

이슈페이퍼

KEEI ISSUE PAPER

정책 이슈페이퍼 19-01

에너지전환시대 재생에너지
발전 비중 확대에 따른
유연성 설비의 경제성 분석

장희선 · 조주현

KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE



정책 이슈페이퍼 19-01

에너지전환시대 재생에너지 발전 비중 확대에 따른 유연성 설비 경제성 분석

장희선 · 조주현

목 차

- I. 배경 및 목적 / 1
- II. 유연성 부족량 산정 / 3
- III. 경제성 분석 / 7
- IV. 정책제언 / 13
- 〈참고자료〉 / 21

I 배경 및 목적

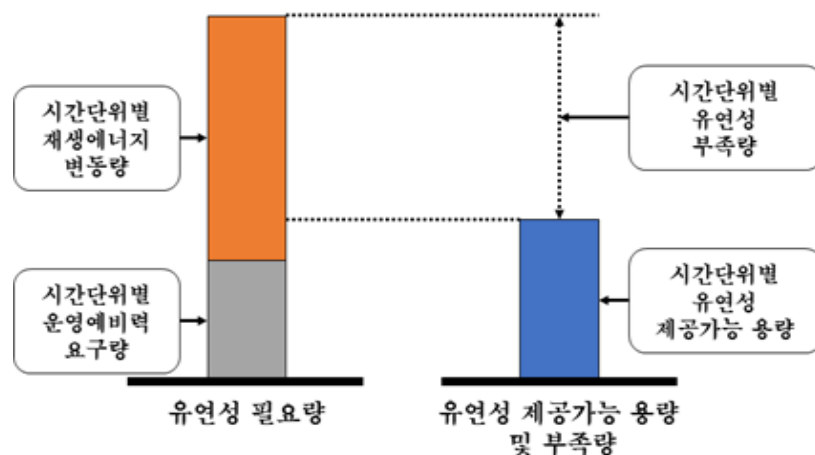
- 2017년 출범한 새 정부는 에너지전환 로드맵('17.10월), 제8차 전력수급 기본 계획('17.12월), 제3차 에너지기본계획('18.12월) 등을 통해 원자력의 단계적 감축과 재생에너지 확대를 기반으로 한 에너지정책의 새로운 방향을 제시 하였음.
 - 제8차 전력수급기본계획에 따르면 2017년 전원구성은 발전량 기준 원자력과 석탄이 약 76%, 가스와 신재생이 23%를 차지하였으나, 2030년 원자력과 석탄의 비중은 60%로 감소하고 가스와 신재생의 비중이 39%로 확대될 전망
 - 특히, 신규로 보급되는 재생에너지 설비용량 48.7GW의 97%를 풍력과 태양광으로 공급할 계획
- 풍력과 태양광은 각각 풍속과 일사량의 자연조건에 의존하여 발전하는 특성으로 불확실성이 큰 변동적 신재생에너지(variable renewable energy)로 분류
 - 자연조건에 따라 발전량이 불규칙적으로 변하므로 발전량을 예측하기 어려우며 변동성이 높은 특징을 가짐.
- 풍력과 태양광이 높은 수준으로 전력계통에 투입될 경우, 전력수급 균형을 유지하기 위해 발전과 부하를 조절하는 능력을 의미하는 전력계통의 유연성이 저해될 수 있음.
 - 즉, 수요변동성만을 대비하던 전력계통이 발전변동성도 대응하게 되어 기존의 유연성자원만으로는 전력수급의 균형을 맞추는 것이 어려워질 수 있음.
- 유연성자원에는 높은 출력 증감발율을 가진 유연성설비, 수요반응, 에너지 저장장치 등이 있으나, 아직까지는 유연성설비가 전력계통의 유연성에 대응하는 주요 요인으로 볼 수 있음.

- 본 연구의 목적은 크게 세 가지로, (1) 신재생 보급 확대에 따른 2030년 국내 전력계통의 유연성설비 부족량을 산정하고, (2) 전원구성과 시장상황의 변화가 유연성설비의 상대적 경제성에 미치는 영향을 분석하며, (3) 유연성 자원의 확보 및 경제적 활용을 위한 방안을 제시함.
- 2030년 국내 계통의 유연성 부족량 산정 결과, 수요반응 및 에너지저장장치를 고려하지 않은 경우 신재생 확대에 대응하기 위해 60분~120분 이내 출력을 내야하는 설비가 현행 운영예비력에 더하여 약 1,800MW 추가적으로 필요한 것으로 추정됨.
- 또한 LNG의 한계비용 추정치와 양수의 정산단가를 비교한 결과 LNG 한계비용 200원/kWh 내외에서 LNG와 양수의 경제성이 교차하는 것으로 분석되었으며, 이는 최근 수년간의 LNG 연료가격 추세를 볼 때 경제성 면에서는 LNG가 양수에 비해 우수한 것을 의미함.
- 유연성자원 확보 및 경제적 활용을 위한 제언으로, (1) 현재 복합화력으로 운영 중인 가스터빈에 Bypass stacks를 설치하여 유연성자원으로 활용하고, 이에 대한 비용을 보상할 목적으로 용량요금 정산에 계통안정도에 기여하는 요소를 반영할 것과, (2) 제8차 전력수급기본계획에 따라 2028년부터 가변속양수를 활용하게 되면 수요가 적은 기저부하 시간대의 유연성이 향상되기에, 기저부하 시간대의 유연성 기여 측면을 고려한 가변속양수의 예비력 정산단가 조정을 제안함.

II 유연성 부족량 산정

- [그림 1]과 같이 전력계통 내 시간대별 신재생 변동량과 운영예비력 요구량에서 유연성 제공가능용량을 제하여 유연성 부족량을 산정하였음.
- 보수적인 관점에서 태양광과 풍력의 최대변동률, 전력수요 등의 전제치를 산정하였음.
 - 최대수요일 때 많은 발전기가 가동 중이므로 유연성 제공량이 많아지며, 최저수요일 때는 주로 새벽시간으로 태양광발전량이 매우 낮아 변동성 역시 낮으므로 제8차 전력수급기본계획의 평균수요를 전제로 함.
 - 재생에너지의 발전량이 클수록 변동률도 높아지므로 제8차 전력수급기본계획의 최대발전량을 전제로 함.

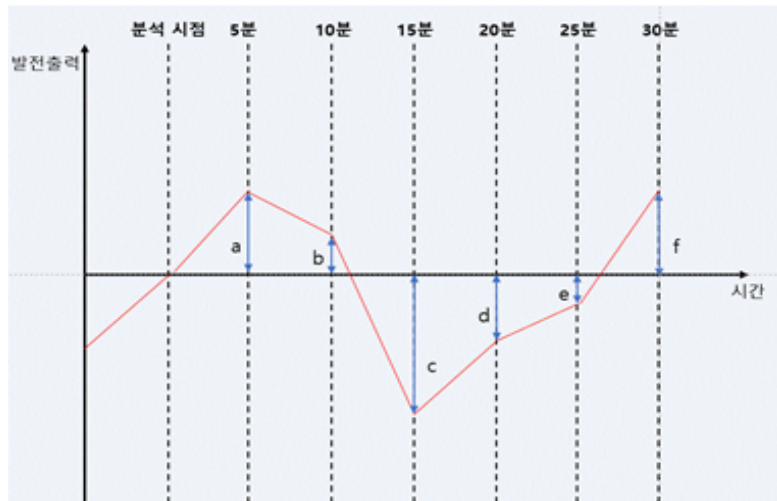
[그림 1] 유연성 부족량 산정 방법



- 풍력과 태양광의 최대변동률은 [그림 2]에서 5분단위의 재생에너지 발전 출력 데이터를 수집하였다고 하면, 분석시점을 기준으로 5분단위 변동률 중 최대 변화율을 계산함.

- [그림 2]에서는 총 6개의 변화율 중 가장 큰 값인 c가 30분 최대변동률이 되며, 분석시점을 반복 변경하여 분석하고자 하는 기간의 최대변동률을 계산함.

[그림 2] 재생에너지 최대변동률 산정 방법



- 풍력과 태양광의 최대변동률 산정 결과, 10분과 30분 최대변동률은 풍력이 태양광보다 크게 나타났으며, 60분과 120분 시간대의 최대변동률은 태양광이 풍력보다 크게 나타남.
- 이는 일몰과 일출시간대에 태양광발전이 빠르게 증가하고 감소하기 때문인 것으로 판단

〈표 1〉 시간대별 풍력 및 태양광 최대변동률

시간단위	풍력(%)	태양광(%)
10분	16	8
30분	18	15
60분	23	30
120분	31	52

- 운영예비력 기준은 2018년 6월 신뢰도 고시 일부개정안을 반영함.
- 개정안은 운영예비력을 평상시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어 예비력과 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 주파수회복예비력으로 구분하며 총 4,500MW 확보하도록 함.
 - 개정안은 운영예비력을 평상시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어 예주파수제어예비력은 AGC운전을 통해 5분 이내 30분 이상 지속할 수 있는 예비력이며, 주파수회복예비력은 1차·2차·3차예비력으로 구분
 - 주파수제어예비력 및 주파수회복예비력과 별도로 20분 이내 응답 4시간 이상 지속할 수 있는 속응성자원 2,000MW를 신설

〈표 2〉 운영예비력 기준 개정(안)

운영예비력 기준	확보량(MW)	확보 시간 기준
주파수제어예비력	700	5분 이내 응답 30분 이상 출력
1차예비력	1,000	10초 이내 응답 5분 이상 출력
2차예비력	1,400	10분 이내 응답 30분 이상 출력
3차예비력	1,400	30분 이내 확보

- Merit Order를 기반으로 하되 수도권 열 제약 해소를 위하여 원자력, 수도권 열 제약 해소용 LNG, 석탄, LNG 순으로 급전을 수행하도록 하며, 석탄 및 LNG 최대발전용량의 95% 운전점에서 추가적으로 감발하여 석탄은 89%, LNG는 79% 운전점에서 발전하여 유연성 부족량을 산정
- 산정결과, 수요반응과 에너지저장장치를 고려하지 않은 경우 2030년 국내 전력계통의 120분 시간단위에서 약 1,800MW의 유연성부족량이 나타남.

- 다만, 본 연구는 5분 이하 재생에너지 변동성과 계통 주파수 안정도 제약은 고려하지 않으며, 수요반응과 에너지저장장치를 이용하여 추가 유연성을 제공하거나 LNG의 운전점을 조정할 경우 120분대 유연성 부족량도 대응 가능

〈표 3〉 2030년 시간단위별 유연성 부족량 산정 결과

(단위: MW)

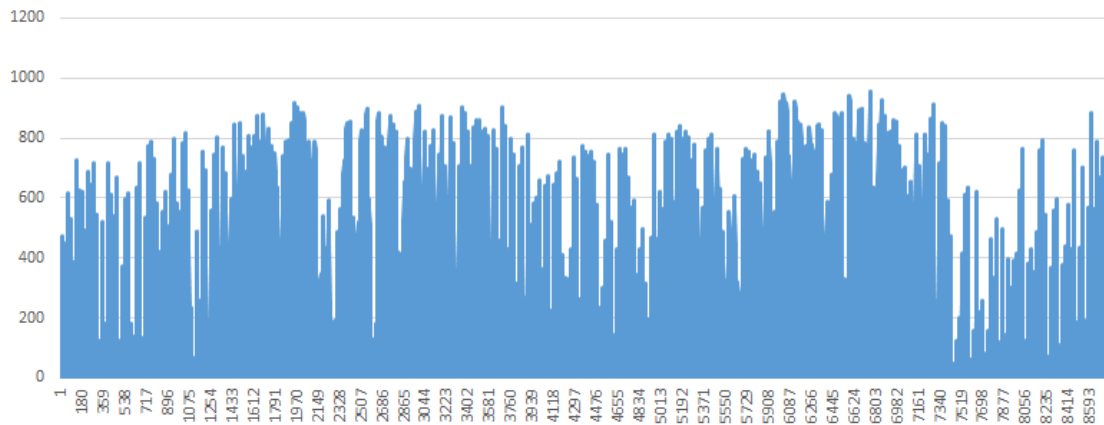
	10분	30분	60분	120분
신재생 최대변동량	5,510	8,211	13,947	22,067
운영예비력 요구량(안) (속응성자원 별도 확보)	3,100	4,500	4,500	4,500
유연성 제공가능 용량	9,326	13,109	18,951	24,723
유연성 부족량	0	0	0	1,844

III 경제성 분석

- De Loecker and Warzynski(2012)의 한계비용 추정방법을 국내 전력계통에 적용하여 신재생 보급 확대에 따른 유연성설비의 경제성을 분석
 - 실증분석을 위해 2013년 1월 1일부터 2015년 12월 31일까지의 연료원 별 1시간 단위 실시간 발전량 데이터를 활용하였으며, 연료가격과 연료 투입량, 설비용량의 경우 전력통계속보의 월별데이터를 이용함.
- [그림 3]과 [그림 4]는 2015년 한 해 8,760시간 동안 태양광과 풍력의 실시간 발전량 변화를 보여주며, 1시간 단위 변동률의 경우 풍력보다 태양광이 더 크게 나타남.

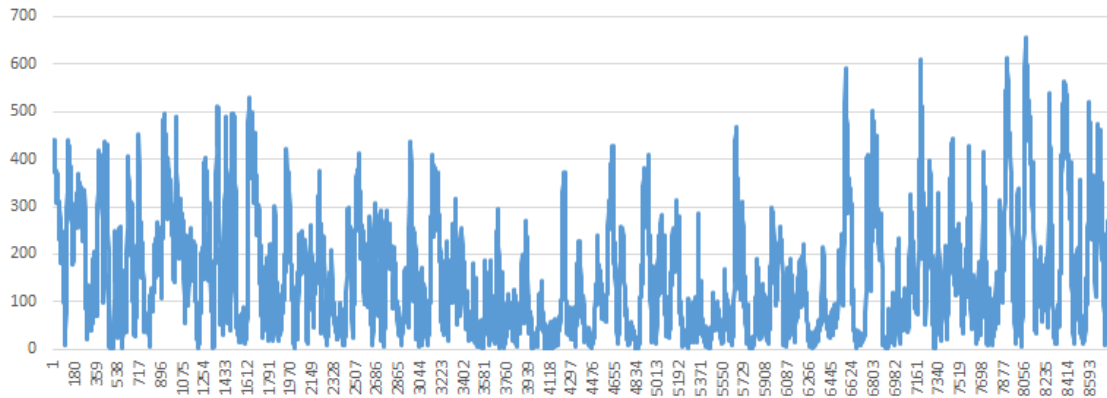
[그림 3] 2015년 실시간 태양광발전량

(단위: MWh)



[그림 4] 2015년 실시간 풍력발전량

(단위: MWh)

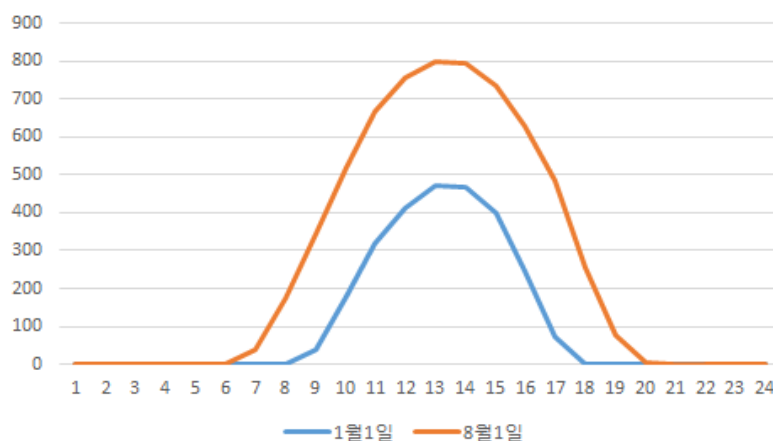


□ [그림 5]와 [그림 6]은 2015년 1월 1일과 8월 1일 각각 24시간 동안 태양광과 풍력의 발전량 변화를 보여줌.

- 일사량과 풍속의 자연조건에 의존하는 만큼 태양광은 겨울보다 여름에 발전량이 더 많고 변동폭도 더 높은 반면, 풍력은 여름보다 겨울에 발전량이 더 많은 것을 알 수 있음.
- 다만 신재생이 아직까지 국내 계통에서 차지하는 비중이 높지 않은 만큼 풍력은 여름과 겨울 모두 100MWh 내외의 변동폭을 보이며, 태양광은 겨울대비 여름에 약 300MWh 추가적으로 변동폭이 더 확대되는 것으로 나타남.

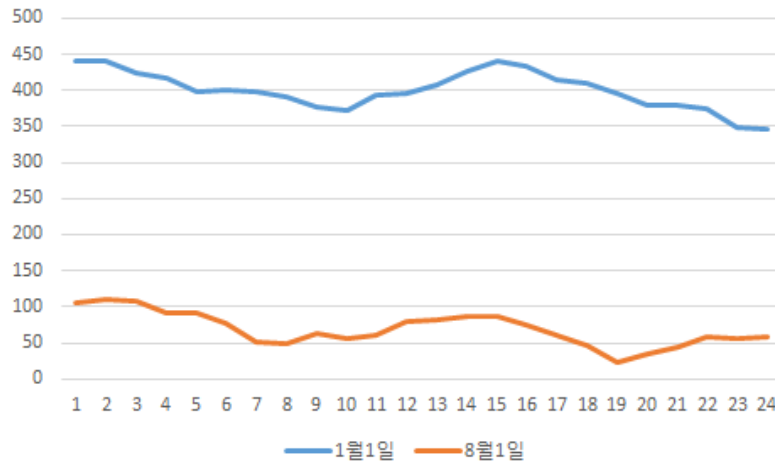
[그림 5] 2015년 하루간 태양광발전량

(단위: MWh)



[그림 6] 2015년 하루간 풍력발전량

(단위: MWh)

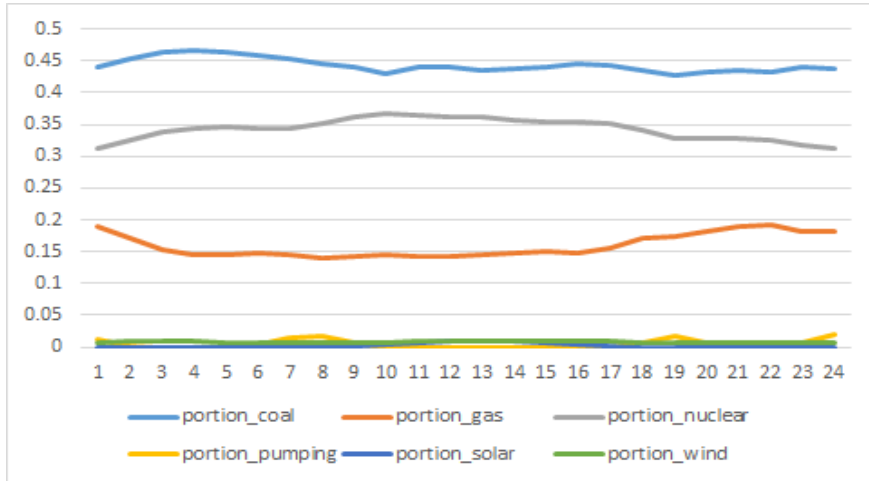


□ [그림 7]과 [그림 8]은 2015년 1월 1일과 8월 1일 각각 24시간 동안 연료원별 발전비중의 변화를 보여줌.

- 우리나라는 현재 원자력과 석탄, 가스의 비중이 90% 정도를 차지하며 나머지 10%를 양수와 태양광, 풍력 등이 담당하고 있어 아직까지 국내 전력계통에 신재생에너지의 변동성이 미치는 영향은 미미한 것을 알 수 있음.
- [그림 7]과 [그림 8]을 비교해 보면 당시 전력계통의 상황에 따라 연료원별 실시간 비중이 달라진다는 것을 알 수 있는데, 예를 들어 1월 1일 저녁 시간대에 원자력의 비중은 낮아지고 가스의 비중은 높아졌으나 8월 1일 저녁시간대에는 반대로 원자력의 비중이 높아지고 가스의 비중은 낮아짐.
- 양수의 경우 1월 1일에는 오전 8시와 저녁 7시, 밤 12시에 비중이 잠시 높아진 반면, 8월 1일에는 낮 시간부터 저녁에 이르기까지 계속해서 일정 비중을 차지하는 것을 알 수 있음.
- 태양광과 풍력의 경우 분석기간 동안의 비중은 2% 내외로 미미함.

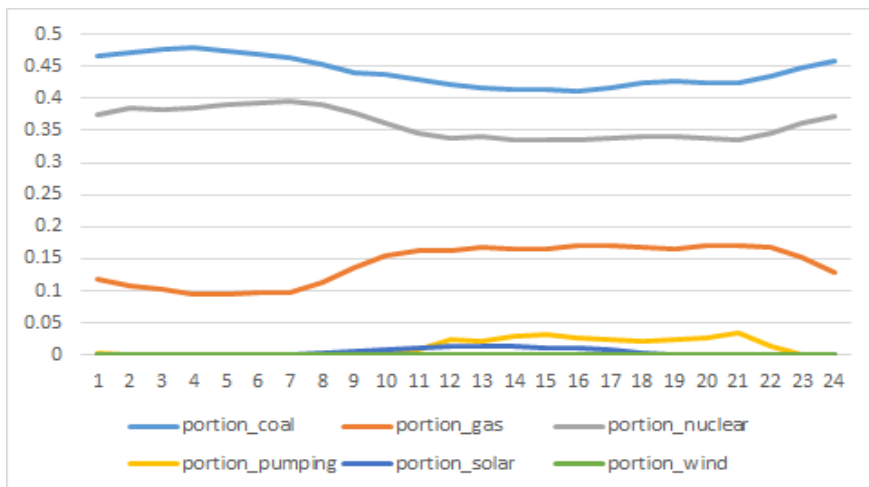
[그림 7] 2015년 1월 1일 연료원별 비중 변화

(단위: %)



[그림 8] 2015년 8월 1일 연료원별 비중 변화

(단위: %)



□ <표 4>는 LNG의 시장가격과 발전량, 계통의 실시간 전원구성 등이 LNG의 한계비용에 미치는 영향을 추정한 결과임.

- <표 4>의 탄력성 추정치를 보면 먼저 가스가격이 1% 상승할 때 가스발전의 한계비용은 0.72% 상승하는 것으로 나타남.
- 또한 가스발전량이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.22% 상승하는데, 이는 전력계통에서 가스의 비중이 높아짐에 따라 한계비용이 높은 가스 발전기들이 더 많이 투입되는 효과로 분석됨.

- 다음으로 전력계통에서 석탄과 원자력 발전량이 각각 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.32%와 0.23% 감소하는 것으로 나타나며, 이는 석탄과 원자력이 가스를 대체하는 효과로 해석됨.
- 한편 태양광과 풍력의 비중이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.001% 증가하는 것으로 나타나 신재생에너지의 변동성에 대응하기 위한 유연성설비의 비용이 높지 않은 것으로 보이나, 이는 현재 우리나라 전력계통에서 신재생에너지의 비중이 매우 낮다는 한계 내에서 해석할 필요가 있음.
- 마지막으로 전체 전력계통의 발전량이 1% 증가할 때 가스발전의 한계비용은 0.64% 감소하는 것으로 분석되는데, 이는 모형에서 유류와 가스 간의 대체효과로 해석됨.

〈표 4〉 LNG 한계비용 분석 결과

		종속변수: λ_{it}	
		추정계수	탄력성
가스가격(p_{it}^m)		0.78** (0.008)	0.72** (0.007)
가스발전량(q_{it})		0.002** (0.0001)	0.22** (0.009)
Γ_t	발전량-석탄	-0.002** (0.0001)	-0.32** (0.01)
	발전량-원자력	-0.001** (0.0001)	-0.23** (0.01)
	발전량-태양광·풍력	0.0009* (0.0004)	0.001* (0.0008)
	발전량-양수	0.001** (0.0001)	0.005** (0.0006)
	발전량-전체	-0.001** (0.00009)	-0.64** (0.03)
ν_t	Fixed effects		
	Year	Yes	
	Month	Yes	
	Hour	Yes	
Adj R ²		0.94	
관측치(개)		26280	

□ 마지막으로 [그림 9]에서 본 연구의 LNG 한계비용 추정치와 양수의 정산 단가를 비교해 보면, LNG의 한계비용 200원/kWh 내외에서 양수와 LNG의 경제성이 교차하는 것으로 나타남.

○ 이는 최근 수년간의 LNG 연료가격 추세를 볼 때 경제성 면에서는 LNG 발전이 양수에 비해 우수하다고 볼 수 있음.

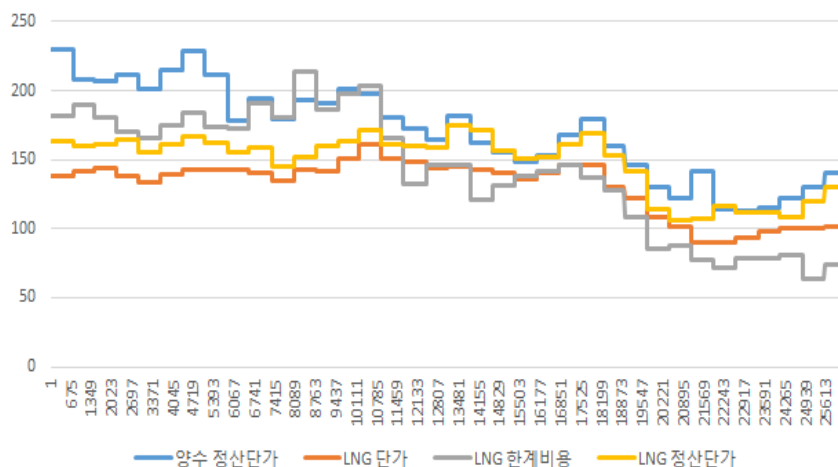
□ 다만, 실제 유연성설비의 구성은 경제성뿐만 아니라 각 유연성설비의 기술적 특성, 송전망 건설과 입지 문제 등을 종합적으로 고려하여 이루어져야 할 것임.

○ 예를 들어, ESS는 현재 경제성은 없지만 출력증감발률과 기동시간이 매우 높다는 장점이 있으며, 양수는 LNG보다 경제성은 부족하나 ESS보다는 경제성이 높으면서 출력증감발률과 기동시간 측면에서 ESS와 LNG의 중간역할을 할 수 있음.

○ 또한 향후 태양광이 높은 비중으로 확대될 때 낮 시간 남는 태양광으로 양수를 저장하여 저녁시간에 전력수요가 증가할 때 양수를 활용할 경우 양수의 수급조절 기능은 확대되며, 이러한 상황변화에 따라 경제성은 달라질 수 있음.

[그림 9] 2015년 8월 1일 연료원별 비중 변화

(단위: 원/kWh)

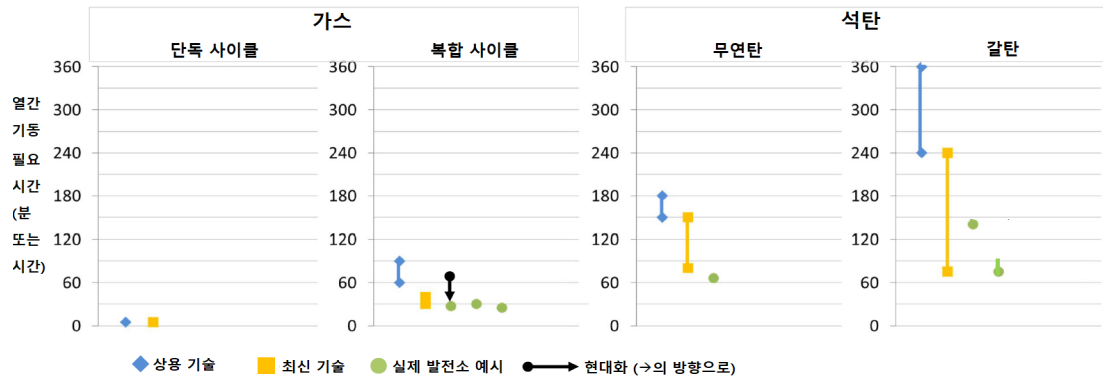


IV 정책 제언

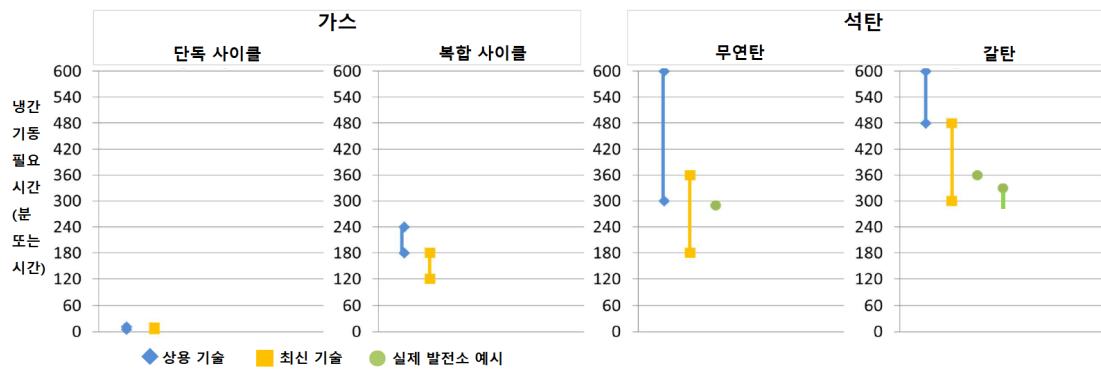
1. 유연성 설비 확보 및 투자보상 방안

- 기존 LNG발전설비에 bypass stack 설치를 통해 가동필요시간을 단축하여 유연성 설비로 활용할 수 있음
 - 1~2시간 내 투입조건을 만족할 수 있는 설비는 현실적으로 가스터빈 (Gas Turbine, GT) 발전설비라고 볼 수 있음.
 - 냉간기동시간은 (정지상태부터 전력생산이 가능한 기동상태까지 소요되는시간) 1시간~2시간 이내, 열간기동 (기동상태에서 출력가능한 상태로까지 소요되는 시간 경우)인 경우 1시간 정도 소요됨 ([그림 10], [그림 11] 참고)
 - 국내에서는 현재 LNG 발전설비를 가스터빈과 기력(스팀터빈)을 연결한 복합운전 방식으로 발전기를 운영중이며, 열효율을 향상되지만 가동준비에 소요되는 시간은 길어짐
 - 가스터빈을 가동했을 때 발생한 열을 열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)를 활용해 회수하여 스팀터빈 가동에 추가로 활용하여 추가 발전하므로 전체적인 열효율이 향상됨
 - 하지만 복합화력의 경우 GT 단독운전에 비해 스팀터빈까지 운전해야 하므로 전체적인 가동준비에 소요되는 시간은 GT 단독운전에 비해 길어짐
 - 이에 따라 GT 단독운전의 경우 1시간 이내로 냉간 및 열간대기가 가능하나, 복합발전의 경우 열간은 1시간 이상, 냉간은 2~4시간이 소요되는 것으로 조사됨 ([그림 10], [그림 11] 참고)

[그림 10] 가스발전 단독·복합 및 석탄발전 열간기동 필요시간 비교

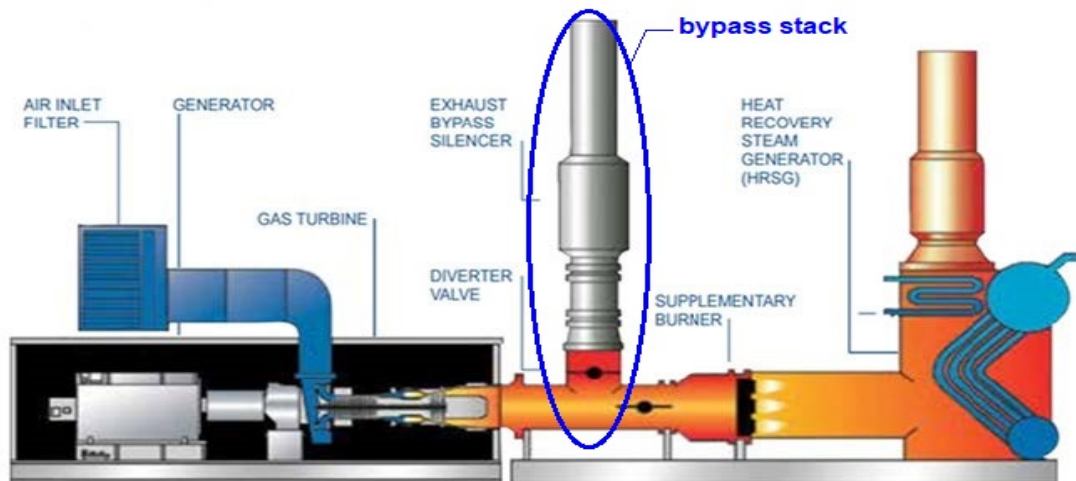


[그림 11] 가스발전 단독·복합 및 석탄발전 냉간기동 필요시간 비교



- 국내 복합화력에 가스발전에 bypass stacks를 설비하여 연구에서 제시한 1시간~2시간 이내 투입이 가능한 유연성 자원으로 활용가능함
 - 빠른 가동을 위해 가스터빈만을 운전해야 할 경우(GT단독모드로 운전해야 할 경우) bypass stack의 환풍구를 개방하여 가스터빈에서 발생한 열이 열회수장치로 전달되지 않고 바로 bypass stacks를 통해 공중으로 송풍되어 스팀터빈 가동 없이 가스터빈만을 단독으로 운전할 수 있게 됨 ([그림 12] 참조)

[그림 12] 복합화력 설비와 bypass stacks 모식도



- 이를 위해 기존 가스발전설비 중 2030년까지 계속해서 가동이 계획되어 있는 설비들에 대해서 bypass stacks를 설치할 수 있는 물리적 공간이 존재하는지에 대한 파악이 필요
 - 기존 몇몇 설비들은 기 설치되어 있으나, 대다수 설비에서는 신규 설치가 필요한 것으로 파악됨
- 기존 설비의 bypass stack 설치 투자비용에 대한 보상 방안을 고려해 볼 수 있음
 - 투자금액은 다른 사례를 참고했을 때 전체 건설비에 비해 작다고 볼 수 있음
 - bypass stack 설치에 따른 투자비용은 기존 설비의 성능개선을 통한 유연성 설비 증대로 볼 수 있으며, 이를 통해 유연성 자원 확보 및 안정적 전력공급 제고에 기여한다고 볼 수 있음
 - 따라서 본 설비 설치에 안정적 전력공급을 위한 투자로 볼 수 있으며, 연료전환계수 사례 등을 참고하여 기존 설비의 개선에 대한 맥락에서 보상방안을 마련할 수 있을 것으로 보임

□ 신규 예정 설비인 가변속양수와 관련된 제도개선 방안

- 양수발전이란 하부저수지의 물을 양수(펌핑) 하여 상부저수지에 저장하고, 필요 시 상부저수지에 저장된 물을 하부저수지로 낙차시키며 발전기를 가동해 발전하는 발전방식임
 - 정지상태에서 발전하는데 까지 짧은 시간(약 5분 내외)이 소요되어 유연성 발전설비로 유용하게 활용되고 있음
 - 국내에는 7개소에서 총 4,700MW 규모로 운영중임
- 8차 전력수급계획에서 운영이 계획된 가변속양수발전(Adjustable Speed Pumped Hydro 혹은 Variable Speed Pumped Hydro)은 유연성 자원으로 활용도가 높은 것으로 평가됨
 - 국내에서는 2030년까지 총 2,000MW 규모의 가변속양수 운영을 계획함
 - 하기 표와 같이 기존 양수발전(정속시스템)에 비해 발전 시 출력조절의 범위가 넓으며, 특히 전력을 소비하여 하부 저수지의 물을 상부로 이동하는 펌핑시에도 순간적으로 출력을 조절하여 주파수조정에 활용될 수 있는 특징을 보임 (<표 5> 참조)
 - 이를 활용하여 특히 저수요 시간대에 빠른 출력조절이 어려운 석탄과 원자력 발전이 주로 가동 중인 시간대에 유연성 자원으로 활용되어 기존 가스발전 혹은 석탄발전이 제공하는 주파수조정 예비력을 일정 부분 대체할 수 있을 것으로 기대됨
- 가변속 양수를 활용한 기저부하시간대 운영예비력 제공 시 이에 대한 보상제도 개선 필요
 - 현재 정속 양수 시스템에서는 전력을 소비하여 펌핑을 수행하는 중에는 기계적 특징으로 인해 예비력 제공이 불가함
 - 현재 운영예비력 단가는 출력조절 능력 (응동성) 등을 고려하여 전원, 발전기 별로 차등적으로 지급되나, 시간대에 대한 차별성은 고려되지 않아 유연성 자원이 상대적으로 적은 기저부하 시간대의 상대적으로 높은 가치를 반영하는 데에 한계가 존재함

- 따라서, 기저부하 시간대에 기존의 석탄과 LNG 발전이 제공하던 예비력의 일부를 대체한다면, 대체된 발전원의 예비력 단가를 적용하여 가변속 양수발전에 지급하는 고려해 볼 수 있음

〈표 5〉 양수발전 중 정속 시스템 대비 가변속 시스템 비교

(단위: % (정속 양수시스템 기준))

특징	정속 양수 발전	가변속 양수발전	비고
양수 저수지 수위에 따른 활용도	거의 동일		가변속 시스템의 경우 정속 시스템보다 훨씬 낮은 수위의 활용이 가능함.
양수발전 기계실 필요공간 규모	100%	105%	가변속 시스템의 경우 회전축계 및 여자계통에 대한 약간의 추가 공간이 필요함.
여자계통 포함 터빈 및 발전기 비용	100%	140%	가변속 시스템의 경우 여자계통에 비용이 많이 듦.
터빈 효율	100%	최대 출력에서 0.5% 향상, 부분 부하에서 2.5% 이상 향상	터빈 모드에서 가변속 시스템은 효율 면에서 적절한 속도로 작동이 가능함.
터빈 모드(발전) 시 작동 범위	50~100%	30~100%	가변속 시스템에서 터빈 특성의 향상은 작동 범위를 확장시킬 수 있음.
펌프 모드(양수) 시 작동 범위	일정	70~100%	가변속 시스템의 경우 작동 범위를 변경할 수 있음.
입출력 응답 시간 (정상 작동)	0~100%/60초	0~100%/60초	정속 시스템은 터빈 특성에 따라 달라지고, 가변속 시스템은 전기 제어 명령을 정확하게 따름.
입출력 응답 시간 (과도상태)	불가능	20MW/0.1초	가변속 시스템은 회전 에너지를 전기 에너지로 변환하여 신속 제어를 실행함.

2. 운영예비력 보상제도 개선방안

- 현재 국내 운영예비력 보상은 실제 운영예비력 제공에 대한 운영비용과 예비력 제공으로 인한 기회비용의 두 가지 요소에 대해 이루어짐
 - 발전설비가 운영예비력을 제공함으로써 발생하는 기계적 마모 및 연료비용에 대한 보상은 보조서비스 정산금(Ancillary Service Payment, ASP)으로 이루어 짐
 - 발전기 용량 중 일부분을 운영예비력 제공으로 인해 사용하지 못하여 기회비용이 발생하며, 이는 제약비발전운전정산금(Constraint OFF, COFF)으로 보상이 이루어짐. 이는 운영일 당시의 계통한계가격(SMP)과 각 발전기의 변동비 차액을 보상하여, 예비력으로 활용된 용량이 실제 시장에서 얻을 수 있는 수익을 보상하는 방식으로 볼 수 있음
- 현재 국내의 운영예비력 서비스에 대한 보상규모가 해외 시장과 비교했을 때 그 규모가 유사하지 않은 것으로 분석됨
 - 미국의 캘리포니아 지역의 CAISO, 중서부지역의 MISO, 동북부지역의 PJM, 중남부지역의 SPP와 국내 전력시장과 예비력 종류, 용량, 보상규모에 대해 비교한 결과, 실제로 국내 예비력서비스의 연간 정산금액의 규모가 비교대상 시장들에 비해 적은 것으로 분석됨 (〈표 6〉 참고)
 - 전원구성, 예비력 규모, 연료비 등에서 국내 전력시장과 분석시장과 상이성이 보상규모의 상이성을 일부 설명할 수 있음
 - 구체적으로 G/F와 AGC를 포함한 regulation의 경우 타 시장보다는 작으며 CAISO와 금액 규모면에서는 비슷하나, 용량규모를 고려한다면 국내 보상수준이 이 경우에도 높지 않은 것으로 분석됨
 - 20분 이내 투입을 위한 대기·대체 서비스의 경우 미국의 유사한 서비스인 spinning service에 비해 정산금 규모가 미국시장에 비해 크지 않은 것으로 분석됨

〈표 6〉 국내 및 해외시장의 각 예비력 서비스별 용량 및 정산규모 비교

(단위: 백만 USD(정산규모), MW(서비스규모))

	비교항목	Regulation	Spinning	Non-spinning	총계
한국	정산금액	25.8	4.1*	7.8	37.7
	서비스 규모	1000	500**	2500	4000
CAISO	정산금액	27.4	849.3	1.2	878.0
	서비스 규모	672	849	850	2371
MISO	정산금액	43.9	923.4	11.8	979.1
	서비스 규모	444	921	1073	2438
PJM	정산금액	256.9	2080.6	15.2	2352.7
	서비스 규모	663	2081	2816	5560
SPP	정산금액	56.3	33.8	8.3	98.4
	서비스 규모	686	663	652	2002

한국의 경우 편의상 1USD=1000원 으로 계산, 1mil. USD = 10억 원

Regulation에 한국의 G/F와 AGC 서비스를 포함함

Regulation의 경우 CAISO와 SPP의 Reg_Up/Down 실적을 합산함

* 대기 예비력 모두 포함, ** 대기 예비력 중 운전상태

- 결국, 현행 국내 운영예비력 정산제도는 타 시장에 비해 예비력 가치를 충분히 반영하지 못하고 있다는 시사점을 제시한다고 볼 수 있음
 - 분석의 대상이 된 전력시장에서는 운영예비력 확보에도 경쟁 입찰 체제를 도입하여 시장원칙에 기반한 방식으로 예비력 입찰 및 가격이 결정되고 있으며, 이에 따라 예비력에 대한 실제 가격이 시장제도에 의해 정해지고 있다고 볼 수 있음
- 결론적으로, 현행 정산제도의 개선을 통한 보상수준 현실화가 필요하며, 다음 사항들이 고려되어야 할 것으로 정리할 수 있음
 - (단기) 비교대상 시장들보다 낮은 정산규모를 보이는 대기예비력 중 20~60분 내 투입가능한 예비력과 향후 계통안정성을 위해 추가 투입이 필요한 것으로 분석된 대체예비력에 대한 보상수준 상향이 우선 필요한 것으로 보임

-
- (중·장기) 해외 전력시장과 같이 국내 전력시장에 참여하는 발전사업자들이 운영예비력 확보방식에 일정부분 자율성을 갖도록 하는 시장 도입 등의 방안 검토 필요.
 - 이 경우 발전사업자는 1) 기존과 같이 자신의 설비를 감발하여 필요 예비용량을 확보(self-supply), 2) 운영예비력 세부서비스 필요용량 중 필요량은 개설된 시장을 통하여 입찰에 참여한 발전사업자들이 예비력을 확보하는 방안을 두 가지 선택권이 주어지게 되며, 현재의 고정된 ASP 금액 분배와 COFF 지급방식의 적정성에 대한 논란을 해결할 수 있을 것으로 기대됨

〈 참고자료 〉

- 전력거래소, (2013). 정산규칙 해설서.
- 전력거래소, (2018). 전력시장 운영규칙.
- 전력거래소, (2010-2017). 전력시장통계 각 호.
- 전영환 외 (2011). 기저발전기 및 신재생비중 확대에 따른 계통안정운영 방안 연구, 전력거래소.
- 조주현, (2017). 전력저장장치를 활용한 합리적 운영예비력 제도 및 보상 방안 연구, 에너지경제연구원.
- De Loecker, J. and F. Warzynski (2012). Markups and Firm-Level Export Status. American Economic Review 102(6):2437-2471.
- Feldmuller, (2017). Flexibility of coal and gas fired power plants, Advanced Power Plant Flexibility Campaign, Paris, France, Siemens AG(2017.9.8.)
- Japan International Cooperation Agency(JICA) and Tokyo Electric Power Compony(TEPCO), (2012). Final Report on Feasibility Study on Adjustable Speed Pumped Storage Generation Technology.
- Zhou et al., (2016). Survey of U.S. Ancillary Services Markets, Argonne National Laboratory, USA.

정책 이슈페이퍼 19-01

**에너지전환시대 재생에너지 발전 비중 확대에 따른
유연성 설비 경제성 분석**

2019년 3월 28일 인쇄

2019년 3월 29일 발행

저 자 장 희 선 · 조 주 현

발행인 조 용 성

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

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

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 디자인 범신 (042)226-8737

KEEI ISSUE PAPER



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

울산광역시 중구 중가로 405-11 | TEL: 052) 714-2114 | <http://www.keei.re.kr>