



석탄발전의 문제점과 전력수급체제의 새로운 전략모색

- ‘연료 전환과 수급체제 전환’-

2016. 08. 23

조영탁/석광훈
(한밭대학교/이화여자대학교)

1. 서론

○ 전력 수급을 둘러싼 최근의 문제들

수급 대란/송전망 갈등/미세먼지 문제/온실가스 문제/원전 수용성/방폐물 갈등 유발 등

○ 별개의 문제가 아닌 우리나라 전통적 전력수급체제(=기저설비+장거리 송전망)과 관련

- 최근 논란이 된 석탄발전은 원전과 함께 전통적 전력수급체제의 핵심 설비
 - 석탄설비의 50% 이상이 충남지역에 집중되고 수도권 송전을 위한 송전망 갈등 유발
 - **충남의 석탄발전 문제는 특정지역 문제이자 우리나라 전력수급체제의 문제임**
 - 미세먼지 문제를 넘어 우리나라 전력수급체제의 전환이라는 관점에서 접근 필요
- cf) 정부의 제2차 에너지기본계획의 ‘가격구조개선과 분산형’ = 전통적 수급체제의 방향 전환 시사!!!

○ 주요 분석 과제와 내용

- 우리나라 전통적 전력수급체제와 석탄발전의 문제점 검토(제2절)
- 석탄발전의 대응을 위한 다양한 방안 검토와 연료전환 옵션의 검토(제3/4절)
- 사회적 관점에서 파악한 연료전환의 비용 검토(제5절)
- 연료전환과 전통적 전력수급체제의 전환론적 의미(제6절)

2. 우리나라 전력수급체제와 석탄화력발전

1) 전통적 수급체제의 지속가능성 문제

○ 경제성

- 공정 과세, 외부비용, 숨은 비용이 반영되지 않은 저평가된 발전원가
- 낮은 전력요금에 의한 에너지다소비 산업구조 및 비효율적 에너지 소비 지속

○ 형평성

- 기저설비, 송전망, 오염배출로 지역의 경제적, 사회적, 환경적 피해 유발
- 지역별 공급원가 차이에도 불구하고 전국단일요금으로 지역간 형평성 저해

○ 환경성

- 원전의 위험과 사용후 핵연료 처분 문제
- 미세먼지 등 대기오염물질 배출(국민 건강)과 온실가스 배출 급증추세(기후변화)

○ 수급/계통 안정성

- 입지 갈등과 장거리 대규모 송전망 건설 지속으로 불확실성 증대
- 고립계통망에서 경직성의 원전과 가변성의 재생에너지의 계통운용 문제

2) 전통적인 전력수급체제의 위기구조와 대안 모색

- 수요(수도권 수요집중) + 송전(장거리 송전망) + 발전(지방의 석탄/원전 집중)
- 전통적인 체제하에서 “수요는 수도권 집중, 발전은 지방 집중으로 양자 충돌 심화”
- 점진적 해결방안으로 “수요는 지방으로(지역요금)! 발전은 수도권으로(가스전략)!”

수요		송전	발전
저평가의 낮은 전력요금 ↓ 지역요금 부재 ↓ 수도권 수요집중/고장전류	충돌	수요/공급간 원격 분리 ↓ 장거리 송전망 필요 ↓ 송전망 갈등/송전 사고	기저 설비 우대(경제성 저평가) ↓ 설비입지 차등미약 ↓ 지방의 원전석탄집중 /과도안정도
수요(외부의존/환상망 문제)		지방(기저설비 집중/ 환경성 악화/ 송전망 갈등)	
⬆		(전통적인 수급체제의 전환 필요)	⬆
수도권 수요의 억제/이전	조화 ≈	수도권 인근의 분산형 설비(송전망 지양)	

3) 전통적인 수급체제와 석탄발전 증설

○ 전력수급계획과 석탄발전

- 6차 수급계획 수립 때부터 석탄설비의 증설 논란

- 석탄 증설= 전통적 체제의 강화 = 지속가능성 악화 = 수급간 충돌 심화

○ 석탄설비 수정계획 발표(2016.07)

- 30년 이상 노후석탄 11기(3,673MW,서천1/2포함) 퇴출은 바람직함

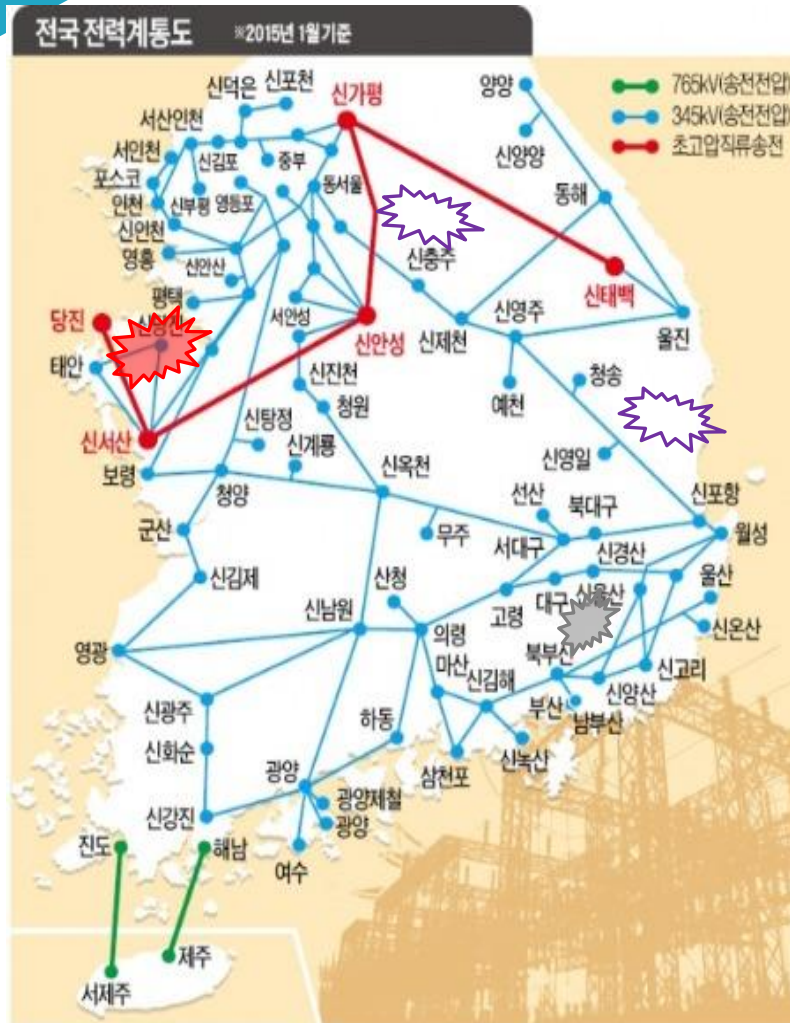
- 하지만 증설되는 신규석탄 20기(18,144MW)로 석탄설비 순총량은 증가

cf) 현재 53기(26,273)+추가 20기(18,144) - 폐지11기(3,673) = 2029년 62기(40,744 MW)

- 수정계획으로 2029년 기준 석탄발전량의 7.5% 정도 축소 예상(총발전량 기준 3% 규모)

- 7차 계획보다는 개선이나 전통적인 수급체제의 변화로 보기는 어려움

4) 석탄 발전의 사회갈등: 설비 입지 갈등과 송전망 갈등

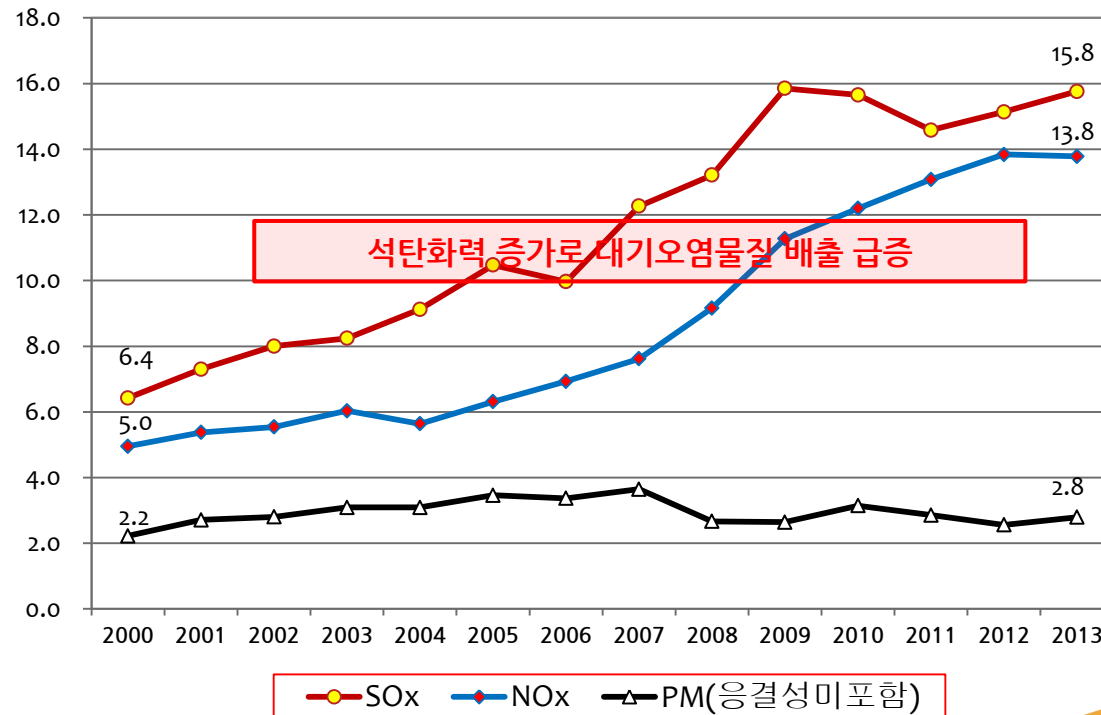


5) 석탄 발전의 환경성 : 배출추세 증가

○ 대기오염 배출추세

- SOx : 석탄발전 증가로 전체 배출에서 차지하는 비율 상승(PM2.5 전구물질)
- NOx : 석탄(주) / 가스발전(종)에 의한 배출량 비율 역시 상승(PM2.5 전구물질)
- PM : 석탄발전의 배출량 비중은 낮으나 PM2.5의 2차 발생논란

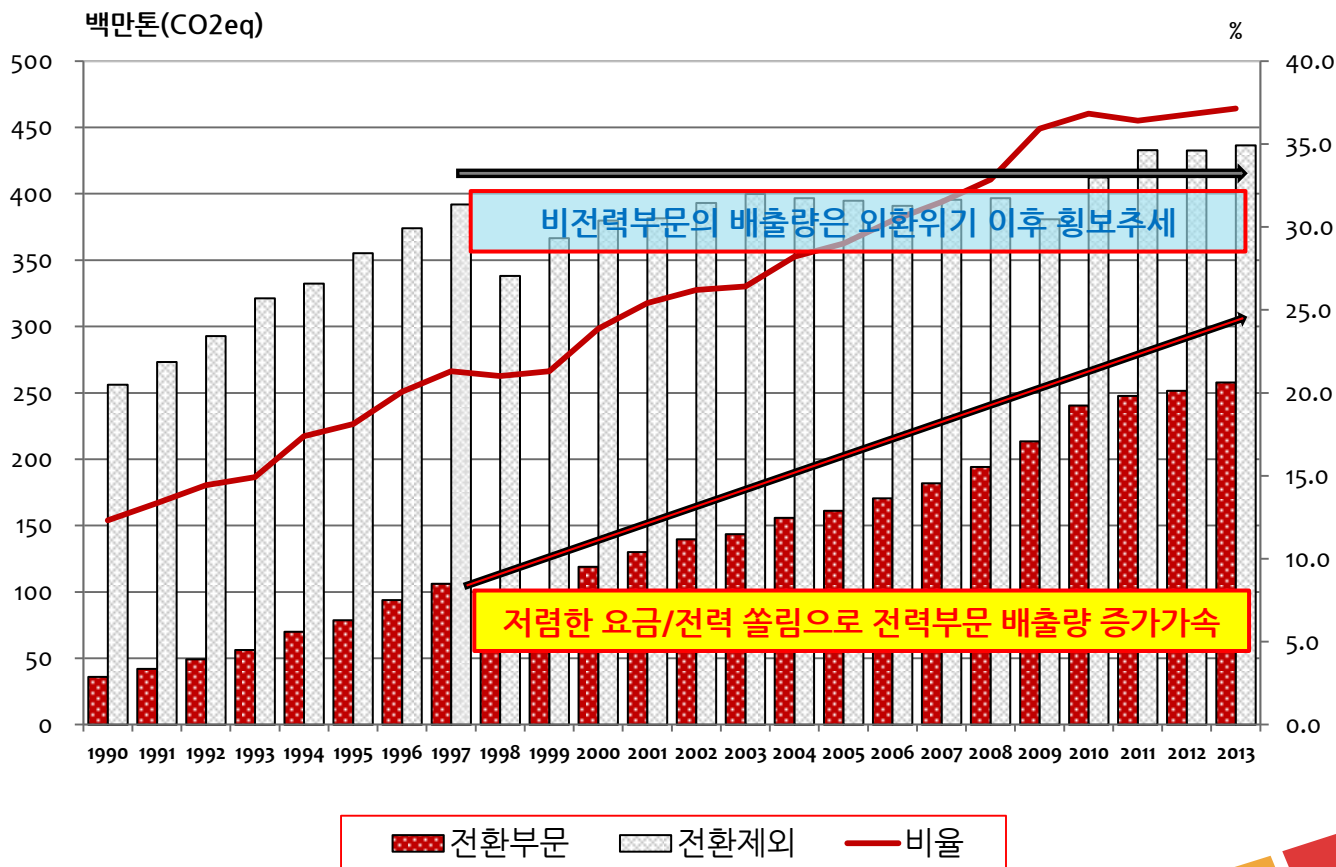
오염물질별 화력발전의 배출량 비율(추정치) 추세



○ 온실가스 배출 추세

- 90년대말 이전: 비전환부문과 전환(전력)부문 동시 증가
- 90년대말 이후: 비전환 부문과 달리 전환부문만 지속증가로 전체증가 주도

전환(전력)부문의 온실가스 배출량(좌)과 비율(우)



자료: 국가온실가스 인벤토리 보고서, 각년도

3. 대기배출의 저감방안(1): 수요 측면

1) 수요관리 방안

- 수요관리가 가장 바람직한 수단이나 수급 계획에 이미 반영
- 현재 수급계획에 수요관리를 추가로 설정하는 것이 논리적으로는 가능
- 다만 전력수요의 특성상 수요관리에 의한 절감이 생각보다 쉽지는 않음
- 지난 5년간 수급대란은 과거 계획에서 과도하게 수요관리를 상정한 것에도 기인

2) 산업구조 변화

- 전력다소비 산업의 급격한 구조변화로 배출량이 변화될 가능성은 높음
 - 석탄도 축소되나 수요관리와 유사하게 가스발전이 더 큰 폭으로 축소 가능성
- 수요관리/산업구조 모두 불확실/양자 모두 석탄 축소보다 가스발전 축소로 귀결 가능성

4. 대기배출의 저감방안(2): 공급 측면

1) 원전확대 방안

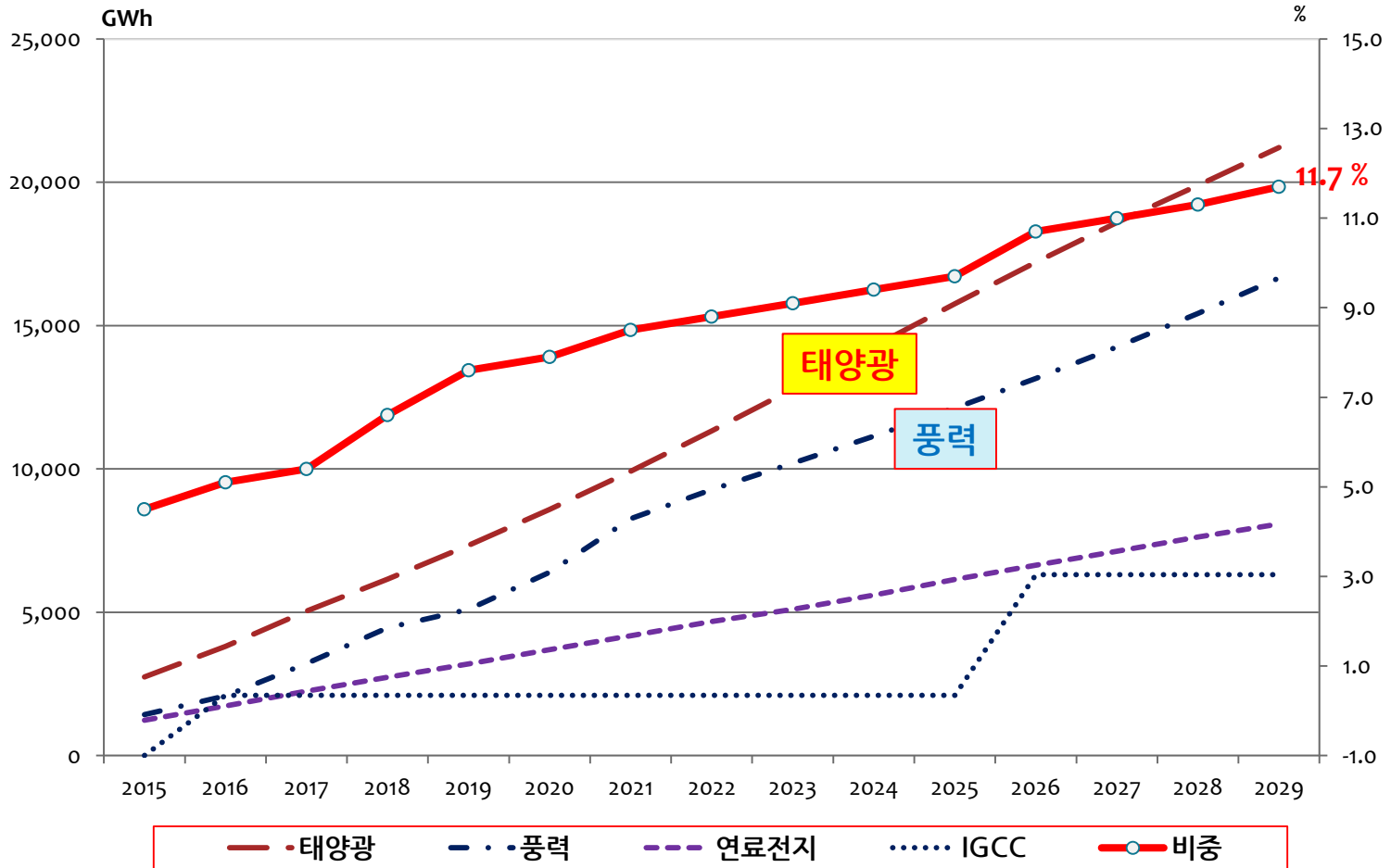
- 전통적 체제의 지속이기는 하나 대기배출 저감 효과 높음
- 원전추가는 물론 **현재 원전계획 자체에 불확실성 존재**(수용성/송전망/중간저장)
 - 2020년대 설비수명이 완료되는 12기 원전(폐쇄결정 고리1 포함) 처리 변수
 - 2030년 이전 원전 추가는 불가능하고 20년대 수명완료 원전 논란 가능성 존재

2) 재생가능에너지 확대 방안

- 전통적 체제 전환의 가장 바람직한 대안으로 최대한 확대 필요
- 석탄발전의 대안옵션으로서 경제성/발전규모상 어려움 존재
- 현재 정부 계획 자체도 불확실성 존재
 - 태양광의 보급 추세 문제
 - 풍력 보급의 애로와 불확실성

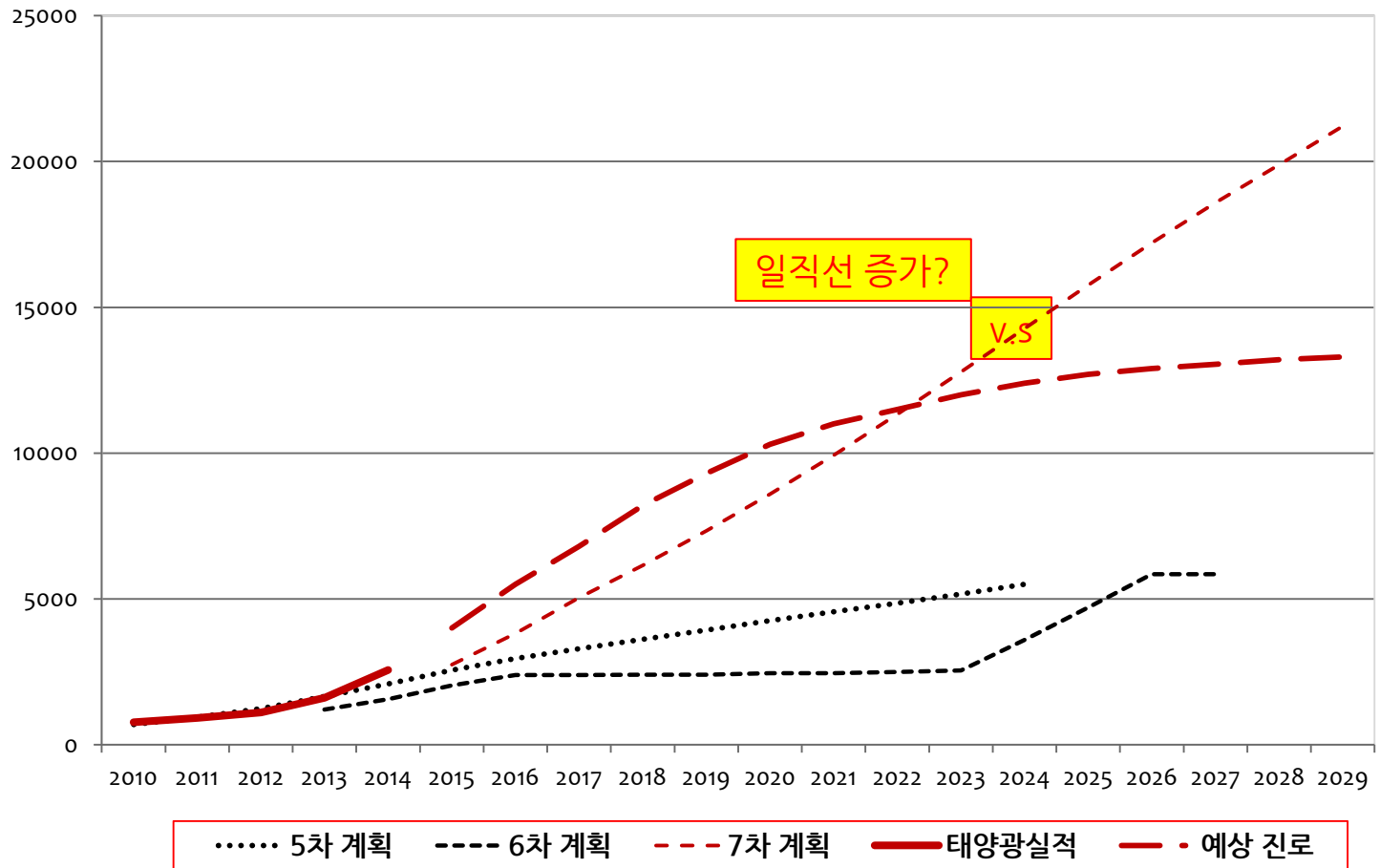
→ **발전량 구성에서 석탄비중이 지속적으로 증가할 가능성이 높음**

7차 계획의 신재생발전량(좌)과 비율 목표(우)



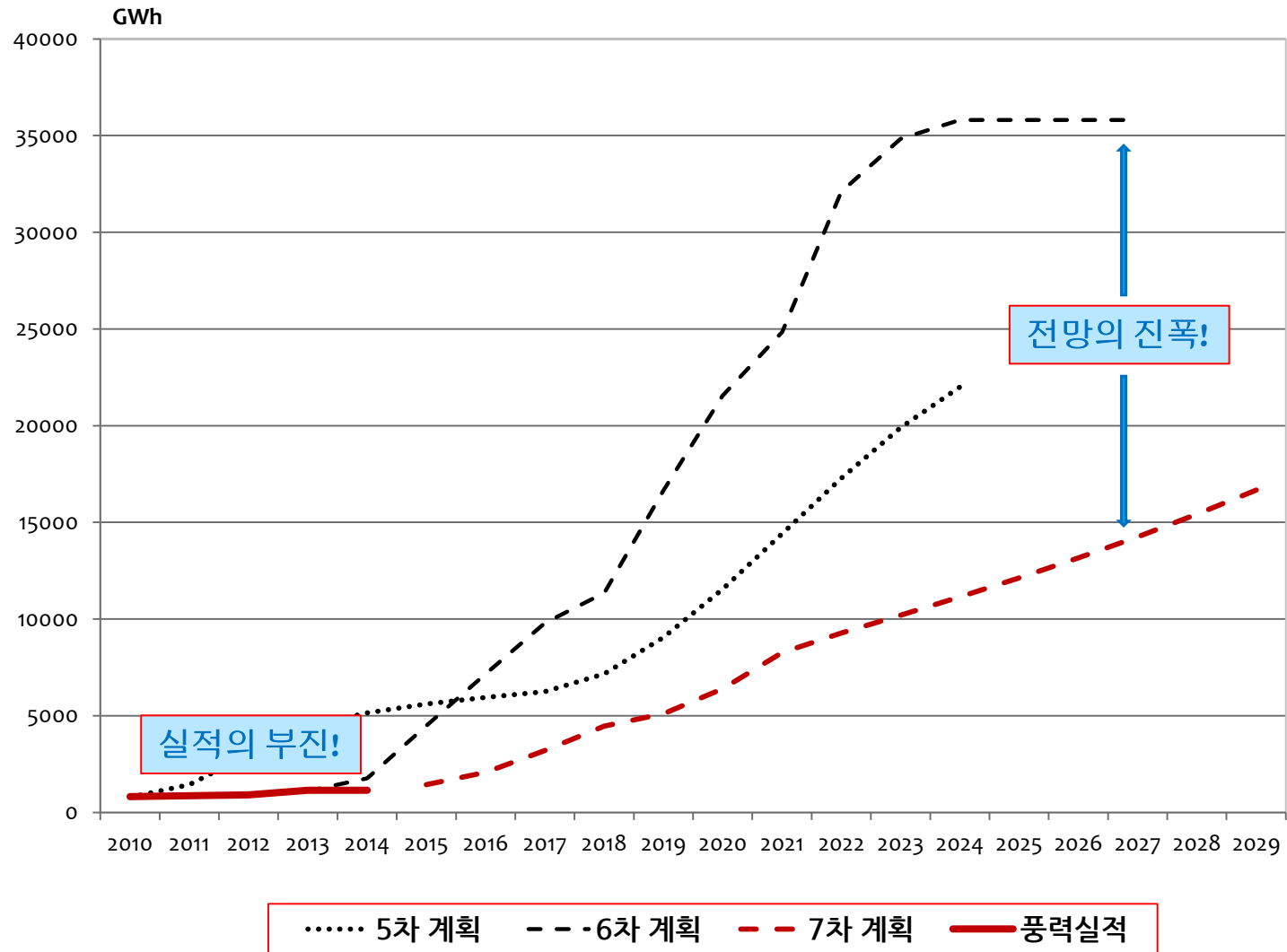
자료: 제7차 전력수급기본계획

전력수급계획별 태양광 보급전망과 실적



자료: 제7차 전력수급기본계획

전력수급계획별 풍력 보급전망과 실적



자료: 제7차 전력수급기본계획

3) 석탄설비 조정 및 개선방안

○ 석탄설비 추가 20기의 조정 방안

- 상당수는 건설 진행중이거나 준공 근접이어서 취소 불가
- 소수 미착공 설비를 재검토(민간설비 애로)하더라도 석탄화력의 발전량 증가
- 2020년대 수명 30년이 도래하는 석탄화력(충남 소재 다수) 논의 중요(8차 계획)

○ 기존 및 향후 석탄설비의 배출저감 설비 추가

- 영흥 3,4호기에 준하는 대기오염 저감설비(고정비 증대 및 발전효율 저하)
- 대기오염은 저감되나 온실가스 배출증가는 지속
- 온실가스 저감을 위한 청정 석탄(IGCC) 및 관련 기술진전(CCS)의 부진
- 전 세계적으로도 CCS 상용화 지연으로 시장 형성 및 투자여건이 위축
cf) CCS: "No investment decisions were taken on new projects(IEA, 2016)

4) 연료전환 옵션

- 미세먼지 문제를 넘어 온실가스, 발전량 믹스, 지역 수급불균형 문제 등 종합 접근
 - 연료전환시 **대기오염물질(미세먼지)의 저감** 가능
 - 전력부문 **온실가스 감축수단 역시 연료전환**(BAU 33%감축시 약 5천만톤 추가감축)
 - 전통적 수급체제의 **원전/석탄의 고착화(lock-in) 방지를 위한 발전량 믹스** 개선 필요
 - 이 모든 것을 해결하면서 **‘발전은 수도권으로!!’** 할 수 있는 대안은 가스발전!!
 - 연료전환은 중장기적으로 전력수급체제의 지속가능성제고에도 긍정적 효과 발휘
 - 경제성: 왜곡된 비용 정정과 올바른 경제성 평가 계기
 - 사회성 : 원전/석탄/장거리 송전망의 사회적 갈등 완화
 - 환경성 : 고위험/고탄소에서 저위험/저탄소 전환과정의 ‘징검다리’
 - 안정성/믹스: 수급 안정성과 발전량 편중 개선
- 다방면에서 긍정적이거나 석탄과 가스간 원가격차로 인한 **전환비용이 문제**
- 현재 원가기준과 아울러 **사회적 관점에서의 공정한 원가 재평가 필요**

5. 사회적 관점에서 본 연료전환 비용

1) 2015년 기준 석탄(유연탄) 및 가스 발전원가

○ 균등화 발전원가의 산정치

- 고정비의 산정 전제: 가동율 85%, 할인율 5.5%, 소내소비율 4.9 및 2.6%, 환율1,120
- 연료비의 산정 전제: 2014년 및 2015년 가격수치에서 2016년 세율 환원 인상분 반영

○ 연료전환과 관련된 연료비 격차는 1kWh당 약 51원으로 적지 않은 차이

(원/kWh)	유연탄(1000MW)	가스복합(900MW)
고정비	20.37	13.67
연료비	41.10	92.31
발전원가	61.47	105.98

○ 10% 연료전환의 환경개선 효과와 전환 비용(예시)

- 석탄발전 10% 연료전환마다 CO₂: 6%, Sox/PM: 10%, NO_x: 2.2% 감소
- 2015년 석탄발전량 10% 연료전환시 1조의 추가비용과 평균요금 2% 상승

현재 기준의 배출저감 효과와 전환 비용

석탄발전량 연료전환	CO2	SOx	NOx	PM10	1GWh 전환비용(만원)
10%	-6.0 %	-10.0 %	-2.2 %	-10.0 %	5,121
2015년 기준 석탄발전의 약 10%인 2만 GWh 전환비용(조원)		2015년 기준 평균요금 인상액(원/kWh)		2015년 기준 평균요금 인상율(%)	
1.02		2.1		1.9%	

○ 연료전환의 애로요인 : 양자간의 연료비 격차에 따른 전환비용

- 현재의 격차는 세제 등 석탄 우대와 환경오염요인 등을 고려하지 않은 것
- 현재 평가기준이 아닌 **사회적 관점에서 연료전환 비용 평가** 필요(정책추진 근거)
 - * 연료비의 경우 **불공정한 세제, 교차보조, 외부비용, 계통비용** 감안
 - * 저유가 기조를 감안하여 **연료비 전망 시나리오**도 고려

2) 발전원가의 재산정: 정책요인, 외부비용, 계통비용

○ 정책요인

- 발전용 연료에 대한 **공정과세**(칼로리 기준)
- 발전용 가스의 도시가스 **교차보조**는 5% 수치로 상정
- 발전소주변지역 지원금 등 **정책비용** 반영

○ 외부비용

- **온실가스 비용**: CO₂-eq
- **대기오염 비용**: SO_x, NO_x, PM₁₀

○ 계통비용

- 원격지 석탄과 근접 가스복합의 상황 상정
- 계통비용 중에서 **송전손실 비용** 차이 반영

cf) **미고려 비용 항목**: 관세(세율 및 FTA)/PM_{2.5}(2차)(자료 미비)/온배수 피해비용(자료 부재)/계통 외부비용

→ 일부 비용항목의 경우 산정방법에 따른 차이존재(**상한/하한 구분 접근**)

3) 정책요인 : 공정과세와 정책비용

o 발전용 연료에 대한 동등과세

- 장기간 유연탄 면세였으나 개소세 부과 및 세율 인상으로 2017년 가스와 동등 과세구현
- 17년 개소세 인상분을 미리 반영하여 세율인상분 산정
- 수입연료인 유연탄에도 가스와 동등수준의 수입부과금 과세

		유연탄(% , 원/kg)	가스(% , 원/kg)
관세	기본	-	3% (6개월)
	탄력	-	2% (6개월)
개별소비세	기본	30 (2017년: 인상 예정수치)	60
	탄력	33/27 (2017년: 인상 예정수치)	42
V.A.T		10%	
수입부과금		(추가 동등과세 필요)	24.2
안전관리부담금		-	4.8
17년 세율적용시 증가분(원/kWh)		3.67	0
수입부과금 증가분(원/kWh)		3.85	0

○ 정책 비용(2014 기준으로 작성)

- 발전소주변지역 지원금
- 송전선 주변지역 지원금
- 정부의 연구개발관련 지원금
- 지역자원시설세는 운전유지비에 포함된 것으로 상정
- 발전량당 지원금 이외의 항목은 2014년 예산지원을 당해년도 발전량으로 나누어 산정

(원/kWh, 2014년 기준)	유연탄	가스
발전소주변지역 지원금	0.15	0.10
발전소주변지역 특별 지원금	0.22	0.14
송전선 주변지역 지원금	0.26	0.00
정부 연구개발 관련 지원금	0.09	0.06
정책 비용	0.72	0.30

4) 외부 비용 : 탄소비용과 대기오염비용

o 탄소비용

- 국내 계획에서는 2.5만원/톤 적용
- IEA(2015)는 발전원가 산정기준인 3.4만원/톤(30\$/톤) 적용
cf) IEA(2015), *Projected Costs of Generating Electricity*, 2015
- 탄소 피해는 세계동일이나 사회적 할인율에 따라 국가별 차이 존재
- 국내 기준 2.5만원/톤을 하한, IEA의 기준 3.4만원/톤을 상한으로 설정

(원/kWh)	유연탄	가스
탄소비용(하한)	19.86	8.40
탄소비용(상한)	26.69	11.29

o 대기오염비용

- 대기오염비용은 추정방식과 자료에 따라 수치간의 다소 차이가 존재함
- IMF(2014)는 각 국가별 발전소 입지와 자료를 토대로 외부비용을 산출
cf) IMF(2014), *Getting Energy Prices Right* 의 한국 외부비용 활용
- IMF(2014)의 한국수치는 국내 계획의 외부비용 수치보다 높은 수준
- 국내 계획 수치를 하한, IMF(2014)의 수치를 상한 으로 적용

(원/kWh)	유연탄	가스
SOx	5.21	-
NOx	3.06	2.38
PM	1.16	-
대기오염비용(하한)	9.43	2.38
SOx	12.51	-
NOx	14.15	10.98
PM2.5	0.72	-
대기오염비용(상한)	27.38	10.98

5) 계통비용 : 송전손실 비용

- 계통비용은 송전건설비용, 송전손실비용 그리고 송전관련 외부비용(소음, 경관, 개발저해)
 - 송전관련 외부비용은 연구 및 자료 미비로 제외
 - 송전비용 중에서 연료전환과 직접 관련되는 **송전손실비용**만 반영
 - 원격지 유연탄 감발과 인접지 가스발전 대체 상정
- 최근의 평균 송전손실계수의 수치를 활용하여 산정

	유연탄	가스
평균TLF	0.998654	1.018565
연료비	44.77	92.31
연료비/TLF	44.83	90.63
송전손실비용(원/kWh)	0.06	-1.68

6) 연료비 전망

- 2015년 발전원가 산정이후 유가하락 지속 으로 국제 전문기관들이 장기간 저유가 전망
 - 유가하락시 석탄과 가스간의 연료비 차이 감소로 전환비용 축소(유가전망의 불확실성)
 - 국제기관 전망상 최고 유가에도 2015년 전망 수치와 유사한 수준(11\$/mmbtu)
- 15년 연료비를 원가산정시 하한, 16년 상반기 연료비를 원가산정시 상한으로 상정

	유연탄	가스
기존 전망(원/Gcal)	19,760	58,385
저유가 전망(원/Gcal)	16,512	48,917
기존 연료비(원/kWh)	41.10	92.31
저유가 연료비(원/kWh)	34.35	77.34

아시아 계약가격 전망(2014실질, \$/mmbtu)



7) 발전원가의 시나리오 비교

○ 동등과세/정책비용 및 계통비용은 동일하고 여타 항목으로 시나리오 설정

* 시나리오 A: 15년 연료비 + 낮은 외부비용 * 시나리오 B: 16년 연료비 + 낮은 외부비용

* 시나리오 C: 15년 연료비 + 높은 외부비용 * 시나리오 D: 16년 연료비 + 높은 외부비용

○ 현행 기준의 비용격차는 공정과세, 정책비용, 송전손실로 합계 10원 정도 축소

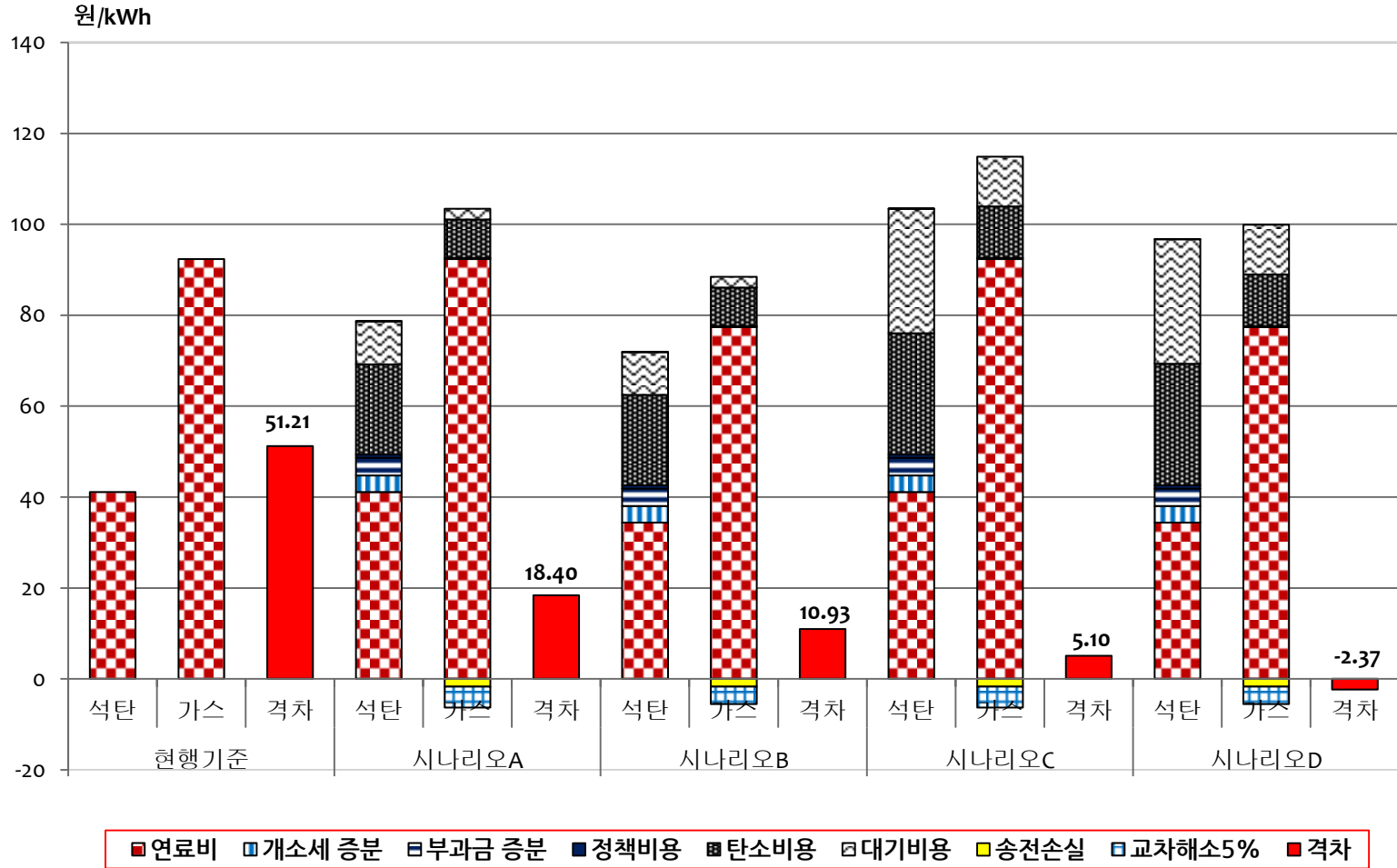
○ 격차 추가 해소는 외부비용, 연료비 전망 차이에 의해 좌우

○ 시나리오 분석의 함의: 전환비용의 대폭 축소 혹은 근접

- 보수적 시나리오 A에서 64%의 격차 축소
- 가스 유리의 시나리오 D에서는 동등 혹은 근소한 역전
- 고려하지 않은 항목이 모두 석탄에 불리한 비용이라는 점 감안 필요
- 항목별 가변성을 인정하더라도 사회적 관점에서 석탄의 우위는 크게 축소
- 연료 전환이 아닌 설비 전환(고정비 차이 감안)의 경우 석탄의 우위는 더욱 축소

	A		B		C		D	
	유연탄	가스	유연탄	가스	유연탄	가스	유연탄	가스
연료비	41.10	92.31	34.35	77.34	41.10	92.31	34.35	77.34
교차해소5%	0.00	-4.62	0.00	-3.87	0.00	-4.62	0.00	-3.87
개소세 증분	3.67	0.00	3.67	0.00	3.67	0.00	3.67	0.00
부과금 증분	3.85	0.00	3.85	0.00	3.85	0.00	3.85	0.00
정책비용	0.72	0.30	0.72	0.30	0.72	0.30	0.72	0.30
탄소비용	19.86	8.40	19.86	8.40	26.69	11.29	26.69	11.29
대기비용	9.43	2.38	9.43	2.38	27.38	10.98	27.38	10.98
송전손실	0.06	-1.68	0.06	-1.68	0.06	-1.68	0.06	-1.68
합 계	78.69	97.09	71.94	82.88	103.48	108.58	96.73	94.36
비용차이 (격차 축소폭)		18.40 (64.1%)		10.93 (78.6%)		5.10 (90.0%)		-2.37 (104.6%)

시나리오별 석탄과 가스의 비용구성과 격차



8) 정책추진 근거와 현실의 전환비용 문제

- 사회적 관점에 입각한 연료전환 비용의 대폭 축소 혹은 대등시 정책추진의 근거 강화
- 정책 근거가 있더라도 전력요금은 현행원가 기준이므로 연료전환시 비용부담 발생
- 정책추진시 연료전환에 따른 비용 완충 방안 필요
 - 저유가 지속시 사업자의 내부 완충 가능
 - 발전용의 도시가스 교차보조의 점진적 축소
 - 발전용 가스 세제 인하와 원전 과세/석탄의 외부비용 과세
 - 중장기적으로 전력요금의 규제방식 전환필요

6. 요약과 시사점 : 연료 전환과 전력수급체제

1) 요약

- 석탄화력 문제는 지역차원을 넘어 우리나라 전통적 수급체제의 구조적 문제
 - 석탄발전 확대정책은 이미 한계를 드러낸 전통적 수급체제의 수명연장에 불과
 - 이로 인해 전력수급체제의 지속가능성 약화 및 수급간 갈등과 충돌 심화 지속 전망
 - 미세먼지, 온실가스, 발전량 믹스, 지역수급 문제 등 종합전략으로 연료전환 고려
- 연료전환의 비용문제
 - 전환 비용이 발생하나 사회적 관점에서 대폭 축소 혹은 근소한 역전
 - 그럼에도 연료전환에 따른 현실의 전기요금 부담은 발생(완충 방안 필요)
 - 부담 완충을 위한 '요금 및 세제의 통합적 접근'방식으로 진행
 - 연료전환이 유발하는 긍정적 외부효과(지속가능성 제고 등)도 고려

2) 연료 전환과 전력수급체제의 개선

- 연료전환을 위해서는 전력시장의 제도 개선이 필요(급전,거래,정산)
 - 전력도매/소매요금 개선 및 규제개혁은 연료전환을 위해 불가피
 - 연료전환을 계기로 전통적 전력수급체제의 점진적 전환 추진
- 가스발전은 우리 현실에서 경제성,사회성,환경성을 최대한 조화시키는 방안!!
- 국가 에너지믹스 및 전력수급체제 개선의 출발점이자 중장기 에너지전환의 징검다리!!

연료전환은 단순한 ‘발전연료의 전환’ 을 넘어서는

‘전력수급체제의 전환 !!!’



경청해 주셔서 감사합니다!!!