



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

碩士學位論文

풍력발전단지 개발 프로젝트의
순익 리스크 범위 예측



濟州大學校 大學院

風力工學部

風力機械시스템專攻

金 孝 貞

2015 年 2 月

풍력발전단지 개발 프로젝트의 순익 리스크 범위 예측

指導教授 許 鐘 哲

金 孝 貞

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함



金孝貞의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長

고경남



委 員

김방석



委 員

최정현



濟州大學校 大學院

2015 年 2 月

Net Profit Risk Range Prediction of A Wind Farm Development Project

Hyojeong Kim

(Supervised by professor Jong-Chul Huh)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the degree of
Master of Engineering

2015. 2.



This thesis has been examined and approved.

JEJU NATIONAL UNIVERSITY LIBRARY

Kyungnam KO

Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering

김보석

Thesis director, Bum-suck Kim, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering

홍기철

Thesis director, Jong-Chul Huh, Prof. of Mechanical Engineering

.....
Date

Faculty of Wind Energy Engineering

GRADUATE SCHOOL

JEJU NATIONAL UNIVERSITY

목 차

List of Tables	iii
List of Figures	iv
Abstract	vi
I. 서 론	1
1. 연구배경	1
2. 연구목적	2
3. 국내 풍력산업 현황	4
II. 연구 개요	5
1. 예비 타당성 분석 일반 절차	5
2. 경제성 평가	7
2.1 경제성 분석 조건	7
2.2 경제성 분석 기법	10
III. 분석 방법 및 AEP 예측	13
1. 연구대상 지점	13
1.1 관측지점	13
1.2 가상의 한동 사이트	15
1.3 사이트 풍황 분석	15
2. MCP를 이용한 AEP 예측	18
2.1 MCP 방법의 정의	18
2.2 Linear Regression MCP의 적용	19
2.3 Matrix MCP의 적용	20

2.4 Regression과 Matrix MCP 예측 결과 비교	20
2.5 풍속 데이터에 따른 추정 AEP	23
2.6 PoE에 따른 AEP 변화	24
IV. 고정 및 변동 SMP를 적용한 순익 추정	29
1. 고정 및 변동 SMP	29
1.1 고정 및 변동 SMP의 정의	29
1.2 제주 전력계통 현황	30
1.3 제주도내 풍력발전 설비 현황	31
2. 가중 평균 변동 제주 SMP 추정	33
2.1 제주-육지간 HVDC 연계	33
2.2 가중 평균 변동 제주 SMP 추정	34
3. 고정 및 변동 SMP 적용에 따른 현금흐름 변화	40
3.1 시간에 따른 추정 SMP 변화	40
3.2 경제성 분석 결과	41
3.3 NPV와 현금흐름	46
4. 민감도 및 편차 분석	51
4.1 민감도 분석	51
4.2 편차 분석	53
V. 결 론	55
참고문헌	57

List of Tables

Table 1 Electricity supply and wind farm installation plan in Jeju	2
Table 2 Input parameters for financial analysis	7
Table 3 Wind sensor specifications on met mast and AWS	14
Table 4 Wind characteristics from met mast and AWS	14
Table 5 Monthly mean wind speed at 60m above ground level	16
Table 6 Estimated wind speed using different MCP	21
Table 7 Comparison of Weibull distribution with measured wind data at Handong	21
Table 8 Statistics of estimation error	22
Table 9 AEP and mean wind speed of selected wind data	23
Table 10 PoE sensitivity case with various financial situations	26
Table 11 Installed power supply capacity of Jeju	30
Table 12 Wind power capacity of Jeju as of the end of 2013	32
Table 13 Total power supply generation record of Jeju for 2012,2013	32
Table 14 Applied SMP with cases	39
Table 15 NPV results	42
Table 16 IRR results	43
Table 17 B/C ratio results	44
Table 18 P/P results	45

List of Figures

Fig. 1(a) Domestic annual installed wind capacity for 1999–2013	4
Fig. 1(b) Domestic cumulative installed wind capacity for 1999–2013	4
Fig. 2 Overall process of wind resource assessment and financial analysis	6
Fig. 3 AEP estimation process of this study	8
Fig. 4 Process for economic feasibility analysis using estimated AEP	9
Fig. 5 Jeju Island of South Korea, met mast and AWS locations	13
Fig. 6 Artificial Handong wind farm area for this study	15
Fig. 7 Monthly mean wind speed at Handong for 2011	16
Fig. 8 Wind rose at Handong	17
Fig. 9 Weibull Distribution at Handong	18
Fig. 10 Comparison of wind direction frequency by different MCP methods with measurements	20
Fig. 11 Mean wind speed with estimated AEP	23
Fig. 12 Exceedance Probability of AEP example	25
Fig. 13 Comparison of PoE versus AEP estimation using MCP with one-year measurements	27
Fig. 14 PoE versus AEP estimation using max and min wind data	28
Fig. 15 PoE versus AEP estimation using all sort of wind data	28
Fig. 16 SMP fluctuation	29
Fig. 17 Rate of power source of Jeju	30
Fig. 18 Power source distribution of Jeju	31
Fig. 19 Power Systems of Jeju	33
Fig. 20 Base generation of electricity with fuel unit cost order in Jeju	34
Fig. 21 Case of Jeju SMP pricing	35
Fig. 22 Case of main-land SMP pricing	36

Fig. 23 Flow chart of variable Jeju SMP pricing	37
Fig. 24 Variable SMP compared to fixed SMP	41
Fig. 25 NPV results with various SMP cases	41
Fig. 26 IRR results with various SMP cases	43
Fig. 27 B/C ratio results with various SMP cases	44
Fig. 28 P/P results with various SMP cases	45
Fig. 29 Various NPV results of AEP P75	46
Fig. 30 Net cash flow of 2011 (Measured HD)	48
Fig. 31 Net cash flow of 15yrs MCP(R)	48
Fig. 32 Net cash flow of 15yrs MCP(M)	49
Fig. 33 Total net cash flow	50
Fig. 34 Net cash flow range of selected MCP results	50
Fig. 35 B/C Sensitivity analysis	52
Fig. 36 NPV Sensitivity analysis	53
Fig. 37 Maximum and minimum deviation of Wind speed, AEP, NPV	54



Abstract

In Handong on Jeju Island, South Korea, an investigation was carried out which looked at net profit risk ranges in wind farm development. Wind measurement data was collected over a one-year period in Handong, and reference wind data for a fifteen-year period for the same area was collected from a meteorological observatory at Gujwa. The measure-correlate-predict (MCP) method was applied to obtain long-term artificial wind data for Handong, in order to estimate variations in the annual energy production (AEP) and the net present value (NPV) which in turn helped determine the risk ranges. The AEP and the NPV were calculated under the assumption of having installed 15 units of a Vestas 2 MW wind turbine at the near measurement site. Various Probabilities of Exceedance (PoE) levels were predicted for both the AEP and the NPV in order to clarify the range of possible risk ranges.

The regression and matrix methods for MCP application were used to the one-year wind data, and variable SMP and weighted average variable Jeju SMP were applied for economic feasibility analysis. The results showed that a maximum NPV deviation was KRW 30,288 (Mil.won) at a probability of exceedance of 75% (P75), which meant there was deviation of 100 million won per year for each wind turbine. Other economic analyses (IRR, B/C ratio, P/P) were also conducted and studied for comparison.

A large sensitivity of C.F. and SMP occurred in B/C ratio and NPV. It means the way of estimation for AEP and SMP is very important for obtaining reasonable project economic analysis results. Moreover, the deviation in mean wind speed, the AEP, and the NPV were estimated assuming that the annual average wind speed varies in a cycle of fifteen years. The range of NPV variation was from -16.78% to +26.24% over fifteen years, which was greater than that of the corresponding variations for wind speed and the AEP. Accurate estimation of wind speed is the most essential part for minimizing the risk in wind farm development project.

I. 서 론

1. 연구배경

신재생에너지는 지속가능한 에너지 공급 체계를 위한 미래 에너지원으로서 에너지 공급 구조가 취약하고 수요 에너지의 96.4%를 수입에 의존하고 있는 우리나라로서는 반드시 개발하여야 할 과제이다[1]. 제2차 국가에너지 기본계획에 따르면 2012년 기준으로 1차 에너지 대비 보급 비중이 3.18%인 신재생 에너지 보급률을 2035년까지 11%로 높이는 것을 목표로 하고 있다[2]. 특히 우리나라는 전력 생산에서도 62%에 달하는 화석연료의 의존도를 낮출 필요가 있다[3].

제주도는 육지부와 격리된 도서 지역으로서 사용 에너지의 대부분을 육지부로부터 해상수송에 의존해야 하는 취약한 에너지 수급 구조를 안고 있으므로, 도민들이 주 연료로 사용하는 석유류는 지속되는 고유가 및 환경문제 등으로 지역 경제발전에 많은 부담 요인으로 작용하고 있다[4]. 제주특별자치도는 에너지 자주권 확립이라는 목표 하에 국가 기본 에너지 계획에 발맞추어 1990년대부터 신재생에너지원의 보급과 확산을 위해 풍력발전단지를 개발해 왔으며, 2020년까지 신재생에너지로 전력수요의 50%를 대체하고 2030년까지 100%를 대체하는 ‘카본프리 아일랜드 제주 바이 2030 (Carbon Free Island Jeju by 2030)’ 계획을 2012년 5월에 발표했다. 2014년 11월 현재 제주의 전체 풍력 설비용량은 약 110MW이고 앞으로 제주도는 2030년까지 총 육상풍력 300MW, 해상풍력은 2GW 설비용량을 목표로 육·해상 풍력발전단지 개발을 추진하고 있다[5].

다음 Table 1은 산업통상자원부 「제6차 전력수급기본계획(2013)」과 제주특별자치도 「제주특별자치도 풍력발전종합관리계획(2012)」에 근거하여 앞으로 제주에 건설 예정인 전체 계통 설비용량과 풍력발전 설비용량을 나타낸 것이다. 현재 진도-제주 간 제2 연계선은 시운전 중에 있고, 제3 연계선은 2017년에 건설될 예정이다[6]. 이러한 육지와 제주 간 전력 연계선을 통한 전력수급 설비 계획은 제주 SMP(System Marginal Price, 계통한계가격) 결정에 많은 영향을 미치게 될 것이

고, 현재 가격보다 하향될 것으로 전망된다.

Table 1 Electricity supply and wind farm installation plan in Jeju

Year	Supply Plan			Wind Farm Installation Plan	
	Capacity (MW)	Installation lists	Capacity change (MW)	Installation capacity (MW)	Accumulated capacity (MW)
2012	740	Namjeju Diesel power	-40	-	107
2013	940	HVDC #2	200	186	293
2014				54	347
2015				267	614
2016				-	614
2017	1140	HVDC #3	+200	116	730
2018		Jeju GT	-55	300	1030
2019				320	1350

제주대학교 중앙도서관
 JEJU UNIVERSITY LIBRARY
 (Source : MOTIE, Jeju Special Self-Governing Province)

2. 연구 목적

대규모의 풍력발전단지 개발 프로젝트는 미래에 발생할 편익과 비용의 예측이라는 큰 불확실성을 포함하고 있으며, 이는 프로젝트가 큰 리스크를 가지고 있다는 것과 동일한 의미이다. 따라서 풍력발전단지 개발 프로젝트의 타당성 평가에 있어서 리스크 요인을 예측하는 것은 필수적이다. 프로젝트 리스크는 ‘불확실한 사건 또는 조건이며, 만약 발생하면 프로젝트 목표에 긍정적 또는 부정적 영향을 줄 수 있는 것’으로 정의 된다[7]. Cunbin-Li 외[8]는 풍력발전단지 개발에서의 예측되는 리스크 요인들로 AEP(Annual Energy Production, 연간 에너지 발전량), 풍력 발전 시스템 비용, 재무 설계 조건들과 정책적인 영향 등을 꼽고 있다.

본 연구의 목적은 국가적 정책 흐름과 지역의 발전적 요구에 발맞추어 지속적으로 개발되고 있는 제주의 풍력발전단지에 초점을 맞추고, 변화하는 지역적 상황을

고려한 풍력발전단지 개발 프로젝트의 경제적 타당성을 다음과 같이 평가하는 것이다.

1) AEP를 예측하는 MCP(Measure-Correlate-Predict, 측정 상관 예측) 방법을 선택한다.

2) 제주지역에 적합한 변동 제주 SMP의 추정 결과를 적용한 타당성 결과를 비교·분석한다. 이를 통해 도출된 경제성 분석 결과를 바탕으로 사업 수익의 리스크 범위를 제안한다.

풍력발전단지 개발 프로젝트의 타당성 평가는 기본적으로 편익과 비용을 예측함으로써 발전단지 운영기간에 대한 순익을 분석하여 투자 여부를 결정한다. 앞서 언급된 리스크 요인들 중에서 사업 편익 예측의 기본이자 핵심은 정확한 AEP의 예측이다. 따라서 AEP를 예측하는 과정에서 장기 풍황 예측을 위해 사용하는 MCP 방법에 따라서 타당성 결과에는 어떠한 영향을 미치는지 알아보았다. MCP 기법의 종류는 여러 가지가 있으나 본 연구에서는 Linear Regression(선형 회귀법), Matrix MCP 두 가지를 장기 풍속 예측에 각각 적용하였다.

또한, 발전단지 풍황 분석을 통해 예상되는 AEP를 수익으로 환산하기 위해서는 SMP를 시간당 발전량에 곱해야한다. 그런데 SMP는 시간대별 발전량, 전력수요 등 많은 요인에 따라 시간 단위로 변동됨에도 불구하고 다수의 풍력발전단지 경제성 분석에서 발전단지 운영기간에 해당하는 20년에 대해서 고정된 SMP 값으로 적용하여 실시하여왔다. 이는 장기간 고정된 SMP를 적용하는 경우에 편익이 과도 예측 혹은 과소 예측 될 수 있다는 문제점이 발생한다[9].

따라서 발전단지 수명기간 동안 고정된 SMP를 적용한 경우와 예측된 제주 변동 SMP를 적용한 경우의 타당성 결과를 분석하였다. 변동 제주 SMP를 예측하기 위해 제주의 계통한계가격인 SMP가 2010년 전국과 분리된 점, 제6차 전력수급기본계획에 따라 2017년 제주와 육지부(제주를 제외한 전국)사이 제3연계선(HVDC #3)의 건설 추진에 초점을 맞추어 이에 따른 제주의 변동하는 SMP를 예측하고 분석에 적용하였다.

3. 국내 풍력산업 현황

2013년 4월 기준, 국내 풍력발전 누적설치 용량은 483 MW로 전 세계 풍력 설비용량의 0.17%를 차지하고 있으며, 베스타스사의 설치용량이 281 MW로 전체 설비용량의 56.9%를 차지하고 있는 것으로 조사되었다. 국내 기업들은 현대중공업 27.6 MW, 한진산업 21 MW, 두산중공업 21 MW 순으로 국내 풍력산업 초기에는 주로 외국산 제품이 설치되었으나, 점차 국내 풍력 발전기의 설치 량이 늘어나고 있는 추세이다[10].

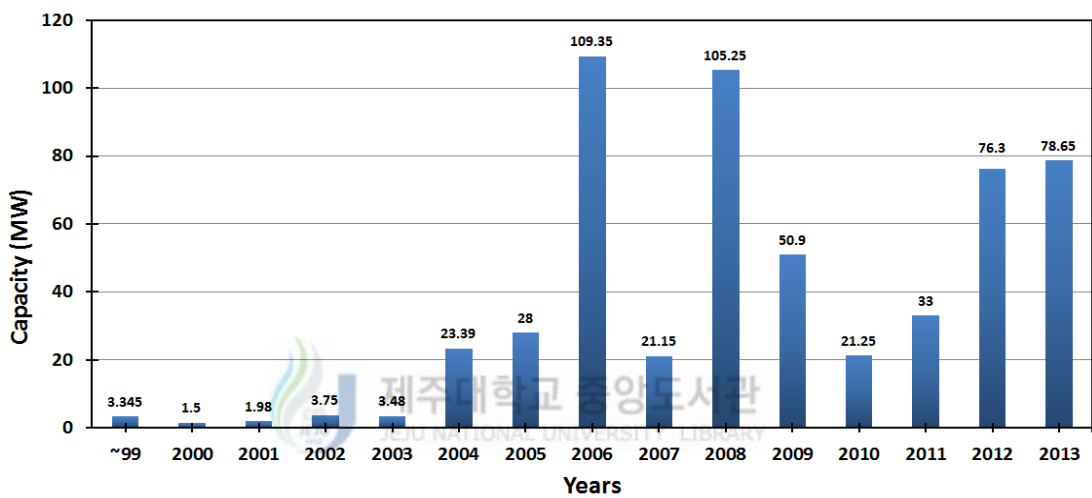


Fig. 1(a) Domestic annual installed wind capacity for 1999-2013

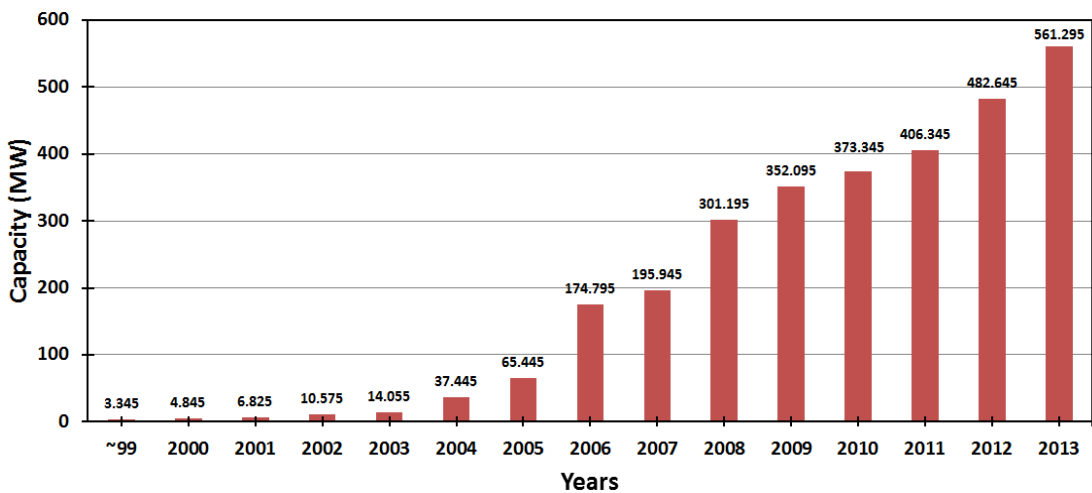


Fig. 1(b) Domestic cumulative installed wind capacity for 1999-2013 (Source: KWEA)

II. 연구 개요

1. 예비 타당성 분석 일반 절차

Fig. 2에 나타낸 바와 같이, 일반적인 풍력발전단지 개발의 예비타당성 평가 과정은 크게 다음 7단계로 이루어진다.

- 1) 예비 평가
- 2) 사이트 풍황 자원 실측
- 3) 공간 외삽
- 4) 장기 풍황 예측
- 5) 연간 에너지 발전량
- 6) 불확도 분석
- 7) 경제성 분석



예비 타당성 평가는 풍력발전단지 개발 프로젝트의 실행 가능 여부를 사전에 평가하기 위한 기초 및 핵심 단계로써 후보 발전단지의 풍황 자원 평가 및 AEP 예측을 통해 경제성 분석을 실시하는 중요한 단계이다. 후보지의 예비 평가를 통해 사이트의 풍황 자원이 개발에 적합하다고 사료될 경우에는 좀 더 구체적인 풍황 자원의 평가를 위해서 실측을 수행한다. 일반적으로 1년 혹은 그 이상의 충분한 기간의 풍황 데이터를 확보하도록 한다. 확보된 실측 지점의 풍속 데이터를 후보 발전단지의 공간으로 외삽하고, 이후에 복수의 참조 데이터와의 MCP 분석을 통해 후보 지점의 장기 풍황 예측을 한다. 참조 데이터는 장기간의 데이터여야 하며 다양한 출처에서 획득할 수 있는 재해석 데이터도 가능하다. 장기 풍황 예측이 완료되면 다양한 발전기의 파워커브에 대응하여 AEP를 예측하고 예측된 AEP의 불확도를 산정한다. 풍황 자원 평가를 통해 도출된 결과는 경제성 분석의 입력 값이 되고 다양한 방법을 적용하여 프로젝트를 평가하게 된다[11].

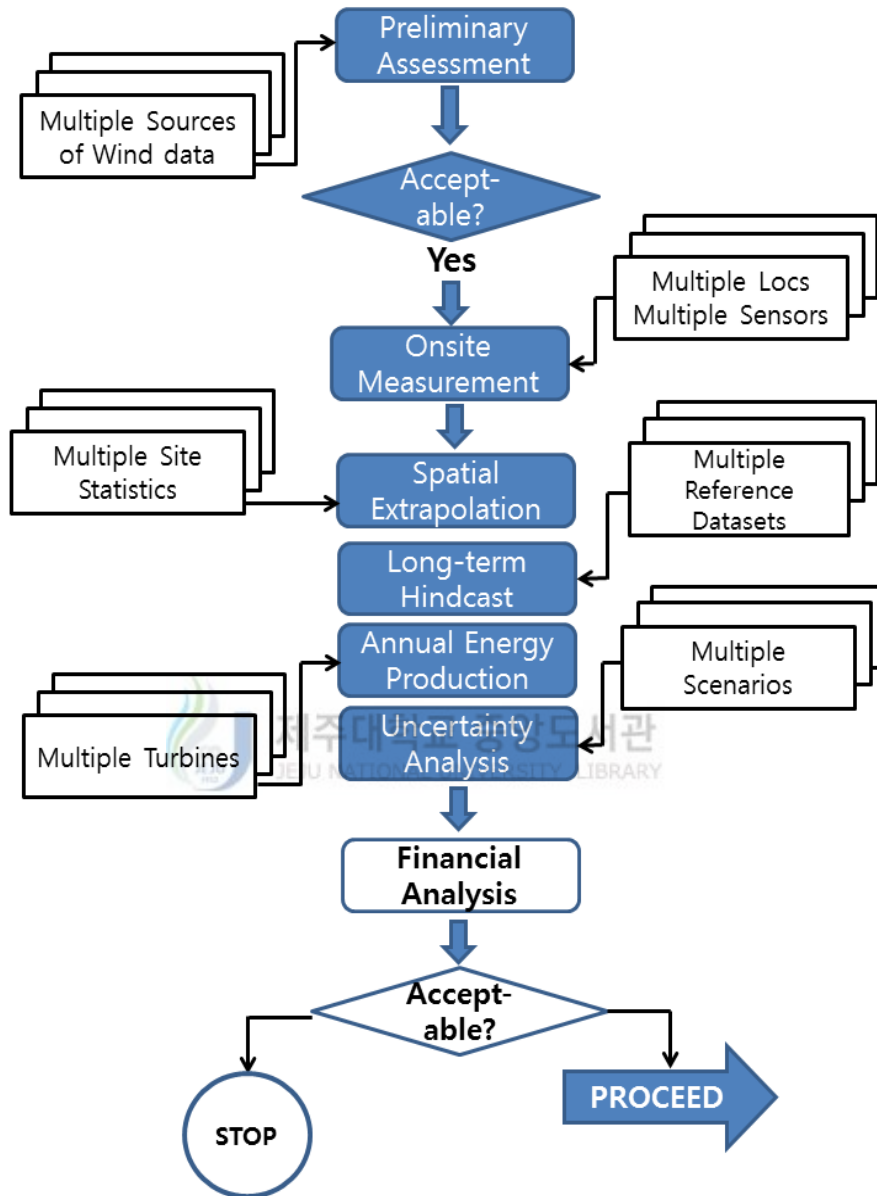


Fig. 2 Overall process of wind resource assessment and financial analysis [11]

2. 경제성 평가

본 연구에서는 선정된 후보 사이트에 가상의 풍력발전단지에 대한 경제성 평가를 실시하도록 한다. 후보 사이트의 실측 풍황 자원 평가를 통해 AEP를 예측하고, 다음 Table 2의 경제성 분석 가설 조건들을 경제성 지표 산출 식에 적용한다.

2.1 경제성 분석 조건

Table 2 Input parameters for financial analysis

Input parameters		Assumption
Initial investment cost		65,136 (Mil.won)
Installed capacity		30 (MW)
Wind turbine model		Vestas V80 - 2MW
Annual O&M cost		164 ~ 205 (KRW/kWh) (3% of annual escalation rate applied)
Annual taxation cost	Corporate tax	20 (Mil.won) + 20% of the net profit exceeding 200 (Mil.won)
	Local tax	10% of corporate tax
Discount rate		6%
Depreciation		Straight line method
AEP (MWh)		Scenario Analysis 1 (Refer to Fig. 3)
Jeju SMP		Scenario Analysis 2 (Refer to Fig. 4)

1) 분석 조건의 설정

본 연구에서는 20년의 풍력 발전단지 운영기간을 전제로 경제성 분석의 대상 기간을 2015년부터 2034년까지로 설정하였다. 경제성 분석을 위한 현가와 계수의 산정에 필요한 할인율은 3년 만기 국고채 금리 2.6%에 가산금리 3.4%를 적용한 6%를 적용하였다. 제주 육상 풍력 발전단지의 초기 투자비용 예측 값은 타 발전단지의 예측 비용과 총 설비 용량을 해당 분석에 적용하였다[12]. 가상 풍력 발전단지의 설비 발전기 모델은 V80-2.0MW, 15기 총 30 MW의 설비용량으로 구성하였다.

연간 유지보수 비용의 경우에는 「Wind Energy -The Facts」에 제시된 1.2~1.5¢/kWh를 한화로 환산한 금액을 적용하였다[13]. 법인세의 경우 현행 법인세법 제55조에 의거하여 2억원 초과 200억원 이하의 소득에 대해서 2000만원 + (2억원 초과금액의 20%)를 징수하고, 법인세의 10%를 지방세로 가산하여 적용하였다. 감가상각의 경우는 풍력발전 설비의 경제수명 기간을 20년으로 적용한 정액법으로 잔존가가 초기 투자비의 0이 되도록 하였다.

2) 분석 방법

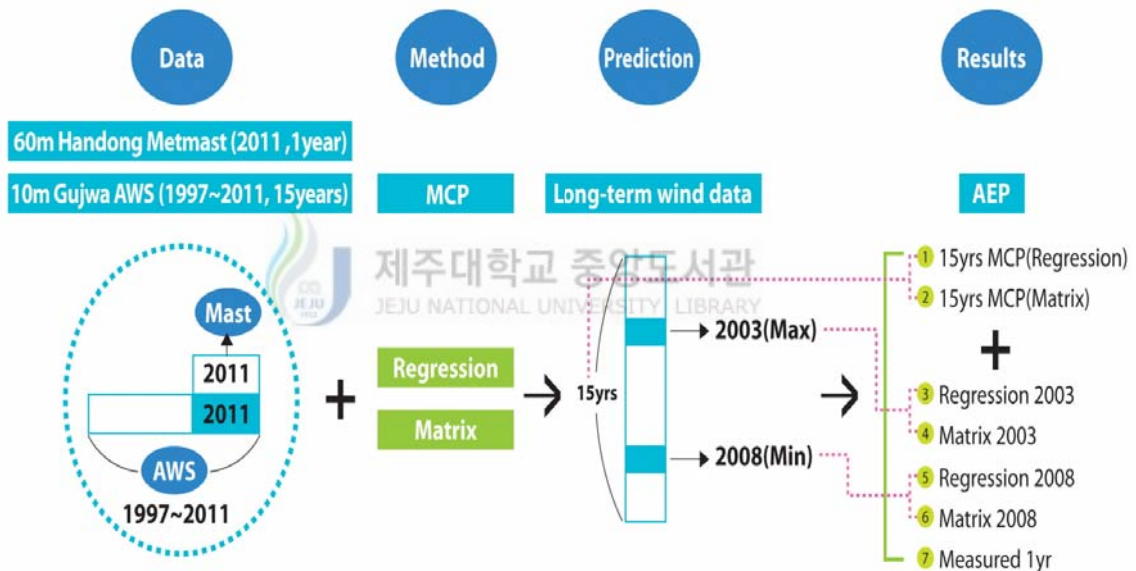


Fig. 3 AEP estimation process of this study

Fig. 3은 MCP를 적용해 본 연구에서 풍속 데이터별로 AEP를 예측하는 과정을 나타낸 것이다. 장기 및 단기 데이터를 이용해 AEP를 예측하는 경우에 최종 사업 타당성 평가에 어느 정도의 영향을 끼치는지 알아보기 위해서 각 풍속 데이터 별 AEP를 예측하였고 다음과 같다. 15년의 장기간 AWS 데이터와의 MCP 적용을 통해 예측한 AEP, MCP법을 통해 예측된 장기간 풍속 데이터에서 최대(2003년)와 최소(2008년)의 평균 풍속을 나타내는 해의 1년 단기 데이터를 적용해 예측한

AEP, 사이트의 풍황 측정 마스트 실측 1년(201년) 단기 데이터로 예측한 AEP까지 총 7가지 경우의 AEP 결과를 경제성 분석에 적용하였다. 또한, 경제성 분석에 있어서 초기 투자비용 다음으로 사업 타당성 결과에 큰 영향을 미치는 SMP를 다음의 고정 및 변동 SMP의 값으로 예측한 후 경제성 분석을 실시하였다[9].

본 연구에서 예측된 AEP를 적용해서 경제적 타당성 분석 결과를 도출하는 과정을 간단히 그림으로 나타내면 다음 Fig. 4와 같다.

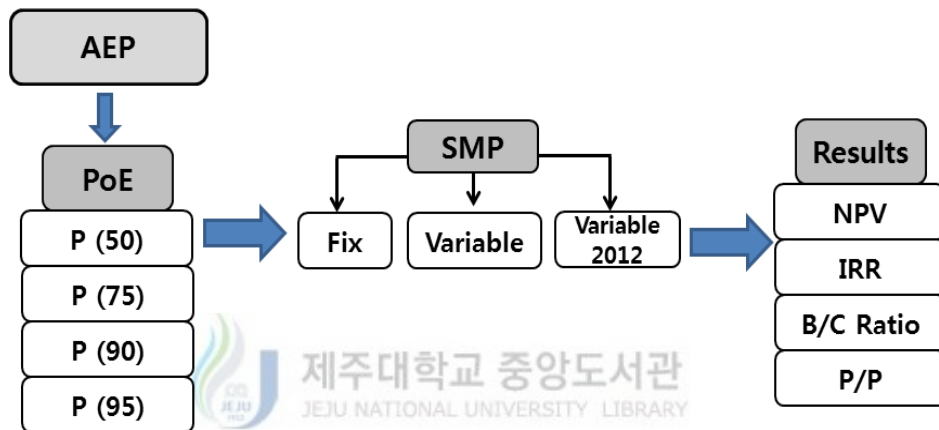


Fig. 4 Process for economic feasibility analysis using estimated AEP

7가지 경우의 AEP 예측 값은 MCP 방법에 따라 예측된 풍속 데이터를 기준으로 분류하여 예측하였고, 이를 통해 예측된 AEP를 PoE(Probability of Exceedance, 초과확률)에 따라 재분류하였다. 또한, 전기 판매 가격인 SMP를 20년 발전단지 운영 기간 동안 변하지 않는 고정 SMP와 연간으로 변동하는 변동 SMP로 분류하였다. SMP 예측과 관련한 내용은 제4장에서 구체적으로 다루도록 한다. 이렇게 7가지 경우의 AEP를 PoE에 따른 값으로 각각 도출하고, 예측된 AEP에 3가지 SMP를 적용한 가상 풍력발전단지 개발 프로젝트의 순익 범위를 알아보았다.

2.2 경제성 분석 기법

앞에서 예측한 비용과 편익 조건을 이용하여 풍력 발전사업의 경제성 분석을 수행하도록 한다. 사업의 타당성을 합리적으로 예측하기 위해 경제성 판단 시 가장 보편적으로 사용되는 NPV(순 현재가치), IRR(내부수익률), B/C ratio(편익-비용 비율), P/P(회수기간 법)을 사용하였다[14,15].

1) NPV (Net Present Value : 순 현재가치)

순 현재가치는 투자 사업의 전 기간에 걸쳐 발생하는 순편익의 합계를 현재가치로 환산한 값으로서, 순 현재가치가 양의 값으로 나타나면 사업 종료 시에 양의 수만큼의 수익을 얻었다고 할 수 있으며, 관련 식은 다음 식(1)과 같다.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (1)$$


t : 시점

C_t : t 시점의 현금흐름

C_0 : 초기 투자비

n : 투자안의 내용 연수

r : 할인율

2) IRR (Internal Rate of Return : 내부수익률)

내부수익률이란 투자 사업이 원만하게 진행된다는 전제하에 기대되는 수익률로서 투자사업의 전 기간에 걸쳐 발생하는 편익의 현재가치와 비용의 현재가치를 일치시켜 순 현재가치가 영(零)이 되게 하는 할인율로 계산된다. 따라서 내부수익률이 사

회적 할인율보다 크면 일반적으로 경제성이 있다고 판단하고 있으며, 관련 식은 다음 식(2)와 같다.

$$IRR : \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad (2)$$

3) B/C ratio (Benefit/Cost ratio : 편익/비용 비율)

편익/비용 비율은 총 편익과 총 비용의 할인된 금액의 비율 즉, 장래에 발생될 비용과 편익을 현재가치로 환산하여 편익의 현재가치를 비용의 현재가치로 나눈 값을 의미한다. 편익-비용 비율 값이 1보다 크면 경제성이 있다고 볼 수 있으며, 관련 식은 다음 식(3)과 같다.

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

B_t : t 시점 편익의 현재가치

4) P/P (Payback/Period : 회수기간 법)

회수기간 법은 사업의 시작으로부터 발생하는 현금흐름에 기초하여 프로젝트에 소요된 총 투자비를 모두 회수하는데 걸리는 연단위의 기간을 나타내는 방법이다. 이를 통해서 초기 투자비가 회수되는 기간이 얼마나 걸리는지를 대략적으로 환산할 수 있게 된다. 회수기간을 산출하는 식은 다음과 같다.

$$P/P: \text{Accumulated liquidity}(n) = \sum_{i=0}^n cf(i) \quad (4)$$

$cf(i)$: 누적 현금흐름이 0이 되는 세후 순익



III. 분석 방법 및 AEP 예측

1. 연구대상 지점

1.1 관측 지점



Fig. 5 Left: Jeju Island, South Korea, right: met mast and AWS locations

Fig. 5는 본 연구를 위해 연구 대상의 사이트로 선정된 제주시 구좌읍 한동리를 나타낸다. 제주시 동쪽 해안가에 위치하고 있으며 60m 높이의 한동 기상탑과 기상탑에서 직선 남동쪽 방향으로 약 3km 떨어진 지점에 위치한 구좌 AWS (Automatic Weather System, 무인 자동 기상 관측 시스템)의 위치를 함께 나타내었다. 동쪽으로 바다 해안가에 인접하고 있으며 산림이 거의 우거지지 않은 매우 평탄한 지형이다.

60m 높이의 한동 기상탑과 10m 높이 구좌 AWS의 기본 관측 정보는 다음 Table 3과 같다. 두 지점의 측정 풍속계와 풍향계는 같은 타입이 사용되었으며 측정 정확도는 AWS보다 마스트가 조금 더 높다.

Table 3 Wind sensor specifications on met mast and AWS

Items	Met mast at Handong		AWS at Gujwa	
	Anemometer	Wind vane	Anemometer	Wind vane
Model	NRG #40	NRG #200P	WM-IV-WS	WM-IV-WS
Type	3 cup	Potentiometric	3 cup	Potentiometric
Measuring range	1 ~ 96 m/s	0 ~ 360°	0 ~ 70 m/s	0 ~ 360°
Threshold	0.78 m/s	1 m/s	0.3 m/s	0.5 m/s
Accuracy	The range of wind speed 5~25 m/s : less than 0.1 m/s	< 1%	The range of wind speed 0~10 m/s : less than 0.3 m/s, Over 10 m/s : less than 3%	< ±5°
Operation temp.	-55 ~ +60°C	-55 ~ +60°C	-40 ~ +80°C	-40 ~ +80°C

Table 4에는 한동 기상탑과 구좌 AWS에서 취득된 바람 데이터의 주요 정보를 나타내었다. 두 데이터 모두 충분한 데이터 복구율을 보이고 있으며, AWS 장기 관측 데이터의 경우 MCP 방법을 적용하기에 충분한 기간의 데이터를 확보하고 있다 [16].

Table 4 Wind characteristics from met mast and AWS

Items	Met mast wind data	AWS wind data
Measurement period	One year (2011)	15 years (1997 ~ 2011)
Mean wind speed (m/s)	7.3	4.0
Prevailing wind direction	NNW	NW
Wind power density (W/m ²)	457.6	95.7
Data recovery rate (%)	98.9	98.2

1.2 가상의 한동 사이트

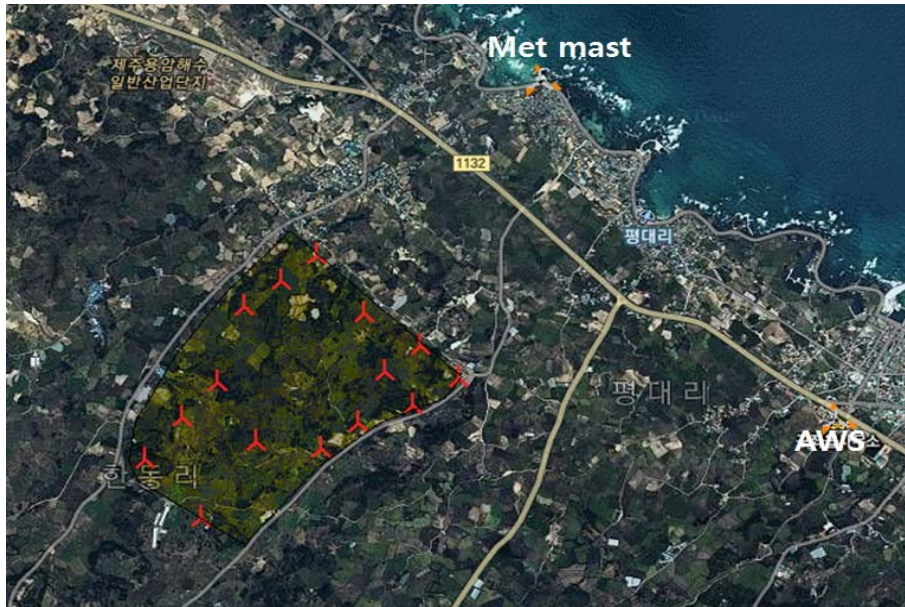


Fig. 6 Artificial Handong wind farm area for this study

Fig. 6은 한동리 일대에 위치한 가상 풍력 발전단지의 위치와 범위를 나타낸 것이다. 가상의 발전단지는 한동 마스트로부터 남서방향으로 직선거리 약 1.5km, 구좌 AWS에서는 북서방향으로 직선거리 약 2km 정도 떨어진 곳에 위치한다. 가상 발전 단지에 V80-2.0MW 발전기 모델을 15기로 구성하여 총 설비용량 30 MW로 WindPRO S/W Energy Optimize 모듈 해석을 통해 최대의 연간 에너지 발전이 가능한 배치를 하였다.

1.3 사이트 풍황 분석

연구지점의 풍황 자원을 예측하는 첫 번째 단계는 풍속, 풍향 그리고 풍력밀도와 같은 바람 자원의 특성을 알아보는 것이다[17]. 따라서 풍속, 풍향 그리고 와이블 분포 결과를 차례로 나타내었다.

1) 월별 평균풍속

Table 5와 Fig. 7에 60m 높이 한동 기상탑에서 측정된 월 별 평균풍속을 표와 그래프로 나타내었다. 1월에 10.6m/s로 가장 높은 풍속 값을 보이고, 6월에 5.6m/s로 가장 낮은 풍속 값을 보이고 있다.

Table 5 Monthly mean wind speed at 60m above ground level

Months	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Mean wind speed (m/s)	10.6	7.4	8.6	7.3	6.9	5.6	5.9	6.3	6.3	6.6	7.1	8.9

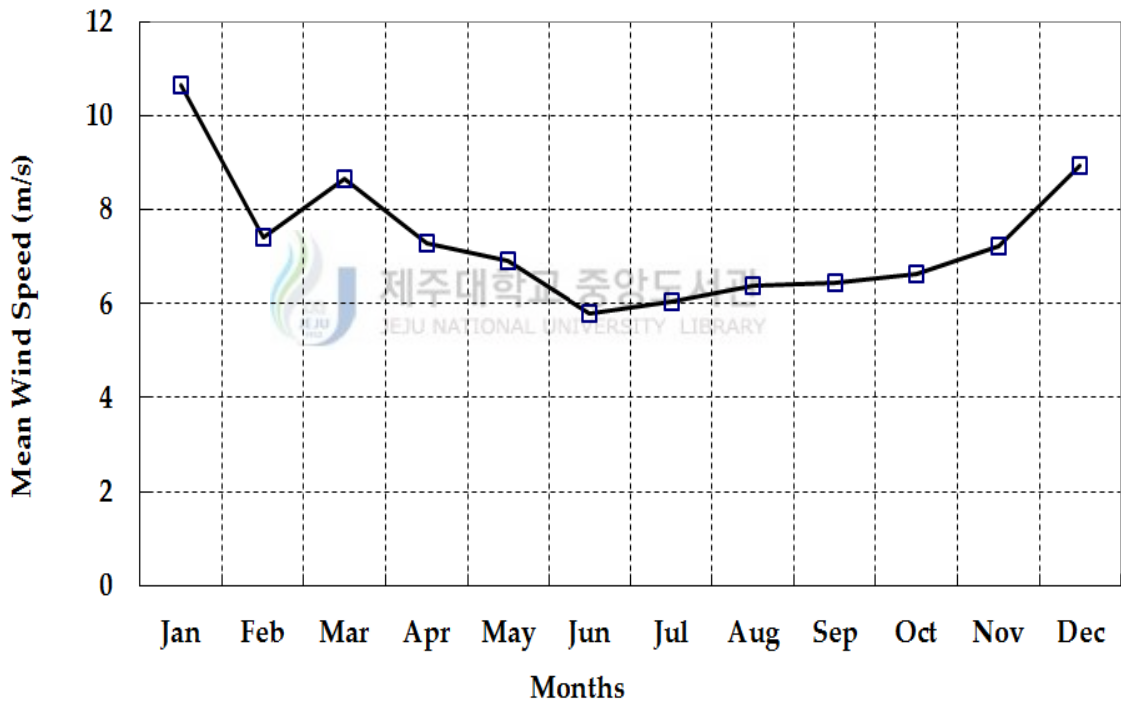


Fig. 7 Monthly mean wind speed at Handong for 2011

2) 바람장미

다음 Fig. 8은 풍향을 16방위로 분할한 한동 지점에서의 바람장미를 나타내고, 주 풍향은 뚜렷한 북서풍을 나타내고 있다. 풍향 빈도는 북북서 방향에서 17.81%로 가장 많이 차지하고 그 다음으로 북쪽방향 15.83%, 북서방향 12.46%를 차지한다. 풍향별 바람장미는 발전단지 개발 후보지에 풍력 발전시스템의 설치를 위해 주 풍향을 설정하는데 필수적인 정보이다.

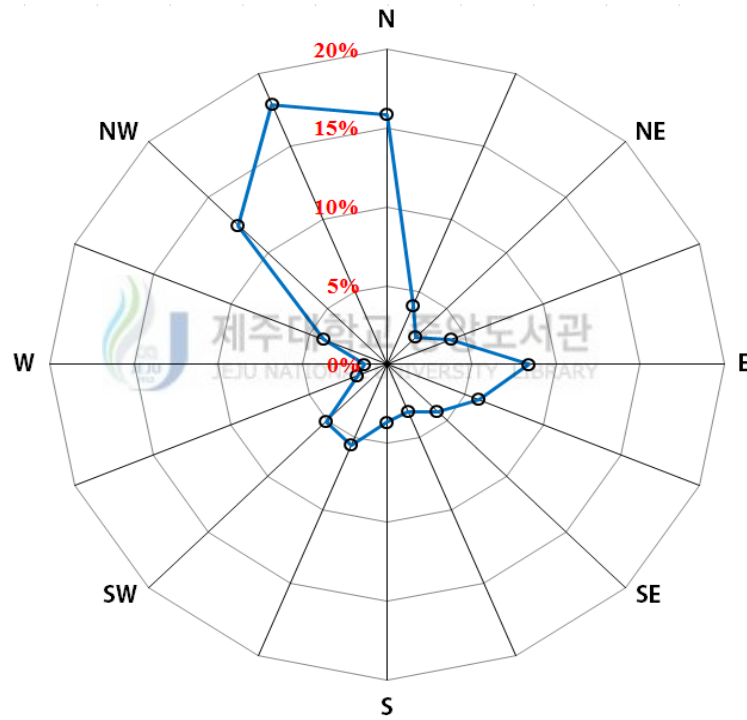


Fig. 8 Wind rose at Handong

3) 와이블 분포

한동 사이트의 풍속 특성을 알아보기 위해 와이블 분포를 확인하였다. 바람의 속도분포의 편차와 관련 있는 형상계수(Shape factor) k 는 2.02, 바람의 평균속도와 관계된 척도계수(Scale factor) c 는 8.3m/s이다. 한동 지점에서의 풍황 실측 데이터를 가지고 예측한 와이블 분포 그래프는 다음 Fig. 9와 같다.

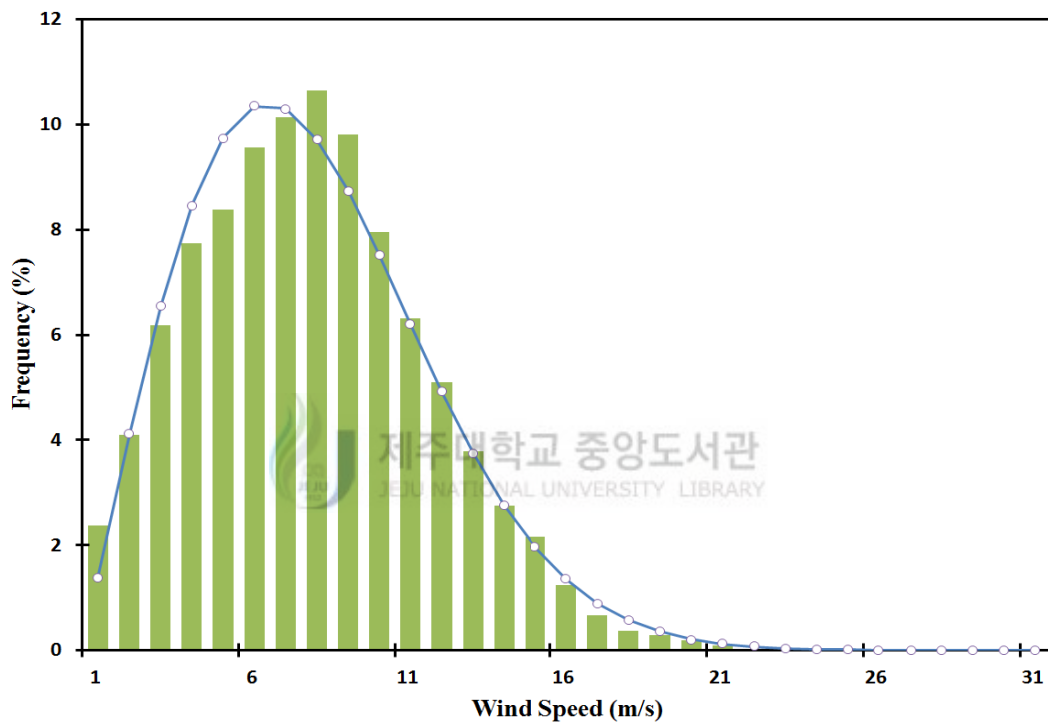


Fig. 9 Weibull Distribution at Handong

2. MCP를 이용한 AEP 예측

2.1 MCP 방법의 정의

MCP 방법은 풍력발전단지 후보지의 풍황 특성을 대표하는 지점에서 측정된 단기 데이터와 중복된 기간에 인근의 참조지점에서 측정된 장기간 데이터와의 상관관계를 통해 측정 지점의 풍황 특성을 예측하는 방법을 말하고, 측정 - 상관 - 예측

의 세 가지 단계를 거쳐 장기간의 풍속을 예측한다. IEC 61400-1에서는 일반적으로 후보 사이트에서의 측정 데이터가 불충분하기 때문에 MCP 방법으로 후보 사이트의 단기 측정 데이터의 레코드를 확장시키는 방법이라고 설명한다. 이 확장된 데이터는 장기 관측 데이터를 바탕으로 단기 실측 데이터에 외삽하여 합성하는 것이다[16]. MCP에 적용되는 분석 방법들에는 Linear Regression, Matrix, Wind Index, Weibull scale법 등 여러 가지가 있다[11]. 그 중에서 Linear Regression법은 MCP 기법 중에서 널리 사용되는 기본적인 기법이고, Matrix법은 각 풍속 빈 별로 결합분포를 생성해서 참고자료와 실측자료와의 관계를 나타낸 방법으로 선형 회귀법과 비교해서 상대 오차가 적은 것으로 알려졌다[18]. 본 연구에서는 Linear Regression과 Matrix MCP 방법 두 가지를 적용한 분석 결과를 비교하고자 한다.

2.2 Linear Regression MCP의 적용

먼저, Linear Regression법은 후보 사이트의 풍속과 장기간 관측된 풍속과의 선택 방향의 선형 관계에 근거하여 타임시리즈를 예측하는 방법으로, 다음 식(5)로 표현할 수 있다[19].

$$V_{mast} = a(V_{ref}, D_{ref}) + b(V_{ref}, D_{ref}) \quad (5)$$

V_{mast} 는 측정 지점에서의 풍속, V_{ref} 는 참조지점에서의 풍속을, D_{ref} 는 참조지점에서의 풍향을 나타낸다. 여기서 a와 b는 측정지점과 참조지점의 풍속간의 선형보정계수 및 절편으로 참조 지점의 풍향 범위의 함수로 결정되는 계수를 뜻한다[18]. 상관계수는 참조 데이터와의 상관관계를 나타내는 좋은 척도이며, 두 변수의 상대적 상호의존성을 나타내는 척도이다[20,21]. 일반적으로 많은 풍향 분석 전문가들은 상관계수 값(R^2)이 60-70% 이하인 경우는 고려하지 않는다[22]. WindPRO S/W를 이용하여 Linear Regression MCP를 적용한 측정지점 한동과 참조지점 구좌의 상관관계를 확인한 결과, 상관 계수 R은 78(%)로 두 지점은 강한 양의 선형 관계를 갖고 있다[23].

2.3 Matrix MCP의 적용

Matrix법은 대상지점과 참조지점의 각 데이터의 풍향에 따라 Matrix bin으로 분할하여 각 방향에 대해 독립적인 상황으로 하여 참조지점의 풍향, 풍속의 선형적 함수로 정의되는 행렬로 설정하되 삼각행렬로 간소화하는 방법이다. 이미 연구된 실측 분석을 통해 Matrix법이 상대적으로 Linear Regression보다 풍향 예측 값이 측정값과 매우 비슷한 경향을 보이고 있음을 알 수 있다[18]. 본 연구의 풍향 예측 결과에서도 다음 Fig. 10에서와 같이 Regression법보다 Matrix법이 풍향 예측에서 실측결과와 매우 비슷함을 보여준다.

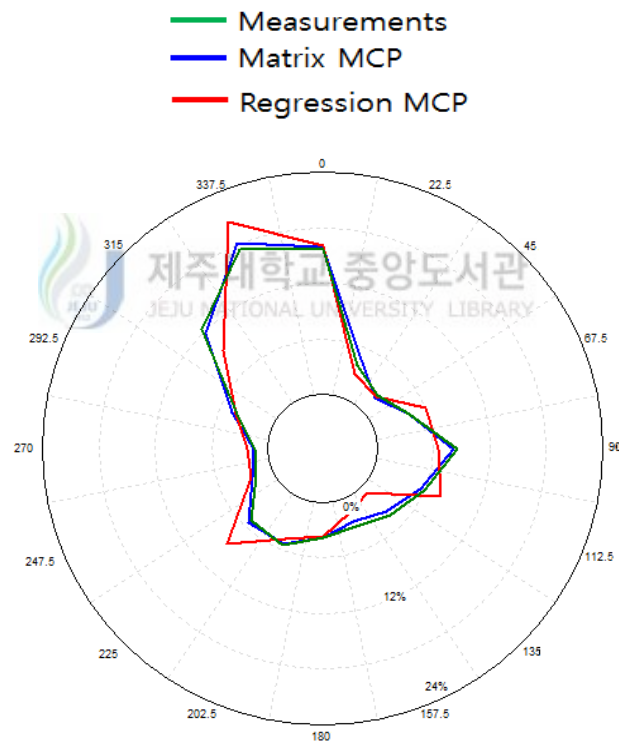


Fig. 10 Comparison of wind direction frequency by different MCP methods with measurements

2.4 Regression과 Matrix MCP의 예측 결과 비교

실측 데이터와 15년 장기간 AWS 데이터를 바탕으로 예측된 Regression, Matrix MCP를 적용하여 예측된 바람 데이터의 분석 값을 다음과 같이 Table 6

에 나타내었다. Regression 기법의 경우, 회귀 식을 통해 예측하는 기법이기에 때문에 존재하지 않는 고풍속 영역에 대해 잘못된 예측 값을 도출하는 것을 볼 수 있다. 평균 풍속의 예측에서 Matrix 방법이 Regression 방법보다 0.21m/s 더 높은 풍속 값을 예측하고 있다.

Table 6 Estimated wind speed using different MCP

Variable	Measurements (Measured in 2011)	Linear regression (Estimation for 2011)	Matrix (Estimation for 2011)
Measurement height [m]	60	60	60
Mean wind speed [m/s]	7.30	7.32	7.53
Median wind speed [m/s]	7.10	6.94	7.29
Min wind speed [m/s]	0.43	0	0
Max wind speed [m/s]	29.47	40.41	28.97

다음 Table 7은 각각 MCP 기법을 적용해 추출한 바람데이터의 와이블 분포 특성 값들을 한동 마스트 실측 데이터와 함께 비교한 표이다. 한동 마스트 실측 데이터와의 비교 결과, Linear Regression 방법을 적용했을 경우가 평균 풍속 및 와이블 분포의 예측이 잘되고 있다.

Table 7 Comparison of Weibull distribution with measured wind data at Handong

Selected data	c [m/s]	k	V mean [m/s]	Power density [W/m ²]
Measurements for 2011	8.45	2.15	7.48	457.6
Regression method [Extracted data for 2011]	8.39	1.81	7.46	537.5
Matrix method [Extracted data for 2011]	8.78	1.98	7.78	557.3

마지막으로 다양한 통계적 분석 방법으로 풍속 자료의 추정 정확도를 다음 Table 8과 같이 비교하였다. ME(Mean Error)는 추정 평균값에서 실측 평균값을 뺀 값으로 실측데이터의 점 추정이 잘 된 Regression이 0.02(m/s)로 매우 작은 오차율을 보여주고 있다. 이것은 Regression법이 회귀선을 중심으로 실측 자료를 평균값에 모이도록 하기 때문이다. PBIAS(Probability Bias)는 실측평균

값에서 추정 평균값을 뺀 값을 다시 실측 평균값으로 나눈 것으로 결과 값이 작을수록 높은 정확도를 나타낸다. MAE(Mean Absolute Error)와 RMSE (Root Mean Square Error)는 실측값과 추정 값 사이의 오차 값을 나타낸다[24]. MAE와 RMSE 분석 결과에서는 Matrix법이 Regression보다 높은 정확도를 보여주고 있다.

Table 8 Statistics of estimation error

Items	MCP method	
	Regression	Matrix
ME	0.02 m/s	0.24 m/s
PBIAS	0.3%	3.3%
MAE	1.90 m/s	1.79 m/s
RMSE	2.52 m/s	2.34 m/s

Matrix법은 각 풍속 빈 간격별과 각 풍향 빈 간격별로 결합 분포도를 가지고 예측하는 방법이기 때문에 각각의 풍속, 풍향별 예측에 중점을 둔 방법이기 때문에 Regression보다 좀 더 정확한 예측 결과를 보이는 것으로 판단된다. 그러나 Regression법은 회귀 식을 이용하기 때문에 실측자료에서 존재하지 않는 고풍속 영역에 대한 예측을 하고, Matrix법은 실측 자료에서 존재하는 풍속 영역에 대해서만 예측을 하기 때문에 실측되지 않은 풍속 영역에 대해서는 예측하지 않는다. MCP의 목적은 장기간 풍속자료의 예측이 목적이고, 장기간의 실측 자료와 직접 비교하기 전까지는 어떤 MCP 방법의 정확도가 더 높다고 판단하기는 어렵다. 따라서 사이트 특성에 적합한 MCP법의 적용 및 AEP 산출을 위한 핵심 파라미터인 평균풍속, 와이블 분포도, 바람장미 세 가지를 고려하여 적절한 방법을 선택해야 할 것이다.

2.5 풍속 데이터에 따른 예측 AEP

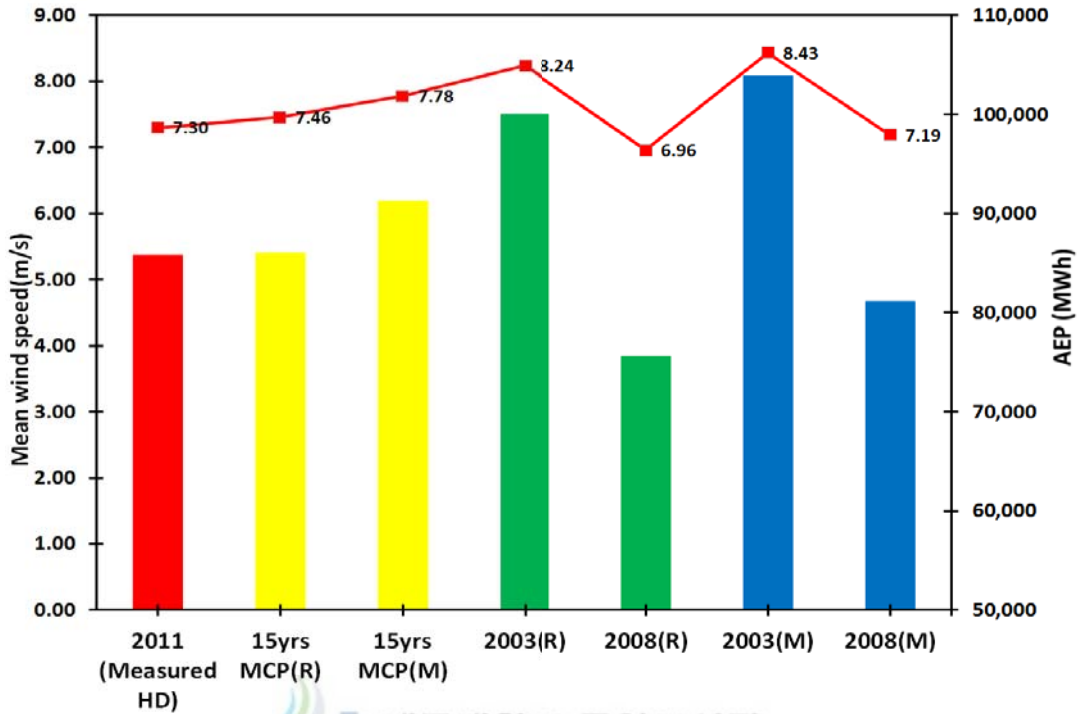


Fig. 11 Mean wind speed with estimated AEP

Table 9 AEP and mean wind speed of selected wind data

Selected wind data		AEP [MWh]	Mean wind speed [m/s]
Measured	2011 (Measured HD)	85,791.5	7.30
MCP applied (1997~2011)	15yrs MCP(R)	84,957.0	7.46
	15yrs MCP(M)	91,247.0	7.78
Exported data from MCP prediction	2003(R)	100,008.6	8.24
	2008(R)	75,598.2	6.96
	2003(M)	103,896.3	8.43
	2008(M)	81,171.6	7.19

Fig. 11과 Table 9은 풍속 데이터의 선택에 따라서 예측된 AEP를 그림과 표로 나타낸 것이다. MCP를 통해서 예측한 장기 풍속 데이터에서 Matrix(2003)의 AEP가 가장 높고, 그 다음으로 Regression(2003)의 예측 AEP가 높다. 이는 풍속의 연간 변동성을 통해 예측된 2003년의 평균 풍속이 가장 높기 때문이다.

편의를 위해 분석에 활용한 풍속 데이터의 명칭을 각각 다음과 같이 부르도록 하겠다. 한동 기상탑에서 2011년 1년간 실측된 풍속 데이터는 “2011(Measured HD)”, 구좌 AWS 15년간의 장기간 풍황 데이터를 바탕으로 Regression법을 통해 예측된 15년 장기 풍황 데이터는 “15yrs MCP(R)”, Matrix법을 통해 예측된 데이터는 “15yrs MCP(M)” 이라 한다. 그리고 Regression법을 통해 예측된 15년의 장기 풍황 데이터 중에서 최고 풍속 값을 갖는 2003년과 최저 풍속 값을 갖는 2008년의 추출 풍속 데이터를 각각 “2003(R)”, “2008(R)” 이라 하고, 동일하게 Matrix법을 통해 예측된 2003년과 2008년의 풍속 데이터를 각각 “2003(M)”, “2008(M)” 이라 한다.

2.6 PoE(Probability of Exceedance)에 따른 AEP 변화

1) PoE의 정의

PoE는 예측된 AEP가 특정 수준X를 초과할 확률을 $P(X)=PX$ 로 표기하고, 초과 확률이라고 한다. 초과확률이 50%의 경우인 P50에 해당되는 연간에너지생산량은 AEP 분포의 평균값이 되며, 초과확률이 75%인 경우인 P75에 해당하는 AEP는 P50보다 낮은 값을 지니며 예측된 AEP에 도달하지 못하는 25%의 확률을 갖고 있음을 의미한다[25,26]. 다음 Fig. 12는 PoE에 따른 발전단지의 예측 AEP의 값을 나타낸 예시이다.

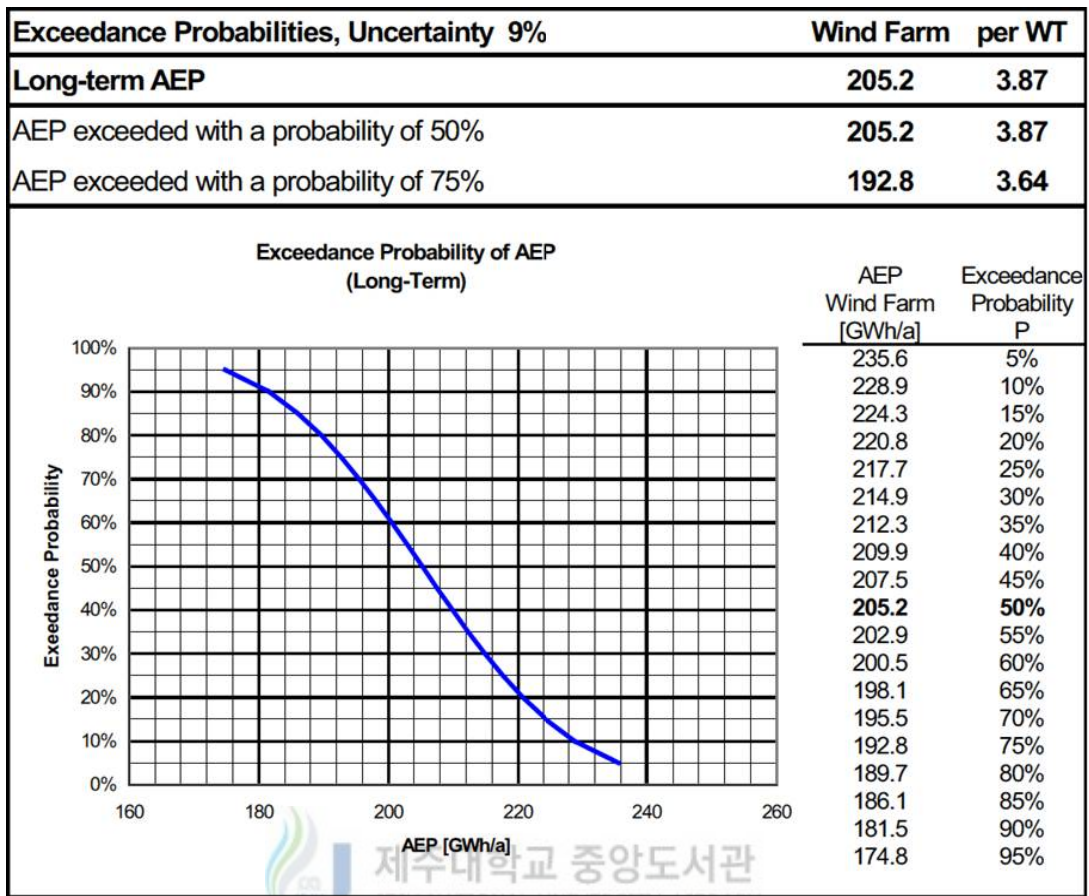


Fig. 12 Exceedance Probability of AEP example (Source : DEWI magazine)

AEP가 표준정규분포를 따른다고 가정한 경우에 평균이 0, 표준편차가 1인 함수 계산을 적용하여 구한다. 엑셀에서 표준정규분포의 역함수인 NORMINV를 이용하여 구할 수 있으며 다음 식(6)과 같다[27].

$$AEP@PXX = AEP@P50 \times (1 - \text{Uncertainty} \times \text{NORMINV}(XX\%,0,1)) \quad (6)$$

Table 10은 다양한 금융 시장 상황에 따른 일반적인 PoE의 민감도 케이스를 보여 준다. PXX값이 높아질수록 금융 시장 상황이 나쁜 경우를 의미하고, Base Case 1의 경우는 Equity investor, Base Case 2의 경우는 Lender의 입장에서 주로 활용하는 지표이다. 프로젝트 파이낸싱의 경우에 민감도 분석에 적용되는 초과확률 수준은 P90이 일반적이나, 금융시장 여건 및 적용되는 풍력발전기의 운전 실적 등에 따

라 좀 더 보수적인 P95를 적용하기도 한다. 바꿔 말하면 Worst case 1의 경우는 금융시장 유동성이 풍부한 경우, Worst case 2는 금융 위기 등으로 투융자 심사기준이 강화된 경우이다.

Table 10 PoE sensitivity case with various financial situations

Case of sensitivity	NORMINV (XX%,0,1)	Financial situations
P50	0.0000	Base case 1
P75	0.6745	Base case 2
P90	1.2816	Worst case 1
P95	1.6449	Worst case 2

PoE 레벨이 일반적으로 대규모 발전단지 개발 프로젝트의 파이낸싱을 결정하는 고려사항이기 때문에 PoE를 적용한 순익의 오차 범위를 예비 타당성 평가에서 예측할 수 있으며 발전단지 운영 계획에 활용할 수 있으며, PoE를 활용한 결과 범위는 프로젝트 개발 시에 발생 가능한 리스크 범위로 볼 수 있다.

2) PoE 수준에 따른 AEP 변화

PoE 수준에 따라서 AEP가 어떻게 변화하는지 알아보기 위해서 AEP 예측에 적용한 바람 데이터를 분류하여 결과를 비교하였다.

1) Fig. 13은 장기 15년 데이터를 바탕으로 Regression, Matrix MCP를 적용한 AEP 결과를 PoE에 따라 나타낸 그래프이다. Regression법을 적용한 AEP 결과가 1년 실측 AEP 예측에 거의 근접한 결과를 보여주고, Matrix법을 적용한 결과는 1년 실측 AEP 예측 결과보다 과대 예측되는 경향을 보인다. 이때, P50에서 AEP 최대편차는 6,290(MWh)이다.

2) Fig. 14는 최저와 최고 풍속이 예측된 해의 AEP 결과를 1년 실측 AEP 예측 결과와 비교한 그래프이다. Regression, Matrix 법을 통해 예측된 풍속 데이터에서

최저 풍속 값을 갖는 2008년의 AEP 결과는 1년 실측 AEP 예측 결과보다 낮게 예측되었고, 최고 풍속 값을 갖는 2003년의 결과는 1년 실측 AEP 예측 결과보다 높게 예측되고 있다. 이 때, P50에서 AEP 최대 편차는 28,298(MWh)이다.

3) Fig. 15는 예측된 AEP 범위를 모두 나타낸 그래프이다. Regression법을 통해 최대 최저 풍속의 예측 값을 적용한 경우에 가장 낮은 범위까지 AEP를 예측하고, Matrix법은 가장 높은 범위까지 AEP를 예측하고 있다. 그리고 두 가지 MCP법 모두를 적용해 15년 장기 풍속을 예측한 경우의 AEP 예측 범위가 최대 최소의 편차가 가장 좁은 범위에서 예측되고 있다.

모든 결과 범위에서 절대적인 비교를 할 수 없으나 두 가지 MCP법을 적용한 AEP 범위에서 실측 데이터와의 상관관계는 Matrix법이 Regression법보다 높지만 AEP 예측에서 과대 예측될 가능성도 있을 것으로 판단된다.

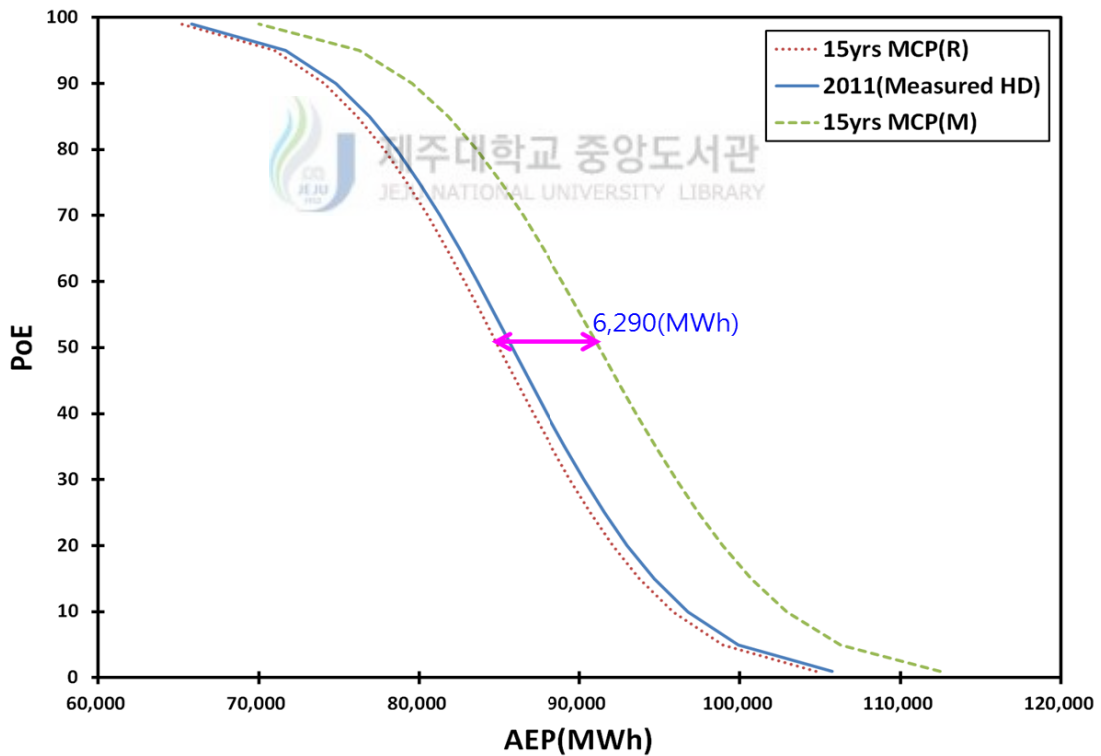


Fig. 13 Comparison of PoE versus AEP estimation using MCP with one-year measurements

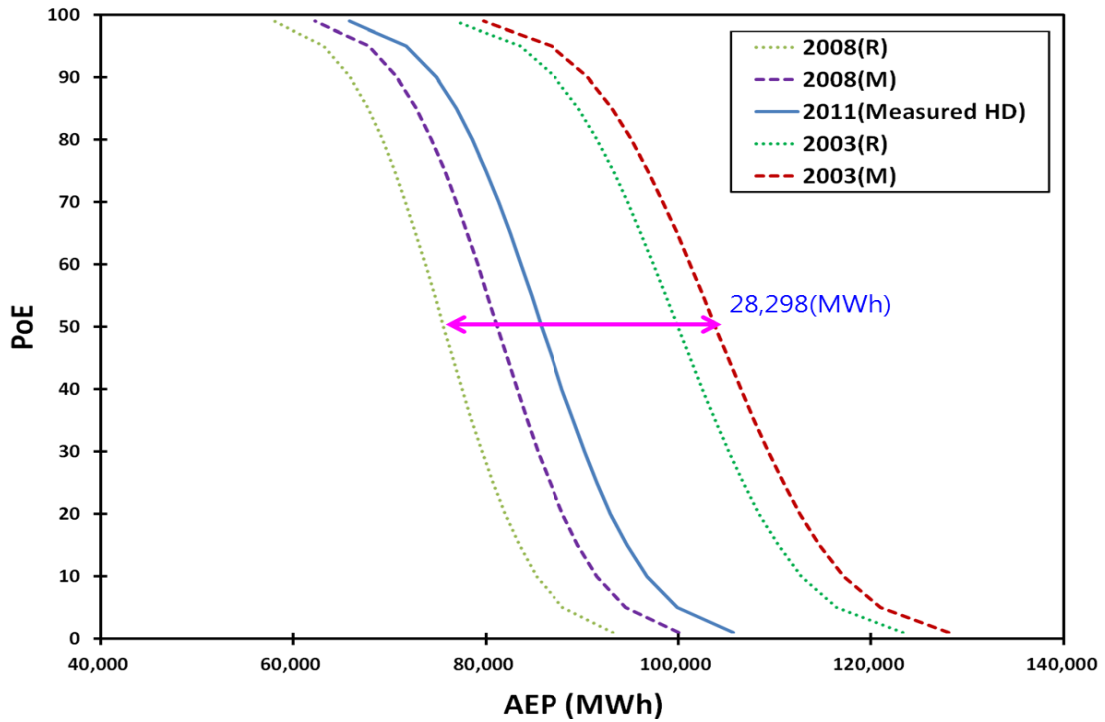


Fig. 14 PoE versus AEP estimation using max and min wind data

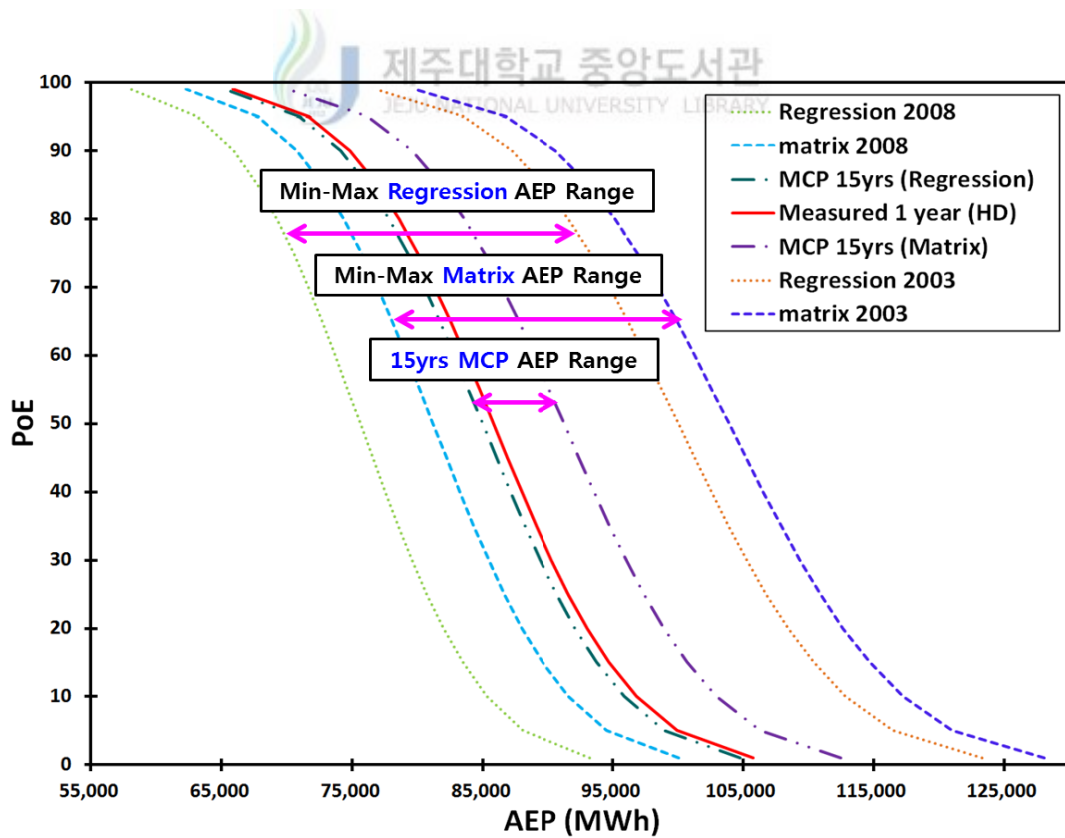


Fig. 15 PoE versus AEP estimation using all sort of wind data

IV. 고정 및 변동 SMP를 적용한 순익 추정

1. 고정 및 변동 SMP

1.1 고정 및 변동 SMP의 정의

SMP는 원자력과 석탄화력 외의 일반 발전기 출력분에 대한 전력 거래 시장가격이라 할 수 있으며, 할당된 발전기의 유효발전가격(변동비) 가운데 가장 높은 값으로 결정된다. 이를 변동비를 기초로 한 변동비 반영 발전경쟁(CBP; Cost Based Pool)의 전력시장이라 한다. 제주는 지역별 가격제도 도입으로 2010년에 전국시장에서 분리되었다[6]. Fig. 16은 2007년부터 2013년까지의 SMP의 변동 그래프이다. 제주 SMP가 육지부(제주를 제외한 전국, 이하 육지라 한다)와 분리된 2010년 1월부터 현재까지의 SMP 차액은 2010년 1월 38.05원, 2013년 3월 59.69원이었다. 또한 3년간 육지와 제주의 SMP 평균 차액은 71원이다.

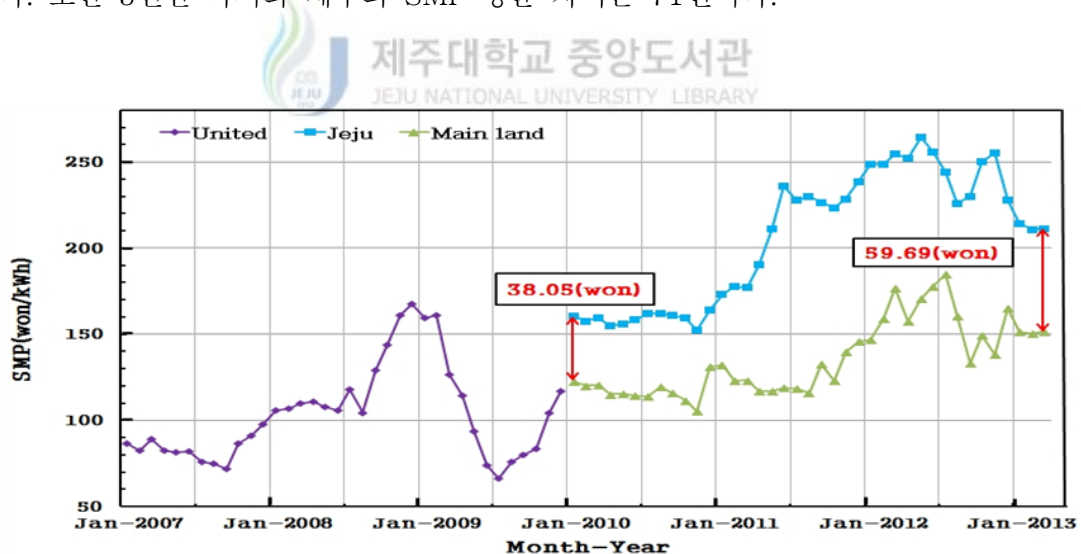


Fig. 16 SMP fluctuation (Source : KPX)

이렇게 SMP는 시간대별 발전량과 연계선 수전량의 합, 전력수요, 발전기 연료비 등으로 결정되는 실시간 변동 값으로 이 연구에서는 이를 “변동 SMP”라 정의하고, 연간 변동 값으로 추정하였다. 변동 SMP의 추정이 쉽지 않은 관계로 일반적으

로 풍력발전단지의 설계수명 기간을 20년으로 가정하고 이에 고정 SMP를 적용한 경제성 분석을 실시하였다. 이렇게 경제 수명기간 동안 고정시켜 적용한 SMP를 “고정 SMP”라 정의한다.

1.2 제주 전력계통 현황

실시간으로 변동되는 SMP의 예측을 위해서는 제주의 전력 계통 현황, 전력수요에 따른 발전 공급량과 SMP 가격 결정 원리를 이해해야한다. 이를 위해서 제주의 발전 설비 및 전력계통 현황과 2014년 1월을 기준으로 현재 제주에 설비된 풍력발전단지의 현황을 살펴보았다.

Fig. 17, Table 11은 2014년 현재 제주의 전원별 발전설비 전원별 점유율 및 설비 용량을 나타내고 있다. 제주 발전 설비 용량의 총합은 824.2(MW)이고 풍력은 전체 발전설비에서 13.3%를 차지하고 있다[29].

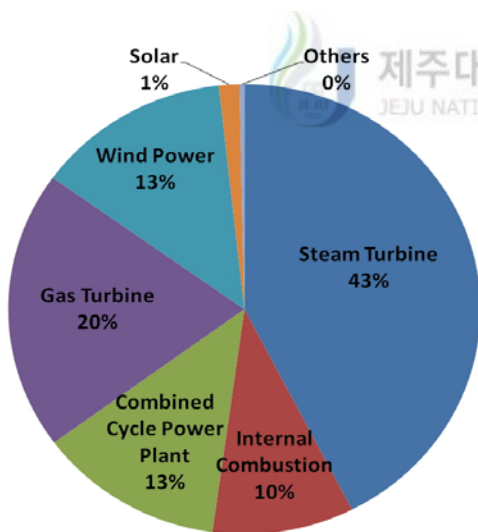


Fig. 17 Rate of power source of Jeju

Table 11 Installed power supply capacity of Jeju

Power generation	Installed capacity [MW]
A steam power	350
Internal Combustion	80
Combined Cycle Power Plant	105
Gas Turbine	165
Wind Power	109.9
Solar	11.6
Others	2.7
Total	824.2

현재 제주와 육지를 연계하는 HVDC(High Voltage Direct Current : 고압직류 송전선로)를 포함하여 총 10기의 발전기가 운영되고 있으며[28], Fig. 18은 1999년부터 2014년까지 제주의 계통을 이루는 전원별 발전설비 및 설비 용량을 나타낸다.

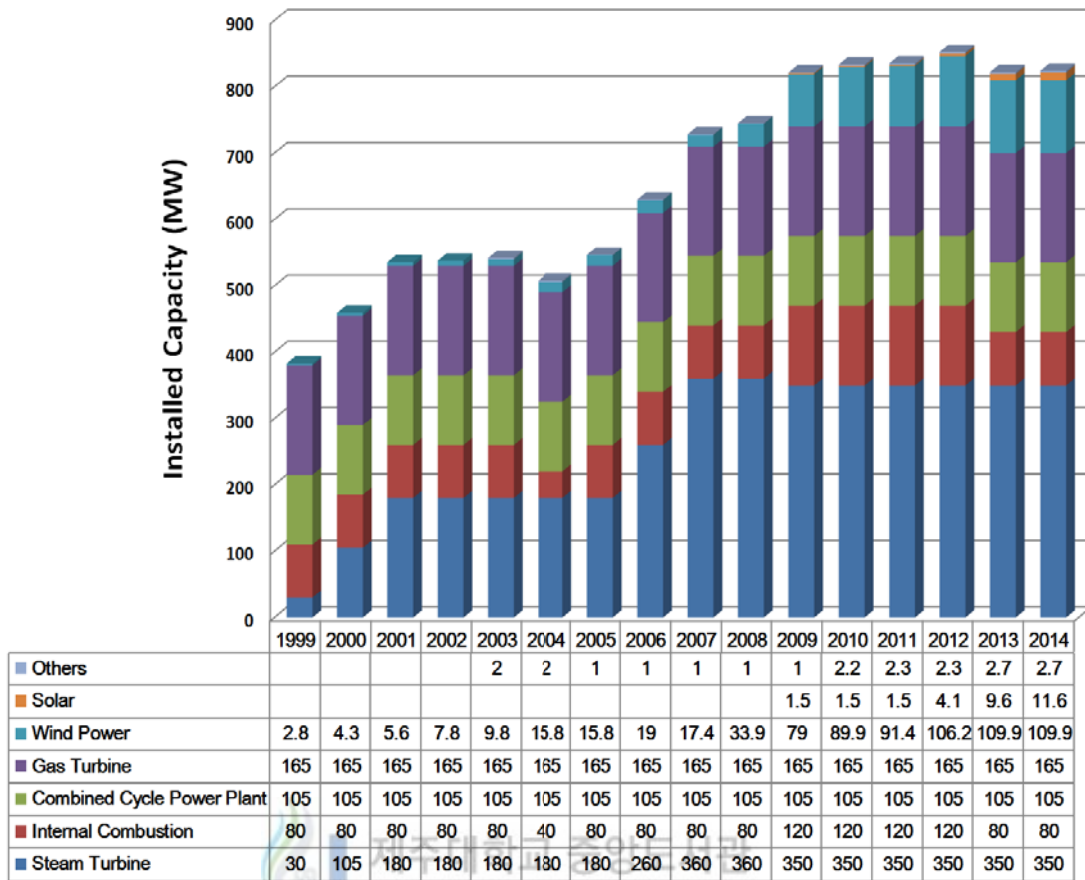


Fig. 18 Power source distribution of Jeju (Source : KPX)

제주의 풍력 발전 설비 점유율은 꾸준히 증가하여, 2014년 현재 제주의 전체 신재생에너지 설비 용량 124.2(MW) 중에서 풍력이 88%, 109.9(MW)로 대부분을 차지한다.

1.3 제주도내 풍력발전 설비 현황

Table 12에 나타난 바와 같이, 2014년 1월을 기준으로 현재 제주도에 설비된 풍력발전단지는 총 10개소, 설비용량은 총 109.9 MW이다. 풍력발전단지의 경우 대규모 단지 증설이 이루어지는 경우에 계통에 공급되는 발전량과 점유율이 전력 수급에 영향을 미치게 되는데 이는 출력 제어가 어려운 풍력 발전의 특성상 SMP 결정에 영향을 미치는 요인이다[6].

Table 12 Wind power capacity of Jeju as of the end of 2013

Operator	Wind farm	Installed capacity (MW)
Hanshin Energy	Samdal	33
KOSPO	Hankyung	21
	Seongsan	20
Jeju Energy Corporation	Haengwon	12.2
	Gimnyung	1.5
	Shinchang	1.7
	Gasi	15
KIER	Woljeong	1.5
STX Energy	Wollyeong	2.0
Haengwon Village Energy Corporation	Haengwon village	2.0
Total		109.9

Table 13은 제주 계통 전체를 구성하는 각 발전원들의 2012년과 2013년에 해당하는 발전량을 나타낸 표이다. 2013년 총발전량은 전년 대비 6.05(%) 증가한 약 4,307(GWh)이다. 신재생 에너지의 경우, 행원마을과 행원 16호기의 신설, 태양광 설비의 증가로 전년 동기 대비 32.1(%)의 증가를 이루었고, 연계선의 경우 전력사 용량 증가 및 제2연계선 시운전으로 인해 전년 동기대비 12.8(%) 증가하였다[30].

Table 13 Total power supply generation record of Jeju for 2012 and 2013

Power generation	Electric energy in 2012	Electric energy in 2013	Increasing rate	Share rate of 2013
A steam power	2,211.9	2,263.2	2.32	50.72
Internal Combustion	521.7	494.1	-5.30	11.07
Gas Turbine	2.3	4.1	74.29	0.09
Combined Cycle Power Plant	120.6	136.8	13.40	3.06
Renewable Energy	206.3	272.5	32.09	6.11
HVDC	1,144.9	1,291.7	12.82	28.95
Total	4,207.8	4,462.3	6.05	100.0

[Unit : GWh,%]

2. 가중평균 변동 제주 SMP의 예측

2.1 제주 - 육지 간 HVDC 연계

제주에는 육지와 해저로 연계된 고압직류송전선로 HVDC가 연계되어있다. 지난 1997년 제1연계선(300MW)에 이어서 알스톰사와 2009년에 체결된 제주와 진도 간 100km를 잇는 400MW 양방향 송전선로 구축 프로젝트를 통해 제2연계선의 준공이 착수 5년 만에 2012년에 완료되었다[31]. 다음 Fig. 19는 제주의 계통을 구성하는 발전원의 설비 현황과 각 풍력발전단지의 위치 및 설비 용량을 나타낸다.



Fig. 19 Power Systems of Jeju (2013.12) (Source : KPX Jeju)

제1연계선과 달리 제2연계선은 제주의 전력을 육상으로 수송할 수 있으며, 현재 시운전 중에 있다. 서론에서 언급했듯이, 제주에는 제3전력연계선(HVDC#3)이 2017년에 「제6차 전력 수급기본계획 (2013)」에 따라서 준공될 전망이다[32]. 제1전력연계선(HVDC#1)은 육지 계통으로 송전이 불가능하고 수전만 가능하다. 그러나 양방향으로 송·수전이 가능한 제2,제3전력 연계선의 경우에는 제주에서 발전되는 전력이 육지 계통으로 공급될 뿐 아니라 제주의 전력 수요가 발전량을 초과하

는 경우에는 육지 계통에서 제주로 전력이 공급 된다[33]. 따라서 현재 제주와 육지의 SMP는 분리되어 운영되고 있으나 제3연계선의 증설로 인해서 육지의 전력 수전량 점유 비율과 제주의 발전 설비 전력 공급량의 점유 비율에 따라서 SMP 가격 결정에 영향을 미치게 된다[9].

2.2 가중 평균 변동 제주 SMP의 예측

변동하는 제주 SMP를 예측하기 위해서는 먼저 전력 수요에 따른 제주 설비 발전기의 가동 순서를 확인해야한다. 다음 Fig. 20과 같이 당일 전력 수요에 맞추어 발전 비용이 낮은 순서대로 발전기의 운전 투입이 이루어진다. 이에 따라서 시간대별로 경합하는 발전기의 변동비에 따라 시장가격이 결정된다[34]. 풍력의 경우 발전 단가가 0이기 때문에 계통에 우선적으로 투입이 이루어진다.

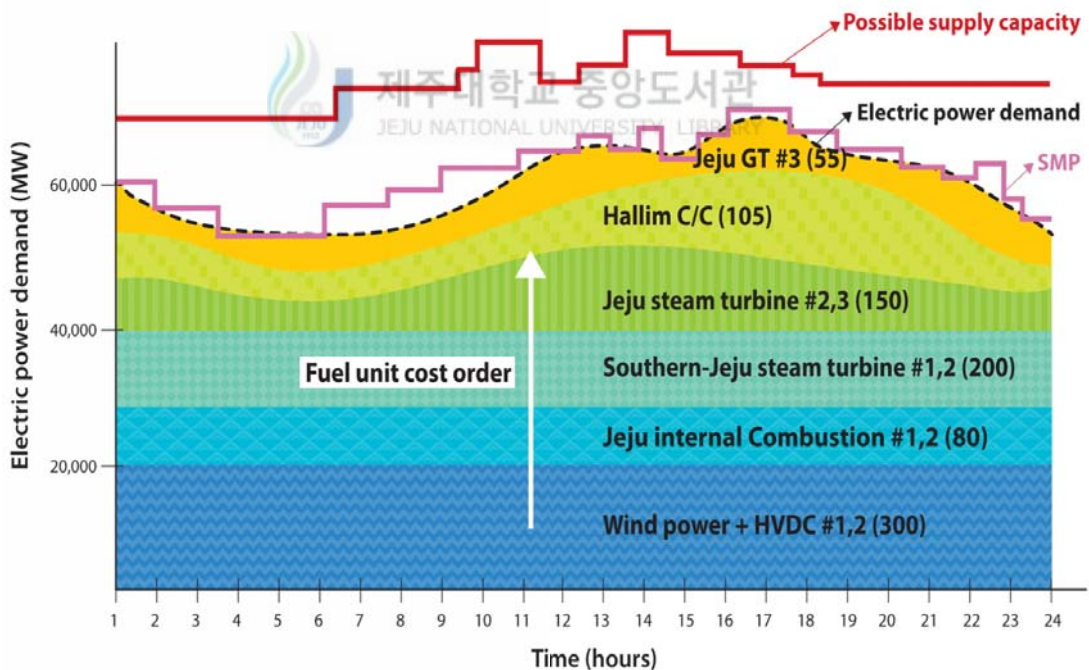


Fig. 20 Base generation of electricity with fuel unit cost order in Jeju

또한 향후 제주의 SMP는 추가적인 제3연계선의 건설에 따른 수전량의 증가로 전국 SMP와 제주 SMP의 점유율이 결정하게 된다. 연계선 수전량에 의한 전

국 SMP와 제주 SMP의 가격 결정 비율을 계산하여 제주 SMP를 예측하는데 이를 그림으로 나타내면 다음의 Fig. 21 및 22와 같다.

Fig. 21은 전력 연계선(HVDC #1,2)과 풍력을 통해 생산된 발전량이 제주 전력 수요보다 많은 경우에 제주 발전원의 변동비를 적용해 제주 SMP로 적용되는 경우를 나타낸 그림이다.

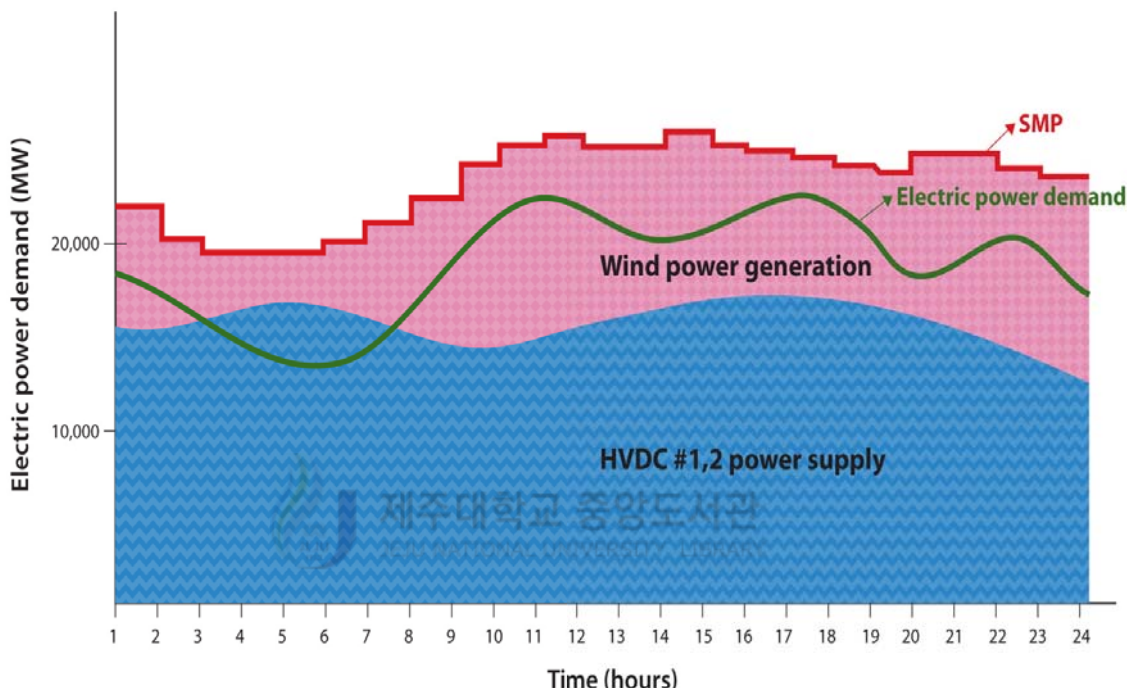


Fig. 21 Case of Jeju SMP pricing

그러나 만약, 가격결정 발전 계획에서 연계선 수전량이 수전 가능용량 이하인 경우, 전국 SMP는 제주 SMP와 같아진다. 전력연계선(HVDC #1,2)과 풍력을 통해 생산된 발전량을 합친 것보다 제주 전력수요가 더 많은 경우에 육지에서 제주로 제 3연계선의 전력 공급을 통해 제주 SMP가 육지 SMP로 결정되는 경우이고, 이를 그림으로 표현하면 다음 Fig. 22와 같다.

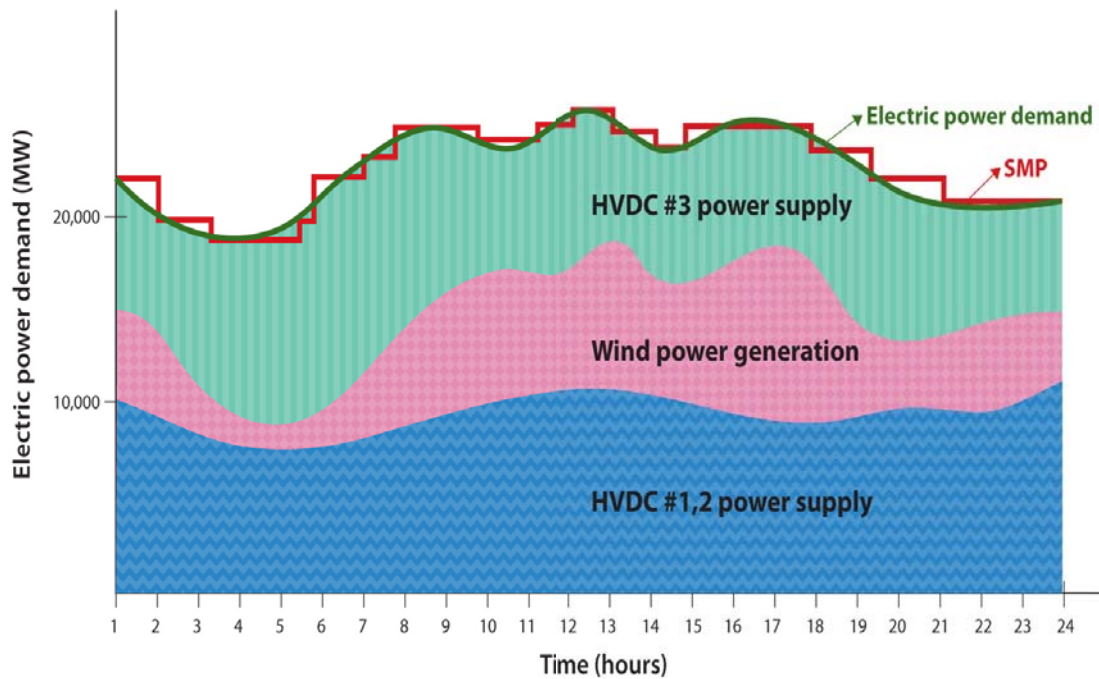


Fig. 22 Case of Main-land SMP pricing

제주 SMP 가격결정 원리에 대해 다시 살펴보면, 현재 제주 SMP 가격결정의 우선순위는 ① 전주 동요일 동 시간 풍력발전량(실적), ② 제주와 육지부의 연계선(HVDC) 수전 가능용량, ③ 제주지역 발전기 연료비 순으로 결정되고 있다. 제주 SMP 가격 결정 원리에 근거한 가중평균 변동 제주 SMP를 결정하는 플로우차트는 다음 Fig. 23과 같다.

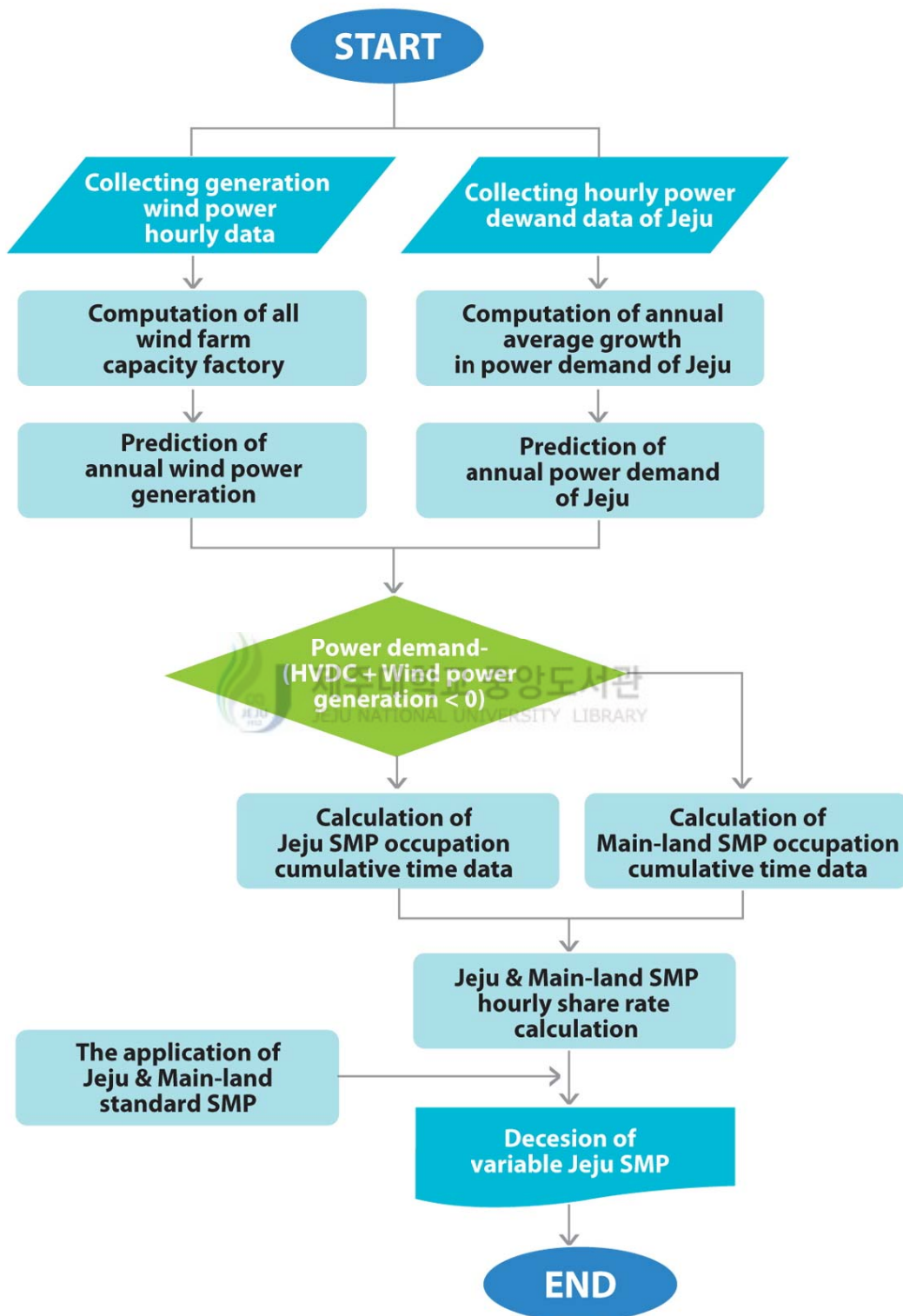


Fig. 23 Flow chart of variable Jeju SMP pricing

이 플로우 차트에 나타난 가중 평균 변동 제주 SMP의 결정 과정을 순서대로 살펴보면,

(1) 연간 제주 전력수요 예측의 경우, 2005년부터 2011년에 해당하는 시간대별 데이터를 토대로 평균 증가율을 산출하고, 그 증가분을 반영하여 예측하였다. 추세분석을 통해 향후 제주 전력수요는 약 4%의 평균 증가율을 보일 것으로 예측되었다.

(2) 연간 풍력발전량 예측은 2010년부터 2011년까지 2년간의 KPX(한국전력거래소) 제주지사의 실시간 데이터를 토대로 제주도 전체 계통에 연계된 시간대별 풍력발전량 데이터로 시간대별 이용률을 산출하고, 향후 제주에 건설될 풍력발전 설비용량에 곱하여 향후 예상 발전량을 시간대별로 산출하였다.

(3) 구해진 전력수요와 풍력발전량 연간 예측 데이터를 활용하여 향후 예상 연계선 수전량에 대한 제주와 육지의 SMP 점유율을 구하게 된다. 여기서 제주 SMP 점유율은 HVDC 수전량을 초과하는 발전량에 대해서 제주지역 발전기에 의해 SMP가 결정되는 비율을 말한다. 이렇게 SMP 가격을 결정하는 제주도 내의 발전기 점유 비율은 육지와 제주 SMP의 점유 누적 시간으로 환산하여 1년 8,760시간에 대한 육지와 제주 SMP의 점유율로 구한다.

(4) 제주와 육지의 기준 SMP를 적용하여 변동 제주 SMP를 결정한다. 이를 다시 식으로 간단히 하면 다음 식(7)과 같이 가중 평균한 제주의 변동 SMP를 구할 수 있다.

$$\text{가중평균 제주 변동 SMP} = (\text{제주 SMP 점유율} \times \text{제주 기준 SMP}) + (\text{육지 SMP 점유율} \times \text{육지 기준 SMP}) \quad (7)$$

이를 통해서 SMP 가격결정의 원리에서 관건이 되는 것은 육지 및 제주 SMP 각각의 점유율이라고 할 수 있고, 각각의 기준 SMP 산정에 따라서 예측 결과도 달라진다. 본 연구에서는 최근 3년, 2년, 1년의 제주와 육지의 SMP 평균값을 각각 기준 SMP로 적용하였다. 상기의 과정을 통해 풍력발전단지 경제수명기간인 20년에 해당하는 가중평균 변동 제주 SMP를 2015년부터 2034년까지 예측한 결과는 Table 14와 같다.

Table 14 Applied SMP with cases

[A]. A weighted average variable Jeju SMP Variable (L,B,H)					[B]. Fixed Jeju SMP Fix (L,B,H)					[C]. Variable SMP Variable (2012)				
Year	Low	Base	High	Year	Low	Base	High	Year	Base	Year	Base			
2015	181.60	199.96	217.27	2015	205.7	229.05	246.44	2015	214.5					
2016	180.96	199.19	216.50	2016	205.7	229.05	246.44	2016	213.7					
2017	181.32	199.62	216.94	2017	205.7	229.05	246.44	2017	214.1					
2018	149.70	161.45	178.67	2018	205.7	229.05	246.44	2018	176.1					
2019	152.91	165.32	182.55	2019	205.7	229.05	246.44	2019	180.0					
2020	155.75	168.76	186.00	2020	205.7	229.05	246.44	2020	183.4					
2021	143.19	153.59	170.79	2021	205.7	229.05	246.44	2021	187.0					
2022	145.48	156.36	173.57	2022	205.7	229.05	246.44	2022	186.2					
2023	148.03	159.43	176.65	2023	205.7	229.05	246.44	2023	188.8					
2024	150.43	162.34	179.56	2024	205.7	229.05	246.44	2024	191.4					
2025	141.82	151.94	169.13	2025	205.7	229.05	246.44	2025	193.9					
2026	143.61	154.11	171.30	2026	205.7	229.05	246.44	2026	194.6					
2027	145.41	156.27	173.48	2027	205.7	229.05	246.44	2027	196.7					
2028	147.45	158.73	175.94	2028	205.7	229.05	246.44	2028	198.9					
2029	141.74	151.84	169.03	2029	205.7	229.05	246.44	2029	200.0					
2030	143.11	153.49	170.69	2030	205.7	229.05	246.44	2030	201.9					
2031	144.71	155.43	172.63	2031	205.7	229.05	246.44	2031	203.7					
2032	146.42	157.49	174.70	2032	205.7	229.05	246.44	2032	204.6					
2033	143.88	154.43	171.63	2033	205.7	229.05	246.44	2033	206.1					
2034	145.50	156.38	173.59	2034	205.7	229.05	246.44	2034	207.6					

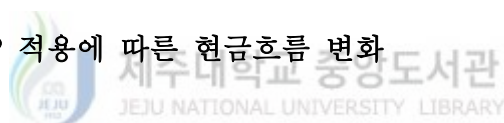
[2012' 제주특별자치도 풍력발전 종합관리 계획]

본 연구에서 기준 SMP 적용은 제주 SMP가 육지와 분리된 2010년부터 최근 시점까지를 고려하여 각각 3년(2010~2012), 2년(2011~2012), 1년(2012)의 제주 SMP 평균 가격인 205.7원, 229.1원, 246.44원 및 육지 SMP 평균 가격인 134.23원, 142.78원, 159.95원을 적용한 가중평균 변동 제주 SMP를 구하였다.

[A]는 본 연구의 분석 방법을 적용하여 추정한 가중평균 변동 제주 SMP를 적용한 경우를 나타내고, [B]는 20년 동안 변하지 않는 고정 SMP를 분석에 적용한 경우이다. 또한, 변동 SMP 추정에 대한 케이스를 프로젝트 타당성 결과에 추가적으로 비교하기 위해서 「2012년도 제주특별자치도 풍력발전 종합관리 계획」에서 제시한 해당 기간 동안의 변동 SMP를 [C]로 나타내었다.

편의를 위해, 본 연구를 통해 추정한 [A] 변동 SMP(Low, Base, High)는 Variable (L), Variable (B), Variable (H)라 하고, [B] 고정 SMP(Low, Base, High)는 Fix (L), Fix (B), Fix (H)라 한다. 마지막으로 [C]는 Variable (2012)라 한다.

3. 고정 및 변동 SMP 적용에 따른 현금흐름 변화



3.1 시간에 따른 예측 SMP 변화

앞서 언급한 [A],[B],[C]의 세 가지 경우를 발전단지 운영 기간 20년에 맞추어 2015년부터 2034년까지 예측한 제주 지역의 SMP 변동 추이는 Fig. 24에 나타낸바와 같다. 운영단지 운영 시작 후, 4년째인 2018년에 약 40원 가량의 급격한 가격 하락이 예측되었으며 이후에는 약 10원 내외의 상승과 하락을 반복하지만 점차 안정되는 추세를 보이고 있다. 예측된 Variable(L,B,H)의 경우, 20년 동안의 SMP 평균은 기준 SMP 205.7원을 적용한 Variable(L)은 151.65원, 229.05원을 적용한 Variable(B)는 163.81원, 246.44원을 적용한 Variable(H)는 181.03원이고, Variable(2012)의 평균은 197.16원이다. 예측된 평균 금액에서 최소 약 45원에서 최대 50원의 편차가 발생하고 있다.

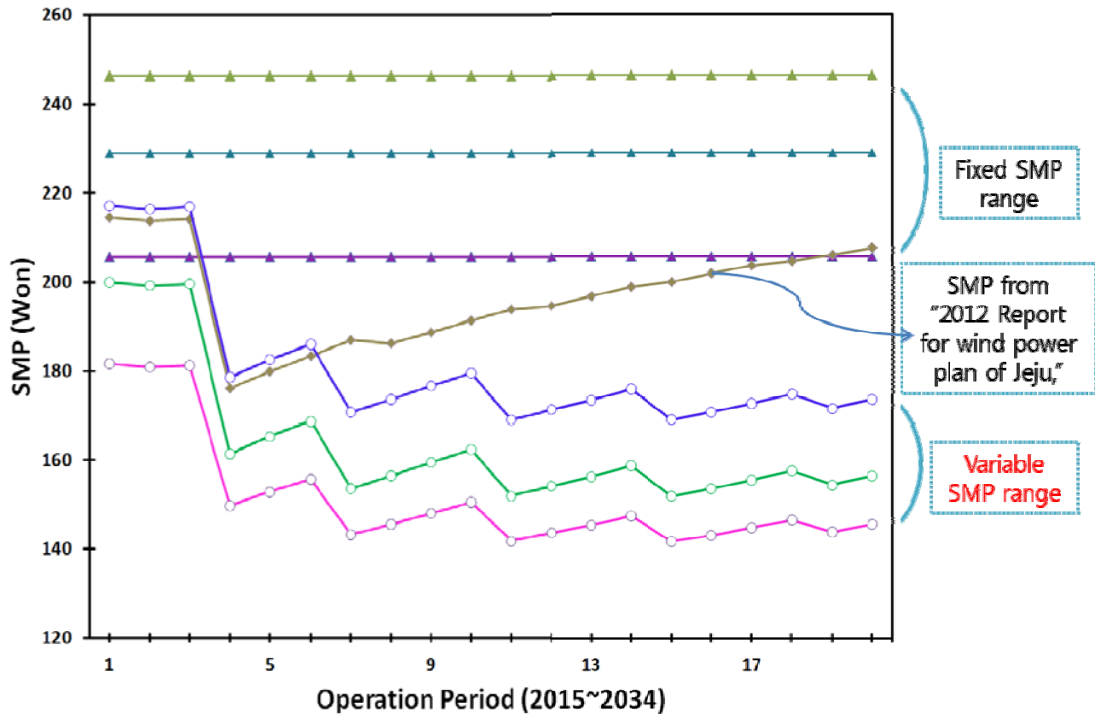


Fig. 24 Variable SMP compared to fixed SMP

3.2 경제성 분석 결과



분석에 적용한 SMP 케이스는 총 7가지이지만, 결과 비교를 위해 대표적인 SMP 케이스 3가지 Fix(B), Variable(2012), Variable(B) 세 가지 경우의 결과를 비교하였다. 또한 AEP의 경우, 발전단지 개발 사업자 입장에서 주로 PoE P75에 해당하는 경제성 분석 결과를 위주로 파악하기 때문에 해당 경제성 지표 결과를 중심으로 비교하였다.

1) NPV (P75)

NPV 결과를 보면 평균풍속이 가장 높았던 2003년에 Matrix MCP를 적용해 예측한 AEP 결과에 SMP Fix(B)를 적용한 경우가 가장 높았고, 평균풍속이 가장 낮았던 2008년에 Regression MCP를 적용해 예측한 AEP 결과에 Variable(B)를 적용한 경우가 가장 낮았다. 예측된 NPV 결과의 최대 편차는 52,369(백만원)이고, 최소 편차는 38,105(백만원)이다. 각각에 해당하는 NPV 상세 결과는 다음 Fig. 25 및 Table 15에 나타내었다.

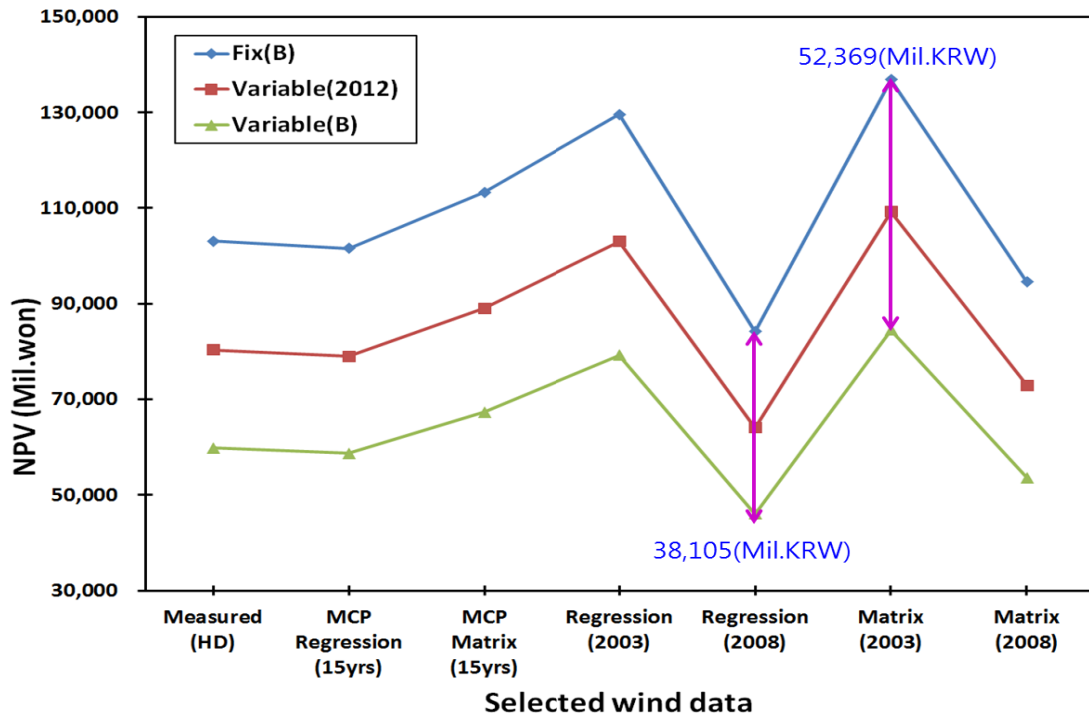


Fig. 25 NPV results with various SMP cases



Table 15 NPV results

Selected wind data	Fix (B)	Variable (2012)	Variable (B)
2011 (Measured HD)	103,118	80,317	59,874
15yrs MCP (R)	101,564	78,984	58,741
15yrs MCP (M)	113,280	89,029	67,287
2003 (R)	129,597	103,017	79,187
2008 (R)	84,133	64,041	46,028
2003 (M)	136,837	109,225	84,468
2008 (M)	94,513	72,940	53,599

(Unit : Million KRW)

2) IRR (P75)

IRR 결과 역시 NPV 결과와 마찬가지로 Matrix(2003) 데이터에 Fix(B)를 적용한 결과가 최대, Regression(2008) 데이터에 Variable(B)를 적용한 결과가 최소 값을 보이고 있다. 모든 결과에서 할인율 6%보다 큰 매우 높은 내부수익률을 보이고 있으며, IRR 예측 결과의 최대 편차는 6.18(%), 최소 편차는 5.12(%)이다. 각각에 해당

하는 IRR 상세 결과는 다음 Fig. 26 및 Table 16에 나타내었다.

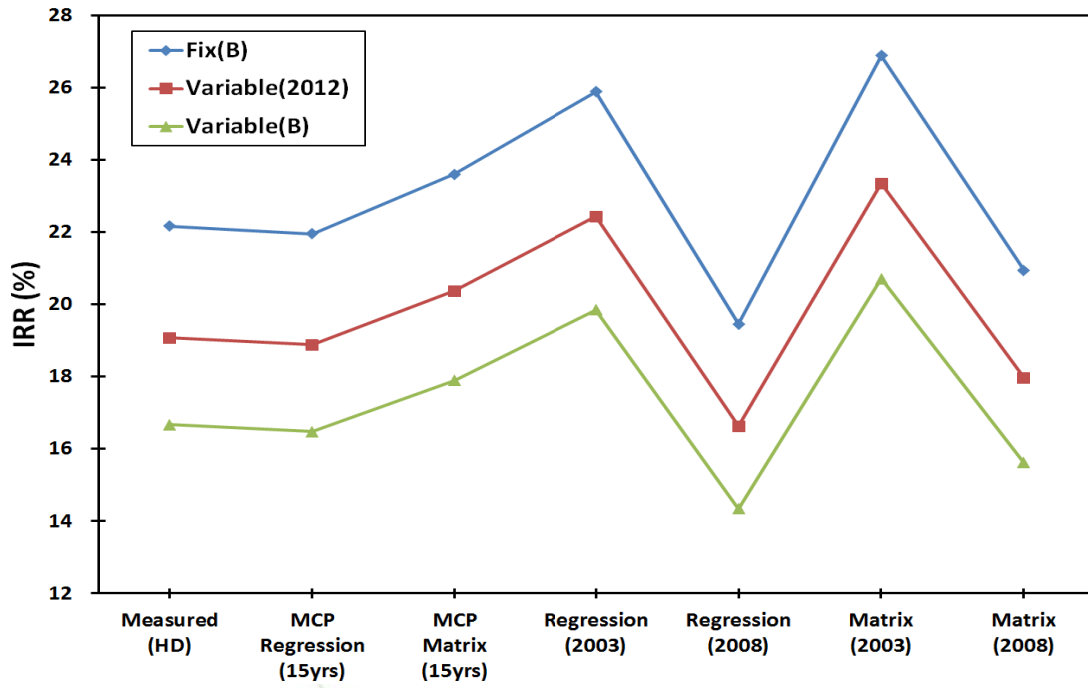


Fig. 26 IRR results with various SMP cases

Table 16 IRR results

Selected wind data	Fix (B)	Variable (2012)	Variable (B)
2011 (Measured HD)	22.17	19.07	16.66
15yrs MCP (R)	21.95	18.87	16.47
15yrs MCP (M)	23.60	20.36	17.89
2003 (R)	25.88	22.43	19.84
2008 (R)	19.45	16.62	14.33
2003 (M)	26.88	23.34	20.70
2008 (M)	20.94	17.96	15.61

(Unit : %)

3) B/C ratio (P75)

B/C ratio의 경우 가장 높은 비는 1.72이고, 가장 낮은 비는 1.24이다. 최대 편차는

0.25이고, 최소 편차는 0.24이다. 앞서 높은 내부수익률 결과에 비해서 편익/비용 비율의 값이 2를 초과하지 않는 것은 현금 흐름의 계산에 있어서 편익과 비용에 대한 현금의 시간 가치 개념이 적용된 것, 감가상각비용이 비용으로 처리되지만 실제 현금흐름에서 유출되지 않는 비용이기 때문인 것으로 판단된다. 각각에 해당하는 B/C ratio의 상세 결과는 다음 Fig. 27 및 Table 17에 나타내었다.

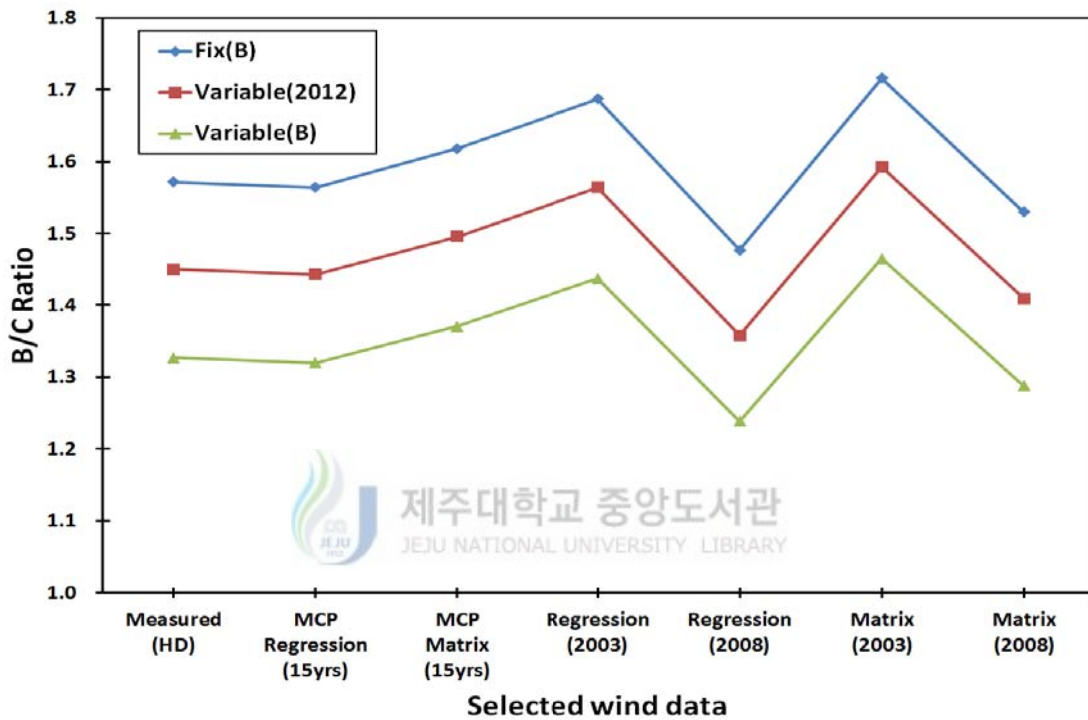


Fig. 27 B/C ratio results with various SMP cases

Table 17 B/C ratio results

Selected wind data	Fix (B)	Variable (2012)	Variable (B)
2011 (Measured HD)	1.57	1.45	1.33
15yrs MCP (R)	1.56	1.44	1.32
15yrs MCP (M)	1.62	1.50	1.37
2003 (R)	1.69	1.56	1.44
2008 (R)	1.48	1.36	1.24
2003 (M)	1.72	1.59	1.47
2008 (M)	1.53	1.41	1.29

(Unit : n/a)

4) P/P (P75)

회수기간 법의 결과 값이 높을수록 투자금액의 회수 기간은 느려진다. 투자금액의 회수 기간이 가장 느린 경우가 8.2(년), 가장 빠른 경우가 4.3(년)에 해당한다. 회수 기간의 최대 편차는 2.1(년)이고, 최소 편차는 1.1(년)이다. 각각에 해당하는 P/P의 상세 결과는 다음 Fig. 28 및 Table 18에 나타내었다.

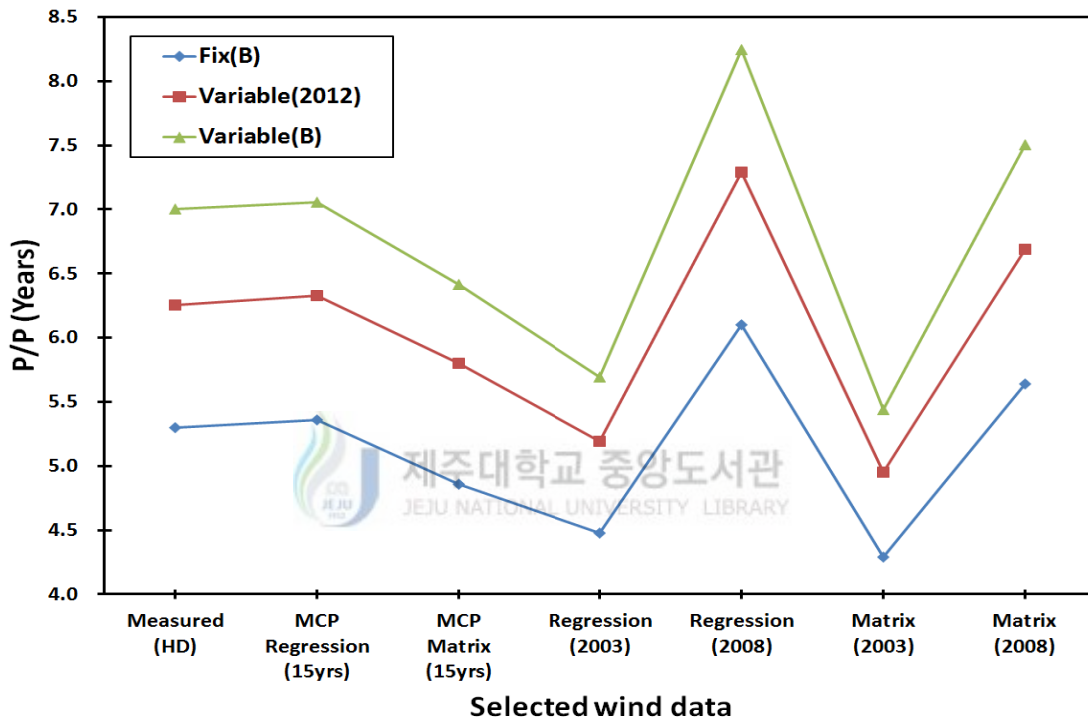


Fig. 28 P/P results with various SMP cases

Table 18 P/P results

Selected wind data	Fix (B)	Variable (2012)	Variable (B)
2011 (Measured HD)	5.3	6.3	7.0
15yrs MCP (R)	5.4	6.3	7.1
15yrs MCP (M)	4.9	5.8	6.4
2003 (R)	4.5	5.2	5.7
2008 (R)	6.1	7.3	8.2
2003 (M)	4.3	5.0	5.4
2008 (M)	5.6	6.7	7.5

(Unit : years)

3.3 NPV와 현금흐름

AEP를 예측하는 7가지 방법 및 7가지의 SMP를 각각 적용한 경우의 NPV 결과를 한 번에 비교하기 위해서 다음 Fig. 29와 같이 나타내었다. 앞서 확인한 결과와 마찬가지로 평균 풍속과 AEP가 가장 높은 순서대로 NPV 결과가 도출되었고, 적용하는 SMP에 따라서 NPV 결과에 많은 차이가 있었다.

Fig. 29에서 (A)는 2008(R)의 데이터에 Variable(2012) SMP를 적용한 NPV 예측 값이다. 이 최저점 (A)는 Fix(L,B,H)가 예측하는 모든 NPV 값보다 항상 작은 값을 갖는다. 또한, Variable(L)의 최저점 (B)는 전체 NPV 결과에서 가장 보수적인 값을 예측한다. Variable(H)의 최고점(C)는 2003(M)과 2003(R)의 Fix(L,B,H)를 적용하여 예측한 값들에 대해서 항상 작은 값을 갖는다. 사업 타당성 결과에 대해서 과대 예측 가능성이 많은 Fix(L,B,H)보다 Variable(2012)와 Variable(L,B,H)를 적용한 결과 범위를 예측하는 것이 좀 더 합리적일 것이라 판단된다.

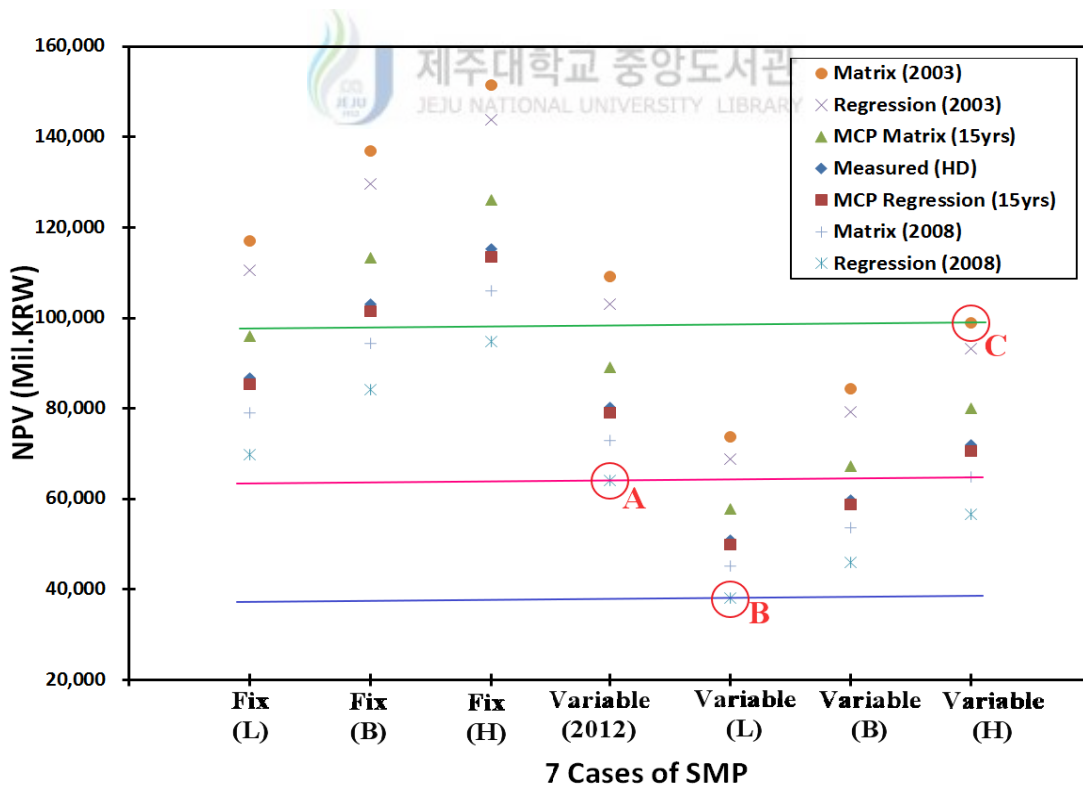


Fig. 29 Various NPV results of AEP P75

다음으로 각각의 데이터 선택에 따른 분석 결과를 비교하기 위해서 SMP의 Base 케이스의 3가지의 경우만을 적용한 현금 흐름의 변화를 다음 Fig. 30,31,32에 순서대로 나타내었다.

1) 2011(Measured HD)의 AEP(P75) 현금흐름

2011(Measured HD)의 현금흐름 그래프는 다음 Fig. 30에 나타내었다. 최대 NPV와 최소 NPV의 편차는 43,244(백만원)이다. Fix(B)를 적용한 결과가 가장 높은 사업 순익을 예측하고, Variable(B)가 가장 낮은 순익을 예측한다. 또한, 회수 기간에서 최대 약 2년의 차이가 발생한다는 것을 알 수 있다.

2) 15yrs MCP(R)의 AEP(P75) 현금흐름

15yrs MCP(R)의 현금흐름 그래프는 다음 Fig. 31에 나타내었다. 최대 NPV와 최소 NPV의 편차는 42,823(백만원)이다. Fix(B)를 적용한 결과가 가장 높은 사업 순익을 예측하고, Variable(B)가 가장 낮은 순익을 예측한다. 또한, 최대 약 2년의 회수 기간의 차이를 보이고 있음을 알 수 있다.



3) 15yrs MCP(M)의 AEP(P75) 현금흐름

15yrs MCP(M)의 현금흐름 그래프는 다음 Fig. 32에 나타내었다. 최대 NPV와 최소 NPV의 편차는 45,993(백만원)이다. Fix(B)를 적용한 결과가 가장 높은 사업 순익을 예측하고, Variable(B)가 가장 낮은 순익을 예측한다. 또한, 최대 약 1.5년의 회수 기간의 차이를 보이고 있음을 알 수 있다.

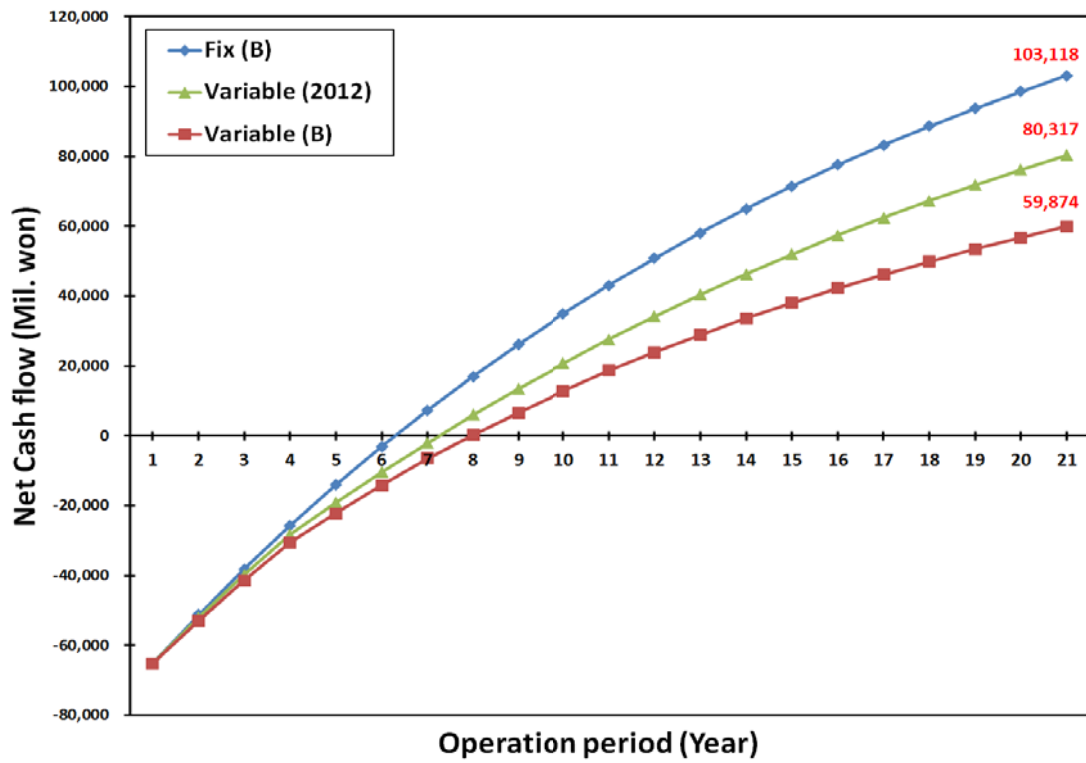


Fig. 30 Net cash flow of 2011 (Measured HD)

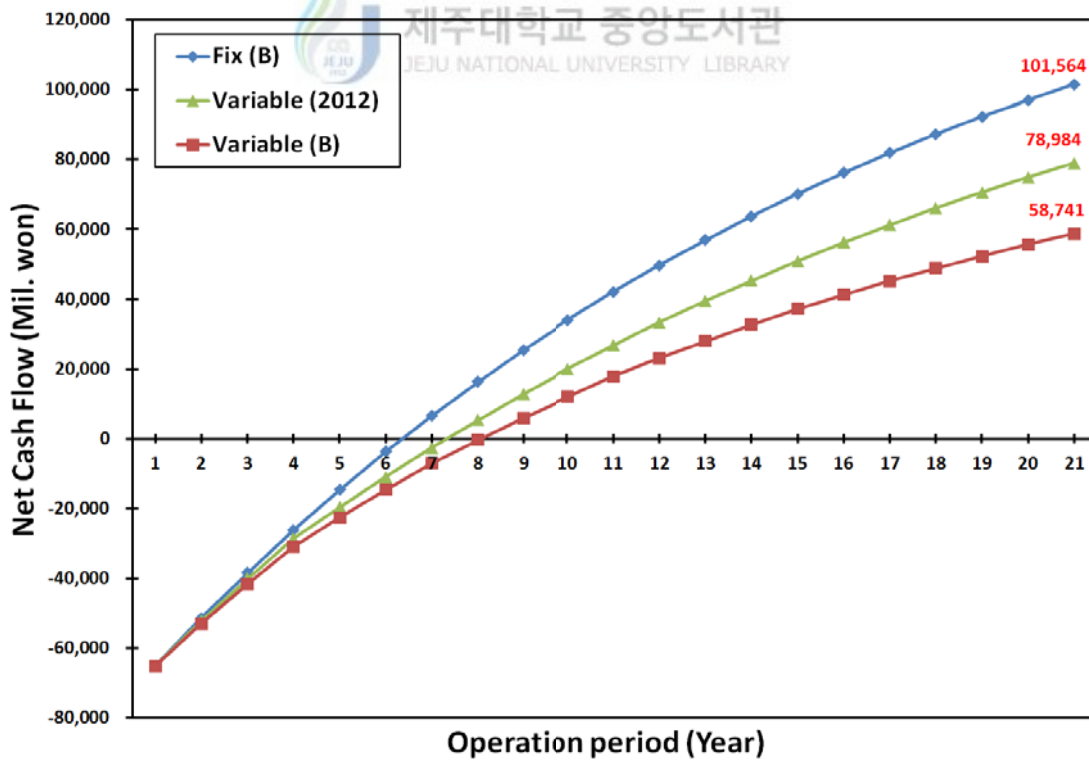


Fig. 31 Net cash flow of 15yrs MCP (R)

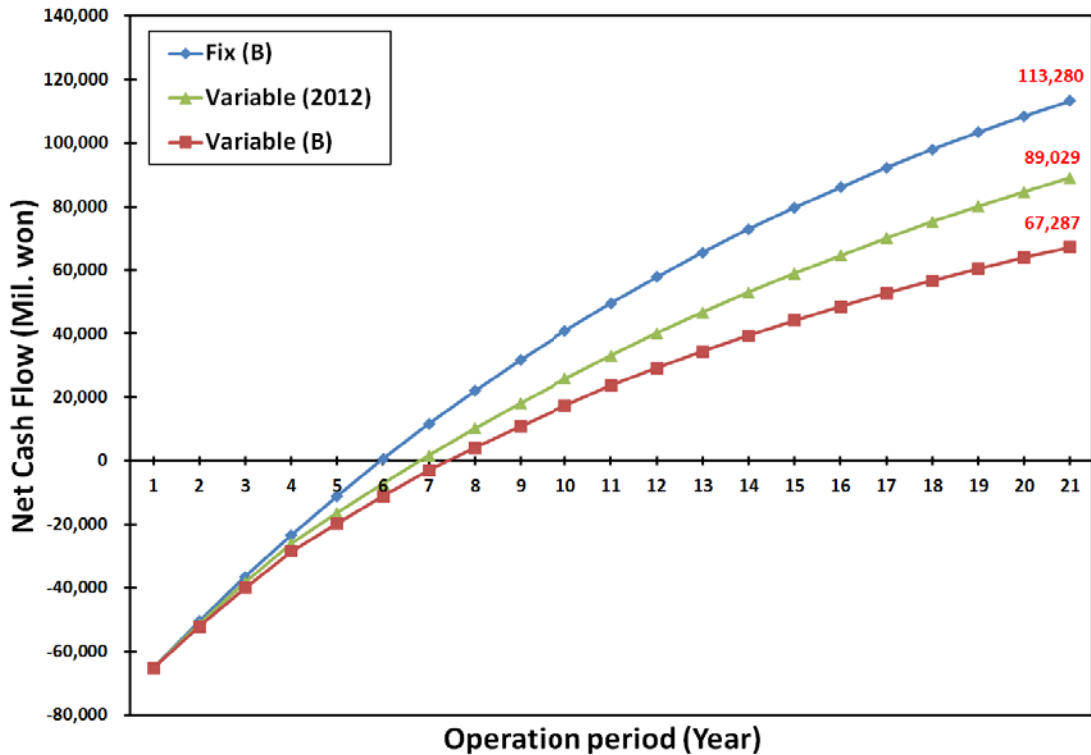
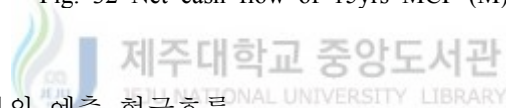


Fig. 32 Net cash flow of 15yrs MCP (M)



4) 적용된 총 데이터의 예측 현금흐름

Fig. 33은 앞서 결과에서 도출된 2011 (Measured HD), 15yrs MCP(R,M)의 AEP(P75) 결과에 3가지 SMP Base 값을 적용한 모든 경우의 현금흐름 결과를 나타낸다. 고정 SMP를 적용할 때 가장 높은 NPV 결과를, 다음으로 Variable(2012) SMP, 마지막으로 본 연구에서 제안된 Variable(B) SMP를 적용한 순으로 결과가 도출되었다. 예측된 NPV 결과의 최대 편차는 54,539(백만원)이고 최소 편차는 1,133(백만원)으로 나타났다.

Fig. 34에서는 고정 SMP를 적용한 경우 및 단기 실측 데이터를 적용한 경우를 제외한 현금 흐름 결과를 보여준다. 제시된 결과에서 NPV의 최대 편차는 30,288(백만원), 최소 편차는 8,546(백만원)이다. 제시된 범위에 대한 평균 NPV는 73,510(백만원)이고, 이를 기준으로 최대와 최소 NPV의 편차는 15,144(백만원)이다.

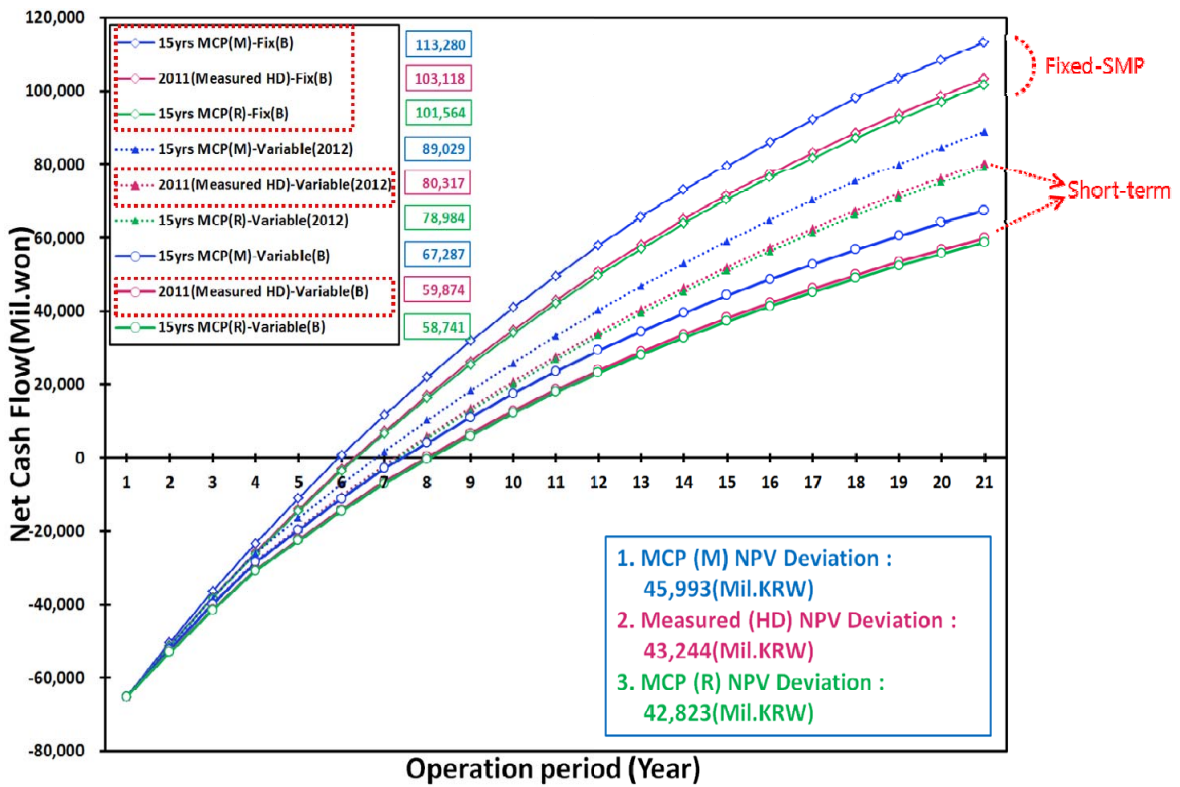


Fig. 33 Total net cash flow

제주대학교 중앙도서관
JEJU NATIONAL UNIVERSITY LIBRARY

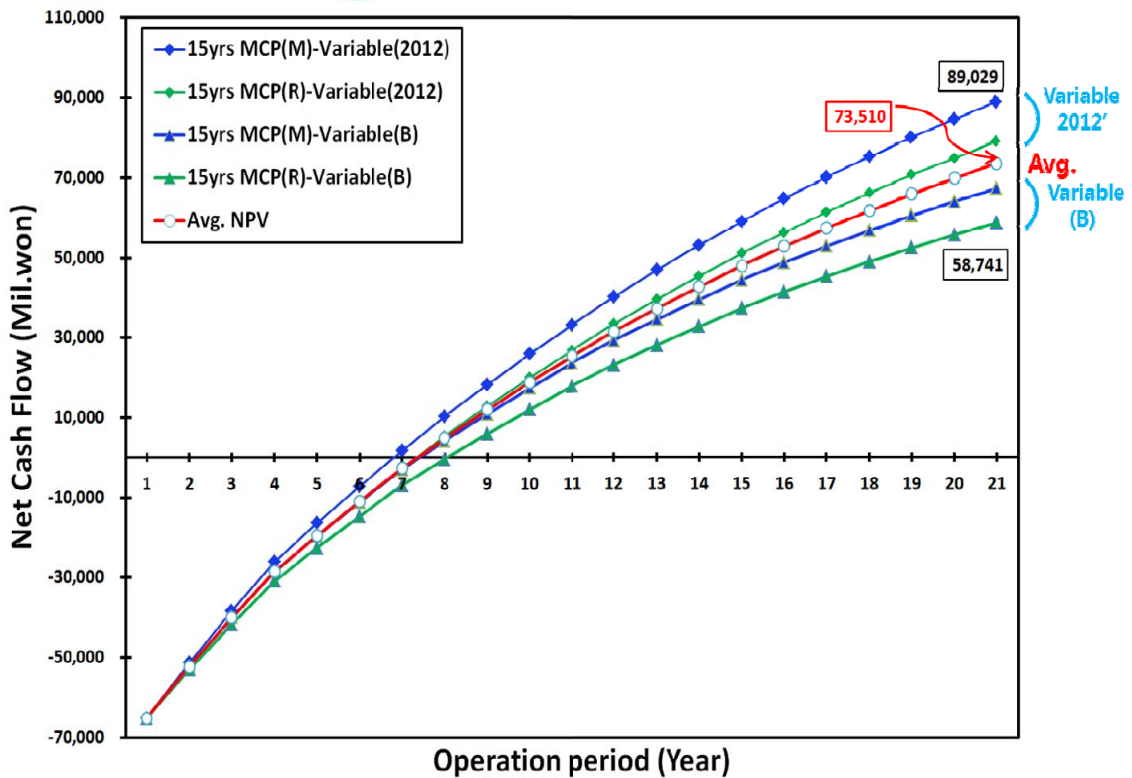


Fig. 34 Net cash flow range of selected MCP results

상기의 결과를 바탕으로 합리적인 순익 리스크 범위를 예측하기 위해서는 다음 2가지의 경우를 비교 범위에서 제외해야한다.

(1) 사업 타당성 평가에서 고정 SMP를 적용한 경우에 순익 평가에서 가장 높은 결과를 보여줄 뿐 아니라 실시간 변동하는 SMP 값을 반영하지 못하므로 사업에 큰 리스크 요인으로 작용할 가능성이 크다. 따라서 적절한 사업 타당성 평가를 위해서 고정 SMP를 적용한 평가는 순익을 과대 예측할 가능성이 매우 높기 때문에 본 연구를 통해서 예측하고자 하는 순익 리스크 범위에서 제외한다.

(2) 일반적으로 AEP의 예측에서 풍속의 변동성을 반영한 장기간 풍속을 예측하기 위해서는 MCP 방법을 적용해야한다. 따라서 데이터들 간의 결과 비교 범위에 포함했던 2011(Measured HD)데이터를 적용하여 예측한 현금 흐름 경우 역시 리스크가 높아질 것이므로 비교 범위에서 1년 단기 실측 데이터를 통해 예측된 결과 모두를 제외한다.

4. 민감도 및 편차 분석



4.1 민감도 분석

민감도 분석은 풍력발전단지의 경제성 분석 결과를 도출하는 입력 변수들 중에서 항목들을 분석자가 설정한 기준 값에서 특정 %만큼 증가 또는 감소시켜 그에 따른 전체 경제성 지표의 값의 변화를 나타내어 비교함으로써 각 항목이 전체 경제성 지표에 어느 정도 영향을 미치는지 나타내는 분석 방법으로 직선의 기울기 값이 가장 클수록 프로젝트 결과에 미치는 민감도가 가장 큰 변수이다[35].

연구의 입력 변수 값들 중에서 초기 투자비용(ICC), 이용율(C.F.), 계통한계가격(SMP), 발전단지 유지보수 비용(O&M Cost), 할인율(Discount rate)을 선정하여 민감도 분석을 실시하였다. 기준 값을 취하기 위해서 선택한 풍속 데이터는 15yrs MCP(R)이고, AEP는 P50케이스를, SMP는 본 연구에서 활용한 모든 변동 SMP 예측 값의 평균값 173.41(원)을 적용하였고 편익/비용 비율과 NPV에 대한 민감도 분석을 실시하였고 결과는 다음과 같다.

1) B/C ratio 민감도 분석

B/C ratio 민감도 분석 결과를 Fig. 35에 나타내었다. 가장 큰 기울기 값을 갖는 변수는 ICC이고, 가장 작은 기울기를 갖는 변수는 O&M 비용이다. 해당 분석에서 SMP와 할인율의 기울기는 같은 값을 갖고 있다. 민감도 분석의 결과를 순서대로 나타내면 다음과 같다.

ICC > C.F. > SMP > Discount rate > O&M costs

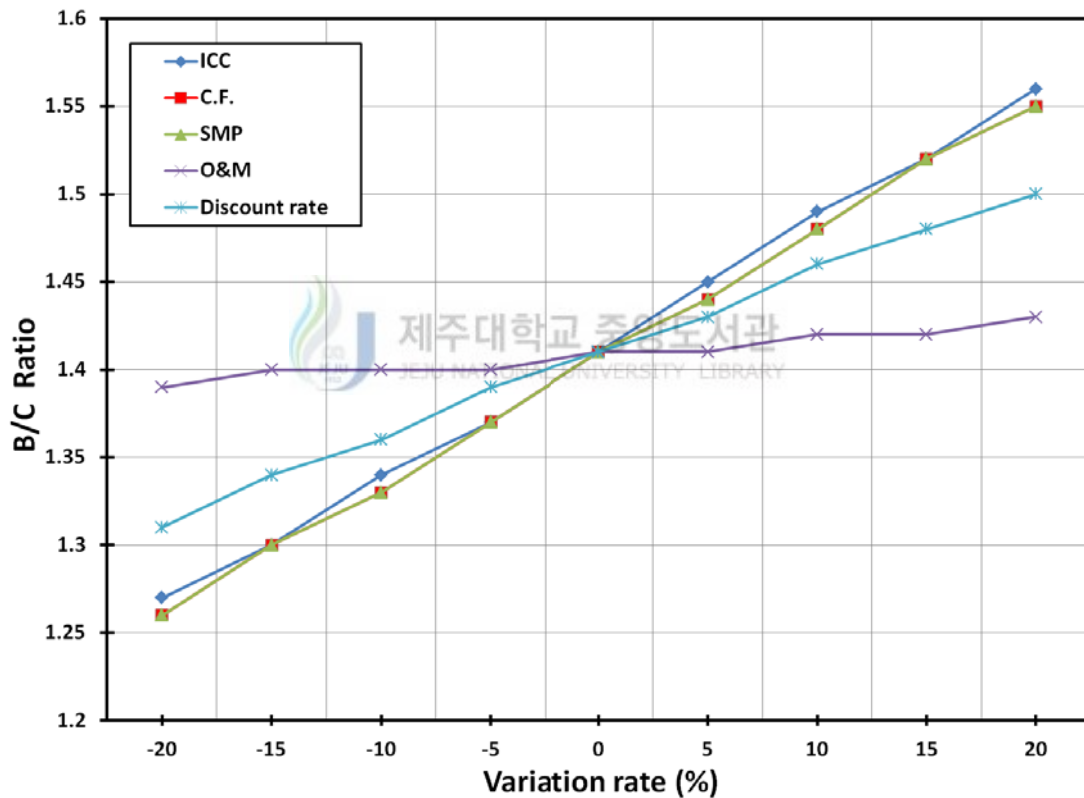


Fig. 35 B/C Sensitivity analysis

2) NPV 민감도 분석

NPV 민감도 분석 결과를 Fig. 36에 나타내었다. 가장 큰 기울기 값을 갖는 변수는 SMP이고, 가장 작은 기울기를 갖는 변수는 O&M 비용이다. 그래프에서 C.F.와 SMP의 직선이 겹쳐 같은 기울기로 보일 수 있으나 결과에서 C.F.의 기울기가 SMP보다는

약간 높은 값을 갖는 것으로 분석되었다. NPV 민감도 분석 결과를 순서대로 나타내면 다음과 같다.

$$C.F. \geq SMP > Discount\ rate > ICC > O\&M\ costs$$

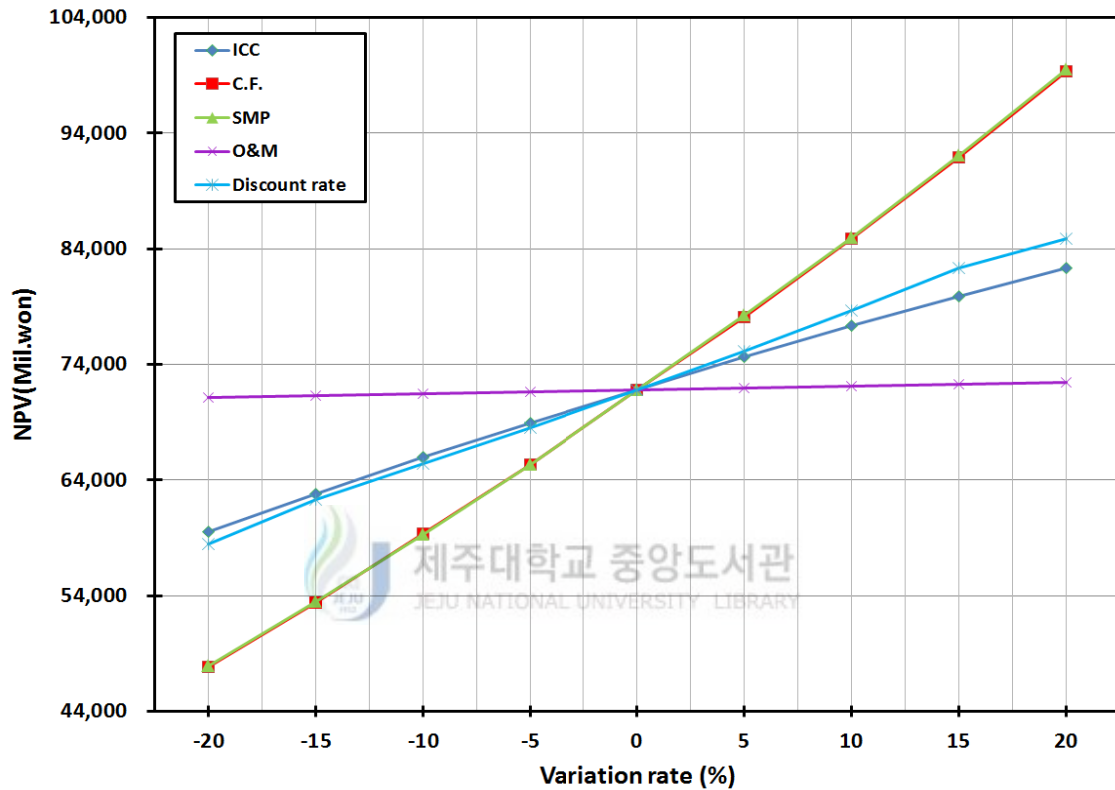


Fig. 36 NPV Sensitivity analysis

B/C ratio와 NPV에 대한 입력 변수들의 민감도 분석을 통해서 C.F.의 민감도가 가장 높고, O&M 비용이 가장 낮다는 결론이 도출되었다.

4.2 편차 분석

일반적으로 연간 풍속의 변동성은 10년 이상의 장기간에 대해서 약 $\pm 10\%$ 의 편차를 갖는다[36]. 그러나 장기간의 발전단지 개발 프로젝트의 NPV 변동성을 예측하는 것은 쉽지 않은 일이다. 따라서 프로젝트의 NPV 변동성을 분석하기 위해서 본 연구에서 실시한 Regression MCP를 적용해 예측한 해당 풍속을 적용하여 AEP P50을 구

하였다. NPV를 구하기 위한 SMP는 Variable(B)를 적용하였고, 15년의 풍속 변동 주기를 가정하였다. 풍속 변동주기에 의해서 15년 기간에 대해서 도출된 값들을 평균화 시켜 이를 통해 분석된 풍속, AEP, NPV의 편차 범위를 구한 결과는 Fig. 33과 같다.

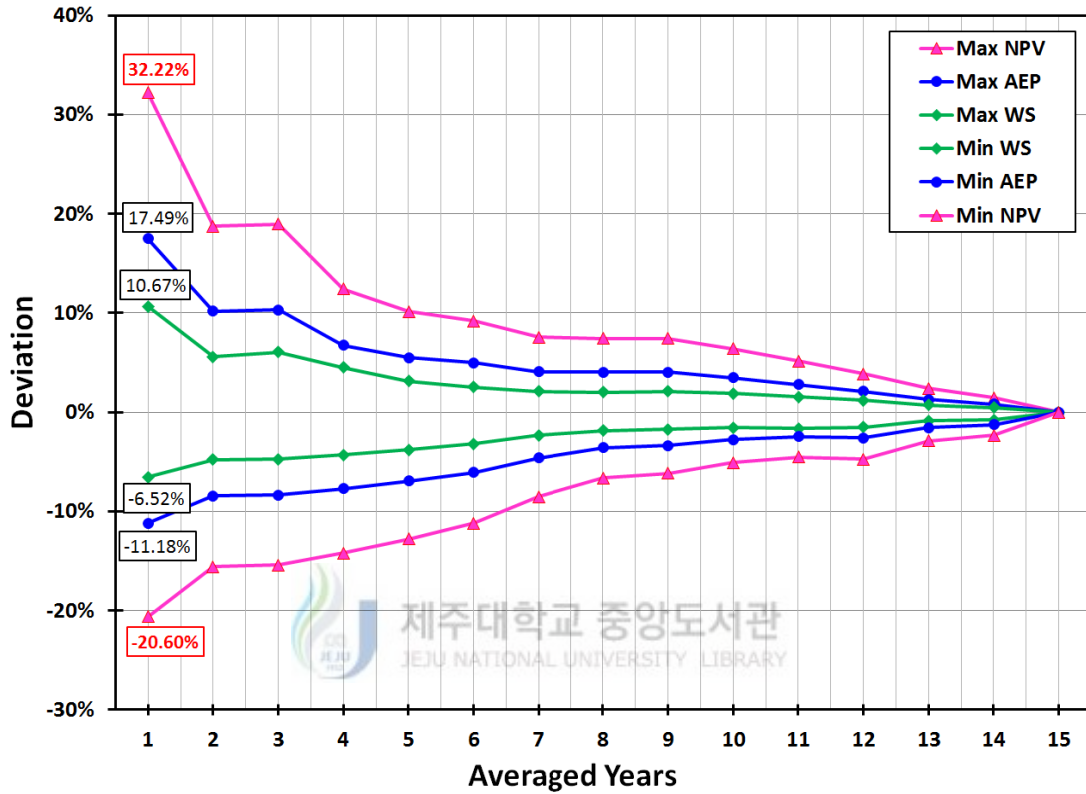


Fig. 37 Maximum and minimum deviation of Wind speed, AEP and NPV

편차 분석 결과에서 뚜렷이 나타나는 것처럼, 풍속의 편차 범위가 가장 작고, AEP, NPV 순으로 편차 범위가 증가하고 있다. 각 변수의 최대 편차 범위에 대해 살펴보면, 풍속의 경우, -6.52% ~ +10.67%, AEP는 -11.18% ~ 17.49%, NPV는 -16.78% ~ +26.24%의 편차 범위를 갖는다. 이러한 결과는 풍속 추정의 오차가 발생하는 경우에 NPV에 미치게 되는 편차 범위가 가장 높아진다는 것을 의미하고, 프로젝트가 갖는 리스크가 커지게 된다.

V. 결 론

본 연구에서는 풍력발전단지 개발 프로젝트 타당성 평가 과정 중에 발생할 수 있는 리스크요인을 AEP와 SMP로 가정하고, 풍속과 SMP의 예측 방법이 프로젝트의 순익에 미치는 영향을 분석하였다. 제주도 한동지역에 가상의 30MW 풍력발전단지 (Vestas 2MW×15기)를 설계하고, 풍속의 연간 변동을 보정하는 2가지 MCP 방법을 적용하여 다양한 AEP를 예측하였다. 또한 고정 SMP, 변동 SMP, 가중평균 변동 SMP를 적용한 시나리오 기반 경제성 분석을 수행하였다. 이 연구에서 얻어진 결과는 다음과 같다.

가) Matrix MCP법이 Regression MCP법보다 상관계수가 높았다. 그러나 실측과 예측 값에 대한 통계적 오차 분석 방법인 ME, PBIAS 결과에서는 Regression MCP법이 자기예측 정확도가 더 높았고, MAE, RMSE의 결과에서는 Matrix법의 자기예측 정확도가 더 높았다. 따라서 상관 계수가 높다고 해서 그 때 사용한 MCP법이 더 우수하다고 할 수는 없다. 그러므로 분석자의 판단에 따라서 개발 후보지의 풍황 특성에 적합한 MCP법을 채택하는 것이 중요하다.

나) 고정 및 변동 SMP를 적용한 경제성 분석 결과, Regression MCP를 적용한 NPV의 최대 편차는 P75에서 42,823(백만원), Matrix MCP를 적용한 NPV의 최대 편차는 45,993(백만원)에 이른다. 이때, kWh당 SMP의 최대 예측 편차는 약 50원이었다. 또한 고정 SMP를 적용하여 예측한 NPV는 과대 예측되는 경향을 보였다. 따라서 적절한 사업 타당성 평가를 위해서는 고정 SMP보다는 변동 SMP를 적용하는 것이 합리적이다. 또한, 제주도에서 풍력단지 프로젝트 타당성 평가 시, 본 연구에서 제안하는 제주도의 전력 계통 특성을 반영하는 가중 평균 변동 SMP 값을 적용하는 것이 적절할 것으로 판단된다.

다) Regression MCP 및 Matrix MCP 두 가지 방법으로 각각 AEP를 예측한 결과에 가중평균 변동 제주 SMP와 제주특별자치도 풍력발전종합관리계획에서 제시한 변동 SMP를 적용하여 경제성 분석을 실시하였다. 그 결과, NPV는 약 58,741(백만원)~89,029(백만원)으로, 이때의 NPV 최대 편차는 약 30,288(백만원)이었다. 즉, 이 연구의 시나리오에서 어떤 MCP 방법을 사용하고, 어떠한 SMP를 적용하느냐에 따라서 풍력발전기 1기당 연간 약 1억원의 수익 편차 리스크가 발생할 수 있음을 알 수 있다.

라) 초기투자비용(ICC), CF, SMP, O&M 비용, 할인율을 변수로 한 B/C ratio와 NPV 민감도를 분석한 결과, CF와 SMP의 민감도가 가장 높았고, O&M 비용의 민감도가 가장 낮았다. 따라서 SMP의 정확한 추정과 CF를 최대화하는 풍력단지의 선정 및 그 설계가 매우 중요하다.

마) 15년을 풍속 변동주기로 가정하여 풍속, AEP, NPV의 편차 분석 결과, 풍속의 편차 범위는 $-6.52\% \sim +10.67\%$ 로 가장 좁고, AEP는 $-11.18\% \sim +17.49\%$, NPV는 $-16.78\% \sim +26.24\%$ 로 가장 넓었다. 그리고 1년의 주기를 기준으로 한 NPV의 편차는 풍속 편차 범위의 약 2.5배 증가한 값을 보였다. 따라서 풍력단지 개발 프로젝트의 사업 타당성을 검토할 때, MCP 방법을 적용하여 장기간 풍속 보정을 반드시 하여야 하고, 프로젝트 리스크를 최소화하기 위해서는 정확한 풍속예측이 무엇보다도 중요하다고 판단된다.



참고 문헌

- [1] Korea Energy Economics Institute, 2012 Year Book of Energy Statistics, 2012.
- [2] Ministry Of Trade, Industry & Energy, Korea Energy Master Plan outlook & policies to 2035, Jan. 2014.
- [3] Mun Seong-Ju, Yang Sung-Kuk, Duke-Chang Lee and Pan-Do Shon, A Study on Economic Analysis of Wind Power Project, Korean Industrial Economic Association Journal, Vol.24, No.6, pp.3695~3712, 2011.
- [4] Jeju Special Self-Governing Province, Fundamental Renewable Energy Supply Development Plan of Jeju, 2009.
- [5] Jeju Special Self-Governing Province, Wind Farm Development and General Administration Plan of Jeju, 2012.
- [6] Kim Yeong-Hwan, Kim Se-Ho, Increasing effect of the Wind Power Limit Using Energy Storage System in Jeju-Korea, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol.34, No.1, pp. 81~90, 2014.
- [7] Han Dong-Hwan, Min Kyung-Hyun, *Project Risk Management*, Iretech Press, pp.22-23, 2012.
- [8] C. Li, P. Li and X. Feng, “Analysis of wind power generation operation management risk in China”, *Renewable Energy*, vol. 64, pp.266-275, 2014.
- [9] Kim Hyo-Jeong, Ko Kyung-Nam and Huh Jong-chul, Reassessment of Economic Feasibility for a Wind Farm on Jeju Island Considering Variable Jeju SMP, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol.33, No.5, pp.41~50, 2013.
- [10] Korea Eximbank, Issue Briefing, Renewable energy industrial trend analysis of the first -quarter in 2014, 2014.
- [11] P. Jain, Wind energy engineering, Mac Graw Hill, 2011.
- [12] Evaluation Institute of Regional Public Corporation, Feasibility Study Report of Dongbok, Jeju, Jeju Energy Cooperation, 2013.
- [13] EWEA, Wind Energy-The Facts, pp. 204~207, 2009.
- [14] Korea Development Institute, Pre-Feasibility study of Jeju Offshore Wind Farm

Development, 2012.

- [15] Keum-Seo Kang, Jun-Shin Lee, Ji-Young Kim and Moo-Sung Ryu, Economic Analysis of Offshore Wind Farm considering Domestic Development Conditions of Korea, *Wind Energy Journal*, Vol. 2, No.1, pp.37~43, 2011.
- [16] IEC 61400-1, Wind turbines – Part 1: Design requirements, 3rd edition, 2005.
- [17] M. Nedaei, "Wind energy potential assessment in Chalus county in Iran", *International Journal of Renewable Energy Research*, vol.2.2, pp.338-347, 2012.
- [18] Hyun Seung-Gun, Jang Moon-Seok and Ko Suk-Hwan, Variability Characteristics Analysis of the Long-term Wind and Wind Energy Using MCP Method, *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol.33, No.5, pp.1~8, 2013.
- [19] Frank Klinto, Wiebke Langreder, MCP and Longterm wind speed predictions, EWEA Technology Workshop, 2013.
- [20] EMD, Wind PRO 2.9 - Help manual, pp.608-612, 2013.
- [21] Korea Laboratory Accreditation Scheme, Uncertainty in Measurement Estimation and Expressions Guidelines, p.83, 2012.
- [22] B.H. Bailey, P. Beaucage, D.W. Bernadett and M. Brower, Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project, Wiley, 2012.
- [23] Rea LM, Parker RA., Designing and conducting survey research: A comprehensive guide. : John Wiley & Sons, 2012.
- [24] Her Soo-Young, Feasibility Study for Wind Characteristics Analysis by using WRF Meteorological Prediction Data, MS thesis, Faculty of Wind Energy Engineering of Jeju National University, 2012.
- [25] H. Klug, "What does Exceedance Probabilities P-90-P75, P50 Mean?", *DEWI Magazin*, p.28, 2006.
- [26] Medimorec, D., Tomsic, Z., Evaluating accuracy and uncertainty of wind speed estimation by using multiple wind measurements on a site. In EUROCON, 2013 IEEE pp. 868-873, 2013.
- [27] Y. Kim, B. Jang, "A Study of Uncertainty Influences on Wind Farm Development Project and Improvement Plan Consideration with AHP Analysis", *Journal of Korean Institute of Industrial Engineers*, 2011, pp. 869-881, 2011.

- [28] Korea Power Exchange, A reports of operation and management of electrical systems in 2013, Jeju., 2013.
- [29] Korea Power Exchange, Jeju, <http://www.kpxj.or.kr/>, electric power statistics, 2014.
- [30] Korea Power Exchange, September report of operation and management of electrical systems in 12014, Jeju., 2014.
- [31] KECA, Status of planning and prospection of HVDC, Magazine of the Korea Electrical Contractors Association, 2012.
- [32] Ministry Of Trade, Industry and Energy, 6th Power Demand and Supply plan, 2013.
- [33] Jeju Special Self-Govening Province, Feasibility Study of Energy Storage System Application Plan for Jeju Wind Farm, Electric Power Research Center of Jeju National University, 2013.
- [34] Lee Sang-lim, A study on market price stabilization plan of electric power, Korea Energy Economics Institute, 2013.
- [35] K.H. Lee, J.H. Park, J.W. Jin, K.R. Kwon, and K.H. Choi, Economic analysis of jeju offshore pilot run wind farm by sensitivity analysis, Journal of the Korean Society for Power System Engineering, pp.13~19, 2012.
- [36] K. Ko, K. Kim, J. Huh, "Variations of wind speed in time on Jeju Island, Korea", *Energy*, vol.35, pp.3381-3387, 2010.

감사의 글

어느덧 정신없이 지나버린 저의 2년이 좀 넘는 석사 과정에 마침표를 찍게 되었습니다. 지금 돌이켜 생각해 보면 어떻게 공과 계열의 대학원에 겁 없이 도전했을까 하는 의문이 들기도 하지만 그만큼 저의 인생의 터닝 포인트이자 값진 교훈을 많이 얻은 시간들이었습니다. 이렇게 제가 무사히 석사과정을 마무리하는 데에는 주변에 많은 분들의 도움이 있었기에 가능했습니다. 짧은 글로 많은 분들에게 감사를 표현하는 것은 부족하지만 지면으로나마 대신 감사의 마음을 전하고 싶습니다.

언제나 학생들의 발전을 위해서 바쁘게 뛰어다니시는 우리의 캡틴, 허종철 교수님. 항상 믿음으로 묵묵히 지켜봐주시고 기다려주신 덕분에 힘을 내고 포기하지 않을 수 있었습니다. 정말 마음 깊이 감사드립니다. 연구자적 자세와 기본을 가질 수 있도록 열정적으로 바로 잡아주시고 이끌어주신 고경남 교수님, 진심으로 걱정하고 조언해주시는 부드러운 카리스마를 가지신 김범석 교수님, 독일에서 고생한다고 아빠 미소 지으며 밥 사주신 눈물 나게 감사했던 박상렬 교수님, 바쁘신 와중에 의리 하나로 학생들을 위해서 유체역학에 대해서 열정적으로 강의해주신 명현국 교수님, 불쑥 찾아가서 경제성 분석에 대해서 질문하는 저에게 친절히 가르쳐 주시고 많은 조언을 아낌없이 해주신 회계학과 김봉현 교수님, 이병걸 교수님, 김호민 교수님, 조경호 교수님, 임종환 교수님, 김세호 교수님, 일에 치여서 밥도 못 챙겨 드시면서도 학생들을 챙기시고 선배로써 아낌없이 조언 해주신 양경부 선생님, 학생들을 위한 행정 처리를 위해 뒤에서 묵묵히 고생하시는 김봄솔 선생님, 송정화 선생님 모두 감사드립니다.

저의 첫 논문 투고 때 전력 계통의 이해와 SMP 추정을 위해 가르쳐주신 저의 숨은 스승님 전력거래소 김영환 부장님, 질문이 있다고 찾아가는 저에게 관련 자료도 제공해주시고 친절히 설명해주신 제주에너지공사의 양성준 선생님 감사드립니다.

실험실 선배님 문중 선배님, 준철 선배님, 승건 선배님, 현석 선배님, 치훈 선배님, 미호, 현우, 양기호 선생님, 전상현 선배님, 허수영 선배님, 동기이자 가까이에서 힘들 때마다 도와준 지훈이, 학번은 다르지만 같은 길을 걸어가는 나의 동료들 동범이, 동현, 범철, 지영, 대영, 진석, 실험실 학부생 기훈, 희진, 인섭, 현수, 동훈.. 모두에게 정말 감사드립니다. 세부 전공은 다르지만 같이 수업 들으며 우정을 나누었던 우리 풍력공학부 대학원 동기들 및 선배님들 모두에게 감사를 전합니다.

독일 Lahmeyer International GmbH. 풍력팀(ge6)에서 인턴으로 일할 수 있도록

도움주신 Dr. Kleineidam Patrick과 한국을 사랑하는 강원도의 풍력 지킴이 Roland, 풍력에 대한 열정과 즐기며 일하는 모습으로 감동을 안겨주었던 Jacob, Sven, Gildas, Luis, Theo, Anil, Michael, 광경일 선배님, 항상 미소와 따뜻한 말로 용기 주시고 항상 준비해야한다고 조언해주신 정주대 소장님, 이외에도 함께 일하면서 적응할 수 있도록 도와준 학생 인턴 친구들도, 모두 여전히 그립고 보고 싶습니다.

마지막으로, 믿음으로 묵묵히 지켜봐주시고 늦은 나이에 도전한 저의 석사 생활을 지켜봐주신 사랑하는 우리 엄마 그리고 언제나 정신적으로 아버지와 같은 존재인 우리 오빠와 새언니, 응원하고 아낌없이 물심양면으로 도와주는 우리 언니와 형부, 앞으로 밝고 바르게 자라나길 바라는 우리 조카 준성이와 진아 에게도 너무 감사하고 모두들 너무 감사드리고 사랑합니다.

이외에도 지면에 담지 못한 감사의 마음은 앞으로 살아가면서 조금씩 표현하고 은혜를 갚을 수 있도록 노력하겠습니다.

Death is more universal than life; everyone dies but not everyone lives.

죽음은 삶보다 보편적이다. 모든 사람은 죽기 마련이지만 모든 이가 사는 것은 아니다.

- A. Sachs



2015.1.

김효정 올림