

디지털 및 정보통신 기술에 기반한 변전시스템에 대한 고찰

서장철* 이진호 정주환 최종웅
LG산전(주) 신사업기획팀

A Study of Substation Automation based on the Digital, Information and Communication Technology

Jang-Cheol Seo* Jin-Ho Lee Ju-Hwan Jung Jong-Woong Choe
New Business Planning Team, LG Industrial Systems Co., Ltd.

Abstract - 디지털 및 정보통신 기술의 급속한 발전은 전력계통 안정화를 위한 전력계통 운영의 제반 환경에 혁명적인 변화를 예고하고 있다. 이미 선진국에서는 이러한 디지털 및 정보통신 기술에 기반하여 IED 및 변전시스템을 개발·설치·운영하고 있다. 본 논문에서는 우리나라의 현재 전력자동화시스템 및 변전시스템을 살펴보고, 차세대 전력자동화시스템을 구축하기 위해 필요한 SCC 운영시스템, 변전시스템, IED의 개발 및 구축 방향에 대해 고찰한다.

1. 서 론

디지털 및 정보통신 기술의 급속한 발전은 전력계통의 보호, 제어, 전력품질, 설비의 예방 진단 및 전력계통 안정화를 위한 미래의 전력계통 운영의 제반 환경에 혁명적인 변화를 예고하고 있다. 그 중심에는 변전소 단위의 디지털화, 특히 운영, 정보 시스템과 IED (Intelligent Electronic Devices)가 있다고 볼 수 있다.

변전소의 디지털화는 세계적인 추세이며, 선진화사를 중심으로 이미 상당한 수준까지 기술개발이 진척되어 있으며, 일부 상업화 제품까지도 출시되고 있다. 향후 전력산업은 시스템 엔지니어링기술, 전력기기 공급능력, 유지/보수/운영기술 등을 종합적으로 보유하고 자산 및 위험관리를 종합적으로 제공할 수 있어야만 한다. 또한 전력산업 구조개편에 따라 전력공급의 신뢰도 유지 및 향상, 고품질/저가의 전력공급, 전력공급의 유연성 확보가 매우 중요해졌다.

이에 따라 전력계통의 운영 상에서 이와 같은 요구사항을 충족시킬 수 있는 계통운영기술의 자동화와 정보네트워크화를 위하여, 기존의 전력기기, 변전소와 아날로그형 전력자동화시스템은 디지털 및 정보통신 기술에 기반을 둔 미래형 전력자동화시스템으로 바뀌어야 한다. 따라서 본 논문에서는 우리나라의 현재 전력자동화시스템 및 변전시스템을 살펴보고, 전체 전력자동화시스템에서 미래형 변전시스템의 근간이라고 할 수 있는 SCC(Subregional Control Center) 운영시스템, 변전시스템, IED의 선진국의 개발 및 구축 동향, 이에 따른 우리의 개발 및 구축 방향에 대해 고찰한다.

2. 본 론

2.1 현재의 전력자동화시스템

2.1.1 전력자동화시스템 운영 체계 및 역할

국내 전력자동화시스템의 역사는 1968년 일부 수력발전소(화전)에 한정되기는 했지만 최초로 자동주파수 제어장치가 설치되면서 시작되었다. 그 후 발전소, 변전소 등을 그 목적 및 운전조건에 맞추어 종합적으로 자동 운영하는 자동급전설비가 1979년부터 30여개의 주요 발전소 및 변전소를 대상으로 설치 운영되었다. 1988년 말 중전의 자동급전 시스템에 안정도 해석기능, 예측 및

통계기능, 지역급전과 자료연계 등 제반기능을 대폭 강화한 에너지 관리 시스템(EMS : Energy Management System)이 설치되어 중앙급전소(NCC : National Control Center), 지역급전소(RCC : Regional Control Center), 지역급전분소(SCC)의 3 단계 계층 구조화된 시스템으로 가동되기 시작하였다. EMS는 보다 복잡해진 전력계통과 부하수요관리의 과학적이고 안정적인 운용을 위하여 1998년 NEMS(New Energy Management System)로 대체되었다. 지역급전소 및 지역급전분소에는 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition system)를 설치하여 사고 원인 분석, 부하 감시 및 관리를 하고 있다.

현재 우리나라 전력자동화시스템의 운용 체계는 그림 1과 같다.

2.1.2 SCC SCADA

현재 지역급전분소(SCC)에 설치되어있는 SCADA의 주요 기능은 다음과 같다.

- ① 원방 감시 : 변전소 설비 동작상태 표시
- ② 원방 제어 : 무인변전소 설비 원방 조작
- ③ 원방 측정 : 변전소 설비 원격 Metering 정보 표시
- ④ Event 기록 : 현장설비 동작 상황 Print 출력
- ⑤ 보고서 생성 : 일보, 월보, 운전실적 보고서 등 자동 출력
- ⑥ 자료 연계 : 전력정보 제공 및 공유
- ⑦ 부가 기능 : 사고 재현 기능, Peak 부하관리 기능

그림 2는 현재 SCC에 설치되어있는 SCADA 시스템의 구조도이다. 이 구조도에서 볼 수 있듯이 SCC SCADA 시스템은 하위 변전소와 RTU(Remote Terminal Unit)를 통해 통신을 하고 있다. 그러나 RTU의 느린 통신속도에 의한 문제점 뿐 아니라 RTU와의 디지털 보호계전기와의 제한적인 통신으로 인하여 SCADA 시스템이 변전소에서 취득할 수 있는 데이터가 제한적일 수밖에 없어, 현 SCC SCADA는 디지털 보호

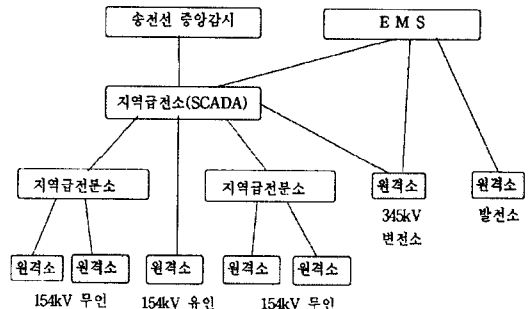


그림 1. 전력자동화시스템의 운용 체계

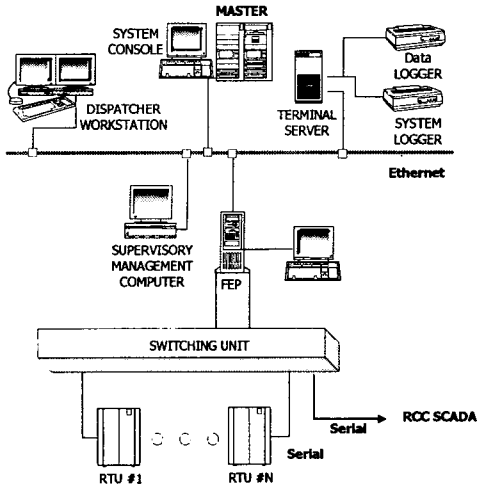


그림 2. SCC SCADA 시스템 구조도

계전기 등 IED의 고급 정보를 이용할 수 없을 뿐 아니라 이러한 고급 정보를 이용한 전력계통 응용 S/W도 현재 구현이 되어 있지 않은 상황이다.

2.1.2 변전소 자동화시스템

현재 변전소는 아날로그 시스템 위주로 구성되어 있으며, 고장개소 계통 분리 위주의 보호 제어를 하고 있다. 또한 RTU 통신 방식의 복잡한 Hard Wiring을 취하고 있으며, 비표준, 비규격으로 호환성이 부족한 상황이다.

이와 같은 상황에서 2002년 남서울 전력처 대방, 독산 변전소에 그림 3과 같은 2세대 변전소 자동화시스템이 시범 적용되었다.

2세대 변전소 자동화 시스템은 154kV 보호계전기 등은 Ethernet 방식으로 연결되며, 22.9kV 보호계전기 등은 RS-485를 이용한 Multi-drop 방식으로 연결되어 CSD(Communication Server Device)라고 하는 Communication Processor에 취합되어 HMI(Human Machine Interface) 및 외부와 통신하게 된다. 그리고 DNP3.0을 표준 프로토콜로 사용한다.

디지털 보호계전기의 고급 데이터가 CSD를 통하여 SCC SCADA 및 RCC SCADA 로 전송될 수 있는 기반이 마련되었으며 HMI를 통하여 보호계전기의 원격설정, 사고데이터 취득등의 기능이 가능하게 되었다. 또한, CSD와 직접 연결할 수 없는 보안감시, 화재 등의 장치는 소형 RTU에 직접 연결되고 소형 RTU를 통하여 취득한 정보를 CSD에 전송하는 방식을 취하고 있다.

기존의 RTU기반의 변전소에 비하여 비약적인 발전을 하였으며 IT 최신 기술이 적용되었다고 할 수 있으나

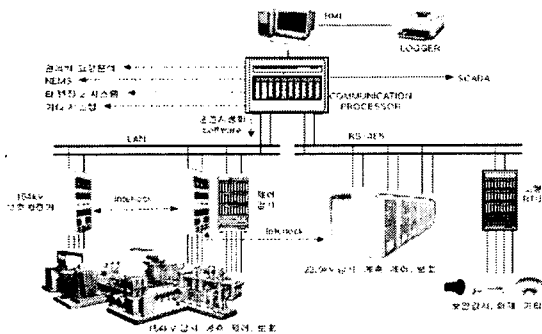


그림 3. 2세대 변전소 자동화시스템

취득하는 고급정보와 통신 인프라를 이용한 가치 창조의 측면에서는 취약하다고 할 수 있다.

2.2 차세대 전력자동화시스템

2.2.1 차세대 SCC 운영시스템

SCC SCADA로 대표되는 SCC 운영시스템은 기존의 단순한 원방 감시, 제어, 측정 등의 기능을 뛰어 넘어 설비 진단 및 유지 보수에 바탕을 둔 자산 관리(Asset Management), 전력품질 모니터링 및 진단, 디지털 보호계전기 등 IED의 고급 정보를 이용한 전력계통 응용 S/W 탑재 등이 세계적인 추세이다.

자산 관리는 자산의 구입(Purchasing), 유지/보수(Maintenance), 처분(Disposal) 등으로 구분되는데, 유지/보수의 비중이 가장 크고 중요하다. 현재 자산의 유지/보수는 자산의 운용 환경을 고려하여 Redesign, Corrective Maintenance, Scheduled Maintenance, Condition-based Maintenance 등의 다양한 유지/보수 방안중 가장 경제적인 유지 보수 방안을 결정하는 기법인 RCM(Reliability-Centered Maintenance)이 많이 채택되고 있다. 독일 전력회사에서 1999년에 9주간 8000 여개의 설비에 대해 진행되었던 RCM 프로젝트에서는 기존의 Scheduled Maintenance에 비해 약 70%의 유지 비용 절감 효과가 있었다.

전력품질 모니터링 및 진단 기능은 Sag, Swell, 고조파, 플리커, 주파수 불평형 등의 전력품질 이벤트를 측정하고, 그 원인 및 사고 파급 영향 분석, 전력품질 향상 대책 제안 등의 기능을 수행한다. 이를 통해 각 배전 Feeder 별로 전력품질 특성 및 현황을 파악할 수 있어 문제 Feeder를 파악하여 대책을 세울 수 있는 정보를 제공한다. 특히 수용기측 부하에서 발생하여 전원측으로 유입되는 고조파를 감시할 수 있어 이에 대한 대책을 세울 수 있다.

디지털 보호계전기 등 IED의 고급 정보를 이용한 전력계통 응용 S/W에는 전세계적으로 Automatic Load Restoration, Dynamic TR Ratings, Fault Diagnosis, Intelligent Alarm Processing 등의 기능이 탑재되고 있는 추세이다.

이와 같은 고급 정보를 변전소에서 SCC로 가져오기 위해서는 현재와 같은 통신 방식으로는 불가능하다. 따라서 변전소의 경우에도 그 구조 및 통신 방식이 바뀌어야 하며, 이에 맞춰 SCC의 전체적인 구조 및 통신 방식

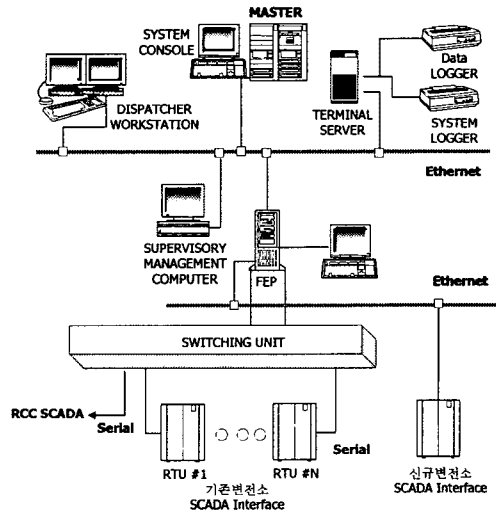


그림 4. 차세대 SCC SCADA 시스템 구조도

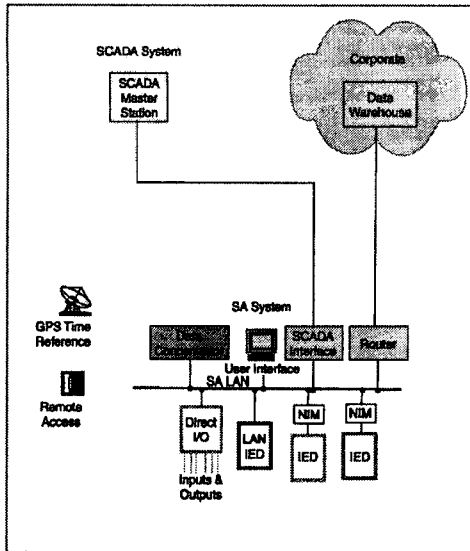


그림 5. 차세대 변전소 자동화시스템 구조도

도 바뀌어야 한다. 즉 기존 변전소하고는 현재처럼 RTU 방식을 이용하여 통신하더라도, 신규 변전소 또는 새로운 구조 및 통신 방식으로 바뀐 변전소하고 통신할 수 있는 인터페이스도 제공하여야 한다.

그림 4는 기존 변전소 및 신규 변전소와 통신이 가능한 차세대 SCC SCADA 시스템 구조도이다.

2.2.3 차세대 변전소 자동화시스템

차세대 SCC SCADA 시스템을 구축하기 위해서는 SCC SCADA에 정보를 보내는 변전소 자동화시스템의 구조 및 통신도 바뀌어야 한다.

그림 5는 현재 미국 등에서 추진되고 있는 차세대 변전소 자동화시스템의 구조도이다. 그림에서 NIM(Network Interface Module)은 일종의 프로토콜 컨버터로서 기존 IED를 새로운 시스템에 통합하는 역할을 한다. 그리고 설비 진단 및 전력품질 등의 Non-operational Data는 Data Warehouse에도 제공되어 통합 분석 및 통계 등에 이용된다.

우리나라 2세대 변전소 자동화시스템도 위와 유사하나, 위와 같은 세계적인 동향을 고려하여 변경할 부분들은 변경해야 할 것이다.

2.2.3 차세대 IED

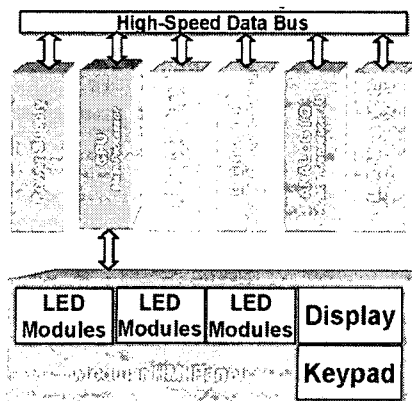


그림 6. IED의 모듈화 개념

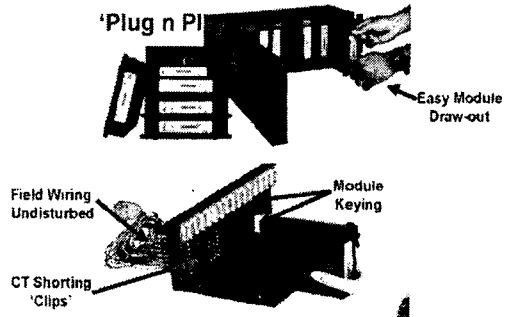


그림 7. 모듈화된 제품 이미지

차세대 변전소에 설치될 IED는 디지털 보호계전기, 전력품질 측정기기(Power Quality Meter), 설비진단 IED(Equipment Condition Monitoring IED), 보안/방재 IED 등이 있다.

현재 이러한 IED는 표준화 및 모듈화를 통해 쉬운 업그레이드 및 유지 보수를 가능하게 하는 방향으로 설계·개발·출시되고 있다. 그림 6과 그림 7은 현재 선진 기업에서 생산되고 있는 IED의 표준화 및 모듈화를 보여주는 개념도 및 제품 이미지이다. 그림에서 확인할 수 있듯이 HMI와 IED는 직접 연결되며, 쉬운 업그레이드와 유지 보수를 위해 모듈화 및 Plug&Play를 지원한다.

또 현재 국제적으로 통용되고 있는 Modbus, Fieldbus, DNP, IEC 60870, UCA2 등의 프로토콜을 지원할 뿐 아니라, 차세대 통합 프로토콜로 떠오르고 있는 IEC 61850도 지원 예정이다. 현재 IEC 61850은 세부적인 규격을 작성중에 있는데, 2004년 국제 표준으로 제정될 예정에 있으며, 이에 따라 ABB, ALSTOM, SIEMENS 등에서도 IEC 61850을 지원하는 제품을 2004년내에 출시할 예정이다.

결국 차세대 변전소에 설치될 IED는 이러한 세계적인 추세를 반영하여 표준화, 모듈화 및 국제 표준 프로토콜 지원을 기반으로 개발, 제작되어야 할 것이다.

3. 결 론

본 논문에서는 현 우리나라 전력자동화시스템을 개괄하고, 이의 근간을 이루는 SCC SCADA, 변전소 자동화시스템 등을 살펴보았다. 이와 함께 차세대 전력자동화시스템 개발 및 구축 방향을 잡기 위해 해외 선진기업 및 선진국의 SCC 운영시스템, 변전소 자동화시스템의 구조도 및 차세대 IED의 개발 동향에 대해서도 알아보았다. 이러한 개발 동향을 고려하고, 급속하게 발전하고 있는 디지털 및 정보통신 기술을 충분히 반영하여 전력계통의 보호, 제어, 전력품질, 설비의 예방 진단을 통한 자산관리 및 전력계통 안정화를 위한 차세대 전력자동화시스템을 개발하여야 할 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] John D. McDonald, "Substation Automation-IED integration and availability of information", IEEE Power & Energy Magazine, March/April 2003
- [2] Steve Haacke, Sam Border, Dehn Stevens, and Bob Uluski, "Plan Ahead for Substation Automation", IEEE Power & Energy Magazine, March/April 2003
- [3] D.P.Buse, P.Sun, Q.H.Wu, and J.Fitch, "Agent-Based Substation Automation", IEEE Power & Energy Magazine, March/April 2003
- [4] Tim Nissen and Doug Peterchuck, "Substation Integration Pilot Project", IEEE Power & Energy Magazine, March/April 2003