

변전소 종합자동화시스템 시범적용 및 성능에 관한 연구

김대령 · 백두현
한국전력공사

A Study on the Model Application and performance of Substation Automation System

Dae-Ryoung Kim · Doo-Hyun Baek
KEPCO

Abstract- 현재 한전의 변전소자동화시스템은 SCADA 및 EMS 등을 중심으로 상당한 발전을 하였으나 세계적인 자동화기술 발전추세에 부응하고, 전력설비의 운용비용 절감 및 효율적 관리를 도모코자 새로운 변전소 종합자동화시스템을 구축하였다. 따라서 154kV 변전소에 이 시스템을 1년간 시범운전하여 적용기기의 성능, 신뢰성, 상호 결합성 적합여부 등을 확인하였다. 본 논문에서는 변전소 종합자동화시스템의 국내·외 기술현황과 시스템 구성을 소개하며 시범적용결과 도출된 문제점과 대책 및 실 적용시 적합한 시스템 구성에 대하여 기술한다.

1. 서 론

최근 전력수요의 증대와 함께 전력계통이 복잡화, 다양화, 대용량화되고 전기품질에 대한 인식이 고조되면서 기존의 계통운용 설비는 충족시키기 어려운 많은 요구들이 발·변전소의 보호, 제어, 감시부분에서 발생하고 있다. 현재 SCADA 및 EMS의 급전제어부분은 시스템이 안정화 수준을 보이고 있으나 전력계통의 각 지역노드를 담당하는 변전소는 아직 재래식의 제어방식을 취하고 있고, 전력계통의 가장 기초적인 정보를 취득하는 데는 미흡하며, 이는 계통의 상태를 정확히 감지하여 대처하는 신뢰성의 문제에 있어서 한계를 보이고 있는 실정이다.

전력산업의 구조개편에 따라 실시간 요금계산 등 다양한 정보처리가 요구되며, 전력공급의 신뢰도 향상, 전력공급의 유연성 확보가 매우 중요해졌다. 따라서 전력계통 운영상에서 이와 같은 요구사항을 충족시키고 전력계통 정보의 노드 역할을 정확히 수행하기 위해서는 디지털화된 변전소가 필수적이며 세계적인 추세이고, 선진화사를 중심으로 이미 상당한 수준까지 기술개발이 진척되어 있다. 우리나라의 경우도 이미 최근의 신규 발전소는 이 방식을 채용하고 있고 변전소 또한 시범적용 단계에 이르게 되었다.

변전소 단위의 의미에서 보는 디지털변전소는 제어기들이 종래의 아나로그형태인 hard wire와 EM type 보호계전기에서 광케이블과 제어·보호·통신을 하나의 platform에서 전담하는 IED(Intelligent Electronic Device)를 중심으로 하는 디지털 제어시스템으로의 변환을 의미한다. 이러한 변전소용 디지털 기술은 SAS(Substation Automation System)로 개념 정립되어 IEC가 61850으로 규격화를 달성하였고, 1996년을 기점으로 비약적인 발전과 관련기술의 급속한 확산이 진행되고 있다.

한전에서는 이러한 배경으로 154kV 대방변전소와 독산변전소에 시범적으로 변전소 종합자동화시스템을 국내 최초로 구축하여 시범운전중에 있다

2. 본 론

2.1 국외기술 동향

ALSTOM, ABB, SIEMENS, GE HARRIS 등 선도

적 소수 제작사가 관련기술을 주도하고 있으며, 1990년대 초부터는 전력기기의 디지털화와 변전소 종합자동화기술을 개발하면서 변전소를 중심으로 한 차세대 전력계통 운영 및 정보시스템의 개발을 완료한 상태이다. 특히 최근에는 중국까지도 본 기술개발에 박차를 가하고 있다.

이 선진기술들이 추구하는 방향은 분산시스템으로 전자기적으로 간섭을 받지 않는 optical fiber에 의해 serial 방식으로 중앙장치와 현장에 설치된 intelligent 기기의 기기들간 결합을 구성하고 있다. 또 현장기기의 운전조건들은 중앙장치에서 일괄적으로 download가 이루어지게 하여 신뢰성 있고 효율적인 운용이 가능하도록 하고 있다. 그리고 시스템 total engineering 기술과 변전소 자동화에 필요한 모든 기기들의 생산능력을 보유하여 일관성 있는 시스템 구성이 가능하도록 하고 있다. 대표적인 예로서 ABB는 MICRO-SCADA, ALSTOM은 SPACE 2000, SIEMENS는 SICAM, GE HARRIS는 GE-SA 등을 보유하고 있으며 일본의 도시바, 미쯔비시, 히타치 등도 개발중에 있다.

2.2 국내기술 동향

1990년대 초반부터 한전은 RTU를 이용한 감시제어 설비를 채용하기 시작하여 SCADA, EMS, DAS 등 전력제어설비를 구축운용하고 있으며, 2003년 재정지구의 대방, 독산변전소에서 종합자동화 변전소의 시범운전에 돌입하였으며 국내 종합자동화 도입이력은 다음과 같다.

- 1998년 : 복제주화력 (ABB, SPA/LON)
- 1999년 : 포항복합 (ABB, SPA/LON)
- 2001년 : 부산복합 (SIEMENS, PROFIBUS)
- 2003년 : 대방, 독산S/S (XELPOWER 등 4개사, DNP3.0)
 당진화력 5,6호기 (GE, UCA2.0)

2.3 변전소 종합자동화시스템 구성

2.3.1 기존 변전소자동화시스템

감시, 제어, 계측기능의 SCADA 시스템과 보호계전시스템이 별도 구성되어 있으며 현장설비와 RTU간은 제어 케이블로 연결한 point별 1:1 결선으로 구성되어 있다.

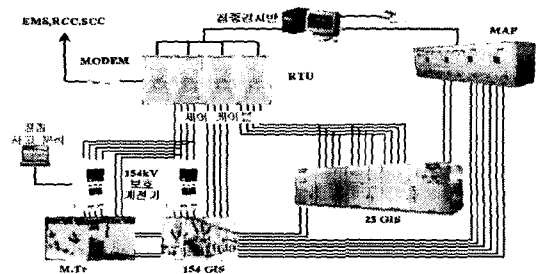


그림1. 기존 변전소자동화시스템 구성도

2.3.2 시범적용 변전소 종합자동화시스템

감시, 제어, 계측, 보호기능을 IED에 수용하고, 현장 설비와 IED간은 제어케이블로 연결하며 IED와 통신제어장치간은 광ethernet통신 및 RS485통신으로 연결한 panel별 1:1결선으로 구성되어 있으며 주요기능은 표1과 같다.

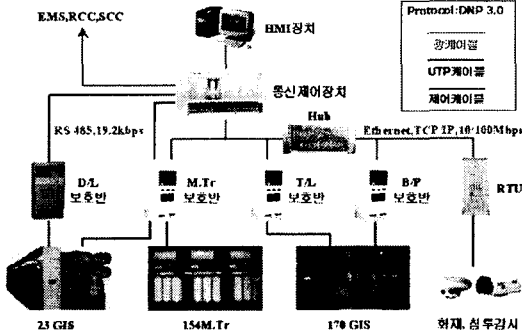


그림2. 시범적용 변전소 종합자동화시스템 구성도

표 1. 시범적용 변전소 종합자동화시스템의 주요기능

구분	주요기능	system 구성
HMI	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전력설비의 운전정보를 windows체제로 화면구현 ○ 감시, 계측, 제어, 고장data분석 ○ 설비진단(하위IED) ○ 보고서 생성(excel file 변환) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 주회선: 현장설비 감시, 제어, 계측, 고장파일 송수신 ○ 예비회선: DB up/down load
CSD	<ul style="list-style-type: none"> ○ 하위 IED, RTU와 상위RCC, HMI간 point, file 정보 구분 전송 ○ protocol 및 DB 변환 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 하위 IED와 상위 간 통신 2중화로 network 구성
RTU	<ul style="list-style-type: none"> ○ 154kV 전력설비 제어 ○ 화재 및 보안 감시 	<ul style="list-style-type: none"> ○ TCP-IP over DNP3.0 ○ ethernet 광2port
154kV IED	<ul style="list-style-type: none"> ○ 154kV 전력설비 감시, 계측, 보호 ○ 고장 data 저장 및 전송 ○ 자기진단 	<ul style="list-style-type: none"> ○ TCP-IP over DNP3.0 ○ ethernet 광2port
23kV IED	<ul style="list-style-type: none"> ○ 23kV 전력설비 감시, 제어, 계측, 보호 ○ 고장 data 저장 ○ 재페로 및 저주파수 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNP3.0 ○ RS-485 2port
23kV RTU	<ul style="list-style-type: none"> ○ 23kV B/S, B/T 감시, 제어, 계측 	<ul style="list-style-type: none"> ○ DNP3.0 ○ RS-485 2port

2.4 시범적용결과 문제점 및 대책

2.4.1 23kV 측 IED ~ CSD간 통신

23kV측 M.TR용 51S, D/L용 IED 및 소형RTU는 DNP를 이용한 RS-485통신으로 현장설비의 감시, 제어, 계측을 하나 현장설비 상태변화시 상위 전송시간이 지연되었다. IED가 10대인 경우 최대 7000ms나 지연되었으며, 분석결과 CSD 요청크기는 10byte이며 IED 요청크기는 290byte로서 Data전송시간은 $(10+290) \times 8/19200 = 125\text{ms}$ 이고 HMI, CSD, IED, 소형RTU 내부data 처리시간은 575ms이었다. 즉 1대 IED당 전송시간과 처리시간을 합하여 700ms가 소요되었다. 또한 선로고장시 고장파일의 상위 전송이 불가하였으며, RS-485를 통한 UTP케이블의 경우 전기적인 신호로 전송하므로 외부로부터 surge유입 등 외란으로 인하여 전송에 취약한 반도체 소자로 구성된 IED, CSD의 장애발생 우려가 있었다.

이에 대한 대책으로서 23kV측 통신방식을 154kV측 IED와 같이 광ethernet 통신방식으로 개선 적용하였으며, 그결과 현장설비 상태변화후 즉시 운영자가 인지가 가능하였으며 고장파일의 취득도 가능하였다. 또한 통신방식별 경제성은 광ethernet방식이 RS-485방식에 비해 1개 선로당 40만원의 미비한 비용상승이 발생하였다.

2.4.2 고장파일 전송

설비고장 발생시 IED측에서 point정보와 file정보를 수집하여 상위시스템에 전송중 HMI에서 기기조작신호를 전송하면 고장 file정보 전송완료후 event상태변화가 되어 음성복구 조작이 지연되었다.

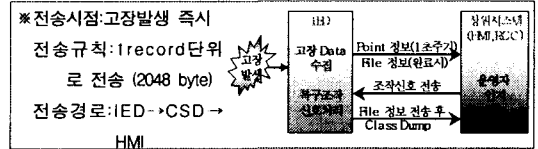


그림3. 고장파일 및 event 전송경로

이에 대한 대책으로서 고장파일 수신중 우선순위 부여 관련 HMI, CSD프로그램을 개선하였다.

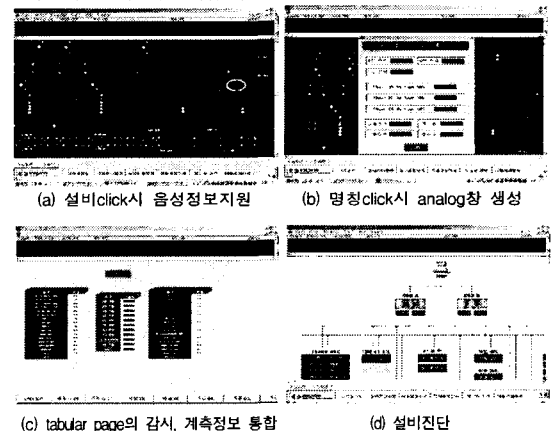
또한 복합고장 파일전송시 수신에러가 발생되었는데 2개이상의 고장파일이 발생시 IED측에서 첫 번째 고장파일이 두번째 고장파일보다 클때 마지막 record의 크기를 0byte로 처리하여 상위로 전송하며, 최상위 HMI에서는 마지막 record의 data가 없으므로 오류로 인식하여 IIN bit를 reset시키지 않고 계속 재전송시키기 때문이었다. 따라서 data 크기가 0인 record는 전송할 필요가 없으므로 전송되지 않도록 하고, data 크기가 0에 관계없이 start record, end record의 번호가 일치하면 응답완료된 것으로 변경하였다.

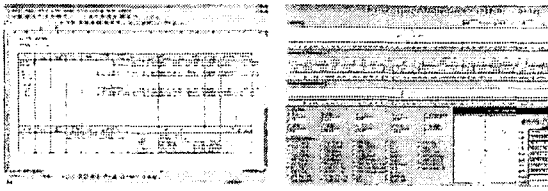
또한 HMI에서 고장파일 수신시 발생종류에 따라 event 명칭이 동일하여 고장파일 수신시 HMI event창에 전송 완료시각+IED index number+고장파일 수신으로 명칭을 개선하였다. 최종 개선후 고장파일 전송시 발생가능한 모든 조건을 고려하여 file+file, file+IED point, file+조작신호 시험결과 양호하였다.

2.4.3 HMI 프로그램

HMI장치의 자료취득 저장, 경보처리, 기록, 보고서, DB편집기능 등 각종 기능이 충분히 반영되어 있으나 시스템 구성에 관련된 각종기기(M.TR, GIS, IED, CSD, RTU, HMI등)의 구현형태 및 운전월보, 사고파일 구성요소 표현방법이 미비하며, 초기버전상의 문제로 사용자 편의성이 열악하였다.

이에 대한 대책으로서 설비 click시 음성정보지원, 명칭 click시 analog창 생성 등과 같은 HMI 화면구성을 그림4와 같이 개선하였다.





(e) 정보/월보의 자동생성 (f) 고장파일 분석

그림4. 개선된 HMI화면 구성

2.4.4 CSD 온도·소음환경

CSD 내부 CPU 발생열을 감소시키기 위한 냉각팬 작동시 소음이 심하여 운전원의 근무환경을 저해하며, 소음을 해소키 위하여 냉각팬 정지시 CPU 온도상승으로 회선절체기 및 MPU down 현상이 발생하였다.

이에 대한 대책으로서 CSD 내부의 구조변경과 냉각팬을 무소음 베어링으로 교체하였고 CSD설치장소를 감시실에서 항온항습장치가 설치되어 있는 통신실로 변경하였다.

2.4.5 Bay unit형 IED 변경검토

기존 SCADA시스템에 병렬로 설치하여 별도의 IED panel로 구성되어 있으며 현장설비와 IED간에 제어케이블을 사용하여 analog 신호형태로 개별적인 신호전송을 하고 있으나, 변전소 자동화설비의 일부기능만 통합되어 시스템구성 단순화 효과적하로 인한 변전소 운전업무 효율성이 떨어지고, IED 배전반과의 제어케이블 포설공간이 필요하여 변전소 공간축소 및 제어케이블 물량 축소 효과가 미흡하였다.

이에 대한 대책으로서 GIS 현장조작함에 IED를 취부하여 CT, PT, 각종 입력접점, 현장 출력신호 등 IED 입력요소를 이면결선으로 처리하고, 인터록킹용 회로결선은 제어케이블을 이용하여야 할 것이며, IED를 GIS에 일체화시에는 온도, 습도 등 주위환경 여건을 고려하여야 할 것이다.

2.4.6 154kV 축 IED 통합화 검토

154kV축 감시, 계측기능은 IED에 수용하고, IED고장시에도 설비제어가 가능하도록 제어기능은 RTU에 별도 수용하였으나, 변전소 자동화설비의 일부기능만 통합되어 시스템구성 단순화 효과와 시설투자비 절감효과가 미비하였다. RTU를 통한 원격조작을 하여도 IED 고장 발생시에는 기기개폐 상태변화가 없어 실조작 여부 확인이 불가능하여 현장확인인 수반되어야 하므로 감시, 제어기능 분리효과가 미흡하였다. 또한 23kV축 IED의 경우 제어기능을 통합하여 운전한 결과 문제점이 발생하지 않았으며, RTU 제어기능을 제외하여 IED에 통합할 경우는 RTU DO 모듈과 제어케이블이 제외되어 건설비용이 절감될 수 있으므로 154kV축 IED에 제어기능을 통합하여야 할 것이다.

2.4.7 CSD 생략(IED-HMI간 직접통신) 검토

IED와 다종의 상위시스템 중간에 CSD를 설치하여 하위측에서 들어온 정보를 상위에 전송하는 간접통신방식으로 구성되어 있으나 CSD 고장발생시에는 상위 HOST 전체(HMI,RCC,NCC,SCC)가 정지되는 등 자동화 효율에 문제가 발생될 수 있으므로 CSD를 생략하고 직접 연결하여 시스템을 단순화하는 구성방식이 필요하다.

표2에 CSD를 통한 간접통신 방식과 HUB를 통한 직접통신 방식의 특징을 구분하였으며, 그림5에 간접통신 방식과 직접통신방식의 구성도를 나타내었다.

표2. 통신형태별 비교표

항목	간접통신	직접통신
통신형태	CSD를 통한 간접통신	HUB를 통한 직접통신
HMI와 하위간 통신	1:1통신(CSD)	1:N(IED)
CPU부하율	1	1+통신Task
고장발생	CSD고장시 HMI,RCC 감시 불가능	HMI고장시 G/W 감시 G/W고장시 HMI감시
DB관리	HMI에서 관리	up/down 불가로 각각 관리
point정보 전송 사례	현장설비, IED상태 변화 즉시 CSD로 전송 SEL	현장설비, IED상태 변화 즉시 G/W, HMI로 전송 GE, ABB, SIEMENS

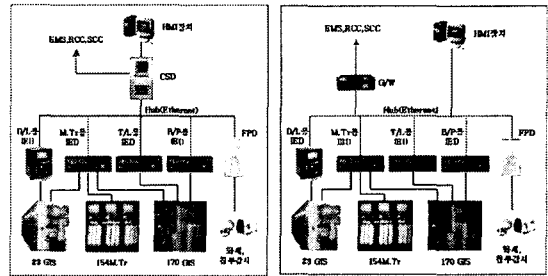


그림5. 간접통신방식과 직접통신방식의 구성도

3. 결 론

시험운전중 HMI를 통한 현장설비의 감시, 제어, 계측기능과 선로고장시 보호 및 고장기록 저장기능은 정상적으로 수행되었으나, IED의 DSP card, memory chip 불량 등에 의한 다수의 불량사태가 발생하였고, CSD의 MPU불량에 의한 slave로의 절체불가 현상이 발생하였다. 즉 시스템 구성기기의 품질측면에서 많은 문제점이 도출되어 부품의 military급 사용의무화와 같은 품질향상 대책이 필요할 것이며, 경제성 및 신뢰성을 극대화하기 위하여는 규격표준화, IED의 bay unit형, 시스템 단순화 등과 같은 검토가 필요할 것이다.

본 연구는 변전소 종합자동화시스템의 각종 문제점을 도출하고 개선방안을 제시함으로써 향후 변전소 종합자동화시스템의 확대 적용시에 필요한 시스템 구성의 표준화에 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

[참 고 문 헌]

- [1] 전력연구원, "변전소의 보호·제어를 위한 Digital 시스템 개발 최종보고서(KRC-89S-J04)", 1992
- [2] 전력연구원, "변전소 종합보호제어시스템 설계 및 제작기술 개발에 관한 연구-최종보고서(TR.P92A02.97.30)", 1997
- [3] 디지털 기술기반의 미래형 변전시스템 Workshop, KIEE 송배전연구회, 2003
- [4] The Automation of new and existing substations, CIGRE Study, 2003
- [5] 변전소자동화 시스템에 적용되는 새로운 통신 아키텍처에 관한 고찰, KIEE 추계, 2002
- [6] 디지털 보호계전기의 DNP3.0 응용, KIEE 춘계, 2003
- [7] IEC TC57-WG10/11, "IEC61850: Communications Networks and Systems in Substations," International Electro technical Commission, Draft IEC 61850, 1999.
- [8] Karlheinz Schwarz SCC, Karlsruhe, Germany, "Standard IEC61850 For Substation Automation and Other Power System Applications"