



[2017-6-WD-003]

풍력 불확실성의 경제적 비용 - 제주사례를 중심으로

전우영¹⁾ · 모정윤^{2)*}

The Economic Cost of Wind Uncertainty - The case of Jeju Island

Wooyoung Jeon¹⁾ · Jung Youn Mo^{2)*}

Received 6 February 2017 Revised 3 May 2017 Accepted 25 May 2017

ABSTRACT This study analyzed the cost of wind uncertainty by estimating the impact of various degrees of wind uncertainty on the operating cost of a power system. For the analysis methodology, this study used a simulation applying a stochastic form of security-constrained optimal power flow (SCOPF) based on the Jeju power system. To generate realistic wind generation input, a wind forecasting model based on an econometric time-series method was proposed in four major wind farms in Jeju Island. The result showed that the case with the deterministic wind reduces the operating cost most effectively. On the other hand, when the system faces stochastic wind forecasted 1 hour ahead, the amount of reserve required increases significantly. In addition, when the degree of wind uncertainty increases as the system operator conducts the day-ahead planning with the stochastic wind forecasted 4 hours ahead and 7 hours ahead, the amount of reserve required increases further and the amount of wind generation that the power system could adopt decreases, which leads to an increase in the overall operating cost.

Key words Wind Generation(풍력발전), Uncertainty(불확실성), Wind Forecasting(풍속예측), Reserve Cost(예비력비용), System Operator(전력시스템운용자), Operating Cost(운용비용)

1. 서론

전 세계적으로 전력부문에서 풍력을 중심으로한 재생에너지의 보급이 가속화되고 있다. 2000년~2015년 기간 동안 원자력발전은 세계적으로 약 20GW 증가한 반면 풍력은 355GW, 태양광은 179GW 증가했으며 이 증가속도는 더욱 빨라지고 있다.^[1-2] 독일은 이미 2016년 5월에 특정시간의 전력수요 전망을 재생에너지로만 공급하는 사건이 발생하

였고, 미국, 중국 또한 재생에너지 보급을 공격적으로 증가시키고 있다. 우리나라도 2029년까지 풍력은 8.1GW, 태양광은 16.6GW 보급이 계획되어 있으며^[3], 풍량 여건이 좋은 제주도의 경우는 2020년까지 약 597MW의 풍력을 보급함으로써, 피크 전력수요대비 약 84%의 높은 풍력발전 설치가 예정되어 있다.

하지만 이런 풍력의 높은 보급은 기존 전력시스템의 안정성 훼손이라는 숙제를 안고 있다. “바람은 공짜이지만 풍력을 전력시스템에서 사용하는 것은 공짜가 아니다”라는 말이 있다. 풍력, 태양광과 같이 기후조건에 따라 발전량이 달라지는 변동성 재생에너지는 연료비용이 들지 않아 한계비용이 제로이지만, 높은 불확실성과 변동성을 제어해주기

1) Chonnam National University

2) Korea Institute for Industrial Economics and Trade

*Corresponding author: jymo@kiet.re.kr

Tel: +82-62-530-1558

Fax: +82-62-530-1559

위해 전력시스템에서 추가적인 비용이 발생한다는 의미이다. 특히 풍력의 경우 규모가 커질수록 전력시스템 안정성을 악화시키게 되는데, 이를 개선하기 위해서 풍력의 불확실성을 보완해줄 수 있는 추가적인 예비력이 필요하게 된다. 즉 풍력 불확실성에서 기인하는 추상적인 비용은 이것을 제어해 주기위한 예비력 비용으로 구체화해서 고려될 수 있는 것이다.

일일전 발전계획수립(Day-Ahead Planning, DAP) 관점에서 전력시스템 운영자가 마주하는 풍력 불확실성은 다음날 24시간 동안의 예비력 비용을 결정하게 된다. 이 풍력의 안정적 제어를 위한 비용이 얼마나 발생하고, 이를 효과적으로 경감시키는 요소는 어떤 것들이 있는지 탐색하는 것은 높은 풍력보급을 앞둔 이 시점에서 중요한 요소가 아닐 수 없다.

풍력이 유발하는 비용과 관련된 선행연구로, Dorherty 등^[4]은 아일랜드 전력시스템을 바탕으로 OPF 방법론을 적용해서 전력수요와 풍력예측을 기반으로 해서 시스템의 안정성을 유지하는데 필요한 예비력의 양을 도출하는 방법론을 제안하였다. Anderson 등^[5]은 미국 New England 지역의 전력시스템을 기반으로 풍력도입으로 인한 영향을 발전 패턴변화, 전력가격의 변동성, 탄소배출 경감효과 등을 기반으로 분석하였다. 특히 수요자원을 활용하여 풍력 불확실성 비용을 상당부분 경감시킬 수 있음을 보였다. Tuohy 등^[6]은 풍력의 변동성을 보완해주는 Gas-Turbine 발전기의 빈번한 출력변동으로 인한 wear-and-tear 비용을 추정함으로써 풍력이 유발하는 추가적인 비용을 분석하였다. 정태영 외^[12]와 이기남 외^[13]은 국내 풍력의 불확실성과 발전량을 기반으로 경제성을 추정하였다.

본 연구에서는 제주 전력시스템 모형을 기반으로 확률적 풍력패턴을 이용하여 풍력의 불확실성이 전력시스템 운용 비용에 미치는 영향을 분석하였다. 이를 위해 전력시스템 최적화 시뮬레이션 분석이 가능한 안전도제약 최적조류모류(Security-Constraint Optimal Power Flow, SCOPF) 방법론을 기반으로 제주 전력시스템 모형을 구축하였다. 또한 제주의 기상정보를 기반으로 풍력확률모형을 구축하여 몬테카를로 시뮬레이션 방법론을 통해 풍력의 불확실성을 모형화 하였다. 이 제주전력시스템 모형과 풍력확률모형을 기반으로 일일전 발전계획 관점에서 1) 결정론적(deterministic) 풍력과 확률적(stochastic) 불확실성을 가

지는 풍력이 각각 전력시스템에 어떠한 영향을 미치며, 2) 전력시스템 운영자가 마주하는 풍력 불확실성의 정도가 달라질 때 궁극적으로 소비자에게 전가될 전력시스템 운용비용이 어떤 영향을 받는지 분석하였다.

2. 모형

2.1 전력시스템 최적화 모형

본 연구에서는 전력시스템을 사실적이고 체계적으로 시뮬레이션 해주는 전력시스템 최적화 모형인 Multi-Period Super Optimal Power Flow(MPSOPF)¹⁾를 적용하였다.^[7-9]

MPSOPF는 기존의 전력시스템 최적화 방법론인 Security-Constraint Optimal Power Flow(SCOPF)에 기반을 둔 모형으로 신재생에너지, 에너지저장장치, 전기차 등의 전력시장 신기술 분석을 위해 개선된 모형이다. MPSOPF 모형이 기존 SCOPF와 가지는 차별적인 기능은 다음과 같다.

1) MPSOPF는 확률적인 입력값에 대한 처리가 가능하기 때문에 풍력이나 태양광 등 불확실성을 가지는 발전원이 전력시스템에 미치는 영향에 대한 보다 사실적인 분석이 가능하다. 2) 기존 SCOPF는 특정시간에 snapshot적인 분석만 가능했던데 반해, MPSOPF는 일정기간동안 연속적인 최적화 분석이 가능하기 때문에, inter-hour 충방전 의사결정이 중요한 에너지저장장치에 대한 체계적인 분석을 가능케 한다. 3) MPSOPF는 전력시스템의 안정성유지에 필요한 예비력의 양을 모형 내부적으로 도출해 준다. MPSOPF에서 도출하는 예비력은 시간간 변동성을 제어해주는 부하 추종예비력(Load-Following Reserve)과 시간내 변동성을 제어해주는 상정사고예비력(Contingency Reserve)으로 구성되어 있다.

이러한 특징을 가진 MPSOPF의 목적함수의 형태는 Eq. 1과 같다²⁾. 목적함수의 주요구조는 전력시스템이 만족시

1) MPSOPF는 미국 Department of Energy의 지원을 받아 Cornell University에서 개발된 전력시스템 최적화 모형으로 관련 논문은 현재 1500회 이상의 인용을 기록하고 있다.

2) Eq. 1은 Ziummerman(2013)^[9]에서 인용하였다. Eq. 1에서 i, t, s, k 는 각각 발전기, 시간, 시나리오, 상정사고를 나타내는 인덱스, C 는 비용함수, G 는 시간별 발전량, R 은 시간별 상정사고 예비력량, L 은 시간별 부하추종 예비력량, R_p 는 출력변화에 따른 wear-and-tear 비용, $VOLL$ (Value of Lost Load)는 충족되지 못한 수요에 대한 페널티 비용, LNS (Load Not Served)는 충족되지 못한 수요일을 나타낸다.

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{s \in \mathcal{S}^t} \sum_{k \in \mathcal{K}^{ts}} \pi_{tsk} \left\{ \sum_{i \in \mathcal{I}} \left[C_{Gi}(G_{itsk}) + \right. \right. \\ & \text{Inc}_{its}^+(G_{itsk} - G_{itc})^+ + \text{Dec}_{its}^-(G_{itc} - G_{itsk})^+ \left. \right] \\ & \sum_{j \in \mathcal{J}} \text{VOLL}_j \text{LNS}(G_{tsk}, R_{tsk})_{jtsk} \Big\} + \\ & \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_t \sum_{i \in \mathcal{I}} [C_{Rit}^+(R_{it}^+) + C_{Rit}^-(R_{it}^-) + C_{Lit}^+(L_{it}^+) + \\ & C_{Lit}^-(L_{it}^-)] + \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_t \sum_{s_2 \in \mathcal{S}^t} \sum_{s_1 \in \mathcal{S}^{t-1}} \sum_{i \in \mathcal{I}^{ts_2 0}} \\ & [\text{Rp}_{it}^+(G_{its_2} - G_{its_1})^+ + \text{Rp}_{it}^-(G_{its_2} - G_{its_1})^+ \\ & + f_s(p_{sc}, p_{sd})] \end{aligned}$$

Eq. 1. MPSOPF 모형 목적함수(비용최소화)

커야하는 발전기 제약, 송전망 제약, 시스템 안정성 제약, 신재생에너지 변동성 제약 등을 모두 만족시키면서 발전비용과 예비력비용을 포함하는 전력시스템 운용비용을 최소화해주는 발전계획을 도출하는 것이다.

2.2 제주 전력시스템 모형 구축

본 연구는 MPSOPF 전력시스템 최적화 방법론을 적용하여 제주 전력시스템 모형을 바탕으로 수행하였다. 제주 전력시스템 모형의 형태는 Fig. 1과 같다. 이 제주 전력시스템은 총 16개의 bus로 구성되어 있으며, 두기의 HVDC 회선으로 육지와 연결되어 있다. 제주의 전통적 화석발전 시설은 Fig. 1에서 빨간 원으로 표시된 지역으로, Table 1에 정리된 바와 같이 제주(Bus 1)에 5기의 화석연료 발전, 한림(Bus 6)에 있는 1기의 복합화력, 남제주(Bus 9)에 있

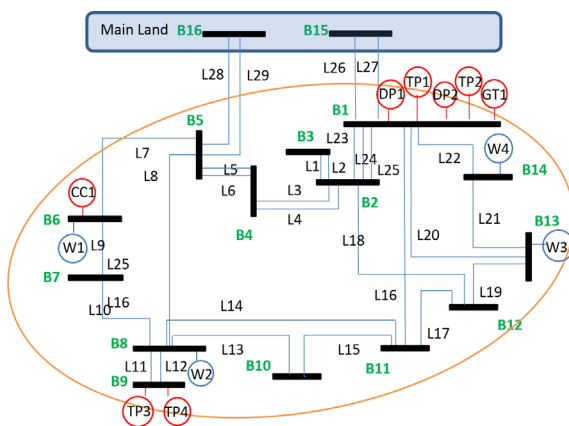


Fig. 1. 제주 전력시스템 모형 지도

Table 1. 제주 화석연료발전 시설 현황

Bus 번호	Bus 이름	발전기 정보	
		발전기명	용량(MW)
1	제주	기력1(TP1)	75
		기력2(TP2)	75
		디젤1(DP1)	40
		디젤2(DP2)	40
		가스터빈(GT1)	55
6	한림	복합화력(CC1)	105
9	남제주	기력3(TP3)	100
		기력4(TP4)	100

Table 2. 제주 풍력 설비 현황 및 계획

Bus 번호	Bus 이름	2015년 용량 (MW)	2020년 용량 (MW) ³⁾
6	한림(W1)	24.7	216.7
8	안덕(모슬포, W2)	0	168
13	성산(W3)	98	119
14	조천(W4)	33.6	93.6
	총합	156.3	597.3

는 2기의 기력발전으로 구성되어 있다. Fig. 1상에 푸른 원으로 표시된 지역은 제주도의 풍력단지의 위치로 구체적인 제주 풍력 설비 현황은 Table 2에 정리된 바와 같다. 이 자료에 따르면 2015년 기준 제주의 풍력용량은 156.3MW이고, 2020년에는 597.3MW 수준까지 빠르게 증가하는 것으로 계획되어 있다. 2020년 풍력보급량은 제주 피크전력 수요 대비 약 84%에 이르는 아주 높은 수준으로 가까운 시일 내에 풍력의 불확실성은 제주 전력시스템 운용에 있어서 중요한 고려요소가 될 것으로 판단된다.

2.3 풍력 예측 모형

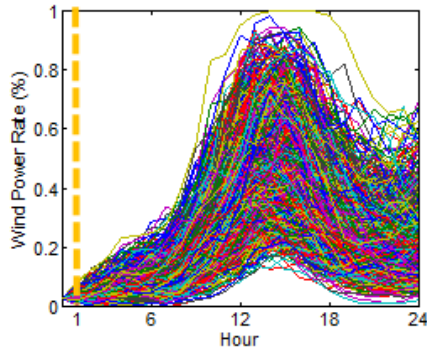
본 연구의 핵심은 풍력 불확실성이 전력시스템 운영에 미치는 영향을 분석하는 것이다. 이를 현실적으로 분석하기 위해서는 풍력의 불확실성을 체계적으로 반영해주는 풍력 forecasting 데이터를 생성해야 한다. 이를 위해서 Jeon 외^[10]의 방법론을 기반으로 제주도의 기상정보를 이용하여 풍력 모형을 구축하였다. 본 연구에서 사용된 풍력 예측 모형의 대략적인 구조는 다음과 같이 4단계로 이루어져 있다.

3) 제주 전력거래소 자료기반 계획치

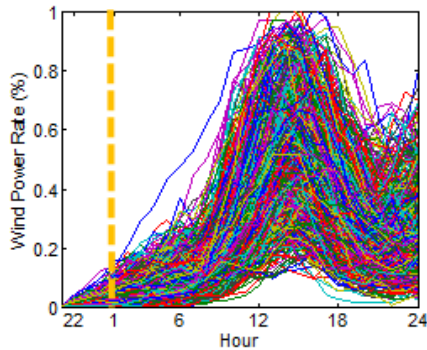
$$S1: \log(Wind_{t,i}) = f_D(Seasonal\ Cycles_{t,i}, Temp_{t,i}) + v_{t,i}$$

$$S2: v_{t,i} = ARMA(p, q) + WNR_{t,i}$$

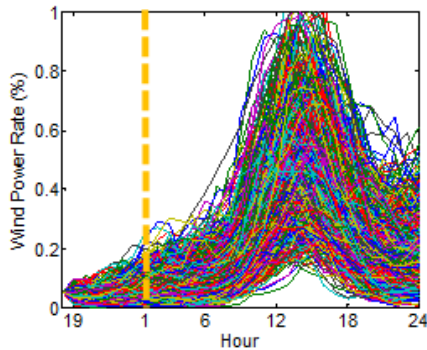
Eq. 2. 풍속 예측 모형 구조(2-stage ARMAX)



(a) 1시간 전 예측 풍력 프로파일



(b) 4시간 전 예측 풍력 프로파일



(c) 7시간 전 예측 풍력 프로파일

Fig. 2. 시점별 1000개 풍력 예측 프로파일(성산, 12월14일)

첫 번째 단계에서는 Eq. 2의 2-stage ARMAX 모형을 이용해서 풍속 예측 모형을 구축하였다.⁴⁾ 이 모형의 첫 번

4) Eq. 2의 각 기호의 의미는 다음과 같다. wind는 시간별 풍속, Seasonal Cycles는 연간 풍속 패턴, Temp는 온도, v는 첫 번째 추정식의 오차항, ARMA는 시계열 모형, p는 AR lag 변수의 수, q는 MA lag 변수의 수, WNR(White Noise Residual, 백색잡음

제 stage에서는 기온과 seasonal cycle과 같은 결정론적 정보를 이용해서 풍속을 추정한 후, 두 번째 stage에서는 첫 번째 stage의 오차항을 이용해 ARMA 모형을 바탕으로 추가적인 정보에 대한 추정을 수행하였다. 두 번째 단계에서는 첫 번째 단계에서 구축된 풍속 예측 모형을 기반으로 몬테카를로 시뮬레이션 방법론을 적용해 향후 24시간 풍속 예측 프로파일 1000개를 생성하였다⁵⁾(Fig. 2). 세 번째 단계에서는 생성된 1000개의 풍속 프로파일을 IEC-3⁶⁾ 풍력 변환곡선을 이용해서 풍력 프로파일로 비선형 변환을 하였다(Fig. 3). 마지막 네 번째 단계에서는 생성된 1000개의 풍력 프로파일을 축약적으로 대표할 수 있는 5개의 풍력 프로파일을 확률 기법을 이용해 추출하였다. 세 번째 단계와 네 번째 단계의 풍력 예측 프로파일의 결과 값은 Fig. 2와 Fig. 3에서 그 형태를 확인할 수 있다.

3. 결 과

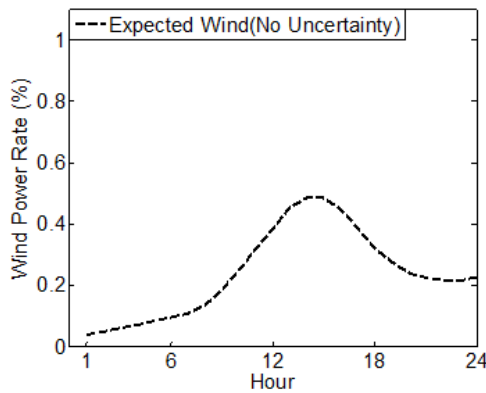
3.1 분석 시나리오 설정

이와 같이 구축된 제주 MPSOPF 모형과 풍력 예측모형을 기반으로 풍력 불확실성이 전력시스템 운용에 미치는 영향 연구를 위해 시나리오 분석을 수행하였다. 최적화 모형 분석을 위해 전력거래소에서 일반적으로 시행하는 일일 전 발전 계획 수립관점에서 다음날 1시부터 24시간동안의 전력시스템운용비용을 최소화하는 발전계획을 도출하였다. 이 때 풍력의 불확실성의 정도가 달라질 때 전력시스템 운용비용에 어떠한 영향을 미치는지 분석하기 위하여 Table 3의 5개 case를 설정하였다. 이때 풍력 입력 값의 형태는

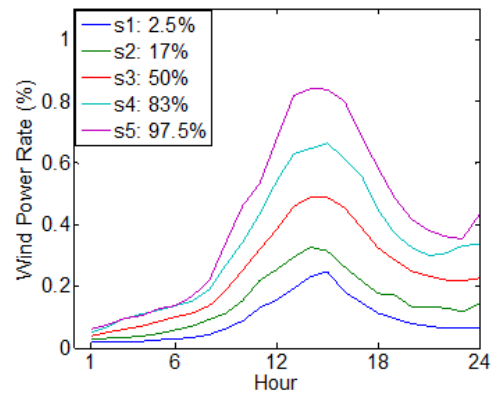
잔차)은 두 번째 추정식의 오차항을 뜻한다.

5) 적용된 몬테카를로 시뮬레이션의 방법론은 크게 2단계로 이루어져 있다. 첫 번째 단계에서는 Eq. 2에서 추정된 실제 백색잡음잔차(WNR) 데이터를 기반으로 WNR의 covariance matrix를 도출하는 것이다. 두 번째 단계는 도출된 covariance matrix를 이용해 24시간동안 각 시간별 WNR을 정규분포를 가정하여 1000개 생성하고, 이 값을 ARMA모형에 적용하여 24시간 풍속예측 프로파일을 도출한다. 이때 먼 시간의 풍속 예측치는 ARMA모형의 구조상 WNR이 누적된 값이기 때문에 높은 forecasting error를 가지게 된다.

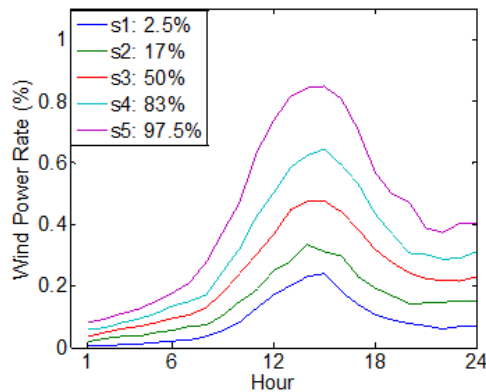
6) 국제전기표준회의(International Electrotechnical Commission, IEC)에서 풍속-풍력변환 표준기술로 제안하는 IEC-1, IEC-2, IEC-3중 낮은 속도의 풍속환경에 유리한 IEC-3을 본 연구에서 사용하였음



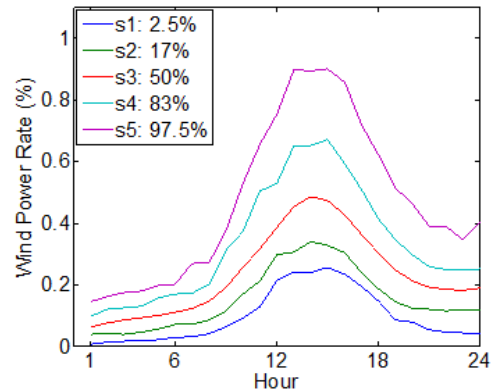
(a) Case 2 : 고정된 풍력(불확실성 없음)



(b) Case 3 : 1시간 전에 예측된 풍력(낮은 불확실성)



(c) Case 4 : 4시간 전에 예측된 풍력(중간 불확실성)



(d) Case 5 : 7시간 전에 예측된 풍력(높은 불확실성)

Fig. 3. Case 별 MPSOPF 모형 풍력 입력값 - 풍력 불확실성의 구조 (성산, 12월14일)

Table 3. 5개 시나리오 설정

Case 번호	Case 설명
Case 1	기본 제주 전력시스템 (풍력 X)
Case 2	Case 1 + 불확실성 없는 풍력
Case 3	Case 1 + 1시간 전 예측된 풍력
Case 4	Case 1 + 4시간 전 예측된 풍력
Case 5	Case 1 + 7시간 전 예측된 풍력

시나리오에 따라서 불확실성이 존재하지 않는 결정론적 (deterministic) 값이거나 불확실성이 존재하는 확률적 (stochastic) 값 모두를 상정하였다.

본 연구의 분석은 전력수요 피크가 발생하고 풍량이 많고 변동성이 높은 겨울철에 전력수요가 높은 날 중 하나인 12월 14일을 선택해서 수행하였다. 최적화 모형의 유연성을 위해서 Load Shedding을 1천만원/MWh의 패널티 수준에서도 그렇게 하는 것이 경제적으로 합당하다고 모형이 판단한다면 Load Shedding이 가능하도록 설정하였다.

Table 3에서 정의된 5개 시나리오의 구성을 살펴보면, Case 1은 풍력이 도입되지 않은 기본적인 2015년 제주 전력시스템을, Case 2는 Case 1의 기본 제주 전력시스템에 불확실성이 없는 풍력을 가정했을 때의 시나리오이다. Case 3는 Case 1에서 다음날 24시간(01시~24시)의 풍력을 예측할 때 바로 직전 1시간 전인 0시에 예측한 풍력을 바탕으로 제주 전력시스템을 분석한 것이다. Case 4는 다음날 24시간의 풍력을 예측할 때 4시간 전인 전날 21시에 예측한 풍력을, Case 5는 7시간 전인 전날 18시에 예측한 풍력을 이용하여 분석한 시나리오 이다. 즉 풍력 예측시점이 점점 앞당겨질수록 1시에 전력시스템 운용자가 마주해야하는 풍력의 불확실성은 점점 커질 것이다.

이 Case 설정의 핵심은 뒤쪽 case로 갈수록 점점 풍력의 불확실성이 커져간다는 것이다. Case 2는 이론적으로 향후 24시간동안 완벽한 풍력 예측이 가능할 때 불확실성이 전혀 없는 풍력값을 나타내는 반면(Fig. 3(a)), Case 3는

현실적인 풍력예측오차가 존재할 때, 바로 직전시간에 예측을 함으로써 풍력예측오차를 현실적으로 최소화한 case를 나타낸다(Fig. 3(b)). 반면 Case 4(Fig. 3(c))와 Case 5(Fig. 3(d))는 실제 전력시스템 계획을 수립하는 시점이 실제 풍력예측이 이루어져야 하는 시점과 멀어질 때 풍력 불확실성의 증가가 어떤 추가적인 비용을 전력시스템에 초래하는지를 보여준다. 실제로 KPX의 전력시스템 운용계획은 전날 오후 6시에 이루어진다. 즉 Case 5는 현재의 전력시스템 운용방법론 하에서 우리가 마주하게 되는 풍력의 불확실성을 감안하여 최적발전계획수립을 수행한 case이다. 이런 현실적인 구조 하에서 달라지는 풍력 불확실성에 따른 비용을 위 시나리오들이 보여준다.

3.2 풍력 예측 결과

Fig. 2는 제주 4개의 풍력단지 중 성산지역에서 몬테카를로 시뮬레이션을 이용해서 생성된 1000개의 풍력 예측 프로파일을 보여주고 있다. Fig. 2(a)는 1시간 전에 예측된 풍력 프로파일을, (b)는 4시간 전에 예측된 풍력 프로파일을, (c)는 7시간 전에 예측된 풍력 프로파일을 보여주고 있다. 각 그래프에서 노란색 점선으로 표시된 부분은 다음날 전력운용이 실질적으로 적용되는 시작시점인 1시 지점을 보여준다.

이 그래프에서 알 수 있듯이 풍력 예측 시점이 전력운용 시작시점인 1시에서의 풍력 변동성은 노란 점선이 표기된 시점에서 풍력 예측 프로파일들의 폭으로 직관적으로 이해할 수 있다. 즉 이 폭이 클수록 그 시점에 풍력이 가지는 값의 범위가 넓음을 뜻하고, 이는 높은 불확실성을 나타내게 된다. 이 결과에서 알 수 있듯이 풍력 예측시점이 점점 앞당겨질수록 전력시스템 운용자가 1시에 마주해야하는 풍력 변동성의 크기가 더 커지게 된다.

Fig. 3은 Fig. 2에서 나타난 1000개의 풍력 프로파일들의 불확실성과 변동성을 통계적으로 대표할 수 있는 5개의 프로파일로 요약한 모습이다. 이 그래프는 앞서 설명한 풍력 예측 모형의 4단계에 해당되는 결과 값으로 실질적으로 전력시스템 최적화가 이루어지는 1시~24시 구간의 값들을 보여주고 있다. 풍력의 불확실성은 이 5개의 합축된 프로파일 형태로 MPSOPF 모형의 입력 값으로 반영되게 된다. 5개의 프로파일 중 가장아래 프로파일은 전체 1000개 풍력 예측 프로파일 중 2.5% 수준의 값을, 두 번째 프로파일은

17%, 세 번째는 50%, 네 번째는 83%, 다섯 번째는 97.5% 수준의 값을 나타낸다. 이는 median 값인 중간 시나리오를 중심으로 전체 표준오차의 $\pm 1\sigma$, $\pm 2\sigma$ 수준의 값을 각 풍력 시나리오의 대표성을 가지는 값으로 선택한 것이다.

Fig. 3에서 (a)는 Case 2에 적용된 풍력 값으로 결정론적인 값의 형태를 가지며 불확실성이 전혀 없음을 알 수 있다. (b)는 앞서 살펴본 Fig. 2(a)에서 대표성을 가지는 5개 프로파일로 요약한 것으로 1시~8시 지점의 변동성이 매우 작다. (c)는 4시간 전 예측 풍력 프로파일인 Fig. 2(b)를 요약한 것으로 1시~8시 변동성이 상대적으로 크다. (d)는 7시간 전 예측 풍력 프로파일인 Fig. 2(b)를 요약한 것으로 1시~8시 변동성이 가장 크다.

여기서 흥미로운 점은 예측시점이 달라질 경우 풍력 불확실성은 초기 8시간 정도 구간에서만 차이가 날뿐 이후 시간대에서는 3가지 case모두 비교적 일정하게 유지된다는 것이다. 이는 현재시점의 정보는 향후 8시간 정도까지의 풍력을 예측하는 데에는 의미가 있지만 그 이후의 풍력을 예측하는 데에는 크게 가치가 없음을 보여준다.

3.3 제주 전력시스템 최적화 결과

Table 4는 최적화의 주요 결과를 요약해서 보여주고 있다. 먼저 Case 1과 Case 2를 비교해보면, 결정론적 풍력이 도입될 경우 약 1080MWh의 풍력이 도입이 되면서 이 풍력이 효과적으로 화석연료 발전을 경감해 주고 있는 것을 알 수 있다. 예비력 부분에서는 결정론적 풍력이 도입될 경우 부하추종 예비력과 상정사고 예비력 모두에서 별로 큰 변화가 없는 것으로 나타났다.

Case 3과 Case 2를 비교할 경우, 확률적 풍력 값을 가지는 Case 3는 풍력발전량이 Case 2 대비 약 11.3% 감소하고, 반면에 예비력의 양은 약 105.3% 이상 급격히 증가한 것으로 나타났다. 이는 확률적 풍력의 경우 높은 변동성과 불확실성을 제어하기 위해 높은 수준의 예비력을 추가적으로 유지해야하고, 또한 과도하게 불확실성이 높은 풍력은 전력시스템이 일부 차단함으로써 풍력발전량도 소폭 감소한 것이다. 특히 예비력 중에서 시간간(inter-hour) 변동성을 제어해주는 부하추종 예비력이 큰 폭으로 증가한 것을 알 수 있다.

Case 3보다 풍력 예측이 더 이른 시간에 이루어짐으로

Table 4. case 별 일일 풍력발전, 화석연료 발전 및 예비력

(MWh/일)	case 1	case 2	case 3	case 4	case 5
총 전력수요	14,836.6	14,836.6	14,836.5	14,836.5	14,836.5
풍력 발전	—	1,080.2	958.6	935.1	883.7
화석연료 발전	14,836.6	13,756.4	13,877.9	13,901.4	13,952.9
Load Shed	—	—	0.1	0.1	0.1
총 예비력	2,041.4	1,974.9	4,053.8	4,335.5	4,515.0
부하추종 예비력	387.8	395.4	2,149.5	2,361.9	2,446.8
상정사고 예비력	1,653.6	1,579.5	1,904.3	1,973.6	2,068.2

Table 5. case 별 일일 발전 비용 및 예비력 비용

(백만원/일)	case 1	case 2	case 3	case 4	case 5
발전 비용	1,421.2	1,290.6	1,317.9	1,323.4	1,328.2
예비력 비용	9.0	10.1	21.0	22.5	23.2
부하추종 예비력	4.1	5.4	15.4	16.7	17.2
상정사고 예비력	4.8	4.6	5.6	5.8	6.1
총 전력시스템 운용비용	1,430.1	1,300.7	1,338.9	1,345.9	1,351.4
Case 2로부터 차이	—	—	38.2	45.2	50.7

써 풍력의 불확실성이 더 큰 Case 4와 Case 5의 경우, 풍력 발전량의 경우 Case 3대비 점점 감소하는 것을 확인할 수 있다. 이와 함께 전력시스템 안정성 유지를 위한 필요 예비력은 Case 3대비 Case 4는 약 6.9%, Case 5는 약 11.4% 증가한 것을 알 수 있다.

Table 5는 최적화 결과를 전력시스템 운용비용의 관점에서 요약해 주고 있다. 전력시스템 운용비용은 크게 발전비용과 예비력비용으로 구성되어 있다. Case 1대비 결정론적 풍력을 적용한 Case 2는 약 129.4 백만원/일의 운용비용 감소를 보이고 있다. 이는 대부분 풍력이 화석연료발전을 대체하는데서 오는 발전비용경감에서 기인한다.

Case 3는 Case 2 대비 발전비용은 27.2 백만원/일 증가하고, 예비력 비용은 약 10.9 백만원/일 증가한 것으로 나타났다. 이는 풍력의 높은 불확실성으로 인해 훼손된 전력시스템의 안정성을 유지하기 위한 추가적인 예비력 비용이 상당부분 증가했고, 불확실성으로 인해 시스템에서 수용하지 못하는 풍력 증가로 인해 화석연료발전이 더 사용되면서 발전비용 또한 일정부분 증가한 것이다.

Case 3 대비 Case 4와 Case 5에서는 발전비용이 각각 5.5 백만원/일, 10.3 백만원/일 증가했고, 예비력비용도 1.5 백만원/일, 2.2 백만원/일 증가했다. 풍력의 불확실성이 커

질수록 시스템에서 수용 가능한 풍력발전이 감소했고 불확실성 경감을 위한 예비력 비용이 증가한 것이다.

Table 6은 풍력 불확실성의 비용이 다른 계절에는 어떻게 나타나는지를 살펴보기 위해 각 계절별로 전력수요가 높은 날을 선정하여 case 2와 case 5의 결과를 비교분석하였다. 풍력 불확실성으로 인한 case 2 대비 case 5의 총운영비용 증가는 봄철은 약 40 백만원/일, 여름철은 약 16 백만원/일, 가을철은 약 21 백만원/일로 나타났다. 이는 유의미한 비용증가이지만 겨울철의 50 백만원/일 보다 상대적

Table 6. 계절별 일일 발전 비용 및 예비력 비용 - Case 2 vs. Case 5

(백만원/일)	봄철	여름철	가을철	겨울철
Case 2				
발전비용	957	1,268	1,011	1,291
예비력비용	6	11	8	10
총운영비용	963	1,279	1,019	1,301
Case 5				
발전비용	988	1,279	1,025	1,328
예비력비용	15	16	15	23
총운영비용	1,003	1,295	1,040	1,351
풍력발전 (MWh/일)	656	326	363	884

으로 낮은 것으로 분석된다. 그 이유는 해당일의 풍력발전량에서 찾을 수 있다. 겨울은 대체적으로 풍량이 풍부하여 풍력발전이 많고 따라서 그에 비례하게 풍력의 불확실성이 전력시스템에 미치는 영향이 크게 나타난다. 반면 여름철의 상대적으로 낮은 풍력 상황에서는 풍력 불확실성의 비용이 겨울철보다는 미미하게 나타났다. 이 결과는 향후 풍력설치용량이 증가할수록 전력시스템이 감당해야하는 풍력 불확실성의 비용이 증가할 것임을 시사한다.

본 연구에서 예비력 비용 부분은 풍력의 불확실성에 의해서 발생하는 전력시스템의 안정성 훼손 정도에 대한 척도로 해석할 수 있다. 더 많은 불확실성과 변동성으로 인해 시스템의 안정성이 훼손되면 그것을 제어하기 위해 더 많은 예비력이 필요로 하고, 그만큼 비용이 발생하는 것이다. 즉 연료비가 제로인 풍력발전을 전력시스템에서 사용하는 것은 공짜가 아니며, 높은 불확실성을 지닌 풍력을 수용하지 위해 추가적인 비용이 발생하는 것이다. 이에 따라 일일전 발전계획수립 시점이 전날 24시(1시간 전), 21시(4시간 전), 18시(7시간 전)로 점점 당겨지게 되면 다음날 풍력 예측치에 대한 불확실성은 점점 더 커지게 되고, 이를 제어하기 위한 예비력은 증가하게 됨으로써 이 불확실성 증가에 대한 추가적인 경제적인 비용이 발생하게 되는 것이다.

반면에 일일전 발전계획수립 시점을 최대한 늦추어서 풍력의 불확실성을 줄이거나, 더 많은 정보를 더 체계적으로 활용하여 풍력 예측 모형의 정확성을 높여서 풍력 예측에 대한 불확실성을 줄일 수 있다면, 제주도와 같이 높은 수준의 풍력이 도입된 전력시스템의 운용비용을 상당부분 경감시킬 수 있을 것이다. 즉 풍력 예측 모형의 정확도를 높일 수 있다면, Case 3 보다 더 낮은 운용비용이 가능하며, 궁극적으로 향후 24시간 동안의 풍력 예측을 획기적으로 높일 수 있다면, 결정론적 풍력에 기반한 Case 2에 매우 근접한 전력시스템 운용비용도 달성할 수 있을 것이다.

앞으로 제주도를 비롯해 전국적으로 빠르게 증가하는 풍력 용량을 고려할 때, 위 연구 결과에서 Case 2와 Case 5의 전력시스템 운용비용 차이는 상당히 유의미하다고 할 수 있겠다. 향후 풍력을 포함한 변동성 재생에너지가 비약적으로 높은 전력시스템에서는 이러한 발전원의 불확실성에 대한 비용이 궁극적으로 전력시스템운용비용과 고객들의 전력요금에 큰 영향을 미칠 수 있을 것이다.

4. 결 론

본 연구는 MPSOPF 전력시스템 최적화 방법론을 기반으로 구축한 제주전력시스템모형을 바탕으로, 1) 결정론적 풍력과 확률적 풍력이 각각 전력시스템에 어떠한 영향을 미치는지 분석하고, 2) 발전계획수립 시점과 실제 운용시점이 멀어짐으로써 증가하는 풍력의 불확실성이 전력시스템 운용비용에 어떠한 영향을 미치는지를 살펴보았다.

MPSOPF 모형의 주요 특징 중 하나는 안정적 전력시스템 운용에 필요한 예비력의 양을 모형 내부적으로 도출해 준다는 것이며, 따라서 풍력 불확실성의 정도에 따라서 필요예비력의 양이 모형 내부적으로 결정되고, 이 최적화 결과 값에 근거하여 전력시스템 운용비용을 추정하였다. 또한 본 분석을 위해 제주 기상데이터를 기반으로 주요풍력 단지에 대한 풍력예측모형을 개발하여 제주의 풍력 불확실성을 추정하였다.

분석결과 2015년 수준의 풍력이 제주에 도입될 경우 불확실성이 없는 풍력은 기존 풍력이 없는 제주 전력시스템 대비 약 130 백만원/일 가량 비용감소효과가 있는 반면, 발전계획수립 1시간 전 예측수준의 풍력 불확실성이 있는 경우 불확실성 없는 풍력대비 약 38.2 백만원/일, 4시간 전 예측 불확실성은 약 45.2 백만원/일, 7시간 전 예측 불확실성은 약 50.7 백만원/일로 풍력 불확실성이 증가할수록 전력시스템 운용비용이 점차적으로 증가하는 것으로 나타났다. 풍력 불확실성 증가에 따른 전력시스템 운용비용 증가의 원인은 불확실성 경감을 위한 예비력 비용과 시스템에서 수용하지 못하는 풍력증가 때문인 것으로 나타났다.

본 연구는 높은 풍력보급이 이루어지고 있는 제주 전력시스템을 바탕으로 풍력의 불확실성을 안정적으로 관리하기 위한 예비력 비용을 추정하고 풍력 불확실성의 정도에 따라 이 비용이 어떻게 변하는지를 추정했다는 데에서 중요한 의미를 가진다.

현재 우리나라는 약 4,500MW 수준의 고정된 예비력량을 유지하는 체계를 가지고 있다. 하지만 풍력과 태양광 발전이 본격적으로 보급된다면 안정적인 전력시스템 운용을 위해서는 보다 유연하고 체계적인 예비력 운용 체계가 필요할 것이다. 이를 위해서는 주어진 변동성 재생에너지의 불확실성 하에서 필요한 합리적인 예비력 추산이 필요하다.

며, 이를 위한 방법론과 기초자료를 제공한다는 데에서 본 연구의 의의를 찾을 수 있다.

향후 에너지저장장치나 수요자원 등이 풍력의 변동성을 제어하기 위한 방법들로 도입이 고려되고 있다. 이러한 기술과 정책들이 풍력 불확실성이 유발하는 비용을 감축시키는 데에 기여하는 만큼 합당한 경제적 보상을 받는 구조가 만들어져야 원활한 재생에너지 보급이 이루어 질 것이고, 궁극적으로 지속가능한 전력시스템 환경을 구축해 나갈 수 있을 것이다.

References

- [1] 에너지경제연구원, “확률적 전력계통망 최적화 모형 구축 연구”, 기본연구보고서 15-15, 2015.
- [2] BP “Statistical Review of World Energy”, June 2015.
- [3] 산업통산자원부, “제7차 전력수급기본계획(2015~2029)”, 2015.
- [4] Doherty, R. and O'Malley, M., “A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 587-595, 2005.
- [5] Anderson, C. and Cardell, J., “Wind Power Uncertainty and Power System Performance”, Engineering, Vol. 5 No. 10A, pp. 41-51, 2013
- [6] Troy, N., Flynn, D., and O'Malley, M., “Multi-Mode Operation of Combined-Cycle Gas Turbines With Increasing Wind Penetration”, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 1, pp. 484-492, Feb. 2012.
- [7] Lamadrid, A. J., Maneevitjit, S., Mount, T. D., Murillo-Sanchez, C. E., Thomas, R. J., Zimmerman, R. D., “A ‘SuperOPF’ Framework”, CERTS Report, December 2008.
- [8] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., and Thomas, R. J., ‘Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education’, Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [9] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., and Thomas, R. J., ‘Multi-Period SuperOPF Problem Formulation’, March 2013.
- [10] Jeon, W., Lamadrid, A. J., Mo, J.Y., and Mount, T. D., “Using deferrable demand in a smart grid to reduce the cost of electricity for customers”, Journal of Regulatory Economics, 47(3), 239-272, 2015.
- [11] Jeon, W., Lamadrid A.J., Mo, J.Y., Mount T., “The Controllability of Real Things: Planning for Wind Integration”, The Electricity Journal, 28(1), 19-28, 2015.
- [12] 정태영, 문석준, 임채환, “풍력발전기의 에너지 비용 산출에 대한 고찰”, 신재생에너지, 제8권 제4호, pp. 3-12, 2012.
- [13] 이기남, 김동현, 권오순, “HeMOSU-1호 관측풍속의 불확실성을 고려한 서남해안의 풍력 발전량 예측”, 신재생에너지, 제10권 제2호, pp. 19-28, 2014.