

신재생에너지 기반 독립 에너지공급 시스템 최적 설계 및 에너지수요 부문별 경제성 평가

김기현 · 김지용[†]

인천대학교 에너지화학공학과
22012 인천광역시 연수구 아카데미로 119
(2016년 1월 15일 접수, 2016년 4월 1일 수정본 접수, 2016년 4월 14일 채택)

The Optimal Design and Economic Evaluation of a Stand-Alone RES Energy System for Residential, Agricultural and Commercial Sectors

Kihyeon Kim and Jiyong Kim[†]

Department of Energy & Chemical Engineering, Incheon National University, 119, Academi-ro, Yeonsu-gu, Incheon, 22012, Korea
(Received 15 January 2016; Received in revised form 1 April 2016; accepted 14 April 2016)

요 약

화석연료 사용으로 인한 환경오염과 기후변화는 전 지구적인 환경 문제로 대두되고 있다. 또한 화석연료 고갈 및 경제성 취약성을 극복하기 위하여 태양광, 풍력 등 신재생에너지 자원 기반 에너지공급 시스템 구축이 많은 관심을 받고 있다. 이러한 신재생에너지 시스템은 자원의 낮은 공급안정성을 극복하기 위하여 다양한 자원을 이용한 독립 통합 에너지공급 시스템 설계 및 운전 전략이 필요하다. 따라서 본 연구에서는 PV, Wind turbine, 화석연료 기반 발전 및 저장장치 등으로 구성된 독립 에너지공급 시스템을 설계하였다. 또한 최적화 모델을 이용하여 각 지역별 최적 전력생산 시스템의 구성요소를 규명하고 소요비용을 분석하였다. 제시된 모델 검증에 위하여 한국의 주거, 농업, 상업부문 등 주요 에너지수요 만족을 위한 설계문제를 해결하였다. 그 결과 주거부문의 경우 \$0.37~\$0.44/kWh, 농업부문의 경우 \$0.15~\$0.61/kWh, 상업부문의 경우 \$0.12~\$0.28/kWh의 단위전력 비용을 보였다.

Abstract – Greenhouse gas (GHG) emissions caused by fossil fuels consumption is one of the challenging issues worldwide. Renewable energy source (RES)-based energy supply system can be a promising alternative to the current fossil fuel-based system. In this study, we propose an optimization approach for designing a stand-alone hybrid energy supply system using RES and evaluating economic performances of the energy systems. The suggested approach is used to answer the questions; i) what technology is suitable to various demand sectors in different regions, and ii) how does it cost to meet the demand in term of the levelized costs of energy (LCOE). We illustrate the applicability of the proposed approach by applying to the design problem of energy supply systems for residential, agricultural and commercial sectors of Korea. As the results of LCOE analysis, for the residential sector has the LCOE ranging of \$0.37~\$0.44/kWh, the agricultural sector of \$0.15~\$0.61/kWh and the commercial sector of \$0.12~\$0.28/kWh.

Key words: Optimization, Techno-economic Evaluation, Stand-alone System, Renewable Energy, Korea

1. 서 론

2014년 국제적으로 논의된 기후변화에 관한 참여 정부간 협의체 (IPCC)의 평가 종합보고서에 따르면 지구온난화로 인한 기후변화의 직접적인 원인 중 하나는 바로 화석연료 사용으로 인한 인위적인 온실가스 배출이다[1]. 이에 앞서 1997년 교토의정서에 의한 주요 선

진국들의 온실가스 감축협약에 따라 한국 정부는 2020년까지 예상되는 이산화탄소 배출량의 30%를 감축하는 정책을 추진하였다[2,3]. 현재 한국의 에너지 소비형태를 살펴보면 전체 에너지수요량의 97%를 해외에 의존하며 총 에너지 소비의 약 85%를 화석연료가 차지하고 있다[4,5]. 한국의 이러한 화석연료 기반 에너지공급 시스템은 국내 부존자원의 부재, 해외 에너지 시장의 높은 변동성 및 지정학적 불안정으로 인하여 지속가능성이 낮음을 알 수 있다. 또한 전세계 화석연료의 매장량이 2030년 이후에는 감소할 것으로 예상되며 에너지 수출 국가들이 자국의 에너지 안보 및 경제성 취득을 위해 자원을 독점할 가능성도 배제할 수 없다. 국내적으로 안정적 에너지공급을 위하여 원자력 발전 용량을 지속적으로 증대하고 있으나, 2011년 일

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jykim77@inu.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.

본 후쿠시마 원전사고를 계기로 원자력 발전의 안전성으로 인한 신재생에너지와 같은 지속 가능한 에너지 시스템 개발의 필요성이 대두되고 있다[6]. 예를 들어, 한국 정부는 기존의 화석연료 기반 에너지공급 시스템에서 비롯되는 온실가스의 배출 및 화석연료 의존성을 낮추고자 신재생에너지 시설의 설치에 재정지원을 하고 있으며 또한 2030년까지 전체 주요 에너지 공급의 11%를 신재생에너지로 부터 얻는 것을 목표로 하고 있다[7,8].

신재생에너지 자원 기반 에너지공급 시스템으로의 전환은 기존 화석연료 기반의 시스템에서 비롯되는 에너지공급 및 수요의 균형 문제와 같이 각국의 에너지 안보문제를 해결할 수 있는 가장 현실적인 대안으로 각광받고 있으며 신재생에너지는 자원의 무한성, 친환경적 에너지전환 및 사용이 가능하다는 장점을 가지고 있다[9,10]. 그러나 신재생에너지 자원 기반 에너지공급 시스템의 실용화의 많은 장벽이 존재하며 신재생에너지 기반 시스템의 경제성은 기존 화석연료 기반 시스템에 비해 낮다. 또한 신재생에너지 기반 시설들은 높은 자원 수급을 확보하기 위한 장소의 제한성이 존재하며, 신재생 에너지 자원은 날씨나 기후변화에 영향을 받는 에너지공급의 변동성으로 인하여 다른 자원들과는 다르게 안정적인 에너지 수급이 불가하다[11].

따라서 높은 에너지 생산비용, 자원의 변동성 및 지역적 제한성 등 신재생에너지 기반 시스템의 단점을 보완하기 위한 다양한 에너지자원을 동시에 활용하는 통합 에너지공급 시스템(Hybrid energy supply system)이 필요하다. 이러한 통합 에너지 시스템은 높은 경제성 및 안정적 에너지공급을 동시에 확보하기 위한 문제해결 전략이 필요하며 이는 수학적 모델링, 최적화 기법 등의 전사적 분석기법으로 접근되어야 한다.

신재생에너지 자원을 이용한 자립적인 시스템에 관한 연구는 국내외에서 많이 수행되고 있다. Nakata, T. *et al.*은 시골의 전력화 및 열 공급을 위한 공정 최적 설계 및 경제성평가를 수행하였다[2]. 김민수와 김지용은 전기에너지의 수요 만족을 위한 육/해상 풍력기반 에너지 생산 공정의 최적 설계 및 경제성 평가를 수행하였다[9]. 유경식 *et al.*은 울릉도에서의 지속 가능한 전력 생산 시스템 및 신재생에너지 자원의 최적화를 수행하였다[7]. Rehman, S. *et al.*은 마을 단위의 통합 시스템 구성 타당성을 수행하였다[12]. Fadaeenejad, M. *et al.*은 시골의 전력화를 위한 신재생에너지 자원 평가를 수행하였다[13]. Duflo-Lopez, R. *et al.*은 통합 시스템의 비용 및 온실가스 배출의 최적화를 수행하였다[14].

기존의 다양한 전사적 연구결과에도 불구하고 실제 국가 에너지 수요는 지역적 및 시간적으로 변동폭이 크며 이러한 수요변화는 에너지공급 시스템 설계 시 반드시 고려되어야 할 요소이다. 따라서 본 연구에서는 신재생에너지 자원 기반 독립 통합 에너지공급 시스템을 설계하고 효과적 운전을 위한 공급시스템 운영전략 개발을 위한 최적분석 방법을 개발하고자 한다. 그리고 개발된 에너지 시스템 분석 방법론을 한국 에너지 시스템 설계 문제에 적용함으로써 한국에서의 신재생에너지 기반 독립 에너지공급 시스템 및 운전전략을 분석하였다.

본 연구에서 제안한 독립 에너지공급 시스템은 Fig. 1에 나타내었다. 본 연구에서는 전력망 (Electricity grid)과의 연결을 차단한 독립 통합 에너지공급 시스템(Hybrid energy supply system for off-grid)을 PV, Wind turbine, 화석연료 기반 발전 및 저장장치 등으로 구성하였으며 태양광, 풍력 등 신재생에너지 자원을 이용하여 PV와 Wind turbine 등

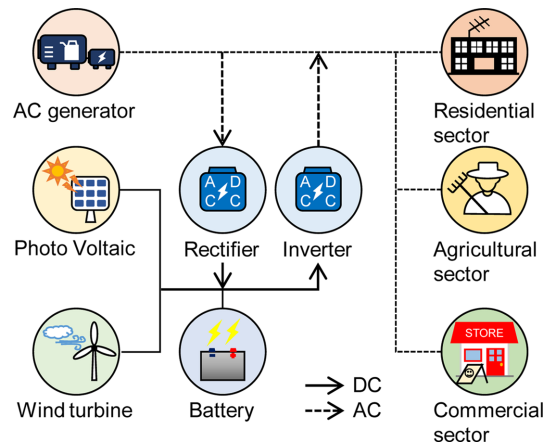


Fig. 1. Stand-alone hybrid energy supply system using renewable energy sources for energy demand sectors.

에너지 생산 기술을 통해 전기에너지 전환 후 생산된 전기는 저장장치에 저장 및 수요에 공급을 한다. 또한 신재생에너지 자원의 유동성으로 인한 공급의 시간적 불일치를 화석연료 기반 발전장치를 이용하여 공급안정성을 보완하는 시스템을 구성하였다.

2. 연구방법

본 연구에서는 신재생에너지 자원을 이용한 독립 에너지공급 시스템의 설계하고, 에너지 시스템 분석 방법론의 효용성을 검증하기 위하여 실제 한국 16개 지역의 자원 데이터 및 에너지 요구량을 분석하였다. 이를 기반으로 에너지시스템 모델링 및 최적화 소프트웨어인 iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms)를 이용하여 최적 설계 안을 제시하고 각 에너지 공급 시스템의 경제성을 비교 분석하였다[15].

2-1. 에너지 수요 분석

본 연구에서는 한국의 전력수요를 주거, 농업, 상업부문으로 나누었으며 각 부문별로 16개 지역으로 구분하였다.

Fig. 2는 한국 16개 지역의 부문별 각 호의 일 평균 전력수요량을 나타낸다. 각 지역의 부문별 연간 전력수요량을 Table 1의 부문별 호수로 나누어 부문별 각 호의 연 평균 전력수요량을 계산한다[16,17]. 계산된 연 평균 전력수요량과 Fig. 3의 월별 부문별 전력소비 계수를 이용하여 Fig. 2의 부문별 일 평균 전력수요량을 계산하였다[17]. Fig. 2(a)는 주거부문의 일 평균 전력수요량으로 지역 #1 (서울), #9 (울산)가 7.5 kWh/day로 상대적으로 높은 에너지수요를 보이며 지역 #11 (경북)이 6.2 kWh/day로 상대적으로 낮은 에너지수요를 보인다. Fig. 2(b)는 농업부문의 일 평균 전력수요량으로 지역 #8 (부산), #13 (전남), #16 (제주)이 각각 22.6, 26.6, 36.1 kWh/day로 상대적으로 높은 에너지수요를 보이며 지역 #2 (경기), #7 (충북)이 각각 4.4, 4.1 kWh/day로 상대적으로 낮은 에너지수요를 보인다. Fig. 2(c)는 상업부문의 일 평균 전력수요량으로 지역 #1 (서울), #2 (경기), #6 (대전)이 각각 144.0, 163.2, 146.6 kWh/day로 상대적으로 높은 에너지수요를 보이며 지역 #5 (충남)가 105 kWh/day로 상대적으로 낮은 에너지수요를 보인다.

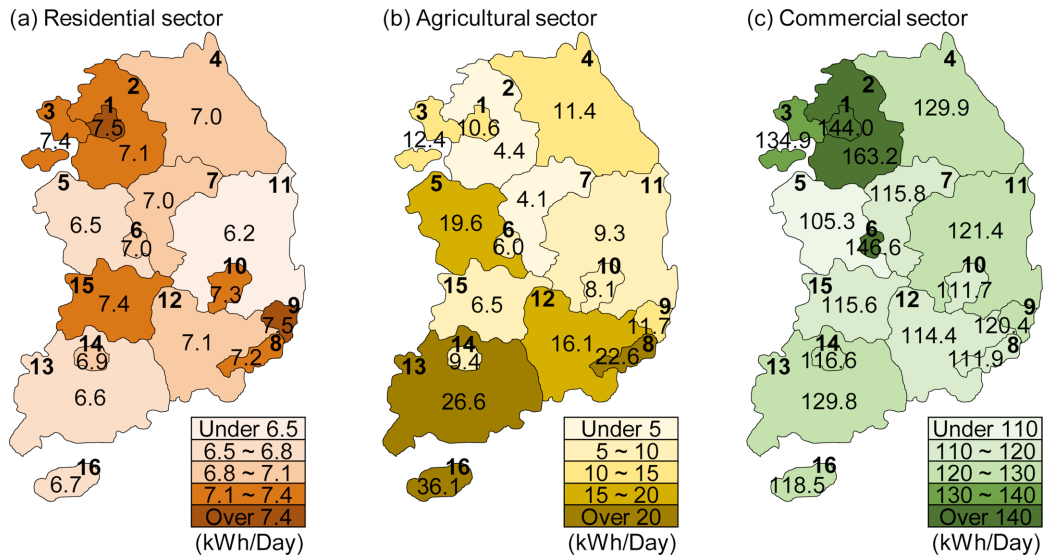


Fig. 2. Daily electricity demand of residential, agricultural and commercial sectors of Korea.

Table 1. Number of end-users of residential, agricultural and commercial sectors of Korea in 2013 [1,000 units] [17]

Region	Household	Farm	Store
1	3,577	4	356
2	383	3	27
3	929	14	72
4	104	7	8
5	33	11	3
6	536	9	42
7	241	6	18
8	1,252	8	111
9	378	12	31
10	874	17	75
11	65	15	5
12	376	11	33
13	26	9	1
14	519	13	45
15	226	7	19
16	140	21	15

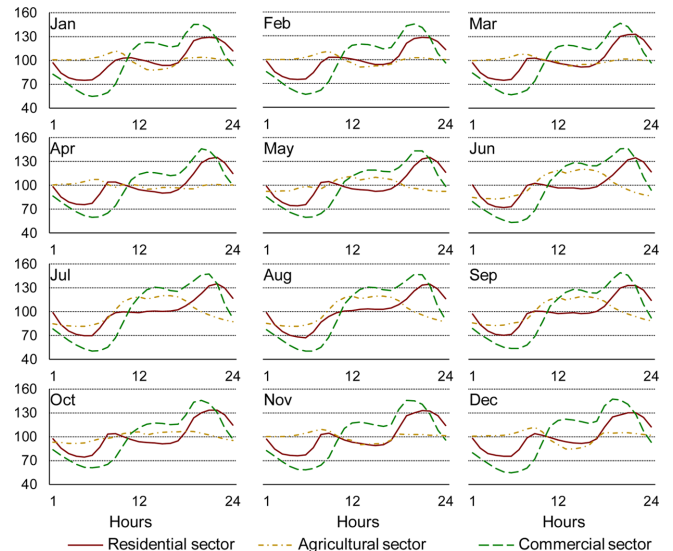


Fig. 3. Demand profiles of residential, agricultural and commercial sectors of Korea [17].

Fig. 3는 월별 부문별 전력 소비계수를 나타낸다. 즉, 전력 소비계수 100을 기준으로 소비형태를 환산한 값으로 주거부문에서는 아침과 저녁시간에 전력소비의 증가를 보였으며 냉방장치를 많이 사용하는 여름(7~8월)의 오후에 전력소비가 증가하였다. 농업부문에서는 농번기인 봄부터 가을(5~10월)에는 아침부터 오후까지 전력소비의 증가를 보였으며 농한기인 겨울(11~3월)의 오후에는 전력소비가 감소하였다. 상업부문에서는 전체적으로 영업시간인 오전부터 야간까지 전력소비의 증가를 보였다.

2-2. 신재생자원 및 기술 분석

미국항공우주국(NASA) 데이터를 이용하여 한국의 각 지역의 월별 평균 태양복사열(Fig. 4) 및 월별 평균 풍속(Fig. 5)을 나타내었다[18].

평균 태양 복사열은 지역별로 대체적으로 유사하며, 여름(4~6월)에 약 5 kWh/m²/day로 높은 평균 태양 복사열을 보이고 겨울(11~2월)에는 약 3 kWh/m²/day로 상대적으로 낮은 평균 태양 복사열을 보인다.

지역 #8 (부산), #9 (울산), #13 (전남), #16 (제주)은 각각 대략 6 m/s로 상대적으로 높은 평균 풍속을 보이는 반면 대전 및 충북 지역은 각각 대략 3 m/s로 상대적으로 낮은 평균 풍속을 보인다. 여름(5~8월)보다 겨울(11~3월)이 상대적으로 높은 평균 풍속을 보인다.

본 연구에서는 에너지 생산 기술로써 3가지 타입의 PV와 5가지 타입의 Wind turbine, 및 3가지의 AC generator를 포함한다. 또한 수요와 공급의 불일치성(Unbalance)을 극복하고자 전기 저장 장치를 포함하였으며, 가장 상용화된 기술 중 하나인 리튬이온 배터리 장치를 포함시켰다. 상기 기술들을 용량 별로 타입을 나누었으며 기술적 경제적 데이터는 iHOGA에서 제공되며 Table 2에 나타내었다. 초기 투자 비용은 PV가 각각 \$132, \$332, \$600, Wind turbine이 각각 \$5,850, \$9,066, \$16,800, \$26,400, \$70,800, 저장장치는 각각 \$143, \$148, \$240, 화석연료 기반 발전장치는 각각 \$300, \$480, \$960로 가정하였다.

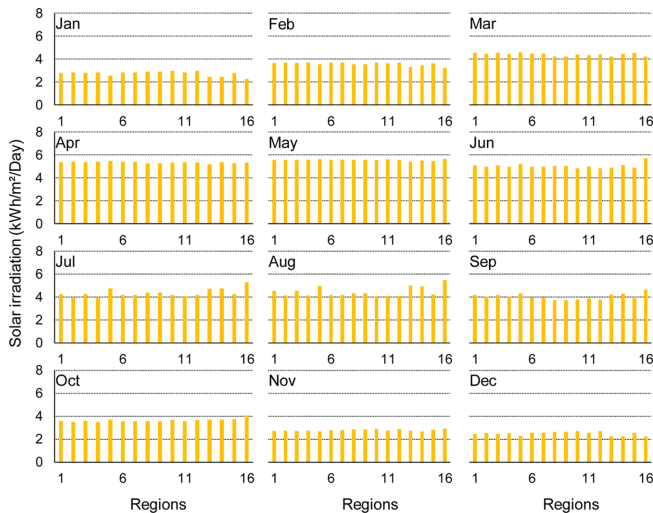


Fig. 4. Monthly solar irradiation of sixteen regions of Korea.

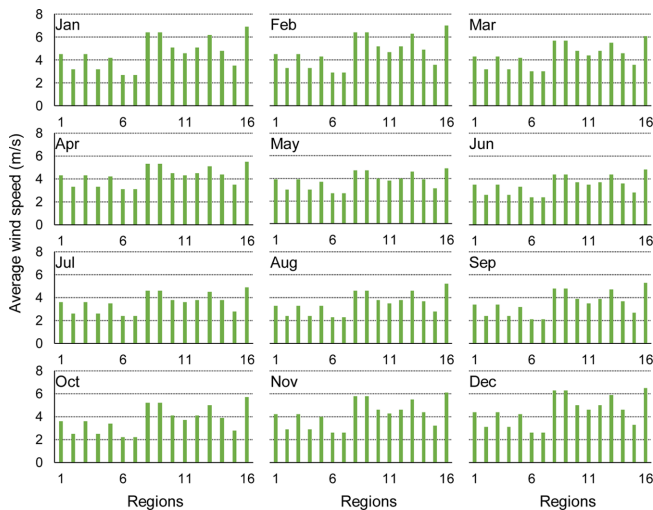


Fig. 5. Monthly average wind speed of sixteen regions of Korea.

Table 2. Technical and economic parameters of the selected technologies

	Size [kW]	Capital cost [\$]	Operating cost [\$/MWh]	Lifetime [year]
P1	0.1	132	0.45	25
P2	0.14	332	0.45	25
P3	0.28	600	0.45	25
W1	1.67	5,850	0.4	15
W2	3.47	9,066	0.4	15
W3	14.7	16,800	0.4	20
W4	26.9	26,400	0.4	20
W5	72.5	70,800	0.4	20
B1	41 ^a	143	14	11
B2	77 ^a	148	14	10
B3	189 ^a	240	14	12
G1	500 ^b	300	1,560 ^c	25
G2	1,000 ^b	480	1,560 ^c	25
G3	1,900 ^b	960	1,560 ^c	25

^aUnit: Ah, ^bunit: Vah, ^c included fuel cost as well as operating and maintenance cost

PV 및 저장장치의 구성은 12V인 100W, 140W 용량의 PV는 40개, 24V인 280W 용량의 PV는 20개가 1열을 구성하며 저장장치 또한 각각 40개가 1열을 구성하고 있다. PV의 최적화 범위는 최소 0월부터 최대 20월까지이며 저장장치의 최적화 범위는 최소 0월부터 최대 10월까지이다.

3. 최적 에너지 공급 시스템

16개 지역의 주거, 농업 및 상업부문에 적합한 독립 에너지공급 시스템 설계 결과를 Fig. 6에 나타내었다. Fig. 6(a)는 주거부문 시스템 설계 결과로써 전국적으로 작은 용량의 PV (P1) 40대, 중간 용량의 저장장치(B2) 40대 등이 사용되었다. 일부 도시지역(서울, 인천, 부산, 대구 등의 경우) 작은 용량의 화석연료 기반 발전장치(G1) 1대를 사용하여 신재생에너지 자원의 유동성으로 인한 에너지공급의 시간적 불일치를 보완하였다. 40대의 PV와 저장장치를 사용하여 지역 #13 (전남)에서는 4.0 MWh/year의 전력을 생산하고 1.6 MWh/year의 전력을 저장하는 등, 전국적으로 약 40대의 최소 개수의 에너지 생산 및 저장 장치만을 사용하고 있다. 이러한 최소 장치 설계의 이유는 다른 부문에 비해 가정부문의 에너지수요가 상대적으로 낮기 때문이다.

Fig. 6(b)는 농업부문 시스템 설계 결과로 지역별로 큰 에너지수요 편차로 인하여 전력생산 시스템의 구성 및 전력생산량이 지역별로 상이하다. 예를 들어, 지역 #2 (경기)는 작은 용량의 PV (P1) 40대 및 작은 용량의 발전장치 (G1)를 사용한 반면 지역 #9 (울산) 경우 작은 용량의 Wind turbine (W2) 및 발전장치 (G1)를 각 1대를 사용하였다.

작은 에너지 수요 지역에서는 작은 용량의 PV (PV1)발전을 우선적으로 사용하였으며 전력 수요량이 상대적으로 적은 증가 폭을 보이는 지역의 경우, 기술전환 없이 PV1의 사용대수가 증가되고 있다. 반면 큰 에너지 수요량을 형성하고 있는 지역의 경우, Wind turbine을 추가적으로 사용하였다. 예를 들어, 농업부문 내에서 특히 에너지수요가 많은 지역 #13 (전남), #16 (제주)의 경우 공통적으로 중간 용량의 Wind turbine (W3) 1대, 큰 용량의 저장장치 (B3) 40대, 각각 중간 및 작은 용량의 화석연료 기반 발전장치 (G2, G1) 1대를 사용하여 각각 37.3, 42.3 MWh/year의 전력을 생산하고 2.8, 3.8 MWh/year의 전력을 저장하였다.

Fig. 6(c)에서 보듯이, 상업부문의 최적 설계 결과는 농업부문과 유사하게 지역별로 전력생산 시스템의 구성과 생산량이 편차가 크다. 예를 들어, 지역 #6 (대전)은 작은 용량의 PV (P1) 760대, 대용량의 Wind turbine (W4) 및 발전장치(G3)를 각 1대를 사용한 반면, 충북 지역의 경우 작은 용량의 PV (P1) 전력 생산 설비를 약 640대를 사용하여 에너지를 생산하고 있다.

전체적으로 에너지 수요량이 가장 큰 상업부문의 에너지 공급은 앞선 두 수요 부문의 구조와 유사하게 에너지 수요량 증가에 따라 변화한다. 즉, 소용량의 PV (P1)를 사용하여 기본적인 에너지 공급에 기여하고 있으며, 수요량이 증가함에 따라 소용량 PV 설비 수 증가 → 대용량의 PV 추가 설치 → Wind turbine 사용의 순서로 공급 시스템의 구조가 변경된다. 에너지 저장 설비의 경우 다른 에너지수요 부문과 달리 많은 지역에서 대용량의 저장장치(B3)를 주로 사용함으로써, 신재생에너지 자원 공급과 에너지 수요간의 시간적 불일치를 보완하고 있다.

상업부문은 주거, 농업부문과 다르게 전반적으로 Wind turbine을

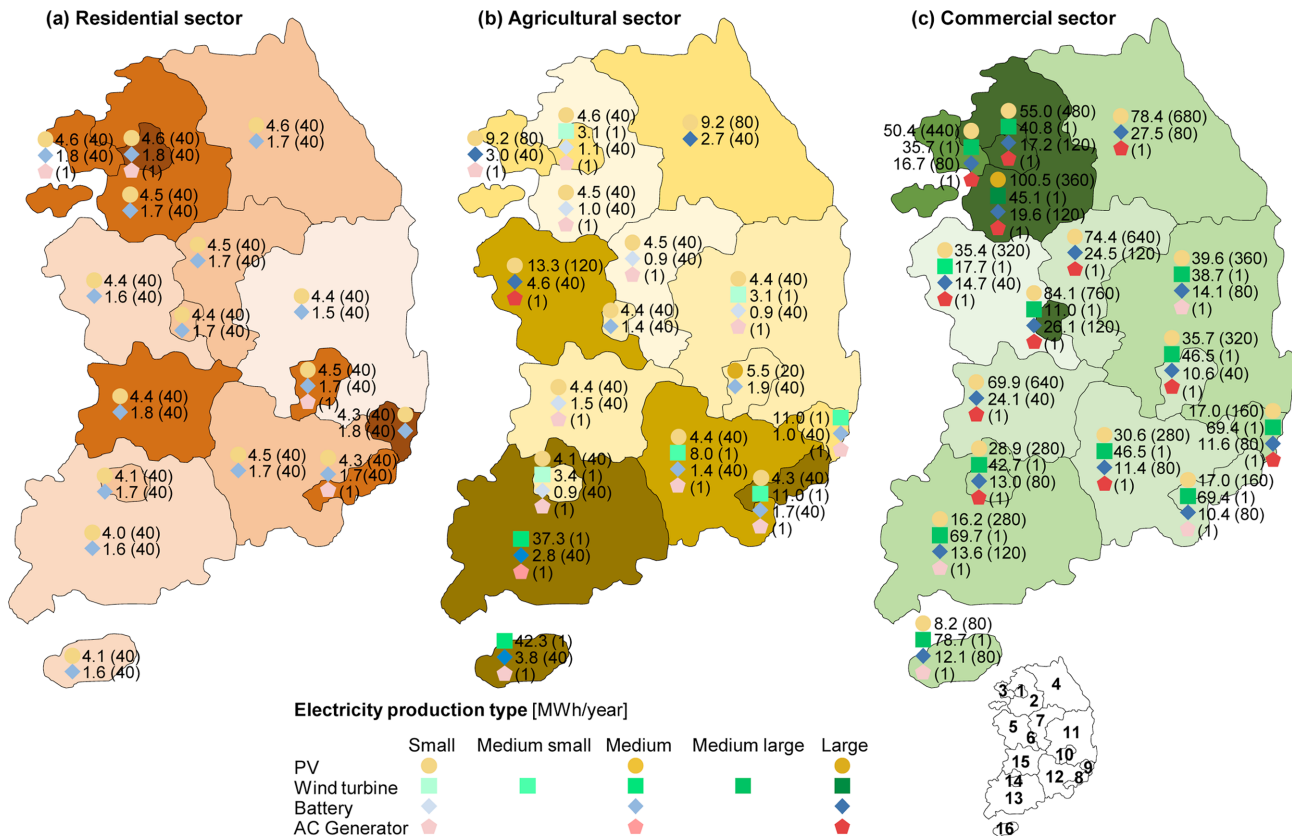


Fig. 6. Optimization results: the system configurations of residential, agricultural and commercial sectors of Korea: Numbers in parentheses denote the unit number.

사용하는 지역이 많이 분포하고 있다. 이는 높은 에너지 수요를 만족함과 동시에 Technical data의 PV 최적화 범위를 고려한 Wind turbine의 사용임을 알 수 있다. 예를 들어, 16개 지역 중에서 가장 낮은 월 평균 풍속을 보이는 지역 #7 (충북)은 작은 용량의 PV (P1) 640대로 구성된 전력생산 시스템을 사용하였다. 따라서 지역 #7 (충북)과 같은 월 평균 풍속을 보이는 지역 #6 (대전) 또한 PV로 구성된 전력생산 시스템을 보여야 한다. 그러나 지역 #7 (충북)에 비해 상대적으로 높은 에너지수요로 인해 지역 #6 (대전)은 최대 사용 대수의 범위(0~800대)에 근접한 작은 용량의 PV (P1) 760대와 큰 용량의 Wind turbine (W4) 1대를 사용하였다.

이와 같이 상업부문 내에서 특히 에너지 수요가 높은 지역 #2 (경기) 또한 큰 용량의 PV (P3) 360대, 가장 큰 용량의 Wind turbine (W5) 1대, 큰 용량의 저장장치(B3) 120대, 큰 용량의 화석연료 기반 발전장치(G3) 1대를 사용하여 145.6 MWh/year의 전력을 생산하고 19.6 MWh/year의 전력을 저장하였다. 전체적 관점에서 지역별로 상이한 에너지수요량에 따라 지역별로 다른 형태의 에너지공급 시스템을 보이며 에너지수요가 높은 지역일수록 사용되는 시스템의 용량 및 대수가 증가하였다. 또한 비슷한 자원정보를 보이는 지역에서도 에너지수요량의 차이에 의해 서로 다른 에너지공급 시스템을 보이고 있음을 알 수 있다.

4. 경제성 평가

4.1. 최적 설계 비용

본 절에서는 앞 절의 최적화 결과를 바탕으로 설계된 시스템의 경

Table 3. Economic parameters and assumptions

Nominal interesting rate	4%
Annual inflation rate	2%
Loan interesting rate	7%
Loan rate	100%
Duration of loan	10years
Depreciation method	Straightforward

제성을 단위전력 비용(LCOE; Levelized cost of electricity)을 이용하여 평가하며, 국내의 실제 전력 판매단가와 비교를 통하여 상기 제시된 시스템의 가격 경쟁력을 분석한다. 단위전력비용(LCOE)은 총 전력 생산 비용을 생산된 전력량으로 나눈 값으로, 1 kWh의 단위 전력 생산 시 소요비용을 말한다. 경제성 평가를 위해 사용되는 주요 경제 지표와 본 연구에서 가정한 지표값을 Table 3에 나타내었다.

초기 투자 비용(IIC)은 초기 시스템 구축 비용으로 초기 시스템 비용(ISC; Initial system cost), 고정비(FC; Fixed cost) 및 변동비(VC; Variable cost)로 구성되어 있다. 본 연구에서는 고정비(FC)는 \$360, 변동비(VC)는 초기 시스템 비용의 2% (α)로 가정하였다.

$$IIC = ISC + FC + VC \quad (1)$$

$$VC = \alpha \cdot ISC \quad (2)$$

금융 비용(FE)은 초기 투자 비용(IIC), 이자율(loan interesting rate) 및 상환주기(payback period)를 고려하여 다음과 같이 표현된다.

$$APC = IIC \cdot CCF \quad (3)$$

$$CCF = \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \quad (4)$$

$$NPC_t = \frac{APC}{(1+i)^t} \quad (5)$$

$$FE = \sum_{t=1}^{10} NPC_t \quad (6)$$

연간 상환 비용(APC; Annualized payback cost)은 매년 상환해야 하는 금액으로 초기 투자 비용(IIC)과 자본 회수 계수(CCF; Capital charge factor)의 곱으로 표현된다.

여기서 자본 회수 계수(CCF)는 돈의 미래가치를 현재가치로 환산하는 식으로 시간적 가치를 고려하여야 하며, r 은 이자율로 7%, t 는 상환주기로 10년 가정하였다. 순 현재가치(NPC)는 연간 상환 비용(APC)을 현재가치로 환산한 값이며, i 는 이자율(Nominal interesting rate)로 4%, t 는 해당 년도로 1~10년의 값을 갖는다. 금융 비용(FE)은 1년부터 10년까지의 상환주기 동안 순 현재가치(NPC)의 합으로 표현된다.

생애주기 비용(LCC_j)이란 생애주기 동안의 투자 비용(IC_j; Investment cost of during life cycle), 유지관리 비용(OC_j; Operating and maintenance cost of during life cycle) 및 잔존가액(SC_j; Salvage cost of after life cycle)을 고려한 식으로 다음 같이 표현된다.

$$LCC_j = IC_j + OC_j + SC_j \quad \forall j \in J \quad (7)$$

총 시스템의 비용(TSC)은 금융 비용(FE), 생애주기 비용(LCC_j)의 합 및 초기 시스템 비용(ISC)을 고려한 값으로 다음과 같이 표현된다.

$$TSC = FC + \sum_j LCC_j - ISC \quad (8)$$

따라서 본 연구에서는 초기 투자 비용(IIC; Total initial investment cost), 금융 비용(FE; Financial expense), 생애주기 비용(LCC_j; Life cycle cost of technology j), 총 시스템의 비용(TSC; Total system cost) 및 단위전력 비용(LCOE) 등 총 4가지 경제역량 지수를 이용하여 각 에너지 공급 시스템의 경제성을 평가하였다. Table 4에 세 가지 에너지 수요 부문에서의 각 지역 별 경제역량 지수를 나타내었다.

주거부문 에너지 공급 시스템의 경우 전 지역에 걸쳐 약 \$12,900의 초기 투자 비용을 보인다. 이는 앞 절에서 분석한 바와 같이 16개 지

Table 4. Optimization results: regional economic performance index of three sectors [1,000\$]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Residential																
IIC	13.5	12.9	13.5	12.9	12.9	12.9	12.9	13.5	12.9	13.5	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9
FE	15.6	14.9	15.6	14.9	14.9	14.9	14.9	15.6	14.9	15.6	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
LCC																
PV	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
WT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Battery	12.9	12.2	12.6	12.6	12.2	12.2	12.2	12.5	13.0	12.6	12.2	12.2	12.2	12.2	12.5	12.3
Generator	1.1	-	0.4	-	-	-	-	1.0	-	2.6	-	-	-	-	-	-
Others	3.0	2.5	3.0	2.5	2.5	2.5	2.5	3.0	2.5	3.0	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
TSC	27.1	24.6	25.9	24.9	24.6	24.6	24.6	26.5	25.3	28.2	24.6	24.6	24.6	24.6	24.9	24.6
LCOE (\$/kWh)	0.39	0.38	0.39	0.39	0.41	0.39	0.39	0.40	0.37	0.42	0.44	0.38	0.41	0.39	0.37	0.41
Agricultural																
IIC	19.3	13.3	21.4	20.9	28.5	12.9	13.3	23.4	17.6	16.1	19.3	22.6	28.6	19.3	13.3	28.3
FE	22.2	15.3	24.7	24.1	32.9	14.9	15.3	27.0	20.4	18.6	22.2	26.1	33.0	22.2	15.3	32.6
LCC																
PV	7.3	7.3	13.6	13.6	19.9	7.3	7.3	7.3	-	11.0	7.3	7.3	-	7.3	7.3	-
WT	9.8	-	-	-	-	-	-	15.4	15.4	-	9.8	15.4	25.2	9.8	-	25.2
Battery	11.3	10.4	15.6	15.6	16.1	12.5	9.6	13.9	11.1	13.9	10.2	13.0	15.6	10.4	13.4	15.6
Generator	0.3	0.3	0.3	-	3.8	-	0.3	0.6	0.5	-	0.3	0.4	1.1	0.3	0.3	0.3
Others	3.0	3.0	3.0	2.5	5.2	2.5	3.0	4.5	3.3	2.5	3.0	2.7	4.3	3.0	3.0	4.1
TSC	35.5	23.6	36.6	35.7	53.0	24.9	22.8	46.1	33.7	30.5	34.3	43.1	51.5	34.6	26.6	50.4
LCOE (\$/kWh)	0.37	0.59	0.32	0.34	0.28	0.46	0.61	0.22	0.32	0.41	0.40	0.29	0.21	0.40	0.45	0.15
Commercial																
IIC	126.8	265.6	112.8	118.2	78.3	164.1	121.0	74.1	74.8	87.8	101.0	90.9	82.7	90.9	103.9	64.0
FE	146.0	306.3	129.9	136.1	90.0	189.5	139.8	85.6	86.4	101.3	116.7	105.0	95.5	105.0	120.0	73.9
LCC																
PV	76.7	181.8	70.4	108.3	51.5	120.9	102.0	26.2	26.2	51.5	57.8	45.2	26.2	45.2	102.0	13.5
WT	39.9	107.5	39.9	-	25.2	39.9	-	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	-	39.9
Battery	53.4	57.5	47.0	66.0	36.6	69.7	63.5	35.1	37.1	29.3	41.9	37.3	46.9	40.3	53.9	38.9
Generator	7.8	1.7	10.1	12.9	17.7	9.4	8.8	3.5	7.0	9.8	4.1	9.7	3.9	9.6	15.0	5.6
Others	16.8	25.3	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
TSC	217.9	420.4	204.3	224.9	161.7	285.9	212.6	134.8	140.4	163.0	178.5	165.1	148.5	168.1	206.2	126.3
LCOE (\$/kWh)	0.17	0.28	0.17	0.19	0.17	0.22	0.20	0.13	0.13	0.16	0.16	0.16	0.13	0.16	0.20	0.12

역에서 사용되는 에너지 생산 기술과 시스템 구조가 유사하기 때문이다. 반면 서울, 인천, 부산, 대구 등 도시지역의 경우 다른 지역과 달리 화석연료 기반 발전장치 설치가 필요함으로써 상대적으로 높은 초기 투자 비용을 보인다. LCOE (단위전력 비용)은 지역별로 최대 20%의 분포 차를 보이며 전력수요가 낮은 지역 #11 (경북)의 경우 \$0.44/kWh, 전력수요가 높은 지역 #9 (울산)의 경우 \$0.37/kWh의 단위전력 비용을 보였다.

주거 부문과는 달리 농업부문에서의 초기 투자 비용(IIC)이 지역별로 큰 편차를 보이고 있다. 즉, 에너지수요가 높은 지역일수록 높은 초기 투자 비용을 보인다. 예를 들어, 지역 다른 지역에 비해 상대적으로 농업부문 에너지수요가 낮은 지역 #10 (대구)의 경우 낮은 초기 투자 비용을 보인 반면, 비교적 농업이 발달된 지역(전남, 충남)의 경우 다른 지역에 비해 큰 초기투자 비용(전남: 28,600\$, 충남: 28,500\$)이 소요됨을 알 수 있다.

단위전력 비용은 지역별로 최대 75%의 분포 차를 보이며, 상대적으로 에너지수요가 낮은 지역 #2 (경기), #7 (충북)의 경우 각각 \$0.59, \$0.61/kWh, 상대적으로 에너지수요가 높은 지역 #8 (부산), #13 (전남), #16 (제주)의 경우 각각 \$0.22, \$0.21, \$0.15/kWh의 비용이 소요됨을 알 수 있다.

상업부문의 초기 투자 비용 분석 결과, 앞의 두 부분의 결과와 유사하게 또한 높은 에너지수요를 보이는 지역일수록 높은 초기 투자 비용을 보인다. 예를 들어, 상대적으로 높은 에너지수요를 보이는 경기 지역의 경우 대용량의 PV (P3) 360대, 가장 큰 용량의 Wind turbine (W5) 1대 및 대용량의 화석연료 기반 발전장치 (W3) 1대 설치를 위하여 265,600\$의 초기 투자 비용을 보인다.

상업부문에서의 단위전력 비용은 지역별로 최대 57%의 분포 차를 보인다. 주거 및 농업부문에서 상대적으로 높은 에너지수요를 보인 지역일수록 큰 용량의 기술들을 사용하여 많은 전력생산과 낮은 단위전력 비용을 보인 것과는 다르게 상업부문에서는 에너지수요가 상대적으로 많은 지역 #2 (경기)의 경우 높은 단위전력 비용을 보였다. 이는 지역 #2 (경기)의 에너지수요량에 비해 큰 용량의 기술이 사용되었기 때문이며 이로 인한 단위전력 비용이 상승했음을 알 수 있다. 또한 각 부문별 생애주기 비용 비교 시 저장장치의 생애주기 비용이 상대적으로 높은 값을 보였으며 이는 짧은 생애주기로 인한 교체 비용(replacement cost) 때문임을 알 수 있다.

4.2. 지역별 및 부문별 소요 비용

결과적으로 전 에너지 수요부문에 걸쳐 높은 에너지수요를 보이는 지역일수록 기술의 사용대수 및 용량의 증가로 인한 초기 투자 비용

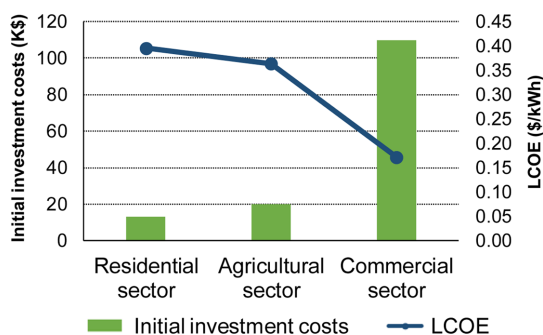


Fig. 7. Average initial investment costs and levelized cost of electricity of the residential, agricultural and commercial sectors of Korea.

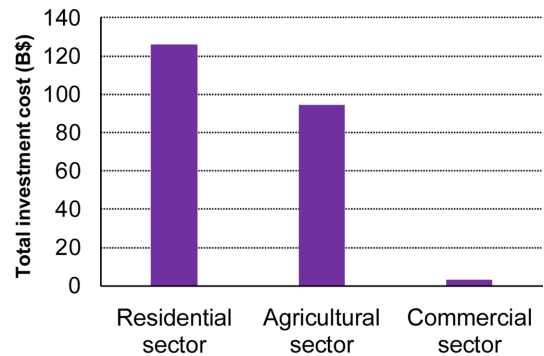


Fig. 8. Total initial investment cost of residential, agricultural and commercial sector of Korea.

이 증가함을 알 수 있다. 즉, 신재생에너지 자원의 지역별 편차의 영향보다는 각 지역의 에너지 수요량에 따라 에너지 공급 체계의 기술과 구조가 결정된다. 예를 들어 Fig. 7은 부문별 한 호당 평균 초기 투자비용과 평균 단위전력 비용의 관계를 나타내었다. 주거부문과 상업부문의 에너지수요에 비해 약 20배 이상의 수요량을 보이는 상업부문의 평균 초기 투자비용 역시 다른 지역에 비해 약 10배 정도의 높음을 알 수 있다. 반면 단위전력 비용(LCOE)의 경우, 에너지 수요량, 즉 에너지 생산량이 증가함에 따라 감소함을 보이며, 이는 독립 에너지공급 시스템의 경우에도 일반적인 “규모의 경제(Economy of scale)”의 원리가 적용됨을 알 수 있다.

한국 전체의 각 부문별 에너지 수요를 만족시키기 위한 독립 에너지 공급 시스템에 소요되는 초기 투자비용을 Fig. 8에 나타내었다. 앞선 개별가구당의 소요 비용 분석의 결과, 상업 부문이 가장 큰 높은 비용을 보인 바와 달리, 국내 전체 소요 비용 분석의 경우 다른 두 부문에 비하여 상업부문의 투자 비용이 매우 낮음을 알 수 있다. 즉, 상업부문의 최종 사용자의 단위소요비용은 다른 부문의 단위비용에 비해 매우 높은 반면 그 최종 사용자의 수가 매우 작아 총 비용에서는 다른 부문에 비해 매우 낮은 비용(주거 부문 대비 2.5%, 농업 부문 대비 3.2% 수준)을 나타내고 있다.

Fig. 9은 본 연구에서 분석한 부문별 단위전력 비용과 현재 한국 각 부문에서의 실제 전력 공급 단가(주거 부문: \$0.11/kWh, 농업 부문: \$0.04/kWh, 상업 부문: \$0.11/kWh)와 비교한 결과를 보인다[19]. 주거부문 및 농업 부문의 경우 모든 지역에 걸쳐 독립적 에너지 공급 시스템에 의한 공급 비용은 실제 공급단가에 비해 매우 높아서 경쟁력 매우 낮을 알 수 있다. 특히 인구 밀집도가 높고 신재생 자원량이 상대적으로 적은 지역(예, 서울, 경기 및 울산)의 경우 5배 이상의 비용차이 발생됨을 알 수 있다. 농업 부문의 경우도 그 정도는 주거 부문에 비해 개선된 차이를 보이는 반면 모든 지역에서의 농업용 독립 에너지 공급 시스템의 경제성은 매우 낮음을 알 수 있다.

앞 선 두 부문과는 달리 상업부문의 경우, 신재생 자원을 활용한 독립에너지 공급 시스템이 기존 공급 단가에 비교해 경쟁력이 있다. 특히 지역 #8 (부산), #10 (대구), #16 (제주) 등의 지역에서 각각 \$0.13, \$0.16, \$0.12/kWh의 단위전력 비용을 보이며, 이는 실제 전력 판매단가(\$0.11/kWh)와 비교 시, 정부의 신재생 에너지 장려 정책(보조금 지원, 세금 감면 등)과 병행한다면 충분히 경제성이 있을 것으로 분석된다.

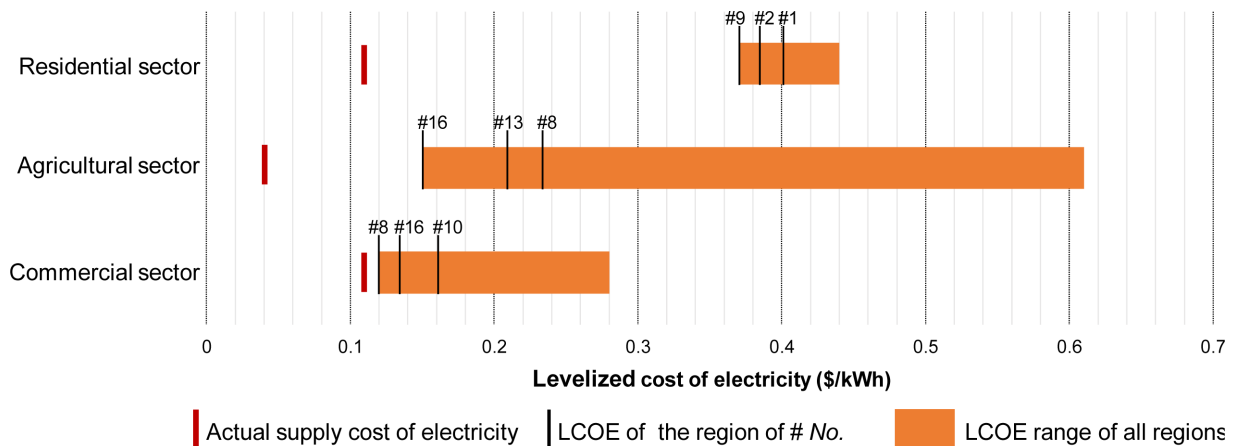


Fig. 9. Comparisons of actual electricity supply cost to the LCOE of the top three regions in each demand sector.

5. 결 론

본 연구에서는 화석연료 사용으로 인한 지구온난화의 대안으로 신재생에너지 기반 에너지공급 시스템이 각광받음에 따라 신재생에너지 자원 공급의 시간적 불일치를 고려한 독립 통합 에너지공급 시스템을 설계하였으며 제안된 모델을 실제 한국의 주거, 농업, 상업부문에 적용하여 최적 운영전략 및 비용 분석을 통해 효용성을 검증하였다.

본 연구의 수행 결과로 다음과 같은 내용을 분석하였다.

(1) 거의 모든 지역에서 PV 시스템이 주요 전력 생산 기술로 선택되었다. 이는 PV 시스템이 Wind turbine 기술에 비하여 높은 신재생자원 잠재량을 가지며, 현재 기술 상(State of the art technology) 단계 대비 에너지 생산효율이 높기 때문이다.

(2) 신재생에너지 이용 기술의 경제성 비교를 통하여, 수요량 변화에 따른 기술 선택의 경향은 소용량의 PV 시스템 → 대용량 PV 시스템 → Wind turbine 기술이 사용됨을 분석하였다.

(3) 단위전력 비용(LCOE) 분석 결과 주거부문은 지역별로 최대 20%의 분포 차를 보였으며, 실제 한국의 주거부문의 전력 공급 가격에 비해 약 3~4배 비싼 생산 비용임을 분석하였다.

(4) 농업부문의 경우 또한 대부분의 지역에서 가장 작은 용량의 화석연료 기반 발전장치 및 저장 장치를 사용하였으며, 단위전력 비용의 경우 지역별로 최대 75%의 분포 차를 보였으며 실제 전력 공급 가격이 비하여 지역별로 약 4~15배 비싼 단위전력 비용을 보이고 있다.

(5) 단위 사업장 당 에너지 요구량이 가장 높은 상업부문의 경우, 앞 두 부문과는 달리 실제 한국의 상업부문 전력공급 가격과 비슷한 수준의 비용이 소요됨을 분석되었다. 따라서 정부 및 지자체의 적극적인 신재생에너지 보급 장려 정책(초기 투자비 지원 및 세금 감면)이 함께 시행될 경우 기존의 화석연료 기반의 전력망(Electricity grid)에 의존하지 않는 신재생에너지 기반 독립 생산 시스템의 시공 및 운영 가능성이 높음을 분석하였다.

본 연구의 결과 신재생에너지 자원 기반 독립 통합 시스템을 구성하는 것은 경제성이 기존 전력 공급 시스템에 비해 낮으며, 이를 극복하기 위해서는 학계에서의 고효율의 신재생에너지 생산 및 저장 기술 개발, 산업계에서의 대형화를 통한 규모의 경제(Economy of

scale) 효과 극대화 및 정부 기관 등 국가적 차원의 신재생에너지 장려 정책 등 산학연 협력 기반의 R&D 지원이 필요하다.

현재의 개별 소비주체를 위한 독립 공급 시스템에 관한 추가 연구와 함께 신재생에너지 자원 기반의 중앙 집중 에너지 공급 시스템 개발 및 비교 분석에 관한 연구가 계속되어야 한다. 또한 신재생에너지 자원 가용량 정보에 관한 통계적 접근은 본 연구의 접근방식에 의한 결과에 불확실성을 가중시킨다. 따라서 더 정확한 신재생 자원 자료의 확보는 본 최적화 모델의 결과의 정확성 및 신뢰성을 향상시킬 수 있다. 더 나아가 시스템 운영 및 운전에서의 다양한 외부 효과(신재생에너지 자원 변화, 에너지 수요 불확실성, 정부의 장려 정책 변화 등)를 포함한 최적 운전 전략 도출을 위한 생산계획 수립에 관한 연구도 신재생에너지 시스템 도입에 앞서 수행되어야 한다.

Acknowledgement

이 논문은 2015년도 정부(교육부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 기초연구사업임 (NRF-2014R1A1A2058904).

Nomenclature

Sets

t : time
j : technology

Parameters

α : percentage of initial system cost
CCF : capital charge factor
FC : fixed costs [\$]
r : loan interesting rate [%]
i : nominal interesting rate [%]

Continuous variables

IIC : total initial investment cost [\$]
ISC : initial system cost [\$]
VC : variable cost [\$]
APC : annualized payback cost [\$]

LCC_j : life cycle cost of technology j [\$]

NPC_t : net present cost at time t [\$]

FE : financial expense [\$]

IC_j : investment cost of during life cycle of technology j [\$]

OC_j : operating and maintenance cost of during life cycle of technology j [\$]

SC_j : salvage cost of after life cycle of technology j [\$]

TSC : total system cost [\$]

References

1. IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R. K. and Meyer, L. A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
2. Nakata, T., Kubo, K. and Lamont, A., "Design for Renewable Energy System with Application to Rural Areas in Japan," *Energy Policy*, **33**, 209-219(2005).
3. Kim, H., Baek, S., Park, E. and Chang, H. J., "Optimal Green Energy Management in Jeju, South Korea - On-grid and Off-grid Electrification," *Renewable Energy*, **69**, 123-133(2014).
4. Korea Energy Economics Institute, "Monthly Energy Trends," Energy Economic Indicator Analysis Report: No. 40(2015).
5. Yoon, J. and Sim, K., "Why is South Korea's Renewable Energy Policy Failing? A Qualitative Evaluation," *Energy Policy*, **86**, 369-379(2015).
6. Moriarty, P. and Honnery, D., "What is the Global Potential for Renewable Energy?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **16**, 244-252(2012).
7. Yoo, K., Park, E., Kim, H., Ohm, J. Y., Yang, T., Kim, K. J., Chang, H. J. and del Pobil, A. P., "Optimized Renewable and Sustainable Electricity Generation System for Ullengdo Island in South Korea," *Sustainability*, **6**, 7883-7893(2014).
8. Ku, S. and Yoo, S., "Willing Ness to Pay for Renewable Energy Investment in Korea: A Choice Experiment Study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, 2196-2201(2010).
9. Kim, M. and Kim, J., "Optimal Design and Economic Evaluation of Energy Supply System from On/Off Shore Wind Farms," *Korean Chem. Eng. Res*, **53**(2), 156-163(2015).
10. Lim, J. H., "Optimal Combination and Sizing of a New and Renewable Hybrid Generation System," *International Journal of Future Generation Communication and networking*, **5**(2), 43-60(2012).
11. Ni, M., Leung, M. K. H., Sumathy, K. and Leung, D. Y. C., "Potential of Renewable Hydrogen Production for Energy Supply in Hong Kong," *International Journal of Hydrogen Energy*, **31**, 1401-1412(2006).
12. Rehman, S., Alam, M. M., Meyer, J. P. and Al-Hadhrani, L. M., "Feasibility Study of a Wind-pv-diesel Hybrid Power System for a Village," *Renewable Energy*, **38**, 258-268(2012).
13. Fadaeenejad, M., Radzi, M. A. M., AbKadir, M. Z. A. and Hizam, H., "Assessment of Hybrid Power Sources for Rural Electrification in Malaysia," *Renewable and Sustainable Energy*, **30**, 299-305(2014).
14. Duf -Lopez, R., Bernal-Agustin, J. L., Yusta-Loyo, J. M., Dominguez-Navarro, J. A., Ramirez-Rosado, I. J., Lujano, J. and Aso, I., "Multi-object Optimization Minimizing Cost and Life Cycle Emissions of Stand-alone PV-wind-diesel Systems with Batteries Storage," *Applied Energy*, **88**, 4033-4041(2011).
15. Duf -Lopez, R., Bernal-Agustin, J. L., HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) software. <<http://www.unizar.es/rdufo>>
16. Korea Electric Power Corporation. <www.kepco.co.kr>
17. Korean Statistical Information Service. <www.kosis.kr>
18. NASA Atmospheric Science Data Center <<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi>>
19. Korea Electric Power Corporation, "Statistics of Electric Power in Korea," KEPCO Report: No. 84(2014).