

전력거래소의 차기 전력IT시스템 구축 계획

이진수*, 이건웅*, 이효상*, 송석하*, 김성학*
전력거래소*

Implementation Plan of New Power IT System

Jinsu Lee*, Gunwoong Lee*, Seokha Song*, Hyosang Lee*, Sunghak Kim*
Korea Power Exchange*

Abstract - 전력거래소는 전력계통 운영과 전력시장 운영을 위하여 각각 계통운영시스템과 시장운영시스템을 운영하고 있는데 현행 시스템이 2013년을 전후로 한계수명에 도달할 것으로 예상이 된다. 또한 공공기관 지방이전 정책에 따른 전력거래소 본사 이전도 추진되고 있어 노후화가 예상되는 현행 전력IT시스템을 교체하여 신규로 구축하는 사업을 추진 중에 있다. 본 논문에서는 이러한 차기 전력IT시스템 구축 사업의 배경과 주요 추진계획을 간략하게 기술하고자 한다.

1. 서 론

전력은 생산과 소비가 동시에 발생하며 다양한 사회적 요인에 의하여 전력수요는 시시각각 변동되는 고유한 특성을 지니고 있다. 이러한 전력의 생산과 유통을 실시간으로 관리하고 감시하는 계통운영시스템(EMS; Energy Management System)은 전력계통 설비의 물리적인 특성에 따른 자연법칙에 기반한 응용기능들이 채용되므로 그 기본기능에는 큰 변동요인이 없다고 할 수 있다. 종래 전력산업이 발전, 송전, 배전, 판매 부문이 통합된 소위 수직 통합된 환경에서는 전력계통 운영 및 관리를 EMS만으로 수행할 수 있었으며, 상업적 측면에서는 발전원가에 기초한 경제급전(ED; Economic Dispatch)으로 전체 전력생산 비용의 저감에 주력하였다.

한편 1990년대 이후 전력산업 구조개편으로 발전, 송전, 배전, 판매 부문이 일부 또는 전부 분할되는 구조개편 환경에서는 전력시장의 개념이 도입되었으며 입찰에 기초한 전력거래로 생산부문과 판매부문 사이에 직접적이고 실제적인 현금흐름이 존재하게 되었다.

따라서 전력계통 운영을 위한 EMS에 부가하여 전력시장운영시스템(MOS; Market Operation System)이 필요하게 되었고 이러한 정보시스템은 보다 높은 신뢰도와 더불어 정확성이 요구되었으며, 전력시장은 전력계통의 바탕 위에서만 존재하므로 전력계통 운영 기능과 전력시장 운영 기능이 상호 유기적으로 결합된 시스템의 구축이 필요하게 되었다.

전력거래소에서도 전력계통 운영을 위해서는 계통운영시스템을, 전력시장 운영을 위해서는 시장운영시스템을 도입하여 운영하고 있다.

2. 본 론

2.1 전력IT시스템 개발 경과

1950년대에는 발전기 출력과 연계선 조류를 아날로그 통신방식에 따라 실시간으로 취득하여 아날로그형 컴퓨터에 의한 부하-주파수 제어(LFC; Load Frequency Control)와 경제급전 기능을 수행하였다. 발전력과 계통부하간 균형유지 지표로서 계통주파수가 사용되었고 LFC는 계통주파수 유지 및 제어지역간 전력유통계획을 유지하기 위하여 발전기 출력을 조정하는데 적용되었다. 경제급전에서는 발전비용 최소화를 위해 등중분비용법이 적용되었고 송전손실을 보상하기 위해 페널티계수(Penalty Factor)가 소개되었다.

1960년대 들어 디지털 방식의 컴퓨터가 소개되었고 원격단말장치(RTU; Remote Terminal Unit)가 개발됨으로서 전압, 유효전력, 무효전력 및 차단기 상태 등을 실시간으로 취득하게 되었다. 애플리케이션 분야에는 LFC와 ED를 결합한 기능인 자동발전제어(AGC; Automatic Generation Control) 기능이 적용되었고, 발전기출력 증감발 신호와 현장 차단기에 대한 개폐 신호로 송신할 수 있는 원방감시제어 및 자료취득(SCADA; Supervisory Control and Data Acquisition) 기능이 적용되었다.

1965년의 북미정전 사태를 계기로 1970년대에는 전력계통 안전도(System Security)의 개념이 도입되었다. 취득값 및 자료취득용 통신계통의 오류와 오차를 보정하여 정확한 계통 상태를 파악하기 위한 상태 추정(SE; State Estimator) 기능이 도입되었고 상태추정에서 얻어진 해는 상정고장해석(CA; Contingency Analysis)을 통해 발전기나 송전선로의 정지를 가정한 상정사고에 대하여 사전분석 및 조치 방안들을 검토

해 볼 수 있게 되었다. 또한 대규모 비선형 문제에 대한 효율적 해법인 최적조류계산(OPF; Optimal Power Flow) 기능이 개발되어 송전계약 및 안전계약을 고려한 경제급전, 사전 예방제어 등에 적용되었다. 계통부하는 일간 및 주간간에도 다양한 변동을 보임으로서 어떠한 전력수요의 변동에도 최소의 비용으로 대처가 가능하도록 온라인으로 발전력을 확보하기 위해서는 발전기 기동정지 또한 스케줄링의 필요성이 제기되었는데 이러한 경우의 최적화 기법으로 발전기 기동정지계획(UC; Unit Commitment)이 소개되었다. 이처럼 발전제어 기능과 고급 전력계통 해석기술이 결합된 시스템이 비로소 에너지관리시스템, 즉 EMS로 불리게 되었다.

한편 1980년대 들어, 제작사 고유의 중앙 집중형 메인 프레임에서 미니 컴퓨터로 하드웨어의 다운사이징이 일어났고 다시 1980년대 후반에 이르러서는 LAN을 기반으로 하는 범용 Unix 워크스테이션이나 PC가 사용되기 시작하였다.

1990년대 후반에 들어서는 전세계적으로 전력산업 구조개편의 물결이 거세게 몰아쳤다. 이에 따라 전통적으로 전력계통의 안정적 운영이라는 EMS의 고유 기능 외에 전력시장의 효율적 운영이라는 책무가 주어짐으로서 MOS가 개발되고 도입되기 시작하였다. 또한 계층적 구조 속에서 규모와 제어지역만 다를 뿐 전력계통 운영이라는 거의 유사한 기능을 수행하였던 각급 급전소(Control Center)들이 시장 기능에 따라 ISO(Independent System Operator), RTO(Regional Transmission Operator), TRANSCO(Transmission Company), GENCO(Generation Company) 등으로 분화되었다.

2000년대 이후 들어서는 SCADA, EMS 및 MOS의 상호 모듈화 구성, IP(Internet Protocol) 기반의 SCADA, CIM(Common Information Model) 호환의 데이터 모델, 미들웨어(Middleware) 기반의 분산형 EMS 및 MOS 애플리케이션 등으로 특징지을 수 있다. 또한 2003년 북미정전을 계기로 제작사 주도의 EMS가 아닌 사용자 요구사항을 표준화하고 이를 반영한 시스템 구현, 시각화 및 의사결정 지원 Tool의 강화 등이 대두되고 있다.

2.2 우리나라 전력IT시스템 운영 연혁

우리나라는 1979년 당시 한국전력공사 중앙급전소에 미국 L&N사에서 도입한 자동급전시스템(ALD; Automatic Load Dispatch)을 설치하였는데 이는 우리나라 급전자동화시스템 운영의 효시로서 주요기능은 SCADA 및 자동발전제어 기능이었다.

<표 1> 우리나라 계통운영시스템(EMS) 운영 연혁

구분	60~70년대	80년대	90년대	2000년대
시스템	주파수계 전력계통반 급전전화	자동급전 시스템 (ALD)	급전종합 자동화시스템 (EMS)	차세대EMS (New EMS)
시기		1979	1988	2002
제작사		L&N (미국)	TOSHIBA (일본)	AREVA (미국)
주요 기능	급전용 직통전화	SCADA AGC	SCADA AGC/ED NA DTS	SCADA AGC/ED NA DTS

이후 1988년에 일본 TOSHIBA사에서 급전종합자동화시스템(EMS; Energy Management System)을 도입하여 운영하게 되었는데 주요 기능은 SCADA, AGC 기능 외에 전력계통해석(NA; Network Analysis) 및 급전원환기능(DTS; Dispatcher Training Simulator)이 추가되었다.

2002년도부터는 미국의 AREVA사에서 차세대급전종합자동화시스템(NEMS; New Energy Management System)을 도입하여 운영하였는데

주요 기능은 SCADA, AGC, NA 및 DTS로서 진보된 개방형 컴퓨팅 기술과 향상된 전력계통 애플리케이션에 기반한 시스템으로서 현재 전력거래소의 핵심 전력IT 설비로 운영되고 있다.

한편 전력산업 구조개편의 추진에 따라 2001년도에 한전KDN으로부터 발전경쟁전력시장(CBP; Cost Based Pool) 운영시스템으로서 전력거래시스템(CBP System)을 도입하여 운영 중인데 주요기능은 입찰, 계량, 정산기능이다.

또한 도매경쟁 전력시장(TWBP; Two Way Bidding Pool)의 도입에 대비하여 미국 ABB 및 한전KDN사에서 전력시장운영시스템을 도입하여 2004년부터 시험운영을 거쳤으며 정부 정책에 따른 배전분할의 중단 결정으로 현재는 EMS와 연계하여 CBP 시장에 맞게 활용 중이며 주요 기능은 입찰, 급전계획, 전력계통해석, 계량, 정산 및 자금관리 기능 등이다.

2.3 한국형EMS 개발

EMS는 절단 IT 기술과 고급 전력계통 응용기술이 통합된 복합기술의 총아로서 일반적으로 1,000만kW 이상의 대규모 전력계통 운영을 위한 필수 설비로 인식되고 있다.

EMS 기술은 개발에 장기간이 소요되고 국내의 수요가 전력거래소만 사용하는 등 개발 리스크가 커서 국내 기술개발이 부진한 상태였다. 세계적으로도 미국, 독일, 프랑스, 일본 등 일부 선진국의 제작사만이 제품을 출시하고 있으며, 이들 소수의 제작사가 세계시장을 과점하고 있는 실정이다. 그래서 해외 제작사의 EMS를 도입하다보니 핵심기술의 이전을 기피하여 해외기술 의존도가 심화될 뿐만 아니라 도입 이후에도 막대한 비용의 유지보수 비용이 요구하는 등 폐해가 끊이지 않았음에도 불구하고 외국 제품을 계속 도입해야만 하는 문제점이 있었다.

우리나라가 국내의 뛰어난 IT 기술의 발달과 전력계통 운영 경험에도 불구하고 EMS 자체개발을 미뤘던 것은 EMS 수요처가 국내에서는 전력거래소뿐이어서 자체 제작보다는 선진국의 완성품을 도입하는 것이 경제적이었고 독자 개발의 부수적 효과가 얼마나 클지 제대로 인식되지 않았기 때문이다. 그러나 한국의 전력산업이 양적 성장과 기술적 고도화를 이루고 인접 기술과 융합되는 단계에 와 있으며 이제 해외시장에서 선진국의 전력산업과 경쟁우위를 갖게 되면서 관련 원천기술과 응용기술의 자체 확보가 필요하게 되었다. 선진화된 EMS를 자체 제작하고 필요한 기술을 자력으로 확보하는 것이 경제성과 함께 해외시장에서 전략적 의미를 갖게 된 것이다.

이러한 문제가 제기되면서 동시에 전력산업 정책변화에 유연하고 신속하게 대응할 수 있는 체제를 구축하고 국내 전력IT 기술력 향상을 통한 유관산업 발전을 촉진하기 위하여 EMS 연구개발 필요성이 인정되어 2005년도 전력IT 국가 전략과제로 선정되어 정부와 민간기업이 공동으로 투자하고 전력거래소를 주관기관으로 하여 산학연 공동 연구체제로 한국형EMS 개발을 추진하게 되었다.

이후 5년간 연구개발에 매진하여 2010년 10월에 한국형EMS로 우리나라 전력계통 데이터를 실시간으로 직접 취득하면서 전력수요에 맞춰 발전기 출력을 조정하며 규정주파수를 유지해야 하는 실계통 연계시험에 성공함으로써 한국형EMS 개발을 완료하게 되었다. 이로써 우리나라는 일부 선진국에서 독점하고 있는 전력계통 종합 감시제어기술을 보유하게 되었다.

2.4 차기 전력IT시스템 구축

일반적으로 전력IT시스템의 수명주기는 10년으로 산정하며 최근에는 정보시스템 기술의 급속한 발전으로 한계수명 주기가 점점 짧아지는 추세에 있다고 할 수 있다. 전력거래소에서 운영 중인 전력IT시스템은 상당수가 전력IT시스템 초기 구축시점인 2000년대 초반에 도입된 설비로서 2013년을 전후로 한계수명 도달이 예상되고 있다.

또한 정부의 국토균형발전 정책에 따라 공공기관 지방이전 정책이 추진되고 있어 전력거래소 본사 및 중앙급전소도 나주로 이전될 예정이고 수도권 부하집중지의 전력계통 중요성을 고려하여 서울급전소 신설이 계획되어 있다.

따라서 전력거래소에서는 중앙급전소의 이전과 서울급전소 신설에 대비하고 노후화되는 전력IT시스템을 전면적으로 교체 구축하고자 차기 전력IT시스템 구축 사업을 추진하고 있다.

〈표 2〉 차기 전력IT시스템 구축 내용

구분	나주급전소	서울급전소	천안급전소
기능	<ul style="list-style-type: none"> 발전기 제어 송전망 감시 (765/345kV) 	<ul style="list-style-type: none"> 송전망 감시 (수도권 154kV) 	<ul style="list-style-type: none"> 송전망 감시 (비수도권 154kV)
시스템	<ul style="list-style-type: none"> 차기EMS 차기MOS 	<ul style="list-style-type: none"> 차기EMS 	<ul style="list-style-type: none"> 차기EMS 차기MOS

차기 전력IT시스템 구축 사업이 완료하게 되면 기존 중앙급전소의 역할을 나주급전소가 담당하여 345kV 이상 전국 송전망 감시와 실시간 전력수급을 위한 발전기 출력제어를 수행하게 된다. 새로 신설되는 서울급전소는 수도권 154kV 송전망 감시를 수행하게 되며 우리나라 전력계통 특성상 계통부하가 밀집되는 지역이므로 임무 및 중요성이 점차적으로 확대될 것으로 예상된다. 천안급전소는 현재와 같이 나주급전소에 대한 후비급전소로서의 역할을 수행하면서 비수도권 154kV 송전망 감시 역할을 담당하게 된다.

한편 시스템적으로는 나주급전소에는 한국형EMS 기반의 차기EMS를 신규로 도입하여 설치하고 동시에 현행 CBP시스템을 전면 재구축하여 도입하는 차기MOS가 설치되어 중앙급전소로서의 역할을 담당하게 된다. 천안급전소에는 차기EMS와 차기MOS를 설치하여 후비 역할을 담당하게 되는데 천안급전소의 차기EMS는 기존 한국형EMS 시제품을 보강하여 활용할 계획이다. 서울급전소는 전력시장 운영 기능이 요구되지 않으므로 차기EMS만 설치하게 된다.

차기 전력IT시스템 구축 사업의 주요 일정을 <표 3>에 제시하였다. 우선 도입 계약을 2011년 7월 ~ 8월경에 체결할 수 있도록 업무를 추진하고 있으며 도입 계약이 체결되게 되면 2013년 6월까지 약 24개월 동안 시스템 상세설계, 코딩, 단위기능시험 및 공장인수시험까지 수행되는 개발 일정에 들어가게 된다. 2013년 7월부터는 각 급전소 현장에 시스템을 설치하게 되며 설치 완료 후 계속해서 현장인수시험, 실증시험 및 가용성시험 등을 연속적으로 진행하게 된다.

〈표 3〉 차기 전력IT시스템 구축 일정

구분	계약	개발	설치 및 시험	운영 개시
일정	'11.07~'11.08	'11.07~'13.06	'13.07~'14.06	'14.07
기간(월)	-	24	12	-

이러한 일련의 시험을 거쳐 시스템 성능 및 가용성이 확인된 상태에서 차기 전력IT시스템 구축 사업이 준공하게 되면 2014년 7월부터는 우리나라 전력계통 운영 및 전력시장 운영이 차기 전력IT시스템으로 이루어지게 된다.

3. 결 론

현대의 전력계통 및 전력시장 운영은 전적으로 전력IT시스템에 의존하고 있으며 전력거래소 또한 주요 업무에 대한 전력IT 의존도는 100%에 달한다고 할 수 있다. 차기 전력IT시스템이 운영되는 2020년대에는 우리나라 전력계통이 1억kW의 대전력계통으로 성장하게 되고 전력시장 일거래량도 1천억원 규모로 성장하게 된다. 또한 현재 초기 도입 단계인 스마트그리드 기술도 본격적인 운영 단계에 접어들어 전력산업에도 많은 변화가 일어날 것으로 예상된다. 따라서 이러한 임무의 달성을 위해서는 안정적인 신뢰성 있으며 전력산업의 환경변화에 신속하게 대응할 수 있는 유연성 및 확장성을 구비한 전력IT시스템의 확보 및 운영이 필수적 요소라고 할 수 있겠다.

전력거래소의 차기 전력IT시스템은 이러한 기술적 요구사항과 전력산업 발전 방향을 고려하여 구축 기본방향을 정립하였고 국내 기술로 개발 및 구현이 진행되므로 우리나라 전력계통 및 전력시장 운영에 최적인 시스템으로 구축될 것이다.

전력거래소는 차기 전력IT시스템 구축 사업을 차질없이 수행하여 우리나라 전력계통 및 전력시장 운영을 위한 유일한 기관으로서 안정적인 전력계통 운영과 신뢰성 있는 전력시장 운영이라는 본연의 임무를 성실히 수행하고자 한다.

[참 고 문 헌]

- [1] 전력거래소, "차기 계통운영시스템 기술규격", 2011
- [2] 전력거래소, "차기 시장운영시스템 기술규격", 2011
- [3] 전력거래소, "차기 전력IT 기반시설 기술규격", 2011