

제주도 풍력발전의 경제적 가치 분석

박민혁, 윤용범, 이윤경, 이재걸  
한국전력공사 전력연구원

Economic value Analysis of the Windpower Generation in Jeju Island

Min Hyug Park, Yong Beum Yoon, Yoon Kyung Lee, Jae Girl Lee  
Korea Electric Power Research Institute

**Abstract** - 신재생에너지의 효율 향상을 위한 시스템 개발과 병행하여 검토되어야 할 부문이 경제성 분석이다. 본 논문은 제주도 전력계통에 연계하여 운영중인 풍력발전의 자원과 발전량을 모의하기 위하여 제주도의 전력수요와 발전설비 특성, HDVC 수전 데이터, 풍속 등의 자료를 기반으로 범용 소프트웨어를 사용하여 에너지 시장 측면에서 풍력발전이 갖는 경제적 가치를 분석한 후 민감도 분석을 실시 하였다.

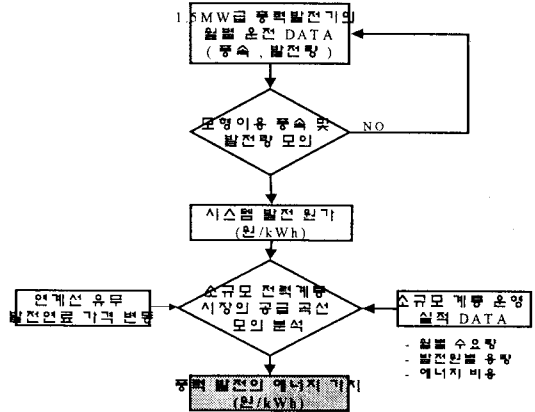
1. 서 론

기후체계에 대한 위협을 방지할 수 있도록 대기중의 온실가스 농도를 안정화 시키기 위하여 채택된 기후변화 협약에 의거 의무강화를 위한 법적 장치인 교토의정서가 2005년 2월 발효가 되었다. 온실가스 배출량이 많은 우리에게는 범세계적 노력에 적극 대응한다는 의미에서 신재생에너지 지원 등 탄소 저배출형 기술개발에 적극투자 하는 것이 정책방안의 하나로 중요하게 인식되어 활발하게 전개되고 있다. 이러한 경향을 반영하여 본 논문은 제주도에 전력계통에 연계하여 운영중인 풍력발전의 실적자료를 기반으로 풍력자원과 발전량을 시뮬레이션한 후 가치를 분석하였다. 분석모델은 국외에서 개발된 범용 소프트웨어인 HOMER를 사용하였으며 에너지 시장 측면의 분석을 위하여 제주도 전력 공급설비를 발전원별로 단순화시켜 풍력발전이 시장에서 갖는 가치를 분석하고 그 시사점을 도출하였다.

2. 본 론

2.1 연구방법

현가비용(Total Net Present Cost)과 에너지 균등화비용(Levelized cost of Energy)을 주요 경제적 분석요소로 하여 발전원별 조합의 최적화와 민감도 분석을 실시하였다. 제약조건으로 연간 최대 부족용량(Maximum annual capacity shortage)은 "0"로 하였고 신재생발전원은 생산의 100%를 계통에 판매하는 것으로 하였으며 연계선은 하나의 발전원으로 가정하고 증유, CC, GT가 수요량에 따라 발전단가에 의거하여 계통에 연계하여 전력을 공급하는 것으로 하였으며 전체적인 분석절차는 그림1과 같다.



<그림 1> 분석방법

2.2 제주도 설비 상정

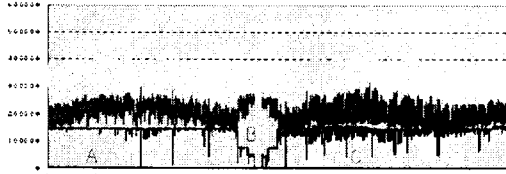
표1에 나타낸 제주도 발전설비용량을 기반으로 발전용량은 약 700MW로 상정했으며 이중 연계선이 150MW, 기력 180MW, 내연이 80MW를 각각 차지하고 풍력은 2% 점유하고 있는 것으로 하였다.

<표 1> 제주도 발전설비 용량

발전설비	용량(MW)
연계선	150
기력	180
내연	80
복합	105
가스터빈	165
풍력 1	9.8
신재생	1
풍력 2	6
계	696.8

그림2에 나타낸 바와 같이 2004년 11월 1일부터 2005년 10월 30일까지 시간별 제주도의 계통운영 실적을 참고 하였다. 기간 중 최대 전력 수요는 370MW 수준이었다. 시간별 부하 특성은 계통연계선의 일정한 공급과 기력 및 내연의 부하추종(A), 계통 연계선 미 운영에 따른 제주도내 발전설비만의 부하추종(B), 그리고 계통연계선과 제주도내 발전설비들의 공동 부하 추종(C)으로 나누어 볼 수 있는데 최대 부하가 발생한 시점에서 계통 연계선이 이탈

되었을 경우를 가정하면 예비력은 약 10% 수준이었다.



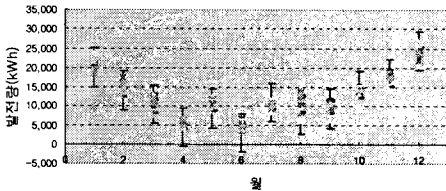
<그림 2> 제주 전력계통 운영 실적

2.3 풍력발전량 모의

- 1) 풍력발전량 모의 전체
  - 실적기간 : 2004. 03. 01 ~ 2005. 02. 28
  - 총 용량 : 6,000 kW (1,500 X 4)
  - 연간 총발전량 : 14,441,203 kWh
  - 시간별 평균 발전량 : 601,716 kWh
  - 시간별 최대 발전량 : 1,151,711 kWh
  - 시간별 최소 발전량 : 182,909 kWh
  - 연간 이용율 : 27.48%
  - 연간 평균 풍속 : 6.9m/sec

투자비는 감가상각비를 제외한 실제 소요된 총 비용을 근거로 발전 원가를 산정하였고 설비의 Power Curve는 제작사의 풍속별 출력을 참고 하였다.

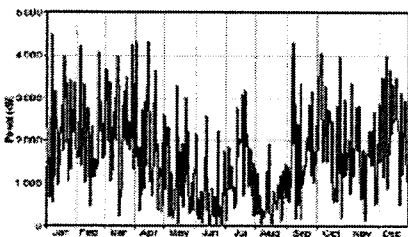
월별 발전량



<그림 3> 제주지역 월별 풍력발전설비의 발전 실적

(2) 에너지 발생량 모의결과

시물레이션에 의한 풍력발전 설비의 총 발전량은 연간 14,662,867kWh로 실제 발전량 14,441,203 kWh과는 약 1.5%의 오차를 보였다. 이용율의 경우 실제 운영실적은 27.48%이며 시물레이션 이용율은 27.9%로 약 0.4%의 오차가 발생 하였다. Weibull k valu “2”에 의해 확률적으로 나타난 결과 이용 가능시간은 6,558시간으로 연중 약 273일이 운전 가능한 것으로 나타났다.



<그림 3> 제주지역 풍력설비의 발전량 모의 결과

2.4 풍력발전 원가

모의된 풍력발전 에너지양을 이용하여 투자비를 감안한 풍력발전원가를 분석 하였으며 분석 전제는 다음과 같다.

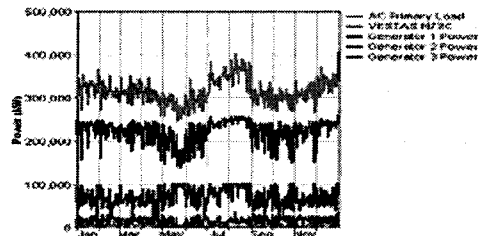
- 일별 평균 발전량 : 7,612kWh/D

- 최대전력 : 463 MW
- 연료가격
  - Diesel Price: 0.406 \$/L
  - # 6 oil Price: 0.244 \$/L
- 발전원별 용량
  - Wind turbine : 1,500kW X 12
  - 중유 발전 Generator 1 : 260,000 kW
  - 복합발전소 Generator 2 : 105,000 kW
  - GT 발전 Generator 3 : 165,000 kW
  - 연계선(Grid) : 150,000 kW
- 발전원별 기준단가
  - 연계선은 육지 평균 정산가격(49.2원/kWh)으로 반영 하였으며
  - 나머지 화력발전원은 정격출력 기준 단가를 적용하였 다.

<표 2> 제주도 발전설비별 정격출력 기준단가

발전기	정격출력기준 단가(원/kWh)			
	100%	75%	50%	30%
A	86.67	87.82	94.17	111.72
B	63.39	65.65	71.42	84.47
D	153.80	154.77	160.69	177.33
E	108.02	110.74	116.19	127.10
F	138.09	153.44	184.17	245.69
G	57.52	57.39	57.86	59.67

연계선이 정상운전 시 발전원별 부하 추종 형태를 시물 레이션 하고 발전연료가 기준 가격에서 10%, 20% 상승 할 때 발전원가 변화를 분석 하였다. 신재생에너지원의 최소 가동율을 100%로 하여 상시 기동하는 것으로 가정 하였으며 계통 연계의 경우 모형이 갖고 있는 Net Metering 기능을 응용하였다. 계통 연계선 이탈시 발전원 모두 부하 추종을 하지만 계통 연계선 운영 시 발전원가 가 상대적으로 높은 GT는 거의 부하 참여를 하지 않았다.



<그림 2> 제주 전력계통 운영 모의 결과

2) 분석결과

모형의 민감도 분석 기능을 활용한 시나리오 분석 결과는 다음과 같다.

<표 3> 시나리오별 발전비용

구 분	경유 가격 (\$/L)	#6 OIL 가격 (\$/L)	연계선 용량 (MW)	COST OF ENERGY (원/kWh)
시나리오 1	0.406	0.244	150	71
시나리오 2	0.447	0.268	150	77
시나리오 3	0.487	0.293	150	84

주) 1\$=1,000원 기준

제주도 부하 운영에서 계통 연계선이 담당하는 부하는 총 수요의 39%를 점유하고 있으며 제주도 발전원가 공급

곡선상 기저 부하를 담당하는 기능을 수행하고 있다. 이때 제주도의 시장 가격은 71원/kWh로 중유발전원이 거의 결정하게 되고 신재생에너지원은 평균수요 이상 최대 수요 미만의 범위에서 시장 가치를 갖는다. 하지만 계통연계선이 이탈 시 기저부하는 중유발전원이 담당을 하고 시장을 형성하는 경유가격으로 말미암아 시장 가격은 상승하여 98원/kWh 부근에서 형성 되어 풍력에너지원은 지역적 특성으로 말미암아 시장에서 경제성을 갖게 된다. 물론 이러한 경제성은 양호한 풍속과 풍력자원의 간헐성으로 인하여 계통에 부정적인 영향(외란)을 주지 않는 용량범위 내에서 가능한 것이고 연계선의 이탈 여부와 관계없이 계통이 안정적으로 유지된다는 전제하에서 가정이다. 국내 모든 지역의 풍력자원이 동일한 가치를 갖는 것은 아니므로 풍속에 따라 민감한 결과가 전망되며 발전연료의 가격 상승은 기존 화력발전소의 발전원가를 상승시킴으로써 경제성 측면에서 풍력자원이 풍속 이외의 강점을 지니게 하는 고려요소라 하겠다.

### 3. 결 론

제주도에 소재한 신재생에너지원인 풍력설비의 실측운전 자료와 투자비를 바탕으로 시장가치 분석을 하였다. 풍력자원이 전력시장에서 갖는 가치는 발전된 에너지와 환경성에 기인하는 외부적 가치를 들 수 있겠으나 본 연구에서는 발전원가(Cost of Energy)를 중심으로 하는 에너지 시장가치에 중점을 하였는데 연평균 풍속 6.5m/sec의 조건하에서 제주도 풍력자원은 원/kWh의 원가를 발생하는 것으로 추산되었다. 이러한 가격은 계통선의 이탈 시 제주도 계통 시장가격을 형성하는 범위에 있음을 확인할 수 있었으며 Weibull k Valu의 불확실성과 제한된 모형의 기능으로 인한 연구의 한계는 신재생에너지원의 환경가치 평가 등 향후 추가 연구와 함께 보완이 필요하다.

#### [참 고 문 헌]

- [1] 한국전력거래소, 홈페이지 (<http://www.kpx.or.kr>)
- [2] 한국전력거래소 제주지사, 홈페이지 (<http://www.kpxj.or.kr>)
- [3] National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page (<http://www.nrel.gov>)
- [4] RETScreen International Home Page (<http://www.etscreen.net>)
- [5] 하정우, 김수덕; 대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성 분석, 에너지공학회 2005