

CIM 기반의 실시간 전압안정도 해석 시스템 구축

(CIM-Based System For Real-Time Voltage Stability Analysis)

이성우* · 장문종 · 서동완 · 남궁원

(Sung-Woo Lee · Moon-Jong Jang · Dong-Wan Seo · Won Namkoong)

Abstract

There is a wide variety of system and applications in the power system. However, they have compatibility issues because they use different data standard and communication method. With the introduction of the smart grid, power system has been grow and diversified. Therefore power system need to be compatible with each other and the interoperability between applications is increasingly important. Thus, the IEC established IEC61970 and CIM Standard data exchange model for interoperability and system integration. Server-Client system was constructed which using CIM HSDA(Part4), a standard communication model, presented in IEC 619710. Also, self-developed real-time voltage stability analysis application and contingency analysis application was used. CIM HSDA was used for data input and real-time analysis. Tolerance of result which is in the range of allowable derived by Perform real-time voltage stability and contingency analysis of Jeju power system, and then compare it's result with PSS/E result.

Key Words : CIM, GID, HSDA, Voltage, Stability, Analysis, sPMU

1. 서 론

국내 전력계통의 규모가 커짐에 따라서 계통의 전압 안정성에 대한 관심이 높아지고 있다. 계통의 안정성을 판단하기 위한 관심이 높아지고 있으며, 실시간 위상각 측정장치와 같은 계통 감시 장치들이 설치되고

있는 상황이다. 현재 제주지역 154kV 변전소내 sPMU(Satellite Phasor Measurement Unit)를 설치하여 송전계통정보를 감시하고 있으며 취득되는 데이터는 무궁화위성을 사용하여 한국전력 전력연구원내 시스템에 저장하고 있다.

본 논문에서는 전력연구원에 실시간으로 저장되는 제주지역 송전계통 정보를 CIM-GID¹⁾ 통신을 사용하여 제주 스마트그리드 홍보관내 PGOMS(Power Grid Operator and Management System) 주장치로 전송하는 시스템과 전송된 데이터를 사용하여 실시간으로

* 주저자 : 한전 전력연구원 부장
* Main author : KEPCO Research Institute, General Manager
Tel : 042-865-5931, Fax : 042-865-5904
E-mail : swlee@kepri.re.kr
접수일자 : 2013년 7월 3일
1차심사 : 2013년 9월 2일, 2차심사 : 2013년 9월 8일
심사완료 : 2013년 9월 13일

1) GID(Generic Interface Definition), IEC 61970-4xx series of standards

제주지역 송전계통의 전압안정도 및 상정사고를 계산하는 시스템의 구축 내용 및 결과에 대해서 기술한다. 사용되는 표준 통신 방식은 IEC-61970 Part 4 CIM-GID HSDA이다.

2. 본 문

2.1 동기 위상 측정 장치

국내에서 개발한 sPMU는 계통의 주요 모선 송/수전단의 전압, 전류 소스를 입력 받아 GPS 위성에서 수신한 시간정보와 동기신호 (1PPS : 1 Pulse per second)를 이용해 시각동기 (Time Synchronization)와 함께 동기 위상(Synchro Phasor)을 계측해, 상위 데이터 수집장치(DB 서버)로 위성망과 지상망(OA 망) 양방향으로 통해 실시간으로 전송하는 기능을 가진 장치이다[9].

2.1.1 변전소별 위상측정 장치 설치

CIM HSDA의 데이터 전송에 사용될 데이터는 제주 지역 154kV 각 변전소에 설치된 1~2기의 sPMU장치들이 데이터를 취득한다. 무궁화3호 위성 및 한전 내부망을 사용하여 데이터를 취급하며 취득주기는 1초이다. 취득된 데이터는 전력연구원내 데이터베이스에 저장된다.

2.1.2 동기 위상 측정 장치 제공 데이터

설치된 sPMU로부터 취득하는 데이터의 종류 및 측정범위, 측정주기는 표 1과 같다.

표 1. sPMU 측정 특성 및 취득 데이터
Table 1. sPMU measurement characteristics and Acquisition Data

구분	측정 센서	측정량	측정범위	측정주기	취득 주기 (초)
154kV #60/#65 모선 3상 전압 계측	PT Sensor 6ch (1400:1)	154kV #60/#65 BUS Va, Vb, Vc Secondary Voltage Magnitude	2차측정 : 1.0~230.0Vrms 1차환산 : 1.4~322.0kVrms	1cycle (16.67ms)	1

구분	측정 센서	측정량	측정범위	측정주기	취득 주기 (초)
(Va, Vb, Vc)		154kV #60/#65 BUS Va, Vb, Vc Secondary Voltage Angle	-180.0° ~ + 180.0° (정확도 : ±0.1°)	1cycle (16.67ms)	1
		154kV #60/#65 BUS Va Secondary Voltage Frequency	0.00 ~ 70.00Hz (정확도 : ±0.01Hz)	1cycle (16.67ms)	1
154kV T/L 3상 전류 계측 (Ia, Ib, Ic)	CT Sensor 12ch (400:1)	154kV T/L Current Magnitude	2차측정 : 0.5~100Arms 1차환산 : 200~40,000Arms	1cycle (16.67ms)	1
		154kV T/L Current Angle	-180.0° ~ + 180.0° (정확도 ±0.1°)	1cycle (16.67ms)	1
154/23kV M.Tr 3상 전류 계측 (Ia, Ib, Ic)	CT Sensor 12ch (400:1)	154/23kV M.Tr Current Magnitude - #1, #2, #3, #4 MTR. Ia, Ib, Ic	2차측정 : 0.5~100Arms 1차환산 : 200~40,000Arms	1cycle (16.67ms)	1
		154/23kV M.Tr Current Angle	-180.0° ~ + 180.0° (정확도 ±0.1°)	1cycle (16.67ms)	1
Binary Contact	Digital Circuit 15ch	Circuit Breaker/BUS Tie/S.C. Status	Normally Open/Close Status	1cycle (16.67ms)	1

2.2 OMG를 사용한 CIM-GID 통신 G/W 구축

sPMU를 통해서 전력연구원에 저장된 제주 계통 데이터는 제주 스마트그리드 홍보관 PGOMS 시스템에서 전압안정도/상정사고의 해석 수행의 입력데이터로 사용되어지기 때문에 실시간으로 한전 OA망을 통하여 제주 스마트그리드 홍보관으로 전송을 수행하여야 한다. 이에 사용되는 통신 방식은 CIM-GID 방식을 사용하였으며 사용되는 미들웨어는 Agworks²⁾를 사용하였다.

2.2.1 CIM-GID 개요

CIM-GID는 IEC TC57내 Working Group 13에서 제정한 IEC 61970 Part4에 기술된 CIM 표준 데이터를 사용한 표준 통신 방식을 의미한다. 해당 표준은

2) Agworks, AnyGate사의 Corba 기반 Middleware

Corba³⁾기반의 OMG⁴⁾ 및 COM⁵⁾ 객체 통신 방식의 OPC⁶⁾등과 같은 여러 산업 표준 통신 방식으로 확장되었다. 본 논문에서 사용한 CIM-GID 통신 방식은 OMG 기반의 DAIS-v1.1 (Data Acquisition from Industrial Systems Specification)으로 구현된 IEC-61970 Part4를 개발하여 사용하였다. 서버-클라이언트 모듈로 구성되며 CORBA 기반의 객체 통신을 수행한다. 데이터 호출방식은 데이터 변동 및 클라이언트 요청 시 CallBack 함수가 호출되는 방식으로 클라이언트단에 데이터를 반환한다[1].

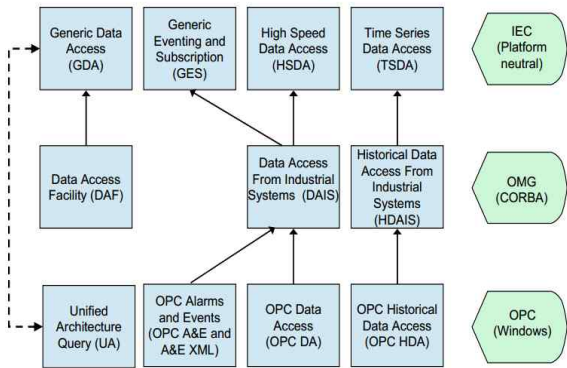


그림 1. GID 서비스 구현 유형
Fig. 1. GID Service Implementation Type

2.2.2 CIM HSDA Interface

현재까지 전력계통 애플리케이션 개발 업체들은 시스템간의 통신방식을 업체 독자적인 통신프로토콜을 사용해왔다. 이럴 경우 시스템간의 연동 및 이기종 시스템과의 호환의 어려움이 발생하며 유지보수 비용의 증가를 가져다주었다. 이에 대한 문제를 해결하기 위

- 3) Common Object Request Broker Architecture, Corba는 OMG에서 정의한 규격으로서 소프트웨어 컴포넌트들을 언어와 사용 환경에 대한 제약이 없는 통합을 위한 표준
- 4) OMG(Object Management Group, 객체 관리 그룹)는 분산 객체에 대한 기술 표준을 제정하기 위해 1989년에 설립된 비영리 단체
- 5) 컴포넌트 오브젝트 모델(Component Object Model, COM)은 마이크로소프트가 개발한 소프트웨어 구성 요소들의 응용 프로그램 이진 인터페이스
- 6) OPC(OLE(Object Linking and Embedding) for Process Control)는 산업 자동화 태스크 포스에 의해 1996년에 개발된 표준

해서 전력계통 애플리케이션의 표준 데이터 모델(CIM)과 표준 통신방식인 GID가 재정이 되었다. IEC-61970 CIM-GID에서는 서버와 클라이언트간의 통신을 수행할 경우 사용되는 함수 Interface를 정의하고 있다[2]. 사용되는 함수의 입력값 및 반환값, 함수명을 Interface화하기 때문에 객체 통신방식에서 실제 통신을 할 경우 해당 Interface 규약을 준수하지만 어떤 애플리케이션이나 시스템도 연동이 가능하다.

본 논문에서 사용된 Interface는 CIM-GID 인터페이스중 OMG기반의 HSDA Interface를 사용하였다. Corba, Object-Request-Broker 방식을 사용하며 다음과 같은 서버-클라이언트 구조를 가진다. HSDA에서 제시한 표준을 IDL을 이용하여 구성하며 서버와 클라이언트간에 동일 Interface를 사용하여 객체 통신을 수행한다.

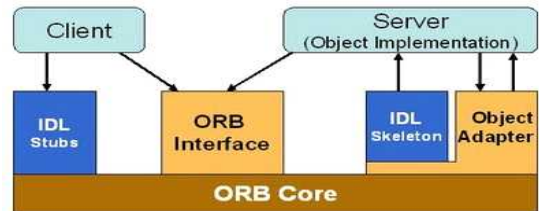


그림 2. Corba ORB(Object-Request-Broker) 통신
Fig. 2. Corba ORB(Object-Request-Broker) Communication

CIM GID의 목적은 분산객체를 통한 표준 데이터 통신 인터페이스의 제공이기 때문에, IEC-61970 404표준에서 제시한 통신 인터페이스 규격에 의해서 HSDA 서버-클라이언트를 구성한다. 61970 404 표준에서 제시한 구현 Interface표준은 다음 항목들이 있다.

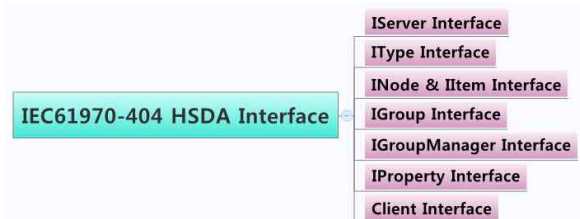


그림 3. CIM HSDA 인터페이스 목록
Fig. 3. CIM HSDA Interface List

IEC61970-404에서 정의된 위 인터페이스들의 세부 Method/Attribute들의 정의는 규격에 이미 정의되어 있는 상태이고 세부 구현을 위기관리시스템 적용시 HSDA 서버에서 구현하게 된다.

2.2.3 CIM HSDA 서버-클라이언트 통신 시퀀스

OMG Corba기반의 HSDA 서버-클라이언트는 객체 통신이다. 서버와 클라이언트간에 통신 Session이 연결된 상태에서는 양단의 객체를 언제든지 호출할 수 있다. 클라이언트단에서는 서버단의 객체들을 사용하여 서버가 현재 어떤 데이터들을 관리하고 있는지 확인 후 서버단으로 부터 어떤 데이터들의 정보를 받을 지에 대한 정보를 서버단에 Item Group으로 등록을 한다[3-5].

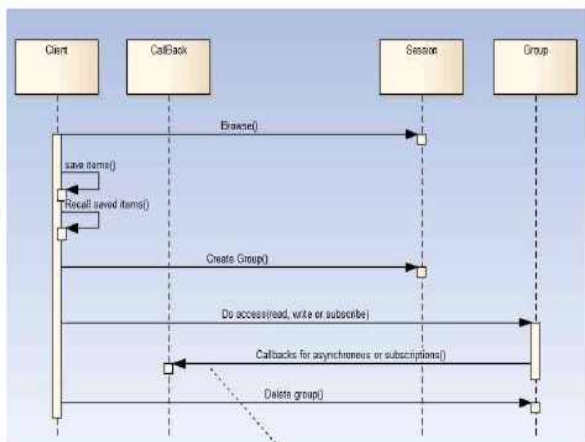


그림 4. CIM HSDA 서버-클라이언트 callback 시퀀스 다이어그램
Fig. 4. CIM HSDA 서버-클라이언트 Callback Sequence Diagram

서버단에서는 클라이언트단에서 등록한 Item Group들의 값 상태나 현재 상태 값의 변동여부에 따라서 클라이언트단에서 넘겨준 객체의 함수 반환 값으로 전달하게 된다.

본 논문에서는 위 시퀀스에 따라서 1초 주기로 제주 지역 송전단의 정보들을 스마트그리드 홍보관 내 해석 시스템으로 실시간 전송을 수행한다.

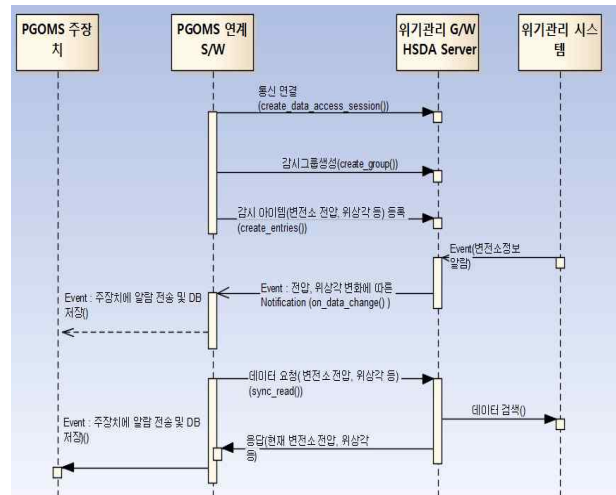


그림 5. CIM HSDA 서버-클라이언트 데이터 전송 시퀀스 다이어그램
Fig. 5. CIM HSDA 서버-클라이언트 Data Transfer Sequence Diagram

2.2.4 CIM HSDA Mapping Data

IEC-61970 CIM모델 데이터는 GID 통신을 위해서 데이터 모델의 변환이 필요하다. GID통신은 Tree-Node단위의 데이터 그룹을 생성하여 데이터 전송에 사용한다. 객체를 나타내는 Node와 데이터를 포함하는 Item으로 구분하여 Property와 Type을 사용하여 Node와 Item의 구분 및 속성을 부여한다.

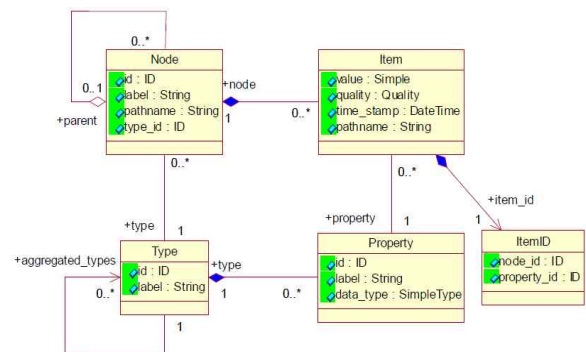


그림 6. CIM HSDA 매핑 데이터의 속성
Fig. 6. CIM HSDA Mapping Data Property

CIM 모델은 그림 5의 모델로 변경되어 GID 통신에 사용되게 된다. CIM모델과 GID 통신 모델의 변환 규칙은 표 2와 같다.

표 2. CIM-GID 변환 규칙
Table 2. CIM-GID Conversion Rules

Nr	HSDA	IEC 61970-301
1	Node.id	rdf:ID (CIM IdentifiedObject ID)
2	Node.label	IdentifiedObject.name
3	Node.pathname	IdentifiedObject.pathName
4	Node.type_id	
5	Node.parent	CIM에 정의된 부모 Class
6	Item.value	측정값 AnalogValue/DigitalValue
7	Item.quality	
8	Item.time_stamp	MeasurementValue.timeStamp
9	Item.pathname	IdentifiedObject.Pathname+IdentifiedObject.name
10	Item.id.node_id	Item의 Node ID
11	Item.id.property_id	Item을 기술하는 Property ID
12	Type.id	타입 정보 ID
13	Type.label	Class Name
14	Property.id	Item에 대한 속성 정보 ID
15	Property.label	속성 정보의 실제 이름 ex) "AnalogValue.value"
16	Property.data_type	속성의 데이터 타입

변환 수행후의 HSDA Node와 Item 구조는 그림 7의 모델과 같이 변경되어 GID 통신에 사용되게 된다.

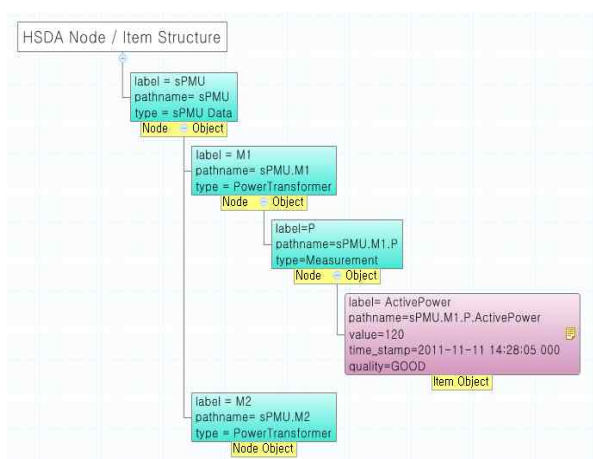


그림 7. 변환 후의 HSDA Node and Item
Fig. 7. HSDA Node and Item of After Transfer

2.2.5 CIM HSDA 서버 클라이언트구축 및 연동 결과

위 시퀀스 및 Mapping Data정보를 기반으로 1초 주기로 제주지역 송전단의 정보들을 스마트그리드 홍보관내 해석 시스템으로 실시간 전송하는 서버-클라이언트 시스템을 표 3과 같이 구축을 완료하고, 실증시험을 통해 전압안정도와 상정사고 해석 검증을 완료하였다.

표 3. HSDA 서버-클라이언트 구축
Table 3. HSDA 서버-클라이언트 구축



제주홍보관내와 전력연구원에 구축된 시스템의 연계 구성도는 그림 8과 같다.

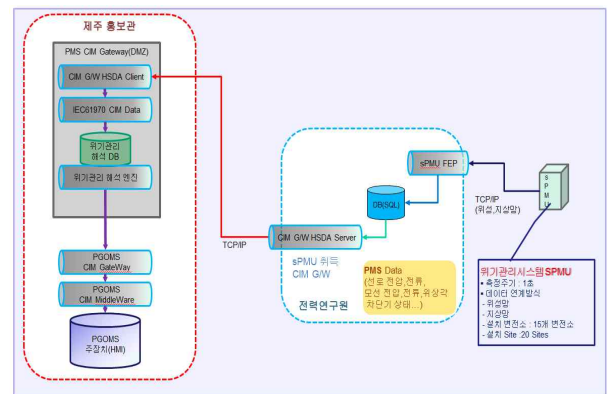


그림 8. CIM HSDA 연계 시스템 구성도
Fig. 8. CIM HSDA related system configuration

그림 8의 구성으로 제주지역 변전소들의 데이터를 취득한 후 CIM HSDA를 통하여 제주 스마트그리드 홍보관 내 PGOMS 서버로 데이터 전송을 수행하였다. 데이터 전송주기는 1초 주기로 하였으며, 1개월 이상

CIM 기반의 실시간 전압안정도 해석 시스템 구축

의 데이터 전송 테스트를 수행하였다. 전송 포인트들은 표 4와 같다.

표 4. CIM HSDA 전송 포인트
Table 4. CIM HSDA Transfer Point

Node Type	Point 수
전체 Point	1130 Point
AI Point	834 Point(RMS : 417 Point, ANG : 417 Point)
DI Point	256 Point(CB Status)
Event Point	40 Point(모선 전압 Limit)

총 1130 Point의 정보를 1초 주기로 1개월간 전송하였으며 한전 내부망의 보안문제로 인한 차단 시기를 제외하고는 정상적으로 데이터 전송이 이루어지는 것을 확인하였다.

2.3 CIM GID 기반의 데이터를 사용한 실시간 전압안정도, 상정사고 계산

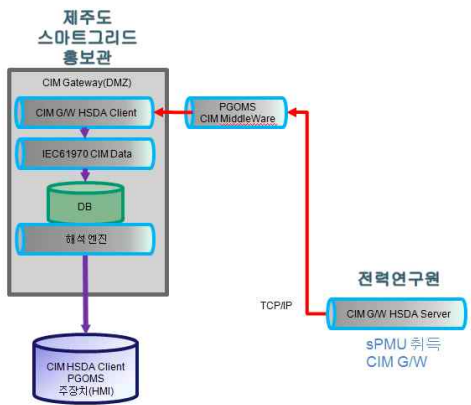


그림 9. 계통 해석 시스템 구성도
Fig. 9. Analysis System Configuration

2.2절에서 구축된 CIM HSDA 서버-클라이언트 시스템의 전송 데이터를 활용하여 제주계통의 실시간 전압안정도 및 상정사고 해석 시스템의 구축 및 해석을 수행하였다. 사용된 해석 엔진은 자체 개발한 조류 계산 엔진을 사용하였으며 안정도와 상정사고의 계산

은 반복 조류계산법을 사용하였다[6]. 그림 9는 구축된 해석시스템의 구성도를 나타낸다. 해석의 수행결과는 HMI에 전송하여 결과를 표시한다.

2.3.1 제주지역 전압안정도/상정사고 계산

그림 10과 표 5는 전압안정도 계산 결과를 보여준다. 전압안정도 계산 수행은 발전과 부하량을 약 2%정도 증가시켜서 수행하였고, 그림 10과 표 5에서는 약 20% 단위로 나눠서 표현하였다. 부하량과 발전량을 계속 증가시키에 따라 모선의 전압이 점점 떨어지는 것을 확인 할 수 있다. 이것은 계통에서 P값이 증가함에 따라 V값이 점점 떨어지는 전형적인 모습을 보여준다고 할 수 있다. 제주 지역 전압안정도 계산에서는 약 120%의 부하 및 발전량 상승 즉 119MW 정도의 초기 상태에서 262MW정도로 부하와 발전량을 증가시켰을 때 제주지역의 전압이 붕괴되는 것을 확인 하였다.

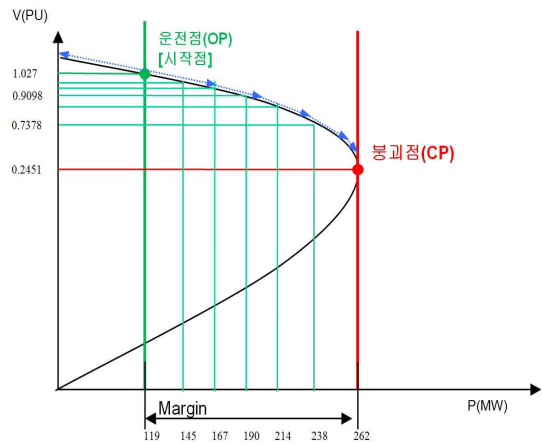


그림 10. 전압안정도 계산 결과 그래프
Fig. 10. Graph of voltage stability analysis result in Jeju

자체 개발된 해석엔진을 사용하였기 때문에 산업계에서 사용되는 PSS/E의 해석결과와의 오차 검증을 수행하였다. 사용된 데이터는 13년 7월 중 Peak 시간의 제주지역 송전망 데이터를 사용하였으며 정상상태의 전압안정도와 상정사고시 전압안정도 해석결과와 전압위반점에 도달하는 지점의 제주지역 각 모선의

전압/위상각의 비교 검증을 수행하였다[7].

표 5. 제주지역 전압안정도 계산 결과
Table 5. Result of voltage stability analysis in Jeju

모선 번호	모선명	40%증가		60%증가		100%증가		120%증가	
		V (PU)	ANG(Deg) g)	V (PU)	V (Deg)	V (PU)	V (Deg)	V (PU)	V (Deg)
1	신제주HL	0.9946	1.71	0.9928	1.95	0.9864	2.42	0.9227	5.26
2	신제주AD	0.9946	1.71	0.9928	1.95	0.9864	2.42	0.9227	5.26
3	동제주JJ	0.9996	4.02	0.9992	4.68	0.9981	6.18	0.9195	11.36
4	동제주SJ	0.9996	4.02	0.9992	4.68	0.9981	6.18	0.9195	11.36
5	산지DJ2	0.9994	3.94	0.999	4.58	0.9976	6.04	0.9188	11.16
6	산지DJ1	0.9994	3.94	0.999	4.58	0.9976	6.04	0.9188	11.16
7	성산JC	0.9221	-10.4	0.8941	-13.04	0.7681	-22.94	0.2451	-11.09
8	성산HL	0.9221	-10.4	0.8941	-13.04	0.7681	-22.94	0.2451	-11.09
9	신서귀HL	0.9818	-1.4	0.9756	-1.74	0.9504	-2.82	0.8695	-0.97
10	신서귀AD	0.9818	-1.4	0.9756	-1.74	0.9504	-2.82	0.8695	-0.97
11	안덕HL	0.9974	-0.15	0.9963	-0.2	0.9921	-0.37	0.9745	-0.04
12	안덕SJ	0.9974	-0.15	0.9963	-0.2	0.9921	-0.37	0.9745	-0.04
13	한라	0.9725	-1.5	0.9628	-1.9	0.9221	-3.23	0.7857	1.07
14	남제주AD1	1	0	1	0	1	0	1	0
15	남제주AD2	1	0	1	0	1	0	1	0
16	한림북한HL	1	-0.12	0.9986	-0.18	0.9895	-0.42	0.95	0.53
17	한림북한SJ	1	-0.12	0.9986	-0.18	0.9895	-0.42	0.95	0.53
18	한림AD	1	-0.12	0.9986	-0.19	0.9895	-0.42	0.95	0.53
19	한림HL	1	-0.12	0.9986	-0.19	0.9895	-0.42	0.95	0.53
20	제주CS1DJ	1	4.58	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
21	제주CS1JC	1	4.58	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
22	제주CS2	1	4.58	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
23	제주CS3	1	4.58	1	5.34	1	7.1	0.9197	12.78
24	조천JJ	0.9911	2.73	0.989	3.11	0.9834	3.88	0.8968	8.17
25	조천SS	0.9098	-13.07	0.8783	-16.46	0.7378	-29.77	0	-81.52

전압안정도의 계산 수행은 반복 조류계산을 수행하였으며 발전-부하량을 2% 증가시키면서 조류계산을 수행하였다. 해석 결과 신서귀 변전소에서 전압위반이 발생하였으며 PSS/E의 해석결과도 동일한 모선에서 전압위반이 발생하였다. 전압위반이 발생한 시점의 각 모선의 전압과 위상각을 계산하였으며 출력과

는 표 6과 같다. PSS/E와 개발된 해석엔진의 해석결과의 오차비교 결과 전압은 최대 0.0039PU이고, Angle은 0.05의 오차를 도출하였다.

표 6. 제주지역 전압안정도 검증 결과
Table 6. Result of voltage stability analysis in Jeju

Bus Num	BusName	Base kV	개발 Engine		PSS/E Engine		오차	
			V (PU)	Ang (deg)	V (PU)	Ang (deg)	V (PU)	Ang (deg)
			A	B	C	D	A-C	B-D
1	154KVSINJEJU	154	0.9921	-5.03	0.992	-5.03	0.0001	0.0000
2	154KVDONGJJEJ	154	0.9968	-5.06	0.9967	-5.05	0.0001	-0.0100
3	154KVSANGISS	154	0.9961	-5.29	0.996	-5.28	0.0001	-0.0100
4	154SUNGSAN	154	1.0066	-5.27	1.0027	-5.23	0.0039	-0.0400
5	154KVSINSUGI	154	0.9885	-3.99	0.9884	-3.99	0.0001	0.0000
6	154KVANDUCKS	154	0.9996	-0.85	0.9996	-0.85	0.0000	0.0000
7	154KVHANLASS	154	0.993	-4.48	0.9929	-4.48	0.0001	0.0000
8	NAMJEJUTP	154	1	0	1	0	0.0000	0.0000
9	HANLIMCSWYD#	154	1	-1.03	1	-1.03	0.0000	0.0000
10	154KVHANLIMS	154	1.0001	-1.04	1	-1.04	0.0001	0.0000
11	JEJUTP#1	154	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
12	JEJUTP#2	154	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
13	JEJUTP#3	154	1	-4.2	1	-4.2	0.0000	0.0000
14	154KVJOCHUNS	154	1.0013	-5.37	0.9996	-5.35	0.0017	-0.0200
15	154KVPYOSUNS	154	0.9966	-5.08	0.9963	-5.08	0.0003	0.0000
16	154KVSUJEJU	154	1.0014	-2.41	1.0014	-2.41	0.0000	0.0000
17	GUMAKCC	154	0.9987	-1.01	0.9987	-1.01	0.0000	0.0000
19	SANDAL	154	1.0104	-5.25	1.0066	-5.2	0.0038	-0.0500

상정사고시 전압안정도의 수행은 제주-해남 HVDC 선로를 차단하였을 경우 반복조류계산을 통한 전압 위반점을 계산하였다. 제주로 공급되는 발전량대비 부하량이 현저하게 작으며 서제주 HVDC의 추가 공급으로 인하여 제주지역 송전계통의 불안정을 발생하지 않았다. 전압안정도 계산과 동일하게 발전-부하량을 2% 증가시키면서 조류계산을 수행하였다. 해석결과 전압안정도 결과와 동일하게 신서귀 변전소에서 전압위반이 발생하였으며 PSS/E의 해석결과도 동일한 전압위반이 발생하였다. 해석

결과는 표 7과 같다. 제주-해남 HVDC를 차단한 모선인 JEJUTP#2에서 -50의 위상각 차이가 발생하였으며 HVDC 차단 of 가장 큰 영향을 받았다. 전압 위반 모선은 신서귀 모선이며 개발엔진 : 0.9888, PSS/E : 0.9885의 전압 위반점이 발생하였다. PSS/E와 개발된 해석엔진의 해석결과 of 오차비교 결과 전압은 최대 0.0066PU, Angle은 0.07의 오차를 도출하였다.

표 7. HVDC 차단 상정사고시 제주지역 전압안정도 검증 결과

Table 7. Result of voltage stability analysis in Jeju

Bus Num	BusName	Base kV	개발 Engine		PSS/E Engine		오차	
			V (PU)	Ang (deg)	V (PU)	Ang (deg)		
			A	B	C	D	A-C	B-D
1	154KVSINJEJU	154	0.9937	-5.69	0.9931	-5.7	0.0006	0.0100
2	154KVDONGJJEJ	154	0.9992	-5.94	0.9985	-5.94	0.0007	0.0000
3	154KVSANGISS	154	0.9985	-6.16	0.9978	-6.17	0.0007	0.0100
4	154SUNGSAN	154	1.0115	-6.11	1.005	-6.04	0.0065	-0.0700
5	154KVSINSUGI	154	0.9888	-4.38	0.9885	-4.39	0.0003	0.0100
6	154KVANDUCKS	154	0.9998	-0.95	0.9997	-0.95	0.0001	0.0000
7	154KVHANLASS	154	0.9936	-5.14	0.9932	-5.15	0.0004	0.0100
8	NAMJEJUTP	154	1	0	1	0	0.0000	0.0000
9	HANLIMCSWYD#	154	1	-1.39	1	-1.39	0.0000	0.0000
10	154KVHANLIMS	154	1.0001	-1.4	1	-1.4	0.0001	0.0000
11	JEJUTP#1	154	1.0196	-4.31	1.0162	-4.27	0.0034	-0.0400
12	JEJUTP#2	154	1.0374	-50	1.0374	-50	0.0000	0.0000
13	JEJUTP#3	154	1	-5.33	1	-5.34	0.0000	0.0100
14	154KVJOCHUNS	154	1.0144	-5.79	1.0053	-5.7	0.0091	-0.0900
15	154KVPYOSUNS	154	0.9989	-5.93	0.9979	-5.93	0.0010	0.0000
16	154KVSUJEJU	154	1.0022	-2.86	1.0018	-2.86	0.0004	0.0000
17	GUMAKCC	154	0.9988	-1.25	0.9987	-1.25	0.0001	0.0000
19	SANDAL	154	1.0154	-6.09	1.0088	-6.02	0.0066	-0.0700

2.3.2 해석결과 HMI 구성

수행된 결과 of 실시간 확인을 위하여 전압안정도와 상정사고 결과 of 실시간 확인이 가능한 HMI를 개발하였다[8]. 그림 11은 실제 프로그램 of 계산 결과 화면이다.

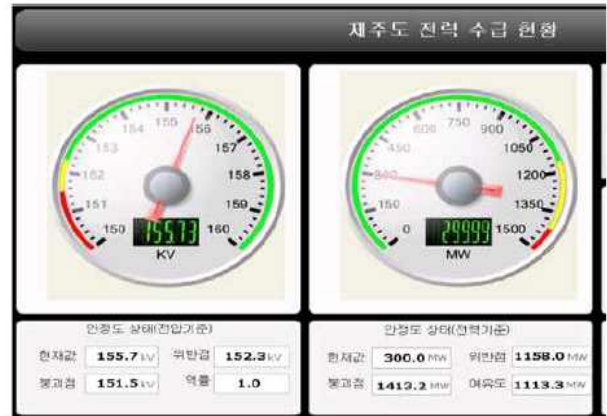


그림 11. 실시간 전압안정도 계산 화면
Fig. 11. Real time voltage stability analysis view

그림 11에서는 현재 제주계통 of 전압안정도 상태를 보여주고 있고, 그림 12은 제주지역 상정고장(N-1, N-2) 선로 상정고장)을 가정하고 전압안정도 계산을 수행하였을 경우 of 상태를 보여준다.



그림 12. 상정사고 시 전압안정도 계산 화면
Fig. 12. Voltage stability analysis view in contingency case

그림 11에서 녹색 부분은 안정된 상태, 노란색 부분은 전압위반 상태, 빨간색은 붕괴점을 보여주고 검은색 실선은 현재 제주지역 of 상태를 나타낸다. 그림에서 알 수 있듯이 현재 제주지역 of 상태(검은색 실선)가 모두 녹색부분에 있기 때문에 안정된 상태라고 할 수 있고, 그림 12에서 상정고장을 일으켰을 경우에도 전압안정도에 이상이 없음을 알 수 있다.

7) N-1 : 선로 1회선 사고, N-2 : 선로 2회선 사고

3. 결 론

본 논문에서는 CIM기반의 HSDA통신 방식을 사용하여 타 시스템간의 전력계통 데이터 연동 및 활용할 수 있는 표준 데이터 전송 시스템의 구축과정과 구축된 시스템을 활용하여 제주계통 전압안정도와 상정사고의 결과를 제시하였다. 향후 타 시스템에서 본 논문에서 구축된 시스템과 연계시 IEC-61970 GID표준을 준수한다면 언제나 데이터의 연계가 가능하도록 본 시스템이 구축되었다. IEC-61970은 다양한 시스템간의 표준화된 데이터 연계 및 통합을 목표로 하고 있지만 이를 충족시키기 위해서는 시스템간의 통합을 이루어줄 여러 가지 기술요소가 필요한 실정이며 본 논문에서도 HSDA Sever-클라이언트 시스템의 구축을 위해서 여러 가지 기술요소 및 적용이 이루어졌으며, 실제 많은 시간의 구축기간이 필요하였다. 현재 IEC-61970의 데이터 모델 표준 및 통신 표준은 계속 수정 및 보완이 되고 있으며 통신표준은 IEC-624518)로 전환중에 있다. 또한 최종적인 표준은 나오지 않은 상황이다. 국내에서는 이에 대한 많은 기술 조사나 이를 활용한 시스템의 구축 실적은 적은 상황이다. 본 논문에서 제시한 IEC-61970기반 시스템들 간의 통합 기반자료는 향후 IEC-61970의 다양한 전력 애플리케이션간의 통합시 상당히 중요한 기반자료가 될 것으로 판단된다.

References

[1] Mackiewicz, R. E. "The benefits of standardized Web services based on the IEC 61970 generic interface definition for electric utility control center application integration." Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES. IEEE, 2006.

[2] Berezin, A., et al. "Use and experiences with CIM/GID in the Federal Grid Company of UES Russia." Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE. IEEE, 2008.

[3] AnyGate, Dong-Uk Heo "Development of CIMToolkit based on IEC 61970/61968 for system integration", KEPRI TR, 2008.

[4] Chi, ZHANG Dong-liang LIU. "Research of GDA 서버
8) HSSDC-2 Shielded Connectors, OPCUA

Based on IEC 61970." Science & Technology Information 3 (2012): 094.

[5] G.J. Kim, "Analysis of Voltage Stability in Power System", KIEE Journal 50-7, pp.30-36, 2001-07.

[6] M.C. Shin, S.K. Oh, G.J. Kim, I.J. Hwang, H.S. Park, "Design of Analysis Program in Voltage Stability", KIEE Power System Section, Fall Conference 2004.

[7] PSS/E-32 Program Operation Manual, Power Technologies, Inc. 2001.

[8] Power21, "Development of Real-Time Stability Analysis Algorithm in Power System", KEPRI TR, 2011.

[9] S.W. Lee, K.S. Ahn, D.W. Seo, M.J. Jang, "Jeju area's Voltage Stability Analysis which use the Real Time Voltage Stability Analysis Program", Trans. KIEE. Vol. 61. No. 10, OCT. 2012.

◇ 저자소개 ◇



이성우 (李聖雨)
1960년 3월 1일생. 1999년 건국대 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1992년 전력연구원. 1992년~현재 한전 전력연구원 배전연구소 책임연구원. 배전지능화 및 배전 IT시스템 분야연구.



장문중 (蔣汶宗)
1970년 4월 24일생. 1997년 KAIST 컴퓨터공학과 졸업(석사). 1997년~현재 한전 전력연구원 배전연구소 선임연구원. 관심분야는 배전지능화시스템, 전력정보통신 기술개발, 스마트파워그리드 기술개발 및 응용분야.



서동완 (徐東完)
1981년 12월 23일생. 2006년 목포해양대학교 해양전자통신공학과. 2007년 한국전력공사 입사. 2007~2011년 한전, 배전지능화 및 배전IT 시스템 분야 연구.



남궁원 (南宮源)
1982년 1월 18일생. 2010년 한양대학교 졸업(석사). 현재 한국전력 전력연구원 분산전원과 스마트그리드분야 연구.