



국내 풍력단지 증가에 따른 평활효과(Smoothing Effect) 정량화

김한성¹⁾ · 최재원¹⁾ · 최동구^{1)*}

Quantitative Analysis of the Smoothing Effect According to the Number of Wind Farms in Korea

Hansung Kim¹⁾ · Jaewon Choi¹⁾ · Dong Gu Choi^{1)*}

Received 7 June 2017 Revised 15 January 2018 Accepted 2 March 2018

ABSTRACT The number of wind farms in Korea is expected to increase due to the pressure of the post-2020 climate targets. However, this may result in some difficulties for the operation and expansion planning of our power system, due to the characteristics of wind energy, such as its intermittency and non-dispatchability. Generally, a decrease in these characteristics is called the ‘smoothing effect’. In this study, the smoothing effect is defined as a decrease in the variability of the power output. It is well known that the variability of the power output from wind farms is reduced when more wind farms are integrated into the system. A quantitative analysis of the smoothing effect is necessary to predict the variability of wind energy and this can help the power system to be operated or planned more efficiently. In this study, the methodologies of previous studies were applied to 6 wind farms in Korea. As a result, it was found that the smoothing effect in spring and winter was more effective than that in summer and fall and increased with increasing distance between the wind farms. The expected variability obtained from the equation estimated using the quantitative analysis of the smoothing effect was analogous to the variability of the aggregate power output from the entire wind farms in the power system.

Key words Wind power production(풍력에너지 생산), Wind variations(바람 변동성), Smoothing effect(평활효과), Fluctuating production(변동적 생산)

Nomenclature

$P_{x,i}$: wind power output of wind farm x at hour i , MV
 $P_{x,cap}$: installed capacity of wind farm x , MV
 $p_{x,i}$: relative wind power output of wind farm x at hour i , %
 $r_{x,y}$: correlation between the wind power outputs of wind farms x and y

μ_x : mean for wind power output of wind farm x , %
 σ_x : standard deviation of wind power output of wind farm x , %
 $\sigma_{combined}$: standard deviation of aggregated wind power output, %

subscript

COV : coefficient of variation

1) Industrial and Management Engineering, POSTECH

*Corresponding author: dgchoi@postech.ac.kr

Tel: +82-54-279-2375

Fax: +82-54-279-2870

1. 서론

지난 2013년 후쿠오카 원전사태와 2015년 신기후체제(post 2020) 합의 이후, 각 선진국들은 전통적 에너지 기반(원자력, 석탄, 가스)에서 신재생에너지 비율을 서서히 높여가고 있다. 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)는 2030년까지 신재생에너지가 석탄을 제치고 세계 최대 전력원이 될 것이라 보고 있다.^[1] 영국, 프랑스는 2020년까지 신재생에너지 비율을 각각 15%와 20%로 증가시키는 계획 중에 있고, 이웃인 일본 또한 2025년까지 25%로 증가시킬 계획이다.^[2] 한국 또한 이러한 세계적 행보에 맞추어 전체 발전량 대비 비중을 2015년 3.5%에서 2029년 11.7%까지 증가시킬 계획을 담고 있는 제 7차 전력 수급 기본계획을 발표하였다.^[3]

신재생에너지는 기존 화석연료 발전에 비해 온실가스 배출량이 극단적으로 작다는 장점이 있지만, 풍력, 태양광 에너지와 같은 신재생에너지를 사용함으로써 단점 또한 존재한다. 신재생에너지 중 큰 비중을 차지하는 태양광과 풍력 발전은 기후 상태에 따라 발전량이 불규칙적으로 변하는 간헐성(intermittency)과 발전에 필요한 자원을 직접 제어 못하는 급전 불가능성(non-dispatchability)이라는 특성을 가지고 있다. 이러한 특성들은 전력 수급 계획 수립과 계통운영(power system operation)에 중요한 문제를 야기하는데, 전력 수급 계획 수립과 계통운영에서 가장 중요하게 고려하는 수급 밸런스 조절 문제를 더욱 복잡하게 만드는 것이다. 수급 밸런스 조절이란 전력 수요량을 전력 발전량이 초과해야하는 조건으로, 이를 실제 상황에서 만족하지 못할 경우 대규모 정전과 같은 큰 피해를 낼 수 있다. 신재생에너지의 비율이 늘어나게 되면 이러한 수급 밸런스 조절에 불확실을 증가시킨다. 또한, 우리나라는 국가 간 계통이 연계되어 있지 않아, 신재생에너지의 변동성을 정량화하고 이러한 정량화된 자료에 근거하여 전력 수급 계획을 수립하고 계통을 운영하는 것이 다른 나라들에 비해 더욱 요구된다.

이전 연구들에 따르면 하나의 전력계통에 도입되는 신재생에너지의 양이 증가함에 따라 발전량의 변동성이 줄어든다고 알려져 있고, 이러한 현상을 평활효과(Smoothing effect)라고 한다. Asari 등(2002)은 일본 홋카이도의 풍

력단지들의 출력의 변동을 분석하여 풍력발전단지가 늘어날수록 변동성이 줄어드는 것을 발견하였다^[4]. Giebel(2001)은 서유럽과 남유럽 총 60 지역의 풍력 데이터를 분석하여 평활효과를 직접적으로 예측할 수 있는 수치인 각 발전단지 발전량 사이의 상관관계가 거리에 따라 음의 지수함수 관계를 가지는 것을 발견하였다.^[5] 또한 Holttinen(2005)은 이러한 연구 결과를 토대로 북유럽 국가들의 풍력발전단지 발전량 데이터를 이용하여 핀란드, 노르웨이, 덴마크의 계절적 변화에 따른 평활효과 분석하고, 최종적으로 발전단지에 증가에 따른 평활효과를 예측하는 식을 구성하였다.^[6]

국내에서는 풍력의 변동성을 예측하여 계통 운영에 도움을 줄 수 있는 풍력예측기술에 관련한 연구가 주로 되어있다.^[7] 김현구 등(2013)은 영광-고창의 바람데이터를 분석하여 발전단지를 세울 때 발전량이 어느 정도 변동성을 가질지 예측하였고, 김진영 등(2016)은 풍력예보예측 시스템 중 하나인 앙상블예측시스템의 예측성을 향상시키는 연구를 진행하였다.^[8,9] 이러한 풍력예보기술과 함께 변동성을 낮추는 평활효과 관련 기술이 필요한데, 고영준 등(2010)은 제주 동서지역 풍력단지의 출력변동률을 분석하여 동서지역간의 평활효과가 어떻게 일어나는지 검토하는 등 한정된 지역에 국한된 평활효과만 분석되어있다.^[10] 하나의 전력계통으로 구성된 국내 전력 시스템에서 효율적인 수급 계획 및 계통 운영에는 앞서 연구들에서 강조된 바와 같이 풍력 발전량 예측 및 예보 기술과 함께 전체 전력계통에 대한 풍력발전단지들의 상관관계, 즉 평활효과의 분석이 필요하다.

본 연구는 선행연구들에서 개발된 방법론을 국내 주요 풍력발전단지들의 과거 발전량 자료에 적용하여 국내 풍력 에너지의 변동성과 평활효과를 정량적으로 분석하는데 목적이 있다. 뿐만 아니라, 분석 결과에 기반하여 향후 예상되는 국내 풍력에너지의 도입에 따른 국내 전력계통에서의 풍력에너지 변동성 변화를 예측하고자 한다.

2장에서는 사용한 데이터에 관한 자세한 설명과 선행연구 방법론, 앞으로 다룰 통계치나 해석할 그래프, 평활효과 예측 방법 등에 대해 기술하였고, 3장에서는 실제 결과에 대해 기술하였다. 4장에서는 그러한 결과들로부터 얻은 결론 및 앞으로의 연구에 대해 기술하였다.

2. 자료 및 방법

2.1 활용 자료

2.2.1 발전량 데이터

본 연구를 위해서 전력거래소로부터 제공된 국내 주요 풍력 발전단지 6곳(영흥, 성산, 강원, 태기산, 경주, 월정)의 시간별 발전량 시계열 데이터(2013년 1월 1일부터 2015년 12월 31일까지)를 사용하였다. 발전단지들은 2013년 이전 완공된 발전 단지 중 발전용량이 크고 떨어진 거리 기준으로 선택되었다. 본 데이터는 실제 전력계통에 공급되는 전력량을 측정한 데이터로 실제 발전량 자료와 차이가 있을 수 있으나 전체 전력계통의 변동성 및 평활효과를 분석하기에는 적절한 데이터라고 판단된다. 각 발전단지의 특징은 Table 1과 같으며, Fig. 1 및 Table 2는 각 발전단지의 위치 및 발전단지 사이의 거리를 나타낸다. 또한, 평활효과 예측의 정확도 검증을 위해 국내 전체 풍력발전단지로부터 전력계통으로 공급되는 시간별 발전량 데이터를 사용하였다. 상대적으로 가까운 위치인 성산, 월정 발전단지와 강원, 태기산 풍력단지는 평활효과가 없을 가능성이 있는

데 성산, 월정은 육상풍력, 해상풍력이라는 차이가 있고, 강원, 태기산은 산맥의 정상기준 서로 반대방향에 위치한다는 차이가 있어, 평활효과가 생길 것으로 예상하고 선정하였다.

2.2 평활효과 분석 방법

2.2.1 선행 연구 방법론

이 연구에서 쓰이는 선행연구 방법론은 변동성, 평활효과에 대한 정량적 수치와 상관관계-거리 분석, 평활효과 예측식이 있다.

선행연구들에서는 기본적으로 상대적 발전량의 표준편차를 변동성으로 간주하고 평활효과는 표준편차의 감소로 보았다. 김현구 등(2013)은 여기에 변동계수(Coefficient of variation)를 추가적으로 변동성의 주요 수치로 보고 분석하였다.^[8]

Hottinen(2005)은 평활효과를 예측할 수 있는 지표 중 하나인 각 발전단지의 발전량 사이의 상관관계와 발전단지 사이의 거리를 그래프로 그려 분석하였다.^[6] 상관관계는 식 (1)과 같이 정의 된다.

Table 1. Capacities and locations of wind farms

Number	The name of wind farms	Total capacity (kW)	The location of wind farms
1	Youngheung wind farms (2 farms)	22,000 (Before 2013.06.30.) 46,000 (Since 2013.07.01.)	Yeongheung-myeon, Ongjin-gun, Incheon
2	Seongsan wind farm (2 farms)	20,000	Seongsan-eup, Seogwipo-si, Jeju-do
3	Gangwon wind farm	98,000	Pyeongchang-gun, Gangwon-do
4	Taegisan wind farm	40,000	Hoengseong-gun/Pyongchang-gun, Gangwon-do
5	Gyeongju wind farm	16,800	Mt. Johang, Gyeongju-si, Gyeongsangbuk-do
6	Woljeong offshore wind farm	5,000	Woljeong-ri, Gujwa-eup, Jeju-si, Jeju-do

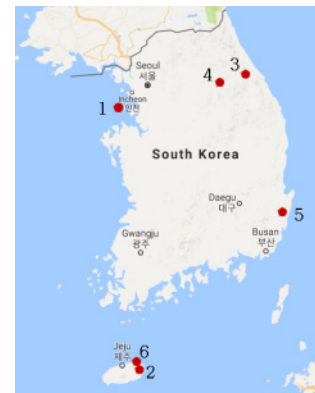


Fig. 1. The location of wind farms

Table 2. Distances between wind farms (Km)

	1	2	3	4	5	6
1	—	424.2	206.5	163.5	309.2	410.4
2	—	—	504.9	479	345.9	14.52
3	—	—	—	43.2	226.5	494.1
4	—	—	—	—	227.9	467.4
5	—	—	—	—	—	339.6
6	—	—	—	—	—	—

$$r_{x,y} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (1)$$

또한 평활효과 예측을 위해 합산된 발전량의 표준편차 ($\sigma_{combined}$)와 N개의 발전량 시계열 데이터와의 관계를 나타내는 식 (2)를 이용하였다.

$$\sigma_{combined}^2 = \frac{1}{N^2} \sum_{x=1}^N \sum_{y=1}^N \sigma_x \sigma_y r_{x,y} \quad (2)$$

식 (2)에서 미래의 평활효과를 예측하기 위해 모든 표준편차 값을 같다고 가정하고, 완전한 양의 상관관계를 가지는 경우($r_{x,y}=1$)와 상관관계가 없는 경우($r_{x,y}=0$)를 나누어 식을 다시 써보면 식 (3), (4)와 같다.

$$\sigma_{combined} = \frac{1}{\sqrt{N}} \sigma_x \quad (3)$$

$$\sigma_{combined} = \sigma_x \quad (4)$$

따라서 상관관계가 0과 1 사이에 있다고 하면 $\sigma_{combined}$ 와 σ_x 는 식 (5)와 같은 관계를 만족한다.

$$\sigma_{combined} = N^{-k} \sigma_x, k \in [0, 1/2] \quad (5)$$

여기서 k와 σ_x 는 파라미터, N과 $\sigma_{combined}$ 는 변수가 된다. 기존 데이터의 N과 $\sigma_{combined}$ 값을 통해 k와 σ_x 를 추정하여 발전단지가 늘어날 경우의 $\sigma_{combined}$ 를 대략적으로 알 수 있다. σ_x 는 이전 식을 유도할 때 모두 같다고 가정한 표준편차가 되고, k는 발전단지 수가 늘어날 때 표준편차가 줄어드는 추세로 볼 수 있다. 즉, 발전단지가 늘어날 경우에 표준편차 감소를 알 수 있으므로 평활효과가 어느 정도로 나타나는 지 알 수 있다.

본 연구는 변동성을 선행연구와 같이 각 발전단지의 상대적 발전량의 표준편차로 간주하고, 평활효과는 표준편차가 줄어드는 효과로 보았다. 그리고 이를 각 발전단지와 모든 발전단지가 합산된 데이터의 통계량을 비교 분석하여 변

동성과 평활효과가 어떻게 일어나는지 계산하였다. 추가적으로 기존 방법론을 토대로 상관관계와 거리와의 관계를 분석한 후에, 최종적으로 발전단지를 추가적으로 지었을 때 어느 정도의 평활효과가 있을지에 대한 기대치를 예측하였다.

2.2.2 발전량 변화 비교

평활효과가 실제로 있는지 검증하기 위해 각 발전단지들의 발전량을 비교 분석하였다. 먼저 전체적인 상대적 발전량, 변동성, 변동계수와 같은 주요 통계치를 비교하고, 평활효과 분석을 위해 부하지속곡선과 빈도분포곡선을 활용하였다.

각 발전단지의 발전량을 상대적으로 비교 하기위해 발전량을 발전단지의 총 용량으로 나눈 상대적 발전량(Normalized generation)을 사용하였다. 상대적 발전량은 식 (6)과 같이 발전량을 발전용량으로 나눈 값이다. 모든 분석은 상대적 발전량을 기준으로 이루어졌기 때문에, 앞으로 언급하는 발전량은 모두 상대적 발전량을 의미한다.

$$p_{x,i} = \frac{P_{x,i}}{P_{x,avg}} [\%] \quad (6)$$

또한 상대적 발전량의 변동성을 대표하는 값으로 각 시계열 데이터의 표준편차를 사용하였다. n 시간 동안의 시계열데이터에서의 변동성은 식 (7)과 같다.

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (p_{x,i} - \mu_x)^2}{n}} [\%] \quad (7)$$

평활효과의 뜻은 불규칙적인 발전량이 부드러운 형태로 변화되는 효과를 뜻하는데, 본 연구에서는 이러한 효과를 상대적 발전량의 표준편차의 감소로 정의하였다. 각 발전단지들을 개별로 보았을 때와 합산하여 보았을 때, 표준편차 변화를 보면 하나의 전력계통에 풍력 발전소가 증가할 때 생기는 평활효과를 확인할 수 있다. 여기서 합산하여 본다는 것은 개별 발전소들의 발전량을 모두 더하여 전체 용량으로 나눈 상대적 발전량의 통계치를 뜻한다.

상대적 발전량을 비교함에도 불구하고 발전단지별로 평균 발전량이 많이 차이 나는 경우가 생기는데, 풍력발전은 상대적 발전량이 0%인 경우가 많아 평균 상대적 발전량이 낮을수록 표준편차가 작게 나타나는 현상이 발생하기 때문이다. 따라서 평균 상대적 발전량 대비 변동성을 비교하기 위해 변동계수(Coefficient of variation: COV)를 사용하였다. 변동계수는 식 (8)과 같이 표준편차를 평균값으로 나눈 것으로 서로 다른 평균값을 가진 데이터를 비교하는 경우, 평균값이 큰 데이터가 표준편차도 커지는 경향이 있어 이를 변동계수를 비교함으로써 전체적인 상대적 발전량에 비해 변동성이 얼마나 높은지 알 수 있다.

$$COV_x = \frac{\sigma_x}{\mu_x} \quad (8)$$

상대적 발전량을 각 발전단지 별로, 전체로 합산하여 볼 때, 그래프로 비교하면 평활효과를 더욱 명확히 볼 수 있다. 상대적 발전량을 비교 할 때는 전체 기간, 봄(3월~5월), 여름(6월~8월), 가을(9월~11월), 겨울(12월~2월), 각 월별 그래프, 총 17개의 그래프를 통해 전체적인 특징, 계절별 특징, 월별 특징을 부하지속곡선(Load Duration Curve: LDC), 빈도분포곡선 총 두 가지 종류를 활용하여 분석하였다.

부하지속곡선은 시간적 순위와는 관계없이 상대적 발전량을 크기순으로 배열한 곡선으로 각 발전소의 그래프를 보고 평활효과가 일어났을 때 그래프가 어떻게 달라지는지 분석하였다.

상대적 발전량의 빈도분석을 위하여 상대적 발전량을 0%부터 100%까지 5% 단위로 나누어 대표 값으로 정하고 실제 상대적 발전량 값이 대표 값에 비해 2.5%차이 이내로 있으면 대표 값으로 간주하여 빈도분포곡선을 그렸다. 예를 들어 7%값을 가지는 상대적 발전량이 있다면 그 상대적 발전량은 5% 상대적 발전량의 빈도에 포함하게 된다. 평활효과가 존재한다면 0%나, 100%와 같은 극단적으로 낮거나 높은 값들의 빈도가 줄어든다.

추가적으로, Hottinen과 같이 각 발전단지 사이의 거리와 각 발전단지의 상대적 발전량 사이의 상관관계를 구하고, 발전단지 사이의 거리와 상대적 발전량의 상관관계를 그래프로 나타내어 분석하였다.^[6] 두 발전소 사이의 상관관

계가 높다면 평활효과는 작게 나타나고, 낮다면 평활효과가 커진다. 일반적으로 거리가 멀수록 상대적 발전량의 상관관계는 낮아지는데, 이러한 현상이 실제로 나타나는지 검증해보았다. 이러한 분석은 미래에 풍력 발전소 건설을 계획할 때, 건설 위치 결정에 대한 참고가 될 수 있다.

2.2.3 평활 효과 예측

국내 발전단지 6개와 합산 상대적 발전량을 이용하여 식 (5)의 k 와 σ_x 를 추정하였다. k 와 σ_x 를 추정할 때는 편의를 위해 자연로그를 양변에 씌우고 $\ln(\sigma_{combined})$ 과 $\ln(N)$ 의 값들을 통해 선형 회귀를 통해 추정하였다.

추정이 제대로 되었는지 확인하기 위해 추정한 식에 2013년 풍력 발전단지의 수를 대입하여 실제 2013년 전체 풍력 에너지 상대적 발전량에 대한 표준편차와 비교하였다.

3. 분석 결과

3.1 전체적인 통계량 비교

2013년도부터 2015년도까지의 풍력단지들의 상대적 발전량에 대한 주요 통계수치는 Table 3과 같다. 영흥과 월정 발전단지의 상대적 발전량이 낮는데, 그 이유는 영흥발전단지가 위치한 인천 옹진군은 다른 발전단지들이 설치된 지역에 비해 바람세기가 전체적으로 낮기 때문이고, 월정 발전단지가 낮은 이유는 관리와 운영 문제 때문으로 파악된다. 영흥과 월정을 제외한 각 발전단지의 상대적 발전량에 대한 표준편차는 25~30% 사이로 나타났다. 합산된 표준편차의 경우 약 20%로 이보다 영흥, 월정보다는 높지만 다른 발전단지들 보다는 낮은 수치이다. 특히, 상대적 발전량

Table 3. Statistics of wind farms' normalized generation for 2013–2015

	1	2	3	4	5	6	Total
Mean (%)	12.5	26.2	26.2	23.8	24.5	8.3	22.7
s.d. (%)	19.2	27.8	30.0	26.0	27.3	9.9	20.5
COV	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	0.9
Median (%)	3.5	15.4	11.6	13.6	13.3	3.6	16.0
Max (%)	95.8	99.3	97.3	98.1	100.1	29.4	85.7
Min (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Table 4. Seasonal statistics of wind farms' normalized generation for 2013–2015

		1	2	3	4	5	6	Total
Spring	Mean (%)	14.5	28.8	31.7	28.0	26.0	8.5	26.8
	s.d. (%)	21.2	29.6	31.8	26.7	26.5	9.6	21.0
	COV	1.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	0.8
Summer	Mean (%)	7.5	15.3	19.4	18.0	14.0	4.0	15.6
	s.d. (%)	12.6	20.5	26.8	23.6	18.9	6.5	17.6
	COV	1.7	1.3	1.4	1.3	1.4	1.6	1.1
Fall	Mean (%)	11.4	22.4	20.2	21.9	22.1	8.8	18.8
	s.d. (%)	18.1	23.9	26.3	26.8	26.1	9.7	18.8
	COV	1.6	1.1	1.3	1.2	1.2	1.1	1.0
Winter	Mean (%)	16.6	38.4	33.4	27.6	36.3	12.2	29.6
	s.d. (%)	22.3	30.6	31.9	25.3	31.6	11.3	21.2
	COV	1.3	0.8	1.0	0.9	0.9	0.9	0.7

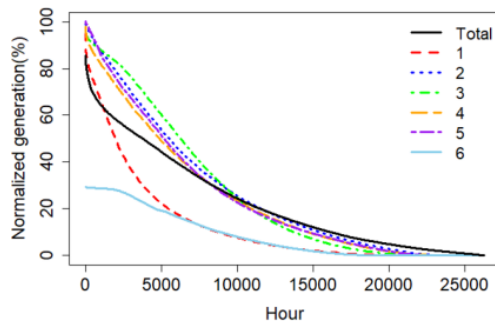


Fig. 2. Load duration curve from 2013 to 2015

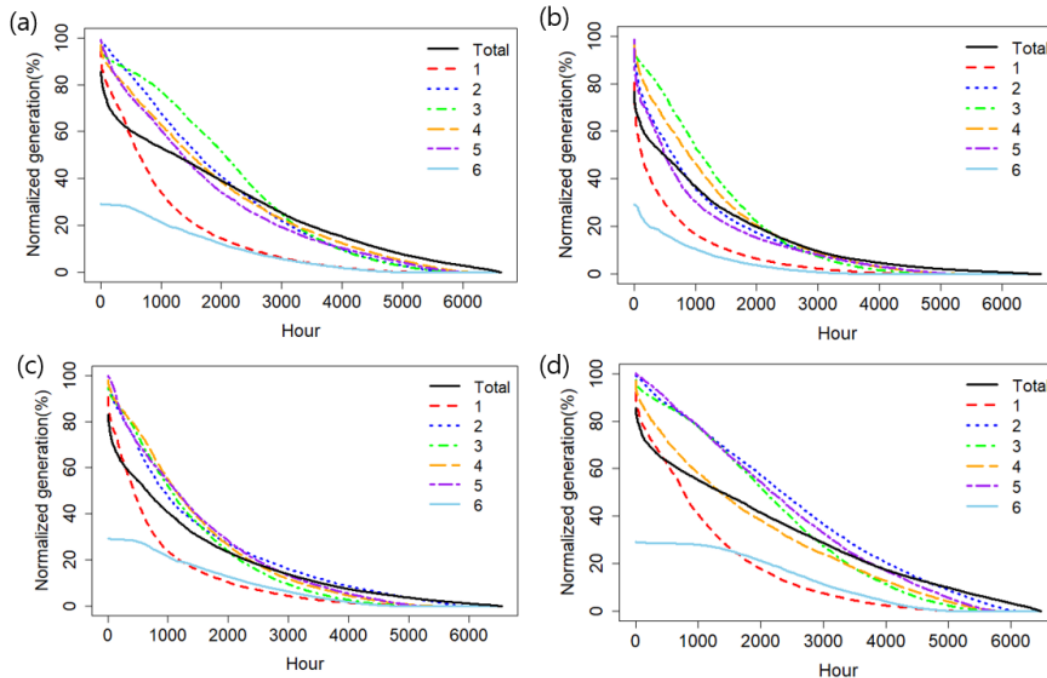


Fig. 3. (a) Load duration curve on spring (b) on summer (c) on fall (d) on winter

의 COV의 경우에는 개별 발전단지들이 모두 1을 넘는 것에 비해 합산된 수치는 1보다 작은 0.904를 기록하여 각 발전단지들 간에 평활효과가 있다고 할 수 있다.

봄, 여름, 가을, 겨울 계절별로 6개 발전소들의 발전량을 모두 더하여 전체 용량으로 나눈 상대적 발전량의 평균이 각 26.83%, 15.64%, 18.77%, 29.58%로, 계절별 상대적 발전량은 봄 겨울에 높고 여름 가을에 전체적으로 낮은 것을 볼 수 있다. 표준편차는 비슷한 양상으로 여름 가을에 낮고 봄 겨울에 높다. 반면에 COV 값은 오히려 봄 겨울이 낮고 여름 가을이 높은 양상을 보인다. 이는 여름 가을에 발전량이 전체적으로 낮아 생기는 현상으로 평균 발전량에 비해 변동성이 높은 것으로 볼 수 있다.

3.2 발전량 변화 비교

3.2.1 부하지속곡선

3년치 데이터의 부하지속곡선은 Fig. 2와 같다. 그래프의 형태를 보면 각 발전단지들은 상대적 발전량이 100%에 가까운 값으로부터 기울기가 값이 급격하게 떨어지면서 상대적 발전량이 0%에 가까운 값이 많아지는 형태를 띠는데 비해, 6개 발전소들의 발전량을 모두 고려한 합산 값의 경우에는 상대적 발전량이 80~100%인 값은 거의 없지만 양

극화되어있던 값들이 20~60%정도의 중간 값으로 이동하면서 완만한 경사를 가지게 되는 것을 볼 수 있다. 계절별 그래프는 Fig. 3과 같다. 전체적인 양상은 3년치 데이터의 그래프와 비슷하지만 발전량이 많은 겨울 봄철이 여름 가을 보다 그래프 중간부분의 경사가 완만한 것을 알 수 있다.

3.2.2 발전량 빈도 분포

2013년부터 2015년도까지의 상대적 발전량의 빈도 분포는 Fig. 4와 같다. 각 발전단지의 빈도 분포를 보면 모두

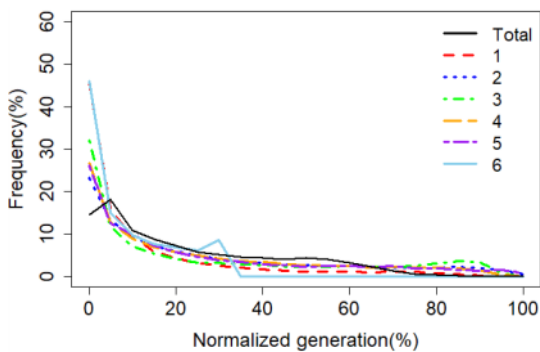


Fig. 4. Frequency distribution from 2013 to 2015

0%가 가장 많고 급격하게 줄어드는 형태지만, 개별 발전소의 발전량을 모두 더하여 전체 용량으로 나눈 합산 값의 빈도 분포는 0%가 아닌 5%가 가장 많고 그 이후로 점점 줄어드는 현상을 볼 수 있다. 또한 합산 값의 경우 각 발전단지 보다 5%에서 60%까지 구간에서의 빈도는 더 높고 0%나 60%이상이 되면 더 낮은 형태를 보인다. 이러한 결과는 상대적 발전량이 극단적으로 높거나 낮은 상황이 줄어드는 것을 의미하며, 이는 발전단지들 사이에서 평활효과가 있음을 명확히 보여준다. 상대적 발전량의 계절별 빈도분포는 Fig. 5와 같다. 봄, 겨울은 3년 전체 그래프와 비슷한 형태를 가지고 전체적인 분포가 여름, 가을에 비해 널리 퍼져 나타난다. 특히, 상대적 발전량이 적은 여름에는 0%가 오히려 5%보다 많은 값을 가진다. 이러한 특징은 월별 그래프를 비교하면 더욱 두드러지게 나타난다. Fig. 6에서 합산 값의 빈도분포를 보면 발전량이 높은 1월, 3월, 12월의 경우, 빈도가 10%~15%가 가장 많고 0%는 거의 없다. 또한 전체적으로 분포가 고르게 형성되어 있다. 그러나 발전량이 극단적으로 적은 6월의 경우 그래프가 각 발전단지의 그래프를 거의 그대로 따라가고 평활효과가 거의 없어진

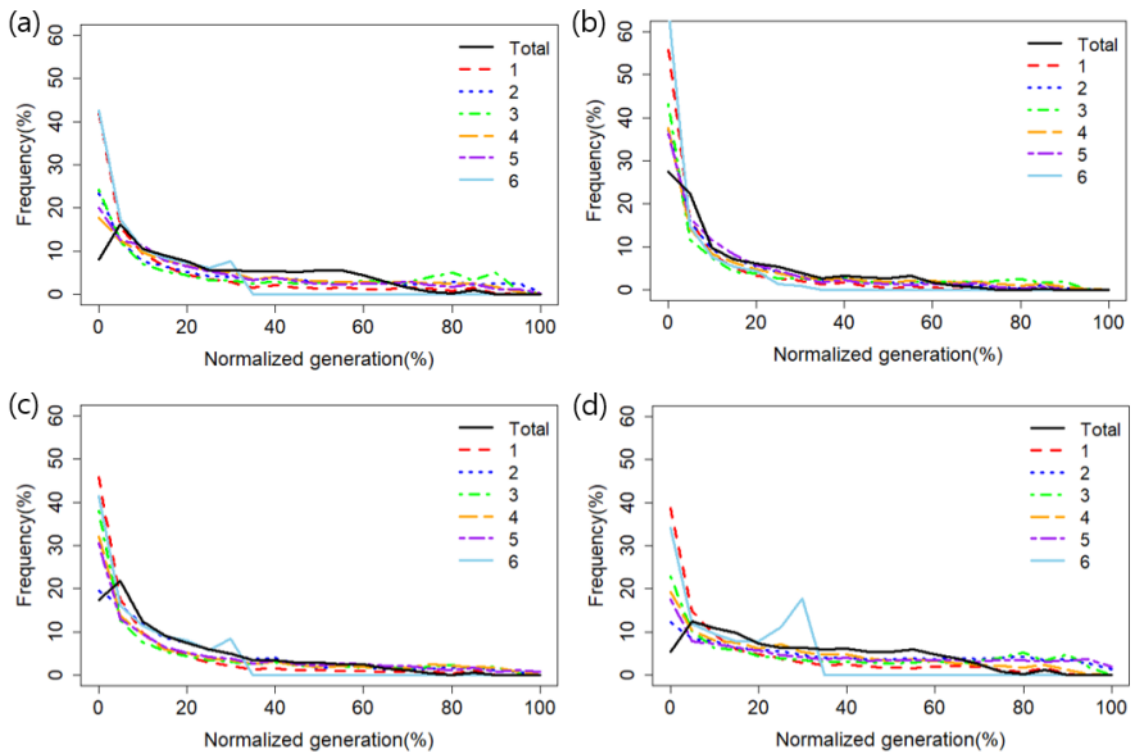


Fig. 5. Frequency distribution (a) on spring (b) on summer (c) on fall (d) on winter

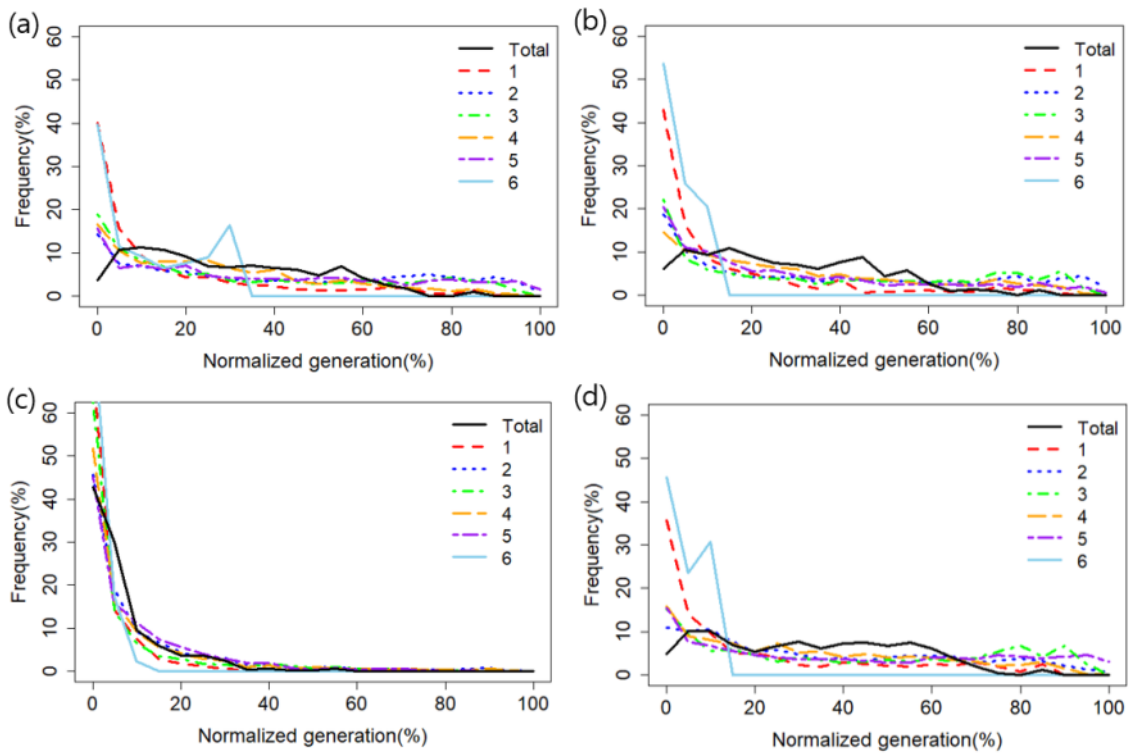


Fig. 6. (a) Frequency distribution on January (avg=26.7%) (b) March (avg=28%) (c) June (avg=6.9%) (d) December (avg=32%)

다. 전체적으로 상대적 발전량이 높을수록 평활효과가 커지는 것을 볼 수 있는데 이는 바람이 많이 부는 기간에는 각 발전단지들은 0%부터 3~40%까지의 값을 다양하게 가져 서로 상충될 확률이 높아지고 바람이 적게 부는 기간에는 상대적으로 낮은 0~20% 값들을 많이 가지게 되어 상충되는 정도가 적기 때문으로 보인다.

3.3 거리에 따른 상관관계 비교

발전단지 사이의 거리와 상대적 발전량의 상관관계를 분산 그래프로 나타난 결과는 Fig. 7과 같다. 기존 연구 결과와 같이 전체적으로 거리가 늘어날수록 상관관계가 줄어드는 것을 볼 수 있다. 이는 거리가 멀수록 다른 바람 권역을 가지게 되어, 발전량의 양상이 달라지기 때문이다. 발전량의 양상이 다른 발전단지를 합하면, 표준편차가 줄어들기 때문에 이는 발전단지 간에 거리가 늘어날수록 평활효과가 커진다는 것을 보여준다. 다만, 기존 연구들에서 보이는 지수함수 형태와 맞지 않은데 이는 표본의 수가 상대적으로 작은 점, 월정 해상풍력발전단지와 같은 일반적이지 않은 운영에 의해 나타난 오차로 볼 수 있다. 또한 거리가 가깝

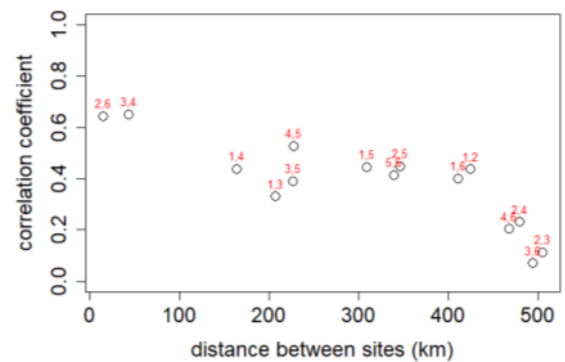


Fig. 7. Correlation coefficients vs. distance between wind farms (Km)

더라도 실질 바람권역이 다르다면 상관관계가 상대적으로 낮을 수 있다. 거리가 가까운 강원-태기산 발전단지와 성산-월정 발전단지는 약 0.65의 값을 가지는데 이 값은 다른 발전소들 간의 상관관계수 값들과 큰 차이가 나지 않는다. 이는 거리가 가깝지만 실질적인 바람권역이 달라 그런 것으로 보인다. 따라서, 이러한 결과는 평활효과를 고려하여 풍력 발전단지를 건설할 때, 바람권역에 대한 분석이 중요하다는 것을 보여준다.

3.4 평활효과 예측

Fig. 8은 발전단지의 수(N)에 따라 가능한 조합에서의 합산된 상대적 발전량의 표준편차($\sigma_{combined}$)의 관계를 보여주고 있다. 즉, $N=2$ 일 때, 6개의 발전단지로부터 $12(=6C_2)$ 가지의 가능한 조합에서의 합산된 상대적 발전량의 표준편차를 계산할 수 있는 것과 같이 전체적으로 51개의 자료를 생성할 수 있고, 이러한 자료를 바탕으로 Fig. 8과 같이 선형회귀 모형을 통해 평활효과 지수 k 와 발전단지들이 모두 같은 변동성을 가진다는 가정을 했을 때의 표준편차 σ_x 를 추정할 수 있다.

선형 회귀를 통해 추정된 k 값과 σ_x 값은 0.1034과 24.34%을 가진다. 따라서 $\sigma_{combined}$ 와 N 은 식 (9)와 같은 관계를 가진다.

$$\sigma_{combined} = 24.34N^{-0.1034} \quad [\%] \quad (9)$$

이는 발전단지의 수와 발전단지들의 합산된 상대적 발전량의 표준편차 사이의 관계를 보여준다. 실제로, 식 (9)에 $N=6$ 을 대입하면 $\sigma_{combined} = 20.22\%$ 로 실제 3년 데이터의 표준편차인 20.68%와 유사하다. 위의 식으로부터 미래의 발전단지 수를 N 값에 대입한다면 발전단지가 추가로 건설되었을 경우의 표준편차를 예측할 수 있게 해준다. 그러나, 발전단지가 추가로 건설 될 때, 그 발전단지와 다른 발전단지들 사이에 평활효과가 복합적으로 일어나기 때문에 식 (9)로 정확한 값을 예측하기는 힘들다. 하지만, 본 연구에서는 식 (9)의 추세를 6개의 발전단지 사이에서 평활효과가 어느 정도 일어나는 가에 대한 평균적인 추세로 보고 이것이 국내 전체 풍력발전소간의 평활효과 추세를 대표한다고 가정하였다.

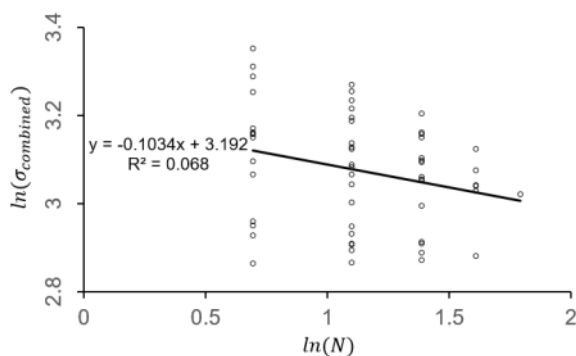


Fig. 8. Log scale of standard deviation of aggregated wind power output vs. log scale of the number of wind farms

이러한 추세가 맞는지 확인하기 위하여 2013년 국내 전체 풍력발전단지로부터 전력계통으로 공급되는 시간별 상대적 발전량 데이터의 표준편차인 18.03%와 2013년 이전 완공된 풍력발전단지의 수인 39를 식 (9)에 대입하여 비교하였다. 그 결과, 예측된 값은 $\sigma_{combined} = 16.66\%$ 로 평활효과가 실제보다 과대평가되었다. 이는 식 (9)에서 모든 발전단지의 상대적 발전량의 표준편차가 모두 같다고 가정하였으나, 실제로는 발전 단지들의 표준편차 차이가 크기 때문에 생기는 오차이다. 뿐만 아니라 이 방법은 발전단지들의 용량을 고려하지 않아 오차가 생길 수 있다. 용량이 큰 발전단지와 용량이 작은 발전단지 사이에서의 평활효과와 용량이 비슷한 발전단지 사이에서의 평활효과를 비교해보면 발전단지사이의 용량의 차이가 클수록 용량이 큰 발전단지의 발전 추세를 따르게 되어 평활효과가 떨어질 것을 예측할 수 있다.

4. 결 론

본 연구는 풍력발전단지의 변동성과 풍력 발전 단지들 사이의 평활효과에 대한 기존 연구 방법론을 국내에 적용하여 분석하였다. 상대적 발전량의 표준편차를 발전량의 변동성의 정량적 수치로, 평활효과를 표준편차가 줄어드는 정도로 간주하고 국내 발전 단지 6곳의 실제 데이터를 이용하여 통계치, 부하지속곡선, 빈도분포곡선을 통해 분석하였다. 그 결과, 실제로 합산된 상대적 발전량의 표준편차와 COV값이 각 발전단지 개별의 값보다 감소하고, 부하지속곡선과 빈도 분포 그래프에서는 100%와 0%에 가까운 값들이 줄고 중간 값들이 늘어나는 형태가 나타나 실제 평활효과가 있는 것으로 확인되었다. 또한 한국 기후 특징에 따라 봄, 겨울철에 발전량이 많아지면서 평활효과 또한 여름, 가을철에 비해 큰 것으로 나타났다. 두 발전단지 사이의 거리-상관관계 분석에서는 발전단지 사이의 거리가 증가함에 따라 상대적 발전량의 상관관계가 줄어드는 결과가 나타났으나 기존 연구와 달리 지수함수 형태가 나타나지 않았다. 발전량의 상관관계는 실제 바람권역의 영향이 크기 때문에 지형에 특성 따라 거리와 상관관계는 서로 지수형태가 나타나지 않을 수 있다고 예상된다.^[11] 또한 평활효과 예측식으로부터 국내 풍력단지의 수에 따른 평활효과를 예측하였고 2013년 전체

풍력발전량 데이터를 통해 검증하였다. 그러나 이러한 기존 연구들의 방법론에 기반한 예측식은 발전단지들의 용량을 고려하지 못한다는 문제점을 파악하였고, 향후 용량을 고려한 평활효과 예측 방법론에 대한 연구를 진행할 계획이다.

본 연구의 결과를 전력의 공급예측에 반영한다면 보다 경제적이고 전력계통의 안정성을 높일 수 있는 전력 수급 계획을 도출하고 계통을 운영 할 수 있을 것이다. 또한 본 연구의 결과에 따르면 풍력발전단지를 세울 때 단지 평균 발전량이 클 것이라 예상되는 지역을 우선으로 고려하는 것보다, 기존 발전단지와 상관관계 또한 고려하여 건설하는 것이 변동성을 줄이는 측면에서 도움이 될 것이다. 이러한 점을 고려하기 위해서는 김현구 등(2016)이 연구한 포항지역 바람권역 분류, 정우식 등(2009)이 연구한 국내의 바람권역 분류와 같은 발전단지간의 상관관계를 예측할 수 있는 바람권역 파악 연구가 선행되어야 할 것이다.^[12,13] 본 연구는 풍력발전단지의 변동성과 평활효과에 국한하였지만, 태양광 발전단지와 같은 신재생에너지 발전단지 또한 변동성이 큰 특징을 가지고 있으므로 후에는 신재생에너지 전체에 대해 통합적으로 고려하여 분석하는 것이 필요하다.

감사의 글

본 연구는 2016년 대한민국 교육부와 한국연구재단의 지원을 받아(NRF-2016S1A5A2A03925732) 수행되었으며, 본 연구의 수행에 있어 풍력발전단지들의 발전량 자료를 제공해 주시고 많은 조언을 주신 전력거래소 전원계획팀에게 감사의 말을 전합니다.

References

- [1] IEA, 2015, "World Energy Outlook Special Report : Energy and Climate Change", Technical Report, International Energy Agency.
- [2] Byon, J.Y., Kim, Y. and Choi, B.C., 2014, "Variability of future wind and solar resource over the Korean peninsula based on climate change scenario", New & Renew. Energy, 10(2), pp. 29-39.
- [3] Korea Power Exchange (KPX), 2015, the 7th Basic "Plan for long-term electricity supply and demand", www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=92
- [4] Asari, M., Nanahara, T., Maejima, T., Yamaguchi, K. and Sato, T., 2002, "A study on smoothing effect on output fluctuation of distributed wind power generation", In Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Vol. 2, pp. 938-943.
- [5] Giebel, G., 2001, "On the benefits of distributed generation of wind energy in Europe", VDI-Verlag.
- [6] Holttinen, H., 2005, "Hourly wind power variations in the Nordic countries", Wind energy, 8(2), pp. 173-195.
- [7] Kim, H.B., Kim, H.G., Kim, J.Y., Lee, Y.S., 2016, "Past and present of wind power prediction models through overseas case review", Journal of Wind Energy, 7(2), pp. 35-44.
- [8] Kim, H.G., Jang, M.S. and Ko, S.H., 2013, "Long-Term Wind Resource Mapping of Korean West-South Offshore for the 2.5 GW Offshore Wind Power Project", Journal of Environmental Science International, 22(10), pp. 1305-1316.
- [9] Kim, J.Y., Kim, H.G., Kang, Y.H., Yun, C.Y., Kim, C.K., Kim, J.Y., Lee, J.S., 2016, "Improvement of a simple ensemble prediction system for wind power forecasting", New & Renew. Energy, 12(S2), pp. 77-84.
- [10] Ko, Y.J., Kim, Y.H., Kim, H.T., Min, S., Kim, D.H., 2010, "The smoothing effect analysis in Jeju between west and east side wind farms", Proceedings of the KIEE Conference, pp. 158-159.
- [11] Kim, J., Kim, H. G., Park, H. D., 2016, "Surface wind regionalization based on similarity of time-series wind vectors", Asian Journal of Atmospheric Environment, 10(2), pp. 80-89.
- [12] Kim, H. G., Kim, J., Kang, Y. H., Park, H. D., 2016, "Classification of wind sector in Pohang region using similarity of time-series wind vectors", Journal of the Korean Solar Energy Society, 16(1), pp. 11-25.
- [13] Jung, W. S., Lee, H.W., Park, J.K., Kim, H. G., Kim, E. B., Choi, H. J., Kim, D. H., Kim, M. J., 2009, "Classification of wind sector for assessment of wind resource and establishment of a wind map in South Korea", Journal of the Environmental Sciences, 18(8), pp. 899-910.