

HVDC SYSTEM의 기술 동향과 추가 건설

김찬기, 권영훈 전력연구원

문형배, 임성주 한국전력공사 송변전건설처

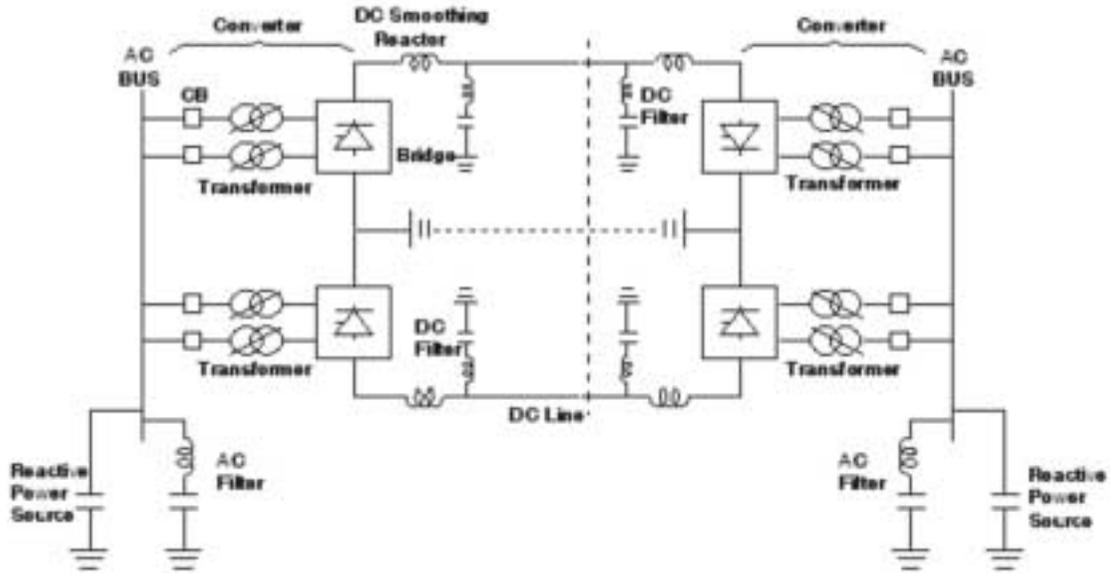
1. 서론

1951년에 소비에트 연방(소련)에서 30[MW] 시험적인 HVDC가 완성된 후에 1954년에 스웨덴에서 20[MW] 직류송전방식이 상업적으로 처음 운전되었다. 1954년 이후 매년 평균적으로 2000[MW]씩 HVDC 시스템이 상업운전에 들어가 1995년 현재 전 세계적으로 50개 이상의 HVDC System이 완공되어 총 46,000[MW]의 송전능력을 확보하게 되었다. HVDC 시스템의 비약적인 증가는 교류를 직류로 변화 시키고 직류를 교류로 변화 시키는 전력전자 기술과 대용량 반도체 소자의 개발에 힘입은 바 크기 때문이다.

HVDC 시스템은 HVDC가 가지고 있는 특유의 장점 때문에 세계 각국에서 경쟁적으로 개발/연계하고 있다. 세계 각국에서는 국가간의 전력망을 연결하는 방식 전력사용의 시차를 이용하여 계통을 연계하는 방식 또는 1, 2차 변환기의 증설 없이 최종단의 변압기의 용량만을 키워 DC계통을 연계하여 전체 계통에는 영향 없이 전력 계통을 연결하는 방식의 HVDC시스템에 관해서 많은 연구가 진행되고 있다.

HVDC 시스템의 장점은 다음과 같다.

- 1) 장거리 전력전송에 있어서는 AC 전송에 비하여 가격이 저렴하다.
- 2) AC 계통에 영향을 주지 않으며 대용량의 전력전송이 가능하다.
- 3) 주파수가 다른 계통과도 연계가 가능하다(일본에서 50 Hz와 60 Hz 계통의 연계).
- 4) 전력의 예비율을 낮출 수 있기 때문에 기존에 설치된 발전 용량을 줄인다.
- 5) 계절적인 영향을 받는 수력과 화력발전소의 최적 설치를 용이하게 한다.
- 6) 개별적인 시스템의 일/월/년 부하 사이클이 다르기 때문에 상호 연계시스템망의 최대 부하 값이 줄어든다.
- 7) 발전계획을 보다 크고 경제적으로 할 수 있다.



이상에서 논한 DC 송전의 장점 이외에도 HVDC 시스템은 전력을 송전하는데 있어 신속한 제어가 가능하기 때문에, HVDC 시스템을 AC 계통의 보조 전원형태로 사용할 수 있다.

II. HVDC 시스템의 일반적인 설명

1. HVDC 시스템의 구성

HVDC 시스템의 구성요소는 그림 *8에 보여주는 바와 같고, 그림 1은 Bi-Pole 기준이며, HVDC 시스템의 각 구성요소의 설명은 다음과 같다.

가. 컨버터

렉터파이어는 교류를 직류로 그리고, 인버터는 직류를 교류로 변환시키는 역할을 하고 컨버터의 앞단에는 탭 절환기(Tap Changer)가 있는 변압기로 구

성되어 있다. 컨버터를 구성하고 있는 것은 밸브 브리지로 밸브 브리지는 6 펄스 혹은 12 펄스 밸브로 구성된다. 컨버터 변압기는 밸브 브리지에 전압 원 소스로 연결되는 것으로 비접지 3상 전원으로 구성된다.

나. 평활 리액터

평활 리액터는 싸이리스터를 사용하는 HVDC 시스템의 출력 단에 직렬로 연결되는 것으로 HVDC 시스템을 전류 원으로 만들고 HVDC 시스템의 전류를 평활하는 동시에 전류의 급격한 변화를 막음으로써 HVDC 시스템의 안정적인 운전에 도움을 준다. 평활 리액터가 하는 역할은 다음과 같다.

- 직류 선로의 전압과 전류의 고조파를 줄인다.
- 인버터의 전류(轉騰, commutation) 고장 (failure)을 막는다.
- 경부하시 전류의 비연속성을 막는다.
- 직류 송전의 단락 회로 동안 정류기의 전류의 파

고치를 제한한다.

다. 고조파 필터

컨버터는 직류측과 교류측 양쪽에서 전류 고조파와 전압 고조파를 발생시킨다. 이러한 고조파들은 캐패시터와 인권의 발전기를 과열시키고 통신 시스템의 혼신을 일으킨다. 따라서 필터는 직류 측과 교류 측 양쪽에 사용되어 진다. 참고적으로 교류측에는 전류 필터가 사용되어 지고, 직류측에는 전압필터가 사용된다.

라. 무효 전력 공급원

싸이리스터를 이용하는 HVDC 컨버터들은 점호각(렉티파이어단 : α , 인버터단 : γ)제어를 하기 때문에 필수적으로 무효 전력을 흡수한다. 일반적으로 정상 상태 운전 조건하에서, HVDC시스템은 송전 전력의 약 50 % 정도가 무효전력으로 소비되어 진다. 과도 상태 운전 조건하에서는 무효전력의 소비가 더 높을 수가 있기 때문에 동기조상기나 SVC 또는 STACOM이 필요하다. 강한 교류 시스템(Strong AC system : SCR이 높은 시스템)에서는 캐패시터만이 존재해도 문제가 없으나 약한 계통에서는 과도 안정도와 과도 전압 안정도를 향상시키기 위해서 전압 조정기(위에서 말한 SVC, 동기 조상기 또는 STACOM)이 필요하다. 일반적으로 경제성 때문에 AC필터의 캐패시터를 정상상태에서 무효전력을 보상하는 장치로 겸용하는 것이 일반적이다.

마. 전극

HVDC는 (+)극과 (-)극을 필요로 하는데, (-)극은 대지를 이용해도 되고, 별도의 도체를 이용해도 된다. 대지를 이용하는 방법은 경제적인 관점에서 매우

유익하나, 전식이나, 통신장애와 같은 별도의 환경문제를 유발하기 때문에 현재는 별도의 도체를 이용하는 경우도 많다.

바. 직류 선로

직류 선로는 교류 선로와 같이 가공 선로이거나 케이블이며, 교류 송전과 매우 유사하다.

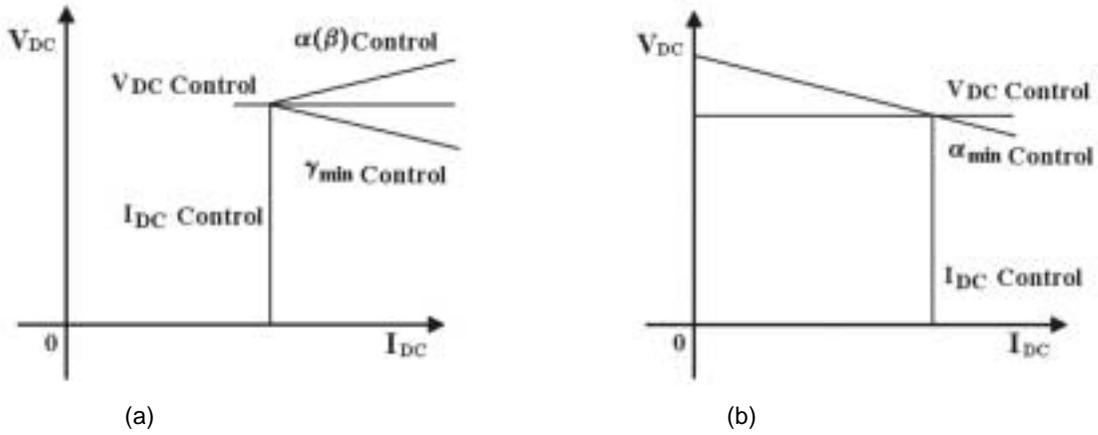
사. 교류 차단기

HVDC가 고장을 일으키는 경우에 부하의 차단과 시스템의 분리는 교류 차단기를 이용한다. 그리고 HVDC에서는 컨버터의 제어 동작과 교류 차단기의 상호 협조에 의해서 시스템의 Trip이나 정지가 행해진다.

2. HVDC 시스템의 제어기

HVDC 시스템에서 송전 단 측 제어기로 구성될 수 있는 제어기는 그림 2에 보는 바와 같이 전류제어기, 전압제어기 그리고제어기로 구성되어질 수 있다. 또한 수전 단 측에 부착할 수 있는 제어기로는 전압 제어기, 전류 제어기, 제어기 그리고 β 제어기를 둘 수 있다. 여기서, 주의할 점은 HVDC 시스템의 수전단 측과 송전단 측은 서로 상반된 제어기를 가져야 하며, 송전단 측과 수전단 측을 동시에 전압 제어를 행하거나, 송전단 측과 수전단 측을 동시에 전류 제어를 행하면 양단 사이에 동작 교점이 생기지 않아 제어가 불가능해 질 수 있다. 따라서 HVDC 시스템을 제어하려는 경우에는 그림 3-3에서 보여주는 컨버터 제어곡선과 인버터 제어곡선을 중첩하여 교점이 만들어지게 제어하는 것이 HVDC 제어의 기본이다.

2 | HVDC



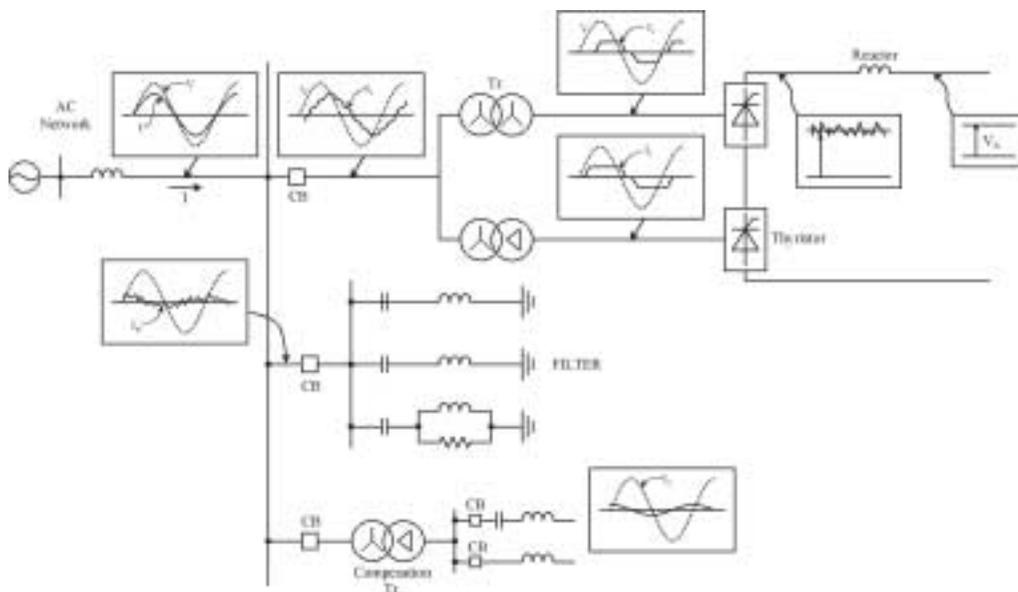
III. HVDC 시스템의 종류

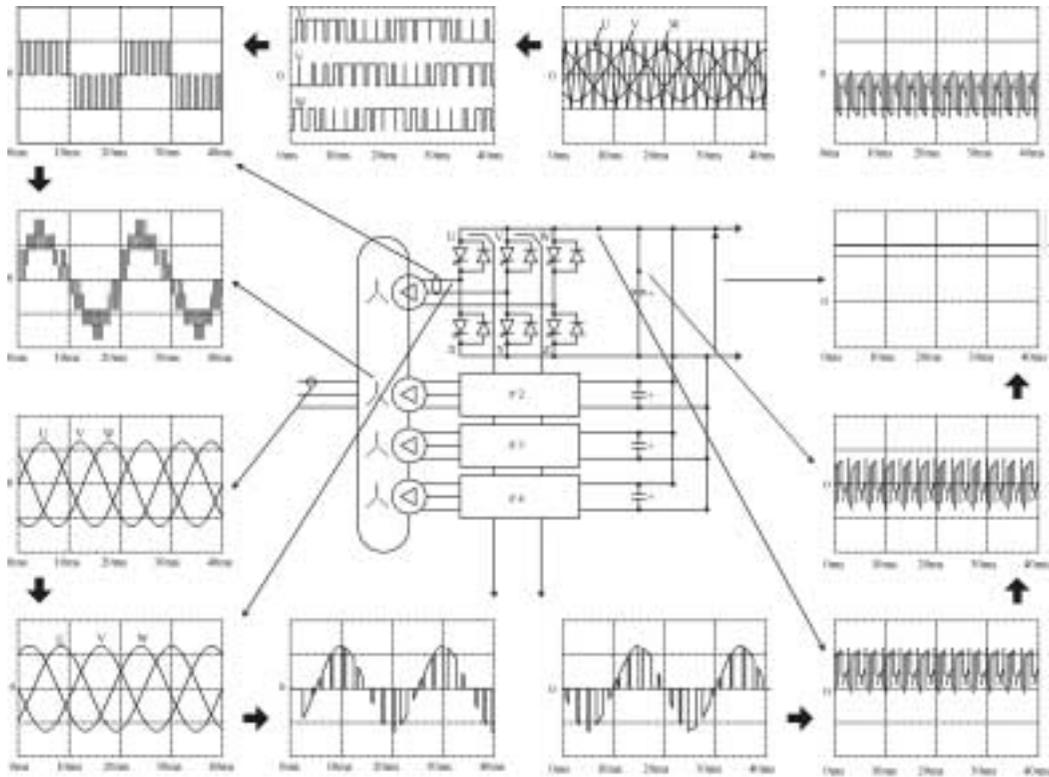
현재 HVDC 시스템은 기존의 싸이리스터를 이용한 전류형 HVDC 시스템과 IGBT나 GTO를 이용한 전압형 HVDC로 구분할 수 있는데, 150MW 이상에서는 전류형 HVDC가 그리고 150MW 이하에서는 전압형 HVDC가 경쟁력을 갖고 있는 것으로 보고 되고

있다.

그림 3은 전류형 HVDC 시스템의 동작 파형을 보여 주고 있으며 그림 4는 전압형 HVDC 시스템의 동작 파형을 보여 주고 있다. 그림 3에서는 필터의 필요성과 무효전력의 필요성이 보이고, 그림 4에서는 PWM 제어시에 전압/전류 파형을 보여 주고 있다.

3 | HVDC





IV. 제주지역 전력 현황 및 HVDC 추가건설

가. 발전설비 추가건설 필요량 : 2010~2015

제주도 지역 적정 예비율은 17%이상으로 상정할 경우 2010년부터 2015에 필요로 하는 발전설비 용량은 250MW 이다.

따라서, 2010년 까지는 발전설비나 HVDC 300MW급이 제주에 건설되어야 함.

나. 경제성 평가

검토방법 : 독립계통과 연계계통의 고정비, 변동비 및 전력손실비의 2011년 현가합 비교(검토기간 : 30

년, 할인율 : 8% 적용)

- 육지계통 : 현재 CBP 시장에서 적용하고 있는 가장 고원가(SMP) 발전기의 평균 고정비 및 변동비를 적용

- 육지 평균 발전비용 : 고정비 : 7.17 원/kWh, 변동비 : 50.73 원/kWh

* 계통 한계가격 03년도 SMP로 계산

※ 실제로 제주도는 계통연계에 따라 전국계통의 일부이므로 육지계통의 고정비 및 변동비는 전체 설비의 가중 평균치를 적용하여야 하나, 가장 가혹한 조건 상정을 위하여 SMP 설비만을 적용함

- 제주계통 : 제주지역 발전기의 변동비는 일반적으로 계통한계가격(SMP)보다 크므로 발전기별

1 |

('03년 12월 기준)

구 분	설 비		공급능력(MW)		준공년도	사용연료	비 고
	대 수	용량(MW)	현 행	하절기			
한전	연계선	150×2	150	150	'97	육지전 력수송	1회선은 예비선로 개념
	동기조상기	55×2	110	0	'89-'94	등 유	2기 상시운전 비상시 발전 기로 전환 (40MW *2기)
중부 발전	제주기력	10×1	10	10	'82	중 유	
		75×2	150	150	'00		
	제주G/T	55×1	55	40	'94	등 유	
남부 발전	남제주기력	10×2	20	20	'80	중 유	
	남제주내연	10×4	40	40	'92	"	
	한림G/T	35×2	70	70	'96	등 유	하절기 대기온도 상승으로 출력감소 (5MW*3기)
	한림S/T	35×1	35	35	'97	"	
비중앙	행원풍력	15대	9.8	0.3	0.3	'97-'02	
	회천LFG	2.0	1.2	1.2			
합 계	발전기	640	515	500			()안은 연계선 제외한 설비용량 및 공급능력
	23대	(530)	(365)	(350)			

※ 설비에비율은 하계기준, ()내는 연말 기준, 풍력은 공급능력에서 제외

고정비 및 변동비 실적치를 적용

- HVDC : 고정비 및 손실비를 적용

* 손실비 : (변환설비 + Cable 및 육지선로 손실)

× 50.73 원/kWh

HVDC

구 분	신규화력 LNG(150MW)	신규화력 기력(150MW)	기 존 HVDC	신 규 HVDC
연료비 [원/kwh]	61	59.4	50.73	50.73
운전유지비 [억원 년]	65	156.7	64.3	84.9
투자비회수 [억원 년]	77.8	148.2	285.8	377.4

* 위에서 보여주는 데이터 신규 화력 LNG는 전력거래소에서 제공하는 LNG 45만KW을 기준으로 하여 결정.

* 위 표에서 제주내연의 투자비회수는 실제로 존재하나(2005년에 새로이 추가되어서) 자료가 없기에 영(躉)으로 처리하였음. 따라서, 실제의 절감액은 늘어남.

* 실제로 신규 HVDC는 운전유지비가 무인화와 자동화로 인하여 기존 HVDC보다도 작으나 기존 HVDC와 같은 비율로 계산하였음.

구 분	제주 화력 #1	제주 화력 #2,3	제주 G/T	제주 내연	남제주 화력	남제주 내연	한림복합
연료비 [원/kwh]	80.65	58.31	136.48	101.99	76.15	51.85	106.77
운전유지비 [억원 년]	59.6	103	32.8	21.5	50.2	67.1	51.6
투자비회수 [억원 년]	11.6	97.8	13.2	-	84.0	30.7	125.6

전력거래소 자료(03년도 12월)

다. 공급방안별 경제성 비교

		HVDC 300MW		300MW						
구분		제주발전비		육지발전비		HVDC		비용누계	허가누계	년평균 절감액
		고정비	연료비	고정비	연료비	고정비	연료비			
HVDC	미건설	83,244	145,677	3,065	20,001	10,505	535	263,026	83,752	112
HVDC	추가건설	57,103	94,322	9,194	59,018	24,378	4,641	248,656	80,391	

(단위:억원)

HVDC 300MW LNG 300MW

구분		제주발전비		육지발전비		HVDC		비용누계	허가누계	년평균 절감액
		고정비	연료비	고정비	연료비	고정비	연료비			
HVDC	미건설	72,593	139,084	3,065	20,001	10,505	535	245,782	79,452	51.6
HVDC	추가건설	47,561	90,471	9,194	59,018	24,378	4,641	235,264	77,905	

라. 제주지역 제약발전 현황

HVDC 300MW LNG 300MW

구분		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	계
		02	발전량 [GWh]	47	21	24	112	93	142	99	108	87
년도	제약비용 [억원]	4.8	2.2	2.6	17.6	13.4	40.1	20.9	30.4	18.6	17.7	168
03	발전량 [GWh]	112	94	103	120	129	90	108	122	104	94	1,706
년도	제약비용 [억원]	13.8	7.0	15.6	28.8	26.5	13.1	29.9	40.3	29.7	16.1	220

- '03년도 제약발전비용(CON) 약 260억 정도로 추정됨
- 제약발전비용외에 제주발전기 제약운전으로 인한 육지지역발전기 제약비발전비용(COFF)이 발생되며 '03년도 약 105억 정도로 추정됨
- 제약발전비용과 제약비발전비용의 합계가 송전

제약비용임. '03년도 제주 지역 송전제약비용은 약 365억 정도로 추정됨

V. 신뢰도 평가

가. 신뢰도 산정 기준

구분	고장회수 (λ)		등가수리시간 /hour	비고 γ (hour)
	(회/년)	회×10 ⁻⁶		
Block 1	6.25	713	2.00	
Block 2	1.25	142	0.65	
Block 3	0.25	28	2,160	고장탐지 수리용 선반 조치포함수리소요 90일

- * λ : 1/(20년 x 8760시간(365일 x 24시간)) = 5.7 x 10⁻⁶ : 이 고장은 일반적으로 20년간 1회 고장으로 상정 - Cable 고장
- * 0.05 : 1/20년 (20년에 1회 고장) - Cable 1회 고장
- * 등가 수리시간 : 2,160 (90일 x 24시간)
- * 6.25와 1.25는 실적치
- * 시험기간은 제외한 상업운전('00, 5월부터 현재)
- * 총 고장횟수 : 31회
- * Block 1 : 25건/4년 = 6.25
- * Block 2 : 5건/4년 = 1.25
- * Block 3 : 1건/4년 = 0.25
- * Block 1 : 50.14/25 : 2.0056
- * Block 2 : 3.28/5 : 0.656
- * 파란색은 실적치를 기준
- * 등가 수리시간 : 고장이 발생한 후 재투입되는 사이의 시간

- Block 1 : Mono-Pole 고장
 - * Pole 단위의 기기로서 Bi-Pole 운전 시 이 부분의 기기 고장은 다른 Pole의 운전엔 영향을 미치지 않는 기기(Valve, Converter Transformer pole 단위 기기 등)
- Block 2 : Bi-Pole 고장
 - * Bipole 운전시 이 부분 고장은 Bipole 전체로 영향을 미치는 기기(Synchronous condenser, T/L 교류계통 고장 등)
- Block 3 : 해저 Cable 계통

나. 신뢰도 평가 결과

가

구 분	공급가능율 (%)	고장횟수 (회/년)	등가고장 시간(hour)	이용불가능 (%)	이용가능율 (%)
발전소 추가건설	300MW (100%)	14	999	11.41	88.59
	150MW (50%)	0.143	15.74	4.964	99.947
기존 HVDC와 신규 HVDC 병렬운전	450MW (100%)	14	999	11.41	88.59
	300MW (66%)	1.56	15.74	4.964	95.036
	150MW (33%)	0.143	10.20	0.117	99.883

HVDC 가

고 장 회 선 수	HVDC 송전가능량[MW]	
	발전소 추가건설	HVDC 추가건설
0	150	450
1	150	450
2	0	300

다. 2006년 ~ 2010까지 제주도 공급 예비율

(HVDC Trip)

	Bi-Pole Trip	Mono-Pole Trip
2006	-1.7%	12%
2007	10%	23.5%
2008	5%	17.4%
2009	0.2%	12.0%
2010	-4.0%	7.4%

VI. 결론

- 2011년까지 제주도 전력공급을 위하여 발전소 또는 HVDC 연계선을 추가 건설하여야 하며, 향후 30년간 경제성 분석결과 연계선을 건설하

는 경우가 발전소를 건설하는 경우에 비하여 기력 300MW발전기보다는 3,360억원, 그리고 LNG 300MW 발전기 보다는 1,548억원이 절감된다.

- 또한, HVDC #2를 건설하는 경우에는 기존의 HVDC #1의 이용율을 극대화 할 수 있으며, 신뢰도가 훨씬 올라가는 것을 알 수 있음.
- 추가 연계선의 단위기 용량과 전압은 기존의 HVDC시스템과 부품 및 설비의 상호 교환차원에서 동일한 계급으로 설정하는 것이 시스템 유지/보수관점에서 유리하며, 가공 HVDC를 혼합하는 경우에는 설비의 이용 율을 극대화 할 수 있음.
- 경제성 검토 시 Cable을 3회선 건설하는 것으로 상정하였으며, 중성선은 평소에는 Return 선으로 사용하다가 유사시에는 전력선으로 사용하는 것이 시스템 운용상에 유리한 것으로 판단되며, 토목시설의 경우에는 기존의 설비를 최대한 이용하는 방향으로 결정되어야 할 것으로 사료됨.

참고문헌

[1] Kunder, Power System Stability and Control, 1993.
 [2] HVDC 기술 보고서[1], 전력 연구원, 1999
 [3] J L Haddock, F G Goodrich, Se Il Kim, "Design Aspects of Korean Mainland to Cheju Island HVDC Transmission", Power Technology International (Annual, Sterling Publication Ltd, London), 1993
 [4] B R Andersen, M H Baker, " HVDC Converter Station Design, with particular reference to the 2000 MW HVDC Link Between Great Britain and France", GEC Review, London, 1987.
 [5] L Haddock, C A Brough, "The Application of

Transputers to HVDC and SVC Control", CIGRE
SC14 International Colloquium, New Zealand,
Sept 1993.



김 찬기(金 燦 起)

1968년 12월 17일 생, 충북 충주.
1996년 중앙대학교 대학원 전기공학과 졸업(박사),
1996년 전력 연구원 입사,
현재 전력 연구원 선임 연구원.
HVDC 담당



권 영 훈(勸 寧 勳)

1975년 4월 24일 생,
2002년 한국전력공사 입사
현재 전력 연구원 전력계통연구소
차세대전력기술그룹 연구원



문 형 배(文 炯 培)

1964년 8월 18일 생
1983년 한국전력공사 입사
현재 한전 송변전건설처
제주연계 사업팀 과장



임 성 주(林 成 炷)

1995년 9월 14일 생
1982년 한국전력공사 입사
현재 한전 송변전건설처
제주연계 사업팀 부장