

육/해상 풍력기반 에너지생산 공정 최적 설계 및 경제성 평가

김민수 · 김지용[†]

인천대학교 에너지화학공학과
406-772 인천광역시 연수구 아카데미로 119
(2014년 7월 16일 접수, 2014년 8월 5일 수정본 접수, 2014년 8월 17일 채택)

Optimal Design and Economic Evaluation of Energy Supply System from On/Off Shore Wind Farms

Minsoo Kim and Jiyong Kim[†]

Department of Energy & Chemical Engineering, Incheon National University, 119 Academy-ro, Yeonsu-gu, Incheon 406-772, Korea
(Received 16 July 2014; Received in revised form 5 August 2014; accepted 17 August 2014)

요 약

전기자동차 또는 수소를 이용한 연료전지 자동차 등 미래 도로운송부문에서의 주요 에너지 수요는 전기에너지이며, 따라서 풍력 등 신재생에너지 자원을 이용한 에너지 생산 및 공급 전략은 미래의 지속가능한 에너지 시스템 구축에 필수적 고려 요소이다. 신재생에너지 자원 기반의 에너지 생산 시스템은 비단 관련 요소 기술의 개발 및 효율 향상뿐만 아니라 자원 잠재성의 지역적 특성 및 관련 기술들의 최적 설계를 포함한 새로운 공급 전략이 반드시 수반되어야 한다. 본 연구에서는 미래 도로운송부문에서의 주요 에너지 수요 만족을 위한 풍력기반 전력생산 공정 설계 및 최적화를 수행하였으며, 다양한 설계 대안들의 경제성을 평가 및 분석하였다. 최소비용을 목적함수로 설정하고, 수요만족, 에너지 흐름, 최대기술 용량 및 부지사용 제한 등 다양한 제약조건을 포함한 혼합정수선형계획(MILP)모델을 개발하였다. 특히 육상 풍력단지 조성 시 사용 가능한 부지 제한성 및 해상 풍력단지의 높은 자원 잠재성 등 실제 풍력 단지 조성 시 고려되어야 할 다양한 실제적 요소를 제약 조건으로 포함하였다. 제안된 최적화 모델의 효용성을 검증하기 위하여 육/해상 풍력발전단지를 포함한 제주도 전력생산 시스템 설계 문제에 적용하였다. 본 연구에서 개발한 모델을 통하여, 해상 및 육상 풍력단지 간의 비용 효율성 등 제주도에 적합한 최적 공급 시스템을 설계하였으며 경제성을 평가하였다. 또한 사용가능 부지면적에 관한 정책, 필요 부지면적 및 기술의 생산비용 변화 등 주요 비용 관련 변수에 관하여 최종 전력 생산 비용의 민감도 분석을 수행 하였다.

Abstract – This paper presents a new framework for design and economic evaluation of wind energy-based electricity supply system. We propose a network optimization (mixed-integer linear programming) model to design the underlying energy supply system. In this model we include practical constraints such as land limitations of onshore wind farms and different costs of offshore wind farms to minimize the total annual cost. Based upon the model, we also analyze the sensitivity of the total annual cost on the change of key parameters such as available land for offshore wind farms, required area of a wind turbine and the unit price of wind turbines. We illustrate the applicability of the suggested model by applying to the problem of design of a wind turbines-based electricity supply problem in Jeju. As a result of this study, we identified the major cost-drivers and the regional cost distribution of the proposed system. We also comparatively analyzed the economic performance of on/off shore wind farms in wind energy-based electricity supply system of Jeju.

Key words: Wind Turbine, Energy Supply System, Network Integration, Optimization, Jeju

1. 서 론

최근 화석연료 사용으로 인한 대기오염은 세계적인 관심으로 대두 되었다. 특히 주요 온실가스인 이산화탄소 배출에 의한 지구 온

난화는 국제적인 문제가 되고 있다. 예를 들어, 1997년 시행된 교토 의정서에 의하면 선진 38개국이 2008~2012년까지 의무적으로 온실 가스 배출량을 1990년에 비해 평균 5.2% 감소하도록 요구했다 [1]. 본 협약의 의무국인 우리나라도 온실가스배출 감소를 위하여 2030년까지 전체 에너지의 11%를 신재생에너지로 전환하는 정책을 수행하고 있다[2].

신재생에너지 기반 에너지공급 시스템으로의 전환은 기존의 화석 연료 기반 에너지 생산 시스템의 본질적인 문제를 해결하기 위한 가

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jykim77@incheon.ac.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

장 적극적이고 직접적 수단이다. 신재생에너지 자원 기반의 에너지 시스템은 친환경적이며 공간적 수급성 관점에서 에너지 자급 수급의 가능성이 높은 특징을 가지고 있으며, 따라서 높은 에너지 안보, 안정적 및 효율적 에너지 공급, 친환경 생산 등 지속가능한 에너지 시스템으로써 가장 각광받고 있는 대안이다[3].

이러한 장점을 가지는 신재생에너지 기반 에너지 시스템의 실용화에 가장 큰 장애요소는 기존 에너지 시스템에 비해 낮은 경제적 경쟁력과 에너지공급의 낮은 유연성이다.

· 신재생에너지 기반 에너지 시스템이 현재의 화석연료 기반 시스템을 대체하기 위해서는 최소한 현재의 시스템의 경제성을 확보해야 한다. 신재생에너지 기반 시스템은 기존의 인프라의 상당한 변화를 필요로 하기 때문에 시스템의 경제성은 비단 단위 요소 기술의 발전 뿐만 아니라 이러한 요소들은 포함한 에너지 생산 공급 시스템 및 인프라 구축에 소요되는 비용에 큰 영향을 받는다. 따라서 인프라 관련 비용 최적화를 통한 새로운 공급 시스템의 최적 설계에 관한 연구가 수행되어야 한다.

· 신재생에너지 자원의 높은 변동성으로 인해 안정적 에너지 공급을 위한 시스템 운전 계획은 비용효율성 측면에서 시스템의 설계만큼 중요한 요소이다. 즉, 공간적 및 시간적으로 변화하는 에너지자원을 활용하여 안정적인 에너지 공급 체제를 갖추기 위해서는 다양한 실제적 제약조건을 포함한 최적화 모델을 통하여 에너지 공급 운전에서의 최적생산계획 수립이 수반되어야 한다.

이러한 에너지 시스템의 구조결정, 수요/공급 운영, 기술 선별 등의 현안들은 최적화 기법을 포함한 시스템적 접근 방식의 연구를 통하여 해결할 수 있다. 따라서 J.H. Ryu 는 미래의 에너지공급 시스템 구축을 위한 기존의 에너지생산 시스템의 경제성을 향상 시키기 위한 연구를 수행 하였다[4]. 특히 경제적 신재생에너지 기반 에너지생산 시스템 설계 및 최적화 관한 다양한 연구가 국내외에서 다양하게 수행되고 있다. Muhammad Ilyas 등은 이산화탄소 배출량 규제에 따른 신재생에너지 기반 전력 생산 변화에 관한 연구를 수행하였다[5]. G. Meri 등은 모델을 풍력 발전기, 태양광과 화석연료를 이용하여 전력을 생산하는데 필요한 최소 비용을 분석하는 연구를 수행하였다[6]. N.E. Koltsaklis 등은 최적화 모델 개발을 통하여 다양한 설계 변수(투자 비용, 이산화탄소 배출가격, 전력 수요량 등) 변화에 따른 총 비용의 민감도 분석에 관한 연구를 수행하였다[7]. 이밖에 풍력발전단지의 효율을 높이기 위한 최적 값을 분석하는 연구사례도 있었다. M.S. Adaramola 등은 풍력 발전기의 항적손실, 구조손실 등 풍력단지의 효율향상을 위한 모델을 개발하였으며[8], I. Watson 등은 풍력발전단지 조성 시 효율을 높이기 위해 풍력 발전기간 최적 거리를 분석하였다[9]. A. Kusiak 등은 경제적인 풍력 발전단지를 조성하기 위한 최적 풍력 발전기 배치 및 구조 설계에 관한 연구를 수행 하였다[10].

기존의 풍력기반 에너지생산 시스템 연구는 풍력 발전기의 시장 경쟁력을 높이기 위해 기술, 재료 개발 및 풍력발전단지의 효율적 배치 분석에 중점을 두었다. 하지만 풍력기반 에너지생산 시스템은 비용 효율성뿐만 아니라 소음문제, 경관문제, 생태계 파괴, 부지확보의 어려움 등 실질적인 문제를 포함한 연구가 필요하다[11]. 예를 들어, 해상 풍력발전단지의 경우 육상 풍에 비해 풍속이 좋아 발전량이 우수할 뿐 아니라 육상 풍력단지에 비해 상대적으로 부지확보의 어려움이 적어 육상 풍력발전단지의 대안으로 부각되고 있다[12].

본 연구에서는 육상의 사용가능 부지의 제한성과 해상풍력 발전

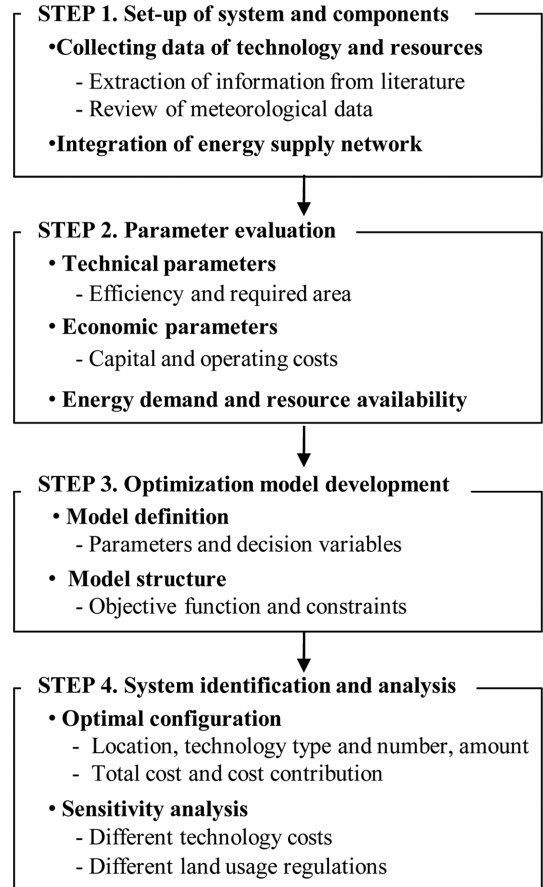


Fig. 1. The main steps for design and analysis of energy supply system from wind farm.

기의 비용 효율성 등 실제적인 제한 조건을 고려하여 풍력기반 에너지생산 시스템 설계하고자 한다. 이를 위하여 본 연구에서는 에너지 공급 시스템 설계를 위한 수학적 최적화 모델을 개발한다. 또한 풍력기반 전력생산 시스템의 효율성을 검증하기 위하여 다양한 주요 변수에 관하여 민감도 분석을 실시한다. 본 연구의 주요 연구 내용 및 절차는 Fig. 1에 요약되었다. 풍력기반 전력생산 시스템에 포함된 주요 요소(기술, 자원, 에너지 요구량, 및 지리적 정보 등)에 포함된 주요 요소를 규명하고 이에 관련된 주요 기술적 경제적 데이터를 수집한다. 전력 수요량을 만족하기 위한 최소비용을 목적함수로 하며 다양한 제약 조건을 포함한 수학적 최적화 모델을 개발한다. 또한 사용가능 부지면적의 변화, 기술의 필요 부지면적의 변화, 각 기술의 가격 변화 등 주요 변수 변화에 따른 목적함수의 변화를 분석한다.

2. 최적화 모델

본 연구에서는 육/해상 풍력기반 전력생산 시스템 설계를 위해 비용의 최소화를 목적함수로 하는 혼합정수선형계획(mixed-integer linear programming) 최적화 모델을 개발한다.

2-1. 목적 함수

시스템 설계에 필요한 모든 비용을 고려하기 위하여 목적함수(연간 총 비용, TCC)는 연간 투자 비용(TIC)과 연간 운전 비용(TOC)의 합으로 표현한다.

$$TCC = TIC + TOC \quad (1)$$

2-1-1. 풍력 발전기 초기 투자 비용

풍력 발전기 i의 연간 초기 투자 비용(TIC)은 자본 회수 계수(Capital charge factor)를 초기 투자 비용(ICC)에 곱해 연간 분할 상환한 값으로 아래와 같이 표현된다.

$$TIC = CCF \cdot ICC \quad (2)$$

$$CCF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (3)$$

여기서 Capital charge factor (CCF)는 돈의 시간적 가치를 고려하여 미래가치를 현재가치로 환산하는 식이며, r은 이자율(interest rate), n은 풍력 발전기의 생애연수(lifetime)이다. 본 연구에서는 이자율을 15%, 생애연수를 25년으로 가정하였다.

육상 및 해상에 지어지는 풍력발전단지의 총 초기 투자 비용(ICC)은 아래와 같이 표현된다.

$$ICC = \sum_i \sum_j NW_{ij} \cdot NIC_i + \sum_i \sum_j FW_{ij} \cdot FIC_i \quad (4)$$

여기서 NW_{ij} , FW_{ij} 는 각각 육상지역 및 해상지역의 풍력 발전기 수이며, NIC_i 와 FIC_i 는 각각 육상지역 및 해상지역에 지어지는 풍력 발전기의 한 대 당 소요되는 초기 투자 비용이다.

2-1-2. 운전 및 유지 비용

본 연구에서 풍력발전기 운전 및 유지에 필요한 비용은 임금, 사용되는 유틸리티 비용 등을 포함하여 발전기 한대당 발생비용과 필요한 발전기 수의 곱으로 표현한다[13].

$$TOC = \sum_i \sum_j NW_{ij} \cdot NOC_i + \sum_i \sum_j FW_{ij} \cdot FOC_i \quad (5)$$

여기서, NOC_i 와 FOC_i 는 풍력 발전기 한 대 당 각각 육상에서, 해상에서 요구되는 연간 운전 및 유지 비용이다.

2-2. 제약조건

2-2-1. 수요 만족(Demand satisfaction)

총 전력생산량은 육상, 해상에서 생산하는 전력량의 합이며 총 전력생산량은 각 지역 j에서 요구하는 전력수요량의 합보다 커야 한다.

$$\sum_i \sum_j TNE_{ij} + \sum_i \sum_j TFE_{ij} \geq \sum_j ED_j \quad (6)$$

여기서 TNE_{ij} , TFE_{ij} 는 각각 풍력 발전기 i가 지역 j 육상 및 해상에서 생산하는 총 전력량이며 ED_j 는 각 지역 j의 전기 수요량이다.

2-2-2. 에너지 수지(Energy balance)

앞서 언급한 육상 및 해상 풍력발전지에서 생산되는 전력 생산량은 각각 식 (7) 및 (8)로 표현된다.

$$TNE_{ij} = NW_{ij} \cdot NE_{ij} \quad (7)$$

$$TFE_{ij} = FW_{ij} \cdot FE_{ij} \quad (8)$$

여기서 NE_{ij} , FE_{ij} 는 각각 풍력 발전기 한 대 당 육상 및 해상에서 생산하는 전력량이다. 본 연구에서는 NE_{ij} , FE_{ij} 는 NREL(National Renewable

Energy Laboratory)에서 제공된 풍력 발전기 기술에 따른 전력생산량곡선(Power curve graph)의 값을 이용하였다[14].

2-2-3. 최대 기술용량 제한조건(Capacity limitation)

풍력 발전기 전력생산량은 풍력 발전기의 최대 전력생산 기술용량(Rate power)을 초과할 수 없으며, 따라서 육상 및 해상 풍력 발전기의 최대 전기 생산량은 아래의 식 (9)와 (10)과 같이 제한된다.

$$NE_{ij} \leq WE_i^{max} \cdot Y_{ij} \quad (9)$$

$$FE_{ij} \leq WE_i^{max} \cdot X_{ij} \quad (10)$$

여기서 WE_i^{max} 는 풍력 발전기 타입 i 한 대 당 생산할 수 있는 전력생산량의 최대 기술용량이며 Y_{ij} , X_{ij} 는 이산변수로 각각 육상 및 해상 지역에 풍력 발전기 설치되면 1의 값을 가지며, 그렇지 않을 경우 0이다.

2-2-4. 부지사용 제한조건(Land limitations constraint)

일반적으로 효율적인 전략 생산을 위해 풍력발전기 조성 시 풍력 발전기 간 사이의 거리는 바람이 부는 방향으로 풍력 발전기 날개 직경의 5~9배 공간을 포함하여 설치하며, 바람이 부는 수직 방향으로 풍력 발전기 날개 직경의 3~5배의 공간을 고려하여 조성한다[15]. 이러한 풍력발전기의 지리적 배치 제약조건을 고려하기 위하여 본 연구에서는 풍력 발전기 한 대 당 필요 부지면적(OW_i)을 식 (11)과 같이 표현한다.

$$OW_i = (4D_i)(7D_i)(1 + DB) \quad (11)$$

여기서 DB 는 풍력 발전기의 필요 부지면적을 설정하기 위한 풍력 발전기 간 사이의 거리를 결정하는 거리요소(distance factor)이다. 예를 들어 Barrthelmie and Jensen[16]의 연구결과에 따르면 풍력 발전기 간 사이의 거리가 풍력 발전기 날개 직경(1D) 만큼 변화할 경우 평균적으로 총 전력생산량의 1.3%가 변화한다.

육상 풍력발전단지 설계 시 필요한 부지면적은 각 지역 j의 사용 가능 부지면적을 초과해서는 안 된다.

$$\sum_i NW_{ij} \cdot OW_i \leq GA_j \cdot LL \quad (12)$$

여기서 GA_j 는 육상지역 j의 임야 면적이며 LL 은 풍력발전단지를 구축에 할당하는 비율(land limitation regulatory)을 나타낸다. 본 연구에서는 부지면적 제한에 관하여 다음과 같은 가정을 포함한다.

- 풍력 발전기 i 한 대 당 차지하는 면적은 풍력 발전기 i 날개 직경의 4×7이다.
- 육상풍력발전단지 조성 시 사용하는 부지는 임야이다.
- 해상풍력발전단지 조성 시 부지면적에 대한 제약조건은 없다.

2-2-5. 논리적 제한조건(Logical and Non-negative constraints)

일반적으로 풍력발전지는 한가지 타입의 풍력 발전기를 설치한다. 예를 들어 소수의 대용량 풍력 발전기와 다수의 소용량 풍력 발전기의 혼용은 풍력발전지의 유지 보수 등의 용이성을 저해한다.

$$\sum_i Y_{ij} \leq 1 \quad (13)$$

$$\sum_i X_{ij} \leq 1 \quad (14)$$

에너지의 흐름은 한 방향(에너지 생산으로부터 에너지 소모)으로만 흐르며 풍력 발전기를 포함한 기술의 수 등은 양의 수를 가져야 한다.

$$NW_{ij}, FW_{ij}, TNE_{ij}, OW_{ij}, TCC \geq 0 \quad (15)$$

3. 모델 적용: 제주도 육해상 풍력기반 전력생산 시스템

본 연구에서 개발한 모델의 효용성을 검증하기 위하여 실제 제주도 전력생산 시스템에 적용했다. 제주도는 바람의 세기가 우수하여 풍력기반 에너지를 생산하기에 높은 경제성을 보이고 있으며 이미 풍력기반 에너지 생산 시스템이 우리나라에서 가장 많이 구축되어 있다[17]. 하지만 제주도는 풍력기반 에너지를 생산하기에는 바람의 세기가 일부 지역(서쪽 해안가 등)에 한정되어 있으며, 또한 세계자연유산으로 지정되어 있는 지역이 많아 육상 풍력단지를 조성하는데 있어 부지확보의 문제점을 가지고 있다[17]. 따라서 본 연구에서 제안한 최적화 모델을 이용하여 제주도 풍력기반 전력생산 시스템을 설계하고 육상 및 해상 풍력발전간의 경제적 효용성을 비교 분석한다.

본 연구에서는 제주도의 주요 거주지역을 포함하여 행정구역상 구획을 바탕으로 5가지 지역으로 구분하였다. Fig. 2는 5개 지역의 각 지역별 전력 요구량 데이터, 임야면적, 바람의 세기를 나타내고 있다. 전력 데이터는 제주도 인구 1인당 1년에 사용하는 전력사용량(6MWh)을 바탕으로 각 지역의 인구수의 비율을 이용하여 계산하였다[18]. 바람의 세기는 기준 높이(지상 30 m)에서 측정된 1년 평균

속도를 바탕으로 계산하였으며 해상의 경우 바람의 세기가 가장 좋은 지역(제주도 서쪽 해안)으로 가정하였다[19].

본 연구에서는 발전전기량에 따라 4가지 타입의 풍력 발전기를 고려한다. NREL에서 개발 및 제공된 신재생에너지 기술 평가 소프트웨어인 SAM (System Advisor Model)의 데이터를 사용하여 풍력 발전기의 성능 및 가격을 산정하였다[13]. 특히 해상 풍력발전단지 구축 시 소요되는 비용의 경우 해안가에서 30~60 m 떨어진 위치에 지었을 경우 발생하는 비용으로 설정 하였다[14]. Table 1은 본 연구에서 고려된 풍력 발전기의 기술적, 경제적 데이터를 보여준다.

Table 2는 NREL에서 제공된 풍력 발전기 기술에 따른 전력생산량(power curve graph)을 이용하여 각 지역에서의 각 풍력 발전기의 전기생산량을 나타낸다[14]. 즉, 육상지역 j에서의 연간 전력생산량: NE_{ij} , 해상에서의 연간 전력생산량: FE_{ij} .

4. 결과 및 고찰

본 절에서는 본 연구에서 제안한 모델을 이용하여 제주도 풍력기반 전력 생산 시스템 구축에 필요한 최소 연간 비용과 각 지역에 건설되는 풍력 발전기의 수, 종류 및 전력생산량 등 구성 요소 배치에 관한 해는 상용 최적화 소프트웨어인 GAMS의 최적화 알고리즘 CPLEX 9.0를 이용하여 계산하였다.

먼저 본 절에서 규명한 최적 시스템의 결과는 1) 풍력발전 단지 조성에 할당된 면적을 각 지역의 사용 가능한 면적(Fig. 2)의 10%으로

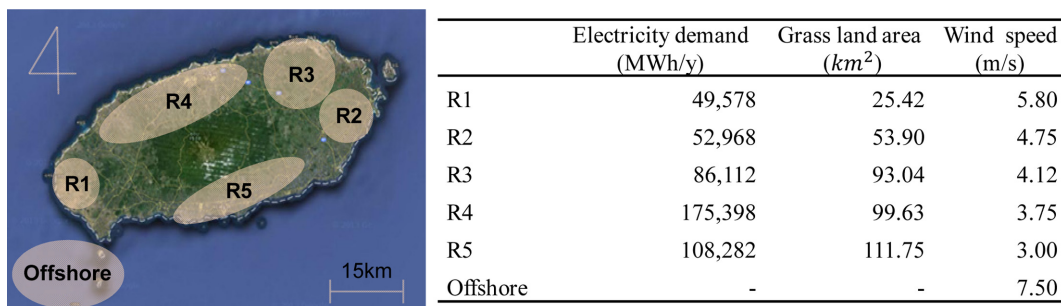


Fig. 2. Location, geographical data, energy demand and wind speed of selected regions.

Table 1. Specification and cost data of selected wind turbines

| | Power [KW] | Diameter [m] | Hub height [m] | NIC ^a [1,000\$/unit] | NOC ^b [1,000\$/unit] | FIC ^c [1,000\$/unit] | FOC ^d [1,000\$/unit] |
|----|------------|--------------|----------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| T1 | 600 | 43 | 60 | 797 | 21 | 2,004 | 70 |
| T2 | 1,300 | 60 | 80 | 1,633 | 43 | 4,208 | 145 |
| T3 | 2,300 | 90 | 110 | 3,479 | 86 | 8,110 | 282 |
| T4 | 2,500 | 100 | 120 | 4,186 | 98 | 9,273 | 295 |

^aNIC: Initial capital cost of onshore wind turbine.

^bNOC: Operating & maintenance cost of onshore wind turbine.

^cFIC: Initial capital cost of offshore wind turbine.

^dFOC: Operating & maintenance cost of offshore wind turbine.

Table 2. Regional electricity generated by wind turbines; Unit: MWh/y

| | R1 | R2 | R3 | R4 | R5 | Offshore |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| T1 | 1,614 | 898 | 612 | 463 | 222 | 2,173 |
| T2 | 3,475 | 2,133 | 1,478 | 1,129 | 550 | 4,878 |
| T3 | 8,327 | 5,831 | 4,302 | 3,407 | 1,771 | 10,694 |
| T4 | 9,729 | 7,227 | 5,501 | 4,439 | 2,395 | 11,195 |

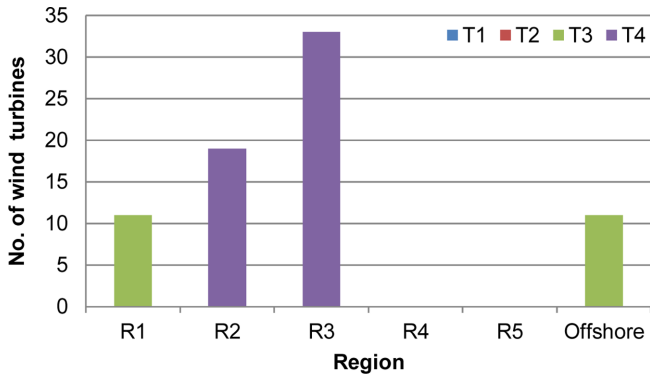


Fig. 3. Optimal configuration of the baseline system.

제한하였으며, 2) 풍력 발전기 한 대 당 필요 공간은 풍력 발전기 날개 직경의 4×7 [16]로 가정하였다. 이 두 요소의 다양한 값의 변화는 다음 5절에서 자세히 분석된다. 또한 본 연구에서 전력 수송에 소요되는 비용은 이미 구축되어 있는 전력망(Electricity grid)을 이용함으로써 별도의 비용은 발생하지 않는 것으로 가정하였다.

최적화 결과로써 제주도의 풍력기반 전기 생산 시스템의 연간 총 비용은 대략 60.9M\$이며 1KWh 당 단위 비용은 0.12\$/KWh으로 규명되었다. 각 지역에 건설되는 풍력 발전기의 타입과 필요한 수는 Fig. 3에 나타내었다. 먼저 사용가능 부지면적이 가장 넓은 R3 지역에 (Fig. 2)에 가장 전기 생산 용량이 큰 풍력 발전기(T4) 33대가 건설되었다. 또한 바람의 세기가 가장 좋지만 사용가능 부지면적이 상대적으로 작은 R1 지역에는 상대적으로 대용량 설비인 풍력 발전기(T3) 11대가 건설되었다. 즉, 많은 에너지 수요량을 만족시키기 위해서 다른 지역에 비해서 상대적으로 면적이 넓고 바람의 세기가 풍족한 지역(R1, R3)에 용량 큰 타입의 풍력 발전기가 설치되었다.

Fig. 4(a)에 지역별로 소요되는 비용의 분포를 나타내었다. 앞서 설명한 바와 같이 가장 비싼 타입인 T4의 풍력 발전기가 33대가 설치됨으로써 R3 지역에 가장 많은 비용이 소요됨을 알 수 있다. Fig. 4(a)과 Fig. 4(b)를 같이 비교할 경우 R1과 R2 지역에 풍력발전단지 조성에 필요한 비용은 총 비용의 11%, 23%에 불과하지만 전력생산량은 총 전력생산량의 각각 17%, 26%를 생산하여 다른 지역에 비해 상대적으로 높은 비용 효율성을 보인다.

R3 지역과 해상 풍력단지의 경우 상대적으로 많은 비용이 소요(즉, 많은 전기를 생산) 되지만, 비용 효율성은 R1과 R2 지역에 비해 낮은 것으로 규명되었다. R1과 R2 지역의 높은 비용 효율성은 두 지역의

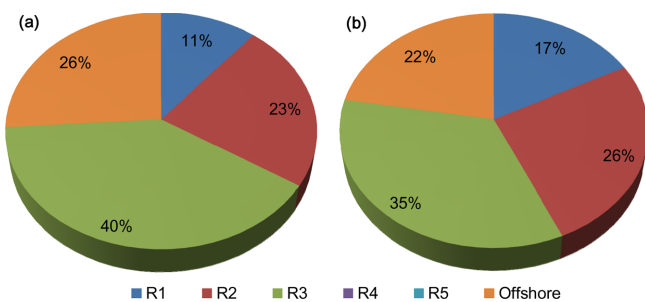


Fig. 4. Optimization results of the baseline system: (a) regional cost distribution and (b) the amount of electricity produced in regions.

상대적으로 높은 바람의 세기로 인해 비용효율적인 전기를 생산할 수 있는 반면 풍력발전단지를 조성하기 위한 사용가능 부지면적이 상대적으로 작기 때문에 두 지역(R1, R2)에서 생산한 에너지 만으로는 에너지 수요량을 만족시키지 못한다. 따라서 비용효율성이 좋은 지역에서 생산한 에너지로 만족시키지 못한 부분은 낮은 바람의 세기로 인해 비교적 낮은 경제성을 보이지만, 넓은 사용가능 부지면적을 가진 R3 지역에서 가장 많은 전력을 생산하여 에너지 수요량을 만족시킨다.

해상 풍력단지의 경우 바람의 세기가 가장 좋고 또한 부지확보의 제한이 없지만 초기 투자 비용이 높아 비용 효율성이 낮은 것을 알 수 있다. 또한 R4 및 R5 지역의 경우 해상 다른 육상 지역 및 해상 지역보다 바람의 세기가 좋지 않아 풍력발전단지를 조성하지 않음을 알 수 있다.

결과적으로 각 지역 별로 사용가능 면적의 제한성으로 인하여 바람의 세기가 좋은 지역에만 풍력발전단지를 조성할 수 없으며 따라서 바람의 세기가 낮은 지역(예, R3)과 초기 투자 비용이 높은 해상 풍력발전단지를 조성해야 한다. 즉, R1 지역에서 최대로 전력을 생산하고 그 다음 효율성이 높은 지역 순으로 풍력발전단지를 조성한다. 결과적으로 R1, R2, R3 및 해상 지역 순으로 높은 비용 효율성을 보인다. 만약 부지면적의 제한 조건 없이 비용 효율성이 가장 높은 지역(R1)에 풍력발전단지를 조성하여 모든 전력을 생산할 경우 기존 비용(60.9M\$)에 비해 56.6% 낮은 38.9M\$의 연간 총 소요비용을 보인다. 이러한 결과는 목적함수인 최종 소요 비용은 제약조건으로써의 부지면적의 제한과 큰 영향이 있음을 나타낸다. 다음 5절에서는 다양한 부지 사용 면적 제한 설정 등 총 비용에 영향을 보이는 주요 변수에 관하여 민감도 분석을 수행한다.

5. 민감도 분석

본 절에서는 1) 사용 가능 부지면적 제한의 변화, 2) 풍력 발전기의 필요면적 변화 및 3) 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용의 변화 4) 마지막으로 주요 변수 조합의 변화에 따른 연간 총 비용의 변화 민감도를 분석하였다.

Fig. 5(a)는 사용 가능 부지면적의 변화에 따른 연간 총 비용을 나타낸다. 여기서 사용 가능 부지면적(Available land)은 Fig. 2에 나타내어진 전체 임야면적(Total grass land area)의 백분율을 나타낸다. 사용가능 부지면적을 늘릴 경우(즉, 토지 사용에 관한 규제를 완화할 경우), 목적함수(총 비용)에의 부지 사용의 제약성이 감소함에 따라 바람의 세기가 좋은 지역(예, R1)에 더 많은 풍력 발전기를 건설할 수 있다. 이에 따라 전체 풍력단지 시스템의 비용 효율성이 증가한다. 반면 사용가능 부지면적을 줄일 경우 초기 투자 비용이 높은 해상 풍력발전단지를 조성하거나 바람의 세기가 좋지 않은 지역에 더 많은 풍력발전단지를 조성해야 하므로 연간 총 비용은 증가한다. Fig. 5(a)의 사용 가능 부지면적이 8~12% 구간의 경우, 육상 및 해상 모두 풍력단지를 건설하는 반면, 13% 이상의 경우 충분한 지상 면적 사용으로 인하여 더 이상 해상 풍력 발전단지를 조성하지 않고 육상(R1, R2 및 R3)에만 풍력발전단지를 조성한다.

Fig. 5(b)는 풍력 발전기의 필요면적 변화에 따른 연간 총 비용을 나타낸다. 필요 면적이 줄어들면(Fig. 5(b)의 4×4~4×7 구간), 한정된 공간에 상대적으로 많은 풍력 발전기를 설치할 수 있으므로 바람의 세기가 좋은 지역(예, R1)에 더욱 많은 발전기를 설치할 수 있다. 결

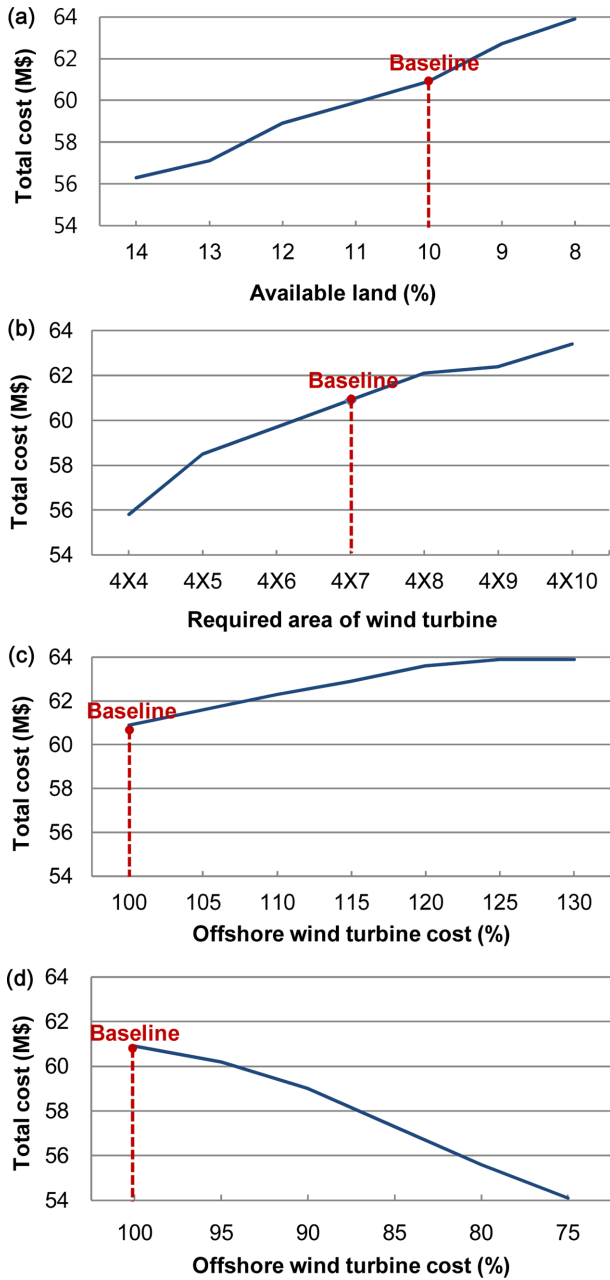


Fig. 5. The sensitivity of the total cost on (a) the change of the available land; (b) the change of the required area of a wind turbine; (c) the increase of offshore wind turbine cost and; (d) the decrease of offshore wind turbine cost.

과적으로 기본 시스템에 비하여 전력 생산의 경제성이 증가한다. 반면 풍력 발전기의 필요 부지면적이 증가 할 경우(Fig. 5(b)의 4x7~4x10 구간), 바람의 세기가 좋지 않은 지역에까지 풍력 발전기를 건설함에 따라 비용 효율성이 저하된다. 또한 사용 가능 부지면적의 변화의 경우와 비슷하게 4x5 이하 구간에서는 해상 풍력 발전단지를 조성하지 않고 육상 풍력단지의 운전만으로 제주도 지역의 전력 요구량을 만족시킬 수 있다.

해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용의 증가에 따른 연간 총 비용의 변화를 Fig. 5(C)에 나타내었다. 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용이 증가하면 연간 총 비용이 증대됨에 따라 전력 생산의 경제성이 감소한다. 즉, 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용을 기존비용의

120%까지 증가시켰을 경우(Fig. 5(C)의 100~120% 구간) 시스템 구성의 변화 없이 해상 풍력 발전기 비용 증가가 일정하게 전체 비용 증가에 기여한다; 60.9M\$에서 63.6M\$로 약 4.4% 연간 총 비용이 증가하였다. 반면, 해상 풍력 발전기의 가격이 기존비용의 125% 이상 증가할 경우 비싼 경우 해상 풍력 발전단지 조성 비용의 효율성이 R4 지역보다 낮아지기 때문에 더 이상 해상 풍력 발전단지를 조성하지 않고 R4 지역에 잔여 전력 요구량을 만족시키기 위한 풍력 발전단지를 조성한다.

마지막으로 Fig. 5(d)에 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용의 감소에 따른 연간 총 비용의 변화를 나타내었다. Fig. 5(C)와 비슷하게 일정한 감소 구간(Fig. 5(C)의 100~95%)에서는 단순히 해상 풍력 발전기 비용의 감소가 전체 비용 감소 기여한다; 해상 풍력 발전기 비용이 기존비용의 95%로 감소할 경우 총 비용은 약 1.1% 줄어 60.2M\$으로 계산되었다. 반면 95% 이하 구간부터는 해상 풍력단지의 경제성이 R3 지역보다 높기 때문에 더 이상 R3 지역에 풍력발전 단지를 조성 하지 않고 해상 풍력단지에 더 많은 풍력 발전기를 건설한다.

Fig. 6은 Fig. 5에서 다른 주요 변수의 조합에 따른 연간 총 비용의 변화를 나타낸다. 즉, 세 가지의 주요 변수(사용 가능 부지면적 제한, 풍력 발전기의 필요면적 및 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용)들의 최대 변화를 동시에 고려한 상황에서의 총 소요 비용 변화를 분석하였다. 선택된 두 변수의 최적 동시 변화의 경우(Fig. 6의 Sc1, Sc2 및 Sc3), 기존의 소요 비용보다 15~20%의 소요비용 감소를 보인다. 세 가지 변수의 변화를 모두 고려한 경우(Fig. 6의 Sc4), 해상 풍력 발전기 투자 비용의 변화(-25%)가 총 소요 비용의 변화에 미치는 크지 않다. 이는 이미 다른 두 변수(사용 가능 부지면적 제한 및 풍력 발전기의 필요면적, 즉 Sc1)에 의해 육상 풍력 발전단지의 상대적 경제성이 높기 때문에 더 이상 해상 풍력 발전 단지를 조성하지 않기 때문이다.

본 절의 총 연간 비용의 주요 변수에의 민감도 분석 결과에 바탕으로 아래와 같은 결과를 얻을 수 있다.

· 육상의 사용가능 부지면적을 증가시킬 경우 바람의 세기가 우수한 지역에 더 많은 풍력발전단지를 조성할 수 있기 때문에 상대적으로 경제성이 낮은 해상 풍력발전단지를 조성하지 않는다.

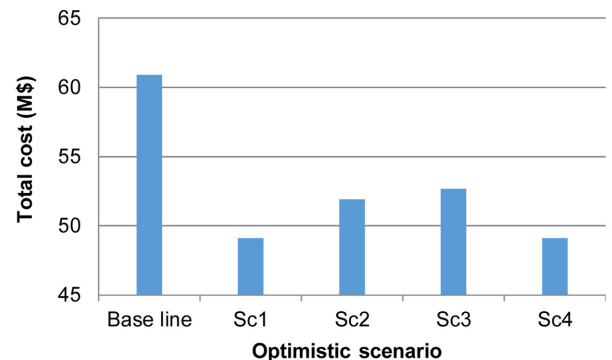


Fig. 6. Optimistic scenario with combined parameter changes. Sc1: Available land (+14%) + Required area of a wind turbine (4X4); Sc2: Available land (+14%) + Offshore wind turbine cost (-25%); Sc3: Required area of a wind turbine (4X4) + Offshore wind turbine cost (-25%) and; Sc4: Available land (+14%) + Required area of a wind turbine (4X4) + Offshore wind turbine cost (-25%).

· 풍력 발전기의 필요면적을 증가시킬 경우 바람의 세기가 좋은 지역에 다수의 풍력 발전기를 건설할 수 없기 때문에 비용 효율성이 낮아진다. 그 결과 해상 풍력발전단지를 조성하여 전력수요량을 만족시킨다.

· 해상 풍력 발전기의 초기 투자 비용을 증가시킬 경우 해상 풍력 발전단지의 경제성이 낮아진다. 그 결과 상대적으로 비용 효율성이 낮은 육상의 지역과 경쟁을 통하여 최종 단지의 위치가 결정된다.

이는 제주도에서의 풍력기반 전력생산 시스템에 있어 위에서 다룬 운전변수들이 연간 총 비용에 큰 영향을 끼친다. 이러한 결과로부터 수학적 모델에 의해 비용적 효율을 높이기 위한 연구뿐만 아니라 풍력 발전기의 효율, 해상풍력 발전기의 낮은 투자 비용을 찾는 연구가 필요하다.

6. 결 론

본 연구에서는 풍력기반 전력생산 시스템 설계를 위한 수학적 최적화 모델을 개발하였다. 본 연구에서 개발한 모델의 목적함수는 최소 비용으로써 다양한 실제적 제약조건(사용가능 부지면적 제한, 필요 부지면적 고려, 해상풍력 발전단지 고려)을 고려하여 제주도 전력 공급 예에 적용하였다. 결과로써 육상 풍력 발전단지의 부지 확보의 문제 및 해상 풍력발전단지 조성 시 높은 초기 투자 비용 소요 등 풍력기반 전력 공급 구축 시 제기될 수 있는 실제적인 문제점을 정량적으로 규명하였다. 또한 다양한 주요변수에 변화에 따른 총 연간 비용의 민감도를 분석함으로써 불확실한 데이터 및 본 연구의 가정에 의한 한계성을 넘어 다양한 시나리오에서의 최적 설계 대안을 제시하였다. 본 연구의 결과를 바탕으로 정부의 신재생에너지 기반 구축 사업 및 제주도 지방 자치기관의 풍력 단지 조성 계획 시 합리적인 의사결정에 정량적 근거로써 도움을 줄 수 있다. 또한 본 논문에서 제안한 수학적 모델은 다양한 실질적 제약조건을 포함하고 있기 때문에, 비단 제주도뿐만 아니라 다른 지역 및 국가의 풍력기반 전력생산 시스템 구축 사례에 적용할 수 있다.

Nomenclature

Sets

- i : wind turbine
 j : region

Parameters

- NOC_i : operating cost of onshore wind turbine i (\$/year·unit)
 FOC_i : operating cost of offshore wind turbine i (\$/year·unit)
 NIC_i : capital cost of onshore wind turbine i (\$/unit)
 FIC_i : capital cost of offshore wind turbine i (\$/unit)
 CCF_i : capital charge factor
 NE_{ij} : electricity produced by onshore wind turbine i region j (MWh/year)
 FE_{ij} : electricity produced by offshore wind turbine i region j (MWh/year)
 WE_i^{max} : rate power of wind turbine i (MWh/year)
 ED_j : demand of region j (MWh/year)
 GA_j : available land of region j (m^2)

- DB : distance factor
 LL : land limitation regulatory
 r : interest rate
 n : lifetime

Binary variables

- Y_{ij} : 1, if onshore wind turbine i is installed in region j , otherwise 0
 X_{ij} : 1, if offshore wind turbine i is installed in region j , otherwise 0

Discrete and continuous (non-negative) variables

- ICC : total investment cost (\$)
 TIC : total annualized capital cost (\$/year)
 TOC : total operating cost (\$/year)
 TNE_{ij} : total electricity produced by onshore wind turbine i region j (MWh/year)
 TFE_{ij} : total electricity produced by offshore wind turbine i region j (MWh/year)
 OW_i : required land of wind turbine i (m^2)
 TCC : total annual cost (\$)
 NW_{ij} : number of onshore wind turbine i region j
 FW_{ij} : number of offshore wind turbine i region j

References

1. Cho, Y. S., "Climate Change Regime and Governance: A Review," *World Peace*, **5**(1), 101-132 (2008) (Written in Korean).
2. Ku, S. H. and Yoo, S. H., "Willingness to Pay for Renewable Energy Investment in Korea: A Choice Experiment Study," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **14**(8), 2196-2201(2010).
3. Cheon, S. H., "Progress and Perspectives of Renewable Energy Policy of Korea," *The Magazine of the Society of Air-Conditioning and Refrigerating Engineers of Korea*, **39**(1), 6-12(2010). (Written in Korean)
4. Ryu, J. H., "Developing an Integrated Capacity Planning Framework for Production Process and Demand Supply Chains," *Korean J. Chem. Eng.*, **30**(1), 27-32(2013).
5. Ilyas, M., Lim, Y. S. and Han, C. H., "Pinch Based Approach to Estimate CO₂ Capture and Storage Retrofit and Compensatory Renewable Power for South Korean Electricity Sector," *Korean J. Chem. Eng.*, **29**(9), 1163-1170(2012).
6. Merei, G., Berger, C. and Sauer, D. U., "Optimization of An Off-grid Hybrid PV-Wind-Diesel System with Different Battery Technologies Using Genetic Algorithm," *Sol. Energy*, **97**, 460-473(2013).
7. Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N. and Georgiadis, M. C., "A Spatial Multi-period Long-term Energy Planning Model: A Case Study of the Greek Power System," *Appl. Energy*, **115**(15), 456-482(2014).
8. Adaramola, M. S. and Krogstad, P. Å., "Experimental Investigation of Wake Effects on Wind Turbine Performance," *Renew. Energy*, **36**(8), 2078-2089(2011).
9. Watson, I., Betts, S. and Rapaport, E., "Determining Appropriate Wind Turbine Setback Distances: Perspectives from Municipal Planners in the Canadian Provinces of Nova Scotia, Ontario, and Quebec," *Energy Policy*, **41**, 782-789(2012).

10. Kusiak, A. and Song, Z., "Design of Wind Farm Layout for Maximum Wind Energy Capture," *Renew. Energy*, **35**(3), 685-694(2010).
11. Yeum, M. G., "Building Wind Turbines and Community Receptivity," *Social Science Studies*, **47**(1), 59-85(2008). (Written in Korean)
12. Kyoung, N. H., "Technologies for Offshore Wind Turbine," *Journal of the Korean Solar Energy Society*, **3**(3), 56-68(2004). (Written in Korean)
13. Gielen, D., "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Wind Power," *IRENA (International Renewable Energy Agency) Working Paper*, **1**(5) (2012).
14. Fingersh, L. J., Hand, M. and Laxson, A. S., "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model," Golden: US National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report NREL/TP-500-40566(2006).
15. Samorani, M., "The Wind Farm Layout Optimization Problem," *Handbook of Wind Power Systems, Energy Systems, Springer Berlin Heidelberg*, 21-38(2013).
16. Barthelmie, R. J. and Jensen, L. E., "Evaluation of Wind Farm Efficiency and Wind Turbine Wakes at the Nysted Offshore Wind Farm," *Wind Energy*, **13**(6), 573-586(2010).
17. Kim, I. H., "Issues and Perspectives on Offshore Wind Power of Jeju," *Jeju Development Forum*, **37**, 18-24(2011). (Written in Korean)
18. <http://english.jeju.go.kr/index.php/contents/AboutJeju/info/jeju-city/general>.
19. <http://kredc.kier.re.kr/kier/>.