

KEEI ISSUE PAPER

이슈페이퍼



KOREA
ENERGY
ECONOMICS
INSTITUTE

정책 이슈페이퍼 17-09

발전부문의 장기 온실가스 감축목표 달성방안 연구

안재균



정책 이슈페이퍼 17-09

발전부문의 장기 온실가스 감축목표 달성방안 연구

안재균

목 차

- I. 배경 및 문제점 / 1
- II. 조사 및 분석 결과 / 2
- III. 정책 제언 / 18
- IV. 기대 효과 / 20
- <참고자료> / 21

I. 배경 및 문제점

□ 국가 온실가스 감축목표 달성하기 위해서 발전부문의 효과적인 감축 전략이 요구되고 있음.

- 2015년 파리 협정(Paris Agreement) 체결에 따라 신기후체제가 출범하였으며, 이는 선진국과 개도국 구분 없이 자발적 기여방식(Intended Nationally Determined Contributions, INDC) 형태의 온실가스 감축목표 제출과 이행하는 체제임.
- 우리나라는 이러한 국제적 기후변화 대응 노력에 동참하고자, 2015년 국무회의에서 2030년까지 국가 배출전망치(Business As Usual, BAU) 대비 37%의 온실가스 감축 목표를 결정한 바 있음.
- 발전부문은 배출량 비중이 가장 큰 부문이며 감축 잠재량이 여타 산업부분에 비해 큰 것으로 평가되어, 국가 온실가스 감축 목표를 달성하기 위해서는 발전부문의 역할이 중대하다고 할 수 있음.

□ 본 연구에서는 발전부문의 온실가스 감축기술과 정책을 조사하고 최적 감축목표 달성 방안을 도출하여 정책적 시사점을 제시 함.

- 제7차 전력수급기본계획에 따른 발전부문의 온실가스 배출량 전망
- 발전부문 적용 가능한 온실가스 감축기술과 주요 선진국의 정책 조사
- 최적 온실가스 감축목표 달성방안 도출과 정책적 시사점 제시

Ⅱ. 조사 및 분석 결과

1. 발전부문 현황 및 전망

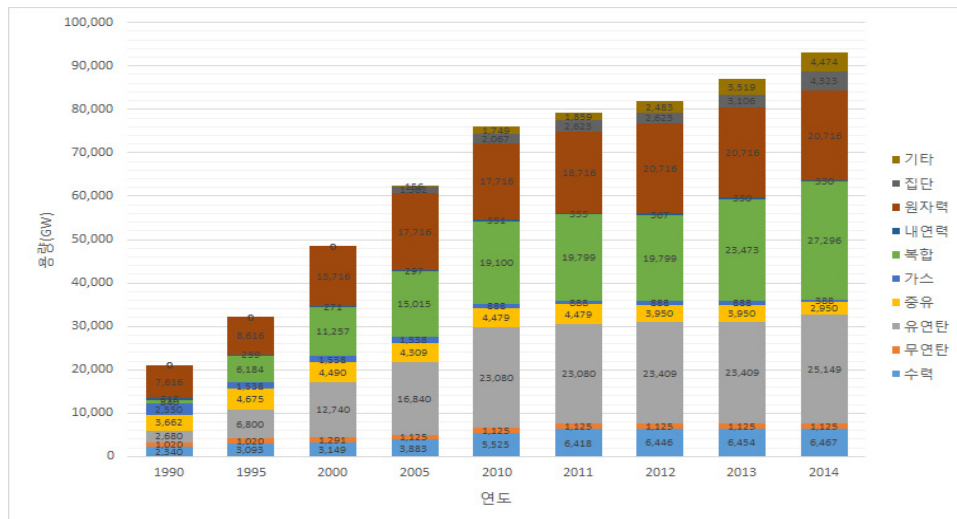
□ 발전설비 용량 및 발전량 비중에서 주요 전원인 원자력, 석탄, CCGT가 절대 다수를 차지함.

○ 총 설비용량은 1990년 21,021MW에서 2014년 93,216MW로 연평균 6.4% 증가함.

- 2014년 전원별 용량 : 원자력 20,716MW(23기), 유연탄 25,149MW(47기), CCGT 27,296MW(177기) 임.

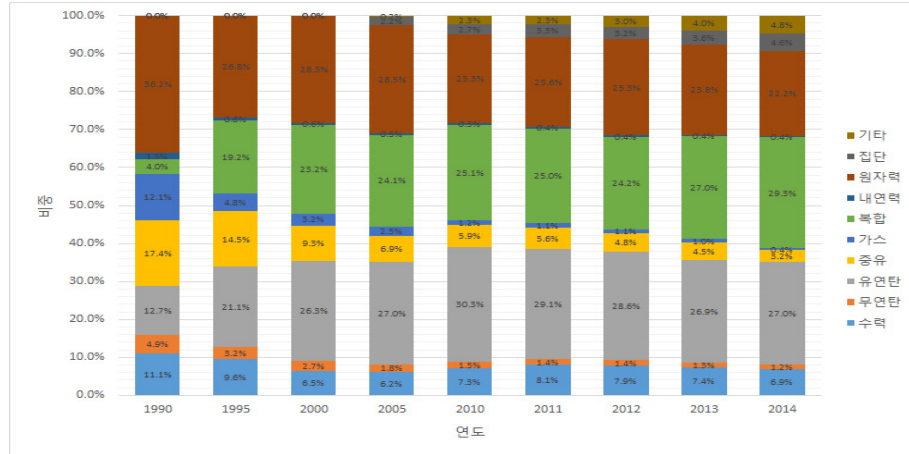
- 2014년 전원별 용량 비중 : 원자력 22.2%, 유연탄 27%, CCGT 29.3%

[그림 1] 전원별 발전설비 추이



자료 : 전력거래소(epsis.kpx.or.kr)

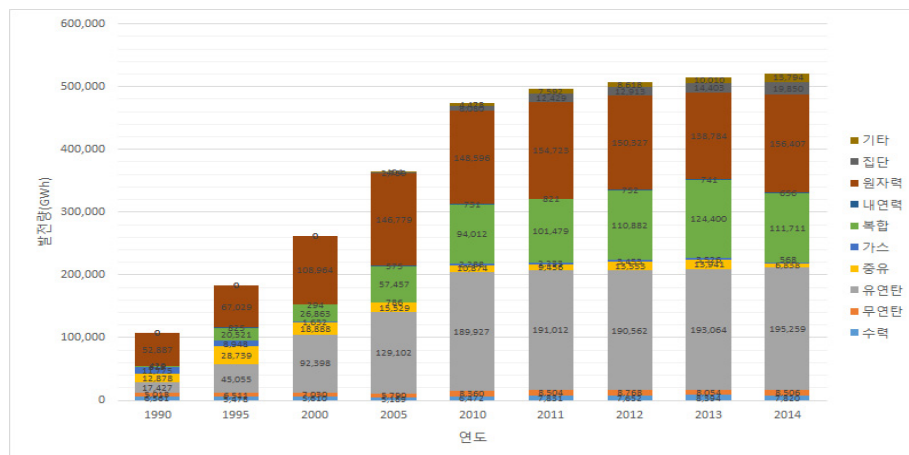
[그림 2] 전원별 발전설비 점유율 추이



자료 : 전력거래소(epsis.kpx.or.kr)

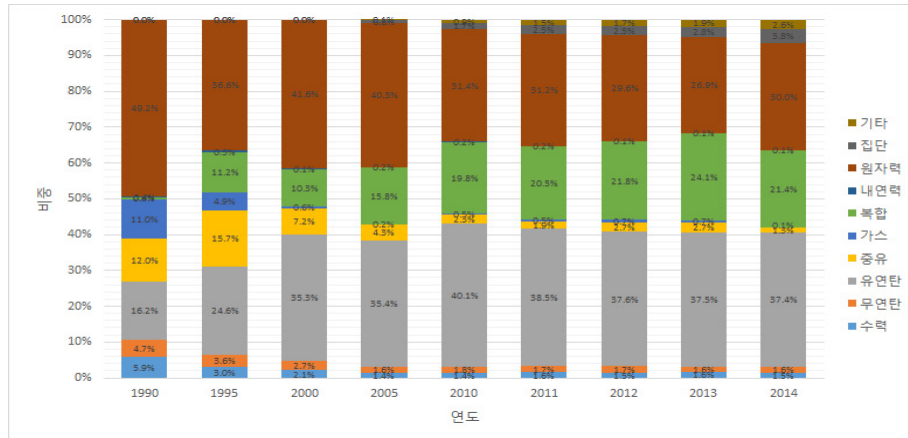
- 총 발전량은 1990년 107.4TWh에서 2014년 521.4TWh로 연평균 6.8% 증가함.
- 2014년 전원별 발전량 : 원자력 156.4TWh, 유연탄 195.2TWh, CCGT 111.4TWh
- 2014년 전원별 발전량 비중 : 원자력 30%, 유연탄 37.4%, CCGT 21.4%

[그림 3] 전원별 발전량 추이



자료 : 전력거래소(epsis.kpx.or.kr)

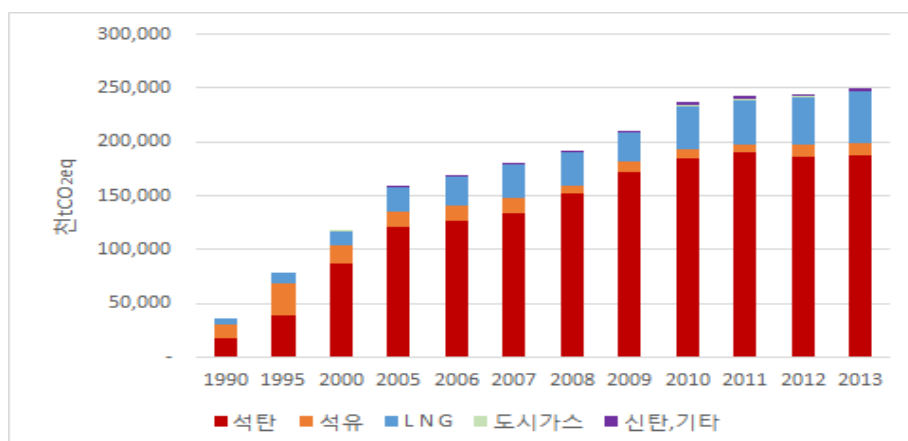
[그림 4] 전원별 발전량 점유율 추이



자료 : 전력거래소(epsis.kpx.or.kr)

- 발전부문 온실가스 배출량은 1990년 36백만tCO₂eq에서 2013년 249.5백만 tCO₂eq로 연평균 8.8% 증가함.
- 2013년 국가 온실가스 총 배출량은 약 696.5백만tCO₂eq로 발전부문 비중은 35.8%를 기록함.
- 석탄 발전의 발전부문 온실가스 배출비중은 2013년 75%를 차지함.

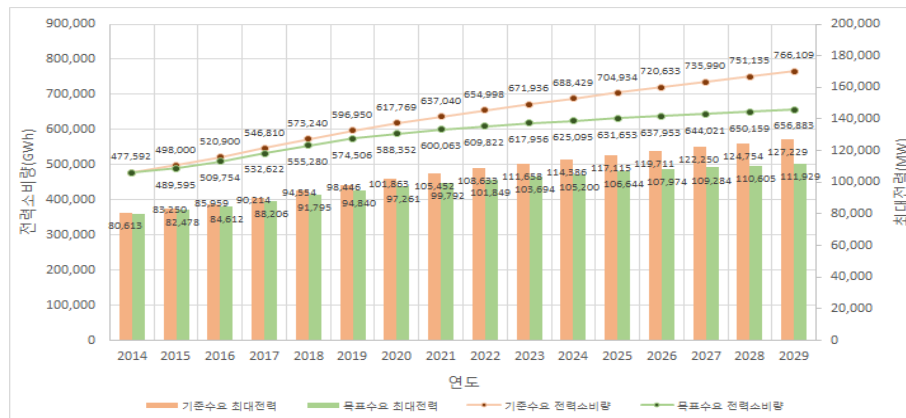
[그림 5] 발전부문 온실가스 배출 추이



자료: 에너지경제연구원(2015), 온실가스 인벤토리 데이터베이스(내부자료)

- 제7차 전력수급기본계획에 의하면 전력수요는 지속 증가하여 발전설비 및 온실가스 배출량 또한 늘어날 전망이다.
- 목표수요 시나리오에 따른 2015~29년 동안 전력소비량 및 최대전력 소비의 연평균 증가율은 각각 2.1%, 2.2%로 증가

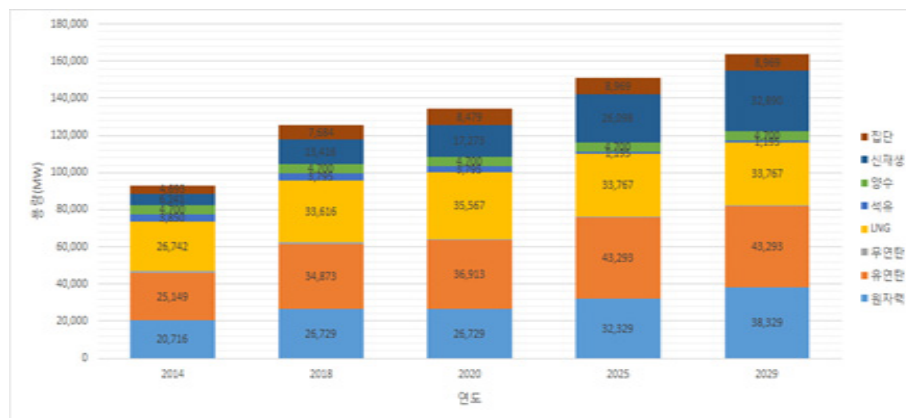
[그림 6] 기준수요와 목표수요 비교



자료: 산업통상자원부(2015)

- 2029년 총 발전설비 용량은 163,868MW로 2014년 대비 1.8배 증가

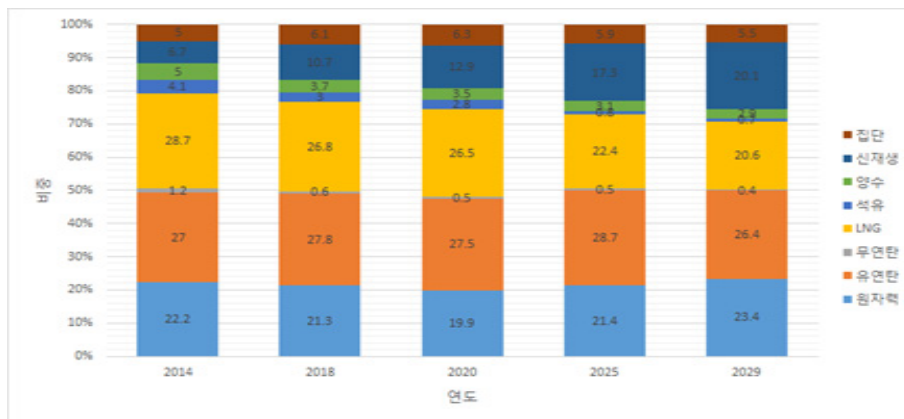
[그림 7] 전원별 용량 전망



자료: 산업통상자원부(2015)

- ※ 전원별 신규 설비 : 원자력 18,200MW(13기), 석탄 18,144MW(20기), LNG 10,143MW(14), 신재생 26,249MW
- ※ 전원별 폐지 설비 : 원자력 587MW(1기), 석탄 400MW(1기), LNG 3,118MW(12기), 석유 2,655MW(8기)
- 2029년 주요 전원별 용량 비중 : 유연탄 26.4%, 원자력 23.4%, LNG 20.6%, 신재생 20.1%

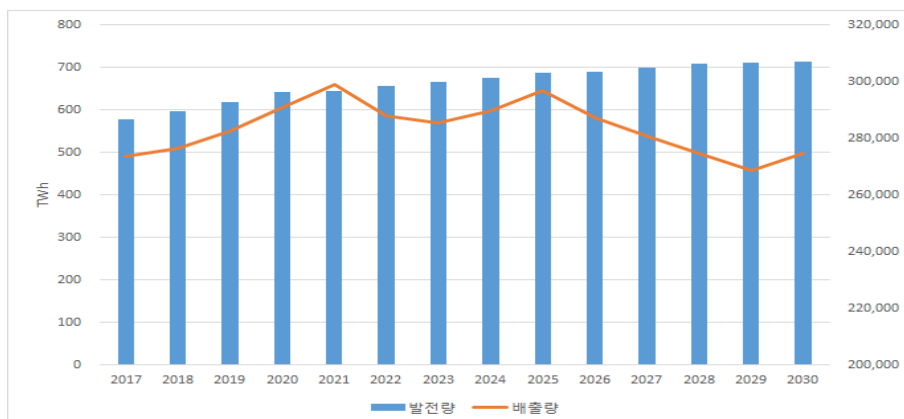
[그림 8] 전원별 용량 비중 전망



자료: 산업통상자원부(2015)

- 발전부문 온실가스 배출량은 2030년 약 274백만tCO₂eq로 전망

[그림 9] 발전부문 온실가스 배출량 전망



2. 발전부문 온실가스 감축 수단

□ 발전부문 온실가스 감축수단은 정책적 수단과 기술적 수단으로 구분할 수 있음.

- 정책적 수단은 탄소세 부과, 배출권거래제, 온실가스 배출 또는 효율 기준 설정 등으로 온실가스 감축을 유도할 수 있음.
- 기술적 수단은 정책도입에 따른 저탄소 신기술, 연료전환, 효율개선 등 기술 채택 또는 정부주도 연구개발 및 보급으로 온실가스를 감축함.

<표 1> 발전부문 온실가스 감축 수단 개요

구 분	세부 수단	특 징
정책적 수단	탄소세	탄소배출량에 세금 부과
	배출권거래제	총배출량 설정 및 거래 가능한 배출권 부여
	배출 원단위, 총량 규제	배출 원단위(tCO ₂ /MWh) 또는 총량(tCO ₂) 허용 기준 부여
	종합효율 규제	화력발전소 종합효율(%) 허용 기준 부여
	석탄화력 규제	석탄화력 발전소 폐지 또는 조건부 승인
기술적 수단	신기술 도입	고효율 및 저탄소 신규 발전설비 도입
	연료전환	저탄소 에너지원으로 대체
	효율개선	노후 설비의 효율 개선
	탄소포집·저장기술(CCS)	배출한 탄소를 포집 후 저장하는 기술 도입

□ 온실가스 감축기술은 감축효과가 높을수록 경제성이 떨어지거나 부지 문제 등의 현실적 제약이 존재함.

<표 2> 기술적 감축 수단 장·단점

구분	종 류	장 점	단 점
신 기술 도입	초초임계압 발전소	· 현존 석탄화력의 최대효율 기술	· 전력수급계획과 부합 · 부지확보 문제
	H, J급 CCGT	· 현존 가스복합화력의 최대효율 기술	· 전력수급계획과 부합 · 부지확보 문제
	순환유동층 발전소	· 연료선택성 증대	· 아임계, 초임계에 국한 · 초초임계 초기 개발단계
	석탄가스화 복합 발전소	· 고효율 및 친환경적 기술 · CCS와 연계 용이	· 전력수급계획과 부합 · 부지확보 문제
	바이오매스 발전소	· 감축효과 우수	· 연료수급 불안정 · 부지확보 문제
	연료전지	· 고효율 및 친환경적 기술	· 높은 연료비용 · 규모의 한계
	풍력 발전소	· 무공해 전원	· 간헐적 발전특성
	태양광 발전소	· 연료비 없음	· 규모의 한계
연료 전환	석탄→LNG 발전소로 전환	· 감축효과 우수 · 신규설비에 비해 낮은 투자비용	· 용량 확대시 감축효과 감소 · 기존 LNG발전소의 이용률 증가에 비해 비경제적
	석탄→바이오매스 발전소로 전환	· 감축효과 우수	· 연료수급 불안정 · 부지확보 문제
	바이오매스 혼소	· 적용이 용이한 기술	· 연료수급 불안정 · 혼소비율 5%이내
효율 개선	석탄화력 레트로핏	· 비교적 낮은 투자비용	· 용량 확대 시 감축효과 감소
	CCGT 가스터빈 교체	· 비교적 낮은 투자비용	· 신규 건설 선호
탄소포집· 저장기술(CCS)		· 감축효과 우수 · 석탄화력 유지	· 발전효율 감소 · 초기 개발단계

- 신기술 도입은 효율이 우수하고 청정에너지로 감축효과를 발휘할 수 있지만 신규설비이므로 부지확보가 필요하고 전력수급기본계획에 부합해야 하므로 발전사가 재량을 발휘할 수 있는 여지가 좁음.
- 연료전환은 별도의 부지확보 문제가 없다는 장점이 있는 반면에, 기존 CCGT 설비 이용률 증가에 비해 경제적이지 못하고 바이오매스는 연료수급 불안 문제가 있음.
- 효율개선은 투자비용이 다른 대안보다 낮은 편이나 용량이 확대될 때에는 감축효과가 감소함.
- 탄소포집 및 저장기술은 기존 석탄화력을 유지할 수 있으나 발전효율이 감소하게 됨.

□ 온실가스 감축 정책은 온실가스 감축 실효성이 높을수록 정치적 저항가능성 또는 이중규제 문제 등의 단점이 있음.

<표 3> 정책적 감축 수단 장·단점

구 분	장점	단점
탄소세	· 시장경제기반	· 완전 정보 필요
배출권거래제	· 시장경제기반 · 총량목표 연계 용이	· 배출권 가격이 낮게 될 경우 해당 부문의 감축효과 미미
배출 원단위 또는 총량 규제	· 실효성 높음	· 이중규제로 인한 배출권거래제와 조화 필요
종합효율 규제		· 기준 효율 제정에 관해 이해 당사자간 의견차 발생 가능
석탄화력 규제		· 전기료 상승 및 전원다양화 저해

- 현재 시행중인 배출권거래제는 국가 온실가스 총량목표와 연계가 용이하나 배출권가격의 변동성이 크고 가격이 낮게 형성될 경우 감축기술 투자를 저해할 수 있음.
- 배출 원단위 또는 총량 규제는 발전부문 온실가스 감축목표를 직접적으로 부여하는 방식으로 미국의 청정발전계획(Clean Power Plan, CPP)¹⁾이 있음.
 - CPP는 각 주(州)의 기존 화력발전시설에 적용하는 규제로 CO₂ 배출 원단위와 총량 감축 목표치를 마련하고, 해당 주는 둘 중 한 방식을 선택
 - 각 지역에 세 가지 주요 감축수단(석탄화력 발전소 효율개선, 가스복합화력 발전량 증대, 재생에너지 도입) 적용을 적용하여 지역별 목표치를 도출

<표 4> 각 지역의 요소별 BSER 설정(2030년)

	① 석탄화력 효율개선(%)	② NGCC 발전량 증가 (TWh)	③ 재생에너지 도입(TWh)
동부지역	4.3%	988(+253)	438
서부지역	2.1%	306(+108)	161
ERCOT지역	2.3%	204(+66)	107

주: ()는 2012년 대비 증가량

출처: 電力中央研究所(2016)

- 석탄화력 발전소의 열소비율 개선은 기술적 가능성, 비용, 감축 가능량을 고려하여 지역별로 개선율은 2.1~4.3%로 주어짐.

1) CPP는 민주당의 오바마 대통령 집권시절, 2015년 8월에 최종 승인되었다. 2016년 당선한 공화당 소속 트럼프 대통령은 오바마 행정부의 CPP 폐기를 공약으로 제시함. 따라서 향후 CPP 시행 가능성은 매우 낮은 상태임.

- 천연가스 복합화력 발전은 여름철 피크 시 최대 이용률 75%까지 활용하여 발전량을 증가시켜 석탄 발전량을 대체토록 함.
- ※ 석탄발전에서 천연가스로의 연료전환은 기존 천연가스 복합화력 이용률 증가에 비해 비경제적이므로 제외됨.
- 신재생에너지는 주 단위가 아닌 광역적 도입 가능량을 설정하여 규제대상 주의 사업자가 주 외부에서 투자를 할 수 있도록 유인함.
- CPP와 같은 원단위 또는 총량규제는 규제 대상에게 재정적으로 감축수단 선택 여지를 제공하고 국가 전원믹스 목표로 유도할 수 있는 장점이 있는 반면에, 배출거래제로 인해 이중규제 문제가 있음.
- 화력발전소 종합효율 규제는 발전사를 대상으로 종합효율 허용기준을 설정하여 에너지믹스와 온실가스 감축목표 달성을 유도하는 제도임.
- 상기 제도를 도입하고 있는 국가는 일본으로 에너지 믹스 목표를 실현하기 위해 화력발전 종합효율 벤치마킹 지표인 A와 B를 설정
- ※ 일본 2030 에너지 믹스 목표 : 원자력(20~22%), 석탄(26%), LNG(27%), 신재생(20~24%)

[그림 10] 화력발전효율 A 지표

$$\begin{aligned}
 \text{화력발전효율 A지표의 목표수준} &= \frac{\text{사업자의 전체 석탄화력발전효율 실적치}}{\text{석탄화력발전효율 목표치(41\%)}} \times \text{전체 화력 중 석탄화력 발전량비율 실적치} \\
 &+ \frac{\text{사업자의 전체 LNG화력발전효율 실적치}}{\text{LNG화력발전효율 목표치(48\%)}} \times \text{전체 화력 중 LNG화력 발전량비율 실적치} \\
 &+ \frac{\text{사업자의 전체 석유 등 화력발전효율 실적치}}{\text{석유 등 화력발전효율 목표치(39\%)}} \times \text{전체 화력 중 석유 등 화력 발전량비율 실적치} \\
 &\Rightarrow \boxed{1.00\text{이상}}
 \end{aligned}$$

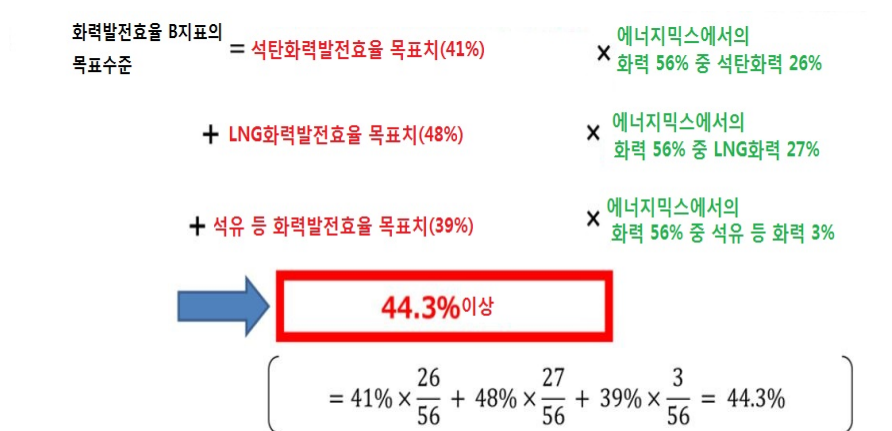
출처: 經濟産業省(2016)

- A 지표는 전원별 효율 목표치 달성률 정도를 측정하는 지표로, 목표를 달성했을 경우 1.00 이상을 나타냄.

※ 전원별 효율목표 : 석탄 41%, LNG 48%, 석유 39%

- B 지표는 국가 에너지 믹스 목표에 따른 종합효율 44.3% 이하로 설정 됨.

[그림 11] 화력발전효율 B 지표



출처: 經濟産業省(2016).

- 화력발전 종합효율규제는 재량적 감축 수단 제공 및 국가 전원믹스 목표 유도할 수 있으나 발전사별 전원구성이 상이하여 이해당사자간 갈등이 예상되므로 형평성을 고려할 필요가 있음.
- 석탄화력 규제는 신규 또는 기존 석탄화력 발전소를 대상하는 하는 규제로 구분할 수 있음.
- 신규 석탄화력을 대상으로 하는 규제는 가장 효율이 높은 초초임계에 한해서 신규 발전소를 허용하거나 CCS를 적용하지 않는 발전소는 불허하여 해당 기술개발 촉진하고 조기 상용화를 유도할 수 있음.
- 기존 석탄화력 발전소 규제는 노후 석탄화력 발전소 또는 CCS 미적용 석탄화력 발전소를 조기에 폐지하는 규제임.

- 석탄화력 규제는 온실가스 감축에서 실효성이 높으나 LNG 발전비중을 증가시켜 전기요금 상승이 불가피 함.

<표 5> 석탄화력 규제제도 구분

대 상	내 용	시행국가
신규 석탄화력 발전소	· CCS 적용에 한해 신규 발전소 허용 · 신규 발전소 효율기준 정립	미국, 일본
기존 석탄화력 발전소	· CCS 미적용 기존 석탄 발전소 폐지 · 석탄 발전소 비중 축소	영국, 독일

3. 발전부문 온실가스 최적감축안 도출

□ 본 연구에서 분석한 발전부문 최적감축안은 설비예비율 요구수준과 온실가스 감축률에 따라 최적감축안이 결정됨.

- 제7차 전력수급기본계획과 동일한 설비예비율 수준 21.5%를 유지하고 감축률 20~25.7% 달성을 위해서는 노후 유연탄 발전기 2기 레트로핏²⁾, 노후 무연탄 발전기 3기를 CCGT로 대체건설, CCGT 발전량 증가가 요구됨.
- 설비예비율 요구수준이 19% 이하일 경우는 감축기술의 채택보다는 주로 노후 석탄발전기를 폐지하여 전원믹스 개선으로 온실가스 감축목표를 달성하게 됨.

2) 레트로핏은 석탄발전기의 수명연장, 출력증대, 효율향상 등을 목적으로 주요 부품을 교체하고 재생화하는 기술을 의미함. 본 연구에서는 보력화력 3호기를 대상으로 표준화력 500MW을 550MW로 교체하는 레트로핏 사업을 인용하여 효율개선, 용량증대 효과를 적용함.

<표 6> 시나리오별 최적감축 수단

구분		E25.7			E23			E20		
		R21.5	R19	R15	R21.5	R19	R15	R21.5	R19	R15
레트로핏		2기	0기	0기	2기	0기	0기	2기	0기	0기
CCGT		3기	0기	0기	3기	0기	0기	3기	0기	0기
폐 지		0기	6기	15기	0기	5기	14기	0기	4기	4기
이용률	석탄 (%p)	-15.8	-14.1	-6.6	-10.6	-9.2	-1.2	-5.2	-4.3	-4.3
	LNG (%p)	17.6	19.0	19.0	11.2	12.3	12.3	4.4	5.6	5.6

주: E는 감축률(%), R은 설비예비율(%) 시나리오 임.

이용률 결과(%p)는 제7차 전력수급기본계획에 따른 이용률(%) 전망과의 차이를 나타냄.

- 상기 결과에서 주목할 점은 유연탄에서는 CCGT 대체건설이 발생하지 않는 점으로, 해당 기술은 기존의 CCGT 이용률 증가보다 비경제적임을 뜻함.
- 미국 CPP의 감축 수단 중 CCGT 대체건설이 여타 수단에 비해 경제적이 못한 이유로 제외된 것과 일치한 결과임.

□ 최적 감축안은 설비예비율 요구수준이 높을 경우 효율개선과 연료전환이 필요하고, 설비예비율 수준이 낮을 때에는 노후 석탄화력 발전기 폐지 증가로 도출됨.

- 설비예비율 21.5% 시나리오에서는 노후 석탄발전기 폐지는 발생하지 않고 유연탄 2기 발전소(총 용량 500MW) 레트로핏 시행, 무연탄 3기(총 용량 525MW)가 CCGT로 전환이 요구됨.

<표 7> 설비예비율 21.5% 시나리오 (R21.5)의 발전기 변화

구분	E25.7	E23	E20
유연탄#1 (250MW)	레트로핏	레트로핏	레트로핏
유연탄#2 (250MW)	레트로핏	레트로핏	레트로핏
무연탄#1 (125MW)	CCGT	CCGT	CCGT
무연탄#2 (200MW)	CCGT	CCGT	CCGT
무연탄#3 (200MW)	CCGT	CCGT	CCGT

- 설비예비율이 19%로 낮아질 경우 감축목표율에 따라 총 725MW에서 975MW 폐지 발전기가 발생함.
- 전원별 폐지발전기는 유연탄 0~1기(0~250MW), 무연탄 4기(725MW)임.

<표 8> 설비예비율 19%(시나리오 R19)의 발전기 변화

구분	E25.7	E23	E20
유연탄#1 (250MW)	폐지	폐지	-
무연탄#1 (125MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#2 (200MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#3 (200MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#4 (200MW)	폐지	폐지	폐지

- 설비예비율이 가장 낮은 15% 시나리오에는 감축률에 따라 총 폐지용량은 최대 4,975MW, 최소 725MW가 폐지됨.
- 최대 감축률 25.7% 적용 시, 노후 석탄발전기 28기 중 약 절반 수준이 15기 폐지(총 용량 4,975MW) 발생
 - 감축률 23%에서는 노후 석탄발전기 14기 폐지(총 용량 4,275MW) 발생
 - 최소 감축률 20%일 경우, 노후 무연탄 발전기 4기 폐지(총 용량 725MW) 발생

<표 9> 설비예비율 15%(시나리오 R15)의 발전기 변화

구분	E25.7	E23	E20
유연탄#1 (500MW)	폐지	-	-
유연탄#1 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#2 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#3 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#4 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#5 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#6 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#7 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#8 (500MW)	폐지	폐지	-
유연탄#9 (250MW)	폐지	폐지	-
유연탄#10 (250MW)	폐지	폐지	-
무연탄#1 (125MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#2 (200MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#3 (200MW)	폐지	폐지	폐지
무연탄#4 (200MW)	폐지	폐지	폐지

□ 온실가스 감축률 목표 수준이 높을수록 석탄발전량은 감소하고 CCGT 발전량은 증가함.

○ 석탄발전량 비중은 최대 44%에서 최소 37%로 감소함.

○ CCGT 발전량 비중은 최소 11%에서 최대 17%로 증가함.

<표 10> 시나리오별 2030년 전원별 발전량

(단위: TWh, %)

구분	제7차 전력수급 계획	E25.7			E23			E20		
		R21.5	R19	R15	R21.5	R19	R15	R21.5	R19	R15
원자력	279 (45%)	278 (45%)			278 (45%)			278 (45%)		
석탄	288 (47%)	232 (37%)			251 (41%)			271 (44%)		
LNG	51 (8%)	107 (17%)			88 (14%)			68 (11%)		

주: ()는 원자력, 석탄, LNG 발전량의 합에서 차지하는 비중을 나타냄.

□ 발전비용은 온실가스 감축률과 설비예비율 수준이 높을수록 증가하며 온실가스 감축비용은 감축률이 높을수록 증가함.

○ 감축률 25.7% 및 설비예비율 21.5%에서 발전비용은 기준 시나리오(제7차 전력수급기본계획)에 비해 가장 높은 증가율 15.1%로 전망

○ 감축률 20% 및 설비예비율 15%의 경우 발전비용은 가장 낮은 증가율 5.2%로 추정

- 발전비용의 상승분이 소비자에게 모두 전가될 경우 전기요금은 동일하게 상승하므로, 감축률 25.7%시 최대 15.1% 상승, 감축률 20%시 최소 5.2% 상승할 것으로 전망함.

<표 4-11> 시나리오별 비용 분석

(단위: 십억)

구분		E25.7	E23	E20
R21.5	발전비용	211,700 (15.1%)	207,800 (12.9%)	203,800 (10.8%)
	감축비용	27,700	23,800	19,800
R19	발전비용	201,300 (9.4%)	197,400 (7.3%)	193,500 (5.2%)
	감축비용	17,300	13,400	9,500
R15	발전비용	201,300 (9.4%)	197,400 (7.3%)	193,500 (5.2%)
	감축비용	17,300	13,400	9,500

주: ()는 제7차 전력수급기본계획 대비 증가율을 나타냄.

- 발전부문의 CO₂ 톤당 평균 감축비용은 배출권 가격을 크게 상회하여 온실가스 감축에 있어서 실효적인 신호를 주지 못하므로 해당 부문에는 추가적인 제도 도입이 요구됨.
- CO₂ 톤당 평균 감축비용은 최소 6.8만원에서 최대 12.2만원으로 도출되며 배출권거래제 시장에서 형성되는 배출권 가격은 2만원 미만임.

Ⅲ. 정책 제언

- 첫째, 노후 석탄화력발전소를 CCGT로 대체 건설은 무연탄 발전기에 한해서 채택되는데 이는 미국 CPP의 감축수단에서와 같이 제한적이어야 함.
- CCGT 대체건설은 투자비가 발생하는 반면에, 석탄제약발전 및 노후발전소 폐지로 투자비 발생없이 기존의 CCGT 이용률을 증가시켜 보다 경제적임.

□ 둘째, 온실가스 감축률과 설비예비율 수준이 높게 설정될 경우에는 석탄제약발전이 주요 감축수단이므로, 현행 CBP에서 제약발전을 제도적으로 준비할 필요가 있음.

○ 바람직한 석탄제약발전으로는 발전사가 자사의 온실가스 배출목표를 달성하기 위해 석탄발전량을 조절하는 방식임.

- 석탄제약발전 방식으로는, 계통운영자가 석탄발전량을 계획하는 방식과 발전사가 발전량을 결정하는 방식이 있음.

- 전자의 경우 추가적인 입법이 필요하고 시행 면에서 현실적으로 어려우며, 후자는 현행 CBP 제도에서 발전사가 제약입찰방식을 활용할 수 있고, 이러한 방식에서는 전력도매가격(SMP)이 상승되어 외부비용이 반영될 수 있음.

□ 셋째, 발전부문에 원단위 또는 총량규제와 종합효율규제 도입은 규제 대상자에게 재량 부여로 보다 효과적인 의사결정을 기대할 수 있고 동시에 국가 에너지 믹스 목표로 유도할 수 있음.

○ 모형 결과에서 발전부문의 톤당 평균 감축비용은 최소 6.8만원/tCO₂eq으로 현재 시행중인 배출권거래제에서 형성되는 2만원 이하의 배출권 가격은 실효적인 온실가스 감축유인을 제공할 수 없으므로 발전부문에 추가적인 규제 도입이 필요함.

- 이에 따라 추가적인 제도로써 상기 살펴본 원단위 또는 총량규제와 종합효율규제는 발전사가 노후 발전소 대안을 포함한 온실가스 감축 수단을 재량적으로 결정할 수 있게 하고 국가에너지믹스 목표와 연계할 수 있는 장점이 있음.

IV. 기대 효과

- 본 연구는 발전부문 온실가스 감축목표 달성을 위한 효과적인 온실가스 감축전략과 구체적 방안을 제시하여 이를 국가 온실가스 감축 로드맵 기초자료로 활용 가능함.
 - 본 연구는 최적화 기법을 적용하여 발전부문 온실가스 감축방안을 도출하여 비용효과적인 감축 수단 선정에 연구결과를 활용할 수 있음.
 - 발전부문 감축률에 따른 비용 및 노후 발전소 폐지 규모 등 전원믹스 영향 분석결과를 참조하여 적정 감축률 파악에 참고할 수 있음.
- 발전부문의 온실가스 감축목표와 에너지믹스 목표 달성을 위한 제도개선 및 신규 제도 도입에 활용할 것으로 전망함.
 - 발전부문 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서는 추가적인 제도가 요구되며, 이에 해외 주요국의 실효적인 제도 분석을 참고하여 국내 제도를 개선하는데 활용할 수 있음.
 - 국내 노후 석탄발전소 처리 문제가 대두됨에 따라 원단위 또는 총량규제 및 종합효율 규제를 벤치마킹할 필요가 있음.
 - 원단위 또는 총량규제 및 종합효율 규제는 국가 에너지믹스 목표로 유도할 수 있는 기능을 발휘하므로, 신정부 에너지믹스 목표 달성수단으로 해당제도를 검토할 수 있다고 판단됨.

< 참고자료 >

1. 참고문헌

산업통상자원부. (2015). 제7차 전력수급기본계획.

EPA. (2015). Carbon pollution emission guidelines for existing stationary sources: Electric utility generating units; Final Rule.

IEA. (2012). Technology Roadmap, High Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation.

경제産業省. (2016). 火力發電に係る判断基準ワーキンググループ; 發電専用設備の新設に当たっての措置の見直し, 電力供給業におけるベンチマーク制度の見直し, 省エネルギー・新エネルギー分科會省エネルギー小委員會.

電力中央研究所. (2016). 米國火力發電所CO₂排出規制 Clean Power Planの事前評価.

정책 이슈페이퍼 17-09

발전부문의 장기 온실가스 감축목표 달성방안 연구

2017년 5월 31일 인쇄

2017년 5월 31일 발행

저 자 안 재 균

발행인 박 주 현

발행처 에너지경제연구원

444543 울산광역시 중가로 405-11

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

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 인쇄사업소 (031)424-9347
