

рабочего персонала. Следуя из вышеперечисленного, также повышается качество энергоснабжения потребителей.

Рассмотренная в ходе производственной практики на ПС "Пересвет" 500 кВ система диагностирования и мониторинга СУМТО, по нашему мнению, позволяет существенно повысить эксплуатационный ресурс всего парка трансформаторного оборудования, используемого на данной подстанции. Она позволяет существенно сократить экономические затраты на эксплуатацию и ремонт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
2. Мордкович А.Г., Туркот В.А., Филиппов А.А., Цфасман Г.М. Система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования СУМТО//ЭЛЕКТРО 2007. №6.С.23-28.

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем ЭНИН ТПУ

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ И МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

М.И. Валиуллин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Введение

На сегодняшний день в электроэнергетики используются различные цифровые устройства, такие как микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики, цифровые осциллографы, цифровые измерительные преобразователи и приборы учета электроэнергии. Российская энергосистема достаточно специфична. В первую очередь это связано с использованием как аналоговых так и цифровых устройств разных производителей на нижнем уровне управления и использование зачастую специфичных протоколов обмена. На данный момент в некоторых филиалах СО ЕЭС России используются большое количество протоколов связи, такие как: МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-104, DL- 405, Гранит- микро, Компас, Гранит, ТМ-800, МКТ-3, МКТ-2 и т. д.

В странах Западной Европы и Северной Америки в качестве устройств, осуществляющих функции сбора данных, первичной обработки и передачи данных чаще всего используются устройства телемеханики (RTU, RemoteTerminalUnit). При этом обмен данными RTU с интеллектуальными устройствами IED (Intelligent Electronic Devices) производится с использованием стандартных протоколов, в том числе Modbus, МЭК 870-5-101(102, 103, 104), DNP3.0, Profibus, LonTalk, а для связи с верхним уровнем чаще всего применяются высокоскоростные каналы связи с использованием протоколов обмена согласно МЭК 870-5-104, МЭК 61850, DNP3.0.

Согласно технической документации фирм производителей ряд микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (Protection IED или сокращенно PIED) наряду с выполнением основных функций, могут выполнять функции устройств телемеханики и измерительных устройств, регистраторов аварийных событий и процессов, учета электроэнергии и измерения показателей качества электрической энергии. При этом точность измерений достигается использованием измерительных трансформаторов тока на базе катушек Роговского, а также оптических преобразователей (трансформаторов) тока и

напряжения с цифровым интерфейсом. Следует также отметить, что именно цифровые устройства релейной защиты концернов ABB, Siemens, General Electric, Alstom и ряда других компаний являются лидерами по внедрению нового протокола обмена согласно МЭК 61850.

Постановка задачи

Совершенствование методов построения систем сбора оперативной информации и автоматизации подстанций с применением микропроцессорных устройств релейной защиты и цифровых измерительных преобразователей.

Принципы сбора информации

Первый принцип заключается в раздельном использовании цифровых микропроцессорных устройств РЗА и измерительных преобразователей с устройствами сбора информации. Микропроцессорных устройств РЗА выполняют свою основную функцию, а цифровые измерительные преобразователи выполняют функции телеизмерения фазных токов, напряжений, мощности и частоты. Устройства сбора информации, в свою очередь, обеспечивают передачу на верхний уровень следующей информации: фазных токов, напряжений, активной/реактивной мощности и энергии, контроль положения выключателей, состояние устройств релейной защиты и вызовы центральной аварийной/предупредительной сигнализации.

Второй принцип заключается в совместном использовании микропроцессорных устройств релейной защиты и цифровых измерительных преобразователей. При этом используется следующее разделение функций между цифровыми измерительными преобразователями и микропроцессорными устройствами релейной защиты. Цифровые измерительные преобразователи выполняют функции учета и телеизмерения, а микропроцессорные устройства релейной защиты дублируют функции телеизмерения и выполняют функции телеуправления и телесигнализации выключателей, а так же регистрацию и осциллографирование аварийных процессов.

Пример применения второго подхода с использованием SCADA систем

При реализации второго принципа с использованием микропроцессорных устройств релейной защиты, на сегодняшний день, чаще всего используются специализированные SCADA системы. Большинство производителей микропроцессорных устройств РЗА предлагают свои специализированные SCADA системы (такие как ABBScada, Alstomscada, SimaticWinCC и т.д.). Применение SCADA систем позволяет достичь высокого уровня автоматизации в решении задач разработки систем управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации. В качестве примера в соответствии с рисунком 1 представлена реально существующая схема сбора информации с применением оборудования и SCADA системы фирмы Alstom.

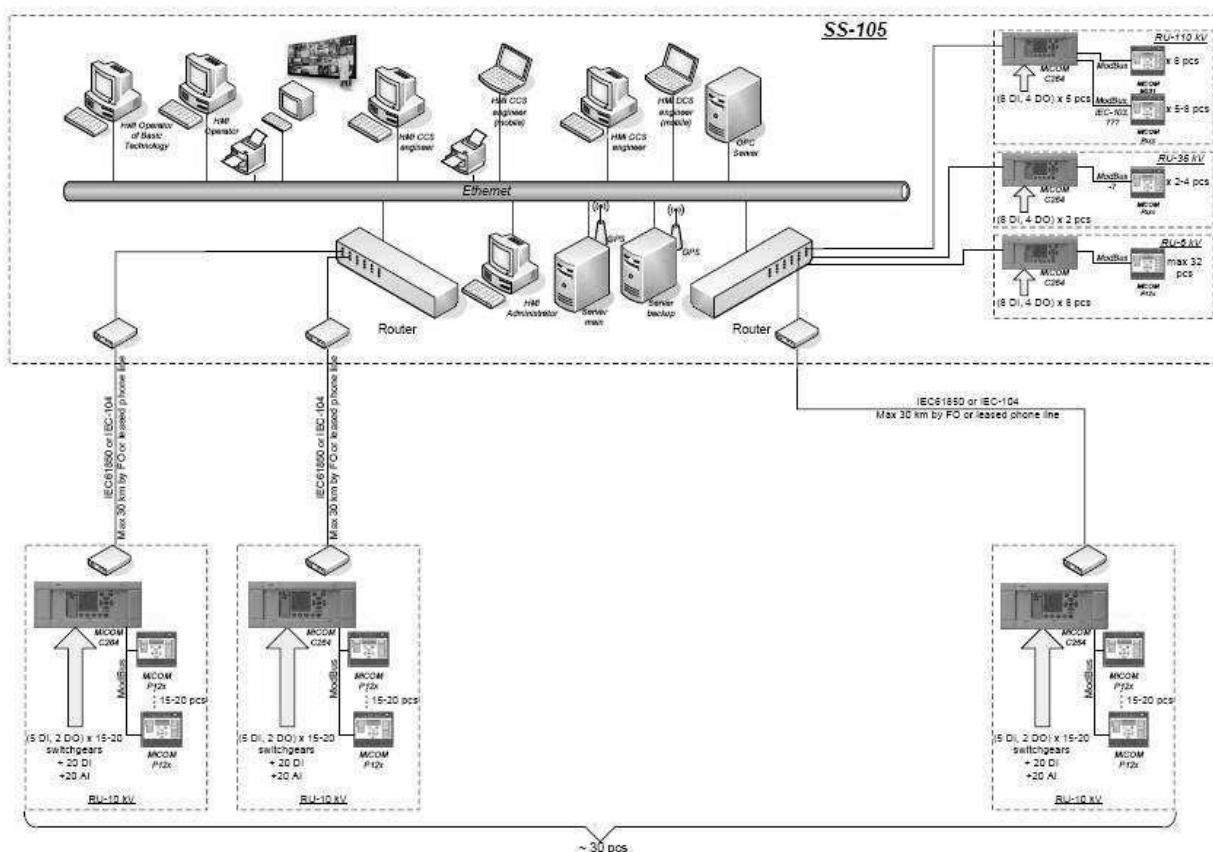


Рис. 1. Структурная схема сбора информации на Кольском ГМК

Характеристики объекта

- Количество подстанций – 3
- Уровни напряжения – 150/35/6 кВ
- Количество точек ввода/вывода – более 2000

Верхний уровень системы

- Резервированные серверы SCADAe-terracontrolv.3.5
- Запасной онлайн-сервер SCADAe-terracontrolv.3.5 на п/с ГПП Подземных потребителей.
- Сервер архивирования e-terraarchivev.2.4 (глубина хранения 1 год).
- 2 приемника GPS Meinberg Lantime M900.
- 7 АРМ оперативного и инженерного персонала с возможностью телеуправления, изменения уставок РЗА и работы с осциллограммами.
- WEB – доступ к системе с внешних рабочих станций управленческого персонала (только просмотр данных).

Средний уровень системы

- Контроллеры MicomC264 – 7 шкафов АСУ.
- Коммутаторы H352

Нижний уровень системы

- Терминалы релейной защиты Micom серий 2х, 3х
- Измерительные центры Micom M231
- Дискретные сигналы (сухой контакт)

Система связи

- Связь между подстанциями – резервированное кольцо FO
- Диспетчерский центр – резервированная сеть Ethernet 100 Мбит/с.
- Используемые протоколы передачи данных:
 - IEC 104 (SCADA – Micom C264)
 - IEC 103 (MicomC264 – терминалы РЗА)
 - Modbus (MicomC264 – терминалы РЗА)

- IEC 61850 (доступ АРМ инженера к терминалам РЗА)
- HTTP (WEB-доступ к архивам и тонкие клиенты e-terracontrol)
- NTP/SNTP для синхронизации времени системы по GPS-приемникам.

Второй принцип уже используется для управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации на различных предприятиях. Но построение данной системы возможно только при строительстве новых объектов, так как при модернизации старых объектов могут возникнуть проблемы с совместимостью нового оборудования.

ВЫВОД

В связи с увеличением количества микропроцессорных устройств и объемом передаваемой информации целесообразней использовать второй принцип. Так как в данном принципе могут быть задействованы дополнительные функции микропроцессорных устройств РЗА, которые будут дублировать функции телеизмерения и выполнять функции телеуправления и телесигнализации выключателей, а так же регистрацию и осциллографирование аварийных процессов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Мокеев, А.В. Разработка и внедрение систем сбора телемеханической информации / А.В. Мокеев // Электрические станции. – 2007. – № 6. – С. 60-61.
2. Мокеев, А.В., Разработка систем сбора данных с цифровых измерительных преобразователей и микропроцессорных устройств релейной защиты / А.В. Мокеев, А.В. Миклашевич // Тез. докл. конф. “Релейная защита и автоматика энергосистем – 2004”. – М.: ВВЦ, 2004. – С.149-150.
3. Мокеев, А.В. Повышение качества телемеханической информации для АСДУ электростанций и электрических сетей / А.В. Мокеев // Электроинфо. – 2008. – № 11. – С. 58-65.

Научный руководитель: С.М. Юдин, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем (ЭЭС) ЭНИН НИ ТПУ.

КЛАССИФИКАЦИЯ «УЗКИХ МЕСТ» И ПРИЗНАКИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 35 – 110 КВ, СКРЫВАЮЩИХ В СВОЕМ СОСТАВЕ КРИТИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

А.М. Капицкий

Филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго-РЭС»

В настоящее время в распределительном сетевом комплексе сложилась ситуация, при которой зачастую рост электрических нагрузок опережает темпы реконструкции сетевого оборудования. Указанное положение объясняется, в том числе и за счет того, что объем нагрузки выданных технических условий в совокупности с ранее разрешенной, но до определенного момента не востребованной мощностью, превышает допустимую нагрузку элементов сетевого комплекса [1]. При этом, адаптируя закон минимума Либиха, можно сказать, что наиболее значимым элементом в энергосистеме или её части является элемент, параметры которого более всего отклоняются в негативную сторону от оптимальных для места его установки.

Тем не менее, для того чтобы дать наиболее полное определение понятию «узкое место» применимо к электросетевому комплексу, необходимо классифицировать типичные критические факторы, ограничивающие пропускную способность. Такие факторы можно разделить на «технические» и «документационные». «Технические» факторы в свою очередь делятся на «локальные» и «системные». К «локальным» критическим факторам относятся:

- Ограничение по длительно-допустимому току сетевого оборудования;