

제주 추가 직류연계선 건설 타당성 및 합리적인 발전원 MIX 전망 검토

박진홍, 문봉수, 이호용, **최재명**
한국전력공사

The 2nd Jeju HVDC Construction Feasibility & Reasonable Generation Resource Mix Overview

Jin-Hong Park, Bong-Su Moon, Ho-Yong Lee, Jae-Myeong Choi
Korea Electric
Power Cooperation

Abstract - 우리나라의 가장 큰 섬인 제주도는 육지계통과 연결된 직류연계선 및 제주도내 발전기를 이용하여 전력을 공급받고 있다. 정부와 우리 한전은 제주도의 지속적인 전력수요 증가에 능동적으로 대처하고 안정적 전력공급을 위해 2011년 제주 추가 직류연계선과 2013년 LNG발전소 건설을 제3차 전력수급기본계획에 반영 추진중이다.
이 논문은 제주 추가 직류연계선 및 LNG 발전소 건설 타당성, 사업여건의 변동에 따라 제주도의 전력공급신뢰도와 발전원 MIX 전망을 검토 하였다.

1. 서 론

이번 연구에서는 제3차 전력수급기본계획의 제주 전력수요전망, 발전설비계획을 기본전제로 하여 제주 전력계통은 육지계통에서 전력수전만 가능한 운전조건을 주어 시뮬레이션하여 결과를 도출하였다.
그리고 2007년 제주지역 부하실적 검토결과 부하특성은 계절별로는 하계, 일별로는 14, 21시경 피크가 발생하였고, 연간 부하율은 70% 수준으로서 전체부하의 46% 수준이 평균부하이상을 기록하였다. 시뮬레이션은 전력공급신뢰도와 발전원별 출력을 바탕으로 2007년 발전기별 운전비를 반영하여 상정대안별 경제성 평가를 하였다.

2. 본 론

2.1 기본전제

2.1.1 장기 전력수급전망

제주지역 장기 전력수급은 2020년까지 최대전력수요 평균증가율 3.6%를 적용하여 <표1>과 같이 반영하였다. 시뮬레이션시 주요 고려사항은 적정 전력공급신뢰도는 LOLP 0.5일/년, 제주 전력계통은 육지계통에서 전력수전만 가능한 것으로 하였고, 제주 추가 직류연계선의 설비용량은 상정고장을 고려하여 250MW로 상정하였다.

<표 1> 제주지역 장기 전력수급전망

년 도	최대수요 (MW)	설비용량 (MW)	주요 설비증설 내역					설비 예비율 (%)
			HVDC	LNG	OIL	기타	소계	
'07(실적)	552	754						36.5
2008	597	761				7	7	27.6
2009	652	801			40		40	28.2
2010	654	801						22.5
2011	681	996	250		-55		195	46.3
2012	707	996						40.9
2013	732	1296		300			300	77.0
2014	755	1296						71.7
2015	776	1296						67.0
2016	798	1296						62.4
2017	818	1296						58.4
2018	838	1256			-40		-40	49.9
2019	859	1256						46.2
2020	879	1256						42.9

2.1.2 부하특성

2007년 제주지역 부하실적을 분석하여 <그림1>과 같은 부하곡선을 전력수요모델에 반영하였다.

가. 부하율 : 70.0%

○ LDC (Load Duration Curve)

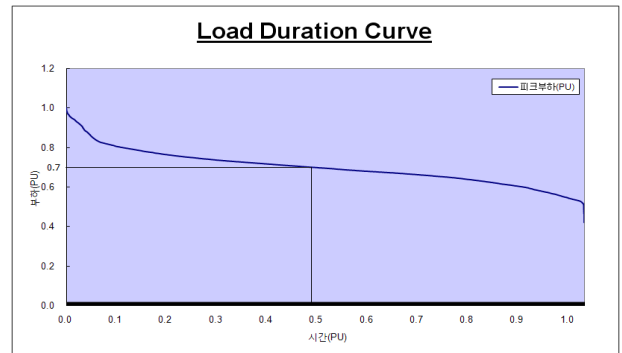
- 전체부하의 46% 수준 평균부하 이상

- 계절 : 하계 피크부하 발생

- 일별 : 14, 21시경 피크부하 발생

나. 예상 최대전력수요 : '20년 879MW

○ 평균증가율 : '20년 까지 3.6%



<그림 1> LDC 곡선

2.2 전력공급설비 보강 상정대안별 검토

전력공급설비 보강 상정대안은 아래와 같이 4개안을 상정하였다. 제1안은 현 제3차 전력수급기본계획과 동일하며, 제2-1안은 2011년 제주 추가 직류연계선만 건설되는 경우로서 설비용량 250MW, 제2-2안은 2011년, 2017년 제주 추가 직류연계선이 건설되는 경우로서 설비용량은 각각 250MW 150MW, 제3안은 2013년 LNG발전소만 건설되는 경우로서 설비용량 300MW를 적용하였다.

○ 제1안 : LNG 발전소+직류연계선 추가 건설('11년)

○ 제2-1안 : 직류연계선 추가 건설 ('11년)

○ 제2-2안 : 직류연계선 추가 건설 ('11년, '17년)

○ 제3안 : LNG 발전소만 건설 ('13년)

2.2.1 발전원 MIX 전망

<그림2> 연도별 발전원 MIX전망은 발전기 특성 모델과 연료비를 반영한 시뮬레이션 결과물이며, 제주지역 발전기의 운전비는 한전 전력수급처의 '07년 발전기 운전실적과 SMP를 평균하여 적용하였다. 제주 지역 발전기별 운전비 적용치는 OIL발전 119.1원/kWh, LNG발전 109.6원/kWh, 직류연계선 83.83원/kWh로서 운전비부문에서 기존 OIL발전 대비 LNG 발전 및 추가 연계선은 경쟁우위를 가지고 있다.

제1안의 경우, 제주 직류연계선 공급비중은 2011년 제주 추가 직류연계선 건설이후 30% 수준에서 60%수준으로 증가하였으나, 2013년 LNG 발전소 건설이후 50% 수준으로 감소하였으며 LNG발전의 공급비중은 20% 수준이었다.

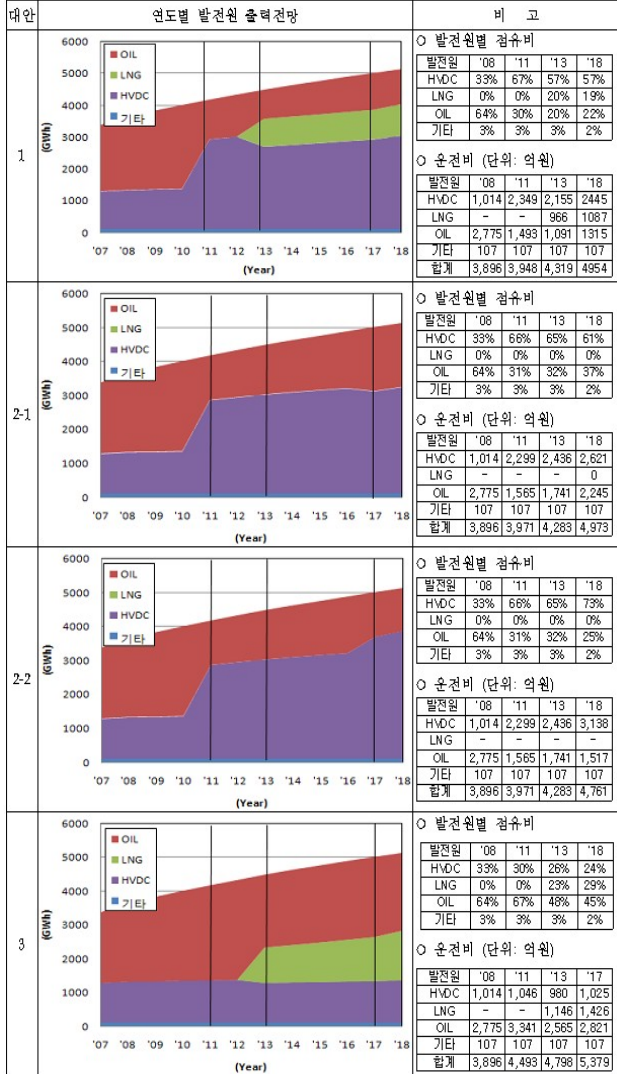
제2-1안의 경우, 제주연계선 공급비중은 2011년 제주 추가 직류연계선 건설이후 60% 수준을 유지하였다.

제2-2안의 경우, 제주연계선 공급비중은 2011년 제주 추가 직류연계선 건설이후 60% 수준에서 2017년 제주 추가 직류연계선 건설이후 70% 수준을 유지하였다.

제3안의 경우, 직류연계선 공급비중은 2013년 LNG 발전소 건설 이후 30% 수준에서 20% 수준으로 감소하였으며, LNG발전의 공급비중은 30% 수준을 유지하였다.

3개안의 운전비는 제1안(직류연계선 및 LNG발전소)과 제2안(직류연계선 건설)은 큰 차이가 없었으나, 제3안(LNG발전소만 건설)은 타안에 비해 400억 이상의 비용차이가 발생했다.

이는 앞서 말한 연료원별 발전기 운전비의 경쟁우위와 관련이 있으며, HVDC 공급비중이 높을수록 운전비는 감소하였음을 알 수 있다.



〈그림 2〉 발전원 MIX 전망

2.2.2 전력공급신뢰도

전력공급신뢰도는 제3차 전력수급기본계획의 LOLP(Loss of Load Probability) 0.5일/년을 권장하며 제1안 또는 제2-2안이 상대적으로 양호한 신뢰도를 얻을 수 있었다.

〈표 2〉 제주지역 전력공급신뢰도 (LOLP)

(단위: 일/년)

구분	'08년	'10년	'11년	'12년	'13년	'15년	'17년	'18년	순위
제1안	0.023	0.11	0.023	0.044	0.007	0.022	0.055	0.211	2
제2-1안	0.023	0.11	0.023	0.044	0.083	0.236	0.592	2.267	3
제2-2안	0.023	0.11	0.023	0.044	0.083	0.236	0.001	0.006	1
제3안	0.023	0.11	4.958	8.266	1.095	2.43	4.459	8.255	4

2.2.3 경제성 비교

상정대안별 경제성 비교를 위해 <표3>과 같이 검토전제를 적용하고, EUAC(Equivalent Uniform Annual Cost) Method를 각 전력설비 건설비에 적용하여 2018년 단 1년의 경우에만 비용을 산출하여 각 대안의 경제성을 비교하였다.

〈표 3〉 경제성 검토전제

항목	적용치	참고자료
현가화를 위한 할인율	7.5 %	3차 전력수급기본계획
LNG발전소 등 건설비용	6,590억원	제주시 제출자료
직류연계선 건설비용	4,500억원	부지매입비 등 포함
설비수명 (HVDC, 발전소 등)	30년	3차 수급계획 및 가스공사

각 전력설비 건설비의 EUAC 산출결과 직류연계선 건설비의 EUAC는 381억원, LNG발전소 관련 건설비의 EUAC는 558억원을 얻을 수 있었다. 관련수식은 아래와 같이, 각 대안별 경제성 비교결과는 <표 4>와 같다.

직류연계선만 건설하는 제2-1안이 가장 투자비가 저렴하고, 직류연계선과 LNG발전을 복합건설하는 제1안과 LNG발전소만 건설하는 제3안이 투자비가 많이 소요되었다.

○ 각 전력설비 건설비의 EUAC

· 직류연계선 : 4500억원(A/P, 7.5%, 30년) = 381억원

· LNG발전 : 6590억원(A/P, 7.5%, 30년) = 558억원

* A: 년 균등가치, P: 현 가치

〈표 4〉 2018년 기준 각 상정대안별 경제성 비교

구분	내용	운전비	건설비	합계	순위	비고
제1안	직류+LNG	4,954억원	939억원	5,893억원	3	▽156억원
제2-1안	직류연계선	4,973억원	381억원	5,354억원	1	▽696억원
제2-2안	직류연계선	4,761억원	762억원	5,523억원	2	▽526억원
제3안	LNG발전소	5,491억원	558억원	6,049억원	4	기준

3. 결 론

제3차 전력수급기본계획에서 확정된 방안인 제주 추가 직류연계선 및 LNG 발전소 건설계획은 타안 대비 전력공급신뢰도는 우수하나, 경제성은 저조한 면이 있다. 특히, 제2-1안과 2-2안의 결과를 분석시 제주 추가 직류연계선은 제주도로 공급용량이 커지면 커질수록 운전비에 있어서 경제성이 증가하게 된다. 따라서, 제주 직류연계선의 설비사용률 극대화 또는 추가 설비증설 방안은 운전비 절감의 좋은 대안이 될 수 있다.

우리 한전은 현재 추진중인 제주 추가 직류연계선 사업을 통해 계통시플레이션 기술, HVDC 계통 설계 및 운영기술, 직류연계선간 협조 제어기술 등을 확보하고, 관련 설비 국산화 연구과제를 추진하고 있다. 또한, 우리 한전은 이 기술을 국내 계통에 적용하여 계통기술특성 개선 및 국내 업체들의 해외진출 지원을 도모하고 향후 동북아 등 대전력망 연계를 주도하여 동북아시아의 전력기술을 주도코자 한다.

[참 고 문 헌]

- [1] 산업자원부, “제3차 전력수급기본계획(2006~2020년)”, 공고 제2006-349호, 2006.12.1
- [2] 산업자원부, “제주지역 송전선 연계와 가스발전소 건설에 대한 타당성 분석”, 2006. 8.
- [3] 한국전력, “전력통계”, 제207호, 2008.3.5
- [4] John A. Camera, “Electrical Engineering Reference Manual”, 제6판, 66-1~44