creative commons
COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

경제학박사학위논문

발전부문 재생에너지 변동성 대응 에너지신기술의 경제적 효과 분석

-BECCU, Power to gas 기술을 중심으로-

2019년 8월

서울대학교 대학원

농경제사회학부 농업·자원경제학전공

이 혜 진

발전부문 재생에너지 변동성 대응 에너지신기술의 경제적 효과 분석

-BECCU, Power to gas 기술을 중심으로-

지도교수 권 오 상

이 논문을 경제학 박사학위논문으로 제출함

2019년 7월

서울대학교 대학원

농경제사회학부 농업·자원경제학전공

이 혜 진

이혜진의 박사학위논문을 인준함

2019년 7월

위 원 장 _____ (인)

부 위 원 장 _____ (인)

위 원 _____ (인)

위 원 _____ (인)

위 원 _____ (인)

국문초록

발전부문 재생에너지 변동성 대응 에너지신기술의 경제적 효과 분석

-BECCU, Power to gas 기술을 중심으로-

서울대학교 대학원
농경제사회학부 농업 · 자원경제학전공
이혜진

2015년에 이루어진 파리기후변화 협약 이후에 각국은 온실가스 감축을 위해 재생에너지 확대를 가속화하고 있다. 이에 우리나라도 최근 8차 전력수급기본계획과 3차 에너지기본계획에서 재생에너지 발전비중을 2030년 20%, 2040년 30~35%까지 확대하는 계획을 발표하였다. 다양한 재생에너지 자원 중에 특히 태양광과 풍력을 중심으로 발전량을 확대할 예정으로 2030년 재생에너지 설비용량은 58.5GW까지 확대될 전망이다. 그러나 태양광과 풍력은 기상 여건에 따라 출력이 일정하지 않고 변동적임에 따라 계통 운영의 안정성 저하 문제와, 전력 수요를 초과하는 재생에너지 발전으로부터 잉여전력 발생 등의 이슈가 제기되고 있다. 재생에너지 발전비중이 높

아질수록 이러한 현상은 심화되며, 기존의 LNG 발전, 수력, 양수 발전 외에도 변동성 대응을 위한 에너지저장시스템 또는 석탄 발전소의 증·감발 운전 등 새로운 유연성 자원의 필요성이 대두되고 있다. 특히 발전설비 수명이 보통 20년 이상임을 감안하면 장기 에너지 수급계획 수립에 앞서 재생에너지의 계통 진입 확대에 따른 영향이 보다 면밀히 검토될 필요가 있다.

따라서 본 연구는 우선 국내 재생에너지 보급 확대에 따른 2030년과 2040년 전력계통에서 유연성 부족량을 검토하였다. 그리고 재생에너지로부터의 변동성과 불확실성, 운전예비력 등 유연성 요구량과 기존의 유연성 자원을 비교하여 추가적 유연성 제공을 위한 설비 운전 규모를 결정하였다. 최종 유연성 제공을 위한 발전량으로부터 전력수요를 초과하는 잉여전력 발생량을 추정할 수 있었다. 이를 위해 과거 3개년 간 1시간 단위 발전 실적치를 기반으로 재생에너지의 변동성과 불확실성을 정량화하기 위한 가정과, 기존 발전소의 발전우선순위와 화력 발전소의 운전점 등에 대한 가정을 설정하였다. 최종 전력 수요를 초과하는 잉여전력 발생량을 시간대별로 도출한 결과, 상당한 양의 잉여전력이 발생하는 것을 확인할 수 있었다. 이는 우리나라에서 2031년까지 도입예정인 ESS와 양수 발전량 등의 유연성 자원을 감안한 결과로, 추가적 유연성 자원의 필요성을 시사한다. 이러한 관점에서 본 연구는 최근의 기술동향을 토대로 잉여전력과 연계한 유연성 자원으로 활용 가능한 두 가지 CCU 기술을 검토하였다.

CCU 기술들이 계통에 편입되었을 때 기술 도입 효과를 검토하기 위해서는 시간대별 부하 및 발전 패턴을 반영할 수 있는 TIMES 모형을 활용하였다. 현재까지 발표된 재생에너지 확대계획을 기준시

나리오로 하고, 2℃ 감축 제약 시나리오를 추가하여 각 경로에서 CCU 기술이 도입되었을 때 경제적 효과를 도출하였다. 기준 시나리오에서 두 가지 CCU 기술의 보급은 없거나 미미한 수준에 그쳤으나, 2℃ 감축 제약이 추가된 시나리오에서는 두 가지 CCU 기술이 전체 시스템의 비용을 낮추는 데 크게 기여하는 것으로 나타났다. 이는 CCU 기술이 잉여전력을 활용하여 추가적 에너지를 생산하면서 동시에, 온실가스 배출 없는 화력 발전을 가능하게 하여 전체 시스템에서 필요로 하는 발전설비용량을 크게 줄일 수 있기 때문이다. 이러한 결과는 CCU 기술의 계절 단위 에너지저장 기능을 통한 부하이전 역할을 입증하는 것이다.

본 연구결과를 통해 서로 다른 발전기술로부터 확보된 다양성은 상호 보완작용을 통해 비용효과적인 온실가스 저감에 기여하는 것으로 확인할 수 있었다. 또한 이는 분석에 활용된 CCU 기술 도입비용이 기존 발전기술 대비 상당히 높은 수준임에도 도출된 결과로, 유연성 자원은 해당 기술 자체의 경제성 보다는 전체 시스템 차원에서 검토가 필요하다는 시사점을 도출할 수 있었다. 본 연구는 재생에너지 변동성을 보다 현실적으로 반영할 수 있는 장기 에너지모형을 활용하여 유연성 자원으로서 CCU 기술의 경제적 도입효과를 검토했다는 측면에서 기존 연구와 차별성을 갖는다. 도출된 분석 결과와 시사점은 장기 에너지수급계획을 수립하는 데 활용될 수 있을 것이다.

주요어 : 재생에너지 변동성, TIMES 모형, 유연성 자원, CCU 기술

학 번 : 2011-31023

< 목 차 >

제 1 장 연구개요 ····· 1
제 1 절 연구배경 및 목적 ····· 1
제 2 절 선행연구 ····· 4
제 3 절 연구의 내용 및 방법 ····· 10

제 2 장 전력계통 현황 및 기술전망 ····· 12
제 1 절 재생에너지 확대와 유연성 자원의 필요성 ····· 12
제 2 절 우리나라 전원계획 현황 및 전망 ····· 13
1. 정책현황 ····· 13
2. 전력수요 패턴 및 원별 발전 특성 ····· 15
제 3 절 전력계통 유연성 및 잉여전력 발생 검토 ····· 27
1. 잉여전력 개요 ····· 27
2. 잉여전력 발생 메커니즘 ····· 28
3. 잉여전력량 추정 예시 ····· 36
제 4 절 전력계통 유연성 자원으로서 CCU 기술 검토 ····· 43
1. CCU 기술 개요 ····· 43
2. 유연성 제공 가능 CCU 기술 검토 ····· 48

제 3 장 TIMES 분석모형 및 입력자료 구축 ····· 60
제 1 절 TIMES 모형 개요 ····· 60
제 2 절 모형 구축 ····· 61
1. TIMES 모형 원리 ····· 61
2. TIMES 목적함수 및 제약조건 ····· 67

제 3 절 분석시스템 설계 ····· 76
1. 기준에너지시스템 설계 ····· 76
2. 분석대상 기술특성치 정의 ····· 79
제 4 절 시나리오 구성 ····· 87
1. 베이스라인 시나리오 ····· 87
2. 기술도입 시나리오 ····· 92
제 5 절 주요 전제사항 ····· 94
1. 타임슬라이스 및 부하비중 구성 ····· 94
2. 기타 전제사항 ····· 96

제 4 장 유연성 자원으로서 CCU 기술 도입효과 분석 ····· 98
제 1 절 베이스라인 시나리오 분석결과 ····· 98
1. 발전원별 설비용량 구성 ····· 98
2. 발전원별 발전량 구성 ····· 100
3. 화력 발전소 이용률 전망 ····· 104
제 2 절 기술도입 시나리오 분석결과 ····· 105
1. 발전원별 설비용량 구성 ····· 105
2. 발전원별 발전량 구성 ····· 109
3. 화력 발전소 이용률 전망 ····· 113
4. CCU 기술의 부하이전 효과 ····· 115
5. 시나리오별 비용분석 ····· 118

제 5 장 연구의 요약 및 종합결론 ····· 121
제 1 절 연구의 요약 및 시사점 ····· 121
제 2 절 연구의 한계 및 향후 개선방향 ····· 124

참고문헌 ····· 126

<표 목차>

표 1 2030년 확정 설비용량 ····· 14
표 2 발전실적 기반 부하패턴(2015~2017년 가중평균값) ····· 17
표 3 분기별 태양광, 풍력 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 20
표 4 분기별 태양광, 풍력 1시간 변동률(2015~2017년 가중평균값) ····· 21
표 5 원전 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 24
표 6 석탄 발전 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 26
표 7 전원별 유연성 제공 기준 ····· 35
표 8 재생에너지 확대계획에 따른 정격용량 및 피크기여도 ····· 37
표 9 발전량 예측 오차율 및 재생에너지 비중별 시나리오 구성안 ····· 38
표 10 시나리오별 잉여전력 추정결과 ····· 41
표 11 독일 CCU(Power to X) 기술 기반 최대 감축잠재량 ····· 47
표 12 연도별 목재펠릿 생산 및 수입량 ····· 53
표 13 REC 가중치 개정내용 ····· 54
표 14 8차 전력수급계획 내 바이오에너지 설비계획 ····· 54
표 15 Power to gas 메탄화공정 기술특성치 ····· 84
표 16 발전기술별 특성치 ····· 86
표 17 가스복합, 유연탄, 원자력 발전설비 건설 및 폐지계획 ····· 88
표 18 신재생 발전설비 건설 및 폐지 반영 순증가 용량 ····· 90
표 19 최종 전력수요 ····· 91
표 20 2DS 시나리오에서 배출제약 ····· 92
표 21 시나리오 구성 ····· 93
표 22 Time Slice별 부하비중 ····· 95
표 23 에너지원별 가격전망 ····· 96

표 24 에너지원별 발열량 및 배출계수 ····· 97
표 25 베이스라인 시나리오 전원구성 전망 결과 ····· 100
표 26 베이스라인 시나리오의 발전량 및 비중 전망 결과 ····· 101
표 27 2050년 시나리오별 전원구성 전망 결과 ····· 107
표 28 2050년 시나리오별 발전량 및 비중 전망 결과 ····· 111
표 29 2050년 시나리오별 에너지시스템 비용 전망 결과 ····· 120

<그림 목차>

그림 1 발전실적 기반 부하패턴(2015~2017년 가중평균값) ····· 16
그림 2 분기별 태양광 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 19
그림 3 분기별 풍력 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 19
그림 4 2017년 태양광 1시간 변동률 ····· 22
그림 5 2017년 풍력 1시간 변동률 ····· 22
그림 6 원전 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 23
그림 7 석탄 이용률(2015~2017년 가중평균값) ····· 25
그림 8 우리나라 2040년 출력제한량 예측비율 ····· 28
그림 9 재생에너지의 변동성 및 불확실성 ····· 29
그림 10 풍력 발전기로부터 변동성 및 불확실성 예시 ····· 30
그림 11 예비력의 구성 ····· 33
그림 12 잉여전력 발생 메커니즘 ····· 34
그림 13 시나리오별 재생에너지 발전량 대비 잉여전력량 비율 ····· 39
그림 14 CCU 기술 분류 ····· 44
그림 15 미국 배출원별 CCUS 기술 세액공제 지원안 ····· 45
그림 16 생물학적 전환 바이오리파이너리 공정 ····· 49
그림 17 발전소 통합형 미세조류 배양 시스템 구성도 ····· 50
그림 18 미세조류 기반 펠릿 ····· 51
그림 19 2012년 독일 잉여전력량 발생 현황 ····· 56
그림 20 독일 2007년 자료 기반 재생에너지 비중 78% 시뮬레이션 결과 · 57
그림 21 에너지저장시스템 종류별 방출시간 및 저장용량 ····· 58
그림 22 IEA ETP 신정책시나리오 기반 2040년 PtX 제품 수요 전망 ····· 59
그림 23 에너지 생산 및 소비 관련 RES 예시 ····· 63

그림 24 TIMES 모형에서 수요 및 공급곡선 ····· 64
그림 25 타임슬라이스 구분 예시 ····· 65
그림 26 타임슬라이스 계층구조 ····· 66
그림 27 TIMES 모형의 분석구간 및 데이터 입·출력의 유연성 ····· 67
그림 28 TIMES 전환부문 발전기술 구성도 ····· 78
그림 29 BECCU 생산공정 개념도 ····· 80
그림 30 Power to gas 생산공정 개념도 ····· 82
그림 31 분석모형 타임슬라이스 구성 ····· 94
그림 32 베이스라인 시나리오 전원구성 전망 결과 ····· 99
그림 33 베이스라인 시나리오의 발전원별 발전량 전망 결과 ····· 102
그림 34 베이스라인 시나리오에서 타임슬라이스별 연중 발전량 현황 ····· 103
그림 35 석탄 및 LNG 발전 이용률 전망 ····· 104
그림 36 시나리오별 온실가스 배출경로 ····· 108
그림 37 시나리오별 총 발전용량 ····· 109
그림 38 시나리오별 잉여전력 발생량 ····· 110
그림 39 시나리오별 화력발전소 이용률 ····· 113
그림 40 기준 및 2DS 감축시나리오에서 LNG 발전량 및 설비용량 ····· 115
그림 41 타임슬라이스별 2050년 연중 발전량 현황 ····· 117
그림 42 시나리오별 2050년 에너지시스템 비용 ····· 118

제 1 장 연구개요

제 1 절 연구배경 및 목적

2015년 UN 21차 당사국총회에서 세계 190여 국가가 산업화 이전 대비 지구 평균 기온 상승 목표를 2℃ 보다 상당히 낮은 수준으로 유지하는데 합의하면서, 신기후체제가 본격 출범하였다. 이에 각국은 국가별 여건에 따라 스스로 기여방안(Nationally Determined Contribution, NDC)을 정하고 감축목표 달성 경과를 주기적으로 보고할 의무를 갖게 되었다. 주요국은 온실가스 감축을 위한 재생에너지, 에너지효율 개선, 연료 전환, CCUS(CO_2 포집, 이용 및 저장)[1] 등에 R&D 투자를 확대해나가고 있다. 특히 신기후체제 출범을 계기로 우리나라를 포함한 G20개국은 기술혁신을 위해 향후 5년간 청정에너지 R&D 규모의 두 배 증액 등 의지를 담은 Mission Innovation Initiative 성명을 발표하였다.

국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)는 파리협정 체결에 따른 각국의 NDC 추세를 담은 RTS 경로(Reference Technology Scenario, RTC), 2℃ 경로(2 degrees Scenario, 2DS) 및 2℃ 이하 경로(Beyond 2 degrees Scenario, B2DS)에서 2060년까지 전 세계 에너지 수요 및 온실가스 감축기술 별 기여도를 분석하였다(IEA, 2017). IEA는 RTS 대비 2DS 경로로 전환

1) Carbon Capture Utilization, and Storage(이산화탄소 포집, 이용 및 저장) : CO2를 대량 발생원으로부터 포집 후 압축.수송 과정을 거쳐 육상 또는 해양 지중에 저장하거나 유용한 물질로 전환하는 기술

시 감축수단 별로 에너지효율(40%), 재생에너지(35%), CCS(CO_2 포집 및 저장)[2](14%), 원자력(6%), 연료전환(5%) 순의 기여도를 발표했다. 또한 IEA는 2DS 경로 대비 B2DS 경로로 전환 시 추가 감축분의 32%까지 CCS 기술로 달성이 필요하며, 이외에도 에너지 효율(34%), 연료전환(18%), 재생에너지(15%), 원자력(1%) 감축 기술 기여 역시 증가하여야만 가능한 것으로 예상하였다. 특히 B2DS 경로에서 CCS 기술은 지구 평균온도 상승의 1.5℃ 이하 제한을 위해 바이오매스 연소 시 발생하는 CO_2를 지중에 저장하는 음(−)의 배출기술(Negative Emission Technology)로 확대가 필요함을 강조하였다. 이 기술은 광합성 작용을 통해 대기 중 CO_2를 흡수한 바이오매스를 연소한 배기가스로부터 CO_2를 다시 포집하여 저장하는 과정을 통해 이미 배출한 CO_2까지 처리할 수 있는 기술이다. 이와 같이 온실가스 감축 강도가 높아질수록 기존의 기술 기여도 증대와 함께 더욱 다양한 감축 수단의 도입이 필요한 것을 확인할 수 있다.

한편 유럽 등 재생에너지 도입이 급격하게 증가하는 국가들 중심으로 재생에너지와 연계한 CCU(CO_2 포집 및 이용) 기술에 대한 R&D 투자도 활발해지고 있다. CCU 기술은 CO_2를 활용하여 기존 화석연료 기반 연료 및 화학원료 등을 대체하기 위한 유용자원을 생산하는 기술이다. 이때 유용자원으로 전환하는 과정에서 필요한 투입에너지를 재생에너지를 통해 조달하게 되면 화석연료 사용을 줄이면서 기존 공정 대비 온실가스를 감축할 수 있기 때문이다. 더욱이 태양광 및 풍력 발전과 같이 기상 여건에 따라 출력이 변동적

2) CCU 기술에 대한 온실가스 감축기여도 산정은 구체화 중에 있어 IEA는 CCS 기술에 제한한 분석 결과를 발표함

인 변동성 전원(variable generation, VG)으로부터 전력 수요를 초과하는 잉여전력(electricity surplus)[3]의 활용 가능성이 높아지면서 CCU 기술과 재생에너지 간의 상호 보완성이 주목받고 있다. 즉, CCU 기술이 잉여전력을 활용하면 추가적인 온실가스 배출 없이 수송 및 산업분야에서의 화석 연료 기반 연료 및 화학원료 사용을 줄여 해당분야의 탈탄소화가 가능해진다.

우리나라는 NDC에서 2030년 BAU 대비 37% 감축목표를 제시하였으며, 다양한 감축수단과 함께 CCUS 기술로 1천만 톤 감축 목표도 발표하였다. 산업통상자원부에서 2015년 발표한 '2030 에너지신산업 확산전략' 에서 언급된 CCS 기술로 400만 톤 감축안을 감안하면 CCU기술로 600만 톤의 감축 목표가 수립된 상황이다. 또한 우리나라는 8차 전력수급계획 및 3차 에너지기본계획에서 향후 대규모 재생에너지 확대정책을 예고하여, 에너지시스템 모형을 활용하여 두 기술 간의 상호보완성에 대한 효과분석이 본 연구의 목적이라 할 수 있다. 이를 위해 본 연구에서는 재생에너지의 변동성을 반영할 수 있는 발전부문 모형을 구축하고, 2050년 국가 감축목표 달성을 위해 재생에너지 확대 및 CCU 기술을 도입하였을 때 에너지시스템 전체에 미치는 경제 및 환경적 효과에 대한 분석을 하고자 한다.

3) 재생에너지 발전비중이 증가하면서, 원전과 같은 고정 출력 발전량과 재생에너지 발전량 합계가 전력 수요를 초과하면서 소비되지 않고 버려지는 전력

제 2 절 선행연구

1970년 대 1차 석유위기 이후, 주요국은 에너지자원의 효율적 사용과 장기 에너지 수급계획 수립을 위하여 에너지시스템 모형 개발을 시작하였다. 이후 에너지시스템 모형은 1992년 리우정상회담 및 1998년 교토협약을 거치면서 온실가스 감축과 관련된 이슈 대응으로 분석 목적이 확대되어왔다. 에너지시스템 모형은 다른 조건은 모두 일정하다는 가정 하에 한 부분만을 분석하는 부분균형분석(partial equilibrium analysis) 방법으로 여기서는 에너지수급 최적화에 초점을 맞추고 있다. 즉, 모형은 최종 에너지수요를 외생적으로 설정하고, 수요를 만족시킬 수 있는 에너지 흐름 및 기술적 포트폴리오를 구성하는 것을 목적으로 하며, 선형계획법(linear programming)에 기반을 둔 최적화 방법론(optimization method)이다. 또한 현재 시점으로부터 장기간에 걸친 최소비용의 에너지시스템 최적해를 도출하는 동적 선형계획 모형(dynamic linear programming model)이다. 외생적으로 결정된 에너지수요를 만족시키면서 현재가치로 할인된 에너지시스템 비용 최소화를 목적함수로 취한다. 이때 에너지시스템 총비용을 최소화하는 기술조합을 도출하게 되므로 에너지비용은 내생적으로 결정되게 된다.

에너지시스템 모형은 특히 신기술 도입에 따른 에너지 수급 구조, 에너지시스템 소요비용, 온실가스 배출량과 같은 에너지시스템 전반에 걸치는 영향에 대한 분석을 주로 한다. 대표적인 에너지시스템 모형으로는 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)에서 개발한 MARKAL(MARKet ALlocation)모형과 EU 주

도로 개발된 EFOM(Energy Flow Optimization Model) 모형을 보완하여 새롭게 개발한 TIMES(The Integrated MARKAL-EFOM System)모형이 있다. 이외에도 국제응용시스템분석연구소(International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA)에서 개발된 MESSAGE(Model of Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), 일본 국립환경연구소 개발 AIM(Asia-Pacific Integrated Model) 등이 대표적으로 널리 활용되고 있으며, 주로 기후변화 정책관련 온실가스 배출시나리오 분석, 국가 에너지 수급 전망 등에 활용 되고 있다.

가. 에너지기술 도입효과 분석

TIMES 및 MARKAL 등을 이용한 에너지시스템 모형은 특히 미래 시나리오에서 기술기반 예측이 주요 연구목표가 된다. 따라서 많은 연구에서 신규 기술 옵션에 대한 도입 효과가 검토되어 왔다. 최근의 발전부문을 대상으로 한 에너지시스템 모형 연구로는 단위기술의 역할에 대한 연구를 수행한 Vaillancourt et al.(2019)와 Victor et al.(2014), Ozawa et al.(2018) 등 다양한 에너지 기술을 기반으로 한 기술간의 보완관계에 대한 연구 등이 있다.

Vaillancourt et al.(2019)는 캐나다 퀘벡주의 2030년 온실가스 감축목표인 1990년 대비 최대 40%의 온실가스 감축목표 달성을 위한 바이오에너지의 역할을 북미지역 특화 TIMES 모형(NATEM, North American TIMES Energy Model)을 이용하여 분석하였다. 감축목표 수준이 상향될수록 바이오에너지 도입률은 크게 증가하며, 액체연료, 기체연료, 고체연료 등으로 전환되어 수송, 산업, 에너지전환 부문에 다양하게 투입되었다. 즉, 감축목표가 강화

됨에 따라 다양한 분야에서 추가적 감축 수단으로 바이오에너지의 도입이 필요하고, 이에 따라 바이오에너지 도입비용 수준까지 한계저감비용이 증가하는 것을 확인하였다.

Victor et al.(2014)은 미국에서 셰일가스 공급이 에너지안보와 기후정책 측면에서 미국에너지시스템에 미치는 영향을 분석하였다. 미국 환경청에서 개발한 다지역 모형(US EPA MARKAL nine regions, EPAUS9r)을 활용하여 셰일가스 매장량 및 개발 가능성, CO_2 세제혜택 등에 따른 시나리오를 분석하였다. 특히 에너지 안보 수준을 평가하기 위해 Shannon-Wiener 다양성지표 등을 도입하여 설명하였다. 시나리오 분석결과 셰일가스 공급량이 많아질 경우 전력공급기술의 다양성이 떨어져 오히려 에너지안보에 저해가 될 수 있음을 지적하였다. 또한 저자들은 미래 에너지시스템 예측의 불확실성 역시 전력공급기술의 다양성을 통해 완화할 수 있음을 지적하였다.

Ozawa et al.(2018)는 MARKAL 모형을 활용하여 2050년까지 일본에서 온실가스 감축을 위한 수소, 원자력 발전, CCS 기술 등의 기여도에 대한 연구를 수행하였다. 수소는 100% 수입을 가정하였으며, 수소 발전소 건설비와 운전유지비는 천연가스 발전소와 동일하고, 수소를 열량 기준으로 10%까지 천연가스 발전소에 연료로 투입한다고 가정하였다. 이외 연료전지차, 열병합발전소, 산업용 보일러 등에도 수소가 활용되는 것으로 가정하였다. CCS 기술은 석탄 및 천연가스 발전소를 대상으로 2020년부터 이용 가능한 기술옵션으로 기술특성치는 문헌값을 참조하여 최대·최저·중간값을 시나리오별로 적용하였다. 원자력 발전과 관련하여서는 신규건설 허용여부 및 원전수명 40년 또는 60년을 가정한 시나리오를 도출

하였다. 해당 연구는 수소에너지 도입률은 원전 및 CCS 이용가능성에 따라 달라지며, 단일 기술개발에 따른 특성치 뿐 아니라 에너지원간의 상호 연관성의 중요성을 입증하였다. 다만 재생에너지 확대를 통한 수소 생산 등의 에너지원간의 보완성 및 수소 수출국에서의 온실가스 배출은 고려되지 않았다는 점에서 한계를 보인다.

우리나라에서도 국가 온실가스 감축잠재량 분석을 위한 TIMES, MARKAL 모형이 지속적으로 개발되어 왔다. 관련 연구로 안지운 · 노동운(2014)은 발전 및 수송부문 분석을 위해 신재생에너지 분야 중 특히 소규모의 다양한 재생에너지원의 기술 특성을 반영하여 TIMES 모형을 구축하고, 발전부문에서 유연탄 발전 축소와 신재생에너지 확대 수준에 따른 시나리오를 분석하였다. 소극적 재생에너지 확대 시나리오에서는 풍력 및 태양광 확대만을 가정하였으며, 적극적 확대 시나리오에서는 태양광, 풍력, 바이오, 연료전지 확대를 가정하였다. 분석결과, 소극적 신재생에너지 확대 시나리오에서는 2050년 기준안 대비 44.7%의 감축이 가능하고, 이때 석탄화력 발전비중은 15%, 신재생에너지 발전비중은 27.3%으로 추정되었다. 반면 적극적 신재생에너지 확대 시나리오에서는 2050년 기준안 대비 77.6%의 감축이 가능하고, 이때 석탄화력 발전비중은 1% 이하, 신재생에너지 발전비중은 32.1%로 추정되었다.

나. 변동성 전원 반영 장기에너지모형

기존의 에너지시스템모형은 연평균 자료를 기반으로 에너지의 장기 최적 수급을 분석하는 것이 일반적이다. 최근에는 유럽을 중심으로 태양광과 풍력 등 재생에너지 확대가 본격화되면서, 재생에너지의 변동성을 반영할 수 있는 에너지시스템 모형 개발이 본격화되

고 있다.

Welsch et al.(2014)은 오픈소스 에너지 시스템 모형인 OSeMOSYS(Open Source Energy Modelling System)와 TIMES 및 상용전력시장분석 툴인 PLEXOS를 결합한 TIMES-PLEXOS 모형을 사용하여 아일랜드 전력 시스템을 분석했다. 중장기 에너지 모형인 OSeMOSYS는 매년 12개의 시간주기를, TIMES-PLEXOS는 1년 동안 8,784 개의 시간주기를 사용하였으며, 두 모형의 결과를 비교분석하였다. OSeMOSYS 모형은 풍력 발전 이용률을 과대평가하여 2020년 총 발전량의 21.4 %에 해당하는 양이 TIMES-PLEXOS 결과와 불일치하였으며, 이로 인해 전원별 투자가 왜곡될 수 있음을 지적했다. 즉, 분석 시간주기가 짧아질수록 발전이용률에 대한 모사가 향상되어 정확도가 높아지는 결과를 보여준다.

Haydt et al.(2011) 연구도 변동성을 충분히 고려하지 않은 모형은 변동성 전원 이용률을 과대평가하여 필요한 설비의 용량과 CO_2 배출량이 과소평가될 수 있음을 지적했다. 해당 연구는 포르투갈 Azorean 섬을 대상으로 풍력과 수력 등 변동성 재생에너지 비중이 높은 상황에서 전력수급 균형을 맞추기 위해 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning System), MARKAL/TIMES, EnergyPLAN 등 다양한 모형을 활용한 비교분석을 추진하였다. 연평균 자료 기반 모형(integral method), 타임슬라이스 자료 활용 기반 준동적(semi-dynamic) 및 동적(dynamic) 모형 등 세 가지 다른 시간적 해상도에서 균형을 도출한 결과, 준동적 및 동적 시뮬레이션에서는 잉여전력(electricity surplus)이 발생하였으나, 연평균 자료를 사용했을 때에는 재생에너지로부터 발전

량을 모두 사용할 수 있다는 결과가 도출되었다. 이는 결과적으로 전체 전력수요량의 9%에 이르는 재생에너지 발전량이 과대 추정되는 결과로 이어졌다.

Kannan and Turton(2013)는 스위스 전력시스템을 대상으로 Swiss TIMES 전력시스템(Swiss TIMES Electricity, STEM-E) 모형 내 타임슬라이스(Time slice)의 수를 시간단위로 구성하여 세분화된 타임슬라이스의 필요성을 분석하였다. 해당연구는 4개의 계절적 변동성(봄, 여름, 가을, 겨울)과 3개의 일별 변동성(평일, 토요일, 일요일)과 24시간을 단위로 총 288개의 타임슬라이스를 구성하였으며, 기존의 계절별, 주·야간 차이로 구성된 8개의 타임슬라이스 기반 모형 결과와 비교하였다. 두 모형 간 가장 큰 차이는 에너지시스템 비용 차이로 도출되었는데 시간 단위 타임슬라이스 구성 시나리오에서 2050년 기준 8% 및 2080년 기준 22%의 추가적 비용 증가가 예상되었다. 이는 시간 단위 타임슬라이스로 구성된 모형에서 유연성 자원인 가스터빈 단독운전 가스발전소가 선택되었고, 그로 인해 효율성이 낮은 가스 소비량이 증가하고, 피크부하에 대비하기 위한 총 설비량 규모도 커지기 때문이다.

최근에는 장기 에너지시스템 분석모형 내 타임슬라이스의 세분화 연구와 더불어 신기술에 대한 도입효과 분석도 시도되고 있다. 타임슬라이스의 세분화로 전력 수급의 동적 시뮬레이션이 가능해짐에 따라 재생에너지로부터 발생하는 잉여전력을 활용한 유연성 자원의 효과에 대한 실증분석으로 이어지고 있다. Blanco et al.(2018)은 EU를 분석대상으로 하여 잉여전력만을 활용한 합성천연가스 연료로의 전환(Power to methane, PtM) 기술 도입효과를 분석하였다. PtM은 저탄소전원으로부터 전력을 활용하여 메탄으로

전환하는 기술로, 다양한 부문의 탈탄소화를 견인할 수 있다. 또한 메탄을 연소하여 전력으로 재 방출 시에는 에너지저장시스템으로서 전력시스템 내에서 유연성 자원으로도 활용이 가능하다. 저자들은 재생에너지 발전비중, 탄소제약, PtM 기술경제성 등을 기반으로 다양한 시나리오를 검토하였다. 분석 결과, 높은 수준의 재생에너지의 발전비중 및 온실가스 감축제약은 PtM 자체의 효율 및 비용보다도 PtM 보급률에 더 큰 영향력을 미치는 것으로 나타났다. 또한 저자들은 정책적 지원책과 관련하여 기술의 보급을 제고하기 위해서는 화석연료에 환경세를 높이는 것 보다는 PtM과 같은 기술에 보조금을 지급하는 것이 효과적이라고 언급했다.

이상의 연구결과들을 종합적으로 감안할 때 변동성 전원의 간헐적 발전특성을 구현하기 위한 노력이 장기모형 내에서 주요 이슈로 부각 중임을 알 수 있다. 재생에너지 발전비중이 상당한 수준에 도달한 상황에서 연평균 자료를 기반으로 분석을 하게 되면 변동성 전원 이용률(penetration level)의 과대평가로 총 보급용량이 과소평가되어 왜곡된 결과로 이어질 수 있기 때문이다. 따라서 모형 구축을 위한 효율적인 타임슬라이스의 구성과 장기모형에서 변동성 전원의 현실적인 수용 정도를 반영하기 위한 다양한 시나리오 및 정책효과 분석이 필요하다.

제 3 절 연구의 내용 및 방법

본 연구의 목적은 우리나라의 전력시스템을 대상으로 기술기반 장기에너지시스템 최적화모형을 구축하고 CCU 기술의 도입효과를 분석하는 데 있다. 특히 8차 전력수급계획과 3차 에너지기본계획으

로부터 우리나라 에너지전환기에 있어 재생에너지 확대의 영향을 면밀하게 검토하기 위한 모형을 구축하였다. 이를 위해 먼저 재생에너지 및 전력수요의 패턴과 변동성 전원의 확대로부터 야기되는 상황을 검토하고, 최근의 동향조사를 통한 기술 대안을 탐색하였다. 이를 기반으로 IEA에서 개발한 TIMES 모형 내 타임슬라이스 기능을 활용하여 1년을 192개의 시간패턴으로 구성하여 모형 내 반영하였다. 이는 기존 에너지시스템 모형에서 연평균 자료 기반의 전형적인 분석에서 벗어나 발전 및 수요 패턴을 보다 세분화하여 우리나라에서 실제 필요한 전원 구성 포트폴리오를 보다 현실화할 수 있기 때문이다. 또한 에너지원의 다양성을 기반으로 한 상호 경쟁 및 보완적 관계를 규명하기 위해 미래 재생에너지 확대 경로에서 계절적 부하이전이 가능한 에너지저장 형태의 에너지신기술을 탐색하였다. 해당 기술들을 모형 내 반영하기 위해서 자료 수집을 통한 기술특성치를 정리하고 경제성 및 효율 등의 DB를 구축하였다.

본 연구는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 우리나라 발전실적치를 토대로 재생에너지로부터 출력 변동성을 분석하고 정부의 재생에너지 확대계획에 따른 2030년 및 2040년 전력계통 유연성 요구량을 검토한다. 이를 기반으로 전력의 수요 및 공급 불일치성으로부터 잉여전력의 발생을 시나리오로 분석한 후 유연성 제공을 위한 CCU 기술 현황을 검토한다. 제3장에서는 재생에너지 변동적 발전 특성과 전력 수요패턴을 반영한 입력자료를 기반으로 TIMES 모형을 구축한다. 제4장에서는 TIMES 모형 분석 결과로부터 시나리오별로 2050년까지의 발전원별 설비용량 구성 및 발전량을 검토하고, 잉여전력과 연계한 CCU 기술옵션의 기여도에 대해 분석하여 최종 시사점을 제시한다.

제 2 장 전력계통 현황 및 기술전망

제 1 절 재생에너지 확대와 유연성 자원의 필요성

최근 우리나라는 8차 전력수급기본계획(2017~2031)과 3차 에너지기본계획(~2040)을 수립하여 발표한 바 있다. 환경과 안전을 이유로 우리나라 정부는 2030년 및 2040년 현재 수준의 수 십 배에 달하는 재생에너지 확대 계획을 수립 중에 있다. 그러나 태양광과 풍력 발전은 기후에 따라 발전량이 결정되는 특성으로 출력량 자체의 예측 불확실성과 실시간 출력의 변화에 따른 변동성 문제를 갖고 있다. 따라서 두 발전원이 대규모로 확대될 경우, 전력수급계획이 어려워진다. 따라서 이러한 변동성에 대응하기 위한 방안으로 양수발전, 에너지저장시스템(Energy Storage System, ESS) 및 화력발전 등의 유연성 자원 확보가 핵심이슈로 대두되고 있다. 변동성 전원인 태양광과 풍력 발전기가 대규모로 도입될수록 많은 양의 유연성 자원 확보가 필요하며, 이들의 비용효과적 배치 또한 검토 대상이다.

전력수요보다 전력공급이 부족한 경우에는 출력 조절이 어려운 원자력 및 재생에너지로부터 발전량을 우선 공급하고, 급전우선순위에 따라 순차적으로 발전기 기동을 계획한다. 반면 전력수요보다 전력공급이 많은 경우에는 출력 조절이 어려운 공급원만으로도 전력수요를 초과하게 되어 출력제한(curtailment) 조치를 취하게 된다. 특히 주말 및 공휴일 등에서 전력수요가 상대적으로 낮고 태양광

및 풍력 등 변동성자원 비중이 높은 지역에서 이러한 현상이 점차 증가하고 있는 추세이며, 인접 국가 및 도시 등과 전력계통이 연결되지 않은 경우 이러한 현상은 더욱 심화된다.

본 장에서는 우선 현재까지 우리나라에서 발표된 8차 전력수급계획 및 3차 에너지 기본계획 등에서 발표된 발전비중 및 전원확충계획 전망치를 기반으로 유연성 요구량과 예상되는 잉여전력량을 제시하고자 한다. 이를 위해 국내 전력수요 및 발전 실적치 자료를 기반으로 시나리오 분석을 추진하였다. 변동성에 대한 정의는 1시간 단위의 재생에너지 발전 실적치 변동성 정도와 발전량에 대한 예측 오차로 정의하였으며, 이를 기반으로 유연성 요구량을 산정하였다. 그리고 전력수요와 유연성 요구량을 충족하기 위한 발전량을 결정하기 위해 박만근(2017)에서 기술한 발전 우선순위에 따라 필요한 총 발전량을 계산하였다. 이로부터 기동이 필요한 발전자원과 ESS, 양수 등 유연성 자원으로부터 유연성 제공 가능량을 추정하였으며, 최종 수요를 초과하는 발전량으로부터 잉여전력량을 도출하였다. 마지막에는 잉여전력 이슈 대응을 위한 미래 유망 유연성 자원으로써 CCU 기술의 가능성에 대한 현황을 검토하였다.

제 2 절 우리나라 전원계획 현황 및 전망

1. 정책현황

8차 전력수급기본계획은 원전과 석탄발전의 비중을 줄이고 현재 7%인 재생에너지 발전량 비중을 2030년까지 태양광 및 풍력 발전을 중심으로 20%까지 확대하는 계획을 추진하고 있다. 전력소비

목표 수요량은 2017년 509.0TWh에서 2030년 579.5TWh까지 증가할 것으로 예상하였으며, 이를 위해 2030년까지 기준 발전 설비용량을 총 173.7GW까지 확충할 계획을 발표했다. 이를 연평균 수요로 환산하면 2017년 58.1GW에서 2030년 76.1GW까지 증가하며 최대전력은 하계에 2017년 84.6GW에서 2030년 97.5GW, 동계에 2017년 85.2GW에서 2030년 100.5GW까지 증가될 것으로 예상된다.

표 1 2030년 확정 설비용량

(단위:GW)

구분	원전	석탄	신재생	LNG	기타	계
실효용량	20.4	38.9	8.8	47.5	7.4	122.8
정격용량	20.4	39.9	58.5	47.5	7.5	173.7

자료: 8차 전력수급계획

2030년 전력수요를 충당하기 위한 확정설비용량 중 정격용량 기준 신재생에너지 설비용량은 58.5GW가 목표치로 설정되어 약 34%를 차지한다. 이는 2017년 11.3GW 대비 5배 이상의 증가가 필요한 수준이다. 이를 기반으로 신재생에너지 연간 발전량은 2017년 기준 48.3TWh에서 2030년 기준 142.9TWh까지 증가할 것으로 예상된다. 이를 연평균 발전량 기준으로 환산하면 2017년 5.5GW에서 2030년 16.3GW에 해당한다. 이 중 대부분이 태양광과 풍력으로부터 충당이 예상되어, 2030년 기준 태양광의 평균출력은 4.8GW이며 풍력의 평균출력은 4.9GW로 예상되고 있다. 태양광과 풍력의 출력은 평균수요 대비 약 12.7%에 이르며, 전체 신재생

에너지의 평균출력은 평균수요 대비 21.4%에 해당하는 양이다.

3차 에너지기본계획 권고안에서 전력수요량은 목표수요(원료용 제외) 기준으로 2040년 48.3MTOE로 전망되어 2030년 49.2MTOE 대비 연 평균 0.2% 감소하는 것으로 예상되며, 재생에너지 발전비중은 2040년 기준 30~35%를 발표하여 재생에너지 확대 기조가 지속될 예정이다.

2. 전력수요 패턴 및 원별 발전 특성

가. 전력수요 패턴

우리나라 평균적인 전력수요 패턴은 최근 3년 전력수요 분기별, 평일/휴일별, 시간대별 발전 실적치를 당해 연도의 평균전력으로 나눈 부하값을 가중평균(2017년 50%, 2016년 30%, 2015년 20%) 값을 통해 확인하였다. 가장 최근의 값에 높은 가중치를 부여하기 위하여 연도별로 가중치를 차별화하였다. 전력수요는 계절적 특성과 평일 및 휴일(공휴일, 토요일, 일요일)에 따른 특성에 따라 상이한 패턴을 보이고 있다.

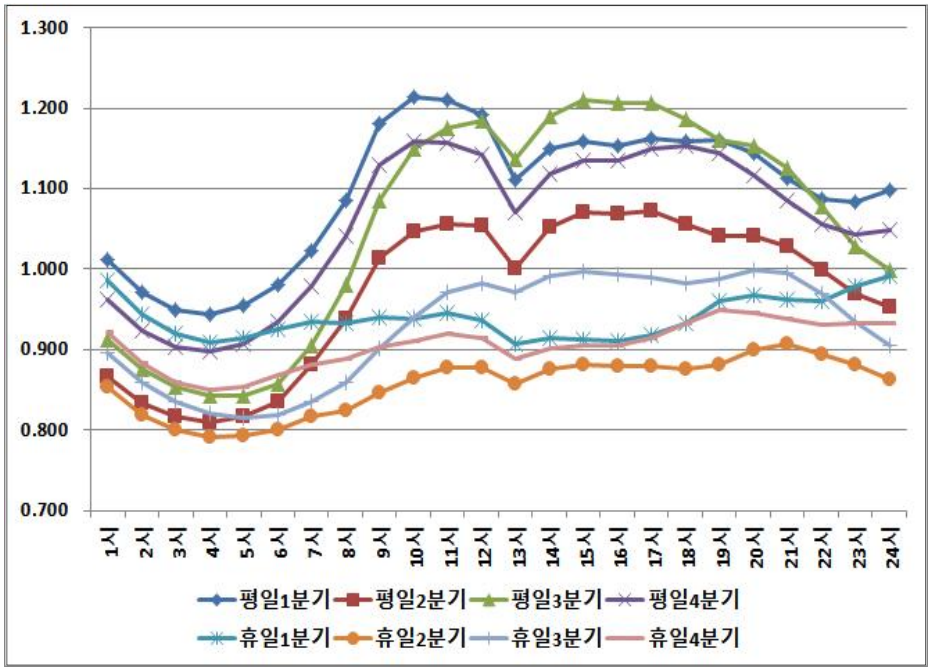

그림 1 발전실적 기반 부하패턴(2015~2017년 가중평균값)
자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

계절적 차이에 따라, 평일을 기준으로 1분기에 부하수준이 가장 높고, 4분기, 3분기, 2분기 순으로 낮아진다. 일별 변동성을 보면 평일이 휴일에 비해 모든 분기에서 시간대별 부하의 변동 폭이 크다. 시간대별로는 평일 24시부터 다음날 오전 8시까지 부하수준이 낮은 상태를 유지하다가, 9시부터 19시까지 부하수준이 높게 형성된다. 평일의 분기별 실적을 보면 1분기와 3분기의 부하수준이 2, 4분기에 비해 높다. 휴일의 경우, 분기별 특성과 상관없이 평균수요 이하의 부하 특성을 보이며, 변동폭도 상대적으로 작다.

표 2 발전실적 기반 부하패턴(2015~2017년 가중평균값)

구분	평일				휴일(토,일,공휴일)			
분기	1	2	3	4	1	2	3	4
1시	1.013	0.867	0.912	0.963	0.986	0.854	0.897	0.921
2시	0.971	0.834	0.875	0.924	0.944	0.819	0.859	0.882
3시	0.949	0.817	0.854	0.903	0.919	0.800	0.835	0.860
4시	0.943	0.811	0.842	0.897	0.909	0.790	0.820	0.850
5시	0.955	0.817	0.843	0.908	0.914	0.793	0.816	0.854
6시	0.981	0.836	0.858	0.934	0.925	0.801	0.819	0.869
7시	1.023	0.881	0.904	0.979	0.934	0.817	0.835	0.882
8시	1.085	0.938	0.980	1.041	0.932	0.825	0.859	0.888
9시	1.181	1.014	1.086	1.130	0.940	0.846	0.901	0.904
10시	1.215	1.047	1.149	1.158	0.938	0.864	0.941	0.911
11시	1.210	1.056	1.175	1.156	0.945	0.877	0.971	0.919
12시	1.191	1.054	1.184	1.141	0.937	0.878	0.983	0.914
13시	1.111	1.000	1.137	1.071	0.907	0.857	0.972	0.888
14시	1.150	1.052	1.190	1.118	0.914	0.876	0.992	0.901
15시	1.159	1.071	1.211	1.134	0.912	0.882	0.997	0.905
16시	1.153	1.069	1.206	1.135	0.910	0.879	0.993	0.906
17시	1.162	1.072	1.207	1.150	0.917	0.879	0.991	0.915
18시	1.159	1.056	1.186	1.153	0.932	0.875	0.983	0.932
19시	1.160	1.041	1.161	1.144	0.961	0.882	0.988	0.950
20시	1.144	1.042	1.152	1.116	0.967	0.899	0.999	0.946
21시	1.112	1.028	1.125	1.085	0.963	0.907	0.996	0.938
22시	1.086	0.998	1.078	1.057	0.960	0.894	0.969	0.930
23시	1.083	0.970	1.028	1.044	0.978	0.881	0.935	0.933
24시	1.098	0.954	0.998	1.049	0.992	0.862	0.905	0.933

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

나. 태양광 및 풍력 이용률

전력시장 참여 사업용 태양광과 풍력의 최근 3년(2015~2017년) 시간별 거래량(Metered Generation Output, MGO) 자료를 바탕으로 분기별 평일 및 공휴일의 이용률과 출력변동률 자료를 검토하였다. 해당 자료들은 2017년 말 기준 1,831개의 태양광 발전소(2,044MW)와 100개의 풍력 발전소(1,234MW)로부터 수집된 자료이다. 태양광의 경우, 낮에 발전량이 높은 예측이 쉬운 전형적인 패턴을 보이나, 하루 동안 0~60% 이용률 사이를 보이며, 시간별로 갖는 편차가 크다. 최근 3년간 사업용 태양광 발전기로부터 분기별 및 시간대별 발전 실적치를 해당 설비용량으로 나눈 이용률을 가중평균(2017년 50%, 2016년 30%, 2015년 20%)하여 태양광 발전 패턴을 확인하였다. 태양광 이용률은 12~14시 사이에 최대 수준을 보이며, 분기별로는 2분기가 가장 크고, 1분기, 3분기, 4분기 순으로 작아진다.

낮 동안에 발전량이 집중되는 태양광의 결정론적 발전 패턴과 달리, 풍력의 경우 실시간 확률론적 발전특성을 보이며 이용률을 예측하기가 어렵다. 하지만 분기별로 평균값을 도출했을 때에 전체적으로 발전 이용률의 편차는 크지 않으며, 시간대별 편차보다는 분기별 차이가 크다. 평균적으로 이용률은 1분기에 27~31% 범위로 가장 크고, 4분기에는 23~27% 범위, 2분기에는 14~19% 범위, 3분기에는 12~15% 범위 내 수준을 보이고 있다.

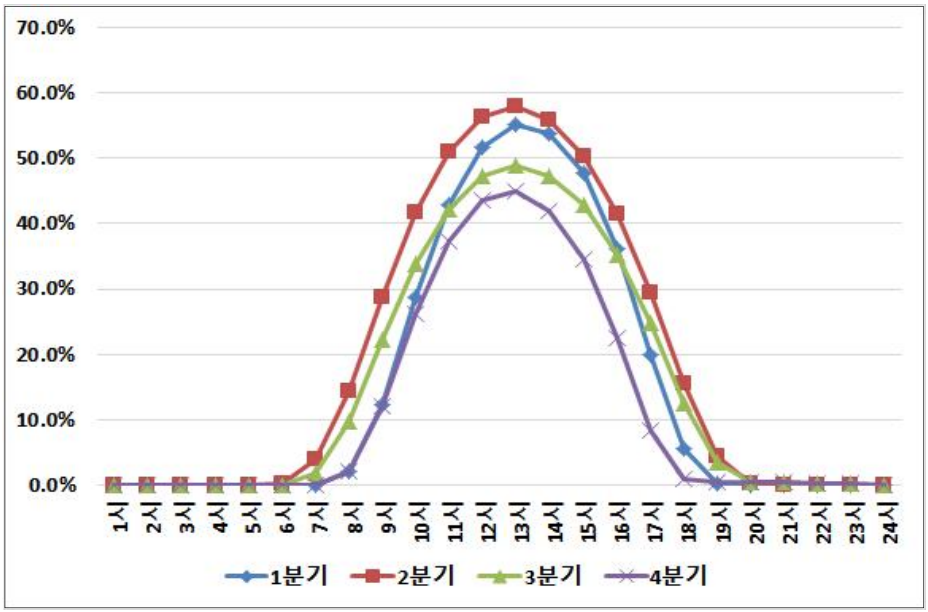

그림 2 분기별 태양광 이용률(2015~2017년 가중평균값)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

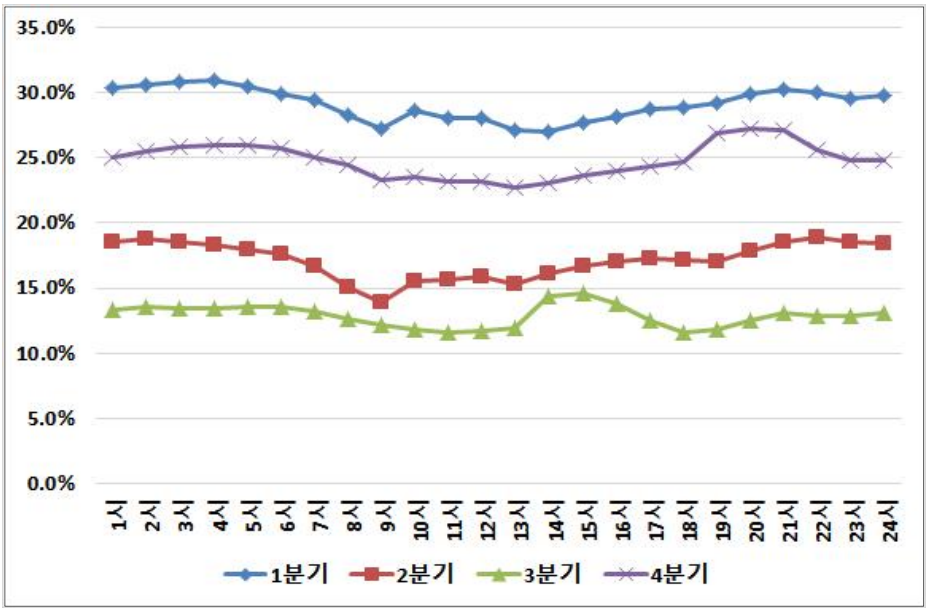

그림 3 분기별 풍력 이용률(2015~2017년 가중평균값)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

표 3 분기별 태양광, 풍력 이용률(2015~2017년 가중평균값)

(단위:%)

구분	태양광				풍력			
분기	1	2	3	4	1	2	3	4
1시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.3%	18.5%	13.4%	25.1%
2시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.6%	18.7%	13.6%	25.5%
3시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.8%	18.6%	13.5%	25.8%
4시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.9%	18.4%	13.5%	25.9%
5시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.4%	17.9%	13.6%	26.0%
6시	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	30.0%	17.6%	13.6%	25.7%
7시	0.1%	3.9%	1.8%	0.0%	29.4%	16.6%	13.2%	25.1%
8시	2.1%	14.4%	9.8%	2.2%	28.3%	15.0%	12.6%	24.4%
9시	12.3%	28.7%	22.2%	12.0%	27.2%	13.9%	12.2%	23.3%
10시	28.8%	41.7%	33.8%	26.3%	28.6%	15.6%	11.8%	23.5%
11시	42.9%	51.0%	42.2%	37.4%	28.1%	15.6%	11.6%	23.1%
12시	51.7%	56.4%	47.2%	43.7%	28.1%	15.9%	11.7%	23.2%
13시	55.2%	57.9%	48.8%	45.0%	27.1%	15.3%	11.9%	22.7%
14시	53.8%	55.8%	47.3%	41.9%	27.0%	16.1%	14.3%	23.0%
15시	47.7%	50.3%	42.8%	34.6%	27.7%	16.7%	14.7%	23.7%
16시	36.2%	41.4%	35.2%	22.6%	28.1%	17.0%	13.9%	24.0%
17시	20.0%	29.4%	24.7%	8.3%	28.8%	17.2%	12.5%	24.4%
18시	5.5%	15.5%	12.6%	1.0%	28.8%	17.2%	11.6%	24.7%
19시	0.3%	4.5%	3.5%	0.5%	29.3%	17.1%	11.8%	26.9%
20시	0.0%	0.3%	0.5%	0.5%	29.9%	17.9%	12.5%	27.2%
21시	0.0%	0.1%	0.4%	0.4%	30.3%	18.5%	13.1%	27.1%
22시	0.0%	0.1%	0.3%	0.3%	30.0%	18.8%	12.8%	25.6%
23시	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	29.6%	18.5%	12.8%	24.8%
24시	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	29.8%	18.5%	13.2%	24.8%

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

표 4 분기별 태양광, 풍력 1시간 변동률(2015~2017년 가중평균값)

(단위:%)

구분	태양광				풍력			
분기	1	2	3	4	1	2	3	4
1시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.1%	1.5%	1.3%	1.9%
2시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	1.7%	1.4%	1.9%
3시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	1.7%	1.2%	1.9%
4시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	1.8%	1.2%	1.9%
5시	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.1%	1.8%	1.3%	1.8%
6시	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	2.1%	1.8%	1.4%	1.8%
7시	0.0%	3.7%	1.7%	0.0%	2.1%	2.0%	1.2%	1.9%
8시	2.1%	10.5%	8.1%	2.1%	2.1%	2.3%	1.3%	2.0%
9시	10.2%	14.3%	12.3%	9.9%	2.4%	2.1%	1.5%	2.3%
10시	16.5%	12.9%	11.6%	14.3%	2.5%	2.5%	1.2%	2.2%
11시	14.1%	9.4%	8.4%	11.1%	1.9%	1.6%	1.3%	2.0%
12시	8.8%	5.6%	5.1%	6.5%	1.9%	1.6%	1.2%	1.9%
13시	3.9%	2.6%	2.3%	2.3%	2.5%	1.8%	1.2%	2.3%
14시	2.5%	2.9%	2.3%	3.6%	2.1%	2.2%	2.8%	1.9%
15시	6.2%	5.7%	4.6%	7.3%	1.8%	1.5%	1.2%	1.6%
16시	11.5%	8.9%	7.6%	12.0%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%
17시	16.2%	12.0%	10.5%	14.2%	1.8%	1.8%	1.9%	1.8%
18시	14.5%	13.9%	12.1%	7.4%	1.9%	1.6%	1.6%	2.0%
19시	5.2%	11.0%	9.1%	0.7%	2.1%	1.7%	1.5%	3.1%
20시	0.3%	4.2%	3.0%	0.1%	2.1%	1.8%	1.4%	1.9%
21시	0.0%	0.3%	0.2%	0.1%	1.9%	1.7%	1.4%	1.9%
22시	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	2.0%	1.7%	1.4%	2.5%
23시	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	2.1%	1.7%	1.4%	2.1%
24시	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	2.2%	1.6%	1.4%	2.0%

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

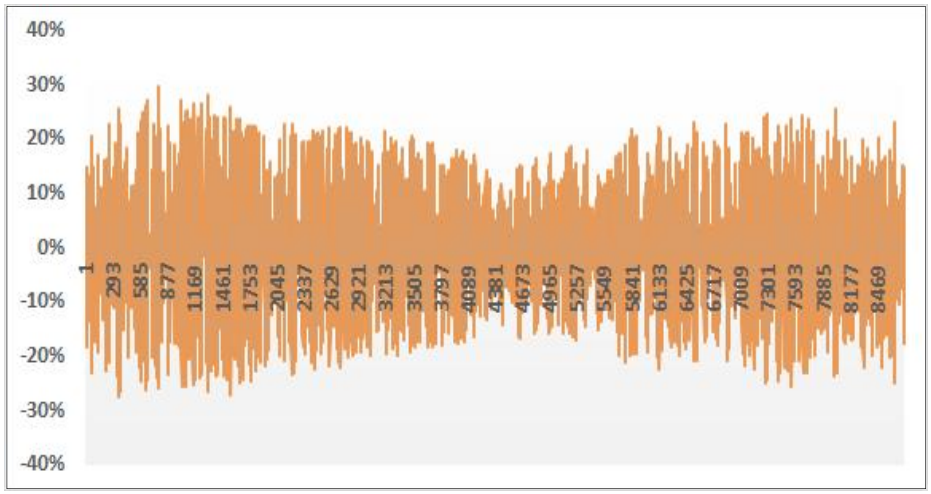

그림 4 2017년 태양광 1시간 변동률(%)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

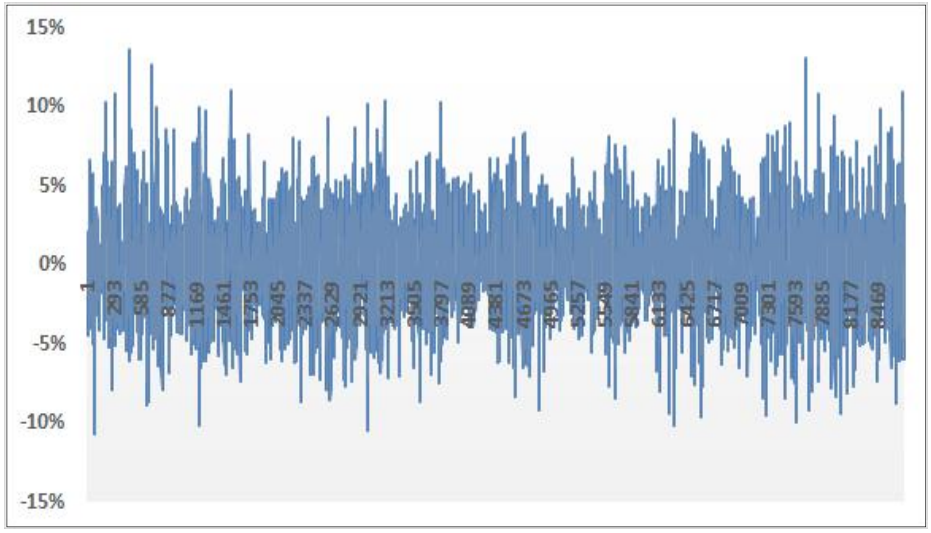

그림 5 2017년 풍력 1시간 변동률(%)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

다. 원전 및 석탄 이용률

원전 이용률 패턴 역시 최근 3년간 원전의 분기별 및 시간대별 발전 실적치를 해당 설비용량으로 나눈 이용률을 가중평균(2017년 50%, 2016년 30%, 2015년 20%)한 값을 통해 확인하였다. 원전 이용률은 평일 및 휴일 간의 차이가 미미하며, 분기별로는 69.0~78.6%의 차이를 보이며, 1분기에 가장 높고, 2분기, 3분기, 4분기 순으로 낮아졌다. 유연한 출력 조정이 어려운 원전의 경우, 분기 내에 출력이 고정되어 일정한 수준을 보이지만, 점검을 위한 정기적 기동 중지에 따른 이용률의 변동이 일부 발생한다. 분기 간에는 계절적 전력수요 차이에 따른 이용률의 변동이 있다.

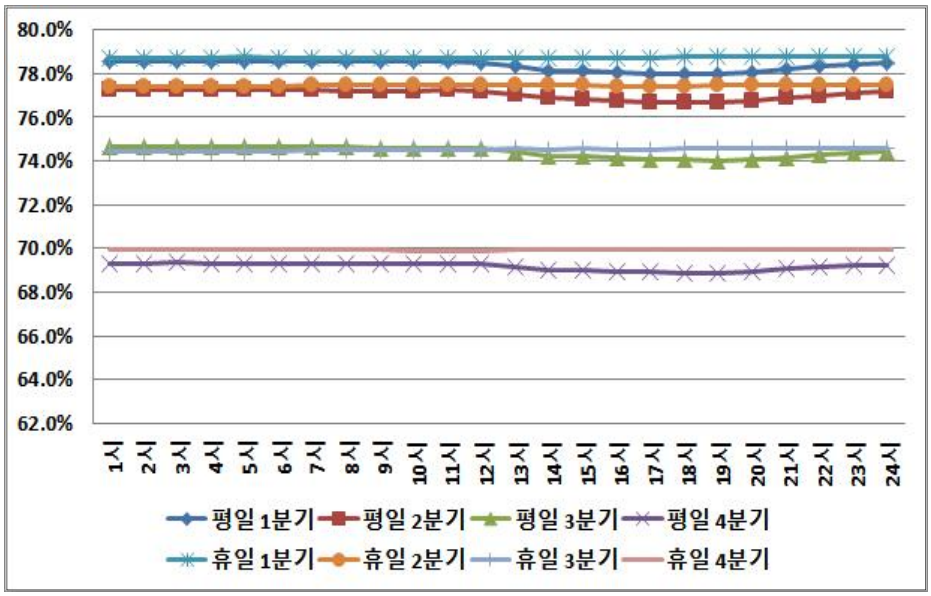

그림 6 원전 이용률(2015~2017년 가중평균값)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

표 5 원전 이용률(2015~2017년 가중평균값)

(단위:%)

구분	평일				휴일			
분기	1	2	3	4	1	2	3	4
1시	78.6%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.4%	69.9%
2시	78.6%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.4%	69.9%
3시	78.6%	77.3%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.4%	69.9%
4시	78.6%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.4%	70.0%
5시	78.6%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.4%	70.0%
6시	78.6%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.5%	70.0%
7시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.4%	74.5%	69.9%
8시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
9시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
10시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
11시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
12시	78.5%	77.2%	74.6%	69.3%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
13시	78.4%	77.1%	74.5%	69.1%	78.7%	77.5%	74.5%	69.9%
14시	78.1%	76.9%	74.3%	69.0%	78.7%	77.4%	74.5%	69.9%
15시	78.1%	76.8%	74.2%	69.0%	78.7%	77.4%	74.5%	69.9%
16시	78.0%	76.7%	74.1%	68.9%	78.7%	77.4%	74.5%	69.9%
17시	78.0%	76.7%	74.1%	68.9%	78.7%	77.4%	74.5%	69.9%
18시	78.0%	76.7%	74.0%	68.9%	78.8%	77.4%	74.5%	69.9%
19시	78.0%	76.7%	74.0%	68.9%	78.8%	77.4%	74.6%	69.9%
20시	78.1%	76.8%	74.0%	69.0%	78.8%	77.4%	74.6%	69.9%
21시	78.2%	76.9%	74.2%	69.1%	78.7%	77.5%	74.6%	69.9%
22시	78.3%	77.0%	74.3%	69.1%	78.7%	77.5%	74.6%	69.9%
23시	78.4%	77.1%	74.4%	69.2%	78.8%	77.5%	74.6%	69.9%
24시	78.5%	77.2%	74.4%	69.2%	78.8%	77.5%	74.6%	69.9%

자료: 전력거래소 자료 기반 가공

석탄의 이용률 패턴도 마찬가지로 최근 3년간 석탄의 분기별 및 시간대별 발전 실적치를 해당 설비용량으로 나눈 이용률을 가중평균(2017년 50%, 2016년 30%, 2015년 20%)한 값을 통해 확인하였다. 단, 수도권 발전 제약 조건에 따라 별도로 분석이 필요한 수도권 위치 영흥발전소는 제외하였다. 석탄 이용률은 평일 및 휴일 간의 차이가 1% 내외로 거의 없다. 즉, 계절적 전력수요 차이에 따른 분기별 이용률만 다르게 운전하고 있다. 2분기와 4분기에는 평일에 이용률이 더 높았으나, 3분기에는 휴일에 이용률이 더 높은 특징을 보였다. 분기별로는 70.1~82.4%의 차이를 보였으며, 1분기에 가장 높고, 3분기, 4분기, 2분기 순으로 낮아졌다.

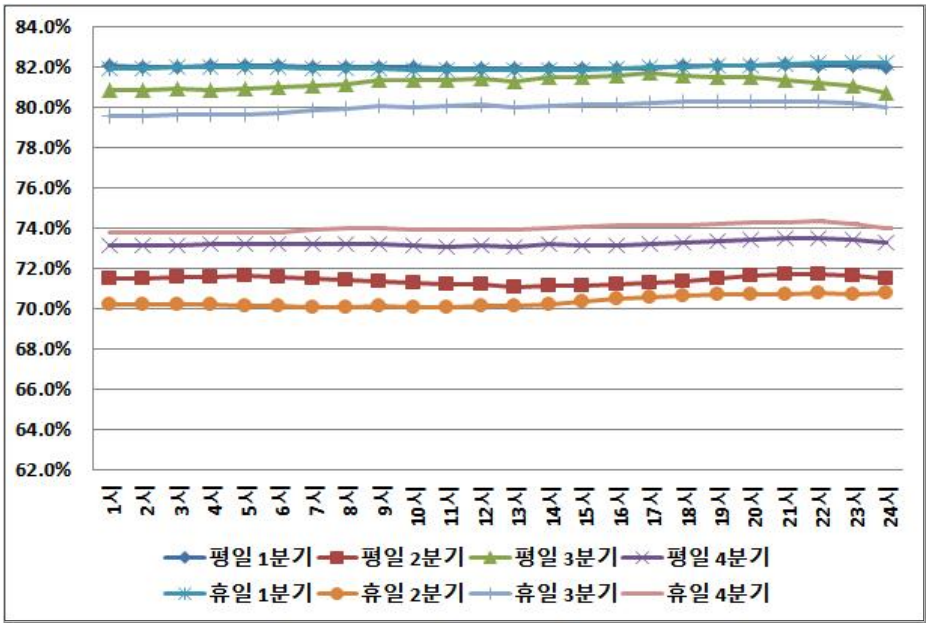

그림 7 석탄 이용률(2015~2017년 가중평균값)

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

표 6 석탄 발전 이용률(2015~2017년 가중평균값)

(단위:%)

구분	평일				휴일			
분기	1	2	3	4	1	2	3	4
1시	82.1%	71.5%	80.8%	73.2%	82.0%	70.2%	79.6%	73.8%
2시	82.0%	71.5%	80.9%	73.2%	82.0%	70.2%	79.6%	73.8%
3시	82.0%	71.6%	80.9%	73.2%	82.0%	70.2%	79.6%	73.8%
4시	82.1%	71.6%	80.9%	73.2%	82.0%	70.2%	79.6%	73.8%
5시	82.1%	71.6%	80.9%	73.3%	82.0%	70.2%	79.6%	73.8%
6시	82.1%	71.6%	81.0%	73.2%	82.0%	70.2%	79.7%	73.8%
7시	82.0%	71.5%	81.1%	73.2%	82.0%	70.1%	79.8%	73.9%
8시	82.0%	71.4%	81.2%	73.2%	81.9%	70.1%	80.0%	74.0%
9시	82.0%	71.4%	81.3%	73.2%	81.9%	70.1%	80.1%	74.0%
10시	82.0%	71.3%	81.4%	73.1%	81.9%	70.1%	80.0%	74.0%
11시	81.9%	71.2%	81.4%	73.1%	81.8%	70.1%	80.1%	74.0%
12시	81.9%	71.2%	81.4%	73.2%	81.9%	70.1%	80.1%	74.0%
13시	81.9%	71.1%	81.3%	73.1%	81.9%	70.2%	80.0%	74.0%
14시	81.9%	71.1%	81.5%	73.2%	81.8%	70.3%	80.1%	74.0%
15시	81.9%	71.2%	81.5%	73.2%	81.9%	70.4%	80.1%	74.1%
16시	81.9%	71.2%	81.6%	73.2%	82.0%	70.5%	80.2%	74.1%
17시	81.9%	71.3%	81.7%	73.2%	82.0%	70.6%	80.3%	74.2%
18시	82.1%	71.4%	81.6%	73.3%	82.0%	70.7%	80.3%	74.2%
19시	82.1%	71.5%	81.5%	73.4%	82.1%	70.7%	80.3%	74.3%
20시	82.1%	71.6%	81.5%	73.4%	82.1%	70.8%	80.3%	74.3%
21시	82.1%	71.7%	81.4%	73.5%	82.1%	70.7%	80.3%	74.3%
22시	82.1%	71.7%	81.2%	73.5%	82.2%	70.8%	80.3%	74.3%
23시	82.1%	71.6%	81.1%	73.4%	82.3%	70.7%	80.2%	74.2%
24시	82.0%	71.5%	80.8%	73.3%	82.2%	70.8%	80.0%	74.0%

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

제 3 절 전력계통 유연성 및 잉여전력 발생 검토

1. 잉여전력 개요

잉여전력이란 출력을 제어할 수 없는 재생에너지로부터의 발전량($\sum P_{RENi,t}$)과 전력수요를 충족시키기 위해 운전상태가 결정된 발전기로부터의 발전량($\sum P_{DGi,t}$)의 합이 전력수요량(D_t)을 초과하여 활용이 불가능한 전력으로 정의할 수 있다.

$$\sum P_{DGi,t} + \sum P_{RENi,t} > D_t$$

독일, 미국 캘리포니아 사례를 보면, 잉여전력의 발생은 재생에너지 발전비중이 높아질수록 더욱 빈번하게 발생하며, 전력수요가 낮은 주말 및 공휴일에 특히 많이 발생한다. 평일의 경우 반대로 태양광 발전이 없는 저녁 최대부하 시간대에는 전력이 부족한 상황이 되면서, 석탄 발전소 등 기존의 기저 발전설비를 기동-재기동을 반복하는 유연성 자원으로서 활용하는 상황까지 검토되고 있다.

우리나라는 3차 에너지기본계획 권고안에서 2040년 재생에너지 발전비중을 총 발전량의 25~40%까지 제고하는 목표를 수립한 바 있다. 또한 해당 계획에서는 재생에너지 확대에 따라 1시간 변동성을 기준으로 출력제한비율[4]을 추정하였는데, 2040년 재생에너지

4) 전력수요가 고정된 상황에서 재셍에너지 출력이 증가하면 수급 균형을 맞추기 위해 기저발전기의 출력을 감소시켜 최소출력 한계상태까지 감소시킴. 이 상태에서 재생에너지 출력이 계속 증가할 경우, 송전망 혼잡 등의 이유로 재생에너지 발전량을 강제로 제한하는 출력제한 조치를 취하게 되는 데, 이를 잉여전력이라 함

발전 비중 25%, 30%, 35%, 40% 시나리오별로 각각 1.0%, 4.4%, 11.0%, 21.5%로 추정결과를 발표하였다(산업통상자원부, 2019).

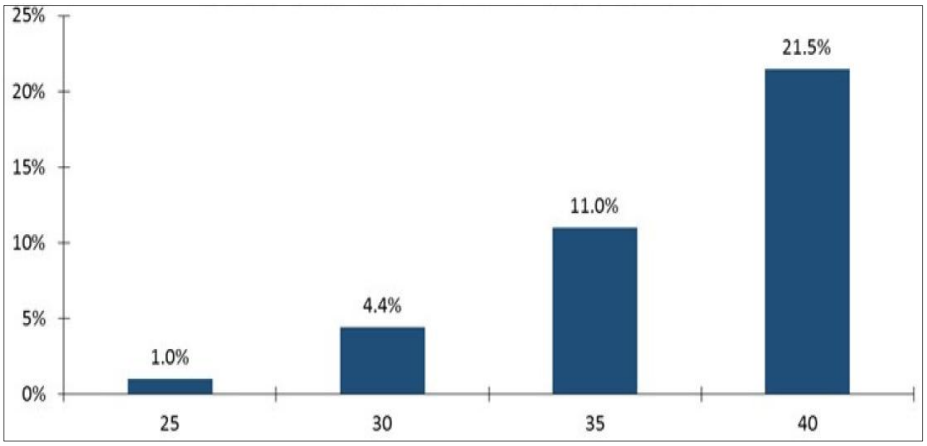

그림 8 우리나라 2040년 출력제한량 예측비율(%, 1시간 변동성 기준)
자료: 3차 에너지기본계획 토론회(2019.2.26.) 자료집

이외에는 국내에서 잉여전력량 또는 출력제한량에 대해 직접적 수치 언급이 없는 상황이다. 본 절에서는 재생에너지 확대에 따른 잉여전력량을 산정하는 메커니즘을 검토하고, 시나리오별로 2030년 및 2040년의 잉여전력 발생량 수준을 파악해보고자 한다.

2. 잉여전력 발생 메커니즘

재생에너지와 같은 변동성 전원(variable generation, VG)의 발전 특징과 관련하여 Ela and O' Malley(2012)는 시간에 따라 최대 발전량이 변하는 특징을 변동성(variability)으로 정의하였으며, 이러한 최대 발전량 자체가 완벽하게 예측되기 어려운 특징을

불확실성(uncertainty)으로 정의하였다. 또한 Ela et al.(2013)에서는 변동성과 불확실성이 모두 다양한 시간적 해상도(time resolution)에 따라 다르게 발생하기 때문에 이들을 대응하기 위한 유연성 자원의 필요성에 대해 언급하였다.

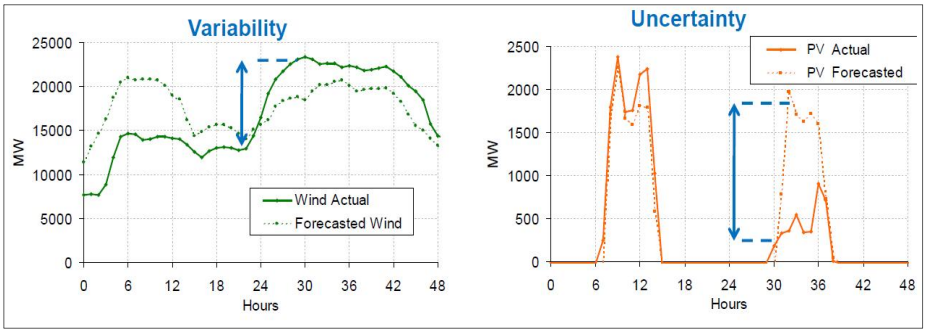

그림 9 재생에너지의 변동성 및 불확실성(Ela et al., 2013)

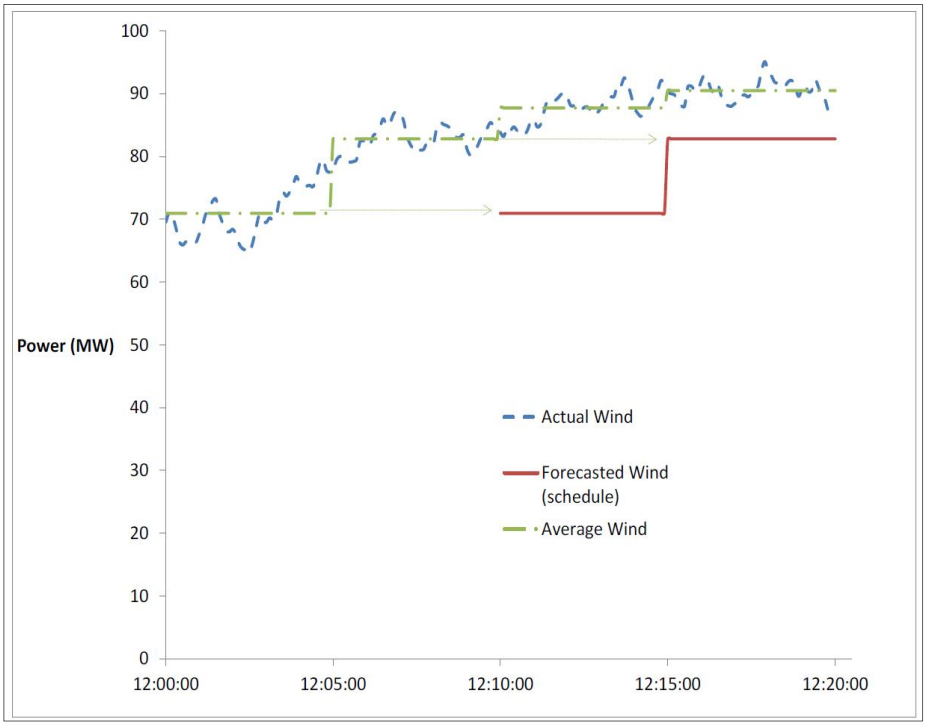

그림 10 풍력 발전기로부터 변동성 및 불확실성 예시(Ela et al., 2013)

Ela et al.(2013)은 풍력 발전 사례를 기반으로 다양한 시간적 해상도에 따른 불확실성과 변동성의 예를 들었다(그림 10; Ela et al., 2013). 5분 단위로 예측된 풍력발전량(붉은색 실선)과 실제 발전량(파란 점선)의 차이로 예측의 불확실성을 확인할 수 있고, 시간대별로 가용한 최대 발전량(녹색 점선)과 실시간으로 변동하는 실제 발전량(파란색 점선)과 차이로부터 변동성을 확인할 수 있다. 그림 10에서 확인되는 바와 같이, 변동성은 재생에너지의 고유한 발전 특성을 기반으로 시간에 따라 확률적인 변화를(stochastic process)를 보이며, 통제가 불가능한 변수(random error)이다. 반면, 불확실성은 실제 발전량을 과소 또는 과대 추정되는 경향성과

같은 계통오차(systematic error)의 특징을 보이며, 예측시스템의 개선에 따라 줄일 수 있는 예측오차로 설명할 수 있다. 즉, 재생에너지로부터 출력량을 완벽히 예측할 수 있더라도, 발전량은 변동성에 따라 지속적으로 변하게 된다.

변동성과 불확실성은 다양한 시간적 해상도에 따라 달라지므로, 계측 주기별로 다르게 측정된다. 변동성은 계측 주기에 따라 5분, 30분, 1시간 등 다양한 시간대별 출력량의 차이로 정의할 수 있다. 불확실성은 예측오차와 관련된 다양한 지표로 정량화가 가능하며, Ela and O'Malley(2012)에서는 불확실성을 정량화하기 위해 평균 제곱근 오차(Root mean squared error, RMSE) 활용을 제안하고 있다. IEC(2012)에서도 풍력발전의 예측 정확도를 측정하기 위한 지수 중 RMSE가 가장 많이 사용되며, 풍력의 경우 통상 36시간 동안 설비용량의 10~20%의 예측오차(RMSE)가 발생한다고 언급하였다. RMSE는 표준편차를 일반화시킨 척도로서 관측치와 예측치의 차이가 얼마인가를 알려주는데 많이 사용되는 척도이다.

$$RMSE = [\sum_{i=1}^{N}(Z_{f_i} - Z_{o_i})^2/N]^{1/2}$$

단, Z_{f_i}는 예측치, Z_{o_i}는 관측치, N은 관측치 갯수

이러한 변동성과 불확실성의 속성에 대한 이해도를 기반으로 본 절에서는 시나리오 분석을 통해 잉여전력 발생 메커니즘을 검토해 보았다. 우선 확보 가능한 자료를 토대로 변동성과 불확실성을 추정하고, 이를 토대로 정량화된 변동성과 불확실성 대응을 위한 유연성 요구량을 파악하였다. 이후 이를 대응하기 위한 기존의 수도권 화력

발전기 및 유연성 자원으로부터 유연성 제공 가능량을 확인하였다. 유연성 제공량이 요구량에 비해 부족한 경우, 이를 해소하기 위해 추가적으로 가동이 필요한 비수도권 화력 발전량을 결정하고 이를 기반으로 총 발전량을 결정하였다. 이로부터 총 전력수요를 초과하는 총 발전량을 계산하여 잉여전력량을 추정하였다.

가. 총 전력수요량 결정

앞 절에서 살펴본 최근 3개년 각 분기별 평일/공휴일 시간대별 패턴자료에 2017년 평균전력 대비 분석대상연도(2030, 2040년)의 전력소비량 증가율을 반영하여 시간별 전력수요를 결정한다. 여기에 시간대별 평균 양수펌핑량(설비용량 4,700MW, 펌핑용량 5,090MW)을 최근 3년 가중 평균한 값을 합산하여 총 전력수요량으로 설정한다.

나. 유연성 요구량 산정

유연성 요구량을 산정하기 위해서 유연성 요구대상을 확정해야 한다. 우선 장희선 · 조주현(2018)에서 언급된 바와 같이 재생에너지로부터 변동성 및 운전예비력을 반영하고, 여기에 재생에너지 발전량 예측오차를 추가한다.

$$\textit{유연성요구량} = \textit{재생에너지 설비용량} \times \textit{원별 변동률} + \textit{재생에너지 발전량 예측오차} + \textit{운전예비력}$$

우선 변동성은 기 확보된 1시간 단위로 계측된 재생에너지 발전량을 기반으로 1시간 이전 발전량과의 차이의 절대값으로 설정한다.

운전예비력은 수초~수분 이내에 응동을 위한 주파수조정 예비력과 10분 이내에 이용 가능한 자원인 운전상태 대기예비력으로 구성된다. 총 설비예비력 중 정지 상태의 대기예비력을 제외한 운전예비력은 기존 발전원을 기반으로 유연성을 확보하고 있어야하므로 주파수 조정용 1,500MW 및 대기운전예비력(평상시 및 수급대책 기간 각각 1,000MW 및 1,500MW) 등을 유연성 요구량으로 반영하였다.

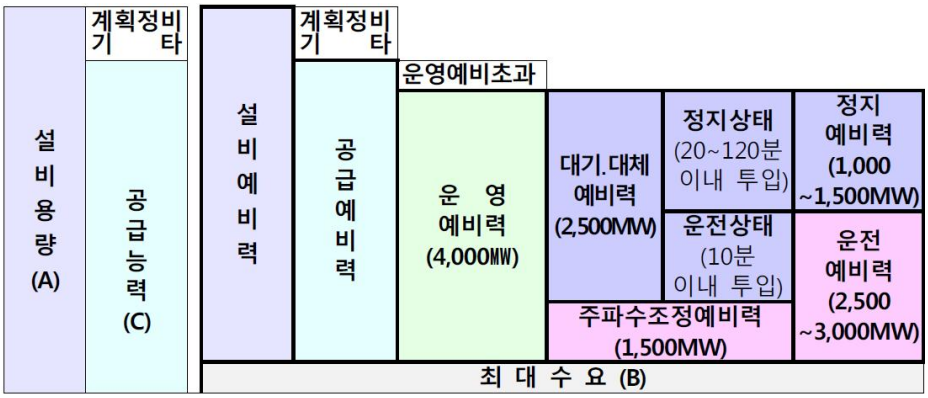

그림 11 예비력의 구성(박만근, 2017)

재생에너지 발전량의 예측치 자료는 확보가 어려워, 전력거래소(2018b)에서 검토한 국외 주요기관 발표 예측오차들의 범위 내에서 대푯값을 적용한다. 해당보고서에 의하면 예측시스템을 통한 예측치와 실현 이후 관측치의 차이를 기반으로 한 예측오차는 평균적으로 태양광의 경우 발전량의 5~15% 수준이며, 풍력의 경우 8.4~19%인 것으로 확인되었다. 여기에 재생에너지 변동성만을 검토하고자 예측오차가 0%인 상황도 함께 고려하여 전반적인 재생에너지 확대 영향에 대해 검토해보고자 한다.

다. 유연성 제공량 산정

하루 중 전력수요가 최대치를 보이는 평일 낮 및 평일 저녁시간 등은 가용 가능한 발전기가 가장 많이 운전하고 있으므로 유연성 제공 가능 잠재량이 커진다. 반면 새벽시간 등 최소운전을 유지하고 있는 시간대에는 유연성 제공 가능 잠재량이 떨어지게 된다.

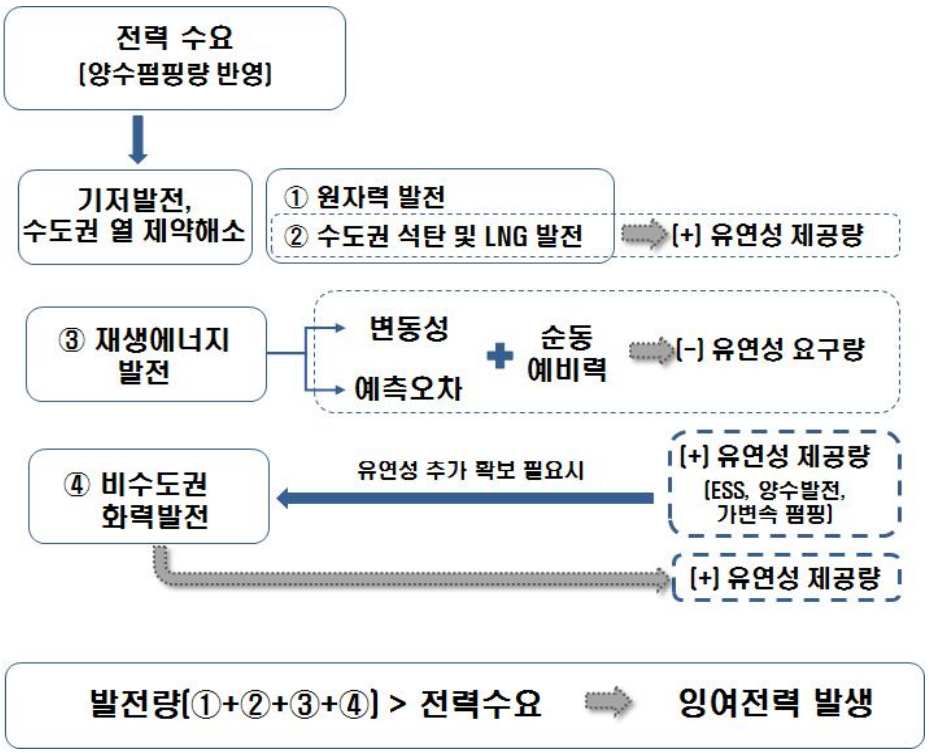

그림 12 잉여전력 발생 메커니즘

기존 발전소 전원별 유연성 제공 기준은 각 발전원별 운전특성을 반영하여 설정한다. IEC(2012)에 따르면 석탄 발전소의 경우 최소 출력 범위가 용량의 70~80%이므로, 최소 출력량을 70%로 가정하면 85%를 기준 출력으로 하여 각 15%씩 증·감발 운전할

수 있는 유연성을 갖게 된다. 따라서 석탄 화력발전의 유연성 제공 가능량은 발전량의 15% 수준을 가정한다. LNG 발전의 경우, 장희선 · 조주현(2018)에서 가정된 79%의 운전점을 참고하여 최소 출력량은 용량 대비 60%, 기준 출력은 80%로 가정하고 각 20%씩 증 · 감발 범위를 설정한다. 따라서 LNG 발전으로부터 유연성 제공 가능량은 발전량의 20% 범위에서 가능한 것으로 가정한다. 양수발전은 1시간 내에 기동에서 전출력, 전출력에서 정지까지 가능한 설비 특성을 반영하여 설비용량 대비 50%를 가정한다.

표 7 전원별 유연성 제공 기준

(단위:%)

구 분	석탄	LNG	양수
유연성 제공비중	15 (발전량 대비)	20 (발전량 대비)	50 (설비용량 대비)

이를 기반으로 먼저 수도권 열 제약 해소 등 운전제약을 고려하여 기존 수도권의 분기별 및 시간대별 발전비중을 기준으로 수도권 석탄(영흥) 및 LNG 발전량으로부터 유연성 제공량을 결정한다. 수도권 화력설비로부터 제공 가능한 유연성 제공량을 결정한 후 부족한 나머지 유연성 요구량은 경제급전(Merit Order) 원칙에 따라 비수도권 발전기 발전량으로부터 결정한다.

이외에 유연성 자원으로의 가변속 양수 발전량을 반영하기 위해 8차 전력수급계획에 반영된 가변속 양수 설비용량으로 2029년 800MW, 2030년 600MW, 2031년 600MW의 총 2,000MW 투입을 가정하였다. 또한 8차 전력수급계획에 계획된 ESS 700MW을 추가로 반영하였다.

3. 잉여전력량 추정 예시

가. 시나리오 구성

재생에너지 확대 비중과 발전량 예측 오차율에 따라 12개의 분석시나리오를 구성하였다. 8차 전력수급계획에 제시된 2030년 20% 외 제3차 에너지기본계획 권고안에서 발표한 2040년 재생에너지 비중 20%~40%를 시나리오로 구성하였다. 2040년 20~40% 재생에너지 확대에 따른 설비계획 추정을 위해서 8차 수급계획의 2030년 전원별 설비 계획에서 폐기물, 부생가스, 해양에너지, 석탄가스화복합발전(integrated gasification combined cycle, IGCC)은 고정하고 나머지 재생에너지 발전량의 증감에 따른 필요 설비용량을 추정한다. 각 발전원별 이용률은 8차 계획에서 2030년 사업용 설비의 이용률을 적용한다.

표 8 재생에너지 확대계획에 따른 정격용량 및 피크기여도

(단위:MW)

구분	신재생3020		신재생4020		신재생4030		신재생4040	
	정격 용량	피크 기여도	정격 용량	피크 기여도	정격 용량	피크 기여도	정격 용량	피크 기여도
태양광	36,543	5,701	35,701	5,569	58,302	9,095	80,904	12,621
풍력	17,698	336	17,290	329	28,237	536	39,183	744
수력	2,105	591	2,070	582	3,380	950	4,691	1,318
바이오	1,705	498	1,697	495	2,771	809	3,845	1,123
폐기물	323	78	323	78	323	78	323	78
부생가스	1,377	1,040	1,377	1,040	1,377	1,040	1,377	1,040
연료전지	746	548	746	548	1,218	895	1,690	1,242
해양	255	3	255	3	255	3	255	3
IGCC	746	448	746	448	746	448	746	448
합계	61,498	9,243	60,205	9,092	96,609	13,854	133,014	18,617

자료: 2030년 8차 전력수급계획 내 사업용 및 가정용 용량 기준, 2040년은 권고안 기준으로 재구성

발전량 예측 오차율은 제주 신재생 발전량 예측시스템 고도화 사업 보고서를 참조하여 태양광의 경우 0%, 5%, 10%, 풍력의 경우 0%, 10%, 15%를 시나리오로 가정한다(전력거래소, 2018b). 풍력의 경우 제주 예측 시스템 고도화 이후 개선된 예측오차율이 10%이며, 태양광의 경우 선진국 예측오차 수준이 5%임을 감안하여, 태양광 예측오차 5% 및 풍력 예측오차 10% 시나리오를 기준 시나리오로 가정한다.

표 9 발전량 예측 오차율 및 재생에너지 비중별 시나리오 구성안

구 분		발전량 예측 오차율(PV 태양광, W 풍력)		
		PV 0%, W 0%	PV 5%, W 10%	PV 10%, W 15%
재생에너지 비중	3020	Case 1_1	Cas0_1 (기준 시나리오)	Case 2_1
	4020	Case 1_2	Case 0_2	Case 2_2
	4030	Case 1_3	Case 0_3	Case 2_3
	4040	Case 1_4	Case 0_4	Case 2_4

나. 잉여전력 추정결과

먼저 선진국 수준의 발전량 예측 오차를 기반으로 한 기준 시나리오인 Case 0_1에 따르면 2030년 재생에너지 발전량 88,473GWh의 4.5%인 3,956GWh의 잉여전력이 발생하였다. 잉여전력은 주로 휴일에 발생하며, 일평균 기준 1분기에 67GWh로 가장 많고, 2분기에 48GWh, 4분기에 15GWh, 3분기에는 1GWh가 발생하였으며, 평일에는 2분기에 평균 2GWh만 발생하였다. 이는 휴일의 전력수요가 전반적으로 낮은 상황에서 재생에너지 발전량은 출력 조절이 불가하기 때문에 수요를 초과하는 전력공급이 크게 늘어나기 때문이다. 2040년 재생에너지 발전비중을 20%로 유지하는 경우(Case 0_2), 잉여전력량은 재생에너지 대비 0.52% 발생에 그쳤으며, 1분기와 2분기 휴일에 각각 6GWh 및 9GWh 발생하였다. 2040년 재생에너지 발전비중을 30%로 확대하는 경로(Case 0_3)에서는 재생에너지 발전량 대비 잉여전력 발생량이 16.6%까지 확대된다. 기준 시나리오와 잉여전력 발생 패턴은 유사하나, 3분기 휴일에 발생률이 보다 급격하게 증가하는 것을 볼 수 있다. 평일의 경우에도 4

분기를 제외하고 발생률이 증가한다. 2040년 재생에너지 발전비중이 40%까지 확대되는 경로(Case 0_4)에서는 재생에너지 발전량의 44.4%까지 잉여전력 발생량이 증가하며, 모든 분기의 평일 및 휴일에서 잉여전력이 발생하게 된다.

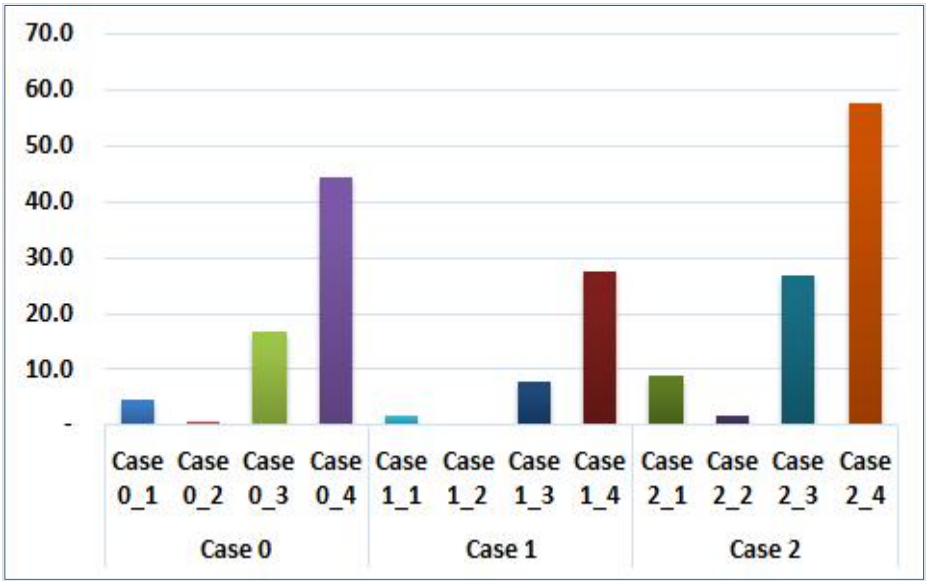

그림 13 시나리오별 재생에너지 발전량 대비 잉여전력량 비율(단위:%)

태양광 및 풍력에 대한 발전량의 예측오차를 고려하지 않는 시나리오에서 2030년 20%의 재생에너지 발전비중 목표를 달성하는 경우(Case 1_1), 2030년 재생에너지 발전량 대비 1.7%의 잉여전력이 발생한다. 잉여전력은 주로 1분기와 2분기의 휴일에 발생하였으며, 평균 1분기에 28GWh, 2분기에 22GWh가 발생하였다. 예측오차를 고려하지 않고 2040년 재생에너지 발전량 비중을 20%로 유지하는 경우(Case 1_2), 잉여전력량은 거의 발생하지 않는 것으로 나타났다. 2040년 재생에너지 발전비중을 30%로 확대하는 경

로(Case 1_3)에서는 재생에너지 발전량의 7.8%까지 잉여전력 발생량이 증가하였으며, 역시 1분기와 2분기의 휴일 위주로 발생하였다. 2040년 재생에너지 발전비중을 40%까지 확대하는 경로(Case 1_4)에서는 재생에너지 발전량의 27.4%까지 잉여전력 발생량이 늘어나며, 기준 시나리오와 마찬가지로 모든 분기의 평일 및 휴일에서 잉여전력이 발생하였다.

태양광 및 풍력에 대한 발전량의 예측오차를 각각 10% 및 15%로 가정한 경우에는 2030년에 20%의 재생에너지 발전비중 목표 달성 시나리오(Case 2_1)에서 2030년 재생에너지 발전량 대비 9.0%의 잉여전력이 발생하였다. 잉여전력은 주로 1분기와 2분기의 휴일에 발생하며, 1분기에 평균 116GWh, 2분기에 평균 89GWh가 발생하였다. 동일한 예측오차 하에서 2040년 재생에너지 발전량 비중을 20%로 유지하는 경우(Case 2_2), 잉여전력량은 재생에너지 발전량의 1.79% 만큼 발생되는 것으로 나타났다. 2040년 재생에너지 발전비중을 30%로 확대하는 경로(Case 2_3)에서는 재생에너지 발전량 대비 잉여전력 발생량은 26.76%까지 증가하였으며, 역시 1분기와 2분기의 휴일 위주로 발생하였다. 2040년에 재생에너지 발전비중을 40%까지 확대하는 경로(Case 2_4)에서는 2040년 기준 재생에너지 발전량의 57.65%까지 잉여전력 발생량이 늘어나면서 재생에너지 발전량의 절반 이상이 사용되지 못하는 수준에 이른다.

표 10 시나리오별 잉여전력 추정결과

구분	재생E 일평균 발전량 [GWh]	평일잉여전력 [GWh]		휴일잉여전력 [GWh]		합계 [GWh]		
		일평균	분기 합계	일평균	분기 합계	재생E 발전량	잉여 전력량	비율 [%]
<Case 0_1(3020, 예측오차: 태양광 5%, 풍력 10%)>								
1분기	277	-	-	67	1,873	24,936	1,873	7.51
2분기	259	2	105	48	1,434	23,608	1,539	6.52
3분기	209	-	-	1	26	19,188	26	0.14
4분기	225	-	-	15	517	20,740	517	2.49
계			105		3,851	88,473	3,956	4.47
<Case 0_2(4020, 예측오차: 태양광 5%, 풍력 10%)>								
1분기	274	-	-	6	178	24,654	178	0.72
2분기	256	-	-	9	277	23,341	277	1.19
3분기	206	-	-	-	-	18,971	-	-
4분기	223	-	-	-	-	20,505	-	-
계			-		456	87,471	456	0.52
<Case 0_3(4030, 예측오차: 태양광 5%, 풍력 10%)>								
1분기	447	47	2,907	226	6,341	40,262	9,248	22.97
2분기	419	42	2,568	200	6,002	38,117	8,570	22.48
3분기	337	9	556	49	1,370	30,981	1,926	6.22
4분기	364	-	-	117	3,991	33,487	3,991	11.92
계			6,030		17,705	142,847	23,735	16.62
<Case 0_4(4040, 예측오차: 태양광 5%, 풍력 10%)>								
1분기	621	299	18,552	409	11,443	55,870	29,995	53.69
2분기	581	288	17,586	424	12,707	52,894	30,293	57.27
3분기	467	80	5,114	201	5,635	42,991	10,749	25.00
4분기	505	124	7,184	290	9,845	46,468	17,029	36.65
계			48,435		39,630	198,223	88,066	44.43
<Case 1_1(3020, 예측오차: 태양광 0%, 풍력 0%)>								
1분기	277	-	-	28	775	24,936	775	3.11
2분기	259	-	-	22	649	23,608	649	2.75
3분기	209	-	-	-	-	19,188	-	-
4분기	225	-	-	3	97	20,740	97	0.47
계			-		1,522	88,473	1,522	1.72
<Case 1_2(4020, 예측오차: 태양광 0%, 풍력 0%)>								
1분기	274	-	-	-	-	24,654	-	-
2분기	256	-	-	0	3	23,341	3	0.01
3분기	206	-	-	-	-	18,971	-	-

4분기	223	–	–	–	–	20,505	–	–
계			–		3	87,471	3	0.00
<Case 1_3(4030, 예측오차: 태양광 0%, 풍력 0%)>								
1분기	447	5	292	137	3,838	40,262	4,130	10.26
2분기	419	17	1,024	115	3,438	38,117	4,462	11.71
3분기	337	–	–	25	699	30,981	699	2.25
4분기	364	–	–	54	1,851	33,487	1,851	5.53
계			1,316		9,826	142,847	11,142	7.80
<Case 1_4(4040, 예측오차: 태양광 0%, 풍력 0%)>								
1분기	621	164	10,169	336	9,421	55,870	19,590	35.06
2분기	581	157	9,607	325	9,748	52,894	19,355	36.59
3분기	467	44	2,840	120	3,364	42,991	6,205	14.43
4분기	505	34	1,951	212	7,194	46,468	9,145	19.68
계			24,567		29,727	198,223	54,295	27.39
<Case 2_1(3020, 예측오차: 태양광 10%, 풍력 15%)>								
1분기	277	–	–	116	3,257	24,936	3,257	13.06
2분기	259	10	607	89	2,673	23,608	3,280	13.89
3분기	209	–	–	9	243	19,188	243	1.27
4분기	225	–	–	34	1,170	20,740	1,170	5.64
계			607		7,343	88,473	7,950	8.99
<Case 2_2(4020, 예측오차: 태양광 10%, 풍력 15%)>								
1분기	274	–	–	26	720	24,654	720	2.92
2분기	256	–	–	26	786	23,341	786	3.37
3분기	206	–	–	–	–	18,971	–	–
4분기	223	–	–	2	57	20,505	57	0.28
계			–		1,563	87,471	1,563	1.79
<Case 2_3(4030, 예측오차: 태양광 10%, 풍력 15%)>								
1분기	447	118	7,286	279	7,802	40,262	15,088	37.48
2분기	419	93	5,703	268	8,032	38,117	13,735	36.03
3분기	337	20	1,252	74	2,062	30,981	3,314	10.70
4분기	364	5	273	171	5,815	33,487	6,087	18.18
계			14,514		23,711	142,847	38,225	26.76
<Case 2_4(4040, 예측오차: 태양광 10%, 풍력 15%)>								
1분기	621	371	23,012	435	12,178	55,870	35,190	62.99
2분기	581	392	23,905	477	14,301	52,894	38,206	72.23
3분기	467	150	9,591	284	7,953	42,991	17,545	40.81
4분기	505	214	12,404	321	10,925	46,468	23,330	50.21
계			68,912		45,358	198,223	114,270	57.65

제 4 절 전력계통 유연성 자원으로서 CCU 기술 검토

1. CCU 기술 개요

CCU 기술은 크게 CO_2를 다른 물질로의 전환과정 없이 그대로 활용하는 비전환(non-conversion) 기술과, 화학적 · 생물학적 방법을 통해 에너지, 화학제품 및 건축소재 등으로 합성되는 전환(conversion) 기술로 구분된다. 비전환 기술은 원유회수증진법(Enhanced Oil Recovery, CO_2-EOR), 가스회수증진법(Enhanced Gas Recovery, CO_2-EGR), 석탄층 메탄 회수 증진법(Enhanced Coal Bed Methane, CO_2-ECBM) 등 에너지추출을 증진하기 위한 CO_2 활용기술과 초임계 CO_2 발전시스템(Supercritical CO_2 power cycles) 및 인공저류층 지열시스템(EGS geothermal system)에서의 유체로의 CO_2 활용기술이 대표적이다. 이외에도 CO_2는 음료의 탄산화, 식품 가공용 냉각제, 비닐하우스 작물 생장속도 증진제 등으로 활용이 가능하다(Hendriks et al., 2013).

반면 전환 기술은 발전 및 산업부문 등에서 배출된 CO_2를 포집한 후 다양한 연료, 화학물질 제품으로 합성하는 기술이다. 대표적인 화학물질 제품으로는 에틸렌, 고분자, 카바메이트, 탄산칼슘 등이 있으며, 대표적인 연료 물질로는 바이오디젤, 바이오에탄올 등의 바이오연료와 합성가스, 합성천연가스, 합성액체연료, 포름산, 메탄올 등이 있다.

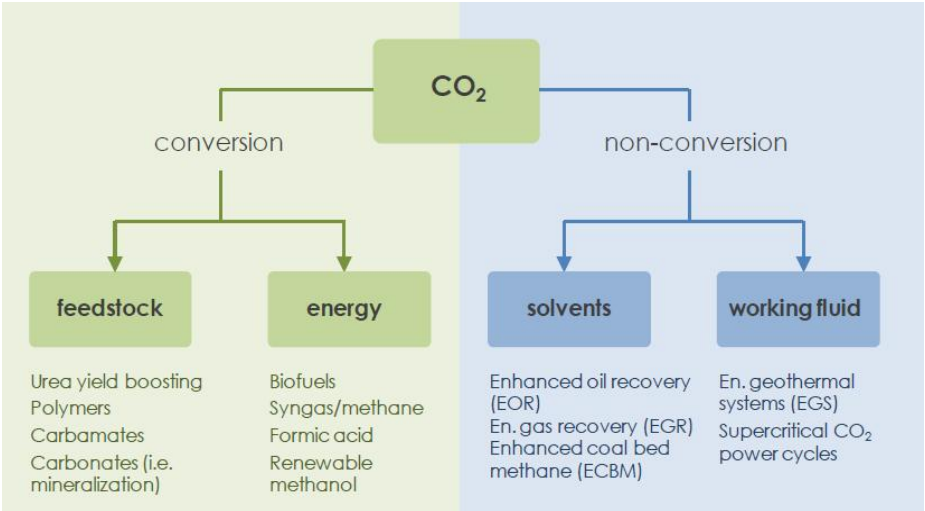

그림 14 CCU 기술 분류(Hendriks et al., 2013)

CO_2는 분자구조 상 매우 안정된 물질로 에너지 보존법칙 관점에서 다른 물질로 전환하기 위해서는 촉매 및 다량의 에너지가 필요하다. CO_2는 화석연료에 내재된 에너지를 모두 연소하고 난 후의 최종적으로 가장 낮은 에너지 상태의 특징을 가지고 있기 때문이다. 따라서 투입에너지를 최소화하는 공정의 효율 개선을 통해 최종 온실가스 감축효과를 높이는 방향으로 기술개발을 추진 중이다(김재창 외, 2013).

가. 주요국 CCU 기술 현황

CCU 기술은 우리나라를 비롯한 중국, 일본 등 동아시아, 미국 캐나다 등 북미지역과 유럽지역 등 G20국 주도로 선도적인 기술개발을 추진 중에 있다. 특히 미국 및 유럽 국가들은 정책적 지원책도 함께 마련 중에 있다.

미국 에너지부(DOE)는 기술도입을 촉진하기 위한 방안으로 내국세입법의 section 45Q에서 CCU 기술에 대한 세액공제 인센티브 조항을 마련하여 2018년 $17/tCO$_2$를 시작으로 $35/tCO$_2$까지 확대를 발표하였다(IEAGHG, 2018). 이외에도 CO_2 기반 청정연료를 재생에너지의무혼합제도(Renewable Fuel Standard, RFS) 인증을 위한 신재생연료로 채택(Zakkour, 2019)한 바 있으며, 캘리포니아 주에서는 CO_2로부터 생산된 DME를 차량연료로 판매를 허용하는 법령이 통과[5]하는 등 기술 보급을 위한 제도를 구체화해 나가고 있다.

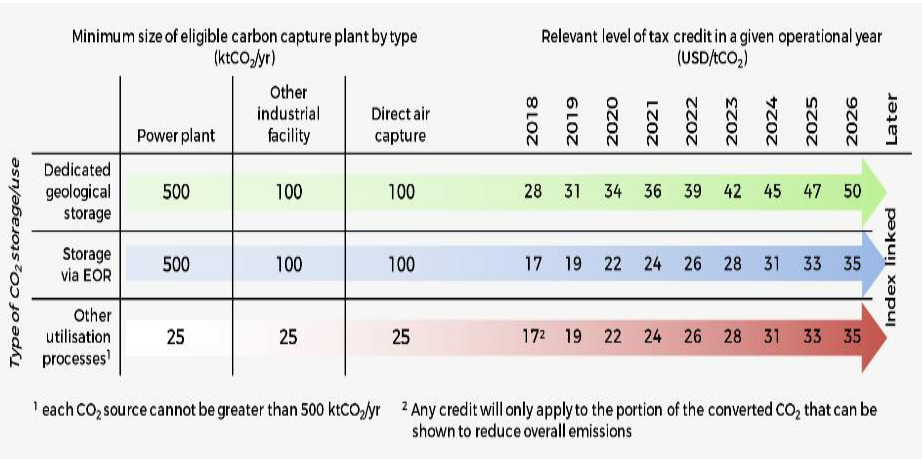

그림 15 미국 배출원별 CCUS 기술 세액공제 지원안(IEAGHG, 2018)

CCU 기술 개발은 특히 유럽에서 선도적으로 추진 중에 있으며, 그 중에서도 독일이 가장 적극적으로 기술개발과 상용화를 추진 중에 있다. 독일은 2050년까지 온실가스 배출량 대비 80% 감축목표

5) https://www.greencarcongress.com/2015/02/20150227-dme.html

를 담은 지구온난화대책 수립에서 장기 감축방안으로 CCU 기술을 채택한 바 있다. 2009년부터 독일 연방교육연구부는 산업계와 협업을 통한 CCU 기술개발을 본격화하고 있다. 주요 성과로 침대 매트리스 원료인 폴리우레탄을 연간 5천톤 생산 규모로 상용화에 성공하였으며, 합성액체연료 시설도 상용가동에 성공한 것으로 보고되었다. 2016년부터는 CCU 기술과 재생에너지 연계를 본격화하면서 에너지시스템 전환을 위한 4차산업(Industry 4.0) 프로그램 내에서 코페르니쿠스 Power to X[6] 프로젝트를 추진 중에 있다 (Mennicken et al., 2016).

표 11은 독일에서 발표한 CCU 제품들이 기존 수송유, 난방연료, 화학원료 등을 100% 대체하였을 때 필요한 소요에너지와 감축잠재량이다. 2016년 제품별 수요를 기반으로 수송부문과 지역난방, 화학산업, 전력산업 부문에서 최대 감축잠재량은 연간 4억 톤에 육박할 것으로 추정된다.

6) 재생에너지로부터 전력을 활용하여 CCU 기술 기반으로 다른 물질로 전환한다는 취지에서 Power to X 기술로 명명함

표 11 독일 CCU(Power to X) 기술 기반 최대 감축잠재량

부문	대체시장	에너지 수요 PJ	열량 GJ/t TJ/Mio.m^3	배출 계수 tCO_2/TJ	제품 수요 Mt /Mrd. m^3	감축 잠재량 $MtCO_2$	소요 전력량 TWh
수송	자동차 휘발유	709	42.28	73.1	17	52	503
	자동차 디젤유	518	42.69	74	12	38	367
	트럭 디젤유	876	42.69	74	21	65	621
	기차 디젤유	14	42.69	74	0	1	10
	항공유	389	42.80	73.3	9	29	276
	선박 디젤유	11	42.69	74	0.3	1	8
지역 난방	천연가스	1,455	12.96	55.9	112	81	1,085
	중유	641	42.37	74.02	15	47	454
화학 산업	중유	45	42.37	74.02	1	3	32
	천연가스	776	12.96	55.9	60	43	579
	화학원료	437	44	62.3	10	27	310
전력 공급	천연가스	121	12.96	55.9	9	7	90

자료: Jens and Bothe(2018)

EU는 CCU 기술에서 생산되는 연료를 재생에너지로 정의하고, ETS 4기(2020~2030) R&D지원을 발표한 바 있다. EU 집행위원회는 전략로드맵 SET-Plan에서 2030년 CCU 기술 확산을 위해 8대 연구혁신(R&I) 분야를 선정하고 세부 이행계획을 발표하였으며, 2030년 까지 상용화 규모 플랜트 가동을 목표로 추진 중에 있다(IEAGHG, 2018).

우리나라는 과학기술정보통신부와 산업통상자원부를 중심으로 CCU 기술 R&D를 추진해왔다. 이번 정부에서는 제4차 과학기술기본계획(2018~2022)에서 CCU 기술이 중점추진기술로 선정되었으며, 기후기술 확보 로드맵(CTR)에서도 주요 온실가스 감축기술로 CCU 기술을 선정하였다. 이러한 R&D를 기반으로 우리나라 온실가스 감축 목표(NDC)인 2030년 BAU 대비 37% 감축방안 중 CCU 기술을 포함하여 CCUS 기술로 10.3백만 톤 감축 기여를 발표한 바 있다.

2. 유연성 제공 가능 CCU 기술 검토

가. 미세조류 기반 BECCU 기술

국내외에서 온실가스 저감을 위한 화석연료 대체형 바이오매스 활용 범위가 점차 확대되어가고 있다. 이미 기존의 1세대 바이오매스원인 곡물계 바이오매스와 2세대 바이오매스원인 목질계 바이오매스를 활용한 연료와 화학물질 생산이 활발하게 추진 중이며, 3세대 바이오매스원으로 단위 면적당 생산성이 높은 미세조류가 주목받고 있다. 미세조류는 광합성 작용을 통해 배양되는 미생물의 일종으로 배기가스 내 탄소원을 활용하여 생장할 수 있어 CO_2를 고정화하면서 동시에 에너지원으로 전환시킬 수 있다.

미세조류 자원화 분야는 특히 태양광의 효율적 활용을 위한 광생물반응기(Photobio reactor, PBR) 디자인 및 유전자 개량을 통한 우량균주 개발 등이 핵심기술이며, 주로 이와 관련된 연구가 진행 중에 있다. 미세조류가 배양된 후에는 이를 최종 제품으로 전환하기 위한 추가적인 다운스트림 공정이 필요하다. 다운스트림 공정

이란 대량 배양된 미세조류 바이오매스를 수확, 탈수, 분리, 정제하는 일련의 과정들을 의미한다. 다운스트림 공정은 경제성 측면에서 대단히 중요한데, 이는 해당 공정들에서 에너지 소비가 매우 크기 때문이다. 바이오매스를 수확하는데 드는 비용은 전체 바이오매스 생산 공정의 20~30%를 차지하는 것으로 알려져 있다(Suali and Sarbatly(2012) 및 Grima et al.(2003), 김재창 외(2013) 재인용).

기존 에너지 집약적 다운스트림 공정에 필수적으로 수반되는 미세조류 연료화 기술의 대안으로 수확, 탈수 및 건조만을 통해 미세조류 바이오매스를 연료화 할 수 있는 미세조류 고체 연료화 기술이 최근 주목 받고 있다. 이에 따라 기술 가능성에 대한 검증과 관련 기술의 구체화가 진행되고 있다.

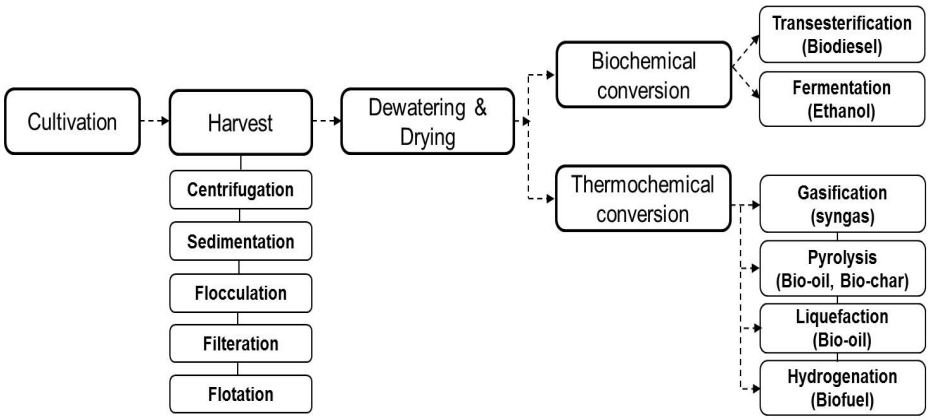

그림 16 생물학적 전환 바이오리파이너리 공정(김재창 외, 2013)

Giostri et al.(2016)은 석탄 발전소에서 발생하는 CO_2의 양을 저감하기 위해 발전소 인근에 미세조류 배양장을 구축하여 바이오

매스를 생산하고 발전 폐열을 통해 미세조류를 건조하여 다시 고체 연료로 공급하는 에너지 효율적 혼소 연료 생산 및 소비 순환 공정을 제시하였다(그림 17). 동시에 해당 공정에 대한 전과정평가(Life cycle assessment, LCA)를 통해 실제 CO_2 감축 효과를 확인하였다.

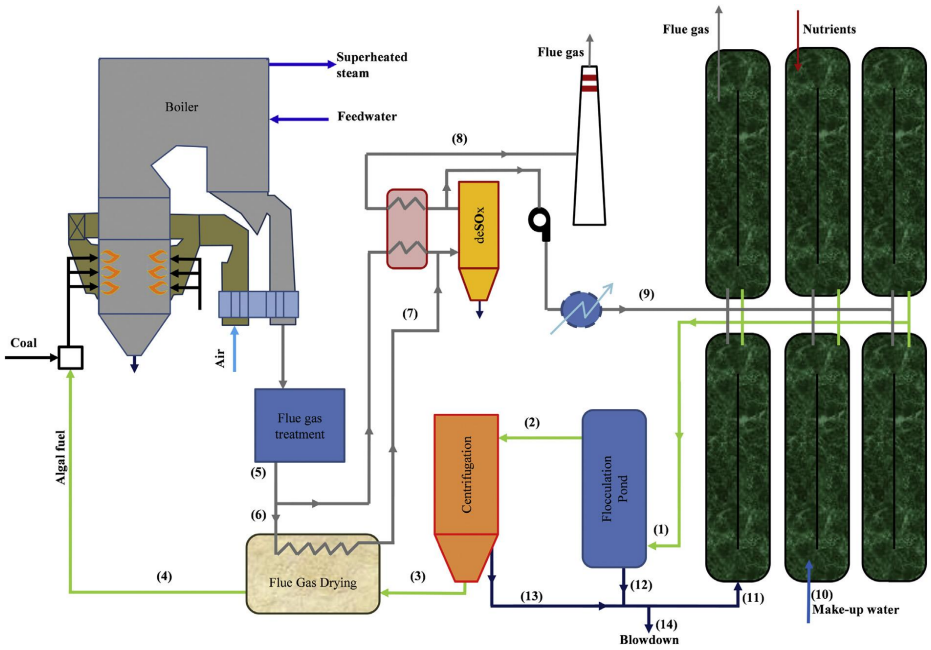

그림 17 발전소 통합형 미세조류 배양 시스템 구성도(Giostri et al,. 2016)

한편 미세조류 고체 연료의 상용화를 위한 연구도 진행되고 있다. 일례로 남아프리카 공화국 Nelson Mandela University 연구진은 석탄 혼소연료로서 미세조류의 취급, 운송 및 보관을 용이하도록 석탄과 미세조류 바이오매스를 미리 혼합하여 펠릿화한 Coalgae® 를 개발하여 상용화 계획에 있다고 밝혔다(그림 18; Gaqa and Watts, 2018). 이 접근법의 경우 석탄과 미세조류 혼합 연료의 정형화를 위해 건조과정 없이 미세조류 바이오매스를 직접 활용하기

때문에 공정 에너지 효율 측면에서도 효과적이다. 또한 미세조류의 높은 탄소 함유율(carbon fixation)과 열량도 본 기술의 상용화 가능성을 높일 수 있는 요인으로 평가된다.

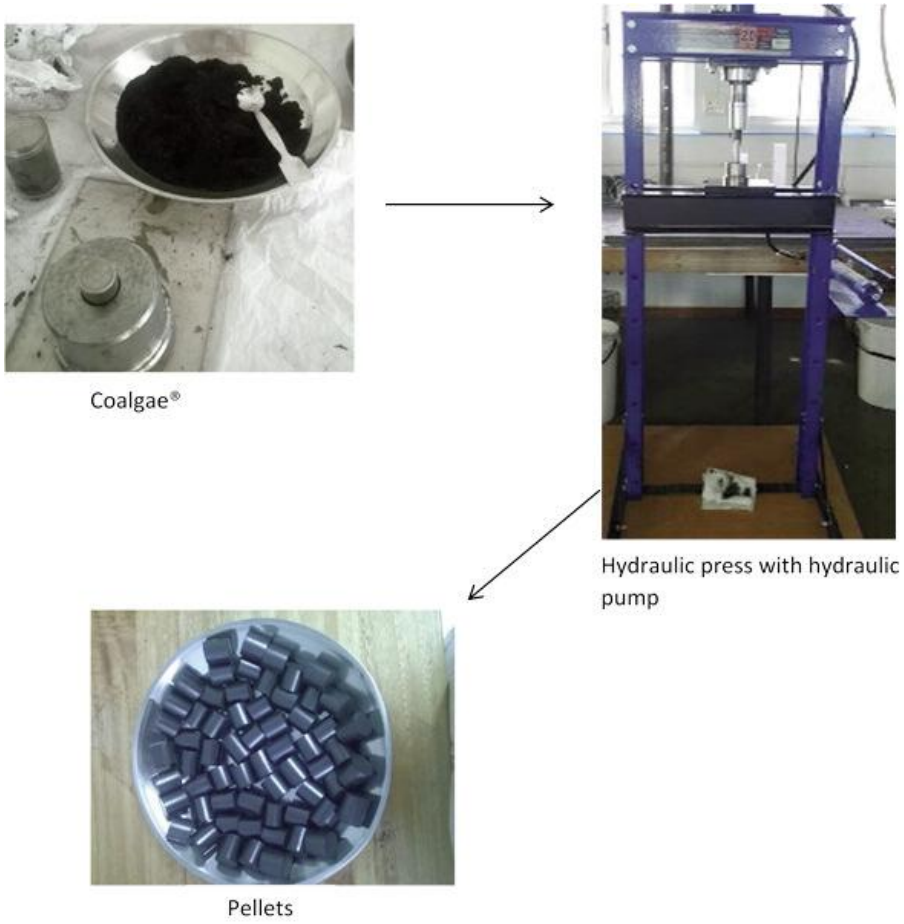

그림 18 미세조류 기반 펠릿(Gaqa and Watts, 2018)

우리나라에서도 미세조류의 고체연료화 전략에 대한 검증 및 석탄과의 실제 혼소 가능성이 검토되고 있다. Choi et al.(2019)은 현재까지 연료용으로 개발된 미세조류 10개 종(specie)을 실제

PBR 규모에서 배양하고 건조 바이오매스를 생산함으로써 성장성, 세포 구성 성분, 이산화탄소 고정 능력 및 발열량 등을 평가하였다. 이를 통해 기존 미세조류 연료화의 주류 방식이었던 바이오디젤화 보다 고체 연료화 방식이 훨씬 에너지 효율적임을 수치적으로 증명하였다. 뿐만 아니라 현재 석탄 연료에 대한 의존도를 낮추기 위해 실제 세계적으로 많이 사용되는 목재펠릿과의 혼소 성능 비교를 통해 미세조류가 열량을 비롯한 많은 지표에서 우수한 특성을 보여주는 것 또한 확인함으로써 고체 연료로서 미세조류의 우수성을 확인한 바 있다.

현재 우리나라는 바이오매스 부존자원이 적고 국토가 협소한 이유로 목질계 펠릿 및 바이오연료 생산용 사탕수수 등 바이오자원을 전량 수입에 의존하고 있는 상황이다. 특히 산림청에서 발표한 연도별 목재펠릿 생산 및 수입량 통계를 보면 2012년부터 도입된 신·재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard, RPS)[7] 도입 이후 수입량이 크게 증가하기 시작하면서 최근 자급율이 3~5% 내외로 하락한 것을 볼 수 있다. 특히 최근에는 공급물량 확보의 어려움으로 독일 등으로부터 톤당 700$[8]가 넘는 목재까지 수입하고 있다는 점이 사회적으로 큰 이슈가 되고 있다.

7) 일정규모 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자에게 총 발전량의 일정량 이상을 신·재생에너지로 생산한 전력을 공급토록 의무화한 제도(신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제12조의5)

8) 산림청, 2016. 연도별 목재펠릿 생산 및 판매량

표 12 연도별 목재펠릿 생산 및 수입량

(단위:톤)

연 도	합 계	국산 생산량	수입 공급량	자급율(%)
2009	20,569	8,527	12,042	41.5
2010	33,981	13,088	20,893	38.5
2011	64,013	34,335	29,678	54
2012	173,790	51,343	122,447	30
2013	550,271	65,603	484,668	12
2014	1,940,103	90,462	1,849,641	5
2015	1,552,821	82,137	1,470,684	5.3
2016	1,769,213	52,572	1,716,641	3
2017	1,773,294	67,446	1,705,848	3.8

자료: 산림청. 목재펠릿 생산 및 수입량(2018)

이와 같은 이슈로 인해 최근 산업통상자원부의 ‘신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화 제도 관리 · 운영지침’에서 목질계 바이오매스의 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC)[9] 가중치가 개정되었다. 개정안에서 국내산 바이오매스 활용 촉진을 위해 미이용 산림바이오매스 항목이 신설되었으며, 목재펠릿 및 폐목재 등 바이오 고체폐기물(Solid Refuse Fuel, SRF)의 가중치가 하향되거나 제외되었다. 목재펠릿 및 목재칩의 경우 연소하는 세 가지 방법에 따라, 전소는 단계별로 가중치 하향, 전소·전환은 가중치를 대폭 하향, 혼소의 경우 가중치 제외를 예고하였다. 해당 REC 가중치 개정안은 바이오매스발전 관련 신규 사업자에게만 적용되어 기존의 발전사업자들은 원래의 가중치가 적

9) 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificates, REC)는 발전사업자가 총발전량의 일정비율을 신재생에너지로 공급하도록 의무화한 신재생에너지의무할당제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)에 따라 신재생에너지를 이용해 에너지를 공급한 사실을 증명하는 인증서임

용되기 때문에 실효성에 대해서 의문이 제기되고 있다. 하지만 이 안에는 정부의 국내 바이오매스 생산 장려를 위한 정책의지가 함의되어 있다고 판단할 수 있다.

표 13 REC 가중치 개정내용

대상에너지 및 기준		공급인증서 가중치		비고
구분	세부기준	현행	개정 후	
목재펠릿 목재칩	혼소	1.0	미부여	즉시적용
	전소 · 전환 설비	1.0	0.5	즉시적용
	목질계 전소	1.5	1단계 1.0 / 2단계 0.5	유예기간 설정
바이오 SRF	혼소	1.0	미부여	즉시적용
	전소 · 전환 설비	1.0	0.25	즉시적용
	목질계 전소	1.5	1단계 0.5 / 2단계 0.25	유예기간 설정
미이용 바이오	혼소	1.0	1.5	즉시적용
	전소 · 전환 설비	1.0	2.0	즉시적용
	목질계 전소	1.5	2.0	즉시적용

자료: 산업통상자원부(2018a). REC 가중치 개정 내용

이러한 수급상의 어려움에도 불구하고, 3020 로드맵 달성을 위해 국내 필요 바이오자원은 더욱 늘어날 전망이다. 산업통상자원부(2018c)의 8차 전력수급계획에 의하면 재생에너지 3020 계획에서 바이오에너지 설비용량은 2017년 725MW 대비 약 2.4배 증가한 1,705MW로 증가시킬 계획이다.

표 14 8차 전력수급계획 내 바이오에너지 설비계획

(단위:MW)

연도	2017	2020	2025	2030
바이오	725	1,025	1,405	1,705
실효용량	323	299	410	498

자료: 8차전력수급계획

한편 목재펠릿을 대체하기 위한 국내 미이용산림바이오매스 현황을 보면 수집원가가 높아 경제성이 현격히 떨어지고, 생산량도 약 2백만 톤 정도 생산 가능한 수준에 그치는 것으로 알려져 있다(김원수, 2018). 이러한 상황에서 아직 R&D 단계인 미세조류를 개발하여 국내 생산을 한다면 바이오매스 확보에 크게 기여할 수 있을 것으로 기대된다(주현수, 2014).

온실가스 감축 측면에서도 목재펠릿 대비 미세조류가 우위에 있다. 산림청(2016)에 따르면 목재펠릿의 경우 펠릿 1톤당 1.37tCO_2 감축이 가능한 반면, 미세조류는 세부 종에 따라 차이는 있지만 1톤 미세조류를 생산함으로써 평균적으로 1.83tCO_2 이상을 바이오매스에 고정화할 수 있다고 알려져 있다(Choi et al., 2019). LCA 관점에서 해당 미세조류 연료가 화석연료를 대체하면서 저감되는 배출량을 고려하면 미세조류의 단위당 감축잠재량은 더욱 클 것으로 예상된다.

나. 장주기에너지저장을 위한 Power to gas 기술

CO_2를 에너지 및 화학제품 등 유용물질로 전환하기 위한 화학적 전환 기술에는 CO_2를 전환하기 위한 방법론에 따라 촉매화학적, 전기화학적 전환 기술, 이산화탄소 고정화 기술로 분류할 수 있다. 화학적 전환 기술은 특히 CO_2를 전환하기 위한 추가적 에너지투입으로부터 발생하는 온실가스 배출 및 경제성 문제로 기술의 상용화에 한계가 있다. 그러나 최근에 유럽을 중심으로 신재생에너지를 확대하면서 잉여전력을 활용한 감축 및 자원화 가능성이 높아져 보다 다양한 기술의 전개가 가능해질 것으로 보고되고 있다.

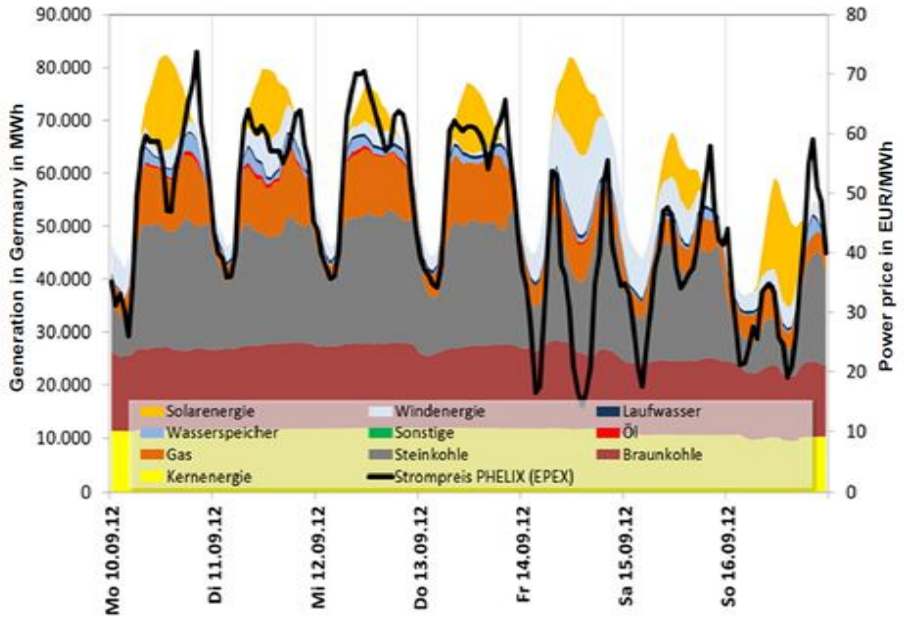

그림 19 2012년 독일 잉여전력량 발생 현황(Hufendiek, 2014)

재생에너지와 연계한 CCU 기술의 경우 이용 가능한 잉여전력량에 따라 경제성 및 사업성이 좌우될 수 있다. 한편 잉여전력량은 인접국가와 계통 연계정도, 발전원별 발전용량 등 국가별 상황에 따라 상이한 수준으로 발생한다. 예를 들어, 독일 Fraunhofer IWES(2010)가 2007년 날씨정보를 기반으로 재생에너지 비중이 78%까지 제고되었을 경우를 시뮬레이션한 결과에 의하면 약 187.7TWh의 전력이 잉여전력으로 추정된 바 있으며 장주기 에너지저장시스템의 필요성을 언급하고 있다(Poser, 2014 재인용). 이러한 대규모의 잉여전력과 유연성 자원의 필요성이 독일의 Power to X 기술에 대한 투자를 견인하고 있다고 볼 수 있다.

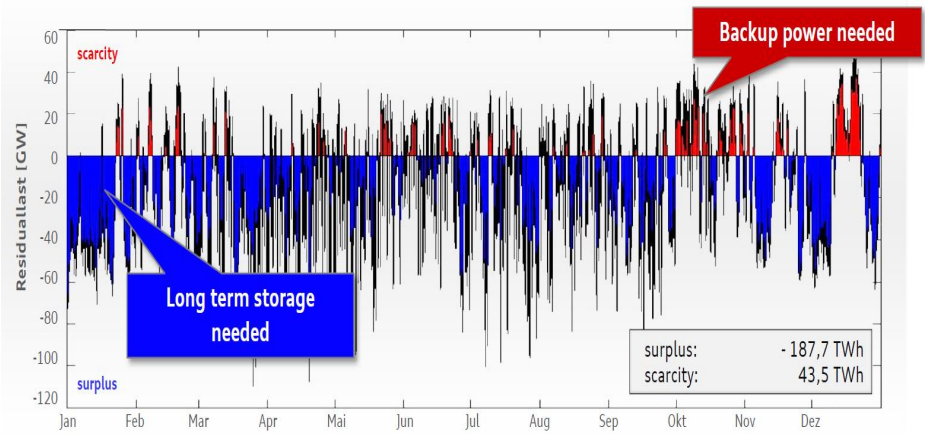

그림 20 독일 2007년 자료 기반 재생에너지 비중 78% 시뮬레이션 결과 (Fraunhofer IWES, 2010)(Poser, 2014 재인용)

다양한 Power to X 기술 중에 LNG 연료를 대체할 수 있는 합성천연가스로 전환하는 Power to gas 기술이 특히 주목 받고 있다. 이는 LNG 연료가 다양한 분야에서 활용되기 때문에 상대적으로 유연하게 적용 분야를 결정할 수 있을 뿐 아니라, LNG 수송 및 저장 인프라를 그대로 활용할 수 있다는 장점이 있기 때문이다.

잉여전력을 활용하여 전환된 합성천연가스로 다시 발전을 하는 경우에는 에너지저장시스템으로서 역할을 하게 된다. 에너지저장장치는 저장규모와 방전시간에 따라 여러 범주로 구분되고 재생에너지와 연계할 수 있는 역할의 범위가 다르다. 대표적 에너지저장장치로 수 초 에서 수 분 동안 발전하며, 즉각적인 주파수 조정을 가능하게 하는 플라이휠, 수 분에서 수 시간 동안 방전하면서 전력밸런싱, 부하추적, 출력 스무딩 등에 활용되는 리튬이온 배터리, 수 시간에서 수 일 동안 방전하며 공급/수요 불일치를 해소하며 부하추종과 부하이동에 대응하는 압축공기에너지 저장, 양수발전저장 등이 있다

(IEC, 2012). Power to gas 기술은 수 일에서 수 개월 동안 방전할 수 있으며, 대용량의 전기를 저장 가능하여 계절별 부하이동에 대응할 수 있다. 이러한 특징으로 Power to gas 기술을 장주기 에너지저장시스템으로 분류하고 있다.

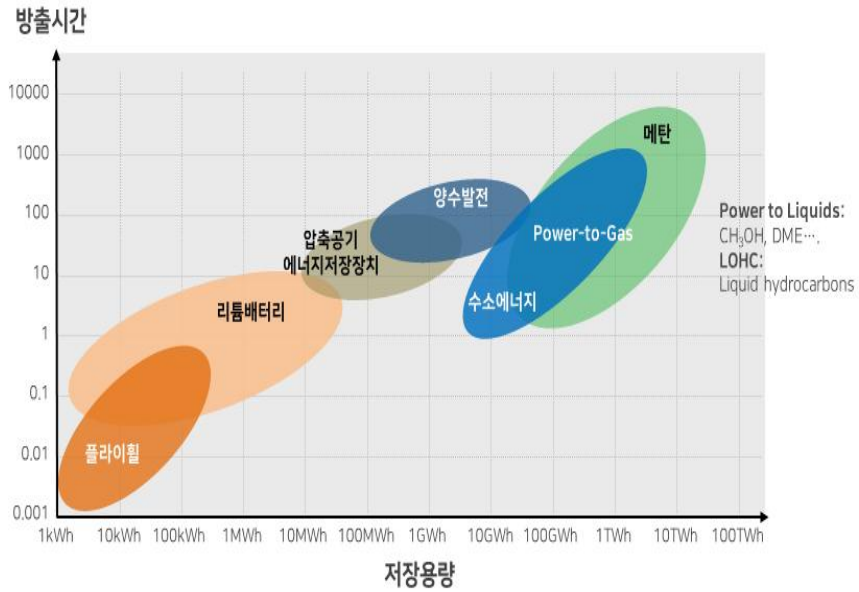

그림 21 에너지저장시스템 종류별 방출시간 및 저장용량(Jens and Bothe, 2018)

장주기 에너지저장시스템의 필요성은 특히 재생에너지 확대가 활발한 EU를 중심으로 대두되고 있다. EU에서는 재생에너지 발전 비중을 최종 소비에너지 기준으로 2020년까지 20% 수준으로 상향하는 목표를 발표하였으며 2017년 28개국 중 스웨덴, 핀란드, 덴마크 등 11개 국가가 이미 목표를 달성하였다. 재생에너지 확대에 따라 현재 유럽에서는 30여개의 Power to gas 실증 프로젝트가 추진 중에 있으며, 독일의 E-gas 프로젝트, 덴마크 BioCat 프로젝트

등이 대표적인 사례이다.[10] 이렇게 생산된 합성천연가스는 발전산업 뿐 아니라 수송 및 화학산업 등에서도 탈탄소화할 수 있는 기회요인이 된다. Jens and Bothe(2018)에서는 이러한 가능성을 기반으로 Power to gas를 포함한 Power to X 기술로부터 기존 시장을 대체할 수 있는 잠재량을 분석한 바 있다. 저자들은 최종 소비 기준으로 10%~70%를 대체하는 기준 시나리오에서 아시아 및 오세아니아 지역의 산업, 가정, 수송 부문에서 특히 수요가 높을 것으로 전망하였다.

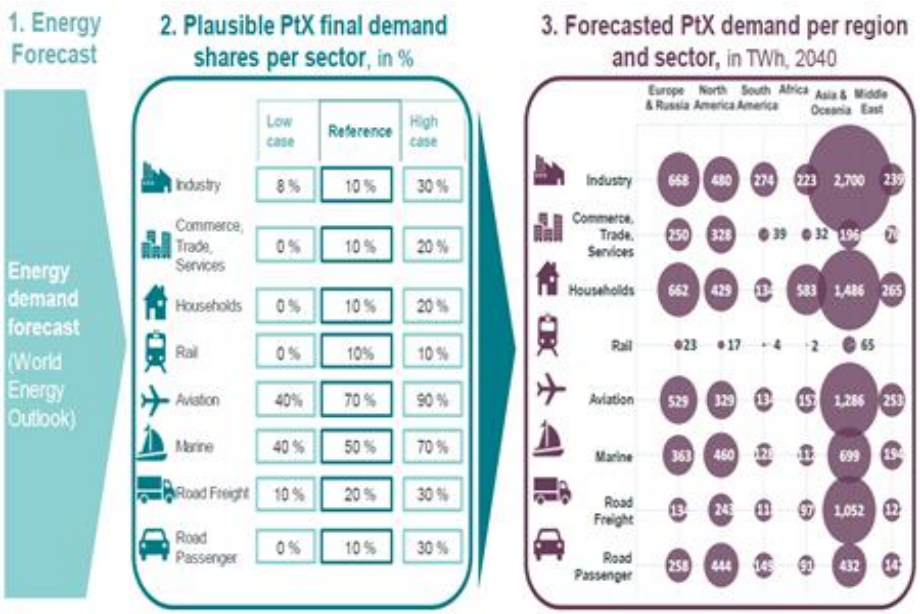

그림 22 IEA ETP 신정책시나리오 기반 2040년 PtX 제품 수요 전망(Jens and Bothe, 2018)

10) https://www.gasnews.com/news/articleView.html?idxno=80674

제 3 장 TIMES 분석모형 및 입력자료 구축

제 1 절 TIMES 모형 개요

본 장에서는 우리나라 전력부문을 대상으로 신재생에너지 확대 경로에서 화력발전소에 CCU 기술을 적용하는 기술옵션을 추가하여 화력 발전을 지속하면서도 감축을 달성할 수 있는 방안을 평가해보고자 한다. 이를 위해 TIMES 모형을 기반으로 CCU 기술로 재생에너지로부터 잉여전력을 활용하여 연료를 생산하는 모듈을 구조화한 기준에너지시스템(Reference Energy System, RES)을 작성하고, CCU 기술옵션이 모형에 포함되었을 때 감축제약 유무에 따른 변화를 추정하였다.

특히 재생에너지 확대에 따른 전력공급의 변동성과 시간별 수요 변화 등을 상세히 반영하기 위해 TIMES 모형 내 타임슬라이스 설정 기능을 이용하여 2015~2017년 시간대별 발전실적 및 부하패턴을 토대로 192개의 타임슬라이스 정보를 구성하였다. 여기에 배기가스로부터 CO_2와 재생에너지의 변동성으로 인해 전력 수요를 초과하는 전력 생산량으로부터 잉여전력을 활용하여 CCU 기술 기반 에너지 자원을 생산하는 모듈을 구성하였고, 이를 우리나라 전력공급 시스템 분석모형 내 기술옵션으로 추가하였다.

분석을 위한 기준 시나리오로 8차 전력수급계획 및 3차 에너지기본계획 권고안을 토대로 전력 총 수요 및 전원 확충계획을 반영하고 이때 기술옵션별 경제성을 토대로 경제적 논리에 의한 CCU 기술의 채택 정도를 분석하였다. CCU 기술은 아직 R&D 단계에 있

으므로 모형 입력자료 구성을 위한 기술별 특성치 자료는 문헌자료를 활용하여 구축하였다. 이후 글로벌 온실가스 감축목표인 2℃ 상승 제한 경로라는 추가적인 온실가스 감축제약 하에 CCU 기술 채택 정도 및 그에 따른 국내 전력공급 전원믹스에 미치는 영향을 분석하였다.

제 2 절 모형 구축

1. TIMES 모형 원리

TIMES와 같은 에너지시스템 모형은 지역 내 도입 가능한 에너지 공급 기술옵션을 정의하고, 모형 내에서 에너지 공급을 위한 다양한 대체 기술의 조합이 에너지공급과 에너지시스템 총 비용에 미치는 영향을 분석할 수 있도록 한다. 에너지시스템 모형에서는 에너지 수요를 포함한 최종 수요가 외생적으로 주어지며, 에너지 공급 기술 조합이 모형 내에서 결정된다.

에너지시스템 모형은 분석 대상 기술의 변화 및 시나리오 설정 등이 비교적 자유롭다. 이와 같은 특성 때문에 에너지시스템 분석 모형은 분석 대상의 최소 단위인 부문별 또는 산업 부문 업종별 온실가스 감축 수단, 온실가스 감축 잠재량, 한계감축비용(marginal abatement cost, MAC), 온실가스 감축 소요비용 분석에 매우 유용하게 활용될 수 있다. 특히 기준 시나리오 대비 신기술 도입 비용 추정이나 기술 대안 조합 및 시나리오 분석을 통해서 비용 효과적인 신기술 도입전략을 수립하는 데 매우 효과적인 분석 방법론이라

할 수 있다. 특히 TIMES의 경우는 다지역(multi-regional) 모형 구축 및 분석이 가능한데, 이는 여러 국가 간에 에너지 및 재화의 수출입을 반영하여 최적화 솔루션 도출 시 유용하다.

TIMES의 주요 기능으로는 최적에너지시스템의 제시, 기술적/정책적 대안의 평가, 온실가스배출량 및 감축수단들의 감축잠재량 평가, 한계감축비용 평가 등이 있다. 이러한 기능을 통해 에너지, 환경, 자원 분야의 다양한 측면에 입각한 정량적 분석결과를 제시하여 정책적 의사결정을 지원할 수 있다.

TIMES는 기술, 재화, 재화의 흐름 3가지 경제적 실체(entity)로 구성된다. 즉, 기술(또는 프로세스)은 특정 재화를 다른 재화로 변형시키는 차량, 공장, 특정 장치 등을 나타내며 재화는 에너지 매개체, 에너지 서비스, 물질, 화폐흐름, 배출 등을 나타내고 이 둘을 잇는 흐름으로 구성된다. 즉, 1차 에너지원에서 최종에너지 사용에 이르기까지 에너지수지표의 흐름을 기술을 기반으로 각 부문 내 및 부문 간 거래 내용으로 표현하기 위해 수요, 에너지 공급, 기술, 재화의 구성요소가 필요하다. 이를 네트워크 형태로 구현하면 기준에너지시스템이 만들어진다.

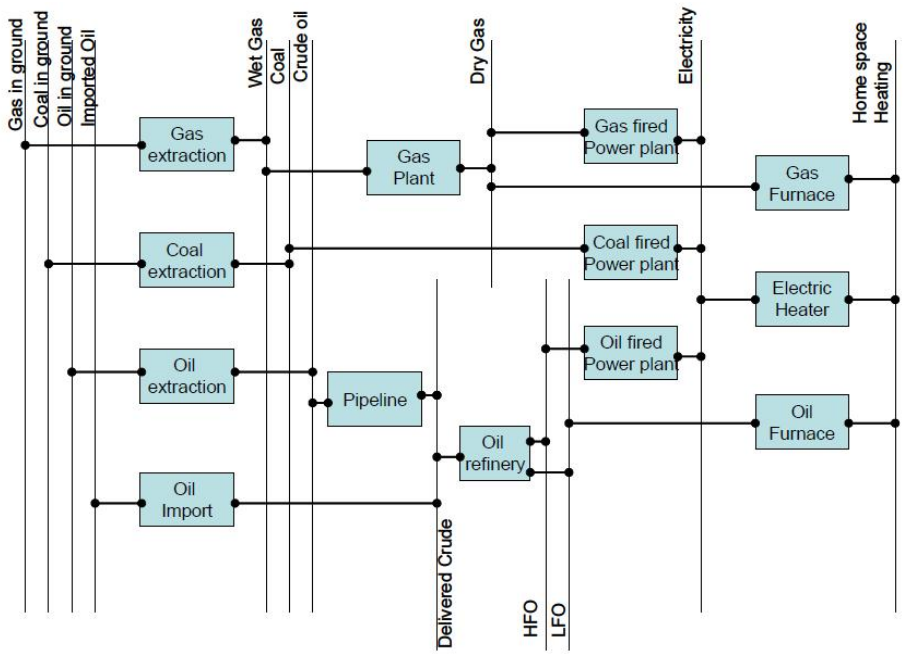

그림 23 에너지 생산 및 소비 관련 RES 예시(Loulou et al., 2016a)

에너지 시장은 기본적으로 완전경쟁시장을 가정하며, 공급자 및 소비자 잉여를 합한 총잉여(total surplus)를 최대화하는 수요-공급곡선 교차점에서 균형이 도출된다. 경제주체가 미래를 완전히 예측(perfect foresight) 가능하다는 전제하에 동태 부분균형 모형(dynamic partial equilibrium)이 구축된다. 여기에 기술 보급률, 배출제약, 원유 가격 등 에너지가격의 외생적 부여 등 사용자 정의에 따라 추가된 제약조건에서 최종수요를 충족하는 최소비용의 해를 찾아가며 도출된다. 따라서 각 제품들의 시장 가격은 한계 가치(marginal value)와 같다.

TIMES 모형에서는 전력의 잠재가치(shadow price)가 일정 구간동안 동일하기 때문에 수요곡선과 공급곡선이 계단형으로 나타난

다. 즉, 특정 재화를 생산하기 위한 가장 비용효과적인 기술로 최대 생산 후에는 재화를 추가 생산하기 위해서 보다 높은 추가비용을 지불해야 하는 기술이나 기술군을 사용하기 시작해야 한다. 또한 TIMES에서는 산출량이 증가하더라도 평균총비용이 동일한 선형성을 가정하기 때문에 규모의 경제(economies of scale)가 성립하지 않는다.

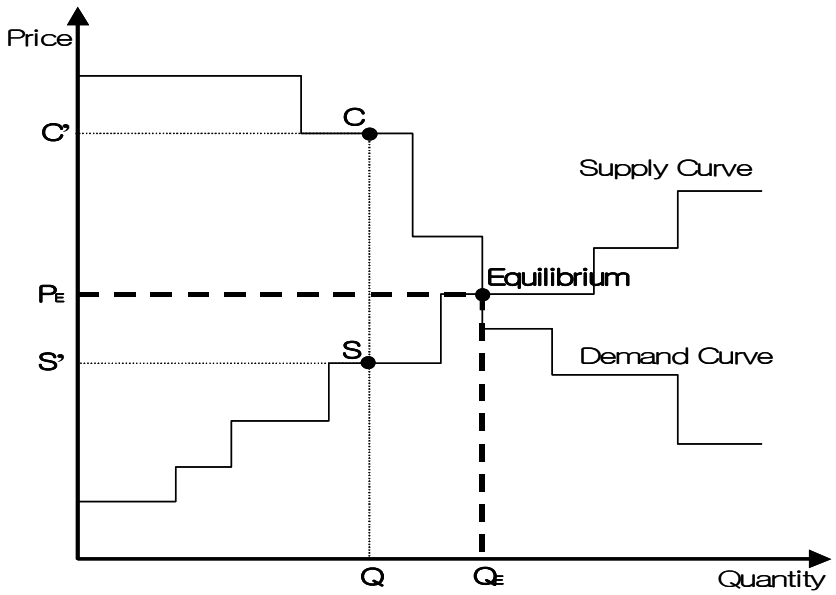

그림 24 TIMES 모형에서 수요 및 공급곡선(Loulou et al., 2016a)

TIMES는 특히 타임슬라이스의 설정이 자유로운데, 분석 기간 내에서 일부 구간은 연도별 분석, 장기전망과 같은 미래 분석을 위한 5년 단위와 같은 임의의 기간을 설정하는 등 사용자가 분석 기간의 구간(period)을 유연하게 정의할 수 있다. 또한 연중 분석을 상세화하기 위해 계절별, 주중/주말, 낮/밤 또는 시간대별 등의 구분

이 가능하다. 이러한 특성은 재생에너지와 같은 에너지 공급원의 간헐적 발전특성 등을 보다 정밀히 반영할 수 있게 한다.

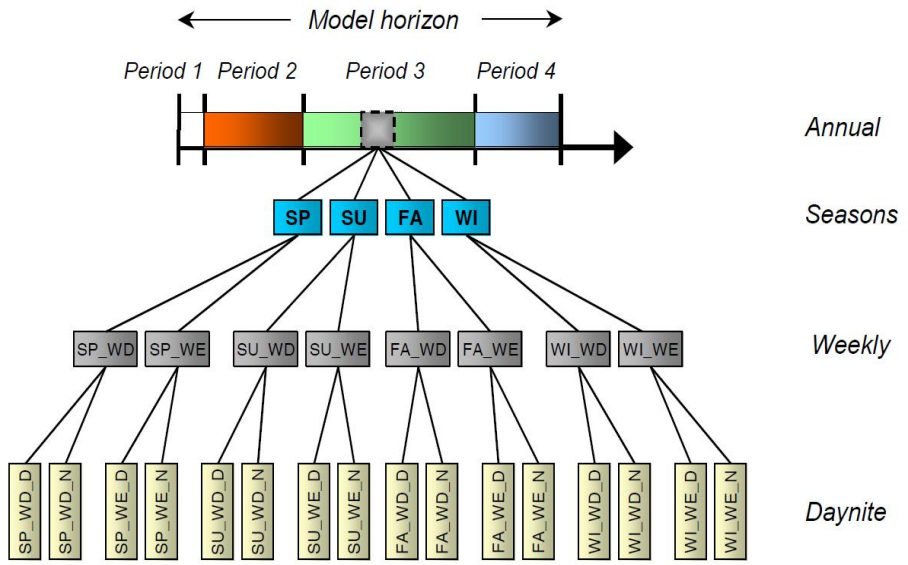

그림 25 타임슬라이스 구분 예시(Loulou et al., 2016a)

이러한 타임슬라이스에 대한 자유로운 설정이 가능한 배경은 TIMES 모형이 계층구조 기반으로 최적화 해를 도출하기 때문이다. 예를 들어, TIMES 모형에서는 재화와 프로세스에 각각 다른 수준의 타임슬라이스를 지정할 수 있는데, 'ANNUAL' 모형 기본 프레임에서 발전소별 이용률에 대해서만 'DAYNITE' 수준을 정의하였다면, 다른 모든 투입요소의 항목을 DAYNITE 수준으로 재입력할 필요 없이 Inheritance 파라미터라는 상위계층 레벨과 Aggregation 파라미터라는 하위계층 레벨을 설정하는 방식을 통해 계층 간 연산을 가능하게 한다. 즉, 타임슬라이스 트리를 구성하여 Inheritance 파라미터를 통해 상위계층 값으로 입력된 변수값을 하

위계층으로 ‘상속’ 하여 배분하는 과정을 만들고, Aggregation 파라미터는 하위계층 값으로 입력된 변수값을 ‘집계’ 하는 과정을 구현한다. 또한 각 레벨에서의 입력값을 단순 배분 및 합산하거나 입력값별로 지정된 타임슬라이스의 시간비중[11](G_YRFR)에 따른 가중치 부여도 가능하다.

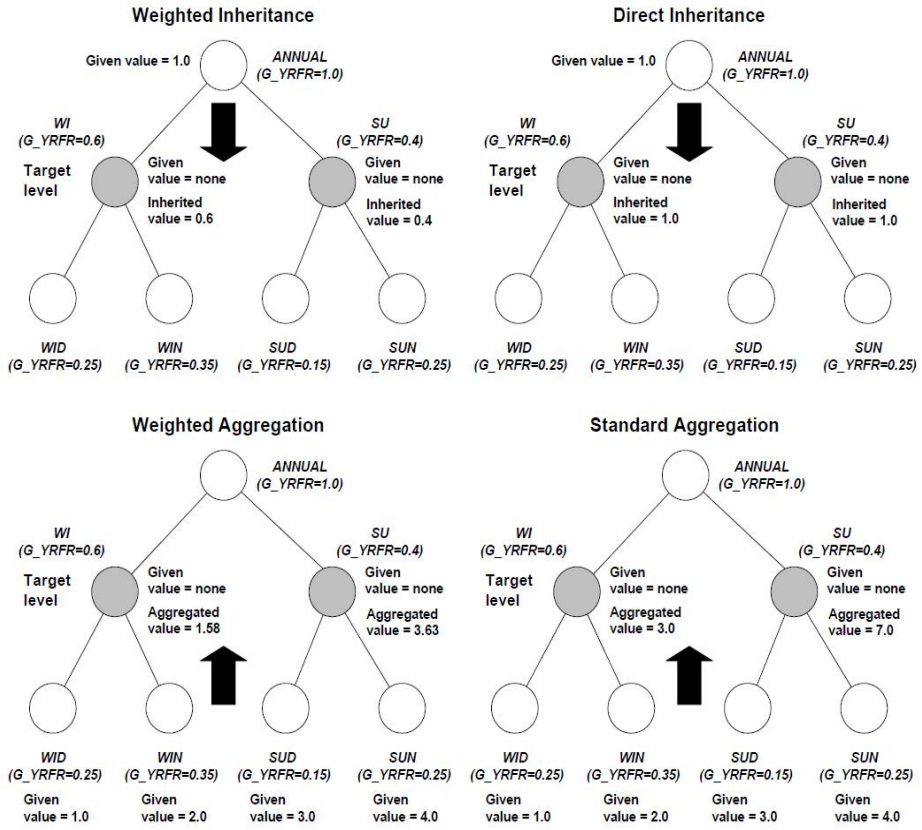

그림 26 타임슬라이스 계층구조(Loulou et al., 2016b)

또한 TIMES 모형은 모형 내에서 입력 자료를 기반으로 내삽(interpolation)과 외삽(extrapolation)법을 자동 적용하여 데이터

11) 1년 중 각 타임슬라이스가 차지하는 시간비중

입·출력 변수의 기간을 일치시키지 않아도 결과를 도출할 수 있다. 예를 들어, 특정 연도 기준으로 입력된 공정 및 수요관련 정보를 활용하여 모형 내에서 내삽과 외삽법을 통해 사용자가 지정한 분석기간에 대한 해를 도출한다.

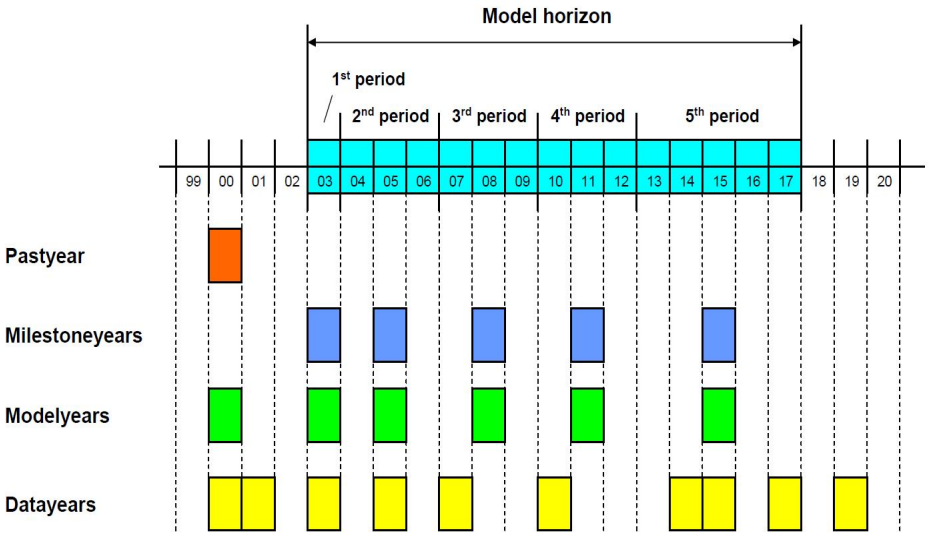

그림 27 TIMES 모형의 분석구간 및 데이터 입·출력의 유연성(Loulou et al., 2016b)

2. TIMES 모형의 목적함수 및 제약조건

TIMES는 분석기간 동안 연도별로 각 에너지 공급기술의 현재가치로 환산한 연간화 비용을 합한 총 에너지시스템 비용의 최소화를 목적함수로 취한다. 에너지 공급기술의 비용에는 투자비, 고정유지비, 변동유지비, 연료 및 원료 생산 또는 수입비 등이 포함된다.

<1> $$NPV = \sum_{r=1}^{R} \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \times ANNCOST(r, y)$$

단, *NPV* = 총 비용의 현재가치

ANNCOST(r, y) = 지역 *r*, 연도 *y*의 연간화 비용

d = 할인율

REFYR = 기준연도

YEARS = 분석 기간 내·외의 모든 연도의 집합

R = 지역

여기서, *NPV*는 TIMES의 목적함수로서 분석에 포함된 할인율(*d*)로 할인하여 현재가치로 환산된 총비용이고, *ANNCOST(r,y)*는 *r* 지역 *y*년도에 연간화비용, *REFYR*은 기준연도이며, *YEARS*는 분석 기간 내·외의 모든 연도에 걸쳐 발생된 비용을 반영할 수 있는 모든 연도의 집합을 의미한다. 연간화비용(*ANNCOST*)은 연간화된 투자비, 고정비, 유지비, 연료수송비, 에너지 채굴 및 수입비용 등 항목을 합한 것에 에너지 수출을 통해 얻은 수입을 차감하고, 오염물 배출에 부과되는 세금과 대안 시나리오에서 발생하는 손실을 합하여 계산된다. 모형의 기본 제약식은 다음과 같이 설비이전, 활동수준, 설비이용률, 재화수급균형, 프로세스 효율 및 흐름비중, 피크부하 등에 대한 제약으로 구성된다.

가. 설비이전(Capacity transfer) 제약

분석지역 *r*에 존재하는 각 기술 *p*의 *t*기에 가용한 설비의 총 용량은 과거 투자 설비용량의 잔존용량과 *t*기의 신규 투자 설비용량의

합이다. 여기서 잔존용량은 분석기간 이전에 입력되어 외생적으로 주어진 변수이다.

<2> $VAR_CAPT(r,t,p) =$

$$\sum_{t-t' < LIFE(r,t',p)} VAR_NCAP(r,t',p) + RESID(r,t,p)$$

단, *VAR_CAPT(r,t,p)* = 기술 *p*의 *t*기에 총 설비용량

LIFE(r,t'p) = 기술 *p*의 *t*기에 기술수명

VAR_NCAP(r, t', p) = 기술 *p*의 *t*기에 신규투자 설비용량

RESID(r, t, p) = 기술 *p*의 *t*기에 기존 설비용량

나. 활동수준(Activity definition) 제약

TIMES 모형 내에서 재화의 흐름과 재화의 수량에 관계된 활동수준을 연결시키기 위해 전환계수를 활용하여 두 변수 사이의 관계를 지정하는 제약 조건이 필요하다. 즉, 하나의 상품을 소비하여 단일 생산품을 생산하는 공정에서는 이 두 흐름중의 하나를 기준으로 최종 프로세스를 정규화해야 한다. 다수의 투입재와 산출물과 관련된 보다 복잡한 공정에서는 먼저 온실가스 배출, 투입재, 에너지 등 재화 그룹으로 활용될 상품그룹(*pcg*)을 투입 또는 산출 그룹으로 정의하고, 흐름변수 *VAR_FLO(r, v, t, p, c, s)*를 가중치 성격의 전환계수로 나눠 활동변수 *VAR_ACT(r, v, t, p, s)*를 도출한다.

<3> $VAR_ACT(r,\nu,t,p,s) =$

$$\sum_{c\in pcg} VAR_FLO(r,\nu,t,p,c,s)/ACTFLO(r,\nu,p,c)$$

단, *VAR_ACT(r, v, t, p, s)* = *t*기에 타임슬라이스 *s*에서의 빈티지 *v*의 기술 *p*에 대한 활동수준

VAR_FLO(r, v, t, p, c, s) = *t*기에 타임슬라이스 *s*에서 빈티지 *v*의 기술 *p*로부터 생산된 재화 *c*의 흐름

ACTFLO(r, v, p, c) = 빈티지 *v*의 기술 *p*로부터 생산된 재화 *c*의 활동수준 전환계수

다. 설비이용(Use of capacity) 제약

설비의 이용률(Availability Factor, AF)은 설치된 설비용량을 기준으로 매 타임슬라이스마다 다르게 정의될 수 있다. 기본적으로 전체비용을 최소화하는 방향으로 특정 타임슬라이스에서 일부 또는 전체 설비를 이용하게 되며, 이외에도 분석자가 발전비중에 대한 정책목표 설정 등 임의로 이용률을 설정할 수 있다. 단, 분석구간 내에 특정 기술의 활동수준은 이용 가능한 각 설비의 이용률과 설비용량을 곱한 값을 초과할 수 없다.

<4> $VAR_ACT(r,\nu,t,p,s) \le \text{or} =$

$$AF(r,\nu,t,p,s)*PRC_CAPACT(r,p)*FR(r,s)*VAR_CAP(r,\nu,t,p)$$

단, *VAR_ACT(r, v, t, p, s)* = *t*기에 타임슬라이스 *s*에서의 빈티지 *v*의 기술 *p*에 대한 활동수준

AF(r, v, t, p, s) = *t*기에 타임슬라이스 *s*에서의 빈티지 *v*의 기술 *p*의 가동률

PRC_CAPACT(r, p) = 기술 *p*의 활동수준과 설비용량 사이의 전환계수

FR(r, s) = 타임슬라이스 *s*가 차지하는 연간 시간비중

VAR_CAP(r, v, t, p) = 빈티지 *v*의 *t*기에 기술 *p*의 설비용량

라. 재화 수급균형(Commodity balance) 제약

*t*기의 타임슬라이스 *s*에 *r*지역 내 각 재화 *c*의 지역 생산량 및 수입량의 합계는 지역 내 소비량 및 수출량의 합계와 같거나 크다. 상품의 경우 비용최소화를 위해 필요한 만큼만 생산하도록 소비 및 수출 등 재화의 처분활동과 정확히 같은 양의 생산 및 수입이 허용된다. 반면 에너지 재화의 경우 피크부하 대응과 실시간 수급 일치를 위한 발전기 운전 특성 상 에너지수요 이상의 생산이 경제적일 수 있기 때문에, 소비보다 많은 양의 생산을 허용하는 부등호 관계가 성립한다. 이때 재화가 타임슬라이스 단위로 정의될 경우 각 타임슬라이스 마다 재화의 균형조건이 성립해야 한다.

<5> $[(\sum_{p,c\in \top(r,p,c,"out")} VAR_FLO(r,\nu,t,p,c,s)$

$+ VAR_SOUT(r,\nu,t,p,c,s)* STG_EFF(r,\nu,p))$

$+ \sum_{p,c\in RPC_IRE(r,p,c,"imp")} VAR_IRE(r,t,p,c,s,"imp") \geq \text{or} =$

$+ \sum Release(r,t,p,c)* VAR_NCAP(r,t,p,c)]* COM_IE(r,t,c,s)$

$+ \sum_{p,c\in TOP(r,p,c,in)} VAR_FLO(r,\nu,t,p,c,s) + VAR_SIN(r,\nu,t,p,c,s)$

$+ \sum_{p,c\in RPC_IRE(r,p,c,"exp")} VAR_IRE(r,t,p,c,s,'exp")$

$+ \sum_{p} Sink(r,t,p,c)* VAR_NCAP(r,t,p,c) + FR(c,s)* VAR_DEM(c,t)]$

단, 에너지형태 재화는 (≥) 관계 성립, 이외 재화 및 배출량 관련 제약식은 (=) 관계 성립

VAR_SOUT=SIN(r, v, t, p, c, s) : 빈티지 *v*의 기술 *p*로부터 저장된 투입 및 산출 흐름

TOP(r, p, c, "in/out") = 기술 *p*로부터 생산된 재화 *c*의 투입 및 산출 흐름

RPC_IRE(r, p ,c, "imp/exp") = 기술 *p*로부터 생산된 재화 *c*의 수입 및 수출 흐름

STG_EFF(r, v, p) = 기술 *p*의 저장 효율

COM_IE(r, t, c) = 재화 *c*의 인프라 효율

Release(r, t, p, c) = 기술 *p*의 설비 해체 기간 동안에 발생되는 일부 재화 또는 연료 *c*의 양

Sink(r, t, p, c) = 기술 *p*의 신규설비 생산 단위 당 필요한

재화 또는 연료 *c*의 양

FR(s) = 타임슬라이스 *s*가 차지하는 연간 시간비중 (*Annual* 단위 입력 시 1)

마. 프로세스 효율(Efficiency definition)의 정의

TIMES 모형에서는 프로세스의 투입 및 산출에 대한 관계를 나타내는 효율과 관련된 제약조건이 필요하다. 즉, 입력 총 합계와 출력 총 합계 사이의 비율이 프로세스 효율이 된다. 예를 들어, 투입재 그룹 *cg1*과 산출물 그룹 *cg2*가 있다면 산출물의 합계는 투입재의 합계에 프로세스 효율을 곱한 값으로 결정된다.

<6> $$\sum_{c \in cg2} VAR_FLO(r, \nu, t, p, c, s)$$

$$= FLO_FUNC(r, \nu, cg1, cg2, s)$$

$$* \sum_{c \in cg1} COEFF(r, \nu, p, cg1, c, cg2, s) * VAR_FLO(r, \nu, t, p, c, s)$$

단, *cg1* = 투입재 그룹

cg2 = 산출물 그룹

FLO_FUNC(r, v, cg1, cg2, s) = 빈티지 *v*의 투입재 그룹 *cg1*과 산출물 그룹 *cg2* 사이의 기술 *p*의 효율

COEFF(r, v, p, cg1, c, cg2, s) = 타임슬라이스 *s*별 흐름 변수값 조정계수

바. 프로세스 흐름 비중(Flow share) 제약

재화 그룹이 둘 이상의 투입 및 산출 요소를 포함할 때 각 흐름별 비중 제약조건을 부여하여 투입과 산출물을 추가적으로 구체화할 수 있다. 가령 여러 가지 물질이 동시에 생산되는 석유정제공정에서 *c1*은 경질 경유, *c2*는 경질 중유, *c3*는 중질 원유라고 할 때, 세 가지 정제 제품의 총 합계를 비율적으로 분할하여 출력 슬레이트(slate)의 유연성을 제한할 수 있다. 총 산출물 중 *c1*은 최대 0.4배, *c2*는 최대 0.5배, *c3*는 최대 0.6배를 생산하도록 정의한다면, 아래와 같은 식으로 표현 된다.

$$VAR_FLO(c1) \le 0.4*[VAR_FLO(c1) + VAR_FLO(c2) + VAR_FLO(c3)],$$
$$VAR_FLO(c2) \le 0.5*[VAR_FLO(c1) + VAR_FLO(c2) + VAR_FLO(c3)],$$
$$VAR_FLO(c3) \le 0.6*[VAR_FLO(c1) + VAR_FLO(c2) + VAR_FLO(c3)]$$

이를 일반화하여 표현하면 다음과 같다.

<7> $$VAR_FLO(c) \le, \ge, =$$
$$FLO_SHAR(c)* \sum_{c' \in cg} VAR_FLO(c')$$

사. 피크부하 조건

전력 및 열과 같은 특수 재화의 경우, 수요변동성으로 인하여 해당 재화를 생산하기 위한 모든 기술의 총 이용 가능 용량이 최대 피크부하에 필요한 용량 대비 특정 비율만큼 더 많도록 설정된다. 이 제약은 전력 공급 시 비계획 운전중지나 담수량의 저하 등과 같

이 예측 불가능한 불확실한 요인으로 인해 공급능력 저하가 발생하더라도 전력 및 열을 원활하게 공급하는 것을 보장한다. 이때 각 발전원별 출력 특성에 따라 피크부하에 기여할 수 있는 기여도가 달라지는데, 이를 피크부하 기여계수로 나타낸다. 피크부하 기여계수는 피크부하 시점에 기여할 수 있는 정도를 나타내며, 여기에 정격용량을 곱하면 발전원별 실효용량이 도출된다. 따라서 출력 조정이 자유롭지 못한 풍력이나 태양광 발전 등은 1보다 작은 피크부하 기여계수를 갖고, 가스발전이나 원자력은 거의 1에 가까운 피크부하 기여계수를 가지는 것이 일반적이다.

<8>
$$\left[\sum_{pproducingc=pcg} PRC_CAPACT(r,p)*Peak(r,\nu,p,c,s)\right.$$
$$\left.FR(s)*VAR_CAP(r,\nu,t,p)*VAR_ACTFLO(r,\nu,p,c)\right]$$
$$+\sum_{pproducingc\neq pcg} NCAP_PKCNT(r,\nu,p,c,s)*VAR_FLO(r,\nu,t,p,c,s)$$
$$+VAR_IRE(r,t,p,c,s,i)$$
$$\geq [1+COM_PKRSV(r,t,c,s)]$$
$$*\sum_{(pconsumingc)} VAR_FLO(r,\nu,t,p,c,s)+VAR_IRE(r,t,p,c,s,e)$$

단, *NCAP_PKCNT(r, v, p, c, s)* = *t*기 피크 부하시기에 열 및 전력 생산을 위한 기술 *p*의 기여 수준

COM_PKRSV(r, t, c, s) = 타임슬라이스 *s*의 재화 *c*에 대한 예비율, 지역별 특성 반영한 고유계수 형태

제 3 절 분석시스템 설계

1. 기준에너지시스템 설계

TIMES 모형 구축을 위해 김수덕 · 오재익(2016)에서 인용된 한국에너지기술평가원 에너지기술 DB 자료를 활용하여 발전기술별 비용, 효율, 이용률, 기술수명 등을 구성하였다. 해당 자료에서 이용이 어려운 연료전지 발전기술정보는 김주청(2013)을 참고하고, 유연탄 열병합, 원자력, IGCC 발전기술정보는 ETRI(2014)를 참고하였다. 발전단에서 생산한 전력에 송배전효율을 곱하여 최종전력수요와 일치하도록 구성하였으나, 송배전 설비투자비용은 고려하지 않았다.

CCU 기술에 대한 기준에너지시스템 범위는 재생에너지로부터 잉여전력을 공급받아 최종 전력 생산용 연료물질로 전환되는 과정까지를 분석의 대상으로 설계하였다. 이는 기술로부터 생산될 수 있는 다양한 제품 중에 최종 제품을 다시 전력 형태로 방출하는 시스템 경계로 한정하면서 전력 공급을 위한 인프라는 기존의 전력 공급망을 활용하게 되므로 별도의 추가적 인프라가 필요하지 않기 때문이다.

전체 시스템 내 구조로는 기존 석탄 화력발전소와 천연가스 화력발전소에 장착(Retrofit)을 기준으로 하며, 이들 화력발전소에서 배출되는 CO_2를 원료로 활용하여 연료로 전환 시 소요되는 에너지원을 잉여전력으로 한정한다. 따라서 두 가지의 CCU 기술은 기존 화석연료 수입 모듈을 대체하는 에너지 생산모듈로 장착되어 석탄

및 LNG 발전소에 각각 적용되게 된다. 기술비용과 관련하여서는 기존 화력 발전기에 에너지 생산모듈을 장착하기 위한 설비투자비와 운전유지비가 증가된 형태로 모형에 반영되어 기존 전력생산 기술들과 경쟁하게 된다. 또한 기존 발전소에 CCU 기술을 장착하는 옵션 외에도, CCU 기술 도입비용에 기존의 석탄 및 천연가스 발전소 발전비용을 추가하여 하나의 신규 전력공급기술로도 도입이 가능하도록 구성하였다.

CCU 기술들은 발전소 인근에서 설치되는 것을 가정하여 연료 생산 후의 수송 등은 고려하지 않았다. 이는 원거리에서 연료가 생산된다고 하더라도 기존의 석탄 및 목재펠릿 등의 육상 수송 및 천연가스 파이프라인 수송을 대체하는 형태가 되므로 신규로 투자비용이나 온실가스 배출이 증가한다고 보기 어렵기 때문이다.

최종 CCU 기술이 반영된 기준에너지시스템은 다음과 같다.

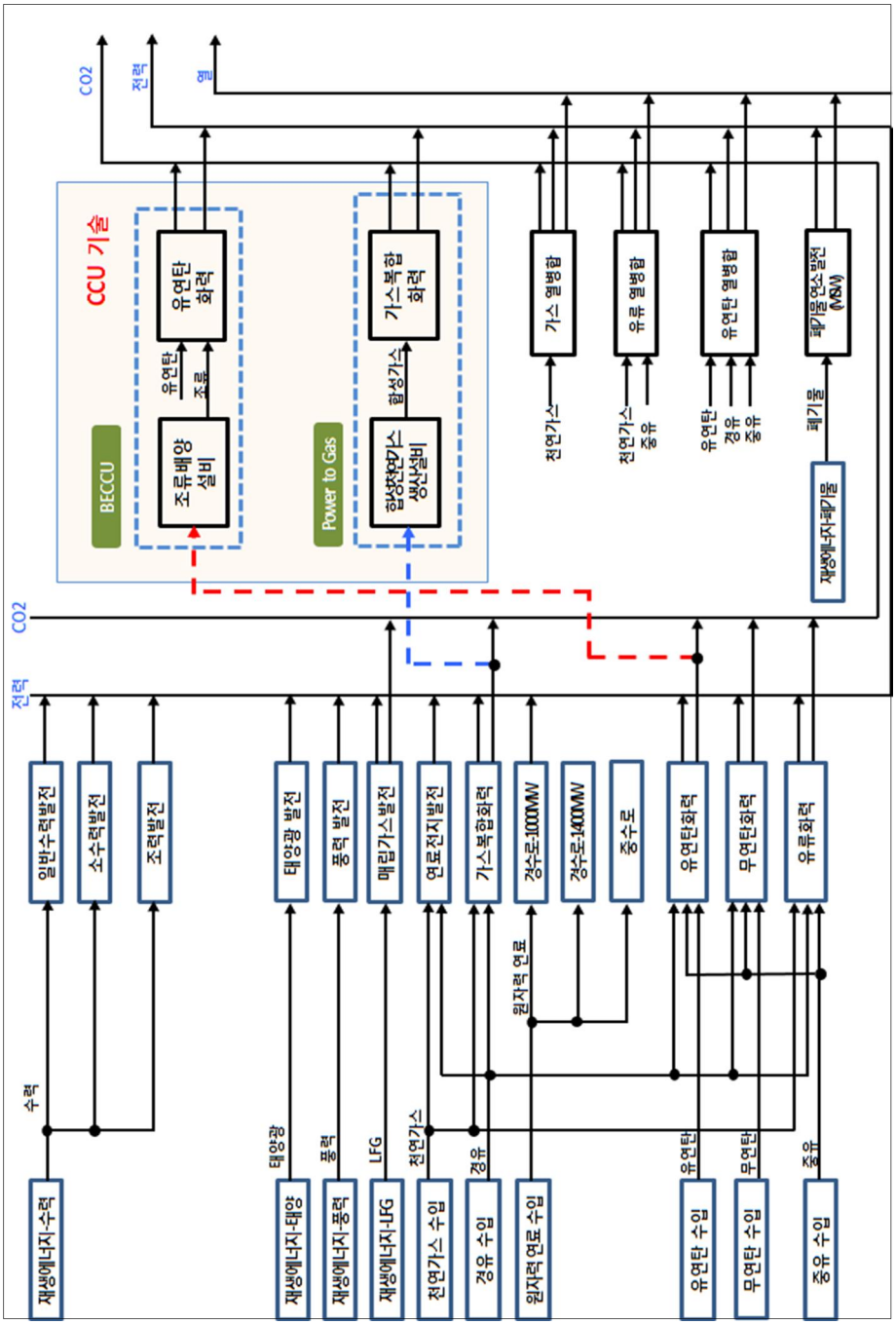

그림 28 TIMES 전환부문 발전기술 구성도

2. 분석대상 기술특성치 정의

본 연구에서 분석하고자 하는 CCU 기술의 경쟁력과 이를 기반으로 에너지시스템을 분석하기 위해서는 동 기술의 도입비용, 공정으로의 투입에너지 및 제품 생산으로부터의 에너지 공급 잠재량, 온실가스 배출 특성 등 기술특성치에 대한 정의가 필요하다. 이는 분석결과 도출에 미치는 영향이 크므로 기술특성치 정의를 위한 전제조건의 가정과 대푯값 등에 대한 검토는 매우 중요하다.

본 연구에서 분석대상으로 선정한 기술은 현재 국내외에서 기술개발 및 실증단계에 있는 미래기술이기 때문에 문헌자료 기반 조사가 불가피하며, 이에 따른 불확실성이 존재한다. 따라서 신뢰할 수 있는 자료의 구축을 위한 주요 기관에서의 발표 내용과 기술 구현 범주가 가장 유사한 문헌을 탐색하고 전문가들의 의견을 참조하여 불확실성을 최소화하고자 했다. 이를 기반으로 최종 분석대상 기술인 두 가지의 기술에 대해 각 공정에서의 에너지 투입 및 CO_2 투입 · 배출량 및 투자비, 고정비, 변동유지비 등에 대한 특성치를 정리하였다.

가. BECCU 기술

먼저, 석탄발전에 사용할 미세조류 바이오매스 생산 공정에 대한 특성을 정의한다. 미세조류는 다른 바이오매스와 달리 고밀도 대량 배양이 가능하며, 기존 바이오 연료 생산공정 대비 단위 면적당 생산성이 높다는 장점이 있다. 미세조류 배양은 광 생물반응기를 사용하는 것으로 가정하고, 배양 후에는 수확, 탈수, 건조 과정을 거쳐서 최종적으로 건조된 바이오매스를 얻는다. 이때 미세조류 배양 시

설에서 주요 투입요소는 다량의 CO_2가 포함된 화력발전소의 배기가스이며, 미세조류가 CO_2를 고정화하여 다시 발전용 연료를 생산하므로 탄소순환형 기술이 된다.

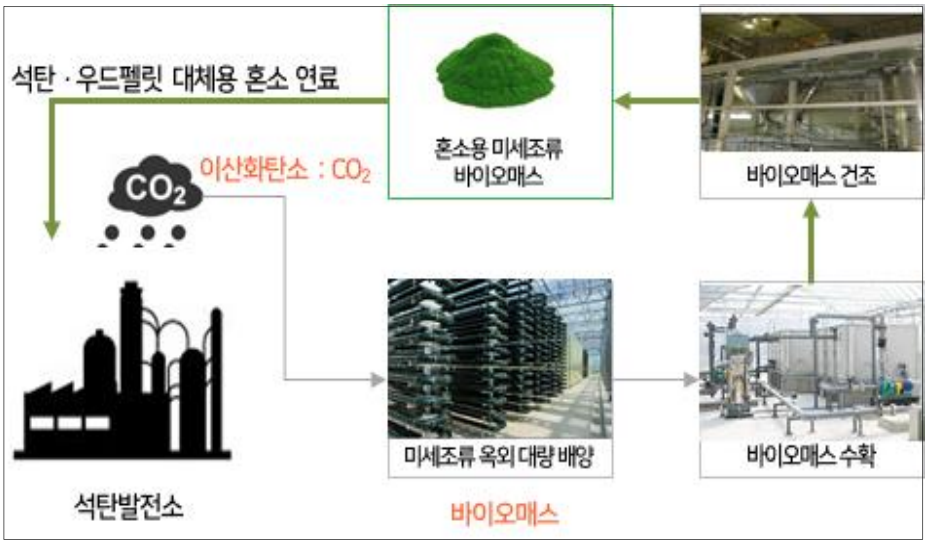

그림 29 BECCU 생산공정 개념도(옥외배양 플랜트(㈜카이로스), 바이오매스 수확 플랜트(차세대바이오매스연구단), 바이오매스 건조 플랜트(해양생물산업육성센터))

자료: ㈜카이로스, http://www.cstimes.com/?mod=news&act=articleView&idxno=142658;
차세대바이오매스연구단, http://hellodd.com/?md=news&mt=view&pid=61202;
해양생물산업육성센터, http://m.bioin.or.kr/board.do?num=216054&bid=report&cmd=view;
검색일: 2019.7.11

먼저 투자비 산정을 위해 Giostri et al.(2016)에서 제시된 500ha 면적에서 옥외배양(Open pond)[12] 시스템 기준으로 산정된 문헌 값을 활용하였다. 해당 논문에서는 단위 면적(ha)당 필요 설비 비용을 제시하고 있는데 특히 미세조류 바이오매스 건조 및 수확공

12) 미세조류의 배양을 위해 주로 옥외배양(open pond system)과 광생물반응기(Photobio reactor close system)를 이용하는데, 옥외배양은 주로 호수 및 연못(pond)의 형태를 갖춘 반응시설로서 일조량이 많은 국가에 적합한 배양방법임

정에 필요한 전력생산을 위한 별도의 설비 설치를 가정하여 전력생산과 관련된 투자비 및 운전유지비를 반영하고 있다. 본 연구에서는 필요 전력이 잉여전력으로부터 공급되므로 전력과 관련된 비용은 제외한다. 또한 본 연구에서는 CCU 기술의 충분한 실증 이후 상용화 시 비용을 반영하고자 하므로 R&D 단계에서 기술의 불확실성 때문에 높게 설정되는 예비비(contingency)는 제외하였다. 공정 특성과 관련하여서는 문헌상의 Open pond 시스템 대신 제한된 국토면적을 반영하고자 우리나라 현실에 맞는 공정인 광배양기(PBR) 시스템 기준으로 변환하였다. PBR 시스템의 경우 Open pond 시스템에 비해 복잡한 시설이 요구되기 때문에 투자비가 증가하게 된다. Davis et al.(2011) 논문을 참고하면 PBR 시스템이 Open pond 시스템에 비해 투자비가 2.54 배 높은 것으로 추정되므로 이를 반영하였다.

운전유지비와 관련하여서도 Giostri et al.(2016)를 참고하였다. 제시된 금액 중 사무직과 관련된 인건비와 투자비의 2%에 해당하는 운전유지비 항목을 고정비용으로 반영하고, 이외 비료, 공정운전인력, 용수비 등을 변동유지비 항목으로 반영하였다.

다음은 면적당 생산량 추정이 필요한데, Davis et al.(2011)을 참고하면 Open pond가 25g/m^2/day, PBR이 1250g/m^3/day로 Open pond 시스템에 10cm의 깊이를 가정 시, 단위 부피당 약 5배의 생산량 증대를 기대할 수 있어 이를 반영하였다.

나. Power to gas 기술

Power to x 기술 기반으로 전력을 생산하기 위한 다양한 연료 생산이 가능하지만, 본 연구에서는 NGCC(natural gas combined

cycle) 등 천연가스 발전소에서 연료로 활용을 목적으로 한 합성천연가스(synthetic natural gas, SNG) 제조 기술로 분석 대상을 한정한다. 해당 기술 역시 발전소 배기가스로부터 CO_2를 포집한 후, 물분해시설로부터 제조된 수소를 합성하여 발전용 연료를 얻는 탄소순환형 기술로, 이때 공정에서 필요한 에너지를 신재생 전력과 같은 저탄소 발전원을 사용 시, 온실가스 감축효과가 더 크다.

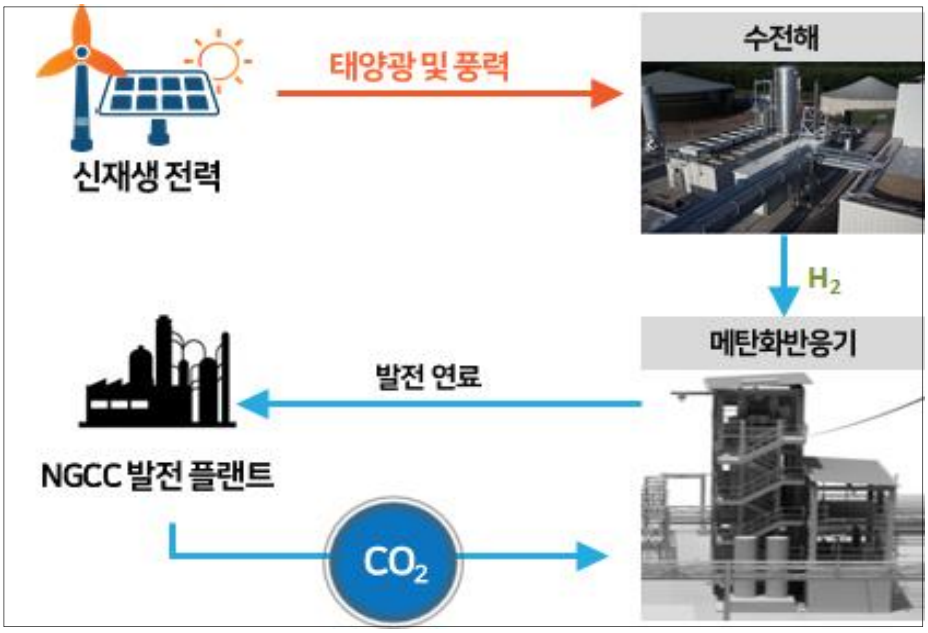

그림 30 Power to gas 생산공정 개념도(AUDI EG))
자료: AUDI AG,
https://forschung-energiespeicher.info/en/project-showcase/versorgungsnetze/projekt-einzelansicht/110/Weltweit_erste_industrielle_Power_to_Gas_Anlage/, 검색일: 2019.7.11

Power to gas 기술에서 고려되는 시스템은 크게 3개의 모듈로, CO_2 포집공정, 수소 생산공정, 합성천연가스 생산공정으로 구성된다. 동 기술 역시 R&D 단계에 있어 해외문헌조사를 통해 각 모

듈에 대한 기술특성치를 구성하였다. 먼저 합성천연가스 생산공정에 대해서는 Blanco et al.(2018)을 참고하였다. 해당 논문에서는 현 시점 및 미래 시점에서 주요장치비와 운전비, 이용률, 기술수명에 대한 문헌정리를 통해 기준 시나리오와 최저비용 및 최대비용 시나리오 각각에 대한 추정치 정보를 구성하였다. 이는 그간의 많은 연구들에서 제시된 투자비 등의 정보가 세부 항목별로 확인이 불가하여 적정 수준에 대한 검토가 어려운 불확실성을 상쇄하기 위한 방편으로 최대치와 최소치를 검토하고자 한 것이었다. 우선 기준 시나리오에서는 Vandewalle et al.(2015)로부터 2015년 기준으로 750€/kW 설비투자비용과 Ausfelder et al.(2015)로부터 2050년의 비용하락 전망치를 참조하였으며, 이 두 자료를 기반으로 내삽법을 이용하여 중간연도를 추정하였다. 한편 Min 시나리오에서는 Gassner and Maréchal(2015)를 인용하여 음식물 쓰레기와 같은 바이오매스 처리 시설에서의 메탄화 공정을 기반으로 투자비를 설정하고 있다. 따라서 전기화학공정을 가정하는 본 연구와 대상공정이 다르므로, 기초자료로는 부적절하다고 판단된다. 최종 본 연구에서는 Blanco et al.(2018)에서 제시된 기준 시나리오 값을 활용하는 대신에 Max 시나리오로 검토한 de Bucy et al.(2016) 제시 2030년 투자비 값을 활용하고자 한다. 이는 해당 문헌에서 기준 시나리오로 제시하는 많은 문헌에서 검토하는 투자비 수준과 유사하기 때문에 대푯값으로 적절하다고 판단되기 때문이다. 열량 정보는 Ronald et al.(2014)을 참고하였다. 이외 수소 생산공정에 대해서도 de Bucy et al.(2016) 발표 값을 참고하였다.

운전유지비와 관련하여서는 변동유지비와 고정유지비로 나누어지는데, Blanco et al.(2018)에서는 변동유지비의 대부분이 CO_2

조달비용에 해당한다고 언급하고 있다. 본 연구에서는 CO_2 포집시설에 대한 투자비 및 운전유지비로 별도로 산정하고자 하므로 CO_2 조달 비용과 관련된 변동유지비는 제외하였다. 고정유지비에 대해서도 de Bucy et al.(2016)를 참고하여 수소 생산 전해조 투자비의 1.5%, 합성천연가스 생산공정 투자비의 7.5%를 반영하여 고정유지비를 산정하였다.

표 15 Power to gas 메탄화공정 기술특성치

시나리오	연도	투자비	고정운전비	효율	이용률	기술수명
		€/kW	€/kW	%	%	(년)
Base	2015	750[1)]	37.5	75[6)]	95	25
	2020	600	30	78	95	25
	2030	450	22.5	81	95	25
	2050	250[2)]	12.5	85[4)]	95	25
Min	2020	150[3)]	4.5	85[7)]	95	30[8)]
	2030	125	3.75	87	95	30
	2050	75[4)]	2.25	90	95	30
Max[5)]	2015	1,500	101.3	79.4	95	20
	2030	1,000	75	79.4	95	20
	2050	700	52.5	79.4	95	20

자료: 1) Vandewalle et al.(2015) (Blanco et al., 2018 재인용); 2) Ausfelder et al.(2015) (Blanco et al., 2018 재인용); 3) Gassner and Maréchal(2015) (Blanco et al., 2018 재인용); 4) Grond et al.(2013) (Blanco et al., 2018 재인용); 5) de Bucy et al.(2016) (Blanco et al., 2018 재인용); 6) Kötter et al(2015) (Blanco et al., 2018 재인용); 7) Dickinson et al.(2010) (Blanco et al., 2018 재인용); 8) Moeller et al.(2014) (Blanco et al., 2018 재인용)

포집 공정 관련 비용은 미국의 NETL(2015) 내 NGCC 발전소 및 포집공정 비용 정보를 활용하였다. 이때, 해당 연구에서 아직 상용화에 도달하지 않은 천연가스 발전소 대상 포집 공정의 기술적

불확실성에 기인한 예비비(Contingency) 비용은 반영하지 않았다. 따라서 포집공정 투자비로 NETL(2015) 내 총 플랜트비용(TPC, Total Plant Cost)을 기준으로 포집공정 장착 전과 장착 후의 차이 금액인 796$/kW를 반영하였다. 운전유지비도 마찬가지로 포집공정 장착 전과 장착 후의 차이금액으로 변동비로는 3.2$/MWh, 고정비로는 2.3$/MWh를 각각 반영하였다.

다. CCU 기술 반영 발전기술 특성치 비교

최종 BECCU 기술과 Power to gas 기술로부터 투자비, 고정비, 변동비를 비교하면 단위 전력생산 당 투자비, 고정비는 BECCU 기술이 우세한 것으로 추정되었으며, 변동비는 BECCU 기술이 다소 높은데, 이는 미세조류 배양과 관련된 용수 및 질소비료영양분 등 공정 운전을 위한 소모재 비용 때문이다.

표 16은 두 기술을 반영하여 발전기술별 특성치를 비교한 것으로 두 가지 CCU 기술의 경우 적용되는 해당 발전소과 관련된 비용도 모두 포함하고 있다. 만약 모형 내에서 CCU 기술을 도입하기 위한 신규 화력발전소를 건설한다면 해당 기술특성치 수준의 비용이 반영되나, 신규 화력발전소 건설이 없는 경우에는 발전소 비용을 제외한 CCU 기술로부터의 에너지 생산비용만 반영된다.

여기서 유의해야할 점은 변동비에 포함된 에너지비용은 참고문헌을 토대로 작성되어 있으나, 실제 모형 내에서 에너지비용은 직접 계산되기 때문에 실제 모형 구동을 위한 입력변수에서는 제외되었다.

표 16 발전기술별 특성치

발전원	기술 수명(년)	투자비 ($/kW)	고정비 ($/kW.년)	변동비 ($/KWh)	효율 (%)	이용률 (%)
일반수력	50	214	133	-	34	25
소수력	50	816	17	-	34	36
조력	30	1,902	39	0.02	34	21
태양광	20	4,798	97	-	34	15
풍력	20	2,118	26	-	34	30
LFG	20	716	28	0.00	38	40
MSW	20	1,462	52	0.01	35	22
경수로-1000	40	1,666	209	0.00	34	85
중수로	40	1,969	234	0.00	34	85
무연탄	30	1,246	145	0.02	37	90
유연탄	30	1,282	162	0.01	39	90
유연탄(USC)	30	1,811	29	0.01	42	90
가스터빈	30	485	119	0.04	49	90
가스터빈열병합	30	465	69	0.04	38	38
중유발전	30	182	39	0.00	37	33
중유열병합	25	1,462	50	0.01	35	65
연료전지(SOFC)	30	8,842	265	0.01	50	85
경수로-1400	60	5,079	95	0.00	35	85
유연탄열병합	35	2,291	69	0.01	39	85
IGCC	35	2,822	71	0.01	45	85
BECCU	30	7,833	122.3	0.08	42	90
Power to gas	30	8,029	297.8	0.00	49	90

자료: 김수덕・오재익(2016), 김주청(2013), ETRI(2014) 참고하여 재작성. BECCU와 Power to gas는 100% 전소 기준으로 기존의 발전설비 비용을 합산하여 산정함

제 4 절 시나리오 구성

1. 베이스라인 시나리오

베이스라인 시나리오로는 8차 전력수급기본계획과 3차 에너지기본계획에서 발표한 발전비중 목표와 발전설비 확충 계획을 반영하였다. 즉, 노후 화력 및 설계수명 만료 원전을 모두 폐지하고 신재생전원을 확대하여 2030년 발전비중의 20%, 2040년 발전비중의 30%까지 증대하는 에너지전환 정책을 가정하였다. 원별로 살펴보면 2017년 원전 설비용량 22.5GW에서, 신한울 1,2호기와 신고리 4,5기 총 5.6GW 규모 추가 확충과 노후 원전 10기 중단을 포함하여 총 8.5GW 감소를 반영하였다. 또한 2031년 이후 신규 건설은 없다고 가정하였다. 석탄화력 발전설비의 경우는 기 추진 중인 신규설비를 감안하여 분석 기간 내 최대수준인 2031년 발전설비용량 39.92GW을 감안하여 모형 내에서 이를 초과하지 못하도록 설정하되, 경제적 옵션일 경우 자율적으로 건설을 선택하도록 정의하였다.

신재생에너지 발전설비 용량과 관련하여서는 2031년 이후 태양광과 풍력 발전설비 확대를 통해 신재생 발전비중을 확대하도록 설정하였으며 태양광, 풍력을 제외한 신재생 발전설비의 설비용량은 2031년 수준이 2050년까지 유지된다고 가정하였다. 태양광과 풍력의 설비용량은 2031년 수준인 2:1 비율이 2032~2050년 기간 유지된다고 가정하였다. 해당 제약조건은 풍력과 태양광의 기술특성치를 기반으로 모형 내에서 한 가지 기술옵션만 채택되는 현상을 방

지하기 위함이다. 한편 3차 에너지기본계획 내 태양광과 풍력의 우선 공급잠재량이 각각 113~193GW, 42GW로 제시된 바 있어, 이를 비율로 환산하면 2.69:1 이상이지만, 2040년 재생에너지 발전비중이 30%일 때 총 설비용량 103GW 중 풍력이 우선적으로 개발된다면 1.45:1의 비율도 가능하므로 8차 전력수급계획 비율(2:1)을 유지하는 방향으로 검토하였다.

표 17 가스복합, 유연탄, 원자력 발전설비 건설 및 폐지계획

(단위:MW)

구분	가스복합발전		유연탄발전		원자력 발전	
	신규설비	폐지설비	신규설비	폐지설비	신규설비	폐지설비
2018	240	0	0	0	1,400	679
2019	1,751	0	0	1,120	1,400	0
2020	1,000	0	1,000		0	0
2021	0	0	3,130	500	0	0
2022	0	0	31,30	1,000	1,400	0
2023	0	1,800	0	0	1,400	650
2024	3,060	0	0	1,120	0	950
2025	1,000	0	0	1,000	0	1,900
2026	0	0	0	0	0	1,650
2027	1,800	0	0	0	0	1,650
2028	1,350	0	0	0	0	950
2029	0	0	0	0	0	700
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0

자료: 8차 전력수급계획

모형 내에서는 발전기술의 경제성에 따라 급전순위(Merit Order)가 결정되지만, 실제 전력계통 운전행태 반영을 위해서는 몇 가지 추가적인 가정이 필요하다. 우선 베이스라인 시나리오로 정부의 정책이 담긴 신재생에너지 확대 계획을 반영한다. 이를 위해 8차 전력수급계획에서 기 확정된 2030년 재생에너지 비중 20%를 가정하고, 2040년 신재생에너지 발전비중은 발표된 권고안 범위 중 30%를 채택하였으며 2050년은 2030년 20% 및 2040년 30% 추세를 연장하여 40%로 설정하였다. 신재생 발전량에 포함하는 발전원은 수력, 소수력(일반, 해양 포함), 조력, 연료전지, 매립지 가스(Landfill gas, LFG)(바이오 포함), 태양광, 폐기물(부생가스 포함), IGCC 8개로 한정하였다.

표 18 신재생 발전설비 건설 및 폐지 반영 순증가 용량

(단위:MW)

구분	태양광	풍력	연료전지	폐기물	IGCC	소수력	LFG (매립+바이오)
2018	1,300.0	200.3	80.2	0.0	0.0	15.1	100.0
2019	1,502.1	650.0	80.2	0.0	0.0	23.3	100.0
2020	1,500.4	701.2	80.2	0.0	0.0	20.1	100.0
2021	1,800.6	752.9	40.2	0.0	0.0	20.1	80.0
2022	1,800.5	951.5	40.2	0.0	0.0	20.1	80.0
2023	1,800.5	1,152.0	40.2	0.0	0.0	20.1	80.0
2024	2,400.8	1,354.8	20.2	0.0	400.0	25.1	70.0
2025	2,400.5	1,555.5	21.0	30.3	0.0	25.1	70.0
2026	2,400.6	1,599.9	20.5	0.0	0.0	25.1	70.0
2027	2,802.6	1,630.7	10.3	8.0	0.0	30.1	60.0
2028	2,805.0	2,078.9	18.2	8.2	0.0	30.7	60.0
2029	2,822.3	2,018.4	24.8	216.2	0.0	30.2	60.0
2030	3,245.3	2,158.0	19.6	483.9	0.0	30.2	50.0
2031	425.7	47.3	20.2	7.2	0.0	0.0	0.0

자료: 8차 전력수급계획, 2017년도 발전설비현황(전력거래소, 2018a)

원자력 발전 이용률과 관련하여서는 2017년 전력설비 정지통계에 보고된 2014-2016년 계획정지율 평균값 15%를 제외한 85%의 이용률을 고정하였다. 원자력 발전의 경우, 일 단위 운전이 불가능하고 향후 설비비중 자체도 줄어든다는 점을 고려하면, 연간 이용률을 85% 수준으로 고정하는 점은 무리가 없다고 판단된다. 석탄 발전 이용률도 해당 통계로부터 2014-2016년 계획정지율 평균값 10%를 고려하고 운전의 유연성을 감안하여 최대 연간 이용률이 90%

이하가 되도록 설정하였다. 또한 석탄 발전소와 원자력 발전소는 일간 부하추종이 어려우므로, 석탄 발전소는 주중 및 휴일 사이에서 운전 유연성을 갖도록 구성하고, 유연성이 더 떨어지는 원자력 발전소는 계절 단위로 수요대응을 위한 발전량 조정이 가능하도록 구성하였다.

전력수요와 관련하여서는 2031년까지는 8차 전력수급기본계획 목표수요를 최종 전력수요로 적용하였으며, 2032~2040년 기간의 전력수요는 3차 에너지기본계획 권고안의 목표수요(원료용 제외)를 적용하였다. 이후 2050년까지는 3차 에너지기본계획 내 목표수요의 2030~2040년 연평균 감소율(-0.2%)이 2050년까지 지속된다고 가정하고 추세 연장하였다. 또한 전력수요의 시간대별 부하패턴을 반영하기 위해 192개 타임슬라이스를 기준으로 2015~2017년 시간대별 발전실적의 가중평균값을 활용하였다.

표 19 최종 전력수요

(단위:TWh)

구분	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
전력수요	540.1	569.8	579.5	575.9	570.1	564.5	558.8

2. 기술도입 시나리오

분석대상인 CCU 기술도입과 관련된 분석시나리오 구성을 위해 두 가지 기술이 각각 감축기술옵션으로 투입될 때를 가정하였다. 먼저 시나리오 2와 3은 석탄 발전소 및 천연가스 발전소에 BECCU 기술과 Power to gas 기술이 각각 도입되는 경우를 분석해 보고자 한다. 이 시나리오들은 현 정책시나리오 수준에서 두 가지 CCU 기술이 기술 자체의 경제성을 통해 전력시스템 내 도입되는 수준을 분석하고자 함이다.

표 20 2DS 시나리오에서 배출제약

연도	배출량(CO_2kton)	2014년 대비 감축률
2014년	241,517.5	
2030년	192,480.7	20%
2050년	105,406.1	56%

다음으로는 2DS 목표를 달성하기 위한 감축의무 제약을 추가하였다. 2DS 목표 경로 상의 배출량 제약은 UNEP(2016)에서 발표한 보고서를 기반으로 한다. 해당 보고서에서는 2014년 배출량 대비 2030년 및 2050년에 각각 20% 및 56%의 감축이 필요함을 언급하고 있다. 따라서 우리나라 2014년 배출량에 동일 비율의 감축률을 가정하고 매년 선형적으로 감소한다고 가정하였다. 시나리오 4는 베이스라인 시나리오에 2DS 배출제약 조건을 추가하였다. 비중은 모형 내에서 자율적으로 선택되도록 하였다. 시나리오 5와 6은 각각 2DS 배출 제약 하에서 석탄 발전소 및 천연가스 발전소에

CCU 기술로부터 생산된 연료가 투입되는 경우를 각각 분석해 보고자 한다.

표 21 시나리오 구성

구분		기술옵션 및 감축제약
현 정책 시나리오	시나리오 1	베이스라인 : 신재생 확대(3020, 4030, 5040) 이상 + 신규원전 없음 + 석탄발전 설비용량 40GW 이하
	시나리오 2	베이스라인 + BECCU 기술옵션
	시나리오 3	베이스라인 + Power to gas 기술옵션
2DS 시나리오	시나리오 4	베이스라인 + 2DS 탄소배출제약
	시나리오 5	베이스라인 + 2DS 탄소배출제약 + BECCU 기술옵션
	시나리오 6	베이스라인 + 2DS 탄소배출제약 + Power to gas 기술옵션

제 5 절 주요 전제사항

1. 타임슬라이스 및 부하비중 구성

시간대별 부하패턴을 토대로 계절별, 일별, 시간별로 가장 유사한 그룹을 묶어 타임슬라이스를 구성하였다. 먼저 계절적 요인을 반영하기 위해 봄(SPR)은 3~5월, 여름(SUM)은 6~8월, 가을(FAL)은 9~11월, 겨울(WIN)은 12~2월로 구성하였다. 또한 일별 이질적 패턴을 반영하기 위해 주중(WD)과 휴일(WE)(토, 일, 공휴일) 2개의 기간을 분리하여 총 8가지 그룹을 구성하였다. 여기에 하루 중 부하변화 패턴과 태양광 및 풍력의 발전특성 반영을 위한 1시간 단위의 24개 구간을 추가하여 총 192개의 타임슬라이스를 구성하였다. 각 타임슬라이스에 전력수요 대응을 위한 시간단위 발전 실적 정보를 반영하여 연간 발전패턴을 구성하고 각 192개의 시간비중을 이용하여 각 타임슬라이스 별 부하비중을 구성하였다.

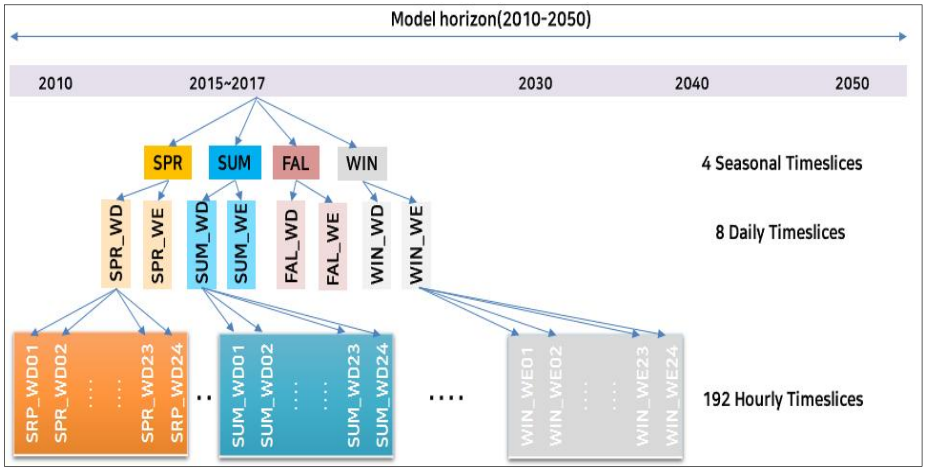

그림 31 분석모형 타임슬라이스 구성

표 22 Time Slice별 부하비중

구분	봄		여름		가을		겨울	
분기	주중	휴일	주중	휴일	주중	휴일	주중	휴일
1시	0.0064	0.0030	0.0067	0.0029	0.0062	0.0030	0.0071	0.0035
2시	0.0061	0.0029	0.0064	0.0027	0.0060	0.0029	0.0069	0.0033
3시	0.0060	0.0028	0.0062	0.0027	0.0058	0.0028	0.0067	0.0033
4시	0.0060	0.0028	0.0061	0.0026	0.0058	0.0028	0.0067	0.0032
5시	0.0060	0.0028	0.0061	0.0026	0.0059	0.0028	0.0067	0.0032
6시	0.0062	0.0029	0.0062	0.0026	0.0060	0.0029	0.0069	0.0033
7시	0.0065	0.0029	0.0066	0.0027	0.0063	0.0029	0.0072	0.0033
8시	0.0069	0.0029	0.0071	0.0027	0.0067	0.0029	0.0076	0.0033
9시	0.0074	0.0030	0.0079	0.0029	0.0073	0.0030	0.0084	0.0033
10시	0.0076	0.0030	0.0084	0.0030	0.0075	0.0031	0.0086	0.0033
11시	0.0076	0.0030	0.0086	0.0031	0.0075	0.0031	0.0086	0.0034
12시	0.0075	0.0030	0.0087	0.0032	0.0075	0.0031	0.0085	0.0033
13시	0.0070	0.0029	0.0083	0.0031	0.0071	0.0030	0.0079	0.0032
14시	0.0074	0.0030	0.0087	0.0032	0.0074	0.0031	0.0082	0.0032
15시	0.0075	0.0030	0.0089	0.0032	0.0076	0.0031	0.0083	0.0032
16시	0.0075	0.0030	0.0088	0.0032	0.0076	0.0031	0.0082	0.0032
17시	0.0075	0.0030	0.0088	0.0032	0.0076	0.0031	0.0083	0.0033
18시	0.0074	0.0030	0.0087	0.0031	0.0076	0.0032	0.0083	0.0033
19시	0.0074	0.0030	0.0085	0.0031	0.0076	0.0032	0.0082	0.0034
20시	0.0075	0.0031	0.0084	0.0032	0.0075	0.0032	0.0080	0.0034
21시	0.0073	0.0031	0.0082	0.0032	0.0072	0.0032	0.0078	0.0034
22시	0.0072	0.0031	0.0079	0.0031	0.0070	0.0032	0.0076	0.0034
23시	0.0070	0.0031	0.0075	0.0030	0.0069	0.0031	0.0076	0.0034
24시	0.0070	0.0031	0.0073	0.0029	0.0068	0.0031	0.0077	0.0035

자료: 전력거래소 자료 기반 재구성

2. 기타 전제사항

에너지원별 가격은 에너지경제연구원에서 전망한 2050년까지의 에너지가격을 적용하였으며, 일부 에너지원의 경우에는 기존 가격의 상대비율 등을 고려하여 적용하였다.

표 23 에너지원별 가격전망 (단위:백만$/PJ)

에너지원	2010	2020	2030	2040	2050
무연탄	5.1174	5.6275	6.6083	6.3183	6.5538
유연탄	3.7172	4.0877	4.4079	4.5895	4.7606
중유	12.636	14.6086	15.1953	15.5186	15.8178
가스	10.722	13.3086	13.6563	13.8458	14.0199
원자력	0.3038	0.3038	0.3038	0.3038	0.3038

출처: 안지운 · 노동운(2014)

발열량은 한국에너지공단(2017) 자료를 참고하여 2011년 정부고시 발열량을 이용하였다. 온실가스 배출계수는 국가고유 배출계수가 개발된 경우 이를 활용하였으나, 무연탄의 경우 국가고유 배출계수와 IPCC(1996) 배출계수가 다소 차이가 나고, 무연탄 소비량 중 수입량이 많으므로 IPCC(1996) 배출계수를 적용하였다.

할인율은 2017년 기획재정부에서 발표한 사회적 할인율인 4.5%로 가정하였으며, 설비예비율은 8차 전력수급계획에 따라 22%로 설정하였다.

표 24 에너지원별 발열량 및 배출계수

에너지원		발열량				배출계수 (C kg/GJ)	
		총발열량	순발열량	비율	단위	IPCC	국가
석탄	무연탄(수입)	6,550	6,400	0.98	kcal/kg	26.8	28.6
	유연탄	6,200	5,950	0.96	kcal/kg	25.8	25.9
석유	경유	9,010	8,420	0.93	kcal/l	20.2	20.0
	중질중유	9,950	9,360	0.94	kcal/l	21.1	20.8
가스	천연가스	13,040	11,750	0.90	kcal/kg	15.3	15.4

자료: 온실가스종합정보센터(2017). 2015 국가 온실가스 인벤토리 보고서,
한국에너지공단(2017). 2016년도 에너지사용량 통계,
IPCC(1996) IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

제 4 장 유연성 자원으로서 CCU 기술 도입효과 분석

제 1 절 베이스라인 시나리오 분석결과

1. 발전원별 설비용량 구성

정합성 확인을 위해 정부의 신재생에너지 확대 정책을 반영한 베이스라인 시나리오 분석결과를 정부 발표 계획 내 수치와 비교해 보면, 도출된 발전용량 수치와 8차 전력수급계획과 3차 국가에너지 기본계획 내 수치가 일부 차이를 보이고 있다. 모형으로부터 도출된 2030년 필요 발전설비용량은 182GW로 8차 전력수급계획에서 발표된 2030년 확정설비용량 173.7GW 대비 8.3GW 크게 도출되었는데, 이는 본 연구에서 차용한 김수덕 · 오재익(2016) 내 발전소별 이용률 및 효율 정보가 국가계획 수립 시 사용한 정보와 차이가 있기 때문이다.

또한 2장에서 검토한 선행연구들 결과와 동일하게 타임슬라이스를 활용하여 재생에너지 변동성을 반영하면서 이용률과 필요 설비용량이 현실화된 부분에 기인한 차이도 있다. 특히 본 연구에서는 태양광 및 풍력의 경우 앞서 기술한 바와 같이 2015~2017년 이용률 실적치를 기반으로, 태양광 및 풍력의 타임슬라이스 내 정보인 시간대별 이용률과 설비용량으로 발전량이 결정되기 때문이다. 타임슬라이스를 기반으로 산정된 두 발전원의 평균 이용률은 태양광의

경우 15.2%, 풍력의 경우 21.0%로, 8차 전력수급계획 상의 태양광 이용률 14.4% 및 풍력 27.5%(2017년 19.4% 수준에서 점진적 증가)와 차이를 보인다. 특히 풍력의 경우 많은 차이를 보이고 있다.

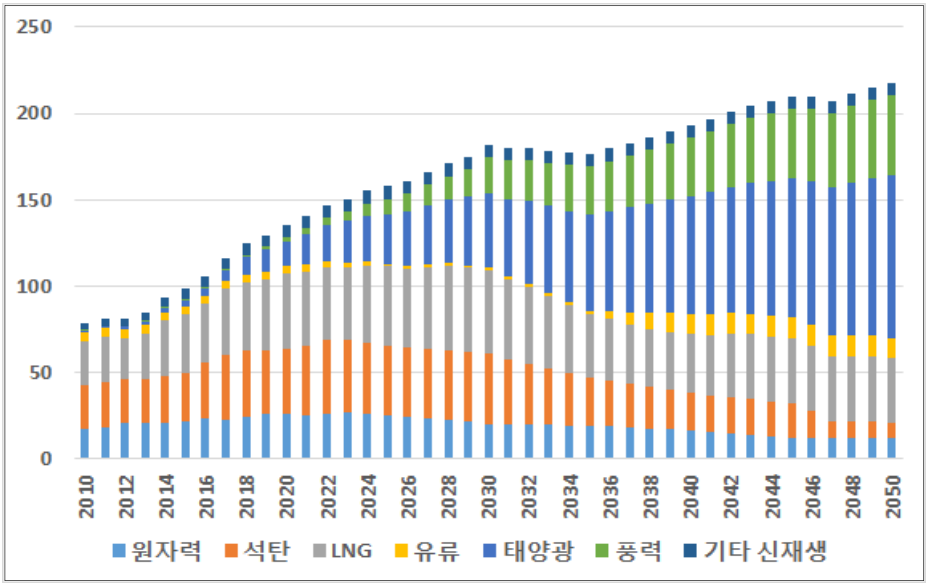

그림 32 베이스라인 시나리오 전원구성(GW) 전망 결과

발전원별로 살펴보면 원자력 발전소는 노후설비의 폐기에 따라 2023년 26.75GW부터 지속적으로 감소하기 시작하여 2050년에는 5.7%까지 비중이 떨어지는 것으로 전망되었다. 석탄 발전소의 경우 계획된 설비들의 확충 이후, 2021년부터 2030년까지 노후발전소 대규모 폐기 등이 없어 40GW 내외 용량을 유지하다가 2031년부터 본격 감소하는 것으로 전망되었다. 석탄 발전소 용량이 전체 용량 중 차지하는 비중은 전체 용량의 지속적 증가에 기인하여 2020년 27.9%, 2030년 22.2%, 2040년 11.2%, 2050년 4.1%까지 떨어지는 것으로 분석되었다. 반면 LNG발전소 용량은 8차 전력수급계획에서 확정된 수준으로 증가하여 2030년 48.8GW 도달한다. 이

후 2039년까지 노후발전소 폐기로 33.3GW까지 떨어진 후에 다시 증가하여 36%~38% 대 수준을 유지한다. 태양광 및 풍력 발전소 용량은 재생에너지 발전비중을 준수하기 위해 연 평균 10% 수준으로 2050년까지 지속적 증가가 진행된다.

표 25 베이스라인 시나리오 전원구성 전망 결과

(단위:GW, %)

연도	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
원자력	17.7 22.6%	21.7 22.1%	26.1 19.2%	25.4 16.0%	20.4 11.2%	19.4 11.0%	16.4 8.5%	12.4 5.9%	12.4 5.7%
석탄	25.3 32.3%	27.9 28.4%	37.7 27.9%	40.4 25.5%	40.4 22.2%	27.9 15.8%	21.6 11.2%	19.6 9.3%	8.8 4.1%
LNG	24.8 31.6%	34.1 34.7%	43.4 32.0%	45.6 28.9%	48.8 26.8%	36.3 20.6%	34.4 17.8%	38.2 18.2%	37.0 17.0%
유류	5.8 7.4%	4.3 4.4%	4.2 3.1%	1.6 1.0%	1.6 0.9%	2.2 1.3%	11.5 5.9%	11.9 5.7%	11.9 5.5%
태양광	0.7 0.8%	3.6 3.7%	14.4 10.6%	29.0 18.3%	43.0 23.6%	55.5 31.5%	68.1 35.3%	80.7 38.4%	93.7 43.0%
풍력	0.4 0.5%	0.9 0.9%	2.8 2.0%	8.5 5.4%	20.4 11.2%	27.8 15.8%	34.1 17.6%	40.3 19.2%	46.9 21.5%
기타 신재생	3.7 4.8%	5.8 5.9%	6.8 5.0%	7.7 4.9%	7.5 4.1%	7.0 4.0%	7.0 3.6%	7.0 3.3%	7.0 3.2%
합계	78.4 100%	98.2 100%	135.4 100%	158.1 100%	182.0 100%	176.1 100%	193.2 100%	210.1 100%	217.8 100%

2. 발전원별 발전량 구성

원자력 발전량은 노후 원전 폐기 및 신규원전 건설 금지로 2020년 194.3TWh 이후 꾸준히 감소하여 2041년부터 10% 대로

감소한다. 석탄화력 발전량 역시 2021년부터 지속적인 감소가 진행되어 2035년부터는 원자력 발전량을 하회하고 2050년 기준 27.2TWh 수준까지 떨어질 것으로 전망된다. 반면 천연가스 발전량은 2020년 이후 지속적으로 증가하고 2034년부터는 최대발전원이 되며, 발전비중 측면에서는 2020년 15%에서 2050년 38.6%까지 제고된다.

표 26 베이스라인 시나리오의 발전량 및 비중 전망 결과

(단위:TWh, %)

연도	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
원자력	132.1 29.2%	161.9 32.1%	194.3 34.5%	189.0 31.8%	152.1 25.2%	144.7 24.1%	122.3 20.6%	92.5 15.7%	92.5 15.7%
석탄	194.1 42.9%	213.4 42.3%	238.2 42.3%	230.0 38.7%	202.0 33.4%	136.3 22.7%	89.6 15.1%	60.2 10.2%	27.2 4.6%
LNG	114.8 25.4%	105.7 21.0%	84.6 15.0%	96.2 16.2%	128.9 21.3%	168.8 28.1%	199.7 33.6%	227.8 38.6%	227.6 38.6%
유류	0.8 0.2%	0.5 0.1%	0.5 0.1%	0.5 0.1%	0.5 0.1%	0.5 0.1%	4.7 0.8%	3.2 0.5%	6.8 1.1%
태양광	0.9 0.2%	4.8 1.0%	19.1 3.4%	38.5 6.5%	57.2 9.5%	73.9 12.3%	90.6 15.2%	107.3 18.2%	124.7 21.1%
풍력	0.7 0.2%	1.6 0.3%	5.1 0.9%	15.6 2.6%	37.4 6.2%	51.0 8.5%	62.5 10.5%	74.1 12.5%	86.1 14.6%
기타 신재생	9.3 2.1%	16.4 3.3%	21.4 3.8%	24.3 4.1%	26.3 4.3%	25.2 4.2%	25.2 4.2%	25.2 4.3%	25.2 4.3%
합계	452.7 100.0%	504.4 100.0%	563.1 100.0%	594.2 100.0%	604.3 100.0%	600.4 100.0%	594.7 100.0%	590.4 100.0%	590.0 100.0%

온실가스 감축에 대한 제약이 없는 베이스라인 시나리오에서 이러한 상황이 나타나는 것은 운전의 유연성과 관련된 제약식의 부과에 따른 결과이다. 즉, 태양광과 풍력 발전량의 증가에 따라 부하추

종을 할 수 있는 천연가스 발전기의 운전 유연성이 경제적 편익으로 평가된 것이다. 모형 내에 부과되었던 재생에너지 확대에 대한 발전비중 제약조건 및 발전 패턴의 변동성으로 인해 천연가스 발전기의 시간대별 발전 운전 유연성이 경제적 요소로 부각되는 것이다. 이는 석탄 발전기에 부과되었던 각 계절별 평일·휴일에 동일한 발전 이용률 제약을 기반으로 한 운전의 경직성이 실제 경제성 악화로 이어지게 되는 것이다.

신재생에너지의 경우 정책목표로 부과된 제약조건(3020, 4030, 5040) 만큼만 발전량이 증가하고 있다. 이는 온실가스 감축 제약 없이 경제적 기준으로만 본다면 신재생에너지의 비중 증가유인이 없는 것으로 해석된다.

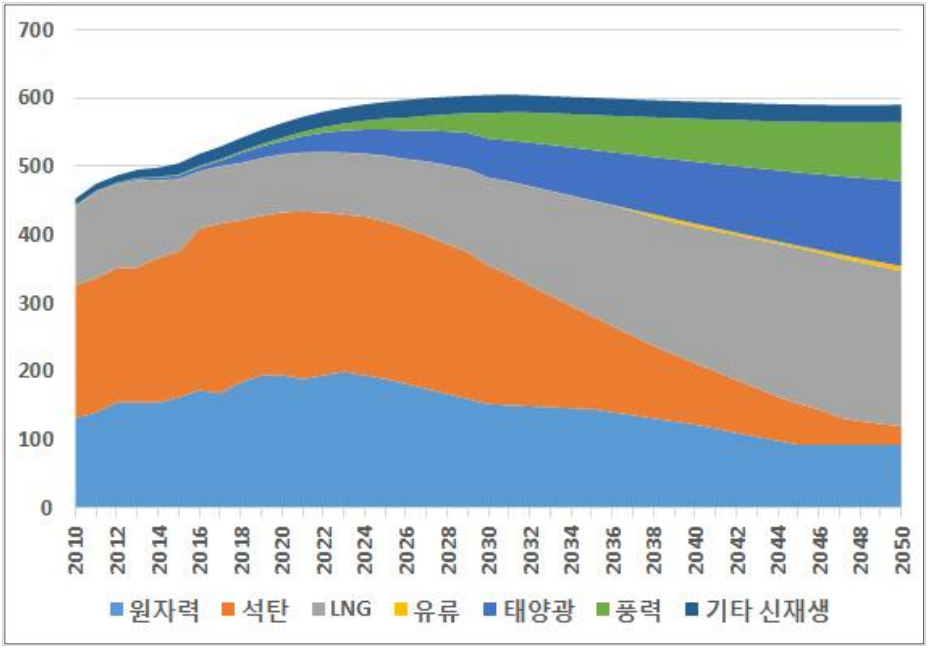

그림 33 베이스라인 시나리오의 발전원별 발전량(TWh) 전망 결과

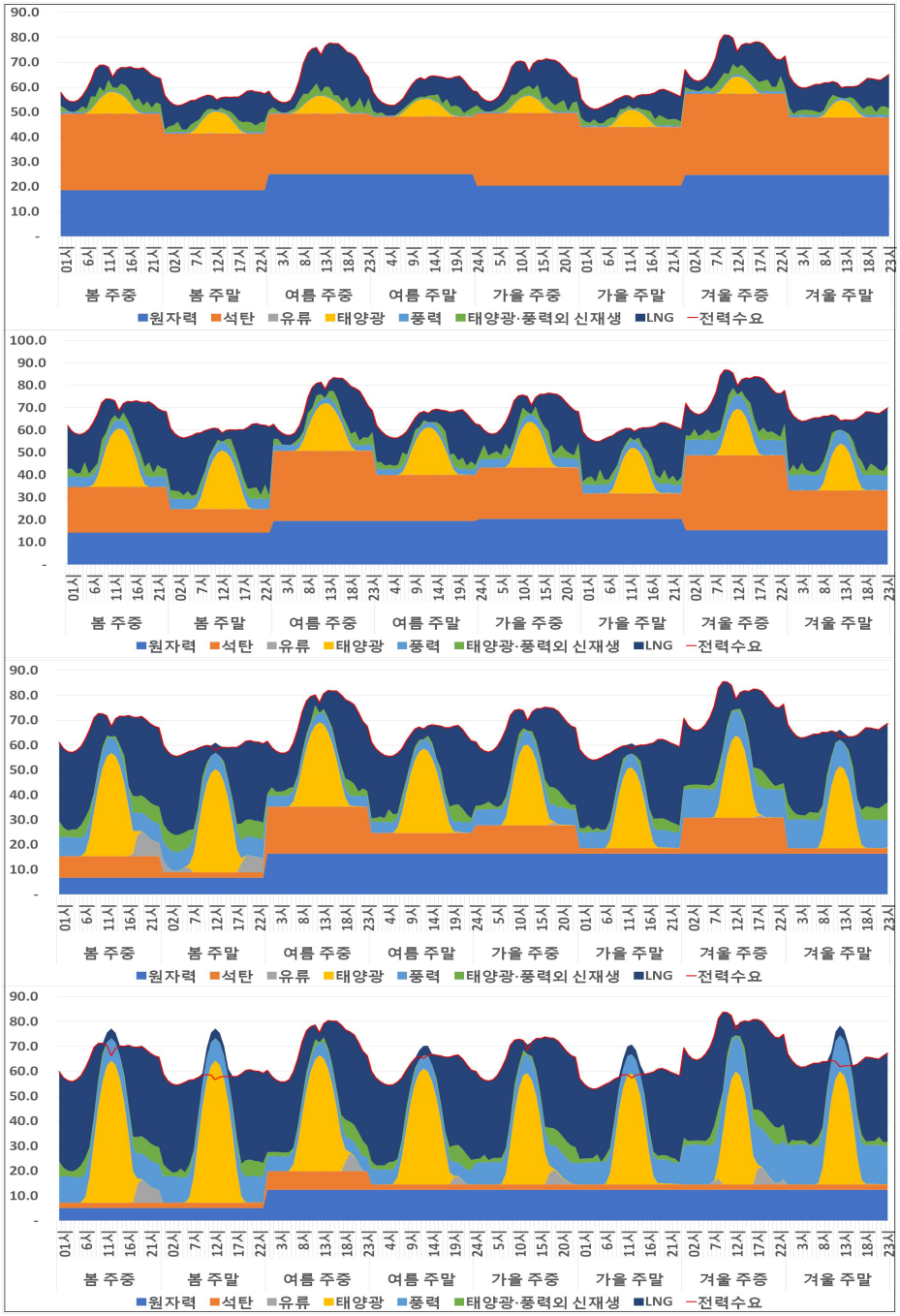

그림 34 베이스라인 시나리오에서 타임슬라이스별 연중 발전량 현황(GW) (2020년, 2030년, 2040년, 2050년 순)

3. 화력 발전소 이용률 전망

석탄화력 발전량은 2033년까지 최대 발전원 역할을 하면서 천연가스 발전량 대비 우위에 있다. 천연가스 발전용량이 2020년 대 지속적으로 확충되는 것을 감안하면 천연가스 발전 이용률이 상당히 저조할 수밖에 없다. 모형 결과에 따르면 천연가스 발전 이용률은 2030년까지 30%도 채 되지 않을 것으로 예측된다. 또한 석탄 발전소의 수명도 상당히 남아있는 점을 감안하면 2030년 대 후반부터의 석탄 발전 이용률 저하도 문제점으로 대두될 수 있다. 석탄 발전 이용률은 2020년 이후 지속적으로 하락하는 양상을 보여 30% 대 수준으로 떨어진다. 석탄 발전소는 일단 가동 시 환경적 및 기계적 이슈로 최소 70% 운전하는 패턴을 감안하면 상당수의 발전기가 정지되어야 하는 상황이다.

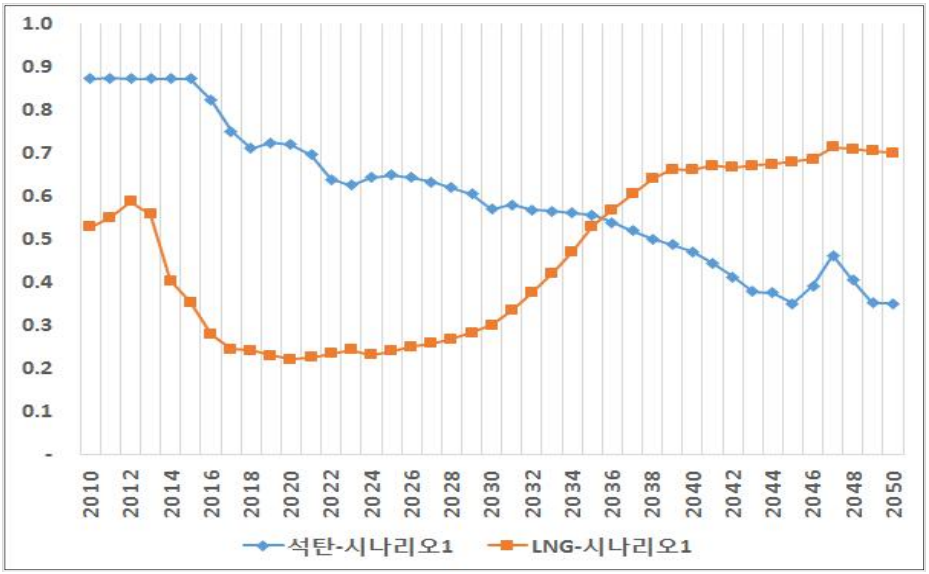

그림 35 석탄 및 LNG 발전 이용률 전망(%)

제 2 절 기술도입 시나리오 분석결과

1. 발전원별 설비용량 구성

온실가스의 추가적 감축 제약이 없는 현 정책 시나리오인 베이스라인 시나리오(시나리오 1), 시나리오 2, 3의 설비용량 총량은 217.8GW로 동일하다. BECCU 도입이 없는 시나리오 2는 시나리오 1과 발전원별 설비 구성이 동일하며, Power to gas 기술이 일부 도입되나, 해당 기술로부터의 생산 연료가 기존의 천연가스 발전소에서 적용되는 점을 감안하면 시나리오 3의 설비 구성도 동일하다고 볼 수 있다.

2DS 경로를 위한 온실가스 감축 제약(2014년 대비 56% 감축) 시나리오인 시나리오 4, 5, 6에서 총 설비용량은 각각 298.4GW, 233.3GW, 287.8GW로 베이스라인 시나리오 대비 각각 80.6GW, 15.5GW, 70GW의 차이가 난다. 특히 온실가스 감축 제약 외에 CCU 기술옵션이 없는 시나리오 4의 경우 가장 큰 설비용량 증가가 필요한 것을 확인할 수 있고, Power to gas 기술 도입 시 시나리오 4 대비 10.6GW의 설비용량이 덜 요구되며, BECCU 기술 도입 시에는 시나리오 4 대비해서 65.1GW의 설비용량이 덜 요구된다. 이와 같이 BECCU 기술은 석탄 화력발전소를 가동하면서도 온실가스 감축을 극대화할 수 있어, 온실가스 감축을 위해 추가적으로 필요한 대규모 신재생에너지 설비 도입을 최소화할 수 있다. 이는 BECCU 기술로 추가적 화석연료 투입 없이 제로배출형 바이오매스 연료를 생산할 수 있을 뿐만 아니라 온실가스 배출이 특히

많은 기존의 석탄을 대체하면서 대규모 감축으로 이어지기 때문이다. 이러한 잠재력으로 2050년에 BECCU 기술 기반 0.3MW의 신규 설비투자가 일어나는 것이 확인되었다.

또한 시나리오 4~6에서 천연가스 발전용량은 현 정책 시나리오 대비 4~5GW가 늘어나는 것으로 분석되었다. 시나리오 6의 경우 천연가스 발전용량과 Power to gas 설비용량의 합이 미미하지만 시나리오 4 및 시나리오 5의 설비용량 대비 커진다.

2DS 경로에서 가장 크게 증가하는 설비용량은 태양광과 풍력의 설비용량이다. 시나리오 4에서 태양광 및 풍력의 설비용량은 베이스라인 시나리오 대비 각각 58.6%, 58.4%까지 증가하는 것을 볼 수 있다. 시나리오 5에서는 베이스라인 시나리오 대비 두 발전원의 용량 모두 12.4% 수준으로 증가량을 크게 낮춘다. 감축여력이 상대적으로 낮은 Power to gas 기술 도입의 시나리오 6에서는 베이스라인 시나리오 대비 각각 50.7%, 50.5%까지 크게 증가한다.

표 27 2050년 시나리오별 전원구성 전망 결과

(단위:GW, %)

전원	현 정책 시나리오			2DS 시나리오		
	시나리오1	시나리오2	시나리오3	시나리오4	시나리오5	시나리오6
원자력	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
	5.7%	5.7%	5.7%	4.2%	5.3%	4.3%
석탄	8.8	8.8	8.8	8.8	7.4	8.8
	4.1%	4.1%	4.1%	3.0%	3.2%	3.1%
BECCU					1.7	
					0.7%	
LNG	37.0	37.0	36.8	41.6	41.7	40.2
	17.0%	17.0%	16.9%	13.9%	17.9%	14.0%
Power to gas			0.2			1.8
			0.1%			0.6%
유류	11.9	11.9	11.9	5.8	5.2	5.8
	5.5%	5.5%	5.5%	1.9%	2.2%	2.0%
태양광	93.7	93.7	93.7	148.6	105.3	141.2
	43.0%	43.0%	43.0%	49.8%	45.1%	49.1%
풍력	46.9	46.9	46.9	74.3	52.7	70.6
	21.5%	21.5%	21.5%	24.9%	22.6%	24.5%
기타 신재생	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
	3.2%	3.2%	3.2%	2.3%	3.0%	2.4%
합계	217.8	217.8	217.8	298.4	233.3	287.8
	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

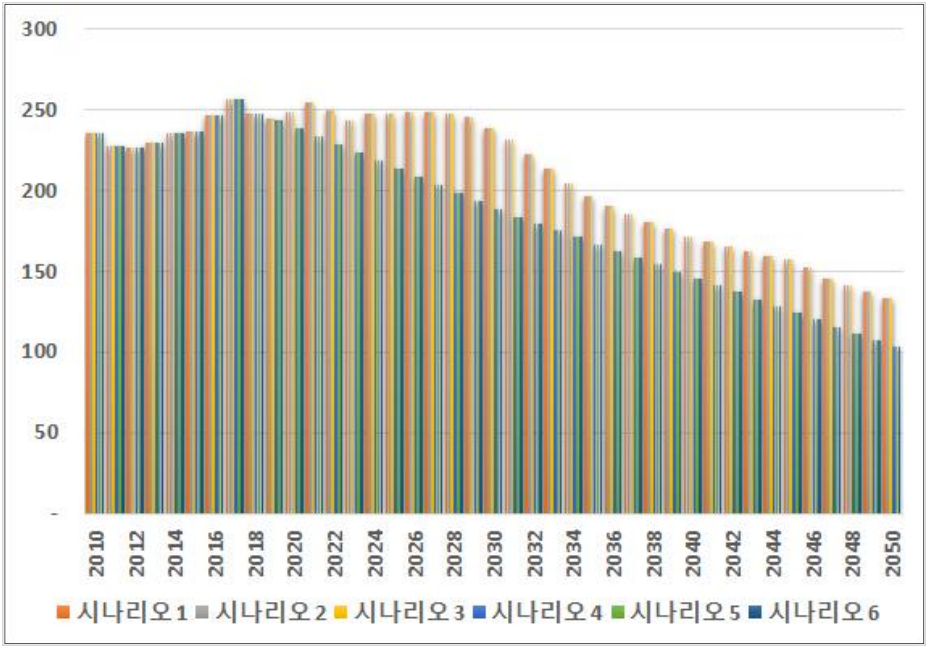

그림 36 시나리오별 온실가스 배출경로(CO2kton)

온실가스 배출경로는 감축제약이 있는 경로와 없는 경로에서 전반적인 차이를 보이고 있다. 시나리오 1~3의 경우 신재생에너지 확대계획만 반영된 사례로, 이 경우 2028년까지 배출량이 유지되는 것으로 분석되었다. 2029년 배출량이 크게 감소하는 이유는 2030년 재생에너지 목표를 맞추기 위해 신재생에너지와 천연가스발전이 크게 증가하기 때문이다. 다만 Power to gas 기술을 일부 도입한 시나리오 3에서는 베이스라인 시나리오 대비 2050년 약 0.11%의 추가감축이 일어나는 것으로 분석되었다. 시나리오 1~2 및 3의 배출량은 2014년 대비 2050년 43.4% 및 43.4%의 감축률을 보인다. 2014년 대비 56%의 온실가스 감축제약이 있는 시나리오 4~6은 기술 도입여부와 무관하게 모든 시나리오에서 제약 수준까지만

감축을 하여 같은 배출경로를 보인다.

2DS 온실가스 감축제약은 2050년까지 점진적으로 증가하도록 부과하였으나, 시나리오별 총 필요 설비용량은 2040년까지는 베이스라인 시나리오와 크게 다르지 않다. 즉, 2040년까지는 계획된 신재생에너지 확대 경로를 기반으로 2DS 목표 달성 경로를 따라갈 수 있다고 판단된다. 그러나 2040년 이후부터는 시나리오별 설비용량이 크게 다른 경로를 보인다. 이는 2DS 목표 달성을 위해서는 2050년 재생에너지 발전비중 목표 40%를 넘어서는 수준의 강도 높은 추가적 감축 노력이 필요함을 시사한다.

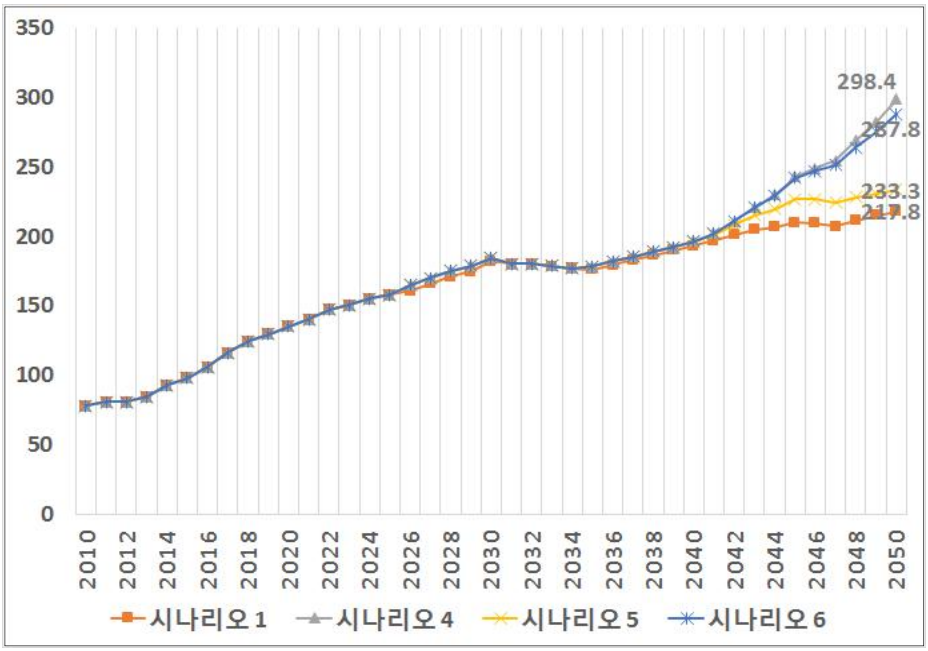

그림 37 시나리오별 총 발전용량(GW)

2. 발전원별 발전량 구성

2050년 기준 시나리오 2와 3은 베이스라인 시나리오와 동일하

게 총 발전량 590.0TWh를 발전한다. 시나리오 3에서만 Power to gas 기술이 일부 도입되어 이로부터 1.8TWh의 전력이 생산되며, 시나리오 2는 베이스라인 시나리오에 BECCU 기술을 도입하였을 때를 가정한 상황으로 잉여전력을 활용하더라도 석탄 대체는 일어나지 않는 것으로 확인되었다. 즉, 시나리오 3에서 Power to gas 기술로부터 생산된 합성천연가스가 온실가스 감축제약 없이도 기존의 천연가스 대비 경제성이 있어 발생한 잉여전력을 모두 활용하여 합성천연가스로 전환되고 있다. 이와 대조적으로 시나리오 2에서는 감축의무 제약 없이 경제성만으로는 미세조류가 석탄을 대체하는 것은 불가능한 것으로 분석되었다. 여기서 합성천연가스로의 전환량은 잉여전력 발생량에 제한되어 도입될 수 있는 양이 제한되는 것이다.

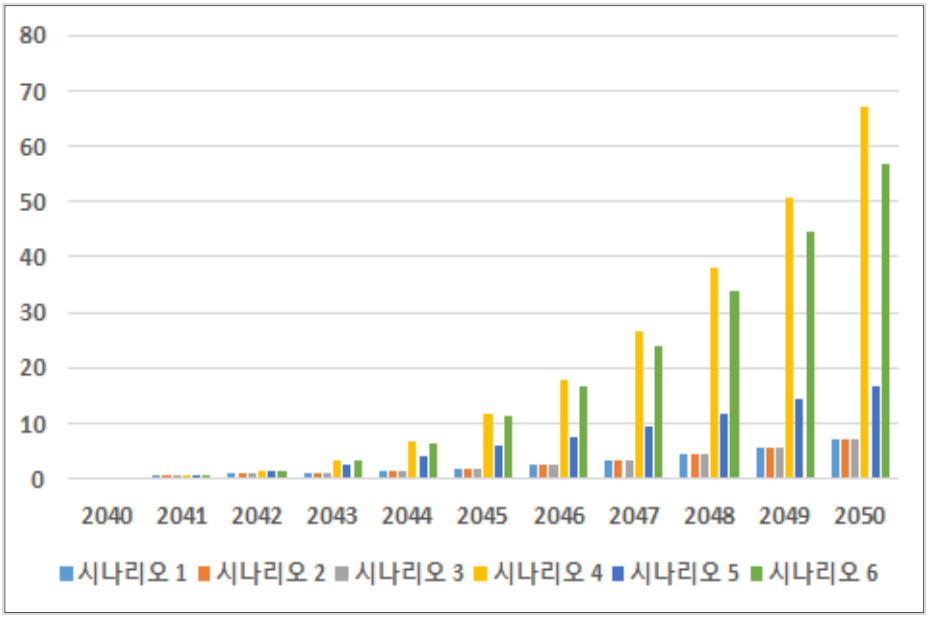

그림 38 시나리오별 잉여전력 발생량(TWh)

2DS 경로인 시나리오 4~6은 발전총량이 조금씩 차이가 나는데, 배출제약을 위한 신재생에너지 발전이 더욱 확대되면서 수요 및 공급의 불일치성에 기인하여 발생하는 현상이다. 따라서 태양광과 풍력으로부터의 발전량이 가장 큰 시나리오 4에서 발전량이 기준 시나리오 대비 62.7TWh 크고, 시나리오 5에서는 10.2TWh, 시나리오 6에서는 52.0TWh가 크다.

표 28 2050년 시나리오별 발전량 및 비중 전망 결과

(단위:TWh, %)

전원	현 정책 시나리오			2DS 시나리오		
	시나리오1	시나리오2	시나리오3	시나리오4	시나리오5	시나리오6
원자력	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5
	15.7%	15.7%	15.7%	14.2%	15.4%	14.4%
석탄	27.2	27.2	27.2	11.3	9.6	10.9
	4.6%	4.6%	4.6%	1.7%	1.6%	1.7%
BECCU					13.6	
					2.3%	
LNG	227.6	227.6	225.8	181.0	213.9	172.9
	38.6%	38.6%	38.3%	27.7%	35.6%	26.9%
Power to gas			1.8			14.5
			0.3%			2.3%
유류	6.8	6.8	6.8	8.7	8.7	8.7
	1.15%	1.15%	1.15%	1.34%	1.45%	1.36%
태양광	124.7	124.7	124.7	197.7	140.2	187.9
	21.1%	21.1%	21.1%	30.3%	23.4%	29.3%
풍력	86.1	86.1	86.1	136.5	96.7	129.6
	14.6%	14.6%	14.6%	20.9%	16.1%	20.2%
기타 신재생	25.2	25.2	25.2	24.9	24.9	24.9
	4.3%	4.3%	4.3%	3.8%	4.2%	3.9%
합계	590.0	590.0	590.0	652.7	600.2	642.0
	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

원자력 발전량은 2050년 모든 시나리오에서 동일하나, 총 발전량의 차이로 발전비중의 차이만 있다. 2050년 석탄 발전량은 시나리오 4에서 베이스라인 시나리오 대비 60% 가까이 감소한다. 시나리오 5에서는 BECCU 기술로 인해 기준 시나리오 대비 4TWh 감소한 수준의 발전량을 유지하며, 시나리오 6에서 석탄 발전량은 시나리오 4 대비 더욱 감소하여 모든 시나리오 중에 최하 수준을 보인다. 2050년 시나리오 4에서 천연가스 발전량은 기준 시나리오 대비 20% 가량 감소하는 것으로 나타났다. 2DS 감축을 위해서는 천연가스 발전량도 줄여야하는 대상에 포함되는 것이다. Power to gas 기술이 도입된다 하더라도 베이스라인 시나리오 대비 천연가스 발전량은 감소하는 것으로 나타났다.

중유 발전이 일부 증가하기는 하지만 2DS 시나리오에서 주로 증가하는 발전원은 태양광과 풍력이 대부분을 차지한다. 베이스라인 시나리오에 배출제약 조건을 추가 한 시나리오 4의 경우 태양광 및 풍력 발전량 증가가 2050년을 기준으로 58.5% 증가하였으며, 이에 따른 잉여전력 발생량도 증가하는 것으로 나타났다. 시나리오 5의 경우 태양광 및 풍력 발전량은 각각 12.4% 및 12.3% 증가, 시나리오 6의 경우 태양광 및 풍력 발전량은 각각 50.7% 및 50.5%가 증가하는 것으로 나타났다.

시나리오 4 대비 5와 6의 분석결과를 보면 CCU 기술은 동일한 감축 제약을 준수하면서도 전체 재생에너지 발전량을 줄여 잉여전력 발생량을 낮추는 데 기여하고 있다. 특히 BECCU 기술이 잉여전력 발생량 자체를 낮추는데, Power to gas 기술보다 더 큰 기여를 한다. 즉 2050년을 기준으로 BECCU 기술로부터 잉여전력을 활용하여 1TWh 발전 시 태양광과 풍력 발전량은 각각 4.2TWh,

2.9TWh 까지 줄어들며, 잉여전력 발생량 자체는 3.7TWh 까지 줄이는 것으로 나타난다. Power to gas 기술의 경우에는 잉여전력을 활용하여 1TWh 발전 시 태양광은 0.68TWh, 풍력은 0.48TWh 까지 발전량이 줄어들며, 잉여전력 발생량 자체는 0.75TWh 까지 줄이는 것으로 나타난다.

3. 화력발전소 이용률 전망

온실가스 감축제약과 CCU 기술의 도입 가능성은 기존의 석탄 및 천연가스 화력발전소의 용량구성과 발전량에 차이를 주게 되고 결국 두 발전원의 이용률이 상이하게 나타난다.

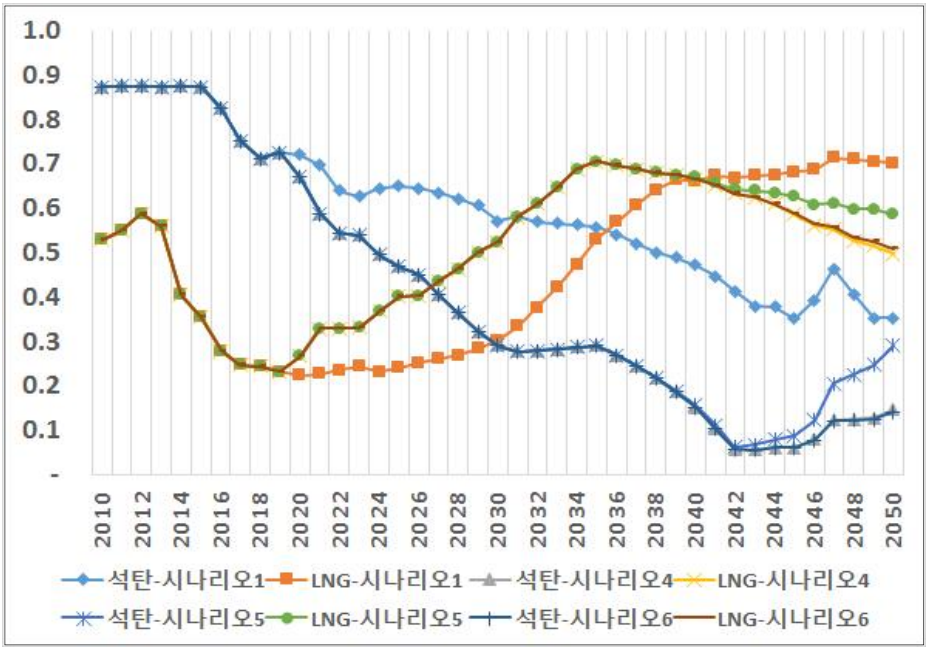

그림 39 시나리오별 화력발전소 이용률(%)

기준 시나리오에서도 급격한 하락을 보였던 석탄화력 발전 이용률은 2DS 시나리오인 시나리오 4와 6에서 더욱 가파른 하락률을 보이고 있으며, 잉여전력 발생이 시작되는 2040년경부터 BECCU 기술을 도입하는 시나리오 5에서 이용률 반등이 있으나 최종 베이스라인 시나리오 수준으로는 회복되지 못하였다. 반면 베이스라인 시나리오 대비 2DS 시나리오에서는 천연가스 발전 이용률은 2019년 23%에서 증가하기 시작하여 2035년 71%까지 빠르게 증가하는 것을 볼 수 있다. 베이스라인 시나리오에서 천연가스 발전 이용률은 다소 늦은 시점인 2020년 대 중반부터 반등을 시작하지만 2DS 시나리오는 2019년부터 지속 증가한다. 2035년 이후 2DS 시나리오에서 천연가스 발전 이용률은 감축목표 제약으로 인해 약간 하락하며, 이는 2050년까지 지속적으로 증가하는 베이스라인 시나리오 추이와 상반된다. 그러나 전반적으로 2DS 모든 시나리오에서 2030년 이후 이용률이 50% 이상을 유지하며, 베이스라인 시나리오 대비 높은 이용률을 보인다.

천연가스 발전소의 발전량과 발전용량의 시계열 자료를 보면, 베이스라인 시나리오 1 및 2DS 시나리오 4에서 2030년까지 발전설비용량 확보는 유사하나 2DS 시나리오 4에서 발전량 증가율이 높다. 반면 2035년 이후로 2DS 시나리오 4에서 재생에너지 변동성 응동을 위한 발전용량이 추가적으로 확보되나, 2040년 이후부터 온실가스 감축을 위한 천연가스 발전량 자체를 줄이면서 이용률은 하락한다.

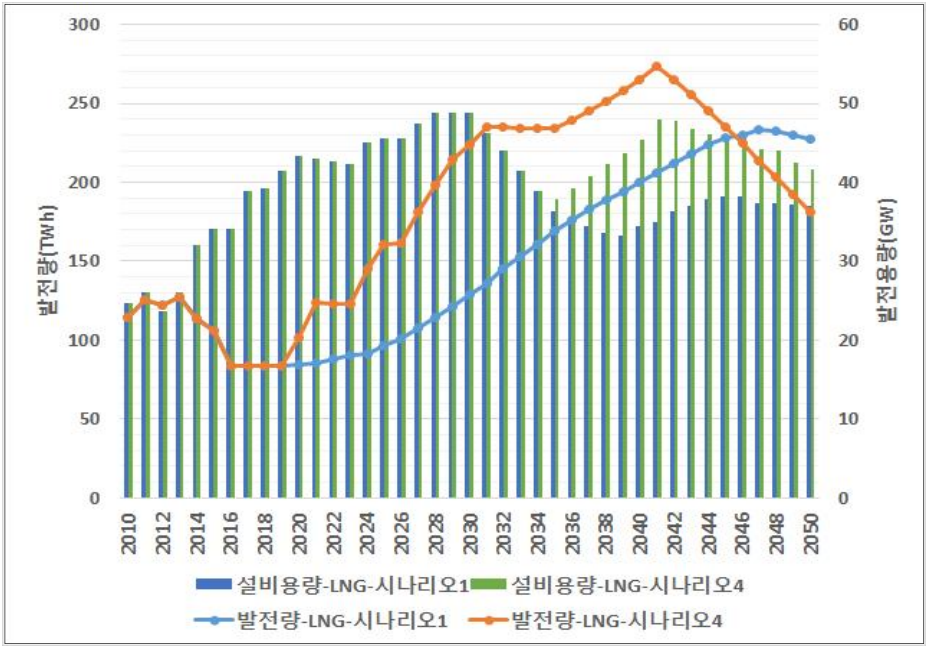

그림 40 기준 및 2DS 감축시나리오에서 LNG 발전량(TWh) 및 설비용량(GW)

4. CCU 기술의 부하이전 효과

TIMES 모형 내에 구성된 타임슬라이스별로 2050년을 기준으로 전력수요와 발전원별 운전과 관련된 제약조건, 잉여전력 발생 시점, CCU 기술의 효과를 분석해보았다. 앞서 살펴본 시나리오 1(시나리오 2는 시나리오 1과 동일)을 제외하고 시나리오 3~6에서 잉여전력은 대게 봄, 가을 주말에 주로 발생하는 것으로 확인되었으며, 봄철 주말에 더 높은 비중으로 잉여전력이 발생하는 것으로 분석되었다. CCU 기술을 도입한 시나리오 3, 5, 6을 검토한 결과, 먼저 미세조류의 생산 및 활용은 석탄발전소의 적용성에 기인하여 석탄발전소와 같은 운전 패턴이 관찰되었으며, 주로 여름 평일 전력수

요를 대응하기 위한 연료로 활용되었다. 반면 천연가스 발전소와 동일한 운전 패턴의 Power to gas 기술로부터 합성천연가스 생산 및 활용은 시간대별로 연중 지속적으로 일어나는 것이 관찰되었다.

이상의 결과를 토대로 타임슬라이스를 기반으로 연중 발전 및 전력수요 패턴을 보면 두 가지 경우 모두 주로 하루 내의 유연성 제고가 아닌 일주일 이상의 계절적 수요 대체 자원으로써 유연성을 제고하는 자원으로 평가가 가능한 것으로 확인되었다.

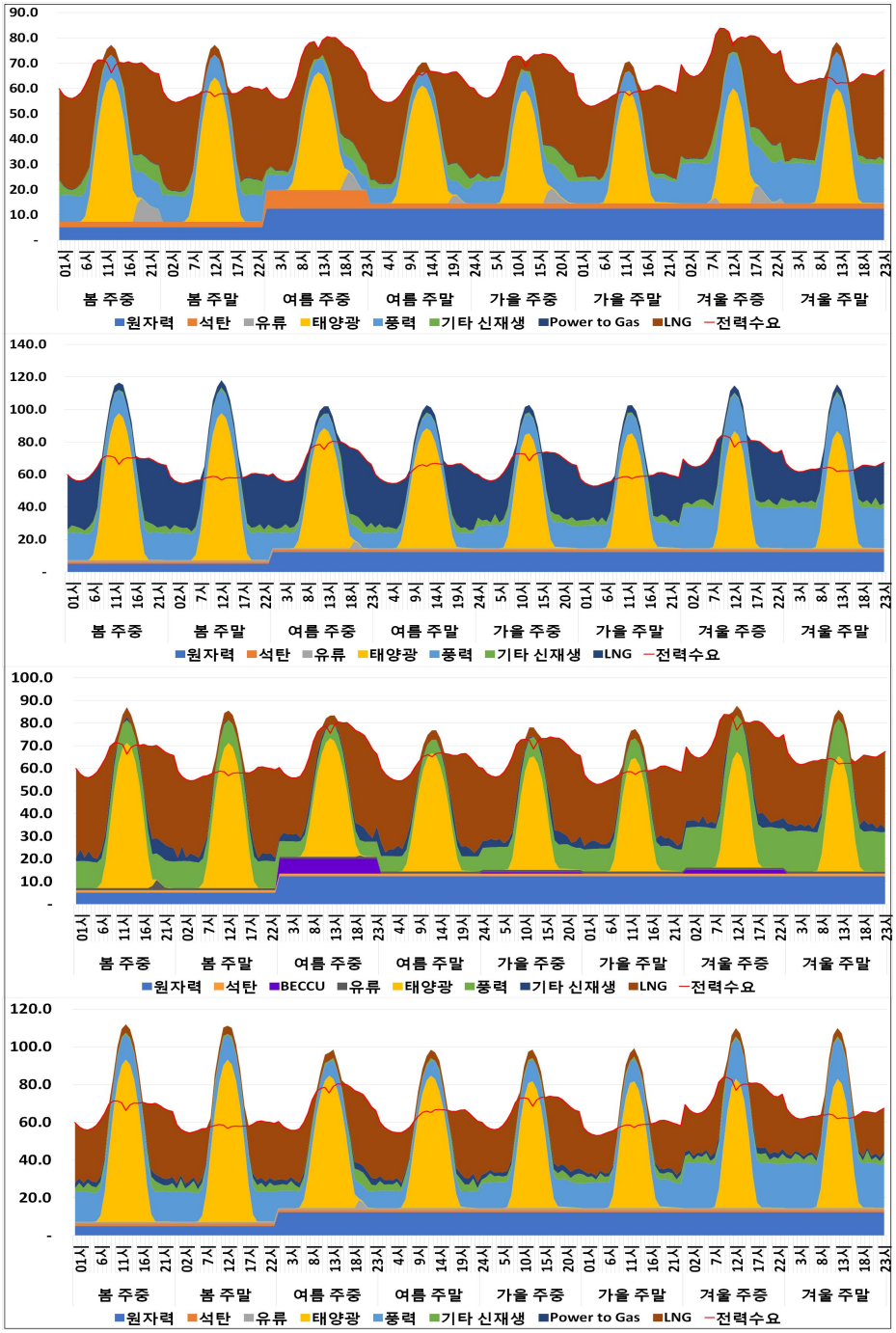

그림 41 타임슬라이스별 2050년 연중 발전량 현황(GW) (시나리오 3, 시나리오 4, 시나리오 5, 시나리오 6 순)

5. 시나리오별 비용분석

먼저 발전원별 설비용량과 발전량이 베이스라인 시나리오(시나리오 1) 대비 큰 차이가 없는 시나리오 2와 3을 제외하고 시나리오 4~6에서의 에너지시스템 비용을 비교한다. 2050년 기준 연간 에너지시스템 비용은 베이스라인 시나리오와 시나리오 4, 5, 6에서 각각 92,145백만$, 116,738백만$, 98,459백만$, 112,936백만$이다. 이는 베이스라인 시나리오 대비 시나리오 4~6에서 각각 27%, 7%, 23% 증가한 수치이다.

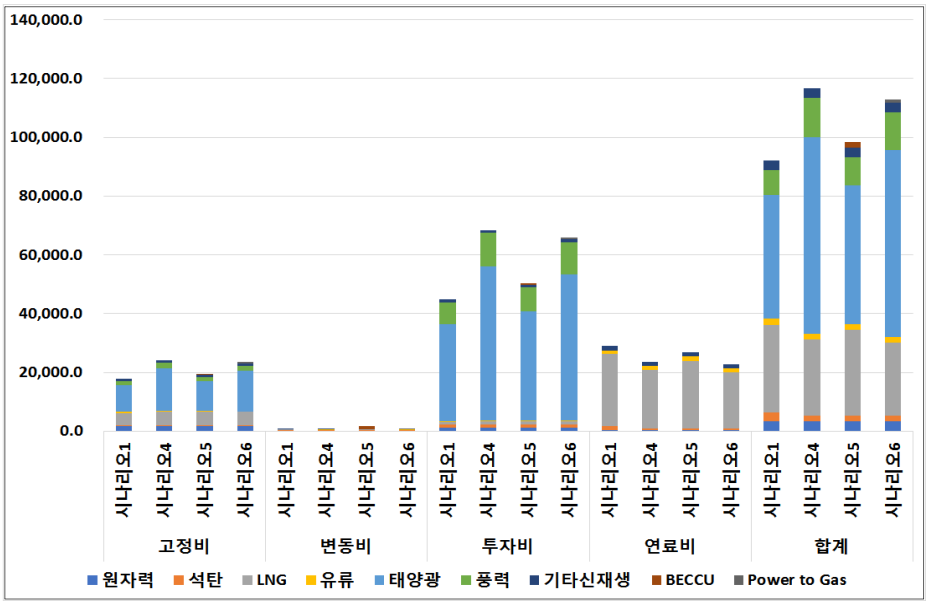

그림 42 시나리오별 2050년 에너지시스템 비용(단위: 백만$/year)

베이스라인 시나리오 대비 각 비용을 항목별로 비교하면, 2DS 목표 달성을 위해 재생에너지가 대폭 확대된 시나리오 4에서 투자

비와 고정비는 각각 54% 및 36%의 증가율로 크게 증가하였으나, 석탄 및 천연가스 화력발전설비의 발전량 감소로 인해 연료비 및 변동비가 각각 -18% 및 -14% 감소하였다. 시나리오 5에서는 투자비와 고정비 증가율은 베이스라인 시나리오 대비 각각 13% 및 10%로 보다 완만하게 증가하였으나, 변동비 항목은 BECCU 기술의 높은 변동비에 기인해 베이스라인 시나리오에서 624백만$ 대비 시나리오 5에서는 1,801백만$로 149%의 증가율로 크게 증가하였다. 시나리오 5에서 연료비는 베이스라인 시나리오 대비 -7% 감소하였는데, 이는 석탄 사용량이 줄어들어 감소한 913백만$와 천연가스 사용량이 줄어들어 1,342.3백만$ 감소한 결과이다. 시나리오 6에서는 베이스라인 시나리오 대비 투자비 및 고정비가 각각 47% 및 33% 증가하였으며, 변동비와 연료비는 각각 -13% 및 -21% 감소하였다. 특히 연료비에서 천연가스 비용이 대폭 줄어드는 데, 연간 -5,497백만$의 절감이 가능해진다.

베이스라인 시나리오 대비 시나리오 4~6에서 2050년 기준으로 감소한 배출량 24,593ktCO_2과 베이스라인 시나리오 대비 2050년 증가한 연간 비용을 기반으로 한계저감비용을 추정해보면, 시나리오 4에서는 800\$/tCO_2까지 상승하고, BECCU 기술옵션이 있는 시나리오 5에서 한계저감비용은 205\$/tCO_2, Power to gas 기술옵션이 있는 시나리오 6에서 한계저감비용은 676\$/tCO_2까지 증가한다.

에너지시스템 비용의 항목별 구성 비중을 보면 베이스라인 시나리오, 2DS 감축제약 시나리오, CCU 기술도입 시나리오 등 모든 시나리오에서 가장 큰 비용을 차지하는 항목은 태양광 및 풍력 에너지 설비투자비와 천연가스 연료비가 대부분을 차지하고 있다. 따라서 에너지시스템 비용을 최적화하기 위해서는 재생에너지 설비투자

비와 천연가스 도입비용을 줄여나가는 것이 가장 주요한 항목이 될 것이다.

표 29 2050년 시나리오별 에너지시스템 비용 전망 결과

(단위: 백만$/year)

시나리오	구분	고정비	변동비	투자비	연료비	합계
시나리오 1	원자력	1,634	213	1,174	287	3,308
	석탄	358	142	987	1,474	2,961
	LNG	4,169	258	1,050	24,461	29,937
	유류	481	2	248	1,257	1,989
	태양광	9,090	-	33,076	-	42,165
	풍력	1,218	-	7,300	-	8,519
	기타신재생	802	110	900	1,455	3,266
	합계	17,751	725	44,736	28,934	92,145
시나리오 4	원자력	1,634	213	1,174	287	3,308
	석탄	357	65	986	660	2,069
	LNG	4,689	210	1,180	19,820	25,899
	유류	240	30	183	1,431	1,884
	태양광	14,413	-	52,446	-	66,859
	풍력	1,932	-	11,576	-	13,507
	기타신재생	793	107	883	1,430	3,212
	합계	24,058	624	68,428	23,628	116,738
시나리오 5	원자력	1,634	213	1,174	287	3,308
	석탄	316	55	986	561	1,918
	LNG	4,713	244	1,181	23,119	29,257
	유류	218	30	177	1,431	1,856
	태양광	10,218	-	37,180	-	47,398
	풍력	1,369	-	8,206	-	9,576
	기타신재생	793	107	883	1,430	3,212
	BECCU	211	1,153	571	-	1,935
	합계	19,472	1,801	50,359	26,827	98,459
시나리오 6	원자력	1,634	213	1,174	287	3,308
	석탄	357	63	986	640	2,047
	LNG	4,528	201	1,193	18,964	24,884
	유류	240	30	183	1,431	1,884
	태양광	13,692	-	49,824		63,516
	풍력	1,835	-	10,997		12,832
	기타신재생	793	107	883	1,430	3,212
	Power to gas	520	16	717	-	1,253
	합계	23,599	629	65,957	22,751	112,936

제5장 연구의 요약 및 종합결론

제 1 절 연구의 요약 및 시사점

전 지구적 문제인 기후변화 위기에 대응하기 위해 태양광과 풍력 발전이 대규모로 확산되고 있다. 그러나 태양광과 풍력 발전은 변동성과 불확실성이라는 내재적 속성으로 인해 안정적 계통운전을 저해한다. 이러한 문제의식 속에서 최근 재생에너지 확대를 가속화하고 있는 독일 등 EU 국가를 중심으로 장기 에너지계획 분석모형에 재생에너지 변동성을 반영하기 위한 연구가 확대되고 있다. 해당 연구들은 장기 에너지계획 모형에서 기존과 같이 1년 단위로 최적화하는 모형을 구축할 경우, 재생에너지 이용률이 과대 추정되어 전체 설비용량을 과소추정하고 이로 인해 에너지시스템 비용이 저평가됨을 지적하고 있다. 이처럼 장기 모형에서 재생에너지 발전특성을 충분히 검토하지 않는다면 설비투자와 발전원별 이용률의 최적화가 불가능하며, 이로 인해 기존의 설비들은 좌초자산이 될 위험도 있다. 우리나라 역시 8차 전력수급계획과 3차 에너지기본계획에서 재생에너지 발전비중의 대폭 확대를 발표하였으나, 아직까지 전력공급의 신뢰성과 유연성 부족량 산정 관련 연구가 진행되었을 뿐, 장기적 관점에서 전력시스템 전반에 걸친 효과에 대한 비용최적화 분석은 부족한 상황이다.

이에 본 연구에서는 우리나라의 상황을 기반으로 합리적인 예측기능을 가진 보다 현실화된 장기 에너지계획 모형을 검토하였다. 본

연구는 1년을 타임슬라이스별로 세분화할 수 있는 TIMES 모형을 활용하여 전력수요와 재생에너지의 시간 단위 변동성을 반영하면서 타임슬라이스별로 균형이 도출될 수 있도록 하였다. 적정 타임슬라이스 수의 결정을 위해 장기에너지모형 관련 선행연구를 참고하여 계절성, 일 단위 변동성, 시간 단위 변동성을 반영하기 위한 4개 계절 및 평일/휴일 8개 구간의 24개 시간대별 192개의 타임슬라이스를 구성하였다. 각 타임슬라이스 별 발전 및 수요 패턴은 과거 시간대별 전력수요와 재생에너지 발전 패턴을 활용하여 작성하였다. 이를 기반으로 연 중 실시간으로 전력수급을 최적화하는 에너지기술 포트폴리오를 도출할 수 있었다. 변동성 전원의 계통진입 확대에 따른 기존 발전원별 유연성 제공에 대한 가정을 기반으로 한 전체 에너지시스템의 경제적 최적화 방향성을 검토할 수 있었다. 또한 석탄과 LNG 화력발전소를 대상으로 유연성자원 역할을 할 수 있는 CCU 기술이 계통에 편입되었을 때 경제적 효과를 검토하였다. 이를 위해 다양한 CCU 기술 중 잉여전력을 활용하여 연료로 전환과정을 거쳐 필요시 전력으로 재방출할 수 있는 BECCU 기술과 Power to gas 기술을 대상으로 분석하였다.

시나리오로는 정부에서 발표한 재생에너지 확대 계획과 이를 2050년 40%까지 추세로 연장한 베이스라인 시나리오를 설정하고, 2개의 서로 다른 CCU 기술의 도입 가능성에 따라 총 3개의 현 정책시나리오를 구성하였다. 현 수준의 정책기조인 신재생에너지 확대 경로에서는 Power to gas 기술만 도입되는 것으로 나타났으며, 도입률도 0.3%로 미미한 수준에 그쳤다. 또한 해당 시나리오에서 2050년까지의 신재생에너지발전 설비가 계획된 수준으로 확대된다면 석탄화력 발전소의 추가 건설은 불필요한 것으로 확인되었다. 이

에 반해 천연가스 발전량은 크게 늘어, 현재 기준으로는 연료비 단가 차이로 석탄발전소 대비 경쟁열위에 있는 천연가스 발전소가 증·감발이 높은 운전의 유연성을 기반으로 경쟁력 있는 것을 확인할 수 있었다.

여기에 2014년 대비 56%의 온실가스 감축을 전제로 한 2DS 수준의 온실가스 감축 제약조건을 추가한 경로에서는 CCU 기술을 도입하지 않는 경우 전체 발전시스템에서 고용해야 하는 총 발전용량이 크게 증가하는 것을 확인하였다. 이에 따라 한계저감비용이 시나리오 4, 5, 6에서 각각 800$/$tCO_2$, 205$/tCO_2, 676$/$tCO_2$로 상승하였다. 특히 2DS 경로에서 2040년 탄소배출권 비용이 140$/$tCO_2$임을 감안하면 BECCU 기술은 비교적 수용 가능한 수준까지 한계저감비용을 낮추는 데 기여하는 것을 확인할 수 있다. 이는 CCU 기술이 대기로 배출될 CO_2 발생을 억제하면서도 에너지저장 기능으로 기존의 화력발전소 이용률을 높이는 긍정적 역할이 가능하기 때문이다. 따라서 CCU 기술은 해당 기술의 경제성 자체보다, 전체 시스템에 미치는 긍정적 효과로 기술의 경제적 타당성이 검토되어야 하는 시사점이 도출되었다. 해당 결과는 화력발전 시설을 유지하면서도 온실가스를 감축할 수 있다는 측면에서 CCS 기술과 유사성이 있다. 이러한 관점에서 CCU 기술의 역할은 2DS 목표 달성을 위한 온실가스 저감 최저비용경로에서 CCS 기술의 역할에 대해 IEA 등 주요기관에서 발표한 결과와 유사하다. 따라서 동일한 금액을 투자한다면 CCU 기술과 신재생에너지에 분산 투자를 해야 우리나라 전체 에너지시스템 비용이 줄어들 수 있는 것이다.

분석결과 현재 구축된 설비의 이용률에 대한 전망도 도출되었다. 베이스라인 시나리오에서 2020년대 후반까지 석탄 발전소는 최

대 발전원을 유지하지만 이후 급격한 이용률 감소가 진행되어, 최근 계획된 2021년까지 건설 중이거나 건설이 완료될 발전소들의 경우 이용률이 매우 제한적일 것으로 보인다. 반면 천연가스 발전소는 반대로 이용률이 2020년 대 후반까지 매우 낮은 수준으로, 현재 운영 중인 발전소들의 경우 계속해서 낮은 이용률을 유지하다가 2020년대 보다 높은 효율의 신규로 건설될 최신 발전소들이 도입된 이후에는 가동정지 상황이 상당할 것으로 예측된다. 이러한 발전소 이용률 저하는 사실상 발전시스템 자체의 경제적 비용 상승이 불가피함을 의미한다.

제 2 절 연구의 한계 및 향후 개선방향

본 연구는 TIMES 모형 내 재생에너지의 변동성 특징을 반영한 타임슬라이스를 구성하여 보다 현실화된 발전부문 전력수급 최적화 모형을 검토하고 시사점을 도출하였다. 하지만 다음과 같은 한계를 가지고 있어 향후 연구에서 다음과 같은 점이 보완 된다면 보다 설명력을 높일 수 있을 것이다.

먼저 본 연구의 모형 내 기 반영된 시간적 타임슬라이스 외에도 신재생에너지의 공간적 자원잠재량을 고려하여 다지역 모형으로 확장된 최적화모형을 구체화할 수 있다. 다지역 모형으로 확장 시, 가장 빈번하게 출력제약 현상이 야기될 수 있는 지역에 대한 정보가 구축 가능할 것이고 해당 지역을 중심으로 한 유연성 자원의 확보 및 다양한 물질로의 전환 기술 도입 등이 검토될 수 있을 것이다. 더불어 국내적 공간을 넘어 동북아 전력계통 연계 시 분석결과를

서로 비교한다면 국내 전력시스템이 나아가야 할 방향에 대한 보다 다양한 관점의 논의도 가능할 것이다.

또한 본 연구는 계통 운영 특화 시스템 등 분석단위 시·공간을 보다 세분화하여 정밀도가 높은 단기 최적화 모형을 연계하는 방향으로도 확장될 수 있다. 즉, TIMES 모형과 같이 분석 기간이 수십 년에 이르는 장기 분석모형에서 다루기 어려운 수준의 시·공간적 해상도 향상 이후 이를 외생화하여 TIMES 내 반영하고 피드백하는 과정에서 모형 간 연계를 통한 보다 정밀한 분석이 가능할 것이다. 이러한 과정에서 최신 기술 기반 다양한 에너지저장기술의 역할을 검토하고 자료를 구축하여 TIMES 모형 내에 구축한다면 저장기술간의 보완 및 경쟁관계에 대한 함의도 도출할 수 있을 것이다.

참고문헌

안지운·노동운. (2014). 『TIMES 모형을 이용한 에너지 기술 전망』. 에너지경제연구원 기본연구보고서 2014-14.

김재창, 김준모, 김훈식, 노동순, 배윤상, 심상준, 이관영, 이영무, 이창하, 정광덕, 허대기. (2013). 『이산화탄소 포집, 저장 및 전환 기술』. 청문각(교문사)

김수덕·오재익. (2016). 『온실가스 감축을 위한 에너지분야 핵심기술 발굴 및 효과분석 연구』. 산업통상자원부 에너지기술정책수립사업 연구보고서.

박만근. (2017). 『전력계통 유연응동력 분석을 통한 간헐적 신재생 전원의 수용한계 설정에 관한 연구』. 건국대학교.

산림청. (2016). 『연도별 목재펠릿 생산 및 판매량』.

김원수. (2018). 『산림바이오매스산업정책방향』. 에너지전환 시대 그리고 강원도 목질바이오에너지발전 비즈니스. 강원포럼.

주현수. (2014). 『국내바이오에너지 동향 및 정책방향』. 목재자원의 물질순환과 바이오매스 에너지이용 활성화 방안마련 토론회.

산업통상자원부. (2015). 『2030 에너지신산업 확산전략』.

산업통상자원부. (2018a). 『신재생에너지 공급의무화제도 및 연료혼합의무화 제도 관리·운영지침』.

산업통상자원부. (2018b). 『3차 에너지 기본계획 권고안』.

산업통상자원부. (2018c). 『8차전력수급계획』.

산업통상자원부. (2019). 『3차 에너지 기본계획』.

온실가스종합정보센터. (2017). 『2015 국가 온실가스 인벤토리 보고서』.

장희선·조주현. (2018). 『에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석』. 에너지경제연구원 기본연구보고서 2018-02.

전력거래소. (2018a). 『2017년도 발전설비현황』.

전력거래소. (2018b). 『제주 신재생 발전량 예측시스템 고도화 사업』.

한국에너지공단. (2017). 『2016년도 에너지사용량 통계』.

김주청. (2013). 『전환부문 감축모형 관련정보기반 구축사업』. 기후변화대응 환경기술개발사업 최종연구보고서. 한국환경산업기술원. 환경부.

IEC. (2012). 『대용량 신재생에너지의 계통연계와 대용량 전기에너지 저장장치의 이용』. International Electrotechnical Commission White paper 번역본.

Ausfelder, F., Beilmann, C., Bertau, M., Bräuninger, S., Heinzel, A., Hoer, R., Koch, W., Mahlendorf, F., Metzelthin, A., Peuckert, M., Plass, L., Räuchle, K., Reuter, M., Schaub, G., Schiebahn, S., Schwab, E., Schüth, F., Stolten, D., Teßmer, G., Wagemann, K., Ziegahn, K. F. (2015). Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. Chemie-Ingenieur-Technik, 87(1–2), 17–89. https://doi.org/10.1002/cite.201400183.

Blanco, H., Nijs, W., Ruf, J., Faaij, A. (2018). Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization. Applied Energy, 232(April), 323–340. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.027.

Choi, H. I., Lee, J. S., Choi, J. W., Shin, Y. S., Sung, Y. J., Hong, M. E., Kwak, H. S., Kim, C. Y., Sim, S. J. (2019). Performance and potential appraisal of various microalgae as direct combustion fuel. Bioresource Technology, 273(September 2018), 341–349.

https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.11.030.

Davis, R., Aden, A., Pienkos, P. T. (2011). Techno-economic analysis of autotrophic microalgae for fuel production. Applied Energy, 88(10), 3524 - 3531. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.018.

de Bucy, J., Lacroix, O., Jammes, L. (2016). The Potential of Power-To-Gas.

Dell, R. M., Moseley, P. T., Rand, D. A.J. (2014). Towards Sustainable Road Transport, Academic Press, 2014, Pages 86-108.

Dickinson, R.R., Battye, D.L., Linton, V.M., Ashman, P.J. Nathan, G. J. (2010). Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure, Int J Hydrogen Energy, 35, pp. 1321-1329.

Ela, E., O'Malley, M. (2012). Studying the Variability and Uncertainty of Variable Generation at Multiple Timescales. IEEE Transactions on Power Systems (27:3), pp. 1324-1333.

Ela, E., Diakov, V., Ibanez, E., Heaney, M. (2013). Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales, NREL Technical report.

ETRI. (2014). Energy Technology Reference Indicator Projection for 2010-2050.

Fraunhofer IWES. (2010). Poser H. (2014). Energy Infrastructure Day. Why does a consultant become shareholder of a Power-to-Gas company? Munich, 6 November 2014 재인용.

Gaqa, S., Watts, P. (2018). The agglomeration of coal fines using wet microalgae biomass. Journal of Energy in Southern Africa, 29(2), 43 - 50. https://doi.org/10.17159/2413-3051/2018/v29i2a3469.

Giostri, A., Binotti, M., Macchi, E. (2016). Microalgae cofiring in coal power plants: Innovative system layout and energy analysis. Renewable Energy, 95, 449 - 464. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.033.

Grond, L., Paula, S., Holstein, J. (2013). Final report: systems analyses Power to gas.

Haydt, G., Leal, V., Pina, A., Silva, C. A. (2011). The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models. Renewable Energy, 36(11), 3068 - 3074. https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.028.

Hendriks, C., Noothout, P., Zakkour, P., Cook, G. (2013). Implications of the Reuse of Captured CO 2 for European Climate

Action Policies - Final Report.

Hufendiek, K. (2014). Energy storage in a Grid with Fluctuating Sources: the German Perspective, The Role of Storage in Energy System Flexibility, Ministry of Economic Affairs & Energy, Berlin.

IEA. (2017). Energy Technology Perspectives 2017, International Energy Agency, Paris.

IEA-ETSAP. (2018), Tools for Analysis of a Future Energy Revolution (TAFER): Methodologies, Tools and Data Bases.

IEAGHG. (2018). Greenhouse gas emissions accounting for CO2 Capture and Utilization Technologies. 2018-TR01.

Kannan, R., Turton, H. (2013). A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework. Environmental Modeling and Assessment, 18(3), 325 - 343. https://doi.org/10.1007/s10666-012-9346-y.

Kötter, E., Schneider, L., Sehnke, F., Ohnmeiss, K., Schröer, R. (2015). Sensitivities of power-to-gas within an optimised energy system Energy Procedia, 73, pp. 190-199.

Loulou, R., Goldstein, G., Kanudia, A., Lettila, A., Remme, U.

(2016a). Documentation for the TIMES Model Part I. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme, (July), 1 - 151. Retrieved from http://iea-etsap.org/index.php/documentation.

Loulou, R., Lehtila, A., Kanudia, A., Remme, U., Goldstein, G. (2016b). Documentation for the TIMES Model Part II. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme, (July), 1 - 384. Retrieved from http://iea-etsap.org/index.php/documentation.

Mennicken, L., Janz, A., Roth, S. (2016). The German R&D Program for CO2 Utilization－Innovations for a Green Economy. Environmental Science and Pollution Research, 23(11), 11386 - 11392. https://doi.org/10.1007/s11356-016-6641-1.

Moeller, C., Meiss, J., Mueller, B., Hlusiak, M., Breyer, C., Kastner, M. (2014). Transforming the electricity generation of the Berlin e Brandenburg region, Germany. Renew Energy, 72, pp. 39-50.

Molina Grima, E., Belarbi, E.-H., Acién Fernández, F. G., Robles Medina, A., Chisti, Y. (2003). Recovery of microalgal biomass and metabolites: process options and economics. Biotechnology Advances, 20(7 - 8), 491 - 515. Retrieved from http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/14550018.

Jens, P., Bothe, D. (2018). INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP The report was enhanced with contributions from the World Energy Council network in: INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP. Retrieved from www.weltenergierat.de.

Ozawa, A., Kudoh, Y., Murata, A., Honda, T., Saita, I., Takagi, H. (2018). Hydrogen in low-carbon energy systems in Japan by 2050: The uncertainties of technology development and implementation. International Journal of Hydrogen Energy, 43(39), 18083 - 18094. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.098.

Suali, E., Sarbatly, R. (2012). Conversion of microalgae to biofuel. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(6), 4316 - 4342. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.047.

Vaillancourt, K., Bahn, O., Levasseur, A. (2019). The role of bioenergy in low-carbon energy transition scenarios: A case study for Quebec (Canada). Renewable and Sustainable Energy Reviews, 102(October 2018), 24 - 34. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.025.

Vandewalle, J., Bruninx, K., D'Haeseleer, W. (2015). Effects of large-scale Power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions. Energy Conversion and Management, 94, 28 - 39. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.038.

Victor, N., Nichols, C., Balash, P. (2014). The impacts of shale gas supply and climate policies on energy security: The U.S. energy system analysis based on MARKAL model. Energy Strategy Reviews 5, pp. 26-41.

Welsch, M., Deane, P., Howells, M., O Gallachóir, B., Rogan, F., Bazilian, M., Rogner, H. H. (2014). Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. Applied Energy, 135, 600 - 615. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.072.

Zakkour, P. (2019). Greenhouse Gas Accounting for CO2 Capture and Utilization Technologies, Korea CCUS Association 9th CCUS Conference.

[인터넷 사이트]

산림청 http://www.forest.go.kr

IEA-ETSAP. Energy Technology Systems Analysis Program. https://ieaetsap.org/index.php/etsap-tools.

Abstract

The Analysis of Economic Effects of New Energy Technologies for Variable Renewable Energy in Power Generation Sector

-Focusing on BECCU, Power to gas technologies-

Hyejin Lee
Dept. of Agricultural Economics and Rural Development
The Graduate School
Seoul National University

Since the Paris Agreement on Climate Change in 2015, countries are accelerating the expansion of renewable energy to reduce greenhouse gas emissions. Korea recently announced plans to increase the proportion of renewable energy power generation to 20% in 2030 under the 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand and to 30% ~ 35% in 2040 under the Third Energy Basic Plan.

By 2030, the installed capacity of renewable sources would increase to 58.5GW with the growth mainly coming from solar and wind power. However, solar power and wind power are dependent on weather conditions and can be fluctuating at multiple time-scales. Therefore, there are growing concerns regarding stability of system operation and surplus electricity generated from renewable sources exceeding electricity demand. As the share of renewable energy generation increases, this issue intensifies. In addition to existing LNG power, hydroelectric power, and pumped storage power generation, there is a growing need for new flexible measures and even flexible operation of coal power plants are being considered. Considering that the life span of power generation facilities is usually 20 years or more, the impact of the expansion of renewable energy systems should be carefully examined prior to the establishment of the long-term energy supply and demand plan.

In order to overcome this issue, this study first estimates amount of flexible deficit of the power system in 2030 and 2040, considering the variability and uncertainty of renewable sources. In addition, required flexible capacities are estimated from existing electricity generation sources which finally determine the total amount of electricity generation. To that end, the surplus power generation amount was estimated by comparing total determined

generation amount, which is capable of coping with the flexible capacities, and electricity demand. To quantify variability and uncertainty of renewable sources, hourly measured MGO(metered generation output) data over the past three years were utilized. For more reliable calculation, a few scenarios were made in order to come up with as the merit order of the existing power plants and the operating behaviors of the thermal power plants. As a result of calculating the amount of surplus power exceeding the final power demand by time, a considerable amount of surplus power is identified. This suggests the need for additional flexibility resources in Korea. In this respect, this study examined two CCU technologies that can be used as flexible measures which can contribute to addressing issues of surplus power.

In order to examine the effect when these technologies are incorporated into the Korea power sector, this study used the TIMES model. This technology based model can reflect the hourly time series of realized Korean electricity demand and availability of renewable sources, defines as capacity factors over time. The baseline scenario reflects the renewable energy enlargement plan announced so far. And by adding the 2° C reduction as a constraint, emission limitation scenario is also defined. In the baseline scenario, the adoption of the two CCU technologies was either not

identified or insignificant, but in the scenario with the 2° C reduction constraint added, two CCU technologies were found to contribute significantly to lowering the cost of the overall system. This is because CCU technology can produce additional energy utilizing electricity surplus, enabling thermal power generation without greenhouse gas emissions. And this function can supplement high levels of intermittent renewable energy, therefore CCU technologies could contribute to greatly reduce the total capacity of the electricity generation to cope with the same electricity demand. These results demonstrate the role of load transfer through the seasonal energy storage function of CCU technology.

The results of this study show that the diversity secured from different power generation technologies contributes to the cost effective reduction of greenhouse gases through complementary relationships in the electricity market. In addition, considering that even high costs of CCU technology used in the analysis resulted in the positive results in the whole electricity system, flexible measures need to be evaluated through the entire system rather than the economics of the technology itself. This study is different from the previous studies in that it examines the economic effect of CCU technology as a flexible measure using a long term energy model that can accommodate the fluctuating

nature of renewable energy. The findings of the analysis and implications could be used to establish a long term energy supply and demand plan.

Keywords : Variable renewable energy, TIMES Model, flexible resources, CCU technology

Student ID : 2011-31023