

수시
연구 보고서
17-06

신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
안재균



참여연구진

연구책임자 : 부연구위원 안재균

연구참여자 : 연구위원 신상윤

건국대학교 교수 이두희

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

2017년 출범한 신정부는 에너지 정책 목표로 2030년 신재생에너지 발전량 비중 목표를 20%로 제시하였다. 2030년 정부의 보급 목표를 살펴보면 변동적 신재생에너지인 태양광과 풍력발전의 발전량 합계는 총 발전량에서 약 13%를 차지할 것으로 전망된다.

본 연구의 목적은 2030년 국가 전원믹스 계획에 따른 전력계통 유연성을 평가하고 선진국의 사례 분석을 통해 비용 효과적으로 계통 유연성을 강화하는 제도를 제안하는데 있다. 구체적인 세부 목표는 다음과 같다. 첫째, 전력계통 유연성 평가 모형을 구축한다. 2030년 전력수급 예상 안을 모형에 적용하여 변동적 신재생에너지의 보급 목표 달성 시 전력계통 유연성에 미치는 영향을 살펴본다. 둘째, 선진국의 전력계통 운영 및 제도 개선 사례를 살펴본다. 마지막으로 국내 전력계통 유연성을 강화시킬 수 있는 제도를 제안한다.

2. 연구내용 및 분석결과

가. 주요 선진국 전력계통 유연성 제고 사례

전력계통 유연성(Power system flexibility)은 비용 효과적으로 전

력수급 균형(Power balance)을 유지시키기 위해 발전과 부하를 조절할 수 있는 능력으로 정의한다(IEA, 2014).

변동적 신재생에너지 보급 증가는 이러한 전력계통 유연성 요구량을 보다 증대시키는 요인으로 작용할 것이다.

전력계통 유연성은 전력시장제도 개선, 전력계통 운영 선진화, 가스터빈, 양수발전, ESS, 수요자원과 같이 유연성 제공 자원 확보로 증대시킬 수 있다. 아래의 <표-1>은 주요 선진국에서 전력계통 유연성 강화사례를 요약하였다.

<표-1> 주요 선진국 전력계통 유연성 제고 사례

구 분	내 용
전력시장 제도 개선	.미국: 실시간 시장 정산주기 단축 .유럽: 당일 시장 개설 .공동: 변동적 신재생에너지 밸런싱 의무부여, 감발 제도
전력계통 운영 선진화	.공동: 풍력발전 예측 시스템 운영 .스페인: 신재생에너지 관제센터
유연성 제공 자원 확보	.미국 CAISO: Ramping product market 도입, ESS 의무화 .공동: 수요자원 보조서비스로 활용 .미국 PJM, CAISO: ESS 전력시장 진입장벽 완화

주요 선진국에서 전력시장 제도개선을 통해서 유연성을 제고하는 방법은 실시간 시장의 정산 주기 단축, 당일 시장 도입, 변동적 신재

생에너지에게 수급균형 의무 부여를 들 수 있다. 이러한 제도적 개선은 전력계통 유연성 제공 자원의 추가적인 투자 없이 잠재적으로 보유하고 있는 유연성을 이끌어 낼 수 있는 가장 경제적인 수단이다.

풍력발전의 비중이 높고 주변 전력시장과 계통연계가 제한적인 전력시장에서 계통운영 선진화 사례는 스페인과 미국의 텍사스를 들 수 있다. 스페인과 텍사스의 2015년 풍력 발전량의 비중은 각각 17.6%, 11.7%를 기록하였다.

스페인과 텍사스는 공통적으로 풍력발전 예측 시스템을 운영하여 급전계획에 활용하고 있다. 스페인은 계통 안전도 저하를 방지하고 신재생에너지의 이용을 극대화하기 위해 중앙 및 신재생에너지 운영센터를 통해 신재생에너지를 감시 및 제어한다. 텍사스는 갑작스러운 풍력발전의 변동에 대비하기 위해 대규모 출력변동 경보 시스템을 운영하고 있다.

유연성 제공 자원을 의무적으로 확보하고 있는 전력시장은 캘리포니아를 들 수 있다. 캘리포니아의 2016년 태양광 발전량 비중은 약 8.7%를 기록하였다. 태양광 발전의 증가로 인해 정오 때 순수요(전력수요-태양광 발전)가 감소하였다가 오후에 급격히 증가하는 패턴이 발생한다. 캘리포니아 계통운영자(CAISO)는 2016년 유연응동 상품(Flexible ramping product)을 도입하여 발전사에게 기동정지에 관한 의무 입찰을 실시하고 급전계획에 반영하며, 그에 따른 기회비용을 발전사업자에게 보상한다. 또한 캘리포니아 공공위원회(CPUC)는 발전사업자, 전기공급업자 등에게 ESS의 사용을 의무화 하였다.

주요 선진국의 전력시장에서는 비발전기 자원인 수요자원(Demand Response, DR)과 ESS를 주파수조정과 같은 보조서비스에 활용하여 유연성을 증대시키고 있다. 수요자원은 신속히 부하를 조절하여 주파수조정에비력에 활용이 가능하며 ESS는 우수한 속응력을 지니고 있어 주파수 조정용에 적합한 자원이다. 미국 및 유럽 국가의 전력시장에서는 수요자원을 보다 적극적으로 활용하기 위해 전력시장 참여 조건인 최소 용량 및 응답시간을 완화하고 있다. 미국 PJM은 속응성과 용량을 고려하여 차등적인 정산체계를 정립하였고 CAISO는 ESS의 전력시장 진입을 촉진하기 위해 최소용량과 지속시간 조건을 완화하였다.

나. 국내 전력계통 유연성 평가

본 연구는 태양광과 풍력발전의 변동성이 2030년 가정으로 한 전력계통에 어떠한 영향을 미치는지 분석하기 위해서 전력계통 유연성 분석을 실행하였다.

결과에 따르면 수도권 발전 비중 20%를 전제 시나리오에서 증발 유연성 부족 현상이 8시에 4회, 18시에 1회 발생하였다.

8시 증발 유연성 부족 원인은 오전 시간대에 수요량이 지속적으로 증가하는 반면에 예상치 못한 풍력 출력의 감소로 순수요 증가량이 늘어나지만 이를 충족시켜주는 증발 유연성 자원의 용량 부족에 따른 결과이다.

18시 유연성 부족현상은 일몰 시간대 수요 수준이 비교적 높은 수준을 유지하고 있으나 태양광 출력이 감소하여 순수요 변화량이

증가하는 반면에 출력의 증발을 필요로 하는 일반 발전기의 용량 부족에 따른 결과이다.

증발 유연성 부족 빈도 수준과 특정 시간대에 발생한다는 것을 고려하면, 2030년 전원믹스를 가정으로 급전순위 조정 또는 복합화력에서 가스터빈 단독운전이나 추가적으로 진입하는 양수의 활용으로 태양광 및 풍력발전의 1시간 단위 변동성은 대처가 가능할 것으로 추정된다.

감발 유연성 부족의 경우에는 현실성이 낮은 수도권 발전비중이 20% 미만인 시나리오에서만 관측된다. 그러나 전력수요 수준이 가장 낮은 구정과 같은 휴무일에 발생하였으므로 전력계통운영에 주의를 요한다. 이에 대한 대책으로는 변동적 신재생에너지를 대상으로 출력제약(Curtailment) 고려, 최소 출력(MW)이 낮고 감발율이 높은 발전기 중심의 급전순위 변경, 에너지저장장치의 활용이 필요할 것으로 예상된다.

3. 정책제언

가. 전력시장 제도개선

현재 국내 전력시장에는 하루 전 시장(Day-ahead market)만이 있고, 실시간 시장(Real time market)은 부재하며 수급불균형을 유발한 사업자에 부과하는 벌과금 제도가 없는 상황이다.

실시간 시장 도입으로 이중정산시스템에 따라 변동적 신재생에너지 사업자는 일반 발전사와 동일 또는 완화된 밸런싱 의무를 부

여받게 되면 발전량 예측 제고와 계획 발전량 준수 의무가 발생하므로 수급불균형에 따른 제약비용 증가와 같은 경제적 비효율성을 방지할 수 있다.

이와 더불어 보조서비스시장과 5분 단위의 실시간 시장 가격이 형성될 경우에는 유연성 제공 자원인 가스터빈, 양수와 같은 피크 발전기와 DR, ESS와 같은 신기술이 적절한 보상을 받을 기회가 늘어나 수익성이 개선될 수 있다.

유럽 전력시장과 같이 하루 전 시장과 실시간 시장 사이에 당일 시장(Intra-day market) 개설을 고려할 수 있다. 하루 전 시장과 실시간 시장 사이에 풍력발전의 예측 결과를 보다 빠르게 반영하고 가스터빈 보다 저렴한 발전기의 참여를 유도할 수 있다면 예비력 확보 비용을 감소시킬 수 있다.

나. 변동적 신재생에너지 규제 및 예측시스템

주요 선국의 전력시장에서는 일반발전기와 동일한 수준의 밸런싱 의무를 변동적 신재생에너지에게 적용하고 있다. 그러나 변동적 신재생에너지 산업의 초반에는 관련 산업이 성장할 수 있도록 완화된 규칙을 설정할 수 있다. 또한 급전지시에 이행하는 신재생에너지의 출력제약(Curtailment)에 대해서는 보상 체계를 고려할 수 있다. 구체적인 보상 방법으로 총 손실액 규모와 송전망 제약 조건을 설정하여 풍력발전의 제약 발전량에 대해 시장가격으로 전액 보상하거나 사업자 손실액 부담률을 정하여 보상하는 방법을 고안할 수 있다.

안정적인 장단기 전력계통운영을 위해서는 변동적 신재생에너지 발전 예측 시스템 구축이 필요하다. 또한 짧은 시간 동안 풍력발전의 급격한 출력의 변화를 사전에 경고를 보낼 수 있는 풍력발전의 증감발률 예측 시스템 구축을 고려할 수 있다.

다. 유연성 제공 자원 확보

경제적인 면에서 수요자원은 추가적인 투자 소요가 크지 않으므로 우선적으로 확보가 필요한 자원이다. 주파수조정예비력으로 활용하기 위해서는 EMS 개발과 초 단위 연동을 위한 Auto-DR 인프라 구축이 요구된다. 20분 이내 응동하여 대기대체 예비력으로 활용하기 위해서는 인센티브 기반의 제도적 유인책이 필요하다

리튬이온 기반의 ESS를 주파수 조정용으로 충분히 활용하기 위해서는 장주기 시스템 개발이 필요하다. 장주기 시스템의 경제성을 갖추는 요인은 배터리 비용의 하락과 15년 이상의 사용 수명이다. 제도적인 측면에서 보조서비스의 합리적인 정산단가 지급과 속응성에 대한 적정 인센티브 마련을 통해 동 자원의 확보를 유도할 필요가 있다.

양수발전은 변동적 신재생에너지 보급 확대에 따라 유연성 제고 수단으로 기존의 양수발전의 활용이 매우 중요해지고 있다. 양수발전은 응동 시간이 짧고 장시간 사용가능한 장점이 있는 반면에 상·하부 저수지 건설에 적합한 입지 제약이 따르고 건설기간이 평균 7년으로 장기간 소요된다는 단점이 있다.

가스터빈 발전기의 장점은 넓은 출력범위, 짧은 기동시간, 빠른

증감발이다. 현재의 LNG 복합발전에서 가스터빈 단독운전을 유도하려면 캘리포니아와 같이 증감발 요구량을 의무적으로 확보하고 동시에 적절한 가격으로 보상하는 제도 도입을 고려해야 한다.

ABSTRACT

The purpose of this study is to evaluate the power system flexibility of Korea on the basis of the national power mix plan in 2030 and to propose a plan that can enhance the power system flexibility in a cost effective manner by analyzing cases in developed countries.

Specific goals are as follows. First, the authors suggest a power system flexibility evaluation model. Then, by applying an electricity demand and supply forecast in 2030 to the model, we examine the effects of achieving the variable renewable energy target on the power system flexibility. Second, we examine cases of power system operation and its improvement in developed countries. Finally, we propose a plan which can strengthen the domestic power system flexibility of Korea.

Power system flexibility is defined as the ability to control power and demand in a cost-effective way to maintain power balance(IEA, 2014).

According to the evaluation result of the power system flexibility of Korea, five cases of ramping-up flexibility shortage occurred in the most probable scenario in 2030.

We estimate that it is possible to cope with the 1 hour unit

fluctuation of solar and wind energy by taking advantage of merit order adjustment, Gas Turbine(GT) bypass or additional pumped-storage power

Ramping-down flexibility shortage occurred on holidays such as Lunar New Year's Day which shows the lowest electricity demand level. We expect that curtailment of variable renewable energy, adjustment of merit-order, and utilization of ESS can be useful responses to this occurrence.

Power system flexibility can be enhanced by improving electricity market system, advancing power system operation, and securing flexible power supply sources such as GT, pumped-storage power generation, ESS, and Demand Response(DR).

Improvement of electricity markets system can be achieved by shortening the real-time market's settlement cycle, introducing an intra-day market, and imposing an obligation of balancing on variable renewable energy. These institutional improvements are the most economical means for achieving the potential flexibility that do not require additional investment in flexible power supply sources.

Advancing power system operation encompasses establishment of a new renewable energy control center and a forecasting system for variable renewable energy.

Flexible power supply sources include DR, ESS, pumped-storage

power, and GT. DR needs to be secured with priority as it does not require additional investment. In order to secure DR and ESS, it is commonly required to lower entry barriers and to strengthen compensation standards. As variable renewable energy deployment is enlarged, the role of pumped-storage power generation is to be enhanced. It is necessary to find appropriate locations and to shorten construction periods. In the current power system, mandatory start-up bids and compensation at reasonable prices are required to ensure flexibility through GT as California.

제목 차례

제1장 서론	1
1. 연구 배경 및 필요성	1
2. 연구목적	4
제2장 변동적 신재생에너지 특성 및 영향	7
1. 변동적 신재생에너지 특성	7
가. 장점	7
나. 단점	8
2. 변동적 신재생에너지 영향	13
가. 전력시장제도	13
나. 변동적 신재생에너지 출력제약	13
다. 운영예비력 변화	15
제3장 선진국의 전력계통 유연성 강화 사례	25
1. 전력시장제도	25
가. 미국	25
나. 유럽	33
2. 전력계통 운영 및 풍력예측 시스템 고도화	37
가. 스페인 신재생에너지 운영 및 예측시스템	37
나. ERCOT 풍력예측 및 경보 시스템	39
3. 유연성 전원 확보 메커니즘	41

가. 비발전기 보조서비스 활용	41
나. 유연성 자원 확보 의무화	45
제4장 전력계통 유연성 분석	51
1. 모형 개요	51
2. 분석 모형	52
가. 변동적 신재생에너지 시뮬레이션	52
나. 순수요 변화 계산	56
다. 유연성 용량 계산	59
라. 전력계통 유연성 계산	67
3. 결과	68
가. 증발 유연성 분석	69
나. 감발 유연성 분석	74
다. 결과 요약	79
제5장 정책적 시사점	81
1. 전력시장제도 개편	81
가. 실시간 시장 운영	81
나. 전력시장 참여와 규제	82
2. 전력계통 운영 선진화	83
3. 유연성 제공자원 확보	84
〈부 록〉 OECD 주요국 전원믹스	89
참고문헌	93

표 차례

<표 2-1> 미국 전력시장별 풍력발전 제약량	14
<표 3-1> 하루 전 시장 및 실시간 시장 개요	27
<표 3-2> 미국 지역별 하루 전 시장 및 실시간 시장 비교	28
<표 3-3> 하루 전 시장 및 실시간 시장 개요	30
<표 3-4> 미국 대표 지역별 변동적 신재생에너지 전력시장 참여 형태 ..	33
<표 3-5> 이탈리아 밸런싱 정산제도	36
<표 3-6> 북미 수요자원 응답시간 및 최소용량	42
<표 3-7> 유럽 수요자원 응답시간 및 최소용량	44
<표 3-8> CAISO Ramping product 세부사항	48
<표 3-9> 캘리포니아 3대 발전사업자들 ESS 의무용량(MW)	49
<표 4-1> 전원공급 시나리오	63
<표 4-2> 2030년 전원 믹스 시나리오	64
<표 4-3> 전원별 유연성 특성 자료(평균)	64
<표 4-4> 수도권 발전 비중 시나리오	68
<표 4-5> 18시 월별 증발 유연성 부족 발생 시 상태	72
<표 4-6> 8시 월별 증발 유연성 부족 발생 시 상태	74
<표 4-7> 9시 월별 감발 유연성 부족 발생 시 상태	77
<표 4-8> 12시 월별 감발 유연성 부족 발생 시 상태	78
<표 5-1> 유연성 제공 자원 특성	84
<표 5-2> 보조서비스 DR 참여 가능성	85
<표 A-1> 2015년 OECD 주요국 전원별 용량(GW)	89
<표 A-2> 2015년 OECD 주요국 전원별 발전량(TWh)	90

그림 차례

[그림 1-1] 주요국의 미래 에너지 믹스 목표	1
[그림 1-2] 전력계통 유연성 개념	2
[그림 2-1] 독일 풍력발전 예측 오차	9
[그림 2-2] 시간대별 풍력발전 및 지속 곡선(텐마크)	10
[그림 2-3] 풍력발전의 한 시간 단위 변화율	10
[그림 2-4] 태양광 증가에 따른 전력계통 운영	11
[그림 2-5] 2015년 스페인 전원별 용량 및 발전량 구성	16
[그림 2-6] 스페인 풍력발전 용량과 2, 3차 예비력 추이('00~'09) ...	17
[그림 2-7] 스페인 풍력발전 용량과 편차 예비력 전개('00~'09)	18
[그림 2-8] ERCOT의 2015년 전원별 발전량 및 용량 비중	19
[그림 2-9] ERCOT의 상승 주파수조정예비력 서비스의 추이	20
[그림 2-10] ERCOT의 하강 주파수조정예비력 서비스의 추이	20
[그림 2-11] ERCOT의 주파수응답예비력 서비스의 추이	21
[그림 2-12] ERCOT의 비동기 예비력의 추이	22
[그림 3-1] 북미 전력시장	26
[그림 3-2] 전력거래 정산 개요	29
[그림 3-3] 유럽 전력시장에서의 주기별 거래형태	34
[그림 3-4] 유럽 국가별 풍력발전량 비중 및 벨런싱 의무	35
[그림 3-5] 스페인 신재생에너지 운영 시스템	38
[그림 3-6] 2014년 ERCOT의 단기 풍력 예측 모델	39
[그림 3-7] ERCOT의 풍력 감발률 예측 프로그램(ELRAS) 전개도 · 40	
[그림 3-8] 미국 지역별 수요자원 용량(2014)	41

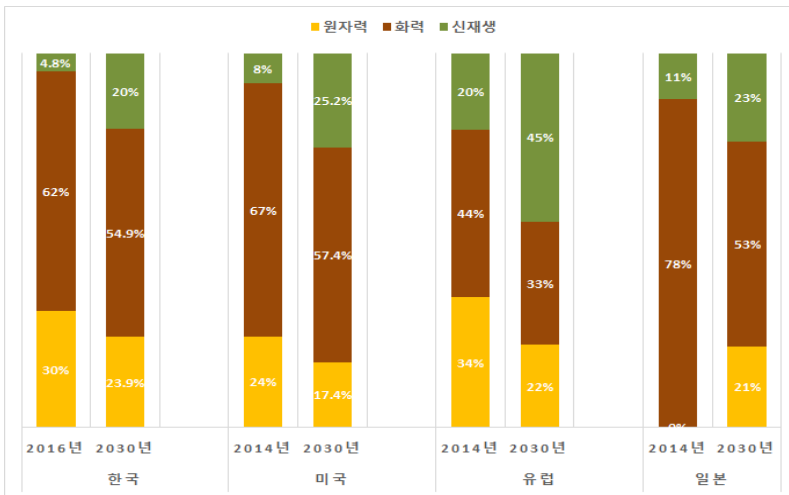
[그림 3-9] 유럽 지역별 수요자원 현황	43
[그림 3-10] 2016년 캘리포니아 전원별 용량 및 발전량 구성	45
[그림 3-11] CAISO 연도별 Duck Curve	46
[그림 3-12] CAISO 유연성 확보량	47
[그림 4-1] 태양광(1,000MW) 출력 패턴	53
[그림 4-2] 태양광 1시간 전 대비 감소량 히스토그램	54
[그림 4-3] 태양광 1시간 전 대비 증가량 히스토그램	54
[그림 4-4] 풍력(1,000MW) 출력 패턴	55
[그림 4-5] 풍력 1시간 전 대비 변화량 히스토그램	56
[그림 4-6] 8,760 시간대 수요 및 순수요	57
[그림 4-7] 시간대별 평균 수요 및 순수요 패턴	57
[그림 4-8] 시간대별 증발 유연성 부족 발생 확률	69
[그림 4-9] 18시 월별 증발 유연성 부족 횟수	71
[그림 4-10] 19시 월별 증발 유연성 부족 횟수	71
[그림 4-11] 8시 월별 증발 유연성 부족 횟수	73
[그림 4-12] 시간대별 감발 유연성 부족 발생 확률	75
[그림 4-13] 9시 월별 감발 유연성 부족 횟수	76
[그림 4-14] 12시 월별 감발 유연성 부족 횟수	77
[그림 A-1] 2016년 미국 지역별 풍력, 태양광, 기타 발전량(TWh) ..	91

제1장 서론

1. 연구 배경 및 필요성

2017년 출범한 신정부는 에너지 정책 목표로 2030년 신재생에너지 발전량 비중 목표를 20%로 제시하였다. 원자력과 석탄화력 발전량의 비중을 점진적으로 축소하고 신재생에너지와 LNG 발전의 비중을 높이는 것이 주요 특징이라 할 수 있다. 이에 따라 국내의 전원믹스는 신재생에너지 비중이 20%를 상회하는 주요 선진국과 유사해질 전망이다([그림 1-1] 참조).

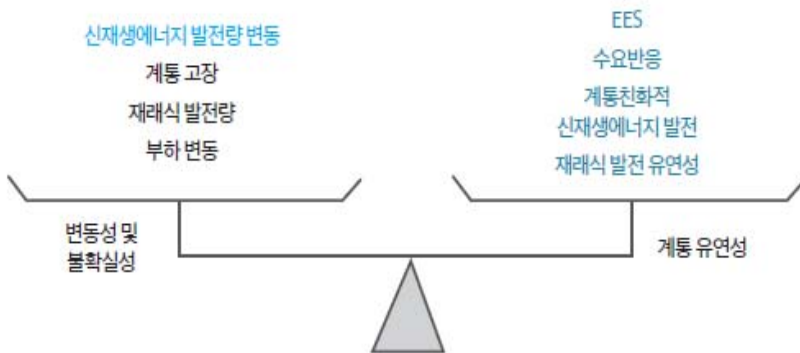
[그림 1-1] 주요국의 미래 에너지 믹스 목표



출처: 이철용 외(2017, p.13)를 토대로 재구성

신재생에너지 중 태양광과 풍력발전은 각각 일사량과 풍속 조건에 의존하여 발전하는 특성으로 변동적 신재생에너지(Variable renewable energy)로 분류된다. 변동적 신재생에너지는 출력을 예측하기 어려운 불확실성과 출력의 변화폭이 큰 변동성을 지니고 있다. 이러한 점은 전력계통(Power system) 운영에 어려움을 안겨준다. 대규모의 변동적 신재생에너지가 전력계통에 병입될 때에는 상기 기술한 특성으로 전력계통의 유연성(Power system flexibility)을 저해하는 요소로 작용한다. 여기서 전력계통 유연성은 비용 효과적으로 전력수급 균형(Power balance)을 유지시키기 위해 발전과 부하를 조절할 수 있는 능력으로 정의한다(IEA, 2014).

[그림 1-2] 전력계통 유연성 개념



출처: IEC(2012, p.195)

기존의 전력계통 유연성은 주로 수요 측 변동, 일반 발전기의 예상치 못한 고장, 계통 상황 등에 대처하기 위한 것이다. 변동적 신재생에너지 보급 증가는 이러한 전력계통 유연성의 제고를 요하는 주요 요인으로 작용할 것이다. [그림 1-2]에서처럼 이러한 전력계통 유연성은 ESS와 수요반응을 통해 신규 자원을 추가해서 확보할 수 있을 뿐 아니라 전력시장운영 개선을 통해 기존의 유연성을 보다 확대할 있다(IEC, 2012).

전력시장 제도 및 운영 면에서 유연성 제고 방법은 변동적 신재생에너지의 예측능력 강화, 수급균형 의무 부여, 출력제한 조치 등을 들 수 있다. 이러한 제도적 개선은 전력계통 유연성 제공 자원의 추가적인 투자 없이 가장 경제적으로 변동적 신재생에너지의 계통영향을 감소시킬 수 있는 수단이다.

발전 측면에서는 첫째, 계통친화적인 신재생에너지 발전기술 이용이다. 변동 폭을 줄이고 제어가 가능한 신재생에너지 기술을 개발하는 것이다. 그러나 이는 기술의 진보와 상용화하는데 시간이 소요되기 때문에 현재로서 그 효과는 제한적이라 할 수 있다. 둘째, 일반 전원을 통한 유연성 제공이다. 현재 상태에서 가장 많은 전력계통 유연성을 제공할 수 있는 일반 전원이라 할 수 있다(IEC 2012). 일반 전원 중 기동 또는 정지 소요시간이 짧고 분당 출력의 증가 또는 감소량이 보다 많은 전원을 보다 적극적으로 활용하는 것이다. 또한 양수발전의 활용이 보다 증대한다. 양수발전은 화력 발전기보다 기동성이 우수하고 잉여전력을 저장할 수 있으므로 전력계통 유연성을 높일 수 있는 중요한 자원으로 평가된다.

부하 측면에서는 수요자원(Demand Response, DR)과 에너지저장장치(Electricity Storage System, ESS)를 활용하여 유연성을 증가시킬 수 있다. 기존의 최대전력수요 감소 목적으로 활용하던 수요자원을 변동적 신재생에너지의 변화에 따라 수요를 조절하여 전력수급을 일치하는 용도로 확대하는 것이다. ESS는 즉각적인 충·방전으로 주파수 조정용 및 에너지저장 기능을 수행하는 자원으로 전력계통 안정화의 중요 수단이 된다.

2030년 정부의 보급 목표를 살펴보면 변동적 신재생에너지인 태양광과 풍력발전의 총 발전량은 총발전량에서 약 13%를 차지할 것으로 전망된다. 2015년 기준으로 변동적 신재생에너지의 발전량 비중이 약 1% 미만임을 고려할 때 큰 폭의 증가이므로 현재의 수준에 비해 어느 정도의 전력계통 유연성이 요구되는지 필히 파악해야 할 사항이다. 더불어, 장기적으로 변동적 신재생에너지의 비중이 지속적으로 증가할 것으로 예상되므로 전력계통 유연성을 증대시키는 방향으로 효과적인 제도로의 전환과 신기술 확보 방법에 대한 모색이 필요한 상황이다.

2. 연구목적

본 연구의 목적은 2030년 국가 전원믹스 계획에 따른 전력계통 유연성을 평가하고 선진국의 사례 분석을 통해 경제적으로 계통 유연성을 강화하는 제도를 제안하는데 있다. 구체적인 세부 목표는 다음과 같다. 첫째, 전력계통 유연성 평가 모형을 구축한다. 2030년 전력수급 예상 안을 모형에 적용하여 변동적 신재생에너지의 보급

목표 달성 시 전력계통 유연성에 미치는 영향을 살펴본다. 둘째, 선진국의 전력계통 운영 및 제도 개선 사례를 살펴본다. 마지막으로 국내 전력계통 유연성을 강화시킬 수 있는 제도를 제안한다.

본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 서론에 이은 2장에서는 변동적 신재생에너지인 태양광, 풍력발전의 특성을 간략히 살펴보고 전력계통과 시장에 미칠 수 있는 영향을 살펴본다. 3장에서는 주요 선진국의 전력계통 유연성을 강화하기 위한 전력시장제도 개선, 전력계통 운영 선진화 사례를 검토한다. 4장은 전력계통 유연성 분석모형을 구축을 통해 2030년 변동적 신재생에너지의 보급 목표 달성 시 전력계통 유연성을 분석한다. 마지막 5장에서는 연구결과를 요약하고 국내 전력계통 유연성 강화를 위한 정책적 시사점을 제시한다.

제2장 변동적 신재생에너지 특성 및 영향

1. 변동적 신재생에너지 특성

가. 장점

풍력과 태양광은 기존의 전통적 발전기와 다르게 화석연료를 필요로 하지 않는다. 이에 따라 아래와 같은 장점을 지닌다.

1) 적은 용수 소비량

첫째, 태양광 및 풍력발전에는 발전용수가 거의 들어가지 않는다는 점이다. 일반 화력 발전과 원자력 발전은 보일러 용수와 냉각 용수 등을 필요로 한다. 일부 화력발전은 댐에서 필요한 용수를 공급받기 때문에 극심한 가뭄 시 전력수급에 지장을 줄 수 있고 농업 등 기타 부문에 용수공급에 차질을 가져다 줄 수 있다. 반면에 발전용수를 거의 필요로 하지 않는 태양광 및 풍력발전은 가뭄 시 전력수급 및 용수공급 안정에 기여할 수 있다.

2) 청정에너지

둘째, 태양광 및 풍력발전은 발전 과정에서 온실가스(Greenhouse gases, GHG)와 미세먼지(Particulate Matter, PM)를 배출하지 않는다. 원자재를 가공 또는 폐기하는 과정에서 온실가스 또는 미세먼지의 배출이 발생할 수 있지만, 일단 발전 과정에서 환경 오염물질

을 배출하지 않는다. 이러한 점으로 동 에너지의 보급 확대는 기후 변화 목표 달성 및 미세먼지 감축에 있어서 중요 수단이 된다.

3) 지속 발전

셋째, 지속적으로 발전이 가능하다는 점이다. 화석연료의 사용은 국제 석유와 가스시장에서 수급불안과 국제적 위기 발생 가능성의 위험을 내포하고 있다. 이에 반해 태양광 및 풍력발전은 외부로부터 별도의 연료를 공급받지 않아도 발전이 가능하므로 에너지 안보를 강화시킨다.

나. 단점

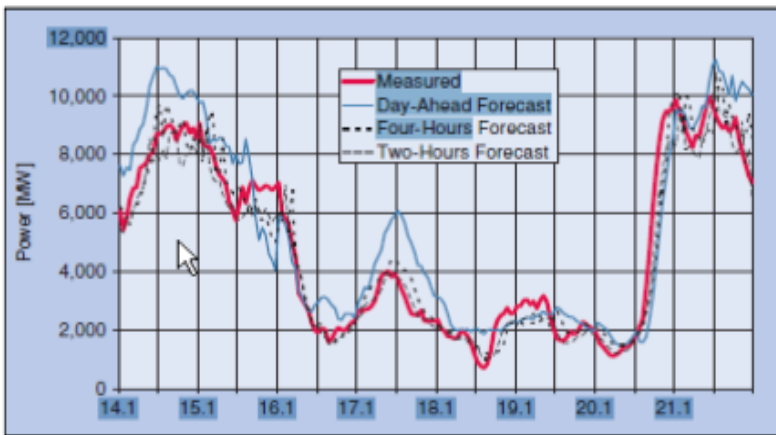
변동적 신재생에너지는 상기 기술한 장점이 있지만, 동시에 전력계통 면에서는 다음과 같은 대표적인 단점을 지닌다. 첫째, 변동적 신재생에너지의 출력은 예측이 쉽지 않는 점(불확실성), 출력 자체가 큰 변화폭을 가진다는 점(변동성), 그리고 계통에 관성 예비력을 공급하기 어렵다는 점이다.

1) 불확실성

태양광은 일사량에 따라 발전하는 주기적인 패턴을 갖고 있어 특별한 경우를 제외하고는 풍력보다 예측이 용이한 면이 있다. 이에 반해 풍력발전은 풍속에 따라 발전 한다. 풍속 등 기상여건 등을 정밀하게 예측한다 해도 어느 정도 오차를 갖고 있기 때문에 풍력

발전은 항상 불확실성이 있다. [그림 2-1]은 독일 풍력발전을 대상으로 하루 전, 4시간 전, 2시간 전의 예측 오차 결과를 비교하고 있다. 하루 전의 예측오차는 최대 2,000MW가 발생하였으나 예측 주기가 짧아질수록 오차가 줄어드는 결과를 알 수 있다.

[그림 2-1] 독일 풍력발전 예측 오차

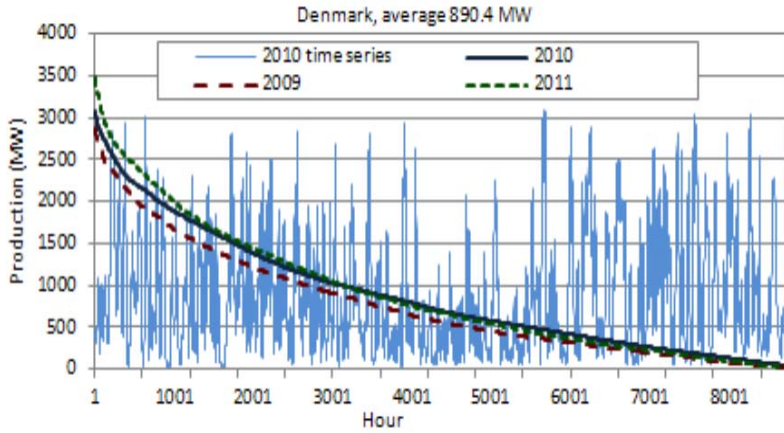


출처: GE Energy(2012, p.107)

2) 변동성

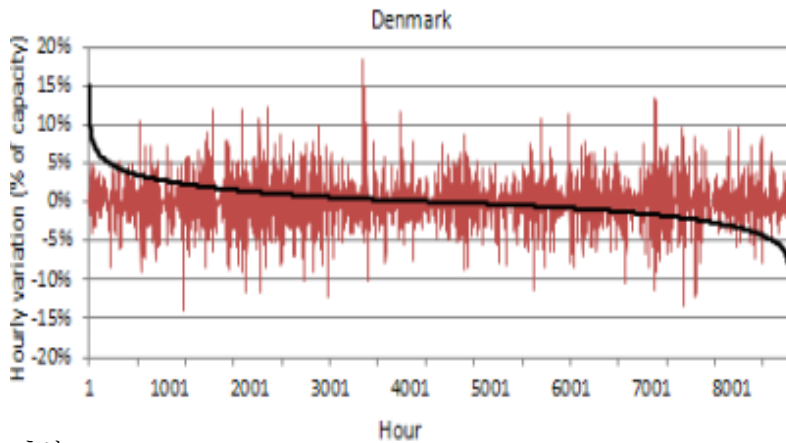
변동적 신재생에너지를 완벽하게 예측 할 수 있다 하더라도, 태양광 및 풍력발전의 변동성은 다른 전통적 전원에 비해 매우 크다. [그림 2-2]는 2010년 덴마크 총 3,802MW 풍력발전 용량의 시간대별 발전량과 2009~2011년 출력 크기순으로 나열한 지속 곡선(Duration curve)을 나타낸다. 풍력발전의 시간대별 발전량은 매순간 변화하는 것을 알 수 있다.

[그림 2-2] 시간대별 풍력발전 및 지속 곡선(덴마크)



출처: Holttinen et al.(2013, p.18)

[그림 2-3] 풍력발전의 한 시간 단위 변화율

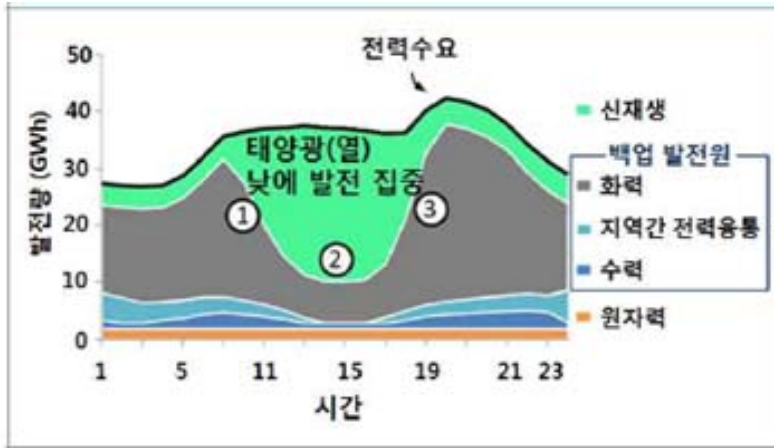


출처: Holttinen et al.(2013, p.30)

[그림 2-3]은 2010년 덴마크 풍력발전의 한 시간 전 대비 변화율과 지속곡선을 나타낸다. 동 분석기간 최대 변화율은 18%를 기록하였다.

풍력발전의 블레이드 조정으로 풍력발전의 출력을 제어하기에는 규모면에서 한계가 존재하므로 매순간 전력수급 균형을 유지하기 위해서는 풍력발전의 변화에 맞춰 일반 발전기의 출력 조정이 필요하게 된다.

[그림 2-4] 태양광 증가에 따른 전력계통 운영



출처: 윤용호(2015, p.2)

[그림 2-4]는 태양광 발전의 보급 확대에 따라 전력계통 운영 패턴을 나타낸다. 시점 ①에서는 일출이후 약 4시간 동안 태양광 출력이 증가함으로 화력발전은 지속적으로 출력이 감발이 요구된다. 시점 ②에서는 정오 무렵 태양광 발전의 출력이 최대이므로 화력발

전은 발전을 최소발전용량 수준으로 감소시켜야 한다. 시점 ③에서는 일몰까지 약 4시간 동안 태양광이 지속적으로 감소하므로 화력 발전은 반대로 출력의 증발이 요구된다.

3) 낮은 관성응답 예비력 제공

태양광 발전은 전력계통에 관성(Inertia)을 제공할 수 없다. 이는 일부 풍력 발전기도 해당된다. 일반 발전기들은 계통 주파수인 60Hz에 동기화해서 회전한다. 일부 풍력 발전기는 바람이 일정하게 불지 않기 때문에 60Hz에 동기해서 일정한 속도로 회전하지 않는다. 게다가 일반 발전기에 비해 터빈이 가벼우므로 전력수요가 갑작스럽게 변할 때 안정적으로 같은 속도로 회전해 주지 않는다. 따라서 풍력 발전기는 낮은 관성을 제공한다.

여기서 주의해야 할 것은 풍력발전 중 일부 발전기는 관성의 제공이 가능하다는 점이다. 이러한 대표적인 발전기는 동기 발전기가 있다. 고정속도 풍력 발전기(Fixed-Speed Induction Generator: FSIG)는 동기 발전기로 계통 주파수에 맞는 회전수를 가진 풍속에서만 발전하여서 동작 범위가 매우 좁다는 것이 단점이다. 계통 주파수를 기준으로 회전 속도를 가지는데 블레이드의 각도 조절과 변속기를 이용하여 약간의 회전 속도 범위를 가질 수 있다.

2. 변동적 신재생에너지 영향

가. 전력시장제도

선진국의 전력시장의 개정은 대부분 변동적 신재생에너지의 불확실성 및 변동성과 관련된다. 불확실성이 확대되면 발전 계획량과 실제 급전량의 차이가 발생하게 된다. 예를 들어, 풍력발전의 예상 발전량이 실제 발전량에 미달하게 되면 일반 발전기가 보다 발전해야 한다. 반면에 풍력발전의 실제 발전량이 계획량을 초과했을 경우에는 이를 상쇄하기 위해 계획된 다른 발전기의 발전량을 감소시켜야 한다. 이는 전력계통운영 및 정산에 혼란을 가져다주므로 미국 및 유럽의 주요 전력시장은 수급균형 의무를 일반 발전사업자와 마찬가지로 변동적 신재생에너지 사업자에게도 부여하고 있다. 더불어 변동적 신재생에너지 변동성이 확대되면 출력 조절이 빠른 가스터빈의 필요성이 증대하므로 선진국에서는 해당 발전기에 대한 적절한 인센티브를 부여하기 위해 정산주기를 단축하고 있다.

나. 변동적 신재생에너지 출력제약

송전 제약, 전력수급 불균형, 계통 불안정이 발생할 경우 계통 운영자는 풍력발전을 제약(Curtailment)하게 된다.

<표 2-1>은 미국 지역에서 발생한 풍력발전의 제약량(GWh)을 나타낸다. 2011년 관찰 지역에서 가장 큰 제약발전이 발생한 지역은 텍사스이며, 동 지역에서 풍력발전 생산가능량(Potential wind generation) 대비 감발 발전량 비중은 8.5%를 기록하였다.

〈표 2-1〉 미국 전력시장별 풍력발전 제약량(GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011
Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)	109 (1.2%)	1,417 (8.4%)	3,872 (17.1%)	2,067 (7.7%)	2,622 (8.5%)
Southwestern Public Service Company (SPP)	N.A.	0 (0%)	0 (0%)	0.9 (0%)	0.5 (0%)
Public Service Company of Colorado (PSCo)	N.A.	2.5 (0.1%)	19.0 (0.6%)	81.5 (2.2%)	63.9 (1.4%)
Northern States Power company (NSP)	N.A.	25.4 (0.8%)	42.4 (1.2%)	42.6 (1.2%)	54.4 (1.2%)
Midwest Independent System Operator (MISO)	N.A.	N.A.	250 (2.2%)	781 (4.4%)	657 (3.0%)
Bonneville Power Administration (BPA)	N.A.	N.A.	N.A.	4.6 (0.1%)	128.7 (1.4%)
Total	109 (1.2%)	1,445 (5.6%)	4,383 (9.6%)	2,978 (4.8%)	3,526 (4.8%)

출처: GE Energy(2014, p.138)

주: 괄호안의 수치는 풍력발전 생산가능량(potential wind generation) 대비 제약 발전량 비중을 나타냄.

풍력발전의 제약 지시 방법은 자동화 또는 수동화 방법으로 구분된다. 제약에 따른 보상은 계통운영기구에 따라 상이하다. CAISO는 계통안정을 위한 제약 시에는 보상이 없다. ERCOT는 모두 보상하지 않는다, PJM은 economic-base point 이하로 풍력발전 제약 시 보상토록 한다. 그리스는 연간 제약량의 30%를 보상한다. 스페인은 제약량의 15%를 보상하지만 계통의 안전을 위한 제약 시에는 보상하지 않는다(한국전력거래소, 2016).

다. 운영예비력 변화

불확실성과 변동성을 지닌 풍력발전에 대응하기 위해서는 적정 운영예비력 확보가 필요하다. 국가마다 전력 시장마다 예비력에 대한 정의는 다르지만, 일반적으로 운영예비력(Operating reserve)은 전력계통에서 수급균형을 유지하고 부가적으로 교란요소에 대비하기 위해 보유하는 발전력을 의미한다. 이러한 운영예비력에는 표준 주파수 범위 초과 시 복구를 위한 주파수응답예비력(Frequency response), 기동 중 발전기에서 정상적인 주파수 유지를 위해 확보해야 하는 주파수조정예비력(Regulation service), 기동 중인 발전기가 10분 이내에 제공가능한 용량인 순동예비력(Spinning reserve), 10분 이내에 기동이 가능한 발전기가 제공하는 비동기 예비력(Non-spinning reserve) 등이 있다.

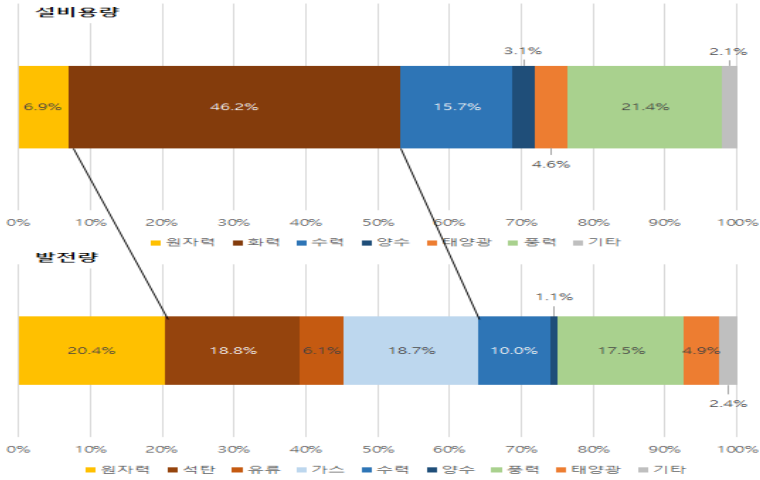
아래에서는 풍력발전의 비중이 높고 인접국가와 계통연계가 제한적인 스페인과 미국 내 타 지역과 계통이 연결되지 않는 ERCOT의 사례를 분석토록 한다.

1) 스페인¹⁾

[그림 2-5]와 같이 스페인의 2015년 풍력발전 용량은 약 22.9GW로 총 용량에서 차지하는 비중은 21.5%이며 동년 풍력발전량은 약 49.3TWh로 총 발전량에서 17.6%를 차지하였다(IEA Statistics, 2017).

1) 스페인의 예비력 종류 및 풍력발전에 따른 영향 부분은 Michael et al.(2011)를 참조하였다.

[그림 2-5] 2015년 스페인 전원별 용량 및 발전량 구성



자료: IEA Statistics(2017)

스페인은 다른 유럽국에 비해서 계통적으로 인접한 나라가 포르투갈과 프랑스 밖에 없기 때문에, 풍력과 관련된 예비력을 인접국과의 거래를 통해서 확보하는 것이 아니라 자체적인 예비력 확보로 해결하려는 노력을 보여 왔다(한국전력거래소, 2013).

스페인은 총 4개 유형의 운영예비력을 운영하고 있다. 해당 예비력으로는 1차, 2차, 3차, 편차 예비력이 있다.

1차 예비력(Primary control reserve)은 풍력을 제외한 모든 발전기들은 발전 용량의 1.5%를 확보하고 있다. 계통운영자, Red Eléctrica de España(REE)의 요구에 30초 이내에 응답해야 하며 15분 동안 유지해야 한다.

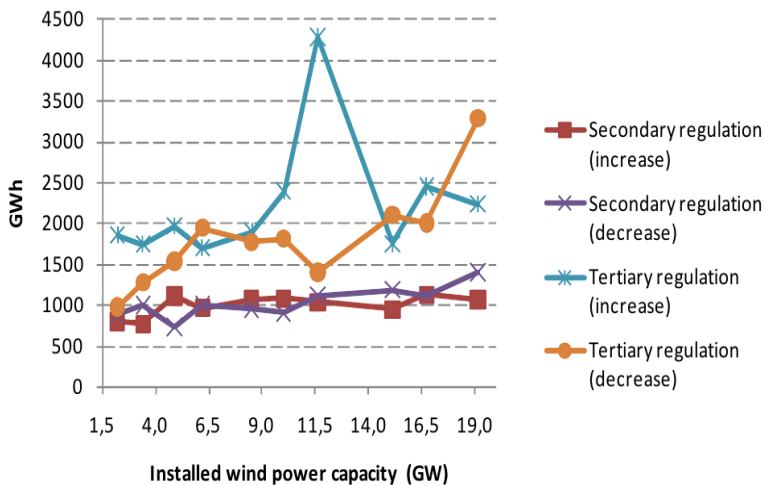
2차 예비력(Secondary regulation)은 발전기를 대상으로 자동발전 제어(Automatic Generation Control, AGC)에 의해 제공된다. REE

는 실시간 수급균형을 위해 1,500MW의 2차 예비력을 확보해 놓고 있다. 16GW에 이르는 수력 전원들이 주로 2차 예비력을 담당한다 (NREC, 2011). 모든 발전기들은 2분 안에 예비력을 공급해야 하고 15분 동안의 발전을 유지해야 한다.

3차 예비력(Tertiary reserve)은 계통운영자의 급전지시에 15분 이내 계통에 투입되어 2시간 동안 운전을 유지해야 한다.

편차 예비력(Deviation reserve)은 계획 발전량과 예측수요 간의 오차가 300MWh를 초과할 경우 수급균형 유지를 돕는다. 또한 발전기의 이용 불가 또는 승인된 일정변경에 대한 대처를 포함한다. 동 예비력은 일반발전기와 양수발전기가 제공한다.

[그림 2-6] 스페인 풍력발전 용량과 2, 3차 예비력 추이('00~'09)



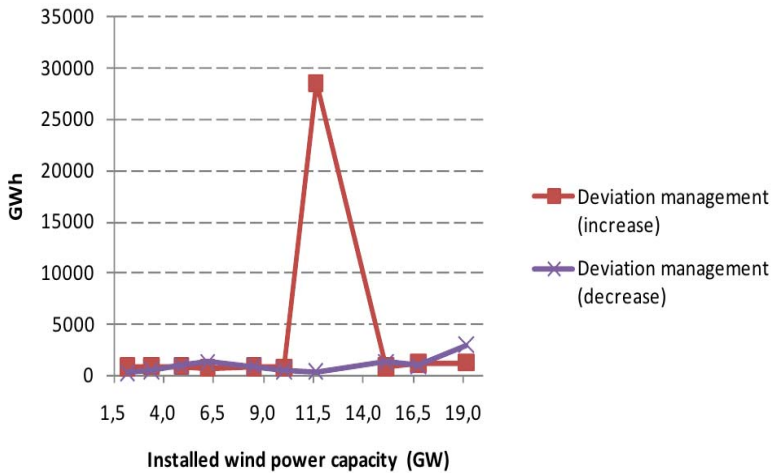
출처: Milligan et al.(2011, p.4)

[그림 2-6]과 [그림 2-7]은 각각 2000년에서 2009년까지 풍력발전 용량 확대를 기준으로 2, 3차 예비력 사용량과 편차 예비력 사용량의 전개를 나타낸다.

[그림 2-6]에 따르면 풍력발전 증가에 따른 2차 예비력 사용량은 소폭 상승하였다. 반면에, 3차 예비력 사용량은 2차 예비력에 비해 높은 증가를 보였다.

[그림 2-7]은 풍력발전의 예측 오차가 발생 시 편차 예비력과 3차 예비력 운영 관련 비용이 증가할 수 있음을 나타낸다.

[그림 2-7] 스페인 풍력발전 용량과 편차 예비력 전개('00~'09)

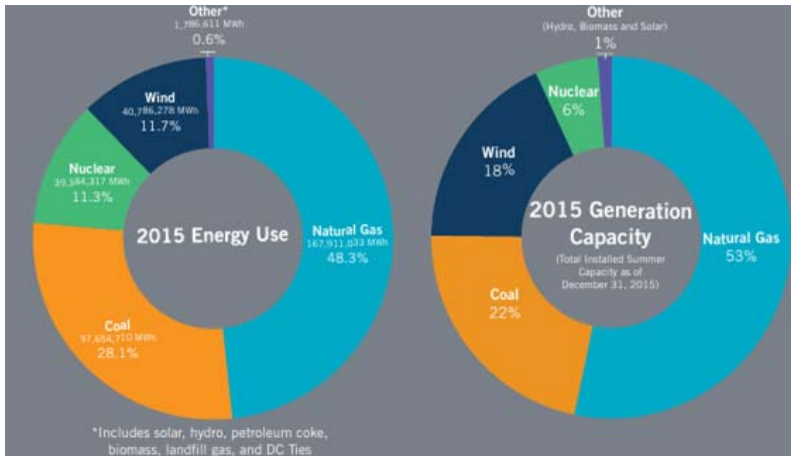


출처: Milligan et al.(2011, p.4)

2) ERCOT²⁾

Electric Reliability Council of Texas(ERCOT)는 텍사스 주의 전력계통 운영을 담당하는 기관이다. [그림 2-8]에서 나타내듯이, 텍사스의 2015년 풍력발전 용량은 약 15.8GW로 총 용량에서 차지하는 비중이 18%이며 동년 풍력발전량은 약 40.8TWh로 총 발전량에서 11.7%를 차지하였다(ERCOT, 2016).

[그림 2-8] ERCOT의 2015년 전원별 발전량 및 용량 비중



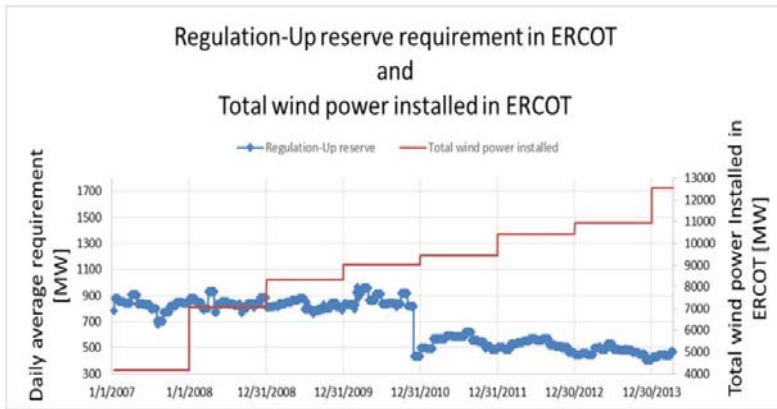
출처: ERCOT(2016, p.38)

텍사스의 전력계통은 미국의 다른 지역과 송전계통이 분리 되어 있어 일종의 고립된 섬(Electrical Island)에 해당된다(한국전력거래소, 2015).

2) ERCOT의 풍력발전에 따른 예비력 영향 부분은 Andrade et al.(2016)를 참조하였다.

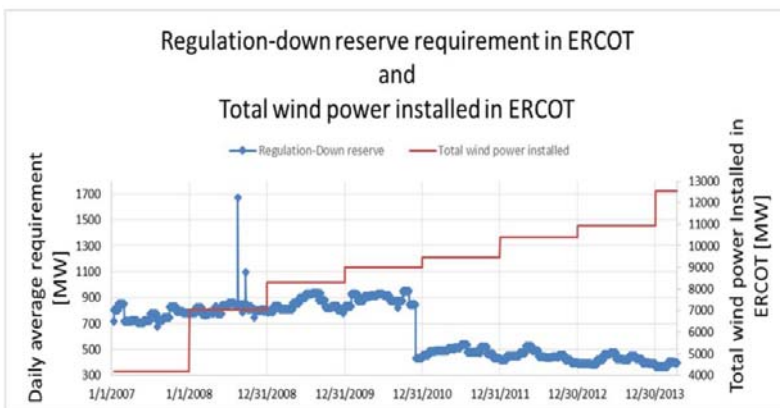
ERCOT은 주파수조정예비력(Regulation service up and down), 주파수응답예비력(Responsive Reserve Service, 비순동 예비력(Non-spinning Reserve Service)을 운영하고 있다.

[그림 2-9] ERCOT의 상승 주파수조정예비력 서비스의 추이



출처: Andrade et al.(2016, p.10)

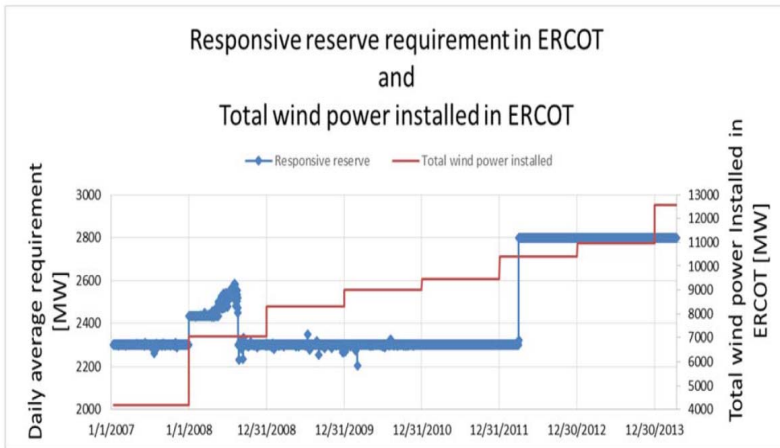
[그림 2-10] ERCOT의 하강 주파수조정예비력 서비스의 추이



출처: Andrade et al.(2016, p.11)

[그림 2-9]와 [그림 2-10]은 각각 상승, 하강 주파수조정예비력과 풍력발전의 누적용량을 나타낸다. 풍력발전은 지속적으로 상승한 반면에 상승 및 하강 예비력은 2011년에 급격한 감소를 보인다.

[그림 2-11] ERCOT의 주파수응답예비력 서비스의 추이



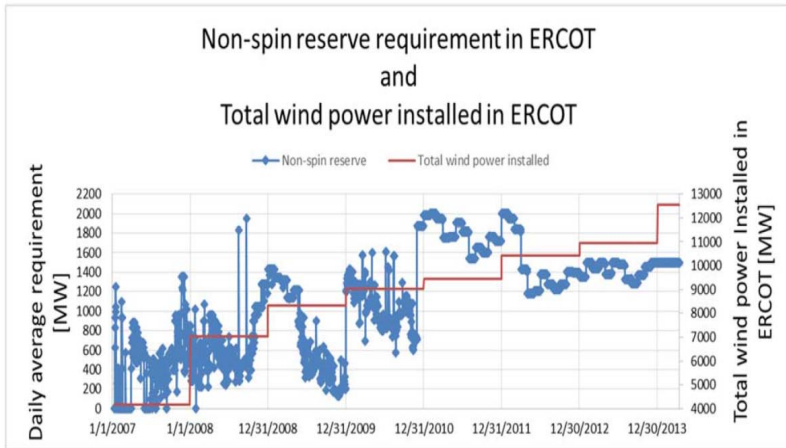
출처: Andrade et al.(2016, p.12)

[그림 2-11]은 주파수응답예비력과 풍력발전의 누적용량을 나타낸다. 2012년 전까지 ERCOT에서는 주파수응답예비력은 2,300MW이었다. 하지만 풍력발전이 증가함에 따라 추가적으로 예비력이 더 필요할 거라는 예상을 하고 추가적으로 500MW를 추가해서, 현재 ERCOT의 주파수응답예비력 규모는 2,800MW이다.

[그림 2-12]는 비동기 예비력과 풍력발전의 누적용량을 나타낸다. 비동기 예비력은 대개 순수요의 95%에 해당하는 값으로 정해 놓고 있다. 비동기 예비력은 계통 주파수에 연동되지 않은 채로 대기하

는 예비력으로 주로 날씨의 변동이 예측될 때 몇 시간 안에 큰 예비력이 필요할 때 사용하는 예비력이다.

[그림 2-12] ERCOT의 비동기 예비력의 추이



출처: Andrade et al.(2016, p.12)

비동기 예비력은 유일하게 풍력발전이 증가함에 따라 확연한 증가를 나타내고 있다. 텍사스의 여름에는 바람이 많이 불지 않기 때문이다. 갑작스러운 온도 변화로 풍력 발전량은 감소하므로 더 많은 예비력이 필요하게 된다.

요약하자면, ERCOT에서는 풍력발전의 증가에 따른 주파수응답 예비력과 비동기 예비력은 증가하였지만, 주파수조정예비력에 큰 변화는 없는 것으로 보인다.

이는 풍력발전의 영향보다는 지역별 시장(Zonal Market)에서 보다 세분화한 노선별 시장(Nodal Market)으로 변경하면서 받은 영

향일 가능성이 높다. 또한 풍력발전의 비중이 증가함에 따라 지속적으로 관련 예비력 확보 규정을 개정해 왔고³⁾ 풍력발전 예측 시스템도 계속 그 성능을 개선해 왔다. 이뿐만 아니라, 주파수 응답에 비력의 양도 늘림으로써, 풍력발전의 변동성을 각 화력 발전기의 AGC가 담당하도록 한 점도 있다.

3) ERCOT의 주파수조정예비력 설정방법의 자세한 설명은 한국전력거래소(2011), pp.9~12를 참고할 것.

제3장 선진국의 전력계통 유연성 강화 사례

전력계통 유연성 제고방법은 변동적 신재생에너지를 대상으로 한 전력시장제도의 개선과 유연성 자원 확보가 있다.

전력시장제도는 정산 주기를 단축하여 응동 성능이 우수한 자원에 대한 인센티브 제공과 예비력 비용 감소 목적을 지니고 있다. 또한 변동적 신재생에너지에 수급균형 의무를 부여하여 예측 능력 제고를 통해 수급불균형 완화를 유도하고 있다.

유연성 자원에는 기동시간이 짧고 출력의 증감발 폭이 넓은 가스 터빈 발전기와 일반 발전기(Conventional generator)와 비발전기 기술인 DR과 ESS가 있다. 유연성 자원 확보 방법에는 인센티브 부여로 전력시장 참여 유도과 의무적인 확보로 구분할 수 있다.

본 장에서는 이러한 유연성 확보 방법에 중점을 두고 변동적 신재생에너지의 비중이 높은 주요 선진국의 제도 개선사례와 유연성 제공 자원 확보 방법에 대해 조사하도록 한다⁴⁾.

1. 전력시장제도

가. 미국

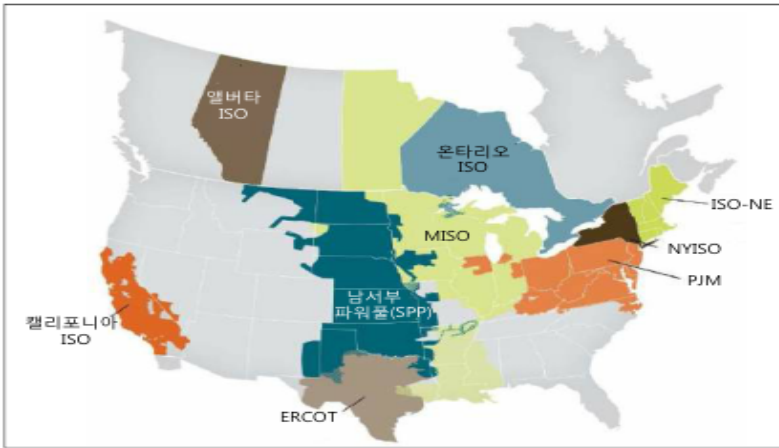
1) 전력시장 개요

미국의 지역별 전력계통운영기구가 운영하는 전력도매시장(그림

4) OECD 주요 국가 및 미국의 주요 지역의 에너지 믹스는 부록에 수록하였다.

3-1] 참조)은 에너지시장, 안정적인 발전설비를 확보하기 위한 용량 시장, 계통 신뢰도를 유지하기 위한 보조서비스 시장 등으로 구분할 수 있다.

[그림 3-1] 북미 전력시장



출처: 한국전력거래소(2017a, p.11)

에너지시장은 발전사업자와 판매사업자 간에 경매방식으로 최종 전력소비량을 거래하는 시장이다. 에너지 거래는 공급 시점 기준으로 일일 전에 개설되는 하루 전 시장(Day ahead market)에서의 거래 다음에 공급 당일 전력수급 균형을 목적으로 하는 실시간 전력 시장(Real time market)에서의 정산 단계를 거친다.

하루 전 시장은 물리적 인도시점에서 일일 전에 전력수요와 공급 상황을 예측하여 전력수급을 계획하며 에너지 거래 및 보조서비스를 포함한다. 실시간 시장 운영은 전력계통 신뢰도 유지를 중점

으로 하루 전 시장에서 계획한 전력수급을 토대로 실제 발생한 수급을 조절한다. 실시간 시장에서 가격은 5분 단위로 결정되며 정산은 이중정산제도(Two settlement system)를 따른다(<표 3-1> 참조).

<표 3-1> 하루 전 시장 및 실시간 시장 개요

구분	특성
하루 전 시장	<ul style="list-style-type: none"> - 익일 에너지 및 보조서비스 상품에 대하여 하루 전에 계통운영 기구가 경매시장 개설 - 발전사 및 판매자는 익일 에너지거래 물량 및 가격 입찰 - 입찰내용을 기반으로 계통운영기구가 중개하여 낙찰자 선정 - 거래량(MWh) 및 거래가격(LMP⁶, \$/MWh)은 한 시간 단위로 산정
실시간 시장	<ul style="list-style-type: none"> - 에너지거래 당일 하루 전 시장에서 체결된 거래계약 대비 과대/과소 물량에 대한 조정이 이루어지는 밸런싱 시장 - 거래가격(LMP, \$/MWh)은 5분 단위로 산정되고 최소 한 시간마다 정산

출처: 임금주(2017, p.10)를 토대로 재구성

모든 주에서 실시간 시장 가격은 5분 단위로 산출하지만 정산 적용 시간은 지역 마다 상이하다. 대부분 지역은 12개 구간을 평균하여 1시간 단위로 정산한다.

<표 3-2>와 같이 최근의 대부분 지역에서는 기존의 1시간 단위에서 5분 단위로 정산주기를 단축하고 있다. 정산주기 단축은 빠른

- 5) 보조서비스 시장의 거래 항목은 주파수조정예비력, 순동예비력, 대기대체예비력, 무효전력 등 이다.
- 6) Locational Marginal Price(LMP)는 지역별 한계가격으로 에너지 비용에 지역별 송전손잡과 손실비용을 반영한 가격이다.

증감발, 보다 넓은 급전 범위, 가스 터빈의 기동시간 단축을 유도한다. 또한 장기적으로 유연성 제공 자원에 효과적인 인센티브를 제공하여 신규 자원의 전력시장의 참여와 기존 자원의 유연성을 확대토록 한다(FERC, 2016).

〈표 3-2〉 미국 지역별 하루 전 시장 및 실시간 시장 비교

구 분		PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
실시간 시장	급전 주기	5min	5min	5min	5min	5min	5min	5min
	정산 주기	1h	1h	15min	5min	5min	5min	1h
	비고	정산단위 변경예정 1h-5min	정산단위 변경예정 1h-5min	-	15min 시장가격 존재	-	-	정산단위 변경예정 1h-5min

자료: 한국전력거래소(2017a)

이중정산제도는 하루 전 시장에서 결정된 발전계획량에 비해 초과 또는 미달한 실제 발전량에 대해서는 실시간 가격으로 정산하는 시스템이다. 예를 들어, 발전사는 하루 전 시장에서 낙찰한 발전계획량이 실제 발전량에 미달할 경우 미달량을 실시간 시장가격으로 지불해야 한다. 실제 발전량이 하루 전 시장에서 낙찰한 발전계획량을 초과할 경우 초과량에 대해서는 실시간 시장가격으로 정산받는다(그림 3-2 참조).

[그림 3-2] 전력거래 정산 개요



출처: 임금주(2017, p.10)

이중정산제도 외에 연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)는 수급불균형 벌과금 제도를 규정하고 있다. 명령 (Order) 890은 한 시간 수급오차 규모를 3등급(Tier)으로 구분하고 해당 등급에 따라 벌과금을 부여하여 전력시장 참여자에게 수급균형 의무를 준수토록 하고 있다.

1등급의 시간대별 오차 범위는 1.5% 이내 또는 2MW(최대값 적용)로, 매일 상계하여 말일에 증분비용(Incremental cost)의 100%로 정산한다. 2등급의 오차 범위는 1.5%에서 7.5% 또는 2MW에서 10MW로 양의 편차에 대해서 90%의 증분비용으로 정산한다. 반면에, 음의 편차에 대해서는 110%의 증분비용으로 정산한다. 3등급의 오차 범위는 7.5% 이상 또는 10MW 이상으로 양의 편차에 대해서는 75%의 증분비용으로, 음의 편차에 대해서는 125%의 증분비용으로 정산한다(FERC, 2007).

〈표 3-3〉 하루 전 시장 및 실시간 시장 개요

구 분	시간대별 오차범위(+/-)	정 산
Tier 1	1.5% 이내 (2MW 이하)	- 매월 상계 - 매달 말일 증분비용 100%로 정산
Tier 2	1.5 ~ 7.5% (2 ~ 10MW)	- 양의 편차 : 증분비용의 90%로 정산 - 음의 편차 : 증분비용의 110%로 정산
Tier 3	7.5% 이상 (10MW 이상)	- 양의 편차: 증분비용의 75%로 정산 - 음의 편차: 증분비용의 125%로 정산

자료: FEEC(2007)

2) 하루 전 시장 참여⁷⁾

PJM과 MISO 지역에서 용량자원으로 고려되는 풍력 및 기타 변동적 신재생에너지는 반드시 하루 전 시장에 입찰해야 한다. 실시간 시장에만 참여하는 풍력발전은 실시간 가격으로 정산을 받게 된다. 이에 반해, NYISO, ISO-NE에서는 용량자원으로 고려되는 풍력발전은 하루 전 시장에 입찰할 수 있지만 의무사항은 아니다.

변동적 신재생에너지 비중이 증가함에 따라 NYISO, PJM, CAISO에서 풍력발전 사업자는 에너지 감소 시장(Dispatch-down market)에 입찰해야 한다. 이는 과잉 발전(Over-generation)을 보다 경제적으로 해결하는 방법으로 평가된다(Millgan et al., 2015).

7) 미국의 변동적 신재생에너지를 대상으로 한 전력시장제도 분석은 GE Energy(2012)를 참조하였다.

3) 밸런싱 의무 부여

미국의 전력시장 개요에서 기술한 FERC의 Order 890에 따라 변동적 신재생에너지 또한 수급불균형 의무를 지닌다. 3등급의 오차 허용범위를 제외하여 일반 발전기와는 완화된 수준의 벌과금을 부여한다. 지역마다 세부 규칙은 다른 형태를 보인다. 주요 지역에서의 해당 제도는 다음과 같다.

ISO-NE와 NYISO는 하루 전 시장에 참여하는 변동적 신재생에너지는 이중정산제도를 따른다. ISO-NE의 풍력발전은 편차에 따른 특정 추가비용(Uplift costs)의 부담 분을 면제 받는다. NYISO는 비계약 운영에서 발전량 차이가 발생할 때 태양광 및 풍력발전 용량 3,300MW 까지는 과소발전 벌과금(Under-generation penalties)을 면제토록 한다.

PJM에서는 변동적 신재생에너지가 급전지시를 불이행하면서 계획 발전량과 실제 발전량 차이가 5%를 초과하면 밸런싱 운영 예비력 요금(Balancing operating reserve charges)을 부담하게 된다.

ERCOT는 풍력발전이 예상 발전량을 10% 초과하게 될 경우 실시간 가격을 적용하여 벌과금을 부과한다.

CAISO는 2004년 변동적 전원 참여제도(Participating Intermittent Renewable Program, PIRP)를 도입하였다. 변동적 신재생에너지 사업자는 동 프로그램에 참여할 경우 계획 발전량과 실제 발전량 차이 발생에 따른 10분 단위 수급불균형 요금 대신에 한 달 동안의 누적된 순 편차(Net deviation)를 적용하여 월별 평균 요금을 지불하게 된다. PIRP 제도는 변동적 신재생에너지 사업자에게

유로 예측 서비스를 제공하여 경제입찰 대신에 실시간 시장에 사업자 스스로 급전 계획을 세우도록 한다.

MISO는 급전 가능 변동적 자원(Dispatchable Intermittent Resources, DIR)으로 인정받는 변동적 신재생에너지는 8% 허용 범위를 적용하여 한 시간 내 5분 단위로 연속 4번 이상을 초과했을 경우 초과 또는 부족 에너지 요금(Excessive Deficient Energy Charges, EDEDC)을 부과 받는다. 6~30MWh 미만의 편차는 벌과금에서 제외된다. 또한 풍속 차단(Wind speed cut-out)과 같이 통제 범위에서 벗어나는 경우가 발생하는 발전기는 해당 벌과금에서 면제된다. DIR은 2011년에 도입하였으며, 2013년부터 2015년 4월 가동된 풍력발전은 의무적으로 DIR에 등록해야 한다. 풍력발전을 제외한 변동적 신재생에너지는 DIR 등록은 선택사항으로 주어진다. DIR은 일반 전원과 동일하게 실시간 시장에 참여하여 가격을 결정할 수 있다. 일반 전원이 최대 발전량 범위내로 입찰하는 반면에 DIR의 입찰은 예상 최대 발전량(Forecast Maximum Limit, FML) 범위내로 한정된다.

<표 3-4>는 미국 대표 지역별 변동적 신재생에너지의 전력시장 참여 제도를 요약하여 나타낸다.

〈표 3-4〉 미국 대표 지역별 변동적 신재생에너지 전력시장 참여 형태

전력시장	내 용
PJM, NYISO	- 하루 전 시장 참여 - 에너지 감소 시장(Dispatch-down market) 입찰
MISO	- 하루 전 시장 참여 - DIR 운영: 변동적 자원 실시간 시장 가격 결정
CAISO	- PIRP 운영: 실시간 시장에서 스스로 발전계획 수립 - 에너지 감소 시장(Dispatch-down market) 입찰

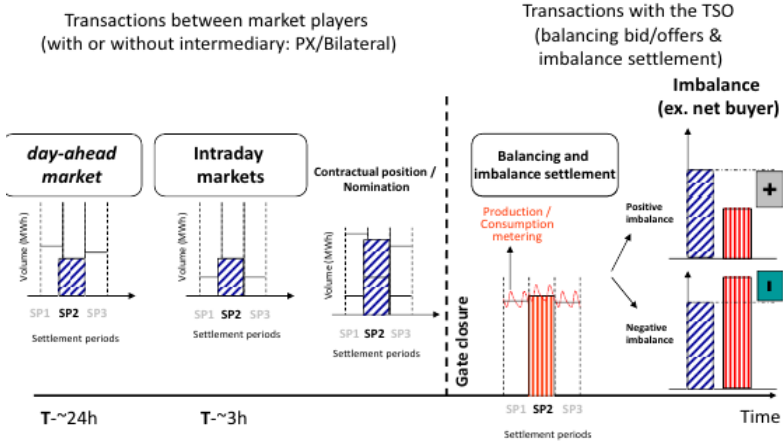
자료: GE Energy(2012)

나. 유럽

유럽 국가의 일반적인 전력시장에서 대부분의 전력거래는 장외시장에서 선도계약으로 거래되며 일부는 하루 전 시장(Day-ahead market), 당일 시장(Intra-day market), 밸런싱 시장(Balancing market)을 통해 거래된다([그림 3-3 참조]).

당일 시장은 하루 전 시장과 실시간 운영 사이에 수급불일치(Imbalance) 위험과 예비력 확보 비용을 감소시키기 위해 개설되었다. 에너지거래 참여자는 풍력발전의 예측 결과의 수정 및 예상치 못한 발전기 고장을 반영하기 위해 당일 시장에서 하루 전 시장에서 계약한 거래량을 15분 단위로 수정할 수 있다.

[그림 3-3] 유럽 전력시장에서의 주기별 거래형태



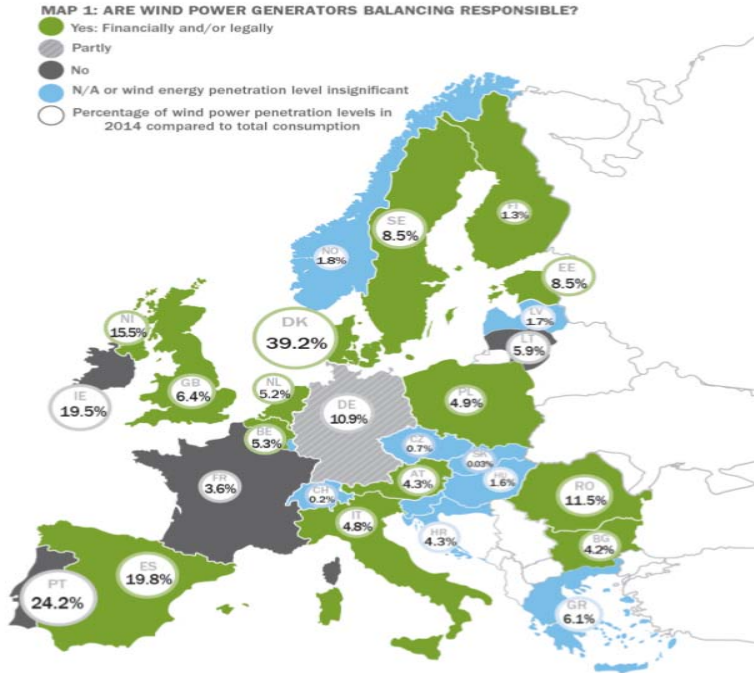
출처: Florence School of Regulation(2014, p.18)

유럽 국가에서 밸런싱 시장에서 수급불균형 가격(Imbalancing price) 책정 방법은 일반적으로 단일 가격제(Single pricing)와 이중 가격제(Dual pricing)로 구분할 수 있다.

첫 번째 방식인 단일 가격제에서는 밸런싱 의무 당사자(Balancing responsible party, BSP)의 오차 방향에 상관없이 동일한 밸런싱 에너지 가격을 적용한다.

두 번째 방법인 이중가격제에서는 밸런싱 의무를 가진 당사들이 계통의 수급상황을 심화 또는 완화 여부에 따라 수급불균형 가격이 달라진다. 계통의 수급상황을 완화시킬 경우 통상적으로 수급불균형 가격은 하루 전 시장 가격으로 결정된다. 반면에, 계통의 수급불균형이 심화되었을 경우에는 별도의 벌과금이 추가된다.

[그림 3-4] 유럽 국가별 풍력발전량 비중 및 밸런싱 의무



출처: EWEA(2015, p.5)

풍력발전사업자를 대상으로 동일한 밸런싱 의무를 부과하는 국가는 네덜란드, 스웨덴, 영국 등이 있다. 이에 반해 밸런싱 의무를 모두 면제하는 국가는 프랑스, 아일랜드가 있다([그림 3-4] 참조).

<표 3-5>는 이탈리아의 밸런싱 정산제도를 나타낸다. 발전사의 오차가 양일 경우, 계통의 수급불균형 방향과 동일하여 계통상황에 부정적 영향을 줬을 때에는 밸런싱 에너지 가격과 하루 전 시장가격 중 가장 적은 값으로 정산 받는다. 반면에 계통의 수급불균형을 완화했을 경우에는 둘 중 최댓값으로 정산 받는다. 음의 오차일 경

우에는 전력계통의 불균형을 심화했을 경우 밸런싱 에너지 가격과 하루 전 시장가격 중 가장 큰 값으로 지불한다. 반면에 계통상황을 완화했을 경우에는 둘 중 최솟값으로 지불한다(EWEA, 2015).

〈표 3-5〉 이탈리아 밸런싱 정산제도

구 분		지역 임밸런스 방향	
		+	-
발전기 임밸런스 방향	+	발전기는 Min(밸런싱 에너지가격, 하루 전 시장가격)으로 정산 받음	발전기는 Max(밸런싱 에너지가격, 하루 전 시장가격)으로 정산 받음
	-	발전기는 Min(밸런싱 에너지가격, 하루 전 시장가격)으로 지불	발전기는 Max(밸런싱 에너지가격, 하루 전 시장가격)으로 지불

출처: EWEA(2015, p.9)

2. 전력계통 운영 및 풍력예측 시스템 고도화

가. 스페인 신재생에너지 운영 및 예측시스템⁸⁾

스페인의 계통운영자인 REE는 계통에서 안전도 저하를 방지하고 신재생에너지의 이용을 극대화하기 위해 중앙 신재생에너지 운영센터(Control Center of Renewable Energy: CECRE)를 운영하고 있다. CECRE는 신재생에너지의 운전 및 발전 예측 정보를 REE에게 제공하며, 필요 시 지역 신재생 운영센터(Regional Control Center: RESCC)에 제어 신호를 전달한다.

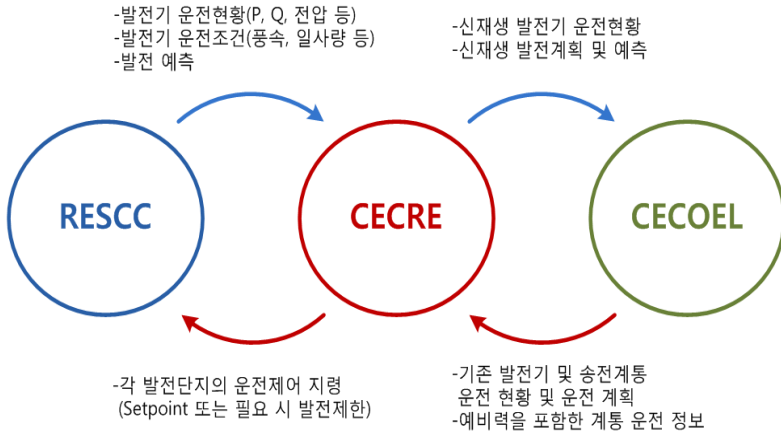
CECRE는 Generation Eolica Maxima Admisible en el Sistema(GEMAS)를 통해 계통에 안정성 문제가 발생 시 이를 해결을 목적으로 자동적인 풍력발전기의 출력 제한 결정과 운전 지령을 내린다.

RESCC(Regional Control Center)는 담당 지역 내에 신재생을 포함한 모든 발전기를 대상으로 협조 제어와 감시 역할을 수행한다. CECRE로부터 받은 최대 출력제한 지령을 15분 내에 수행하고 출력제한으로 부터 5분 동안 10% 이상을 위반하는 풍력발전기를 탈락시킨다.

[그림 3-5]는 중앙 신재생에너지 운영센터(CECRE), 지역 신재생 운영센터(RESCC), REE의 중앙전력관제센터(CECOEL)사이의 관계를 나타낸다.

8) 본 소절은 한국전력거래소(2013)을 참조하였다.

[그림 3-5] 스페인 신재생에너지 운영 시스템



출처: 한국전력거래소(2013, p.19).

이와 더불어, 스페인은 2002년 풍력발전 예측 시스템, SIPRELICO를 개발하여 급전 계획, 하루 전 시장에서 제약 분석, 예비력 부족 예상 시 발전기 투입 등 계통 운영에 활용하고 있다. 15분 단위로 48시간 뒤의 풍력발전 예측 정보를 제공한다. SIPRELICO는 풍력발전 예측을 수행하기 위해 기상예측자료, 풍력발전기의 위치, 발전 곡선(Power curve), 15분 평균 풍력발전량, 기존 풍력발전 출력통계를 입력자료로 이용한다.

또한 풍력 발전기 또는 풍력발전 단지가 자체적으로 무효전력 제어 설비를 갖추고 이를 제어하여 계통에 편익을 줄 경우 보너스를 제공하고 반대로 계통에 방해로 줄 경우에는 벌과금을 부여하고 있다.

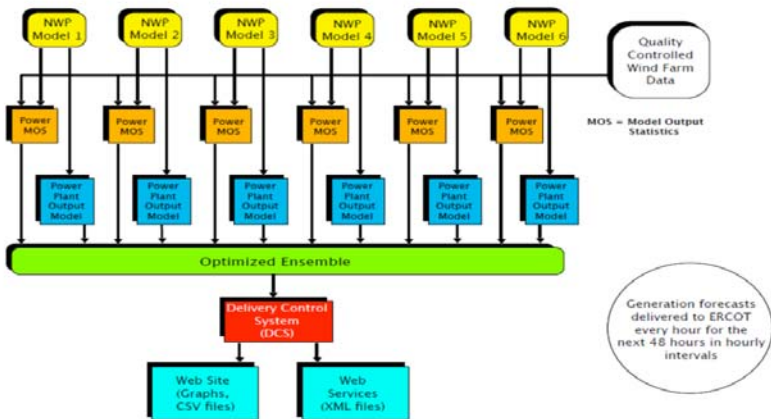
나. ERCOT 풍력예측 및 경보 시스템⁹⁾

ERCOT은 풍력발전 예측시스템과 대규모 출력변동 경보 시스템(ERCOT’s Large Ramp Alert System, ELRAS)을 운영하고 있다.

2008년부터 풍력발전 예측시스템을 계통 운영에 활용하기 시작했다. AWS Truepower사는 0~168 시간 뒤 시간대별 풍력발전 예측 정보를 전달한다. 개별 풍력발전기에 대한 발전량 예측 정보는 풍력발전사업자에게 제공하며, 총 풍력발전 예측량 정보는 공개한다. [그림 3-6]은 ERCOT 단기 풍력발전 예측 시스템을 나타내고 있다.

[그림 3-6] 2014년 ERCOT의 단기 풍력 예측 모델

ERCOT Short-Term Wind Power Forecast (STWPF) System



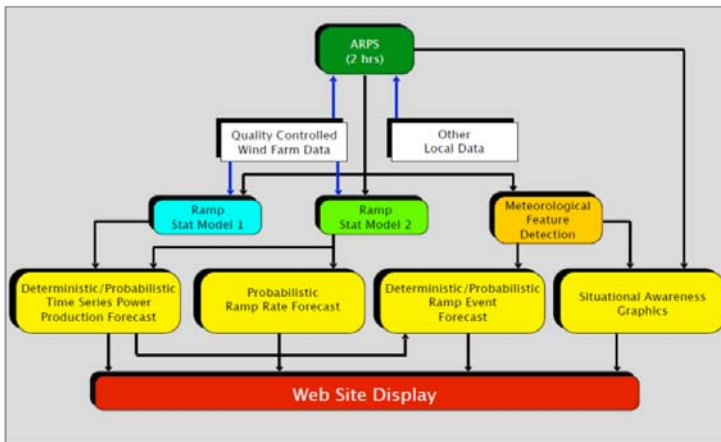
출처: ERCOT(2014, p.10)

9) 본 소절은 ERCOT(2014)를 참조하였다.

2008년에 ERCOT에서는 풍력발전기의 위치는 지리적으로 편중되어 있고 기상의 변화가 심한 편으로 풍력발전의 출력 변동이 크다. 이에 따라 ERCOT는 대규모 출력변동 경보 시스템(ELRAS)를 운영하고 있다. ELRAS는 전체 시스템과 지역별로 6시간 뒤까지의 풍력발전 출력 변동 발생 가능성에 대한 정보를 제공한다. [그림 3-7]은 감발출 예측 시스템(ELRAS) 전개도를 나타낸다.

[그림 3-7] ERCOT의 풍력 감발출 예측 프로그램(ELRAS) 전개도

ERCOT Large Ramp Alert System (ELRAS)



출처: ERCOT(2014, p.15)

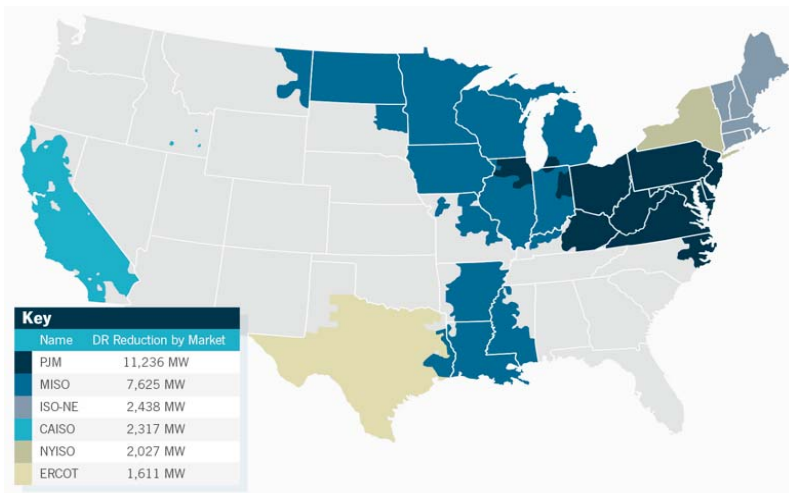
3. 유연성 전원 확보 메커니즘

가. 비발전기 보조서비스 활용

1) 수요자원 활용

수요자원은 계통운영자의 지시에 따라 전력수요를 조절할 수 있으므로 주파수조정과 예비력 제공과 같이 보조서비스 자원으로 활용할 수 있다. 일반 발전기에 비해 경제적으로 우위를 지니며 기술적으로도 신속히 부하 조절이 가능하다. 주요 선진국에서는 이러한 수요자원의 특성을 주목하여 전력계통 유연성을 제고하기 위해 보조서비스 시장에 수요자원의 참여를 점차적으로 확대하고 있다.

[그림 3-8] 미국 지역별 수요자원 용량(2014)



출처: GTM Research(2014), <https://www.greentechmedia.com/research/report/u-s-demand-response-market-outlook-2014#gs.q6na6vU>(검색일 2017.12.25.)

미국의 총 수요자원 규모는 약 27.3GW로 추정된다([그림 3-8] 참조). 북미 전력시장 중 수요자원을 보조서비스로 활용하고 있는 대표적인 지역은 PJM, ERCOT, MISO를 들 수 있다. 이 중 PJM에서 순동예비력(Synchronized Reserve Market)에 참여하는 수요자원의 규모는 2016년, 23MW(비중 6.6%)로 전년대비 약 10배 증가하였다(채재용 외, 2016).

〈표 3-6〉 북미 수요자원 응답시간 및 최소용량

구 분	예비력	응답시간	지속시간	최소용량 (MW)
PJM	Regulation	RegA: 5분 RegD: 실시간	-	0.1
	Synchronized Reserve	10분	최대 30분	0.1
	Supplemental Reserve	30분	-	0.1
ERCOT	Regulation	실시간	-	0.1
	Responsive Reserve	10분	-	0.1
	Non-spinning Reserve	30분	-	0.1
MISO	Regulation	4초 내	60분	1
	Spinning Reserve	10분	최소 60분	1
	Supplemental Reserve	10분/ 30분	최소 60분	1 / 1

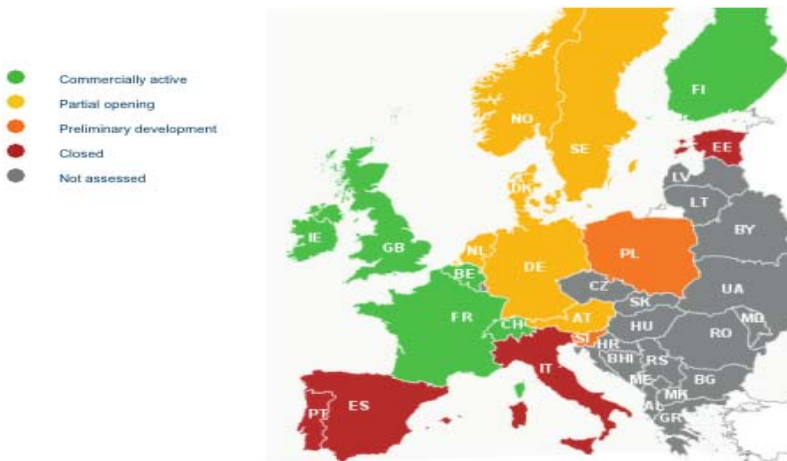
자료: 한국전력거래소(2017c)를 토대로 재구성

각 시장의 수요자원의 지속 및 응답시간과 최소 참여 용량은 <표 3-6>과 같다. 여기서 응답시간은 수요자원이 감축 목표량을 달성하

는데 소요되는 시간을 뜻한다. 지속시간은 감축 목표 용량을 지속하는 시간을 나타낸다. 북미에서 응답시간은 일반 발전자원과 동일하게 규정되어 있는 반면에 지속시간은 일반적으로 규정화하지 않고 수요관리사업자로부터 기술적 특성자료를 반영한다(전력거래소, 2017c).

유럽 국가 또한 신재생에너지 보급 확대에 따라 수요자원의 활용을 확대하고 있다. [그림 3-9]는 유럽 국가의 수요자원 개발 현황을 나타낸다. 녹색 표시는 수요자원의 상업화 단계를 나타낸다. 해당 국가는 영국, 프랑스, 아일랜드, 프랑스, 네덜란드, 벨기에, 체코, 핀란드이다(Coalition, SSED, 2017).

[그림 3-9] 유럽 지역별 수요자원 현황



출처: Coalition, SSED(2017, p.11)

유럽 주요 국가에서 수요자원 지속 및 응답시간과 최소 참여 용량은 <표 3-7>과 같다.

<표 3-7> 유럽 수요자원 응답시간 및 최소용량

구분	예비력	응답시간	지속시간	최소용량 (MW)
독일	Primary Control Reserve	30초	15분	1
	Secondary Control Reserve	5분	최소 15분	5
	Tertiary Control Reserve	15분	최소 15분 또는 60분 계약에 따라 상이	5
프랑스	Primary Control	30초	15분	1
	Secondary Control (자동)	15분	-	1
	Fast Reserve (수동)	13분	-	1
	Complementary Reserve	30분	-	10
	DR Call for Tender	2시간	-	10
영국	Firm Frequency Response (Primary)	10초 이내	20초	10
	Firm Frequency Response (Secondary)	30초 이내	30분	3
	Frequency Control by Demand Management	2초 이내	30분	-
	Short Term Operating Reserve	240분 이내	최대 120분	5

자료: 한국전력거래소(2017c)를 토대로 재구성

2) ESS 활용

전력시장에서 보조서비스로 활용하기 위해 인센티브 제공과 참여기준 완화를 통해 고성능 자원인 에너지저장장치(ESS)의 주파수조정서비스 시장 참여를 유도하고 있다.

대표적인 사례로 PJM과 CAISO를 들 수 있다. PJM의 보조서비스 시장은 일반 발전 대상 기존 주파수조정서비스(REG A)와 ESS 대상 동적 주파수조정서비스(REG D)로 구분하여 운영하고 있다.

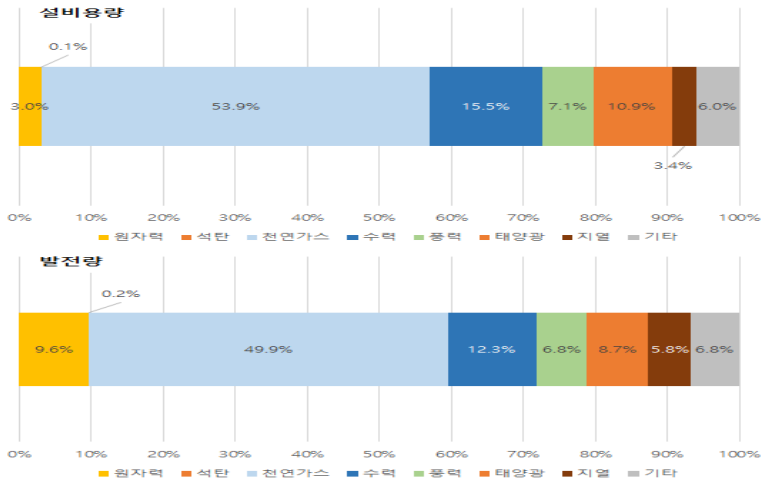
정산단가는 REG A의 평균 시장가격은 25~30\$/MWh인 반면에 REG D의 평균 시장가격은 35~40\$/MWh로 고성능 자원에 인센티브를 제공하고 있다. CAISO는 ESS의 주파수조정시장 참여 최소용량을 1MW에서 500kW로 하향 조정하였다. 지속시간 또한 기존에는 하루 전 및 실시간 시장에서 2시간이었던 지속시간을 각각 60분, 30분으로 완화하였다(윤용호, 2015).

나. 유연성 자원 확보 의무화

1) 증감발 자원 확보

2016년 캘리포니아의 태양광 발전 용량은 약 8.6GW로 총 용량에서 차지하는 비중은 10.9%이다([그림 3-10] 참조).

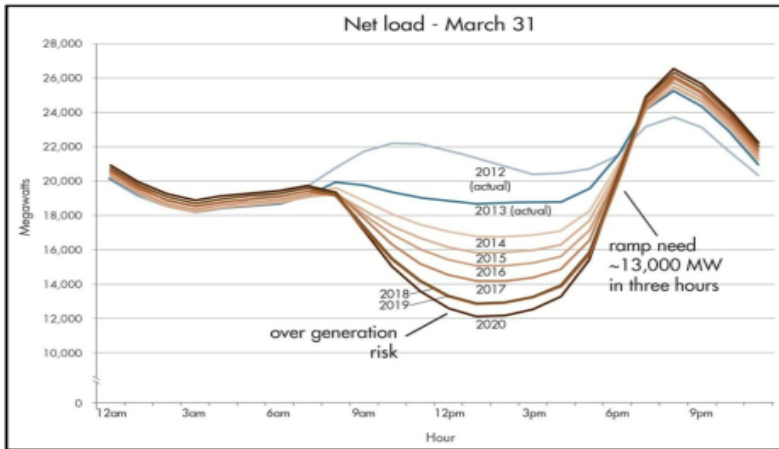
[그림 3-10] 2016년 캘리포니아 전원별 용량 및 발전량 구성



자료: California Energy Commission, http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/electric_generation_capacity.html(검색일: 2017.12.2.)

2016년 태양광 발전량은 약 17.2TWh로 총 발전량에서 8.7%를 차지하였다. 이는 2013년 태양광 발전량, 약 3.8TWh 대비 약 4.5 배 증가한 수치이다. 이러한 태양광 발전의 증가로 인하여 일출 시간대는 순수요(Net load)가 감소하고 일몰시간대는 순수요가 증가하는 오리 모양을 띤 덕커브(Duck curve)의 패턴이 일어나고 있다 ([그림 3-11] 참조).

[그림 3-11] CAISO 연도별 Duck Curve



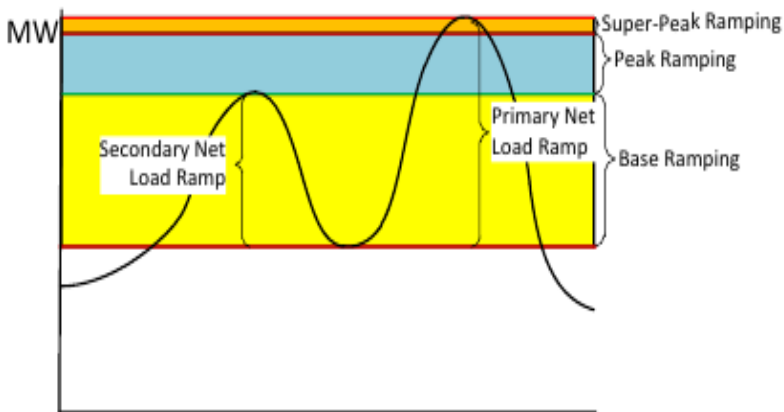
출처: California ISO(2014, p.6)

이러한 현상은 다음과 같은 전력계통 운영을 요구하게 된다. 일출시간에서 일몰시간까지 태양광 발전이 증가하므로 공급이 수요를 초과할 가능성이 높을 경우 타 발전기는 최소출력으로 유지하거나 정지해야 한다. 특히 공휴일, 토, 일요일과 같은 특수일이나 봄철 전력수요가 상대적으로 적으므로 신재생에너지 공급이 전력수

요를 초과할 확률이 높아진다. 일몰 후에는 태양광 발전이 대폭 감소하므로 수급일치를 유지하고 정지 한 발전기를 재가동해야 한다. 이러한 여건에서는 정지 후 기동하는 데 소요시간이 짧은 가스터빈 발전기가 필요하게 된다.

캘리포니아 지역 담당 계통운영자 및 전력도매시장 운영자인 California Independent System Operator(CAISO)는 이에 대한 대책으로 2016년 유연 응동 상품(Flexible ramping product)을 5분 및 15분 전력시장에 도입하였다. 해당 상품은 전력수요 또는 신재생에너지 출력 예측 오차에 따른 불확실성에 대처하기 위해 추가적인 응동 용량을 제공한다. 계통운영자는 증감발 필요량을 확보하기 위해 발전사에게 기동정지에 관한 의무 입찰을 실시하고 급전계획에 반영하며, 그에 따른 기회비용을 발전사업자에게 보상한다 (California ISO, 2015).

[그림 3-12] CAISO 유연성 확보량



출처: California ISO(2014, p.30)

유연성 용량 확보 의무량은 Base, Peak, Super Peak ramping으로 3가지 범주(Category)로 구분한다(California ISO, 2014). [그림 3-12]는 CAISO의 3가지 유연성 용량의 산정방식을 나타낸다. Base ramping은 순수요에서 연속 3시간 동안 두 번째로 가장 큰 응동 요구량(Ramping requirement) 수준으로 산정된다. Peak ramping의 용량 요구수준은 연속 3시간 기준으로 순수요의 최대 응동요구량에서 두 번째 응동 요구량을 차감한 크기와 같다. Super peak ramping의 요구 용량은 최대 응동 요구량에서 5%에 해당한다. <표 3-8>은 3가지 응동 상품의 세부 요구사항을 나타낸다.

〈표 3-8〉 CAISO Ramping product 세부사항

구 분	Base ramping	Peak ramping	Super-peak ramping
입찰 의무시간	오전5시~오후10시	정해진 시점 최소 5시간 이상	정해진 시점 최소 5시간 이상
요구량	유효용량 기준 최소 6시간	유효용량 기준 최소 3시간	유효용량 기준 최소 3시간
이용시간	매일	매일	평일 (주말, 휴일 제외)
기동횟수	최소 2번 이상/일	최소 4번 이상/일	최소 1번 이상/일

출처: 이재욱(2017, p.17)

3) ESS 이용 의무화

캘리포니아 공공 유틸리티 위원회(California Public Utilities Commission, CPUC)는 2010년 법안 2514(Assembly bill, No. 2514)를 통과하여 ESS의 이용을 의무화 하였다. ESS의 보급은 ① 전력계통 최적화¹⁰⁾, ②신재생에너지 통합, ③2050년까지 1990년 기준 80% 온실가스 감축의 목적을 가진다. 2014년 규칙 재정을 통해 캘리포니아 3대 유틸리티사(Southern California Edison, Pacific Gas and Electric, San Diego Gas & Electric)는 2020년까지 총 1,325MW의 ESS를 송배전망, 수용가에 설치 의무를 가진다. 3대 민자 발전사업자와 연도별 의무설치 용량은 <표 3-9>와 같다.

전기판매사업자(Electric service provider)와 지역수요관리기업(Community choice aggregators)는 2020년 해당 사업자가 담당하는 최대부하의 1%에 해당하는 규모의 ESS를 확보해야 한다(CPUC, 2013).

<표 3-9> 캘리포니아 3대 발전사업자들 ESS 의무용량(MW)

구 분	2014년	2016년	2018년	2020년	누적
Southern California Edison	90	120	160	210	580
Pacific Gas and Electric	90	120	160	210	580
San Diego Gas & Electric	20	30	45	70	165
합 계	200	270	365	490	1,325

출처: CPUC(2013, p.15)를 토대로 재구성

10) 계통 최적화 목적은 최대 전력수요 감소, 계통신뢰도 제고, 송배전망 업그레이드 투자 소요 감소를 포함한다.

제4장 전력계통 유연성 분석

1. 모형 개요

초기의 변동적 신재생에너지가 미치는 전력계통의 영향 연구는 주로 운영발전기의 최소 출력을 기준으로 변동적 신재생에너지 수용한계를 파악하는 분석 방법과 주파수추종예비력으로 대비 가능한 변동적 신재생에너지 수용한계 분석 방법이 사용되었다. 이러한 분석 방법들은 전기 대비 변화로 측정하는 변동성, 변동적 신재생에너지의 출력제약(Curtailment), 운전 중인 발전기의 제공 가능한 증감발(Ramping) 공급 여력을 고려치 못한 한계가 있다.

최근의 연구는 변동적 신재생에너지의 출력 및 전력수요의 변화, 발전기의 증감발 능력을 종합적으로 고려할 수 있는 전력계통 유연성(Power system flexibility) 분석 방법을 적용하고 있다.

Lannoye et al.(2015)은 신재생에너지 보급 증대에 따른 전력계통 유연성 평가 모형을 개발하여 아일랜드와 일본의 계통 유연성을 평가하여 전력계통 운영과 전원구성에 대한 시사점을 도출하였다.

본 연구는 Lannoye et al.(2015) 방법을 2030년 우리나라 전력수급 상황을 가정하여 태양광 및 풍력발전의 1시간 단위 변동성에 따른 전력계통의 유연성을 평가하였다.

Lannoye et al.(2015)은 부하지속곡선을 바탕으로 경제급전순위를 도출하여 증발 유연성에 한해서 용량을 산정한 반면에 본 연구는 보다 정교한 모형으로 경제급전순위를 반영하여 증감발 유연성의

용량을 산정하였다. 또한 유연성 부족 시간대 분석과 더불어 부하 수준과 특수일을 확인할 수 있는 월별 결과를 살펴보았다. 아래에 서는 유연성 분석 모형을 자세히 살펴본다.

2. 분석 모형

전력계통 유연성 분석 모형은 다음과 같이 4단계로 구성된다. 1 단계 기상 자료 또는 과거 발전량 패턴을 이용한 변동적 신재생에너지 시뮬레이션, 2단계 전력수요에서 변동적 신재생에너지를 차감한 순수요 변화 계산, 3단계 발전량 믹스 도출을 통한 유연성 용량 계산, 4단계 시간대별 및 월별 유연성 계산이다. 아래에서 각 단계별 구체적인 모형 방법을 설명한다.

가. 변동적 신재생에너지 시뮬레이션

첫 번째 단계로 시간대별 순수요 변화분(Net Load Ramping, NLR)을 계산하기 위해서 2030년 시간대별 전력수요와 변동적 신재생에너지의 발전량을 생성한다. 본 연구는 2016년 실적자료의 패턴을 기준으로 2017~2031년 기간 연평균 전력소비량 증가율 1.11%¹¹⁾을 적용하여 2030년 전력수요를 생성하였다.

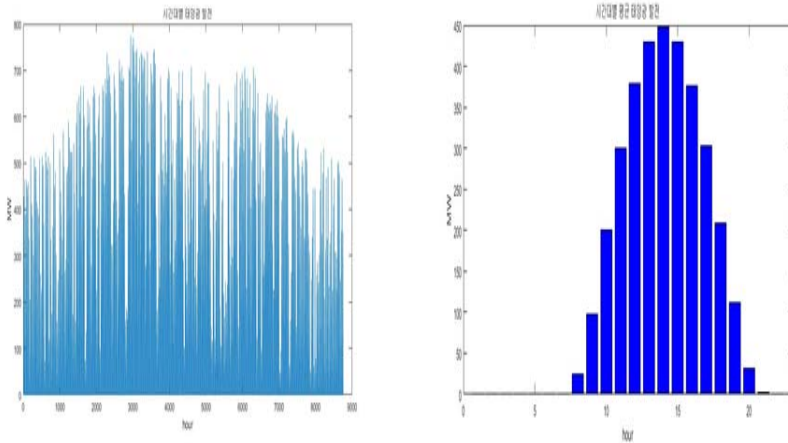
동 분석기간 태양광 발전량 자료 생성은 안지운(2016)의 방법을 적용하였다. 2014년 기준 전제 시, 도 중 설치 용량 비중이 5% 이상인 지역인 7개 지역(서울, 춘천, 대전, 대구, 창원, 전주, 부산)을

11) 제8차 전력수급기본계획 진행 과정에서 언론에 공개된 장기 전력수요 전망치 자료를 참조하였다.

선정하였다. 사후적으로 해당 지역의 용량 비중은 88%가 된다. 해당 지역의 일사량 정보를 활용하여 출력 전환식을 적용하고 목표발전량 추정치인 41,521GWh(총 발전량의 6.6%)를 만족하는 매 시간대의 태양광 발전량을 도출하였다.

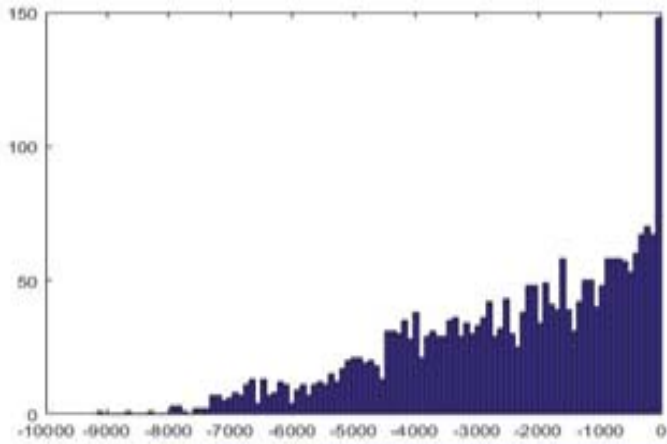
이러한 방법으로 생성한 태양광 1,000MW의 출력 8,760 시간과 시간대별 평균 패턴은 [그림 4-1]과 같다.

[그림 4-1] 태양광(1,000MW) 출력 패턴

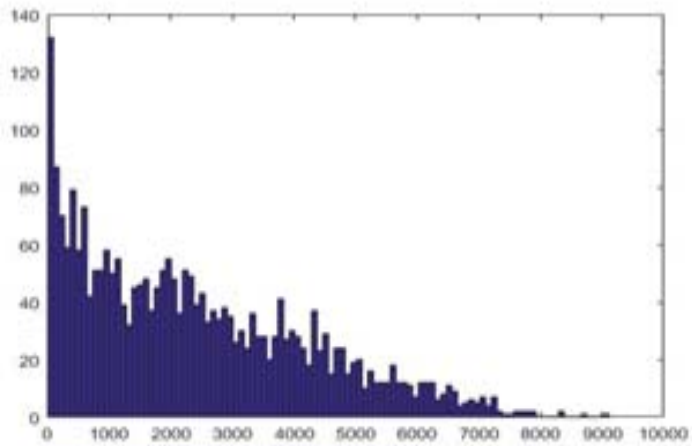


[그림 4-2]와 [그림 4-3]은 각각 최종적으로 생성한 태양광의 목표 발전량의 1시간 전 대비 감소와 증가량(즉, $\Delta P_t^{pv} = P_t^{pv} - P_{t-1}^{pv}$) 히스토그램(Histogram)을 나타낸다.

[그림 4-2] 태양광 1시간 전 대비 감소량 히스토그램



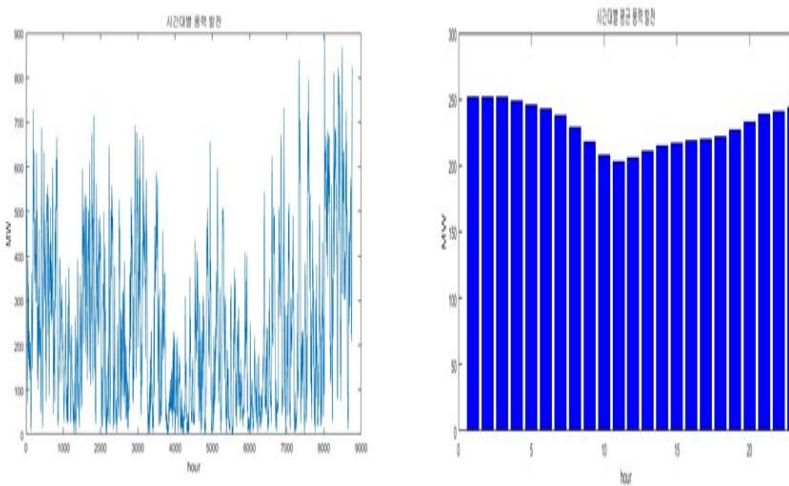
[그림 4-3] 태양광 1시간 전 대비 증가량 히스토그램



풍력발전의 경우 2014년 실적 데이터를 이용하여 동 기간 설비용량으로 정규화(Normalizing)하여 패턴을 생성하고 목표 발전량 추정치인 38,094GWh(6.0%)를 만족하는 시간대별 자료를 생성하였다¹²⁾. [그림 4-4]는 정규화 기법으로 도출한 풍력발전 1,000MW의 출력 8,760시간과 시간대별 평균 패턴을 나타낸다.

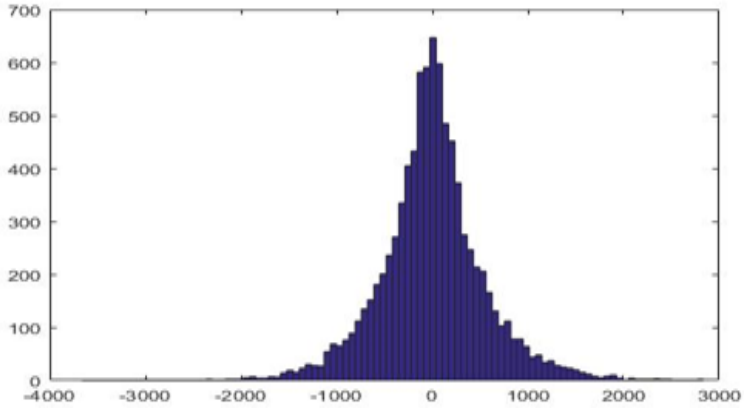
[그림 4-5]는 최종적으로 생성한 목표 풍력발전의 1시간 전 대비 변화량(즉, $\Delta P_t^{wind} = P_t^{wind} - P_{t-1}^{wind}$) 히스토그램(Histogram)을 나타낸다.

[그림 4-4] 풍력발전(1,000MW) 출력 패턴



12) 풍속 자료를 이용하여 풍력 발전량을 생성한 자료와 실제 풍력 발전량 자료를 비교할 경우 패턴의 큰 차이를 실적 데이터를 이용하였다.

[그림 4-5] 풍력 1시간 전 대비 변화량 히스토그램



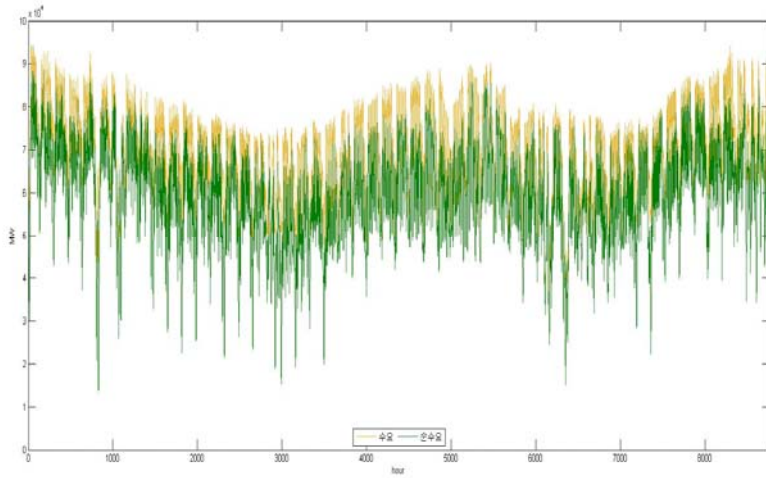
나. 순수요 변화 계산

시간대별 순수요는(Net Load, NL)는 수식 (1)과 같이 총 전력수요 (Load)에서 총 변동적 신재생에너지 발전량을 차감하여 계산한다.

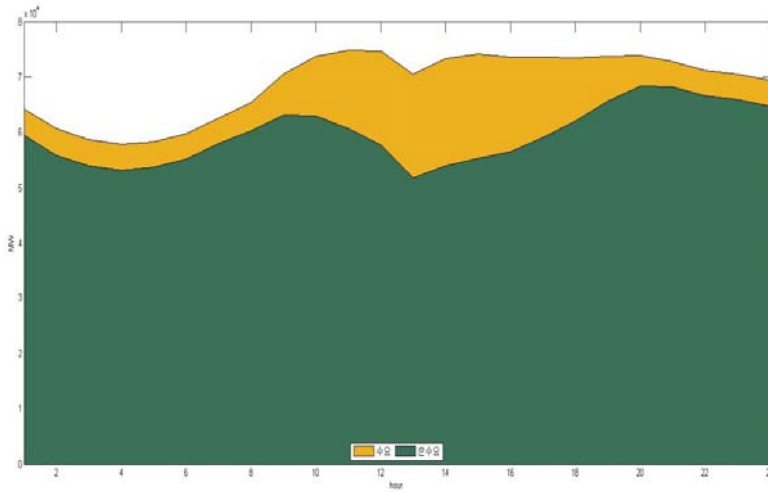
$$NL_t = Load_t - \sum_t^{8,760} (P_t^{pv} + P_t^{wind}) \quad (1)$$

[그림 4-6]은 8,760 시간대의 2030년 전력수요와 수식 (1)에 의해 생성한 순수요(NL)를 나타낸다.

[그림 4-6] 8,760 시간대 수요 및 순수요



[그림 4-7] 시간대별 평균 수요 및 순수요 패턴



[그림 4-7]은 시간대별 평균 전력수요와 순수요 패턴을 나타낸다. 매 시간대의 일정한 규모의 풍력발전으로 순수요는 수직으로 감소하고 태양광의 오전 출력 증가와 오후 출력 감소로 순수요는 13시까지 지속 하락하여 최저점을 기록한 후 증가하는 패턴을 보인다.

다음으로 시간대별 순수요의 변화(Net Load Ramping, NLR)는 순수요가 1시간 전 대비 변화량을 아래와 같이 계산한다.

$$NLR_t = NL_t - NL_{t-1} \quad (2)$$

여기서, $1 \leq t \leq |NL|-1$

관측시간대 t 는 1부터 순수요 관측점의 개수, $|NL|$ 에서 관측범위인 1Hour를 차감하여 최종적으로 8,759까지 범위를 갖는다. 순수요의 변화는 변화 방향에 따라 증가(Upward Net Load Ramping, +) 또는 감소(Downward Net Load Ramping, -)로 아래와 같이 구분한다.

$$NLR_{t,+} = NLR_{t,+}, \quad \forall NLR_t > 0 \quad (3)$$

$$NLR_{t,-} = NLR_{t,-}, \quad \forall NLR_t < 0 \quad (4)$$

다. 유연성 용량 계산

유연성 용량(Available Flexibility Capacity)을 산정하기 위한 첫 번째 단계로, 2030년 전력공급 시나리오를 구성해 전력시장시물레이션 프로그램 M-Core을 이용하여 전원별 발전량을 추정하였다. 두 번째 단계로, Lannoye et al.(2015)의 방법에 따라 증감발 유연성 용량을 계산하였다.

여기서 주의할 점은 장기 전력시장 프로그램으로 도출한 발전량 결과는 개략적인 경제급전순위(Merit Order) 추정이라는 점이다. 보다 세세한 급전방식은 묘사가 불가능하다는 점을 주의해야 한다. 보다 구체적으로, 주파수조정예비력, 대기예비력, 순동예비력의 변화, 무효전력 공급을 위한 수도권(경기, 서울) 상시가동 전원을 제대로 반영하지 못하였다. 또한 열계약 발전, 수력 및 양수 패턴으로 묘사하여 실제적인 발전량과는 차이가 발생하여 유연성 용량 추정의 정확성이 떨어질 수 있다는 점이다.

따라서 본 연구는 추가적인 유연성 용량을 정밀히 추정하는 데는 한계가 있다. 대신에 개략적인 발전량 추정을 통해 유연성 용량을 분석함으로써 향후 유연성이 취약해 질 수 있는 시간대와 원인을 분석하고자 한다.

경제급전순위 확정을 위한 전력시장 시물레이션 프로그램¹³⁾의 목적함수는 총 발전기들의 발전비용의 최소화이며, 비용은 아래의

13) M-Core는 장인의 공간에서 개발한 전력시장 시물레이션 프로그램으로 중장기 발전계획 모의를 신속하게 수행하기 위해 라그랑지 완화법(Lagrangian Relaxation) 법과 동적계획법(Dynamic Programming)을 혼합한 SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘을 적용함(장인의 공간, 2011).

수식과 같이 이차함수 형태의 변동비와 기동여부를 나타내는 정수형 결정변수와 결합된 기동비용으로 구성된다.

$$\begin{aligned} \min. COST & \\ = \sum_{i \in ALLGEN} \sum_{t=1}^{t \leq NT} & ((a_i p_{i,t}^2 + b_i p_{i,t} + c_i) \times FC_i \times ON_{i,t} / TLF_i + SC_i \times UP_{i,t}) \end{aligned} \quad (5)$$

ALLGEN : 총 발전기 그룹

NT : 분석시간

a_i : 발전기(i)의 비용 2차 함수

b_i : 발전기(i)의 비용 1차 함수

c_i : 발전기(i)의 비용 상수

$p_{i,t}$: 발전기(i)의 t시간에서의 출력

FC_i : 발전기(i)의 열량단가

TLF_i : 발전기(i)의 손실계수

$ON_{i,t}$: 발전기(i)의 t시간에서의 운전여부 (1 : 운전, 0 : 정지)

SC_i : 발전기(i)의 기동비용

$UP_{i,t}$: 발전기(i)의 t시간에서의 기동여부 (1 : 기동, 0 : 비기동)

모형에서의 주요 제약조건은 에너지밸런스, 송전선로, 발전기 특성 제약으로 구성된다.

에너지밸런스는 매 시간대 발전기 출력의 총합과 순수요(Net Load)는 일치해야 하는 조건으로 아래와 같은 수식으로 주어진다.

$$\sum_{i \in ALLGEN} p_{i,t} = NL_t, (\forall t \in 1..NT) \quad (6)$$

송전제약은 복상조류와 제주 HVDC 용량제약을 반영하기 위해 해당지역의 출력 총합과 순 조류량(유입-유출)의 합은 해당지역의 부하와 일치해하는 조건으로 제약식은 아래와 같다.

$$\sum_{i \in AGEN_a} p_{i,t} + TRIN_{a,t} - TROUT_{a,t} = ALOAD_{a,t} \quad (7)$$

$(\forall a \in AREA, \forall i \in AGEN_a, \forall t \in 1, \dots, NT)$

NA : 지역 A의 발전기 수

$TRIN_{a,t}$: 지역 A로 유입되는 조류량

$TROUT_{a,t}$: 지역 A에서 유출되는 조류량

$ALOAD_{a,t}$: 지역 A의 부하

$AREA$: 지역

$AGEN_a$: 지역 a의 발전기

발전기 최대, 최소 출력 제약은 기동된 발전기는 최소 및 최대 범위 내에서 출력을 낼 수 있는 조건이다. 제약식은 아래와 같이 주어진다.

$$PMin_{i,t} \times ON_{i,t} \leq p_{i,t} \leq PMax_{i,t} \times ON_{i,t} \quad (8)$$

$(\forall i \in ALLGEN, \forall t \in 1, \dots, NT)$

$PMin_{i,t}$: 발전기(i)의 t시간에서의 최소출력

$PMax_{i,t}$: 발전기(i)의 t시간에서의 최대출력

발전기 최소운전과 최소정지 시간 제약은 발전기들은 한번 기동 후 최소 몇 시간 이상 on 상태를 유지(최소운전시간) 해야 하며, 끝 경우에도 최소 몇 시간 이상 off 상태를 유지(최소정지시간)가 필요함을 반영한다.

$$\begin{aligned} \sum_{t=k+1}^{MU(i)} I(i,t) &\geq MU(i) \times u(i,k) \\ \sum_{t=k+1}^{MD(i)} (1 - I(i,t)) &\geq MD(i) \times d(i,k) \end{aligned} \quad (9)$$

$MU(i)$: 발전기(i)의 최소운전시간

$MD(i)$: 발전기(i)의 최소정지시간

여기서, $I(i,t)$, $u(i,t)$, $d(i,t)$ 는 정수형 결정변수로 아래와 같은 특성을 지닌다.

$I(i,t)$: 발전기 i가 on인 경우에는 1, off 일때는 0

$u(i,t)$: 발전기 i가 off에서 on이 된 시간에는 1, 나머지는 0

$d(i,t)$: 발전기 i가 on에서 off가 된 시간에는 1, 나머지는 0

상기 변수는 아래와 같은 항등식을 지니고 있다.

$$\begin{aligned} u(i,t) - d(i,t) &= I(i,t) - I(i,t-1) \\ u(i,t) + d(i,t) &= 1 \end{aligned} \quad (10)$$

발전기 증발, 감발 제약은 발전기는 단위시간 당 증발 또는 감발 범위를 나타내며, 아래의 수식으로 주어진다.

$$\begin{aligned} P(i,t) - P(i,t-1) &\leq RIP(i) \times 60 \\ P(i,t-1) - P(i,t) &\leq RDN(i) \times 60 \end{aligned} \quad (11)$$

$RUP(i)$: 발전기(i)의 분당 증발할 수 있는 발전량

$RDN(i)$: 발전기(i)의 분당 감발할 수 있는 발전량

본 연구의 분석 시점에 제8차 전력수급기본계획이 진행되고 있으므로 전력시장 시뮬레이션 프로그램의 입력 자료인 2030년 전원 믹스는 예상안을 반영하였다. <표 4-1>은 원전과 석탄화력에 대한 가정을 나타내고 있다. 에너지전환정책 시행에 따라 노후 원전과 석탄은 폐지되고 신규 원전의 건설은 일부 취소되며 신규 석탄은 LNG로 전환됨을 가정하였다.

〈표 4-1〉 전원공급 시나리오

전원	기반영	제8차(예상)	
		계속 운전 불허	신규 취소
원 자 력		·월성 #1,2,3,4호기	·신한울 #3,4호기
		·고리 #2,3,4호기	·천지 #1,2호기
		·영광 #1,2호기	·신규 #1,2호기
		·울진 #1,2호기	
		노후 폐지	신규 LNG전환
석 탄	·보령 #1,2호기	·보령 #1,2호기	·신서천#1
	·삼천포 #1,2호기	·삼천포 #1,2호기	·당진에코파워 #1,2
	·호남 #1,2호기	·호남 #1,2호기	·강릉안인#1,2
	·영동 #1,2호기	·영동 #1,2호기	·삼척화력 #1,2
			·고성하이#1,2

<표 4-2>는 이러한 가정을 근거로 분석 대상인 2030년의 전원별 용량과 비중을 나타내고 있다.

<표 4-2> 2030년 전원 믹스 시나리오

(단위: MW)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수	합계
2030 년	19,980 (11.8)	32,609 (19.3)	52,103 (30.9)	58,500 (34.7)	829 (0.5)	4,700 (2.8)	168,721 (100)

주: 괄호안의 수치는 비중을 나타냄.

<표 4-3> 전원별 유연성 특성 자료(평균)

구분	양수	복합	기력	집단	원자력
최대출력 (MW)	294	610	888	198	1,161
최소출력 (MW)	79	304	390	67	774
기동시간 (Hr)	0.1	4	7	6	8
증발 (MW/분)	135	18	9	3	0
감발 (MW/분)	135	18	9	3	0

본 연구는 <표 4-3>과 같이 전원별 특성을 반영하였다. 증감발 능력이 보다 크고 및 가동정지가 빠른 가스터빈(Gas Turbine, GT)

단독운전 규모 잠재량은 약 13,000MW로 추정되나 본 연구에서는 현재의 급전 방식을 반영하기 위하여 GT 단독운전을 통한 추가적인 유연성 제공 용량은 배제토록 하였다.

다음으로 Lannoye et al.(2015)의 방법에 따라 유연성 용량을 계산한다. 유연성 용량은 증발과 감발 방향으로 구분된다.

증발 유연성 용량(Upward Flexibility)은 각 발전기별 가동 또는 비가동 상태로 구분한다. 가동일 경우 발전기(i)별 상승 유연성 용량은 수식 (12)와 같이 계산한다.

$$Flex_{i,t,+}^{online} = Online_i \times MIN(RR_{i,+} \times t, P_{i,t}^{max} - P_{i,t}) \quad (12)$$

여기서, $Online$ 은 정수해로 0 또는 1값을 가진다. 1은 해당 시간대 가동 중을, 0은 시간대에 비가동는 상태를 나타낸다. s 는 각 발전기의 가동에 이르는 시간을 나타낸다.

비가동 유연성 용량은 수식(13)과 같이 계산한다.

$$Flex_{i,t,+}^{offline} = (1 - Online_i) \times MIN(RR_{i,+} \times (1 - s_i), P_i^{max}) \quad (13)$$

감발 유연성 용량(Downward Flexibility)은 증발 유연성 용량과 달리 감발율(Ramping down rate)를 이용하여 각 시간대 발전량의 가능한 감축량을 계산한다. 가동 감발 유연성 용량 계산은 아래 식 (14)와 같다.

$$Flex_{i,t,-}^{online} = Online_i \times MIN(RR_{i,-} \times t, P_{i,t} - P_i^{\min}) \quad (14)$$

비가동 감발 유연성 용량은 한 시간대 발전기의 가동중단을 통한 감발과 양수를 펌핑에 의한 전력소비 증가로 구성된다. 추가적으로 감발 방법은 변동적 신재생에너지의 출력제약(Curtailment)이 있다. 그러나 본 연구는 감발 유연성 부족 시점을 파악하기 위해 출력제약(Curtailment) 수단을 제외하였다.

양수를 제외하고 모든 발전기들의 최소정지시간은 1시간을 초과한다. 따라서 본 연구에서 비가동 감발 유연성은 양수발전기만 해당된다. 비가동 감발용량은 양수의 최대출력에 이르는 시간 x 를 이용하여 수식(15)와 같이 계산한다.

$$Flex_{i,t,-}^{offline} = (1 - Online_i) \times (1 - x_i) \times P_i^{\max} \quad (15)$$

$$\forall i \in Pumped\ storage\ unit$$

마지막으로 증발 또는 감발 유연성을 기준으로 발전기의 시간대별 가동 및 비가동 유연성을 모두 더하여 총 증발 및 감발 유연성 용량을 각각 아래의 식 (16), (17)과 같이 계산한다. 여기서 $reserve_{+, -}$ 는 각각 증발 유연성은 1시간내 제공 가능한 예비력을 뜻한다. 증발 유연성 예비력은 총 4,000MW로 주파수조정예비력 1,500MW와 대기대체예비력 2,500MW로 구성된다. 감발 유연성 예비력은 주파수조정예비력 1,500MW만이 해당된다.

$$TFlex_{t,+} = \sum_i^N (Flex_{i,t,+}^{online} + Flex_{i,t,+}^{offline}) + reserve_+ \quad (16)$$

$$TFlex_{t,-} = \sum_i^N (Flex_{i,t,-}^{online} + Flex_{i,t,-}^{offline}) + reserve_- \quad (17)$$

라. 전력계통 유연성 계산

최종적으로 유연성 부족이 발생할 수 있는 시간대별 횡수를 산정하기 위해 수식 (18), (19)와 같이 증발(감발) 유연성 부족량은 유연성 용량에서 순수요의 증가(감소)변화량을 차감하여 계산한다. 그 다음으로 수식 (20), (21)에 따라 각각 유연성 부족량이 음으로 판명되는 시간대 횡수를 계산한다.

$$D_{t,+} = TFlex_{t,+} - NLR_{t,+} \quad (18)$$

$$D_{t,-} = TFlex_{t,-} - |NLR_{t,-}| \quad (19)$$

$$PFD_+ = \#D_{t,+} \quad \forall D_{t,+} < 0 \quad (20)$$

$$PFD_- = \#D_{t,-} \quad \forall D_{t,-} < 0 \quad (21)$$

3. 결과

본 연구는 현실의 경제급전순위가 아닌 개략적인 경제급전순위 (Merit Order) 추정을 통해 전력계통 유연성을 분석하였다. 시뮬레이션에서는 무효전력 공급을 반영하지 못하여 수도권(서울특별시, 인천광역시, 경기도 일대) 소재 발전소의 전체 발전량에서 차지하는 비중이 약 20% 이상인 현실과 차이가 발생한다.

따라서 본 연구는 수도권 발전 비중이 20% 이상일 때 유연성 부족이 발생한 결과에서만 유효한 것으로 간주한다. 20% 미만일 때 유연성 부족 결과는 비록 실제와 동떨어진 결과라 할지라도 수도권에 위치한 LNG 복합화력 발전소 운영 면에서 시사점을 제시하므로 수도권 발전량 비중을 구분하여 그 결과를 나열하였다.

<표 4-4>는 본 연구에서 채택한 수도권 발전량 비중 기준과 현실성을 나타낸다.

〈표 4-4〉 수도권 발전 비중 시나리오

구분	수도권 발전 비중	현실성
S20	비중 \geq 20%	높음
S15	15% \leq 비중 < 20%	낮음
S0	비중 < 15%	매우 낮음

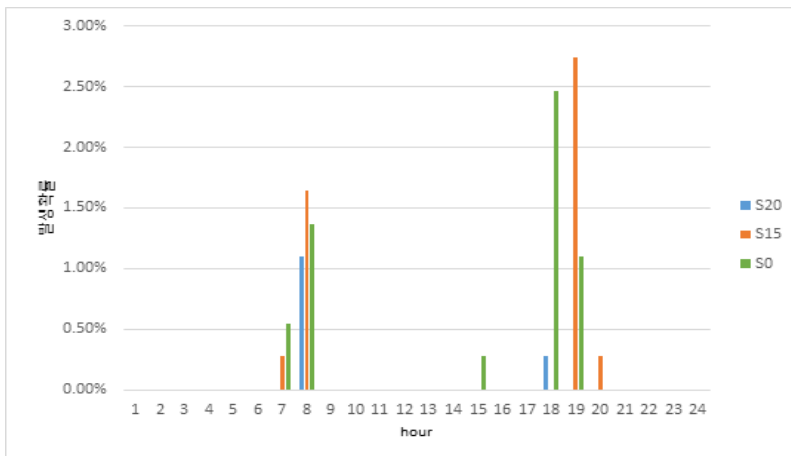
가. 증발 유연성 분석

변동적 신재생에너지의 출력이 수요 변화량에 비해 급격히 감소하게 되면 일반 발전기의 출력 증발(Ramping up)이 필요하다. 본 연구는 1시간 단위의 유연성 부족을 분석 대상으로 하므로 여기서 증발 유연성 부족은 1시간 내 증발능력이 제한되고 기동하는데 시간이 소요됨에 따라 순수요의 증가분을 충족하지 못한 현상으로 정의한다.

1) 시간대별 증발 유연성 부족 빈도 분석

[그림 4-8]은 시간대별 증발 유연성 부족 현상이 발생하는 확률을 나타낸다. 수도권 발전 비중을 <표 4-3>에서 명시한 시나리오별 기준으로 증발 유연성 부족 결과는 아래와 같다.

[그림 4-8] 시간대별 증발 유연성 부족 발생 확률



수도권의 발전 비중이 20% 이상을 차지하는 조건(S20)하에서 증발 유연성 부족 현상의 총 발생횟수는 5회로 확률은 0.06%를 기록하였다. 특정 시간대별 유연성 부족 현상은 8시에 4회 발생하였으며 확률로는 1.1%로 가장 높은 빈도를 기록하였다. 그 다음으로는 18시에 1회 발생하여 확률 0.3%를 나타내었다.

수도권의 발전 비중이 15% 이상 및 20% 미만을 차지하는 조건(S15)하에서 증발 유연성 부족은 총 18회 발생하여 확률 0.21%를 나타내었다. 특정 시간대별 부족 발생시간은 7시, 8시, 19시, 20시 에 발생하였으며 최다 발생시간은 19시로 10회(2.7%)를, 그 다음 순으로는 8시 6회(1.6%), 7시와 20시 동일하게 1회(0.3%)를 기록하였다.

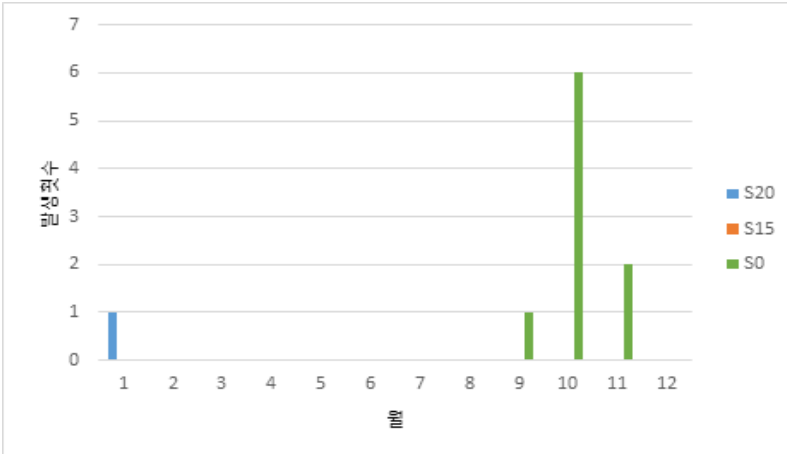
수도권의 발전 비중이 15% 미만을 차지하는 조건(S0)하에서 증발 유연성의 총 부족 횟수는 21회로 확률 5.8%를 나타내었다. 특정 시간대별 부족 발생시간은 7시, 8시, 15시, 18시, 19시에 발생하였다. 최다 발생시간 및 횟수는 18시로 9회(2.5%)를, 그 다음 순으로는 8시 5회(1.4%), 19시 4회(1.1%), 7시 2회(0.5%), 15시 1회(0.3%)를 기록하였다.

상기 결과를 통해서 증발 유연성 부족 현상은 주로 8시와 18시 또는 19시에 발생함을 알 수 있다. 다음으로 해당시간대에 월별 유연성 부족 횟수를 파악하도록 한다.

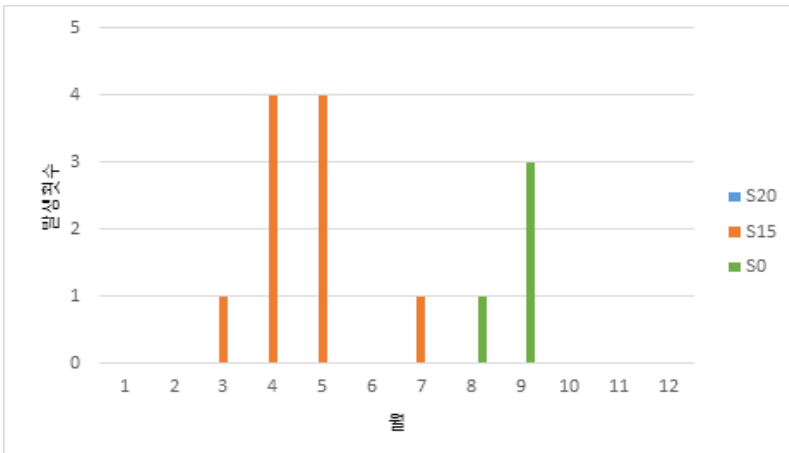
2) 월별 증발 유연성 부족 빈도 분석

[그림 4-9]와 [그림 4-10]은 각각 18시와 19시의 월별 증발 유연성 부족 횟수를 나타낸다.

[그림 4-9] 18시 월별 증발 유연성 부족 횟수



[그림 4-10] 19시 월별 증발 유연성 부족 횟수



18시 S20의 월별 부족 횟수는 1월 1회, S0는 10월 최다 횟수인 6회, 11월 2회, 9월 1회를 기록하였다. 19시의 경우는 S15일 때에

는 4, 5월 최다로 4회, 3, 7월 1회를 나타내었다. SO 기준으로는 9월 3회, 8월 1회를 기록하였다.

18시 증발 유연성 부족은 수도권 발전 비중을 고려했을 때 현실적으로 동계에 발생할 현실적 가능성이 크다는 것을 나타낸다. 일몰시간이 늦춰지는 19시에는 봄과 여름에 발생할 수 있다는 것을 나타낸다.

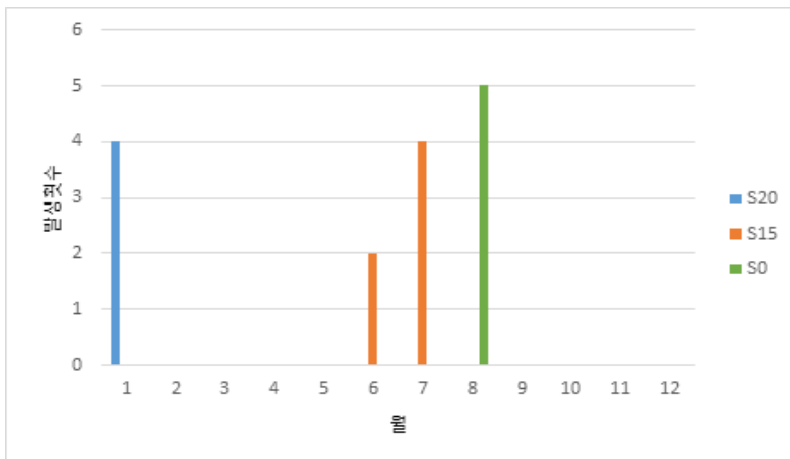
이러한 원인은 <표 4-5>와 같이 일몰 시간대 수요 수준이 비교적 높은 수준을 유지하고 있으나 태양광 출력이 감소하여 순수요 변화량이 증가하는 반면에 출력의 증발을 필요로 하는 일반 발전기의 용량 부족에 따른 결과이다.

〈표 4-5〉 18시 월별 증발 유연성 부족 발생 시 상태

번호	월	순수요 변화량 (MW)	태양광 변화량 (MW)	풍력 변화량 (MW)	수도권 발전비중 (%)	유연성부족량/ 순수요변화량 (%)
1	1	10,259	-7,106	164	23.0	-1.1
2	9	8,074	-5,543	76	10.0	-12.6
3	10	8,662	-5,632	55	10.0	-0.7
4	10	7,589	-6,191	583	9.0	-0.2
5	10	7,999	-6,206	126	9.0	-0.1
6	10	7,700	-5,763	-286	9.0	-0.4
7	10	9,836	-6,953	58	9.0	-29.4
8	10	11,596	-6,762	95	9.0	-22.5
9	11	8,172	-6,788	-316	8.0	-7.7
10	11	9,788	-6,224	-152	8.0	-14.2

[그림 4-11]은 8시 월별 증발 유연성 부족 횟수를 나타낸다. S20은 1월 4회, S15는 7월 4회와 6월 2회, S0은 8월 5회를 기록하였다.

[그림 4-11] 8시 월별 증발 유연성 부족 횟수



<표 4-6>은 8시 증발 유연성 부족 원인을 나타내고 있다. 오전 시간대에 수요량이 지속적으로 증가하는 반면에 예상치 못한 풍력 출력의 감소로 순수요 증가량이 늘어나지만([그림 4-7] 참조) 이를 충족시켜주는 증발 유연성 자원의 용량 부족에 따른 결과이다.

〈표 4-6〉 8시 월별 증발 유연성 부족 발생 시 상태

번호	월	순수요 변화량 (MW)	태양광 변화량 (MW)	풍력 변화량 (MW)	수도권 발전비중 (%)	유연성부족량/ 순수요변화량 (%)
1	1	10,675	159	-63	24.0	-4.6
2	1	10,030	-	- 188	24.0	-1.0
3	1	9,184	159	- 1,009	22.0	-22.5
4	1	9,754	39	- 517	21.0	-19.9
5	6	10,955	1,048	- 278	16.0	-16.0
6	6	10,429	1,115	- 404	15.0	-26.8
7	7	8,956	3,591	-37	15.0	-8.2
8	7	8,746	1,175	- 569	15.0	-42.7
9	7	7,872	1,039	- 238	15.0	-7.5
10	7	8,880	391	- 460	15.0	-13.4
11	8	7,842	2,012	- 326	14.0	-18.2
12	8	7,817	400	- 237	14.0	-29.4
13	8	7,679	515	- 134	13.0	-32.0
14	8	7,823	958	-72	12.0	-30.2
15	8	7,156	2,446	- 637	12.0	-1.3

나. 감발 유연성 분석

변동적 신재생에너지의 출력이 수요 변화량에 비해 급격히 증가하게 되면 일반 발전기의 출력 감발(Ramping down)이 요구된다. 감발 유연성 부족은 1시간 내 감발능력이 제한되고 정지하는데 시간이 소요됨에 따라 순수요의 감소분을 충족하지 못함에 따라 발생한다.

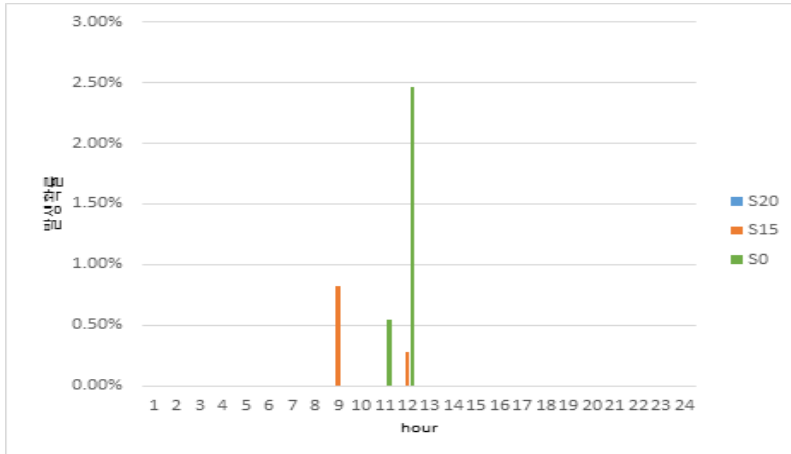
일반발전기의 출력감소 또는 정지 대신에 변동적 신재생에너지의 출력제약(Curtailment) 또한 감발 유연성 제공 수단으로 볼 수 있으

나 본 연구는 계통운영의 참고자료로 활용하기 위해 변동적 신재생 에너지의 출력제약(Curtailment)을 배제하였다.

1) 시간대별 감발 유연성 부족 빈도 분석

[그림 4-12]는 시간대별 감발 유연성 부족 현상이 발생하는 확률을 보여준다.

[그림 4-12] 시간대별 감발 유연성 부족 발생 확률



<표 4-3>에 따른 수도권 발전 비중을 기준으로 감발 유연성 부족 결과는 아래와 같다. 수도권의 발전 비중 20% 이상인 조건 (S20)에서는 감발 유연성 부족 현상이 발생하지 않았다.

수도권의 발전 비중이 15% 이상 및 20% 미만인 조건(S15)하에서 감발 유연성 부족은 총 4회 발생하여 확률 0.05%를 기록하였

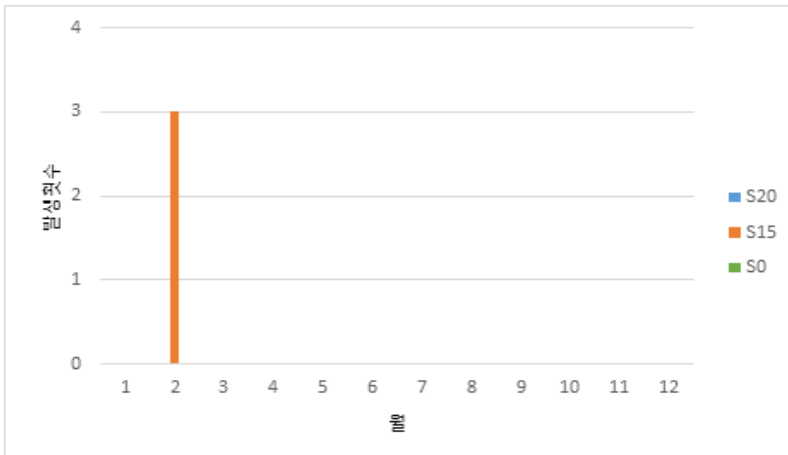
다. 특정 시간대별 부족 발생시간 및 횟수는 9시에 3회(0.8%) 12시에 1회(0.3%)를 나타내었다.

수도권의 발전 비중이 15% 미만인 조건(S0)에서는 감발 유연성의 총 부족 횟수는 11회로 확률 3.0%를 나타내었다. 특정 시간대별 부족 발생시간 및 횟수는 11시에 2회(0.5%), 12시에 9회(2.5%)를 기록하였다.

2) 월별 감발 유연성 부족 빈도 분석

[그림 4-13]은 9시의 월별 감발 유연성 부족 횟수를 나타낸다. 9시 S15의 월별 부족 횟수는 2월 3회를 기록하였으며 2월 구정 휴무일에 집중적으로 발생한다.

[그림 4-13] 9시 월별 감발 유연성 부족 횟수

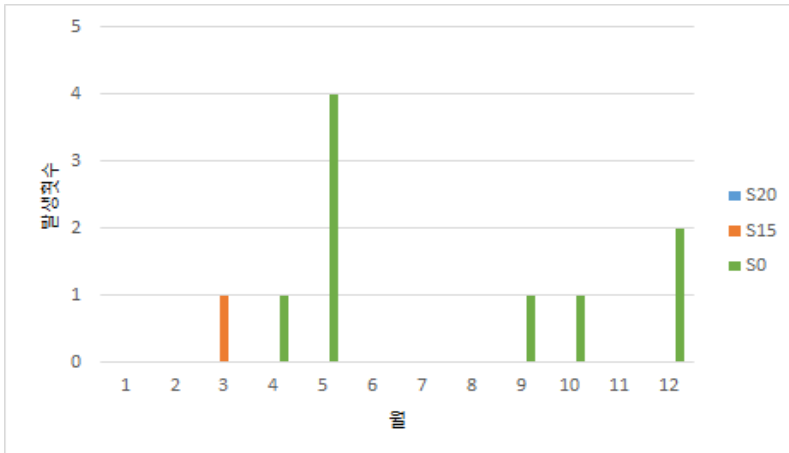


이러한 원인은 <표 4-7>에서와 같이 구정 휴무일에 수요가 비교적 낮은 수준에서 태양광 출력이 일출 후 점차적으로 증가하여 순수요 변화량이 대폭 감소하는 반면에 출력을 줄여야 하는 유연성 자원의 부족에 따른 것이다.

<표 4-7> 9시 월별 감발 유연성 부족 발생 시 상태

번호	월	순수요 변화량 (MW)	태양광 변화량 (MW)	풍력 변화량 (MW)	수도권 발전비중 (%)	유연성부족량/ 순수요변화량 (%)
1	2	-10,585	6,017	106	19.5	32.7
2	2	-9,078	4,678	-61	19.0	37.3
3	2	-7,673	5,993	-576	16.2	2.4

[그림 4-14] 12시 월별 감발 유연성 부족 횟수



[그림 4-14]는 12시의 월별 감발 유연성 부족 횟수를 나타낸다. 12시 S15의 월별 부족 횟수는 3월 1회를 기록하였다. S0의 경우 최대 발생월과 횟수는 5월 4회를, 그 다음으로는 12월 2회를 나타내었으며 4월, 9월, 10월 동일하게 1회를 기록하였다.

〈표 4-8〉 12시 월별 감발 유연성 부족 발생 시 상태

번호	월	순수요 변화량 (MW)	태양광 변화량 (MW)	풍력 변화량 (MW)	수도권 발전비중 (%)	유연성부족량/ 순수요변화량 (%)
1	3	-10,840	3,081	1,875	15.5	15.1
2	4	-6,429	2,170	851	13.5	15.6
3	5	-7,398	1,883	-455	12.7	20.4
4	5	-8,663	1,981	1,142	11.9	0.1
5	5	-7,245	1,871	198	10.9	10.6
6	5	-8,892	2,069	1,856	10.6	41.0
7	9	-3,545	4,173	-359	10.6	10.0
8	10	-12,432	4,534	2,131	9.4	0.5
9	12	-10,037	4,591	645	9.0	28.2
10	12	-8,607	2,821	986	8.8	21.1

주로 전력수요 수준이 비교적 낮은 봄과 가을철에 12시 감발 유연성 부족 현상이 일어나는 것을 알 수 있다. <표 4-8>은 12시 감발 유연성 부족 원인을 나타내고 있다. 전력수요가 비교적 높지 않은 상태에서 12시 태양광 출력이 증가하여 순수요 변화량은 감소하나 일반 발전기가 최소 출력 이하로 줄이지 못함에 따라 감발 유연성 부족 현상이 발생한다.

다. 결과 요약

본 연구는 태양광과 풍력발전의 변동성이 2030년 가정으로 한 전력계통에 어떠한 영향을 미치는지 분석하기 위해서 전력계통 유연성 분석을 실행하였다.

전력계통 유연성 분석 결과는 전력계통 운영과 전원구성에 시사점을 제시한다. 만약 특징적인 시간에 유연성 부족이 발생한다면 계통운영기구(ISO)가 해당 시간대에 증발 출력 성능이 우수한 발전기를 우선 가동상태를 유지하는 급전순위 조정 또는 대기대체 예비력을 확보하는 방법으로 유연성을 제고할 수 있다. 이에 반해 산발적으로 유연성 부족 현상이 발생하거나 빈도가 매우 높으면 유연성 전원의 비중을 높이는 방향으로 전원 구성의 변경이 필요하게 된다.

본 연구에서는 개략적인 경제급전 발전순위에 따라 유연성을 분석하였으므로 다음과 같은 주의가 필요하다. 수도권에 소재한 발전기의 실제 발전량 비중 20%를 감안하여 결과의 현실성을 유추해야 한다. 또한 본 연구는 1시간 단위 변동적 신재생에너지의 변동성 영향에 대해서만 분석하였으므로 분 단위 변동성에 대한 유연성 평가가 불가한 한계를 지닌다.

현실적인 수도권 발전비중의 모형화 대신에 시나리오로 구분하여 급전순위 조정에 의한 유연성 제공에 대해 시사점을 제시토록 하였다. 분석 결과, 가장 현실적인 수도권의 발전비중 20% 시나리오인 S20에서의 유연성 부족 횟수는 20% 미만의 시나리오에 확연히 감소함을 나타내었다. 이는 운전 중인 최소출력이 낮고 증감발

율이 높은 중간 및 피크 전원의 증가로 계통에 제공 가능한 유연성이 증가하기 때문이다.

수도권 발전 비중 20%를 전제로 한 S20에서는 증발 유연성 부족 현상이 8시에 4회, 18시에 1회 발생하였다. 부족 빈도 수준과 특정 시간대에 발생한다는 것을 고려하면, 2030년 전원믹스를 가정으로 급전순위 조정과 LNG 복합화력에서 GT 단독운전 또는 추가적으로 진입하는 양수의 활용으로 태양광 및 풍력발전의 1시간 단위 변동성은 대처가 가능할 것으로 추정된다. 감발 유연성 부족의 경우에는 현실성이 낮은 수도권 발전비중이 20% 미만인 S15와 S0에서 일어났으나 전력수요 수준이 가장 낮은 구정과 같은 휴무일에 발생하였으므로 변동적 신재생에너지를 대상으로 출력제약(Curtailment) 고려, 최소 출력(MW)이 낮고 증감발율이 높은 발전기 중심의 급전순위 변경, 에너지저장장치의 활용이 필요할 것으로 예상된다.

제5장 정책적 시사점

1. 전력시장제도 개편

가. 실시간 시장 운영

현재 국내 전력시장에는 하루 전 시장(Day-ahead market)만이 있고, 실시간 시장(Real time market)은 부재하여 계획 발전량과 실제 발전량에 대한 차이를 유발한 사업자에 대한 벌과금이 없는 상황이다. 현행 제도에서 불확실성과 변동성의 특성을 띤 태양광 및 풍력 발전이 대규모로 계통에 병입되면 계획 발전량과 실제 발전량 차이가 확대되어 실제 에너지비용과는 거리가 있는 제약비발전 전력량 정산금(Constrained-OFF energy payment, COFF)¹⁴⁾이 증가할 것으로 전망된다. 또한 전력계통 안정에 기여하는 자원에 대해 실시간 가격을 근거로 보상이 불가하여 적절한 보상을 할 수 없게 된다.

이에 따른 대책으로 주요 선진국의 전력시장과 같이 실시간 시장을 도입할 필요가 있다. 앞서 설명하였듯이, 실시간 시장은 이중정산 시스템으로 정산한다. 즉, 계획량과 실제 발전량 차이를 실시간 가격에 의해 정산하므로 하루 전 시장에서 결정된 발전계획을 이행할 의무가 발생한다. 변동적 신재생에너지 사업자는 일반 발전사와 동

14) COFF는 발전기가 가격결정발전계획에 포함되었으나, 수요예측 오차 등으로 인하여 실제 발전하지 않은 전력량에 대한 정산금으로 시장가격과 발전하지 못한 전력량을 곱한 금액에서 변동비를 차감하여 정산한다. COFF 지급은 전력계통 안정화를 위해 해당 발전기에 순수 기회비용을 보상하는 제도이다.

일 또는 완화된 밸런싱 의무를 부여받게 되면 발전량 예측 제고를 통해 하는 임밸런싱에 따른 경제적 손실을 감소시킬 수 있다.

이와 더불어 보조서비스 시장과 5분 단위의 실시간 시장 가격이 형성될 경우에는 유연성 제공 자원인 가스터빈, 양수와 같은 피크발전기와 DR, ESS와 같은 신기술이 적절한 보상을 받을 기회가 늘어나 수익성이 개선될 수 있다.

이러한 실시간 시장은 5분 내지 10분 단위 전력거래를 통해 가장 비용 효과적인 계통 신뢰도를 확보 수단이며, 실시간 가격은 쌍무계약 등의 기준가격이 되며, 예상 실시간 가격으로 설비투자 의사 결정에 활용할 수 있다. 이러한 3가지 요인으로 실시간 시장은 경쟁적인 도매전력시장 운영에 필수적인 요소로 평가된다(Hirst, 2011).

또한, 하루 전 시장과 실시간 시장 사이에 당일 시장 개설을 고려할 수 있다. 변동적 신재생 에너지가 증가하면 운영예비력 확보 비용이 증가할 수 있다. 이에 대한 대책으로 하루 전 시장과 실시간 시장 사이에 풍력발전의 예측결과를 보다 빠르게 반영하여 피크 발전기 보다 저렴한 발전기의 당일 시장 참여를 유도하여 예비력 확보 비용을 감소시킬 수 있다.

나. 전력시장 참여와 규제

주요 선진국에서는 변동적 신재생에너지 중 풍력발전은 다른 일반 전원과 마찬가지로 전력시장의 규칙을 따르도록 유도하고 있다. 풍력발전 확대를 대비하기 위해서는 풍력 발전을 일반 전원과 유사

한 수준의 제도 적용을 준비토록 해야 한다. 하지만 풍력발전 관련 산업 초반에는 풍력발전 산업이 성장할 수 있도록 완화된 규칙을 설정할 수 있다.

풍력발전의 변동성이 계통 안전성을 저해할 때에는 직접적인 출력제약과 증감발률에 제한을 두는 제도가 필요하다. 급전지시에 이행하는 제약 발전에 대해서는 보상 체계를 고려할 수 있다. 구체적인 보상 방법은 총 손실액 규모와 송전망 제약 조건을 설정하여 풍력발전 제약 전력량에 대해 시장가격으로 전액으로 보상하거나 사업자 손실액 부담률을 정하여 보상하는 방법을 고안할 수 있다.

2. 전력계통 운영 선진화

변동적 신재생에너지 불확실성과 변동성에 따른 예비력을 줄이는 방법으로는 예측능력을 강화시키는 것이다. 풍력발전의 비중이 높은 주요 선진국에서와 같이 풍력 예측 도입이 요구된다.

구체적으로는 안정적인 경제급전을 위해서 각 풍력 발전소가 위치한 지점 별로 풍력발전을 예측하여 이를 취합한 풍력발전 예측량을 전력시장 참여자에게 제공해야 한다. 또한 단기 및 중기 계통운영에 활용하기 위해서는 다양한 예측 주기를 갖은 풍력발전 예측 시스템이 요구된다. 또한 지역적으로 분포된 풍력발전 단지를 대상으로 갑작스런 기상 변화에 따른 증감발률 경고 시스템 구축을 고려할 수 있다.

3. 유연성 제공자원 확보

유연성 제공 자원은 가스터빈과 양수와 같은 일반 자원 (Conventional sources)과 ESS와 수요자원과 같은 신기술 자원이 있다. 유연성 제공 자원의 주요 특성은 <표 5-1>과 같다.

<표 5-1> 유연성 제공 자원 특성

구분		가스터빈	양수	ESS	DR
기술 특성	증감발 (분당)	88MW	130~300MW	1,440MW	측정불가
	기동시간 (Hot기준)	20~40분	5분	-	-
	최소출력 (%)	25	28.3	-	-
경제성	건설비 (천원/kW)	891	1,013	PCS 1MW: 29억원 1MWh 배터리: 7.3억원	-
	수명(년)	30	55	10~15	-
평가	장점	건설 용이	장시간 사용 가능	건설 용이 .분산설치 가능 .빠른 속응력	설비건설 불필요
	단점	느린 기동시간 .송전망 건설 필요	장기 건설기간 송전망 건설 필요 신규 입지 문제	짧은 수명 및 운전시간	AUTO DR 개발 필요 .사용가능시간 제약

자료: GT 기술특성은 GE사의 9HA.02 모델, <https://www.gepower.com/gas/gas-turbines/9ha> (검색일: 2017.12.6.) 참조, ESS 가격은 이투데이, <http://www.etnews.com/20160425000305> (검색일 2017.12.6.) 참조, 그 외 자료는 한국전력거래소(2017d) 참조

경제적인 면에서 수요자원은 추가적인 투자 소요가 크지 않으므로 우선적으로 확보가 필요한 자원이다. 주파수조정예비력으로 활용하기 위해서는 Energy Manage System(EMS) 개발과 초 단위 연동을

위한 Auto-DR 인프라 구축이 요구된다. 20분 이내 응동하여 대기대체 예비력으로 활용하기 위해서는 인센티브 기반의 제도적 유인책이 필요하다(<표 5-2> 참조).

〈표 5-2〉 보조서비스 DR 참여 가능성

예비력 구분		응동시간	현 수준
주파수조정 예비력	GF, AGC	순시	Auto-DR 개발 필요
대기대체 예비력	운전예비력	10분	Auto-DR 개발 필요
	정지예비력	20분(동·하계) 120분(기타기간)	시간단축 필요 활용 가능

출처: 한국전력거래소(2017d, p.29)를 토대로 재구성

리튬이온 기반의 ESS는 응용분야는 1시간 이상의 장기간 방전이 필요한 장주기 부하이전과 수초에서 수분으로 충·방전 속응성이 필요한 단주기의 주파수조정용으로 구분할 수 있다. 전력계통에서 충분히 주파수조정용으로 활용하기 위해서는 장주기 시스템으로 개발해야 한다. 장주기 시스템의 경제성을 갖추는 요인은 배터리 비용의 하락과 15년 이상의 사용 수명이 요구된다. 제도적인 측면에서 보조서비스의 합리적인 정산단가 지급과 속응성에 대한 적정 인센티브 마련을 통해 동 자원의 확보를 유도할 필요가 있다.

양수발전은 전력수요가 비교적 낮을 때 양수 펌프로 하부 저수지에서 상부 저수지로 물을 끌어올려 위치에너지를 축적하고 최대전력수요가 발생 시기에 방수하여 위치에너지를 기계에너지로 변환

하여 전력을 생산한다. 이러한 양수발전은 변동적 신재생에너지 보급 확대에 따라 유연성 제고의 주요 수단으로 기존의 양수발전의 활용이 매우 중요해지고 있다. 또한 변동적 신재생에너지가 높은 주요 선진국은 유연성 강화차원으로 신기술의 양수 발전을 채택하고 있다. 신기술 유형에는 일반양수 보다 속응성이 향상된 가변속(Doubly-Fed Induction Machine, DFIM)과 펌핑-발전 모드의 전환이 빠르고 운전범위가 넓은 별치식(Tenary) 기술이 있다. 그러나 이러한 장점이 있는 반면에 상·하부 저수지 건설에 적합한 입지 제약이 따르고 건설기간이 평균 7년으로 장기간 소요된다는 단점이 있다.

가스터빈 발전기의 장점은 넓은 출력범위, 짧은 기동시간, 빠른 증감발이다. 이러한 특성은 변동적 신재생에너지를 고려한 전력계통 운영에 일반전원 보다 폭넓은 대안을 제공해 준다. 가스터빈과 증기터빈으로 구성된 LNG 복합발전에서 가스터빈의 단독운전이 가능하다. 그러나 발전사업자는 기동정지가 잦을 경우 기계의 마모 및 손상과 사용수명의 단축을 우려하여 가스터빈의 단독운전을 기피할 수 있다. 또한 가스터빈은 효율이 낮아 변동비가 복합발전보다 높다. 풍력 또는 태양광 발전의 변동성으로 가격결정발전계획에 없던 가스터빈이 발전하게 되면 통상적으로 SMP는 석탄화력발전 또는 LNG 복합발전이 결정하므로 현행 제도에서는 제약발전 전력량 정산금(Constrained-ON energy payment, CON)¹⁵⁾이 지급되나

15) CON은 발전기가 가격결정발전계획을 초과한 발전량에 대한 정산금으로 시장가격과 초과 전력량을 곱한 금액과 변동비 중 최댓값으로 산정한다. 해당 정산금이 변동비로 주어질 경우 연료비 이외에 소요되는 수선유지비 등을 회수할 수 없게 된다.

이로써는 적절한 보상을 할 수가 없게 된다. 이에 대한 대책으로 캘리포니아와 같이 증감발 용량을 의무적으로 확보하고 동시에 적절한 가격으로 보상하는 제도 도입을 고려해야 한다.

〈부 록〉 OECD 주요국 전원믹스

〈표 A-1〉 2015년 OECD 주요국 전원별 용량(GW)

구분	연도	원전	화력						수력	양수	신재생			합계
			기력	내연력	GT	복합	기타	소계			태양광	풍력	기타	
미국	2010	101.2 (9.7)	438.8 (42.2)	9.0 (0.9)	138.0 (13.3)	207.5 (19.9)	0.2 (0.0)	793.5 (76.2)	82.5 (7.9)	18.5 (1.8)	2.9 (0.3)	39.1 (3.8)	3.2 (0.3)	1,041.0 (100)
	2015	98.7 (9.2)	385.5 (35.9)	10.3 (1.0)	140.5 (13.1)	235.2 (21.9)	0.3 (0.0)	771.7 (72.0)	83.4 (7.8)	18.9 (1.8)	21.7 (2.0)	72.6 (6.8)	5.6 (0.5)	1,072.5 (100)
캐나다	2010	12.7 (9.6)	25.5 (19.3)	0.8 (0.6)	12.4 (9.4)	-	1.7 (1.3)	40.4 (30.5)	74.9 (56.6)	0.2 (0.1)	0.2 (0.2)	4.0 (3.0)	0.0 (0.0)	132.4 (100)
	2015	14.0 (9.5)	24.0 (16.2)	2.2 (1.5)	14.8 (10.0)	-	-	41.0 (27.6)	79.3 (53.5)	0.2 (0.1)	2.5 (1.7)	11.2 (7.6)	0.0 (0.0)	148.2 (100)
프랑스	2010	63.1 (50.7)	N.A.	N.A.	N.A.	-	28.8 (23.1)	28.8 (23.1)	23.6 (18.9)	1.8 (1.5)	1.0 (0.8)	5.9 (4.7)	0.2 (0.2)	124.5 (100)
	2015	63.1 (48.8)	N.A.	N.A.	N.A.	-	22.6 (17.4)	22.6 (17.4)	23.6 (18.2)	1.7 (1.3)	6.8 (5.2)	10.2 (7.9)	1.4 (1.1)	129.3 (100)
영국	2010	10.9 (11.6)	33.1 (35.3)	0.1 (0.1)	2.1 (2.2)	34.0 (36.3)	3.7 (3.9)	73.0 (77.9)	2.0 (2.1)	2.4 (2.6)	0.1 (0.1)	5.4 (5.8)	-	93.8 (100)
	2015	9.5 (10.0)	19.0 (19.9)	0.1 (0.1)	1.6 (1.6)	31.7 (33.3)	5.4 (5.6)	57.7 (60.6)	2.1 (2.2)	2.4 (2.6)	9.2 (9.7)	14.3 (15.0)	-	95.2 (100)
독일	2010	20.5 (12.6)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	85.8 (52.7)	5.4 (3.3)	5.8 (3.6)	17.6 (10.8)	27.2 (16.7)	0.5 (0.3)	162.7 (100)
	2015	10.8 (5.3)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	97.0 (47.5)	5.7 (2.8)	5.7 (2.8)	39.8 (19.5)	44.7 (21.9)	0.4 (0.2)	204.1 (100)
스웨덴	2010	7.5 (7.3)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-	50.5 (49.6)	16.1 (15.8)	2.5 (2.4)	3.9 (3.9)	20.7 (20.3)	0.7 (0.7)	101.8 (100)
	2015	7.4 (6.9)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-	49.4 (46.2)	16.8 (15.7)	3.3 (3.1)	4.9 (4.5)	22.9 (21.5)	2.3 (2.2)	106.9 (100)
스페인	2010	9.0 (24.6)	6.7 (18.3)	0.1 (0.3)	1.6 (4.4)	0.3 (0.9)	-	8.7 (23.9)	16.7 (45.9)	-	0.0 (0.0)	2.0 (5.5)	-	36.5 (100)
	2015	9.7 (24.4)	5.3 (13.4)	-	1.5 (3.7)	0.9 (2.4)	-	7.8 (19.5)	16.3 (41.1)	-	0.1 (0.3)	5.8 (14.7)	-	39.7 (100)
한국	2010	17.7 (20.9)	38.5 (45.4)	0.4 (0.4)	0.3 (0.3)	21.3 (25.1)	-	60.4 (71.3)	1.6 (1.9)	3.9 (4.6)	0.7 (0.8)	0.4 (0.4)	0.0 (0.0)	84.7 (100)
	2015	21.7 (21.1)	41.2 (40.0)	0.4 (0.4)	0.3 (0.3)	28.2 (27.4)	-	70.1 (68.1)	1.8 (1.7)	4.7 (4.6)	3.5 (3.4)	0.7 (0.7)	0.5 (0.4)	103.0 (100)
일본	2010	49.0 (17.0)	169.3 (58.7)	5.6 (1.9)	7.6 (2.6)	-	2.8 (1.0)	185.2 (64.2)	42.1 (14.6)	5.6 (2.0)	3.6 (1.3)	2.3 (0.8)	0.5 (0.2)	288.3 (100)
	2015	42.1 (13.0)	177.3 (54.7)	5.5 (1.7)	8.0 (2.5)	-	3.6 (1.1)	194.4 (60.0)	28.1 (8.7)	21.9 (6.8)	34.2 (10.5)	2.8 (0.9)	0.5 (0.2)	323.9 (100)
호주	2010	-	33.3 (54.3)	1.1 (1.8)	10.6 (17.2)	4.7 (7.6)	-	49.6 (80.9)	8.0 (13.1)	1.4 (2.3)	0.4 (0.7)	1.9 (3.0)	-	61.3 (100)
	2015	-	31.5 (47.0)	1.2 (1.8)	11.9 (17.8)	5.1 (7.5)	-	49.7 (74.2)	7.3 (10.9)	1.4 (2.1)	4.4 (6.5)	4.2 (6.3)	-	67.0 (100)

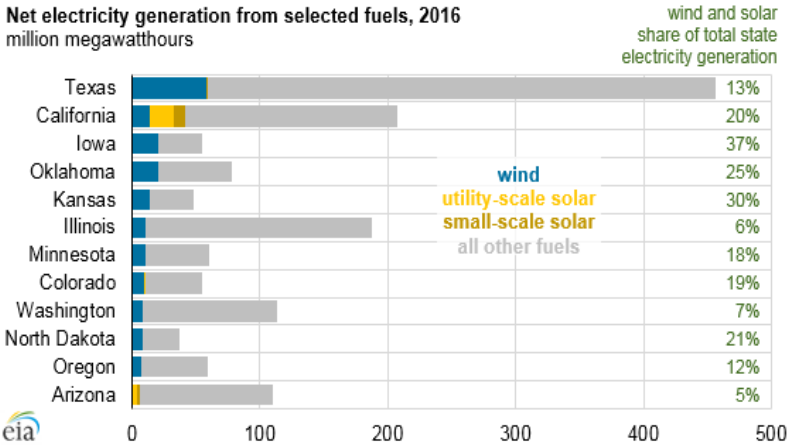
출처: IEA Statistics(2017)

〈표 A-2〉 2015년 OECD 주요국 전원별 발전량(TWh)

구분	연도	원전	화력			수력	양수	신재생			합계
			석탄	가스	유류			태양광	풍력	기타	
미국	2010	838.9 (19.2)	1994.2 (45.5)	1017.9 (23.2)	48.1 (1.1)	262.3 (6.0)	24.1 (0.5)	3.9 (0.1)	95.2 (2.2)	93.9 (2.1)	4378.4 (100)
	2015	830.3 (19.2)	1471.0 (34.1)	1372.6 (31.8)	38.8 (0.9)	251.0 (5.8)	20.1 (0.5)	35.6 (0.8)	193.0 (4.5)	104.7 (2.4)	4317.2 (100)
캐나다	2010	90.7 (15.0)	79.5 (13.2)	52.0 (8.6)	7.8 (1.3)	351.4 (58.2)	0.1 (0.0)	0.3 (0.0)	8.7 (1.4)	13.5 (2.2)	603.96 (100)
	2015	101.4 (15.1)	66.0 (9.8)	67.2 (10.0)	8.2 (1.2)	380.6 (56.7)	0.1 (0.0)	2.9 (0.4)	26.5 (3.9)	18.1 (2.7)	670.9 (100)
프랑스	2010	428.5 (75.3)	26.3 (4.6)	23.8 (4.2)	5.5 (1.0)	62.7 (11.0)	4.8 (0.8)	0.6 (0.1)	10.0 (1.7)	6.9 (1.2)	569.1 (100)
	2015	437.4 (77.0)	12.2 (2.1)	19.8 (3.5)	2.2 (0.4)	54.4 (9.6)	5.0 (0.9)	7.3 (1.3)	21.3 (3.7)	9.0 (1.6)	568.5 (100)
영국	2010	62.1 (16.3)	108.8 (28.5)	175.3 (45.9)	5.0 (1.3)	3.6 (0.9)	3.2 (0.8)	0.0 (0.0)	10.3 (2.7)	13.4 (3.5)	381.6 (100)
	2015	70.4 (20.7)	76.7 (22.6)	100 (29.5)	2.1 (0.6)	6.3 (1.9)	2.7 (0.8)	7.6 (2.2)	40.3 (11.9)	33.0 (9.7)	339.1 (100)
독일	2010	140.6 (22.2)	273.5 (43.2)	90.4 (14.3)	8.7 (1.4)	21.0 (3.3)	6.4 (1.0)	11.7 (1.9)	37.8 (6.0)	43.0 (6.8)	633.0 (100)
	2015	91.8 (14.2)	283.7 (43.9)	63.0 (9.7)	6.2 (1.0)	19.0 (2.9)	5.9 (0.9)	38.7 (6.0)	79.2 (12.2)	59.3 (9.2)	646.9 (100)
스웨덴	2010	62.0 (20.6)	26.3 (8.7)	94.9 (31.5)	16.6 (5.5)	42.3 (14.0)	3.2 (1.1)	7.2 (2.4)	44.3 (14.7)	4.8 (1.6)	301.52 (100)
	2015	57.3 (20.4)	52.7 (18.7)	52.5 (18.7)	17.2 (6.1)	28.1 (10.0)	3.2 (1.1)	13.9 (4.9)	49.3 (17.6)	6.8 (2.4)	281.0 (100)
스웨덴	2010	57.8 (38.9)	2.7 (1.8)	2.9 (1.9)	1.8 (1.2)	66.4 (44.7)	0.1 (0.1)	0.0 (0.0)	3.5 (2.4)	13.4 (9.0)	148.57 (100)
	2015	56.4 (34.8)	1.3 (0.8)	0.4 (0.3)	0.3 (0.2)	75.3 (46.5)	0.1 (0.1)	0.1 (0.1)	16.3 (10.0)	12.0 (7.4)	162.1 (100)
한국	2010	148.6 (29.7)	219.3 (43.9)	103.2 (20.7)	18.9 (3.8)	3.7 (0.7)	2.8 (0.6)	0.8 (0.2)	0.8 (0.2)	1.5 (0.3)	499.5 (100)
	2015	164.8 (29.8)	236.6 (42.8)	122.9 (22.2)	12.5 (2.3)	2.2 (0.4)	3.7 (0.7)	3.9 (0.7)	1.2 (0.2)	5.3 (1.0)	552.9 (100)
일본	2010	288.2 (25.1)	309.6 (27.0)	318.6 (27.7)	100.2 (8.7)	82.2 (7.2)	8.5 (0.7)	3.8 (0.3)	4.0 (0.3)	33.5 (2.9)	1148.5 (100)
	2015	9.4 (0.9)	343.2 (33.0)	409.8 (39.4)	102.5 (9.8)	85.2 (8.2)	6.1 (0.6)	35.9 (3.4)	5.2 (0.5)	44.0 (4.2)	1041.3 (100)
호주	2010	0.0 (0.0)	180.2 (71.3)	44.6 (17.6)	6.1 (2.4)	13.5 (5.3)	0.1 (0.0)	0.4 (0.2)	5.1 (2.0)	2.8 (1.1)	252.7 (100)
	2015	0.0 (0.0)	158.6 (62.8)	52.5 (20.8)	6.8 (2.7)	13.4 (5.3)	0.1 (0.0)	6.0 (2.4)	11.5 (4.5)	3.6 (1.4)	252.4 (100)

출처: IEA Statistics(2017)

[그림 A-1] 2016년 미국 지역별 풍력, 태양광, 기타 발전량(TWh)



출처: U.S. Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=31632>(검색일: 2017.11.29.)

참고 문헌

<국내 자료>

- 안지운. (2016). 신재생에너지 계통연계 최적발전믹스 분석 연구. *에너지 경제연구원 기본 연구 보고서*.
- 윤용호. (2015). 글로벌 신재생전원 확대 대비 전력시장 개선사례 분석. *KEMRI 전력경제 REVIEW, 35*.
- 이재욱. (2017). 재생에너지 확대에 따른 캘리포니아정부의 대응방향. 에너지경제연구원-한국전력거래소 정책협의회 발표자료.
- 이철용, 조상민, 안재균, 김기환, 김연중, 전재완, 조지혜. (2017). 신재생 에너지 발전을 위한 정책 제안. 경제·인문사회연구회 협동과제.
- 임금주. (2017). [해외전력산업 동향] 미국 전력 도매시장 운영 현황 및 거래유형 분석. *전기저널*, 33-41
- 채재용, 조형철, 장민석, 김현태, 주성관. (2016). 수요반응 자원의 보조서비스 활용 해외사례와 국내 전력시장 적용방안에 대한 기초연구. *대한전기학회 학술대회 논문집*.
- 한국전력거래소. (2011). 계통규모 확대에 따른 적정공급 및 운영예비력 산정에 대한 보고.
- 한국전력거래소. (2013). 스페인 국외출장 결과보고.
- 한국전력거래소. (2015). 2015년 해외 전력산업 동향, ERCOT.
- 한국전력거래소. (2016). 풍력발전량 제어기준 수립 및 전력계통 안정화 방안 연구.
- 한국전력거래소. (2017a). 2017년 해외 전력산업 동향, 미국 전력시장 종합.

한국전력거래소. (2017b). 2017년 해외 전력산업 동향, 유럽연합
한국전력거래소. (2017c). 수요반응자원의 보조서비스 참여방안 연구.
한국전력거래소. (2017d). 신재생 확대 대비 주요 검토사항 및 대응방안.
한국전력거래소. (2017e). 2017년 해외 전력산업 동향, CAISO.

<해외 자료>

Andrade, J., Dong, Y., and Baldick, R. (2016). Impact of renewable generation on operational reserves requirements: When more could be less. White Paper UTEI/2016-10-1.

Chaves-Ávila, J. P., Hakvoort, R. A., & Ramos, A. (2014). The impact of European balancing rules on wind power economics and on short-term bidding strategies. *Energy Policy*, 68, 383-393.

California ISO. (2014). Flexible Resource Adequacy Capacity Requirement Amendment.

California ISO. (2015). Flexible Ramping Product. Revised Draft Final Proposal.

Coalition, S.S.E.D. (2017). Explicit Demand Response in Europe—Mapping the Markets 2017. SEDC: Brussels, Belgium.

CPUC. (2013). Decision adopting energy storage procurement framework and design program. Agenda ID# 12370 (Rev. 2).

ERCOT. (2014). Load and renewable forecast in grid operations and planning: ERCOT Experiences. IEED T&D.

ERCOT. (2016). 2015 state of the grid report.

EWEA. (2015). Balancing responsibility and costs of wind power plants.

- FERC. (2007). Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Docket Nos. RM05-17-001, 002 and RM05-25-001, 002; Order No. 890-A.
- FREC. (2016). Settlement Intervals and Shortage Pricing in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Docket No. RM15-24000; Order No. 825.
- Florence School of Regulation. (2014). Electricity markets principles.
- GE Energy. (2012). PJM renewable integration study. Schenectady, NY: Prepared for PJM Interconnection, LLC.
- Hirst, E. (2001). Real-time balancing operations and markets: key to competitive wholesale electricity markets. *Edison Electric Institute*.
- Holtinen, H., Rissanen, S., Larsen, X., and Løvholm, A. L. (2013). Wind and load variability in the Nordic countries. VTT Technology, 96.
- IEA. (2014). The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems.
- IEA Statistics. (2017). Electricity information 2017. International Energy Agency.
- IEC. (2012). 대용량 신재생에너지의 계통연계와 대용량 전기에너지 저장 장치의 이용. International Electrotechnical Commission White paper.
- Lannoye, E., Daly, P., Tuohy, A., Flynn, D., and O'Malley, M. (2015). Assessing Power System Flexibility for Variable Renewable Integration: A Flexibility Metric for Long-Term System Planning.
- Milligan, M., Donohoo, P., Lew, D., Ela, E., Kirby, B., Holtinen, H., and Eriksen, P. B. (2010). Operating Reserves and Wind Power Integration:

An International Comparison; Preprint (No. NREL/CP-5500-49019).
National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO..

<온라인 자료>

이투뉴스. ESS용 배터리가격 3년 새 절반으로 뚝. 2016.04.25. <http://www.etnews.com/20160425000305>. 최종접속일: 2017.12.6.

GE 홈페이지. 9HA.02 모델, <https://www.gepower.com/gas/gas-turbines/9ha>.
최종접속일: 2017.12.6.

GTM Research. (2014). U.S. Demand Response Market Outlook 2014.
<https://www.greentechmedia.com/research/report/u-s-demand>

안 재 균

現 에너지경제연구원 부연구위원

<주요저서 및 논문>

『Assessment of initial emission allowance allocation methods in the Korean electricity market』, *Energy Economics*, 2014

『발전부문의 장기 온실가스 감축목표 달성방안 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2016

『송전요금개편을 통한 효과적인 지역적 가격신호 제공방안 연구: ICRP 도입을 중심으로』, 에너지경제연구원 수시연구, 2016

수시연구보고서 17-06

신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구

2017년 12월 31일 인쇄

2017년 12월 31일 발행

저 자 안 재 균

발행인 박 주 현

발행처 에너지경제연구원

44543, 울산광역시 중구 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(대) 팩시밀리: (052)714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 인쇄사업소 (031)424-9347

©에너지경제연구원 2017 ISBN 978-89-5504-666-3 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

