по балансу напряжений на искусственном фильтре нулевой последовательности регулируется в диапазоне от 15 до 60В, с шагом 5В. Данная функция обеспечивает контроль исправности предохранителей ТН и наличия ЗНЗ при однофазной схеме включения вторичных обмоток ТН (без открытого треугольника).

Выдержки времен срабатывания всех защит регулируются отдельно, в диапазоне от 0,2 до 6,4 с, с шагом 0,1 с.

Орган защиты минимального напряжения имеет проскальзывающий контакт. Время замкнутого состояния выходного контакта 200 – 500 мс.

### МОДИФИКАЦИИ

Модификация	Функция выходных контактов				
	ВЫХОД 1, 2	ВЫХОД 3	ВЫХОД 4	ВЫХОД 5	ВЫХОД 6, 7
УЗА –АН - 1	ЗМН-1		U>		
УЗА –АН - 2	ЗМН-1	3U <sub>0</sub> >	U>		
УЗА -АН - 3	ЗМН-1	3U <sub>0</sub> >	U>	Убал.	
УЗА –АН - 4	ЗМН-1	3U <sub>0</sub> >	U>		ЗМН-2

Контакты выходных промежуточных реле устройств УЗА-АТ и УЗА-АН имеют коммутационную способность 20А на замыкание и 5А длительно. Для дещунтирования электромагнитов отключения используются семисторы.

### Справки:

**Компания “Энергомашвин” (дилер ALSTOM PCB):**

Россия, 125083, Москва, а/я 77.

Москва, ул. Верхняя Масловка, 20, АНО „Сотрудничество”

Тел/факс: (095) 795-39-09, 212-15-48

Украина, 04073, Киев, пр. Красных Казаков 6, корп.1, тел/факс: 8-(10-38)-044-490-93-40 (-41,-42)

E-mail: [emv@emv.kiev.ua](mailto:emv@emv.kiev.ua)

## ПЕРЕНОСНОЙ РЕГИСТРАТОР БАРСИК.

Носик Л.П., Кондрычин Э.В., Собакарь Т.В., Кондрычин С.Э. ВЭИ

### 1. Назначение

- Регистратор БАРСИК предназначен для контроля и регистрации быстрых процессов изменения электрических аналоговых и дискретных сигналов в нестационарных условиях работы на энергообъектах, а также для контроля работы высоковольтных выключателей.
- Переносный регистратор БАРСИК реализует все основные функции стационарного регистратора БАРС (<http://bars.vei.ru>).

### 2. Входные сигналы

- Промышленные токи от первичных ТТ – 8 каналов.
- Сигналы от шунта 75мВ (постоянные или переменные, в том числе любой формы) – 4 канала.
- Сигналы напряжения (постоянные или переменные, в том числе любой формы) в диапазоне 0...500В (с возможностью фиксации напряжений до 1000 и 1500 В в переходных процессах) – 12 каналов
- Дискретные сигналы в виде "сухих" контактных сигналов – 18 каналов.

#### Промышленные токи

- Сигналы от ТТ принимаются через поставляемые промежуточные трансформаторы тока ТТ50 и/или от токоизмерительных клещей - в любом соотношении (по заказу).
- Промежуточные трансформаторы ТТ50 могут использоваться как выносные, либо быть установлены в регистратор (4шт.).
- Кратность перегрузки по каждому каналу устанавливается индивидуально и может быть задан программно-аппаратно равным 15, 30 или 50 .
- Трансформаторы ТТ50 используются при необходимости получения хорошей точности измерения - в номинальном диапазоне до 1%, при перегрузке 30 до 2%.

#### Напряжения

- Регистратор принимает напряжения (постоянные и переменные, в том числе любой формы)
- стандартных уровней 10, 57.735, 100, 220, 380В с перегрузкой 2 - 8 каналов,
- с уровнями 10, 24, 100, 200, 500В с перегрузкой 1,25 – 4 канала; при ожидаемых кратковременных перенапряжениях до 1000В (1500В) используются входы 500В-1 (500В-2).
- Выбор нужного уровня осуществляется аппаратно на наборном поле и программно - заданием номинального диапазона для каждого канала в конфигурации регистратора.

Точность измерения в номинальном диапазоне до 1%.

#### Входные контактные сигналы

- Восемнадцать «сухих» контактных сигналов принимаются с подпиткой от внутреннего источника 24В.

Все сигналы принимаются на зажимные клеммы типа "WAGO"

### 3. Питание регистратора

- осуществляется напряжением ~220В.
- Регистратор имеет встроенный аккумулятор, обеспечивающий работу регистратора в течение 1,5-2 часов.
- Предусмотрена возможность подключения внешнего аккумулятора с напряжением 12В.

### 4. Работа пользователя с регистратором

- производится через местную ПЭВМ обычного типа, либо Notebook.
- На лицевой части регистратора располагаются два разъема гальванически развязанных сигналов интерфейса RS232 - "наладка" и "перенос", которые служат для связи с ПЭВМ.
- По интерфейсу "перенос" пользователь осуществляет связь с регистратором с целью его конфигурирования, переноса регистрограмм на ПЭВМ, просмотра текущих значений принимаемых сигналов, просмотра состояния регистратора, в том числе неисправностей, выявляемых регистратором в процессе работы, и т.д.
- По интерфейсу "наладка" пользователю предоставляется возможность устанавливать новые версии программного обеспечения регистратора, предоставляемые разработчиком.

### **5. Конструктивное исполнение**

- Переносной регистратор представляет собой конструктив кассетного типа с внешним кожухом и общими габаритами 360×300×280мм.
- Кассета снабжается ручками для переноски, расположенными на боковых стенках.
- Конструкция регистратора имеет скобу для крепления к неподвижному основанию.
- Регистратор поставляется с кабелями для связи с объектом.

### **6. Параметры процесса регистрации**

- *Сканирование аналоговых сигналов* выполняется с заданной конфигурацией частотой. Каждый сигнал может иметь свою из заданного ряда частоту сканирования. Минимальный интервал сканирования 55,5мкс, максимальный – 20 мСек. Штатный вариант (для 24 сигналов) – 277,8 мксСек.
- *Пускаться регистратор может* либо вручную нажатием кнопки "регистр" на лицевой панели регистратора на время, задаваемое конфигурацией, либо по любому из 24-х аналоговых и 12 дискретных сигналов, в том числе и по всем, в соответствии с их пусковыми свойствами, заданными в конфигурации. Предусмотрен запуск по частоте.  
*Условия пуска для аналогового сигнала:* снижение и/или превышение заданной уставки, отклонение от текущего значения.
- *Длительность предаварийной и поставарийной записи* 0,1...4Сек (задается конфигурацией).
- *Максимальная длительность регистрации* в штатном варианте (интервал сканирования 5 град.эл) при установленной памяти 32Мб без учета уплотнения информации составляет 180Сек, увеличение интервала сканирования до 10град.эл увеличит длительность регистрации до 360Сек.
- *Регистрация и перенос ранее записанной информации* осуществляются независимо, в том числе и одновременно. Регистратор не имеет мертвой зоны, обеспечивает регистрацию каскадных аварий.
- *Краткая характеристика*, которая содержит главные показатели аварии, формируется во время регистрации наряду с осциллограммами.

### **7. Работа в системе единого времени**

- Регистратор содержит программно-аппаратные средства для синхронизации внутренних часов в системе единого времени с использованием GPS, что дает возможность фиксации системных аварий или проведения системных испытаний в энергосистеме с удаленным расположением регистраторов.

### **8. Поставляемое программное обеспечение**

В состав поставки включаются программы

- просмотра осциллограмм, полученных от регистратора, в том числе осциллограмм сигналов в реальном режиме времени,
- конфигурирования,
- контроля и наладки регистратора: просмотр состояния регистратора, текущих значений аналоговых и дискретных сигналов, кратких характеристик зафиксированных аварий и т.д.

Программа отображения конвертирует осциллограммы из своего формата в формат COMTRADE и наоборот. Это дает возможность, с одной стороны, использовать программы анализа и обработки других разработок, с другой стороны, осуществлять просмотр осциллограмм, записанных другими устройствами.

### **9. Проверка воздушных выключателей.**

- По заказу поставляется приставка для управления выключателями и соответствующие программные средства для проверки воздушных выключателей.
- Переход из режима «регистратор» в режим «проверка воздушных выключателей» осуществляется с помощью конфигурации.

Тел/факс (095)361-92-42, тел. (095)361-92-71  
http://bars.vei.ru e-mail: [bars@vei.ru](mailto:bars@vei.ru)

Освоен и выпускается ОАО «ЧНППП» Элара» г. Чебоксары  
Отдел маркетинга факс (8352) 49-16-39, 49-12-52,  
тел. (8352) 45- 95- 26(30)  
<http://www.elara.ru>  
e-mail: [market2@elara.chtts.ru](mailto:market2@elara.chtts.ru)



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Научно-техническая политика РАО «ЕЭС РОССИИ» в развитие систем релейной защиты и автоматики.</b> А.К. Белотелов, РАО «ЕЭС России».....	3
<b>2. О поведении устройств РЗА в нерасчётных режимах.</b> Г. И. Лычковский, РУП электроэнергетики «ОДУ» концерна «Белэнерго».....	5
<b>3. Опыт внедрения микропроцессорных защит в Мосэнерго.</b> Кудрявцев В.Н., Балашов В.В., Королев А.Г., Сдобин А.В. ЦСЗ РДУ Мосэнерго.....	7
<b>4. Опыт эксплуатации цифрового устройства РЗА IPR XXI.</b> Сухонос К.Б., Демидов Г.Д. АК «Харьковоблэнерго», Кулаков А.А., Моисейченков В.И., НПФ «ННТ».....	9
<b>5. Состояние и проблемы развития средств противоаварийного управления в ОЭС Средней Волги.</b> Биргель Э.Р. ОДУ Средней Волги.....	13
<b>6. О принципах оснащения УРЗА резервных трансформаторов СН атомных электростанций.</b> В.Н. Иванов, Смоленская АЭС.....	14
<b>7. Проблемы подготовки кадров релейного персонала.</b> А.П. Удрис, УКК Рязаньэнерго.....	16
<b>8. Цифровые устройства и аппаратура ПА в Тюменьэнерго.</b> А.Н. Макеев, ОАО «Тюменьэнерго».....	17
<b>9. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации.</b> Коновалова Е.В. АО "Фирма ОРГРЭС".....	19
<b>10. Устройства РЗА ОАО «ЧЭАЗ» для энергообъектов 0,4-750 кв.</b> Варганов Г. П.; Климов А. А.; Розенблюм Р. З. ОАО «ЧЭАЗ».....	23
<b>11. Новые электромеханические и комбинированные реле для энергетики.</b> М.А. Шамис, В.Е. Мандравин, Н.М. Михайлов ОАО «Всероссийский НИИ релестроения».....	24
<b>12. Микропроцессорные устройства защиты и автоматики разработки ООО НПП «ЭКРА».</b> Ю.Н. Алимов, ООО НПП «ЭКРА».....	29
<b>13. Аппаратура ВЧ защит (ПВЗУ-Е) и ПА (АКАП-В, АКАП-М, АКА-16 «Кедр») – новые разработки.</b> А.Л. Горохов ООО «Уралэнергосервис», В.Ф. Чесноков ОДУ Урала.....	30
<b>14. Серия устройств микропроцессорной релейной защиты МРЗС-05 производства ПО "Киевприбор".</b> А.Г. Кошман, ПО "Киевприбор".....	35
<b>15. Применение проектно-компонуемых устройств БИМ при создании комплексных АСУТП подстанций 110/35/10 КВ.</b> В.А. Салмин, ООО НТЦ ГОСАН.....	39
<b>16. Функции релейной защиты для предупреждения повреждений электродвигателей.</b> В.Г. Езерский, С.О. Озорнин НТЦ «Механотроника».....	45
<b>17. Релейная защита с распознаванием режимов продольно-поперечной несимметрии.</b> В.В. Нагай, В.И. Нагай, С.В. Сарры, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт), Лысенко В.М., Махров Б.Ф., ОАО «Ростовэнерго».....	48
<b>18. «Измерительные преобразователи электрических параметров серии «Е, НПП «АЛЕКТО».</b> Полоневич В.М., НПП «АЛЕКТО».....	51
<b>19. Системные решения ООО «АББ Автоматизация» в области РЗА высокого напряжения.</b> Г.С. Нудельман, С.Н. Проказов, С.Я. Петров ООО «АББ Автоматизация».....	52

<b>20. Новые модели регистраторов аварий и режимов ПАРМА РП 4.06М, 4.08,4.09(люкс).</b> Сулимов Д.В. ООО «Парма».....	57
<b>21. Устройство для определения места повреждения на линиях электропередачи 110—750 кВ ИМФ-ЗР.</b> Кузина Р.В., Лукоянов В.Ю., Панов М.Ю., ЗАО «Радиус-Автоматика».....	58
<b>22. Автоматические устройства регистрации аварий АУРА.</b> В. И. Чернов, ООО "Свей".....	60
<b>23. Реле-томограф – современное испытательное оборудование для проверки устройств релейной защиты и автоматики.</b> А.Н.Бирг, ООО «Научно-производственное предприятие «Динамика».....	65
<b>24. Программно-технический комплекс “НЕВА”.</b> Глезеров С.Н., Золотых А.Г., Ундольский А.А., Христофис Б.О. НПФ "Энергосоюз".....	67
<b>25. Микропроцессорные системы регистрации электрических событий (РЭС-3), контроля качества электроэнергии (АПКЭ-1) и противоаварийной автоматики (МКПА) в энергосистеме.</b> О.В. Коковин, О.С. Бородин, А.А. Шабаршин, ООО «НПФ Прософт-Е».....	70
<b>26. Устройство волоконно-оптической дуговой защиты «ОВОД-М».</b> В. А. Григорьев, В. Е. Милохин, Б. В. Михайлов, ЗАО «ПРОЭЛ».....	76
<b>27. Устройство микропроцессорной релейной защиты СУМРЗ 3.</b> Э. В. Вершков, Д. А. Гурин, М. Ю. Козловский, А. В. Новиков, ФГУП «НИИИТ», Е. А. Аржанников, А. В. Гусенков, О. М. Колесов, А. М. Чухин, В. А. Шуин, ИГЭУ кафедра АУЭС.....	78
<b>28. Основные принципы построения и алгоритмы работы централизованной системы регистрации аварийных процессов.</b> Ю.А. Асанбаев, И.А. Ветрова, Т.Г. Горелик, С.В. Лобанов, В.Г. Филатов, ОАО НИИПТ.....	81
<b>29. Микропроцессорные устройства РЗА производства НПП “БРЕСЛЕР”.</b> В.Н. Козлов, Н.С. Ефимов, НПП “Бреслер”.....	84
<b>30. Работы, проводимые лабораторией релейной защиты ОАО ВНИИЭ.</b> А.И.Левиуш, ОАО ВНИИЭ.....	86
<b>31. Устройство импульсной защиты от замыканий на землю.</b> В.Ф.Лачугин, ОАО «ЭНИН им. Г.М.Кржижановского».....	86
<b>32. Автоматизированное рабочее место для инженеров служб расчетов уставок релейной защиты в электрической сети 35-750кВ с неограниченным числом узлов.</b> Черняков В.Н., Седельников Г.Ф., Стенина В.В., Дубрановская Н.Л., Рубина Е.Н. ПК БРИЗ.....	88
<b>33. Резервная токовая защита трансформаторов.</b> Гловацкий В.Г., ALSTOM PCB, Дмух Г.Н., Мацелюх Я.И., Компания „Энергомашвин”.....	89
<b>34. Концепция построения дифференциально-фазной защиты ЛЭП.</b> О.Н. Григорьев, В.А. Ефремов, В.Н. Козлов, Ю.Я. Лямец, Н.В. Подшивалин, НПП «Бреслер», Г.С. Нудельман, ООО «АББ Автоматизация».....	91
<b>35. Информационный анализ энергообъектов и способов их защиты.</b> Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н., Бреслер, Нудельман Г.С., АББ Автоматизация, Zakonjšek Janez, ABB Automation Technology Products, Vasteras, Sweden.....	93
<b>36. Уточнение параметров модели электрической сети по данным регистраторов аварийных режимов.</b> А.Н. Алюнов, В.А. Бабарушкин, А.В. Булычев, Вологодский государственный технический университет (ВоГТУ).....	98
<b>37. Цифровая аппаратура «УПК-Ц» ВЧ каналов РЗиА.</b> А.Г.Чирков «Научно-производственная фирма Прософт-Е».....	99

<b>38. Микропроцессорные индикаторы расстояния типа «МИР».</b> И.А. Иванов, Д.Р. Любарский, К.М. Платов, ОАО «Институт «Энергосетьпроект».....	101
<b>39. Программно-технический комплекс автоматической дозировки управляющих воздействий энергосистем.</b> А.К. Белотелов, РАО «ЕЭС России», О.А. Варенко, И.З. Глушкин, К.С. Дмитриев, И.А. Иванов, Д.Р. Любарский, Е.Л. Россковский ОАО «Институт «Энергосетьпроект», А.С. Саухатас, Рижский технический университет.....	104
<b>40. Метод виртуальных статистических испытаний.</b> А. С. Саухатас, А. В. Долгицерс, М.А. Данилова, Рижский Технический Университет.....	107
<b>41. Проблемы передачи сигналов аналоговых релейных защит по цифровым каналам связи (ЦКС), образованным по ВОЛС.</b> Т.А. Коржецкая, А.И. Левиуш, В.С. Скитальцев ОАО ВНИИЭ.....	112
<b>42. Исследование, разработка и испытания цифрового трансформатора тока с высоковольтной изоляцией и передачей информации по оптоволокну для релейной защиты, автоматики и измерений энергосистем.</b> В.Н. Гречухин Научно- производственный центр "Микрон-2", Ивановский Государственный Энергетический Университет.....	113
<b>43. «Парма ВАФÒ-А – полностью автоматизированная мечта релейщика».</b> Башляев А..И. ООО «Парма».....	117
<b>44. Микропроцессорные блоки защиты и автоматики для тяговых подстанций переменного тока.</b> Езерский В.Г., Мирон В.А., Ячкула Н.И. НТЦ «Механотроника», Кондаков А.Д., Мизинцев А.В., Попов А.Ю. ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО»	119
<b>45. Метод спектрального анализа применительно к фильтру симметричных составляющих.</b> В. К. Ванин, В. Э. Лукин, Санкт-Петербургский государственный технический университет.....	121
<b>46. Комплексная микропроцессорная защита генератора.</b> В.К. Ванин, А.В. Терёшкин, Санкт-Петербургский государственный технический университет.....	123
<b>47. Повышение надежности и эффективности релейной защиты на основе совершенствования теоретического материала.</b> Ю. А. Степанов ООО «Диагностика-ЭС».....	124
<b>48. Продукция малого частного предприятия "ИВА".</b> М.Г. Тяпкин, малое частное предприятие "Ива".....	127
<b>49. Микропроцессорная система комплексного управления и контроля гидроагрегатов Чебоксарской ГЭС.</b> В.В. Алексинская, Ю.П. Жирков, А.Н. Кузнецов, В.Н. Орлов, А.М. Титов, ГУП ВЭИ.....	132
<b>50. Об опыте проектирования МП РЗА элементов ПС (станций) 330-750 кВ различных фирм.</b> О.В. Горина, Д.В. Кулешова, А.А. Рудман, Л.А. Фиохина, М.В. Шевцов, О.П. Юркова, ОАО «Институт «Энергосетьпроект».....	137
<b>51. Опыт проектирования и перспективы использования микропроцессорных защит на ВЛ 330 кВ и выше в отделе РЗАУ.</b> Рожкова А.В., Петров С.Я., Новикова О.Н., ОАО "Институт "Энергосетьпроект".....	140
<b>52. Совершенствование релейной защиты сетей 110-220 кВ.</b> И.Ф.Маруда, ОАО Волгоградэнерго.....	141
<b>53. Схема автоматики, управления воздушных и масляных выключателей ВЛ 110-220 кВ на базе терминалов REL 5XX.</b> В.М. Козлов, Д.В. Козлов МЭС Востока.....	142
<b>54. Схема высокочастотной блокировки защит ВЛ 110-220 КВ на базе терминала REL 511.</b> В.М. Козлов, Д.В. Козлов МЭС Востока.....	144

<b>55. Статистическое оценивание показаний приборов определения места кз.</b> Е.А. Аржанников, А.М. Чухин, ИГЭУ.....	147
<b>56. Информационное обеспечение «внешних» задач в системах типа SCADA.</b> А.М. Чухин, ИГЭУ.....	148
<b>57. Комплексный подход при оценке ЭМС микропроцессорной аппаратуры РЗА в условиях техперевооружения энергообъектов.</b> Б.К. Максимов, Я.Л. Арцишевский, Р.К. Борисов Московский энергетический институт (Технический университет), А.В. Жуков ОДУ Центра.....	149
<b>58. Нормативно-техническая база обеспечения ЭМС в установках низкого напряжения систем электроснабжения, управления и связи.</b> И.П. Кужекин, Р.К. Борисов, О.И. Кондратов, К.И. Кудяков Московский энергетический институт (Технический университет), А.В. Жуков ОДУ Центра.....	150
<b>59. Методика испытаний устройств микропроцессорных релейных защит по требованиям ЭМС.</b> Ярных Л.В., Сарылов О.В., Харитонов П.Н., Испытательный центр ЭМС "НИИИТ-ВНИИАЭС".....	155
<b>60. Характерные особенности ЭМО действующих энергообъектов при внедрении микропроцессорных устройств РЗА.</b> Р.К. Борисов, М.Н. Смирнов, НПФ ЭЛНАП, Я.Л. Арцишевский, МЭИ (ТУ), А.В. Жуков, ОДУ Центра.....	157
<b>61. Мероприятия по обеспечению ЭМС микропроцессорных устройств РЗА при техперевооружении действующих энергообъектов.</b> Р.К. Борисов, НПФ ЭЛНАП, Б.К. Максимов, Я.Л. Арцишевский, МЭИ (ТУ), А.В. Жуков, ОДУ Центра.....	162
<b>62. Методы и средства улучшения электромагнитной обстановки на энергообъектах перед размещением цифровой аппаратуры РЗА.</b> В.С. Вербин, М.К. Костин, М.В. Матвеев, ООО ЭЗОП.....	164
<b>63. Повышение квалификации релейного персонала в отделении РЗА учебного центра АО Мосэнерго.</b> Р.И. Пауль, МЦПК Мосэнерго.....	168
<b>64. Опыт обучения специалистов по наладке и эксплуатации микроэлектронных и микропроцессорных защит.</b> Ю.А. Войлошников, В.В. Зуйков, Новосибирский филиал ПЭИпк.....	169
<b>65. Новые алгоритмы компенсации погрешностей определения места повреждения в программном комплексе «DISAN\LOCATOR».</b> В.А. Ефремов, Ю.Я. Лямец, Н.В. Подшивалин, Чувашский госуниверситет.....	170
<b>66. Универсальный логический модуль для ответственных применений в энергетике.</b> Кулаков А.А., НПФ «ННТ».....	172
<b>67. Практика применения канала межмодульного обмена для базовых информационных модулей (БИМ).</b> Салмин В.А. ООО НТЦ "ГОСАН".....	174
<b>68. Дальнее резервирование релейной защиты в распределительных сетях напряжением 6 – 110 кв.</b> В.И. Нагай, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт).....	176
<b>69. Повышение технического совершенства быстродействующих дуговых защит КРУ.</b> В.И. Нагай, С.В. Сарры, Южно-Российский государственный технический Университет (Новочеркасский политехнический институт), М.М. Котлов, А.С. Рыбников, ОАО «Ростовэнерго».....	179
<b>70. Релейные шкафы для реконструируемых объектов напряжением 6-10 кв.</b> Варганов Г. П.; Климов А. А.; Розенблюм Р. З. ОАО "ЧЭАЗ".....	184
<b>71. Многоканальный испытательный комплекс «ПАРМА ГС 8.01» для релейной защиты и автоматики.</b> Башляев А.И., ООО «Парма».....	184

<b>72. Серия цифровых блоков релейной защиты и противоаварийной автоматики для КТП СН 6 (10) / 0,4 кв.</b> В.Г. Езерский, А.В. Леонтьев НТЦ «Механотроника».....	186
<b>73. Микропроцессорные комплектные устройства защиты и автоматики ТЭМП 2501.</b> А.А. Петров, П.Г. Варганов, ОАО "ВНИИР".....	187
<b>74. Реконструкция существующих дугогасящих средств типа ЗРОМ и управление ими в задаче повышения эффективности компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ.</b> В.К.Обабков, ООО ВП «Наука, техника, бизнес в энергетике».....	191
<b>75. Системные решения ООО «АББ Автоматизация» в области РЗА среднего напряжения.</b> Ю.Н. Калачев, В.С. Шевелев, ООО «АББ Автоматизация».....	194
<b>76. Системные решения в области АСУ для энергетики.</b> С.А. Григорьев, ООО «АББ Автоматизация».....	196
<b>77. Новое устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой РНМ-1.</b> Кузин В.Н., Лукоянов В.Ю., Черемисинова Н.Ю., ЗАО «Радиус-Автоматика».....	200
<b>78. Автоматизированная система управления на базе информации от микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики – «СКАДА - РЗА».</b> Ю.А. Асанбаев, А.В. Богданов, И.А. Ветрова, Т.Г. Горелик, В.Г. Филатов, ОАО НИИПТ.....	202
<b>79. Устройство дуговой защиты с волоконно-оптическим датчиком.</b> М.В. Демьянович, А.И. Евреев, Ю.П. Казачков, А.В. Пименов НИИ импульсной техники Министерства РФ по атомной энергии.....	205
<b>80. Защита электрической сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю по предупреждающему принципу.</b> А.В. Булычев, А.А. Наволочный, Н.Д. Поздеев, Вологодский государственный технический университет (ВогТУ).....	206
<b>81. Комплексное устройство управления выключателями распределительной сети.</b> В.А. Шелест, Карачаево-Черкесский государственный технологический институт.....	208
<b>82. Дифференциальная защита сборных шин с изменяемым сопротивлением дифференциальной цепи.</b> В.А. Шелест, Карачаево-Черкесский государственный технологический институт.....	212
<b>83. Технические решения по организации систем сбора информации в электрических системах в проектах реконструкции электросетевых объектов, выполненных ОАО "Уралэнергосетьпроект".</b> Т.М. Лангборт, В.А. Липаткин, В.А. Смирнов, ОАО "Уралэнергосетьпроект".....	217
<b>84. Применение устройств, представляющих измерения в оцифрованной форме, при организации сбора информации на электросетевых объектах (из опыта проектирования института ОАО "Уралэнергосетьпроект").</b> Верницкая И.В., Коротков Б.В., Липаткин В.А., ОАО "Уралэнергосетьпроект".....	222
<b>85. Автоматизация регулирования коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой в электроэнергетических системах.</b> Гусев А.В., Мироненко О.В. Уральский Государственный Технический Университет, Радиотехнический факультет, каф. Технологии и средства связи.....	227
<b>86. Анализ возможностей селективной сигнализации о замыканиях на землю типа ПЗЗМ 1 и новый подход к совершенствованию аппарата.</b> В.К. Обабков, А.П. Никифоров, ООО ВП «Наука, техника, бизнес в энергетике».....	232

<b>87. Цифровая дифференциально-фазная защита для линий электропередач 110 кВ и выше MiCOM P547.</b> В.Г. Гловацкий, Н.В. Семашко, ALSTOM PCB.....	236
<b>88. Микропроцессорная релейная защита и автоматика как средство технологического управления.</b> В.Г. Гловацкий, В.В. Вишневский, ALSTOM PCB	238
<b>89. Особенности организации питания оперативным током микропроцессорных устройств РЗА.</b> И.М. Шишков, А.В. Тищенко, Компания „Энергомашвин”	242
<b>90. Устройство защиты и автоматики для распределительных сетей типа УЗА-10.</b> В.Г. Гловацкий, ALSTOM PCB, Г.Н. Дмух, Компания „Энергомашвин”	244
<b>91. Вопросы технической политики при техперевооружении РЗА в сетях СВН ОЭС Центра.</b> Жуков А.В., Федотов А.З., Перегудов С.М., Родин В.В., ОДУ Центра	247
<b>92. Средства наблюдения электроэнергетических объектов предприятия "РЕКОН" и опыт их использования.</b> Иванилов Б.Ю., НПП "РЕКОН"	249
<b>93. Атомная энергетика России в оптимизации Системы производства и распределения электроэнергии.</b> Н.Н. Давиденко, В.Г. Самовичев, концерн "Росэнергоатом"	254
<b>94. Комплекс программ «Релейная защита» Мосэнерго, опыт практического применения, состояние и основные направления развития.</b> В.В. Азаров, К.В. Мозгалева, В.Г. Плотников, М.М. Полюгаев, М.Н. Хомяков, А.В. Шунтов Мосэнерго	261
<b>95. Программа для автоматического контроля объектов электроснабжения.</b> А.А. Дмитренко, Тимураш Касадзе, НТУУ (КПИ), Р.А. Лазарев, компания «Энергомашвин»	266
<b>96. Микроэлектронные устройства защиты и автоматики для распределительных сетей.</b> В.Г. Гловацкий, ALSTOM PCB, А.А. Дмитренко, НТУУ (КПИ), Г.Н. Дмух, Я.И. Мацелюх, Компания „Энергомашвин”	268
<b>97. Переносной регистратор БАРСИК.</b> Носик Л.П., Кондрычин Э.В., Собакарь Т.В., Кондрычин С.Э., ВЭИ	271