

풍력발전사업 에너지생산량 산정 오차가 사업성지표에 미치는 영향 및 AHP를 이용한 중요인자 분석*

†김영경** · 장병만***

Influences of Energy Production Estimation Errors
on Project Feasibility Indicators of a Wind Project
and Critical Factor Analysis by AHP

†Youngkyung Kim** · Byungman Chang***

■ Abstract ■

Case studies are made to investigate the relationship between the accuracy of energy production estimation and project feasibility indicators such as rate of return on equity (ROE) and debt service coverage ratio (DSCR) for three wind farm projects. It is found out that 1% improvement in the accuracy of energy production estimation may enhance the ROE by more than 0.5% in the case of P95, thanks to improved financing terms. AHP survey shows that MCP correlation of measured in situ wind data with long term wind speed distribution and hands-on experiences of flow analysis are more important than other factors for more precise annual energy production estimation.

Keywords : Wind Project, AEP Estimation Error, Exceedance Probability, AHP

논문접수일 : 2013년 02월 13일 논문수정일 : 2013년 04월 04일 논문게재확정일 : 2013년 04월 23일

* 이 연구는 서울과학기술대학교 교내 학술연구비 지원으로 수행되었음.

** 서울과학기술대

*** 서울과학기술대 글로벌융합산업공학과

† 교신저자, mykairos@naver.com

1. 서 론

1.1 연구배경 및 목적

본 연구에서는 풍력발전사업의 에너지생산량 산정 오차수준과 주요 사업성지표인 자기자본수익률 및 부채상환능력의 관계를 살펴보고, 오차발생의 중요 요인을 파악하고자 한다. 사업성에 영향을 미치는 요인 중 총 투자비, 운영비용, 금융비용 등은 사업 개발 진행과 함께 상세설계를 통한 비용 산정, 경험적 운영비 추정 또는 전문업체와의 운영계약을 통해 확정할 수 있으며, 금융비용도 금융계약 체결과 함께 정해질 수 있으나, 에너지생산량은 자연현상인 풍속 변화에 따라 달라지며, 확률적 방법에 의한 추정만이 가능하다. 따라서 풍력발전사업 사업성의 가장 큰 불확실성 요인인 에너지생산량 추정오차로 인한 사업성지표에 미치는 영향을 고찰하고자 한다.

1.2 연구방법 및 범위

국내외에서 프로젝트 파이낸싱을 적용하여 건설하였거나, 기술적 재무적 타당성검토를 수행한 바 있는 3개 풍력발전사업에 대한 사례분석을 통해, 에너지생산량산정의 오차수준이 풍력발전사업의 주요 사업성지표에 미치는 영향을 분석한다. 실증 대상사업에 대해 재무모델을 구성하고, 민감도 분석을 수행하여 에너지생산량 오차수준에 따라 자기자본수익률과 같은 주요 사업성 지표에 미치는 영향을 분석하고, 계층 분석적 의사결정방법(AHP : Analytic Hierarchy Process)을 활용하여 오차발생의 중요 요인을 파악한다.

1.3 선행연구 및 실증분석 방법

국내의 선행연구를 통해 단기간 관측된 풍속과 기상 관측소의 장기풍속 상관관계를 고려한 풍력에너지 추정 방법과 이에 필요한 변수들의 확률모형이 제시된 바 있고[1, 2] 제주 한경 1.5MW 풍력발전시스템

대상의 성능시험을 통해, 풍력발전기 출력곡선의 비선형성이 연간발전량 추정의 오차수준에도 직접적으로 영향을 미치며, 특히 낮은 연 평균 풍속에서는 연간 발전량 추정의 불확실성이 10%~20%이상이 됨을 실증한 바 있다[3]. Taylor et al.[24] 연구는 측정-보정-예측의 순서로 행해지는 MCP(Measure-Correlate-Predict) 방법에 따라 풍속측정 데이터를 장기풍속분포 데이터와 보정하는 과정에서, 풍속분포 추정 오차가 연간 에너지생산량 오차수준을 결정하게 되는 가장 중요한 요인임을 밝히고 있다. Lange[17]은 풍속측정의 정확도를 평가하는 연구에서 풍속측정의 오차들이 비선형적 형태의 풍력발전기 성능곡선을 통해 연간 에너지생산량 산정의 오차로 확대되어 나타나는 점을 강조하고 있으며, Cox Cox and Harris[8]의 연구에서 몬테카를로 시뮬레이션과 같은 방법을 통해 그러한 오차들을 평가할 수 있다고 하여 권순덕[1, 2]의 연구와도 궤를 같이 하고 있다. 2005년에 출간된 IEC 61400-12-1[12]에서는 풍속측정을 위한 site calibration 절차 및 항목별 오차를 종합하는 방법에 대해 정리하고 있으며, IEC[11]와 Nielsen[20], Mellinghoff[19], RISØ의 Pedersen[21]의 연구에서 풍력단지의 지형적 불규칙성을 감안한 출력측정방법에 대해 고찰과, Pentalum[22]의 풍속측정기에 대한 연구 및 Claude[7], 풍력분야 전문 인증기관인 DEWI 그룹의 Spengemann[23]의 출력검증에 대한 문헌도 선행연구로 검토하였다. 초과확률(Probability of exceedance) 개념과 이를 활용한 풍력사업 프로젝트 파이낸싱의 민감도분석 방법에 대해서는 풍력발전 인증기관인 Klug[13~15] 연구를 참고하였고, 풍력발전사업에 대한 프로젝트 파이낸싱 절차, 지침과 실제 적용된 풍력발전사업에 대한 프로젝트 파이낸싱 조건들에 대해서는 UN환경 계획(UNEP) 및 세계은행 그룹의 국제금융공사(IFC) 지침서 및 유럽 풍력에너지협회인 EWEC를 통해 수집된 주요 유럽계 금융기관들의 풍력사업 프로젝트 파이낸싱 사례를 조사하였다. 프로젝트 파이낸싱의 일반적 소개는 장준호[6] 연구를 참고하고, 풍력발전사업 금융구조의 위험배분 형태는 Klug[16], UNEP

[25, 26], Ferrante[9], Harper et al.[10]의 연구를 참고하였다.

실증분석을 위해 국내에서 건설, 운영 중에 있는 2건의 풍력사업에 대해 사업성 검토단계에서 작성된 프로젝트 파이낸싱 재무모델, 풍속측정보고서를 검토하고, 필자가 외부 전문가들과 함께 사업성 검토를 수행한 바 있는 1건의 해외 풍력사업에 대한 사례를 통해 민감도 분석을 수행하였다. 불확실성 요인 분석을 위한 AHP 설문은 필자가 재직했던 회사의 풍력사업개발부서 임직원 및 풍력연구소 연구원, 에너지기술연구원 전문가 및 실증사례로 분석된 대상사업에 대해 타당성조사를 수행한 바 있는 전문가를 대상으로 조사하였다.

2. 풍속과 에너지생산량 추정 불확실성

2.1 풍력발전단지 에너지생산량 산정과정

풍력발전기의 출력은 풍속의 세제곱에 비례하며, 풍력발전기 출력곡선의 비선형성 및 제작과정의 품질편차로 인해 풍력발전기 출력오차는 확대된다. 풍속의 세제곱에 풍력발전기의 출력이 비례하는 것은 풍력발전기 날개 단면을 통과하는 공기운동 에너지를 계산하기 위한 풍속의 제곱 항에 추가하여, 날개단면을 통과하는 공기질량은 밀도×단면적×속도 형태로 속도항목이 포함되어 있기 때문이다. 따라서 풍속이 10% 증가되면 풍력발전기 출력은 30% 이상 증가하는 민감성을 지니고 있어 풍력발전의 사업성 분석에서 풍속의 정확한 측정이 더욱 중요하게 된다. 개별 풍력발전기의 에너지생산량은 풍속 분포에 따른 각 풍속에서의 발전기 출력과 누적풍속분포를 곱하여 합산한다. 풍력발전단지에서의 에너지생산량은 개별 풍력발전기의 에너지생산량을 합산한 값에서 풍력발전 단지 구성에 따른 풍력발전기배치에 따른 손실 및 전력케이블에서의 손실 등을 차감하여 산정한다.

2.2 풍속분포측정과 에너지생산량 산정 정확도

풍속측정을 위해서는 풍력발전단지를 건설하고자 하는 지역에 측정마스트를 세우고 1년 정도의 데이터를 수집하나, 풍력발전단지를 운영하게 되는 20년 ~30년의 기간 동안의 장기풍속분포 추정을 위해서는 여전히 짧은 기간이다. 단기측정치치를 보정하기 위해 인근 기상관측소에 장기간 축적된 기상자료를 사용하여 보정하는 것이 오류를 줄일 수 있는 가장 좋은 방법으로[1], 장기기상 데이터와 해당 사업부지에서 계측된 실측 풍속측정 데이터로부터 MCP(Measure-Correlate-Predict) 보정을 통해 장기풍속분포를 추정한다. ISO의 측정오차 표기지침(Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement)에서는 오차를 확률적인 신뢰도 형태로 표기하는 것을 권장하고 있고, IEC에서는[12] 측정대상의 오차항들을 서로 독립적이거나, 상관계수 1을 갖는 것으로 가정한 단순화된 모형을 적용할 수 있도록 하여 다양한 오차요인을 손쉽게 종합할 수 있도록 하고 있다.

본 논문의 실증분석사례 중 하나인 K풍력사업을 예로 하여 풍속분포 측정 및 장기풍속데이터와의 보정을 통해 연간 에너지 생산량 산정 오차수준을 계산하는 과정을 사업타당성 보고서로부터 요약하면 다음과 같다. 우선 해당 사업부지 지형 등의 영향을 종합한 풍속측정의 오차수준을 구한다. 풍속 측정의 오차는 측정기의 특성, 보정, 설치, 데이터

<표 1> 풍속추정의 불확실성 산정 사례

Error Source	Error in St. Deviation
Anemometer Calibration	1.5%
Anemometer Characteristics	0.5%
Mounting Error	1.0%
Data Recording	0.4%
Terrain Description	2.0%
Flow Modeling	5.0%
Long-term Correlation	2.5%
Total Uncertainty (Wind Speed)	6.2%

수집, 지형, 유동모형 및 인근 기상관측소의 장기 데이터와 보정하게 되며, 각 요인별 오차로부터 각 오차 요인이 상호 독립적인 것으로 근사하여 이를 각각 제공하여 합산한 후 양의 제곱근을 구하여 얻어 장기평균 풍속 추정오차를 산정한다. 이와 같이 산정된 K사업의 장기 평균풍속(Long term mean wind speed) 추정치의 오차를 표준편차로 나타낼 때 6.2%가 된다.

6.2% 풍속분포 측정오차를 하여 새롭게 추정된 풍속분포를 구한 후 해당사업 풍력발전기 출력곡선을 반영하여 에너지생산량을 산정하면 단순히 6.2% 감소된 평균풍속의 세제곱에 비례하는 $(1-(1-6.2\%)^3) = 17\%$ 보다 낮은 수준인 9.9%의 에너지생산량 감소량이 산정된다. 이는 풍속분포는 우편향된 비대칭 분포로 평균 풍속보다 높은 고풍속 빈도가 더 많기 때문이다. 풍력발전기 출력곡선의 오차는 제작 과정의 품질관리체계에 따라 상이하여 정량화하기 어려우나, 실제 사업에서는 풍력발전기 공급계약을 통해 보증된 수치를 기준으로 산정할 수 있다. K사업의 경우, 풍력발전기 공급계약을 통해 출력곡선 성능의 95%를 보장한 바, 출력곡선의 오차수준은 $5\% (= 1-95\%)$ 로 산정되며, 최종적으로 산정된 K사업 연간 에너지생산량 오차를 표준편차로 표현하면 $11.09\% = \text{SQRT}[(9.9\%)^2 + 5\%^2]$ 가 된다.

2.3 에너지생산량 추정과 초과확률

풍속분포는 우편향된 비대칭분포이나, 에너지생산량 추정과정을 반복적으로 독립시행하게 되므로, 반복을 통해 구해지는 연간 에너지생산량인 AEP (Annual Energy Production) 분포는 대수의 법칙에 의해 정규분포가 되는데, 광양만 풍력사업 사례와 해외실증연구 사례를 통해, 반복 시행하여 추정된 에너지생산량 분포가 대수의 법칙에 따라 정규분포를 따르는 것을 몬테카를로 시뮬레이션을 통해 확인한 바 있다[1, 2]. 독립적인 반복시행된 산정과정을 통해 정규분포로 추정된 AEP가 특정 확률수준 X를 초과할 확률을 $P(X) = PX$ 로 표기하고, 초과확

률(Exceedance Probability)이라고 한다. 초과확률이 50%인 P50의 연간 에너지생산량은 AEP 분포의 평균값이 되며, 초과확률이 90% 경우인 P90보다 낮은 수준의 에너지가 생산될 확률은 10%가 된다. 초과확률 XX% 경우의 AEP를 AEP@PXX라고 할 때, AEP@PXX는 엑셀프로그램의 내장함수로 누적정규분포의 역함수 값을 구하는 NORMINV를 이용하여 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$\text{AEP@PXX} = \text{AEP@P50} \times (1 - \text{표준편차} \times \text{NORMINV}(\text{XX}\%, 0, 1))$$

3. 실증 분석

3.1 실증사례 대상사업

풍력발전사업의 에너지생산량 산정이 자기자본 수익률 및 부채상환능력계수와 같은 주요 사업성 지표에 미치는 영향을 검토하기 위해 실제 프로젝트 파이낸싱이 적용된 <표 2>의 3개 사업을 대상으로 민감도 분석형태의 실증분석을 수행하였다. 실증분석을 위해서는 각 사업의 풍속측정 및 AEP 산정 과정을 포함한 해당사업의 타당성조사 보고서 및 프로젝트 파이낸싱이 적용된 재무모델을 확보해야 하나, 국내에서의 풍력발전단지 건설사례가 제한적이고, 자료 확보의 어려움이 있어 3개 사업으로 분석대상이 제한되었으나, 평균 풍속, 사업부지의 지형적 영향으로 인한 풍속추정 불확도, 총 투자비 수준 외에는 대부분 유사한 사업구조를 지니고 있어 타 사업에도 적용될 수 있다.

<표 2> 실증사례 분석대상 사업 개요

항목	K사업	Y사업	W사업
위치	한국	한국	동유럽
규모	98MW	40MW	250MW
현황	2005년 금융 약정, 운영 중	2005년 금융 약정, 운영 중	2010년. 타당성 검토

풍력사업에 대한 사업성 분석은 해당사업에 투입되는 총비용을 추정하고, 당해 사업으로부터 발생할 것으로 기대되는 총수입을 산정하여 금융조달구조를 반영한 원리금상환 및 수익배당 등을 고려한 건설 및 운영 전기간에 대한 현금흐름을 분석하는 재무모델을 작성하여 사업성을 검토하게 된다. 각 사업에 대해 기존의 사업조건을 그대로 유지한 상태에서 표준편차로 표현된 오차수준이 가상적으로 증가 또는 감소되었을 경우 사업성의 주요 평가지표인 사업주의 자기자본 투자에 대한 기대수익률과 자금조달가능성 지표인 평균 부채 상환 능력 계수(DSCR_AVG : Average Debt Service Coverage Ratio)에 미치는 영향을 고찰하여, 풍속측정 및 에너지생산량 추정의 정확도가 사업성에 미치는 영향을 살펴보기로 한다. 부채 상환 능력 계수인 DSCR은 상환 도래한 차입원리금 대비 당기의 영업성과로부터 창출되는 내부자금으로 상환할 수 있는 능력을 측정하는 지표이다. 이러한 분석을 위해, 프로젝트 파이낸싱이 완결된 한국의 K사업 및 Y사업의 경우는 프로젝트 파이낸싱에 적용된 재무모델을 기초로 분석하고, 동유럽의 W사업의 경우는 타당성조사를 위해 작성한 재무모델에 따라 분석하였다.

3.2 한국 K사업 사례

K사업은 산지에 위치한 대규모 단지임에도 불구하고, 장기간의 기상데이터 확보가 가능하여 연간 에너지생산량(AEP : Annual Energy Production) 산정치의 오차수준은 비교적 양호한 11.09%로 추정되었다. 본 사업에 적용된 재무모델의 여타 조건을 동일하게 유지하고 타당성 조사과정에서 산정된 AEP 표준편차를 중심으로 각각 2% 단위씩 민감도를 분석하여 부채상환능력 판단의 주요한 지표가 되는 자기자본 수익율(ROE : Rate of return on Equity) 및 평균 DSCR을 계산 정리하면 다음과 같다.

<표 3>에서 보는 바와 같이, K사업의 경우 평균 DSCR과 자기자본수익률은 표준편차 수준에 대해 선

형적으로 변화하여 표준편차 변화 1%당 평균 DSCR은 0.02정도, 자기자본 수익률은 약 0.43% 변화하는 것으로 계산되었다. <표 4>에서 보는 바와 같이, P95 초과확률 수준에서 표준편차가 1% 개선되면 평균 DSCR은 0.033, 자기자본 기대수익률은 0.523% 향상될 수 있다.

<표 3> 평균 DSCR 및 ROE 민감도-선형성 확인

K사업	DSCR_AVG@(P90-P50) /(표준편차×100)	ROE(%)@(P90-P50) /표준편차
7%	0.0244	0.4300
9%	0.0244	0.4287
11.09%	0.0245	0.4271
13%	0.0246	0.4256
15%	0.0246	0.4240
비고	수치는 각 사업조건 및 부채/자본 비율 등에 따라 상이할 수 있으나, 선형적인 경향을 지니는 것이 확인된다.	

<표 4> 평균 DSCR과 ROE의 단위 표준편차 민감도

K사업	P50	P75	P90	P95	P99
DSCR_AVG/ 표준편차 ¹⁾	0.000	0.013	0.025	0.033	0.049
ROE(%)/ 표준편차 ²⁾	0.000	0.224	0.419	0.523	0.737

주) 1) DSCR_AVG/표준편차 = (표준편차 7%에서의 평균 DSCR-표준편차 15%에서의 평균 DSCR) /((15%-7%)×100).

2) ROE(%)/표준편차 = (표준편차 7%에서의 ROE -표준편차 15%에서의 ROE)/(15%-7%).

3.3 한국 Y사업 사례

Y사업은 해안가 산지에 위치하고, 사업타당성 조사에서 추정된 평균풍속은 80미터 높이에서 7.1m/s로서 타당성조사 단계에서 표준편차로 산정된 에너지생산량 추정오차 14.01%를 기준으로 각각 2% 단위씩 K사업과 동일한 방법으로 민감도 분석하였다. <표 5>에 정리된 바와 같이 Y사업의 경우, 표준편차가 1% 개선되면, 평균 DSCR은 0.02정도, 자기자본 수익률은 약 0.44% 개선되는 것으로 나타난다.

<표 5> 평균 DSCR과 ROE 민감도-선형성 확인

Y사업	DSCR_AVG@(P50-P90) /(표준편차×100)	ROE(%)(P50-P90) /표준편차
10%	0.0221	0.4426
12%	0.0221	0.4402
14.01%	0.0221	0.4429
16%	0.0221	0.4457
18%	0.0221	0.4453
비고	수치는 각 사업조건 및 부채/자본 비율 등에 따라 상이하나, 선형적인 경향을 지니는 것이 확인된다.	

각각의 표준편차 수준에서 초과확률 변화에 따른 평균 DSCR과 ROE 변화추이는 K사업과 Y사업이 매우 유사하게 나타났다. 이는 K사업과 Y사업에 대한 금융조달이 비슷한 시기에 동일 사업주를 대상으로 동일 그룹의 금융기관들에 의해 진행된 바, 이들 금융기관이 부과하는 주요 금융조건이 매우 유사하게 적용되었기 때문으로 추정된다. 동 사업은 표준편차가 16% 경우와 18% 경우, P99 초과확률에서는 재무모델이 수렴하지 않는 것으로 나타났는데, 이는 재무모델에 오류가 없음에도 불구하고 입력변수 범위에 따라 미리 설정된 반복계산 횟수로는 수렴하지 못하는 경우가 발생한 것으로, P99 경우가 없더라도 표준편차 수준 변화에 따른 주요 사업성 지표의 추이 고찰은 무리가 없는 것으로 판단되며, <표 6>에서는 n/a로 표시하였다.

<표 6> 평균 DSCR과 ROE의 단위 표준편차 민감도

Y사업	P50	P75	P90	P95	P99
DSCR_AVG/ 표준편차 ¹⁾	0.000	0.012	0.022	0.029	n/a
ROE(%)/ 표준편차 ²⁾	0.000	0.225	0.449	0.527	n/a

주) 1) (표준편차 10%에서의 평균 DSCR-표준편차 18%에서의 평균 DSCR)/(18%-10%)×100.

2) (표준편차 10%에서의 ROE-표준편차 18%에서의 ROE)/(18%-10%).

<표 6>에서 보는 바와 같이 Y사업의 경우 표준편차가 1% 개선되면 P95 초과확률 수준에서 평균

DSCR은 0.029정도, 자기자본 기대수익률은 0.527% 정도 향상될 수 있는 것으로 산정되었으며, 이는 K사업에서 평균 DSCR이 0.033, 자기자본 기대수익률이 0.523% 개선되는 것과 매우 유사한 수치이다.

3.4 동유럽 W사업 사례

산지에 위치한 한국의 K사업 및 Y사업과 달리 동유럽의 W사업은 해안가 평지에 위치하고 있으며, 풍황조사, 계통연계 검토 및 주요 인허가가 완료된 상태의 사업으로 수백 메가와트 규모로 조성될 예정인 대형 풍력단지이다. 본 사업은 타워 높이 105미터에서 평균 풍속 8.0m/s인 우수한 풍력자원 여건을 지니고 있으나, 사업부지 소재국가는 구 소련연방 붕괴를 통해 독립한 나라로서 국가신용도가 취약하여 한국계 수출금융기관 단독으로는 투자 또는 대출이 되기 어려운 단점을 지니고 있었다. 따라서 동유럽 국가의 개발을 위해 창설된 EBRD와 같은 공적개발금융기관을 통한 자금조달을 전제로 사업성 및 자금조달 가능성을 검토하였으며, EBRD에서 프로젝트 파이낸싱 요건으로 통상 제시하는 자기자본 비율 30% 이상 및 P99 초과확률 수준에서 최소 DSCR이 1.0을 상회하도록 하는 상당히 보수적인 조건을 적용하여 재무모델을 작성하여 타당성을 검토하였다.

풍력자원에 대한 검토는 현장에 설치된 2개의 마스트에서 측정된 14개월 정도의 풍속 데이터를 기초로 1차 타당성 검토를 진행한 유럽계 전문기관의 검토결과를 검증하는 형태로 진행하였다. 산지에 위치한 한국의 K사업 및 Y사업의 경우 지형의 복잡성으로 인한 높은 난류수준 및 불규칙적인 유동분포와 달리 본 사업은 평지에 위치하여 계획된 사업부지 내에서 측정된 데이터는 양호하였으나, MCP(Measure-Correlate-Predict) 방법에 따른 장기간의 측정 데이터와의 보정에 필요한 인근 지역의 장기기상 데이터가 불충분한 점이 있어 종합적으로 산정된 표준편차는 산지에 위치한 한국의 K 및 Y풍력단지와 비슷한 13.6% 수준으로 추정되었다.

타당성 조사과정에서 산정된 표준편차를 중심으로 각각 2% 단위씩 표준편차가 개선되거나 높아지는 경우에 대해 평균 DSCR과 자기자본 수익률을 계산하면 <표 7>과 같다.

<표 7> 평균 DSCR 및 ROE 민감도-선형성 확인

W사업	DSCR_AVG@(P50-P90) /(표준편차×100)	ROE(%)(P50-P90) /표준편차
9.6%	0.0114	0.4952
11.6%	0.0048	0.5031
13.6%	0.0126	0.4906
15.6%	0.0184	0.4828
17.6%	0.0155	0.4855
비고	수치는 각 사업조건 및 부채/자본 비율 등에 따라 상이하나, 선형적인 경향을 지니는 것이 확인된다.	

W사업의 경우 P95 초과확률 수준에서 표준편차가 1% 개선되면 평균 DSCR은 0.055, 자기자본 기대수익률은 0.558% 정도 향상될 수 있는 것으로 산정되었다. W사업의 경우 P95 초과확률 수준에서 평균 DSCR의 민감도가 K사업 및 Y사업보다 높게 나타난 것은, EBRD의 보수적인 금융조건을 맞추도록 재무모델을 구성하였기 때문이다.

<표 8> 평균 DSCR 및 ROE 단위 민감도

W사업	P50	P75	P90	P95	P99
DSCR_AVG /표준편차 ¹⁾	0.000	0.005	0.020	0.055	0.181
ROE(%)/표준편차 ²⁾	0.000	0.260	0.474	0.588	0.852

주) 1) (표준편차 9.6%에서의 평균 DSCR-표준편차 17.6%에서의 평균 DSCR)/(17.6%-9.6%)×100).
2) (표준편차 9.6%에서의 ROE-표준편차 17.6%에서의 ROE)/(17.6%-9.6%).

3.5 에너지생산량 산정 정확도 개선 효과

사례분석을 통해 고찰한 3개 사업을 평균하여 볼 때 에너지생산량 정확도가 1% 개선되면 P90 경우는 0.447%, P95 경우는 0.546% 자기자본기대수익

률의 개선이 기대되는 바, 오차수준 1% 개선에 따라 자기자본기대수익률 향상 효용은 약 0.5%로 볼 수 있다. 풍력사업은 보통 20년의 운영기간을 전제로 사업성을 분석하게 되므로, 자기자본기대수익률 0.5% 차이가 20년 누적되면 납입자본금 대비 10% 정도 배당금액이 증가될 수 있다.

<표 9> 단위 표준편차에 대한 ROE 민감도

ROE/표준편차	P50	P75	P90	P95	P99
K사업	0.000	0.224	0.419	0.523	0.737
Y사업	0.000	0.225	0.449	0.527	n/a
W사업	0.000	0.260	0.474	0.588	0.852
평균	0.000	0.236	0.447	0.546	0.795

평균 DSCR의 경우, 사업현금흐름을 통해 대출 원리금을 상환하기 위한 재원수준을 판단하는 지표로 에너지생산량 추정 정확도 개선에 대한 평가 지표 보다는 자금조달 가능성에 대한 판단지표로 활용하는 것이 적절할 것이다.

<표 10> 단위 표준편차에 대한 평균 DSCR 민감도

DSCR_AVG /표준편차	P50	P75	P90	P95	P99
K사업	0.000	0.013	0.025	0.033	0.049
Y사업	0.000	0.012	0.022	0.029	n/a
W사업	0.000	0.005	0.020	0.055	0.181
평균	0.000	0.010	0.022	0.039	0.115

4. AHP를 활용한 불확실성 항목별 중요도 평가

4.1 AHP 기법 개요

AHP(Analytic Hierarchy Process)는 다수 대안에 대한 다면적 평가 기준을 종합하는 의사결정지원 방법의 하나로, 토머스 서티(Thomas Satty) 교수가 1980년에 제창하였고 계층분석법이라고도 한다. AHP는 경제, 경영, 국방, 정치 등의 여러 분야에서 복잡

하고 상호연관적인 사안에 대해 전문가들의 의견을 객관화시키는 수학적 의사결정모형으로 다음과 같이 단계적으로 수행된다.

- ① 관련된 의사결정 요소-기준을 명문화하여 계층적인 구조로 만들어 낸다.
- ② 의사결정 요소들 간의 쌍대비교로 판단자료를 수집한다.
- ③ 고유치(eigen-value) 방법을 사용하여 의사결정 요소의 상대적 가중치를 추정한다.
- ④ 평가대상이 되는 여러 대안들에 대한 종합순위를 얻기 위하여 의사결정 요소들의 상대적인 가중치를 종합화한다.

4.2 AHP 기법에 의한 항목별 중요도 평가

풍력발전단지를 개발하기 위해서는 최소 1년 이상 사업부지에서 풍속분포를 측정하는 것이 필요하나, 많은 개발업체들의 전문 인력 및 자금력 부족 등으로 인해 낮은 측정 마스트 사용, 측정 장비의 관리부실, 영점 보정 소홀 등으로 인한 데이터 품질 관리 미흡과, 상용 소프트웨어에 의존한 기계적인 AEP 추정으로 추정된 발전량의 신뢰도가 훼손되는 경우가 빈번하다. 에너지생산량 추정의 정확도 향상이 사업성 판단 및 투자 의사결정에 긍정적 영향을 미칠 수 있는 바, 산정과정 및 오차 요인들에 대한 중요도를 검토하여 높은 가중치를 지닌 요인을 우선적으로 개선하는 것이 필요하다. 다수 요인에 대한 요인별 중요도 평가를 위해 에너지생산량 추정 정확도에 영향을 미치는 풍속분포 추정의 항목들에 대해 AHP 기법을 활용하여 전문가 설문을 통해 가중치를 산정하였는데, 정보화지원사업과 관련하여 본 논문과 유사하게 AHP 기법을 이용하여 평가항목별 가중치 분석을 수행한 연구와[4], Delphi 기법을 활용하여 AHP 방법의 신뢰성을 높이고자 한 [5] 연구가 있다.

계층별 요인에 대해서는 다음 도표와 같이 K사업의 타당성조사에 적용된 오차요인별 구성항목을

기준으로 하여 설문조사 하였고, 설문을 기초로 분석된 가중치를 정리하면 다음 표와 같다.

<표 11> 풍속분포 추정 중요요인에 AHP 분석결과

항목	전체	경력 > 10년	경력 < 10년
Factor 1 : Measurement	0.286	0.217	0.344
Factor 1.1 : Calibration	0.449	0.343	0.538
Factor 1.2 : Type of Anemometer	0.276	0.343	0.239
Factor 1.3 : Mounting	0.243	0.289	0.217
Factor 2 : Elaboration	0.242	0.276	0.221
Factor 2.1 : Measurement	0.399	0.349	0.436
Factor 2.2 : Adjustmnt (Internal)	0.275	0.293	0.264
Factor 2.3 : Long Term Correlation	0.300	0.349	0.271
Factor 3 : Prediction Horizon	0.201	0.204	0.199
Factor 4 : Modelling	0.222	0.282	0.189
Factor 3.1 : Flow Modelling	0.446	0.424	0.462
Factor 3.2 : Wake Modelling	0.263	0.271	0.258
Factor 3.3 : Power Curve	0.264	0.271	0.260

AHP를 통한 항목별 중요요인 평가에서는 측정, 데이터 검증 및 유동해석을 통한 분석작업 전 과정의 중요도의 요인별 가중치에 큰 차이는 없으므로 나타났으나, 경력 10년 이상의 전문가 그룹일수록 측정 장비와 같은 하드웨어의 중요성 보다는 측정된 데이터의 보정 및 검토과정과 유동해석 모델링을 통한 해석과정에 더 큰 중요도를 부여하는 것으로 나타났다. 총 14건의 설문조사 중, 12건의 응답을 받고, 일관성 요건을 충족하는 10건의 회신을 기초로 정리하여 AHP 분석의 유의성에 한계가 있으나, 실무경력이 많을수록 풍력단지의 유형에 적합한 풍속계의 선정 및 장기 데이터와의 보정과 같은 경험적 요인을 실무경력이 짧은 그룹보다 상대적으로 더욱 중요하게 여기는 것으로 나타나서, 풍속분포 추정 및 에너지생산량의 정확한 추정을 위

해서는 하드웨어나 이론적 틀 외에 실무적 경험의 중요성에 대한 공감대가 형성되어 있음을 확인할 수 있었다.

5. 결론 : 의의 및 한계

본 논문에서는 프로젝트 파이낸싱을 통해 자금을 조달하여 건설한 2건의 사업과, 지역 및 시점은 다르지만 금융시장의 투융자 조건을 반영하여 재무적 타당성을 분석한 1건의 해외 사업을 대상으로 에너지생산량 산정 정확도 수준에 따라 자기자본 기대수익률과 평균 DSCR의 변화추이에 대해 초과확률에 대한 민감도 분석을 수행하고, AHP 기법을 통해 정확한 에너지생산량 산정에 있어서 중요한 요인을 파악하였다.

주요 사업성 판단지표인 자기자본 기대수익률은 초과확률 수준에 따라 비교적 일관된 민감도 경향을 보여, 금융기관의 투융자 심사를 위한 Worst Case 시나리오로 볼 수 있는 초과확률인 P95의 경우 오차수준 1% 개선에 따라 자기자본기대수익률은 약 0.5% 향상되는 것으로 사례분석 되었다. 이는 운영기간 20년을 감안하면 총자기자본의 10%에 해당하는 금액이다.

그러나, 국내사업 2건은 2005년에 금융조달을 완결하였고, 해외사업 1건은 2010년의 금융시장 여건을 기준으로 분석한 바, 분석시점이 상당한 차이가 있고 참여(예정)금융기관의 투융자 기준이 상이한 민간부문 시중금융기관과 공적개발금융기관의 사례가 혼재된 점과, 사업자료 확보의 어려움으로 인해 실증분석 대상사업이 3건에 한정되었으며, 풍속 측정의 실무 및 이론을 겸비한 전문가 그룹이 제한적이어서 AHP 분석설문 대상이 충분하지 않은 한계가 있다.

풍력발전단지 건설을 위해서는 최소 2~3년 전에 해당사업부지에서 1년 이상 풍속을 측정하고 것이 필요하나, 선행투자의 속성상 비용절감 등의 사유로 측정된 풍속 데이터의 정확도가 훼손되는 경우가 빈번하고, 측정 데이터를 기초로 AEP를 산정하는

전문 소프트웨어를 제대로 사용하기 위해서는 상당한 실무경험이 뒷받침되어야 하나 전문 인력이 부족한 실정이다. 사업성 분석 단계에서 풍속 데이터 정확성 부족과 산정된 AEP에 대한 낮은 신뢰도는 궁극적으로 대출금융기관의 보수적 민감도 분석 및 강화된 금융조건 적용을 통해 사업주의 기대수익률 저하로 귀결된다. 본 논문에서는 사업개발 초기 단계의 풍속측정 오차로 인한 재무적 영향과 개선요인을 제시함으로써 풍력발전사업에서 풍속 데이터 측정 및 AEP 산정의 의미를 고찰하고자 하였다.

참 고 문 헌

- [1] 권순덕, “단기 관측을 통한 풍력에너지 평가”, 「한국풍공학회논문집」, 제12권, 제3호(2008), pp. 165-171.
- [2] 권순덕, “Uncertainty analysis of wind energy potential assessment”, 「Applied Energy」, 제 87권(2010), pp.856-865.
- [3] 김건훈, 주영철, 김대호, “1.5MW 풍력발전시스템 출력 성능시험 및 불확실성 분석”, 「태양에너지학회논문집」, 제26권, 제4호(2006), pp. 63-71.
- [4] 김상훈, 최점기, “AHP 기법을 이용한 정보화지원사업 평가영역 및 평가항목별 가중치 분석”, 「한국경영과학회지」, 제32권, 제2호(2007), pp.123-140.
- [5] 송성환, 권성훈, 박진범, 홍순기 “Delphi를 사용한 AHP 방법론에 관한 연구”, 「경영과학」, 제26권, 제1호(2009), pp.964-971.
- [6] 장준호, “프로젝트 파이낸싱 기법에 관한 연구”, 건국대학교 국제대학원, 2000.
- [7] Claude, A., “Quantifying model uncertainty in complex terrain,” 2009.
- [8] Cox, M. and P. Harris, “Up a GUM Tree? Try full Monte!,” National Physical Laboratory, 2003.
- [9] Ferrante, G., “Wind Farm Project Finance :

- Financing and Technical Requirements- Models and Strategies for Public-Private Partnerships (PPP) : experiences from Italy and Bulgaria," 2007.
- [10] Harper, J.P., M.D. Karcher, and M. Bolinger, "Wind Project Financing Structures : A Review and Comparative Analysis," Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2007.
- [11] IEC, "61400-12-1 : Wind turbines-Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines," 2005.
- [12] IEC, "61400-12-1 First edition 2005-12," 2005.
- [13] Klug, H., A. Albers, and D. Westermann, "Power Performance Verification," Deutsches Windenergie-Institut.
- [14] Klug, H., *What does Exceedance Probabilities P90-P75-P50 Mean?*, 2006.
- [15] Klug, H. and M. Strack, *P50-P75-P90 How to reduce the financial Risks of a Wind Farm Project*.
- [16] Klug, H., *Contractual Issues Dealing with Energy Production Warranties*, Paper presented on the Global Wind Power conference, 2-5 April, 2002, Paris, France.
- [17] Lange, M., *Analysis of the uncertainty of the wind power prediction*, 2003.
- [18] Mekan, M.A., *Wind Power projects on project finance basis : Risk Allocation*, IFC, 2006.
- [19] Mellinghoff, H., *Wind Farm Power Performance Verification*.
- [20] Nielsen, M., H.E. Jorgensen, and S.T. Frandsen, *EWECC 2009*, Wind and wake models for IEC 61400-1 site assessment, 2009.
- [21] Pedersen, T.F., S. Gjenging, P. Ingham, J.K. Hansen, and H.K. Jorgensen, *Wind Turbine Power Performance Verification in Complex Terrain and Wind Farms*, Risø National Laboratory, Roskilde, 2002.
- [22] Pentalum, *SpiDAR Revolutionary Wind LiDAR*, 2010.
- [23] Spengemann, P. and V. Borget, *Review and analysis of wind farm operational data Validation of the predicted energy yield of wind farms based on real energy production data*.
- [24] Taylor, M., P. Mackiewicz, M.C. Browner, and M. Markus, *An Analysis of Wind Resource Uncertainty in Energy Production Estimates*, AWS Truewind, LLC, Windpower Conference, Paris, France, 2002.
- [25] UNEP, GEF, *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy projects*, 2008.
- [26] UNEP, SEFI, *Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects*, UNEP Summary document, 2004.