

소규모 전력계통에서 풍력발전의 가치 분석

박 민혁¹⁾, 이 재걸²⁾, 윤 응범³⁾

Value Analysis Of Windpower Resource in Small Scale Grid

MinHyug Park, JaeGill Lee, YoungBeam Yoon

Key words : Windpower Generation(풍력발전), Value Analysis(가치분석), Small Scale Grid(소규모 전력계통), Power Market(전력시장), Market Price(시장가격), Economic Value(경제가치), Renewable Energy(신재생에너지)

Abstract : 신재생에너지의 효율 향상을 위한 시스템 개발과 병행하여 검토 되어야 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 가격예측을 위한 범용 소프트웨어들을 사용하여 에너지 시장 측면에서 풍력발전이 갖는 경제적 가치를 분석 하였다.

subscrip

COE : cost of energy (원/kWh)
CBP : cost base pool
SMP : system marginal price(원/kWh)

1. 서 론

기후체계에 대한 위협을 방지할 수 있도록 대기 중의 온실가스 농도를 안정화 시키기 위하여 채택된 기후변화 협약에 의거 의무강화를 위한 법적 장치인 교토의정서가 2005년 2월 발효가 되었다. 온실가스 배출량이 많은 우리에게만 범세계적 노력에 적극 대응한다는 의미에서 신재생에너지원 등 탄소 저배출형 기술개발에 적극투자하는 것이 정책방안의 하나로 중요하게 인식되어 활발하게 전개되고 있다. 이러한 경향을 반영하여 본 논문은 소규모 전력계통에 연계하여 운영 중인 풍력발전의 실적자료를 기반으로 풍력자원과 발전량을 시뮬레이션한 후 그 가치를 분석하였다.

2. 연구방법

소규모 전력계통의 풍력자원분석 모델은 국외에서 개발된 범용 소프트웨어인 HOMER, Fast-forward를 사용하였으며 에너지 시장 측면의 분석을 위하여 소규모 전력계통의 발전설비를 원별로 단순화 시켜 풍력발전이 시장에서 갖는 가치

를 분석하고 그 시사점을 도출하였다. 풍력자원과 타발전원과의 비교는 에너지 균등화비용(Levelized cost of Energy)을 적용 하였으며 발전원별 조합의 최적화와 민감도 분석을 실시하였다. 모델에서 사용한 COE(원/kWh)의 산정은 식(1)과 같다.

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - c_{boiler} E_{thermal}}{E_{prim,AC} + E_{prim,DC} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad (1)$$

$C_{ann,tot}$ = total annualized cost of the system [원/yr]
 c_{boiler} = boiler marginal cost [원/kWh]
 $E_{thermal}$ = Total thermal load served [kWh/yr]
 $E_{prim,AC}$ = AC primary load served [kWh/yr]
 $E_{prim,DC}$ = DC primary load served [kWh/yr]
 E_{def} = deferrable load served [kWh/yr]
 $E_{grid,sales}$ = Total grid sales [kWh/yr]

소규모 전력계통의 제약조건으로 연간 최대 부족용량(Maximum annual capacity shortage)을 "0"로 하였고 신재생발전원은 생산의 100%를

1) 전력연구원

E-mail : bluekite@kepco.co.kr
Tel : (042)865-5173 Fax : (042)865-5124

2) 전력연구원

E-mail : jaelry@kepco.co.kr
Tel : (042)865-5176 Fax : (042)865-5124

3) 전력연구원

E-mail : yunybon@kepco.co.kr
Tel : (042)865-5171 Fax : (042)865-5124

계통에 판매하는 Must Run으로 하였으며 연계선을 하나의 발전원으로 가정하고 기력, 복합, GT설비가 수요량에 따라 발전단가에 의거하여 계통에 연계하여 전력을 공급하는 것으로 구성하였다.

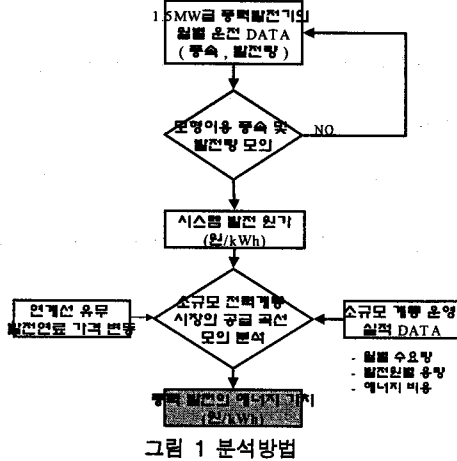


그림 1 분석방법

3. 풍력발전 자원 평가

3.1 소규모계통 설비

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

표 1 소규모 계통 발전설비 용량

발전설비	용량(MW)
연계선	150
기력	180
내연	80
복합	105
가스터빈	165
풍력 1	10
신재생	1
풍력 2	6
계	697

송전선로 규모는 154 kV 362 (c-km)이며 변전 용량은 1,761(MVA)이나 본 연구에서 송전손실 및 혼합잡 등은 고려하지 않았다.

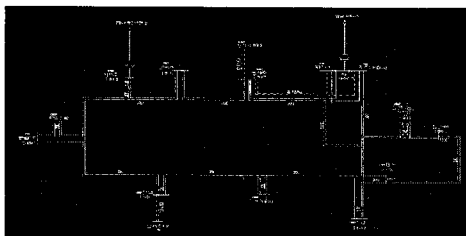


그림 2 소규모 전력계통도

계통운영 실적은 그림2에 나타난 바와 같이 2004년 11월 1일부터 2005년 10월 30일까지 시간별 제주도의 계통운영 실적을 참고 하였다. 기간 중 최대 전력 수요는 478MW이고 이때 예비율은 17%이며 평균 전력수요는 340MW 수준이었다. 시간별 부하 특성은 계통연계선의 일정한 공급과 기력 및 내연의 부하추중(A), 계통 연계선 미 운영에 따른 제주도내 발전설비만의 부하추중(B), 그리고 계통연계선과 제주도내 발전설비들의 공동 부하 추중(C)으로 나누어 볼 수 있는데 최대 부하가 발생한 시점에서 계통 연계선이 이탈되었을 경우를 가정하면 예비력은 약 10% 수준이었다.

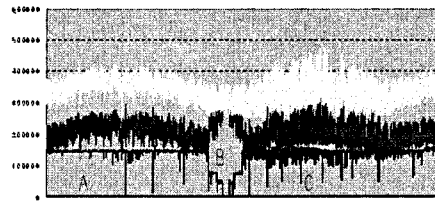
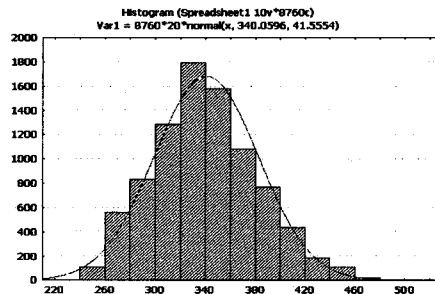


그림 3 소규모 전력계통 운영 실적

소규모 전력계통의 8760시간 부하는 최대 부하 478MW, 최소부하 249MW 평균부하 340MW이며 그 분포 특성은 그림 및 표와 같다.



Valid N	Mean	Min.	Max.	Std.Dev.
8760	340	249	478	41.55536

그림 4 소규모 전력계통 부하 분포 특성

3.2 풍력발전량 산정

3.2.1 풍력발전량 모의 전제

- 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 출력력을 참고하였다.

3.2.2 에너지 발생량 모의결과

시뮬레이션에 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 시뮬레이션 이용율은 27.9%로 약 0.4%의 오차가 발생하였다. Weibull k value "2"에 의해 확률적으로 나타난 결과 이용 가능시간은 6,558시간으로 연중 약273일이 운전 가능한 것으로 나타났다.

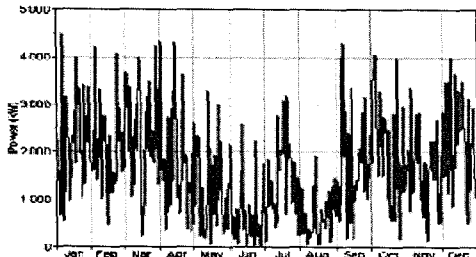


그림 5 풍력자원의 발전량 모의

3.3 풍력발전 비용의 시장 가치

모의된 풍력발전 에너지량을 이용하여 투자비를 감안한 풍력발전원가를 분석 하였으며 분석 결과는 그림 6과 같다.

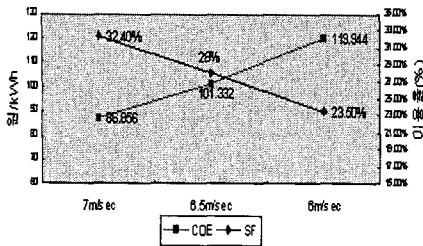


그림 6 풍력자원 이용율과 비용의 관계

평균 풍속 6.5m/sec시 발전원가는 101.332원/kWh로서 국내 평균시장 가격 55원/kWh를 감안하면 기저부하용 발전원과의 비용 경쟁에 있어서는 거리가 있으나 중간 및 첨두부하용 발전원과는 상당부분 경쟁이 가능한 가치를 갖고 있는 것으로 나타났다. 다만 변동성이 강한 풍속에 경제성이 크게 좌우되어 풍속 7m/sec시 86.85원/6m/sec시 119.99원/kWh으로 나타나 유효한 풍력자원의 확보가 풍력발전 경제성 측면에서 중요한 고려요소임을 확인할 수 있다. 발전원별 특성은 2004년 4월 전력시장의 소규모계통 발전원별 정격출력 기준 단가를 참고하여 가중평균 방법으로 100% 운전 시 효율 및 정격 출력 단가를 산정하

여 반영하였다.

- 일별 평균 발전량 : 7,612kWh/D
- 최대전력 : 478 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(55원/kWh)으로 반영하였으며 나머지 화력발전원은 정격출력 기준 단가를 적용하였다. 시뮬레이션은 연계선이 정상운전 시 발전원별 부하 추종을 시뮬레이션 하고 발전연료가 기준 가격에서 10%, 20% 상승할 때 발전비용 변화를 분석 하였는데 신재생에너지원의 최소 가동율을 100%로 하여 계통 연계는 Net Metering 기능을 응용하였다. 시뮬레이션 결과 소규모 전력계통의 운영에서 HVDC는 일정하게 전력을 담당하고 기력 및 복합발전이 부하 추종을 하는 양상을 보였으며 결과는 그림7과 같다

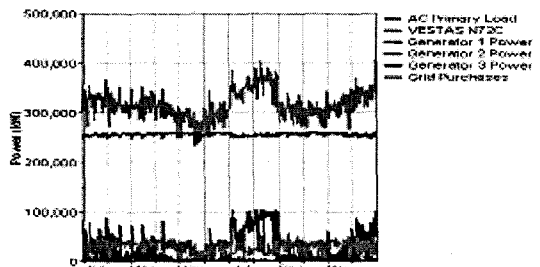


그림 7 소규모 전력계통 운영 모의 결과

소규모 전력계통의 부하 운영에서 계통 연계선이 담당하는 부하는 총 수요의 39%를 점유하고 있으며 제주도 발전원가 공급곡선상 기저 부하를 담당하는 기능을 수행하고 있다. 이때 제주도의 시장 가격은 93원/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.모형의 민감도 분석 기능을 활용한 COE 분석 결과는 표2와 같다.

표 2 시나리오별 COE

구분	경유가격 (\$/L)	#6 OIL 가격(\$/L)	연계선 용량 (MW)	COST OF ENERGY (원/kWh)
기준안	0.406	0.244	150	71
오일가격 10% 상승	0.447	0.268	150	77
오일가격 20% 상승	0.487	0.293	150	84

주) 1\$=1,000원 기준

소규모 전력계통에서 시장 가격은 육지의 SMP 가 약 55원/kWh인것에 비해 매우 높은 가격으로 결정되는 것을 EPRI의 가격결정 모델인 Fast Forward를 이용한 시뮬레이션을 통하여 확인 하였는데, 이는 육지계통에서 발전되는 상당량이 연료비가 저렴한 기저부하 설비인 유연탄과 원자력 인 것에 반해 소규모 전력계통의 발전설비는 주로 오일에 의존하기 때문에 상대적으로 시장 가격이 높게 된다. 주 연료인 경유와 #6오일의 가격이 ±10% 변한다고 가정 후 가격을 시뮬레이션 한 결과 표에서 보듯 오일 가격이 2005년 기준 가격 대비 10% 상승 시 시장 가격은 거의 풍력발전의 COE에 근접함을 알 수 있다.

표 3 소규모 전력계통의 SMP

Forecast (2005)	Oil 10% 상승 시	Oil 10% 하락 시
93.12원/kWh	100.85원/kWh	85.40원/kWh

풍력자원의 경제성은 양호한 풍속과 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 고려요소가 된다.

3.4 풍력발전의 회피비용

풍력발전 자원은 앞에서 살펴본 COE나 SMP뿐만 아니라 자원의 운영에 따른 회피비용을 감안하여 볼 수 있다. 소규모전력계통에서 전력의 수요 공급곡선은 그림8과 같이 A: 최소수요, B: 평균수요, C: 최대수요, D: 풍력발전의 COE로 나타낼 수 있다. 풍력발전 설비의 COE는 공급곡선상 복합발전 설비와 GT 설비의 공급 비용보다 낮은 가격에 위치하고 있으므로 설비의 운영에 따른 회피비용을 고려할 수 있는데, 풍력발전의 기준 COE를 101원/kWh으로 하고 그 비용을 복합발전의 비용으로 대체할 시 회피비용은 6.69원/kWh, 가스터빈으로 대체할 시 회피비용은 36.76/kWh이 된다.

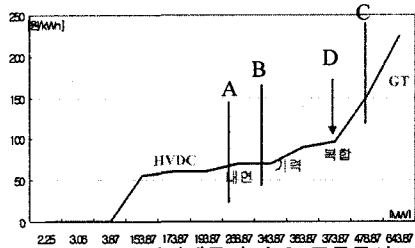


그림 8 소규모 전력계통의 수요 공급곡선

2005년 풍력자원에 위한 발전량은 소규모 계통 수요 총량의 1.22%인 38,495kWh였으며 이를 제3차 전력수급계획상의 배출계수를 적용하여 환산하면 15,300kg의 CO2 절감 효과를 발생하였음을 알 수 있다.

4. 결론

소규모전력계통 지역에 소재한 풍력설비의 실측운전 자료와 투자비를 바탕으로 COE 및 시장가격의 비교분석을 하였다. 발전원가(Cost of Energy)를 중심으로 하는 풍력자원의 에너지 시장 가치는 연평균 풍속 6.5m/sec의 조건하에서 101원/kWh의 원가를 발생하는 것으로 계산되었다. 이러한 가격은 오일의 가격이 2005년 기준대비 10% 상승 시 소규모 전력계통의 SMP에 근접한 결과이며 계통선의 이탈을 가정 시 제주도 계통 시장가격을 형성하는 범위에 있음을 확인할 수 있었다. 아울러 풍력자원이 갖는 가치는 에너지 비용측면 뿐만 아니라 환경성 등 외부적 가치를 반영한 회피비용측면에서도 고려할 수 있었다.

References

- [1] 한국전력거래소, 홈페이지 자료 (<http://www.kpx.or.kr>)
- [2] 한국전력거래소 제주지사, 홈페이지 자료 (<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] 산업자원부, 제3차 전력수급기본계획