

도서지역에서 HOMER프로그램을 이용한 발전원의 적정규모 산정

박종훈, 투안 안, 최재호
충북대학교

Energy Power Source Design for Island Using HOMER Program

Jonghoon Park, Tuan Anh Nguyen, Jaeho Choi

School of Electrical Engineering, Chungbuk National University, Chungbuk, Korea

ABSTRACT

최근 계통연계가 도서산간지역의 전력문제 해결방안으로 마이크로그리드가 해법으로 제시되고 있다. 신재생에너지 및 디젤발전으로 구성되는 마이크로그리드는 신재생에너지의 간헐적인 출력 때문에 적정규모를 선정하는데 어려움이 있다.

본 논문에서는 신재생 에너지의 간헐적인 출력을 고려하여 HOMER프로그램을 이용하여 적정 규모를 선정하고 감도 분석을 통하여 최적점을 설계하고 부하를 변경하였을 때 적절한 규모를 산정해본다..

1. 서론

전 세계 인구 중 19%에 달하는 13억명은 전기 없이 생활하고 있고 39%에 달하는 27억명은 거의 전기의 사용을 못하고 살고 있다. 이렇게 전기혜택을 받지 못하는 지역에 전력을 공급하기 위한 방법으로 마이크로그리드가 있으며 대표 적인 예로 인도네시아와 에티오피아 등이 있다.[1][2] 도서지역은 지역 특성상 계통이 연결되어 있으나 단전이 쉽게 나타날 수 있으며 현재 그러한 문제를 해결하기 위해 디젤발전기를 설치한 실정이다. 하지만 디젤발전은 연료운송의 어려움과 탄소배출문제 때문에 신재생에너지를 이용한 발전이 각광받고 있으며 대체해 가는 추세이다. 우리나라도 이러한 실증을 시작하고 있으며 국내에는 한전에서 주관한 가파도 마이크로그리드사업, 가사도에 준공한 에너지 자립섬, 백아도 마이크로 그리드 실증사업이 있다.

본 연구는 인도네시아의 Pramuka섬에 최적화된 전력 시스템을 공급하는 것을 목표로 하였으며, 태양광 발전, 풍력 발전, 디젤발전을 고려하였고 신재생에너지원의 간헐적인 출력을 고려하여 안정적인 전력공급을 위해 배터리를 추가하였다. 이러한 설계를 통해 연료비 절감으로 인한 비용절감, 경제적 전력공급, 신재생 이용률 향상으로 인한 에너지 소비 절감, 고용 창출 및 CO2 배출 절감으로 인한 경제적 효과 등을 예측할 수 있다.

2. HOMER 프로그램을 이용한 적정 규모 산정

2.1 풍속 및 일사량 데이터

풍속데이터는 NSASA Surface Meteorology and Solar Energy 홈페이지에 평균 풍속을 사용하였다.

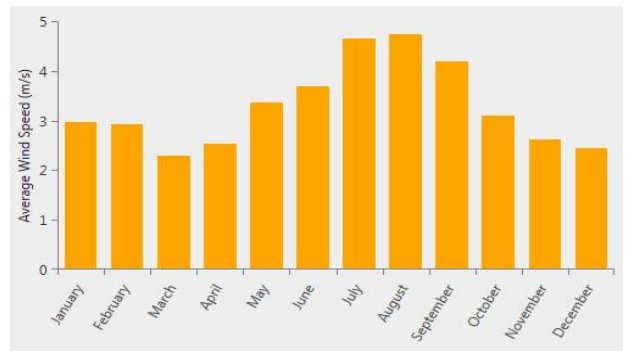


Fig. 1. Monthly Average Wind Speed Graph

그림 1. 달 평균 풍속 그래프

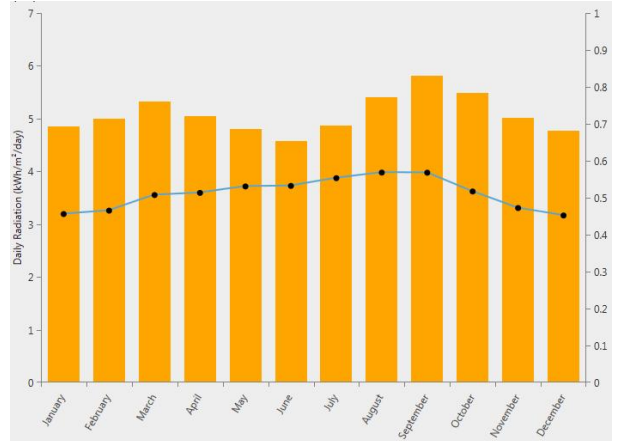


Fig. 2. Monthly Clearness Index and Solar Radiation Graph

그림 2. 달 평균 청명지수와 태양광 일사량 그래프

일사량은 NSASA Surface Meteorology and Solar Energy 홈페이지에서 제공된 자료를 바탕으로 1년동안 위도 5.75°S 경도 106.61667°E의 데이터를 사용하였다.

2.2 부하 프로필

Pramuka섬에는 병원, 학교, 정부건물, 상하수도처리장, 거북이 부화장같은 중요한 공공부하들이 있으며 현재에는 계통연계모드로 전력을 공급받고 있지만 건기와 우기가 뚜렷하고 우기 시에는 단전이 자주 일어나는 관계로 중요한 부하에는 전력품질이 좋고 안정적인 전력공급이 필요하므로 신재생에너지를

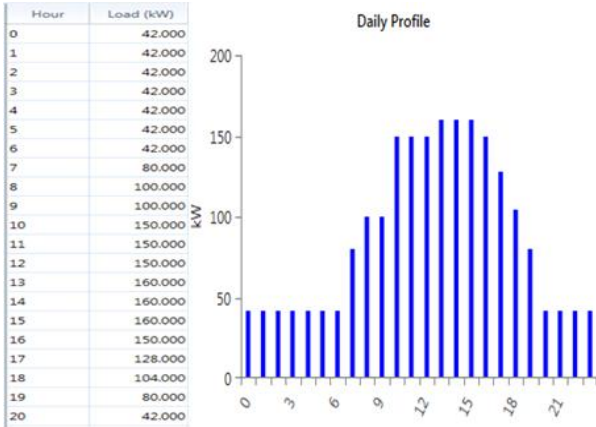


Fig. 3. Daily Profile in Pramuka Island
 그림 3 . Pramuka섬의 일간 부하 프로파일

이용한 발전을 통해 전력을 공급할 예정이다. 위와 같은 부하를 계산해보면 순시부하 92kW 정도를 모델링한다.

2.3 발전 시스템 비용 모델링

HOMER 프로그램에서 경제성을 평가하기 위하여 프로젝트 기간동안 초기투자비용과 교체비용 그리고 운영 유지비를 계산하여 경제성을 평가한다. 시뮬레이션을 위하여 각 발전기별 용량에 따른 비용을 표1로 나타내었다. 순 현재비용의 변수에서 연간이자율은 7%, 프로젝트 기간은 25년으로 고려한다.

표 1. 발전기별 용량에 따른 비용
 Table1. Cost of Component

Component	Capital Cost(\$)	replacement cost(\$)	O&M Cost(\$)
Wind Turbine	6760	4595	25
PV	2000	2000	10
Battery	200	200	20
Converter	300	300	0
Diesel	230	230	0.03

2.4 시뮬레이션 결과

HOMER 프로그램을 이용하여 경제성 측면에서 3가지 경우 (Case1: PV+Wind, Case2: PV+Wind+ Diesel, Case3: only Diesel)로 나누고 최적의 용량과 그때 나타나는 중요한 파라미터를 표2, 표3에서 살펴본다. 그림 4는 차례로 첫 번째는 사례1, 두 번째는 사례2, 세 번째는 사례3의 시뮬레이션결과를 보여준다.

표 2 최적의 용량산정
 Table2. Simulation Result

	PV (kW)	Wind	Diesel Generator(Kw)	Battery (Cell)	Converter (kW)
case1	1000	-	-	1900	300
case2	800	-	20	1900	200
case3	-	-	125	200	100

표 3 케이스별 순 현재비용과 발전단가
 Table3. NPC and COE in Three Case

Cost	Case 1	Case 2	Case 3
COE(\$/kWh)	0.330	0.315	0.292
NPC(\$)	3.41M	3.26M	3.02M

3. 부하변동에 따른 최적점의 변동

마지막으로는 Pramuka섬에서 계통과의 연계가 단절된 상황을 가정하고 기존의 중요부하에 추가적으로 지역주민에게 전력을

Architecture							Cost			
PV (kW)	Gen50 (kW)	IND9-6V	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)		
1000	0.0100	1,900	300	LF	\$0.330	\$3.41M	\$72,855	\$2.47M		
1000	0.0100	1,900	300	CC	\$0.330	\$3.41M	\$72,857	\$2.47M		
1000	1	0.0100	1,900	300	LF	\$0.331	\$3.42M	\$72,929	\$2.48M	

Architecture							Cost			
PV (kW)	Gen50 (kW)	IND9-6V	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)		
800	20.0	1,900	200	CC	\$0.315	\$3.26M	\$93,878	\$2.04M		
800	1	20.0	1,900	200	CC	\$0.316	\$3.27M	\$93,954	\$2.05M	
800	700	30.0	2,000	200	CC	\$0.317	\$3.27M	\$108,788	\$1.87M	

Architecture							Cost			
Gen50 (kW)	IND9-6V	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)			
125	200	100	CC	\$0.292	\$3.02M	\$225,983	\$98,750			
130	180	100	CC	\$0.292	\$3.02M	\$226,303	\$95,900			

Fig. 4. Feasible Point of Island Mode in Three Case
 그림 4 3 가지 경우 최적의 지점

Architecture							Cost			
PV (kW)	Gen50 (kW)	IND9-6V	Converter (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$)	Initial capital (\$)		
1700	20.0	3,800	400	CC	\$0.319	\$6.41M	\$164,652	\$4.28M		
1700	1	25.0	3,700	400	CC	\$0.319	\$6.42M	\$164,726	\$4.29M	
1700	2	20.0	3,800	400	CC	\$0.319	\$6.43M	\$167,276	\$4.27M	
1700	2	20.0	3,800	400	CC	\$0.319	\$6.43M	\$164,799	\$4.30M	
1700	1	25.0	3,700	400	CC	\$0.320	\$6.44M	\$167,352	\$4.27M	
1800	10.0	3,800	400	LF	\$0.320	\$6.44M	\$151,605	\$4.48M		
1700	2	25.0	3,700	400	CC	\$0.320	\$6.44M	\$167,426	\$4.28M	
1800	15.0	3,700	400	LF	\$0.320	\$6.44M	\$153,185	\$4.46M		
1800	1	10.0	3,800	400	LF	\$0.320	\$6.45M	\$151,679	\$4.49M	
1800	1	15.0	3,700	400	LF	\$0.321	\$6.45M	\$153,260	\$4.47M	

Fig. 5. Feasible Point of Island Mode in Doubled Load Case
 그림 5. 부하2배시 최적의 지점

을 공급하는 시스템을 가정하여 기존의 부하모델링을 두배로 하여 순시부하 178kW 정도로 시뮬레이션을 구성하였고 시스템은 앞서 구성하였던 태양광패널+풍력+디젤발전+배터리를 이용한 하이브리드시스템을 선정하였다. 1순위는 태양광 발전 1700kW 디젤발전 20kW 배터리 3800Cell 컨버터 400kW이며 2순위는 태양광 발전 1700kW 풍력발전 1kW 디젤발전 20kW 배터리 3800Cell 컨버터 400kW이며 3순위는 태양광 발전 1700kW 디젤발전 25kW 배터리 3700Cell 컨버터 400kW이다. 1순위와 3순위를 비교해보면 디젤 발전용량이 증가하면 배터리의 용량을 적게 사용할 수 있지만 비용적인 측면에서 효율이 떨어지는 것을 볼 수 있다. HOMER프로그램은 부하의 변동에서도 주어진 값에 따라 최적의 비용에 따른 용량을 산정해주며 이를 바탕으로 비용효율적인 측면에서 실제의 발전소 설치에 앞서 경험적으로 판단하기 어려운 용량의 설계를 최적의 발전용량과 그때의 발전량을 한눈에 알아볼 수 있게 도와주는 역할을 한다.

4. 결론

본 연구는 계통은 연결되어 있지만 도서지역의 특성상 전력 공급이 안정적인지 못한 지역에 신재생에너지를 활용하여 인도네시아의 Pramuka섬에 최적화된 전력 시스템을 공급하는 것을 목표로 하여 경제성 평가에 기반하여 최적의 규모를 선정한다.

참고 문헌

[1] MS Ismail, M Moghavveni, TMI Mahlia "Techno economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate" *ELSEVIER Energy Conversion and Management* Vol.69, pp. 163 173, 2013

[2] G Bekele, G Tadesse " Feasibility study of small Hydro/ PV/Wind hybrid system for off grid rural electrification in Ethiopia" *ELSEVIER Applied Energy* Vol. 97 pp. 5 15, 2012