

СТРУКТУРА АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВА РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

О. Г. ШИРОКОВ, К. М. МЕДВЕДЕВ

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет им. П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

М. А. ПРОХОРЧИК

ОДО «Белинмет», г. Гомель, Республика Беларусь

Введение

Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) является важной частью конструкции силового трансформатора (СТ), обеспечивающей способность последнего быть не только электроустановкой, связывающей сети разных классов напряжений, но также эффективным, легко поддающимся автоматизации средством регулирования режимов электрических систем и сетей.

Устройство РПН – единственный узел СТ, обладающий подвижным контактным механизмом, который в значительной степени подвержен возникновению дефектов вследствие износа элементов механической части и эрозии контактов из-за многократных срабатываний, что, в свою очередь, может привести к возникновению аномальных и аварийных режимов СТ.

Анализ опыта эксплуатации СТ показывает, что на территории стран СНГ по причине аномальных режимов ежегодно выходит из строя от 1,6 до 8,3 % трансформаторов [1]. Согласно результатам исследований, значительная доля аварийных ситуаций возникает из-за отказа устройства РПН – 13,5 и 19 % по данным [2] и [3] соответственно.

Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание. Как показал анализ повреждений СТ, вызванных внутренними короткими замыканиями, в 25 % случаев их причиной были именно отказы РПН [2].

Таким образом, абсолютно очевидно, что повышение уровня эксплуатационной надежности и обеспечение безаварийности работы РПН позволит значительно улучшить эффективность функционирования всей энергосистемы.

Поддержание необходимой степени надежности оборудования в процессе его эксплуатации обеспечивается системой технического обслуживания и ремонтов. Традиционная система базируется на периодическом проведении плановых профилактических работ и является системой обслуживания по времени наработки. Применительно к СТ и устройству РПН такая система не является оптимальной, так как часто приводит к неоправданным отключениям работоспособного оборудования.

Большие резервы повышения эффективности эксплуатации высоковольтного оборудования заключены в переходе на техническое обслуживание по реальной потребности, определяемой исходя из действительного состояния электроустановки.

Большинство существующих методов диагностики СТ и РПН обладает недостатками, не позволяющими в полной мере реализовать указанный принцип обслуживания и ремонта.

Например, в [6] описываются способы диагностирования РПН на постоянном токе, которые хотя и не требуют разборки бака трансформатора, но реализуются при отключении СТ от сети.

В [7] предлагается методика непрерывного диагностирования на основе анализа акустических сигналов, исходящих от СТ при переключении РПН. Недостатками такого подхода являются необходимость наличия достаточной базы сигналов для данного типа трансформатора, а также установка на СТ акустических датчиков.

Существует также подход к диагностированию РПН посредством анализа состава масла СТ, реализация которого требует установки дополнительного оборудования [8]. Кроме того, данный способ обладает значительной инерционностью.

В этой связи создание автоматической системы диагностирования РПН, лишенной указанных недостатков, является актуальной задачей.

Основные требования к системе диагностирования РПН

Автоматическая система технического диагностирования устройства РПН силового трансформатора должна решать следующие основные задачи:

- в режиме реального времени осуществлять сбор и регистрацию необходимых данных и режимных параметров РПН и СТ;
- с помощью соответствующих программно реализованных диагностических алгоритмов выполнять классификацию и анализ собранных данных;
- на основании проведенного анализа давать заключение о наличии и степени развития тех или иных дефектов, прогнозировать вероятные последствия их существования, давать оценку общего состояния РПН и СТ;
- формировать рекомендации по времени, характеру и составу необходимых работ по техническому обслуживанию и ремонту СТ.

К структуре системы автоматического диагностирования РПН должны предъявляться следующие требования:

- гибкость, позволяющая адаптировать систему диагностирования к любому СТ без коренных изменений в основной структуре вне зависимости от его типа и мощности;
- возможность компактного размещения всего оборудования системы на небольшой площади технологических помещений электрической подстанции и его быстрого подключения к штатным измерительным цепям без вывода СТ из работы;
- возможность интеграции в автоматическую систему управления трансформаторной подстанцией.

Авторами статьи, с учетом изложенных выше требований, была разработана автоматическая система диагностирования РПН, важной особенностью которой является использование в ней в качестве основных контролируемых данных (диагностических параметров) осциллограмм токов и напряжений обмоток СТ и двигателя привода РПН. Именно такой подход дает возможность реализовать такую систему, которая позволит оценивать состояние СТ в режиме нормальной эксплуатации без вывода его из работы.

Особое внимание в статье уделено структурным особенностям разработанной системы и ее требованиям к элементной базе.

Структурная схема автоматической системы диагностирования РПН

Основная структурная схема разработанной системы диагностирования, представленная на рис. 1, состоит из следующих элементов (блоков):

- датчиков, дающих возможность непосредственно измерять контролируемые параметры СТ (блок 1);
- модулей приема-передачи данных, обеспечивающих сбор измеренных датчиками значений контролируемых параметров и передачу этой информации на персональный компьютер для дальнейшей обработки (блок 2);
- программно-технического комплекса (ПТК), производящего прием, обработку и регистрацию данных, отображение технического состояния устройства РПН, прогнозирование возможных неисправностей, интеграцию системы диагностирования с автоматизированной системой управления трансформаторной подстанцией и другими системами высшего уровня (блок 3).

Структура также включает в себя блок питания датчиков (блок 4) и источник бесперебойного питания (блок 5).

Блок датчиков объединяет в себе датчики тока, напряжения, угла поворота и температуры, которые служат для преобразования измеряемой величины в электрические сигналы допустимых для аналого-цифрового преобразователя (АЦП) уровней напряжения, а также гальванической развязки электрических цепей и АЦП.

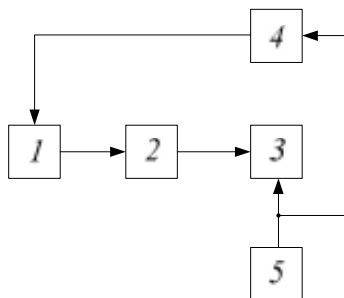


Рис. 1. Структурная схема автоматической системы технического диагностирования РПН силового трансформатора

Функциональная схема программно-технического комплекса системы технического диагностирования

Важным элементом структуры разработанной системы диагностирования РПН силового трансформатора является ПТК (блок 3, рис. 1). Его функциональная блок-схема представлена на рис. 2.

Блок ПТК функционирует следующим образом.

Сигналы, пропорциональные измеряемым величинам, с блока датчиков 1 подаются на вход модуля приема-передачи данных 2, где преобразуются в цифровой код и передаются на ПТК. Все результаты измерений непрерывно подаются в блок управления модулями приема-передачи данных 3 и рабочую (временную) память 4.

В блоке 3 выполняется непрерывный анализ входных сигналов, в результате которого выбираются оптимальные коэффициенты усиления аналого-цифрового преобразователя (АЦП), а также переключение модуля сбора данных из режима наблюдения в режим регистрации процессов в СТ при переключении ответвления РПН. Кроме того, предусмотрена возможность работы с модулем 2 в диалоговом режиме.

При соответствующем характере сигналов блок 3 переключает модуль 2 в режим регистрации, а также формирует команду записи результатов измерений в блок 4. После завершения регистрации блоки 2 и 3 переключаются в режим наблюдения, а записанные в память 4 результаты измерений подвергаются циклической обработке.

Результаты измерения поступают на вход блока анализа сигнала 5, который рассчитывает параметры, необходимые для наладки блока предварительной фильтрации 6.

После предварительной фильтрации информация поступает в блок анализа качества предварительной фильтрации 7, который определяет качество предварительной фильтрации и возможность его повышения, а также погрешность, вносимую фильтром в результат расчета контрольных параметров. При необходимости блок 7 корректирует параметры предварительной фильтрации и фильтрация повторяется.

После окончательного уточнения параметров фильтрации информации о качестве результатов измерений совместно с результатами измерений подается на блок расчета диагностических параметров 8. Результатом работы этого блока является комплекс данных, включающий расчетные параметры и оценку качества измерений для определения коэффициентов доверия к результатам расчета диагностических (контролируемых) параметров и диагнозу, который поступает на вход диагностической модели 9.

В блоке 9 выполняется оценка технического состояния устройства РПН.

Результаты диагностирования выводятся на блок интерфейса 12. Все результаты обработки записываются в базу данных.

Алгоритм обучения диагностической модели, реализованный в блоке 11, позволяет уточнять диагностическую модель в процессе эксплуатации системы диагностирования с учетом накопленной истории и данных, введенных пользователем.

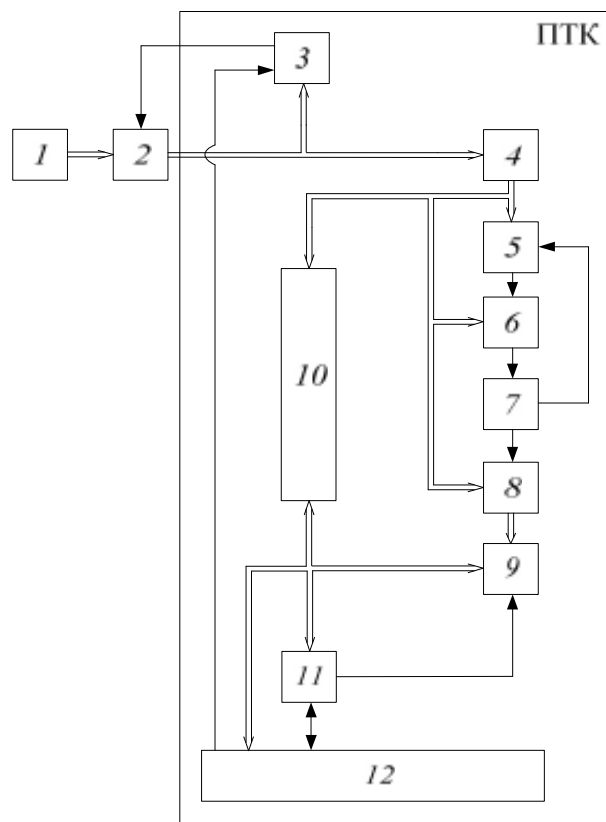


Рис. 2. Функциональная блок-схема ПТК системы технического диагностирования РПН силового трансформатора

Схема подключения датчиков

Система технического диагностирования РПН подключается к вторичным цепям штатных первичных измерительных преобразователей, установленных на трансформаторной подстанции, по схеме, представленной на рис. 3.

Приведенная схема подключения содержит следующие блоки и элементы: M – электродвигатель привода РПН; $3u$ – трехканальные датчики напряжения; $3i$ и $4i$ – трех- и четырехканальные датчики тока соответственно; v – датчик угла поворота электродвигателя привода РПН; T – датчик температуры масла СТ; T_0 – датчик температуры окружающей среды; D – дискретные данные от АСУ ТП; $TA1...TA6$ – установленные на подстанции трансформаторы тока; $TV1$ и $TV2$ – установленные на подстанции трансформаторы напряжения.

Датчики тока включаются последовательно в существующие цепи измерительных трансформаторов тока СТ и цепи трех фаз, питающих двигатель привода РПН.

Датчики напряжения включаются в существующие вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения и три фазы двигателя привода РПН.

Датчик угловых перемещений может быть выполнен с помощью индукционного датчика, реагирующего на движение лопастей крыльчатки электродвигателя.

Датчики температуры – штатные. При отсутствии датчика температуры масла значения температуры могут быть оценены на основании математических моделей тепловых процессов в силовом трансформаторе.

Следовательно, достаточная точность в рассматриваемых условиях будет достигнута, если среднее квадратическое отклонение результата измерения в области браковочных значений параметра не будет превышать 4 %.

Ориентировочно считают, что наибольшее значение основной погрешности измерительного прибора равно удвоенному среднему квадратическому отклонению результатов измерений [5]. При таком допущении относительная погрешность эксплуатационных измерений контролируемых параметров δ не должна превышать 8 %.

Так как в используемой математической модели расчет выполняется с задержкой в три шага дискретизации, то минимальная частота преобразования канала АЦП определяется по выражению

$$F = \frac{3}{x_0 \delta} = \frac{3}{0,003 \cdot 8} 100 = 12500 \text{ Гц} = 12,5 \text{ кГц}, \quad (4)$$

откуда время отклика

$$t_0 = \frac{1}{F} = \frac{1}{12500} = 8 \cdot 10^{-5} \text{ с} = 80 \text{ мкс}. \quad (5)$$

Таким образом, датчики тока в обмотках СТ должны иметь время отклика не более 80 мкс и минимальные искажения в частотном диапазоне 0...25 кГц, а модуль сбора и передачи данных – частоту дискретизации не менее 12,5 кГц на канал регистрации тока. Суммарная погрешность элементов измерительной системы не должна превышать 8 %.

В качестве модуля приема-передачи данных был выбран АЦП E14-140-M производства российской компании ООО «Л Кард», обладающий возможностью обеспечения максимальной частоты дискретизации 200 кГц, имеющий широкий выбор библиотек программ с открытым кодом и обладающий мощной технической поддержкой. Кроме того, данный модуль внесен в реестр средств измерений и имеет относительно низкую стоимость.

Для выбора датчиков тока необходимо оценить условия их эксплуатации и определить критерии, по которым необходимо проводить их выбор (таблица).

Одним из важных требований к датчикам тока является наличие гальванической развязки. Из всех типов существующих датчиков тока таким свойством обладают трансформаторные датчики и датчики Холла.

Авторами статьи было проведено сравнение датчика Холла компенсационного типа CSNA111 производства компании Honeywell International и трансформатора тока отечественного производства, изготовленного фирмой ООО «Энерго-Союз». В качестве основного критерия для сравнения использовались амплитудно-частотные (АЧХ) и фазо-частотные (ФЧХ) характеристики рассматриваемых датчиков. Исследование проводилось по методике, предложенной в [4].

Критерии выбора и условия эксплуатации датчиков тока

Критерии выбора	Значение параметра
Электрические параметры	
Преобразуемый ток	переменный частотой 50 Гц
Диапазон преобразования тока	0...5 А
Кратковременные перегрузки (пиковое значение)	500 А
Требуемый выходной сигнал	напряжение < ±10 В
Гальваническая развязка	необходима
Номинальное рабочее напряжение первичной цепи	100 В; 380 В
Динамические характеристики	
Основная рабочая частота	50 Гц
Частоты регистрируемых помех (при необходимости)	25 кГц

Время отклика	< 80 мкс
Параметры окружающей среды	
Температурный режим, при котором будет работать датчик	+10...+30 °С

При исследовании частотных характеристик были приняты следующие уровни входных воздействий:

– для датчиков тока величина входного тока была установлена на уровне 70 % номинального значения;

– внешний резистор, подключенный к датчику CSNA111, принят равным 100 Ом.

Данные, полученные в результате исследования, представлены на рис. 4, на котором обозначены следующие параметры: $K_{пер}$ – амплитуда коэффициента передачи; φ – фазовый угол коэффициента передачи; f – частота тока; 1 – трансформаторный датчик тока; 2 – компенсационный датчик Холла.

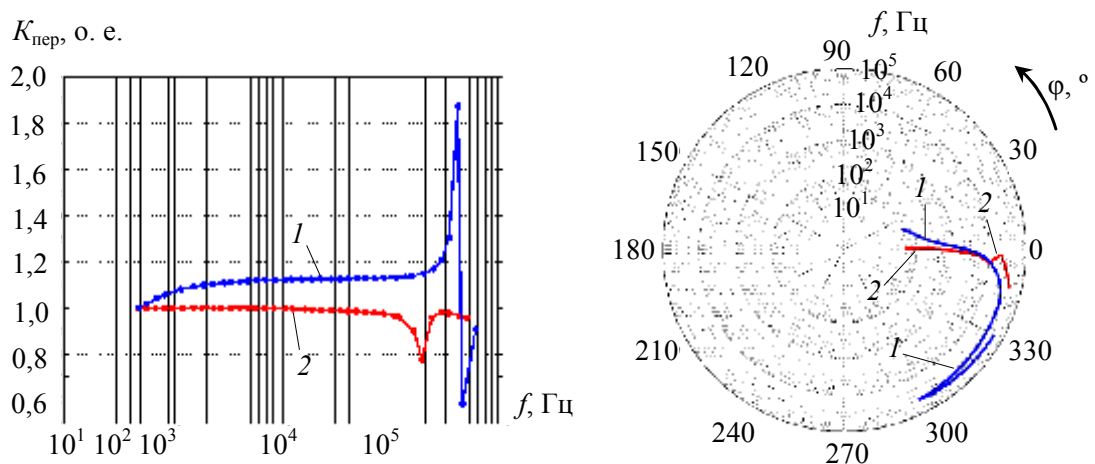


Рис. 4. Характеристики датчиков тока:
а – амплитудно-частотные; б – и фазо-частотные

Из рис. 4 видно, что амплитудная и фазовая погрешности датчика тока, работающего по принципу эффекта Холла, значительно ниже во всем частотном диапазоне, чем у трансформаторного датчика.

С учетом результатов исследований к использованию в качестве датчика тока был принят компенсационный датчик на эффекте Холла типа CSNA111. Выбранный тип датчика обеспечивает необходимое время отклика на уровне не более 1 мкс, температурный диапазон от 0 до 70 °С и приведенную погрешность измерений $\pm 0,5\%$.

Заключение

Основными результатами исследований, представленными в статье, являются:

– структура системы автоматического диагностирования РПН силового трансформатора, использующая временные ряды мгновенных значений токов и напряжений в качестве основных диагностических параметров;

– функциональная схема программно-технического комплекса системы автоматического диагностирования РПН с описанием принципа ее работы;

– схема подключения основных датчиков системы диагностирования к штатным измерительным преобразователям трансформаторной подстанции;

– критерии и условия выбора наиболее ответственных элементов измерительной части системы автоматического диагностирования РПН.

В отличие от существующих, предлагаемая система автоматического диагностирования РПН не требует вмешательства в работу СТ, а также установки на него дополнительного оборудования.

Литература

1. Львов, М. Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше / М. Ю. Львов // Силовые трансформаторы и системы диагностики : материалы IV Междунар. конф., г. Загреб, Хорватия, 23–24 июня 2009 г. – Вена, 2009. – 9 с.
2. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110...500 кВ в эксплуатации / Б. В. Ванин [и др.] // Электр. станции. – 2001. – № 9. – С. 53–58.
3. Смекалов, В. В. Оценка состояния и продления срока службы трансформаторов / В. В. Смекалов, А. П. Долин. – М. : ЕЭС России, 2002. – 10 с.
4. Якобсон, И. А. Наладка быстродействующих переключателей устройств силовых трансформаторов / И. А. Якобсон. – М. : Энергия, 1976. – 96 с.
5. Сви, М. П. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / М. П. Сви. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
6. Федоров, Ю. А. Некоторые способы и устройства ускоренной диагностики силовых трехфазных трансформаторов / Ю. А. Федоров // Силовые трансформаторы и системы диагностики : материалы IV Междунар. конф., г. Загреб, Хорватия, 23–24 июня 2009 г. – Вена, 2009. – 10 с.
7. Vilaithong, R. On-Line Tap Changer Diagnosis Based On Acoustic Technique / R. Vilaithong, S. Tenbohlen, T. Stirl // Mat Post 2007: proceedings of the 3rd European Conference on HV & MV Substation Equipment / Lyon, France. – November 15–16, 2006.
8. Griffin, Paul J. Load Tap Changer Diagnostics Using Oil Tests – A Key To Condition-Based Maintenance / Paul J. Griffin [et al]. – Doble Engineering Company, 2005. – 19 p.

Получено 07.03.2012 г.