

отказы по системе управления и возбуждения имеют место на не прошедшем реконструкцию блоке №5) – 5 отказов с 2008 года.

После замены обмоток и активного железа статора и ротора практически исчезли отказы на генераторах Киевской ГЭС.

Замена электромеханических устройств РЗА на микропроцессорные привело к значительному повышению надежности оборудования. Это подтверждает правильность выбранной стратегии на модернизацию оборудования станции.

В настоящее время идет 2-й этап модернизации оборудования гидроэлектростанций Каскада. Кроме плановых работ, которые были предусмотрены в период первого этапа реконструкции ГЭС и ГАЭС, сюда включены работы, которые по ряду причин не были выполнены на первом этапе, а также проявились в процессе последующей эксплуатации станций.

Сюда в первую очередь относится замена воздухоохладителей генераторов, модернизация агрегатов охлаждения и замена их двигателей, замена сердечников полюсов их агрегатов с более надежной конструкцией демпферной обмотки.

Внедряется система вибрационного контроля на подшипниковых узлах агрегатов охлаждения и их двигателях. Проводится замена крепежа основных узлов агрегатов и широко внедряется их дефектоскопия.

Намечено оборудовать щеточные аппараты генераторов станций устройствами контроля искрения.

Ведется подготовка по внедрению частотного разворота обратимых агрегатов КГАЭС и системы контроля частичного разряда обмоток, а также состояния воздушного зазора генераторов.

Как показали исследования количество отказов и повреждений на обратимых агрегатах Киевской ГАЭС в несколько раз выше, чем на необратимых агрегатах, что объясняется более интенсивными режимами работы и тяжелыми условиями «прямого» пуска в двигательном режиме.

Данный анализ подтверждает правильность выбранной стратегии на первоочередную модернизацию обратимых агрегатов – замену обмоток статора с новым современным классом изоляции, замену полюсов ротора с обмотками, замену масло- и воздухоохладителей.

В ближайшее время планируется замена турбин с направляющими аппаратами и генераторов на необратимых агрегатах ГАЭС.

Приведенный выше анализ отказов оборудования на Каскаде Киевских ГЭС – ГАЭС послужит серьезным подспорьем заводам-изготовителям этого оборудования для устранения конструктивных недоделок и дальнейшего повышения его надежности.

Поступила в редколлегию 30.09.2011

УДК 621.316.925 (075.8)

В.Н. БАЖЕНОВ, канд. техн. наук, доц., НТУ «ХПИ»

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Рассмотрены вопросы перевооружения систем электроснабжения железнодорожного транспорта средствами микропроцессорной техники. Предложен современный объем релейной защиты и автоматики совмещенных тяговых подстанций. Даны примеры по выбору параметров цифровой продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов типа ТРДН.

Розглянуті питання переозброєння систем електропостачання залізничного транспорту засобами мікропроцесорної техніки. Запропонований сучасний об'єм релейного захисту і автоматики суміщених тягових підстанцій. Дані приклади по вибору параметрів цифрового подовжнього диференціального струмового захисту трансформаторів типу ТРДН.

The questions of rearmament of the systems of elektrosnabzhenyia of railway transport by facilities of microprocessor technique are considered. The modern volume of relay defence and automation of the combined hauling substations is offered. Examples are given on the choice of parameters of digital longitudinal differential current defence of transformers.

Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей железнодорожного транспорта электроэнергией требуемого качества при минимальных затратах неразрывно связано с повышением технического уровня устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), внедрением комплексной автоматизации управления рабочими, аварийными и послеаварийными режимами. Физический и моральный ресурс электромеханических устройств РЗА, значительные затраты на обслуживание и ремонт, перевооружение основного оборудования подстанций, повышенные требования к электроэнергетике способствуют внедрению промышленных микропроцессорных устройств (МПУ). Мировой рынок МПУ предлагает методы и технические средства фирм ALSTOM, ABB, SIEMENS, AEG, SCHNEIDER, РАДИУС, МЕХАНОТРОНИКА, КИЕВПРИБОР, МИИТ (г. Москва), НИИЭФА (г. С.-Петербург), ХАРТРОН-ИНКОР (г. Харьков) и др.(1). Современные цифровые устройства РЗА интегрированы в рамках единого информационного комплекса функций релейной защиты, регулирования, измерения и управления электроустановкой. Такие устройства входят в состав автоматизированной системы управления технологическим процессом энергетического объекта, например, подстанции (АСУ ТП ПС). Микропроцессорные системы управления режимами подстанций дают существенные преимущества. Например, измерение и контроль параметров режима работы электроустановки; простота наращивания и изменения функций устройства; быстрая смена уставок РЗА; определение

вида и места повреждения; дружественный интерфейс контроля и управления (нижний уровень); снижение трудоемкости эксплуатации; уменьшение расхода на кабельно – проводниковую продукцию; минимум рабочей площади; значительное уменьшение уровня энергопотребления; постоянный автоматический самоконтроль и др. Однако, внедрение микропроцессорной РЗА связано с большими трудностями из-за: отсутствия квалифицированного обслуживающего персонала и опыта эксплуатации; недостаточности учебного материала; высокой стоимости; плохой электромагнитной совместимости с реальными условиями эксплуатации подстанции и др. С учетом возможностей микропроцессорной элементной базы предлагается следующий объем релейной защиты и автоматики совмещенной тяговой подстанции (2,3,4).

- Продольная дифференциальная токовая защита (ПДЗ) трансформатора.

- Логическая дифференциальная защита (ЛДЗ) трансформатора.

- Максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения (МТЗ ВН) трансформатора и дополнительные защиты пуска охлаждения и блокировки регулирования под нагрузкой коэффициента трансформации трансформатора (РПН).

- Максимальная токовая защита на вводе низшего напряжения (МТЗ НН) трансформатора.

- Максимальная токовая защита секционного выключателя (МТЗ СВ).

- Дистанционная защита на стороне высшего напряжения (ДЗ ВН) трансформатора с токовой блокировкой.

- Дистанционная защита на стороне низшего напряжения (ДЗ НН) трансформатора с токовой блокировкой.

- Дистанционная защита фидеров нагрузки (ДЗ Ф).

- Защита от перегрузки (ЗП НН) на стороне низшего напряжения трансформатора.

- Дуговая защита (ДгЗ) ячеек комплектного распределительного устройства.

- Устройство резервирования в случае отказа выключателей (УРОВ).

- Логическая защита шин (ЛЗШ).

- Токовая отсечка (ТО Т) трансформатора, подключенная к выносным трансформаторам тока, если дифференциальная защита присоединена к встроенным трансформаторам тока.

- Токовая отсечка фидеров нагрузки (ТО Ф).

- Защита от замыкания на землю на стороне высшего напряжения трансформатора (ЗЗНЗ ВН).

- Сигнализация замыкания на землю на стороне низшего напряжения трансформатора (СЗНЗ НН).

- Защита от замыкания на землю на присоединениях низшего напряжения трансформатора (ЗЗНЗ Ф).

- Быстродействующая помехоустойчивая защита фидеров (БПЗ Ф).

- Кваситепловая защита (КТЗ).

- Защита минимального напряжения (ЗМН).

- Потенциальная защита (ПЗ).

- Отключение вводов трансформатора при срабатывании газовой защиты (ГЗ Т) трансформатора и устройства регулирования напряжения под нагрузкой (ГЗ РПН).

- Сигнализация срабатывания верхнего поплавка (чашечки) газовой защиты трансформатора.

- Сигнализация повышения температуры масла в трансформаторе.

- Телеблокировка (ТБ).

- Автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРКТ).

- Автоматическое включение резерва (АВР) на секционных выключателях.

- Автоматическое повторное включение (АПВ) на вводах трансформатора.

- Дистанционное включение и отключение выключателей.

- Блокировка включения выключателей (БВВ).

- Ускорение релейной защиты (УРЗ) при дистанционном включении выключателей и после действия АВР и АПВ.

- Определитель вида и места повреждения (ОМП).

- Местный и дистанционный ввод, хранение и отображение двух групп уставок защит и автоматики.

- Ввод, хранение и отображение эксплуатационных параметров.

- Отображение текущих электрических параметров защищаемого оборудования подстанции.

- Регистрация, хранение текущих и аварийных аналоговых электрических параметров защищаемого оборудования подстанции («Осциллографирование» и "Цифровой регистратор").

- Фиксация токов и напряжений короткого замыкания.

- Технический учет количества потребленной электроэнергии подстанции.

- Контроль ресурсов и исправности выключателей подстанции.

На кафедре автоматизации энергосистем НТУ «ХПИ» ведутся разработки методик практических расчетов уставок микропроцессорных защит электроустановок электроснабжения потребителей железнодорожного транспорта. В качестве примера ниже приведены материалы по выбору параметров продольной дифференциальной защиты трансформатора типа ТРДН-25/115±16% кВ/6,3кВ; $U_{\text{к}}^{\text{н}} = 9,84; 10,5; 11,72$.

К общим уставкам защиты относятся номинальные параметры трансформаторов тока и защищаемого силового трансформатора:

- Номинальный вторичный ток фазных трансформаторов тока

$$I_{Н\text{ ВН}} = I_{Н\text{ НН}} = 5 \text{ А}$$

- Номинальный вторичный ток трансформаторов тока нулевой последовательности $I_{0Н\text{ ВН}} = I_{0Н\text{ НН}} = 1 \text{ А}$.

- Номинальный первичный ток трансформаторов тока стороны ВН $I_{Н\text{ ВН}} = 300 \text{ А}$ (параллельное соединение двух вторичных обмоток 1ТА и 2ТА по 600/5).

- Номинальный первичный ток трансформаторов тока сторон НН трансформатора

$$I_{Н\text{ НН1}} = I_{Н\text{ НН2}} = 3000 \text{ А (6ТА и 8ТА)}$$

- Номинальный первичный ток трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) $I_{0Н\text{ ВН}} = I_{0Н\text{ НН}} = 100 \text{ А}$.

- Полярность трансформаторов тока нулевой последовательности «НОРМ» (все трансформаторы тока собраны однополярными зажимами к реле).

- Номинальная мощность трансформатора по обмоткам

$$S_{Н\text{ ВН}} = 25000 \text{ кВА}; S_{Н\text{ НН1}} = S_{Н\text{ НН2}} = 12500 \text{ кВА}$$

- Номинальное напряжение трансформатора по обмоткам

$$U_{Н\text{ ВН}} = 115 \text{ кВ (среднее положение)}, U_{Н\text{ НН1}} = U_{Н\text{ НН2}} = 6,3 \text{ кВ}$$

- Группа соединений трансформатора: ВН – звезда, НН – треугольник (Yd11: d11).

- Базисный ток (базисный коэффициент по току) отношение номинального тока обмоток трансформатора к номинальному току трансформатора тока:

сторона ВН

$$I_{b1} = I_{ВН\text{ ср}} / I_{Н\text{ ВН}} = 126 / 300 = 0,42;$$

сторона НН

$$I_{b2} = I_{b3} = I_{НН\text{ ср}} / I_{Н\text{ НН}} = 1147 / 3000 = 0,382.$$

Уставка набираемая на реле для первой ступени дифференциального тока (в относительных единицах) :

$$I_d \geq ID \cdot I_{b1},$$

где ID – ток срабатывания 1 ступени, приведенной к номинальному току трансформатора, по рекомендации завода $\geq 0,2$; I_{b1} – базисный ток стороны ВН трансформатора.

Тогда уставка, которую набираем на реле: $I_d \geq 0,2 \cdot 0,42 = 0,084$.

Минимальная уставка, которая может быть выполнена на реле,

равна 0,15. Поэтому принимаем $I_d \geq 0,15$, что составляет: $ID \geq 0,15 / 0,42 = 0,36$ от номинального тока трансформатора.

Первая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения P1 (наклон характеристики в зоне малых токов до $2,5I_{Н}$ трансформаторов тока с малыми погрешностями):

$$P1 = K_3 \cdot (K' + K'') = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2\%,$$

где K_3 – коэффициент запаса, равен 1,2;

K' – погрешность ТТ, принимается для малых токов равной 5%;

K'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора в % равный суммарному диапазону сторон, равен 16%.

На реле P1 может регулироваться от 20 до 50 %. Принимаем P1=25%.

Вторая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения P2 (наклон характеристики в зоне больших токов к.з. более 2,5 номинального тока с большими погрешностями ТТ):

$$P2 = K_3 \cdot (K_{\text{ан}} \cdot K'_1 + K'') = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37\%,$$

где $K_{\text{ан}}$ – коэффициент учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей, принимаем равной 1,5;

K'_1 – погрешность трансформаторов тока, принимается для больших сквозных токов равной 10% при условии выбора трансформаторов тока по кривым 10% погрешности.

P2 может регулироваться в пределах от 40 до 100%. Принимаем P2=40%.

Уставка второй ступени дифференциального тока выбирается по максимуму из двух условий:

Первое условие – отстройка от максимального тока небаланса при сквозном токе к.з.

$$ID \geq K_3 (K'_{\text{ан}} \cdot K'_1 + K'') \cdot I_{КЗ\text{ МАКС}} = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 832 = 460 \text{ А},$$

где $K'_{\text{ан}}$ – коэффициент учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей, принимается равным 3;

$I_{КЗ\text{ МАКС}}$ – сквозной ток к.з. в максимальном режиме на стороне низкого или среднего напряжения.

Второе условие – отстройка от броска тока намагничивания:

$$ID \geq 6I_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 126 = 756 \text{ А}.$$

Из двух условий выбирается наибольшее $ID = 756 \text{ А}$.

Вычисляется уставка второй ступени защиты:

$$I_d \gg = \frac{ID}{I_{\text{НВН}}} = \frac{756}{300} = 2,52.$$

Полученное значение округляется до ближайшего целого числа, которое и задается в качестве уставки $I_d \gg = 3$. Данная уставка может регулироваться в пределах от 1 до $30 I_{\text{НВН}}$.

Блокировка защиты током второй гармоники применяется для отстройки от бросков тока намагничивания. Уставка оценивается отношением тока блокировки $ID(2f_n)$ к основному дифференциальному току и регулируется в пределах 10-50%.

Предлагается: $ID(2f_n) = 12\%$. Способ блокировки может быть выбран (ВКЛ): пофазная блокировка или (ВКЛ АВС): блокировка всех фаз наибольшим током второй гармоники, (ОТКЛ): блокировка отключена.

Режим блокировки током пятой гармоники применяется для предотвращения ложной работы защиты от повышенного тока намагничивания во время подачи на обмотку трансформатора напряжения значительно выше номинального. Способ блокировки может быть выбран (ВКЛ): пофазная блокировка или (ВКЛ АВС): блокировка всех фаз наибольшим током пятой гармоники (ОТКЛ): блокировка отключена.

Обычно проверку чувствительности микропроцессорной защиты не выполняют. Это обусловлено тем, что уставка 1 ступени защиты при к.з. за трансформатором мала ($I_d \geq 0,15$ от номинального тока трансформатора тока на стороне ВН ($I_{\text{НВН}} = 300 \text{ А}$)).

Более грубая вторая ступень, отсечка ($I_d \gg = 3$) также не проверяется, так как предназначена для работы при больших токах к.з. на стороне ВН трансформатора.

При необходимости можно рассчитать чувствительность защиты аналитическим методом.

Чувствительность в зоне малых токов к.з., на стороне НН силового трансформатора.

$$K_{\text{ч ВН}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-2, \text{ мин ВН}}^{(3)}}{(I_d \gg \cdot I_{\text{НВН}})} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 480}{(0,15 \cdot 300)} = 9,2.$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Чувствительность в зоне больших токов к.з., на стороне ВН силового трансформатора.

$$K_{\text{ч ВН}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-1, \text{ мин ВН}}^{(3)}}{(I_d \gg \cdot I_{\text{НВН}})} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3000}{(3,0 \cdot 300)} = 2,89 > 1,2.$$

Чувствительность 2 ступени должна быть не менее 1,2.

Представляет интерес сравнить данную защиту с защитой на реле типа РНТ-560 (5). Уставка защиты выбирается максимальной по двум условиям. Первое условие отстройки от небаланса при максимальном внешнем к.з.:

$$I_{\text{сз}} = K_3 \cdot (K_1' + K'') \cdot I_{\text{кз макс}} = 1,3 \cdot (0,1 + 0,16) \cdot 832 = 281 \text{ А}.$$

Второе условие отстройки от бросков намагничивающего тока:

$$I_{\text{сз}} = K_3 \cdot I_{\text{ВН}} = 1,3 \cdot 126 = 164 \text{ А}.$$

Принимаем: $I_{\text{сз}} = 280 \text{ А}$

Чувствительность в зоне малых токов:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-2, \text{ мин ВН}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 480}{280} = \frac{416}{280} = \frac{OX}{OS} = \frac{1,38}{0,93} = 1,48 < 2.$$

По ПУЭ $K_{\text{ч}}$ должен быть более 2. Поэтому защита с РНТ не может быть применена.

Выводы. Сформулированы основные задачи совершенствования системы релейной защиты и автоматики тяговых подстанций на базе промышленных микропроцессорных устройств. Показаны возможности микропроцессорной дифференциальной токовой защиты трансформаторов подстанции и предложены рекомендации по выбору параметров защиты на примере трансформатора типа ТРДН-25/115±16% кВ/6,3кВ.

Список литературы: 1. Фигурнов Е.П. Релейная защита. Учебник для студентов электротехнических и электромеханических специальностей транспортных и других вузов / Е.П. Фигурнов – К. : Транспорт Украины, 2004. – 565 с. 2. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 280 с. 3. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 528 с. 4. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Учебник для вузов по спец. «Электроснабжение» / В.А. Андреев. – М. : Высш.шк., 1991. – 496 с. 5. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Релейний захист» / уклад. В.М. Баженов, М.М. Одогев. – Х. : УкрДАЗТ, 2006. – 40 с.

Поступила в редколлегию 30.09.2011