

박사학위논문

에너지자립섬의
마이크로그리드 최적화 연구
Optimization Study of Microgrid
for Energy Self-sufficient Islands

2018년 2월

세종대학교 대학원
기후변화협동과정
이 성 호

에너지자립섬의
마이크로그리드 최적화 연구

Optimization Study of Microgrid
for Energy Self-sufficient Islands

지도교수 전 의 찬

이 논문을 정책학 박사학위논문으로 제출함

2018년 2월

세종대학교 대학원
기후변화협동과정
이 성 호

이성호의 박사학위논문을 인준함

2018년 2월

심사위원장 김 창 섭 (인)

심 사 위 원 이 상 훈 (인)

심 사 위 원 김 하 나 (인)

심 사 위 원 한 기 주 (인)

심 사 위 원 전 의 찬 (인)

국문초록

온실가스를 가장 많이 배출하는 전력 부문 주요 에너지원의 재생에너지로의 전환은 기후변화대응의 최우선과제이다. 최근 태양광발전과 풍력발전 가격하락은 에너지전환의 가능성을 높이고 있으나, 재생에너지의 변동성은 높은 비율의 재생에너지 전력 공급가능성에 의문을 제기하고 있다. 재생에너지를 높은 비율로 공급하기 위해서는 재생에너지 및 전통적 발전의 유연화, 전력계통의 확장, 수요관리 강화, 전력저장장치 등을 통해 전력시스템 전체의 유연성 강화가 필요하다.

에너지 공급 안정성, 재생에너지의 수용성, 에너지 효율을 높이기 위해 소규모 단위에서 전력의 생산과 소비가 독립된 이루어지는 마이크로그리드가 확산되고 있다. 전력망의 지능화를 의미하는 스마트그리드도 마이크로그리드 확산과 함께 발전하고 있다.

본 연구에서는 에너지자립섬 마이크로그리드의 전원구성 최적화를 모색하기 위해 가사도를 연구대상으로 선정하였다. 가사도는 도서가 많은 전남에 위치해 있으며, 우리나라 도서의 전형적인 전력수요 유형인 어업중심 섬의 특성을 나타내고 있기 때문이다. 가사도의 기존 '디젤발전시스템'을 「기준시나리오」로 설정하고, 대안시나리오로서 '디젤+태양광', '디젤+태양광+ESS(Energy Storage System)', '디젤+태양광+풍력', '디젤+태양광+풍력+ESS'의 「하이브리드시나리오」와 '태양광+ESS', '풍력+ESS', '태양광+풍력+ESS'의 「재생에너지100%시나리오」를 구성하고, 실시간 전력수급모형인 HOMER를 이용하여, 경제성과 환경성을 비교, 분석하였다.

대안시나리오 중 '디젤+태양광+풍력+ESS'의 「하이브리드시나리오」가 가장 좋은 경제성 및 재생에너지 공급 비율을 나타냈다. '기준디젤발전시스

템'에 태양광발전과 풍력발전을 단순 추가할 경우에도 전체전력시스템의 경제성을 높일 수 있었으며, ESS가 추가 적용될 경우에는 전체시스템의 경제성 개선과 재생에너지 비율 확대에 크게 기여하였다. 태양광발전과 풍력발전은 함께 적용되는 것이 경제성을 높이고 재생에너지 공급을 높이는데 기여하였다. 「재생에너지100%시나리오」는 모두 「기준시나리오」에 비해 경제성이 현저히 떨어지는 것으로 나타났으며, 재생에너지 100% 공급보다는 높은 비율의 재생에너지 공급이 바람직한 것으로 파악이 되었다.

에너지자립섬에서 태양광발전과 풍력발전은 전력계통 운영상 필요할 경우 출력 제한이 가능하도록 장비를 구축하고, 디젤발전은 부하추종 운전을 함으로써 전력시스템의 수급균형을 이룰 수 있었다. Li-ion ESS는 전력계통의 전압 및 주파수 안정에 기여하고, 전력저장을 통해 전력시스템 전체의 에너지효율성과 경제성을 높이는데 기여하였다. 재생에너지의 공급 비율이 높을 경우 ESS가 설치되어도 재생에너지의 초과전력이 20% 이상 발생하므로 이의 활용이 경제성 개선의 중요한 과제임을 확인하였다.

에너지자립섬 마이크로그리드에서 높은 비율의 재생에너지 공급이 가능하다는 사실은 전력계통이 이웃나라와 연결되지 않은 우리나라 전력계통에서 유연성을 강화한다면 높은 비율의 재생에너지 공급이 가능할 것이라는 시사점을 얻을 수 있다.

주요어: 변동하는 재생에너지, 전력시스템 유연성, 에너지자립섬, 마이크로그리드, HOMER

<목 차>

제1장 서 론

제1절 연구 배경 및 필요성	1
제2절 연구 목적	3
제3절 연구 범위 및 흐름도	5

제2장 이론적 고찰

제1절 재생에너지 국내외 현황	9
제2절 재생에너지와 전력계통의 유연성 확대방안	25
제3절 재생에너지와 마이크로그리드 확산	42
제4절 선행연구 분석	55

제3장 연구방법 및 입력자료

제1절 에너지 최적화 연구모형	69
제2절 마이크로그리드 최적화 모형	73
제3절 에너지자립섬 최적화 연구대상	77
제4절 에너지자립섬 최적화모형의 입력자료	86

제4장 에너지자립섬 마이크로그리드의 최적화 분석

제1절 에너지 공급 시나리오 구성	97
제2절 에너지 공급 시나리오 모델링 결과 분석	99
제3절 에너지자립섬 마이크로그리드의 비용 최적화	123
제4절 에너지자립섬 마이크로그리드의 온실가스 배출 최적화	128

제5장 결론

제1절 연구 요약 131
제2절 연구의 한계 및 시사점 136

참고문헌 139

부록 147

Abstract 169

<표 목차>

<표 2-1> 세계의 재생에너지 잠재량	11
<표 2-2> 우리나라 재생에너지 잠재량	21
<표 2-3> 우리나라 회사별 풍력 이용률	24
<표 2-4> 풍력발전 발전량 단기 예측 프로그램	27
<표 2-5> 표준 석탄발전소의 출력에 따른 연료소비량	29
<표 2-6> 우리나라 송변전 설비 현황	33
<표 2-7> 국외 선행연구 요약	62
<표 2-8> 국내 선행연구 요약	66
<표 3-1> 마이크로그리드 연구모형 종류	72
<표 3-2> 우리나라 도서 및 발전 설비 현황	78
<표 3-3> 가사도의 현황 및 선정 사유	80
<표 3-4> 가사도의 마이크로그리드 시스템 구축설비 현황	82
<표 3-5> 가사도의 마이크로그리드 구축 전후의 디젤소비량	84
<표 3-6> 가사도의 마이크로그리드 설비 구축 전후의 전력소비량	85
<표 3-7> HOMER 모형의 입력자료	95
<표 4-1> 에너지자립섬 마이크로그리드 시나리오 구성	98
<표 4-2> 기준시나리오 Base의 최소비용 모델링 결과	99
<표 4-3> 기준시나리오 Base의 디젤발전기의 운전현황	101
<표 4-4> 기준시나리오 Base의 연간 대기오염물질 배출량	102
<표 4-5> Hybrid1(디젤+태양광)시나리오의 최소비용 모델링 결과	103
<표 4-6> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과	106
<표 4-7> Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시나리오의 최소비용 모델링 결과	109
<표 4-8> 타워 높이에 따른 풍력발전량 변화	111

<표 4-9> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과 ...	111
<표 4-10> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전 운전현황 ...	114
<표 4-11> Renewable1(태양광+ESS)시나리오 모델링 결과	115
<표 4-12> Renewable2(풍력+ESS)시나리오의 모델링 결과	117
<표 4-13> Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오의 모델링 결과	120
<표 4-14> 기준시나리오 및 재생에너지100%시나리오 비교	122
<표 4-15> 하이브리드시나리오의 비용최적화 시스템 구성	124
<표 4-16> 하이브리드시나리오의 초과전력 발생 비율	125
<표 4-17> 재생에너지100%시나리오의 전원구성과 초과전력	126
<표 4-18> 하이브리드시나리오의 온실가스 배출 최적화 시스템	129

<그림 목차>

<그림 1-1> 연구 흐름도	7
<그림 2-1> 세계 최종에너지에서 재생에너지의 비중	13
<그림 2-2> 세계 전력생산에서 재생에너지의 비중	13
<그림 2-3> 세계 태양광발전 연도 별 누적설치량	14
<그림 2-4> 세계 태양광 모듈 가격 추이	15
<그림 2-5> 세계 풍력발전 현황(2016)	17
<그림 2-6> 육상풍력 및 해상풍력 가격 전망	18
<그림 2-7> 우리나라 신재생에너지 원별 생산량 및 전년대비 비교	20
<그림 2-8> 태양광발전 그리드 패러티와 전력 가격, 일사량 관계	23
<그림 2-9> 중국의 풍력발전 통합시스템 구조	26
<그림 2-10> 독일의 송전선로 확장 계획	30
<그림 2-11> 미국의 재생에너지 확대를 위한 송전망 계획	31
<그림 2-12> 중국의 전력계통 확장 5개년 계획(2016~2020)	32
<그림 2-13> 미국의 수요반응 유형	35
<그림 2-14> 수요반응 시장의 발전 방향	36
<그림 2-15> 전력계통에서 전력저장의 역할	37
<그림 2-16> 전력저장기술 종류	39
<그림 2-17> 전력저장기술의 정격전압과 에너지 함량	41
<그림 2-18> 마이크로그리드 개념	42
<그림 2-19> 전력계통과의 관계에 따른 마이크로그리드 분류	44
<그림 2-20> 북아메리카의 부문별 마이크로그리드 전망	47
<그림 2-21> 마이크로그리드 분야별 국가별 시장	48
<그림 2-22> 스마트그리드(지능형전력계통) 개념	52
<그림 2-23> CERTS의 마이크로그리드 구조도	55

<그림 2-24> 재생에너지의 변동성과 시스템 유연성 관계	57
<그림 2-25> 재생에너지 보급률과 시스템 COE 관계	61
<그림 3-1> HOMER의 초기 화면	74
<그림 3-2> 가사도의 마이크로그리드 배치도	81
<그림 3-3> 가사도의 전력계통도	83
<그림 3-4> 가사도의 연도별 월별 디젤 사용량	84
<그림 3-5> 가사도의 발전원별 발전량	85
<그림 3-6> 가사도의 2016 실측데이터를 이용한 부하 데이터	86
<그림 3-7> 전력 부하 데이터 입력 후 HOMER 화면	87
<그림 3-8> 디젤발전기 출력에 따른 연료 사용량 및 효율의 변화	90
<그림 3-9> 가사도의 일사량 일주일 분포	91
<그림 3-10> 가사도의 일사량 월별 시간대별 분포	91
<그림 3-11> 가사도의 풍속 일주일 분포	92
<그림 3-12> 가사도의 풍속 월별 분포	93
<그림 4-1> 기준시나리오 Base의 월별 디젤발전기별 전력생산	100
<그림 4-2> 기준시나리오 Base의 부하 추종 운전	100
<그림 4-3> Hybrid1(디젤+태양광)시스템의 전원별 전력생산	104
<그림 4-4> Hybrid1(디젤+태양광)시스템의 태양광발전 성능	105
<그림 4-5> Hybrid1(디젤+태양광)시스템의 부하, 전원별 전력공급	105
<그림 4-6> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 연간 배터리 충전상태	107
<그림 4-7> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 부하, 전력공급, ESS	107
<그림 4-8> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 전원별 전력생산	108
<그림 4-9> Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시스템의 부하, 전원별 전력공급	110
<그림 4-10> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 전원별 전력생산	112
<그림 4-11> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전1 성능	113

<그림 4-12> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전2 성능	113
<그림 4-13> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전3 성능	113
<그림 4-14> Renewable1(태양광+ESS)시스템의 태양광발전 성능	115
<그림 4-15> Renewable1(태양광발전+ESS)시스템의 ESS 성능	116
<그림 4-16> Renewable1(태양광+ESS)시스템의 부하, 태양광발전, ESS	117
<그림 4-17> Renewable2(풍력+ESS)시스템의 풍력발전 성능	118
<그림 4-18> Renewable2(풍력+ESS)시스템의 ESS 성능	118
<그림 4-19> Renewable2(풍력+ESS)시스템의 부하, 풍력발전, ESS	119
<그림 4-20> Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시스템의 부하, 태양 광발전, 풍력발전, ESS	121

제1장 서론

제1절 연구 배경 및 필요성

‘파리협정’이 발효됨으로써 화석연료가 주를 이루던 인류의 에너지 시스템은 태양광, 풍력 등 지속가능한 재생에너지 시스템으로의 전환기에 놓여 있다. 1992년 UN기후변화협약이 채택되면서 세계는 재생에너지 개발, 보급을 위해 본격적으로 노력해왔다. REN21¹⁾(2017)의 의하면 세계적으로 재생에너지는 1차 에너지의 19.3%이며, 전체 전력의 24.5%를 공급하고 있다. IEA(2016)에 의하면 2015년 OECD 국가 평균 재생에너지 전력 보급 비율은 23.5%이다.

각국의 정책적 노력에 힘입어 재생에너지의 기술개발과 보급이 확대되고 있다. 특히, 자원 잠재량이 큰 태양광발전, 풍력발전의 기술발전에 따른 가격하락은 지속가능한 재생에너지 시스템으로의 변화를 촉진하고 있다. 태양광발전과 풍력발전은 자연에 의지하는 에너지로서 일사량 및 풍속에 따른 변동성이 큰 에너지이다. 태양광발전, 풍력발전의 대량 보급은 실시간 전력수급을 일치시켜야 하는 전력계통 관리 입장에서는 새롭고, 중대한 도전과제이다.

우리나라에서 태양광발전과 풍력발전의 사업허가는 ‘신재생에너지 배전선로 연계규정’에 의해 기존 전력계통의 안정적 운영을 저해하지 않는 범위로 제한되고 있다. 정부는 제8차 전력수급기본계획에서 재생에너지 확대를 위한 송배전선로 계획을 수립하여, 과감한 투자를 하겠다는 의지를 밝혔다.

1) REN21은 ‘Renewable Energy Policy Network for the 21st Century’의 약칭으로 세계 재생에너지 정책 이해관계자 네트워크이다. 매년 재생에너지 개괄을 담은 종합적인 보고서인 ‘재생에너지 세계 현황 보고서(Renewables Global Status Report)’를 발간한다.

우리나라의 전력계통은 이웃나라와 연결되지 않은 독립된 전력계통이므로 태양광발전과 풍력발전의 변동성에 대한 대책과 연구가 더욱 필요하다. 우리나라의 수력발전은 한계에 도달했고, 바이오에너지와 지열발전은 잠재량 자체가 작기 때문에 태양광발전과 풍력 발전을 중심으로 재생에너지를 보급해야 한다. 재생에너지를 태양광발전과 풍력발전 중심으로 전체 전력량의 20%를 보급하기 위해서는 전력계통을 안정적으로 관리하기 위한 대책도 함께 준비되어야 한다.

우리나라에서도 재생에너지의 보급과 전력계통의 안정적 관리를 위해 에너지자립섬 마이크로그리드, 캠퍼스 마이크로그리드, 산업단지 마이크로그리드, 도시 도시마이크로그리드, 빌딩 마이크로그리드 등의 사업이 진행되고 있다. 이러한 마이크로그리드 사업이 진행되고 있음에도 불구하고, 마이크로그리드의 경제성과 에너지 효율성에 대해서 제대로 밝혀진 바가 없다. 특히 적용되는 ESS용량이 적정한지에 대한 의문이 제기되고 있다.

국가 전체의 전력계통은 아니지만 마이크로 단위의 전력계통에서, 태양광발전과 풍력발전의 변동성에도 불구하고 재생에너지의 높은 비율의 경제적 보급이 가능한지, 이를 위한 재생에너지 전원 및 ESS의 적정 구성이 어떠한지 연구하는 것은 그 의미가 적지 않다.

제2절 연구 목적

우리나라 전력부문의 지속가능한 에너지 시스템 전환에 대한 연구는 여러 기관과 연구자에 의해 이루어져 왔다. 대부분 15년 이상의 장기간에 걸친 에너지 전환의 비용, 온실가스 절감 효과 등을 연구함으로써 재생에너지 시스템으로의 전환의 가능성과 당위성을 설명하고자 했다. 이들 연구의 대부분은 연간 전력소비량을 연간 전력생산량으로 맞추는 연간 전력수급모형을 사용하였다.

지속가능한 전력시스템 전환 연구에서 변동성이 큰 태양광발전과 풍력발전의 비율 확대는 일시적인 전력부족과 초과전력에 대한 대책을 필요로 한다. 우리나라에서 재생에너지의 변동성에 대한 대책은 백업전원을 병행 설치하거나 전력저장설비를 동반해야 하는 것으로 단순하게 이해되고 있다. 백업전원과 전력저장설비의 동반 설치는 또 다른 비용을 수반하는 것으로 재생에너지 보급의 경제성을 더욱 악화시키고, 재생에너지 확대에 대한 부담을 키우고 있다.

우리나라에서도 해마다 스마트그리드와 마이크로그리드 사업에 적지 않은 예산이 투자되고 있지만 각 사업의 목적과 그 방법에 대한 적절성에 대한 논란이 계속되고 있다. 스마트그리드와 마이크로그리드는 분산전원인 재생에너지 발전의 확대를 안정적으로 수용하고 에너지 효율을 높이기 위한 목적이 가장 크다고 할 수 있다. 에너지신산업으로 빌딩 마이크로그리드, 캠퍼스 마이크로그리드, 산업단지 마이크로그리드, 에너지자립섬 마이크로그리드, 도시 마이크로그리드 사업 등 다양한 사업이 추진되고 있다. 이들 사업과 관련하여 ESS용량이 과다하다는 지적이 있었으며, 특히 에너지자립섬사업은 모두 재생에너지 100%를 표방하고 있다.

한전은 직접 운영하는 63개 도서에 에너지자립섬 마이크로그리드 사업을 진행하기로 하고, 우선적으로 울릉도를 비롯한 6개 섬의 에너지자립섬 추진

사업자를 선정하였다. 전남, 인천, 충남 등 지자체도 직접 관할하는 섬에 마이크로그리드 사업을 진행하고 있거나 계획하고 있다.

우리나라의 도서지역은 전력계통이 육지와 연결되지 않아 디젤발전을 통해 전력을 공급하고 있으므로 전력 생산단가가 매우 높아서 태양광발전, 풍력발전이 경제성을 가진다. 연구에서는 전라남도 진도군 가사도를 대상으로 에너지자립섬 마이크로그리드를 통해 태양광발전과 풍력발전의 보급 가능성을 확인해보고자 한다. 또한 가사도의 전력시스템 경제성을 향상시키기 위한 태양광발전, 풍력발전, ESS의 적정 용량이 어떻게 구성되는지 분석하고자 한다. 특히 재생에너지 100%를 추구하는 것이 바람직한 것인지에 대해서도 살펴보고자 한다.

제3절 연구 범위 및 흐름도

지속가능한 전력시스템으로 변화 또는 에너지전환을 위한 정책연구에는 재생에너지 자원 잠재량, 재생에너지의 경제성, 보급 제도 등과 관련한 다양한 연구 분야가 있다. 최근 태양광발전과 풍력발전의 기술발전에 의한 가격 하락으로 보급 속도가 빨라지고, 보급비율이 높아지면서 재생에너지의 변동성은 전력계통의 안정적 운영(Reliability or Operability)의 주요 의제로 등장하고 있다. 본 연구에서는 태양광발전과 풍력발전이 어느 정도까지 경제적으로 공급가능한지를 분석하고자 한다. 본 연구에서는 전력계통의 안정적 운영을 위한 전기공학적, 기술적 문제는 다루지 않는다.

우리나라에서 가장 최근에 마이크로그리드가 구축된 가사도를 연구대상으로 설정하여 가사도의 전력수요를 충족하는 대안 시나리오 연구를 통해 재생에너지의 경제적 보급 가능성을 확인하였다. 가사도의 전력을 디젤발전으로 공급하는 기존의 방식을 「기준시나리오」로 설정하고, 대안 시나리오로서 기존 디젤발전에 재생에너지가 결합한 「하이브리드시나리오」와 「재생에너지100%시나리오」를 구성하였다. 각각의 시나리오에 대해 실시간 전력수급모형인 HOMER(Hybrid Optimization of Multifl Energy Resources)를 활용하여 각 시나리오별로 최소 비용을 실현하는 전력시스템 구성과 그 경제성, 환경성에 대해 연구하였다.

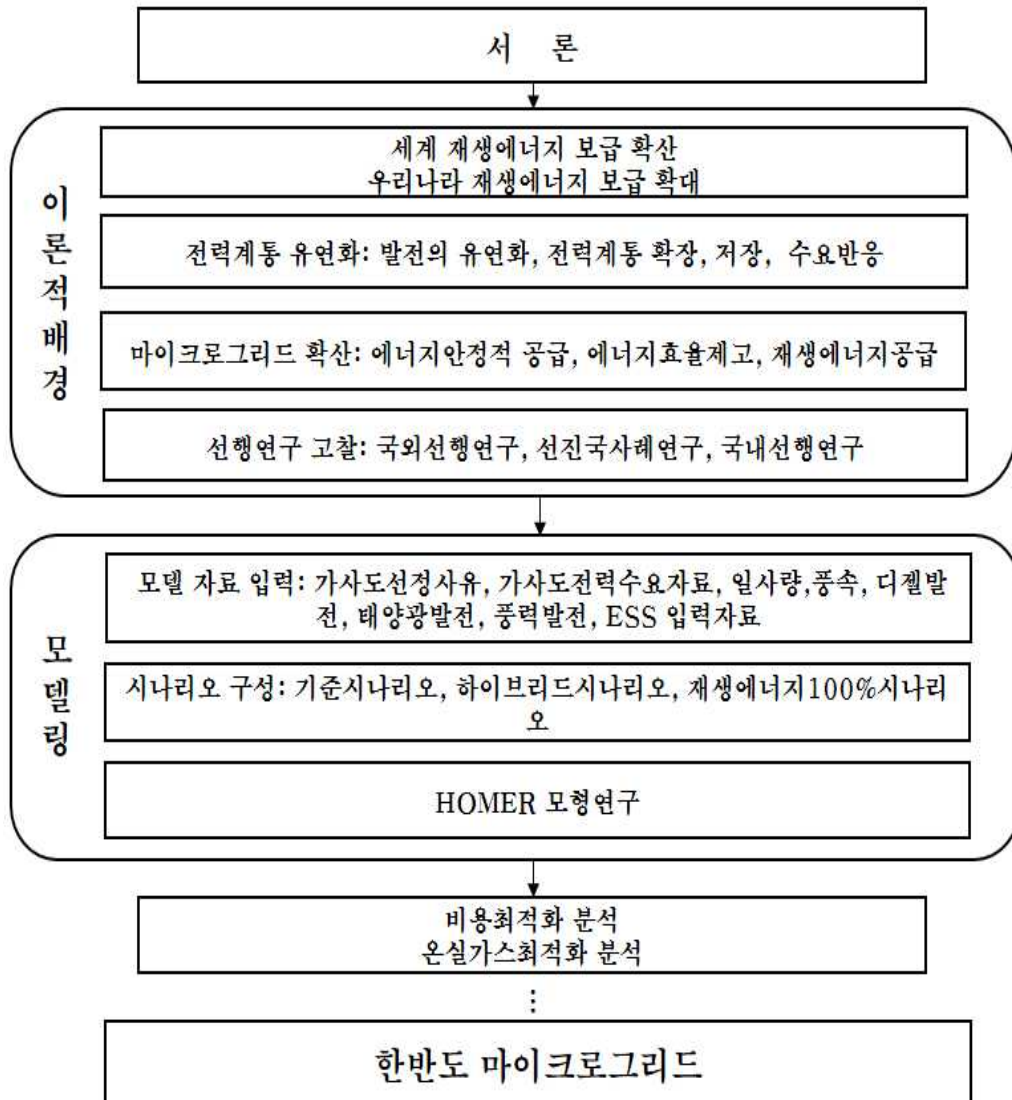
연구의 전체 흐름은 <그림 1-1>과 같다. 제1장에서는 이 연구의 배경과 목적을 기술하였다. 우리나라는 변동성이 큰 태양광발전, 풍력발전 중심으로 재생에너지 보급을 확대해야 하는데 이들의 변동성은 전력계통의 안정을 해치기 때문에 이에 대한 연구가 필요하다는 것을 기술하였다. 마이크로그리드 차원의 에너지자립섬 사례 연구를 통해 기존의 디젤발전시스템보다 더 경제적인 범위에서 태양광발전과 풍력발전, ESS로 구성된 시스템 전체의 최적 구성에 대한 연구가 본 연구의 목적이다.

제2장은 연구의 이론적 배경으로 첫째, 재생에너지의 정의와 세계의 보급 동향 및 우리나라의 보급 동향을 간략히 정리하였다. 둘째, 변동성 전원인 태양광발전과 풍력발전의 보급 확대에 따른 전력계통의 변화에 대해 재생에너지 보급 선진국들이 어떻게 대응했는지 요약하였다. 셋째, 분산전원과 재생에너지 확대를 수용하기 위한 마이크로그리드 확산 동향에 대해 정리하였다. 마지막으로 전력계통의 변화 및 마이크로그리드에 대한 국내외 선행연구에 대해 요약·정리하고, 본 연구의 차별성을 제시하였다.

제3장에서는 에너지자립섬 연구 방법론을 제시하고, 입력 자료를 준비하였다. 에너지시스템 최적화 연구모형 전반에 대해 살펴버렸으며, 태양광발전과 풍력발전처럼 자연에 의존한 출력 특성을 가진 전원을 안정적으로 수용하기 위해서는 연간 전력수급모형이 아니라 실시간 전력수급모형을 사용하여 연구하여야 함을 설명하고, 본 연구에 사용된 마이크로그리드 시스템 연구 모형인 HOMER에 대한 설명하였다. 에너지자립섬 연구대상으로 가사도를 선정한 이유와 가사도의 현황에 대해 설명하였으며, 모델링을 위한 입력 자료에 대해 설명하고, 그 값을 산정하였다.

제4장에서는 기존 섬의 디젤엔진 전력공급시스템을 기본시나리오로 설정하고, 대안시나리오로서 기존 디젤발전시스템에 재생에너지가 결합하는 「하이브리드시나리오」와 디젤발전 없는 「재생에너지100%시나리오」를 설정하였다. 마이크로그리드 연구모형인 HOMER를 활용하여 시나리오들을 모델링하고, 그 결과에 대해 비용 최적화와 온실가스 최적화 관점에서 분석하였다.

제5장에서는 연구의 요약과 연구의 한계 및 시사점을 정리하였다.



<그림 1-1> 연구 흐름도

제2장 이론적 고찰

제1절 재생에너지 국내의 현황

1. 재생에너지 정의

재생에너지는 태양, 바람 등의 자연에너지로서 환경적인 영향이 적고, 고갈되지 않는 지속가능한 에너지로 정의된다. 재생에너지는 어떤 장치나 기기를 활용하여 자연 상태의 에너지를 통제 가능한 전기와 열의 형태로 전환하는 기술 의존적 특징을 가지고 있다. 일반적으로 화석연료에서 비롯되는 에너지는 재생에너지로 분류하지 않는다.

독일의 2014년 개정된 재생에너지법(Renewable Energy Sources Act - RES Act 2014)에서 정의하는 재생에너지 자원(Renewable Energy Sources)은 태양복사에너지(Solar Radiation Energy), 풍력에너지(Wind Energy), 수력전기(Hydropower including wave, tidal, salinity gradient and marine current energy), 바이오에너지(Energy from biomass including biogas, biomethane, landfill gas and sewage treatment gas and from the biologically degradable part of waste from households and industry), 지열에너지(Geothermal energy)의 다섯 가지²⁾이다.

태양복사에너지(이하 태양에너지라 한다)는 햇빛의 전자적 성질(광전효과)을 활용하여 직접 전기를 생산하는 태양광 발전(Photovoltaic)과 복사열을 흡수하는 태양열(Solarthermal) 이용의 두 가지가 있다. 태양열 이용은 온수, 급탕 등 냉난방 보조 열원으로 사용하는 기술과 대규모 열을 모아 고

2) IRENA(International Renewable energy Agency)는 Renewable energy를 bio Energy, Geothermal Energy, Hydropower, Ocean Energy, Solar energy, Wind energy의 6종으로 정의하고 있다.

온의 증기를 생산하여 터빈발전을 하는 태양열발전(solarthermal power)의 두 가지 이용 형태가 있다.

풍력발전은 대기의 운동에너지를 이용하여 풍력발전 날개의 회전력을 얻어 발전기를 구동함으로써 전기를 생산하는 것을 말한다. 바람의 방향과 수평을 이루는 수평축 발전기가 수직을 이루는 수직축 발전기보다 이용효율이 좋다.

수력에너지는 육지댐의 낙차를 이용하는 수력발전, 바다댐의 낙차를 이용한 조력 발전과 해류의 수평 이동을 이용하는 조류 발전으로 구분할 수 있다. 조류발전은 풍력발전의 날개를 이용하듯이 날개를 이용하여 발전기를 구동하는 방식이다.

바이오에너지는 전통적인 목재 연료를 포함하여 펠릿, 칩의 고체 연료와 바이오 디젤, 바이오 에탄올 등 액체 연료, 유기성 물질을 분해한 바이오 가스, 매립지 가스 등을 말한다. 바이오에너지에 대해 과다 토지 이용, 숲 파괴, 식량 및 물 부족, 장거리 이송 등의 이슈가 강력히 제기되고 있으며 2012년 이후 성장이 정체기에 들어갔다.

지열에너지는 히트펌프를 활용하여 냉난방 에너지를 절약하는 기술과 지하의 고온, 고압의 수증기를 활용하여 전력을 생산하는 지열발전 모두를 포함한다. 히트펌프를 활용한 에너지 절감 기술은 매우 효과적이지만, 고온의 지열발전은 지형적 특성 때문에 제한된 곳에서만 이용 가능한 자원으로 알려져 있다.

에너지 이용 가능성에는 1차적으로 잠재량이 매우 중요하다. <표 2-1>은 R. Perez et al.(2009)에게 IEA가 요청하여 2015년 세계 최종에너지 소비량 기준으로 다시 작성된 자료이다. <표 2-1>에서 보는 바와 같이 태양에너지 잠재량 23,000TWy/yr과 풍력에너지 잠재량 75~130TWy/yr은 2015년 세계 최종에너지 소비량 18.5TWy/yr의 각각 1,243배와 4~7배에 해당한다.

<표 2-1> 세계의 재생에너지 잠재량(2015)

(단위: TWy/yr)

재생에너지	잠재량
태양에너지	23,000
풍력	75~130
해양온도차	3~11
파력	0.2~2
육상바이오매스	2~6
지열	0.2~3
해양바이오매스	2
수력	3~4
조력	0.3

(출처: R. Perez, 2015)

에너지 이용 가능성에서 또 하나 주목해야 할 것은 에너지 밀도와 소비자와의 거리이다. 해양온도차 발전, 먼 바다의 파력은 자원량이 많아도 에너지 밀도가 작아 이용하기가 어렵다. 또한 제트기류 활용 풍력, 대기권 밖 태양광 등은 에너지 밀도가 높아도 이를 활용 에너지를 생산하기도 어렵고, 소비지까지 전달하기도 어렵다.

실제 활용 가능한 재생에너지는 태양에너지, 풍력에너지, 수력에너지, 바이오매스에너지, 지열에너지로 요약될 수 있다. 재생에너지 중에서 잠재량이 많고, 분포가 보편적이며 전력소비지 가까이에서 생산이 가능한 태양에너지, 풍력에너지가 크게 주목받고 있다. 특히 최근 태양광발전, 풍력발전의 기술발전과 가격 하락에서 비롯된 세계적 보급 확산은 기후변화 대응 및 에너지 공급 패러다임 변화를 가져올 것으로 기대된다.

2. 세계의 재생에너지 보급 동향

국제에너지기구(IEA, 2016)³⁾에 의하면 2015년 세계 1차에너지⁴⁾ 소비는 석유의 비중(31.1%)이 가장 크고 다음이 석탄(28.9%), 천연가스(21.4%), 재생에너지(13.8%), 원자력(4.8%) 순이다.

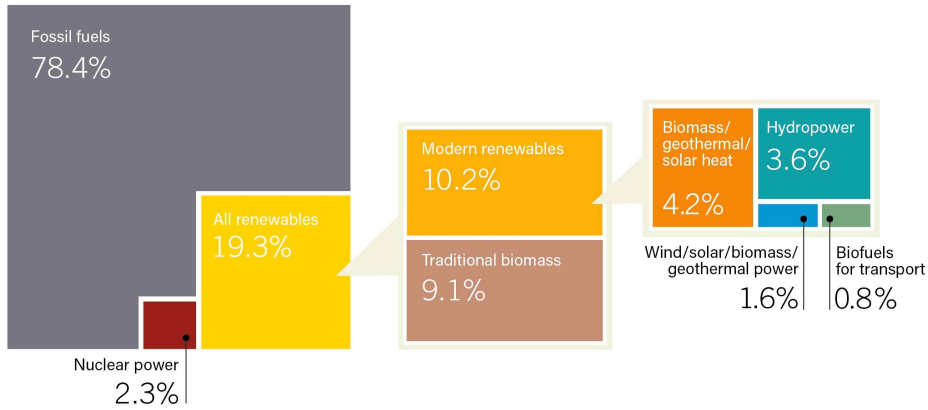
REN21(2017)에 의하면 2015년 세계의 재생에너지는 최종에너지⁵⁾ 기준 19.3%, 전력 기준 24.5%이다. 1차 에너지는 최종 소비에 이르기까지 전력, 열 등으로의 전환 손실이 발생하므로, 최종에너지는 1차 에너지의 대략 70%정도이다. EU, IRENA 등의 재생에너지 통계는 최종에너지를 기준으로 작성한다.

<그림 2-1>은 REN21(2017)의 2015년 기준 세계 최종 에너지 소비 중 재생에너지 비중은 19.3%이다. 현대적인 재생에너지는 세계 최종 에너지 소비의 10.2%이며, 재래식 바이오매스의 비중은 9.1%이다. 현대적 재생에너지 중에서 주로 열에너지(바이오매스, 지열, 태양열)의 비중이 최종에너지의 4.2%로 가장 크고, 수력 3.6%, 태양광과 풍력 등 발전 1.6%, 바이오연료가 0.8% 순이다. 난방과 조리용으로 직접 태우는 나무, 목탄, 나뭇잎, 농업찌꺼기, 폐기물, 가축 분뇨 같은 재래식 바이오매스는 주로 사하라 이남 아프리카, 동남아시아와 인도의 농촌 지역, 남미의 농촌에서 높은 비중을 차지하고 있다.

3) 1974년 석유 파동을 계기로 석유 소비국 중심으로 탄생하였으며, OECD가입국 29개 회원국으로 이루어져 있다. 가입국은 50일 이상의 석유비축의무가 있다. 초기에는 석유, 석탄, 가스 등 에너지 안전 공급과 경제발전이 중심이었으나 최근에는 환경이 미션에 추가되어 재생에너지 관련 보고서가 나오고 있다.

4) 1차 에너지는 국내생산, 수출입 및 재고증감에 의해 국내에 공급된 에너지이며, 타 에너지로 전환되기 위해 투입되는 에너지와 산업, 수송, 가정, 상업용으로 소비되는 최종에너지의 합으로 계산한다.

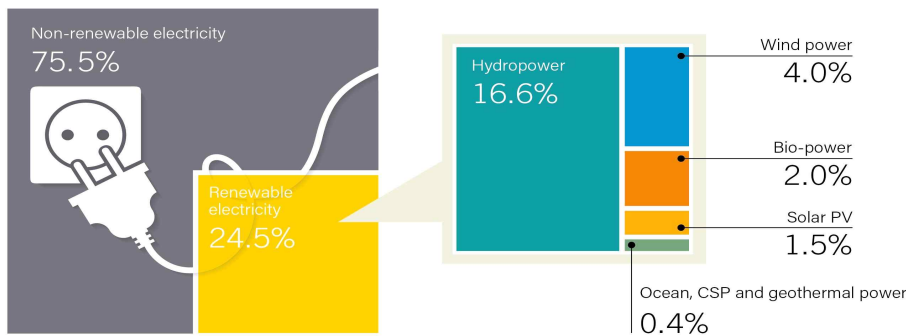
5) 최종에너지는 산업, 수송, 가정 및 상업부문 등의 최종 소비부문에서 사용하는 에너지로, 최종소비자가 직접 사용한 1차 에너지와 전환과정을 거친 2차 에너지를 말한다.



<그림 2-1> 세계 최종에너지에서 재생에너지의 비중(2015년)

(출처: REN21, 2017)

세계 전력생산에서 재생에너지 비중은 <그림 2-2>와 같다. 재생에너지 발전 설비는 해마다 기록적으로 늘어나고 있으며, 2016년에만 161GW가 신규로 설치되었다. 현대적인 재생에너지 열 설비도 지속해서 증가하였고, 수송부문에서도 재생에너지 사용이 확대되었다. 분산형 재생에너지는 세계적으로 에너지 부유층과 빈곤층 간의 격차를 점차 좁혀 가고 있다(REN21, 2016).

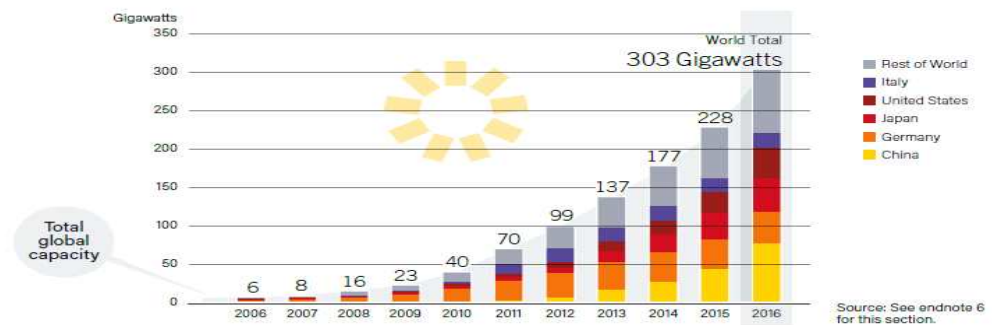


<그림 2-2> 세계 전력생산에서 재생에너지의 비중(2016년)

(출처: REN21, 2017)

세계 재생에너지 보급과 투자를 주도하고 있는 나라는 중국이다. 중국은 2015년 세계재생에너지 투자의 1/3을 차지한다. 수력, 태양광발전, 풍력, 태양열난방 분야에서 중국이 보급과 투자를 주도하고 있다. 미국은 38개 주에서 RPS제도를 시행하고 있으며, 연방정부의 Tax Credit을 통해 태양광발전과 풍력발전이 꾸준히 성장하고 있다. 특히 바이오디젤과 바이오에탄올 등 수송연료 부문에서는 미국이 주도하고 있다. 일본은 후쿠시마 이후 FIT 제도를 도입하면서 태양광발전 보급이 급속히 이루어졌다. 전반적인 재생에너지 투자를 주도했던 독일은 2014년 재생에너지법 개정으로 태양광발전과 육상 풍력에 상한이 도입되고 요금을 대폭 삭감하는 등의 속도 조절에 나섰다. 새로운 재생에너지 시장으로 인도가 부상하고 있으며, 브라질 중동 아프리카 등이 부상하고 있다. 2015년부터 재생에너지가 세계 신규 발전 설비의 50%가 넘는 주류로 자리 잡았다(IEA, 2016).

<그림 2-3>은 태양광발전의 기하급수적인 보급 성장율을 보여주고 있다. 태양광발전은 2010년까지는 일본과 독일이 태양광발전의 기술 발전과 보급을 이끌어 왔으나, 2009년 중국의 재생에너지법이 만들어진 이후부터는 중국 정부의 추진력이 발휘되면서 태양광발전과 풍력발전의 기술, 산업, 보급 모든 면에서 중국이 중심적 역할을 강화하고 있다.

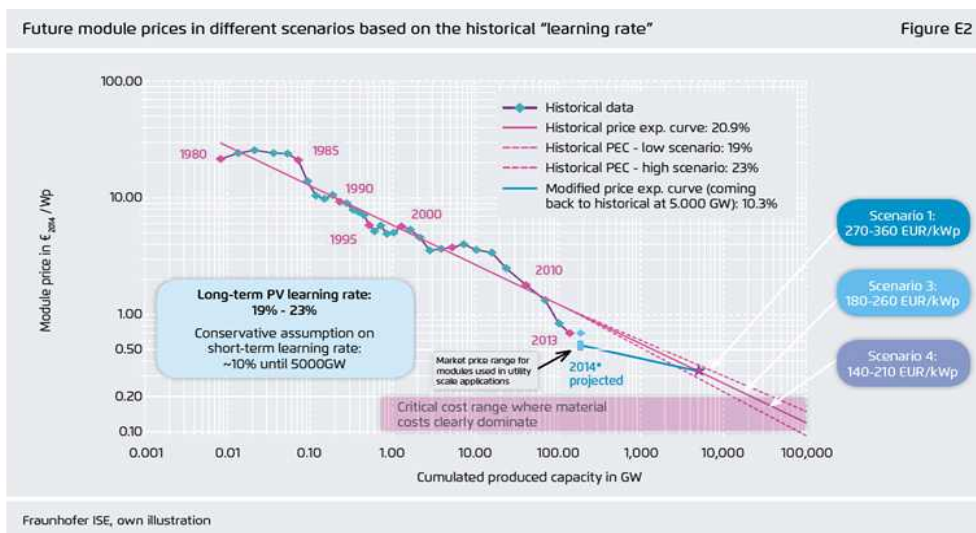


<그림 2-3> 세계 태양광발전 연도 별 누적설치량

(출처: REN21, 2017)

독일은 2020년 56GW 태양광발전 설치 목표의 조기 달성을 우려하여 연간 설치량 상한을 설정하고 속도조절에 나섰지만 EU의 다른 나라에서는 태양광발전 설치는 꾸준하다. 일본은 2011년 후쿠시마 원전사고 후 FIT제도가 시행되면서 태양광발전이 급속히 확대되어 왔다. 2016년 세계 태양광발전 신규 설치량은 75GW이며, 모듈가격은 30%가 하락했다.

<그림 2-4>는 세계 태양광 모듈 가격의 역사적 추이를 나타낸다(프라운호퍼연구소 2016). 1980년 이후의 태양광모듈 가격의 학습 속도(learning rate)는 20.9%이다. 태양광 모듈가격은 1976년 \$68.6/W이었다. 2012년 모듈가격은 \$0.75/W이다. 2017년 5월 셋째 주의 PV Insights 의 모듈 가격은 \$0.334/W이다. 블룸버그(2017)는 2040년까지 태양광발전단가가 66%하락할 것으로 예상하고 있다.



<그림 2-4> 세계 태양광 모듈 가격 추이 (출처: AGORA, 2015)

태양광발전 기술은 광전효과를 이용하여 전기를 생산하는 기술로서, 반도체 기술의 연장선에 있으므로 효율개선⁶⁾ 여지가 많고, 대량생산에 의한

비용감축⁷⁾ 여지도 많다. 태양광발전 최소 낙찰가는 사우디아라비아의 태양광발전 300MW 경매(2017.10.7)에 응찰한 EDF(프랑스 핵발전회사)의 \$19.9/MWh이다. 여러 국가에서 대규모 태양광발전은 전력 도매시장에서 가격경쟁력을 갖는 수준이 되었다. 한계생산비용 제로인 태양광발전은 에너지 저장 기술인 배터리와 결합하여 에너지 분야의 “Game Changer” 가 될 것이라는 테슬라 CEO 엘론 머스크(Elon Musk)의 주장에 귀 기울여진다.

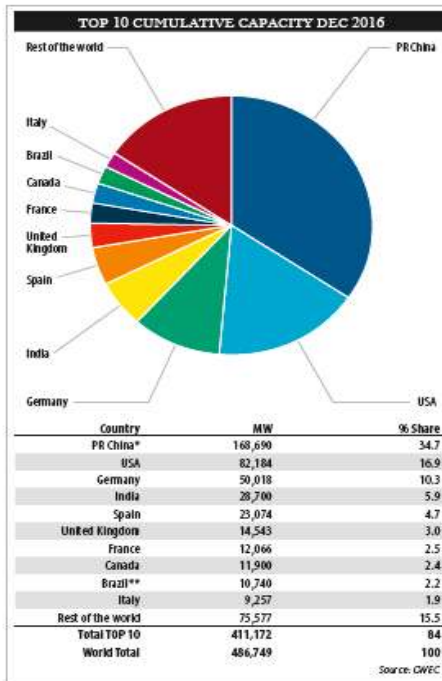
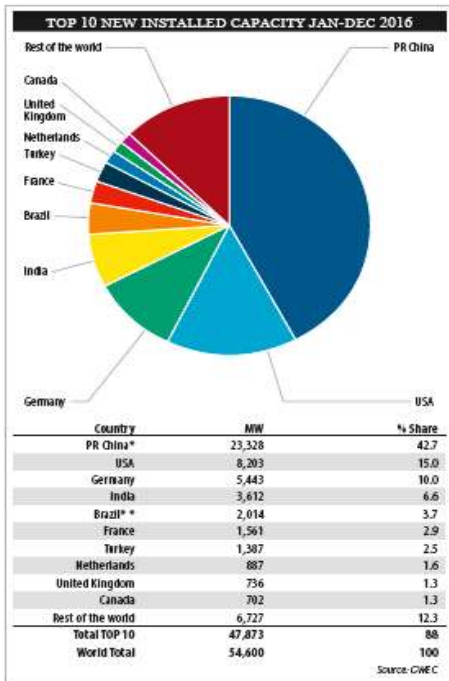
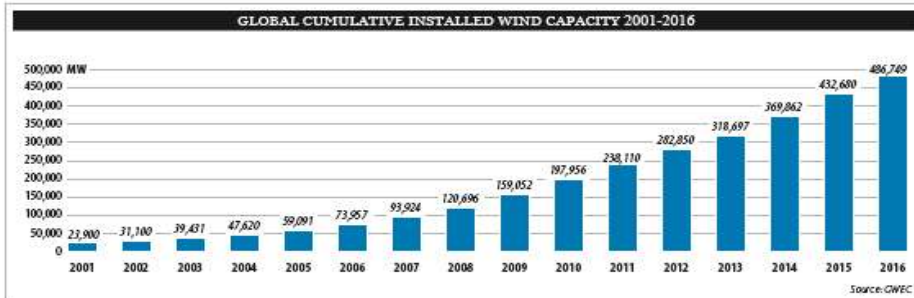
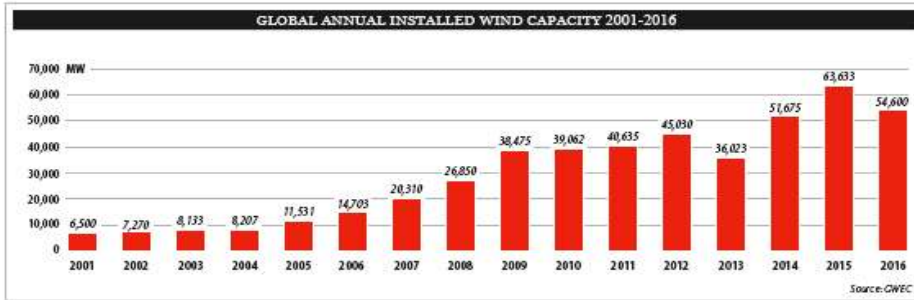
풍력발전은 <그림 2-5>에서 보듯이 꾸준히 설치량이 늘고 있다. GWEC(Global Wind Energy Council, 2017)에 따르면 2016년 말 기준 세계 486,749MW가 설치되었으며, 이 중 14,384MW가 해상풍력(Off-shore)이다.

2016년 풍력발전 누적설치량은 중국 162GW, 미국 82GW, 독일 50GW, 인도 29GW이다. 하지만 중국은 송전선 부족, 낮은 이용률 때문에 241Twh의 전력생산을 나타냈다. 반면 미국은 설비가 중국의 절반정도이지만 224Twh의 전력생산량을 보였다. 2016년 풍력발전 신규설치량은 54,600MW이다. 중국 23,328MW(42.7%), 미국 8,203MW(15%), 독일 5,443MW(10%), 인도 3,612MW(6.6%), 브라질 2,014MW(3.7%), 프랑스 1,561MW(2.9%), 터키 1,387MW(2.5%), 네덜란드 887MW, 영국 736MW, 캐나다 702MW, 기타 6,727MW이다.

최근에는 해상풍력이 꾸준히 성장하고 있는데, 해상풍력은 2016년에만 2,217MW가 설치되었다. 해상풍력 누적 설치량은 영국이 5,156MW로 가장 많으며, 독일 4,108MW, 중국 1,627MW, 덴마크 1,271MW, 네덜란드 1,118MW, 벨기에 712MW, 스웨덴 202MW, 일본 60MW, 한국 35MW, 핀란드 32MW, 미국 30MW 등의 순이다.

6) 에너지공단 신재생에너지센터 2016 신재생에너지백서의 태양광 기술개발 로드맵은 2030년 실리콘모듈효율 23%, 실리콘 하이브리드 모듈 효율 30%를 목표로 하고 있다.

7) 효율 상승 외에 고정비 투자 감소, 단위 시간당 생산량 증가 등을 통해 비용을 줄일 수 있다.

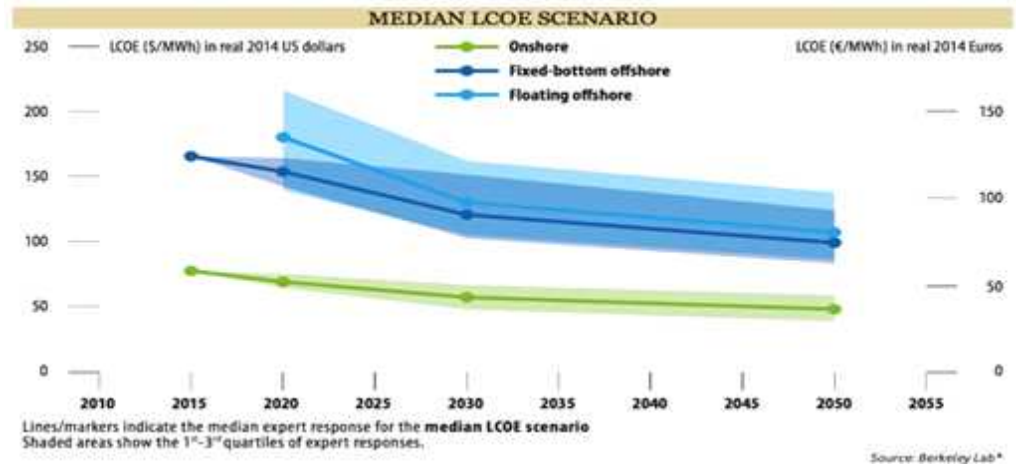


* Provisional figures
 ** Projects fully commissioned, grid connections pending in some cases

<그림 2-5> 세계 풍력발전 현황(2016년)
 (출처: GWEC, 2017)

<그림 2-6>은 미 버클리연구소(2016)의 육상풍력발전 및 해상풍력발전의 가격 전망인데 육상풍력, 해상풍력 모두 가격이 지속 하락할 전망이다.

풍력발전은 풍속의 세제곱에 비례⁸⁾하고 블레이드 단면적에 비례한다. 풍속은 타워 높이가 높아질수록 좋아진다. 최근에는 저 풍속에서의 발전효율을 높이기 위해 타워 높이와 블레이드를 키우려는 기술개발이 계속되고 있으며, 이로 인한 가격하락도 계속되고 있다.



<그림 2-6> 육상풍력 및 해상풍력 가격 전망
(출처: 버클리연구소, 2016)

그동안 각 나라는 재생에너지 전력에 대해 보조금(subsidy), 융자(loan), 발전차액지원제도(FIT), 의무할당제(RPS), 상계제도(Net metering) 등을 통해 경제성을 보완해줌으로써 재생에너지 확대를 이루어 왔다. 이제는 미국, 유럽, 중국, 인도, 중동 등에서 대규모 태양광발전과 풍력발전의 LCOE는 기존의 전통적인 발전과 경쟁할 수 있는 수준이 되었다.

8) $E=FS$, $F=\frac{1}{2}mv^2$ $S=vt$. 에너지(E)는 힘(F) 곱하기 거리(S)이다. 힘은 속도의 제곱에 비례하고, 거리는 속도에 비례한다. 따라서 풍력발전은 풍속의 세제곱에 비례한다.

최근에는 재생에너지 가격이 하락하면서 나라별, 지역별로 보조금을 포함한 지원제도가 축소되거나 없어지는 추세⁹⁾이다. 재생에너지 보급을 주도해 온 독일은 2017년부터 750kW 이상의 풍력, 태양광 설비와 150kW 이상의 바이오 발전 설비는 경매제도(bidding)를 통해 가격이 결정된다. 독일은 2017년부터는 신규 재생에너지 도입의 80% 이상이 경쟁적 가격을 통해 설치될 것으로 보인다. 대규모 태양광발전과 풍력발전에 대한 경매제도는 유럽, 미국, 중국, 인도, 중동, 일본 등 다른 나라에서도 일반화되고 있다.

3. 우리나라 재생에너지 보급 동향

우리나라는 국가에너지기본계획을 5년마다 수립하며, 신재생에너지기본계획¹⁰⁾을 5년마다 수립한다. 반면 실행계획 성격을 갖는 전력수급기본계획은 2년마다 수립한다. 제2차 국가에너지기본계획에 따르면 2035년 신재생에너지 보급목표는 1차 에너지 대비 11%이며, 신재생에너지 전력은 13.4%이다.

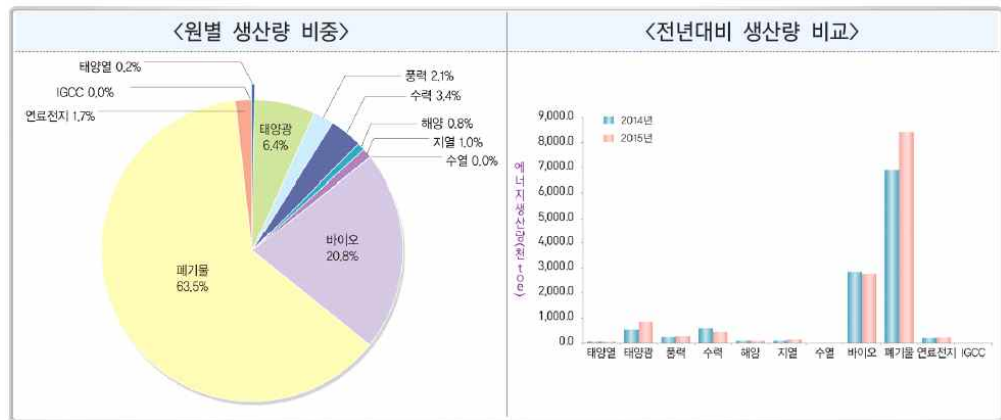
2017년 문재인정부는 노후 원전 중단과 2030년 전력의 20%를 재생에너지로 공급하겠다고 약속했다. 제3차 국가에너지기본계획과 제8차 전력수급기본계획에 반영될 것으로 생각된다.

<그림 2-7>은 2015년 우리나라 신재생에너지 원별 생산량 및 전년 대비 생산량을 비교한 것이다. 한국에너지공단 신재생에너지센터의 자료에 의하면, 2015년 기준 우리나라 신재생에너지 보급률은 4.62%(재생에너지 4.54%, 신에너지 0.8%), 신재생에너지 전력은 6.61%(재생에너지 6.41%, 신에너지 0.20%)이다.

9) Stephan Franz, GIZ, Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply, 2016. 보고서는 주요국의 재생에너지 지원 정책 변화에 대해 다루고 있다. 특히 소비자 영역(self-supply)의 정책 변화 경향에 대해 정리하고 있다.

10) 현재는 제4차 신재생에너지기본계획에 따라 신재생에너지의 연구개발, 보급, 산업화가 진행되고 있다. 신재생에너지의 연구개발은 한국에너지기술평가원이 맡고 있으며, 보급과 산업화는 한국에너지공단 신재생에너지센터가 주관기관이다.

그러나 재생에너지에 대한 국제 분류 기준에 따라 폐기물과 신에너지를 제외하면 재생에너지 보급률은 1차에너지(287,479천toe) 대비 1.6%이며, 최종에너지(218,608천toe) 대비 2.1%이다. 재생에너지 전력 비중은 2.41%이다. 이는 2015년 OECD 국가의 평균 재생에너지 비중 23.5%에 비해 매우 초라한 실적이다.



<그림 2-7> 우리나라 신재생에너지 원별 생산량 및 전년대비 비교(2015)
(출처: 에너지공단 신재생에너지센터 홈페이지)

<표 2-2>는 우리나라 신재생에너지 잠재량이다. ‘부존잠재량’은 한반도 전체에 부존하는 잠재량을 말한다. ‘가용잠재량’은 에너지 활용을 위한 설비가 입지할 수 있는 지리적 여건을 고려한 값으로 활용 가능한 에너지량을 의미한다. ‘기술적 잠재량’은 현재의 기술 수준으로 생산할 수 있는 에너지량을 나타낸 값으로 기기의 시스템 효율 등을 적용한다.

<표 2-2>에서 보는 바와 같이 부존잠재량은 2조3,642억여toe이며, 가용잠재량은 1,637억toe, 기술적 잠재량은 17억5천3백toe이다. 기술적잠재량은 우리나라의 2015년 1차 에너지 소비량 2억8천5백만toe의 6배 정도이다. 최

11) 2015년 폐기물과 신에너지를 제외하고 태양광 3,979,159MWh, 풍력 1,342,439MWh, 수력 2,150,013MWh, 해양 496,354MWh, 바이오 5,546,583MWh를 합하여 13,514,549MWh임. 이는 2015년 총 전력생산량 560,973,575MWh의 2.4%이다.

근 보급이 활발한 태양광에너지 잠재량 5억8천5백toe와 풍력에너지 잠재량 3억toe를 합하면 2015년 1차 에너지 소비량의 세 배가 넘는다.

<표 2-2> 우리나라 재생에너지 잠재량

(단위 천toe)

구분	부존잠재량	가용잠재량	기술적 잠재량	비고
태양광에너지 태양열에너지	11,159,495	3,483,910	585,315	변환효율 15%
			870,977	변환효율 25%
풍력 에너지	육상 121,433	24,293	8,097	2MW발전기
	해상 172,781	60,813	22,264	3MW발전기
수력에너지	126,273	65,210	20,867	
바이오에너지	141,855	11,656	6,171	임산,농부산,축산,도시폐기물 2010기준
지열에너지	2,352,347,459	160,131,880	233,793	심부지열
해양 에너지	조력		2,559	
	조류		288	
	파력	352,000	17,600	3,500
총계	2,364,421,296	163,795,362	1,753,831	

(출처: 한국에너지기술연구원 홈페이지)

재생에너지 잠재량은 기술 의존적이다. <표 2-2>에서 보는 바와 같이 태양에너지는 변환효율에 따라 잠재량이 달라진다. 태양광에너지 변환효율이 15%에서 30%로 상승하면 잠재량은 두 배 늘어난다. 풍력에너지는 풍력발전기 크기에 따라 변한다. 2MW 풍력발전기 대신 4MW 풍력발전기를 세우면 잠재량은 늘어난다. 지열에너지, 해양에너지의 조력발전과 조류발전은 계산하기 위한 전제와 조건에 따라 그 잠재량이 달라진다. 바이오에너지와 우리나라의 기후, 지리 여건 상 잠재량이 크지 않다.

정부는 2030년 발전량의 20%를 재생에너지전력으로 공급하겠다는 목표를 제시하였는데 태양광발전 설치면적에 대한 문의가 많다. 2016년 전력생산량 540TWh의 10%인 54TWh를 생산하기 위한 태양광발전 설비 규모와 면적은 아래와 같다.

우리나라에서 태양광발전 1kW는 $1\text{kW} \times 365\text{일} \times 24\text{시간} \times 0.15\% = 1,314\text{kWh}$ /년을 생산한다. 54TWh를 1,314kWh로 나누면 태양광발전설비 41.09GW가 필요하다.

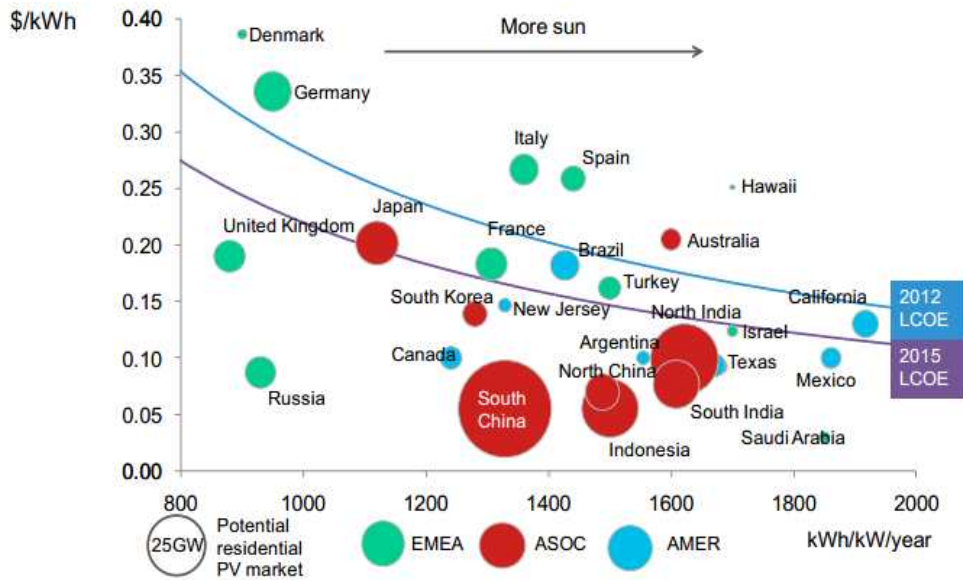
2017년 기준 태양광발전 1kW 설비는 대략 334W 모듈 3장이면 된다. 모듈효율 17%인 이 모듈¹²⁾ 사이즈는 가로 1m × 세로 2m 이다. 1kW 설치하는데 모듈 3장, 6m²가 필요하지만 그림자를 감안한 이격거리를 생각하면 10m²가 필요하다. 태양광발전 1kW 설치 면적이 10m²라면 1GW 설치 면적은 10km²이다.

결국 태양광발전으로 41.09GW 설치하려면 필요 면적은 410.9km² 이다. 그러나 향후 모듈효율이 향상되면 필요 면적은 그만큼 줄어들 것이다.

<그림 2-8>은 블룸버그(2015)의 일사량조건, 해당 국가의 전력가격과 태양광발전 시스템의 가격 변화에 따른 그리드 패리티¹³⁾ 관계이다. 그리드 패리티는 해당국가의 일사량이 좋을수록, 전력가격이 높을수록 빨리 도래한다. 독일과 일본은 우리나라보다 일사량이 좋지 않지만 전력가격이 높아 이미 그리드 패리티에 도달하였다. 우리나라는 독일, 일본보다 일사량이 좋지만 전력가격이 낮아 태양광발전의 그리드 패리티가 늦다. 최근 태양광발전 가격 하락 추세를 볼 때 우리나라도 2020년대 초반에 그리드 패리티에 도달할 것으로 전망된다.

12) 국내 A 회사의 모듈은 정격출력 345-360W, 효율최대 18.1%, 치수 1994mm × 1000mm × 35mm (프레임 포함), 중량 24kg이다.

13) Grid-Parity는 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전단가가 기존의 화석연료 발전단가와 같아지는 시점을 말한다.



<그림 2-8> 태양광발전 그리드 패러티와 전력 가격, 일사량 관계
(출처: 블룸버그, 2015)

우리나라에서 지속가능한 에너지 시스템으로의 전환을 위해서는 태양광발전뿐 아니라 풍력발전이 함께 집중적으로 개발되어야 한다. 낮에만 발전하는 태양광발전만으로 밤의 전력수요를 감당하기 어렵기 때문이다. 수력발전과 바이오발전은 급전 가능한 전원으로 태양광발전, 풍력발전의 변동성을 보완하기 위해서도 최대한 개발되어야 한다.

<표 2-3>은 2014년 전력거래소 자료를 활용하여 한전 자회사 6곳과 민간발전사업자의 풍력발전 이용률(Capacity factor)을 계산한 표이다. 한전 자회사 6곳의 이용률이 낮은 이유는 남동발전의 영흥풍력은 우리나라 풍력발전기의 테스트 베드로 활용 중이며, 중부발전의 양양 양수, 동서발전의 영광지산풍력, 한수원 고리풍력은 상업용이 아닌 실험용으로 각 1기씩 설치되어 있기 때문이다.

상업용인 남부발전의 이용률 27.3%, 25.8%와 민간발전사업자의 평균이용률 24.3%는 세계풍력발전 평균이용률 21%, 중국풍력 20%, 독일풍력의 18%에 비해 대단히 좋은 실적이다. 풍력발전 평균이용률에는 이용률이 높은 해상풍력이 포함된 수치인데, 우리나라는 육상풍력만의 실적이며, 아직 풍력발전 개발 초기단계여서 풍속자원이 좋은 지역부터 개발되는 특성을 감안해도 우리나라가 풍력발전 자원 잠재량이 상당하다는 반증이다.

<표 2-3> 우리나라 회사별 풍력 이용률(2014)

구분	남동 (영흥 풍력)	중부 (양양 양수)	남부 (한경 풍력)	남부 (성산 풍력)	동서 (지산 풍력)	한수원 (고리 풍력)	민간 발전사 (풍력)
발전용량 (kW)	46,000	3,000	21,000	20,000	3,000	750	460,843
전력생산 (MWh)	41,261	5,221	52,763	52,306	3,465	463	980,149
이용률 (%)	10.2	19.9	27.3	25.8	13.2	11.7	24.3

(출처: 전력거래소 자료, 재구성)

한국풍력발전산업협회 직원은 “우리나라는 풍력의 자연자원 잠재량이 부족한 것이 아니고 우리의 제도와 인식이 부족하다.”며 인허가를 위한 관련 제도 개선을 촉구하면서, “우리나라는 석탄발전, 원자력발전은 정부가 하는 일이고, 태양광발전, 풍력발전은 민간업자들이 하는 일”로 인식하는 주민들의 민원 때문에 더욱 힘들다고 토로한다. 우리나라에서 풍력발전 보급이 활발하게 보급되기 위해 정부의 확고한 의지가 있어야 하며, 발전사업 인허가 규제완화와 주민수용성 제고가 이루어져야 함을 강조하고 있다.

제2절 재생에너지와 전력계통의 유연성 확대방안

재생에너지 보급이 잠재량이 크고, 기술발전이 빠른 태양광발전, 풍력발전 중심으로 높아짐에 따라 전력계통의 안정성이 위협을 받게 되므로 이들의 출력특성에 맞춘 전력계통의 안정화 대책이 요구되고 있다. 이번 절에서는 IEC¹⁴⁾(2016) 보고서를 중심으로 재생에너지 보급 선진국들의 변동성에 대한 대응을 재생에너지 생산예측과 운영능력 제고, 기존 전통적 발전의 유연화, 전력망 확장, 전력수요반응 확대, 전력저장 확대의 다섯 가지 주제별로 정리하였다.

1. 재생에너지 발전량 예측과 운영능력 제고

태양광발전과 풍력발전의 출력변동이 기존 전력계통의 유연성(flexibility) 범위 내에서는 문제가 되지 않지만 일정 한도를 넘어서면 전력계통의 안정을 위해 필요한 조치들이 취해져야 한다.

일정 규모 이상의 태양광발전과 풍력발전에는 전력계통 안정을 위해 필요한 기술 채택을 의무화하고 있다. 예를 들어 전압/무효전력 통제와 조절(Voltage/Var control and regulation), 고장 탐구(Fault ride-through), 유효전력 통제(Active power control), 발전 증강과 감축(ramping and curtailment), 1차 주파수 조절(Primary frequency regulation), 단락 전류 제어(Short-circuit current control) 등이다.

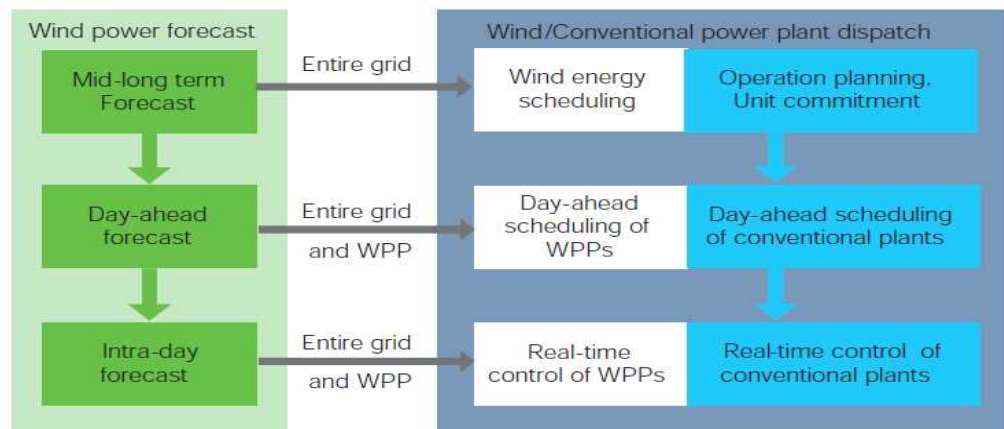
태양광발전은 전력소비지에서 주로 설치되고, 풍력발전보다 변동성이 작아 상대적으로 계통에 미치는 영향이 풍력발전보다 작다.

재생에너지 생산예측 모델링 프로그램 역시 발전하고 있다. 개별 발전단

14) 1906년에 설립된 IEC (International Electrotechnical Commission)는 모든 전기, 전자 및 관련 기술에 대한 국제 표준의 준비 및 출판을 위한 세계 최고의 기관이다.

지 생산예측에서 시스템 전체의 생산예측까지 발전하고 있다. 한 달 또는 일주일 전의 중단기예측(Short-middle term Forecast)과 하루전예측(Day Ahead Forecast), 실시간예측(Real Time Forecast)으로 구분하여 예측하고 있다.

<그림 2-9>는 중국의 풍력발전을 고려한 시스템 운영(출처:IEC)이 어떻게 이루어지고 있는지를 보여주는 그림이다. 중장기 예측, 하루 전 예측, 당일 예측을 통해 풍력발전량을 예측하고 이에 맞추어 전통적 발전원의 발전량을 계획하고, 실시간 전력수급 균형을 이루는 방식이다.



<그림 2-9> 중국의 풍력발전 통합시스템 구조

(출처: IEC, 2012)

<표 2-4>는 풍력발전 선진국의 발전 예측 프로그램을 예시한 것이다. IEC(2012)에 따르면 최근 풍력발전 예측 프로그램의 36시간 전의 개별 풍력발전단지의 생산 예측 오차는 10~20% 수준이다. 풍력발전량 예측은 예측 지역 범위가 넓어질수록 오차는 작아지며, 예측 시간이 가까울수록 정확도가 높아진다. 1~2시간 전의 개별 풍력단지 발전 예측 오차범위는 5~7%이다.¹⁵⁾

15) IEC, 2016, pp. 44-45,

<표 2-4> 풍력발전 발전량 단기 예측 프로그램

프로그램	개발자	방법	사용국가	개발 년도
Prediktor	RISO national Lab.(DK)	Physical	스페인, 덴마크, 독일, 미국	1994
WPPT	IMM, Technical University of Denmark	Statistical	덴마크	1994
Previento	University of Oldenburg and Energy & Meteo System(DE)	Physical	독일	2002
AWPPS	Armines/Ecole des Mine de Paris	Statistical Fuzzy-A NN	아일랜드, 그리스, 포르투갈	1998, 2002
Sipreolico	University of carlos III, Madrid:Red Electrica de España	Statistical	4GW, 스페인	2002
Local Pred- RegioPred	CENER(ES)	Physical	스페인	2001
Cassandra	Gamesa(ES)	Physical	스페인, 포르투갈, 미국	2003
GH Forecaster	Garrad Hassan(UK)	Physical and Statistical	스페인, 영국, 미국, 호주	2004
eWind	Truewind(USA)	Physical and Statistical	스페인, 미국	1998
AWPT	ISSET(DE)	Statistical, ANN	15GW, 독일	2001
AleaWind	Aleasoft(ES)	Statistical	스페인	2004
Meteorologica	Mba	Physical	스페인	2004
WPFS	CEPRI	Physical and Statistical	중국	2009

(출처: IEC, 2012)

2. 전통적 발전의 유연성 개선(Conventional Generation Flexibility)

전력계통의 안정을 위해 수요반응, 전력저장, 재생에너지의 유연성을 강조하지만 기존 발전원의 유연성 개선이 현재로서는 가장 경제적인 수단으로 평가받고 있다. 현재의 재생에너지 통합도 기존 전력계통의 유연성 범위 안에서 대부분 이루어지고 있다.

IEC(2012)에 따르면 기존 발전의 유연성은 세 가지 기술적 특성으로 정해진다. 첫째, 기존 발전의 빠른 기동(Start-up) 또는 탈락(Shut down) 능력을 뜻하는 기동능력(Cycling Capability)이다. 둘째, 주어진 시간에 출력을 키우거나 줄일 수 있는 조정능력(Ramping Capability)이다. 셋째, 정격 출력보다 낮은 운전 가능한 최소출력수준을 말하는 부분부하능력(Partial Loading Capability)이다.

저수지를 가진 양수발전은 유연성이 매우 높다. 정지 상태에서 수 분 안에 정격 출력에 도달할 수 있으며, 출력 조정능력도 뛰어나다. 부분부하능력은 0%~100%라고 할 수 있다. 다만 우기 전기 등이 있거나 가뭄, 홍수 등 수량에 따른 계절적 특성은 고려되어야 한다.

가스복합발전과 가스엔진발전 모두 유연성이 크지만 가스엔진발전의 유연성이 더 크다. 일반적으로 가스엔진발전은 100~150MW 올리는데 10분 정도 소요된다면 가스복합발전은 60~80분이 소요된다. 새로 개발된 가스복합발전 설비는 150MW 올리는데 10분이 소요되며, 최대부하까지 올리는데 30분이 소요된다. 출력조정 능력은 8%/min이다. 최저부하 운전은 에너지 소비 효율에서 손실이 발생하지만 최저 20%까지 가능하다.

석탄발전은 제한된 운전 유연성을 갖는다. 석탄발전을 기동하거나 끄는데 몇 시간이 소요된다. 석탄발전의 출력 조정능력은 1~3%/min 이며, 최저부하 운전은 정격출력의 70~80%이다. 최근 새롭게 개발된 석탄발전의 출력 조정 능력은 5%/min 정도이며, 정격용량 대비 40%까지 가능하지만 출력이

낮아지면 에너지소비효율이 떨어져 발전비용이 상승한다. <표 2-5>는 IEC가 조사한 초임계 표준석탄발전소의 출력변동에 따른 연료소비량이다.

<표 2-5> 표준 석탄발전소의 출력에 따른 연료소비량

부하 수준 (정격용량 대비)	표준 석탄 소비(g/kWh)	
	1,000MW 초임계 발전	600MW 초임계 발전
40%	306	311
60%	298	303
75%	287	290
100%	282	284

(출처: IEC, 2012)

원자력발전은 아주 제한적인 유연성을 갖는다. 대부분 정격운전을 하도록 설계되었으며,¹⁶⁾ 출력조절운전이 가능한 형식이 따로 있다. 원자력발전은 기동하는데 며칠이 소요된다. 출력조정운전이 가능한 형식도 안전 및 경제적인 이유로 거의 하지 않는다.¹⁷⁾ 최신 원자력발전은 한 시간 안에 20% 출력을 줄일 수 있으나 정격 출력으로 상승시키기 위해서는 6~8시간이 필요하다고 한다. 원자력발전은 출력 조절이 아직 자동화되지 않았고, 어느 나라에서나 기저부하 담당이며, 정격출력으로 사용되고 있다.

재생에너지의 공급이 확대되기 위해서는 재생에너지 공급량에 맞추어 급전가능전원인 수력발전, 가스발전의 확대가 병행될 필요가 있으며, 기존 석탄발전과 원자력발전은 기술적 특성을 개선하여 유연한 발전이 가능하도록 변화시킬 필요가 있다.

16) 전력거래소, 전영환, 기저 발전기 및 신재생 전원확대에 따른 계통안정운영 방안에 관한 연구, 2011. <표 2-3> 우리나라 원자력 발전기 모델 및 특성을 보면 우리나라의 2024년 까지 건설되는 원자력발전은 일일부하 추종 및 주과수 추종이 불가하다.

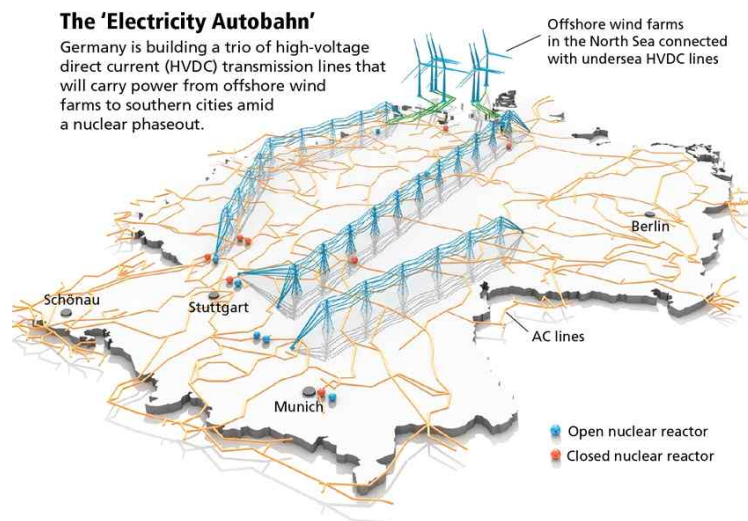
17) 경제적인 이유에는 전력 생산량을 줄임으로 입는 손해와 출력을 조절함으로써 발생하는 열팽창에 의한 기계적 마모(Physical wearing and tearing)에 따른 플랜트의 수명 단축까지 포함된다.

3. 전력계통 확장(Grid Expansion)

재생에너지 보급 선진국은 재생에너지법 및 관련 규정을 통해 송배전사업자에게 재생에너지 연결을 우선하도록 의무화하고 있다.

2017년 독일의 발전설비는 태양광 41.55GW, 육상풍력 46.71GW, 해상풍력 4.43GW, 가스 29.89GW, 석유 4.19GW, 무연탄 38.32GW, 갈탄 20.90GW, 원전 10.80GW, 바이오매스 7.07GW, 수력 5.60GW이다. 재생에너지 발전량은 30% 수준이다.

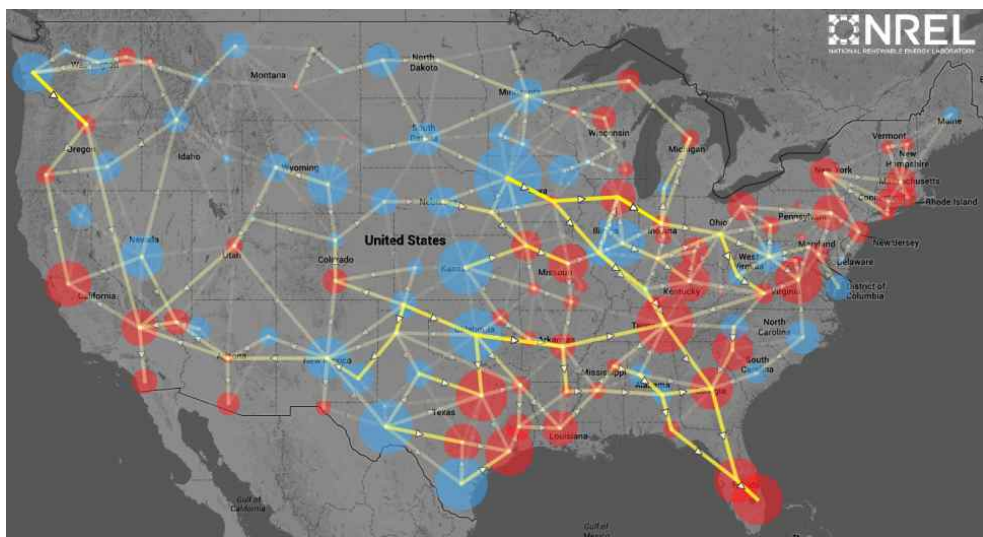
<그림 2-10>에서 보듯이 독일은 북해와 북부 독일의 풍력전력을 원자력 발전소를 폐쇄하고 전력부족이 예상되는 남부의 중공업 지대로 전송하기 위해 총 3,600km에 다하는 송전망 확대 계획을 수립하였다. 2013년 6월 100억 달러 규모의 예산이 승인되어 HVDC Corridor A,C,D 송전망을 확장하고 있다. 이 외에도 주변국과 전력을 송수신하기 위한 전력선 확장공사도 진행되고 있다.



<그림 2-10> 독일의 송전선로 확장 계획
(출처: www.entsoe.eu)

미국은 2003년 7월 향후 100년을 향한 전력계통 계획인 “Grid 2030”을 발표한 바 있다. 미국은 동부전력망, 서부전력망, 텍사스 전력망으로 크게 구분된다. 미국은 전력망 노후화로 인한 각종 어려움에 봉착해 있다.

<그림 2-11>은 미국 NREL의 2050년 미국 전력의 80%를 재생에너지로 공급하기 위한 장기 전력계통 계획을 보여준다. 2012년 수립된 이 계획은 청색은 전력 송출, 붉은색은 전력 수입을 의미한다. 최근에는 주로 대규모 풍력발전 단지가 개발된 지역으로부터 소비지로의 연결을 위한 송전선로 프로젝트가 여러 곳에서 승인되어 건설되고 있다. 또한 각 주의 전력 회사도 풍력, 태양광 전력 송전을 위한 전력계통을 확장하고 있다.

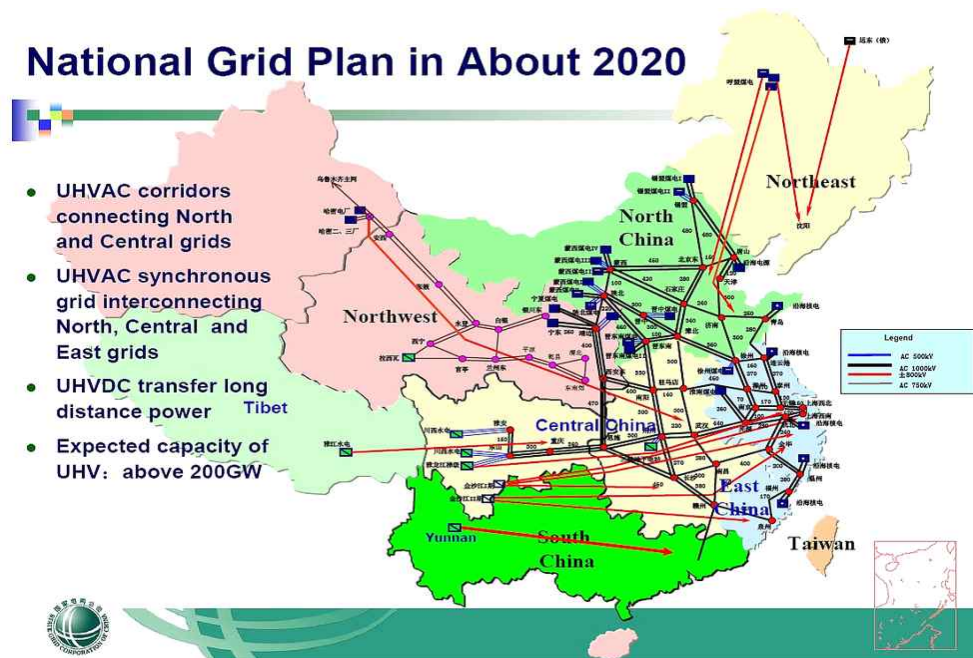


<그림 2-11> 미국의 재생에너지 확대를 위한 송전망 계획
(출처: NREL, 2012)

중국을 세계에서 재생에너지 투자가 가장 활발한 나라이다. 2016년 한해에만 풍력발전은 18GW, 태양광발전은 34GW가 설치되었다. 2016년 중국의 전력 소비는 5920TWh이다. 석탄발전이 3,906TWh(65%), 가스 188TWh(3.1%), 원자력 213TWh(3.5%), 재생에너지 1,488TWh(25%, 수력

1,150TWh, 양수 31TWh, 풍력 241TWh, 태양광 66TWh), 기타 302TWh이다.

<그림 2-12>는 중국의 전력계통 5개년 계획(2016~2020)이다. 중국의 전력계통회사(State Grid Corp. of China)는 2016년부터 2020년까지 전력계통 건설에 2.3조 위안(\$350 billion)을 투자하기로 하였다. 이 계획은 물론 재생 에너지 뿐 아니라 석탄발전, 원자력발전 등의 계통 연결을 위한 투자이다. 직전 5개년 계획에 비해 28%가 늘어난 규모이다. UHVAC(Ultra High Voltage Alternative Current), UHVDC(Ultra High Voltage Direct Current) 등 다양한 송전 관련 기술이 적용되고, 발전하고 있다. 중국은 지속적인 투자에도 불구하고 송전망 연결이 대규모 태양광발전, 풍력발전 건설 속도를 따라가지 못하는 경우도 많다.



<그림 2-12> 중국의 전력계통 확장 5개년 계획(2016~2020)
(출처: SGCC 홈페이지)

우리나라는 전력수급기본계획의 하부 계획으로 송변전설비계획을 수립한다. 제7차 전력계획까지의 송변전설비계획은 기존 전통적 발전을 위한 것이다. 제8차 계획에서 처음으로 재생에너지를 위한 송변전설비계획을 수립하기로 하였다. 우리나라는 재생에너지의 전력계통 연결에 대한 우선권 규정이 없다. <표 2-6>은 우리나라의 송변전 설비 현황이다.

<표 2-6> 우리나라 송변전 설비 현황

구분		1980	1990	2000	2010	2014	2015.6
송전선로 (km)	765kV	-	-	595	835	835	1,014
	345kV	2,044	4,935	7,281	8,580	9,228	9,369
	154kV	10,641	14,497	18,706	21,261	22,357	22,440
	계	12,685	19,432	26,582	30,676	32,420	32,823
변전용량(MVA)		19,108	51,685	125,700	256,318	285,542	295,417
변전소수(개)		378	319	483	731	805	812

※ 송전선로 총 지중선은 3,666 km임(수중선로 포함) (출처: 한국전력 홈페이지)

※ 변전소수는 구내 옥외변전설비 포함, 무인변전소는 681개(무인화율 83.9%)

정부 계획에 반영된 송변전설비계획도 환경, 민원 등의 이유로 제때 송전선로를 건설할 수 있을지 알 수 없는 상황이다.

우리나라는 태양광발전, 풍력발전 발전량이 전체의 2%에도 미치지 못하지만 전력 계통의 접속 연계 문제로 발전사업의 인허가가 불가능한 시·군이 상당하다. 서해안 해상풍력 2.5GW 설치 계획은 지난 2009년 확정하였으나 송전설비 투자를 누가 해야 하는지 정하지 못하고 아직 갈등 중이다.

한국전력은 2016년까지 주파수 조정용으로 ESS 360MWh를 발주하였으며, 2017년까지 500MWh를 설치할 예정이다. 2016년 11월 배전 설비 보강을 위해 ESS 10MWh를 발주하였으며, 향후 발주량을 늘려갈 계획이다. 배전용 ESS는 재생에너지 수용성을 확장하기 위한 것이라고 설명하고 있다.

4. 전력 수요반응(Demand Response)

수요반응(Demand Response)은 기존의 수요 관리(demand side management) 또는 부하 관리(Load management)를 포함하여 시간 요금제(Time-Of-Use)에 이르기까지 최종소비자의 행위 반응을 말한다. 미국의 FERC(2016)는 수요반응을 “전력도매가격이 높을 때 또는 시스템 신뢰성에 위험이 예상될 때 전기 가격의 변화 또는 인센티브를 지불함으로써 소비자가 평상시의 소비 패턴과는 다른 전력 사용 변화를 보이는 것”이라고 정의하고 있다.

수요반응에서는 재생에너지 보급이 확대될수록 재생에너지의 변동성과 불확실성을 보완하는 유연한 자원으로서의 가치가 올라간다. 수요반응에는 중단 가능한 서비스(interruptible service), 전기자동차 통합(electricity vehicle integration), 스마트 미터기와 함께하는 시간제 요금제(time of use with smart metering) 등이 있다. 수요반응은 부하 이동(Load shifting)과 시스템 균형(system balancing)에 도움을 줌으로써 재생에너지 통합에 기여한다.

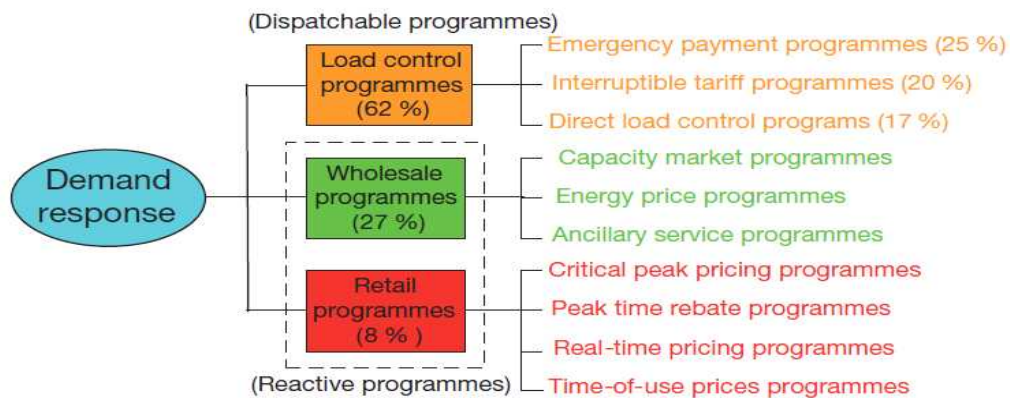
부하 이동은 풍력발전 시간에 맞추어 많이 이루어지고 있다. 피크 시간대가 아닐 때 발생하는 풍력발전의 생산피크는 처리 곤란한데 피크시간대의 부하가 시간이동을 통해 이를 담당하면 그 이익이 크다. 실제로 덴마크, 독일 등은 풍력이 생산피크를 이룰 때 현물시장에서 제로 또는 마이너스 가격이 형성되도록 제도화하고 있다. 초과전력 활용을 위해 전기자동차, 전기히터 등의 일시적 전력 수요자와의 연결도 강화하고 있다.

수요반응을 통한 시스템 안정에 기여하기 위해서는 빠른 반응이 필수적이다. 만일 다수의 소비자를 조직하는 모집매개자(aggregator)가 있다면 이는 가능하다. 재생에너지의 갑작스런 출력변화는 발전 대응만으로 충분하지 않을 수 있다. 상황이 발생할 경우 모집매개자의 지시에 응하도록 소비자가

준비가 되어 있다면 충분히 대처 가능한 일이다. 현재는 에너지 다소비 사업장이 수요반응 시장의 주 고객이지만 모집매개자가 있다면 일반 소비자도 참여할 수 있다.

수요반응 시장은 전력계통 운영 사업자가 직접 컨트롤하는 프로그램, 제3의 모집매개자가 컨트롤하는 급전 프로그램, 그리고 가격 신호 등에 따라 소비자가 자발적으로 참여하는 반응 프로그램으로 나누어 분류할 수 있다. 또한 수요반응 프로그램은 도매 프로그램과 소매 프로그램으로 구분할 수도 있다.

<그림 2-13>는 IEC에서 정리한 미국의 수요반응 프로그램이다. 각 프로그램은 세부 프로그램으로 이루어져 있다. 각각의 피크 저감 기여도는 부하 조절 62%, 도매 프로그램 27%, 소매 프로그램 8%이다. 향후 스마트 미터기가 보급되고 모집매개자의 활동이 활발해질 경우 가정용, 상업용 소비자의 역할이 강화될 것으로 보인다.

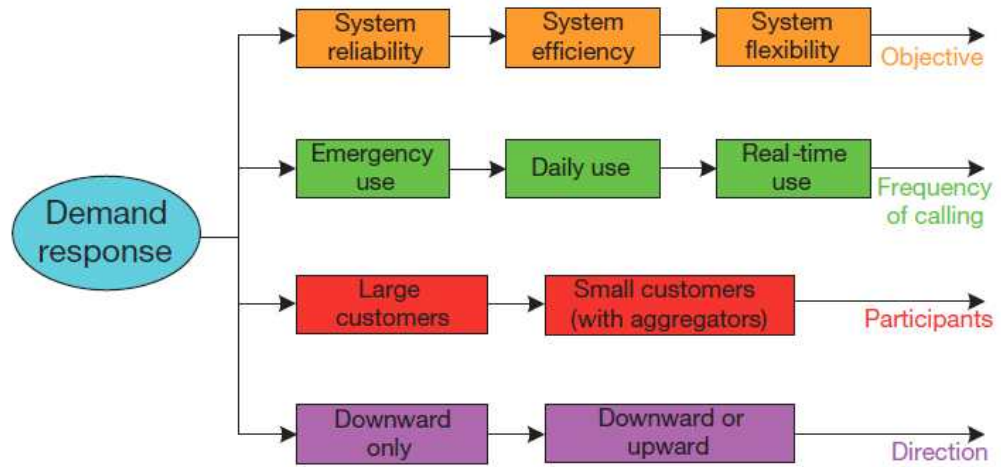


<그림 2-13> 미국의 수요반응 유형

(출처: IEC, 2012)

<그림 2-14>는 IEC의 수요반응 시장의 발전 방향이다. 향후 수요반응 시장은 단순히 시스템의 신뢰성을 보완하는데 그치지 않고 시스템 효율을

높이고 나아가 시스템 유연성을 키우는 방향으로 성장할 것으로 기대된다. 수요반응 시장은 년 중 피크 시간대 뿐 아니라 매일 또는 실시간 사용으로 변화할 것이다. 대규모 사용자에서 중소규모 사용자가 참여하는 방향으로 발전할 것이다. 또한 프로슈머¹⁸⁾가 참여할 경우에는 수요 저감 뿐 아니라 전력 공급에도 참여하게 될 것이다.



<그림 2-14> 수요반응 시장의 발전 방향

(출처: IEC, 2012)

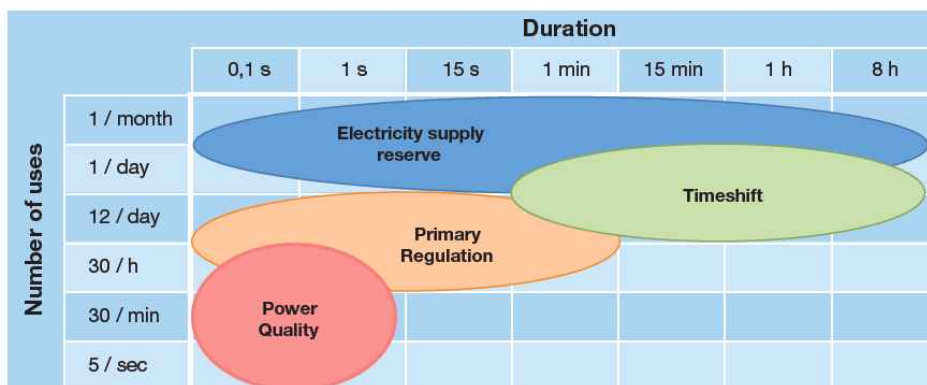
위와 같은 수요반응 시장이 발전하기 위해서는 가격 신호가 가장 효과적이며, 스마트 미터기와 더불어 개별 전력 사용 기기의 모니터링과 제어 기술이 발전해야 한다. 전기자동차가 수요반응 시장에 참여하기 위해서도 관련 정보의 실시간 제공과 원격 제어 기술 개발도 필요하다. 또 이들 거래를 뒷받침하는 적절한 제도 설계도 함께 연구되고 개발되어야 한다.

18) 프로슈머는 전력의 생산자이자 소비자를 말한다. RMI(Rocky Mountain Institution, 2015)에 따르면 재생에너지의 경제성이 좋아지면 소비자 스스로 생산하여 소비하려는 경향이 확대되며, 나아가 남는 전력은 판매하기를 원하게 된다. 프로슈머는 전력 자립율을 높이고, 송변전 설비 투자를 줄이며, 기존 중앙집중적 발전사업자의 매출을 감소시킨다. 프로슈머는 기존 전력계통의 변화를 이끄는 주요 동력 중 하나이다.

5. 에너지 저장 시스템(Energy Storage System)

전력계통에서 전력저장장치가 하는 역할은 매우 다양한 것으로 알려져 있다. 초과전력이 발생할 때 저장했다가 전력부족이 예상될 때 사용할 수 있다. 사고가 발생했을 때 필수 전원을 유지하기 위한 비상발전기의 역할도 한다. 전력계통을 유지 관리하는데 필요한 주파수 및 전압 관리에도 활용되고 있다.

<그림 2-15>는 IEC에서 정리한 전력계통에서 전력저장장치의 역할을 시간 관계에서 설명하고 있다. 주파수, 전압을 관리하는 기능(Power Quality), 1차 조정(Primary Regulation), 여유(Reserve) 전력 역할, 사용 시간 이동(Time Shifting)으로 분류할 수 있다. 최근에는 전력계통 건설이 지체되는 곳에 전력저장 장치를 설치하여 송배전 기능을 보강하는 역할도 수행한다. 계통이 연결되지 않은 독립된 지역에서 전력 품질유지와 전력저장 사용 역할을 한다. 전기자동차를 현실화한 것도 전력저장 기술이다. 최근에는 비상발전기에 배터리가 추가되어 비상발전기 역할도 하고 있다.



<그림 2-15> 전력계통에서 전력저장의 역할

(출처: IEC, 2012)

<그림 2-16>은 IEC의 전력저장기술 분류이다. 기계적, 전기화학적, 화학적, 전기/열 에너지 저장 등으로 분류된다.

양수발전(pumped hydro storage)은 계통에서 다양한 기능을 수행할 수 있으며, 세계 전력저장장치의 대부분을 차지하고 있다. 높이가 다른 두 개의 저수지를 가지며, 전기가 남을 때 물을 퍼올려 저장하였다가 피크시간대 등 필요할 때 발전할 수 있다. 양수발전은 전력시스템의 안정을 위한 조정 전력(Control Power)¹⁹⁾ 역할을 수행하는데 최적이다. 대개 방전시간은 수 시간에서 수일이며, 양수발전 효율은 70~85%이다. 단점은 지형조건과 수량이 바탕이 되어야 한다는 점이다.

압축공기(Compressed air) 저장은 지하의 대규모 공간에 압축공기를 저장하는 것인데 대량의 에너지를 장기간 보관이 가능하다. 그러나 저장 시스템 효율은 50% 미만이다.

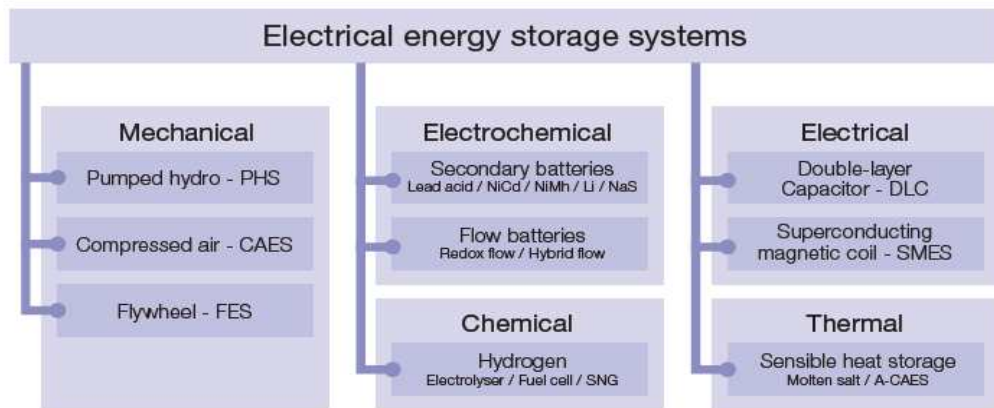
플라이휠은 수력과 더불어 현재 전력계통에서 상용되는 기술이다. 진공용기 안에 회전자가 분당 2만~5만의 일정한 속도로 회전함으로써 에너지를 보존하는 것이다. 1970년부터 상업적 이용을 시작하여 비교적 짧은 시간의 전력계통 주파수 및 전압 관리에 널리 사용되고 있다. 단점은 회전자를 돌리는데 자체 전력 소모가 있으며, 낮은 전류 효율을 나타낸다는 점이다. 그런 이유로 단독 사용되기보다는 복합 사용된다.

2차 전지 중에서 납축전지(Lead acid battery, LA)는 기존 자동차에 사용되는 가장 친숙한 저장장치이다. 보통 1500cycle, 80% DoD²⁰⁾ 경우 6~15년 사용한다. 시스템 효율은 80~90% 정도이다. 상대적으로 저렴한 것이 장점이며, 최근에는 대량생산으로 가격이 더 하락하고 있다. 단점은 높은 출력

19) 조정전력은 전력계통의 안정을 위한 주파수, 전압 관리 및 예비전력(reserve power) 역할 등을 말한다.

20) DoD는 Depth of Discharge의 약자이며, 배터리 정격 용량 대비 방전하는 비율을 말한다.

으로 방전할 경우 사용가능한 용량이 50~70%로 줄어든다는 점과 에너지 밀도가 낮다는 점, 납이라는 독성 물질을 사용한다는 점이다.



<그림 2-16> 전력저장기술 종류

(출처: IEC, 2012)

리튬이온전지(Li-ion battery)는 2000년 이후 가장 주목받는 저장장치이다. 휴대용 기기와 전기자동차에 적용되는 지배적인 기술이며, 기술발전과 대량생산에 의한 가격하락 속도도 빠르다. 최근에는 전력계통에도 적용 사례가 늘고 있다. Li-ion 전지의 최대 3.7 볼트의 높은 셀 전압 레벨은 NiCd, NiMH 기술의 최대 1.2 볼트와 비교해볼 때 큰 장점이다. 또한 무게 및 부피 당 에너지 밀도가 좋다. 또한 에너지 소비 효율도 95~98%의 높은 효율을 나타낸다. 방전(discharge) 시간도 초 단위에서 주 단위까지 넓다. 사실 전력계통에 사용하기에 필요한 모든 조건을 가지고 있다. 대개 5000cycle, 80% DoD 기준 10~15년 사용한다. 단점은 아직 가격이 비싸다는 점과 열 팽창에 의한 안전성 이슈가 동반된다는 점이다.

금속공기배터리(Metal air battery, Me-air)는 순수 금속으로 이루어진 음극과 무제한의 산소 공급이 가능한 공기와 연결된 양극으로 이루어진다. 여러 금속공기전지 중에서도 리튬공기전지가 이론적 에너지 밀도가 가장 높

은 11.14kWh/kg 이다. 이는 가솔린의 10.15kWh/kg 보다 높고 다른 배터리 타입의 100배 수준이다. 아연공기전지의 이론적 에너지 밀도는 1.35kWh/kg 이다. 아직 시장성을 확보하지 못하고 있는 금속공기배터리는 최근 몇 가지 기술적 성과를 나타내며, 미, 일의 몇 개 기업에서 대량 생산 계획 일정을 내놓고 있어 주목받고 있다.

나트륨황전지(NaS battery)는 대용량 배터리로 알려져 있다. 2차 전지로서는 전력계통에 제일 먼저 대량으로 적용된 기술이다. 섭씨 300~350 도 사이에서 작동하며, 4,500cycle 방전시간 6~7.2 시간, AC기반 충방전 효율 75%이다. 이 기술은 1990년 경 일본회사에 의해 상품화되었다. 하나의 최소 모듈 단위가 50kW, 300~360kWh이다. 20개 모듈을 함께 묶어 1MWh, 6~7.2MWh를 기본 단위로 판매하고 있다. 하루 사이클을 보이는 전력계통에 유용하며, 전력 품질 유지에 적당하다. 단점은 고온을 유지해야 하므로 자체 전력 소모가 크다는 것이다. 일본, 독일, 프랑스, 미국, 중국, UAE 등 여러 나라에서 사용 중이다.

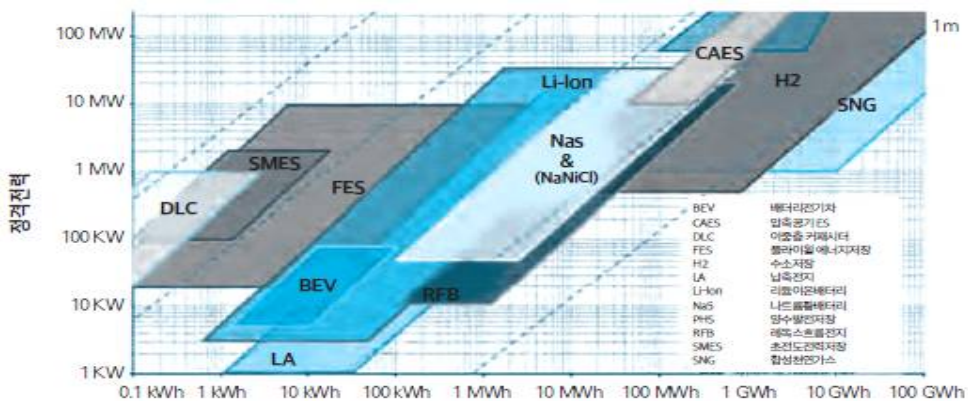
흐름전지(flow battery)는 전통적인 2차 전지가 전극의 활성 물질에서 충방전을 하는 것과 달리 액체 전해액 탱크에 저장되고, 전기 활성이 크고 작용에 따라 전기화학적으로 충방전한다. 1970년대 NASA에 의해 개발되어 장기 우주선에 적용된 기술이다. 최근 다시 전력저장기술로 주목받고 있으며, 몇 시간, 몇 일을 견디는 MWh 단위의 대용량 저장에 적합한 기술이다. 흐름전지는 레독스 흐름전지와 하이브리드 흐름전지 두 종류가 있다. 상업적으로 활용되는 것은 vanadium 레독스 흐름전지이다.

수소(hydrogen)는 에너지원이 아니고 에너지 전달자이다(DOE 홈페이지). 수소의 생산방법에는 물 분해와 가스 개질, 정유과정이나 제철과정에서의 부산물 등 여러 가지가 있다. 수소는 연료전지를 통해 공기 중 산소와 반응하여 전기와 열을 생산한다. 또는 합성천연가스(synthetic natural gas)의

원료가 되기도 한다. 수소 자체로 저장하거나 합성천연가스로 변환시켜 장기 저장에 사용된다. 그러나 에너지 저장 효율은 30% 이하이다.

직접적인 전기저장장치로 슈퍼캐패시터라 불리는 DLC(electrochemical Double Layer Capacitor)와 초전도자석 저장장치(SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage)가 있다. 슈퍼캐패시터는 거의 무제한의 주기 안정성과 극도로 높은 전력 용량을 가지고 있다. 빠른 충방전, 장 수명, 고 신뢰, 다양한 환경 사용의 특징을 갖는다. 100만 주기의 사용이 가능하며, 사용에 따른 효율 저하는 발생하지 않지만 5~6년 마다 용매를 갈아주어야 하는 단점이 있다. 에너지 효율은 90% 내외이며, 방전시간은 수 초에서 수 시간이다. 짧은 충방전을 많이 하는 시스템에 적합하며, 장기 저장은 높은 자기 방전, 낮은 에너지 밀도, 높은 가격 특성으로 적합하지 않다. 초전도자석 저장은 아직 소규모만이 상업적으로 사용 가능하며, 정밀한 반도체 칩 제조 공정에 부분적으로 활용되고 있다.

<그림 2-17>은 IEC에서 정리한 각 전력저장기술의 전력계통에서 활용되는 범위를 나타낸다. 각 기술별 특징이 달라 전력계통에서의 활용도 각기 다르다.

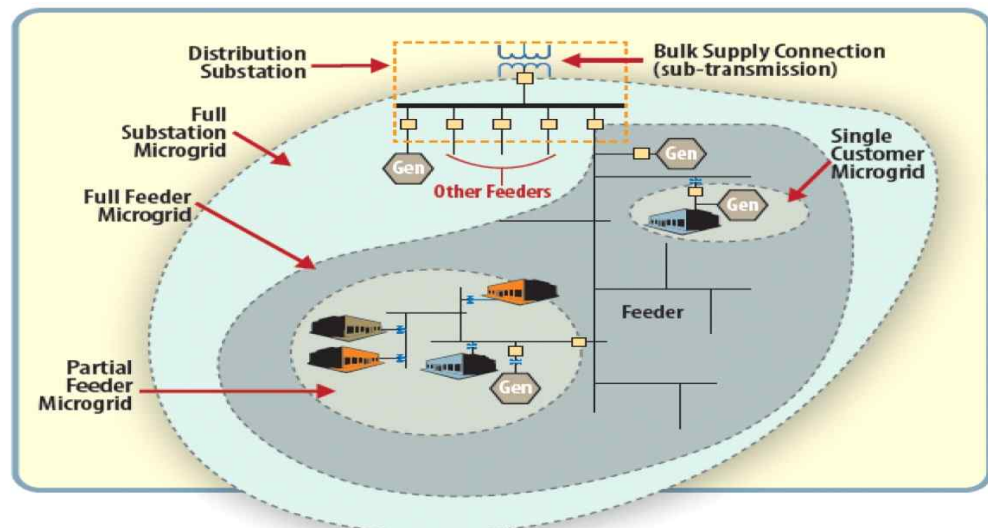


<그림 2-17> 전력저장기술의 정격전압과 에너지 함량
(출처: IEC, 2012)

제3절 재생에너지와 마이크로그리드 확산

1. 마이크로그리드 정의

마이크로그리드는 전력을 자급자족할 수 있는 소규모 스마트그리드 시스템이다. 명확하게 구분된 범위의 전력계통으로서 자체 내의 발전을 통해 전력 수요를 해결하는 독립적으로 운전 가능한 소규모 전력계통이다. 마이크로그리드는 보다 큰 상위 전력계통과 연결하여 운영할 수도 있고 분리하여 독립적으로 운영할 수도 있다. 여기에서 발전원은 분산전원으로 태양광, 풍력, 디젤, CHP(Combined Heat and Power), 소수력, 바이오발전 등을 말한다. 최근에는 에너지저장장치(ESS)가 추가되어 전력계통 안정과 재생에너지의 확산에 기여하고 있다. <그림 2-18>은 DOE의 홈페이지의 마이크로그리드 개념도이다.



<그림 2-18> 마이크로그리드 개념
(출처: DOE 홈페이지)

마이크로그리드는 원래 외부로부터 전력 공급이 중단되었을 경우 필수적인 전력을 자체 공급하기 위한 시도에서 시작되었다. 그러나 최근에는 활용범위가 넓어지고 다양해졌다. 마이크로그리드는 전원 미보급 지역의 전력 공급 수단, 에너지 효율 향상, 재생에너지 공급 수단으로 활용되고 있다.

우리나라 산업부는 마이크로그리드를 다음과 같이 정의하고 있다.

“마이크로그리드란 특정 지역 안에서 자체적으로 전력생산과 소비를 할 수 있도록 구축한 소규모 전력계통으로, 태양광·풍력과 같은 신재생에너지, 열병합발전·연료전지 등 분산형 전원을 자체 발전원으로 이용하고, 수요자는 스마트 미터와 같은 최신기기를 이용해 에너지 사용을 효율화하면서, 전력계통(그리드) 관리자는 에너지관리시스템(EMS)과 에너지 솔루션을 이용해 마이크로그리드 시스템 전체를 관리하는, 온실가스 감축 잠재력이 큰 미래형 에너지시스템이다.”

미국의 에너지부는 마이크로그리드를 다음과 같이 정의하고 있다.

“마이크로그리드는 분산전원과 상호 연결된 부하의 그룹으로서 명확하게 경계를 갖는 전력계통의 관점에서는 컨트롤 가능한 개체이다. 마이크로그리드는 전력계통과 연결되어 운영할 수도 있고 독립적으로 운영할 수도 있다.”

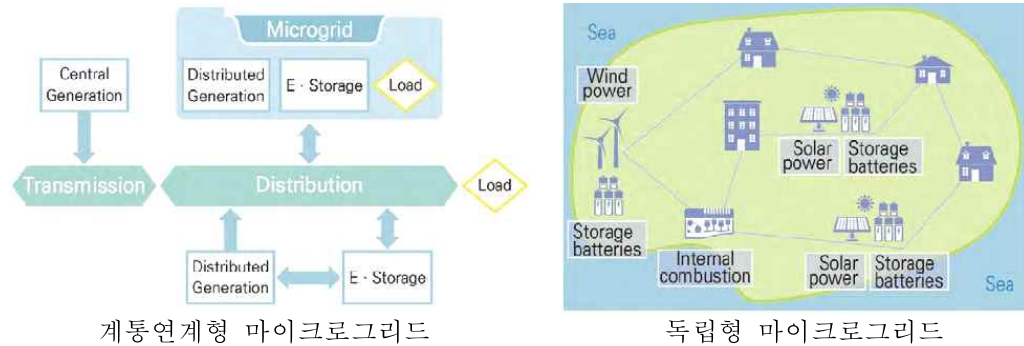
2. 마이크로그리드 종류

마이크로그리드는 기준에 따라 다양하게 분류할 수 있다. 중앙전력계통과의 관계에 따라 계통연계((On-Grid))형과 독립(Off-Grid)형으로 분류할 수 있다.

계통연계형은 보통 보다 큰 전력계통에 연결되어 운전하며, 필요에 따라 독립적인 운전이 가능한 모델이다. 일반적으로 보다 큰 전력계통은 작은 마이크로그리드에 대해 가상발전소(virtual power plant) 역할을 하므로 서로

연결할수록 유연성이 커진다고 이해한다.

독립형은 중앙전력계통을 연결하기가 어려운 섬이나 외진 지역에 독립적으로 전력을 생산하고, 소비하는 전력계통을 말한다. 주로 디젤 발전이 이용되며, 최근에는 풍력발전, 태양광발전 등의 분산전원과 배터리 등 에너지 저장장치가 결합하고 있다.



계통연계형 마이크로그리드

독립형 마이크로그리드

<그림 2-19> 전력계통과의 관계에 따른 마이크로그리드 분류
(출처: 에너지신문, 2016. 9. 6)

마이크로그리드는 목적에 따라 분류할 수 있다. 첫째, 전력 공급 안전성 (security) 차원에서 마이크로그리드를 구축할 수 있다. 허리케인 등의 기상 재해, 지진 등의 자연 재해, 테러리스트의 물리적·사이버 공격 등 외부의 사고로부터 자체 내의 핵심시설(군 기지, 병원, 데이터뱅크 등)에 안정적 전력공급을 목적으로 구축된다. 그동안 디젤이나 CHP 등이 많이 적용되었으나 최근에는 태양광발전과 배터리 저장이 확대되는 추세이다.

둘째, 재생에너지가 확대되면서 해당 지역의 계통안정을 위해 마이크로그리드가 구축된다. 대형 풍력단지에 전력저장장치를 설치하여 출력을 안정화하고, 초과되는 전력이 발생할 때에는 이를 저장한다. 유럽이라는 거대 전력계통에 연결되어 있는 독일과 스페인도 신규 송전선로를 구축하여 더 큰 전력계통에 연결하기도 하지만 저장을 통해 문제를 해결하기도 한다.

셋째, 마이크로그리드는 비 피크 시간대에 전력을 저장하고, 이를 피크시간대에 사용함으로써 에너지 효율성 제고에 기여할 수 있을 뿐만 아니라 자체적인 수요반응 프로그램을 구축, 운영함으로써 에너지 효율 개선에 기여할 수 있다. 그리고 매크로그리드에 연결되어 있을 경우 마이크로그리드 자체가 하나의 컨트롤이 가능한 부하(load)이자 전원(source)으로써 효율 개선에 기여할 수 있다.

넷째, 아프리카와 동남아시아의 전원 미보급 지역에 태양광발전+배터리 마이크로그리드를 통한 전원 보급이 확대되고 있다. 그 수준도 랜턴, 전등, 스마트폰 충전 등의 초보 수준에서 일반 전등, 텔레비전, 팬 등을 활용하는 보통 수준, 그리고 냉장고, 에어컨 등을 활용하는 높은 수준으로 구분된다. 마이크로그리드는 전력사용량 크기에 따른 분류도 있지만, 전력 품질 수준에 따른 분류도 있다.

다섯째, 전기자동차 활용을 위한 특수 목적 등에 마이크로그리드가 이용된다. 전기자동차의 확산은 충전소의 확산을 동반하며, 특히 급속충전을 위해서는 높은 전압의 전력을 사용해야 하는데, 동시에 여러 대가 충전을 할 경우 등 해당 지역의 전력계통 유지를 위해 마이크로그리드가 활용된다. 전기자동차의 충전을 의미하는 G2V(Grid to Vehicle)와 자동차 배터리를 가정에 공급하는 V2H(Vehicle to Home)의 시스템도 마이크로그리드이다.

여섯째, 캠퍼스 마이크로그리드, 친환경에너지 타운, 타운형 마이크로그리드, 빌딩형 마이크로그리드 등 에너지 안정적 공급, 재생에너지 사용, 에너지 효율성 제고라는 복합 목적의 마이크로그리드가 있다. 이 모두는 마이크로그리드 안에 재생에너지 등 분산 전원과 전력저장장치, 에너지관리시스템(EMS, energy Management System)을 갖추고 있다. 매크로그리드와 연결되어 에너지 효율성을 높이고, 필수 시설에 대한 안정성을 높일 수 있다.

마이크로그리드의 운영 주체가 누구냐에 따라 마이크로그리드를 분류할 수 있다. 첫째, 우리나라 한전 같은 전력공급기관이 운영하는 모델이다. 우리나라 육지의 전력계통과 연결되지 않은 주요 63개 섬의 발전, 송배전, 판매 모두를 한전이 책임지고 있다. 둘째, 민간(private)이 발전, 송배전, 판매를 담당하는 형태로 아프리카, 동남아 등에 많이 분포한다. 우리나라 10가구 이하 소규모 섬의 민간 운영 섬이 이에 해당한다. 셋째, 해당 지역 동동체(Community)가 공동으로 소유하고 관리하는 모형이다. 우리나라 지자체 관리 42개 섬이 이와 유사하다고 할 수 있다. 넷째, 하이브리드 : 기관과 민간, 기관과 공동체, 민간과 공동체가 융합(hybrid)된 관리 주체를 말한다.

이밖에 미국 DOE는 전력의 크기에 따라 10kW 이하를 가정용(residential), 10kW~50kW를 소규모 상업용(small scale commercial), 50kW~5MW를 상업용(commercial)으로 분류하기도 한다.

또 마이크로그리드 구성 전기 시스템에 따라 직류(DC) 마이크로그리드, 교류(AC) 마이크로그리드, 하이브리드(DC-AC) 마이크로그리드로 분류하기도 한다.

3. 마이크로그리드 시장 현황

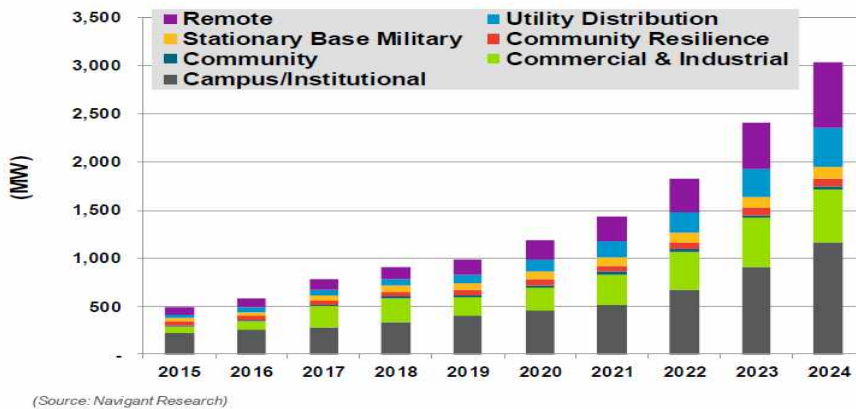
마이크로그리드 시장을 성장시키는 기본적인 동력은 태양광발전, 풍력발전의 소비자 가격 대비 경제성 확보이다. 여기에 ICT 기술과 에너지 저장 기술은 마이크로그리드 보급을 뒷받침하는 기술들이다.

마이크로그리드의 시장은 통상 군사 기지, 상업 빌딩과 산업시설, 대학과 연구소, 도시와 마을, 독립 지역(섬, 외지) 등으로 구분할 수 있다.

<그림 2-20>은 Navigant(2016)가 전망하는 북아메리카의 분야별 마이크로그리드 시장전망이다. 캠퍼스/연구소의 마이크로그리드에 대한 다양한 연구를 진행하고 있어서 이 시장이 가장 크고, 실제로 적용되어 재생에너지

활용과 에너지 효율성 제고, 비상전원으로 사용하기 위한 상업용/산업용이
 다음이며, 전체 독립된 지역의 마이크로그리드, 그리고 전력회사의 전력계
 통 관리를 위한 마이크로그리드 순으로 시장이 형성되어 있다. 2024년까지
 3,000MW까지 늘어날 것으로 전망하고 있다.

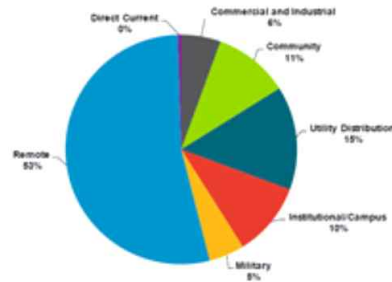
Microgrid Capacity by Segment, North America: 2015-2024



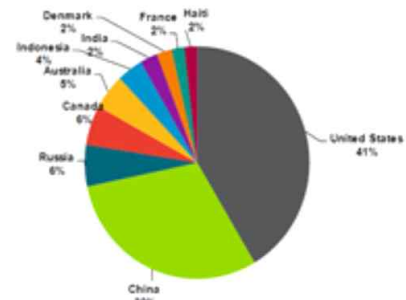
<그림 2-20> 북아메리카의 부문별 마이크로그리드 전망
 (출처: Navigant, 2016)

<그림 2-21>은 Navigant의 2016년 마이크로그리드 분야별, 국가별 시장
 현황이다. 세계 마이크로그리드 시장은 2020년까지 USD 200억불 규모로
 성장할 것으로 예상하고 있다. 2016년 분야별 마이크로그리드는 도서지역과
 오지 63%, 기관 15%, 커뮤니티 11%, 캠퍼스&연구소 10%, 상업&산업 6%,
 군사기지 5%이다. 2016년 국가별 마이크로그리드 시장은 미국 41%, 중국
 30%, 러시아 6%, 캐나다 6%, 호주 5%, 인도네시아 4%, 인도 2%, 덴마크
 2%, 프랑스 2%, 아이티 2%이다.

Total Microgrid Power Capacity Market Share by Segment, World Markets: 2Q 2016



Total Microgrid Capacity Market Share by Country, World Markets: 2Q 2016



<그림 2-21> 마이크로그리드 분야별 국가별 시장
(출처: Navigant, 2016)

4. 주요 국가의 마이크로그리드 동향

미국은 군사기지 마이크로그리드 사업으로 SPIDER(Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy Reliability and Security)를 진행하고 있다. 외부로부터 전력이 끊긴 후 72시간 동안의 100% 전력 자립을 목표로 한다. 국방성과 에너지부 공동 사업으로 추진되며, Fort bliss, Fort Carson, 진주만, Camp Smith 등에 설치되었으며, 지속 설치 예정이다.

미국의 캠퍼스 마이크로그리드 사업은 University of California San Diego가 대표적이다. 인구 56,000명(학생 28,000, 교직원 28,000명), 100개가 넘는 빌딩이 있고, 42MW 피크 부하를 보이는 거대한 캠퍼스 도시이다. 전체 전력의 92%이상, 냉난방 부하의 95%를 자급자족하는 마이크로그리드이다. 2013년 기준 설비는 13.5MW 태양열, 3MW 가스 터빈 2개, 380만 갤런의 냉수 저장, 3개의 스팀 냉각기, 8개의 전기 냉각기, 2.8MW 천연가스 연료전지, 2.7MW 태양광, 3MW/6MWh ESS, 75개의 비상발전기가 구축되었다. 태양에너지 예측 프로그램이 적용되고 있으며, 다양한 기술의 적용을 통해 마이크로그리드 기술의 테스트 베드로 역할하고 있다. New York

University는 13.4MW의 열병합설비가 구축되어 허리케인 Sandy 가 닥쳤을 때 안전하게 전력을 공급하고 인근 주민의 피난처가 될 수 있었다.

미국의 도서지역 마이크로그리드는 Alaska의 Kodiak Island MicroGrid Project가 대표적이다. 2007년 시작하였으며, 13,000의 인구가 거주하고, 전력피크는 27.8MW이다. 처음에는 디젤발전이 40% 이상을 차지하였으나 2014년 ESS, 플라이휠 등이 결합되어 수력 82.8%, 풍력 16.9% 합 99.7%의 재생에너지 비중을 나타내고 있다.

EU는 마이크로그리드에 재생에너지 연결과 소비자 참여를 통한 에너지 소비 효율을 높이기 위한 수단으로 접근하고 있다. 도서 지역의 사업 뿐 아니라 커뮤니티 마이크로그리드 사업이 활발한 편이다.

Grid4EU 프로젝트는 EC(European Commission) 후원으로 2011부터 2016년까지 51개월 동안 진행된 EU 주요국 배전사업자가 공동 참여한 스마트그리드 관련 종합 기술 개발 사업이다. 독일, 스웨덴, 스페인, 이태리, 프랑스, 체코의 배전사업자가 참여하고 있으며, 12개 나라 27개의 파트너사가 관여하고 있다. 태양광, 풍력, CHP, 저장 등의 연결과 전력 품질 유지, 전기자동차의 충전 및 수요반응 등을 종합적으로 테스트하고 있다. 여기서 테스트되고 검증된 기술을 모방하여 적용을 확대해 나갈 계획이다.

유럽의 유틸리티 마이크로그리드(Utility Microgrid)의 대표적인 경우는 NiceGrid 프로젝트이다. 이는 Grid4EU가 지원하는 6개의 스마트그리드 프로젝트 중의 하나이다. 태양광과 ESS가 집중된 1,500가구의 스마트한 가구를 대상으로 중-저압(medium and low voltage) 마이크로그리드를 통한 수요반응을 테스트하였다. 4년 동안의 테스트 기간을 거친 뒤 살아있는 실험실처럼 운영되고 있다. 마이크로그리드의 기술적 측면, 경제적 측면, 사회적 측면에서의 연구가 진행되고 있다.

유럽의 도시 마이크로그리드 대표적 사례는 프랑스 파리 인근

Issy-les-Moulineaux 마이크로그리드이다. 인구 10,000명이 거주하는 도시 인데 시 비즈니스 센터의 태양광발전 설치와 저장에서 시작되었다. 이후 빌딩에너지 효율화와 보다 많은 태양에너지 결합으로 이어졌고, 에너지 저장과 전기자동차 충전 인프라가 연결되었다. 태양에너지 결합을 용이하게 하고, 전기자동차 충전과 결합한 소비자의 능동적 참여를 통한 수요반응이 주요 연구목적이다.

유럽의 산업단지 및 가상발전소(VPP, Virtual Power Plant) 마이크로그리드는 레플렉스(Réflexe) 마이크로그리드를 꼽을 수 있다. 레플렉스 산업단지는 재생에너지, 빌딩에너지 지능화, 에너지 저장, 전기자동차 충전소의 결합과 나아가 소비자의 수요반응을 통한 가상발전소 역할까지 테스트하고 있다.

중국의 마이크로그리드는 분산전원의 연결과 확산 목적에서 비롯되었다. 중국은 재생에너지법에 따라 대규모 간헐성 전원 및 저장 기술의 통합이 강조되면서 마이크로그리드 관련 기술개발이 이루어져 왔다. 연구는 국가 기관과 주요 전력회사의 재원²¹⁾으로 양측으로 진행되었다.

그동안 중국의 마이크로그리드 연구는 1) 마이크로그리드 계획, 2) 마이크로그리드 전원 특성 3) 마이크로그리드 운전과 관리 4) 마이크로그리드의 매크로그리드와의 연결 5) 독립 운전 6) 마이크로그리드의 보호에 대한 핵심 기술 개발이 이루어졌다.

중국 SGCC(State Grid Corporation of China)는 톈진 에코 시티 마이크로그리드 시스템을 구축하였다. 여기서는 마이크로그리드와 지능형 빌딩사이의 정보와 데이터를 교환하고 자동제어하는 시스템을 구축하였다. 이 시

21) 국가기초연구프로그램(National basic Research Program (973 Program)), 국가고등기술 개발프로그램(National High Technology Development Program (863 Program)), 중국 자연과학연구재단(National Natural Science Foundation of China (NSFC))과 중국전력계통회사(State Grid Corporation of China (SGCC)), 중국남부전력회사(China Southern Power Grid (CSPG))가 연구개발을 주도하고 있다

시스템은 380V/30kW 태양광발전, 5kW 풍력발전, 25kW/50kWh ESS와 콘트롤러가 갖추어져 있다. 마이크로그리드는 자동으로 운전되며, 독립 운전 및 연계 운전이 가능하다.

SGCC의 독립형 마이크로그리드는 Nanlu Island 마이크로그리드가 있다. 주요 설비는 100kW × 10 풍력발전, 545kW 태양광발전, 1600kW 디젤발전, 20kW 조류발전, 전기자동차 충전소와 연결된 ESS, 스마트 미터기 등이다. SGCC의 계통연계형 마이크로그리드는 Luxi Island 마이크로그리드이다. 주요 설비는 780kW × 2 풍력발전, 300kW 태양광발전과 ESS이다. 독립운전과 연계운전을 자연스럽게 구현하고 있다.

SGCC의 대규모 풍력/태양광/에너지저장장치를 결합한 마이크로그리드는 Zhangbei 프로젝트이다. 전체 투자규모는 ¥12billion이다. 풍력 500MW, 태양광 100MW, 에너지저장장치 110MW, 그리고 220KV 지능형 변전소를 갖추고 있다. 여기에 적용된 풍력발전, 태양광발전, ESS는 각기 다양한 기술종류와 마이크로그리드 운전에 필요한 최첨단 기술이 적용되었다.

중국의 CSPG(China Southern Power Grid)는 광둥성 Foshan city CCHP(combined cooling, heating and power)를 운영하고 있다. MW 크기의 가스 터빈을 통해 마이크로그리드의 연결과 3개 빌딩의 냉난방 및 전력 시스템을 연결하였다. 이를 통해 마이크로그리드 설계 최적화, 분산 네트워크의 영향을 평가하고 있다.

5. 우리나라의 마이크로그리드 동향

우리나라의 마이크로그리드 관련 사업에는 이명박정부에서 추진했던 ‘스마트그리드사업’과 박근혜정부에서 추진했던 ‘에너지신산업’이 있다.

2010년 초 산업부는 스마트그리드 핵심 기술 개발과 제주 실증단지사업을 주 내용으로 하는 스마트그리드²²⁾ 국가로드맵을 발표하였다. 여기에 따

르면 스마트그리드는 스마트 마이크로그리드를 구축하고, 이를 확장하는 개념이다. 2012년까지 스마트그리드 시범도시를 구축하고, 2020년까지 광역 단위 스마트그리드, 2030년까지 국가 단위 스마트그리드 완성을 계획하고 있다. 핵심 기술 개발 5대 분야는 지능형 전력계통, 지능형 소비자, 지능형 운송, 지능형 신재생, 지능형 전력 서비스 기술이다. <그림 2-22>는 산업부의 스마트그리드(지능형 전력계통) 개념도이다.



<그림 2-22> 스마트그리드(지능형 전력계통) 개념
(출처: 산업부, 2012)

2012년 제1차 스마트그리드(지능형 전력계통) 기본계획이 수립 발표되었다. 스마트그리드 구축을 통한 저탄소 성장기반을 구축한다는 비전 아래 16년까지 거점도시 구축, 21년까지 광역스마트그리드 구축, 30년까지 전국스마트그리드 완성을 계획하고 있다. 추진전략으로 다양한 요금제 및 경쟁 도입을 비롯한 제도개선, 실증/보급/거점도시의 단계적 지원을 통한 시장창출, 기술개발-실증-사업화의 선순환 기술개발, 스마트그리드 산업생태계 조성

22) 산업부의 정의: 스마트그리드란 전기 및 정보통신 기술을 활용하여 전력계통을 지능화·고도화함으로써 고품질의 전력서비스를 제공하고 에너지 이용효율을 극대화하는 전력계통이다.

이라는 네 가지 기반구축 과제를 제시하고 있다. 지능형전력계통의 대표적 사업으로 HVDC(High Voltage Direct Current), AMI(Advanced Metering Infrastructure), 전기자동차 충전소, ESS 확장, 수요반응 시장 등이 있다.

박근혜정부는 2015년 에너지 신산업을 적극 추진하여 일자리 창출과 수출산업화를 약속하였다. 특히 친환경에너지 타운, 에너지 독립섬, 제로에너지 빌딩 사업과 학교 태양광 보급사업인 에너지 자립학교와 캠퍼스 마이크로 그리드 사업을 추진하였다. 에너지신산업은 재생에너지 생산, 저장, 소비가 EMS를 통해 관리되는 마이크로그리드 사업이기도 하다.

우리나라의 에너지자립섬 사업은 정부와 한전 주도로 이루어졌다. 초기의 소규모 섬에 태양광, 풍력이 보급되었으나 이는 단순한 신재생에너지 보급 사업이었다. 마이크로그리드 관련 사업은 여러 시행착오를 겪으며, 발전하고 있다. 마이크로그리드는 재생에너지 전력생산 및 저장 그리고 이를 컨트롤하는 EMS가 있어야 한다는 최근의 정의에서 보면 가사도의 에너지자립섬 사업이 비로소 제대로 된 마이크로그리드 사업이라고 할 수 있다.

한전은 15년부터 울릉도를 비롯한 6개 섬의 에너지자립섬 사업을 시작하였다. 울릉도는 한전 컨소시엄인 (주)에너피아, 덕적도는 KT, 삼시도는 우진산전, 거문도·조도는 LG CNS, 추자도는 포스코ICT가 사업주체이다. 향후 한전은 자신들이 관리하고 있는 63개 섬 모두 마이크로그리드 사업을 추진할 계획이다. 이 외에도 인천, 전남이 지자체가 관할하는 도서²³⁾에 에너지자립섬 사업을 추진 중이다. 현재까지 정부 예산 보조사업으로 진행되었으며, 향후에도 정부 보조금 사업으로 계획하고 있다.

인천시 에너지자립섬 사업으로는 2013 융복합 지원사업으로 백아도 탄소제로섬 조성사업이 진행되었다. 4,234백만원이 투입되어 태양광발전 250kW, 풍력 40kW, ESS 1식 1,125kWh가 설치되었다. 2014년 융복합 지원

23) 우리나라 지자체 관할 도서는 22개이며, 대부분 소규모이다.

사업으로 덕적도 에너지자립섬 사업에 2,310백만원이 투입되어 태양광 144kW, 풍력 33kW, 지열 10RT, ESS 500kWh가 설치되었다.

전남은 유인 섬 275개중 육지화(31개), 신재생에너지 기 설치(26개), 일시 거주(4개), 이주 예정(2개)인 63개 섬을 제외한 212개 섬 중에서 계통연계 138개, 한전 운영 46개를 제외한 시·군 운영 28개 섬을 대상으로 국비 지원 사업으로 에너지자립섬 사업을 계획하고 있다.

서울대 마이크로그리드 사업이 '15~'19년까지 총사업비 183억원(국비120억, 민자63억)이 투자되어 외부전력 차단 시 4시간 독립운전이 가능하고, 에너지 비용 20% 절감을 목표로 진행 중이다. 태양광발전, 전기자동차, ESS가 도입되며, 건물 에너지 효율 관리와 사용자에게 소비내용을 공유하여 절감 행동 참여를 유도할 예정이다.

대구시는 '16~18년 전국 최초 국가산업단지에 총사업비 490억 원(국비 265억 원, 시비 30억 원, 민자 195억 원)을 투입해 마이크로그리드사업을 추진 중이다. 국가 산단 입주업체 134개소와 물산업클러스터 입주업체를 대상으로 하이브리드 에너지저장장치(ESS) 27MWh, 융복합 분산전원 6MW, 종합정보센터, V2X²⁴⁾ 테스트베드를 구축할 계획이다.

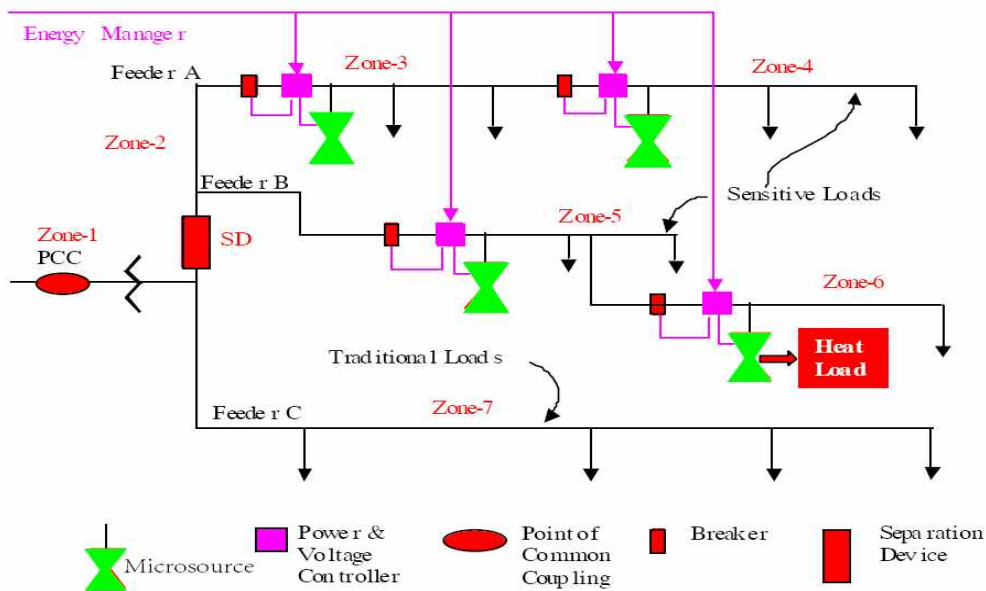
우리나라에서 진행되는 여러 마이크로그리드 사업은 대부분 정부와 한전이 지원하는 기술 연구 개발 사업이다. 각각 대상을 달리하고 목적도 다르지만 실증사업을 통해 관련 기술을 개발하고 보완하고자 하는 사업들이다.

24) V2X(Vehicle-to-Everything) 기술은 V2V(Vehicle-to-Vehicle) 및 V2I (Vehicle-to-Infrastructure) 통신을 사용하여 차량과 도로 인프라 간의 협력을 통해 도로 위의 안전, 이동성, 그리고 교통 환경을 개선하는 C-ITS(Cooperative Intelligent Transport System) 구현을 위한 핵심 기술 중 하나이다.

제4절 선행연구 분석

태양광발전, 풍력발전의 보급이 확대될수록 이들의 변동성은 전력공급 안정성을 위협하므로 이에 대한 대책이 수반되어야 한다. 위와 관련한 재생에너지 보급 선진국들의 주요 선행연구 결과를 고찰하고, 우리나라의 주요 선행연구를 소개하고자 한다.

X. Wu et al.(2013)에 의하면 분산전원의 부정적 영향을 최소화하고 분산전원의 잠재량을 극대화하기 위한 목적으로 마이크로그리드 개념을 제안한 사람은 b. Lassster(2001)이다. 이후 미국의 CERTS(The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions)가 백서를 발간하면서 마이크로그리드의 개념이 확장되고 발전하여 왔다. <그림 2-23>은 CERTS의 마이크로그리드 구조도이다.



<그림 2-23> CERTS의 마이크로그리드 구조도

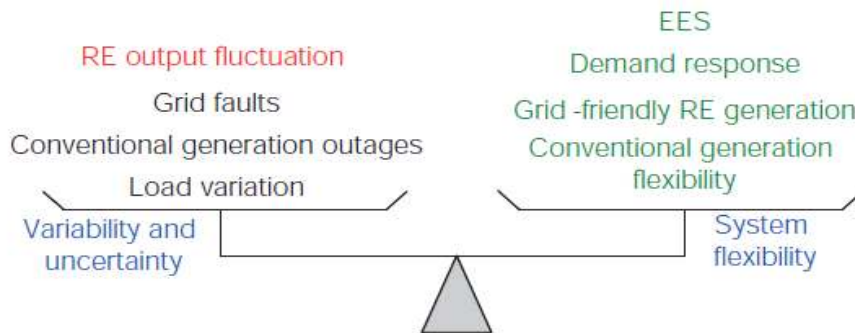
(출처: X. wu, 2013)

마이크로그리드는 CERTS 외 IEA, IEC, IEEE 등 여러 에너지관련 국제기구에서 관련 보고서가 발표되면서 각국의 연구 성과가 공유, 확산되고 있다. 마이크로그리드의 개념은 정의 주체에 따라 차이가 존재하지만 일반적으로 에너지 안정성 제고, 에너지 효율성 제고, 재생에너지 확대를 위한 목적으로 이해되고 있다.

IEC(International Electrotechnical Commission)는 백서 발간을 통해 전기전자 분야의 기술발전에 대한 분석과 시장의 변화에 대해 보고서를 발행하고 있다. IEC(2010)은 에너지 전반에 대한 이해를 높이는데 좋은 재료이다. 에너지 효율, 온실가스, 전력, 등 에너지 분야의 IEC역할을 정의하는 형식의 보고서이지만 다양한 에너지 분야를 다루고 있다. IEC(2011)은 전기저장장치에 대해 종합한 보고서이다. 전기저장 관련 다양한 기술과 그의 특성에 대해 설명하고 있다.

IEC(2012)는 대규모 재생에너지의 전력계통 통합과 대용량 에너지 저장에 대해 설명하고 있다. 대규모 태양광발전 풍력 발전을 통합하기 위해 발전의 유연성과 소비의 유연성, 그리고 전력계통 확장과 에너지 저장을 강조하고 있다. 특히 전체 시스템 운영능력을 향상하기 위해 재생에너지 생산예측과 전력계통 운영능력을 제고해야 하고 이를 위한 에너지 저장의 중요성을 강조하고, 그 종류와 역할에 대해 상세히 설명하고 있다.

<그림 2-24>는 IEC(2012)의 전력 수급 균형을 위한 변동 및 불확실성과 시스템 유연성 관계도이다. 변동성과 불확실성에는 재생에너지 출력뿐만 아니라 전력계통의 사고, 전통적인 전원의 탈락, 부하의 변동성 등이 있다. 이런 변화와 불확실성에 대비하여 전력 수급의 균형을 이루기 위해 저장, 수요반응, 계통친화적인 재생에너지, 기존 발전원의 유연성 강화의 조치가 이루어져야 함을 설명하고 있다.



<그림 2-24> 재생에너지의 변동성과 시스템 유연성 관계
(출처: IEC, 2012)

L. Hirth et al.(2013)은 2008부터 2012년까지 독일의 원전 8기가 퇴출되고, 재생에너지 전력이 급증하는 동안의 여유전력²⁵⁾에 대해 연구하였다. 이 시기에 독일은 변동하는 재생에너지가 2배 증가하는 동안 오히려 여유전력은 20% 감소하였으며, 조달 비용은 50%가 감소하였다. 독일의 여유전력은 24시간 전에 결정되는데 1)수요 예측, 2)재생에너지 생산 예측, 3)화석연료 생산 예측을 통해 한계생산비용이 낮은 것부터 순서대로 정한다. 1차 여유전력은 30초, 2차는 5분, 3차는 15분 내에 기동하여야 한다. 1, 2, 3차 모두 전력의 증강 또는 감축이 필요하므로 여섯 종류의 여유전력이 있으며, 종류별로 가격 차이가 크다. 연구 결론 중의 하나는 여유전력은 재생에너지 공급 비율과 직접적인 관계는 없으며, 전력망의 유연성과 예측력이 중요하다는 것이다.

NREL(2014)은 미국의 풍력발전과 태양광발전의 감축(curtailment)에 대한 실증연구의 결과를 발표하였는데 주요 내용은 아래와 같다.

첫째, 감축이 발생한 지역의 감축 수준은 일반적으로 풍력 발전의 4% 이하이다. 감축이 발생하는 가장 보편적인 이유는 송전선로 부족과 로컬 혼잡 및 저 부하 기간 동안의 과도한 공급 때문이다.

25) 여유전력 (Control power, or balancing reserve)은 수초 또는 수분 이내에 전력의 수요와 공급 균형을 이루어 전력계통을 안정화하는 전력이다.

둘째, 감축과 관련한 계약 조건은 태양광발전 및 풍력발전 사업자의 매출과 관련한 사항으로 송배전사업자와의 갈등사항으로 발전하고 있다. 주에 따라, 감축 사유에 따라 이에 대한 보상조건과 방식은 다르다.

셋째, 감축량을 줄이기 위해 송전선 확장 및 상호 연결 업그레이드, 발전 예측 및 시스템 운영기술 발달, 수요반응 등 다양한 대책이 사용되고 있다.

IEA(2014)는 태양광발전과 풍력발전을 변동하는 재생에너지²⁶⁾(Variable Renewable Energy)로 정의하고, 낮은 비율의 VRE 보급은 큰 문제가 되지 않지만 20% 이상의 높은 비율의 재생에너지 보급을 위해서는 재생에너지를 단순히 기존 시스템에 추가하는 차원을 넘어서서 재생에너지의 급격한 출력 특성을 보완하는 시스템 전체의 변화(System-wide Transformation)가 필요함을 강조한다. 시스템 전체의 유연성 강화를 위해 유연한 발전, 전력계통 확장, 저장, 수요반응 등을 제시하고 있다.

Christine Hertzog(2014)에 따르면 태양광발전의 가격이 하락하면서 전력을 공급받는 것보다 직접 생산하는 것이 더 경제적인 상황이 프로슈머의 등장 배경이다. 태양광발전, 스마트 미터기, V2G(Vehicle to Grid), 배터리 등의 기술이 발전할수록 프로슈머는 늘어날 것이다. 누군가가 늘어나는 프로슈머를 묶어 단일한 신호에 의해 움직이게 할 수 있다면 이는 전력시장에서 중요한 자원(Virtual Power Plant, VPP)이 될 수 있다. 프로슈머는 평상시에는 일반 전력소비자이지만 특별한 시간대에는 전력 사용을 줄이거나 (negawatt production), 전력을 공급(kilowatt production)함으로써 기관과 상호의존적인 관계로 발전한다.

RMI(Rocky Mountain Institute)는 태양광발전과 배터리 기술발전에 따른 전력분야의 변화에 대해 연구하였다. RMI(2014)는 올라가는 전기요금과 내려가는 태양광+배터리 가격은 전력계통과 연결된 태양광+배터리 시스템

26) 태양광발전과 풍력발전을 통상 이렇게 부른다. 바이오, 수력, 지열발전은 부분적으로 급전 가능하다.

이 10~15년 내에 많은 나라에서 경제성을 갖게 하여 빠르게 늘어날 것이다. 이 경우 거대전력공급기관의 매출은 줄게 되며, 결과적으로 전력계통에 대한 투자여력을 약화시킨다(Grid defection). 따라서 전력공급업체와 정책 결정권자, 전력시스템 관계자는 전기요금 구조, 전력공급기관의 사업모델, 전력관련 규제 시스템을 이의 변화에 맞추어 정비하여야 할 것이다.

RMI(2015a)는 미국의 5개 주를 대상으로 전력계통, 태양광+배터리, 전력계통+태양광+배터리의 세 가지 전력소비 방식을 분석하였다. 그 결과 전력계통+태양광+배터리 시스템이 가장 경제적이지만 향후 태양광+배터리 시스템의 경제성이 빠르게 개선되고, 확산될 것으로 전망하고 있다. 결국 전력계통의 수요 자체가 약화(Load Defection)될 것이라고 전망하고 있다.

RMI(2015b)는 배터리가 전력계통에서 어디에서 어떤 서비스를 얼마만큼 제공할 수 있는지, 그리고 이를 가로막는 장애물이 무엇인지를 밝히고 있다. RMI(2015c)는 수요 유연성(Demand Flexibility)을 수요 반응(Demand Response)에서 한 단계 발전한 개념으로 설명하고, 이를 구현하기 위한 방법론을 제시하고 있다.

IEA(2016)에 따르면 1990~2015 동안 해마다 전 세계적으로 태양광발전 보급은 46.2%, 풍력발전 보급은 24.3%씩 성장했다. 2015년부터 세계 신규발전 설비의 50%이상이 재생에너지발전이다. 2015년 OECD 국가의 재생에너지 전력 비중은 평균 23.5%이다. 재생에너지 비중은 잠재량이 크고, 기술발전이 빠른 태양광발전, 풍력발전 중심으로 높아지고 있으며, 세계의 주요 발전원으로 빠르게 성장할 것이다.

GIZ(2016)는 재생에너지 자가용(self-supply) 부문에서의 제도 동향 연구에서 자가용 목적의 태양광발전은 소비자가격 대비 경제성을 확보한 지역, 국가가 많고, 급격히 늘어나고 있다. 상계거래(Net-metering)²⁷⁾는 분산전원

27) 전력 소비자가 전력을 생산하여 자가 소비하고 남은 전력을 전력계통에 보내고 부족할 때 전력계통으로부터 받은 양을 차감하여 계산하는 것을 말한다.

을 보급하는 유용한 수단이지만 태양광발전이 대략 발전량 기준 3%를 넘어서면 기존 전력사업자들로부터 태양광발전의 변동성은 전력계통의 안정을 해친다는 문제제기가 시작된다. 이에 대한 반응은 누적 설치량 상한을 정하여 상계거래제를 없애는 국가나 지역, 시간제요금제²⁸⁾ 같은 제도개선으로 발전하는 국가나 지역, 분산전원으로서 송배전망 건설 회피 등의 적극적 가치부여를 통한 장려라는 세 가지 흐름으로 나타나고 있다.

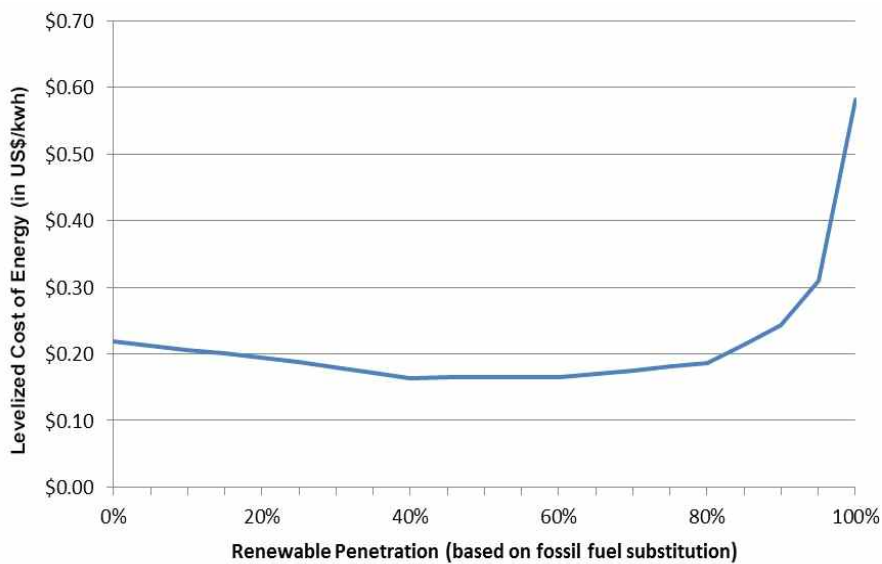
M. P. Bhave(2016)는 태양광발전과 풍력발전의 확산은 기존의 전력계통에 대한 개념을 바꾸고 있다. 전력계통은 통신 인프라와 같은 공용 네트워크 개념으로의 변화할 것이라고 예견하였으며, 핵심 개념으로 에너지 클러스터(Energy Cluster)를 설명하고 있다. 중앙 집중화된 일방통행 전력망이 프로슈머를 기초로 전력의 공급과 수요가 상호작용하는 쌍방향의 전력망 체계로 발전하는데 마이크로그리드가 핵심적 역할을 한다고 주장한다.

Navigant Consulting(2016)은 클라우드 컴퓨팅(Cloud Computing)에서 차용한 에너지 클라우드(Energy Cloud)라는 개념을 통해 향후 전력계통의 변화 방향을 설명하고 있다. 현재의 대규모 중앙집중식 전력계통이 태양광발전, 저장, 수요반응을 기초로 하는 분산형 구조로의 변화를 예견하고 있다. 특히 전력계통은 통신 네트워크처럼 다수의 전력공급자와 수요자가 함께 이용하는 공용의 플랫폼처럼 활용될 것으로 보고 있다.

HOMER의 대표인 P. Lilienthal(2013)은 재생에너지를 100% 보급할 때 발생할 문제에 대해 연구하였다. 그는 스탠포드 대학의 재생에너지 100% 보급 주장은 불필요한 오해와 저항을 부를 수 있다고 지적하고 있다. 이 주장은 현재보다 훨씬 높은 재생에너지의 보급이 가능하다는 사실에서 벗어

28) 2016년 9월 미 하와이 빅 아일랜드의 시간 전력요금제(TOU(Time-of-use) Pricing)에 따르면 태양광발전이 활발한 오전9시부터 오후5시까지의 낮 시간대는 \$0.10/kWh, 수요가 피크를 이루는 오후5시부터 오후 10시까지는 \$0.47/kWh, 그리고 수요가 적지만 태양광발전이 되지 않는 야간인 오후 10시부터 오전 9시까지는 \$0.32/kWh이다.

나 있다고 생각한다. 그는 디젤발전으로 운영되는 한 섬에 대해 HOMER를 통해 재생에너지 보급비율을 0%~100%까지 모델링하였으며, 그 결과는 <2-25>의 재생에너지 보급률에 따른 LCOE 관계도이다. 낮은 비율의 재생에너지 상태에서는 태양광발전과 풍력발전 보급이 디젤의 연료비를 절감함으로써 비용절감을 가져온다. 재생에너지 보급비율이 40%를 넘어서면 재생에너지 수용을 위한 투자비용이 재생에너지 보급에 따른 경제성 개선을 상쇄하게 된다. 재생에너지가 80%를 초과하면 비용이 급속히 상승하는데 이를 “하키스틱”이라고 부른다.



<그림 2-25> 재생에너지 보급률과 시스템 COE 관계
(출처: P. Lilienthal, 2013)

<표 2-7> 국외 선행연구 요약

저 자	주 요 내 용
X. Wu et al.(2013)	마이크로그리드의 개념은 일반적으로 에너지 안정적 보급, 에너지 효율성 제고, 재생에너지 확대를 위한 목적으로 구축되며, 중국의 마이크로그리드는 위 세 가지 목적 사업으로 구성
M. P.Bhave (2016)	전력계통은 통신 인프라와 같은 네트워크 개념으로의 변화가 예상되며, 분산전원 등장으로 중앙 집중식 일방통행 전력망은 쌍방향의 전력망으로 발전하며, 마이크로그리드, 마이크로그리드 클러스터, 마이크로그리드 클러스터의 클러스터라는 에너지 클러스터(Energy Cluster) 개념으로 발전 방향을 설명.
Navigant Consulting (2016)	에너지 클라우드라는 개념을 통해 통신 네트워크처럼 다수의 전력공급자와 다수의 수요자가 함께 이용하는 공용의 플랫폼으로 전력계통의 변화 방향을 설명. 대규모 중앙집중식 전력계통은 태양광발전, 저장, 수요반응을 기초로 하는 분산형 구조로의 변화를 예견.
C. Hertzog (2014)	프로슈머의 등장과 가치에 대해 설명. 태양광발전 그리드 패러티가 동인이며, 누군가가 늘어나는 프로슈머를 묶어 단일한 신호에 의해 움직이게 할 수 있다면 이는 전력시장에서 중요한 자원(Virtual Power Plant)이 됨.
L. Hirth et al.(2013)	독일의 2008부터 2012년까지의 전력 데이터를 활용하여 원전 8기가 퇴출되고, 재생에너지 전력이 급증하는 동안의 여유전력 ²⁹⁾ 에 대해 연구. 변동하는 재생에너지가 2배 증가하는 동안 여유전력은 20% 감소하였으며, 조달 비용은 50%가 감소. 여유전력은 재생에너지 공급 비율과 직접적인 관계가 없으며, 전력망의 유연성과 예측력이 중요.

29) 여유전력 (Control power, or balancing reserve)은 수초 또는 수분 이내에 전력의 수요와 공급 균형을 이루어 전력계통을 안정화하는 전력이다.

<표 2-7> 계속

NREL(2014)	미국의 풍력발전과 태양광발전의 감축(curtailment)에 대한 실증연구, 감축 수준은 일반적으로 풍력 발전의 4 % 이하. 감축이 발생하는 이유는 송전선로 부족과 로컬 혼잡, 감축 사유에 따라 보상조건이 달라, 감축량을 줄이기 위해 송전선 확장, 발전 예측 및 운영기술 발전, 수요반응 등 다양한 대책이 사용 중
IEA(2014)	태양광발전과 풍력발전의 공급비율을 높이기 위해 전력계통 전체의 유연성을 높일 것. 유연한 발전, 전력계통 확장, 저장, 수요반응 등을 제시. 20% 이하의 낮은 비율의 변동하는 재생에너지 보급은 문제가 되지 않음, 공급비율을 높이기 위해서는 시스템 전체의 변화가 필요.
IEA(2016)	1990~2015 세계 태양광발전 보급 46.2%, 풍력발전 보급 24.3% 성장. 2015년 이후 세계신규발전설비의 50%이상이 재생에너지. 2015년 OECD 국가의 재생에너지 전력 비중은 평균 23.5%. 재생에너지는 잠재량이 크고, 기술발전이 빠른 태양광발전, 풍력발전 중심으로 보급될 것.
GIZ(2016)	재생에너지 자급(self-supply) 부문에서의 제도 동향 연구. 가정용과 상업용은 소비자가격 대비 경제성을 확보한 지역, 국가가 많아지고 있음. 초기에는 상계거래제도가 중요한 역할을 하지만 태양광발전이 전력의 3%를 넘어서면서 시간요금제, 자가저장 등으로의 변화가 나타나고 있음.
IEC(2012)	재생에너지의 통합에 따른 전력계통의 발전 방향에 대해 네 차례 백서 발간. 재생에너지 비율을 높이기 위해 발전의 유연성과 소비의 유연성, 그리고 전력계통 확장과 에너지 저장을 강조. 시스템 운영능력 향상 위해 재생에너지 생산예측과 전력계통 운영능력을 제고해야 함. 에너지 저장의 중요성을 강조하고, 그 종류와 역할에 대해 설명.
P. Lilienthal (2013)	재생에너지를 100% 보급할 때 발생할 문제에 대해 연구. 스탠포드 대학의 재생에너지 100% 보급 주장은 불필요한 오해와 저항을 부를 수 있어. 현재보다 훨씬 높은 재생에너지의 보급이 경제적이며, 가능하다는 사실이 중요.



우리나라에서 마이크로그리드 연구는 정부 주도 아래 전력 IT, 스마트그리드, 에너지 신산업이라는 이름으로 기술을 개발하고 실증하는 예산사업이 주를 이루고 있다.

우리나라에서 마이크로그리드에 대한 학술적 연구는 많지 않다. 주로 마이크로그리드를 구현하기 위한 전기공학적, 기술적 과제를 해결하기 위한 논문이 주를 이루고 있다. 정책적 연구는 정부와 지자체가 발주하는 특정 프로젝트 보고서를 통해 주로 이루어지고 있다. 2011년 한국에너지기술연구원이 수행한 <울릉도·독도 녹색섬 종합계획> 보고서가 대표적이다. 울릉도·독도에서 사용하는 에너지의 100%를 신재생에너지를 통해 공급하겠다는 목표를 가지고 있다. 그러나 실행계획은 전력분야에 한정되어 있으며, 2020년까지 신재생에너지로 전력의 100%를 공급하겠다고 하고 사업자를 선정하였으나, 사업 진척이 없는 상태이다. 2013년 충남에서 발주하고 아주대에서 연구한 <에너지자립섬마을 시범사업 연구용역>이 있다. 이 보고서는 충청남도 지역 도서의 에너지자립섬 추진계획서 성격이지만 마이크로그리드 사업에서 주민 참여가 필수적이라는 점을 강조하고 있는 점이 특이점이다. 2016년 제주도가 발주하고 제주에너지공사가 연구한 <마이크로그리드 구축을 위한 타당성 조사연구>는 우리나라 마이크로그리드 연구를 종합하고, 외국의 사례를 소개하며 제주도의 2030 탄소제로섬 제주 비전을 실현하기 위한 R&D를 결합한 마이크로그리드 구축 지역 선정을 목표로 하였다. 연구 결과 마이크로그리드를 진행할 후보지로 우도, 화순, 중문, 봉개동, 제주공항을 선정하고, 이를 실행할 전략을 세우고 있다.

우리나라에서 마이크로그리드에 대한 학술적 연구 논문은 공학적, 기술적 논문이 대부분이지만 본 논문을 준비하면서 전력계통을 이해하는데 도움이 되고, 또 부분적으로 인용된 연구 논문은 아래와 같다.

전영환(2011)은 ‘기저 발전기 및 신재생 전원 확대에 따른 계통안정운영

방안에 관한 연구'에서 제7차 전력수급계획을 기준으로 국내전력계통을 시뮬레이션한 결과 국내 전력계통의 유연성자원이 수용할 수 있는 변동성 전원의 한계는 최대부하를 기준으로 12%~15%로 평가하고 있다. 전영환(2014)는 '신재생에너지 설비의 대규모화에 따른 수급계획 수립 방안 연구'에서 계통여건을 고려한 신재생 설비 건설 잠재량, 신재생 전원의 확대가 국내 계통여건에 미치는 영향, 수급계획 측면에서의 신재생에너지 출력 불확실성 고려방안, 신재생에너지 설비 확대를 고려한 설비계획 수립방안을 제시하고 있음.

소진영(2014)은 '계통안정성을 고려한 태양광발전, 풍력발전의 경제성 연구'에서 태양광발전과 풍력발전의 설비 용량의 5%~10%의 ESS(100MW 설비인 경우 5MWh~10MWh의 Li-ion 전지)를 자체 구비할 경우 전력품질에 미치는 악영향을 전통적 발전 수준으로 완화할 수 있다. 나아가 태양광발전과 풍력발전에 ESS를 장착하는 것이 주파수 조정용 발전기를 별도로 운영하거나 전압 안정화를 위한 장치를 별도로 설치하는 비용보다 작고, 석탄화력의 여유전력 활용을 위한 감발운전보다 경제적이라고 보고 있다.

최중인(2017)은 '4차 산업혁명 기반 에너지 신사업'에서 제로에너지빌딩, 제로에너지타운 등 에너지클라우드 사업을 통해 마이크로그리드의 에너지 자립률을 높일 수 있고, 이를 통해 국가 전체의 에너지 자립 비율을 높일 수 있는 가능성을 제시하고 있다.

임재규(2016)는 '신기후체제 아래의 한국의 미래 에너지 시스템 방향에 대한 연구'에서 현재의 공급 위주의 정책이 아니라 수요관리 중심의 에너지 정책이 신기후체제의 온실가스 감축에 기여하고, 에너지 안보와 에너지 시스템 안정에 기여하며, 나아가 에너지 신산업을 통한 성장엔진이 만들어질 수 있다고 역설하고 있다.

이상중(2013)의 '터빈발전기의 Governor Droop 그래프와 비례식을 통한 특

성에 대한 연구’는 마이크로그리드 구성에서 핵심적인 디젤발전기의 Droop 운전 특성에 대한 이해를 높이는데 기여하고 있다.

허재선(2016)은 ‘부조일과 무풍일을 고려한 독립형 마이크로그리드의 전원 구성 방안’에서 우리나라의 부조일수와 무풍일수를 계산하여 태양광발전과 풍력발전이 이루어지지 못하는 시간을 계산하여 에너지저장장치의 용량을 산정하는 방법을 제안하고 있다.

<표 2-8> 국내 선행연구 요약

저 자	주 요 내 용
한국에너지기술연구원(2011)	<울릉도·독도 녹색섬 종합계획>, 울릉도·독도 에너지의 100%를 신재생에너지로 공급. 실행계획은 2020년까지 신재생에너지로 전력의 100%를 공급, 사업자를 선정하였으나, 사업 진척이 없는 상태.
아주대(2013)	<에너지자립섬마을 시범사업 연구용역>. 충청남도 도서의 에너지자립섬 추진계획서 이지만 마이크로그리드 사업에서 주민 참여가 필수적이라는 점을 강조.
제주에너지공사(2016)	<마이크로그리드 구축을 위한 타당성 조사연구>, 제주도의 2030 탄소제로섬 제주 비전을 실현하기 위한 R&D를 결합한 마이크로그리드 구축 지역 선정을 목표. 마이크로그리드 후보지로 우도, 화순, 중문, 봉개동, 제주공항을 선정하고, 이를 실행할 전략 수립.
전영환(2011)	<기저 발전기 및 신재생 전원 확대에 따른 계통안정운영 방안에 관한 연구>, 제7차 전력수급계획을 기준으로 전력계통을 시뮬레이션, 전력계통의 유연성자원이 수용할 수 있는 변동성 전원의 한계는 최대부하를 기준으로 12%~15%로 평가.

<표 2-8> 계속

전영환(2014)	<p><신재생에너지 설비의 대규모화에 따른 수급계획 수립 방안 연구>, 우리나라의 계통여건을 고려한 신재생 설비 건설 잠재량, 신재생 확대가 계통여건에 미치는 영향, 신재생 설비 확대를 고려한 설비계획 수립방안을 제시하고 있음.</p>
소진영(2014)	<p><계통안정성을 고려한 태양광발전, 풍력발전의 경제성 연구>, 태양광발전과 풍력발전 설비 용량의 5%~10%의 ESS(100MW 설비인 경우 5MWh~10MWh의 Li-ion 전지)를 자체 구비할 경우 전력품질에 미치는 악영향은 전통적 발전 수준으로 완화. 태양광발전과 풍력발전에 ESS를 장착하는 것이 주파수 조정용 발전기를 별도로 운영하거나 전압 안정화를 위한 장치를 별도로 설치하는 비용보다 작고, 석탄 화력의 여유전력 활용을 위한 감발운전보다 경제적.</p>
최중인(2017)	<p><4차 산업혁명 기반 에너지 신사업>, 건물이나 지역의 마이크로그리드를 통한 에너지 자립 비율을 높이고, 이들을 묶어 하나의 행동으로 조직할 수 있다면 가상발전소 역할을 할 수 있다.</p>
임재규(2016)	<p><신기후체제 아래의 한국의 미래 에너지 시스템 방향에 대한 연구>, 공급 위주의 정책이 아니라 수요관리 중심의 에너지 정책이 신기후체제의 온실가스 감축, 에너지 안보와 에너지 시스템 안정에 기여하고, 에너지 신산업의 성장엔진을 만들 수 있음.</p>
이상중(2013)	<p><터빈발전기의 Governor Droop 그래프와 비례식을 통한 특성에 대한 연구>, 마이크로그리드 구성에서 핵심적인 디젤발전기의 Droop 운전 특성에 대한 이해를 높이는데 기여.</p>
허재선(2016)	<p><부조일과 무풍일을 고려한 독립형 마이크로그리드의 전원 구성 방안>, 부조일수와 무풍일수를 계산하여 태양광발전과 풍력발전이 이루어지지 시간을 계산하여 에너지저장장치 용량을 산정하는 방법 제안.</p>

제3장 연구방법 및 입력자료

제1절 에너지 최적화 연구모형

미래의 에너지 사용량을 예측하고, 이를 충족하는 계획은 매우 복잡한 수학적 연산을 종합하는 어렵고 불확실한 일이다. 불확실한 미래를 예측하고, 그에 기초하여 적절한 정책을 수립하기 위해 에너지 분야에서도 컴퓨터 프로그램이 다양하게 개발되어 사용되고 있다.

에너지 분야의 미래 예측과 계획 수립에 사용하는 컴퓨터 프로그램에 대한 호칭도 다양하다. 에너지 시뮬레이션 도구, 에너지 플래닝 도구, 에너지 모델러, 에너지 모형 등이 그것이다.

에너지 모형은 기술발전과 수요 예측을 기초로 미래를 예측하는 상향식 모형과 어떤 가치나 철학에 입각하여 미래의 목표를 이루기 위해 당위적으로 주어진 목표를 달성하기 위한 하향식 모형으로 구분³⁰⁾할 수 있다. 현재로부터 미래를 예측하는 포캐스팅(Forecasting) 방식과 미래의 규범적 목표를 달성하기 위한 경로를 찾는 백캐스팅(back-casting) 방식으로 구분하기도 한다. 연간 에너지의 수요를 연간 에너지 공급으로 맞추는 장기 분석 모형과 실시간의 에너지 수요를 실시간 에너지 공급으로 맞추는 실시간 수급 모형으로 구분할 수 있다.

에너지 모형은 각기 연구하고자 하는 목적과 대상에 따라 구분, 분류하기도 한다. 에너지의 안정적 공급, 에너지 효율, 온실가스 저감, 재생에너지 확대 등의 연구 목적에 따라 여러 모형을 함께 사용하기도 한다. 연구 범위를 세계, 지역, 국가, 부문 등에 따라 연구모형이 분류되기도 한다. 모든 에너지 분야를 포괄하느냐 특정 에너지 분야를 연구하느냐로 모형을 분류하

30) 박년배 박사 논문은 이를 잘 정리하고 있다.

기도 한다. 전력 분야를 연구할 때에도 연간 수요와 공급의 균형을 기초로 하는 장기분석 모형과 실시간 수요와 공급을 기초로 하는 실시간 수급 모형으로 구분할 수 있다.

장기 에너지 분석 모형은 대부분 연간 에너지 수요와 공급을 맞추는 시나리오이다. 그러나 전력은 생산됨과 동시에 소비되는 특성 때문에 매 순간 소비량 이상의 전력이 생산되어야 한다. 실시간 수급균형을 이루어야 하는 전력계통 운영 측면에서는 실시간 수급 연구모형을 활용한다. 우리나라는 장기 전력수급계획을 수립할 때 WASP-IV³¹⁾모형을 사용하고 있다.

마이크로그리드 연구는 말 그대로 작은 단위의 전력계통에 대한 연구로서 실제 적용 가능한(기술적으로 타당하며, 경제적으로 최적화한) 시스템을 찾는 것이므로 실시간 전력수급모형을 통해 연구가 이루어지고 있다. 특히 태양광발전, 풍력발전을 포함하는 전력시스템의 실시간 수급 모형은 이들의 매시간의 출력을 모델링할 수 있어야 한다. 실시간 수급 연구모형에서는 각 에너지원의 모델링이 어느 수준까지 가능한지, 전력저장이나 수요반응을 모델링할 수 있는지 여부에 따라 마이크로그리드 연구모형을 분류하기도 한다. 일반적으로 많이 알려진 마이크로그리드 연구모형 종류는 <표 3-1>과 같다.

HOMER(Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)는 미국 NREL에서 개발한 마이크로그리드 연구모형이다. 실시간 전력수급을 이루는 시스템 구성을 찾고, 이들 중 최소 비용 순서대로 제시해 준다. 태양광,

31) WASP(Wien Automatic System Planning Package)는 1974년 미국의 TVA (Tennessee Valley Authority)의 R. Taber Jenkins와 ORNL(Oak Ridge National Laboratory)의 D. S. Joy에 의해 개발된 장기전력수급계획 수립용 전자계산 모형임. 그 후, IAEA에서 이를 수정, 개발하여 WASP-II로 발표하였고, 우리나라는 1977년에 IAEA를 통하여 도입하여 장기 전력수급계획 수립에 활용하고 있으며, 현재까지 온실가스 배출량 제약 등의 환경 및 에너지제약 조건을 취급하는 WASP-IV 모형이 개발됨. 전력수급계획의 최소비용의 대안을 선택하기 위한 수리계획(mathematical programming) 모델임.

풍력, CHP, 디젤, 수력, 바이오 등 분산전원과 에너지 저장, 수요반응, 전력 판매 가격, 배출 가스 등을 시뮬레이션 할 수 있다.

LETScreen은 캐나다 정부가 개발하여 보급하고 있는 무료 청정에너지 프로젝트 분석 도구이다. 실시간 전력수급 모델은 아니다. 일반적으로 재생 에너지, 에너지 효율, 열병합 발전 프로젝트의 기술적, 재무적 타당성을 분석하는데 사용한다. 에너지 분석, 비용 분석, 배출량 분석, 재무 분석, 민감도 분석의 5단계 분석을 할 수 있다. 한국어 버전 등 각국의 언어로 실행 가능하다.

DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model)은 미국 berkeley 연구소에서 개발한 건물 및 마이크로그리드의 분산 에너지 자원 (DER) 투자 및 계획을 위한 의사 결정 지원 도구이다. 총 에너지 비용과 이산화탄소 배출량 두 가지 기준을 동시에 최소화하는 도구이다.

Simulink는 마이크로그리드의 전력 회로를 설계하는 툴이다. 초 단위의 전압, 전류 흐름을 시뮬레이션하며, 마이크로그리드에서 재생에너지 전력 흐름을 안정적으로 연결하고 평가하는 모형이다.

MDT(Microgrid Design Toolkit)는 미국 Sandia 연구소에서 개발한 마이크로그리드 설계 지원 소프트웨어이다. 마이크로그리드 비용, 성과, 신뢰성 평가에 활용된다. MSC (Microgrid Sizing Capability)는 설계 프로세스의 초기 단계에서 새로운 마이크로 그리드의 크기와 구성을 결정하는 데 사용된다.

ReEDS(Regional Energy Deployment System)는 미국 NREL에서 개발한 프로그램으로 지역 재생에너지 개발과 전력계통 연결, 가격 정책 등을 시뮬레이션할 수 있다. 미국의 지역 재생에너지 자원지도와 연결되어 전력계통 계획에 유용하게 사용된다..

GridView는 Abb가 개발한 비용최적화 모형이다. 하루에서 수년까지 매

시간 간격으로 마이크로그리드 뿐만 아니라 대규모 송전망에 대해 모델링 할 수 있다. 송전계통의 재생에너지 시스템 연결과 전력 출력 패턴을 파악 하여 송전망 보강에 유용하게 사용된다.

이번 연구에서는 세계적으로 마이크로그리드 연구에 가장 널리 사용되고, 신뢰성이 높은 실시간 전력수급모형인 HOMER를 사용하였다.

<표 3-1> 마이크로그리드 연구모형 종류

모형	설 명
HOMER	NREL이 개발, 실시간 에너지수급 모형, 다양한 분산전원, 배터리 시뮬레이션 가능, 시스템 최적 구성을 찾는 데 활용 하는 상업용 모델.
LETScreen	캐나다 정부가 개발, 재생에너지 및 효율 프로젝트의 에너 지 생산과 재무 흐름 파악, 최근에는 유료 모형 출시
DER-CAM	berkely Lab에서 개발, 건물 적용에 강점을 가진 모형, 재 생에너지 적용 및 에너지 효율 향상을 위한 비용 및 CO ₂ 계산에 활용
Simulink	마이크로그리드 재생에너지의 전력 회로 설계 틀이며, 초 단위의 전압, 전류 흐름을 시뮬레이션 하는 모형
ReEDS	NREL이 개발, 지역 재생에너지 개발과 전력계통 연결, 가 격 정책을 시뮬레이션. 미국의 재생에너지 자원지도와 연 결되어 전력계통 계획에 사용.
GridView	Abb가 개발, 매시간 단위의 대규모 송전망에 대해 모델링. GridView는 공간적으로 분산된 부하 및 발전원에 대한 시 스템전력균형과 비용최적화 기능.

(주: NREL 자료를 토대로 재구성)

제2절 마이크로그리드 최적화 모형

본 연구에서는 실시간 전력수급을 시뮬레이션 할 수 있는 HOMER를 사용하였다. 이번 절에서는 HOMER 모형에 대해 간략히 설명하고자 한다³²⁾.

1. HOMER(Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)의 특성

HOMER는 미국의 NREL에서 마이크로그리드 전력 시스템 연구를 위해 개발한 컴퓨터 모형이며, 마이크로그리드 시스템 설계를 최적화하는 모델로써 전 세계 193개국 150,000명 이상이 사용하는 모형이다. 마이크로그리드 현장에서 광범위하게 사용되는 상업용 모형으로 분산전원 등 각 요소의 세부 데이터와 모형의 알고리즘은 지속적으로 업그레이드되고 있다. 적용분야는 빌딩, 마을, 통신 탑, 군 기지를 가리지 않고, 크기에 관계없으며, 계통 연계형, 독립형 마이크로그리드 모두 사용 가능하다.

HOMER의 최적화 및 민감도 분석 알고리즘은 수백, 수천 가지의 설정 가능한 시스템 시나리오를 순 현재 비용(Net Present Cost)³³⁾이 낮은 순서대로 리스트를 제시해준다. 또한 시뮬레이션 결과를 다양한 테이블과 그래프로 제공함으로써 각 시스템에 대해 기술적, 경제적 평가를 할 수 있도록 하며, 그 결과를 테이블과 그래프로 출력할 수 있다.

HOMER는 일사량, 풍속 등 자원 잠재량이나 시스템 가격, 할인율 같은 경제적 조건을 변화시켜 그 민감도 결과를 알아볼 수 있다. 자원 잠재량이 변함에 따라 시스템 구성이 어떻게 변화하는지 알아볼 수 있으며, 시스템 가격 변화에 따른 시스템 구성의 변화를 확인할 수 있다. NASA와 NREL

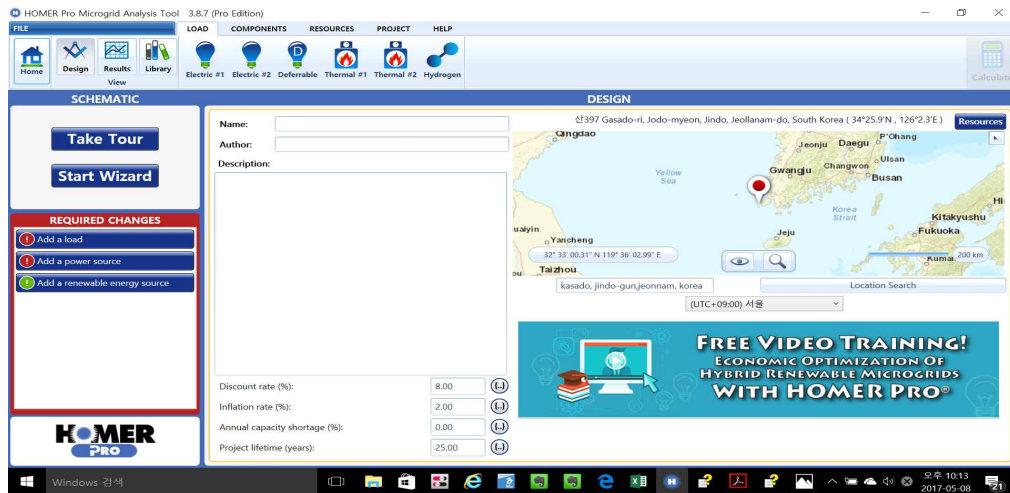
32) HOMER모형의 에너지 계산 방법은 부록을 참조

33) 전력 시스템 전체의 생애주기 비용에서 생애주기 수입을 제하고, 이를 할인율, 인플레이션을 감안하여 현재 비용화한 값.

의 태양광, 풍력 자원 데이터를 제공함으로써 실시간 생산 전력을 시뮬레이션할 수 있다. 시뮬레이션, 최적화, 민감도 분석을 하나의 과정에서 시뮬레이션함으로써 각 시나리오에 대해 비교, 평가를 쉽게 할 수 있도록 한다.

2. HOMER의 시스템 입력 방법

<그림 3-1>은 HOMER의 초기화면이다. ‘Home’, ‘Design’, ‘Result’, ‘Library’ 버튼과 상단의 Load, Components, Resources, Project 창을 통해 시뮬레이션할 데이터를 입력한다. 프로젝트 이름과 저자, 개요를 입력할 수 있고, 우측 지도에서 프로젝트 위치를 찾아 입력함으로써 해당 위치의 자원 지도를 다운로드할 수 있다. 프로젝트 할인율, 인플레이션, 연간 에너지 공급 부족 비율, 프로젝트 기간에 대한 입력 창 등이 있다.



<그림 3-1> HOMER의 초기 화면

HOMER에서 부하는 전력부하1, 전력부하2가 있으며, 지연가능 부하(deferral load)와 열 부하1, 열 부하2, 수전해가 있다. 전력공급 우선순위는 부하1이 최우선이며, 마이크로그리드의 필수전력을 전력부하1로 지정하여

공급 안정성을 확보할 수 있다. 지연가능 부하를 통해 전력의 수급 균형을 이루는데 기여할 수 있으며, 수요 반응에 대한 경제성을 평가할 수도 있다.

시스템 구성 요소는 컨트롤러, 발전기(디젤, 가스, 바이오가스, 연료전지 포함), 태양광발전, 풍력발전, ESS, 컨버터, 보일러, 수력, 리포머(가스 개질 장치), 전기분해, 수소탱크, 유체동력, 전력계통, 열 부하 컨트롤러가 있다.

자원은 Solar GHI, Solar DNI, Wind, Temperature, Fuels, Hydrokinetic, Hydro, biomass, Custom으로 구성되어 있다. 평판형 태양광발전은 Solar GHI, 집광형 태양광발전은 Solar DNI 데이터를 사용한다. Custom 창을 통해 설계자가 직접 설계 입력할 수도 있다.

프로젝트 창을 열어 시뮬레이션에 필요한 할인율, 인플레이션율, 프로젝트 기간, 단위(돈, 에너지,) 등을 입력할 수 있다. 연간 최대 전력 부족 비율을 설정할 수 있으며, 그에 따른 페널티 조건(\$/kWh)을 부여할 수 있다. 재생에너지 최소비율 조건을 시뮬레이션할 수 있다. 여유전력에 대한 비율 조건을 설계자가 임의로 설정하여 시뮬레이션할 수 있으며, 태양광, 풍력 발전 출력에 대해 그 변동 폭을 설정할 수 있다. 배출가스에 대해서는 연간 배출 제한을 둘 수도 있고, 각 배출가스에 대해 배출량만큼 비용 조건 (\$/kg)을 통해 경제성을 평가할 수도 있다.

3. HOMER의 비용 최적화

HOMER에서 비용 최적화는 전체 시스템의 생애주기 비용에서 수입을 제하고 할인율, 인플레이션을 감안하여 현재화한 총순현재비용(Total Net Present Cost)이 낮은 것이다. 총순현재비용은 총순현재가치와 값이 같다.

에너지균등화비용(LCOE, Levelized Cost Of Energy)은 생애주기 전체 비용을 생애주기 생산한 에너지양으로 나눈 값이다. HOMER는 에너지원별로 에너지균등화 비용을 제시하지만, 시스템 전체적으로는 순현재비용이 가

장 작은 시스템을 우선하여 비용 최적화 시스템으로 제시한다.

HOMER는 COE를 시스템에서 생산된 유용한 전력의 평균 단가로 정의한다. 즉 COE는 시스템전체의 연간전력생산비를 부하에 사용된 전력으로 나누어 계산한다. 계산식은 식 (1)과 같다.

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - C_{boiler} H_{served}}{C_{served}} \quad (1)$$

여기서,

$C_{ann,tot}$: 총 연간 비용

C_{boiler} : 보일러 한계생산비용(태양광발전, 풍력발전은 부하에 투입된 열량은 없으므로 0)

H_{served} : 부하에 사용된 총 투입 열량

C_{served} : 부하에 사용된 총 전력량

LCOE는 특정 에너지원(전력)의 생산비용을 말한다. 계산식은 식 (2)와 같다.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

여기서,

I_t 는 t년의 투자

M_t 는 t년의 유지관리비용

F_t 는 t년의 연료비용

E_t 는 t년의 전력생산

r 은 할인율

n 은 시스템 수명

제3절 에너지자립섬 최적화 연구대상

1. 우리나라의 도서 현황

2014년 기준 우리나라는 16개 시·군에 63개 한전 관리 자가발전 도서가 있다. 그리고 한전관리 도서보다 작지만 10가구 이상이 거주하는 도서는 지자체가 관리하는데 전국 11개 시·군 22개 지자체 관리 섬이 있다. 그밖에 18개 시·군에 42개 주민자치 운영 섬³⁴⁾이 있다. 일부 재생에너지 설치를 제외하면 모두 디젤발전을 통해 전력을 공급하고 있다.

<표 3-2>는 우리나라 도서 및 발전 설비 현황이다. 한전 운영 63개 섬의 총발전설비용량은 92,595kW이며, 평균용량은 1,469.76kW이다. 2013년 발전량은 247,231MWh이므로 이용률은 30.47%이다. 한전 운영 발전량 상위 10개 섬³⁵⁾의 총 설비용량은 67,200kW, 평균 최대전력은 3,676.7kW이다. 나머지 53개 섬의 총 설비용량은 25,395kW, 평균 최대전력은 193.79kW이다. 울릉도를 비롯한 6개 섬은 에너지자립섬 사업을 진행하고 있다.³⁶⁾

지자체 운영 22개 섬의 총 설비용량은 7,468kW, 평균은 339kW이다. 인천시는 에너지자립섬 사업으로 백아도에 태양광발전 250kW, 풍력 40kW, ESS 1,125kWh가 설치하였다. 덕적도에는 태양광 144kW, 풍력 33kW, 지열 10RT, ESS 500kWh를 설치하였다. 전남은 시·군 운영 28개 섬을 대상으로 국비 지원 사업으로 에너지자립섬 사업을 계획하고 있다.

자치 운영 42개 섬은 10가구 미만의 작은 섬으로 총 설비용량은 2,130kW, 평균은 51kW이다. 자치 운영 섬 중 2014. 12 기준 신재생에너지 설비가 구축되어 있는 섬은 13개이다.

34) 우리나라는 10가구 미만에 대해서는 전기사업법, 농어촌전전화사업법에 따른 한전의 전력 공급 의무가 없다.

35) 울릉도, 백령도, 연평도, 추자도, 흑산도, 거문도, 대청도, 덕적도, 조도, 위도

36) 울릉도는 한전 컨소시엄인 (주)에너지피아, 덕적도는 KT, 삼시도는 우진산전, 거문도·조도는 LG CNS, 추자도는 포스코ICT가 사업주체이지만 사업 진척은 없다.

<표 3-2> 우리나라 도서 및 발전 설비 현황(2014)

구분	한전운영	지자체운영	자치운영	합계
도서 수	63	22	42	127
발전설비용량(kW)	92,595	7,467.7	2,130.4	102,193.1
발전량(2013,MWh)	247,231	미상	미상	미상
발전기 대수	214	62	82	358
고객호수	30,910	1,803	261	32,974
인구수(명)	43,314	2,778	357	46,449

(출처: 산업부, 2014)

산업부 자료³⁷⁾에 의하면 2014 한전운영 63개 섬의 평균 판매원가³⁸⁾는 670원/kWh이다. 울릉도 453.5원/kWh, 백령도 475.4원/kWh, 연평도 526.7원/kWh, 추자도 531원/kWh, 대청도 536.5원/kWh, 흑산도 618.8원/kWh, 거문도 642.2원/kWh, 덕적도 679.4원/kWh, 홍도 700.7원/kWh, 조도 707.5원/kWh, 어청도 745원/kWh, 소청도 776.4원/kWh, 위도 822.8원/kWh, 승봉도 838.5원/kWh, 자월도 858.2원/kWh, 개야도 905.2원/kWh, 삽시도 946.5원/kWh, 가거도 949.2원/kWh, 초도 1147.9원/kWh, 가파도 1,154.5kWh이다. 위 상위 19개 섬을 제외한 나머지 44개는 1200원/kWh 이상이다.

우리나라 도서는 디젤발전으로 전력을 공급하고 있는데, 산업부 자료(2015)에서 확인된 연료단가는 개야도 1,299원/L, 승봉도 1,287원/L, 위도 1,272원/L, 추자도 1,291원/L이다. 연료비를 발전량으로 나눈 연료비원가는 개야도 349.53원/kWh, 승봉도 338.16원/kWh, 위도 346.87원/kWh, 추자도 312.75원/kWh이다. 이들 섬에서는 태양광발전과 풍력발전의 LCOE가 연료비원가보다 낮으므로 경제적 대안이 될 수 있을 것이다.

37) 산업부 2015.3 친환경 에너지자립섬 조성 사업설명회

38) 디젤발전의 운영비(연료비+감가상각비+수선유지비+지급수수료+기타비용)를 판매전력량으로 나눈 값

2. 연구대상 선정 사유 및 가사도 현황

재생에너지가 공급되는 에너지자립섬 마이크로그리드 연구를 위해서는 전력 수요 데이터와 자원 잠재량 데이터가 있어야 한다. 가상의 섬을 설정하여 수요 데이터와 자원량을 임의로 정의할 수도 있으나 실제하는 섬을 선택하여 그 섬의 전력 수요 데이터와 자원 잠재량을 가지고 시나리오 분석을 하는 것도 유용한 방법일 수 있다.

우리나라는 비교적 작은 나라로 태양에너지 잠재량이 큰 차이를 보이지 않는다. 반면 풍력에너지 잠재량은 지역에 따라 편차가 존재한다. 이런 이유로 섬이 많은 전남 지역을 후보지역으로 선정하였다. 전력 수요 패턴이 중요한데 우리나라 대부분의 섬은 어업이 중심이며 관광지의 주말 수요 급증 패턴을 보이는 곳은 일부이다. 위의 조건을 충족하고, 재생에너지 마이크로그리드가 구축되어 있어서 객관적인 자료를 구하기가 쉽고 연구결과를 비교할 수 있는 가사도를 연구대상으로 선택하였다.

<표 3-3>은 가사도 현황 및 선정 이유이다. 가사도는 전남 진도군 조도면에 위치한 섬이다. 동경 126° 04' 북위 34° 28'에 위치하며, 면적은 5.58km²이며 해안선 18.10km, 표고 268m이다. 목포항으로부터 직선거리로 45km 떨어져 있다. 2011년 기준 170여 가구, 290여명이 거주하며, 주민 대부분이 어업에 종사한다.

공공기관으로 초등학교인 진도서초등학교 가사분교, 농협, 면 출장소, 보건진료소, 경찰관 출장소, 통신공사 가사도 중계소, 가사도 내연 발전소, 가사도 향로표지관리소 등이 있다. 기반 시설로는 소규모 어항 6개, 선착장 1개, 물항장, 방파제, 우물 등 급수시설로는 간이 상수도가 161가구에 설치되어 있다.

전력설비로는 2011년 디젤발전 100kW설비 3개가 가동 중이었으며, 평균 부하는 95kW이었다.

<표 3-3> 가사도의 현황 및 선정 사유

위치	전남 진도군 조도면 가사도리 동경 126° 04′ 북위 34° 28′에 위치 면적 5.58km ² 이며 해안선 18.10km, 표고 268m 목포항으로부터 직선거리로 45km	
현황	일반	- 2011년 170 가구, 290여명 거주, 면적 6.4Km ² . 대부분 어업 - 공공기관: 초등학교(진도서초등학교 가사분교), 농협, 면출장소, 보건진료소, 경찰관 출장소, 통신공사 가사도 중계소, 가사도 내연 발전소, 가사도 항로표지관리소 등. - 기간시설: 소규모 어항 6개, 선착장 1개, 물항장, 방파제, 우물 등. 급수시설: 간이 상수도 161가구 설치.
	자원	평균 풍속 5.8m/s, 평균 일사량 3.88kWh/m ² /d
	전력	2011년 디젤발전 하루 평균부하 95kW
선정사유	자원	섬이 많은 전남에 위치하고,
	전력	어업의 부하 패턴을 가지고 있음.
	구축	마이크로그리드가 구축되어 있어 자료 확보와 검증이 용이함

가사도 에너지자립섬 마이크로그리드는 신재생에너지 기반 융복합 에너지시스템 및 계통연계 기술개발을 목적으로 산업부, 전라남도, 한국전력, 전기연구원, 전력연구원의 컨소시엄이 구성되어 36개월(2012.10~2015.9)의 사업기간에 걸쳐 설비가 구축되었다.

<그림 3-2>는 한전에서 제공한 가사도 마이크로그리드 배치도이다. 제어센터에서 EMS를 통해 발전과 배터리를 통해 전력계통을 관리하고 있다. 새로 추가된 태양광발전은 수상태양광을 포함하여 78kW, 60kW, 102kW, 48kW로 분산 설치되었다. 풍력발전 역시 100kW 설비 4개로 분산 설치하

고 있다. 전력계통 관리를 위해서는 태양광발전, 풍력발전 모두 분산설치가 유리하기 때문이다. 배터리(EES) 용량은 3MWh로, 100% 충전의 경우 가사도 하루 24시간 사용량이다.



<그림 3-2> 가사도의 마이크로그리드 배치도

(출처: 한전, 2014)

<표 3-4>는 가사도 에너지자립섬 시스템 구축설비 현황이다. EMS를 통해 발전 및 배터리와 부하를 직접 제어할 수 있다. 인버터는 500KVA*2대 250KVA 1대가 설치되어 계통의 전압 및 주파수를 관리하고 있다. ESS는 4,000Cycle 이상의 수명을 가진 Li-ion 배터리 3MWh가 설치되었다. 풍력 발전은 출력제한, LVRT, 역률제어 가능한 영구자석형 동기발전기 100kW 4개가 설치되었다. 태양광발전은 출력제한이 가능한 인버터가 설치되었으며, 수상을 포함 여러 곳에 78kW, 60kW, 102kW, 48kW, 17kW, 3kW, 3kW, 3kW 분산 설치되었으며, 총 용량은 314kW이다. 제어센터는 2층, 100평 규모이며 운영실, 회의실, 인버터실, 배터리실을 두고 있다. 기존의 디젤발전 100kW 3기는 함께 운영된다.

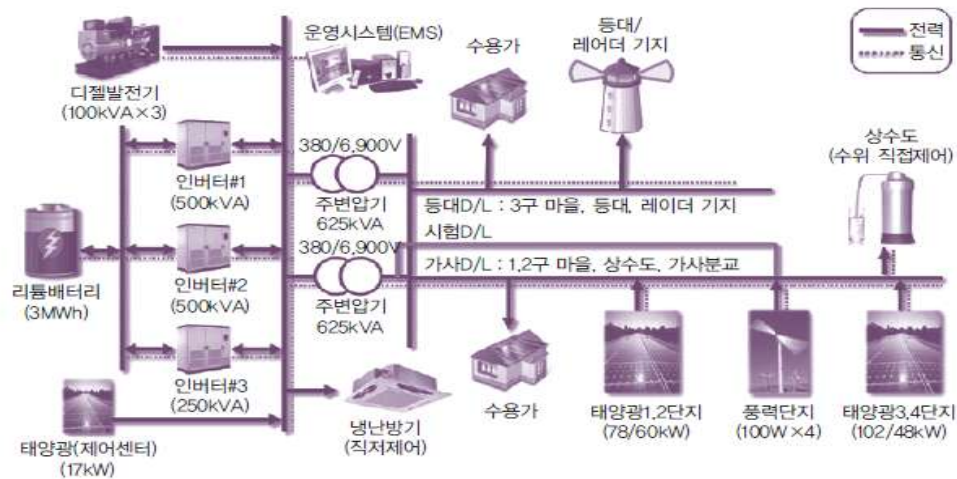
<표 3-4> 가사도의 마이크로그리드 시스템 구축설비 현황

구분	규격 및 수량	특징	제작사
마이크로그리드 시스템 설계	1식	재생에너지 최적조합	한전
EMS (운영시스템)	1식	발전 및 배터리 제어, 부하제어	한전
인버터	500KVA*2대 250KVA 1대	인버터가 계통전압 및 주파수 형성	효성
배터리	3MWh	수명 4,000cycle 이상	코캠
풍력발전	100kW*4대	영구자석형 동기발전, 출력제한, LVRT, 역률제어	해바람에너지 (NPS사)
태양광발전	314kW (78/60/102/48/ 17/3/3/3kW)	출력제한, 수상설치	보국전기
제어센터	2층 규모, 100평	운영실, 회의실, 인버터실, 배터리실	전남 테크노파크
디젤발전기	100kW*3대	Droop 운전 ³⁹⁾	기설

(출처: 전력연구원 제공)

<그림 3-3>은 가사도의 전력계통도이다. 전력 및 통신이 함께 이루어지는 SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition)가 구축되어 있다. EMS를 활용하여 냉·난방기를 직접 제어하고 있으며, 상수도 수위 조절을 직접 제어하고 있다. 초과전력을 활용을 위해 도서 지역 내에서 활용 가능한 수요자원을 활용하고 있다.

39) 부하가 변할 때 연료량을 조정하여 원동기 속도를 일정하게 유지하여 주파수를 유지하는 역할을 하는 운전 방식 중 하나임.



<그림 3-3> 가사도의 전력계통도

(출처: 전력연구원)

3. 가사도 재생에너지 마이크로그리드 구축 후 운영 현황⁴⁰⁾

가. 일반 현황

가사도는 재생에너지 마이크로그리드 설비 구축 후 전력사용 제약이 해소되자 인구가 늘고, 전력 소비가 증가⁴¹⁾하였다. 2016년 평균전력은 115kW이다.

2014년 마이크로그리드 구축 후의 디젤소비량 절감 실적은 <표 3-5>에서 보는 바와 같이 누적절감량은 약 450kl(년평균 약 220kl)이다. 연평균절감율은 74.7%이다. 마이크로그리드 계획 당시의 디젤소비 절감목표인 50%를 초과 달성했다. 재생에너지 100% 수용이라는 목표를 수립했으나 상당한 양의 재생에너지가 초과전력으로 차단되고 있어, 이의 효과적 활용이라는 과제를 안게 되었다. <그림 3-4>는 연도별 월별 디젤사용량이다.

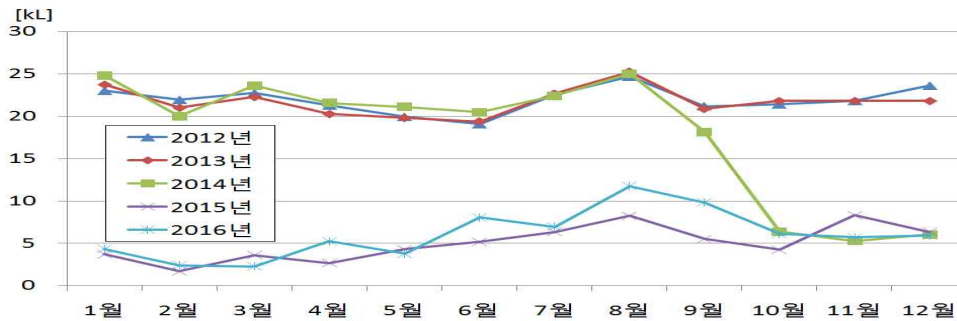
40) 마이크로그리드 구축 후의 실적 자료는 한진 측이 제공한 자료를 기초로 작성되었다.

41) 마이크로그리드 구축 후 전력소비 증가는 주요한 고려 사항임.

<표 3-5> 가사도의 마이크로그리드 구축 전후의 디젤소비량

연도	연간 연료소비량 (L)	절감량 (L, 2013 대비)	절감율 (%, 2013 대비)
2013	260,847		
2014	214,921	50,797	74.2
2015	60,194	205,524	77.3
2016	72,416	193,302	72.7
계		449,623(계)	74.7(평균)

(출처: 전력연구원)



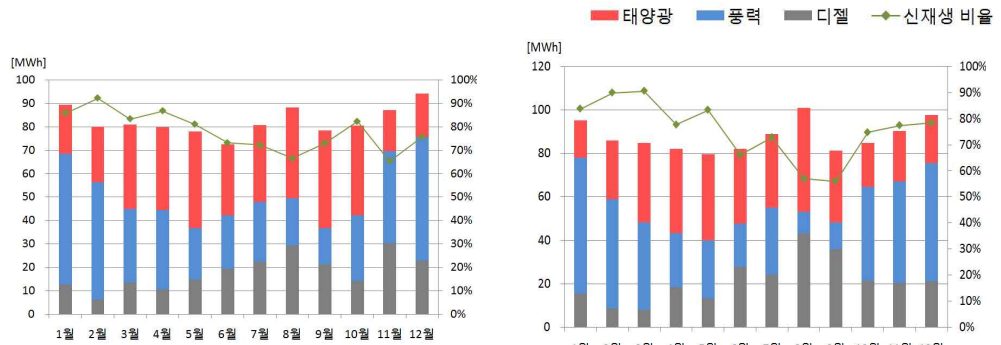
<그림 3-4> 가사도의 연도별 월별 디젤 사용량

(출처: 전력연구원)

나. 재생에너지 보급 비율

<그림 3-5>는 가사도의 발전원별 월별 발전량이다. 재생에너지(태양광발전+풍력발전)의 공급률은 77%이다. 2016년 기준 디젤 발전기 이용률은 9.8%, 태양광발전 이용률은 13.6%, 풍력발전 이용률은 12%이다. 태양광발전과 풍력발전은 출력제한으로 이용률이 실제 발전량에 비해 상당히 낮게 나타나고 있다.

마이크로그리드 설비 구축 후의 섬의 전력 소비 증가는 디젤발전량을 늘려 대처하고 있으므로 점차 디젤발전 비율이 증가할 것으로 예상된다.



< 전원별 비율(2015년) >

구분	디젤	풍력	태양광
부하분담율	22	40	38

< 전원별 비율(2016년) >

구분	디젤	풍력	태양광
부하분담율	24.5	40	35.5

<그림 3-5> 가사도의 발전원별 발전량

(출처: 전력연구원)

다. 전력 소비 현황

<표 3-6>은 마이크로그리드 구축 전후의 전력소비량 변화를 보여준다. 설비 구축 전인 2014년은 증가율이 1.9%인데, 구축 후 사용제한이 풀리자 건조 설비 등의 증가로 2015년 5.3%, 2016년 7.0%의 높은 증가율을 보였다. 전력연구원은 '17~'18년 이후에는 증가율이 안정화 될 것으로 예상하고 있다.

<표 3-6> 가사도의 마이크로그리드 설비 구축 전후의 전력소비량

구분	실적				계획(예측치)	
	'13	'14	'15	'16	'17	'18
전력소비량(MWh)	657	669	705	755	770	786
전력소비증가율(%)	-	1.9	5.3	7.0	1.9	2.0

(출처: 전력연구원)

제4절 에너지자립섬 최적화모형의 입력자료

1. 전력 수요 데이터

가사도의 전력수요 데이터는 한전 전력연구원의 협조를 받았다. 2016년 1년 동안의 15분 단위의 실측 데이터로서 각각의 태양광발전, 풍력발전 데이터와 부하 데이터이다. 통신 오류에 의한 부분적인 자료 누락이 있었다.

<그림 3-6>은 가사도 실측데이터를 활용하여 주중, 주말을 구분한 하루 24시간, 1월부터 12월까지의 데이터이다. 전력연구원의 15분 단위의 부하데이터를 평균하여 시간 단위 데이터를 만들었다. HOMER는 주중과 주말로 구분된 24시간*12개월 데이터를 제공하면 이를 기초로 8760 시간 단위의 수요 그래프를 만들어 시뮬레이션할 수 있다.

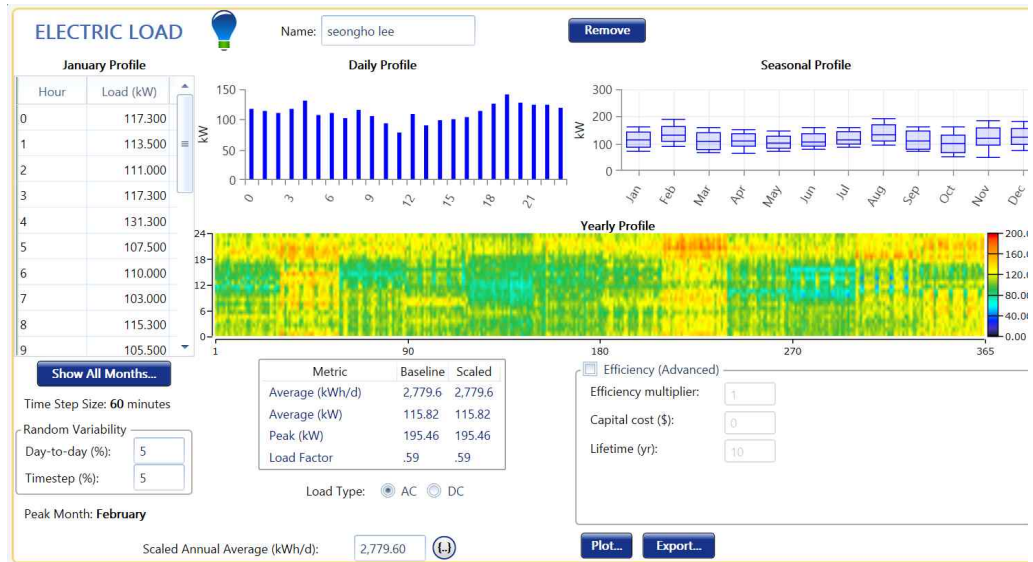
Yearly Load Data

Hour	Weekdays						Weekends					
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	117.300	151.500	108.000	106.500	107.800	111.000	117.000	138.000	121.800	105.000	122.300	139.800
1	113.500	124.300	103.000	104.000	102.800	100.800	108.500	130.500	109.800	106.800	114.300	126.000
2	111.000	115.300	107.500	109.300	99.000	102.000	107.500	129.500	109.000	105.300	112.300	125.800
3	117.300	125.300	107.000	120.500	97.500	109.500	110.300	130.300	115.800	107.300	108.800	131.800
4	131.300	127.000	104.500	113.300	109.000	105.800	103.000	123.300	114.000	110.300	122.800	133.800
5	107.500	113.800	104.800	108.800	117.000	97.500	96.500	113.000	111.500	106.800	125.300	135.800
6	110.000	137.300	114.500	102.300	106.800	104.800	105.500	122.800	105.500	111.500	120.300	143.300
7	103.000	154.000	106.000	131.300	98.000	109.500	118.300	131.800	118.300	102.000	120.500	127.500
8	115.300	138.300	107.500	136.300	90.300	98.800	123.500	144.500	107.000	87.800	134.800	144.500
9	105.500	144.000	112.000	105.000	85.500	97.800	115.500	139.000	104.300	81.000	120.800	136.500
10	93.500	136.300	108.300	103.800	89.500	106.300	113.300	132.500	75.800	83.800	114.300	136.800
11	78.000	141.700	91.300	99.800	82.000	96.800	96.800	111.800	106.500	85.800	137.000	108.000
12	109.300	142.500	90.500	111.500	82.800	92.300	105.000	112.800	107.300	92.000	116.800	129.300
13	89.500	129.800	92.500	107.000	96.500	95.800	96.500	132.800	116.800	71.300	119.500	106.500
14	98.500	159.300	78.500	115.000	92.000	106.000	100.300	127.000	105.500	88.300	115.500	109.500
15	101.000	132.500	92.000	98.300	100.000	95.000	95.800	119.800	106.000	68.000	115.800	107.300
16	104.000	116.000	95.500	117.800	94.000	98.500	107.800	120.000	110.000	97.500	125.800	112.800
17	114.800	141.500	97.300	113.500	99.500	109.000	106.000	124.300	112.000	103.500	123.300	138.000
18	125.300	152.000	116.300	123.000	102.800	108.000	118.800	150.000	125.000	120.000	163.000	153.000
19	141.800	160.300	130.500	125.300	123.500	120.300	124.800	144.800	135.000	124.300	150.000	138.000
20	128.500	158.800	134.800	119.300	124.000	127.300	137.000	171.000	147.500	126.500	138.000	158.800
21	124.800	145.800	119.300	125.300	121.500	133.800	132.500	159.500	129.300	119.000	136.300	156.500

<그림 3-6> 가사도 2016 실측데이터를 이용한 부하 데이터

(주: 전력연구원의 15분 단위의 실측 부하데이터를 부분적인 누락이 있어 그대로 사용하지 못하고, 이를 이용하여 주중과 주말을 구분하여 24시간, 12개월의 자료를 만들어 입력하였다.)

<그림 3-7>은 24시간*12개월 데이터를 입력한 화면을 보여준다. 중앙 및 우측 큰 화면에서 수요 데이터 입력 결과를 볼 수 있다. Hourly Profile, Daily Profile, Seasonal Profile, Yearly Profile 이 나타나 있다.



<그림 3-7> 전력 부하 데이터 입력 후 HOMER 화면

Random Variability⁴²⁾ 창에서 Day-to-Day(5%), Timestep(5%)을 입력하였다. <그림 3-7>에서 보듯이 Daily Profile 의 경우 낮 시간대의 전력 사용량이 밤보다 낮다. 전력연구원에 따르면 가로등이 섬 전력 사용량의 25%를 차지하며, 가로등 사용으로 인해 밤의 전력소비량이 낮의 전력소비량보다 높다. Seasonal Profile 경우 8월 전력 사용량이 가장 많았고, 5월, 10월 사용량이 적었다. 하루 평균 전력량이 2,779.6kWh/day, 평균전력 115.82kW이며, 피크전력은 195.46kW이다.

42) HOMER는 입력한 부하데이터의 변동성과 별개로 모델러가 임의로 날짜별 변동성과 시간대별 변동성을 추가하여 시뮬레이션할 수 있다. 여기서 날짜별 변동성은 하루 24시간, 시간대별 변동성은 1시간을 말한다.

2. 시뮬레이션 조건

시스템 전체 할인율과 인플레이션율은 전문가 자문을 거쳐 할인율은 5%, 인플레이션율은 2%로 설정하였다. 프로젝트 기간은 태양광모듈의 보증기간을 감안하여 25년으로 설정하였다. 통화는 USD \$이다. 마이크로그리드에서는 현지의 부하 및 전력 공급 상황에 따라 연간 최대 용량 부족(Maximum Annual Capacity Shortage)을 설정할 수 있는데, 우리나라의 도서지역에서는 용량부족이 발생하지 않아야하므로 0으로 설정하였다. 또한 최소 재생에너지 비율도 지정할 수 있으나 이는 지정하지 않았다.

운전예비전력(Operating Reserve)은 갑작스런 부하증가 또는 전력공급 감소에 대비한 전력시스템 균형을 이루기 위한 예비전력을 말한다. HOMER에서 운전예비전력은 부하와 관련한 요소 2가지와 재생에너지 공급 변동성과 관련한 요소 2가지를 합한 값이다. 갑작스런 부하증가와 관련한 운전예비전력은 현재부하(Load in current timestep)의 10%, 연간 피크 부하(Annual Peakload)의 10%로 설정하였으며⁴³⁾, 재생에너지 공급변동성과 관련하여 태양광발전의 시간당 출력변동성⁴⁴⁾은 20%, 풍력발전의 시간당 출력변동성⁴⁵⁾은 50%로 설정하였다.

이산화탄소 배출권 가격은 우리나라 배출권거래가격(KAU)⁴⁶⁾이 2만원 수준임을 감안하여 \$20/t(ton of CO₂eq)로 모델링하였다.

43) 현재시간의 필수부하가 70kW이고, 연간 피크부하가 100kW이면 여유전력은 현재부하의 10%인 7kW와 연간피크부하의 10%인 10kW를 합하여 17kW를 유지해야 하므로 17kW는 현재 필수부하 70kW대비 24.3%에 해당한 양이다.

44) 태양광발전의 시간당 출력변동성이 20%라고 하면 시간당 태양광발전의 출력이 갑자기 예측치보다 20%하락에 대비한 운전예비전력을 유지해야 한다.

45) 풍력발전의 시간당 출력변동성이 50%라고 하면 시간당 풍력발전의 출력이 갑자기 예측치보다 50%하락에 대비한 운전예비전력을 유지해야 한다. 전영환(2014)의 우리나라 시간당 풍력발전 변동성은 +26.5, -25.4이다.

46) 에너지공단의 배출권거래현황(2017)에 따르면 KAU2015('17.7.1~'16.6.30) 평균가격 13,648원, 최고가 21,000원(2016.5.19.), 연거래량 1,586천 톤이며, KAU2016('16.7.1~'17.4.13) 평균가격 19,300원, 최고가 26,500원('17.2.7), 연거래량 4,372천 톤이다.

3. 디젤발전 연료 조건

어떤 종류의 엔진과 연료를 사용하느냐에 따라 배출가스의 종류와 양이 달라진다. 우리나라 한국전력이 운영하는 섬에서는 부생유⁴⁷⁾를 사용하며, 지자체가 운영하는 섬에서는 경유를 사용한다. 가사도는 지자체가 운영 섬으로 경유를 사용한다. 가사도의 디젤 가격은 1\$/L으로 입력하였다.

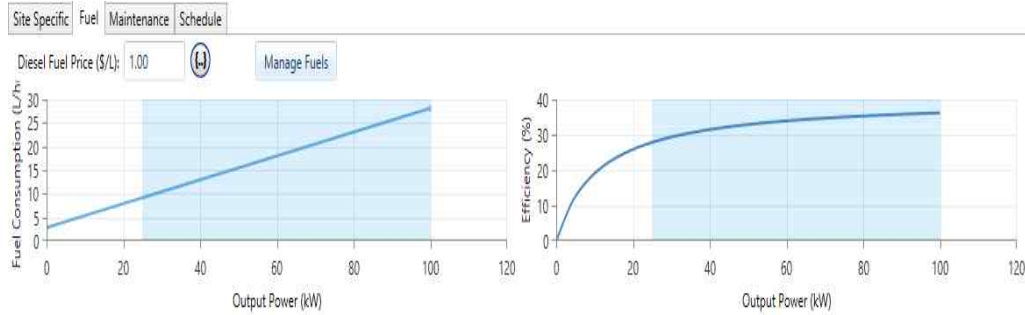
디젤발전기는 출력에 따라 연료사용량 및 연료효율이 변한다. HOMER는 발전기의 연료효율곡선과 오염물질 배출계수가 입력되면, 연료사용량을 곱하여 배출량을 정한다. 연료효율곡선은 곡선이지만 편의상 직선으로 계산한다. 배출계수는 일산화탄소, 불연탄화수소, 미세먼지, 질소산화물을 입력한다. 탄소함유량 중 일산화탄소와 불연탄화수소를 제외한 나머지가 이산화탄소 배출량으로 계산된다.

연구모형에 사용한 디젤연료의 효율곡선절편계수(fuel curve intercept)는 2.80L/h이며, 연료곡선기울기(fuel curve slope)는 0.253L/h/kW이다. 배출계수는 일산화탄소(CO)가 17.794g/L, 불연탄화수소(unburned HC) 0.72g/L, 미세먼지(particulate) 0.0712g/L, 질소산화물 1.4235g/L이다. 디젤연료의 저위 발열량 값(lower heating value)은 43.2MJ/kg이며, 밀도(density)는 820kg/m³, 탄소 함량은 88%, 황 함량은 0.4%이다.

<그림 3-8>은 디젤발전기 출력과 연료사용량 및 연료효율 변화 그래프이다. 디젤발전은 정기적인 점검을 실시하는데 한국전력은 디젤발전기의 정밀점검 주기를 1,800rpm은 4,000시간, 1200rpm은 5,000시간, 720rpm, 900rpm은 6,000시간마다 실시하며, 점검소요일수는 발전기 크기에 따라 다른데, 50kW 이하는 5일이며, 3,000kW 이상은 25일이다. 간이점검은 누적운전기준 500~1,000시간마다 실시한다. 모델링에서는 발전기 점검시간이 겹치

47) 부생연료유는 나프타 및 콘텐세이트를 원료로 석유화학제품을 생산하는 과정에서 발생되는 부산물로서, 주로 보일러(가정용 제외) 또는 노(furnace)의 연료로 사용된다.

지 않도록 발전기 별로 시간을 지정하였다.



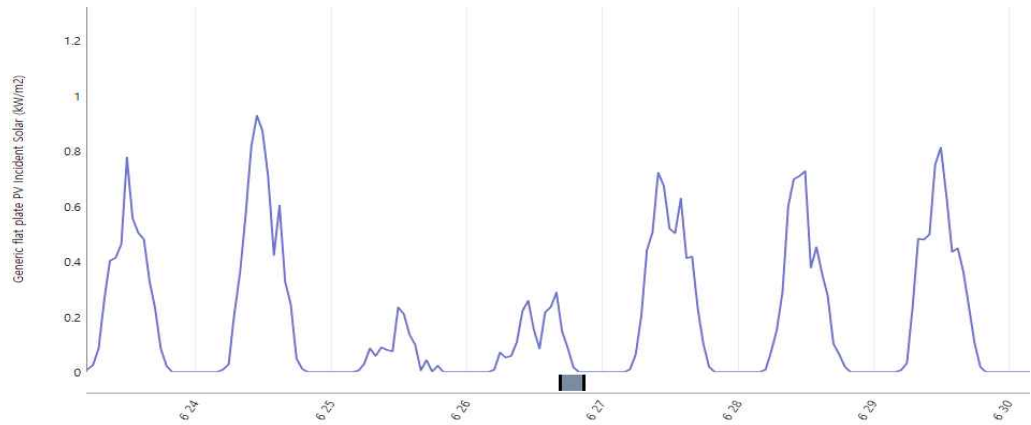
<그림 3-8> 디젤발전기 출력에 따른 연료 사용량 및 효율의 변화

4. 일사량 조건

일사량 조건은 태양광발전의 연간 이용률을 결정하는 중요한 요소이다. 태양광발전 자원량은 태양광모듈 어레이에 도달하는 일사량으로 직달일사량과 산란광, 반사광 모두 발전에 영향을 미친다.(부록 참조)

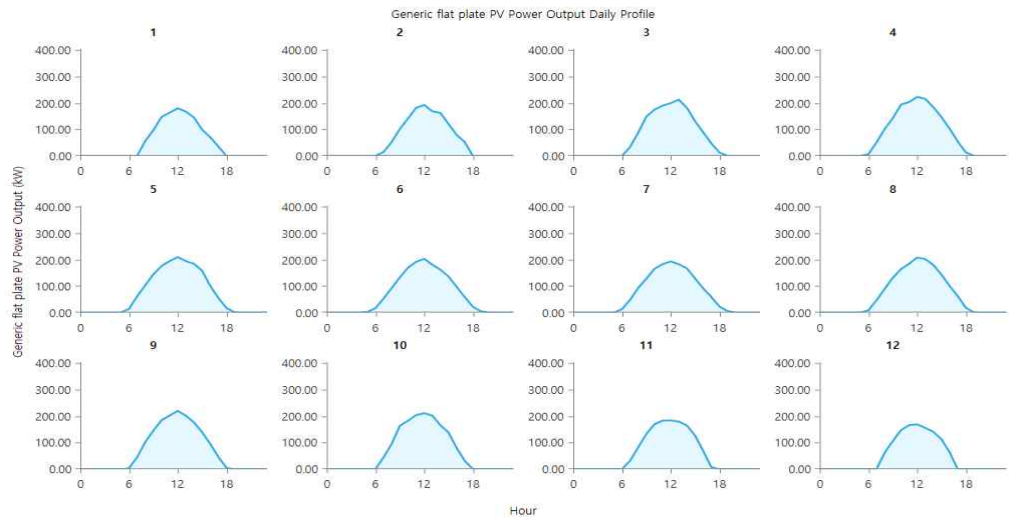
우리나라는 한국에너지기술연구원과 기상청에서 일사량 및 풍속 데이터를 얻을 수 있는데 이들 데이터로는 실시간 전력을 시뮬레이션할 수 없다. HOMER는 NASA와 NREL에서 제공하는 일사량 자원 데이터를 활용하여 실시간 전력을 시뮬레이션할 수 있는데, 이 연구에서는 NASA자료를 활용하였다. 가사도의 일평균 일사량은 4.13kWh/m²/day 이다. 태양광발전은 온도에 영향을 받는데 주변온도 데이터도 NASA의 데이터이다.

일사량의 연간 시간대별 분포도는 정규분포를 나타내지만 주간 분포도는 계절에 따라 다양하게 나타나는데, 하나의 사례로 6월 마지막 주의 주간 분포 그림이 <그림 3-9>이다.



<그림 3-9> 가사도의 일사량 일주일 분포(48)

<그림 3-10>는 일사량의 월별 시간대별 분포 그림이다. 5월과 9월의 발전량이 많고, 12월, 1월의 발전량이 작다. 태양광발전은 반도체 물질을 사용하여 발전하므로 온도가 올라가면 발전효율이 하락하는 성질이 있어서 여름인 7월, 8월의 일조량이 많지만 월간 발전량은 5월, 9월에 비해 떨어진다.



<그림 3-10> 가사도의 일사량 월별 시간대별 분포

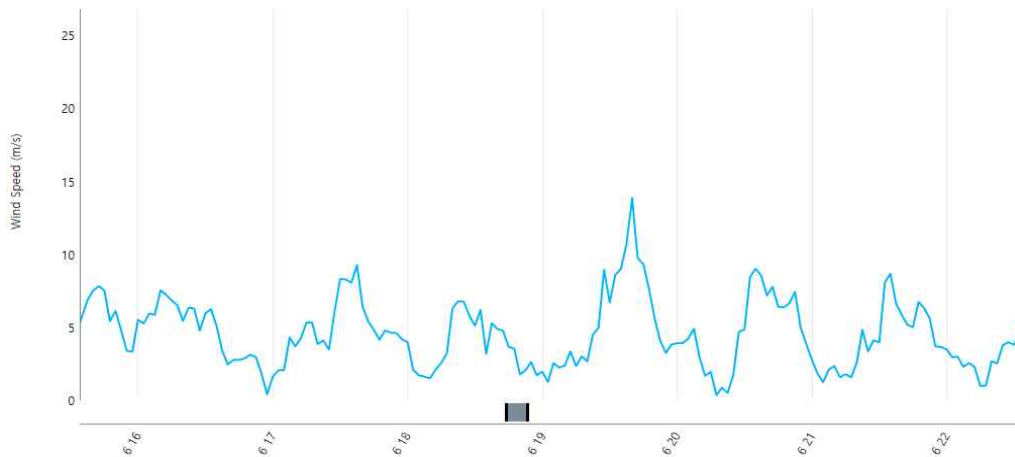
48) <그림 3-9>, <그림 3-10>, <그림 3-11>, <그림 3-12>는 NASA의 가사도 자원량(일사량, 풍속) 자료를 기초로 HORMER가 시뮬레이션한 결과이다.

5. 풍속 조건

풍력발전량은 풍속의 세제곱에 비례하며, 풍속은 풍력발전의 타워 높이를 높일수록 좋아지는데 타워 주변 여건(바다나 평지처럼 평평한 곳과 산지나 도시처럼 굴곡이 있는 곳)에 따라 높이에 따른 풍속지수는 다르다.

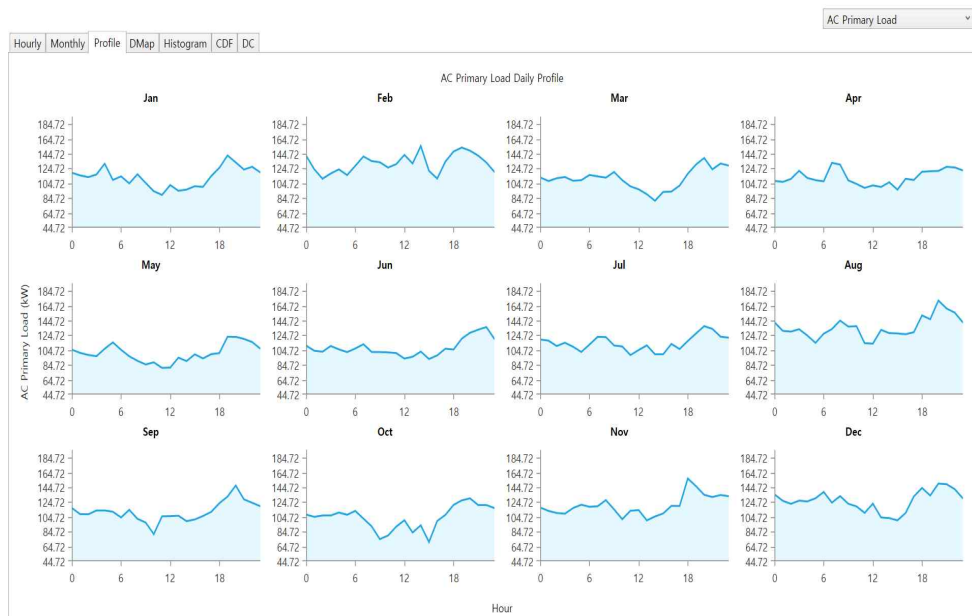
HOMER에서 NASA와 NREL에서 제공하는 풍속 자원데이터를 활용할 수 있으며, 이 연구에서는 NASA 자원 데이터를 활용하였다. HOMER에서 풍속은 타워의 높이에 따라 값이 다르게 나타나므로 높이를 지정하여야 한다. 시뮬레이션하는 100KW 풍력발전기는 타워의 설계조건이 24.5m~36m이므로 24.5m로 입력하였다. NASA자원 데이터의 가사도의 타워 높이 24.5m에서 연평균 풍속은 6.07m/sec이다.

풍속의 주간 그래프는 다양할 수밖에 없다. <그림 3-11>은 HOMER의 가사도의 6월의 일주일 풍속 그래프이다. 어느 요일이나 하루 중 특정 시간대에 집중된 출력 특성을 발견할 수는 없었다.



<그림 3-11> 가사도의 풍속 일주일 분포

<그림 3-12>는 풍속의 월별 분포 그림이다. 가사도의 위치가 전남 진도 앞바다에 위치하여 월별 발전량 차이가 크게 나타나는 편은 아니다. 11월, 12월, 1월, 2월의 동절기의 발전량이 많고, 5월 6월, 9월, 10월 발전량이 작다. 8월의 발전량이 많은 것으로 나타나는데 그 이유는 확실치 않다.



<그림 3-12> 가사도의 풍속 월별 분포

6. 발전원의 제원 및 가격

가사도에 구축된 디젤발전기의 단위 용량은 100kW이며, Droop운전⁴⁹⁾이 가능한 형식이다. 연구를 위해 입력한 디젤발전기의 가격은 매년 업데이트

49) Droop운전은 부하분담운전이라고 하는데, 부하의 변동에 따른 주파수 변동을 방지하고 일정한 주파수를 유지한 채 부하증감에 따라 출력을 조절하여 대응운전하는 것을 말한다. 발전기가 계통에 연결되어 운전하는 경우에는 계통 주파수에 맞추어 발전기의 속도를 조정한다. 발전기가 계통과 연결되어 있지 않을 경우에는 부하가 발전기 출력보다 크면 발전기 출력 주파수(터빈 속도)가 감소하고, 부하가 발전기 출력보다 작으면 발전기 출력주파수(터빈 속도)가 증가하게 되므로 계통과 분리(Isolated) 운전하는 섬에서는 부하가 변경되면 부하변동에 따라 계통 주파수가 변경되므로 주파수를 일정하게 유지하기 위하여 발전출력을 변경하여 운전 가능한 Droop운전 발전기가 필수적이다.

되는 HOMER의 데이터이며, 1세트 당 초기투자비 40,000\$, 교체비 40,000\$, 유지관리비 2.0\$/시간이다. 최소부하율(Minimum load ratio)은 25%, 수명은 15,000시간이다. 연료소비에 따른 CO₂ Penalty는 \$20/t이다.

태양광발전 초기투자비는 2017년 상반기 기준으로 전문가(태양광발전 사업자) 자문을 거쳐 2,000\$/kW, 교체비는 1,500\$/kW, 운전비는 20\$/kW로 정하였다. 방위각은 정남향, 경사각은 30도로 설정하였다. 모듈 수명은 25년⁵⁰⁾이며, 온도 계수는 -0.4%/°C이다. 일사량 자료는 HOMER에 연결되어 사용가능한 NASA 자료(4.13kWh/m²/day)이다.

풍력발전 단위용량은 전문가(국가연구원 풍력발전 전문가) 자문에 따라 가사도에 설치되어 있는 100kW를 적용하였으며, 100kW 풍력발전기의 초기투자비 300,000\$/kW, 교체비 250,000\$/kW, 운전비 6,000\$/year로 정하였다. 수명은 20년이며, 허브 높이는 24.5m이다. 풍력자료는 HOMER에 연결되어 사용가능한 NASA자료(허브높이 24.5m의 평균풍속 6.07m/sec)이다.

ESS는 LG전자의 Li-ion전지이며, 전문가(제조사 전문가) 자문을 거쳐 BMS(battery Management System)포함 초기투자비 \$700/kWh, 10년 후 교체비 \$400/kWh, 운전비 \$10/kWh/yr로 정하였다. 효율(Roundtrip efficiency)은 95%, 최소 저장(Minimum state of charge)은 10.2%, 성능보장은 10년 후 60% 출력 또는 Throughput 3MWh이다.

컨버터 비용은 전문가(제조사 전문가) 자문을 거쳐 초기투자비 \$300/kW, 교체비 \$200/kW, 운전비 \$3/년으로 정하였다. 수명은 7년이며, 효율은 95%이다. <표 3-7>에 모형의 입력 자료를 종합하였다.

50) 일반적으로 모듈 성능 보증은 출시 후 25년 뒤 초기 출력의 83%이다. 수명은 20년, 25년, 30년 모두 가능하지만 25년으로 하였다.

<표 3-7> HOMER 모형의 입력자료

구분	입력 자료
전력수요 ^a	하루평균전력량: 2,779.6kWh/day, 평균전력: 115.82kW, 피크전력: 195.46kW
시뮬레이션 조건 ^b	시스템전체할인율: 5%, 인플레이션율: 2%, 프로젝트기간: 25년, 통화: \$, 연간최대용량부족: 0, 여유전력: 평상전력 10%, 피크전력 10%, 태양광변동성 20%, 풍력변동성 50%, CO ₂ Penalty: \$20/t
디젤연료 ^b	가격: \$1/L
일사량 ^c	NASA 데이터: 4.13kWh/m ² /day
풍속 ^c	NASA 데이터: 타워높이 24.5m에서 평균 6.07m/sec
디젤발전기 ^b	초기투자비: 40,000\$, 교체비: 40,000\$, 유지관리비: 2.0\$/시간, 최소부하율(Minimum road ratio): 25%, 수명: 15,000시간
태양광발전 ^b	초기투자비: 2,000\$/kW, 교체비: 1,500\$/kW, 운전비: 20\$/kW, 수명: 25년, 방위각: 정남향, 경사각: 30도, 온도 계수: -0.4%/°C
풍력발전 ^b	초기투자비(100kW): 300,000\$/kW, 교체비: 250,000\$/kW, 운전비: 6,000\$/yrear, 수명: 20년, 허브 높이: 24.5m
ESS ^b	BMS포함 9.8kWh 단위 초기투자비: 7000\$, 10년 후 교체비: 4000\$, 운전비: 100\$/yr, 효율(Roundtrip efficiency): 95%, 최소 저장(Minimum state of charge): 10.2%, Performance Warranty: 10년 후 60% 출력 또는 Throughput 3MWh,
컨버터 ^b	초기투자비: 200\$/kW, 교체비: 150\$/kW, 운전비: 2\$/년, 수명: 7년, 효율: 95%

주1: a: 전력연구원 제공, b: 전문가 자문, c: HOMER에서 제공한 NASA자료,
 주2: 디젤발전의 연료곡선절편계수(fuel curve intercept)는 2.80L/h이며, 연료곡선 기울기(fuel curve slope)는 0.253L/h/kW

제4장 에너지자립섬 마이크로그리드의 최적화 분석

제1절 에너지 공급 시나리오 구성

육지와 전력이 연결되지 않은 도서지역의 재생에너지 공급의 적정 전원 구성을 알아보고자 가사도의 재생에너지 마이크로그리드 설비 구축 전의 기존 디젤발전 시스템을 기준시나리오(Base Scenario)로 설정하고, 대안으로 몇 가지 재생에너지 공급 시나리오를 구성하여 각 시나리오별 최소비용 시스템 구성을 찾고, 이를 기준시나리오와 비교, 연구하고자 한다.

디젤발전 시스템의 기준시나리오의 연료가격은 산업부(2015)의 우리나라 도서의 연료 가격은 1,200원/L 수준이므로 \$1/L로 설정하였으며, 우리나라는 배출권거래제도가 실시되고 있고, 온실가스 거래가격은 에너지공단 배출권거래가격 현황(2017) 자료를 참고하여 CO₂ Penalty를 \$20/t으로 설정하였다.

재생에너지 중 수력발전, 바이오발전, 지열발전은 도서지역에서는 자원도 부족할 뿐 아니라 소규모 설치는 경제성이 없기 때문에 우리나라 도서지역에서 적용 가능한 재생에너지는 태양광발전, 풍력발전으로 한정하였다. 도서지역에서 소규모 풍력발전은 설치 및 유지관리의 어려움 때문에 적용하기 어렵다는 지적(김형진, 2016)이 있지만 낮에만 발전하는 태양광발전 특성을 고려하여 특정시간대에 치우치지 않는 고른 발전시간을 나타내는 풍력발전은 적용이 필요하다.

디젤발전의 기준시나리오와 비교하기 위한 대안 시나리오는 디젤+재생에너지의 하이브리드시나리오(Hybrid Scenario)와 재생에너지100%시나리오(Renewable 100% Scenario)의 두 가지로 구성하였다. 하이브리드시나리오는 총 네 가지인데, 기존 디젤발전에 태양광발전을 더한 Hybrid1(디젤+태

양광) 시나리오와 Hybrid1에 ESS를 결합한 Hybrid2(디젤+태양광+ESS) 시나리오, 기존 디젤발전과 태양광발전과 풍력 발전을 함께 적용한 Hybrid3(디젤+태양광+풍력) 시나리오와 Hybrid3에 ESS를 결합한 Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS) 시나리오를 구성하였다. 재생에너지100%시나리오는 태양광발전과 ESS인 Renewable1(태양광+ESS) 시나리오, 풍력발전과 ESS인 Renewable2(풍력+ESS) 시나리오, 태양광발전과 풍력발전, ESS인 Renewable3(태양광+풍력+ESS) 시나리오를 구성하였다.

<표 4-1>은 앞에서 설명한 기준시나리오 및 각 하이브리드시나리오, 재생에너지100%시나리오의 전원구성이다. 대안 시나리오별로 기준시나리오보다 경제적인 시스템 구성을 살펴보고, 각 시스템 구성의 경제성(NPC, COE), 재생에너지 비율, 온실가스 배출과 직결된 디젤사용량 등에 대해 HOMER 모형을 통해 연구하였다.

<표 4-1> 에너지자립섬 마이크로그리드 시나리오 구성

시나리오 분류	시나리오 명칭	전원 구성
기준시나리오	Base	디젤
하이브리드 시나리오	Hybrid1	디젤+태양광
	Hybrid2	디젤+태양광+ESS
	Hybrid3	디젤+태양광+풍력
	Hybrid4	디젤+태양광+풍력+ESS
재생에너지100% 시나리오	Renewable1	태양광+ESS
	Renewable2	풍력+ESS
	Renewable3	태양광+풍력+ESS

제2절 에너지 공급 시나리오 분석

이절에서는 제3장 제4절에서 설명한 입력자료에 기초하여 제4장 제1절에서 구성한 기준시나리오와 각 대안시나리오에 대한 HOMER의 모델링 결과를 분석하고자 한다.

1. 기준시나리오 모델링 결과

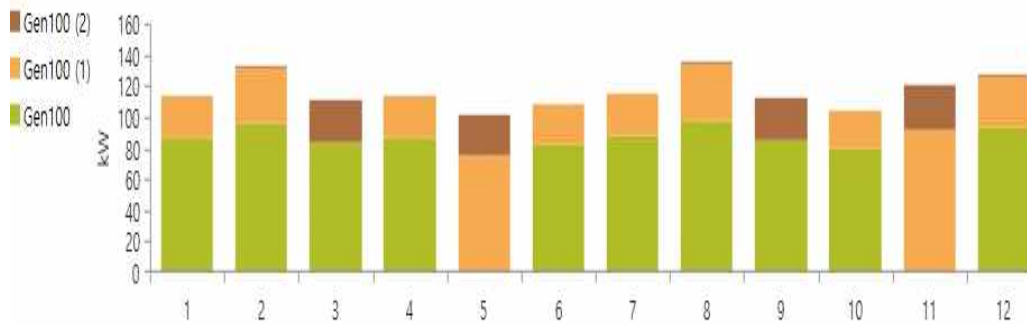
<표 4-2>는 기준시나리오 Base에 대한 HOMER의 모델링 결과이다. 기준시나리오 Base의 전력공급시스템 구성은 디젤발전기 100kW 세 개이며, COE는 \$0.400/kWh, NPC는 \$7.11M, 운전비 \$399,045, 초기투자비 \$120,000, 재생에너지 비율 0%이다. 실제 가사도는 평상 시 디젤발전기 2기를 운전하여 가사도의 전력을 공급하고 있으며, 디젤발전기의 정기적인 점검과 정비, 고장에 대비하여 총 3기의 디젤발전기를 운영하고 있다.

<표 4-2> 기준시나리오 Base의 최소비용 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC, (\$)	RE (%)	초기투자비(\$) 운영비(\$)	디젤사용량(L) 디젤연료비(\$)
디젤 100kW *3개	0.400	7.11M*	0	120,000 399,045	358,225 358,225

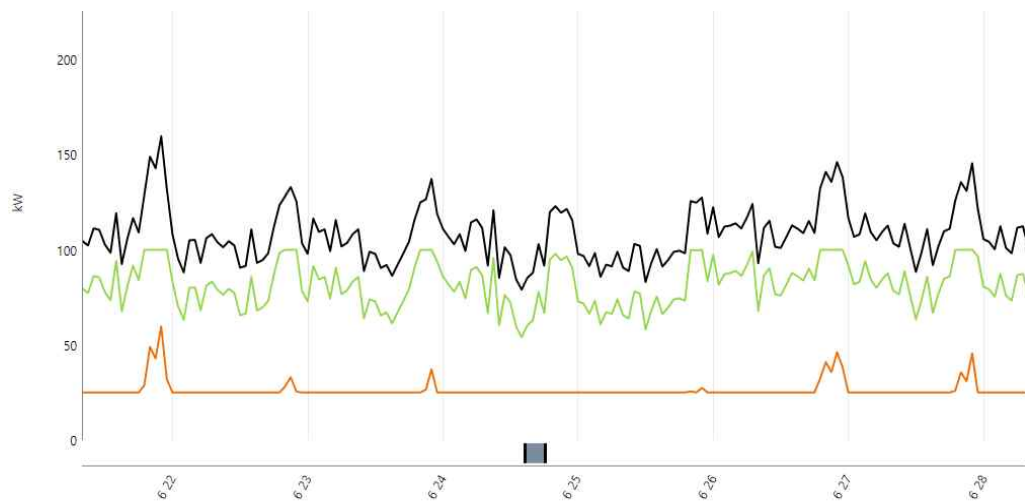
*M: Million(10^6)

<그림 4-1>는 기준시나리오 Base의 월별 전력생산실적이다. 디젤발전1이 전력의 62.9%, 디젤발전2는 29%, 디젤발전3은 8%를 생산하였다. 디젤발전3은 디젤발전1, 2가 계획에 따라 정비할 때 작동하고 있다. 연간 부하는 1,014,554kWh/yr이며, 초과전력이나 용량부족 없이 디젤발전으로 전력을 공급하였다.



<그림 4-1> 기준시나리오 Base의 월별 디젤발전기별 전력생산⁵¹⁾

<그림 4-2>는 HOMER의 8월의 부하와 디젤 발전1, 디젤 발전 2의 발전 데이터 그래프이다. 검정의 부하를 충족하기 위해 녹색의 디젤발전1과 주황의 디젤발전2가 부하추종운전을 하고 있음을 알 수 있다.



<그림 4-2> 기준시나리오 Base의 부하 추종 운전
(부하: 검정, 디젤발전1: 녹색, 디젤발전2: 주황)

51) <그림 4-1>, <그림 4-3>, <그림 4-8>, <4-10>의 세로축의 평균전력은 주어진 기간의 단위 시간당 평균생산전력을 의미하며, 주어진 기간의 전력생산량을 나타낸다.

<표 4-3>은 디젤발전기 별 실적 데이터이다. 정상시에 두 개의 디젤엔진이 발전하여 전력을 공급하고 있다. 디젤발전3는 디젤발전1, 2의 발전기 점검 시간에 활용되고 있다. 각 디젤발전기의 운전조건에 따라 연료소모와 평균효율이 다르게 나타났다.

<표 4-3> 기준시나리오 Base의 디젤발전기의 운전현황

구분	운전시간 (h/yr)	시동횟수 (/yr)	운전수명 (y)	이용률 (%)	평균출력 (kW)	연료소모 (L/kWh)	평균전력효율 (%)
디젤1	7,296	3	2.06	72.9	87.6	0.285	35.7
디젤2	7,233	58	2.07	33.6	40.7	0.322	31.6
디젤3	2,980	98	5.03	9.31	27.4	0.355	28.6

HOMER는 발전기의 연료효율곡선과 배출가스배출계수를 입력하고, 연료사용량을 곱하여 배출량을 정한다. 연료효율곡선은 곡선이지만 편의상 직선으로 계산한다. 배출계수는 일산화탄소, 불연탄화수소, 미세먼지, 질소산화물 비율을 입력한다. 이산화탄소 배출량은 탄소함유량 중 일산화탄소와 불연탄화수소를 제외한 나머지로 계산한다.

연구모형에 사용한 디젤연료의 효율곡선절편계수(fuel curve intercept)는 2.80L/h이며, 연료곡선기울기(fuel curve slope)는 0.253L/h/kW이다. 배출계수는 일산화탄소(CO)가 17.794g/L, 불연탄화수소(unburned HC) 0.72g/L, 미세먼지(particulate) 0.0712g/L, 질소산화물 1.4235g/L이다. 디젤연료의 저위발열량값(lower heating value)은 43.2MJ/kg이며, 밀도(density)는 820kg/m³, 탄소 함량은 88%, 황 함량은 0.4%이다.

위의 입력자료에 따라 기준시나리오에서 사용된 디젤연료량에 따라 계산

된 연간 오염물질 배출량은 <표 4-4>와 같다. 이산화탄소 799,603kg/yr, 일산화탄소가 5,440kg/yr, 황산화물 1.960kg/yr, 질소산화물 435kg/yr, 불연탄화수소 220kg/yr, 미세먼지 21.8kg/yr이다. 위 결과는 모형의 입력자료에 따른 디젤엔진의 열효율계수와 디젤연료의 성분, 그리고 디젤발전의 운전조건에 따른 결과 값이다. 일반적으로 오염물질 배출량은 엔진 종류와 운전조건에 따라 다르며, 연료의 성분에 따라 결과는 다르게 나타난다.

<표 4-4> 기준시나리오 Base의 연간 대기오염물질 배출량

대기오염물질	배출량(kg/yr)
이산화탄소	799,603
일산화탄소	5,440
황산화물	1,960
질소산화물	435
불연탄화수소	220
미세먼지	21.8

(HOMER에서 제공되는 배출계수는 일산화탄소(CO)가 17.794g/L, 불연탄화수소(unburned HC) 0.72g/L, 미세먼지(particulate) 0.0712g/L, 질소산화물 1.4235g/L이다. 디젤연료의 저위발열량(lower heating value)은 43.2MJ/kg이며, 밀도(density)는 820kg/m³, 탄소 함량은 88%, 황 함량은 0.4%이다. 이산화탄소 배출량은 탄소함유량 중 일산화탄소와 불연탄화수소를 제외한 나머지로 계산한다.)

2. 하이브리드시나리오 모델링 결과

가. Hybrid1(디젤+태양광)시나리오

기존 디젤발전 시스템에 태양광발전이 어느 정도 보급 가능한지 태양광발전이 공급됨에 따른 경제성은 어떻게 변화하는지 확인하였다.

<표 4-5>는 Hybrid1(디젤+태양광)시나리오의 최소비용 모델링 결과이다. Hybrid1은 기준시나리오의 시스템 구성(디젤발전기 3기)에서 태양광발전 371kW, 컨버터 172kW가 추가되는 시스템 구성이다. 이 전력공급시스템은 COE \$0.353/kWh, NPC \$6.28M, 재생에너지 27.2%, 초기투자비 \$895,449, 운영비 \$307,377이며, 디젤사용량 225,397L/yr, 연료비 \$225,397/yr를 나타낸다.

Hybrid1시나리오는 기존 디젤발전을 유지한 채 태양광발전을 공급함으로써 기준시나리오에 비해 재생에너지로 27.2%의 전기를 공급하면서 경제성을 개선할 수 있음을 알 수 있다.

<표 4-5> Hybrid1(디젤+태양광)시나리오 최소비용 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비(\$) 운영비(\$)	디젤사용량(L) 디젤연료비(\$)
디젤 100kW*3 PV 371kW 컨버터 172kW	0.353	6.28M*	27.2	895,449 307,377	225,397 225,397

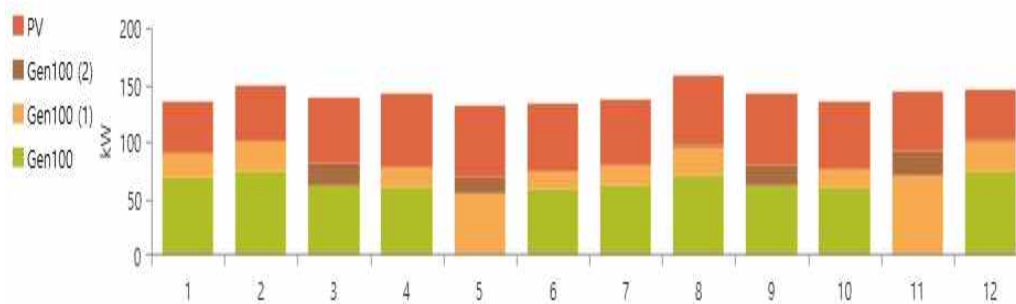
*M: Million(10^6)

<그림 4-3>은 Hybrid1시나리오의 연간 전원별 월별 전력생산 실적이다. 연간 태양광발전은 497,399kWh, 디젤발전1은 472,304kWh, 디젤발전2는

210,845kWh, 디젤발전3는 55,426kWh, 총 1,235,974kWh를 생산하여 연간부하 1,014,554kWh/yr에 공급하며, 연간초과전력은 206,896kWh이다. 연간총발전량(1,235,974kWh)에서 연간부하량(1,014,554kWh)을 제하면 221,420kWh인데, 연간초과전력 206,896kWh와의 차이 14,524kWh는 송배전손실을 1.17%이다.

이 시스템의 급전 순서는 태양광발전이 부하에 우선 공급하고, 부족할 경우 디젤발전이 공급하기 때문에 디젤발전은 초과전력이 발생하지 않는다. 태양광발전량 497,335kWh는 연간전체전력생산량 1,235,974kWh 대비 40.2%, 연간부하 1,014,554kWh 대비 49.0%이지만 이 시스템의 재생에너지 보급 비율은 태양광발전의 연간유효전력량은 전체부하 1,014,554kWh의 27.2%인 275,958kWh의 부하를 담당하는 것이기에 재생에너지보급률은 27.2%이다.

초과전력 206,896kWh는 전체 발전량 1,235,975kWh 대비 16.7%, 태양광발전량 497,399kWh 대비 41.5%에 해당한다. 태양광발전 초과전력 차단으로 발생하는 전력 손실에도 불구하고 기존 디젤발전시스템에 적절한 규모의 태양광발전이 추가될 경우 전체시스템의 경제성을 개선할 수 있음을 보여준다.



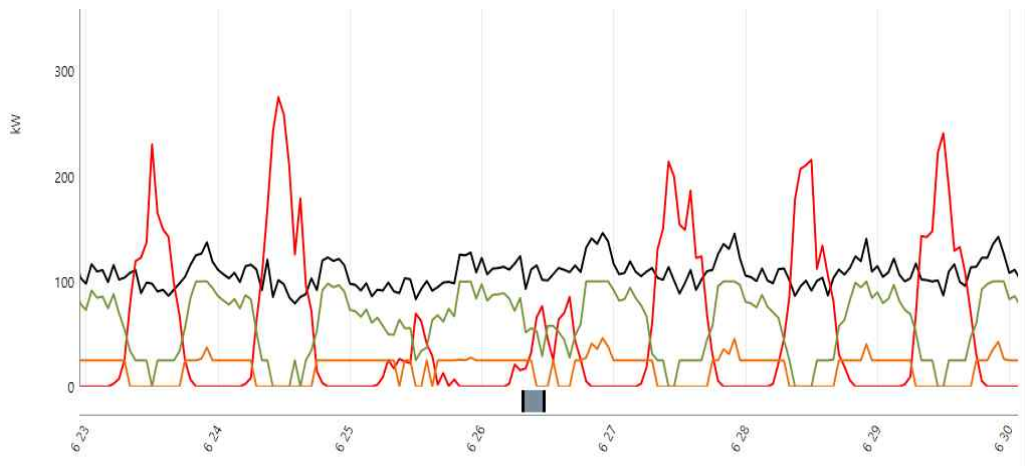
<그림 4-3> Hybrid1(디젤+태양광)시스템의 전원별 전력생산

<그림 4-4>는 Hybrid1시스템의 태양광발전 실적이다. 태양광발전 371kW 설비의 평균 출력은 56.8kW, 이용률은 15.3%, LCOE⁵²⁾는 \$0.0999/kWh, 연간 전력생산량은 497,399kWh이다.

Capacity Genset			Renewable Penetration			Generic flat plate PV			System Converter			Emissions		
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	371	kW	Minimum Output	0	kW									
Mean Output	56.8	kW	Maximum Output	382	kW									
Mean Output	1,363	kWh/d	PV Penetration	49.0	%									
Capacity Factor	15.3	%	Hours of Operation	4,370	hrs/yr									
Total Production	497,399	kWh/yr	Levelized Cost	0.0999	\$/kWh									

<그림 4-4> Hybrid1(디젤+태양광) 시스템의 태양광발전 성능

<그림 4-5>는 Hybrid1시나리오의 발전원별 전력공급 곡선이다. 빨강은 태양광발전, 검정은 부하, 녹색은 디젤발전1, 황색은 디젤발전2를 나타낸다. 태양광발전이 많을 때에는 디젤발전은 모두 발전을 멈추고, 태양광발전이 없거나, 부족할 때 디젤발전이 운전된다.



<그림 4-5> Hybrid1(디젤+태양광)시스템의 부하, 전원별 전력공급
(부하: 검정, 태양광발전: 빨강, 디젤발전1:녹색, 디젤발전2: 주황)

52) 시스템전체의 COE와 개별 에너지원의 LCOE는 다른 개념이다.

나. Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오

Hybrid1(디젤+태양광)시나리오에서 태양광발전량의 41.5%가 초과전력으로 부하에 활용되지 못하였다. 여기에 ESS가 결합할 경우 재생에너지 공급비율과 전체시스템의 경제성이 어떻게 변화하는지 조사하였다.

<표 4-6>은 HOMER의 Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과이다. Hybrid2시나리오 중 최소비용 시스템 구성은 디젤발전 100kW*3, 태양광발전 391kW, ESS 272kWh, 컨버터 172kW이며, COE \$0.341/kWh, NPC \$6.07M, 재생에너지 비율 35.7%, 초기투자비 \$1.15M, 운영비 \$280,838, 디젤사용량 198,215L/yr, 연료비 \$198,215/yr를 나타낸다. Hybrid2시스템은 Hybrid1(디젤+태양광)시스템에 ESS를 추가함으로써 전체 시스템 경제성을 높이고, 재생에너지 보급률도 높일 수 있음을 보여준다.

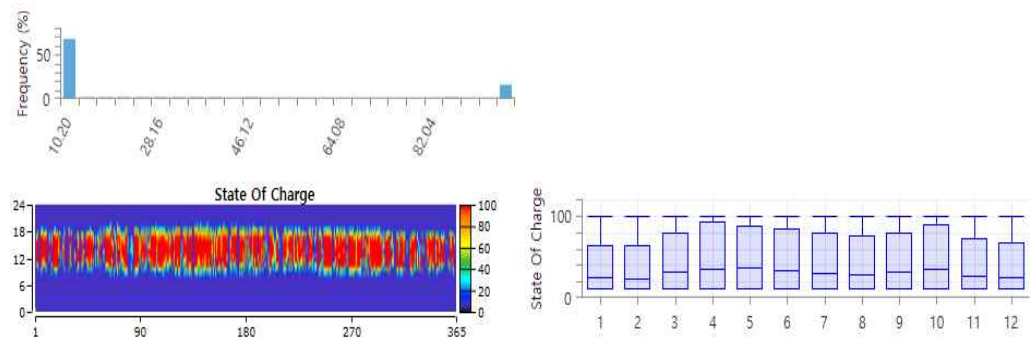
<표 4-6> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC, (\$)	RE (%)	초기투자비(\$) 운영비(\$)	디젤사용량(L) 디젤연료비(\$)
디젤 100kW*3 PV 391kW, ESS 272 kWh, 컨버터 191kW	0.341	6.07M*	35.7	1.15M 280,838	198,215 198,215

*M: Million(10⁶)

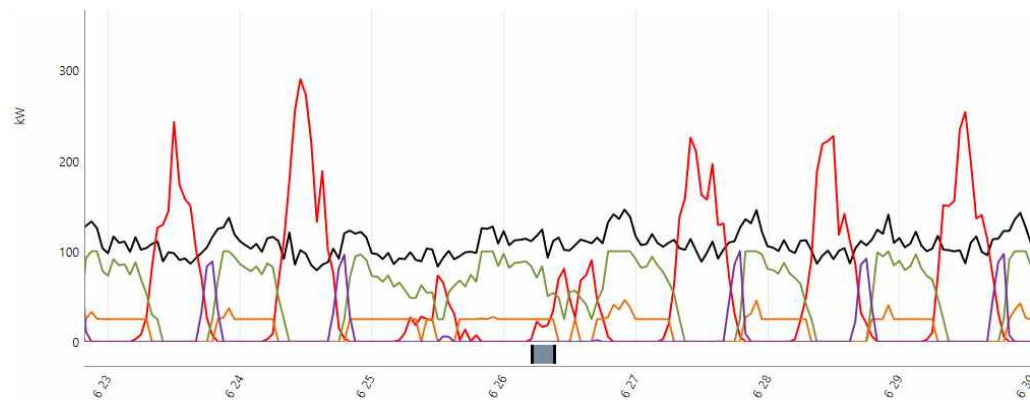
<그림 4-6>은 Hybrid2 시나리오의 최소비용 시스템의 ESS(Li-ion 배터리)에 대한 세부 데이터이다. 배터리 구성은 9.8kWh 30병렬, 전압 48.0V이다. 독립운전 2.11시간, Storage Wear Cost \$0.137/kWh, 명목용량 272kWh, 사용가능용량 244kWh, 생애주기 처리량(Lifetime Throughput) 689,809kWh, 기대수명 10년, 입력전력 70,522kWh/yr, 출력전력 67,234kWh/yr, 저장손실 244kWh/yr, 전체손실 3,532kWh/yr, 연간 처리량

(Annual Throughput) 68,981kWh/yr이다. ESS의 Storage Wear Cost \$0.137/kWh가 디젤발전의 한계발전비용(marginal generation cost) \$0.266/kWh 보다 낮기 때문에 ESS적용으로 경제성을 개선할 수 있다.



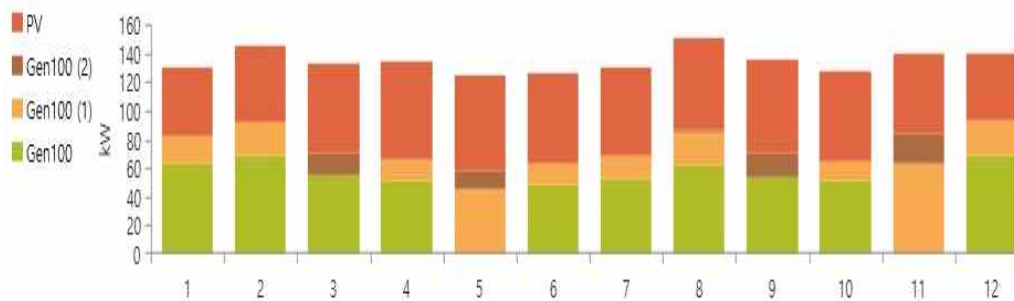
<그림 4-6> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 연간 배터리 충전상태

<그림 4-7>은 Hybrid2시스템의 일주일 동안의 전력 수요와 공급 그래프이다. 그래프에서 부하 검정, 태양광발전 빨강, 디젤발전1 갈색, 디젤발전2 보라, ESS 방전 녹색이다. 태양광발전의 출력에 맞추어 매일 배터리의 충전과 방전이 이루어지고 있으며, 디젤발전1, 디젤발전2는 백업전원의 역할을 하고 있다.



<그림 4-7> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 부하, 전력공급, ESS (부하: 검정, 태양광발전: 빨강, 디젤발전1: 갈색, 디젤발전2: 보라, ESS: 녹색)

<그림 4-8>은 Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오의 전력에 대한 세부 데이터이다. HOMER의 모델링 결과는 ESS가 적용되었음에도 전체전력량의 11.9%, 태양광발전량 524,743kWh/yr의 26.68%인 140,033kWh/yr가 초과전력이다. 재생에너지 비율이 높은 전력 시스템에서는 재생에너지 초과전력에 대한 활용이 매우 중요하며, 재생에너지사업자가 시스템운영권자와 다를 경우에는 차단된 전력에 대한 적절한 보상을 필요로 하며, 보상 수준에 따라 시스템경제성에 영향을 미칠 수 있다.



<그림 4-8> Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 전월별 전력생산

Hybrid2시나리오 중에서 기준시나리오보다 경제적인(Hybrid2시나리오의 COE가 기준시나리오의 COE \$0.400/kWh보다 낮은) 시나리오는 수 백 개인데 그 중에서 재생에너지 비율이 가장 높은 시나리오는 81.8%이다. 이의 시스템 구성은 디젤발전 100kW*3, 태양광발전 927kW, ESS 2,068kWh, 컨버터 196kW이며, 전체시스템의 COE \$0.372/kWh, NPC 6.62M, 초기투자비 3.61M, 운전비 \$171,664, 연료 사용 56,609L, 연료비 \$56,609를 나타낸다.

위의 결과는 Hybrid2시나리오를 통해 기준시나리오 대비 경제성을 가지면서 27.3%~81.8%의 재생에너지 보급이 가능하다는 것을 보여준다.

다. Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시나리오

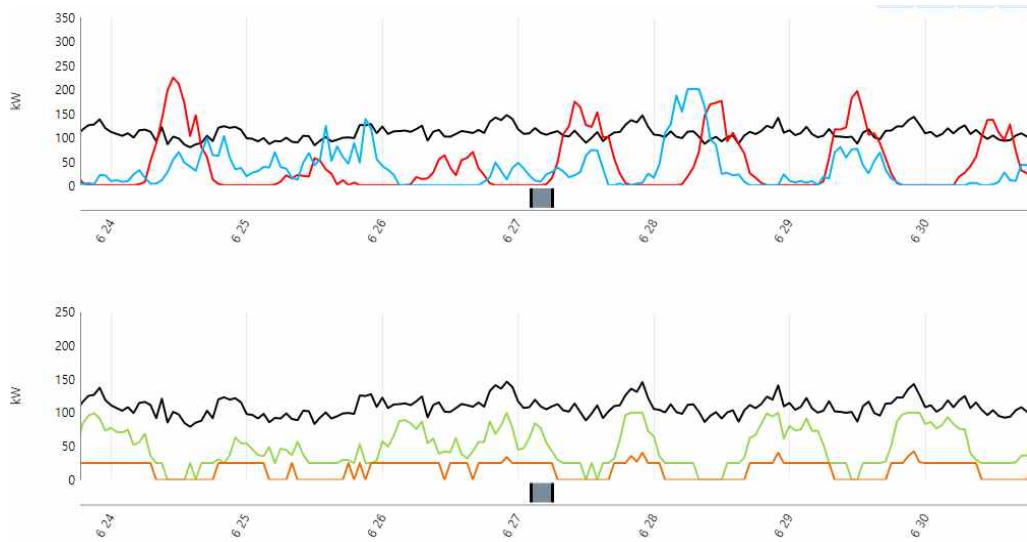
<표 4-7>은 Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시나리오의 최소비용 모델링 결과이다. 시스템 구성은 디젤발전 100kW*3, 태양광발전 302kW, 풍력발전 100kW*2, 컨버터 142kW이다. 전체시스템의 COE는 \$0.334/kWh, NPC는 \$5.93M, 재생에너지 비율은 46.4%, 초기투자비는 \$1.35M, 운영비는 \$261,195이다. Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오의 최소비용 시스템의 COE \$0.341/kWh, NPC \$6.07M, 재생에너지 비율 35.7%과 비교할 때, 기존 디젤시스템에 ESS없이 태양광발전과 풍력발전이 함께 적용하면 경제성 개선 뿐 아니라 재생에너지 비율도 높일 수 있음을 보여준다.

<표 4-7> Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시나리오의 최소비용 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC, (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비 (\$)	디젤사용량(L) 디젤연료비(\$)
디젤 100kW*3 PV 302kW, 풍력 100kW*2, 컨버터 142kW	0.334	5.93M*	46.4	1.35M* 261,195	172,484 172,484

*M: Million(10⁶)

<그림 4-9>는 Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시스템의 부하에 대응한 태양광발전, 풍력발전, 디젤발전1, 디젤발전2의 출력 곡선이다. 상단의 검정은 부하, 빨강은 태양광, 파랑은 풍력을 나타내며, 하단의 검정은 부하, 녹색은 디젤발전1, 주황은 디젤발전2이다. 상단은 태양광발전과 풍력발전의 발전시간이 분산되고 있어서 시스템 전체적으로 재생에너지 비율을 높이고 있다. 하단의 디젤발전1과 디젤발전2는 태양광발전, 풍력발전이 부족할 경우 백업전원으로서 부하추종 운전을 함으로써 전력계통이 유지되고 있음을 보여준다.



<그림 4-9> Hybrid3(디젤+태양광+풍력) 시스템의 부하, 전원별 전력공급
(부하: 검정, 태양광:빨강, 풍력: 파랑, 디젤발전1: 녹색, 디젤발전2: 주황)

부하 1,014,554kWh의 재생에너지 분담율은 47.4%이다. 초과전력은 394,881kWh이며, 이는 전체전력의 27.9%, 재생에너지 생산량 871,960kWh (태양광 405,444kWh, 풍력 466,516kWh)의 45.2%이다. 그럼에도 불구하고 기준시나리오보다 Hybrid3 시나리오가 경제적인 이유는 태양광발전의 LCOE \$0.0999/kWh와 풍력발전의 LCOE \$0.1111/kWh는 디젤발전의 LCOE \$0.266/kWh에 비해 낮기 때문이다. 디젤 기반의 전력시스템에 ESS 없이 태양광+풍력이 함께 적용된다면 경제성 개선 뿐 아니라 상당한 비율의 재생에너지 공급이 가능함을 보여준다.

풍력발전은 풍속의 세제곱에 비례하며, 풍속은 타워 높이에 따라 상승하므로 타워 높이를 변화시킴에 따라 출력이 어떻게 변화하는지 알아보기 위해 24.5m, 36.0m 두 가지 경우에 대해 추가로 모델링 하였다.

<표 4-8>은 타워 높이에 따른 풍력발전의 출력을 비교한 것이다. 풍력발전 100kW*2개를 타워 높이 24.5m로 설치할 경우에는 평균 출력 53.26kW,

이용률 26.63%, 전력생산 466,515.73kWh/yr, LCOE는 \$0.1111/kWh이다. 타워 높이가 36.0m일 경우에는 평균 출력 59.09kW, 이용률 29.55%, 전력생산 517,646.07kWh/yr, LCOE \$0.1001/kWh이다. 타워 높이가 24.5m에서 36.0m로 높아지면 출력, 이용률, 전력생산이 증가한다. 타워 높이가 커지면 설치비도 증가하지만 에너지 생산량도 10% 정도 증가함을 보여준다.

<표 4-8> 타워 높이에 따른 풍력발전량 변화

타워 높이	평균출력 (kW)	이용률 (%)	연간 전력생산 (kWh/yr)	LCOE (\$/kWh)
24.5m	53.3	26.6	466,516	0.111
36.0m	59.1	29.5	517,646	0.100

라. Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시나리오

<표 4-9>는 Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과이다. 시스템구성은 디젤발전 100kW*3, 태양광발전 267kW, 풍력 100*3kW, ESS 590kWh, 컨버터181kW이며, 전체시스템 COE \$0.292/kWh, NPC \$5.20M, 재생에너지 비율 71.1%, 초기투자비 \$2.04M, 운영비 \$179,751를 나타낸다.

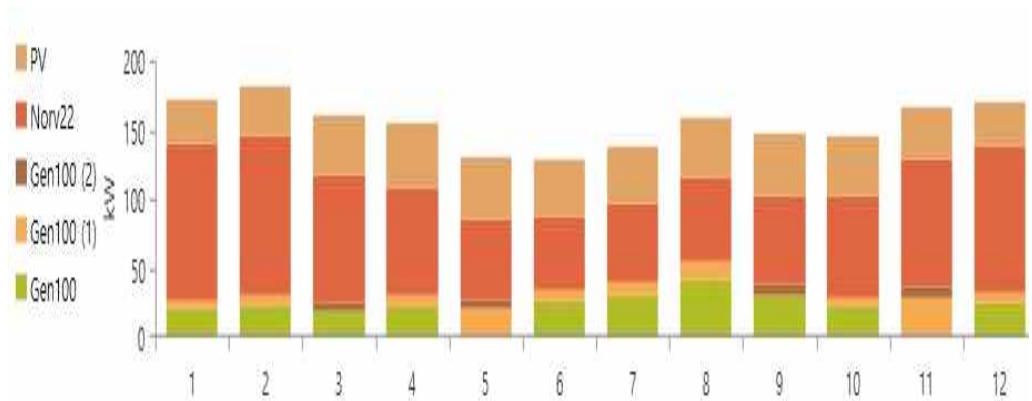
<표 4-9> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시나리오의 최소비용 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC, (\$)	RE (%)	초기투자비(\$) 운영비 (\$)	디젤 사용량(L) 디젤 연료비(\$)
디젤 100kW*3 PV 267kW, 풍력 100*3kW, ESS 590kWh, 컨버터 181kW	0.292	5.20M*	71.1	2.04M* 179,751	92,209 92,209

*M: Million(10⁶)

Hybrid4(디젤발전+태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오가 하이브리드시나리오 중에서 가장 경제적이며, 재생에너지 비중을 높일 수 있는 시나리오임을 알 수 있다. Hybrid4시나리오의 최소비용 시스템의 ESS용량은 590kWh인데 반해 가사도에 실제 구축되어 운영 중인 마이크로그리드의 ESS 용량은 3MWh이다. Hybrid4시나리오 중에서 기준시나리오의 COE \$0.400/kWh보다 낮으면서 재생에너지비율이 가장 높은(97.5%) 시스템의 ESS용량은 2,504kWh이다.

<그림 4-10>은 Hybrid4시나리오의 최소비용 시스템의 전력에 대한 상세자료이다. ESS가 적용되어 재생에너지 비율이 71.1%까지 높아졌으나 전체 발전량 1,350,877kWh/yr의 22.7%, 재생에너지 발전량 1,057,866kWh/yr(태양광발전 358,092kWh/yr, 풍력발전 699,774kWh/yr)의 29.0%인 307,265kWh의 초과전력이 발생하고 있다.



<그림 4-10> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 전월별 전력생산

<그림 4-11>은 디젤발전1의 출력 데이터이다. 운전시간 3,226h/yr, 시동횟수 300, 운전수명 4.65y, 이용률 21.5%, 고정생산비용 \$7.61/hr, 한계생산비용 \$0.266/kWh이다. 전력생산량 188,237kWh/yr, 평균 출력 58.4kW이며, 연료소모는 0.301L/kWh이며, 평균 전력 효율은 33.8%이다.

Cost Summary			Cash Flow			Compare Economics			Electrical			Fuel Summary			100kW Fixed Capacity Genset			100kW Fixed Capacity Genset (1)					
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units						
Hours of Operation	3,226	hrs/yr	Electrical Production	188,237	kWh/yr	Fuel Consumption	56,657	L	Mean Electrical Output	58.4	kW	Specific Fuel Consumption	0.301	L/kWh	Minimum Electrical Output	25.0	kW	Fuel Energy Input	557,503	kWh/yr	Mean Electrical Efficiency	33.8	%
Number of Starts	300	starts/yr	Maximum Electrical Output	100	kW	Fixed Generation Cost	7.61	\$/hr															

<그림 4-11> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전1 성능

<그림 4-12>는 디젤발전2의 출력 데이터이다. 운전시간 2,393h/yr, 시동 횟수 298, 운전수명 6.27y, 이용률 9.49%, 고정생산비용 \$7.61/hr, 한계생산비용 \$0.266/kWh이다. 전력생산량 83,140kWh/yr, 평균 출력 34.7kW이며, 연료소모는 0.334L/kWh이며, 평균 전력 효율은 30.5%이다.

Cost Summary			Cash Flow			Compare Economics			Electrical			Fuel Summary			100kW Fixed Capacity Genset			100kW Fixed Capacity Genset (1)					
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units						
Hours of Operation	2,393	hrs/yr	Electrical Production	83,140	kWh/yr	Fuel Consumption	27,735	L	Mean Electrical Output	34.7	kW	Specific Fuel Consumption	0.334	L/kWh	Minimum Electrical Output	25.0	kW	Fuel Energy Input	272,910	kWh/yr	Mean Electrical Efficiency	30.5	%
Number of Starts	298	starts/yr	Maximum Electrical Output	100	kW	Fixed Generation Cost	7.61	\$/hr															

<그림 4-12> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전2 성능

<그림 4-13>은 디젤발전3의 출력 데이터이다. 운전시간 837h/yr, 시동 횟수 132, 운전수명 17.9y, 이용률 2.47%, 고정생산비용 \$7.61/hr, 한계생산비용 \$0.266/kWh이다. 전력생산량 21,635kWh/yr, 평균 출력 25.8kW 이며, 연료소모는 0.361L/kWh이며, 평균 전력 효율은 28.1%이다.

Generic 100kW Fixed Capacity Genset			Renewable Penetration			LGChem RESU10 [9.8kWh]			Generic flat plate PV			Norvento nED 22 [100kW]			System Converter								
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units						
Hours of Operation	837	hrs/yr	Electrical Production	21,635	kWh/yr	Fuel Consumption	7,817	L	Mean Electrical Output	25.8	kW	Specific Fuel Consumption	0.361	L/kWh	Minimum Electrical Output	25.0	kW	Fuel Energy Input	76,921	kWh/yr	Mean Electrical Efficiency	28.1	%
Number of Starts	132	starts/yr	Maximum Electrical Output	58.6	kW	Fixed Generation Cost	7.61	\$/hr															

<그림 4-13> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전3 성능

<표 4-10>은 Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전 상세실적이다. 디젤발전1, 2, 3의 연중 운전시간은 36.8%, 27.3%, 9.5%이며, 시동은 거의 매일 하는 것으로 나타난다. 디젤발전1, 2, 3의 평균출력은 58.4kW, 34.7kW, 25.8kW이며, 연료소모는 0.301L/kWh, 0.334L/kWh, 0.361L/kWh이며, 평균전력효율은 각각 33.8%, 30.5%, 28.1%이다. 디젤발전은 태양광발전, 풍력발전, ESS의 부하 대응 이후 부족한 전력 공급을 담당하는 일종의 백업전원처럼 운전되고 있다.

<표 4-10> Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 디젤발전 운전현황

구분	운전 시간 (h/yr)	시동 횟수 (회)	운전 수명 (y)	이용률 (%)	평균 출력 (kW)	연료 소모 (L/kW)	평균전 력효율 (%)
디젤1	3,226	300	4.65	21.5	58.4	0.301	33.8
디젤2	2,393	298	6.27	9.49	34.7	0.334	30.5
디젤3	837	132	17.9	2.47	25.8	0.361	28.1

(주: Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템에서 디젤발전1, 2, 3의 연중 운전시간은 36.8%, 27.3%, 9.5%이며, 시동은 거의 매일 하는 것으로 나타난다. 디젤발전1, 2, 3의 평균출력은 58.4kW, 34.7kW, 25.8kW이며, 연료소모는 0.301L/kWh, 0.334L/kWh, 0.361L/kWh이며, 평균전력효율은 각각 33.8%, 30.5%, 28.1%이다.)

3. 재생에너지100%시나리오 모델링 결과

가. Renewable1(태양광+ESS)시나리오

<표 4-11>은 R1(태양광+ESS)시나리오 모델링 결과이다. 태양광발전 2,694kW, ESS 6,332wh, 컨버터 301kW의 시스템 구성을 통해 재생에너지 전력 100%를 공급한다. 이 시스템 COE는 \$0.876/kWh, NPC \$15.6M, 초기 투자비 \$10.3M, 운영비 \$298,794, 초과전력 69.7%이다.

<표 4-11> Renewable1(태양광+ESS)시나리오 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비 (\$)	초과전력 (%)
태양광 2,694kW, ESS 6,332kWh, 컨버터 301kW	0.876	15.6M*	100	10.3M* 298,794	69.7

*M: Million(10⁶)

<그림 4-14>는 Renewable1(태양광+ESS)시스템의 태양광발전 실적이다. 태양광발전 설비규모 2,694kW의 평균 출력은 413kW, 이용률 15.3%이며, 연중 발전시간은 4,370h/yr, LCOE는 \$0.0999/kWh이다. 연간발전량은 3,616,264kWh이며 이는 연중 부하 1,014,554kWh의 356%를 생산하며, 이중 69.7%가 초과전력으로 전력부하에 이용되지 못하고 있다.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	2,694	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	413	kW	Maximum Output	2,781	kW
Mean Output	9,908	kWh/d	PV Penetration	356	%
Capacity Factor	15.3	%	Hours of Operation	4,370	hrs/yr
Total Production	3,616,264	kWh/yr	Levelized Cost	0.0999	\$/kWh

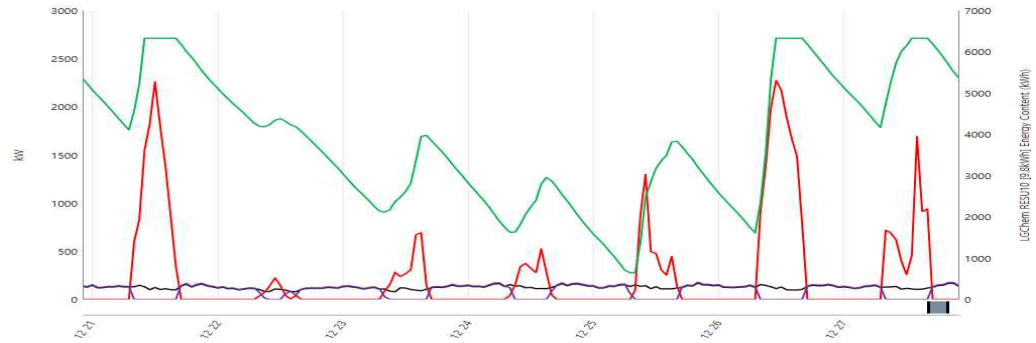
<그림 4-14> Renewable1(태양광+ESS)시스템의 태양광발전 성능

<그림 4-15>는 Renewable1(태양광발전+ESS)시스템의 ESS 성능지표이다. ESS 6332kWh는 9.07kWh 698병렬, bus Voltage 48.0V로 구성되며, Storage Wear Cost는 \$0.137/kWh, 생애주기 처리량(Lifetime Throughput)은 6,205,184kWh, 기대수명 10년이다. 충전전력은 634,668kWh/yr이며, 방전전력은 604,807kWh/yr, 전체손실은 31,782kWh/yr, 연간 전력처리량(Annual Throughput)은 620,518kWh/yr이다. ESS 용량 6332kWh는 가사도 하루 평균 전력사용량 2,779.6kWh의 2.28배이며, ESS는 연간 전력소비의 59.7%를 공급하고 있다. ESS용량 계산은 NASA자원데이터에 기초한 HOMER의 발전예측에 따른 것이며, Li-ion 배터리 용량은 재생에너지원의 연중 발전시간, 발전 패턴 그리고 부하패턴에 따라 다르게 나타난다.

Summary			Cash Flow			Compare Economics			Electrical			Renewable Penetration			LGChem RESU10 [9.8kWh]			Generic flat plate PV			System Converter			Emission		
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Batteries	698	qty.	Autonomy	49.1	hr	Average Energy Cost	0	\$/kWh	Energy In	634,668	kWh/yr	Storage Wear Cost	0.137	\$/kWh	Energy Out	604,807	kWh/yr	Storage Depletion	1,921	kWh/yr	Losses	31,782	kWh/yr	Annual Throughput	620,518	kWh/yr
String Size	1.00	batteries	Nominal Capacity	6,332	kWh	Usable Nominal Capacity	5,686	kWh	Lifetime Throughput	6,205,184	kWh	Expected Life	10.0	yr												
Strings in Parallel	698	strings	Bus Voltage	48.0	V																					

<그림 4-15> Renewable1(태양광발전+ESS)시스템의 ESS 성능

<그림 4-16>은 태양광발전이 약한 12월의 Renewable1시나리오의 부하와 태양광발전 및 ESS 전력공급 그래프이다. 검정은 부하, 빨강은 태양광발전, 보라는 ESS 방전, 녹색은 ESS의 에너지 함량을 나타낸다. 낮에 태양광발전으로 부하에 대응하고 남은 전력으로 ESS에 충전하여 야간에 방전함으로써 부하에 대응하지만 발전량이 부하량보다 작을 경우에 대비하여 ESS 용량을 충분히 확보할 필요가 있음을 보여준다.



<그림 4-16> Renewable1(태양광+ESS)시스템의 부하, 태양광발전, ESS
(부하: 검정, 태양광발전: 빨강, ESS 방전: 보라, ESS 에너지 함량: 녹색)

나. Renewable2(풍력+ESS) 시나리오

<표 4-12>는 Renewable2(풍력+ESS)시나리오의 모델링 결과이다. 가사도의 전력 수요를 100% 풍력발전과 ESS로 공급하기 위해서는 풍력발전 1,900kW, ESS 4,627kWh, 컨버터 694kW가 필요하다. 이 시스템의 COE는 \$0.879/kWh, NPC \$15.6M, 초기투자비 \$9.41M, 운영비 \$354,585, 초과전력 75.7%이다.

<표 4-12> Renewable2(풍력+ESS)시나리오의 모델링 결과

시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비 (\$)	초과전력 (%)
풍력 1900kW. ESS 4,627kWh, 컨버터 694kW	0.879	15.6M*	100	9.41M* 354,585	75.7

*M: Million(10^6)

<그림 4-17>은 Renewable2(풍력+ESS)시스템의 풍력발전 실적이다. 풍력발전 1,900kW의 이용률은 26.6%이며, 연중 발전시간은 7,023h/yr, LCOE는 \$0.1111/kWh이다. 풍력발전의 평균출력은 506kW, 연간발전량은

4,431,899kWh로서 부하의 1,014,554kWh/yr의 437%이며, 연간 전력생산량의 75.7%가 초과전력으로 버려진다.

Quantity			Quantity		
Value	Units		Value	Units	
Total Rated Capacity	1,900	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	506	kW	Maximum Output	1,900	kW
Capacity Factor	26.6	%	Wind Penetration	437	%
Total Production	4,431,899	kWh/yr	Hours of Operation	7,023	hrs/yr
			Levelized Cost	0.111	\$/kWh

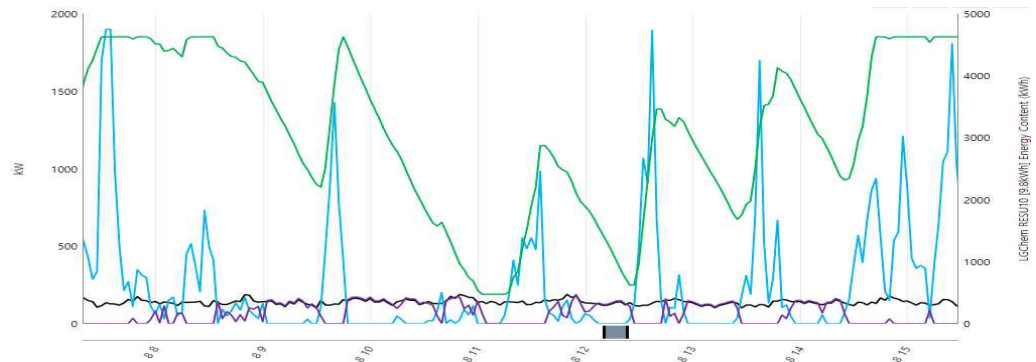
<그림 4-17> R2(풍력+ESS)시스템의 풍력발전 성능

<그림 4-18>은 Renewable2(풍력+ESS)시스템의 ESS 성능 지표이다. ESS 4,627kWh는 9.07kWh 510병렬, bus Voltage 48.0V 구성이며, Storage Wear Cost는 \$0.137/kWh, 생애주기 처리량(Lifetime Throughput)은 2,993,464kWh, 기대수명 10년이다. 충전전력은 307,118kWh/yr이며, 방전전력은 291,767kWh/yr, 전체손실은 15,356kWh/yr, 연간 전력처리량(Annual Throughput)은 299,346kWh/yr이다. ESS 용량 4,627kWh는 가사도 하루 평균 전력사용량 2,779.6kWh의 1.66배이며, ESS는 연간 전력소비의 28.8%를 공급하고 있다. ESS용량 계산은 NASA의 자원잠재량에 기초한 HOMER의 풍력발전 예측에 따라 가사도의 부하를 충족하기 위해 계산된 값이다.

Quantity			Quantity			Quantity		
Value	Units		Value	Units		Value	Units	
Batteries	510	qty.	Autonomy	35.9	hr	Average Energy Cost	0	\$/kWh
String Size	1.00	batteries	Storage Wear Cost	0.137	\$/kWh	Energy In	307,118	kWh/yr
Strings in Parallel	510	strings	Nominal Capacity	4,627	kWh	Energy Out	291,767	kWh/yr
Bus Voltage	48.0	V	Usable Nominal Capacity	4,155	kWh	Storage Depletion	4.37	kWh/yr
			Lifetime Throughput	2,993,464	kWh	Losses	15,356	kWh/yr
			Expected Life	10.0	yr	Annual Throughput	299,346	kWh/yr

<그림 4-18> Renewable2(풍력+ESS)시스템의 ESS 성능

<그림 4-19>는 풍력발전이 가장 약한 8월의 R2의 부하와 풍력발전 및 ESS 전력공급 그래프이다. 검정은 부하, 파랑은 풍력발전, 보라는 ESS 방전, 녹색은 ESS의 에너지 함량을 나타낸다. 풍력발전으로 부하에 대응하고 남은 전력으로 ESS에 충전하여 풍력발전이 약하거나 없을 때 방전함으로써 부하에 대응하고 있다. 발전량이 부하량보다 작을 경우에 대비하여 적절한 수준의 ESS 용량을 확보하는 일이 시스템 안정에 매우 중요하다.



<그림 4-19> Renewable2(풍력+ESS)시스템의 부하, 풍력발전, ESS
(부하: 검정, 풍력발전: 파랑, ESS 방전: 보라, ESS 에너지 함량: 녹색)

가사도의 연중 발전시간⁵³⁾은 태양광발전이 4,370h/yr, 풍력발전이 7,023h/yr으로 풍력발전이 더 길기 때문에 Renewable1 시스템의 ESS용량 8,094wh이 Renewable2 시스템의 ESS 용량 5,419kWh보다 크다. 풍력발전의 변동성이 태양광발전보다 크기 때문에 Renewable1의 초과전력은 63.9%, Renewable2의 초과전력은 75.4%이다. Renewable1의 COE는 \$0.876/kWh이며, Renewable2의 COE는 \$0.879/kWh이다. Renewable1이 좋은 이유는 태양광발전의 LCOE가 풍력발전의 LCOE보다 낮고, 시스템전체의 초과전력 발생 비율이 더 작기 때문이다.

53) 연중 발전시간은 1년 8760 시간 중에 정격출력은 아니지만 부분적으로 발전하고 있는 시간을 말한다.

다. Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오

<표 4-13>은 Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오의 모델링 결과이다. 태양광발전 1,115kW, 풍력발전 800kW, ESS 2,368kWh, 컨버터 246kW의 시스템 구성이다. 태양광발전량이 1,496,988kWh, 풍력발전량이 1,866,063kWh, ESS Annual Throughput 296,647kWh, 컨버터 평균전력 43.4kW 이다. 시스템 COE \$0.550kWh, NPC \$9.78M, 초기투자비 \$6.51M, 운전비 \$186,677 이며, 전체전력의 68.5%가 초과전력이다.

<표 4-13> Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오의 모델링 결과

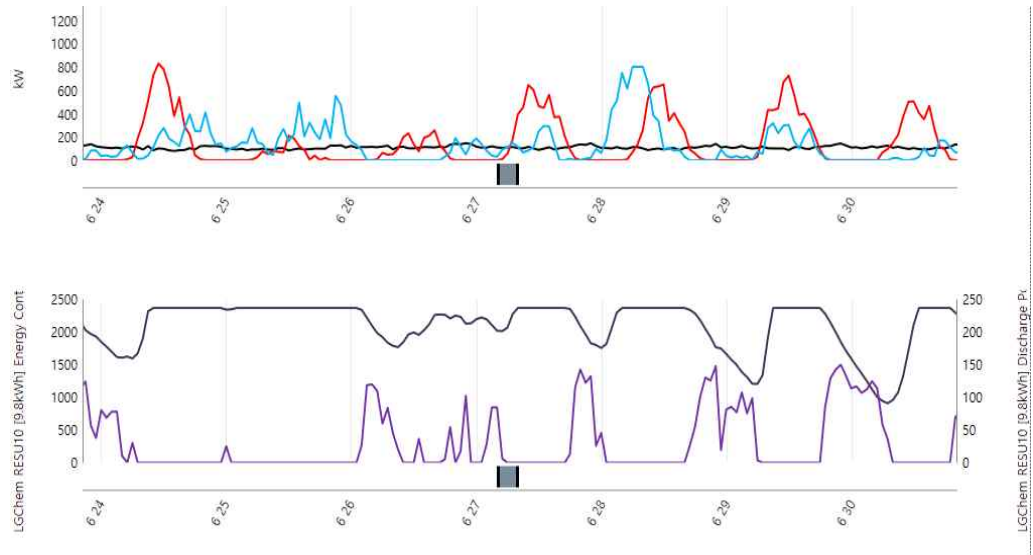
시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비 (\$)	초과전력 (%)
태양광 1,115kW, 풍력 800kW, ESS 2,368 kWh, 컨버터 246kW	0.550	9.78M*	100	6.51M* 186,677	68.5

*M: Million(10⁶)

ESS 2,368kWh 용량은 하루 평균전력사용량 2,779.6kWh보다 적은 0.85배이다. 이는 Renewable1시스템의 ESS용량 6,332kWh, Renewable2시스템의 4,627kWh와 비교할 때 상당히 적은 규모이다. 태양광발전과 풍력발전이 발전시간을 보완하고 있기 때문이다. 허재선(2016)은 부조일수와 무풍일수를 고려하여 ESS용량을 산정하였으나, HOMER에서는 전력부족이 초래하지 않는 조건을 충족하면서 가장 경제적인 시스템 구성을 위한 ESS용량이 얼마인지 산정되고 있다.

<그림 4-20>은 Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시스템의 부하를 태양광발전, 풍력발전, ESS가 어떻게 충족하는지 보여준다. 상단의 검정은 부하, 빨강은 태양광발전, 파랑은 풍력발전의 출력 곡선이며, 하단의 남색은

ESS 에너지 함량, 보라는 ESS방전을 나타낸다.



<그림 4-20> Renewable3(태양광발전+풍력발전+ESS)시스템의 부하, 태양광발전, 풍력발전, ESS

(부하: 검정, 태양광발전: 빨강, 풍력발전: 파랑, ESS 에너지 함량: 남색, ESS 방전: 보라)

<표 4-14>는 기준시나리오 및 재생에너지100%시나리오 비교표이다. Renewable3가 재생에너지100%시나리오 중 경제성이 가장 좋지만 Renewable1, Renewable2, Renewable3 모두 기준시나리오보다는 경제성이 현저히 떨어진다. 세 시나리오만을 비교하면 가장 큰 차이는 ESS 용량이다. 낮에만 발전하는 태양광발전의 Renewable1은 ESS용량이 6,332kWh로 가장 크다. 밤낮의 고른 발전시간을 보이는 풍력발전의 Renewable2는 ESS 용량이 4,727kWh로 Renewable1에 비해 73%수준이지만 풍력발전의 변동성이 크기 때문에 초과전력은 75.7%로 Renewable1의 69.7%보다 크다. Renewable3는 태양광발전과 풍력발전이 함께 적용되어 ESS 용량이 2,368kWh로 Renewable1의 37.4%, Renewable2의 50% 수준이며, ESS용량이 가장 적은 Renewable3의 경제성이 가장 좋다.

Renewable3의 초과전력이 68.5%인데, 이는 전력소비량의 3배 이상의 재

생에너지전력을 생산해야 한다는 점이다. 재생에너지 100%를 공급하기 위해 지불해야 하는 초과비용이 디젤발전을 병행하는 하이브리드시나리오보다 비교할 수 없을 정도로 클 수밖에 없다.

<표 4-14> 기준시나리오 및 재생에너지100%시나리오 비교

구분	시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비 (\$)	초과전력 (%)
Base	디젤 100kW*3	0.400	7.11M*	0	120,000 399,045	0
Renewable1	태양광 2,694kW, ESS 6,332kWh, 컨버터 301kW	0.876	15.6M*	100	10.3M* 298,794	69.7
Renewable2	풍력 1900kW, ESS 4,627kWh, 컨버터 694kW	0.879	15.6M*	100	9.41M* 354,585	75.7
Renewable3	태양광 1,115kW, 풍력 800kW, ESS 2,368kWh, 컨버터 246kW	0.550	9.78M*	100	6.51M* 186,677	68.5

*M: Million(10⁶)

디젤발전 기반의 전력계통에서는 높은 비율의 재생에너지 공급이 가능하다. 일반적으로 디젤발전은 출력 조절이 정격출력의 25%까지 조절이 가능하고, 전력계통의 주파수, 전압 등의 변화에 능동적 대응이 가능하다. 대표적 유연자원인 디젤발전을 활용할 경우 기존 디젤발전시스템의 COE보다 경제적이면서 재생에너지 50~90% 보급이 가능하다. 재생에너지 100%를 위해서는 연간 발생확률이 지극히 낮은 조건에 대비한 막대한 투자를 필요로 하며, 이로 인해 경제성이 현저하게 떨어진다. 1년에 한두 번 발생할지 모를 경우에 대비하기 위해 ESS용량을 크게 늘리기 보다는 이미 구비되어 있는 디젤발전을 잘 사용하는 것이 현명한 일이다.

제3절 에너지자립섬 마이크로그리드의 비용 최적화

제2절에서 가사도의 기존 디젤발전 전력공급시스템을 기준시나리오로 정하고, 대안 시나리오로서 하이브리드시나리오와 재생에너지100%시나리오에 대해 전력수급이 어떻게 이루어지는지에 대해 여러 시각에서 기술하였다. 이번 절에서는 제2절의 모델링 결과를 비용최적화 관점에서 다시 정리하고자 한다. 비용최적화는 각 대안 시나리오 중에서 가장 경제성 있는 시스템을 구하는 것이라고 정의할 수 있다.

제2절의 HOMER의 모델링 결과는 위에서 정의한 각 대안시나리오 중 가장 경제성 있는 시스템 구성을 찾는 것이다.

<표 4-15>는 기준시나리오와 하이브리드시나리오의 비용최적화 시스템 구성이다. 기준시나리오 Base(디젤발전)의 COE는 \$0.400/kWh, 재생에너지 비율 0%이다. Hybrid1(디젤발전+태양광발전)은 COE \$0.353/kWh, 재생에너지 비율 27.2%이다. Hybrid2(디젤발전+태양광발전+ESS)는 COE \$0.341/kWh, 재생에너지 비율 35.7%이다. Hybrid3(디젤발전+태양광발전+풍력발전)은 COE \$0.334/kWh, 재생에너지 비율 46.4%이다. Hybrid4(디젤발전+태양광발전+풍력발전+ESS)는 COE \$0.292/kWh, 재생에너지 비율 71.1%이다.

위 결과는 기존 섬의 디젤발전 시스템에 단순히 태양광발전을 추가하거나(Hybrid1), 태양광발전과 풍력발전을 함께 추가할 경우(Hybrid3) 전체 전력시스템의 경제성을 제고할 수 있음을 보여준다. 또한 기존 섬의 디젤발전 시스템에 재생에너지와 ESS가 함께 결합할 경우(Hybrid2, Hybrid4)에는 단순히 재생에너지만 추가하는 경우(Hybrid1, Hybrid3)보다 전력시스템 전체의 경제성이 더욱 개선되고 있음을 알 수 있다.

시나리오별로 비교했을 때 가장 경제적인 시나리오는 Hybrid4(디젤발전+

태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오이다. 최소비용 관점에서 Hybrid2(디젤발전+태양광발전+ESS)시나리오와 Hybrid3(디젤발전+태양광발전+풍력발전)시나리오를 비교해보면 Hybrid3시나리오가 더 경제적이고, 재생에너지 비율도 높다. 이러한 결과는 풍력발전이 태양광발전에 비해 설치와 유지관리의 어려움이 크고, 발전단가도 비싸지만 발전시간대 폭이 넓기 때문에 가능한 것으로 분석된다. 이는 우리나라 전체의 재생에너지 전력 공급비율을 확대하려 할 경우 태양광발전과 풍력발전이 함께 보급되어야 함을 시사한다.

<표 4-15> 하이브리드시나리오의 비용최적화 시스템 구성

구분	시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC, (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비(\$)	디젤사용량(L) 디젤연료비(\$)
Base	디젤 100kW*3	0.400	7.11M*	0	120,000 399,045	358,225 358,225
Hybrid1	디젤 100kW*3 PV 371kW, 컨버터 172kW	0.353	6.28M*	27.2	895,449 307,377	225,397 225,397
Hybrid2	디젤 100kW*3 PV 391kW, ESS 272kWh, 컨버터 191kW	0.341	6.07M*	35.7	1.15M* 280,838	198,215 198,215
Hybrid3	디젤 100kW*3 PV 302kW, 풍력 100kW*2, 컨버터 142kW	0.334	5.93M*	46.4	1.35M* 261,195	172,484 172,484
Hybrid4	디젤 100kW*3 PV 267kW, 풍력 100kW*3 ESS 590kWh, 컨버터181kW	0.292	5.20M*	71.1	2.04M* 179,751	92,209 92,209

*M: Million(10⁶)

<표 4-16>은 하이브리드시나리오의 초과전력 발생 비율이다. Hybrid1(디젤발전+태양광발전)시나리오는 전체발전량 대비 16.7%, 재생에너지 발전량 대비 41.5%가 초과전력이다. Hybrid2(디젤발전+태양광발전+ESS)시나리오는 각각 11.9%, 26.7%, Hybrid3(디젤발전+태양광발전+풍력발전)시나리오는 각각 27.9%, 45.2%, Hybrid4(디젤발전+태양광발전+풍력발전+ESS)시나리오는 각각 22.7%, 29%이다. 비용최적화를 위해서는 초과전력에 대한 경제적 활용방안이 필수적으로 수립되어야 함을 알 수 있다.

<표 4-16> 하이브리드시나리오의 초과전력 발생 비율

구분	Hybrid1	Hybrid2	Hybrid3	Hybrid4
전체전력량 대비(%)	16.7	11.9	27.9	22.7
재생에너지전력량 대비(%)	41.5	26.7	45.2	29.0

가사도 사례연구의 하이브리드시나리오 모두 기존 디젤발전보다 더 경제적인 시스템구성이 가능한 것으로 나타났다. 이런 결과가 가능한 이유는 기 구축된 가사도 사례에서 보듯이 변동성 전원인 태양광발전과 풍력발전에는 출력 제한이 가능한 기술이 적용⁵⁴⁾되어 있기 때문이다. 태양광발전은 인버터 전력을 차단함으로써 출력제한이 가능하며, 풍력발전은 블레이드의 피치 제어 등을 통해 출력조절이 가능하다. 디젤발전기는 대표적인 급전전원으로 부하추종운전이 가능하며 주파수, 전압 관리 등에 필요한 여러 기능이 갖추어져 있기 때문이다. ESS는 주파수 및 전압 조절 등의 전력품질을 개선할 수 있을 뿐만 아니라 초과전력의 저장을 통해 마이크로그리드의 경제성과 안정성을 높이는데 기여하고 있음을 확인하였다.

54) 우리나라는 송·배전용 전기설비 이용규정 [별표 6] 신재생발전기 계통연계기준과 분산형 전원 배전계통 연계 기술기준으로 제정, 고시되어 있다.

<표 4-17>은 디젤발전의 대안으로 재생에너지100%시나리오의 모델링 결과 종합이다. Renewable1(태양+ESS)의 NPC는 15.6M, COE는 \$0.876/kWh, 초과전력 69.7%이며, Renewable2(풍력+ESS)의 NPC는 15.6M, COE는 \$0.879, 초과전력 75.5%이며, Renewable3(태양+풍력+ESS)의 NPC는 9.78M, COE는 \$0.550/kWh, 초과전력 68.5%이다.

재생에너지100%시나리오 모두 기준시나리오의 COE 0.400/kWh보다 높아 기존 전력시스템의 비용최적화와는 거리가 있다. 현재의 기술과 가격 수준에서는 재생에너지 100%를 추구해야 할 이유는 없다.

<표 4-17> 재생에너지100%시나리오의 전원구성과 초과전력

구분	시스템 구성	COE (\$/kWh)	NPC (\$)	RE (%)	초기투자비 운영비(\$)	초과전력 (%)
Base	디젤 100kW*3	0.400	7.11M*	0	120,000 399,045	358,225 358,225
Renewable1	태양광 2,694kW, ESS 6,332kWh, 컨버터 301kW	0.876	15.6M*	100	10.3M* 298,794	69.7
Renewable2	풍력 1900kW, ESS 4,627kWh, 컨버터 694kW	0.879	15.6M*	100	9.41M* 354,585	75.7
Renewable3	태양광 1,115kW, 풍력 800kW, ESS 2,368kWh, 컨버터 246kW	0.550	9.78M*	100	6.51M* 186,677	68.5

*M: Million(10⁶)

Renewable3(태양+풍력+ESS)시스템의 COE \$0.550/kWh는 디젤 가격이 \$1/L인 가사도를 대상으로 한 기준시나리오의 COE \$0.400/kWh에 비해 높지만 디젤 가격이 \$2/L인 민감도 조사의 COE \$0.701/kWh 보다는 낮다. 이론적으로 우리나라 도서 중 발전단가가 COE \$0.550/kWh보다 높은 섬은 Renewable3(태양+풍력+ESS)시나리오를 통한 재생에너지 100% 공급이 가

능하다는 결과이지만 도서지역의 전력공급은 기존 설비의 감가상각과 기존 인력의 유지 등 모델링에 반영하지 못한 요소가 있으므로 이를 기계적으로 적용할 수는 없다.

하이브리드시나리오와 재생에너지100%시나리오 모두 초과전력을 건조, 냉동, 냉방, 난방, 담수화, 전기자동차, 히트펌프 저장 등에 활용할 수 있으나에 따라 경제성 개선의 여지가 크다. 전력과 열에너지를 모두 포함하는 마이크로그리드 연구는 향후 중요한 과제가 될 수 있을 것이다.

제4절 에너지자립섬 마이크로그리드의 온실가스 배출 최적화

에너지자립섬 사업을 추진함에 있어 온실가스 배출 최소화는 중요한 사업 목적의 하나가 될 수 있다. HOMER에서 이산화탄소 배출량은 전력 생산과정에서의 발전량으로 한정하고 있으므로 태양광발전과 풍력발전은 온실가스를 배출하지 않고, 오직 연료발전의 연료사용량으로만 계산된다. 가사도 전력공급 시스템에서는 디젤발전이 유일한 온실가스 배출원이다. HOMER에서 디젤발전의 온실가스 배출량은 입력자료에서 디젤발전의 연료효율곡선과 연료의 특성이 입력되고, 모델링을 통해 디젤사용량이 정해지면 연료 특성 중 일산화탄소(CO), 불연탄화수소(unburned HC) 배출계수를 제외한 디젤연료의 탄소함량은 모두 이산화탄소로 배출된다고 계산한다.

기준시나리오의 디젤 사용을 최소화하는 시나리오는 디젤발전을 사용하지 않는 재생에너지100%시나리오가 온실가스 배출 최적화 시나리오이다.

온실가스 배출 최적화를 기준시나리오의 COE \$0.400/kWh보다 낮은 대안 시나리오 중 온실가스 배출을 최소화하는 시스템이라고 정의할 수 있다. 이렇게 정의하면 대안 시나리오 중 COE가 \$0.400/kWh보다 낮은 시스템 중에서 재생에너지 비율이 가장 높은 시스템이 온실가스 배출 최적화 시스템이다.

<표 4-18>은 기준시나리오 대비 하이브리드시나리오 별 온실가스 배출 최적화 시스템이다. 기준시나리오의 온실가스 배출량은 799,603kg/yr이다.

Hybrid1시나리오는 디젤발전 3개, 태양광발전 927kW를 설치하여 COE \$0.388, NPC \$6.90M, 재생에너지 비율 36.1%이며, 디젤사용량은 358,225L, 온실가스 배출량은 440,296kg/yr이다.

Hybrid2시나리오는 디젤발전 3개, 태양광발전 927kW, ESS 2,06828kWh

를 설치하여 COE \$0.375, NPC \$6.66M, 재생에너지 비율 81.1%이며, 디젤 사용량은 58,710L, 온실가스 배출량은 131,048kg/yr이다.

Hybrid3시나리오는 디젤발전 3개, 태양광발전 357kW, 풍력발전 100kW 4개를 설치하여 COE \$0.328, NPC \$5.83M, 재생에너지 비율 56.6%이며, 디젤사용량은 140,070L, 온실가스 배출량은 313,547kg/yr이다.

Hybrid4시나리오는 디젤발전 2개, 태양광발전 640kW, 풍력발전 100kW 4개, ESS 2,504kWh를 설치하여 COE \$0.384, NPC \$6.83M, 재생에너지 비율 97.5%이며, 디젤사용량은 8,234L, 온실가스 배출량은 18,379kg/yr이다.

<표 4-18> 하이브리드시나리오의 온실가스 배출 최적화 시스템

구분	시스템 구성	COE \$/kWh	NPC, (\$)	RE (%)	디젤사용량 (L)	온실가스 배출량 (kg/yr)
Base	디젤 100kW*3	0.400	7.11M*	0	358,225	799,603
Hybrid1	디젤 100kW*3 PV 927kW, 컨버터 294kW	0.389	6.90M*	36.0	197,254	440,296
Hybrid2	디젤 100kW*3 PV 927kW, ESS 2068kWh 컨버터 294kW	0.375	6.66M*	81.1	58,710	131,048
Hybrid3	디젤 100kW*3 PV 357kW, 풍력 100kW*4, 컨버터 238kW	0.328	5.83M*	56.6	140,470	313,547
Hybrid4	디젤 100kW*2 PV 640kW, 풍력 100kW*4, ESS 2,504kWh 컨버터 178kW	0.384	6.83M*	97.5	8,234	18,379

*M: Million(10⁶)

온실가스 배출 최적화 관점에서 보면 ESS가 적용된 Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시나리오가 ESS가 적용되지 않은 Hybrid3(디젤+태양광+풍력)시나리오보다 더 효과적임을 알 수 있다.

온실가스 배출 최적화 관점의 하이브리드시나리오에서 ESS가 적용된 Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템과 Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 재생에너지 비율은 각각 81.1%와 97.5%이다. 온실가스 배출 최적화 관점에서 접근할 경우 기존 디젤발전 시스템보다 경제적인 범위에서의 재생에너지의 보급 잠재량은 상당히 크다는 사실을 나타낸다.

온실가스 배출 최적화 관점의 Hybrid2(디젤+태양광+ESS)시스템의 COE \$0.375/kWh, Hybrid4(디젤+태양광+풍력+ESS)시스템의 COE \$0.384/kWh와 재생에너지100%시나리오 Renewable3(태양광+풍력+ESS)시나리오의 COE \$0.550/kWh를 비교하면 COE 가격차이가 상당히 크다는 것을 알 수 있다. 온실가스 배출 최적화 관점에서든 굳이 재생에너지100%시나리오를 추구해야 할 이유는 찾기 어렵다.

제5장 결론

제1절 연구 요약

파리협약이 발효됨에 따라 지구적 차원의 기후변화 대응이 요구되고 있으며, 온실가스 배출 세계 10위권인 우리나라도 그 책임에서 자유로울 수 없다. 온실가스 배출의 주된 원인이 화석연료의 대량 사용으로부터 비롯된다고 할 때, 전력공급의 주 에너지원을 화석연료에서 재생에너지로의 전환은 최우선과제라고 할 수 있다. 2016년 OECD 국가의 재생에너지전력 공급 비율은 24.5%를 넘어섰으며, 자원 잠재량이 많은 태양광발전과 풍력발전의 기술발전으로 인한 가격하락으로 에너지전환의 가능성은 더욱 높아지고 있다. 재생에너지에 의한 전력공급비율을 더욱 높이기 위해서는 재생에너지의 간헐성과 변동성에 대한 대책이 수반되어야 한다.

그동안 우리나라의 지속가능한 에너지 전환에 대한 여러 연구는 재생에너지 전력 시스템으로의 장기적 전환이 가능하며, 그 비용 역시 감당할 수 있는 수준이라는 것을 보여 주고 있다. 기존의 에너지전환 연구는 연간 전력소비량과 전력생산량을 중심으로 연간 전력수급모형을 이용하는 연구가 주를 이루었다. 태양광발전과 풍력발전이 중심이 된 에너지전환 연구에서는 이들 전원의 간헐성과 변동성 때문에 연간 전력수급모형으로서는 연구에 한계가 있다. 본 연구에서는 태양광발전과 풍력발전의 시간대 별 발전량 예측이 가능한 실시간 전력수급모형인 HOMER를 사용하여 마이크로그리드 차원에서 디젤발전, 태양광발전, 풍력발전, ESS의 최적 구성을 모색하였다.

자원 잠재량이 크고, 기술발전이 빠른 태양광발전과 풍력발전은 세계 전력공급의 주요 에너지로 빠르게 성장하고 있다. 재생에너지 중 수력발전과 바이오발전, 지열발전의 기술발전 및 가격하락 속도보다 태양광발전과 풍력

발전의 기술발전 및 가격하락 속도가 훨씬 빠르다. 2015년 이후 세계 신규 전력설비 중 50% 이상이 태양광발전과 풍력 중심의 재생에너지로 공급되고 있다.

우리나라의 재생에너지 전력 보급율은 OECD국가들 중 가장 낮은 2.2% 수준이다. 그러나 우리나라의 태양광발전 연간 이용률 15%는 독일의 11%, 영국의 10%와 비교할 때 우수한 편이며, 우리나라의 풍력발전 연간 이용률 24.3%는 세계풍력발전평균이용률 21%, 중국풍력발전평균이용률 20%, 독일 풍력발전평균이용률 18%와 비교할 때 상당히 좋은 자연조건임을 알 수 있다. 태양광발전 1GW 설치에 필요한 토지면적은 10km²가 필요하며, 풍력은 이의 2~3배가 필요하며, 우리나라도 보급 잠재량이 상당함을 설명하였다.

IEA, IEC 등의 여러 국제 에너지기구들은 이미 변동성 재생에너지인 태양광발전, 풍력발전의 생산예측과 운영능력을 제고하고, 전력계통의 유연성을 강화함으로써 높은 비율의 재생에너지 보급이 가능하다는 보고서를 발행하고 있다. 기존 발전의 유연화, 전력망 확장, 수요반응, 저장 등을 통해 전력시스템 전체의 유연성을 강화함으로써 태양광발전과 풍력발전의 보급을 높여갈 수 있다고 보고 있다.

태양광발전과 풍력발전이 보급된 후에는 이들의 한계생산비용이 제로에 가까워 기존의 기저발전보다 급전순서에서 앞서며, 때때로 기존 기저발전 영역까지 담당하게 된다. 태양광발전과 풍력발전의 보급은 기존의 전력계통의 관리 방법에 변화를 가져오는 요인이며, 재생에너지 보급 선진국들은 이에 맞추어 전력도매시장 및 보조서비스 시장을 자국의 여건에 맞게 변화, 발전시키고 있다. 재생에너지 보급이 확대되면서 상계 거래, 시간 요금제, 소비자 전력저장, 프로슈머 등 전력시장의 새로운 제도와 모습이 관찰되고, 수동적인 소비자에 머물렀던 수요자가 전력시장의 주요 주체로 성장하고 있다.

마이크로그리드는 그리드 내에서 전력의 생산과 소비가 이루어지는 독립된 전력계통이며, 보다 큰 전력계통과 연계 운전 및 독립 운전 모두 가능하다고 정의된다. 태양광발전과 풍력발전 같은 분산전원의 확대는 프로슈머의 등장과 이들이 속한 소규모 단위의 전력계통 안정과 에너지의 효율적 관리 필요성으로 마이크로그리드의 확산을 가져오는 원인이 되고 있다. 재생에너지가 경제성을 확보한 부문과 지역의 출현은 프로슈머의 등장배경이기도 하며, 해당 전력계통의 안정화 조치가 수반되어야 하는데 그 부분 단위가 마이크로그리드이다. 재생에너지 마이크로그리드에서는 전력저장 뿐 아니라 전력 소비자의 능동적 참여가 매우 중요하므로 전기자동차와 전력망의 통합, 시간제 가격, 전기와 열의 통합 등 다양한 시도와 정책연구가 이루어지고 있다.

본 연구에서는 디젤발전으로 전력을 공급하는 시스템인 우리나라 도서에서 태양광발전과 풍력발전의 공급 가능성을 가사도를 대상으로 선정하여 분석하였다. 가사도는 우리나라에서 섬이 많은 전남에 위치하고 있으며, 우리나라 섬의 전형적인 유형인 어업 중심의 전력수요 패턴을 보여주고 있다.

가사도의 필요전력을 디젤발전으로 공급하는 기존 방식을 ‘기준시나리오’로 설정하고, 대안 시나리오로서 디젤 발전을 활용하는 ‘하이브리드시나리오’와 디젤발전 없는 ‘재생에너지100%시나리오’를 구성하였다. 섬에서는 수력, 바이오, 지열은 자원 잠재량과 경제성 때문에 적용하기 어려우므로 태양광발전과 풍력발전으로 한정하였으며, ESS 적용 여부에 따라 시나리오를 구성하였다. 디젤 발전을 활용하는 네 개의 하이브리드시나리오(Hybrid1: 디젤+태양광, Hybrid2: 디젤+태양광+ESS, Hybrid3: 디젤+태양광+풍력, Hybrid4: 디젤+태양광+풍력+ESS)와 세 개의 재생에너지100%시나리오(Renewable1: 태양광+ESS, Renewable2: 풍력+ESS, Renewable3: 태양광+풍력+ESS)를 구성하여 경제성(NPV, COE)과 환경성(이산화탄소 배출량 등)을 분석하였

다.

연구 결과, 하이브리드시나리오에는 모두 디젤발전의 기준시나리오에 비해 경제성이 있는 것으로 나타났으며, 재생에너지100%시나리오에는 모두 기준시나리오에 비해 경제성이 떨어지는 것으로 나타났다. Li-ion 전지를 활용한 ESS는 아직 가격이 비싼 편임에도 불구하고, Hybrid2와 Hybrid4시나리오에서 보듯이 마이크로그리드의 경제성 제고에 크게 기여하는 것으로 나타났다.

우리나라 섬은 대표적인 유연성 전원인 디젤발전을 통해 전력을 공급하기 때문에 태양광발전과 풍력발전의 변동성에 충분히 대응이 가능하고, 태양광발전과 풍력발전도 마이크로그리드 컨트롤러에 의한 전력차단이 가능한 정치를 구비하여 유연성을 높임으로써 높은 비율의 재생에너지 공급이 가능하다.

하이브리드시나리오에서 ESS는 전력계통의 주파수 및 전압을 일정하게 유지토록 하여 전력품질개선에 기여하고, 태양광발전과 풍력발전의 일시적 초과전력을 저장하여 태양광발전과 풍력발전이 부족한 시간대에 활용하는 역할을 한다. 하이브리드시나리오에서는 디젤발전을 백업전원으로 활용할 수 있으므로 부조일수나 무풍일수를 고려할 필요가 없다. 반면, 재생에너지 100%시나리오에서는 디젤발전을 백업전원으로 사용할 수 없으므로 하이브리드시나리오에 비해 상대적으로 큰 용량의 ESS를 적용하여야 한다.

태양광발전과 풍력발전은 발전시간대가 상호 보완적이어서 함께 적용될 경우 경제성 개선에 크게 기여한다는 사실이 확인되었다. 풍력발전을 설치하고, 유지 관리하는데 어려움이 있지만 태양광발전만 가지고는 경제성개선이나 재생에너지 보급률 제고에 한계가 있음도 확인하였다.

결론적으로, 우리나라의 도서지역에 높은 비율로 재생에너지를 공급할 수 있으며, 여러 대안 시나리오 중에서 디젤발전, 태양광발전, 풍력발전, ESS

모두를 활용하는 Hybrid4 시나리오가 가장 경제적인 모델로 분석되었다. 기존의 디젤발전을 적극적으로 활용하는 ‘하이브리드시나리오’를 적용하여 기준시나리오보다 경제적으로 재생에너지 50~90% 공급이 가능한 것으로 나타났다. ‘재생에너지100%시나리오’는 연간 전력부족을 제로로 유지하기 위해서 연간 확률이 매우 낮은 극한 조건을 대비한 투자가 급격히 늘어나기 때문에 기준시나리오에 비해 경제성이 현저하게 떨어지는 것으로 나타났다.

제2절 연구의 한계 및 시사점

본 연구는 우리나라의 에너지자립섬을 대상으로 태양광발전과 풍력발전이 ESS와 함께 적용되는 다양한 시나리오에 대해 분석하였다. 본 연구에서는 가사도만을 대상으로 하였으므로 전력 수요 공급의 규모나 특성이 상이한 경우에는 별도의 연구가 필요하다.

열부문에 대한 자료의 한계로 본 연구에서는 전력부문만을 대상으로 연구하였는데, 열사용 실태에 대한 자료가 확보된다면 보다 광범위하고 유용한 연구가 될 수 있을 것으로 기대된다.

전력부문에 국한된 이번 연구에서 EMS 구축 등 핵심적인 비용⁵⁵⁾ 요소와 기존 설비 및 인력에 대한 보상과 대책 등은 고려되지 못하였다. 또한 필요한 만큼의 재생에너지 발전설비를 설치하기 위해 필요한 토지 확보 및 인허가, 지역주민과의 소통 비용도 고려하지 못하였다.

위에서 밝힌 한계에도 불구하고 본 연구 결과는 가사도 소비전력의 50%~90%의 높은 비율의 재생에너지 공급이 경제적으로 가능함을 보여주었다. 한반도 전체를 대상으로 하지는 않았지만 태양광발전과 풍력발전의 시간대별 발전량을 예측하여 실제 가사도의 전력소비를 충족토록 하는 이번 연구의 시사점은 다음과 같다.

첫째, 에너지자립섬을 대상으로 마이크로그리드 차원에서 높은 비율의 재생에너지 공급이 가능함을 확인하였다.

둘째, 재생에너지 중에서 태양광발전과 풍력발전이 함께 적용되어야 경제성 및 재생에너지 보급률 향상에 기여한다는 점이다. 실시간 전력수요를 충족해야 하는 전력계통 관리 입장에서 다양한 에너지원에 의존해야 경제적이다는 점이 확인되었다.

55) 적절한 BMS, EMS 비용 설정이 어렵다. 이 비용은 초기 개발과정에서는 가격이 매우 높지만 이후 안정화된다.

셋째, 재생에너지가 높은 비율로 공급될 경우 초과전력 발생규모가 재생에너지 발전량의 20% 이상으로 나타나고 있으므로, 냉난방, 전기자동차 등 전기 및 열사용의 통합과 수요반응 정책 등이 더욱 개발되어야 한다는 것도 확인이 되었다.

넷째, 에너지자립섬 마이크로그리드 구축에서 ESS용량이 과도하게 적용되었다는 지적이 있었는데 이번 연구를 통해 이를 확인할 수 있었다. ESS 용량은 주파수, 전압 등을 유지하는 기능과 일시적 초과전력을 저장하여 활용하는 역할에 한정하여 용량을 설계해야 경제적이다.

다섯째, 우리나라의 에너지자립섬 마이크로그리드 사업이 모두 재생에너지 100%를 추구하였는데, 이는 비경제적이라는 점이 확인되었다. 기존의 유연성 자원인 디젤발전을 활용함으로써 50~90%의 높은 비율로 재생에너지를 공급하면서도 경제성을 확보할 수 있었다.

독립형 마이크로그리드에서 높은 비율로 재생에너지 공급이 가능하다면 계통연계형 마이크로그리드에서도 높은 비율로 재생에너지 공급은 더욱 용이할 것이다. 계통연계형 마이크로그리드에서 전력부족과 초과전력은 국가그리드를 통해 해결할 수 있으며, 전력저장장치도 독립형 마이크로그리드보다 적게 설치하고 운영할 수 있기 때문이다.

국가그리드 입장에서는 마이크로그리드가 부하가 되기도 하고, 전원이 되기도 한다. 마이크로그리드는 필요에 따라 전력을 주고받을 수 있으며, 독립 운전과 연계 운전이 가능하다. 한반도 전력계통에서 계통연계형 마이크로그리드 단위로 재생에너지 공급 비율을 높일 수 있다면 한반도 국가그리드의 재생에너지 비율도 높일 수 있을 것이다.

참 고 문 헌

- 감사원, 2016, <신성장동력 에너지사업> 감사 지적사항 및 조치사항, P. 5
- 강만옥·황욱·이상용, 2007, 에너지·전력부문 보조금의 환경친화적 개편방안
과 파급효과 연구, KEI
- 그린피스, 2012, 한국: 에너지 혁명 보고서
- 김승래, 2009, 녹색성장을 위한 탄소세 도입방안, 한국조세연구원
- 농어촌전화사업법
- 박광윤, 2012, 스마트 그리드의 EMS를 위한 네트워크 구성과 운영방식에
관한 연구, 숭실대공학박사논문
- 박년배, 2011, 발전부문 재생가능에너지 전환을 위한 장기 시나리오 분석,
서울대박사논문 pp. 25~29
- 백민호, 2012, 원격 도서지역의 신재생복합전력시스템 보급타당성 평가, 아
주대경제학석사논문
- 백종복, 2014, 신재생 에너지원과 에너지 저장장치가 연계된 직류 배전 시
스템의 제어 및 안정도 해석, 서울대공학박사논문
- 분산형전원 배전계통 연계 기술기준
- 산업통상자원부, 2012, 제1차스마트그리드(지능형전력계통)기본계획
_____, 2015, 제2차국가에너지기본계획(2014~2035)

_____, 2015, 제4차신재생에너지기본계획, 2014

_____, 2015, 친환경 에너지자립섬 사업설명회

_____, 2017, 2016신재생에너지백서

소진영·윤세진·성지영·김재연·전영환, 2014, 계통안정성을 고려한 태양광·
풍력 발전의 경제성연구, 에너지경제연구원 p. 35, pp. 88~89

송·배전용전기설비 이용규정

신재생에너지개발이용보급촉진법, 시행령, 시행규칙

아주대, 2013, <에너지자립섬마을 시범사업 연구용역>, 충청남도

에너지대안포럼, 2012, 2030 에너지 대안

에너지신문, 2016. 9. 6, ‘한국, 마이크로그리드 세계를 선도하다’, 권준범

이상중, 2013, 터빈발전기 Governor Droop 그래프와 비례식을 통한 특성
고찰, 조명·전기설비학회논문지 제27권 제5호 pp. 33~38

이상훈, 2012, 재생에너지에 기반한 지속가능한 에너지시스템에 관한 연구,
세종대박사논문

임재규, 2016, 신기후체제 아래의 한국의 미래 에너지 시스템 방향, 에너지
경제연구원, 제8기 차세대에너지리더 과정 특강 발표자료

장하나, 김수덕, 2006, 도서지역 신·재생복합 전력시스템 보급 타당성 분
석, 자원·환경경제연구 제15권 제4호, pp. 693~712

전기사업법

전라남도, 2015, 전남도정10년사

전력거래소, 2015, 2014년도 전력시장 통계

전북발전연구원, 2014, 전북형에너지자립시범마을조성사업연구

전영환, 2011, 기저 발전기 및 신재생 전원 확대에 따른 계통안정운영 방안에 관한 연구(최종보고서), 한국전력거래소

전영환 외, 2014, 신재생에너지 설비의 대규모화에 따른 수급계획 수립 방안 연구, 한국전력거래소

정태영, 2011, 지능형 전력계통 구축을 위한 마이크로그리드 시스템의 설계와 운용, 경북대공학박사논문

제주에너지공사, 2016, 마이크로그리드 구축을 위한 타당성 조사연구

조상민, 2017, 신재생에너지 확대를 위한 차기정부 정책 과제, 에너지경제연구원

조성진, 박찬국, 2015, 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구, 에너지경제연구원

조영산, 2012, 도서지역 디젤발전 신재생 접목을 위한 기준정립 및 타당성 연구, 한전경제경영연구원

조영탁, 2012, 이명박정부의 탄소세 논의와 에너지세제의 개편방향

최중인, 2017, 4차 산업혁명 기반 에너지 신산업, 신성 E&G 세미나발표자료

한국에너지공단, 2017, 2016 신재생에너지통계

_____ , 2017, 배출권거래제 현황

한국에너지기술연구원, 2012, 울릉도 녹색섬 조성 종합계획

한국전력공사, 2016, 제7차 전력수급기본계획 장기 송변전설비계획

한전경제연구원, 2015, KEMRI전력경제REVIEW 47호, 김선교, 신재생전원
확대에 따른 유연성 다각도 분석, pp. 1~7

허재선, 2016, 부조일과 무풍일을 고려한 독립형 마이크로그리드의 전원구
성 방안, 숭실대공학박사논문

AGORA, 2015, Current and Future Cost of Photovoltaics

A. Jungjohann and C. Morris, 2014, The German Coal Conundrum: The
status of coal power in Germany's energy transition

Australian Energy Market Commission, DIRECTIONS Paper, Five Minute
Settlement, Rule Change

B. Lasseter, "Microgrid: Distributed Power Generation," Presented at the
2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus,
OH, USA, 2001

C. Hertzog, 2014, *Smart Grid Dictionary Paperback*

C. L. DeMarco, C. A. bone, Y. Han and b. Lesieutre, 2012, University of
Wisconsin-Madison, Primary and Secondary Control for High
Penetration Renewables

Deloitte, 2015, European Energy Market Reform: Country profile
germany

DOE, 2016, Integrating Renewable Generation into Grid Operations

_____, 2012, The Smartgrid: A Introduction

_____, 2015, Transforming U.S. Energy Infrastructures in a time of rapid
change: The First Installment of the Quadrennial Energy Review

_____, 2017, Transforming the Nation's Electricity System

E. Almeshaiei, H. Soltan, 2011, A methodology for Electric Power Load
Forecasting

European Parliament, 2016, Electricity 'Prosumers'

FERC, Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff
Report, December 2016 Report

F. bumgartner 2016, PV battery Learning Curve and Future Market
Penetration, Winterthur, Switzerland,

German Act on the Development of Renewable Energy Sources(EEG
2014)

German Act on the Development of Renewable Energy Sources(EEG
2017)

GIZ, 2016, Regulatory Trends in Renewable Energy Self-Supply

Greenpeace, 2015, *Energy Revolution: A Sustainable World Energy*

outlook 2015

Greensmith Energy, 2017, *white Paper: Transforming Today's Energy Grid*

H. S. Freehills, 2016, Changes to the German Renewable Energy regime from July 2016

IEA, 2013, *PVPS_report-A Snapshot of Global PV-1992-2013-final3*

_____, 2014, *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy_2014edition*

_____, 2014, *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power System*

_____, 2016a, *Energy Technology Perspective 2016*

_____, 2016b, *Global EV Outlook 2016*

_____, 2015, *WEO2015-Special Report on Energy and Climate Change*

IEC TC88 61400-27, Electrical Simulation Models for Wind Power Generation

_____, 2010, *White Paper-Coping with the Energy Challenges*

_____, 2011, *White Paper-Electrical Energy Storage*

_____, 2012, *White Paper-Grid integration of large-capacity renewable energy sources and use of large capacity electrical energy storage,*

IEEE, 2016, Proceedings of the IEEE. The issue's 11 research papers

- IEEFA, 2017, Tim buckley, Simon Nicholas, Japan: Greater Energy Security Through Renewables, Electricity Transformation in a post-Nuclear Economy
- IRENA, 2015, IRENA GlobalAtlas World of Renewables 2015
- _____, 2015, IRENA PST Age of Renewable Power 2015
- L. Hirth and I. Ziegenhagen, 2013, Control Power and Variable Renewables: A Glimpse at German Data
- LosAlamos, 2015, DC Microgrid Scoping Study
- M. P. Bhave, 2016, The Microgrid Revolution
- METIS 2016, Overview of European Electricity Markets
- M. Liebreich, 2014, Bloomberg New Energy Finance Summit Keynote Speech
- Navigant Consulting, 2016, The Energy Cloud: Emerging opportunities on the decentralized grid
- NREL, 2012a, *Renewable Electricity futures study Volumn I -Exploration of High Penetration Renewable electricity Futures*
- _____, 2012b, *Renewable Electricity futures study VolumnII -Renewable Electricity Generation and Storage Technologies*
- _____, 2012c, *Renewable Electricity futures study VolumnIII -End-use Electricity Demand*

- _____, 2012d, *Renewable Electricity futures study VolumnIV-bulk Electric Power Systems: Operations and Transmission Planning*
- _____, 2013, Maureen Hand, Ph.D, Wind Plant Cost of Energy: Past and Future
- _____, 2014, Lori bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang, Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States
- P. Lilienthal, 2013, The Problem with 100% Renewable Energy
- R. Perez and M. Perez, 2015, A Fundamental look at reserves for the planet
- REN21, 2016, *RENEWAbLES 2016 Globl Status Report*
- _____, 2017, *RENEWAbLES 2017 Globl Status Report*
- RMI, 2015a, RMI-The Economics Of Load Defection
- _____, 2015b, RMI-The Economics Of battery Energy Storage
- _____, 2015c, RMI-The Economics Of Demand Flexibility
- State Grid Corporation of China, 2011, *Promoting Wind Power development in China, White Paper, Apr 2011.*
- Wu, X. Yin, Q. Wei, Y. Jia and J. Wang, 2013, Research on Microgrid and its Application in China, Energy and Power Engineering, 2013, 5, pp. 171-176
- Y. Rebours and D. Kirschen, 2005, What is spinning reserve? The University of Manchester

부록: HOMER의 실시간 에너지 출력 계산

1. 태양광발전의 시간대별 출력

실시간 전력수급모형 HOMER에서 태양광발전의 출력은 매시간 단위면 적당 태양광 어레이에 도달하는 일사량에 모듈변환효율을 곱하여 계산한다. 태양광발전 자원은 전체수평조사(GHI, Global Horizontal Irradiation)와 직달법면조사(DNI, Direct Normal Irradiance)두 가지가 있다. 전체수평조사는 직달법면조사(DNI), 산란광(Diffuse Irradiance), 반사광(Ground Reflected Radiation)의 합으로 이루어진다. 단위는 kWh/m² 이다.

태양광발전 시간대별 자원(일사량) 데이터는 V.A. Graham⁵⁶⁾의 알고리즘을 활용한다. PV 어레이 연간 전력 생산량의 신뢰도 오차는 5% 이내이다. 연구모형의 태양광 어레이의 발전량 계산식은 식 (1)과 같다.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (1)$$

여기서,

Y_{PV} : 표준조건에서의 태양광 어레이의 정격 용량 [kW]

f_{PV} : 태양광 감소율 [%]

\bar{G}_T : 해당 시각에서의 태양광 어레이 태양광 입사량 [kW/m²]

$\bar{G}_{T,STC}$: 표준 테스트 조건[1 kW/m²]에서의 입사량

α_P : 온도 계수 [%/°C]

T_c : 해당 시각의 태양광 셀 온도 [°C]

$T_{c,STC}$: 표준 테스트 조건에서의 태양광 셀 온도 [25 °C]

56) Graham, V. A., & Hollands, K. G. T. (1990). A method to generate synthetic hourly solar radiation globally. Solar Energy

만약 연구모형에서 온도 계수를 선택하지 않으면 온도 계수가 0 이므로 위 계산식은 아래 식(2)와 같다.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,STC}} \right) \quad (2)$$

식 (2)에서 \overline{G}_T (태양광 어레이의 태양광 입사량) 계산은 아래와 같다.

태양광 어레이는 경사지게 설치하므로 경사진 어레이에 도달하는 일사량을 매시간 계산해야 한다. 연구모형의 방법론은 Duffie and beckman⁵⁷⁾ (1991)의 1,2장을 따른다.

태양광 어레이의 일사량은 경사각과 방위각에 좌우된다. 경사각은 수평면에 대한 어레이의 경사각이다. 방위각은 정남향을 0으로 하고, -90은 동향, -45는 동남향, 45는 서남향, 90은 서향을 말한다.

또 하나는 위도에 따른 태양의 기울기이다. 이는 1년 중 날짜마다 변하며, 하루에도 시간에 따라 변한다. 연구모형에서 날짜에 따른 태양의 기울기는 아래 식(3)과 같다.

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left(360^\circ \frac{284+n}{365} \right) \quad (3)$$

여기서 n은 365일 중 n번째 날이다.

하루에도 시간에 따라 태양의 기울기는 다르다. 시간에 따른 기울기를 계산하기 위해 시간각도(hour angle)라는 개념을 사용한다. 태양정오(Solar noon)는 태양이 가장 높이 떴을 때를 말하는데, ‘-’는 오전, ‘+’는 오후를 말한다. 시간각도를 계산하는 식은 아래 식(4)와 같다.

57) Duffie and beckman, 1991, Solar Engineering of Thermal Processes 4th edition.

$$\omega = (t_s - 12\text{hr}) \cdot 15^\circ/\text{hr} \quad (4)$$

여기서 t_s 는 태양시각(solar time, [hr])이다.

12hr은 태양정오(Solar noon)를 말하며, 13.5hr는 정오의 1시간 30분 후를 말한다. 다시 말해 위 식은 태양이 매 시간 15도씩 움직인다고 보고 있다.

한편, 연구모형에서 시간과 관련한 데이터(예, 태양광 자원, 풍력 자원, 전기 부하)는 모두 해당 지역의 표준시간을 적용한다. 따라서 태양시각을 해당 지역 시간으로 변환해주어야 한다. 그 식은 아래 식(5)와 같다.

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{15^\circ/\text{hr}} - Z_c + E \quad (5)$$

여기서,

t_c : 해당 지역 시간의 중간 시간 [hr]

λ : 경도 [°]

Z_c : 시간대 [hr]

E : 시간 방정식 [hr]

주: 서경은 '-', GMT 서쪽의 시간대 역시 '-'

시간방정식(equation of time)은 지구 자전축이 기울어져 있고, 공전이 타원형이므로 연구모형에서는 아래 식(6)과 같이 계산한다.

$$E = 3.82 \left(\begin{array}{l} 0.000075 + 0.001868 \cdot \cos B - 0.032077 \cdot \sin B \\ -0.014615 \cdot \cos 2B - 0.04089 \cdot \sin 2B \end{array} \right) \quad (6)$$

여기서 b 는 아래 식 (7)과 같다.

$$B = 360^\circ \frac{(n-1)}{365} \quad (7)$$

여기서 n 은 1월 1일 시작하는 365일의 n 번째 수이다.

이제 어느 방향으로 위치하더라도 입사각을 정의할 수 있다. 여기서 입사각은 태양 빛과 지표면 수직과의 관계이다. 수식은 아래 식(8)과 같다.

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta \\ & - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (8)$$

여기서,

θ : 입사각 [°]

β : 경사도 [°]

γ : 방위각 [°]

ϕ : 위도 [°]

δ : 태양 기울기 [°]

ω : 시간 각도 [°]

입사각은 특별히 중요하다. 정점각도(zenith angle)는 태양과 직각인 각도를 말한다. 정점각도가 0도인 경우 태양이 바로 위에 떠 있는 경우이며, 90도인 경우는 태양이 수평면에 있을 때이다. 이를 위 식(8)에 적용하면 아래와 같다.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (9)$$

여기서,

θ_z : 정점 각도 [°]

이제 지구의 특정 장소의 대기권 밖에 도달하는 태양광 입사량을 계산해야 한다. 연구모형에서는 비록 태양과 지구의 거리가 년중 변화함에도 불구하고 일사량은 같다고 가정한다. 대기권 밖의 직달 일사량(extraterrestrial normal radiation)은 다음 식(10)과 같이 계산한다.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (10)$$

여기서,

G_{on} : 대기권 밖 직달 일사량 [kW/m²]

G_{sc} : 태양상수 [1.367 kW/m²]

n : 365일 중 n 번째 수 [a number between 1 and 365]

대기권 밖의 수평면 일사량(extraterrestrial horizontal radiation)은 다음 식(11)과 같이 계산한다.

$$G_o = G_{on} \cos \theta_z \quad (11)$$

여기서,

G_o : 대기권 밖 수평면 일사량 [kW/m²]

G_{on} : 대기권 밖 직달 일사량 [kW/m²]

θ_z : 정점 각도 [°]

연구모형은 매 시간 단위로 시뮬레이션하기 때문에 매시간 대기권 밖 평균 수평면 일사량을 구해야 한다. 이는 아래 식(12)와 같다.

$$\bar{G}_o = \frac{12}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (12)$$

여기서,

\bar{G}_o : 매 시간 대기권 밖 평균 수평면 일사량 [kW/m²]

G_{on} : 대기권 밖 직달 일사량 [kW/m²]

$w1$: 시작되는 시간대의 시간 각도 [°]

$w2$: 끝나는 시간대의 시간 각도 [°]

식 (12)는 대기권 밖의 태양광 수평면 일사량을 구하는 식이다. 연구모형의 일사량은 대기권 바닥, 지표면의 평균 수평면 일사량을 제공해야 한다. 지표면 수평면 일사량과 대기권 밖 수평면 일사량과의 관계를 청명도 (Clearness Index)라고 한다. 아래의 식(13)은 청명도를 정의하는 것이다.

$$k_T = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_o} \quad (13)$$

여기서,

\bar{G} : 시간대별 평균 전체 수평면 일사량 [kW/m²]

\bar{G}_o : 시간대별 대기권 밖 수평면 일사량 [kW/m²]

이제 지표면의 태양광 일사량에 대해 살펴보자. 태양광선은 대기를 뚫는, 그림자를 남기는 직사광선 (beam radiation)이며, 일부는 그림자를 남기지 않는, 대기에 의한 산란광 (Diffuse radiation)이다. 이 둘을 합쳐서 전체 일사량이라고 하며 관계식은 다음 식(14)와 같다.

$$\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d \quad (14)$$

여기서,

\bar{G}_b : 직사광선 [kW/m²]

\bar{G}_d : 산란광 [kW/m²]

직사광선과 산란광을 구분하는 것은 경사진 어레이의 일사량을 계산하는

데 중요하다. 여러 방향에서 들어오는 산란광은 관계없지만 에너지밀도가 높은 직사광선 때문에 어레이의 방향이 훨씬 중요하다. 하지만 대부분의 모형은 직사광선과 산란광을 구분하지 않고 전체적인 수평면 일사량을 요구한다. 마찬가지로 HOMER 역시 전체 수평면 일사량 입력을 요구한다. 그것은 매 시간 연구모형은 태양광 어레이에 조사되는 직사광선과 산란광에 대해 총합으로 계산해야 한다는 의미이다. 이를 위해 연구모형에서는 아래와 같이 청명도 함수로서 산란광의 비율을 나타내는 Erbs et al.(1982) 58) 관계식 식(15)를 사용한다.

$$\frac{\overline{G}_d}{G} = \begin{cases} 1.0 - 0.09 \cdot k_T & \text{for } k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604 \cdot k_T + 4.388 \cdot k_T^2 - 16.638 \cdot k_T^3 + 12.336 \cdot k_T^4 & \text{for } 0.22 < k_T \leq 0.80 \\ 0.165 & \text{for } k_T > 0.80 \end{cases} \quad (15)$$

연구모형은 매 시간마다의 청명도 지수를 알기 위해 전체 평균 수평면 일사량을 사용하며, 이를 활용하여 산란광을 계산한다. 그리고 난 뒤 전체 수평면 일사량에서 산란광을 빼어 직사광선을 계산한다. HOMER 모형은 경사진 태양광 어레이에 도달하는 전체 일사량을 계산하기 위해 HDKR 모델59)을 사용한다. HDKR 모델은 산란광은 세 가지 요소로 구성된다고 본다. 하늘 모든 곳에서 똑같은 등방성 요소, 태양 방향에서 발산되는 태양 주변 요소 그리고 지표면에서 발산되는 요소가 그것이다. 모델에 적용하려면 위 세 가지에 대해 정의해야 한다.

아래 식 (16)은 지표면의 경사진 어레이에 도달하는 직사광선의 비율을 말한다.

58) Erbs G., Klein S. A., Duffie J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation. Sol. Energy 1982, 28 (4), 293-304.

59) Hay and Davies, Klucher and Reindl models

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_2} \quad (16)$$

이방성 지수, A_i 는 직사광선의 대기 투과율 도수이다. 이 요소는 태양 주변 산란광(또는 전방 분산 산란광이라고 불린다)의 양을 측정하는데 사용한다. 이방성 지수는 아래 식(17)과 같다.

$$A_i = \frac{\overline{G}_b}{\overline{G}_o} \quad (17)$$

마지막 요소인 지표면에서 발산되는 산란광에 대해 정의해야 한다. 사실 하늘에서 오는 산란광보다 지표면에서 발산되는 산란광이 더 많다. 아래 식(18)과 같다.

$$f = \sqrt{\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}}} \quad (18)$$

HDKR 모델은 태양광 어레이에 도달하는 전체 일사량을 계산하는데 아래 식(19)를 따른다.

$$\overline{G}_T = (\overline{G}_b + \overline{G}_d A_i) R_b + \overline{G}_d (1 - A_i) \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + \overline{G} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (19)$$

여기서

β : 어레이 경사도 [°]

ρ_g : 지면 발사율, 알비도(albedo) [%]

실시간 전력 수급을 맞추어야 하는 전력 연구모형에서 태양광발전의 어레이의 출력을 계산하거나 셀 온도를 계산할 때 위 식(19)를 사용한다.

2. 풍력발전의 시간대별 전력 생산량

실시간 전력수급을 시뮬레이션하는 에너지최적화모형 HOMER에서는 1년 기간의 초 단위에서 시간 단위까지의 시간대(time-step)별 발전량 데이터가 있어야 한다. HOMER 모형에서 풍력발전의 실시간의 전력 생산량은 어떻게 계산하는지 알아본다.

일반적인 풍력발전의 방정식은 아래 식(20)과 같다.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (20)$$

여기서,

P : 파워(KW)

ρ : 공기 밀도(kg/m³)

A : 단면적(풍력 날개 길이 r 일 때 πr^2)

v : 풍속(m/s)

C_p : 전환율(이론적 최대치(betz Limit)는 59%이지만 35~45%가 일반적)

실시간 전력수급모형은 풍력발전기의 출력을 시간 단위로 계산한다. 이를 위해 연구모형은 세 단계를 거쳐 계산한다. 먼저 풍력발전기 타워의 허브⁶⁰⁾ 높이에서의 1) 풍속을 결정하고, 2) 표준 공기 밀도 기준 출력을 계산한 뒤, 3) 실제공기 밀도를 계산하여 출력을 정한다. 연구모형에서 각 시간대의 허브 높이의 풍속은 설계자가 “Wind Resources” 등에 입력한 자료를 활용한다. 일반적으로 허브 높이가 높을수록 풍속이 좋아진다. 이를 “Wind Shear”라고 부르는데 풍력 타워가 위치한 지상의 여건에 따라 다르다. 식물, 건물, 굴곡이 심한 지형 등은 풍속을 낮추는 장애물들이다.

60) 풍력발전기 타워에서 블레이드가 연결된 지점을 허브라고 한다.

일반적으로 연구모형에서 풍력발전기 허브 높이의 풍속을 계산하기 위해 대수 그래프(log profile) 또는 힘의 법칙(Power Law profile) 두 가지 방법 중 하나를 사용한다. 풍속계와 허브 높이가 같지 않을 경우 대수법칙을 적용한 허브 높이의 풍속 계산식은 아래 식(21)과 같다.

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \frac{\ln(z_{hub} / z_0)}{\ln(z_{anem} / z_0)} \quad (21)$$

여기서,

U_{hub} : 풍력발전기 허브 높이의 풍속 [m/s]

U_{anem} : 풍속계 높이의 풍속 [m/s]

Z_{hub} : 풍력발전기의 허브 높이 [m]

Z_{anem} : 풍속계 높이 [m]

Z_0 : 표면거칠기⁶¹⁾ 길이 [m]

$\ln(..)$: 자연 대수

<부록 표-1>은 Manwell, McGowan, Rogers⁶²⁾의 표면거칠기이다.

<부록 표-1> 풍력발전기 주변 지형 표면 거칠기

Terrain Description	z_0
Very smooth, ice or mud	0.00001 m
Calm open sea	0.0002 m
Blown sea	0.0005 m
Snow surface	0.003 m
Lawn grass	0.008 m
Rough pasture	0.010 m
Fallow field	0.03 m
Crops	0.05 m
Few trees	0.10 m
Many trees, few buildings	0.25 m
Forest and woodlands	0.5 m
Suburbs	1.5 m
City center, tall buildings	3.0 m

61) 표면 거칠기 길이는 주변 지형의 거칠기를 특징짓는 매개 변수이다.

62) James F. Manwell, Jon G. McGowan, Anthony L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd Edition

풍속계와 허브 높이가 같지 않을 경우 힘의 법칙을 활용하면 허브 높이의 풍속 계산식은 아래 식(22)와 같다.

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \left(\frac{Z_{hub}}{Z_{anem}} \right)^a \quad (22)$$

여기서,

U_{hub} : 풍력발전기 허브 높이의 풍속 [m/s]

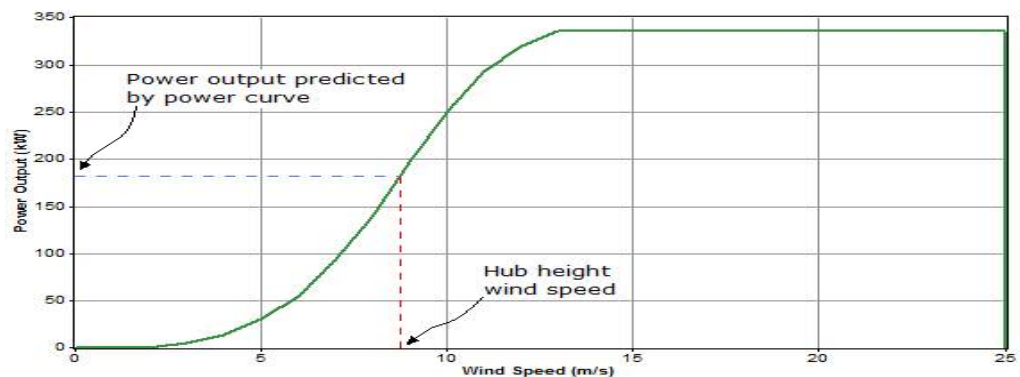
U_{anem} : 풍속계 높이의 풍속 [m/s]

Z_{hub} : 풍력발전기의 허브 높이 [m]

Z_{anem} : 풍속계 높이 [m]

a : 힘의 법칙 지수

표준 공기 밀도에서의 풍력발전 출력 계산은 설계자가 특정한 풍력발전기의 사양에 따라 연구모형에 입력한 풍력발전 출력 곡선을 활용한다. <그림 부록-1>에서 수평축은 표준 공기 밀도에서의 허브 높이의 풍속이며, 수직축은 발전 출력이다. 만일 풍력 허브 높이의 풍속이 해당 범위에 있지 않으면 발전은 0이다. 또한 최소, 최대 풍속 밖에서도 출력은 0이다.



<부록 그림-1> 풍속과 풍력 출력

실제 공기 밀도를 반영한 풍력 발전 출력 곡선은 표준 온도와 압력 조건에서의 결과이다. 실제 조건을 반영하기 위해 연구모형은 공기 밀도에 의한 출력 커브를 통해 예측한 값을 곱하여 주는데, 아래 식(23)과 같다.

$$P_{WTG} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) \cdot P_{WTG,STP} \quad (23)$$

여기서,

P_{WTG} : 풍력 발전 출력 [kW]

$P_{WTG,STP}$: 표준 온도, 압력 조건에서의 풍력 발전 출력 [kW]

ρ : 실제 공기 밀도 [kg/m³]

ρ_0 : 표준 온도, 압력 조건에서의 공기 밀도 (1.225 kg/m³)

측정된 풍속 데이터에 액세스 할 수 없는 경우 연구모형은 풍속 데이터 합성 알고리즘을 사용하여 시계열 풍속 데이터를 만들어 사용한다. 이 알고리즘은 통계적으로 적절한 시계열 데이터를 생성하는 몇 개의 매개 변수를 필요로 한다. 매개 변수에 따라 알고리즘은 강력하고 지속적인 돌풍, 바람이 부는 기간 사이의 긴 시간, 계절적 및 하루 주기 패턴과 같은 실제 풍속 데이터의 특성을 모방한 데이터를 만들어 준다. HOMER에서는 매월 평균 풍속과 다음 <표 부록-2>의 네 가지 매개 변수를 사용하여 시뮬레이션을 위한 풍속 데이터를 합성한다.

<부록 표-2> 연구모형에서의 풍속 데이터 결정 매개 변수

매개변수	설명	디폴트
Weibull k	연중 풍속 분포의 폭 반영	2.0
1 시간 자기 상관 계수	한 시간 단계의 풍속이 이전 시간 단계의 풍속에 얼마나 의존 하는지를 반영	0.85
하루 패턴 강도	풍속이 하루 중 특정 시간에 얼마나 의존하는지 반영	0.25
최고 풍속 시간	평균적으로 하루 중 피크 시간대	15

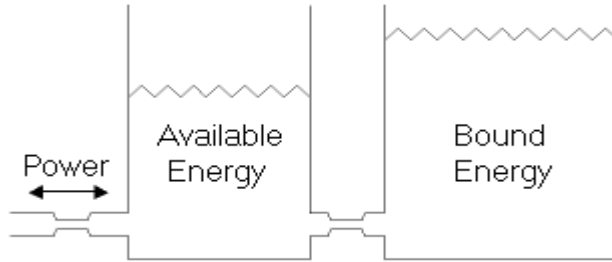
3. 배터리의 시간대별 입출력 계산

전력저장장치 종류는 많지만 여기서는 배터리에 대해서만 설명한다. 배터리는 마이크로그리드의 실시간 전력 수급 및 품질 안정에 있어 핵심적 역할을 수행한다. 배터리의 용량에 따라 경제성이 좌우될 정도로 전체시스템에서의 비중 또한 높다.

가. 동역학 배터리 모델(Kinetic battery Model)

연구모형은 대개 Kinetic battery Model⁶³⁾ (Manwell and McGowan, 1993)을 사용하여 매 시점마다 저장 탱크에서 흡수되거나 회수될 수 있는 에너지양을 결정한다. <그림 부록-2> 동역학 배터리 모델은 전기 화학 동역학의 개념을 기반으로 두 개 저장 탱크 시스템으로 모델링한다. 첫 번째 탱크에는 "가용 에너지"또는 DC 전기로 쉽게 전환 할 수 있는 에너지가 들어 있다. 두 번째 탱크에는 "결합된 에너지"또는 화학적으로 결합된 에너지로서 즉시 방전할 수는 없다.

63) Manwell JF, McGowan JG (1993) Lead acid storage model for hybrid energy systems, Solar Energy, 50, 399-405



<부록 그림-2> 동역학 배터리 모델

이 두 저장 탱크 시스템을 설명하기 위해 세 가지 매개 변수가 사용된다. 최대 (또는 이론적) 저장 용량 (Q_{max})은 두 탱크가 포함 할 수 있는 총 에너지 양이다. 용량비 (c)는 두 탱크의 결합 된 크기에 대한 사용 가능한 에너지 탱크의 크기의 비율이다. 속도 상수 (k)는 두 탱크 사이의 전도 계수와 관련된 것이며, 저장 장치가 결합된 에너지를 사용 가능한 에너지로 또는 그 반대로 얼마나 빨리 변환 할 수 있는지에 대한 척도이다.

언제든지 저장 탱크에 저장된 총 에너지 양은 사용 가능한 에너지와 결합된 에너지의 합계이므로 다음 식(24)와 같다.

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (24)$$

여기서 Q_1 은 사용 가능한 에너지이고 Q_2 는 결합된 에너지이다.

미분 방정식을 사용하면 특정 시간 길이에 걸쳐 저장 탱크가 방전 할 수 있는 최대 전력 Dt 가 다음 식(25)에 의해 주어짐을 알 수 있다.

$$P_{batt,dmax,kbm} = \frac{-kcQ_{max} + kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (25)$$

마찬가지로 특정 시간 동안 스토리지가 흡수 할 수 있는 최대전력량은 다음 식(26)으로 표시된다.

$$P_{batt,max,ktm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (26)$$

앞의 두 방정식은 임의의 한 시점에서 저장 탱크로 입력 또는 출력 가능한 전력의 허용 범위를 나타낸다. 연구모형에서는 충전전력에 두 가지 추가적인 제한을 부과한다. 일단 연구모형이 어느 시작 시점에서 실제 충전 또는 방전전력을 계산하면, 바로 그 시간 간격(time-step)의 마지막에 ‘사용 가능한 에너지’와 ‘결합된 에너지’가 계산된다. 다음 두 방정식(27), (28)을 사용하여 시간 단계를 계산한다.

$$Q_{1,end} = Q_1 e^{-k\Delta t} + \frac{(Qkc - P)(1 - e^{-k\Delta t})}{k} + \frac{Pc(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (27)$$

$$Q_{2,end} = Q_2 e^{-k\Delta t} + Q(1 - c)(1 - e^{-k\Delta t}) + \frac{P(1 - c)(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (28)$$

여기서,

Q_1 : 시간 간격의 시작에서 사용 가능한 에너지 [kWh],

Q_2 : 시간 간격의 시작에서 결합 에너지 [kWh],

$Q_{1,end}$: 시간 간격의 끝에서 사용 가능한 에너지 [kWh],

$Q_{2,end}$: 시간 간격의 끝에서 결합 에너지 [kWh],

P : 저장 뱅크의 전력량 (kW) 또는 저장량 (kW)

Dt : 시간 간격 [h]의 길이이다.

나. 배터리 최대충전전력

각 시간 단계에서 HOMER는 저장 탱크가 흡수 할 수 있는 최대 전력량을 계산한다. 저장탱크가 사용 가능한 모든 잉여 재생에너지 전력을 흡수 할 수 있는지 또는 사이클 충전 모드에서 발전기가 발전해야하는 잉여전력이 얼마나 되는지 결정을 내릴 때 이 "최대충전전력"을 사용한다. 최대충전 전력은 충전 상태 및 최근 충전 및 방전 내역에 따라 한 단계에서 다음 단계로 다양하다.

연구모형에서는 대개 저장탱크의 최대충전전력에 대해 세 가지 별도의 제한을 부과한다. 첫 번째 제한은 동역학 저장 모델에서 비롯된다. 동역학 저장 모델에서 설명한 바와 같이, 두 개 탱크 시스템에 흡수 될 수 있는 최대 동력은 다음 식 (29)에 의해 주어진다.

$$P_{batt,max,kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (29)$$

여기서,

Q_1 : 타임 스텝 시작 시점의 저장탱크에서 사용 가능한 에너지 [kWh],

Q : 타임 스텝 시작 시점의 저장탱크의 총 에너지 양 [kWh],

c : 저장 용량 비율 [단위 없음],

k : 저장 속도 상수 [h⁻¹],

Dt : 시간 간격 [h]의 길이.

두 번째 제한은 스토리지 세부 정보 창에 표시되는 A / Ah 값인 스토리지의 최대 충전 비율과 관련된다. 이 최대 충전율에 해당하는 저장 충전 전력은 다음 식(30)에 의해 제공된다.

$$P_{batt,max,mer} = \frac{(1 - e^{-\alpha \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (30)$$

여기서,

α : 스토리지의 최대 충전 비율 [A / Ah]

Q_{max} : 저장 탱크의 총 용량 [kWh]

세 번째 제한은 스토리지 세부 정보 창에도 나타나는 스토리지의 최대 충전 전류와 관련된다. 이 최대 충전 전류에 대응하는 최대 저장 탱크 충전 전력은 다음 식(31)으로 주어진다.

$$P_{batt,max,mcc} = \frac{N_{batt} I_{max} V_{nom}}{1000} \quad (31)$$

여기서,

N_{batt} : 스토리지 탱크의 배터리 수,

I_{max} : 스토리지의 최대 충전 전류 [A]

V_{nom} : 저장소의 공칭 전압 [V]

연구모형에서는 각각의 충전 손실을 전제하고, 최대충전전력은 위 세 가지 값의 최소값과 동일하게 식(32)와 같이 설정된다.

$$P_{batt,max} = \frac{\text{MIN}(P_{batt,max,kbm}, P_{batt,max,mer}, P_{batt,max,mcc})}{\eta_{batt,c}} \quad (32)$$

여기서, $\eta_{batt,c}$ 는 저장 충전 효율이다.

다. 배터리 최대방전전력 계산

각 시간 단계에서 연구모형은 저장 탱크가 방전 할 수 있는 최대전력량을 계산한다. 배터리가가 자체적으로 부하를 처리 할 수 있는지 여부와 같은 결정을 내릴 때 이 "최대방전전력"을 사용한다. 최대방전전력은 시간 단계마다 변화하는데 이는 동적저장모델에 의해 결정된 충전 상태 및 최근 충전 및 방전 이력에 따라 각 시간 단계마다 변화된다.

동적저장모델에 대해 설명한 바와 같이, 저장 탱크가 특정 시간 동안 배출 할 수 있는 최대 전력량은 다음 식 (33)에 의해 제공된다.

$$P_{batt,dmax,kbm} = \frac{-kcQ_{max} + kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (33)$$

여기서,

Q_1 : 시간 단계의 시작에서 스토리지의 사용 가능한 에너지 [kWh],

Q : 시간 단계의 시작에서 저장 장치의 총 에너지 양 [kWh],

Q_{max} : 저장소 탱크의 총 용량 [kWh],

c : 저장 용량 비율 [단위 없음],

k : 저장 속도 상수 [h⁻¹],

Dt : 시간 간격 [h]의 길이

연구모형에서 방전 손실은 에너지가 두 개 탱크 시스템을 떠난 후에 발생한다고 가정하므로 저장 탱크의 최대 방전 전력은 다음 식 (34)에 의해 주어진다.

$$P_{batt,dmax} = \eta_{batt,d} P_{batt,dmax,kbm} \quad (34)$$

여기서, $\eta_{batt,d}$ 는 저장 방전 효율이다.

4. 디젤발전의 연료 소비량 계산

에너지 최적화 연구모형에서 입력 창에서 발전기를 선택한 후 입력창에 연료를 선택함으로써 발전기 종류가 정해진다. 그리고 발전기 특성에 따른 연료곡선⁶⁴⁾을 입력하면 이에 상응하는 연료 효율 곡선에 따라 연료 사용량이 정해진다. 아래는 연구모형이 연료 곡선 입력으로부터 연료 효율 그래프를 만드는 방법을 설명한다.

연구모형에서 사용하는 연료 단위는 kg, L, m³이다. 설계자가 디젤 단위를 L로 입력하면 디젤 가격은 \$/L, 디젤발전기 연료 곡선 입력도 L/hr/kw로 일치시켜야 한다. 천연가스를 선택하여 m³를 선택하면 가격은 \$/m³, 천연가스엔진의 연료 곡선은 m³/hr/kw로 일치시켜야 한다.

연료곡선은 발전기가 전력을 생산하는데 소비하는 연료량을 말한다. 연구모형에서는 연료 곡선이 직선이라고 가정한다.

아래 식(35)은 발전기의 연료 소비량을 전기 출력의 함수로서 시간당 단위로 나타낸다.

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (35)$$

여기서,

F_0 : 단위 시간당 kW 단위의 연료 곡선 절편 계수

F_1 : L/h/kW 단위의 연료 곡선 기울기,

Y_{gen} : 발전기의 정격 용량 (kW),

P_{gen} : 발전기의 전기적 출력 (kW)

연구모형에서는 발생하는 전기 에너지를 연료의 화학 에너지로 나눈 전기 에너지를 발전기의 전기 효율로 정의한다. 다음 식(36)은 이 관계를 나

64) 연료곡선은 발전기가 전력을 생산하는데 소비하는 연료량을 말한다.

타낸다.

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 \cdot P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV_{fuel}} \quad (36)$$

여기서,

P_{gen} : kW 단위의 전기 출력이고,

\dot{m}_{fuel} : kg / hr 단위의 연료의 질량 유속이며,

LHV_{fuel} : MJ / kg 단위의 연료의 낮은 발열량 (에너지 함량 측정 값)

3.6은 1 kWh = 3.6 MJ이기 때문에 발생

연료의 질량 유량은 발전기의 연료 소비인 F와 관련이 있지만 정확한 관계는 연료의 단위에 따라 다르다. 연료 단위가 kg이면 \dot{m}_{fuel} 과 F는 같기 때문에 \dot{m}_{fuel} 식(37)은 다음과 같다.

$$\dot{m}_{fuel} = F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (37)$$

연료 단위가 L 인 경우, \dot{m}_{fuel} 과 F 사이의 관계는 밀도와 관련된다. \dot{m}_{fuel} 의 식(38)은 다음과 같다.

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} \left(\frac{F}{1000} \right) = \frac{\rho_{fuel} (F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen})}{1000} \quad (38)$$

여기서 ρ_{fuel} 은 연료 밀도 (kg/m³)이다. 연료 단위가 m³ 인 경우 1000의 계수는 불필요하며 \dot{m}_{fuel} 의 식(39)은 다음과 같다.

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} F = \rho_{fuel} (F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}) \quad (39)$$

연료 단위가 L 인 경우에 대한 효율 방정식을 더 알아보자. 이 경우 효율 식(40)은 다음과 같다.

$$\eta_{gen} = \frac{3600 \cdot P_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}) \cdot LHV_{fuel}} \quad (40)$$

분자와 분모를 Y_{gen} , 발전기의 용량으로 나누고 발전기의 상대 출력 ($p_{gen} = P_{gen} / Y_{gen}$)에 대한 새로운 기호 P_{gen} 을 정의하면 효율 식(41)은 다음과 같다.

$$\eta_{gen} = \frac{3600 \cdot p_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 \cdot p_{gen}) \cdot LHV_{fuel}} \quad (41)$$

이 방정식은 발전기의 효율을 상대 출력의 함수로 나타낸다. 연료 단위가 L 인 경우 연구모형은 발전기 입력 창에서 효율 곡선을 그린다.

연료 단위가 m^3 이면 효율 식(42)는 다음과 같다.

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 \cdot p_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 \cdot p_{gen}) \cdot LHV_{fuel}} \quad (42)$$

마지막으로 연료 단위가 kg 인 경우 효율 식(43)은 다음과 같다.

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 \cdot p_{gen}}{(F_0 + F_1 \cdot p_{gen}) \cdot LHV_{fuel}} \quad (43)$$

Abstract

Optimization Study of Microgrid for Energy Self-sufficient Islands

Lee, Seongho

Cooperate Course for Climate Change

The Graduate School

Sejong University

The conversion of the power sector, which emits the most greenhouse gases, into renewable energy is a top priority for responding to climate change. Recent declines in prices due to the development of PV and wind power generation technologies are improving the economic of renewable energy, but their volatility raises the question of the possibility of supplying renewable energy at a high rate. Several reports from the International Energy Agency (IEA) point out that to provide renewable energy at a high rate, it is necessary to strengthen the flexibility of the entire power system by flexibilizing renewable energy and conventional power generation, expanding the power system, strengthening demand management, and storing electricity.

Microgrid, which is a small-scale power generation and consumption system, is attracting attention and spreading for the purpose of increasing the energy security, the acceptability of renewable energy and increasing energy efficiency. The smart grid represents the intelligence of the grid in response to the spread

of renewable energy, and the micro grid is understood as the basic unit of smart grid implementation. In Korea, smart grid and micro grid related businesses are also being carried out variously.

This study is an optimization study of micro grid for energy self-sufficient islands. In this study, Kasa-island power system were selected for the case study research subjects. There are three reasons to be selected. First Kasa-island located in Jeon-nam province in which there are lots of islands. Second Kasa-island has the typical electricity demand characteristic of fishery islands. Third Kasa-island has already equipped with the renewable energy microgrid so that it can be studied comparative research.

Existing diesel power generation system is set as the reference scenario. For the alternative scenario, hybrid scenarios of diesel+solar, diesel+solar+ESS, diesel+solar+wind, diesel+solar+wind+ESS and 100% renewable energy scenario of solar+ESS, wind+ESS, solar+wind+ESS are set and studied and compared them using HOMER, a real time power supply and demand model.

Solar power generation is only generated during the daytime and wind power generation is no distinction between day and night, the application of solar power and wind power together increases the power system economic efficiency. because the electricity demand of the Kasa-island shows a fairly uniform pattern that is not much different between night and day. The simple addition of renewable energy to existing diesel power generation systems can increase the economics of the entire power system and, if additional ESSs are applied, further improve the economics of the overall power system and increase the renewable energy ratio.

Among the alternative scenarios, hybrid scenarios of diesel+solar+ wind+ESS have been shown to provide the best economics and a high percentage of renewable energy. If we pursue 100% renewable energy, the economical efficiency is significantly worse than the reference scenario.

In the energy self-sufficient island micro grid, photovoltaic power generation and wind power generation have flexibility by ensuring output curtailment function, and diesel power generation has been able to achieve balance of power system by performing load following operation. ESS contributes to voltage and frequency stability, mitigates the volatility of solar power generation and wind power generation, and contributes to the stability of the power system through power storage.

If a high percentage of renewable energy is supplied even if an ESS is installed, the excess power of renewable energy is more than 20%, confirming that utilization of the surplus renewable energy is an important task to improve the economical efficiency of the power system.

If a high proportion of renewable energy is available from the energy self-sufficient island microgrid, it can be suggested that a higher proportion of renewable energy can be provided through the flexibility of the Korean peninsula power system being enhanced.

Keywords : Variable Renewables, Electricity System Flexibility, Energy Independent Islands, Microgrid, HOMER