

The Effect of HVDC#3 on Jeju Power System

박정수[†] · 정홍주* · 한영성* · 김래영** · 정정주***

(Jungsoo Park · Hong-Ju Jung · Youngseong Han · Rae-Young Kim · Chung Choo Chung)

Abstract - According to the 5th national plan for electric power demand and supply, the 3rd HVDC link will be installed between KEPCO and Jeju Island system and go into operation in June, 2016. However, if it adopt LCC HVDC, Jeju power system could be in voltage instable condition. In order to solve the problem, we propose the application of VSC HVDC to the 3rd HVDC project. In the past, VSC HVDC has many disadvantages such as, inefficiency in conversion, size limit, and expensiveness, compared to LCC HVDC. Recently, the new technologies and the demand for renewable energy interconnection are leading a large growth in VSC HVDC market. In this paper, we will introduce the technical and market trends of VSC HVDC and power system stability analysis results for Jeju power system having LCC and VSC HVDCs.

Key Words : Power system stability, LCC HVDC, VSC HVDC

1. 서론

제5차 전력수급기본계획에 의하면 2016년 6월부터 진도-제주 간에 HVDC(High Voltage Direct Current)#3가 설치되어 운전될 예정이다. 따라서 제주 전력망은 현재 운전 중에 있는 해남-제주 간 HVDC#1(150MW)과 2012년 운전 예정에 있는 진도-제주 간 HVDC#2(250MW)에 이어 2016년에 설치될 HVDC#3(200MW)까지 최대 600MW의 전력을 HVDC를 통해 공급받게 된다.[1] 이 3개의 HVDC 연계선들에 의해 공급될 전력량은 2016년 제주 지역 최대 부하 예측량 829MW의 72.4%에 해당하는 양이다. 따라서 HVDC#3의 계통 투입 이후 제주 지역에서는 남제주 기력을 제외한 거의 대부분의 발전기들이 휴전 상태에 들어가게 된다.

이러한 계통 운영은 생산 단가가 비싼 제주 지역 내 발전량을 감소시킬 수 있어 계통 운영상 경제적 이익을 가져올 수 있다는 장점이 있으나, 제주 지역 전력망의 안정도에 좋지 않은 영향을 미칠 수 있다. 제주 HVDC#1~2에는 사이리스터(Thyristor)로 구성된 LCC(Line Commutated Converter, 전류형 컨버터) HVDC가 설치되어 있다. 이 기기는 인버터측(수전 단)에서 계통으로 주입하는 유효 전력량(MW)의 약 60% 정도만큼 무효 전력(MVAR)을 소비하는 특성을 가지고 있기 때문에, 수전 계통에서는 이 설비가 유효 전력 공급

원인 동시에 무효 전력 부하로 나타나게 된다. 제주 HVDC#3에도 LCC HVDC가 설치되면, 제주 전력망의 무효 전력 소비량이 증가하게 되고 또한 발전기들의 휴전 증가로 순동 무효전력 예비력이 감소하게 되어 전압 불안정 가능성이 커지게 된다.

제주 전력망에는 순동 무효 전력 예비력 확보를 위해 2기의 동기 조상기와 2기의 STATCOM이 설치되어 있다. HVDC#3에도 다른 2기와 동일한 LCC HVDC가 선택된다면 이러한 순동 무효 전력 보상장치가 추가로 설치되어야 할 것이다. 그러나 VSC(Voltage Source Converter, 전압형 컨버터) HVDC가 설치된다면 이 문제를 원천적으로 해결할 수 있을 뿐만 아니라 기존 LCC HVDC의 한계로 인해 감당할 수밖에 없었던 계통 운영상의 많은 문제점들이 극복될 수 있을 것이다.

기존의 VSC HVDC는 LCC HVDC에 비해 변환소 설비가 가격이 상당히 비싸고, AC-DC 및 DC-AC 변환 시 발생하는 손실이 상당히 높으며, 대용량 구성이 어려워 극히 제한된 분야에만 사용되어져 왔다. 그러나 최근 기술이 발전하면서 기존 전압형 컨버터의 기술적 문제들이 상당히 많이 개선되고 있으며, 여기에 유럽을 중심으로 대규모 해상 풍력 발전단지 및 국가 간 해저/지중 케이블 연계 프로젝트가 늘어나면서 VSC HVDC 시장이 급격하게 성장하고 있다. 따라서 이제 우리도 VSC HVDC의 설치를 고려해 보아야 할 때라고 생각된다.

본 논문에서는 VSC HVDC 기술의 최신 기술 동향에 대해 소개하고 이를 바탕으로 2016년 제주 HVDC#3에 VSC HVDC를 설치하는 것이 적합한지에 대해서 논의하고자 한다. 또한 사례 연구에서는 2013년과 2016년 제주 전력 계통의 PSS/E 시뮬레이션을 통해 HVDC#3에 LCC와 VSC

* 정희원 : (주)효성, 한양대학교 전기공학과 박사과정

** 정희원 : 한양대학교 공과대학 전기생체공학부 조교수

*** 정희원 : 한양대학교 공과대학 전기생체공학부 교수

† 교신저자, 정희원 : (주)효성 중공업연구소 책임연구원

E-mail : jspark98@hyosung.com

접수일자 : 2011년 9월 20일

최종완료 : 2011년 10월 19일

HVDC가 각각 설치되었을 때의 계통 특성을 비교하고 전압 안정도 관점에서 VSC HVDC 설치 시의 장점에 대해서 검증하고자 한다.

2. 본 론

2.1 VSC HVDC의 최신 동향

2.1.1 Modular Multi-Level Converter (M2C) [2~4]

아래 표 1은 LCC와 VSC HVDC의 특징을 비교한 것이다. 기존에 사용되던 PWM(Pulse-Width Modulation) 방식의 VSC HVDC는 LCC HVDC와 달리 무효 전력 보상장치가 불필요하고 고조파 필터가 작아 설치 면적이 작으며, 정전 기동(Black Start)이 가능하다는 장점이 있다. 그러나 대용량 컨버터의 구성이 어렵고 변환 손실이 크다는 기술적 단점들이 있어 변환소 설치 공간에 제약이 있는 해상 플랫폼, 또는 수전단 측에 전원이 없거나 전원 용량이 매우 작아 LCC HVDC의 설치가 불가능한 연약한 계통의 연계 등 제한적인 용도로만 사용되어 왔다.

표 1 LCC HVDC와 VSC HVDC 비교

Table 1 LCC HVDC and VSC HVDC

		LCC	VSC (PWM)	VSC (M2C)
반도체 소자		Thyristor	IGBT	IGBT
AC 전압 제어		불가능	가능	가능
무효 전력 보상장치		필요	불필요	불필요
고조파 필터	AC	큼(저차고조파)	작음(고차고조파)	생략 가능
	DC	큼	불필요	불필요
면적		큼	작음	작음
송전 방향 전환		불연속(DC 전환 필요)	연속(DC 전환 불필요)	연속(DC 전환 불필요)
케이블 종류		MI	XLPE	XLPE
정전 기동		불가능	가능	가능
전류 실패		있음	없음	없음
용량		수백MW~수GW	수백MW	1GW 이하
변환 손실		1.X%	3.Y%	1.Z%

그러나 최근 관련 기술들의 발전으로 인해 VSC HVDC의 문제점들이 극복되고 있다. 첫 번째로 반도체 기술이 발전하면서 IGBT(Insulated Gate Bipolar Transistor)의 용량이 커지고 있다. 현재 대용량 VSC에 사용되고 있는 IGBT 모듈의 정격은 3.3kV, 1.2kA로 대용량화 되어 기존 제품에 비해 대용량 밸브를 구성하는데 용이하다. 두 번째로 M2C(Modular Multi-Level Converter) 기술이 VSC HVDC에 적용되면서 변환 효율이 향상되고 대용량 컨버터 구성이 용이해 졌다. 이 방식은 반도체 소자들의 스위칭 주파수가 기존 PWM 방식(1~3kHz)에 비해 상당히 낮기 때문에(<300Hz) 변환 손실이 LCC HVDC와 비슷하거나 약간 높은 수준으로 감소되었다. 또한 M2C는 전체 DC 전압을 여러 작은 단계로 나누어 각기 다른 시간에 On/Off하기 때문에 대용량/초고압 시스템을 구성 및 제어하는데 용이하다.

이 M2C 기술의 선두 주자는 Siemens이다. Siemens는 독자 개발한 M2C(MMC라 지칭)를 세계 최초로 2010년 미국 캘리포니아 Trans Bay Cable Project(400MW, ±200kV_{DC}, 85km 해저 케이블)에 적용하는데 성공하였고, 그 이후 현재

까지 총 4개의 프로젝트를 추가로 수주하였다. 그 중 2013년 Commissioning 예정에 있는 France-Spain 간 INELFE Project는 1GW, ±320kV_{DC}, 60km의 지중 케이블 2개를 건설하는 프로젝트로 지금까지 발주된 VSC HVDC 프로젝트 중 최대 용량이다.

ABB 또한 CTLC(Cascaded Two-Level Converter)라 불리는 M2C 모델을 개발하여 이 기술이 적용된 VSC HVDC를 상용화 하는데 성공하였다. 최근에는 Alstom Grid 또한 Chain-Link라 불리는 자체 M2C 개발에 성공하여 HVDC MaxSine이라는 이름으로 제품을 내놓고 있다.

2.1.2 HVDC 가격 및 시장 동향

위 표 1에서 언급한 기술적인 문제들 외에 과거 VSC HVDC가 가지고 있었던 문제점은 LCC HVDC에 비해 가격이 비싸다는 것이다. 기존에는 VSC HVDC의 변환소 설비 가격이 LCC에 비해 약 1.5배였다. 2005년 조사 결과에 의하면 변환소 구성품(Components of Converter Station)의 가격이 LCC HVDC는 약 £0.08/VA, VSC HVDC는 약 £0.11/VA였다.[5~6]

그러나 최근 자료에 의하면 LCC와 VSC HVDC의 변환소 설비 가격 차이는 약 20~25% 수준까지 감소하였다.[7] 이는 반도체 기술이 발전하면서 IGBT의 가격이 저렴해져 Thyristor와의 가격 차이가 점점 줄어들고 있기 때문이다. 또한 ABB가 독점하고 있던 VSC HVDC 시장이 Siemens가 진입하면서 과점 시장으로 전환되었고, 여기에 최근 Alstom Grid까지 뛰어들게 되면서 이들 간의 경쟁이 가격 하락을 촉진하고 있는 것으로 판단된다.

변환소 설비 가격에 더하여 LCC HVDC의 경우 소요 면적이 넓어 토지 비용이 더 많이 소요되고 SVC, STATCOM, 동기 조상기와 같은 무효 전력 보상장치가 추가로 설치되어야 한다. 또한 케이블 프로젝트의 경우 LCC HVDC에 사용되는 MI(Mass Impregnated) 케이블이 VSC HVDC에 사용되는 XLPE(Cross Linked Poly Ethylene) 케이블에 비해 더 비싸다. 따라서 전체 Project 비용 관점에서 고려했을 때는 이제 어느 제품이 더 고가라고 단정 지어 말할 수 없게 되었다.

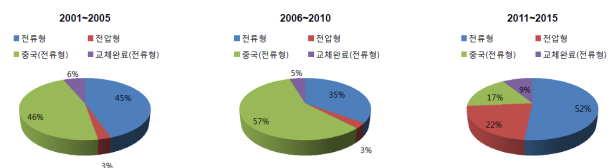


그림 1 HVDC 시장 분석 (Commissioning Year 기준, 계약된 프로젝트만)

Fig. 1 HVDC Market Analysis

2011년 이후 2015년까지 Commissioning 예정인 VSC HVDC 프로젝트들을 살펴보면 설비 용량이 400MW~1GW에 이르고 있으며, 이들의 총 합은 2011~2015년 동안 현재까지 Commissioning 일정이 확정 되어 있는 전체 HVDC 프로젝트의 용량의 약 22%에 이르고 있다.[2~4] 이러한 추세로 보아 이제 1GW 미만의 용량에서는 VSC HVDC의 기술 또한 LCC HVDC만큼 안정화에 접어들었고 따라서 1GW

미만의 중소용량 시장에서는 전압형 HVDC의 시장 점유율이 점점 더 커질 것으로 예상된다.

2.2 2016년 제주 전력 계통

아래 그림 2는 전력거래소 제주지사의 계통 운영 계획을 바탕으로 구성된 2013년 제주 계통도를 나타내고 있다. 현재 건설 중에 있는 진도-제주 간 HVDC#2는 2012년 계통 투입 예정에 있고, 그 후 약 1년 간 기존 해남-제주 간 HVDC#1의 Overhaul이 계획되어 있다. 따라서 HVDC#1과 #2가 동시에 계통에 투입되는 것은 2013년부터일 것으로 추정된다.

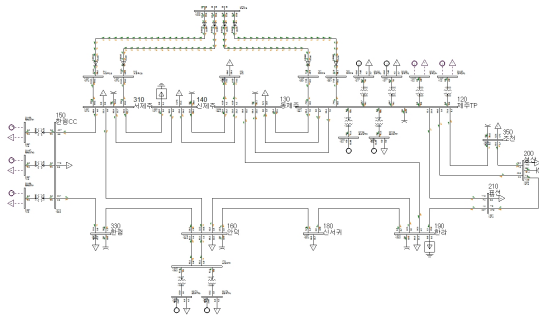


그림 2 2013년 제주 전력 계통 예상도
Fig. 2 Jeju Power System in 2013

2016년 제주 계통 데이터는 이 2013년 계통 데이터를 바탕으로 2016년 제5차 전력수급계획의 제주계통 운영조건을 반영하여 구성하였다. 제5차 전력수급계획에 의하면 제주-진도 간 HVDC#3는 2016년 6월부터 운전 예정에 있으며 이때 제주 지역의 최대 부하량은 약 829MW에 이를 것으로 예상된다. HVDC#3는 #2와 동일한 진도-제주 구간에 건설되며 인버터 변환소 또한 진도CS와 서제주CS 변전소 내에 설치된다고 가정하였다.

2.2.1 HVDC#3의 구성 방안 비교

HVDC#3에 LCC가 선택된다면 400MW 설비 용량의 Bipole이 설치되어 200MW로 운전될 것이다. LCC HVDC는 +/- Bipole 운전 중 어느 한쪽 Pole에 고장이 발생했을 경우 다른 한쪽 Pole 만으로 Monopole 운전이 가능하다. 그러나 VSC HVDC는 Mono/Bi-pole이라는 개념이 없이 반드시 +와 -극이 쌍(Pair)으로 동작해야 한다. 따라서 HVDC#3에 VSC가 설치될 경우 LCC Bipole과 동일한 공급 신뢰성을 가지기 위해서는 200MW 용량의 설비가 2개 설치되어 각 100MW로 운전되어야 한다.

HVDC#3에 VSC 2기가 설치된다면 필수적으로 100MW 용량의 XLPE 케이블이 4회선(2 Pairs) 설치되어야 한다. 그러나 LCC가 설치될 경우에는 경우의 수가 많아진다. HVDC#1과 같이 ① 해수 귀로 방식을 선택한다면 200MW 용량의 MI 케이블 2회선이, ② 단극 귀로 방식을 선택한다면 200MW MI 케이블 2회선과 도체 귀로 1회선이, HVDC#2와 같이 ③ 도체 귀로 방식의 Double Monopole 구성을 선택한다면 200MW 용량의 MI 케이블 3회선과 도체 귀로 1회선이 설치되어야 한다. 또한 LCC HVDC의 경우 양 변환소 간 통신 채널이 확보 되어야 하기 때문에 여기에

필요한 광 케이블도 고려되어야 한다.[8]

위에서 언급한 것처럼 VSC HVDC에 사용되는 XLPE 케이블이 LCC HVDC에 사용되는 MI 케이블보다 저렴하지만 경우에 따라 더 많은 회선의 케이블을 설치해야 한다. 하지만 +/- 케이블 한 쌍, 또는 전력선과 도체귀로 각 1회선을 패키징하여 처리할 수도 있기 때문에 꼭 1회선의 케이블이 1개의 해저 선거(線渠, duct)를 필요로 하는 것은 아니다. 따라서 단순한 케이블의 종류, 또는 개수에 비례한 가격 차이가 아니라 총 공사비용 관점에서 가장 경제적인 방식을 선택해야 한다.

그 외에도 VSC HVDC는 LCC HVDC에 비해 약 60~70%의 면적에 설치가 가능하다. LCC HVDC의 경우 컨버터 밸브와 변압기 외에 AC/DC 고조파 필터, 병렬 캐패시터, 무효 전력 보상장치 등의 설비가 추가 되어야 하고, 이들을 연결/차단하기 위한 Switch Yard 설비 등이 필요하기 때문에 비교적 넓은 설치 면적이 필요하다. 그 외에도 해수/대지 귀로 방식을 선택할 경우 변환소 주변에 여분의 공간을 더 확보해야 한다.



그림 3 Trans Bay Cable Project의 샌프란시스코 변환소
Fig. 3 Trans Bay Cable Project - San Francisco HVDC Converter Station

반면에 VSC HVDC는 컨버터와 변압기 외에 별다른 설비가 필요하지 않고 귀로 방식을 고려하지 않아도 되기 때문에 설치 공간의 제약이 심하지 않다. 특히 M2C 방식의 VSC HVDC는 싸인 정현파에 가까운 출력을 내는 것이 가능하기 때문에 일반 AC 변압기를 사용하는 것이 가능하며 이런 이유로 인해 변환소 설치 면적이 더욱 작아질 수 있다. 이것은 환경 문제가 중요시되는 제주 지역에 아주 큰 이점으로 작용할 수 있을 것이라 판단된다.[2]

그림 4는 위에서 언급한 Siemens의 Trans Bay Cable Project에서 캘리포니아 시내에 위치한 변환소(약 500MVA 급) 사진을 보여주고 있다. 이 사진에서 볼 수 있는 것처럼 모든 컨버터 및 제어기, 냉각 설비 등이 건물 내부에 배치되고 건물 외곽에는 작은 컨버터 리액터 6개와 단상 AC 변압기 3개 외에 다른 설비가 존재하지 않아 상당히 작은 면적에 설치가 가능하다. 따라서 이 사진에서처럼 복잡한 도심지 내에도 충분히 설치가 가능하다.[9]

2.2.2 PSS/E 시뮬레이션

HVDC#3가 제주 전력망에 미치는 영향을 검증하기 위해

여 PSS/E 시물레이션을 수행 하였다. 위에서 언급한 것처럼 위 그림 2의 2013년 제주 계통 데이터와 제5차 전력수급계획을 바탕으로 2016년 계통 데이터를 작성하였으며 HVDC#2와 동일한 구간에 HVDC#3가 설치된다고 가정 하였다. HVDC#3의 투입 전/후, 그리고 LCC/VSC HVDC의 차이점을 확인하기 위해 2013년 제주 계통과 HVDC#3에 LCC와 VSC HVDC가 각각 설치된 2016년 제주 계통을 서로 비교 하였다.

표 2 LCC HVDC와 VSC HVDC 비교

Table 2 LCC HVDC and VSC HVDC

		2013년 (A)	2016년 (B)	2016년 (C)
MW	HVDC#1	150	150	150
	HVDC#2	250	250	250
	HVDC#3	NONE	200 (LCC)	200 (VSC)
	제주내연#1			
	제주내연#2			
	남제주기력#3	90	90	90
	남제주기력#4	90	90	90
	제주기력#2	64	49	49
	제주기력#3	64		
한림복합				
계	708	829	829	
MVAR	조상GT#1	35	35	35
	조상GT#2	35	35	35
	신제주 STATCOM	50	50	50
	한라 STATCOM	50	50	50
	HVDC#1 Sh. C	82.5	82.5	82.5
	HVDC#2 Sh. C	120.0	150.0	150.0
	HVDC#3 Sh. C	NONE	120.0	0.0

아래 표 3은 위 시물레이션에 사용된 제주 계통 데이터에서 가정한 운전 조건을 나타낸 것이다. 이 표에서 볼 수 있는 것처럼 2016년 제주 계통은 2013년에 비해 부하량이 약 121MW가 증가하게 되지만 HVDC#3에서 200MW의 전력을 공급하게 되면서 오히려 2013년 보다 발전기 1기가 더 휴전하게 된다. LCC HVDC의 인버터 단에 설치되는 병렬 캐패시터는 전달하는 유효 전력량의 약 60%로 설정하였다.

HVDC의 PSS/E의 동적 모델로는 LCC HVDC에는 CDC4T 모델을, VSC HVDC에는 VSCDCT 모델을 사용하였고, 유효 전력(계통 주파수) 제어를 위한 보조 제어기 모델로는 CPAAUT 모델을 공통으로 사용하였다. VSCDCT 모델은 기본적으로 AC 전압 제어를 위한 PI 제어를 가지고 있기 때문에 별도의 전압 제어를 위한 보조 제어기는 설치하지 않았다.[10]

(1) 발전기 탈락

위 표 3의 계통 운전 조건들에 대해서 전압 안정도 여유(Margin)를 확인하기 위해 남제주기력#4가 탈락한 경우를 가정하여 시물레이션 하였다. 시물레이션 결과 LCC HVDC가 설치된 2016년 계통은 발전기 탈락 후 전압 붕괴로 인해 시물레이션이 이루어지지 않아서 표시하지 않았다.

그림 4~7은 시물레이션 결과를 정리한 것이다. 그림 6에서 볼 수 있는 것처럼 0.5초에 남제주기력#4가 탈락되면서 다른 발전기들의 속도가 순간적으로 강하하게 된다. 그러나 그림 4와 7에 나타나 있는 것처럼 HVDC들이 유효 전력 공급량을 증가시키면서 주파수가 회복되어 수렴하는 모습이

잘 나타나고 있다. 그림 5와 7를 비교해 보면 LCC HVDC와 VSC HVDC의 특성이 명확히 구분된다. 그림 5를 보면 그림 4에서 LCC HVDC의 유효 전력 공급량이 증가함에 따라 무효 전력 흡수량 또한 증가하지만 그림 7의 VSC HVDC는 유효 전력과 무효 전력 공급량이 동시에 증가한다. 이 차이로 인해 LCC HVDC가 설치된 2016년 계통은 전압 붕괴가 일어난 반면 VSC HVDC는 정상 운전이 가능했음을 알 수 있다.

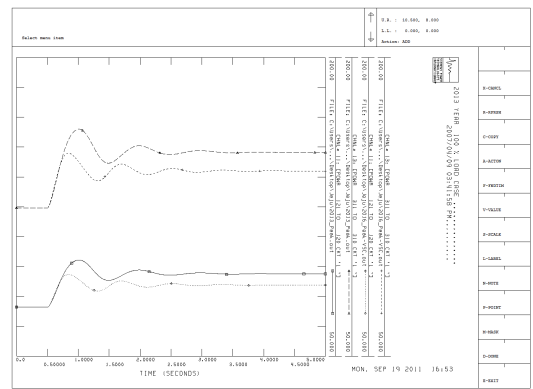


그림 4 HVDC#1과 #2의 유효 전력 전달량 변화
Fig. 4 Active Power Injected by HVDC#1 & #2

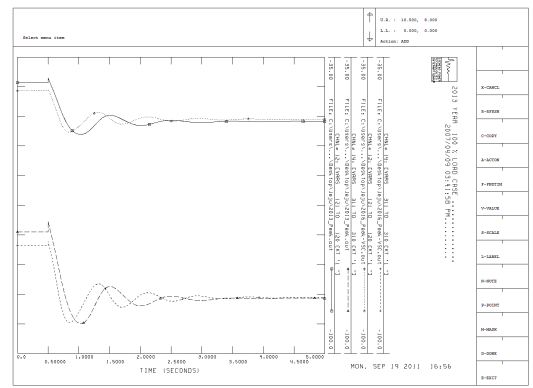


그림 5 HVDC#1과 #2의 무효 전력 전달량 변화
Fig. 5 Reactive Power Absorbed by HVDC#1 & #2

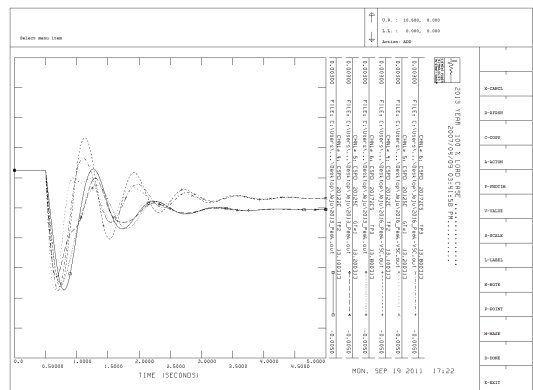


그림 6 조상GT#1, 제주기력#2, 남제주기력#3 속도 변화
Fig. 6 Generator Speed Variations

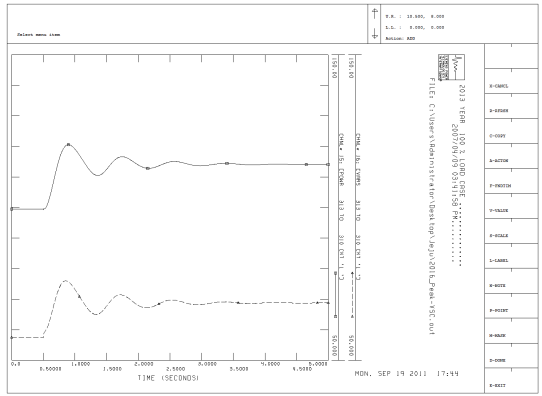


그림 7 HVDC#3의 유무효 전력 전달량 변화
Fig. 7 Active & Reactive Power Injected by HVDC#3

(2) 계통 사고 후 발전기 탈락

위 그림 47의 상정사고보다 더 실질적인 계통 사고를 모의하기 위하여, 남제주기력 발전소가 연계되어 있는 안덕 변전소 인근에 지락 사고가 발생한 후, 그 여파로 인해 남제주기력 1기가 탈락하는 시나리오를 고려하여 시뮬레이션 하였다. 상정사고 시나리오는 다음과 같다.

표 3 상정사고 시나리오
Table 3 Contingency Scenario

at sec	Disturbance
0.5	안덕-서제주 간 154kV 1회선 선로에서 안덕 변전소 인근에 3상 지락 사고 발생
0.6	사고 선로 제거
0.7	남제주기력#4 탈락
5.0	시뮬레이션 종료

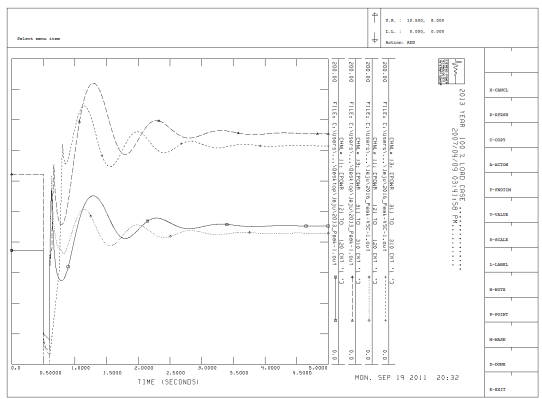


그림 8 HVDC#1과 #2의 유효 전력 전달량 변화
Fig. 8 Active Power Injected by HVDC#1 & #2

그림 8~11은 표 3의 시나리오에 따른 시뮬레이션 결과를 정리한 것이다. 역시 LCC HVDC가 설치된 2016년 데이터는 전압 붕괴로 시뮬레이션이 이루어지지 않아 생략하였다. 그림 8과 9에서 볼 수 있는 것처럼 3상 지락 사고가 발생한 0.5~0.6초 간에는 저 전압으로 인해 HVDC#2가 Bypass되어 유효 전력 출력이 0으로 떨어지게 되고, 사고 제거 후 Bypass Mode에서 다시 정상 운전 상태로 돌아와 출력을

회복하던 중 0.7초에 다시 남제주기력#4가 탈락하면서 그림 10과 같이 심각한 주파수 강하가 발생하게 된다. 그러나 약 0.8초 때부터 HVDC#2가 정상적으로 동작하면서 계통이 정상상태로 회복되기 시작한다. 이 때 그림 11에서 볼 수 있는 것처럼 HVDC#3의 무효 전력 출력 변동이 크지 않아 전압 붕괴로 이어지지 않을 수 있었다.

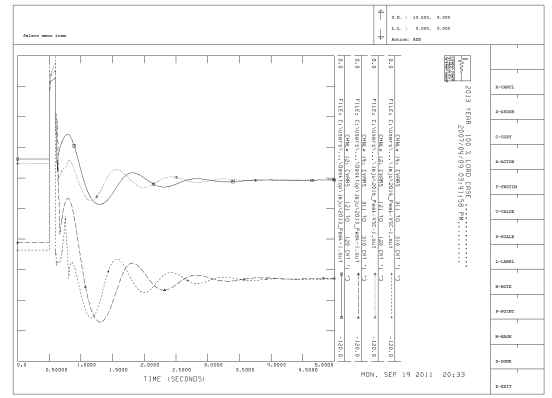


그림 9 HVDC#1과 #2의 무효 전력 전달량 변화
Fig. 9 Reactive Power Absorbed by HVDC#1 & #2

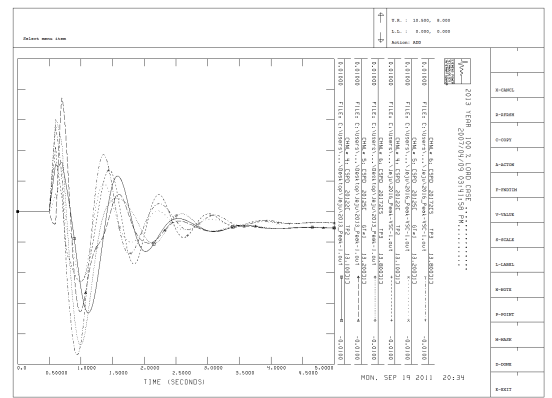


그림 10 조상GT#1, 제주기력#2, 남제주기력#3 속도 변화
Fig. 10 Generator Speed Variations

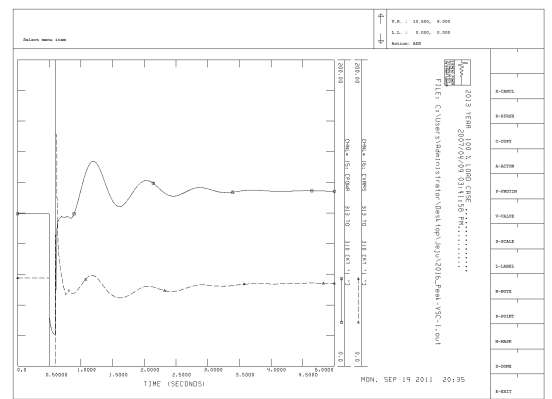


그림 11 HVDC#3의 유효/무효 전력 전달량 변화
Fig. 11 Active & Reactive Power Injected by HVDC#3

위 시뮬레이션 결과들을 보았을 때 HVDC#3를 LCC HVDC로 설치했을 경우 오히려 2013년보다 전압 불안정 위험이 더 높은 것으로 확인 되었다. 또한 HVDC#3에 VSC HVDC를 설치했을 경우 VSC HVDC의 무효 전력 공급 능력이 2016년 제주 계통의 전압 불안정 위험을 방지할 수 있다는 것도 확인할 수 있었다.

3. 결 론

과거에는 VSC HVDC가 높은 변환 손실률과 비싼 가격, 그리고 용량 한계로 인해 제한적인 용도로만 사용 되었다. 그러나 최근 M2C 기술이 적용되면서 손실과 용량, 그리고 가격 격차가 어느 정도 해소되어 전 세계적으로 그 수요가 크게 늘어나고 있다. 최근 전 세계적으로 수행된 그리고 수행 예정에 있는 프로젝트들을 분석해 보면 1GW 미만의 해저/지중 케이블 프로젝트에는 VSC HVDC가 경쟁력이 있는 것으로 판단된다.

제5차 전력수급계획에 의하면 2016년 제주 전력망에 HVDC#3 프로젝트가 계획되어 있다. 본 논문의 PSS/E 시뮬레이션 결과에서 확인한 것처럼 기존의 HVDC#1과 #2에 이어 #3까지 LCC HVDC로 설치될 경우 제주 전력망에 전압 불안정 문제가 발생할 위험이 있으며 VSC HVDC가 설치될 경우 이런 문제가 해결될 수 있음을 보였다. 세계적인 추세를 보았을 때 제주 HVDC#3에 VSC HVDC를 적용하는 것은 실제로 충분히 가능한 것이라 판단된다. 이제 우리도 VSC HVDC의 활용 방안을 모색해 보아야 할 때이다.

참 고 문 헌

- [1] 지식경제부, “제5차 전력수급 기본계획”, 2011
- [2] <http://www.energy.siemens.com/>
- [3] <http://www.abb.com/>
- [4] <http://www.alstom.com/grid/>
- [5] IFC Consulting, “Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe”, prepared for the DG TREN/European Commission, Study Contract 2002/009/C2, IFC Consulting Ltd, London, UK, 2003
- [6] ABB, “Middletown - Norwalk Transmission Project - Technical Description of VSC HVDC Converter and Cable Technology”, Prepared for Northeast Utilities, ABB Power Technologies AB, Ludvika, Sweden, October 2004
- [7] Peter Fairly, “Fixing Japan’s Fragmented Grid”, IEEE Spectrum, May 2011
- [8] LS Cable, “HVDC 케이블 기술개발 현황”, HVDC 워킹그룹, 2010년 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회
- [9] Pattern Energy Group, “Pattern’s Experience with HVDC Transmission Projects”, EUCI’s Conference on HVDC Transmission.
- [10] PSS/E Operation Manual, vol. 2, 2010, Siemens PTI

저 자 소 개



박 정 수 (朴正洙)

1980년 1월 4일 생. 2002년 고려대 전기 전자전공학과 졸업(학사). 2004년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 2009년 고려대 BK21 정보기술사업단 박사 후 연구원. 2010년~현재 ㈜효성 중공업연구소 책임연구원(과장)



정 흥 주 (鄭泓柱)

1972년 5월 5일 생. 1998년 2월 광운대 전기공학과 졸업. 2002년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한양대학교 전기공학과 박사과정 재학. 2000년~현재 ㈜효성 중공업PG 차장



한 영 성 (韓榮城)

1967년 11월 4일 생. 1990년 한양대 전기 공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한양대학교 전기공학과 박사과정 재학. 1991년~현재 ㈜효성 중공업PG 부장



김 래 영 (金來瑛)

1974년 6월 6일 생. 1997년 한양대 전기 공학과 졸업. 1999년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2009년 미국 Virginia Tech 졸업(공학박사). 1999~2004년 ㈜효성 중공업연구소 선임연구원. 2009년 미국 National Semiconductor Corp. 연구원. 2010년~현재 한양대 전기생체공학부 조교수



정 정 주 (鄭正周)

1958년 9월 5일생. 1981년 서울대학교 전기 공학과 졸업. 1983년 동 대학원 석사. 1993년 USC 공학 박사. 1983년~1985년 LG 중앙 연구소 주임 연구원. 1985년~1987년 IBM Korea, IPO Associate Engineering. 1993년~1994년 미국 콜로라도 주립대 Research Associate. 1994년~1997년 삼성종합기술원 수석 연구원(팀장). 1997년~현재 한양대학교 전기생체공학부 교수.