

Energy Special Issue



김승우, CFA
Analyst
swkim77@samsung.com
02 2020 7844

■ AT A GLANCE

SK Innovation (096770 KS, 95,100원)

SELL HOLD **BUY** 130,000원(+36.7%)
목표주가

LG화학 (051910 KS, 274,000원)

SELL HOLD **BUY** 350,000원(+27.7%)
목표주가

OCI (010060 KS, 146,500원)

SELL HOLD **BUY** 220,000원(+50.2%)
목표주가

GS (078300 KS, 43,350원)

SELL HOLD **BUY** 47,000원(+8.4%)
목표주가

Energy and Climate Change

Clean Energy - 멀리 보였지만 이제 가까이 있다

THE QUICK VIEW

미국의 Clean Power Plan, 의미 있는 변화의 시작: 지난 6월2일 미국의 오바마 대통령은 미국 최초로 기존 발전소의 탄소 배출을 규제하는 Clean Power Plan을 제안. 이는 2013년 6월 오바마 대통령이 발표한 Climate Action Plan의 일환으로 미국이 처음으로 온실가스 배출 저감에 대한 commitment를 국제사회에 보인 것. 이는 각국의 정책 변화를 유도할 수 있는 첫걸음. 미국 수송 부문의 연비 및 탄소배출 규제는 2025년까지 지속적인 온실가스 배출 감축 및 연비 향상을 유도하고 있음. 향후 PTC나 ITC같은 재생에너지 정책이 연장 적용되고 광범위한 탄소 거래제도가 도입될 것으로 전망.

중국 탄소배출, 2020년에 peak-out 가능성 증가: 미국의 Clean Power Plan 제안 다음 날인 지난 6월3일, 중국 기후변화 관련 자문 위원회 회장이 중국의 13차 5개년 계획(2016~2020년)에 탄소 배출 cap에 대한 정책이 포함될 수 있다는 발언. 이는 중국으로서는 처음으로 탄소 배출량을 제한하는 정책이 될 것. 중국이 2020년 탄소배출량을 peak-out시킨다면 13차 5개년 계획 기간 동안 약 30.7%의 carbon intensity 저감률이 필요. 이를 달성하기 위해 13차 5개년 계획에서의 저탄소 에너지 보급률이 12차 5개년 계획 대비 5~7배 정도로 증가해야 함.

Oil demand의 downside로 석유정제 섹터 부정적, SK이노베이션 전략 돋보임: IEA에 따르면 기후변화 대응을 위해 1)각국 정부의 연비 규제, 2)바이오 연료 사용 증가, 3)전기차 보급 확대가 진행된다면 글로벌 oil demand는 2020년 전후로 하락할 가능성이 높음. 국내 정유사들은 자국의 큰 성장 잠재력을 가지고 있는 중국 및 인도나, feedstock의 이점이 있는 중동, 미국 등의 정유사보다는 경쟁 열위에 있음. 하지만 화석연료의 고갈 속도가 oil demand 감소 속도보다 더 빠를 것으로 전망되기 때문에 E&P 부문의 수익성은 상대적으로 유지될 수 있을 것. SK이노베이션이 E&P 및 전기차 배터리 부문으로 사업 다각화를 추진하는 전략은 oil demand의 downside를 효과적으로 헤지할 수 있다고 판단.

경쟁력 강화되는 중국 CTO로 인해 석유화학 섹터 부정적, LG화학 top pick: 중국의 기후변화에 대응하려는 움직임이 중국의 CCT에 힘을 실어 줄 것으로 판단. 향후 석탄 가격이 중장기적으로 하향 안정되어 석유 가격과의 격차가 더욱 더 벌어진다면 중국 입장에서 CCT는 더욱 더 매력적인 옵션이 될 수 있음. 중국 수출 비중이 높은 대부분의 국내 석유화학 업체들은 중국 CTO의 중장기적 영향에서 벗어나기 어려움. 하지만 LG화학의 전기차 배터리 사업 부문은 각국이 기후변화 대응에 더욱 적극적으로 commitment를 보일수록 성장성이 확대될 수 있기 때문에 중국 CTO의 중장기적 부정적인 영향을 충분히 헤지할 수 있게 됨.

가장 성장성이 높은 에너지원인 태양광, OCI는 top tier 지위 유지할 것: 태양광은 재생에너지 중, 1)출력이 peak 전력 수요 패턴과 비슷하고, 2)분산전원 구성이 가능하다는 측면에서 모든 에너지원 중 가장 높은 성장성이 기대. 성장성이 높다 보니 oversupply가 해소되지 않은 상황에서 또 다시 신증설 투자가 급증하고 있음. 중국 폴리실리콘 업체들의 원가 경쟁력은 OCI에게 심각한 위협이 될 가능성이 높지만 OCI가 상당 기간 동안 top tier 수준의 원가 경쟁력을 유지할 수 있을 것. 이는 중국 업체들과 OCI의 주력 제품의 품질 차이가 존재하고 있고 폴리실리콘 산업의 진입 장벽이 상대적으로 높으며 중국 일부 지방정부의 전기요금 support가 지속 가능하지 않기 때문.

국내 천연가스 IPP 업체들, 중장기적 수익성 하락 전망: 국내에서는 기후변화 대응을 위해 화력발전소마다 탄소세를 부과하여도 천연가스 발전이 석탄 발전을 대체할 가능성이 거의 없을 것. 향후 천연가스 발전소 가동률은 1)전력 수요 증가의 downside, 2)재생에너지 비중 증가, 3)원자력과 석탄과 같은 기저 발전기의 확대, 4)최근 신규 천연가스 발전소 건설 붐 등에 의해 점진적으로 하락할 것. 오히려 석탄 민자발전소는 정부가 투자수익률을 보장해주는 방식이기 때문에 상대적으로 기후변화 대응 정책의 영향에서 안전할 것.

■ 목차

1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

■ 이 리포트를 읽어야 하는 이유?

당사가 지난 11월 발간한 “에너지 산업의 핵심 키워드는 기후 변화, 다시 한번 주목” 리포트에서 글로벌 에너지 산업이 현재 가장 관심을 가지고 있는 이슈가 바로 “기후 변화”라는 점을 강조하였다. 지난 6월2일 미국 오바마 대통령이 미국 최초로 전력 산업의 탄소 배출량을 규제하는 Clean Power Plan을 제안하면서 글로벌 에너지 산업의 변화는 이미 시작되었다. 특히 바로 다음 날 중국 기후변화 관련 자문 위원회 회장이 중국의 13차 5개년 계획 (2016~2020년)에 탄소 배출 cap에 대한 정책이 포함될 수 있다는 발언을 하였던 것이 이러한 변화에 대한 확신을 더 해준다고 판단된다.

최근 중국과 미국의 기후변화 대응에 대한 commitment는 국제 사회의 기후변화 대응을 위한 공조를 이끌어 내려는 UN의 노력에 힘을 실어 주는 결과라고 할 수 있다. 2015년 11월30일부터 파리에서 열릴 제21회 유엔 기후협약 당사국 총회에서 모든 국가는 자국의 탄소 배출 목표를 제출해야 하고 이를 국제법 효력 하에 2020년부터 준수해야 된다. 단기간에 에너지 시스템의 carbon intensity가 바뀌지 않는다는 점을 감안하면 이제부터 각국의 에너지 정책 변화가 본격적으로 나타날 것으로 판단된다.

본 보고서는 기후변화 관점에서 가장 중요한 두 국가인 미국과 중국의 현재 온실가스 배출 및 에너지 정책을 자세히 리뷰하고 지난 6월의 발표들이 향후 두 국가의 정책을 어떠한 방향으로 바꿀 수 있을 지에 대해 고민하였다. 그리고 기후변화 대응을 위해 반드시 달성되어야 하는 시나리오 대비 현재 글로벌 에너지 시스템이 어떠한 수준에 도달했는지, 향후 더 큰 성장을 해야 하는 분야가 어딘지 분석하였다. 이를 토대로 국내 석유정제, 석유화학, 태양광, 민자발전의 산업 분야가 각각 어떠한 영향을 받게 되는지 분석하고 상장 기업들 중 winner와 loser를 선정하였다.

특히 본 보고서의 chapter 4에서는 에너지 분야에서 투자자들이 관심 있을 만한 8가지 질문을 던지고 그 답을 제시하면서 향후 기후변화 대응 관점에서 저탄소 에너지 시스템으로의 변화가 어떻게 진행될 지에 대한 clue를 제시하였다.

- 1) 태양광 발전이 가장 성장성이 높은 에너지인 이유?
- 2) 태양광 발전 단가 더 떨어질 수 있을까?
- 3) 태양광 분산전원 방식이 중요한 이유?
- 4) 천연가스는 언제까지 clean energy일 수 있을까?
- 5) ESS의 경쟁자는 천연가스이다?
- 6) 저탄소 전력 시스템에서 석탄 발전의 운명은?
- 7) 전기차 시대가 올 수 밖에 없는 이유?
- 8) 기후변화 대응 위해 탄소세(혹은 탄소 거래제도) 도입은 필수?

■ 목차

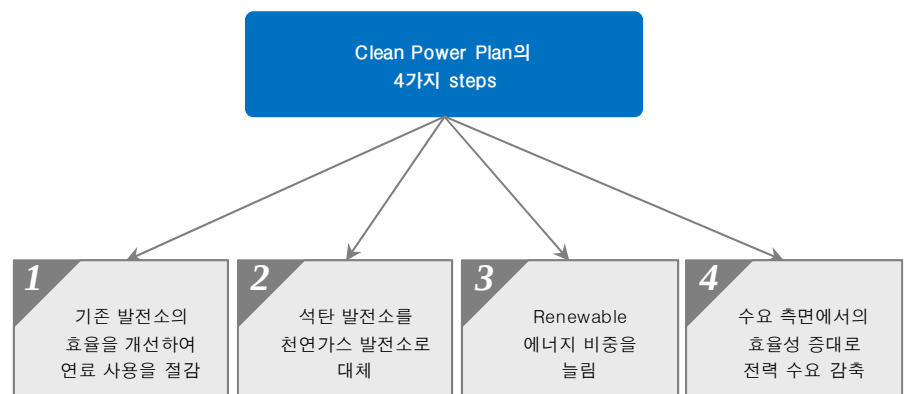
1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화

Clean Power Plan, 미국의 기후 변화 대응을 위한 의미 있는 commitment

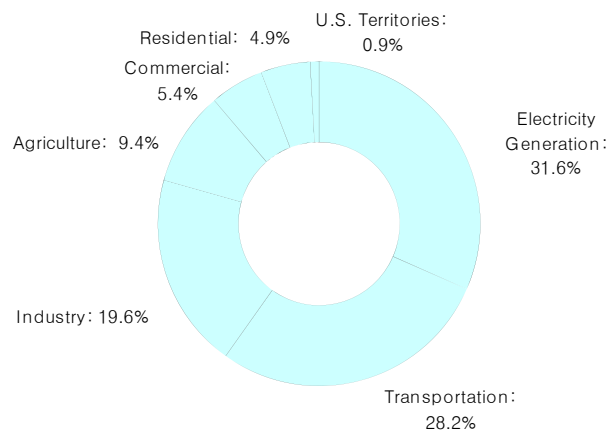
지난 6월2일 미국의 오바마 대통령은 미국 최초로 기존 발전소의 탄소 배출을 규제하는 Clean Power Plan을 제안하였다. 이는 현재 미국의 온실 가스 배출의 3분의 1을 차지하고 있는 전력 산업의 탄소 배출을 2030년까지 2005년 수준에서 30% 감축하는 것을 목표로 다음과 같은 4가지 단계로 구성되어 있다. 첫째, 기존 발전소의 효율을 개선하여 연료 사용을 절감하고, 둘째, 탄소 배출이 큰 발전소(석탄)를 탄소 배출이 적은 발전소(천연가스)로 대체하며, 셋째, 탄소 배출이 아주 낮거나 거의 없는 renewable 에너지 비중을 늘리고, 마지막으로 수요 측면에서의 효율성 증대로 전력 수요를 감축하는 것이다.

Clean Power Plan의 4가지 steps



자료: EPA (United States Environment Protection Agency)

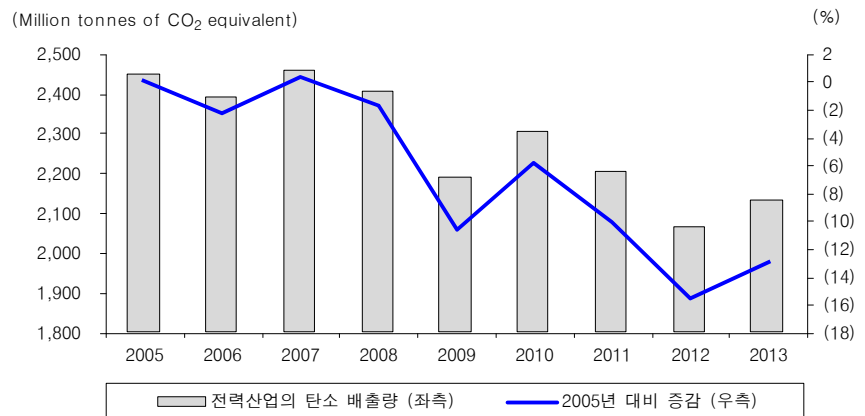
미국 분야별 온실가스 배출 breakdown



자료: EPA (United States Environment Protection Agency)

미국은 셰일 가스 붐으로 인해 지난 7~8년 동안 천연가스 발전이 석탄 발전을 일부 대체 하면서 이미 전력 산업의 작년 탄소 배출이 2005년 수준에서 약 13% 가량 감소한 상황이다. 따라서 이러한 미국의 Clean Power Plan이 현재 미국의 상황에서 달성 가능한 수준이라고 평가하는 전문가들도 적지 않다. 이번 Clean Power Plan을 직접 제안했던 미국의 EPA(Environmental Protection Agency)는 Clean Power Plan으로 인해 2030년 기후 및 health 관련 분야에서의 benefit 규모가 550~930억불(vs. cost 규모는 73~88억불) 달하고 각 가정 및 기업체들의 전기료가 현재보다 약 8% 정도 줄어든 것으로 추정하고 있다. 미국의 모든 주들은 2016년 6월30일까지(최대 2년의 유예 기간 적용 가능) 전력 산업의 탄소 배출 저감 계획을 제출해야 하고 2020년부터 2030년까지의 10년 간 그 계획을 실행하게 된다.

미국 전력 산업 탄소 배출 트렌드

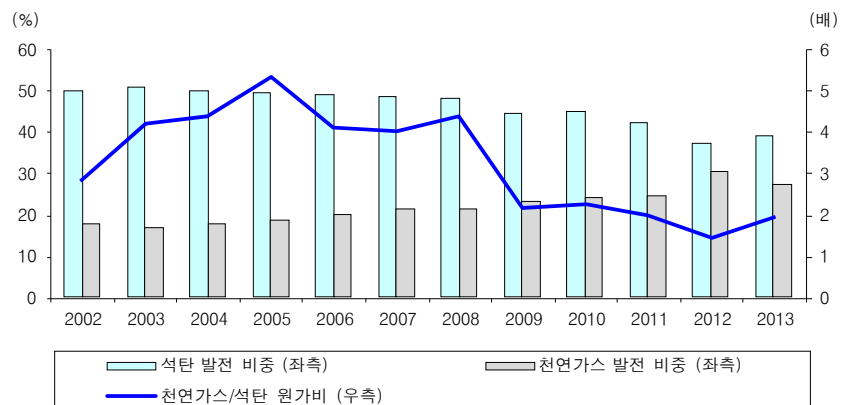


자료: EPA, EIA

Clean Power Plan의 영향 분석: Coal to Gas switching

지난 20년 동안 미국의 신규 발전소 건설의 대부분은 천연가스 발전소였다. EIA에 따르면 1990~2011년 사이에 건설된 미국의 신규 발전소 중 77%가 천연가스 발전소라고 한다. 특히 2000년대 초반에 효율성 높은 CCGT(Combined Cycle Gas Turbine) 발전소가 많이 건설되었고 천연가스 파이프라인 네트워크가 지속적으로 확대되고 있다. 셰일 가스 붐으로 인해 천연가스 가격이 유가 대비 크게 하락하면서 최근 천연가스 발전이 석탄 발전과 dispatch-level(변동비 비교로 발전 우선순위 결정)에서 경쟁하게 되었다. 2008년 중반까지는 미국의 대부분의 지역에서 석탄 발전이 천연가스 발전보다 발전 단가가 낮았다. 하지만 2009년부터 효율이 높은 CCGT와 일부 발전 단가가 높은 석탄 발전이 서로 경쟁하게 되면서 천연가스 가격이 급락을 보였던 2012년 4월에는 미국 최초로 천연가스 발전량과 석탄 발전량이 일시적으로 같아지게 되었다.

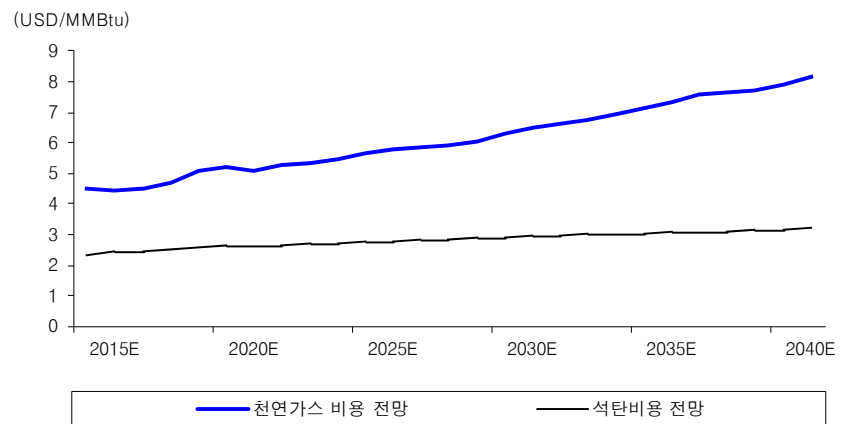
미국 발전 믹스 변화 추이



자료: EIA

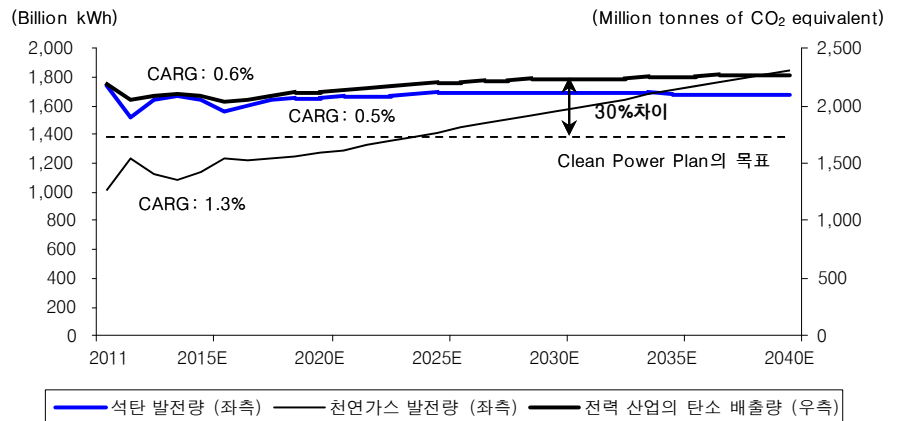
EIA는 지난 4월 발간한 Annual Energy Outlook 2014에서 향후 천연가스 가격이 석탄 가격보다는 더 빠른 속도로 상승할 것으로 전망하면서 석탄 발전이 최근에 천연가스 발전에 잃어버렸던 비중 일부를 서서히 회복할 수 있을 것으로 보고 있다. EIA는 Reference Case에서 2012년부터 2030년까지 석탄 발전량은 연평균 0.6%, 천연가스 발전은 1.3% 가량 증가한다고 전망하였다. 이는 2012년부터 2030년까지 전력 산업의 탄소 배출이 연평균 0.5% 가량 증가하게 되는 것으로 지난 6월 발표된 Clean Power Plan의 2030년 탄소 배출 목표치보다 30%나 많은 수치에 해당한다. 물론 이러한 EIA의 전망치는 지난 6월 발표된 Clean Power Plan이 전혀 반영되지 않은 숫자로 Annual Energy Outlook 2015에서는 충분히 수정될 것으로 판단된다. 결론적으로 Clean Power Plan으로 인해 석탄 발전량 증가 속도는 연평균 0.6% 보다 크게 줄거나 감소해야 하고 천연가스 발전량은 연평균 1.3% 보다 크게 증가해야 한다는 것을 의미한다.

미국 발전소의 평균 천연가스 및 석탄 비용전망



자료: EIA

미국의 석탄 및 천연가스 발전량, 전력 산업의 탄소 배출 전망 (EIA Reference case)

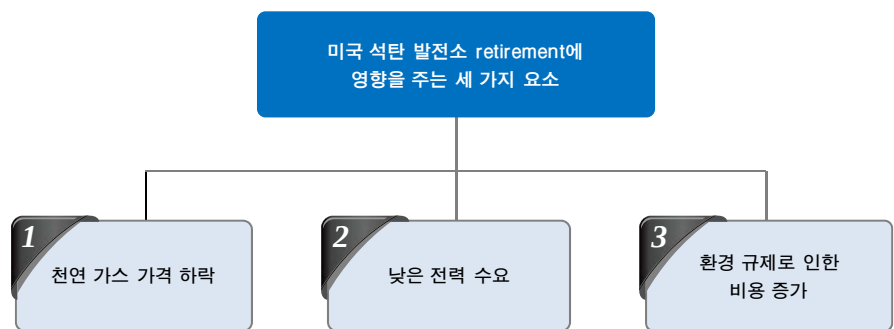


자료: EIA

Clean Power Plan의 영향 분석: 석탄 발전소의 조기 폐쇄

일반적으로 발전소 owner 입장에서 향후 기대되는 비용이 기대되는 수입보다 크면 발전소를 폐쇄(retirement)하는 결정을 내리게 된다. 석탄 발전소의 폐쇄 결정에 영향을 주는 요소는 1) 천연가스 가격 하락, 2) 낮은 전력 수요, 3) 환경 규제에 의한 비용 증가 등이다. 먼저 천연가스 가격의 하락은 두 가지 효과가 있는데 첫째로 천연가스 발전소 가동률 증가로 석탄 발전소 가동률을 낮출 수 있고, 둘째로 일반적으로 도매 전력 가격을 결정하는 천연가스 발전소의 원가를 낮추어 석탄 발전소의 전력 판매 단가를 하락시키게 된다. 낮은 전력 수요 또한 석탄 발전소의 폐쇄를 앞 당길 수 있다. 전력 수요가 낮아지면 발전 원가가 높은(도매 전력 가격을 높게 결정하는) 한계 발전기가 가동하게 되는 경우가 적어지면서 석탄 발전소의 수입을 감소시키게 된다. 마지막으로 환경 규제는 석탄 발전소의 비용을 증가시킨다는 측면에서 석탄 발전소의 폐쇄 결정에 영향을 준다.

미국 석탄 발전소 retirement에 영향을 주는 세 가지 요소



자료: 삼성증권 정리

2011년 12월 EPA는 미국의 석탄 및 석유 발전소로부터 배출되는 수은 및 기타 독성 가스 배출을 감소시키기 위한 정책인 MATS(Mercury and Air Toxics Standards)를 발표하였다. 이는 이러한 독성 가스 배출을 저감할 수 있는 기술들이 충분히 나와 있음에도 불구하고 일부 발전소들이 여전히 독성 가스 배출을 조절하지 않고 있다는 판단에서였다. EIA에 따르면 2012년 말 기준 미국의 전체 석탄 발전기 중 64%에 해당하는 발전기만이 MATS 규제를 만족하고 있는 것으로 드러났다. 즉 나머지 36%의 석탄 발전기는 2016년까지 FGD(Flue Gas Desulfurization) 시스템이나 scrubber와 같은 설비에 투자하던가 혹은 폐쇄될 수 밖에 없다.

미국의 MATS 정리

구분	내용
발표 시기	2011년 12월
Compliance 시기	2016년부터
적용 대상	25MW 이상 1,400여 개의 석탄 및 석유 발전기
배출 저감 가스	Mercury, Non-mercury metals (Nickel, Arsenic, Chromium, etc.), Acid gases, Sulfur dioxide

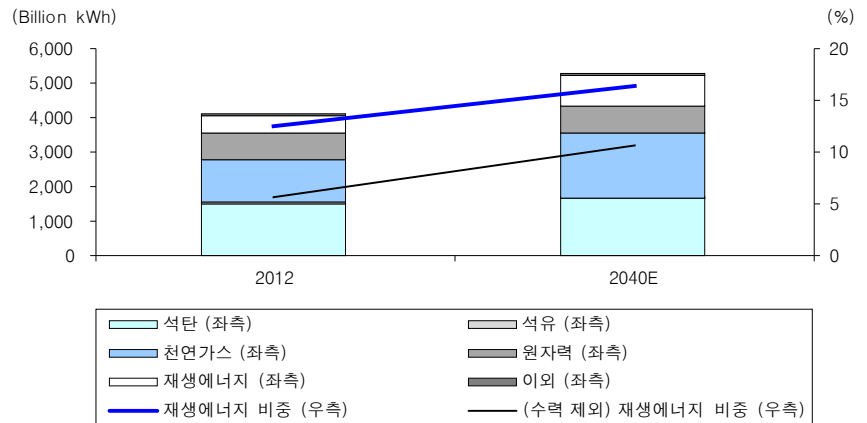
자료: EPA

Clean Power Plan의 영향 분석: 재생에너지 확대

2005년부터 2012년까지 수력을 제외한 재생에너지 발전은 연방 및 주 정부들의 여러 가지 정책들에 의해 두 배 이상 성장하였다. 풍력, 지열, 바이오 매스 등에 제공되었던 PTC(Production Tax Credit)와 solar, fuel cell 등에도 제공되고 있는 ITC(Investment Tax Credit)는 연방 정부 수준의 정책이라고 할 수 있다. 이들은 1992년 Energy Policy Act 이후로 처음 만들어져서 그 후 여러 번 만기가 도래하고 여러 번 새롭게 부활했던 제도이다. 또한 연방 정부 차원에서의 RPS(Renewable Portfolio Standard)는 존재하지 않지만 주 정부 차원에서는 상당히 많은 주들이 RPS 제도를 운영하고 있다.

EIA는 Annual Energy Outlook 2014에서 재생에너지 발전량이 2040년에 2012년 대비 69% 성장하고 이 중 수력을 제외한 재생에너지는 140% 이상 증가한다고 전망하고 있다. 이로 인해 2012년 12.4% 정도였던 재생에너지 발전 비중이 2040년에는 16.3% 수준까지 증가하게 된다. 마찬가지로 이러한 EIA의 전망치가 지난 6월 발표된 Clean Power Plan이 전혀 반영되지 않았기 때문에 재생에너지의 비중에 대한 upside는 충분히 존재한다. 이는 석탄 발전의 억제, 천연가스 발전의 확대로는 전력 산업의 탄소 배출을 충분히 감소시킬 수 없기 때문이다.

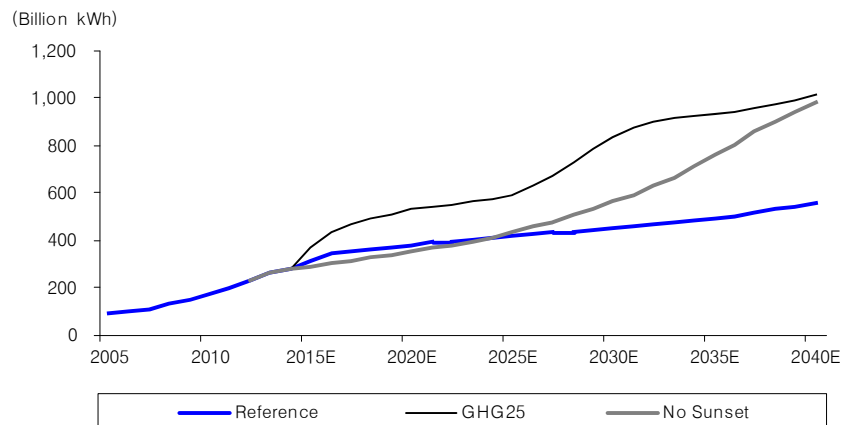
미국의 발전 믹스 변화 전망 (EIA Reference case)



자료: EIA

Annual Energy Outlook 2014의 Reference case는 재생에너지에 주어지는 PTC, ITC 등이 정해진 기간에 종료되는 것을 가정하였다. EIA는 이 밖에도 2015년부터 탄소세(25불/톤)가 부과되어 2040년까지 매년 탄소가격이 5%씩 상승하는 GHG25 시나리오에서 재생에너지가 가장 빠르게 증가하고, 최근까지 유지되고 있거나 유지되었던 PTC, ITC와 같은 incentive들이 2040년까지 지속된다는 가정을 반영한 No Sunset 시나리오에서도 높은 재생에너지의 성장률을 보이는 것을 확인하였다. 이는 Clean Power Plan으로 인해 2013년에 만료되었던 PTC, 2016년에 만료 예정인 ITC가 다시 부활하거나 연장될 수 있음을 의미한다. 게다가 재생에너지 보급에 가장 효과적이라고 판명된 탄소세 도입이 더 많은 주 정부들로 확대될 가능성이 높다.

미국의 수력을 제외한 재생에너지 발전량 전망

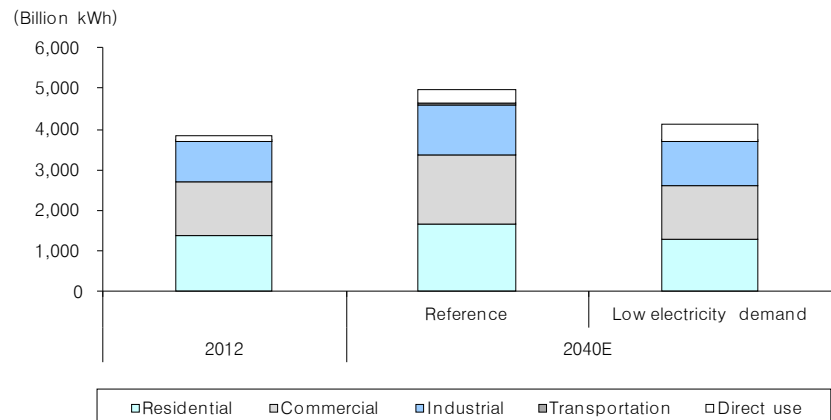


자료: EIA

Clean Power Plan의 영향 분석: 전력 수용가의 에너지 효율 개선으로 전력 수요 감축

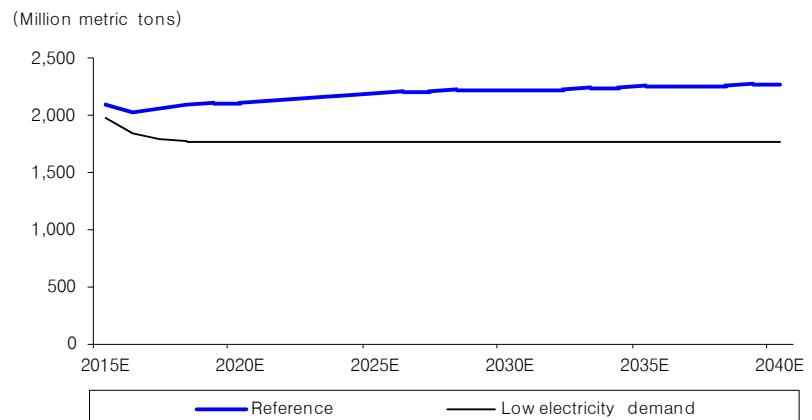
전력 산업의 탄소 배출을 감축할 수 있는 가장 효과적인 방법 중 하나는 바로 전력 수용가의 에너지 효율 개선이다. 이는 상업용 빌딩의 shell efficiency(빌딩 구조의 에너지 효율)를 개선(빌딩 구조의 optimization)시키거나 산업용 모터의 에너지 효율을 향상시키는 것을 말한다. 그리고 태양광 및 풍력과 같은 분산전원의 보급을 확대하여 가정이나 빌딩에 공급해야 하는 전력 수요를 감소시킬 수 있다. EIA의 Annual Energy Outlook 2014에서 Low Electricity Demand 시나리오가 이러한 가정들을 반영하고 있는데 Reference case 보다 2040년 전력 수요가 약 17% 낮고 2012년 대비로도 소폭 증가에 그치게 된다. EIA에 따르면 Low Electricity Demand 시나리오만으로 2030년 Clean Power Plan의 목표가 달성될 수 있을 정도로 end user의 에너지 효율 개선은 중요하다고 할 수 있다.

미국 섹터 별 전력 수요 전망 (EIA Reference vs. Low electricity demand)



자료: EIA

미국 전력 산업의 탄소 배출 전망 (EIA Reference vs. Low electricity demand)

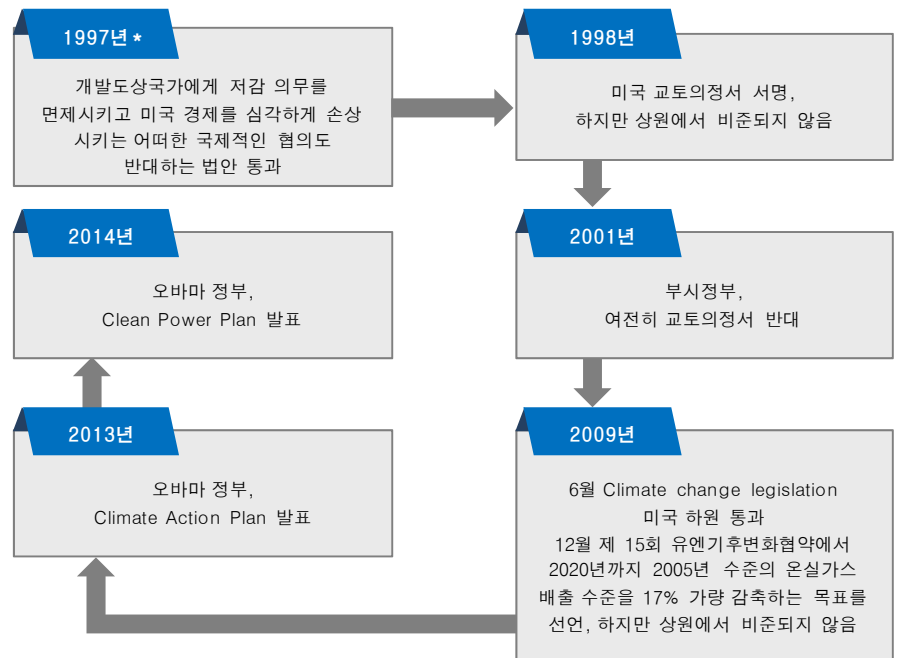


자료: EIA

오바마 정부의 Climate Action Plan이 근간

미국 오바마 대통령은 2009년 코펜하겐에서 열린 제15회 유엔 기후협약 당사국 총회 (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) Conference of the Parties (COP-15))에서 2020년까지 2005년 수준의 온실가스 배출 수준에서 17% 가량 감축하는 목표를 선언하였다. 이는 이미 2009년 6월 미국 하원에서 통과된 climate change legislation에 있었던 목표수준이었지만 상원에서 이 법이 통과되지 못하게 되면서 미국은 여전히 온실가스 배출 저감에 대해 국제사회에서 인정받을 수 있는 commitment를 보여주지 못했다. 즉 지난 6월에 발표된 Clean Power Plan은 미국이 처음으로 온실가스 배출 저감에 대한 commitment를 국제사회에 보인 것으로 해석할 수 있다.

미국의 온실가스 배출 저감에 대한 commitment 추이



참고: * Byrd-Hagel Resolution 통과

자료: 삼성증권 정리

미국의 Clean Power Plan은 2013년 6월 오바마 대통령이 발표한 Climate Action Plan의 일환이라고 할 수 있다. 즉 Climate Action Plan은 오바마 대통령이 2009년 코펜하겐에서 열린 유엔 기후협약 당사국 총회에서 선언했던 온실가스 배출 감축 목표를 이행하기 위한 것으로 기존의 전력 산업이 배출하고 있는 온실가스에 대한 규제를 이미 Climate Action Plan 발표 당시 예고하고 있었다.

Climate Action Plan에는 Clean Power Plan이외에도 다 방면으로 미국의 온실가스를 감축하려는 정책들이 준비되고 있다. 예를 들어 2013년 9월 EPA는 신규 발전소에 대해 새로운 탄소 배출 규제(Carbon Pollution Standard for New Power Plant)를 발표했는데 이 규제를 만족하려면 미국에서 신규로 투자되는 석탄 발전소는 CCS(Carbon Capture and Storage) 설비에 대한 투자 없이 진행될 수 없게 되었다. 이 외에도 향후 발표될 수 있는 정책들은 1) 중량자동차(HDV, Heavy Duty Vehicle)에 대한 2018년 이후 연비 규제, 2) 빌딩이나 가전제품에 대한 새로운 에너지 효율 규제, 3) 냉매로 주로 사용되는 온실가스 중 하나인 수소화불화탄소(HFC, Hydrofluorocarbon)에 대한 규제, 4) 석탄광, 쓰레기 매립지, Oil & Gas 개발 등에서 발생하는 메탄 규제 등이 있다.

Climate Action Plan 정리

기 발표된 정책	향후 발표될 정책
2013년 9월 Carbon Pollution Standard for New Power Plant	중량자동차에 대한 2018년 이후 연비규제
2014년 6월 Clean Power Plan	빌딩이나 가전제품에 대한 새로운 에너지 효율 규제
	수소화물화탄소에 대한 규제
	메탄 규제

자료: 삼성증권 정리

수송 부문 온실가스 규제, 중장기적 변화 유도

미국은 현재 지난 2010년 3월 발표된 2012~2016년 경량자동차(LDVs, Light Duty Vehicles)에 대한 온실가스 배출 및 CAFE(Corporate Average Fuel Economy) Standard가 적용되고 있다. 이는 미국의 NHTSA(National Highway Traffic Safety Administration)가 지난 1970년대 처음으로 연비 규제를 만든 이후 처음으로 다른 정부 부처(EPA)와 공동으로 만들어진 표준이라고 할 수 있다. 즉 오바마 정부가 자동차 연비 규제를 온실가스 배출 규제와 묶어 처음으로 만들어낸 정책인 셈이다.

EPA는 2012~2016년 CAFE Standard로 인해 총 18억 배럴의 석유가 절약되고 총 9억 6천만 톤의 온실가스를 줄일 수 있을 것으로 추정하고 있다. 이러한 규제가 적용되는 경량 자동차의 온실가스 배출은 2030년까지 약 21%(규제가 적용되지 않을 경우 대비) 가량 감소되는 셈이다. 참고로 경량자동차는 미국 수송 분야의 온실가스 배출 중 약 60~70%를 차지하고 있다. NHTSA와 EPA는 이러한 규제에 의해 2016년 신규 모델 차량을 구입한 소비자가 약 950불 정도 추가적으로 비용을 지불하게 되지만 총 4천불의 연료 절약 효과를 볼 수 있을 것으로 추정하고 있다.

LDVs에 대한 온실가스 배출 및 CAFE Standard for MY2012~2016

	2012	2013	2014E	2015E	2016E
승용차 (g/mi)	263.0	256.0	247.0	236.0	225.0
소형 트럭 (g/mi)	346.0	337.0	326.0	312.0	298.0
평균 (g/mi)	295.0	286.0	276.0	263.0	250.0
승용차 (mpg)	33.8	34.7	36.0	37.7	39.5
소형 트럭 (mpg)	25.7	26.4	27.3	28.5	29.8
평균 (mpg)	30.1	31.1	32.2	33.8	35.5

자료: EPA

2012년 10월15일, NHTSA와 EPA는 또 다시 경량자동차(LDVs, Light Duty Vehicles)에 대한 2017~2025년 온실가스 배출 및 CAFE Standard를 공동으로 발표하였다. 이는 이미 시행되고 있는 2012~2016년 온실가스 배출 및 CAFE Standard와 함께 2025년 모델의 자동차 온실가스 배출을 2010년 모델의 절반 수준으로 낮추기 위한 것이 주 목적인다고 할 수 있다. EPA는 2017~2025년 온실가스 배출 및 CAFE Standard로 인해 총 40억 배럴의 석유가 절약되고 총 20억 톤의 온실가스를 줄일 수 있을 것으로 추정하고 있다. 그리고 2025년 신규 모델 차량을 구입한 소비자가 약 1,800불 정도 추가적으로 비용을 지불하게 되지만 총 5,700~7,400불의 연료 절약 효과를 볼 수 있을 것으로 추정된다. 이러한 규제 수준은 유럽이나 일본의 규제에 비해 여전히 낮은 수준이지만 2025년까지 지속적인 온실가스 배출 감축 및 연비 향상을 유도하고 있다는 측면에서 의미가 크다고 할 수 있다.

CAFE Standard for MY 2017~2025

	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
승용차 (g/mi)	225.0	212.0	202.0	191.0	182.0	172.0	164.0	157.0	150.0	143.0
소형 트럭 (g/mi)	298.0	295.0	285.0	277.0	269.0	249.0	237.0	225.0	214.0	203.0
평균 (g/mi)	250.0	243.0	232.0	222.0	213.0	199.0	190.0	180.0	171.0	163.0
평균 (mpg)	35.5	36.6	38.3	40.0	41.7	44.7	46.8	49.4	52.0	54.5

자료: EPA

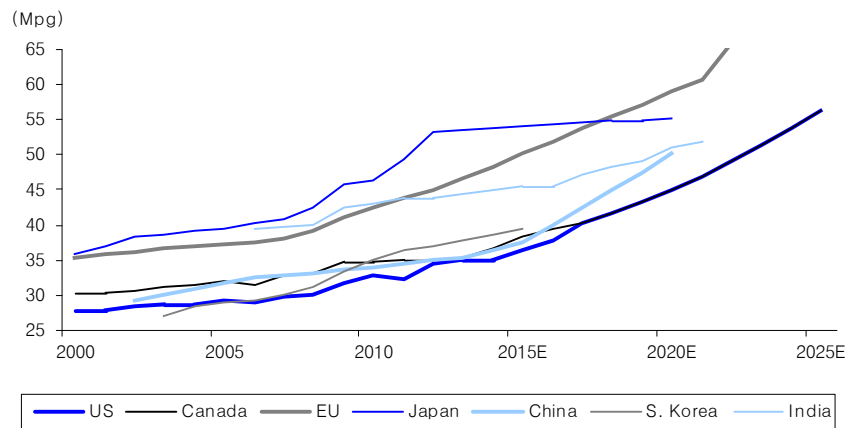
온실가스 배출 및 CAFE Standard (MY2012~2016 vs. MY2017~2025)

	MY2012~2016	MY2017~2025
석유 소비 절감	18억배럴	40억배럴
온실가스 배출 저감	9.6억톤	20억톤
소비자당 추가비용	950불*	1,800불**
소비자당 연료절약효과	4,000불	5,700~7,400불

참고: * 2016년 기준, ** 2025년 기준

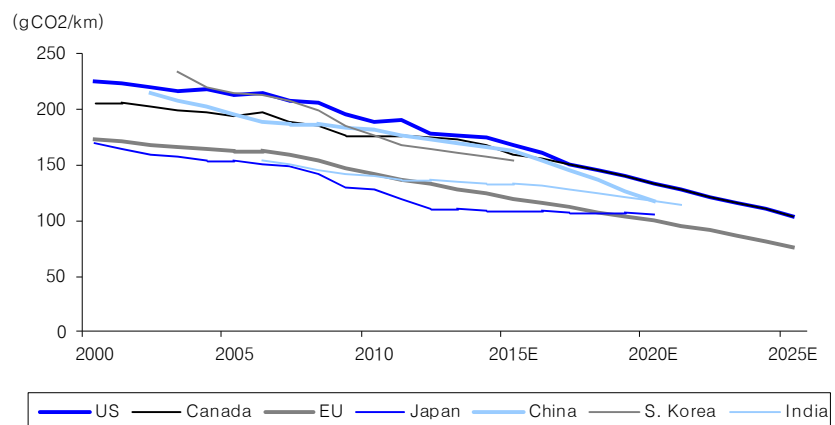
자료: EPA

각국의 CAFE Standard 비교



자료: EPA

각국의 자동차 온실가스 배출 규제 비교



자료: ICCT (International Council on Clean Transportation)

재생에너지 정책, 기존 제도의 연장 적용이 관건

미국의 재생에너지 정책은 연방 정부 레벨의 PTC, ITC와 주 정부 레벨의 RPS로 나뉜다. 먼저 PTC는 재생에너지원에서 생산된 단위 전력 당 tax credit(1.1 or 2.3 cents/kWh)을 생산 개시 후 10년간 제공받을 수 제도로 1992년에 처음으로 제정되어 2013년까지 여러 번 확장 및 갱신되어 왔다. 현재 PTC 제도는 2013년 말까지 건설 중인 재생에너지 발전 설비만 혜택을 받을 수 있고 아직까지 연장되지 않고 있다.

미국 PTC 제도

자원 종류	착공 deadline	조세 혜택 규모
Wind	2013년 12월 31일	2.3cent/kWh
Closed-Loop Biomass	2013년 12월 31일	2.3cent/kWh
Open-Loop Biomass	2013년 12월 31일	1.1cent/kWh
Geothermal Energy	2013년 12월 31일	2.3cent/kWh
Landfill Gas	2013년 12월 31일	1.1cent/kWh
Municipal Solid Waste	2013년 12월 31일	1.1cent/kWh
Qualified Hydroelectric	2013년 12월 31일	1.1cent/kWh
Marine and Hydrokinetic (150 kW 이상)	2013년 12월 31일	1.1cent/kWh

자료: US Internal Revenue Service

ITC는 재생에너지원에 투자된 자금의 10% 혹은 30% 가량을 tax credit으로 투자자에게 제공하는 제도이다. 지난 2년간 미국의 높은 태양광 수요 증가는 크게 하락한 태양광 모듈 가격이 가장 큰 원인이지만 이러한 ITC 제도 또한 프로젝트의 수익성을 보장하는데 커다란 역할을 하고 있다. 2016년 말까지 operation을 시작하는 프로젝트에 한해 정해진 tax credit이 제공되고 2016년 말 이후에는 현재의 tax credit이 소멸되거나 축소된다. PTC나 ITC 모두 주어진 deadline 이후로 연장된다면 각각의 재생에너지 기술의 발전 속도에 따라 향후 tax credit이 조정될 확률이 높다. 하지만 재생에너지원에 제공하는 tax credit이 끊긴다면 해당 재생에너지의 수요 감소는 피할 수 없는 것은 분명하다.

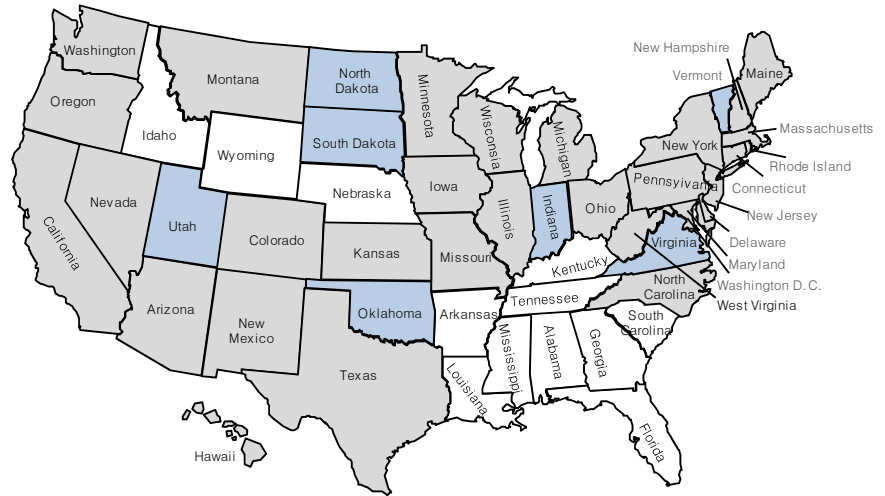
미국 ITC 제도

자원 종류	Deadline	전체 투자 가운데 credit 비중 (%)	Deadline 이후 credit (%)
Solar	2016년 12월 31일	30	10
Fuel cells	2016년 12월 31일	30	0
Small wind	2016년 12월 31일	30	0
PTC-eligible technologies	2016년 12월 31일	30	0
Geothermal	2016년 12월 31일	10	10
CHP	2016년 12월 31일	10	0

자료: US Internal Revenue Service

현재 미국은 연방 정부 레벨의 RPS는 존재하지 않는다. 다만 현재 29개의 주와 워싱턴 DC만이 RPS 혹은 그에 상응하는 법이 존재한다. 각각의 주 정부가 재생에너지의 비중이나 범위, 지키지 않았을 때의 penalty 등을 결정할 권한이 있다. 2009년 이후로는 새로운 RPS 프로그램이 제정된 주는 없었지만 최근 기존 RPS 제도를 수정하려는 법안들이 많이 제안되고 있다. 물론 기존 RPS의 재생에너지 목표를 낮추려는 시도도 있었지만 아직까지 어떤 주도 기존 RPS 제도의 취지를 크게 훼손시키는 법안이 통과된 적은 없다고 한다. EIA에 따르면 현재 대부분의 주들이 자신들의 재생에너지 목표를 만족시키거나 뛰어 넘고 있는 것으로 알려져 있다. 하지만 2025년 기준으로 이러한 기존의 RPS 목표들이 모두 달성된다고 해도 이는 미국 전체 발전량의 10%에도 못 미칠 것으로 전망된다. 따라서 향후 Clean Power Plan이 실행되는 과정에서 RPS를 도입하는 주들이 증가하거나 연방 정부 차원에서의 RPS 도입이 나타날 수 있다고 판단된다.

미국에서 RPS가 존재하는 주



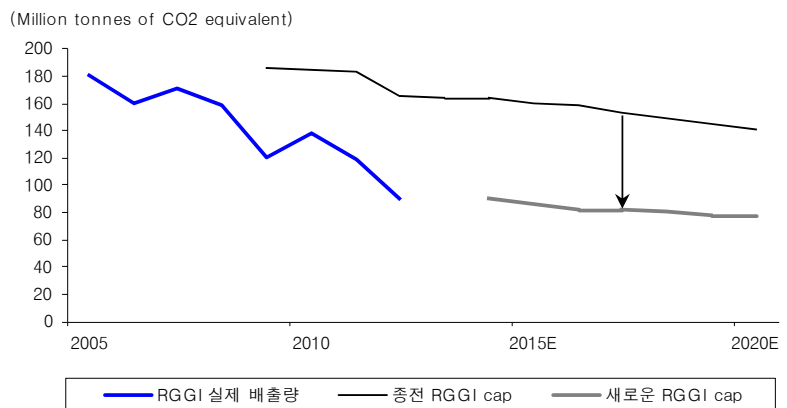
참고: 흑백음영 - Mandatory, 파란음영 - Voluntary
자료: EIA

광범위한 탄소세(혹은 탄소 거래제도) 정책 필요

현재 미국에서 법적으로 효력이 있는 탄소세 혹은 이산화탄소 거래제도(CO2 cap-and-trade program)로는 RGGI(Regional Greenhouse Gas Initiative)와 캘리포니아 이산화탄소 거래제도, 두 가지가 존재한다. RGGI는 2009년부터 효력을 발휘하기 시작한 미국 최초의 이산화탄소 cap-and-trade 프로그램으로 미국 북동부 9개 주에 존재하는 25MW 이상 규모를 갖는 화석연료 발전소의 이산화탄소 배출을 제한하기 위한 제도이다. RGGI에 참여하고 있는 주들은 탄소배출권을 매각한 자금으로 다양한 재생에너지 기술 및 에너지 효율 개선 기술에 투자하게 된다.

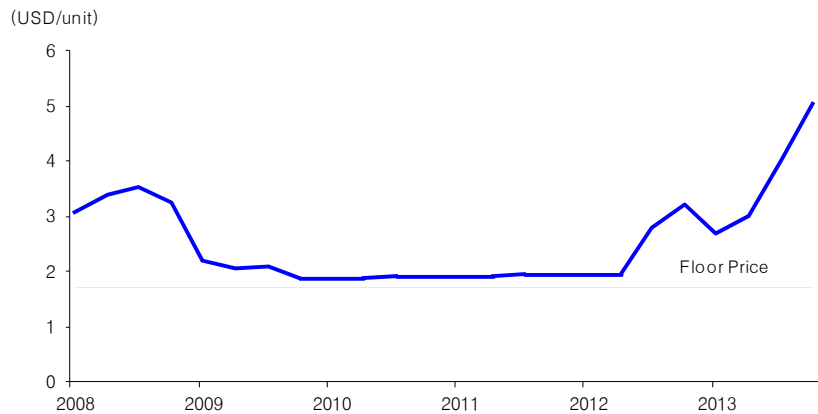
RGGI가 2009년 시작된 이후 해당 지역의 이산화탄소 배출은 정해진 cap에 비해 크게 못 미쳤다. 이는 RGGI의 도입에 따른 효과라기 보다 미국 천연가스 가격이 크게 하락하면서 해당 지역의 발전믹스가 석탄에서 천연가스로 크게 바뀌었고 전력 수요 자체도 처음 예상보다 낮았기 때문이다. 이에 따라 2014년 초부터 RGGI의 이산화탄소 배출 target이 45%(2014년 기준) 가량 하향 조정되었다. 새로운 이산화탄소 cap은 2014년 9,100만톤에서 2020년까지 매년 2.5%씩 감소하게 된다. 해당 지역의 2012년 이산화탄소 배출이 9,200만톤에 불과해서 조정된 이산화탄소 배출 target의 실효성에 의심을 제기하는 목소리가 있다. 분기마다 실시되는 이산화탄소 배출권 auction에서 낙찰 가격이 한 동안 정해진 floor price에 가까운 톤 당 2불 이하에서 머물렀다는 것이 이를 반증한다. 하지만 2013년 상반기 천연가스 가격 회복으로 석탄 발전 비중이 다시 증가하면서 이러한 이산화탄소 배출 target이 어느 정도 구속력을 가질 수 있을 것으로 전망된다.

RGGI의 이산화탄소 배출 target 조정



자료: EIA

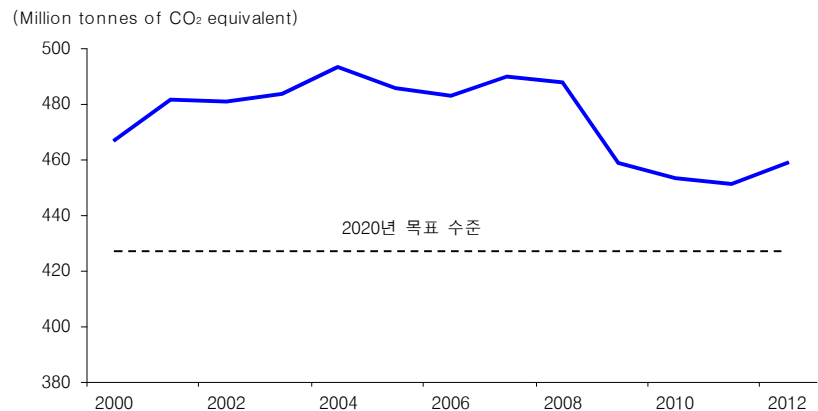
RGGI의 이산화탄소 배출권 auction 낙찰 가격 추이



자료: EIA

캘리포니아 주는 2020년까지 온실가스 배출 규모를 1990년 수준(4억2,700만톤, CO2 equivalent)으로 낮추는 목표를 가지고 있다. 이러한 목표를 달성하기 위해 캘리포니아는 온실가스 cap-and-trade 프로그램뿐만 아니라 RPS, LCFS(Low Carbon Fuel Standard), 수송/빌딩/산업 분야의 에너지 효율 개선 프로그램 등을 시행하고 있다. 온실가스 cap-and-trade 프로그램은 2013년부터 시행되고 있으며 2020년까지 단계별로 적용 범위를 넓히게 된다. 이는 RGGI와 다르게 전력 산업뿐만 아니라 일정 수준(25,000톤, CO2 equivalent) 이상 온실가스를 배출하는 모든 설비를 규제 대상으로 포함하고 있다. 1차 compliance period(2013~2014년)에서는 전력 및 산업용 설비가 규제 대상으로 캘리포니아 주 전체 온실가스 배출의 3분의 1 이상을 커버하게 되고 2차 compliance period(2015~2017년)에서는 천연가스, LPG, 석유제품의 공급자들도 규제 대상에 포함되면서 그 커버리지가 85% 수준까지 확장되게 된다.

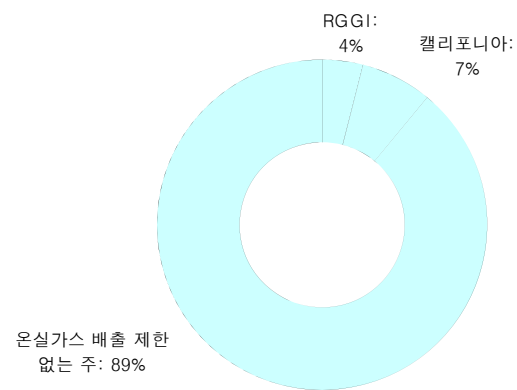
캘리포니아 온실가스 배출 추이 및 cap-and-trade 프로그램 target



자료: CEPA (California Environment Protection Agency)

RGGI에 참여하고 있는 미국의 9개 주와 캘리포니아의 총 온실가스 배출 규모는 미국 전체에서 약 11%(RGGI 4%, 캘리포니아 7%)에 불과하다. 지난 6월2일 발표된 Clean Power Plan에 의해 미국 전력 산업 전체의 이산화탄소 배출이 규제 대상이 되고 이로 인해 주마다 자율적으로 cap-and-trade 시스템이 도입될 수 있을 것이다. 게다가 Clean Power Plan 자체가 national level에서 규제가 이루어지는 것이기 때문에 각각의 주마다 도입되는 cap-and-trade 시스템이 서로 연계가 될 가능성이 높다. 이로 인해 이산화탄소 배출권이 더 큰 규모로 거래될 수 있고 좀 더 효율적인 시장이 형성될 가능성이 높다고 판단된다.

미국의 온실가스 배출 제한 법제화 비중



자료: EPA

■ 목차

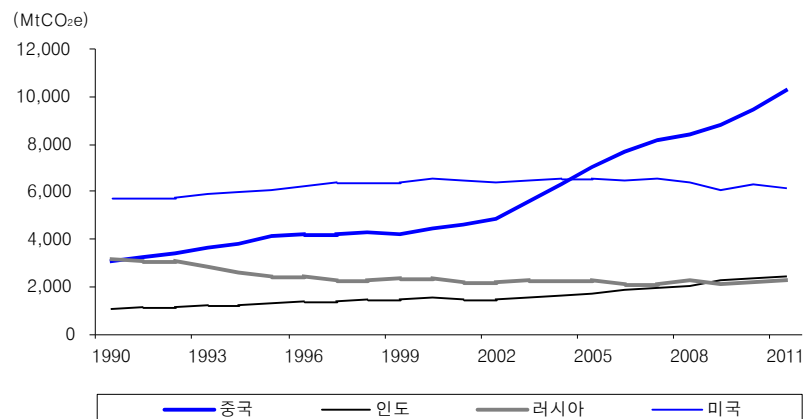
1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성

처음으로 탄소 배출량 제한 언급, 13차 5개년 계획부터 기대

지난 6월3일 중국 기후변화 관련 자문 위원회 회장이 중국의 13차 5개년 계획(2016~2020년)에 탄소 배출 cap에 대한 정책이 포함될 수 있다는 발언을 하였다. 이는 중국으로서는 처음으로 탄소 배출량을 제한하는 정책으로 미국 오바마 대통령이 미국 최초로 전력 산업의 탄소 배출량을 규제하는 Clean Power Plan을 제안한 바로 다음날에 나온 발언이었다는 점에서 의미가 크다. 중국은 세계에서 가장 탄소 배출이 큰 국가로 미국과 함께 글로벌 탄소 배출의 약 42%를 차지하고 있다. 아직까지 중국이 어떠한 정도로 탄소 배출을 규제할 지에 대한 자세한 사항이 알려진 바가 없지만 최근 중국과 미국의 기후변화 대응에 대한 commitment는 국제 사회의 기후변화 대응을 위한 공조를 이끌어 내려는 UN의 노력에 힘을 실어 주는 결과라고 할 수 있다.

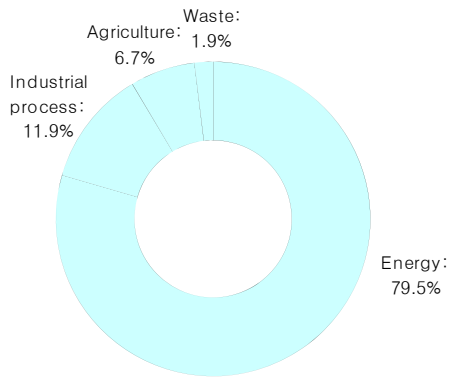
연도별, 국가별 온실가스 배출



자료: WRI (World Resources Institute)

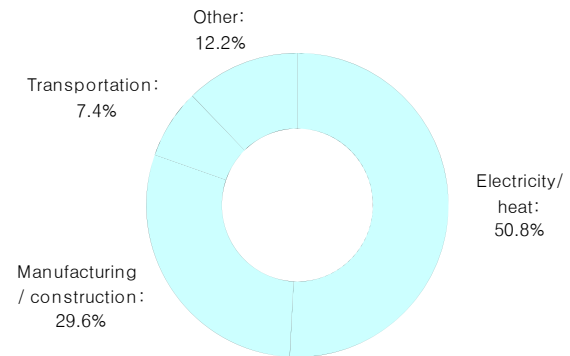
2011년 기준 중국의 탄소 배출 중 에너지 산업이 약 80% 가까이 차지하고 있다. 즉 전력 발전, 난방, 제조업, 수송 등에 사용되는 화석 연료에서 대부분의 탄소 배출이 이루어지고 있다. 중국의 경우 에너지원 중 석탄이 약 68%(2011년 기준) 가량 차지하고 있기 때문에 중국의 탄소 배출 제한 정책의 핵심은 석탄 사용량을 언제까지 얼마나 제한하느냐에 달려 있다고 할 수 있다. IEA에 따르면 중국이 기후 변화 대응에 대해 기존에 발표된 환경 및 에너지 정책만을 이행할 경우 2025~2030년 사이에 석탄 사용량이 peak를 형성하지만 기후변화에 적극적으로 대응할 경우 2020년 전에 peak가 형성되어야 한다. 이는 중국 경제 성장을 위해 필요한 에너지 수요가 석탄 대신 원자력 발전, 천연가스, 태양광 및 풍력 등의 저탄소 에너지원으로 크게 대체되어야 한다는 것을 의미한다.

2011년 중국의 산업별 온실가스 배출 비중



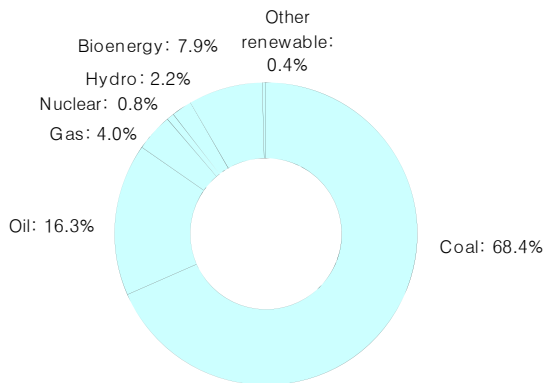
자료: WRI(World Resources Institute)

2011년 중국의 에너지 부문 온실가스 배출 breakdown



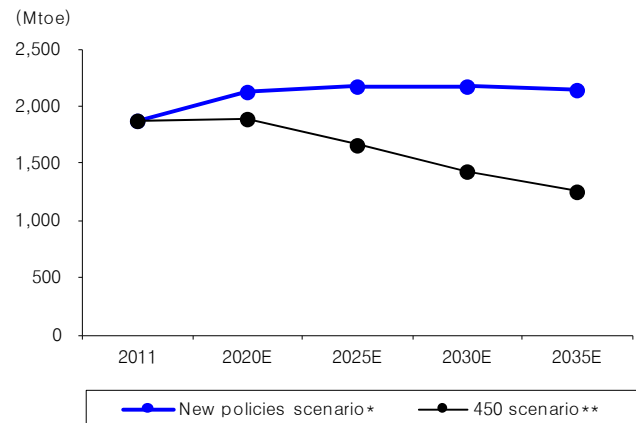
자료: WRI (World Resources Institute)

2011년 중국의 1차 에너지 breakdown



자료: IEA

IEA의 중국 석탄 사용량 전망



참고: * New Policies Scenario: 중국이 기후 변화 대응에 대해 기존의 입장을 고수할 경우

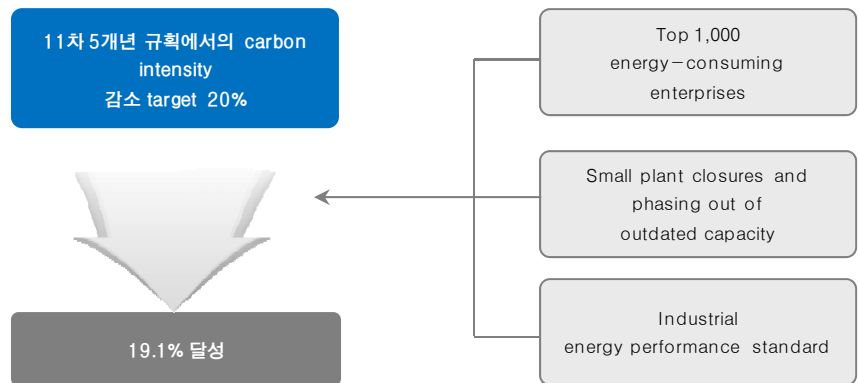
** 450 Scenario: 중국이 기후 변화에 적극적으로 대응할 경우

자료: IEA

Energy intensity 개선 정책이 아직까지 중국 기후변화 대응 정책의 핵심

중국의 현재 기후변화 대응 관련 핵심 정책은 12차 5개년 계획에 포함되어 있는 Energy and Carbon intensity target이라고 할 수 있다. 중국은 이미 11차 5개년 계획에서 energy intensity(단위 GDP 당 필요한 에너지)를 19.1%(2005년 대비 2010년 수준) 가량 감소시키는 데 성공하였다. 이를 위해 1)가장 에너지를 많이 사용하는 기업들에게 에너지 절약 목표를 제시하고 준수하게 하거나(Top 1,000 Energy-Consuming Enterprises Program), 2)작거나 노후된 제조 설비들을 폐쇄시키고(Small Plant Closures and Phasing Out of Outdated Capacity), 3)산업 별로 기존 설비 및 신규 설비에 대해 최소한의 허용되는 에너지 효율 수준을 제시하였다(Industrial Energy Performance Standard).

중국 11차 5개년 계획에 포함된 Energy Intensity 저감 정책



자료: 삼성증권 정리

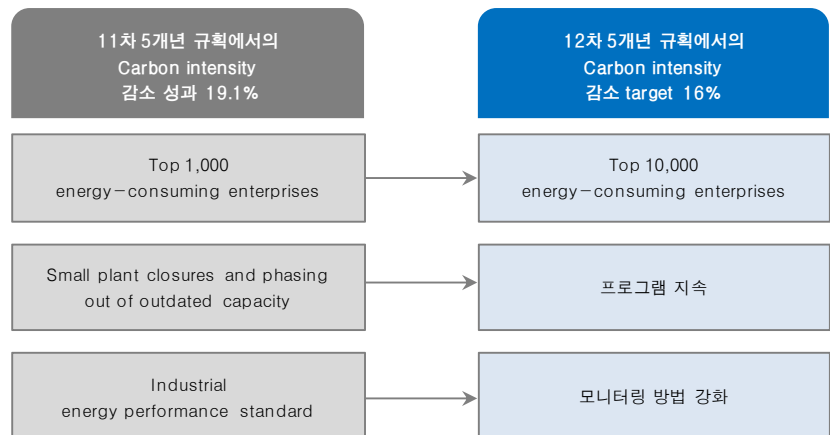
중국 산업별 설비 폐쇄 현황

Industry	2006-2009	2010	2011	Total
Iron (Mt)	81.7	41.0	31.9	154.6
Steel (Mt)	60.8	11.9	28.5	101.1
Cement (Mt)	214.2	140.3	155.0	509.4
Coal-fired power (GW)	60.1	16.9	7.8	84.8
Coking (Mt)	82.5	25.3	20.1	127.9
Ferrous metal (Mt)	5.2	2.5	2.1	9.8
Glass (Mt weight case)	27.0	18.4	30.4	75.8
Paper (Mt)	6.0	5.4	8.3	19.7
Ethanol (Mt)	1.1	0.9	0.5	2.4
Coal production (Mt)	300.0	230.6	48.7	579.3

자료: IEPD (Industrial Efficiency Policy Database)

중국 정부는 11차 5개년 계획에 포함되었던 energy intensity 저감 정책의 성공을 바탕으로 12차 5개년 계획에서도 energy intensity를 16%(2010년 대비 2015년 수준) 감소시키는 정책을 포함시켰다. 이로 인해 2015년 energy intensity가 2005년 대비 32% 가량 감소하는 셈이다. 이를 위해 기존의 Top 1,000 Energy-Consuming Enterprises Program은 Top 10,000 Energy-Consuming Enterprises Program으로 그 범위를 확장시켰고 Small Plant Closures and Phasing Out of Outdated Capacity 프로그램도 지속되고 있다. Industrial Energy Performance Standard 또한 12차 5개년 계획에서 좀 더 monitoring하는 방법이 강화되면서 산업의 에너지 효율 개선을 유도하고 있다.

중국 12차 5개년 계획에 포함된 Energy Intensity 저감 정책



자료: 삼성증권 정리

중국의 12차 5개년 계획에서 기후변화 대응 정책의 특징은 carbon intensity(단위 GDP 당 탄소 배출량)에 대한 규제가 처음으로 포함되어 있다는 것이다. 2010년 수준 대비 2015년 carbon intensity를 17% 낮추는 것인데 이는 약 4.2%pt 가량 추가적인 carbon intensity 저감 노력이 필요하다는 것을 의미한다. 즉 12차 5개년 계획 기간 중 energy intensity가 16% 감소되면 에너지 분야의 온실가스 배출 비중 80%를 감안하였을 때 12.8%만큼의 자동적인 carbon intensity 감소가 나타나게 된다. 따라서 나머지 4.2%pt 만큼의 추가적인 노력이 에너지를 공급하는 과정에서 나타나야 한다. 예를 들어 석탄의 사용보다는 원자력 발전, 천연가스, 태양광 및 풍력 등의 저탄소 에너지원의 사용을 늘리는 것이다. 이러한 내용이 2013년 1월 1일 중국 국무원이 발표한 Energy Development Plan에 포함되어 있다.

중국 12차 5개년 계획에서의 Energy Development Plan 요약

Category	Indicator	Units	2010	2015	Avg. annual change (cum. change)	Nature of goal
Energy consumption and efficiency	Total primary energy consumption	mtce	3250	4000	4.3%	Expected
	Proportion of non-fossil fuels	%	8.6	11.4	2.8%	Binding
	Total electricity consumption	TWh	4200	6150	8.0%	Expected
	Energy intensity	tce/10000 CNY	0.81	0.68	-16.0%	Binding
	Thermal power coal consumption	gce/kWh	333	323	-0.6%	Expected
Energy production and supply	Power line losses	%	6.5	6.3	-0.2%	Expected
	Coal production capacity	Mtce	3240	4100	4.8%	Expected
	Natural gas production capacity (including conventional gas, coal bed methane, and shale gas)	bcm	94.8	176	13.2%	Expected
Electricity development	Electricity capacity	GW	970	1490	9.0%	Expected
	Coal-fired power	GW	660	960	7.8%	Expected
	Hydropower	GW	220	290	5.7%	Expected
	Nuclear power	GW	10.8	40	29.9%	Expected
	Natural gas-fired power	GW	26.4	56	16.2%	Expected
	Wind power	GW	31	100	26.4%	Expected
	Solar power	GW	0.86	35	109.9%	Expected
Environmental protection	Carbon intensity				-17.0%	Binding
	Coal-fired power sulfur dioxide emissions index	g/kWh	2.9	1.5	-12.4%	Binding
	Coal-fired power nitrogen oxide emissions index	g/kWh	3.4	1.5	-15.1%	Binding

자료: IEPD (Industrial Efficiency Policy Database)

전기차 보급 확대 정책 박차

지난 2012년 7월, 중국 국무원이 2015년까지 누적 기준 전기차 50만대 보급, 2020년까지 500만대 보급하겠다는 목표를 발표한 이후 중국의 전기차 보급 속도는 이러한 정부의 공격적인 목표에도 불구하고 기대에 못 치쳤다. 중국 정부는 전기차 구매 시 일반 가솔린 차량 가격과 비슷한 구매 조건이 되도록 상당히 많은 보조금을 지급하고 있었지만 2012~2013년 중국에서 팔린 전기차(PHEV 포함)는 각각 12,552대, 17,642대에 불과하였다. 이는 충전 인프라 부족 이외에도 이러한 보조금 혜택이 중국에서 제조된 전기차에 한해서 적용되고 있기 때문에 소비자에게 선택의 폭이 적었기 때문으로 판단된다.

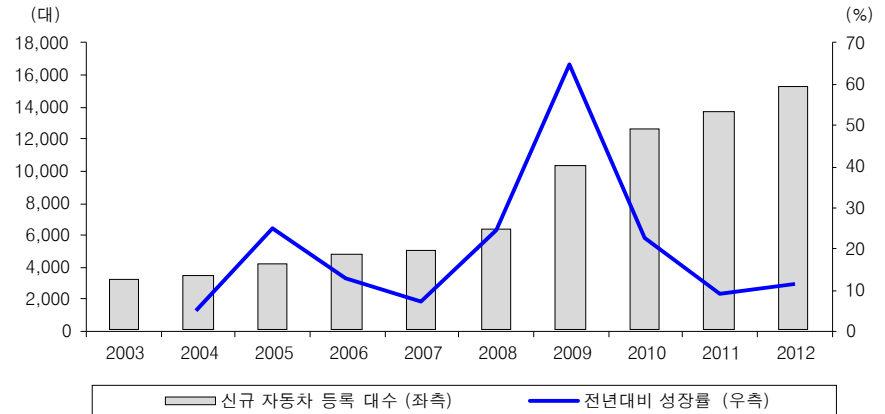
중국 전기차 관련 정책 정리

발표주체	발표 시기	내용
중앙정부	2012년 7월	2015년까지 전기차 보급 누적기준 50만대, 2020년까지 500만대 목표, 2020년까지 생산 capacity 200만대. 이로 인해 평균 연료 소비를 2015년까지 100km 당 6.9리터, 2020년까지 5리터까지 낮추는 것을 목표
중앙정부	2013년 09월 17일	250km 이상 전기차 60,000위안, 150~250km 전기차 50,000위안, 80~150km 전기차 35,000위안 보조금 지급. 8m 이상 전기차 버스는 400,000위안, 6m 이상은 300,000위안의 보조금 지급. 2014년과 2015년에는 2013년 대비 보조금 각각 10%, 20% 감소
중앙정부	2014년 2월	2014년과 2015년에는 2013년 대비 보조금 각각 5%, 10% 감소, 그리고 2016년까지 보조금 혜택이 확장.
중앙정부	2014년 07월 09일	2014년 9월1일부터 2017년 말까지 전기차 10% 취득세 감면
중앙정부	2014년 07월 14일	정부 관용 차량 구매에서 2014년 최소 10%, 2015년 최소 20%, 2016년 최소 30% 전기차 구매 의무화.
베이징 시	2013년 5월	2015년까지 전기차 5만대 보급 목표. 60,000위안 보조금 지급.
베이징 시	2014년 1월	2014년 2만대의 전기차 번호판 라이선스 발급할 것. 이 중 만대가 개인소유. 250km 이상 전기차는 108,000위안, 150~250km 전기차는 90,000위안 보조금 지급.

자료: 삼성증권 정리

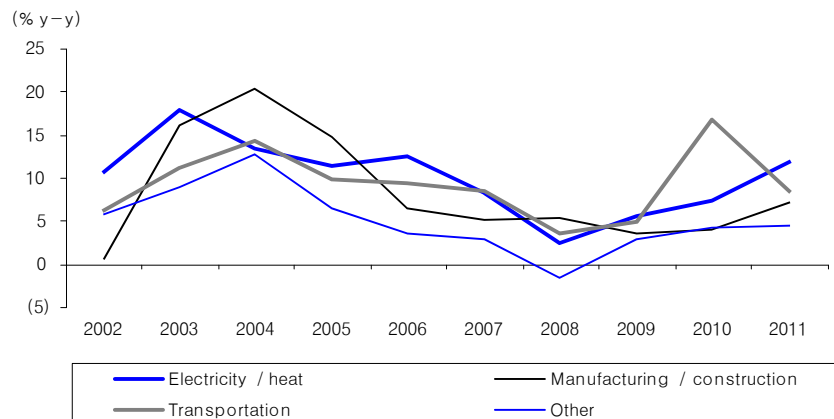
이에 중국 정부는 지난 7월9일, 전기차 취득세 10% 감면 정책, 지난 7월14일 정부 관용 차량 구매에서 2014년~2016년 각각 최소 10%, 20%, 30% 가량 전기차 구매를 의무화하는 정책을 각각 발표하였다. 이는 중국에서 수송 분야가 전체 에너지 관련 탄소 배출에서 차지하는 비율이 아직 미미하지만 빠르게 증가하고 있고 대도시에는 자동차 배기 가스가 환경 오염의 주범으로 인식되고 있기 때문이다.

중국의 연도 별 자동차 등록 대수



자료: CEIC

중국의 섹터별 탄소 배출 증가 추이



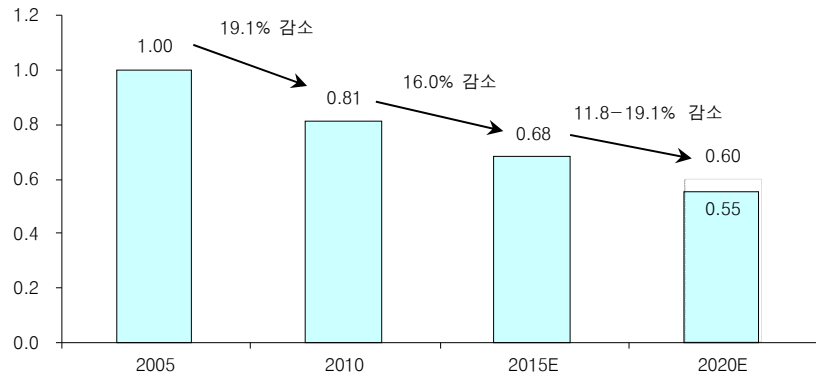
자료: WRI (World Resources Institute)

향후 정책 방향은 Carbon Intensity 저감 정책

현재까지 중국의 기후변화 대응 정책은 energy intensity를 감소시키는 정책이 그 핵심이었다. 물론 12차 5개년 계획에 에너지 효율 개선을 넘어선 carbon intensity 저감 정책이 포함되어 있지만 그 규제의 정도가 크지 않았다. 지난 6월3일 중국 기후변화 관련 자문 위원회 회장으로 부터 탄소 배출 cap에 대한 발언이 나왔다는 점은 13차 5개년 계획(2016~2020년)에 energy intensity 저감률을 크게 뛰어 넘는 carbon intensity 저감률이 포함되어야 한다는 것을 의미한다. 현재까지 알려진 중국의 2020년까지 목표 energy intensity 저감률은 2005년 대비 40~45%로 알려져 있다. 11차 및 12차 5개년 계획으로 2015년까지 달성할 수 있는 energy intensity 저감률은 2005년 대비 32%이기 때문에 13차 5개년 계획에서는 11.8~19.1%의 energy intensity 저감률(2015년 대비 2020년 수준)이 필요하다.

중국의 Energy intensity 추이

(Tonnes of coal equivalent/CNY10,000)

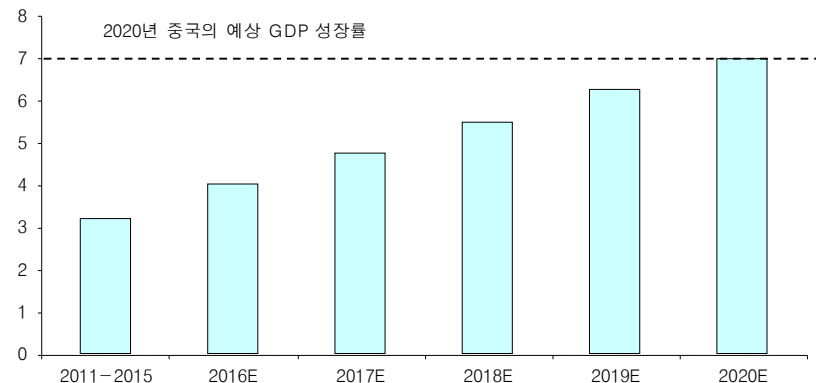


자료: IEPD (Industrial Efficiency Policy Database)

이론적으로 중국의 탄소 배출량이 증가하지 않으려면 매년 GDP 성장률만큼 carbon intensity가 감소해야 한다. 13차 5개년 계획 기간 동안 중국이 매년 평균 7% 정도의 GDP 성장률을 보인다고 가정할 때 이 기간 동안 탄소 배출량이 증가하지 않으려면 40.3%의 carbon intensity 저감률이 필요하다. 하지만 매년 carbon intensity 저감률이 증가하여 2020년에 GDP 성장률과 같은 7%에 도달한다고 가정하면 13차 5개년 계획 기간 동안 약 30.7%의 carbon intensity 저감률이 필요하게 된다. 이는 11.8~19.1%의 energy intensity 저감률로 달성 가능한 부분을 제외하면 15.4~21.3pt 가량의 에너지 효율 개선을 넘어선 carbon intensity 저감 정책이 필요하다는 계산이 나온다. 즉 13차 5개년 계획 기간에서는 12차보다 적극적으로 석탄의 사용을 줄이고 원자력 발전, 천연가스, 태양광 및 풍력 등의 저탄소 에너지원의 사용을 늘리는 정책이 강화될 가능성이 높다는 판단이다. 물론 의미 있는 전기차 보급 확대가 실제로 나타날 때까지 지속적인 정책적 배려와 지원 또한 기대할 수 있을 것이다. 단순 계산으로 12차 5개년 계획에 포함된 저탄소 에너지 보급량이 13차 5개년 계획에서는 5~7배 정도로 증가해야 한다.

중국의 연도별 Carbon intensity 감소를 추이 및 전망

(% y-y)



자료: 삼성증권 정리

중국의 12차 vs. 13차 5개년 계획의 기후변화 정책 전망

	12차 5개년 계획	13차 5개년 계획**
Energy Intensity 저감률 (%)	16	11.8 - 19.1
Carbon Intensity 저감률 (%)	17	30.7
초과 carbon intensity 저감률 (%)	4.2	15.4 - 21.3
저탄소 에너지 보급량*	1	5~7배

참고: * 12차 5개년 계획 기간 동안의 보급량을 1로 정의

** 2020년 중국의 탄소 배출량이 증가하지 않는다고 가정

자료: 삼성증권 정리

■ 목차

1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

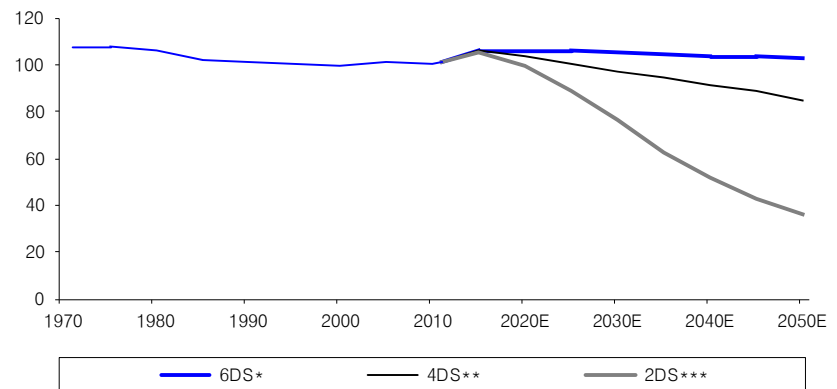
3. Clean Energy Penetration

글로벌 에너지 산업의 온실가스 배출 저감 노력, 기후변화 대응 위해 부족

IEA에 따르면 글로벌 에너지 산업의 carbon intensity(단위 에너지 공급량 당 이산화탄소 배출량)가 최근 수년 간의 신재생에너지의 붐, 교토의정서 발효 등의 노력에도 불구하고 지난 40년 동안 1%도 감소하지 않았다고 한다. 이는 non-OECD 국가들의 빠른 에너지 수요 성장과 맞물려 글로벌 에너지 산업의 온실가스 배출이 빠르게 증가하게 된 주요 원인이다. IEA는 ETP(Energy Technology Perspectives) 2014에서 기후변화 및 에너지 산업 전망에 따른 세 가지 시나리오(6DS, 4DS, 2DS)를 제시하였다. 이 중 4DS는 각 국 정부가 최근까지(2013년 말) 발표된 온실가스 배출 저감과 관련된 모든 목표(공식적인 목표뿐만 아니라 구속력이 없는 선언 포함)가 달성되는 것을 가정하고 있고 이는 산업혁명 시기 이전과 비교한 장기적인 글로벌 온도 상승을 4℃가량 가져올 수 있다고 한다. 즉 최근까지 각 국 정부의 온실가스 저감을 위해 보여준 노력은 기후변화 대응을 위해서는 턱없이 부족하다는 것을 의미한다.

글로벌 에너지 산업의 carbon intensity(ESCII),

(Carbon intensity, 2010=100)



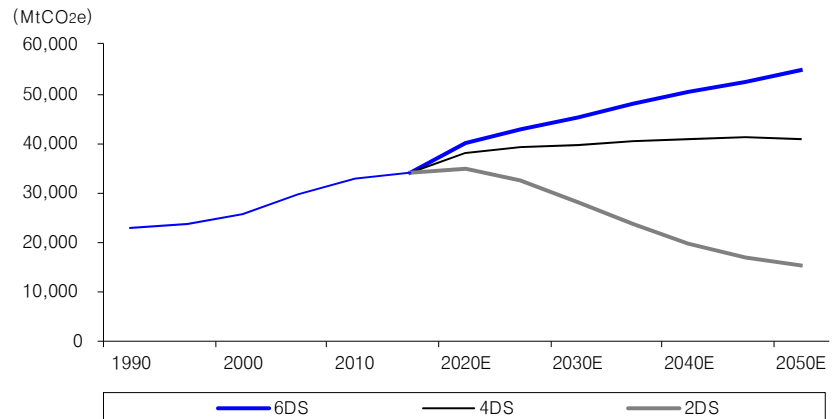
참고: * 6DS: 최근 온실가스 배출 트렌드의 연장을 가정

** 4DS: 최근까지 발표된 온실가스 저감 목표가 모두 달성되는 것을 가정

*** 2DS: 2℃ 목표를 달성하기 위해 필요한 글로벌 에너지 시스템 가정

자료: IEA

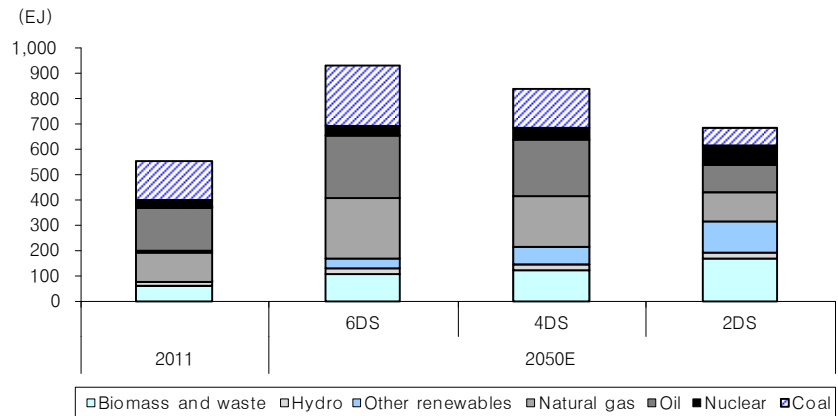
글로벌 에너지 산업의 온실가스 배출 트렌드



자료: IEA

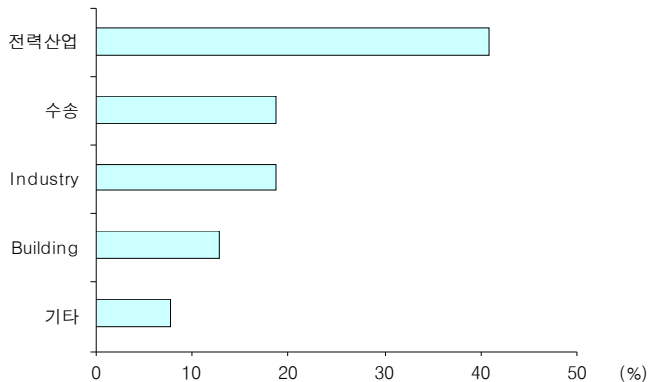
IEA의 2DS(2℃ 목표를 달성하기 위해 필요한 글로벌 에너지 시스템 가정)에서는 2050년의 에너지 수요가 2011년 대비 24% 가량 증가하는 데 멈춘다. 이는 4DS의 52% 증가와 크게 대조되는 것으로 각 분야의 에너지 효율이 크게 개선되면서 에너지를 덜 소비하더라도 비슷한 경제발전이 가능한 시나리오이다. 이러한 2DS에서는 2050년 총 1차 에너지 소비에서 재생에너지의 비중(46%)이 화석에너지의 비중(43%)을 넘어서게 된다. 이는 4DS에서 여전히 화석에너지 비중이 2050년 70%에 육박(2011년 80% 비중)하는 것과 역시 대조적이다. 즉 향후 기후변화 대응을 위해 각국의 에너지 정책은 지금보다도 더 화석에너지 사용을 크게 줄이고 재생에너지 사용을 크게 늘리는 방향으로 나가야 한다는 것을 의미한다. IEA에 따르면 에너지 산업 중 전력 산업(41%) 및 수송(19%) 분야에서 온실가스 저감이 가장 많이 나타날 수 있고 기술 면에서는 재생에너지 사용(34%), End-use 에너지 효율 개선(33%) 부문이 가장 높은 온실가스 저감 잠재력이 있다.

시나리오 별 글로벌 1차 에너지 소비 전망



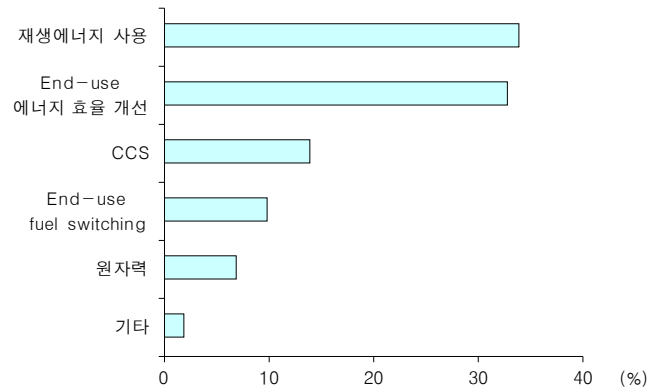
자료: IEA

에너지 산업의 온실가스 저감 잠재력 Sector breakdown



자료: IEA

에너지 산업의 온실가스 저감 잠재력 Technology breakdown

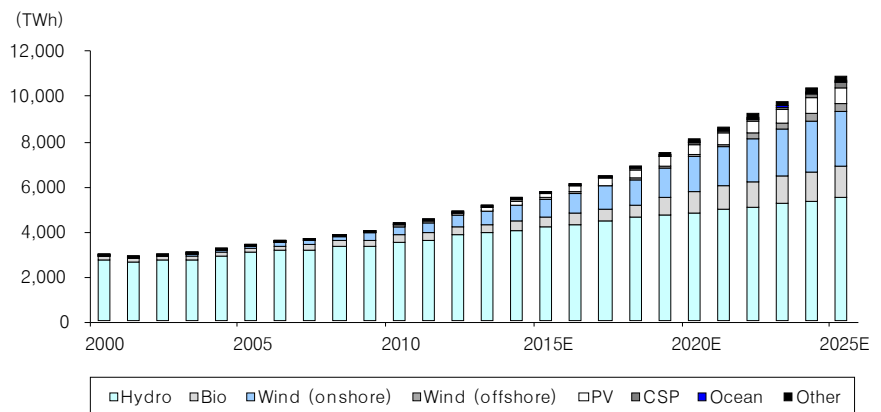


자료: IEA

재생에너지 보급: So far So good

글로벌 재생에너지 발전량은 2000~2006년 연간 3%대 성장에서 2006~2013년 연간 5.5% 성장으로 가속화되었다. IEA에 따르면 2013~2018년에는 연간 5.8% 성장이 예상되는데 재생에너지의 절대 발전량 기준으로는 2DS 시나리오의 전망과 부합하지만 재생에너지의 발전 비중으로는 크게 못 미치고 있다. 일반적으로 재생에너지가 전력 발전 시 변동비가 매우 낮기 때문에 화석 연료 발전소보다 우선적으로 발전이 된다는 점을 감안하면 대체로 최근 재생에너지의 보급 추이가 2DS 시나리오, 즉 기후변화 대응을 위해 “on track”임을 알 수 있다. 이는 에너지 효율 개선으로 전력 수요 증가율이 둔화되면 재생에너지의 발전 비중 또한 2DS 시나리오의 목표 치에 근접할 수 있기 때문이다.

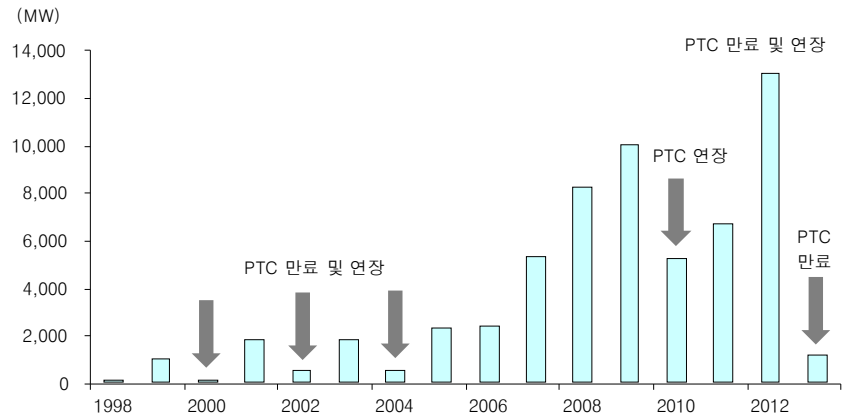
글로벌 재생에너지 발전 추이 및 전망



자료: IEA

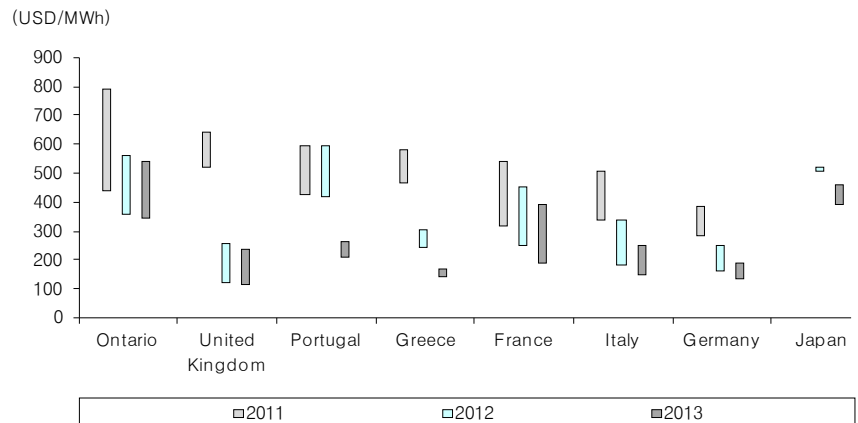
풍력이나 태양광과 같은 재생에너지의 보급은 각 국가의 보조금 정책에 따라 크게 변동성을 보여 왔다. 예를 들어 미국의 경우 2012년 말 재생에너지에 대한 PTC가 만료될 예정이었기 때문에(2013년 1월에야 PTC 만료 시기가 2013년 말로 연기되었음) 2012년 풍력발전 설치량이 13GW로 사상 최대였고 2013년에는 1GW 수준으로 크게 감소한 사례가 있다. 그리스 또한 2012년 태양광 붐을 경험했지만 2013년 FIT를 크게 낮추면서 태양광 수요가 크게 감소하였다. 유럽 태양광 시장의 대표 국가인 독일, 이탈리아, 스페인 등도 FIT를 단계별로 낮추면서 태양광 수요가 감소하였다.

미국의 PTC 만료 및 연장에 따른 미국 풍력발전 수요 추이



자료: US DOE (Department of Energy), AWEA (American Wind Energy Association)

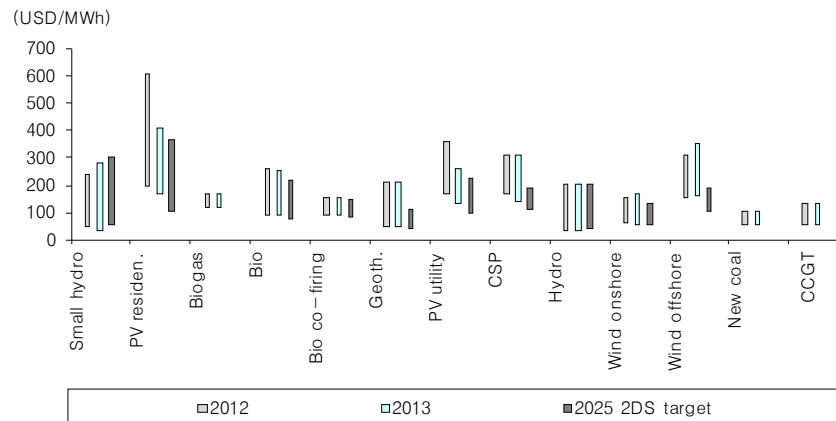
국가별 태양광 FIT 추이



자료: IEA

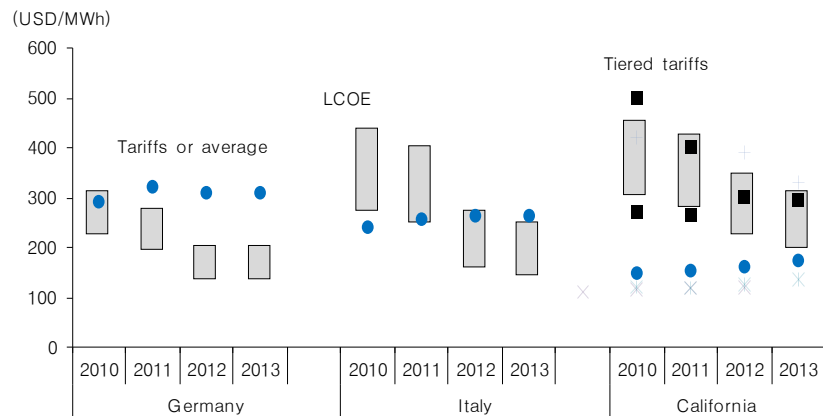
IEA에 따르면 여러 가지 재생에너지 기술들 중 태양광 및 육상풍력(onshore wind) 정도만이 2DS 시나리오의 전망에 부합하는 보급 추이를 기록하고 있다. 이는 수력발전을 제외한 재생에너지 중 현재 유일하게 육상풍력이 LCOE(Levelised cost of electricity) 기준으로 grid parity에 가장 근접했기 때문이다. 태양광의 경우는 공급과잉으로 모듈 가격이 2008년 평균 USD3.98/W에서 2012년 USD0.79/W로 약 80% 가량 하락했고 유럽의 보조금 축소에도 불구하고 중국, 일본, 미국을 중심으로 수요가 크게 증가하고 있는 것이 주요 원인이다. 게다가 태양광 설치 비용이 하락하면서 태양광 발전 단가가 소매 전기요금보다 낮아지는 지역이 증가하고 있다. 이는 분산전원 방식의 태양광 설치 수요가 급증할 수 있는 유리한 환경이 조성되고 있음을 의미한다.

발전원 별 LCOE 추이



자료: IEA

주택용 분산전원 태양광 LCOE vs. 소매 전기요금

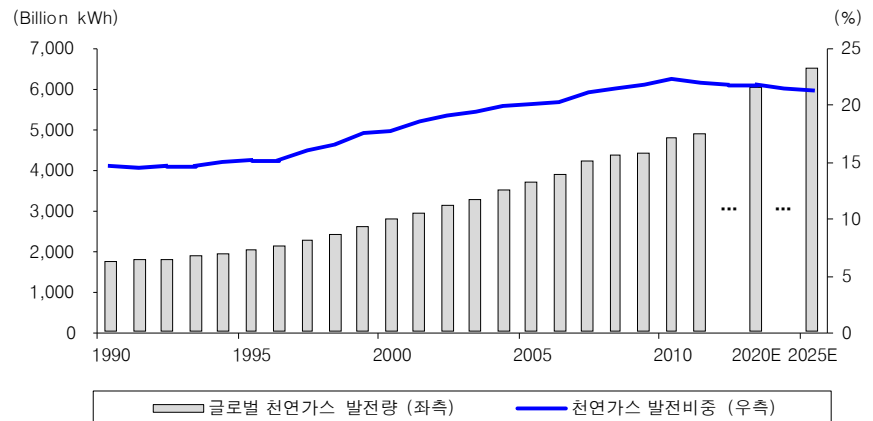


자료: IEA

천연가스 발전: 문제는 availability

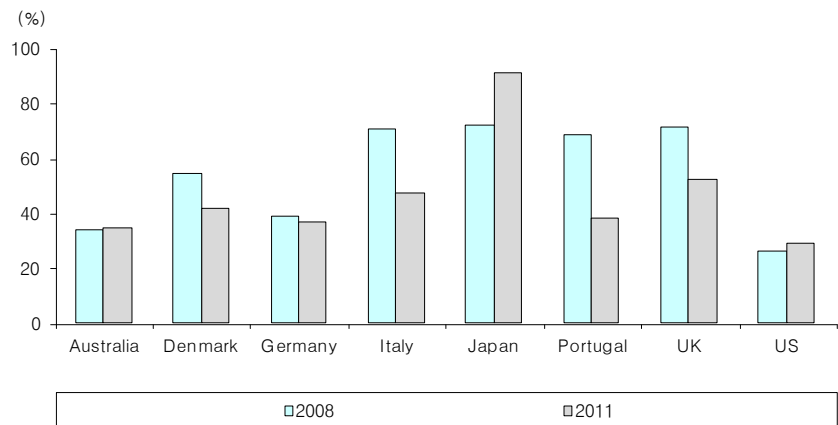
글로벌 천연가스 발전량은 2010년 대비 2011년 기준 1.5% 가량 증가했고 글로벌 발전믹스에서 차지하는 비중은 약 22%였다. 미국의 경우 2009년부터 본격화된 천연가스 발전의 석탄발전 대체 현상이 예년보다 시원한 여름 날씨로 인한 전력 수요 둔화와 천연가스 가격의 반등으로 2013년에는 주춤하였다. 유럽 또한 천연가스 발전 비중이 2011년 22%에서 2012년 19%로 하락하였는데, 이는 1) 전력 수요 감소, 2) 전력 설비의 oversupply, 3) 재생에너지 발전량 증가, 4) 낮은 석탄 가격에 기인한다. 즉 OECD 국가에서의 천연가스 발전은 non-OECD 국가에 비해 전력 수요 둔화, 천연가스 가격 상승, 재생에너지 확대 등의 요소에 의해 상대적으로 크게 영향을 받는다. 하지만 non-OECD 국가의 경우 상대적으로 빠르게 증가하는 전력 수요와 높은 석탄 발전 비중으로 인해 천연가스의 availability가 천연가스 발전 확대의 더 큰 요소로 작용하게 된다.

글로벌 천연가스 발전량 및 발전비중 추이 vs. 2DS target



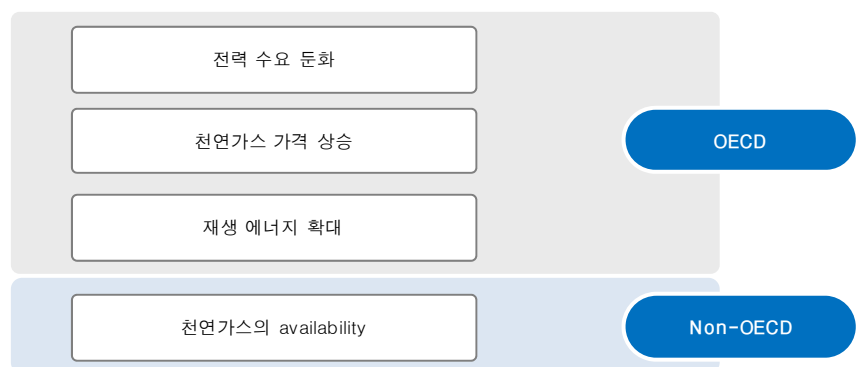
자료: World Bank, IEA

국가 별 천연가스 발전소 가동률 비교(2008년 vs. 2011년)



자료: IEA

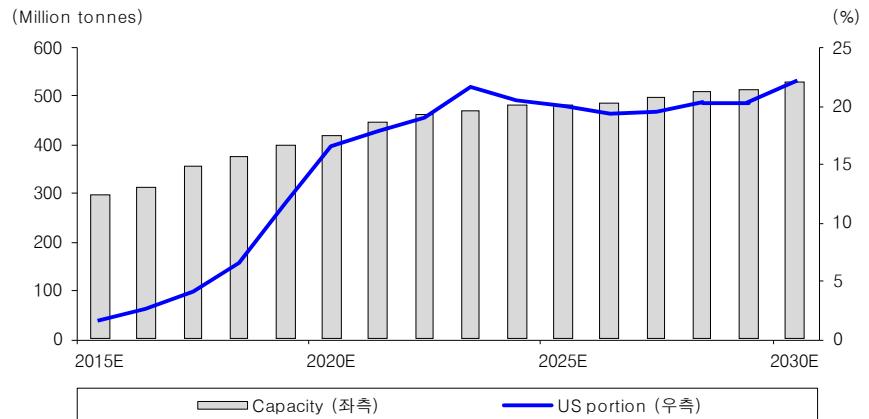
천연가스 발전에 영향을 주는 요소(OECD vs. non-OECD),



자료: 삼성증권 정리

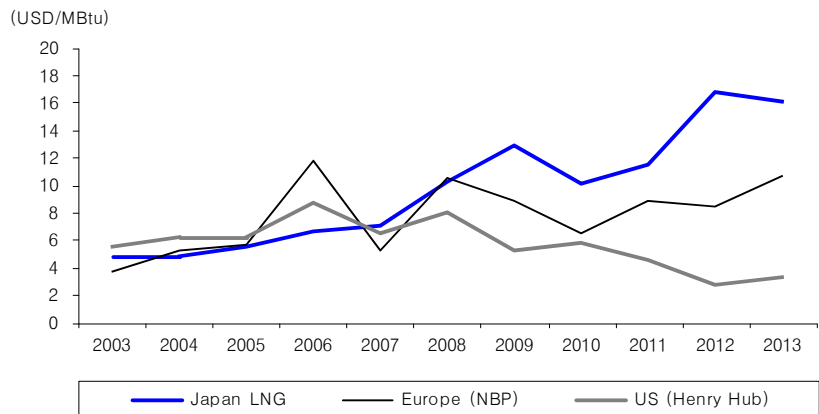
IEA에 따르면 현재 약 400bcm(billion cubic meters)가량의 글로벌 천연가스 액화 설비가 존재하고 약 140bcm 가량의 설비가 건설되고 있다. 2013년 말 기준으로 미국은 non-FTA 국가들에게 LNG를 수출할 수 있는 총 4개의 터미널 건설을 허가한 상태였다. IHS에 따르면 2016년부터 미국의 LNG 설비가 본격적으로 증가하기 시작하여 2020년경에는 글로벌 LNG 설비의 약 20%를 차지할 것으로 전망된다. 이는 천연가스를 가장 높은 가격으로 사용하고 있는 아시아 지역의 천연가스 availability를 증가시키면서 지역 간 천연가스 가격 차이가 일정 부분 좁혀 질 수 있는 계기가 될 수 있을 전망이다.

글로벌 LNG 설비 전망



자료: IHS

지역별 천연가스 가격 추이



자료: IEA

중국의 셰일 가스 생산량 공식 목표는 2015년 6.5bcm에서 2020년까지 60~100bcm으로 확대되는 것으로 알려져 있다. 현재 많은 셰일 가스 평가 정이 시추되고 있지만 업계에서는 중국이 미국에 비해 1)지질학적 구조가 불리하고, 2)파이프라인 인프라가 턱없이 부족하며, 3)생산원가가 높기 때문에 2020년 전후로 본격적인 생산에 돌입할 수 있을 것으로 전망하고 있다. 지난 4월 중국의 Sinopec이 중국 Chongqing 지역의 Fuling field에서 성공적인 시추를 통해 Fuling shale이 미국 이외의 지역에서 가장 훌륭한 상업성을 지닌 셰일 가스전으로 평가 받았다. 이로 인해 Sinopec은 2014년 1.8bcm, 2015년 5bcm, 2017년 10bcm으로 생산량을 확장하는 계획을 실행해 나가고 있다. Sinopec의 뒤를 잇는 그룹은 Royal Dutch Shell과 제휴를 맺고 있는 중국의 CNPC(China National Petroleum Corp.)로 Sichuan basin에서 시험 생산을 하고 있다. CNPC의 2015년 셰일 가스 생산 목표는 2.5bcm으로 알려져 있기 때문에 중국 정부의 2015년 셰일 가스 생산 목표 치는 어렵지 않게 달성될 수 있을 것으로 판단된다.

중국의 셰일 가스 생산 현황

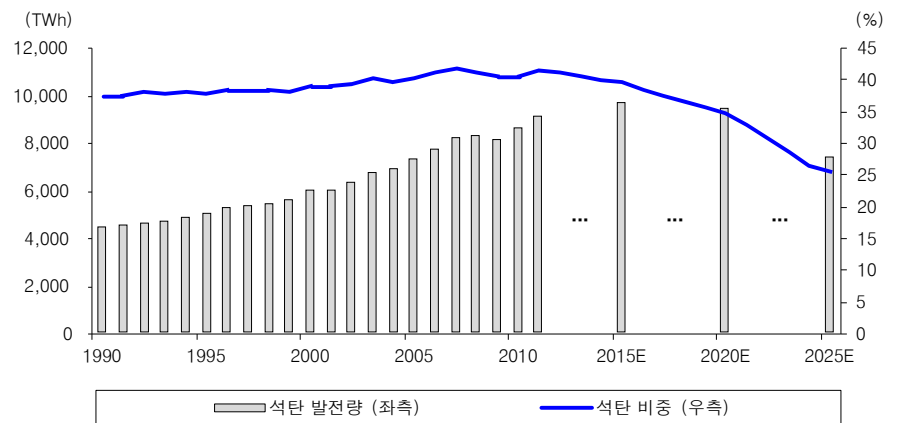
	생산량 목표 (bcm)				지역
	2014	2015	2017	2020	
중국 정부 목표		6.5		60~100	
Sinopec	1.8	5	10		Fuling in Chongqing
CNPC (with Shell)		2.5			Sichuan

자료: 삼성증권 정리

석탄 발전: 석탄 수요 억제 시급

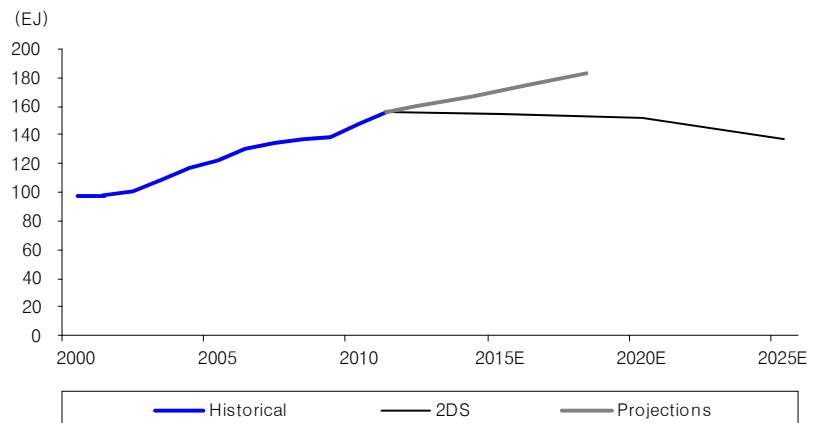
2011년 글로벌 석탄 발전량은 2000년 대비 52% 가량 증가하였고 여전히 가장 높은 발전 비중(41%)을 나타내고 있다. 미국에서 coal-to-gas switching이 일어나고 있지만 여전히 중국과 인도와 같은 non-OECD 국가들에게는 석탄이 중요한 에너지원이다. 글로벌 석탄 소비의 반을 차지하고 있는 중국과 10%를 차지하고 있는 인도는 향후 전력 수요 증가의 상당 부분을 석탄 발전소 건설로 충당할 예정이다. IEA에 따르면 1차 에너지에서의 석탄 소비가 2012년 158 EJ(exajoules) (7,697 Mt)에서 2018년 186 EJ(8,799 Mt)로 연평균 2.3% 가량 증가할 것으로 보고 있는데 이는 2DS 시나리오에서 크게 벗어나고 있다고 한다. 즉 기후변화 대응을 위해서는 2020년 전후로 글로벌 석탄 수요가 감소해야 하기 때문에 현 증가 추세를 멈추게 할 만한 석탄 수요 억제 정책이 시급한 상황이다.

글로벌 석탄 발전량 및 발전비중 추이 vs. 2DS target



자료: IEA

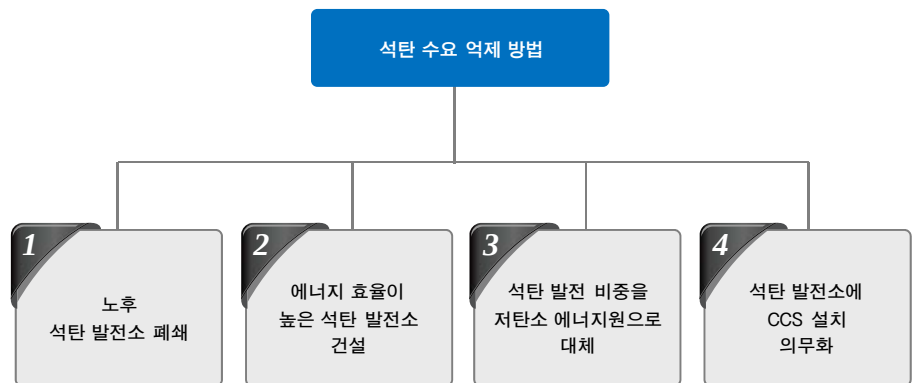
글로벌 석탄 수요 추이 및 전망



자료: IEA

석탄 사용량을 감소시킬 수 있는 방법은 대개 네 가지로 볼 수 있다. 첫째, 에너지 효율이 낮은 노후된 석탄 발전소를 폐쇄하는 것이다. 중국의 경우 2006~2010년에서 77GW의 노후 석탄 발전소를 폐쇄했고 2015년까지 20GW 추가로 폐쇄할 예정이다. 독일은 최근까지 약 1.4GW를 폐쇄했고 2015년까지 1.5GW를 추가로 폐쇄할 예정이다. 둘째, 초임계압(Supercritical) 혹은 초초임계압(Ultra-supercritical) 석탄 발전소 위주로 건설한다. 현재 전 세계에서 건설되고 있는 초임계압 혹은 초초임계압 석탄 발전소의 비중은 64%로 2012년의 50%에서 증가하였다. 현재 글로벌 석탄 발전소의 평균 에너지 효율은 33%이지만 초초임계압 석탄 발전소는 46%에 달한다. 셋째, 석탄의 발전 비중을 천연가스, 원자력, 재생에너지 등으로 대체한다. 중국은 지난 9월 Air Pollution Action Plan에서 석탄의 발전 비중(2011년 79%)을 2017년까지 65%이하로 감소시키는 목표를 발표하였다. 마지막으로 석탄 발전소에 CCS(Carbon Capture Storage) 설치를 의무화한다. 현재까지 CCS 없는 신규 석탄 발전소 건설을 금지하고 있는 나라는 캐나다, 미국, 영국 정도이다.

석탄 수요 억제 방법

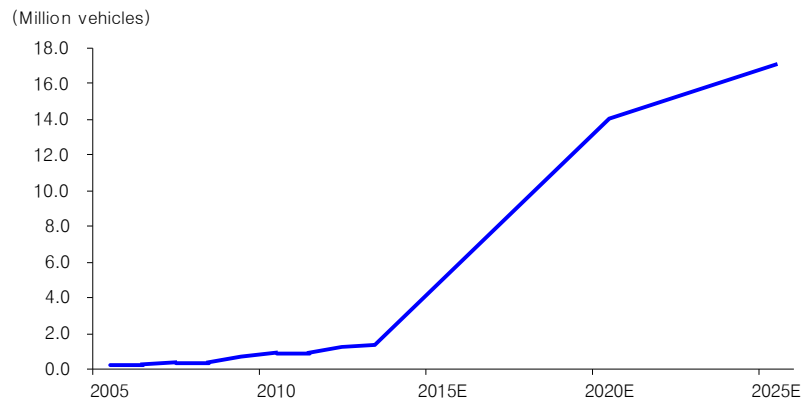


자료: 삼성증권 정리

전기차 보급: 기후변화 대응 측면에서 많이 부족

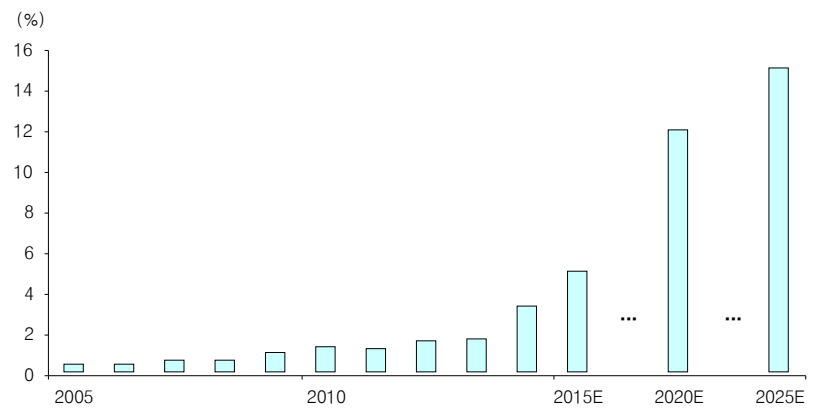
PHEV이상 전기차 판매는 2013년 17만대(미국이 10만대)로 2012년 대비 50% 가량 증가하였고 HEV 판매는 130만대에 육박하였다. IEA의 2DS 시나리오를 충족하기 위해서는 전기차와 HEV 판매가 각각 2025년까지 매년 80%, 50% 가량 성장해야 한다. 현재 글로벌 전기차 stock은 2012년 18만대, 2013년 35만대로 2DS 시나리오의 2015년 100만대, 2025년 8천만대에 크게 못 미치고 있다. HEV의 경우 2013년 글로벌 자동차 판매에서 약 1.6%의 M/S를 달성하였고 일본(52%)과 미국(39%)에 판매가 집중되었다. 2DS 시나리오에서는 HEV의 판매가 2025년 1,700만대에 육박해야 하고 글로벌 자동차 판매에서 차지하는 비중은 15%까지 상승해야 한다.

글로벌 HEV 판매 추이 및 2DS target



자료: IEA

글로벌 HEV M/S 추이 및 2DS target



자료: IEA

■ 목차

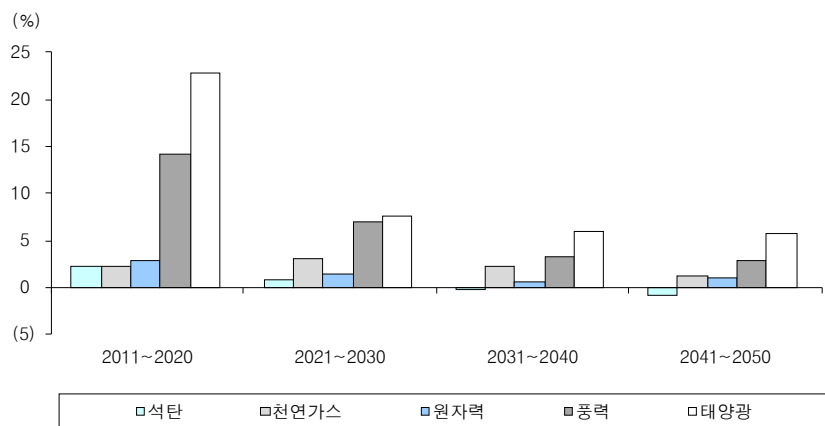
1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

4. 에너지 관련 8가지 질문

태양광 발전이 가장 성장성이 높은 에너지인 이유?

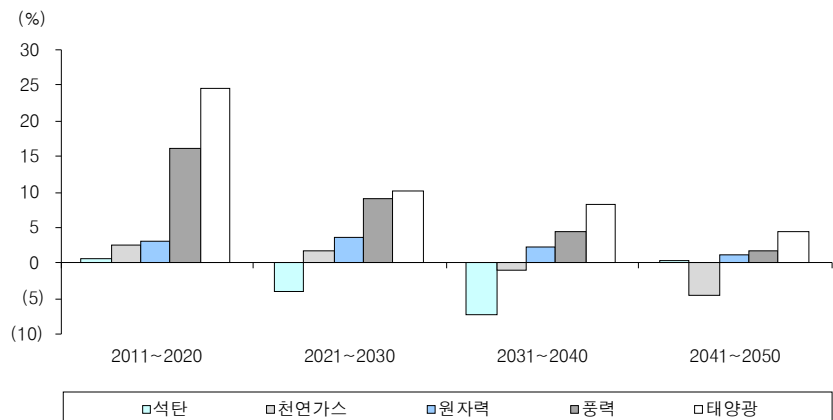
IEA에 따르면 4DS 및 2DS 시나리오에서 모두 태양광 발전의 성장률이 다른 에너지원들을 압도하는 것으로 전망되고 있다. 특히 기후변화 대응을 위해 실현되어야 하는 2DS 시나리오에서는 태양광 발전 비중이 2011년 0.3%에서 2050년 9.5%까지 확대되어 주요 발전원으로 자리매김하게 된다. 태양광의 장점은 크게 세 가지로 나누어 볼 수 있다. 첫째, 태양광 출력이 peak 혹은 mid-peak 전력 수요 패턴과 비슷하다. 둘째, 분산전원 구성이 가능하다. 셋째, 화석 연료 가격 상승에 대한 헤지 수단을 제공한다.

4DS 시나리오에서의 발전원 별 성장률 전망



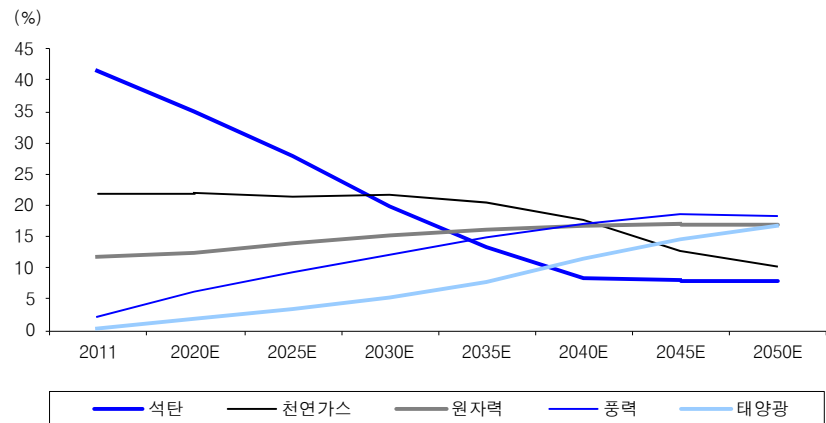
자료: IEA

2DS 시나리오에서의 발전원 별 성장률 전망



자료: IEA

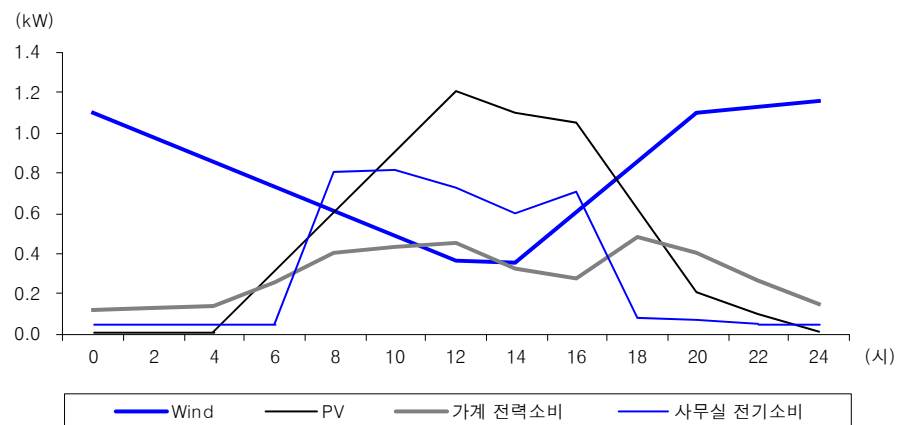
2DS 시나리오에서의 발전원 별 발전비중 전망



자료: IEA

태양광의 가장 큰 장점은 태양광 출력이 peak 혹은 mid-peak 전력 수요 패턴과 비슷하다는 점이다. 이는 전력망 operator 입장에서는 예비력을 마련해야 하는 필요가 줄어들기 때문에 비용 감소의 효과가 있고 전력 산업 전체의 불필요한 투자를 막아준다는 점에서 의미가 크다. 특히 더운 지방일수록 태양광 출력 특성과 전력 수요 패턴이 닮게 된다. 이는 높은 성장성을 가지고 있는 또 다른 재생에너지원인 풍력과 비교했을 때 태양광만의 커다란 장점이라고 할 수 있다.

태양광 vs. 풍력의 출력 특성 비교

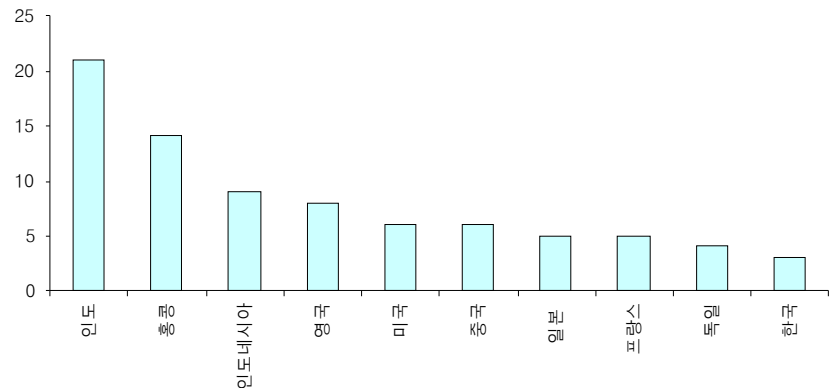


자료: Intersolar North America, IEA

태양광이 분산전원을 구성할 수 있다는 점도 커다란 장점이다. 일반적으로 건물이나 공장에 소규모 열병합 발전기를 자가소비 목적으로 설치한다면 이도 분산전원에 해당한다. 하지만 온실가스가 전혀 배출되지 않는 에너지원이라면 태양광과 풍력이 유일하다. 게다가 빌딩은 물론 주택마다 분산전원을 설치할 경우 열병합 발전은 적합하지 않다. 풍력은 소음의 문제가 있고 미관 상 태양광에 비해 열위에 놓여 있기 때문에 결국 분산전원은 태양광이 답이 될 수 있다. 분산전원의 사용은 전력망에서 공급해야 하는 전력을 줄여줌으로써 송배전 설비 투자를 줄일 수 있고 송배전 손실에 의해 낭비되는 에너지 또한 크게 감소시킬 수 있다. 분산전원이 ESS(Energy Storage System)와 같이 사용될 경우 전력 peak 수요를 감소시키기 때문에 전력 산업의 투자 또한 절약될 수 있다.

각국의 송배전 손실률

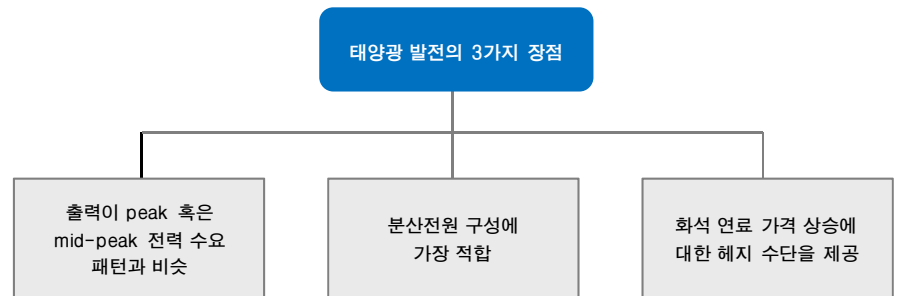
(% of output)



참고: 2011년 기준

자료: IBRD

태양광 발전의 장점 세 가지



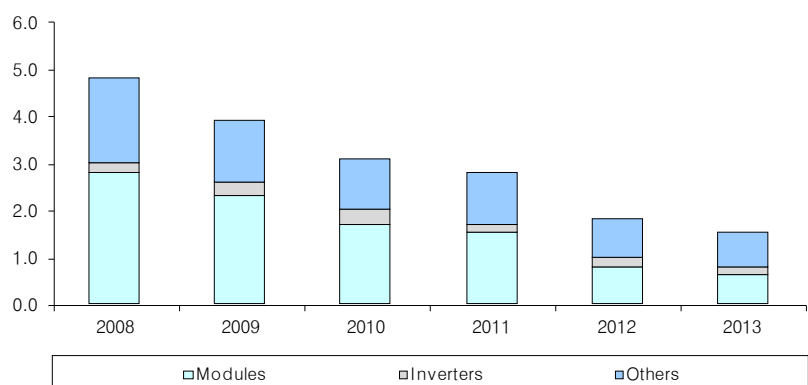
자료: 삼성증권 정리

태양광 발전 단가 더 떨어질 수 있을까?

태양광 모듈 가격이 급락하였던 지난 수년 동안 태양광 발전 시스템 투자비는 크게 하락하였다. 하지만 모듈이나 인버터 이외의 비용, 즉 설치 인건비, 인허가 비용, 전력망 연결 비용, 각 중 구조물 비용 등도 그 동안 하락하여 왔다는 점에 주목할 만하다. 이는 그 동안 가장 많은 누적 설치량을 가지고 있는 독일의 태양광 발전 시스템 비용이 전 세계에서 가장 저렴한 수준을 기록하고 있는 것에서 확인할 수 있다. 최근 EM 국가들에서도 설치량이 빠르게 증가하면서 installer들의 경험이 증가하는 폭에 비례하여 non-module cost가 빠르게 하락하고 있다.

이탈리아의 태양광 발전 시스템 투자비 추이

(EUR/W)



자료: IEA

Energy and Climate Change

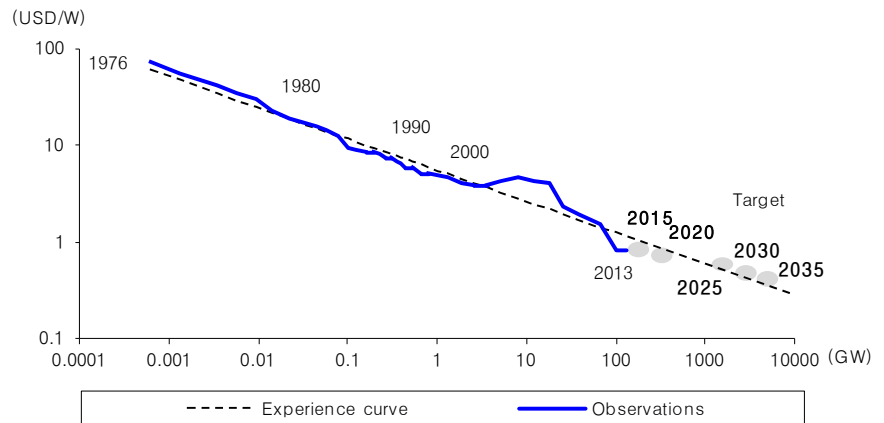
2012년 각국의 태양광 발전 시스템 가격

(USD/W)	프랑스	독일	이탈리아	일본	미국	텍사스	뉴저지	캘리포니아	위스콘신
Residential	4.8	2.3	3.1	5.9	5.2	3.9	4.6	5.7	5.9
Commercial						4.5			
Utility-scale		1.9				3.3			

자료: IEA

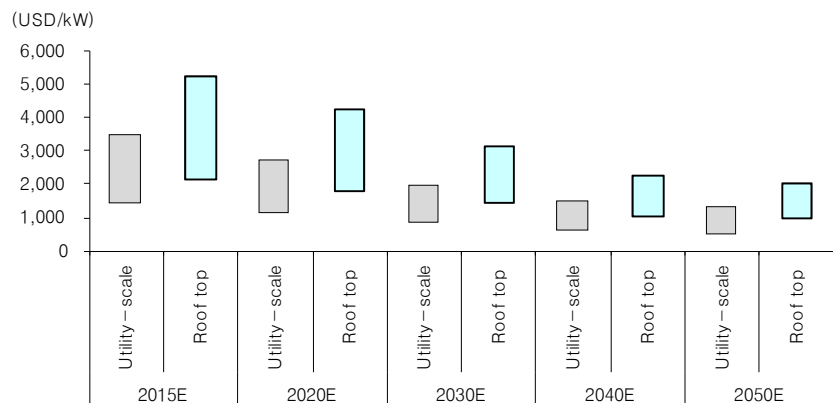
2013년에 접어들어 태양광 모듈 가격이 어느 정도 안정되었지만 업계의 끊임없는 원가 절감 노력이 지속되고 있다. 현재 Watt 당 폴리실리콘 사용량이 5.0~5.5 g이지만 웨이퍼의 두께를 얇게 만들며 미래에는 3.0 g/W까지도 도달할 수 있을 것으로 업계는 전망하고 있다. Solar cell에서도 silver paste의 silver 사용량을 줄이거나 구리와 같이 저렴한 금속으로 대체하려는 노력이 많이 시도되고 있다. IEA에 따르면 태양광 모듈의 제조 원가 추이는 80%의 progress ratio를 갖는다고 한다. 즉 누적 생산량이 두 배가 될 때마다 원가가 20% 가량 하락해 왔다는 것이다. 이러한 추이가 지속된다면 2035년까지 태양광 모듈 제조 원가가 50% 이상 감소될 수 있을 전망이다.

태양광 모듈 제조 원가 추이 및 전망



자료: IEA

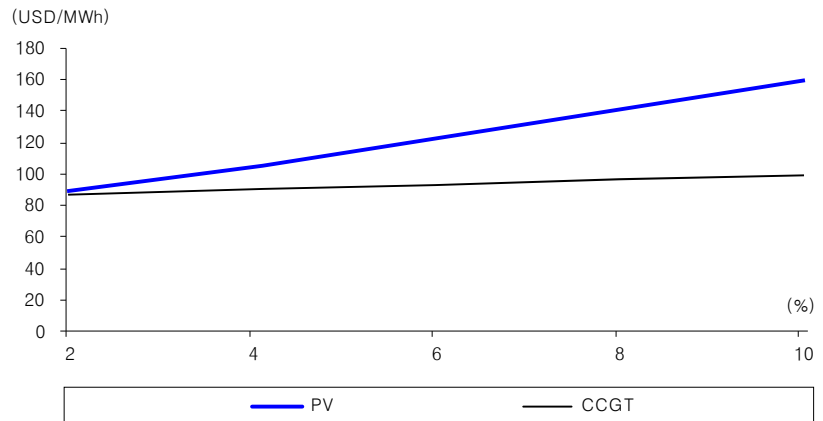
2DS 시나리오에서 태양광 발전 시스템 투자비 전망



자료: IEA

태양광 발전 단가를 낮출 수 있는 또 다른 방법은 바로 cost of capital을 줄이는 것이다. 이는 태양광 발전 단가에서 초기 투자비가 차지하는 비용이 절대적이기 때문이다. 예를 들어 복합화력 발전의 경우 천연가스 비용이 발전 단가에서 60~80% 가량 차지하는 비용이기 때문에 태양광에 비해 cost of capital 상승에 따른 LCOE 상승이 낮게 나타난다. 이는 정부가 고정가격으로 태양광 발전소에서 생산된 전력을 매입하여 태양광 발전 프로젝트의 수익성을 확정하거나 태양광 발전 시스템 투자비에 대한 loan guarantee를 제공하는 등의 방법을 사용한다면 태양광 발전 단가를 낮출 수 있다는 것을 의미한다.

태양광 및 복합화력 발전 단가에서 Cost of Capital의 영향

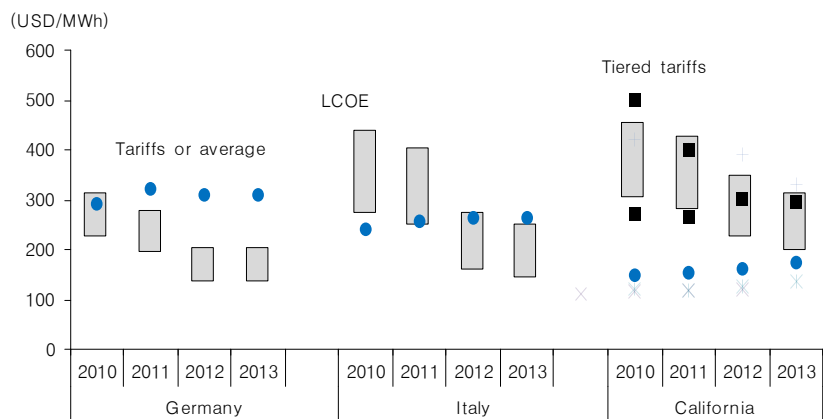


자료: IEA

태양광 분산전원 방식이 중요한 이유?

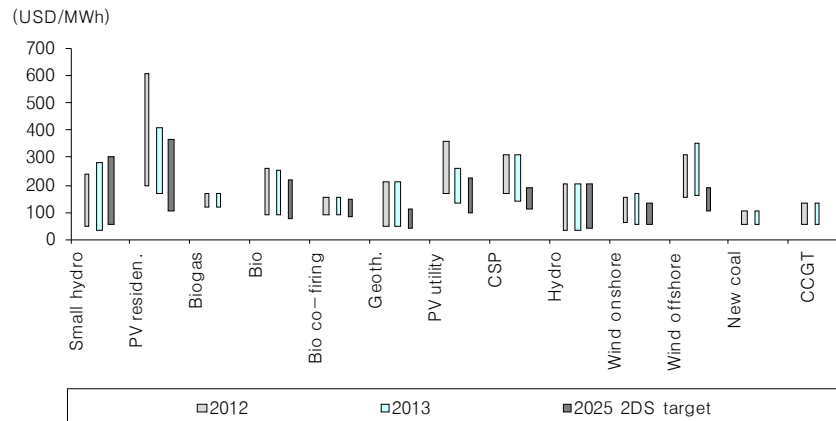
분산전원의 사용은 전력망에서 공급해야 하는 전력을 줄여줌으로써 송배전 설비 투자를 줄일 수 있고 송배전 손실에 의해 낭비되는 에너지 또한 크게 감소시킬 수 있다. 분산전원이 ESS(Energy Storage System)와 같이 사용될 경우 전력 peak 수요를 감소시키기 때문에 전력 산업의 투자 또한 절감될 수 있다. 이러한 분산전원을 구성하기에 가장 적합한 에너지가 바로 태양광이다. 게다가 분산전원 태양광 방식은 유틸리티 스케일 태양광 프로젝트와는 달리 보조금 없이도 수익성이 확보될 수 있다. 이는 전력 도매 시장에서 화력 발전과 경쟁해야 하는 유틸리티 스케일 태양광 프로젝트와는 달리 분산전원 태양광 프로젝트는 소매 전기료보다 낮은 발전 단가를 확보하면 된다. 따라서 일조 조건이 좋고 소매 전기료가 높은 지역에서는 이미 소매 전기료와 태양광 발전 단가가 같아지는 “socket parity”에 도달해 있다. IEA에 따르면 2DS 시나리오에서는 설치되는 모든 태양광 시스템 중 반 정도가 분산전원 방식이 차지할 것으로 전망하고 있다.

주택용 분산전원 태양광 LCOE vs. 소매 전기요금



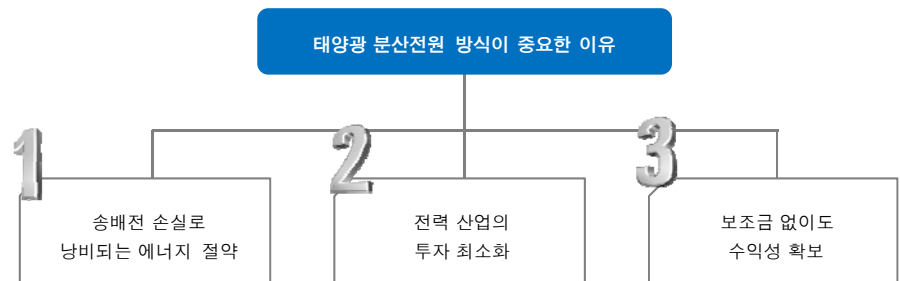
자료: IEA

발전원 별 LCOE 추이



자료: IEA

태양광 분산전원 방식이 중요한 이유

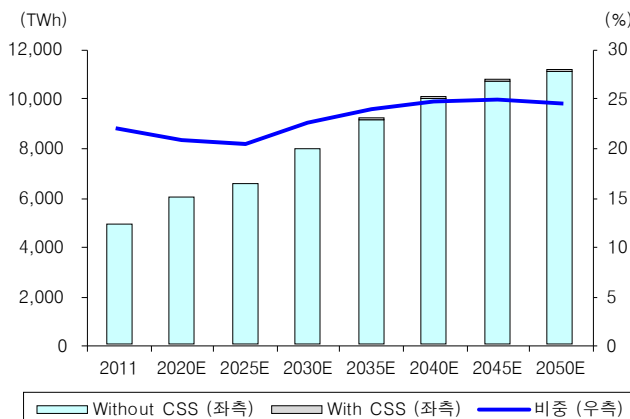


자료: 삼성증권 정리

천연가스는 언제까지 clean energy일 수 있을까?

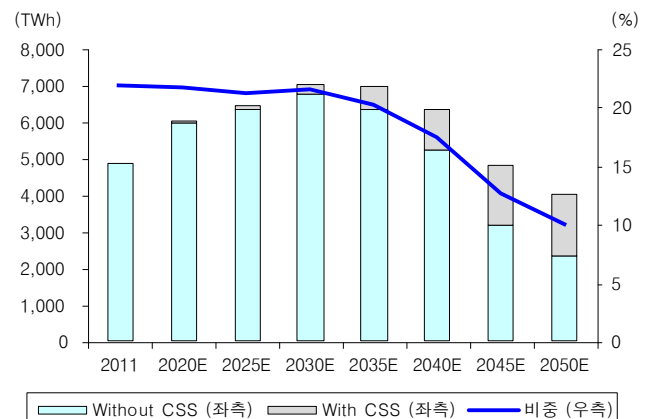
저탄소 에너지 시스템에서 천연가스의 가장 큰 역할은 석탄 사용을 대체하여 에너지 공급의 carbon intensity를 낮추는 것이다. 이는 천연가스 발전으로 인한 탄소 배출이 석탄 발전의 반 정도로 낮고 복합화력 발전과 같은 높은 에너지 효율(61%)을 달성할 수 있는 기술들이 많이 보급되고 있기 때문이다. IEA에 따르면 기후변화 대응을 위해 달성되어야 하는 2DS 시나리오에서 천연가스 발전량과 비중이 2030년 이후부터는 감소할 것으로 전망되고 있다. 이는 탄소가격(탄소세)의 상승으로 CCS가 없는 가스 발전소의 발전 원가가 상승하고 풍력이나 태양광 같이 변동비가 거의 제로에 가까운 재생에너지의 보급 확대에 가스 발전소가 가동 기회를 잃기 때문이다.

글로벌 천연가스 발전량 및 비중 전망(4DS)



자료: IEA

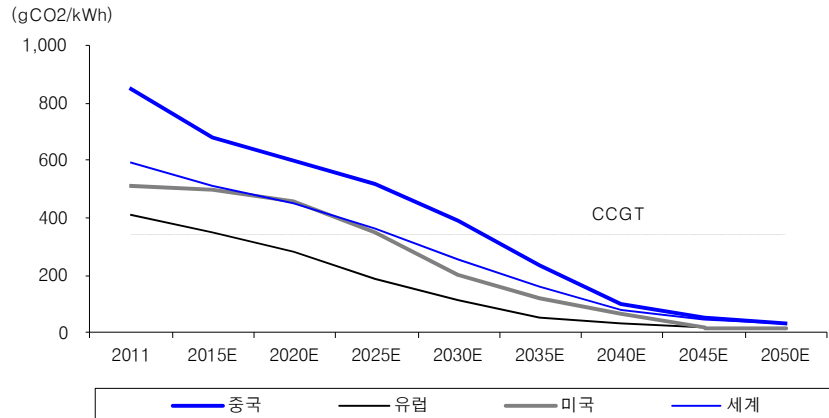
글로벌 천연가스 발전량 및 비중 전망(2DS)



자료: IEA

천연가스 발전 중 가장 에너지 효율이 좋은 복합화력 발전의 경우 MWh 당 이산화탄소 배출량이 350 kgCO₂/MWh(초초임계압 석탄 발전소가 730 kgCO₂/MWh)로 알려져 있다. 이는 원자력 발전이나 재생에너지와 같이 탄소 배출이 거의 없는 에너지원의 비중이 커질수록 천연가스가 low carbon fuel로서의 매력을 잃게 되는 것을 의미한다. IEA의 2DS 시나리오에서는 2025년 이후로 천연가스가 글로벌 전력 시스템의 평균 carbon intensity보다도 많은 탄소 배출을 하게 될 것으로 전망하고 있다. 이는 2025년 이후로 일부 석탄 사용 비중이 큰 국가를 제외하고는 CCS 설비가 없는 천연가스 발전은 더 이상 clean energy가 아니라는 것을 의미한다.

저탄소 에너지 시스템에서의 전력 발전 Carbon intensity 비교



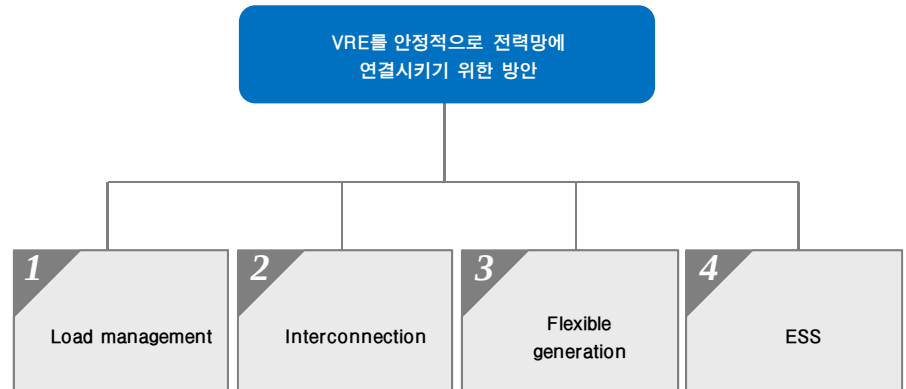
자료: IEA

ESS의 경쟁자는 천연가스이다?

풍력이나 태양광과 같이 출력의 세기를 예측할 수 없는 재생에너지(VRE, Variable Renewable Energy)의 비중이 증가하면 실시간으로 전력의 수요와 공급을 일치시켜야 하는 requirement 또한 증가하게 된다. 일반적으로 증가하는 VRE를 안정적으로 전력망에 연결시키기 위해 크게 1)Load management, 2)Interconnection, 3)Flexible generation, 4)ESS의 네 가지 방법이 존재한다.

첫째, Load management는 가장 낮은 비용으로 태양광과 풍력과 같은 VRE의 보급을 확대시킬 수 있다. 예를 들어 스마트 그리드의 demand response는 전력 소비자에게 시간대별 전력 요금 및 실시간 사용량 등의 정보를 제공하면서 소비자의 소비 패턴을 변형시킨다. 이로 인해 태양광이나 풍력 발전이 커버하지 못하는 시간대의 전력 소비를 이들 VRE의 출력이 높게 나타날 수 있는 시간대로 옮김으로써 VRE의 가동률을 높일 수 있다. 둘째, Interconnection은 서로 다른 전력망끼리 연계하면서 각각의 전력망에 속해 있는 VRE가 만들어 내는 변동성을 줄일 수 있다. 혹은 VRE로 생산된 전기로 열이나 얼음, 수소 등의 다른 형태의 에너지로 바꾸어(다른 형태의 에너지 네트워크에 연결) 저장한 뒤 사용하면 VRE의 가동률을 높일 수 있다. 셋째, Flexible generation은 VRE의 예측할 수 없는 출력으로 인해 전력의 수요와 공급을 일치시켜야 할 때 필요한 전력 발전으로서 빠른 응답 특성과 높은 part-load efficiency를 요구한다. 마지막으로 ESS를 사용하는 방법이 있는데 ESS의 다양한 유용성에 비해 높은 비용이 보급의 걸림돌이 되고 있다.

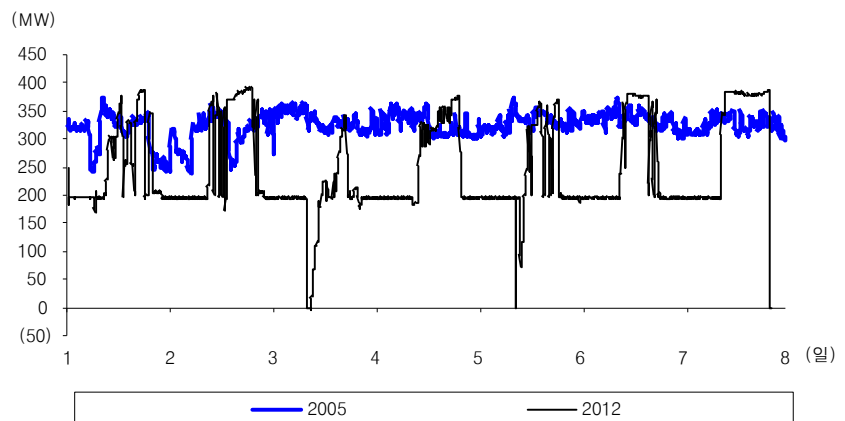
VRE를 안정적으로 전력망에 연결시키기 위한 방안



자료: 삼성증권 정리

석탄 발전을 대체하여 전력 시스템의 carbon intensity를 줄이는 역할 외에도 저탄소 에너지 시스템에서 천연가스의 또 다른 중요한 역할은 바로 flexible generation의 제공이다. 실제로 유럽의 복합화력 발전의 경우 2005년과 비교했을 때 2012년 가동되는 형태가 많이 달라진 것을 확인할 수 있다. 전반적인 전력 수요 둔화, VRE 비중의 증가 등으로 복합화력 발전소가 더욱 가동될 수 있는 기회가 적어지고 가동이 되더라도 VRE의 높은 출력 변동을 상쇄하기 위한 급작스런 출력의 변화가 관찰된다.

유럽 복합화력 발전의 operation 변화

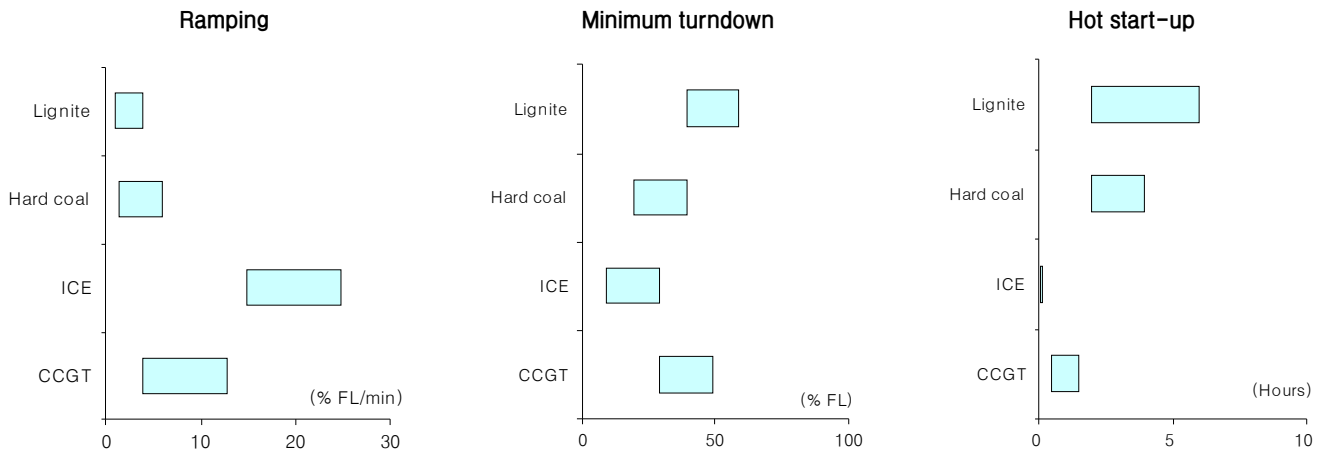


자료: IEA

이러한 VRE의 높은 출력 변동을 상쇄하기 위해 필요한 flexible generator의 주요한 요구 조건은 1) 빠른 ramping 능력, 2) 낮은 turndown ratio, 3) 짧은 start-up time 등이 있다. 즉 1) 단위 시간 동안 빠르게 출력을 변동시킬 수 있어야 하고, 2) 발전기를 예열 상태로 유지시키는데 필요한 load 수준이 낮아야 하며, 3) shutdown된 이후 start-up되기까지의 시간이 짧아야 flexible generation에 적합하다고 할 수 있다.

일반적으로 천연가스 발전이 석탄 발전에 비해 flexible generation에 적합하다. 특히 내연 기관엔진(ICE, Internal Combustion Engine) 형태의 가스 발전기가 천연가스 발전 중 이러한 용도가 가장 적합하다고 알려져 있다. ICE는 20MW 이하로 구성되어 200MW까지 cascade되어 확장될 수 있는데 part-load 가동 시 cascade된 unit 중 일부만 full-load 가동을 할 수 있어서 우수한 part-load efficiency를 보일 수 있다. 게다가 cold start(shutdown 후 60시간 이상 경과) 또한 15분 안에 가능하고 80% load에서 100% load로 ramping할 때도 수초면 가능하다고 한다. IEA는 2DS 시나리오에서 천연가스 발전의 장기적 발전 방향은 1) CCS 설비가 추가되어 일정부분 base load를 담당하거나, 2) ICE의 형태로 VRE의 변동성을 커버하는 역할로 분화될 것으로 전망하고 있다.

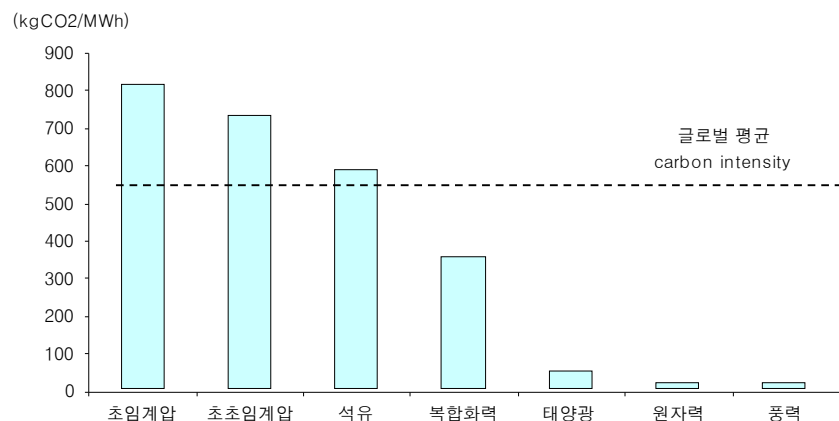
화력발전 기술에 따른 flexibility parameters



자료: IEA

저탄소 전력 시스템에서 석탄 발전의 운명은?

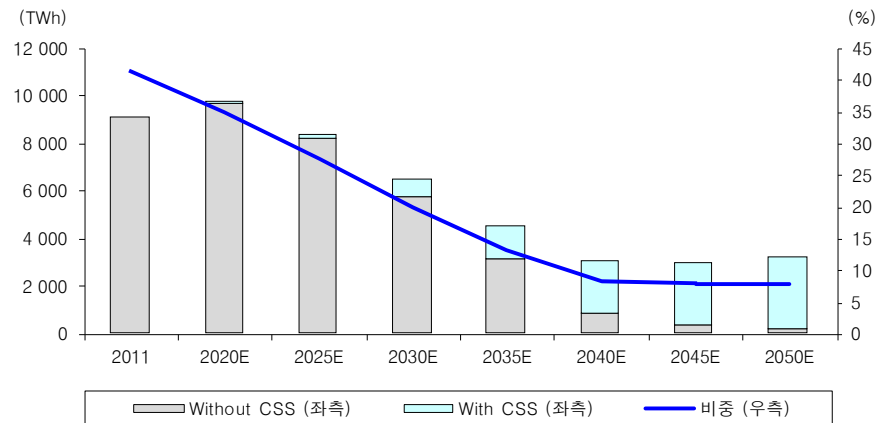
석탄 발전은 단위 전력 생산량 당 이산화탄소 배출이 가장 높다. 석탄 발전 중 가장 효율이 높은 초임계압(810 kgCO₂/MWh)이나 초초임계압(730 kgCO₂/MWh) 석탄 발전의 경우에도 복합화력 발전의 탄소 배출(350 kgCO₂/MWh)의 두 배가 넘고 글로벌 전력 시스템의 평균 carbon intensity(536 kgCO₂/MWh, 2011년 기준)보다도 높다. 따라서 기후변화 대응을 위해서는 석탄이 가장 먼저 줄여야 하는 에너지원인 셈이다. 물론 중국이나 인도와 같이 향후 전력 수요 증가가 높게 나타날 것으로 예상되는 EM 국가들에게 석탄 자원은 석유와 다르게 고르게 분포되어 있고(에너지 안보 면에서 유리) 가격 또한 저렴하기 때문에 버릴 수 없는 option임에는 틀림없다.

발전원별 CO₂ 배출량

자료: IEA

하지만 향후 carbon pricing mechanism이 확대 적용되면서 석탄 발전의 경제성은 지속적으로 하락할 수 밖에 없다. 가장 먼저 나타날 수 있는 현상은 에너지 효율이 낮은 노후된 석탄 발전소들이 폐쇄되는 것이다. 실제로 중국의 경우 2006~2010년에서 77GW의 노후 석탄 발전소들이 폐쇄됐고 2015년까지 20GW 추가로 폐쇄될 예정이다. 둘째로, 초임계압 혹은 초초임계압 석탄 발전소 위주로 투자가 이루어 진다. 그리고 시간이 지나면 지날수록 석탄 발전소에 CCS 설치가 의무화된다. 캐나다, 미국, 영국은 이미 CCS 없는 신규 석탄 발전소 건설을 금지하고 있다. 셋째, 결국 CCS 설비가 없는 석탄 발전소는 점진적으로 가동률이 낮아지며 조기 폐쇄(early retirement)의 운명을 맞이하게 될 전망이다. 경쟁적인 석탄 가격을 확보할 수 있거나 상대적으로 해당 지역의 기저 발전이 부족하여 가동률을 높게 유지할 수 있는 몇몇 석탄 발전소만이 명맥을 유지할 가능성이 크다.

저탄소 에너지 시스템에서의 글로벌 석탄 발전량 및 발전 비중

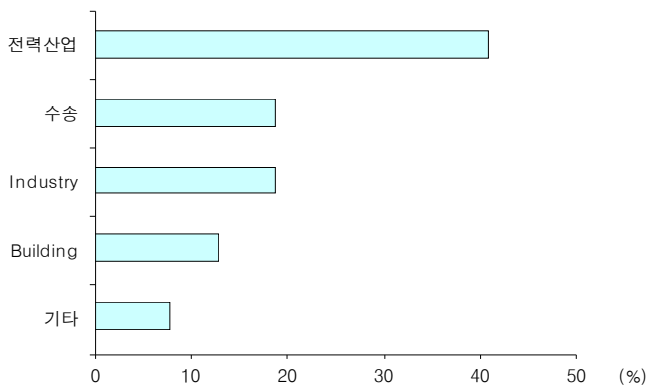


자료: IEA

전기차 시대가 올 수 밖에 없는 이유?

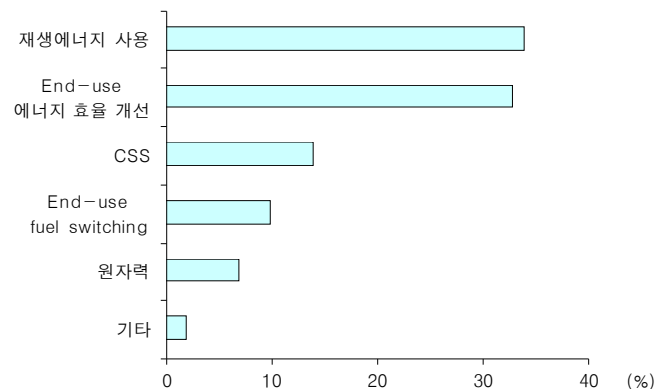
전기차 보급을 정당화할 수 있는 가장 큰 요인은 바로 기후변화 대응이다. IEA에 따르면 에너지 산업에서 수송 분야의 온실가스 저감 잠재력이 전력 발전 분야 다음으로 크다고 한다. 미국과 유럽의 경우, 수송 분야의 탄소 배출이 에너지 산업에서 차지하는 비중이 글로벌 평균보다 훨씬 크다. 이들 지역은 중국이나 인도와 같이 아직 수송 분야의 탄소 배출 비중이 적은 나라들에 비해 자동차 연비 및 탄소 배출 규제의 효과가 더 크게 나타날 수 있다. 단 중국의 경우 현재 전기차 보급 확대를 위해 적극적인 정책을 펴고 있다. 이는 자동차 보급이 빠르게 이루어지고 있어 수송 분야의 탄소 배출 비중이 빠르게 증가할 수 있고 성장 잠재력 높은 자국 시장을 이용하여 전기차 산업 경쟁력을 향상시키려는 목적이 있기 때문이다.

에너지 산업의 온실가스 저감 잠재력 Sector breakdown



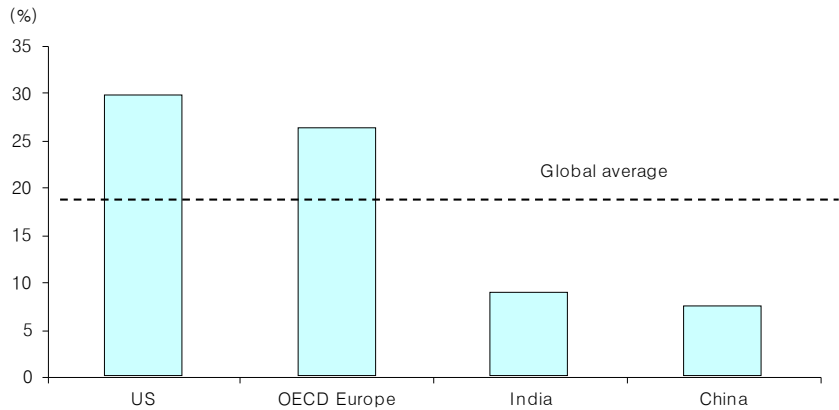
자료: IEA

에너지 산업의 온실가스 저감 잠재력 Technology breakdown



자료: IEA

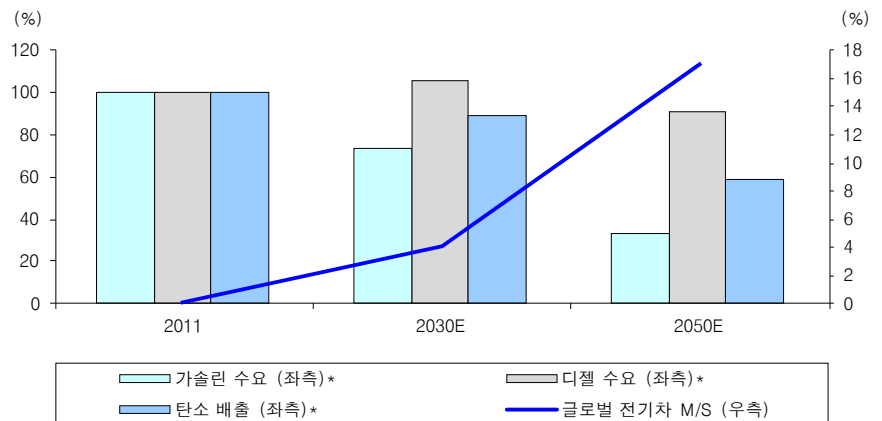
국가별 수송 분야의 탄소 배출 비중



자료: WRI (World Resource Institute)

IEA에 따르면 기후변화 대응을 위해 달성되어야 하는 2DS 시나리오에서는 2011년 대비 2050년의 가솔린과 디젤 수요가 각각 66.8%, 9.5% 하락하고 수송 분야의 탄소 배출은 41% 가량 하락할 것으로 전망하고 있다. 이 때의 승용차 기준 전기차의 글로벌 M/S(보급 기준)는 2030년 4%, 2050년 17%까지 상승할 수 있을 것으로 전망된다. 물론 이러한 수송 분야의 석유 제품 의존성 감소 및 탄소 배출 하락은 전기차 보급 확대 이외에도 1)연비 개선, 2)바이오 연료 보급 확대, 3)수소연료전지차 등 신기술 보급 확대에 기인한다.

2DS 시나리오에서의 수송 분야 전망

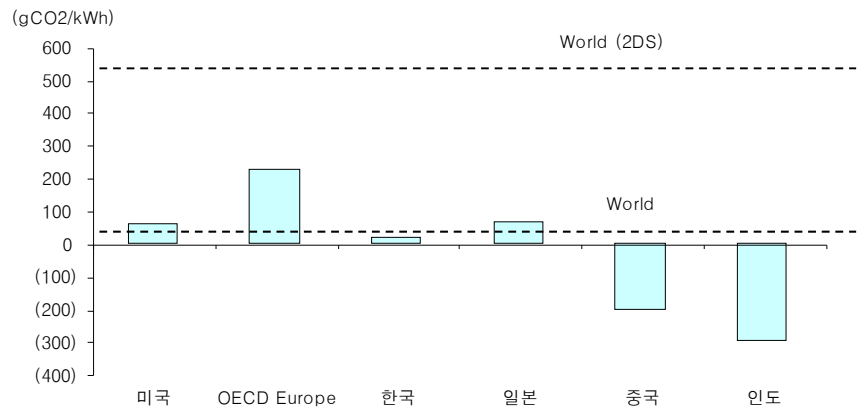


참고: * 모든 수치는 2011년 대비 백분율

자료: IEA

기후변화 대응을 위해 전력 발전 시스템의 carbon intensity가 하락하면 할수록 전기차 보급에 의한 탄소 배출 저감 효과는 증가할 수 밖에 없다. 바꾸어 말하면 전기차의 탄소 배출 저감 효과를 계산할 때 전기차가 소모하는 전력을 생산하는 과정까지 고려되어야 하고 전력을 좀 더 이산화탄소가 배출되지 않는 방법으로 생산할 수록 전기차 보급에 의한 탄소 배출 저감 효과가 크다는 것을 의미한다. 예를 들어 2011년 기준 미국 전력 발전 시스템의 carbon intensity(503 gCO₂/kWh)는 유럽(334 gCO₂/kWh)보다 높다. IEA에 따르면 전력 발전 시스템의 carbon intensity가 559 gCO₂/kWh 이하일 때 전기차의 탄소 배출 저감 효과가 있다고 한다. 따라서 미국과 유럽 모두 전기차 보급에 따른 탄소 배출 저감 효과가 있지만 그 효과는 현재 유럽이 미국보다 클 수 있다는 것이다. 중국의 경우 2011년 기준 전력 발전 시스템의 carbon intensity(764 gCO₂/kWh)가 559 gCO₂/kWh보다 높기 때문에 현재는 전기차를 보급할수록 오히려 탄소 배출이 증가하는 상황이라고 할 수 있다. IEA의 2DS 시나리오에서는 2011년 글로벌 전력 발전 시스템의 carbon intensity가 536 gCO₂/kWh에서 2050년 37 gCO₂/kWh로 크게 감소하는 것을 전망하고 있기 때문에 전기차 보급의 효과는 점점 더 증가할 수 있다고 판단된다.

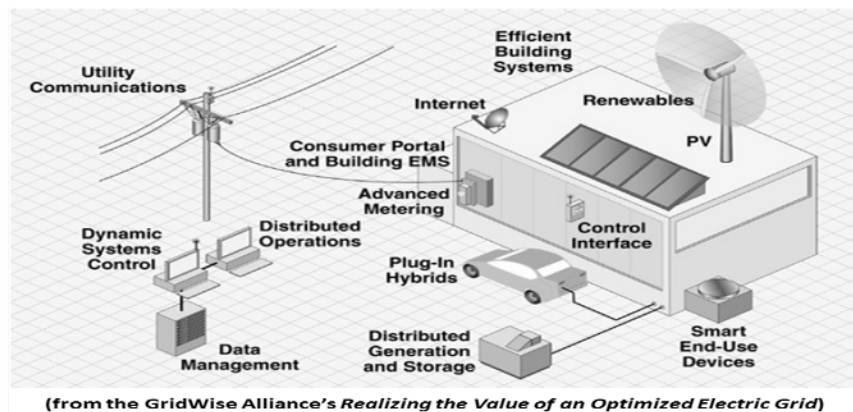
지역별 전기차 보급에 의한 온실가스 저감 효과



자료: IEA

그 밖에 전기차 보급에 따른 또 다른 이점은 Vehicle to Grid로 인해 재생에너지와의 연계 측면에서 시너지가 발생한다는 것이다. 전기차의 보급은 grid operator 입장에서 peak load를 증가시키는 단점이 있다. Peak load의 증가는 발전 및 송배전 설비의 막대한 투자를 요구하기 때문에 전력 가격의 상승을 가져오게 된다. 이는 전기차 보급을 저해할 뿐만 아니라 모든 경제 주체에게 공정하지 못한 희생을 가져다 준다. 하지만 태양광 발전과 연계될 경우 시너지 효과가 크다. 즉 한 낮에 태양광 발전에서 생산되는 전력으로 전기차를 충전하게 되면 peak load를 증가시키지도 않고 태양광 발전의 가동률 또한 상승할 수 있다. 그리고 전기차 배터리 자체가 ESS 역할을 하게 되어 새벽에 풍력 발전에 의해 충전되고 전력이 모자라는 시간에 방전하게 된다면 더 많은 재생에너지가 보급되어도 안정적인 전력망을 구축할 수 있게 된다. IEA에 따르면 2DS 시나리오에서 2050년 전기차 배터리가 글로벌 ESS needs의 반 정도를 담당할 수 있을 것으로 전망된다.

V2G concept

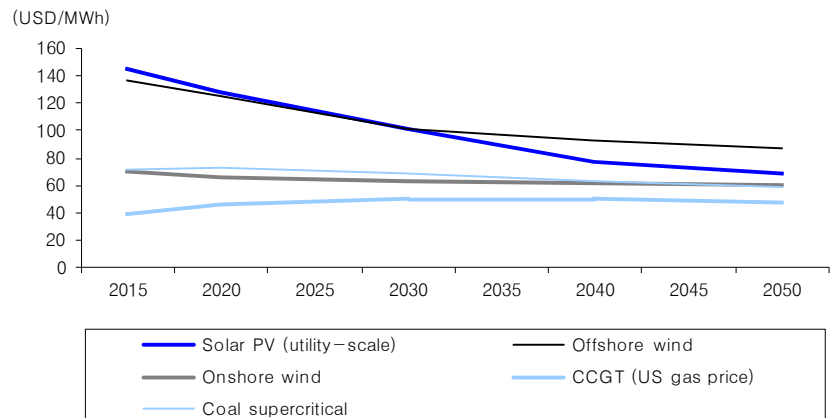


자료: 산업 자료

기후변화 대응 위해 탄소세(혹은 탄소 거래제도) 도입은 필수?

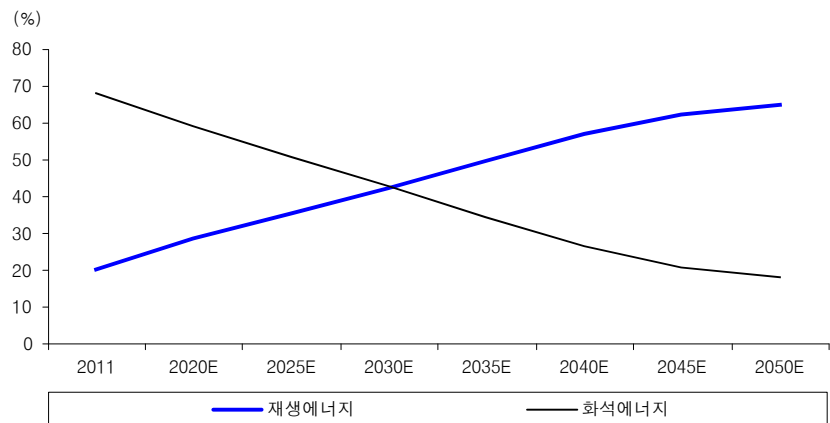
이산화탄소 가격을 책정하는 정책은 기후변화 대응에 있어서 매우 중요한 역할을 하게 된다. IEA에 따르면 carbon pricing 정책이 없을 경우 육상풍력을 제외한 대부분의 저탄소 에너지 기술들이 2050년까지도 여전히 화석연료보다 발전 단가가 높게 유지될 것이라고 한다. 이는 적절한 carbon pricing 없이는 저탄소 에너지원의 보급이 원활히 이루어질 수 없다는 것을 의미한다. 기후변화 대응을 위해 달성되어야 하는 재생에너지 발전 비중(IEA의 2DS 시나리오)이 2050년 기준 65%(2011년 20%)까지 지속적으로 증가해야 하기 때문에 기후변화 대응을 위해 carbon pricing은 필수불가결하다.

탄소 가격 적용 없는 경우 발전원 별 LCOE 전망



자료: IEA

저탄소 에너지 시스템에서의 재생에너지 발전 비중 전망



자료: IEA

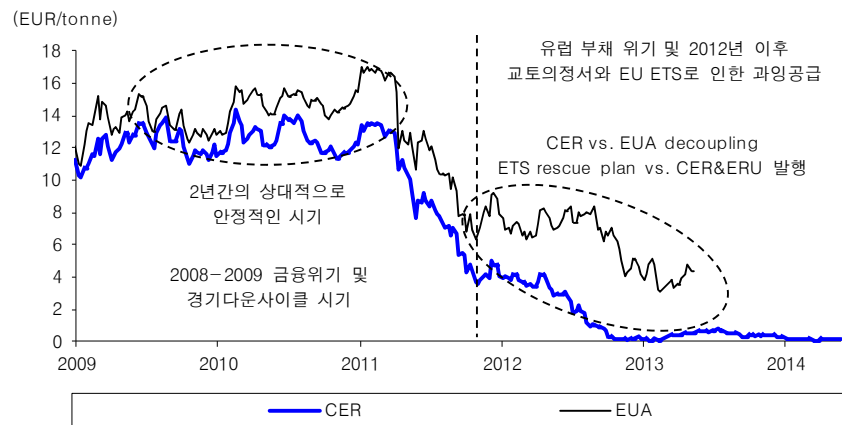
Carbon pricing에는 보통 두 가지 방법이 있는데, 1) 'cap-and-trade' 메커니즘을 가지고 있는 ETS (Emission Trading System)와 2) 화석 연료에 직접적으로 탄소세를 부과하는 방법이 있다. ETS는 화석 연료에 직접적으로 탄소세를 부과하는 것보다 시장 친화적이고 보다 효율적인 방법이지만 저탄소 에너지 프로젝트의 투자자 입장에서 탄소 가격의 변동성이 투자 리스크로 작용하게 된다는 점이 단점이다. 게다가 이산화탄소 배출 cap을 적절하게 책정하지 못할 경우 탄소 가격의 폭등이나 폭락이 나타날 가능성을 배제할 수 없다. 예를 들어 세계 최초로 EU가 2005년에 도입한 ETS는 그 당시 31개국에 있는 11,000개 이상의 발전소와 산업 플랜트를 대상으로 한 가장 큰 탄소 거래시장이다. 그 당시 EU가 2020년까지 탄소 가격이 톤 당 20유로 수준에서 유지될 것으로 전망했지만 2013년 말 톤 당 4유로까지 가격이 급락하였다. 이는 경제 성장에 대한 지나치게 낙관적인 전망(낙관적인 에너지 수요 전망)과 과도한 배출권(emission allowance) 할당에 기인한다. 게다가 개발도상국에서의 CDM(Clean Development Mechanism) 프로젝트나 구 동구권 국가들에서의 JI(Joint Implementation)에서의 배출권 공급 또한 유럽 탄소 배출권 가격의 급락에 일조하였다.

Carbon pricing mechanism

	Cap-and-trade	탄소세 부과
장점	시장 친화적, 효율적인 가격	저탄소 에너지 프로젝트 투자에 있어서 높은 가시성 제공
단점	저탄소 에너지 프로젝트 투자에 있어 탄소 가격 변동성이 리스크로 작용, 안소 가격 폭등 혹은 폭락 가능성을 배제할 수 없음	비효율적인 탄소 가격 발견

자료: IEA

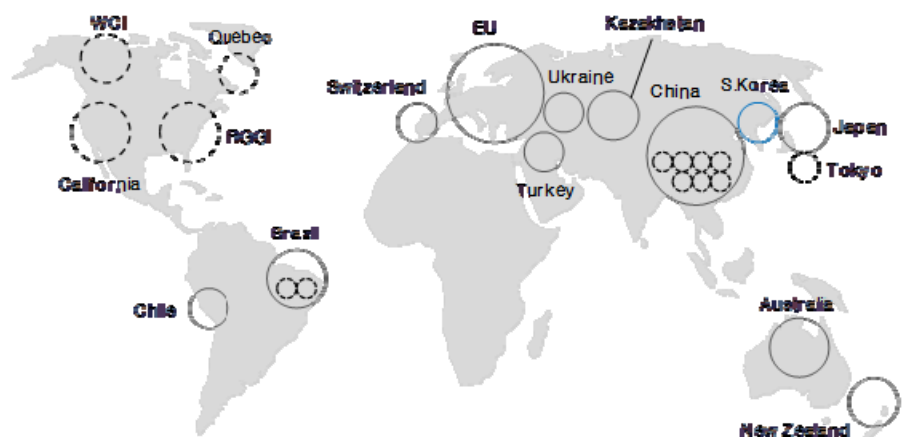
EUA (EU Allowance) vs. CER (Carbon Emission Right) 가격 추이



자료: IEA

World Bank에 따르면 현재까지 carbon pricing mechanism을 이미 도입했거나 도입할 것으로 확정된 국가들은 현재 글로벌 온실가스 배출량의 21% (10 GtCO₂/y) 가량 차지한다고 한다. 그리고 현재 carbon pricing mechanism의 도입을 검토 중인 중국, 브라질, 칠레 등 다른 EM 국가들을 포함한다면 글로벌 온실가스 배출량의 절반 수준까지 커버리지가 증가한다.

ETS 보급 현황



참고: 실선 (National), 점선 (Sub-national), Under consideration (WCI, Brazil, Chile, Ukraine, Turkey, China, Japan), Implementation scheduled (S.Korea)

자료: World Bank

ETS 보급 현황

ETS	Status	Scope	Starting date
EU27	Implemented	National	2005
Australia	Implemented	National	2012
New Zealand	Implemented	National	2008
Switzerland	Implemented	National	2013
Kazakhstan	Implemented	National	2013
California	Implemented	Sub-national	2012
RGGI*	Implemented	Sub-national	2009
Quebec	Implemented	Sub-national	2013
Tokyo	Implemented	Sub-national	2010
South Korea	Scheduled	National	2015
Japan	Under consideration	National	
Ukraine	Under consideration	National	
Turkey	Under consideration	National	
China	Under consideration	National	
Brazil	Under consideration	National	
Chile	Under consideration	National	
WCI**	Under consideration	Sub-national	
China	Scheduled	Sub-national	

참고: * Regional Greenhouse Gas Initiative, ** Western Climate Initiative

자료: World Bank

Carbon tax 보급 현황

국가	명칭	대상	Rate
Australia	Carbon pricing Mechanism (a fixed price scheme)		USD24/tCO ₂ (매년 2% 인상)
British Columbia	Revenue Neutral Carbon Tax	모든 화석연료 사용자 (면제 대상 없음)	USD30/tCO ₂
Denmark	CO ₂ tax act	가계, 서비스업, 수송용 연료 (가솔린, 석유 제외) Energy-intensive 산업은 대체로 면제 그 외 산업은 난방 용도 부문에만 관련 규정 적용	USD26/tCO ₂ (2015까지 매년 1.8% 인상)
Finland	CO ₂ tax act	모든 화석연료 사용자 (단, 특정 산업이나 특정 연료에 있어서 면제 적용 존재)	USD78/tCO ₂ (차량용 액체 연료) USD39/tCO ₂ (난방용) USD39/tCO ₂ (석탄 및 천연가스)"
Ireland	Natural Gas Carbon Tax Mineral Oil Tax Solid Fuel Carbon Tax	모든 화석연료 사용자 (EU ETS 적용 대상자들에 한해서는 EU Energy Tax Directive에 따라 최저 rate 적용)	USD26/tCO ₂ USD26/tCO ₂ USD26/tCO ₂
Japan	Tax for Climate Change Mitigation	모든 화석연료 사용자 (특정 농업, 수송, 산업 분야에는 면제 및 세금 환급 적용)	USD3/tCO ₂ (2015년까지 점진적 인상)
Norway	CO ₂ tax act	석유, 가솔린, 천연가스 사용자 (역외생산에 한해서는 EU ETS와 CO ₂ tax 모두 부과)	USD4-USD71/tCO ₂ (화석연료 종류에 따른 차등 적용)
South Africa		모든 경제 주체들에 포괄적으로 부과	USD13/tCO ₂ (2020년까지 매년 10%인상)
Sweden	CO ₂ tax	가계 및 서비스업 (Non-ETS industry, 농업, EU ETS 적용을 받는 대상들에 한해 부분 면제 적용)	USD163/tCO ₂
UK	Carbon price Floor	전력 생산자	USD7/tCO ₂ (EUA가격에 따라 변동)

자료: World Bank

■ 목차

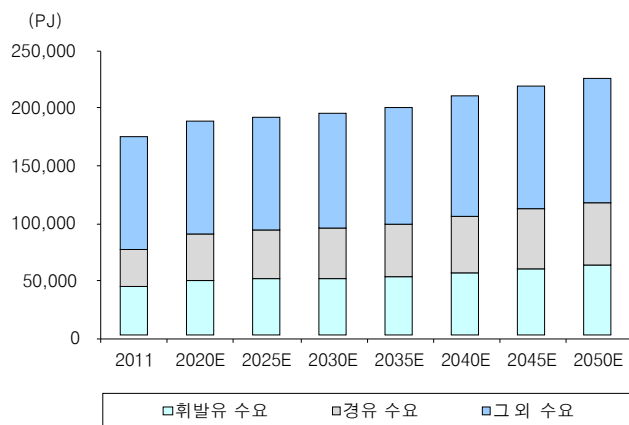
1. Clean Power Plan으로 시작된 미국의 변화	p3
2. 중국 탄소 배출 제한 정책의 변화 가능성	p16
3. Clean Energy Penetration	p22
4. 에너지 관련 8가지 질문	p32
5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser	p47
SK이노베이션	p63
LG화학	p68
OCI	p73
GS	p78

5. 기후변화 관점에서의 winner와 loser

2020년 전후로 Oil demand 감소 가능성, 석유정제 섹터에 부정적

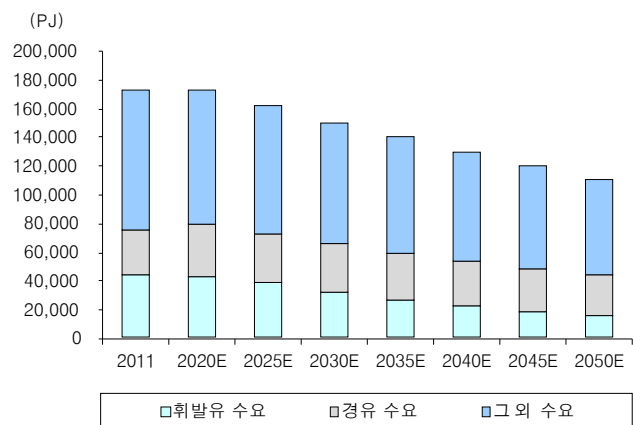
IEA는 4DS 시나리오, 즉 최근까지(2013년 말) 발표되거나 선언된 각 국 정부의 온실가스 배출 저감과 관련된 모든 목표가 달성되는 것을 가정(장기적인 글로벌 온도 상승이 4℃)한 시나리오에서는 글로벌 oil demand가 2050년까지 꾸준히 증가할 것으로 전망하고 있다. 하지만 기후변화 대응을 위해 반드시 달성되어야 하는 2DS 시나리오에서 글로벌 oil demand는 2020년 전후로 하락한다는 것을 가정하고 있다. 즉 지난 6월 미국의 Clean Power Plan 제안, 중국의 13차 5개년 계획에 탄소 배출 cap 포함 가능성 언급 등으로 시작된 변화가 각 국 정부들이 보다 기후변화 대응에 commitment를 보일 수 있는 계기가 된다면 oil demand의 downside가 생길 수 밖에 없다.

Oil demand 전망 (4DS)



자료: IEA

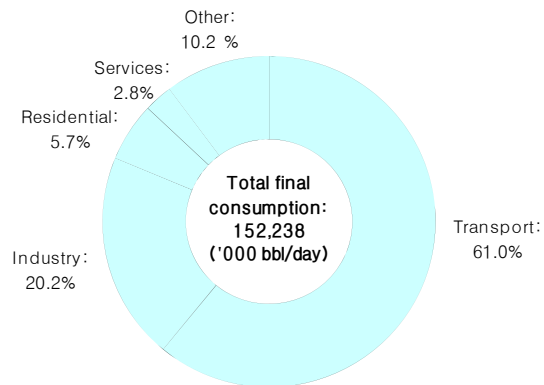
Oil demand 전망 (2DS)



자료: IEA

IEA는 2011년 기준 글로벌 oil demand에서 61%를 차지하고 있는 수송 분야의 석유 제품 의존성이 크게 하락할 것으로 전망하고 있다. IEA의 2DS 시나리오에서는 1) 각 국 정부의 연비 규제, 2) 바이오 연료 사용 증가, 3) 전기차 및 수소연료전지차와 같은 새로운 기술 보급 등에 의해 2011년 대비 2050년 oil demand가 30%나 감소하게 되고 수송 분야가 이러한 감소의 90%를 차지할 것으로 전망하고 있다.

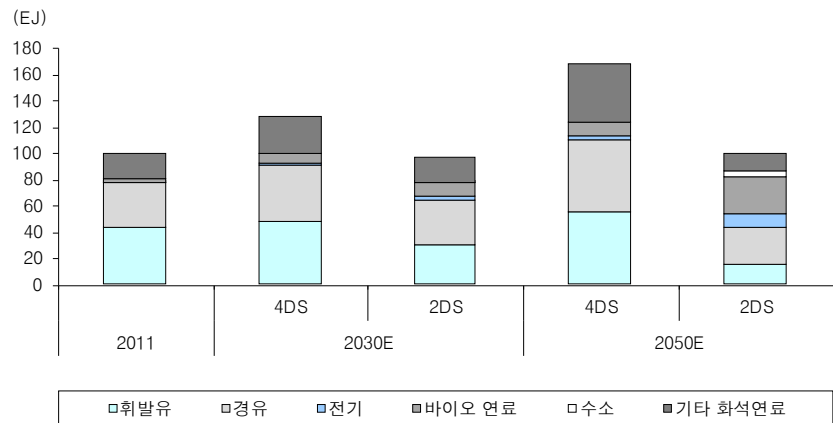
Oil demand 산업별 breakdown



참고: 2011년 기준

자료: IEA

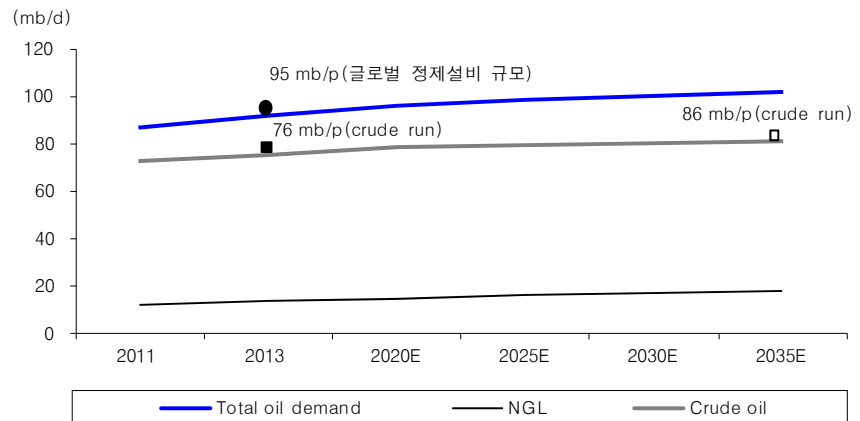
수송분야 에너지 사용 전망 (4DS vs. 2DS)



자료: IEA

현재 글로벌 정제설비 규모는 95 mb/d(2013년 기준, BP)인데 반해 crude run은 76 mb/d에 불과하다. IEA는 New Policies Scenario 기준(4DS 시나리오와 유사한 수준)으로 2035년까지 crude run 증가가 10 mb/d에 그칠 것으로 보고 있다. 이는 2011~2035년 사이 연평균 0.65%의 oil demand 증가를 가정하고 있지만 정유설비를 건너뛰는 NGL(Natural Gas Liquids)의 증가가 빠르게 나타날 것으로 전망되기 때문이다. 만일 2DS 시나리오를 가정한다면 정제설비의 crude run은 2020년 이전에 peak를 기록하고 그 이후로는 점진적으로 하락하게 된다. 이는 oil demand 감소가 상대적으로 빠르게 진행되고 feedstock의 이점이 없는 유럽, OECD Asia 지역의 노후 설비부터 폐쇄될 가능성이 높음을 의미한다.

Oil demand와 정제 설비의 crude run 전망



참고: IEA의 New policies scenario 가정

자료: IEA

국내 정유사들은 꾸준한 설비 투자로 상대적으로 높은 고도화 비율과 경쟁력 있는 원가 구조를 가지고 있다. 게다가 oil demand 성장 전망이 상대적으로 양호한 EM 아시아 국가들을 주요 수출 시장으로 가지고 있기 때문에 유럽, 일본, 호주 등에 위치한 정유사보다는 상대적 우위를 가지고 있다. 하지만 자국의 큰 성장 잠재력을 가지고 있는 중국 및 인도나, feedstock의 이점이 있는 중동, 미국 등의 정유사보다는 경쟁 열위에 있을 수 밖에 없다. 중장기적으로 중국, 중동, 인도를 중심으로 신규 정제설비 투자가 진행되며 국내 정유사들과 경쟁 강도를 높여 갈 수 있는 개연성이 충분히 있다.

글로벌 정제설비 투자 전망 (2014~2035년)

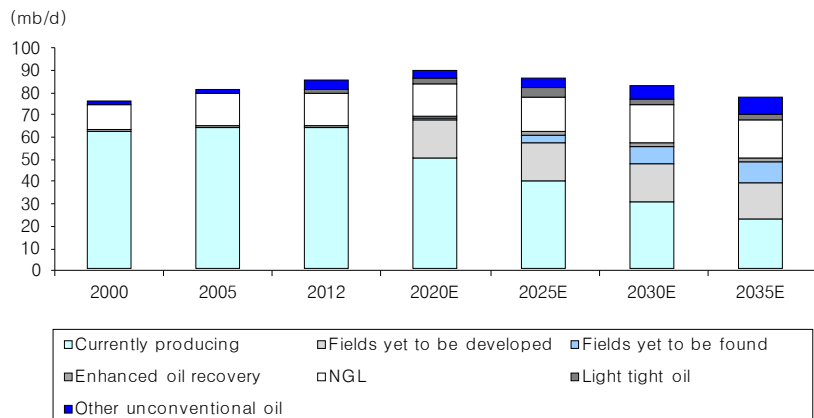
	투자 규모 (USDb)				New capacity (mb/d)
	Greenfield	Secondary units	Maintenance	Total	
중국	150	0	124	274	4.0
미국	14	38	172	224	0.4
중동	106	2	85	193	2.9
유럽	7	26	128	160	0.2
인도	98	2	46	146	2.3
브라질	72	0	27	100	1.4
그 외	58	24	223	304	1.5
총계	504	92	804	1401	12.7

자료: IEA

E&P 및 전기차 배터리 사업은 중요한 헤지 수단, SK이노베이션 유리

IEA는 2020년 전후로 oil demand가 감소하는 2DS 시나리오 가정 하에서도 E&P 부문의 수익성은 상대적으로 유지될 수 있을 것으로 보고 있다. 이는 화석연료의 고갈 속도가 oil demand 감소 속도보다 더 빠를 것으로 전망되기 때문이다. IEA에 따르면 2DS 시나리오에서 2035년까지 필요한 총 oil production이 6,900억배럴이고 현재 글로벌 proven oil reserve가 1조7,000억배럴에 달한다고 한다. 하지만 가장 크고 가장 낮은 원가 구조를 가지고 있는 reserve를 가장 많이 보유하고 있는 OPEC이 생산량을 조절하고 있기 때문에 유가의 downside가 어느 정도 제한되어 있다. 게다가 non-OPEC의 proven oil reserve가 4,690억배럴로 2035년까지 필요한 oil production에 비해 낮은 값이고 비용 구조 또한 자원이 고갈됨에 따라 OPEC 국가들에 비해 상대적으로 빠르게 상승하는 구조라는 점에서 E&P 사업의 수익성은 상대적으로 안정적일 수 있다.

글로벌 oil production (2DS)



자료: IEA

국내 정유3사 중 SK이노베이션이 기후변화 관점에서 향후 oil demand의 downside에 대해 적극적으로 사업 다각화를 진행하고 있다고 판단된다. 먼저 E&P 사업의 규모가 국내 상장사 중 단연 으뜸이고 전기차 배터리 사업 진출로 석유정제 사업 부문의 중장기적 downside를 효과적으로 헤지하고 있다. 하지만 문제는 글로벌 oil major와 비교했을 때 E&P 사업 규모, 경쟁력, 비중 면에서 모두 열위에 있고 전기차 배터리 사업 또한 후발 주자라는 점이다. 즉 투자자 입장에서는 E&P가 강한 해외 oil major와 전기차 배터리 분야의 top tier들로 투자 포트폴리오를 구성할 수 있기 때문에 SK이노베이션의 국내 경쟁사 대비 강점이 valuation premium으로 작용하는 정도는 어느 정도 제한될 수 있다는 판단이다.

SK이노베이션과 해외 oil major 비교*

	Reserve (Mil BOE)	Total Production ('000BOE/day)	2014 (배)			2015 (배)		
			P/B	P/E	EV/EBITDA	P/B	P/E	EV/EBITDA
Exxon Mobil	25,216	4,175.0	2.29	12.79	5.89	2.14	12.71	5.84
Royal Dutch Shell	13,900	3,199.0	1.32	10.36	4.5	1.24	10.22	4.45
Chevron	11,203	2,597.0	1.54	11.93	4.99	1.45	11.34	4.81
BP	17,996	3,230.0	1.11	10.09	4.54	1.06	9.5	4.34
Sinopec	3,923	1,212.3	1.13	10.07	5.05	1.04	9.08	4.63
CNOOC	4,114	1,082.8	1.41	9.45	4.09	1.28	8.86	3.71
SK Innovation	646	70.0	0.56	16.94	10.63	0.53	9.09	7.64

참고: *2014년 8월 27일 종가 기준

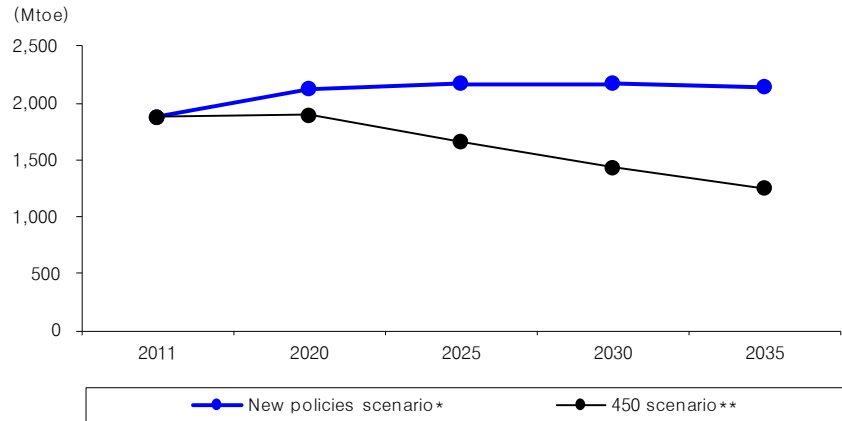
자료: Bloomberg

기후변화 대응으로 중국의 CTO 유리, 순수 석유화학 기업에 부정적

이번 미국의 Clean Power Plan으로 시작된 글로벌 에너지 산업의 저탄소화를 위한 정책 변화로 가장 피해를 보는 에너지원은 바로 석탄이다. 중국의 경우 13차 5개년 계획에 탄소 배출 cap이 포함되면 석탄의 사용량을 2020년 정도에 peak-out 시키는 정책이 발표될 가능성이 높다. 이러한 정책 방향은 중국이 그 동안 의욕적으로 추진하고 있는 CCT(Clean Coal Technology)에 대해 부정적으로 작용할 것처럼 보인다. 하지만 당사는 오히려 중국이 기후변화에 대응하려는 움직임이 중국의 CCT에 힘을 실어 줄 것으로 보고 있다. 이는 지난 2월17일 발간된 “중국 NDRC 미팅 후기: 석탄, 연료에서 원료로”에서 언급하였듯이 중국이 석탄 사용에 따른 대기오염에도 불구하고 CCT를 더욱 고도화시켜 추진시킬 것이라는 정책적 의지가 확인되었기 때문이다. 게다가 지난 5월 중국 최대 석유화학 기업인 Sinopec이 기존에 발표한 총 280만톤 규모의 나프타크래커 프로젝트 세 개를 연기하고 CTO(Coal To Olefin)에 더욱 투자를 늘린다는 발표를 하였던 것은 이러한 정부 정책을 다시 한번 확인하는 것이다. 즉 석탄 발전이나 석탄 보일러의 사용을 제한하면서 남은 석탄 자원을 CCT로 보다 부가 가치 높고 깨끗하게 사용하겠다는 전략이다. 게다가 CTL(Coal To Liquid)을 통해 현재 60% 가량으로 높은 중국의 석유 수입 의존도를 낮출 수 있고 CTO를 통해 현재 60%대인 올레핀 자급률 또한 증가시킬 수 있다는 점이

중국의 CCT가 지속적으로 정부의 정책 보조를 받을 수 있게 만드는 요소이다.

IEA의 중국 석탄 사용량 전망

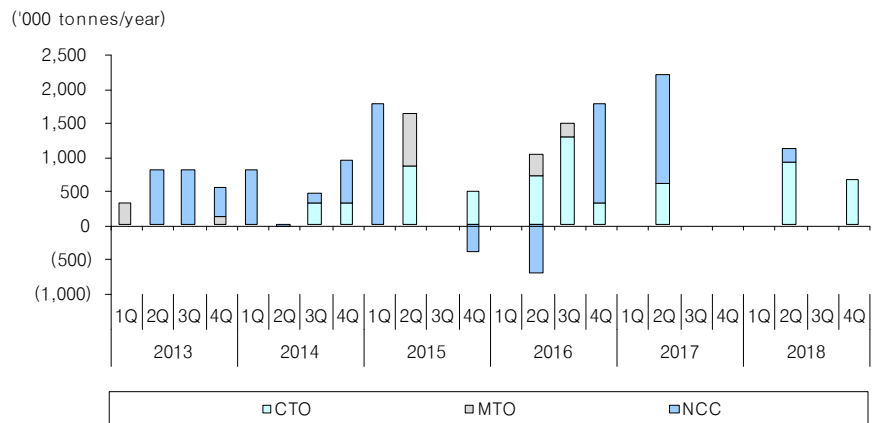


참고: * New Policies Scenario: 중국이 기후 변화 대응에 대해 기존의 입장을 고수할 경우

** 450 Scenario: 중국이 기후 변화에 적극적으로 대응할 경우

자료: IEA

중국 CTO 증설 전망

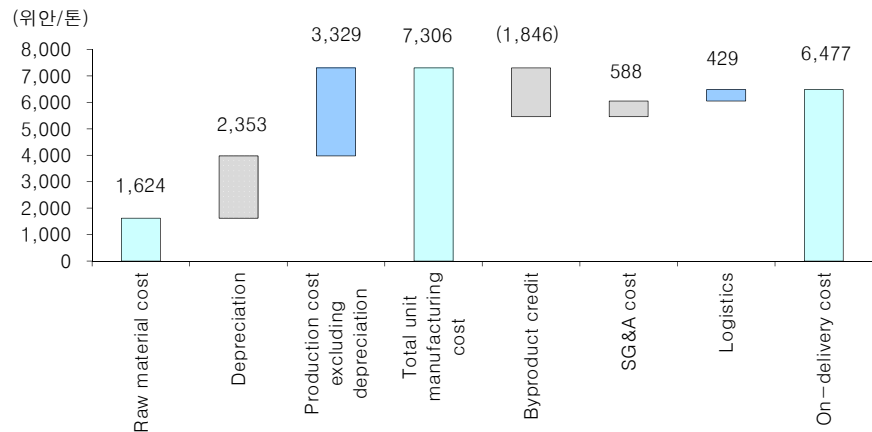


참고: 에틸렌 기준

자료: IHS Chemical

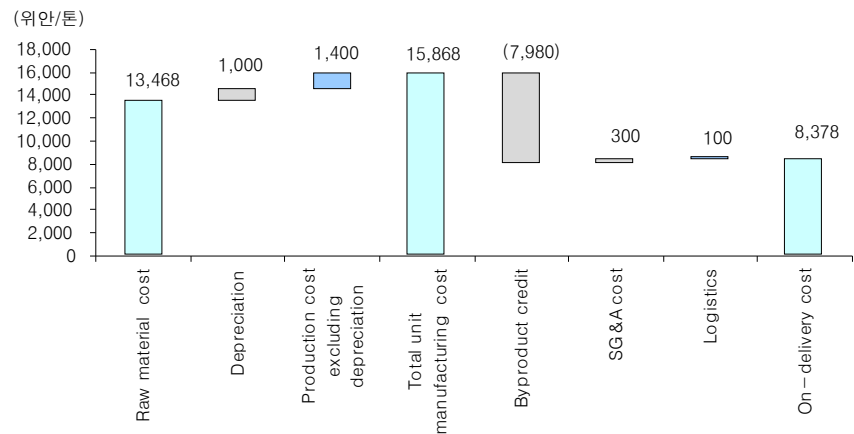
향후 중국은 구조조정으로 인한 경기 둔화와 맞물려 발전용 석탄 수요의 하락 압력이 상당히 클 것으로 전망된다. 향후 석탄 가격이 중장기적으로 하향 안정되어 석유 가격과의 격차가 더욱 더 벌어진다면 중국 입장에서 CCT는 더욱 더 매력적인 옵션이 될 수 있다. 특히 당사가 지난 2013년 8월28일 발간한 “중국 CTO 바로 보기” 리포트에서도 언급하였듯이 CTO는 현재의 유가 및 석탄 가격에서 나프타크래커 대비 23%의 원가 경쟁력을 가지고 있기 때문에 아시아 석유화학 sector에 중장기적인 위협이 될 수 있다.

CTO (Coal To Olefin) 제조원가 breakdown



자료: 삼성증권

NTO (Naphtha To Olefin) 제조원가 breakdown

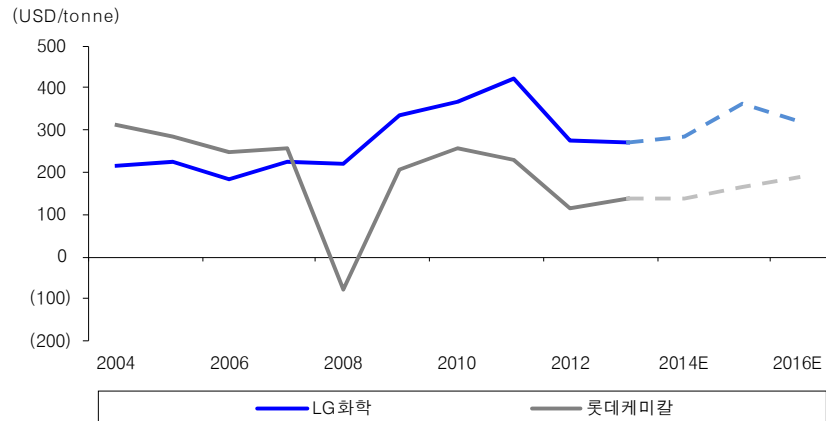


자료: 삼성증권

LG화학, 전기차의 높은 성장성으로 중국 CTO의 중장기적 영향 충분히 상쇄

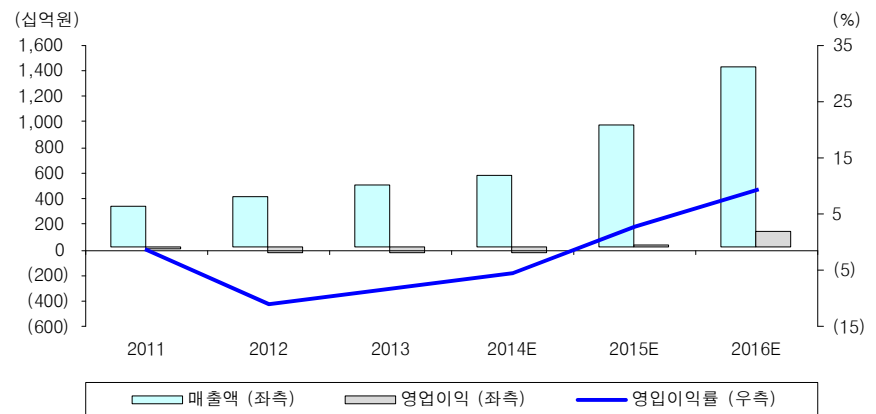
중국 수출 비중이 높은 대부분의 국내 석유화학 업체들은 기본적으로 중국 CTO의 중장기적 양향에서 벗어나기 어렵다. 국내 대표 상장 NCC업체인 LG화학과 롯데케미칼을 비교할 때 LG화학의 사업 포트폴리오가 이러한 중국 CTO의 영향에서 상대적으로 자유로울 수 있다고 판단된다. 먼저 LG화학의 전기차 배터리 사업 부문은 각국이 기후변화 대응에 더욱 적극적으로 commitment를 보일수록 성장성이 확대될 수 있기 때문에 중국 CTO의 중장기적 부정적인 영향을 충분히 헤지할 수 있게 된다. 게다가 LG화학의 석유화학 부문은 롯데케미칼에 비해 수익성이 높은 다운스트림 제품으로 다각화 정도가 높기 때문에 중국 CTO의 부정적인 영향에 대해 보다 둔감할 수 있다.

LG화학 vs. 롯데케미칼의 석유화학 부문 complex margin 추이



자료: 삼성증권

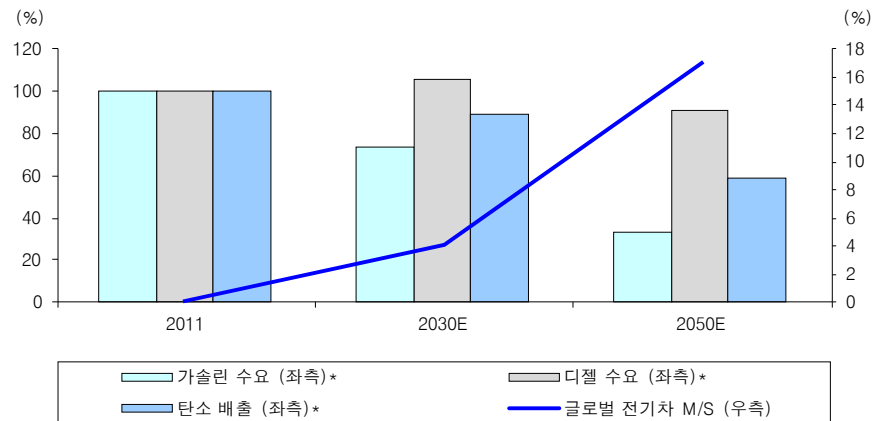
LG화학 중대형 배터리 부문 수익 전망



자료: 삼성증권

각 국의 기후변화 대응 정책은 전기차 보급을 앞 당기는 가장 큰 요인이다. IEA에 따르면 에너지 산업에서 수송 분야의 온실가스 저감 잠재력이 전력 발전 분야 다음으로 크다고 한다. 특히 저탄소 에너지원의 보급으로 글로벌 전력 발전 시스템의 carbon intensity가 감소하면 할수록 전기차 보급의 효과는 점점 더 증가하게 된다. 게다가 전기차 보급에 따른 또 다른 이점은 Vehicle to Grid로 인해 재생에너지와의 연계 측면에서 시너지가 발생한다는 것이다. IEA에 따르면 2DS 시나리오에서 2050년 전기차 배터리가 글로벌 ESS needs의 반 정도를 담당할 수 있을 것으로 전망되기 때문에 향후 전기차 보급은 기후변화 대응 측면에서 선택이 아닌 필수라고 판단된다. IEA의 2DS 시나리오를 충족하기 위해서는 전기차와 HEV 판매가 각각 2025년까지 매년 80%, 50% 가량 성장해야 할 정도로 동사의 전기차 배터리 사업 부문은 높은 장기 성장성을 가지고 있다.

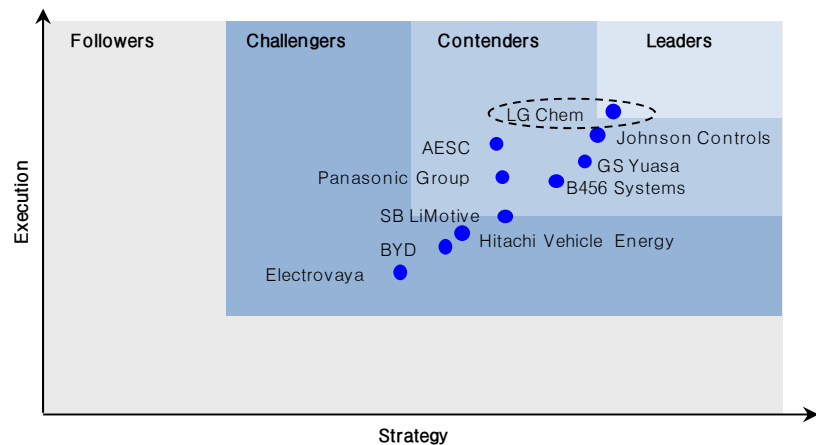
2DS 시나리오에서의 수송 분야 전망



참고: *모든 수치는 2011년 대비 백분율
자료: IEA

LG화학은 1) 전기차 배터리 납품 track record, 2) 제조 원가, 3) R&D 능력에서 전기차 배터리 부문 top tier 업체임에 틀림없다. 지난 2분기 실적 발표를 통해 현재 한번 충전으로 200마일 주행(2세대 전기차) 할 수 있는 배터리의 원가를 300불/kWh 수준으로 개발하는 과정이 순조롭게 진행되고 있음을 다시 한번 확인하였다. 그리고 현재 글로벌 완성차 업체들과 수주 계약을 지속적으로 확대해 가고 있고 이에 대한 목표 영업이익률이 최소한 10% 수준이라고 밝힌 바 있다. 동사에 따르면 동사의 전기차 배터리 매출은 2015년 하반기부터 급증하기 시작하여 2016년에는 중대형 배터리(ESS 포함) 매출 1.5~2.0조원 수준이 가능할 것으로 전망된다. 전기차 배터리에 사용되는 LiB의 제조 원가가 300불/kWh 수준이 실현된다면 이는 LiB의 ESS 시장 또한 시장의 예상보다 빠르게 열릴 수 있는 계기가 되기 때문에 동사에게 더욱 의미가 있다.

LG화학의 전기차 배터리 사업 역량

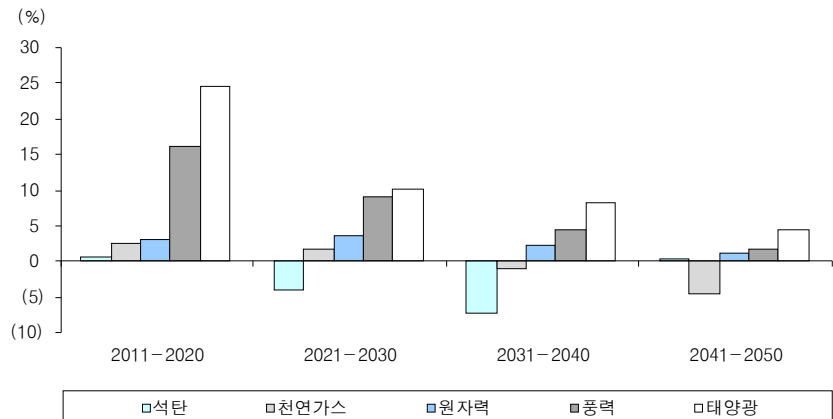


자료: IEA

기후변화 관점에서 가장 성장성 높은 태양광, 문제는 원가경쟁력

기후변화 대응을 위한 저탄소 에너지 시스템 구축의 핵심은 화석연료 사용을 줄이고 재생 에너지 사용을 늘리는 것이다. 재생에너지 중 태양광은 1)출력이 peak 혹은 mid-peak 전력 수요 패턴과 비슷하고, 2)분산전원 구성이 가능하며, 3)화석 연료 가격 상승에 대한 헤지 수단을 제공한다는 측면에서 모든 에너지원 중 가장 높은 성장성이 기대된다. 기후변화 대응을 위해 실현되어야 하는 IEA의 2DS 시나리오에서는 태양광 발전 비중이 2011년 0.3%에서 2050년 9.5%까지 확대되어 주요 발전원으로 자리매김하게 된다.

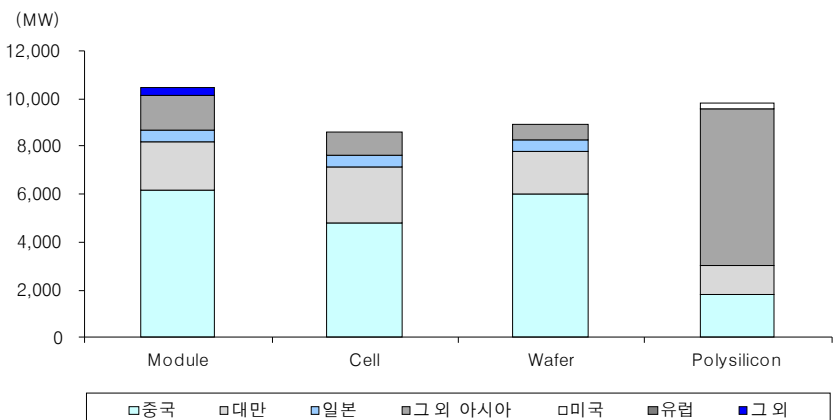
2DS 시나리오에서의 발전원 별 성장률 전망



자료: IEA

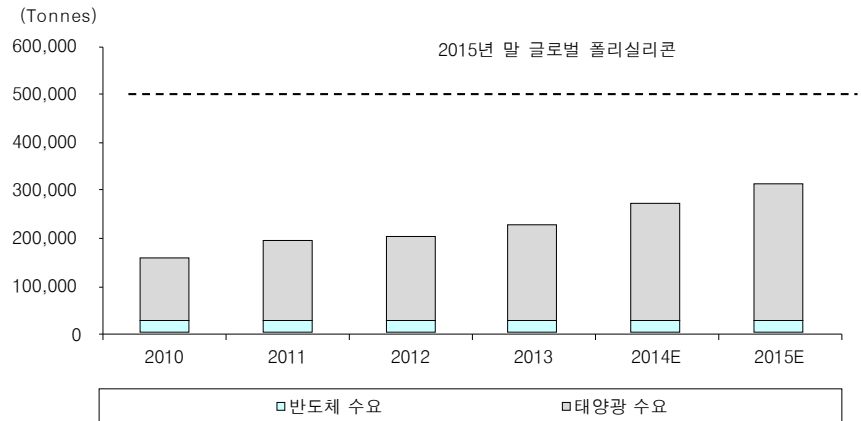
성장성이 높다 보니 태양광 산업의 oversupply가 해소되지도 않은 상황에서 또 다시 신증설 투자가 급증하고 있다. GTM Research에 의하면 2014년 태양광 전 value chain에 걸쳐 10GW에 가까운 신증설이 진행되고 있다고 한다. 이는 2012년 말 글로벌 태양광 산업이 저점을 지나고 2013년 턴어라운드가 진행되면서 top tier들 중심으로 신증설 투자를 늘리는 모습이 나타나고 있기 때문이다. OCI에 따르면 2015년 말까지 글로벌 폴리실리콘 설비의 nameplate capacity는 약 50만톤에 이를 것이라고 한다. 이는 Watt 당 5g의 폴리실리콘을 가정하면 약 100GW에 해당하는 설비 규모로 올해 예상되는 태양광 수요 44GW에 비해 터무니 없이 많은 규모이다. OCI에 따르면 이 중 실제로 가동할 수 있는 유효한 설비 규모가 60~70% 정도 수준이고 3만톤 정도는 반도체 용 폴리실리콘이라고 한다. 하지만 그럼에도 불구하고 여전히 유효 공급 설비 규모가 태양광 수요를 앞지른다.

2014년 태양광 value chain 신증설 전망



자료: GTM Research

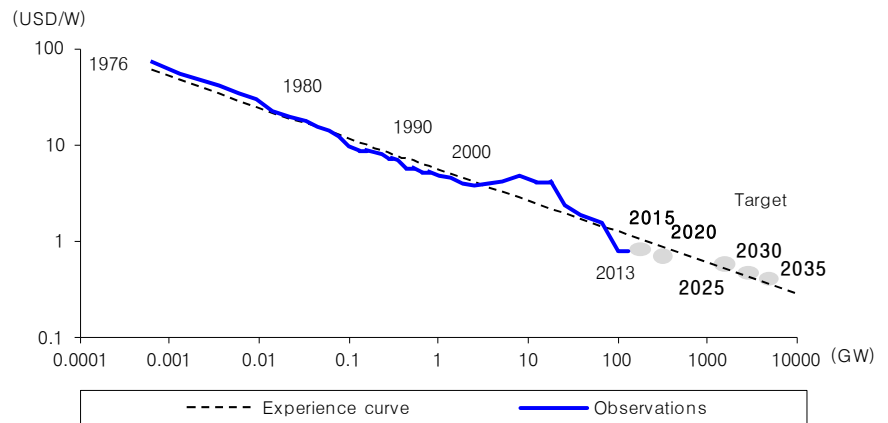
폴리실리콘 수요 및 공급 전망



자료: Solarbuzz, 삼성증권 정리

따라서 제조원가 측면에서 어떠한 기업이 top tier에 속하고 있는지 혹은 속할 가능성이 있는 지가 태양광 산업에서 top pick을 선정하는 가장 중요한 잣대가 될 수 있을 것이다. OCI의 경우 원가절감 노력으로 1)원재료인 메탈 실리콘 사용량 절감, 2)단위 생산량 당 필요한 증기 및 전력량의 절감, 3)revamping에 의한 단위 생산량 당 고정비 축소 등을 진행해 왔다. 태양광 산업의 다른 value chain도 업계의 끊임없는 원가 절감 노력이 지속되고 있다. 현재 Watt 당 폴리실리콘 사용량이 5.0~5.5 g이지만 웨이퍼의 두께를 얇게 만들며 미래에는 3.0 g/W까지도 도달할 수 있을 것으로 업계는 전망하고 있다. Solar cell에서도 silver paste의 silver 사용량을 줄이거나 구리와 같이 저렴한 금속으로 대체하려는 노력이 많이 시도되고 있다. IEA에 따르면 2035년까지 태양광 모듈 제조 원가가 50% 이상 감소될 수 있을 전망이다.

태양광 모듈 제조 원가 추이 및 전망

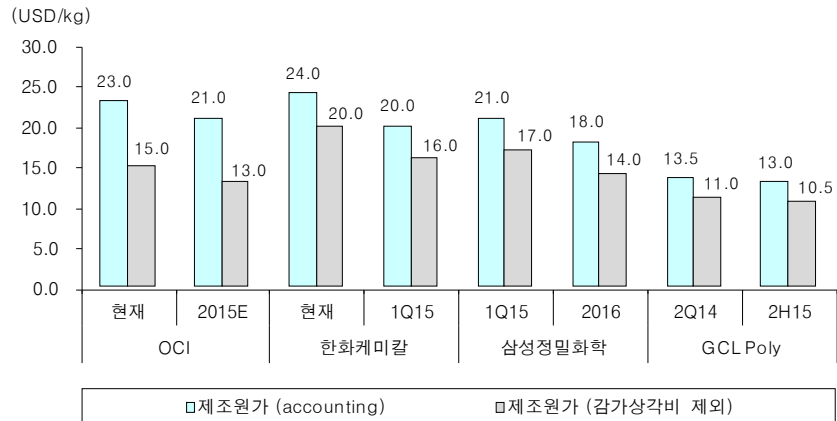


자료: IEA

OCI, 중국 low-cost 업체들의 위협에도 폴리실리콘 top tier 지위 유지 전망

OCI의 폴리실리콘 제조원가는 현재 23~24불/kg 수준이고 감가상각비를 제외한 제조원가는 15~16불/kg 수준으로 top tier 그룹에 속해 있다고 할 수 있다. 하지만 중국의 top tier 폴리실리콘 업체들의 제조원가는 현재 14불/kg 수준(감가상각비 제외하면 11~12불/kg)으로 알려져 있기 때문에 OCI에 비해 원가경쟁력 측면에서 상당히 앞서 있는 듯 하다. 따라서 과연 이러한 중국의 low-cost 제조사들의 위협이 OCI에게 어떻게 영향을 줄 수 있을 지에 대해서 고민하는 것이 가장 중요한 문제일 것이다.

주요 폴리실리콘 업체들의 제조원가 비교



자료: 삼성증권 정리

중국의 제조원가 기준 top tier 업체들이 OCI에 비해 큰 폭의 원가 경쟁력을 갖는 이유는 크게 두 가지로 볼 수 있다. 첫째, 설비 투자비가 한국 업체에 비해 30~50%에 불과하다. 예를 들어 GCL Poly의 경우 핵심 설비를 자체 설계하여 설비 투자를 진행하고 있고 보조 설비 또한 한국보다 중국이 훨씬 저렴하다. 실제로 GCL Poly와 OCI가 투자하는 석탄발전소의 투자비에서도 GCL Poly의 단위 MW 당 투자비가 OCI의 절반 수준에 지나지 않는다. 둘째, 중국의 일부 지방정부에서는 local 폴리실리콘 업체에게 저렴하게 전기를 공급하고 있다. 중국의 Daqo는 현재 연간 6,000톤 규모의 작은 업체지만 지방정부의 지원으로 전기 비용이 한국의 40~50% 수준 밖에 안 되는 것으로 알려져 있다.

GCL Poly와 한국 폴리실리콘 업체들의 단위설비 투자비 비교

(tonne/year)	Capacity	Capex (KRWb)	kg 당 capex (USD)
OCI* (P1)	6,500	410	60
OCI* (P2)	10,500	700	63
OCI* (P3)	10,000	970	92
OCI* (P3-debottlenecking)	8,000	340	40
OCI* (P3-debottlenecking)	10,000	120	11
OCI* (P4)	24,000	1,800	71
삼성정밀화학 (FBR)	10,000	800	78
GCL Poly (Siemens)	65,000	2,048	30
GCL Poly (FBR)	10,000	131	13

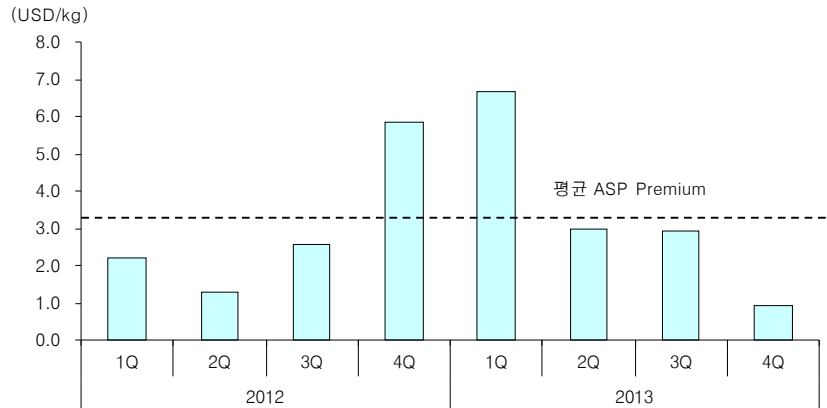
참고: * Siemens

자료: 산업 자료

사실 중국 폴리실리콘 업체들의 이 두 가지 원가 경쟁 우위 요소들은 한국 업체들이 복제할 수 있는 내용은 아니다. 따라서 이들 중국 폴리실리콘 업체들의 원가 경쟁력은 OCI에 비해 심각한 위협이 될 가능성이 높다. 게다가 OCI의 경우 Wacker나 Hemlock과 같은 다른 top tier 업체들과는 달리 자국 태양광 수요의 support를 거의 받을 수 없고 중국, 일본과 같이 주변국의 태양광 수요에 의지해야 하는 단점도 있다. 즉 향후 중국 폴리실리콘 업체들이 성장할 경우 가장 격하게 경쟁해야 하는 대상이 바로 OCI라는 점이다.

당사는 중국 low-cost 제조사들의 위협에도 불구하고 OCI가 상당 기간 동안 top tier 수준의 원가 경쟁력을 유지할 수 있을 것으로 판단하고 있다. 먼저, GCL Poly와 OCI의 주력 제품의 품질 차이가 존재하고 있고 이는 자체 설계 제작 설비의 한계점에 기인할 것으로 추정된다. 향후 분산전원 방식 태양광 수요가 크게 증가할 것으로 전망되기 때문에 제한된 지붕 면적 당 높은 광전변환효율을 달성할 수 있는 높은 순도의 폴리실리콘이 지속적으로 요구될 수 있다. 그리고 중국에서 다른 value chain과는 다르게 폴리실리콘 산업에서 GCL Poly를 제외하고 글로벌 top tier 업체가 없다는 점은 그 만큼 폴리실리콘 산업의 진입 장벽이 상대적으로 높다는 것을 의미한다. 게다가 지방정부가 제공하는 전기 요금의 support 또한 지속 가능한 요인으로 판단되지 않는다.

OCI의 GCL Poly 대비 ASP Premium 추이

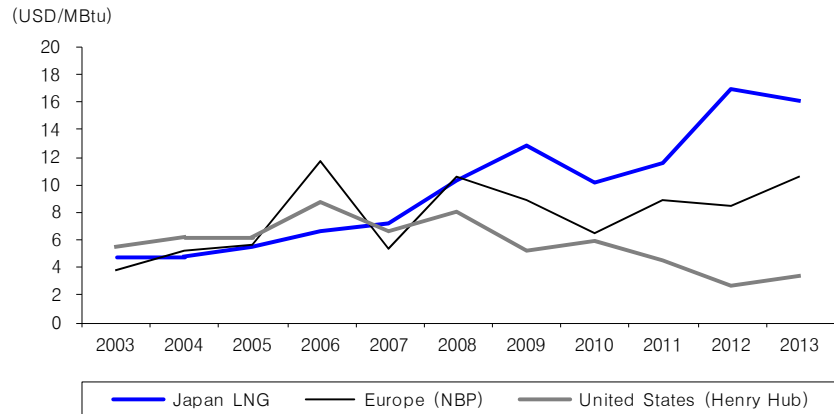


자료: 삼성증권 정리

국내 천연가스 IPP 업체들, 중장기적 수익성 하락 전망

국내 민자발전사업자(IPP, Independent Power Provider)는 대부분 천연가스 기반 복합화력 발전소를 운영하고 있다. 최근 정부의 6차 전력 수급 계획에서 석탄 민자발전사업이 확대됐지만 아직까지 석탄 민자발전소가 가동되고 있는 곳은 없다. 기후변화 대응 측면에서 천연가스는 글로벌 전력 발전 시스템에서 석탄을 대체하여 온실가스를 줄이는 역할을 하게 된다. 하지만 국내 상황은 이러한 글로벌 에너지 트렌드와 많이 다르다. 먼저 아시아 지역이 전 세계에서 가장 비싸게 천연가스를 구매하고 있고 전량 수입 LNG에 의존해야 한다는 점에서 천연가스 발전의 석탄 대비 원가 경쟁력이 크게 떨어진다.

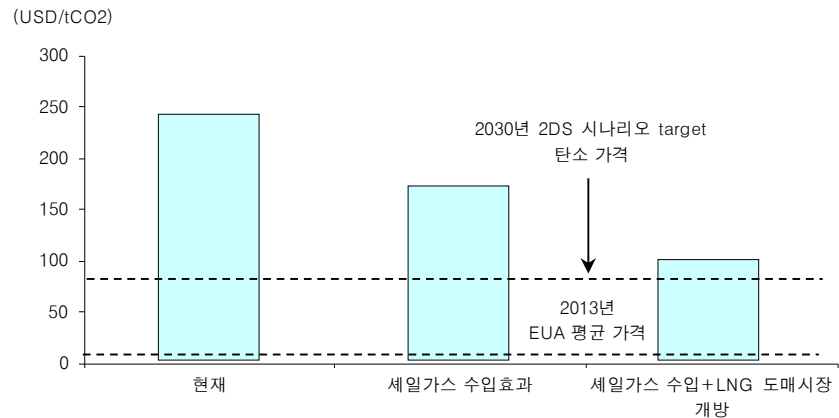
지역별 천연가스 가격 추이



자료: IEA

올해 상반기 천연가스 발전의 정산단가는 162.9원/kWh이었고 석탄 발전은 63.2원/kWh에 불과했다. 현재 상황에서 두 발전원의 정산단가를 같게 만들어 주는 탄소가격(carbon price for coal-to-gas switching)은 241.9불/tCO₂에 달한다. 2016년 이후로 미국의 셰일 가스가 아시아로 수출되기 시작하여 아시아 LNG 구매자들이 현재보다 약 20% 가량 저렴하게 천연가스를 구매한다고 가정해도 coal-to-gas switching 탄소가격은 170.7불/tCO₂로 여전히 IEA의 2DS 시나리오에서 가정한 2030년 목표 탄소가격인 90불/tCO₂보다도 훨씬 높은 수준이다. 여기에 현재 한국가스공사가 독점하고 있는 LNG 도매시장을 일반 사기업에게도 열어 주게 되어 약 20% 가량 추가적인 LNG 구매 비용의 하락을 가정한다면 coal-to-gas switching 탄소가격은 99.6불/tCO₂까지 하락하게 된다. 하지만 여전히 도달하기 불가능한 탄소가격임에는 틀림없다. 즉 국내에서는 기후변화 대응을 위해 화력발전소마다 탄소세를 부과하여도 천연가스 발전이 석탄 발전을 대체할 가능성이 현실적으로 거의 없다고 할 수 있다.

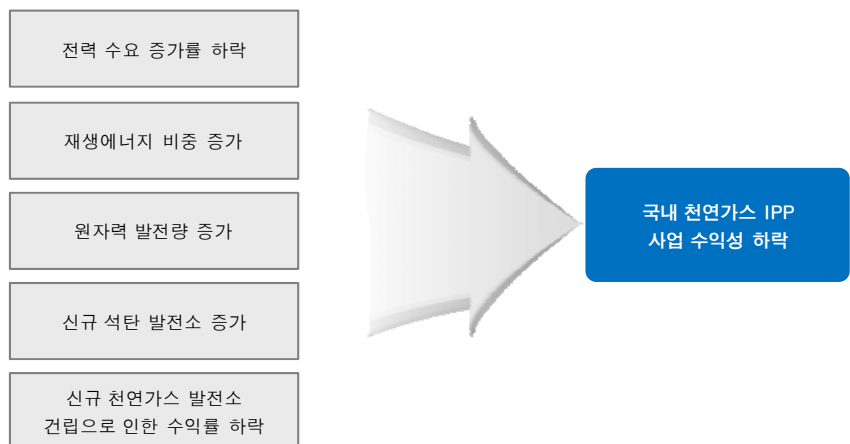
한국의 coal-to-gas switching 탄소가격



자료: 삼성증권

국내 천연가스 발전이 석탄 발전을 대체하기 어려운 환경에서 향후 평균 가동률이 점진적으로 하락하여 수익성이 하락할 수 밖에 없는 이유는 다음과 같다. 첫째, 향후 전력 수요 증가율이 하락하게 된다. 둘째, 재생에너지 비중이 증가한다. 셋째, 신규 원전이 꾸준히 늘어나며 원자력 발전량이 증가한다. 넷째, 민자석탄발전소 건설 붐으로 2019년까지 신규 석탄 발전소가 크게 증가한다. 다섯째, 지난 3~4년간 천연가스 발전소 수익률 향상으로 현재 많은 신규 천연가스 발전소가 건설되고 있다.

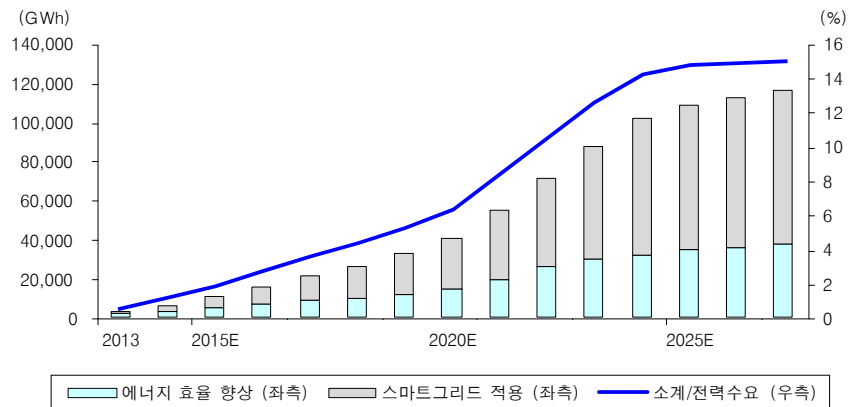
향후 국내 천연가스 IPP 사업 수익성 하락의 5가지 이유



자료: 삼성증권 정리

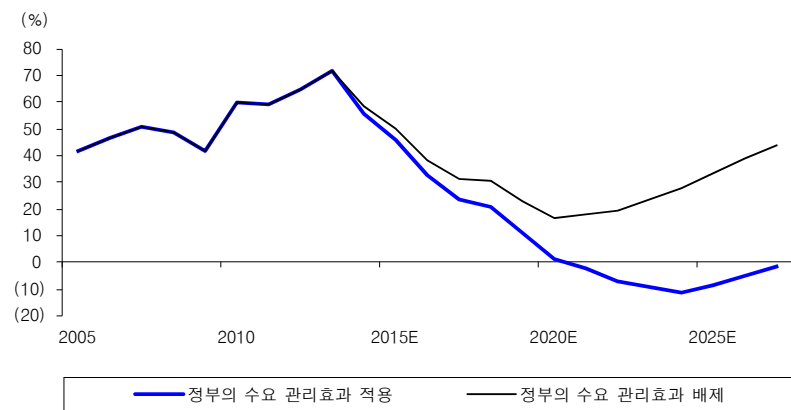
기후변화 대응을 위해 가장 cost-effective한 탄소 배출 저감 방법은 에너지 효율을 개선시키는 것이다. 정부는 2013년 2월에 발표한 제6차 전력 수급 계획에서 에너지 효율 향상과 스마트그리드 적용으로 2027년 기준 총 15%의 전력 수요를 절감할 계획을 밝혔다. 기본적으로 원자력과 석탄 발전이 기저 전원으로 먼저 가동되고 천연가스 발전은 첨두 부하를 담당하기 때문에 전력 수요의 감소는 곧바로 천연가스 발전소의 가동률 감소로 나타난다. 정부의 전력 수요 관리 목표가 시간에 따라 점진적으로 증가하기 때문에 천연가스 발전소의 평균 가동률 또한 projection 기간 후반 부로 갈수록 감소하게 된다.

제6차 전력 수급 계획에 포함된 정부의 전력 수요 관리 계획



자료: 제6차 전력 수급 계획

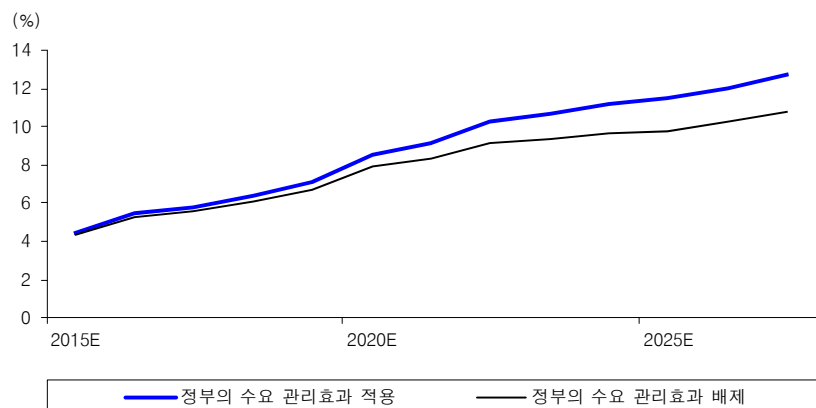
정부의 전력 수요 관리로 인한 향후 천연가스 발전소 가동률 영향



자료: 제6차 전력 수급 계획, 삼성증권

기후변화 대응을 위해 재생에너지 비중 확대는 필수이다. 제6차 전력 수급 계획에서 정부는 재생에너지의 발전 비중을 2012년 2.1%에서 점진적으로 증가하여 2027년 12.7%(정부의 전력 수요 관리 가정)까지 확대하기로 하였다. 대부분의 재생에너지는 전력 생산 시 변동비가 거의 제로에 가깝기 때문에 가동에 있어서 우선순위가 매우 높다. 즉 재생에너지 비중 증가로 인해 천연가스 발전소가 담당해야 하는 전력 수요가 감소하게 되고 이는 천연가스 발전소의 가동률 감소로 나타나게 된다. 이는 이미 유럽에서 최근 나타나고 있는 현상과 일치한다.

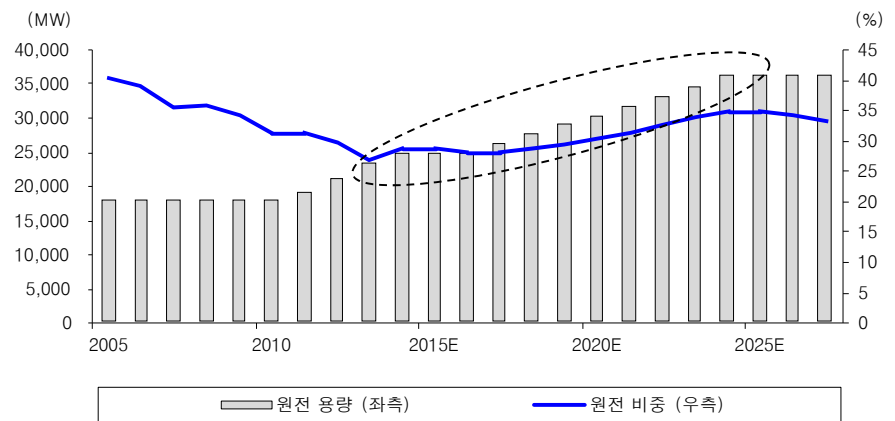
국내 재생에너지 비중 전망



자료: 제6차 전력 수급 계획

제6차 전력 수급 계획에 따르면 2017년부터 2023년까지 매년 1기씩의 원전이 신규 가동되게 된다. 지난 2011년 후쿠시마 원전 사고에 이어 국내 원전 스캔들로 인해 최근 원전에 대한 국내 여론이 좋은 상황은 아니다. 작년 2월에 발표된 제6차 전력 수급 계획에서도 원전 건설 계획이 상당히 축소되었다. 하지만 향후 기후변화 대응을 위해 탄소 배출이 거의 없는 원자력의 역할이 더욱 중요해질 수 있기 때문에 원전에 대한 추가적인 감축 계획은 나오지 않을 것으로 판단된다. 정부의 전력 수요 관리가 효과를 발휘한다는 가정 하에 원전 비중은 2012년 30%를 하회한 이후 2020년에 다시 30% 대로 올라서고 지속적으로 증가하여 2024년에는 34.8%에 다다를 것으로 전망된다. 이러한 기저발전의 증가는 첨두발전을 담당하는 천연가스 발전 비중의 하락으로 연결될 수 밖에 없다.

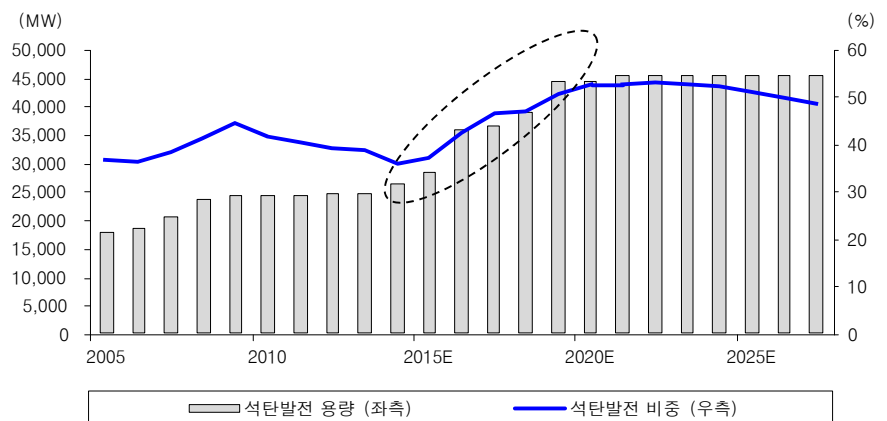
국내 원전 용량 및 발전 비중 전망



자료: 삼성증권 정리

정부는 제6차 전력 수급 계획에서 민자석탄발전 사업자를 확대하였다. 이는 한국전력의 투자 부담을 줄이고 전력 예비율을 확보하겠다는 취지이다. 신규 석탄발전소의 가동은 올해부터 2019년까지 총 20GW가 넘는 규모로 2013년 말 국내 총 석탄발전소 용량의 80%를 차지할 정도로 큰 규모이다. 국내 기준 coal-to-gas switching 탄소가격이 터무니없이 높을 만큼 천연가스로의 대체가 일어나기 어려운 상황이기 때문에 석탄발전소의 증가는 고스란히 천연가스 발전 비중의 하락으로 나타나게 된다.

국내 석탄발전 용량 및 발전 비중 전망



자료: 삼성증권 정리

국내 IPP 기업 현황

모회사	IPP 사업자	매출액 (십억원)	모회사 대비 매출 비중 ** (%)	영업이익 (십억원)	모회사 대비 영업이익 비중** (%)	설비 용량 (MW)
포스코	포스코에너지	2,582.1	4.2	201.7	6.7	3,052
GS	GS EPS	1,230.9	12.8	109.3	19.8	1,505
	GS E&R*	1,158.9	12.1	38.8	7.0	1,190
	GS 파워*	541.9	2.8	58.7	5.3	950
SK	SK E&S*	5,938.0	5.3	563.7	15.6	1,907
삼천리	S-power	n/a	n/a	n/a	n/a	836
지역난방공사		1,734.0	60.2	184.0	80.1	1,697

참고: * 열매출 포함, ** 지분을 감안

자료: 각 사

Company Update



김승우, CFA
Analyst
swkim77@samsung.com
02 2020 7844

AT A GLANCE

SELL HOLD **BUY**

목표주가	130,000원(36.7%)
현재주가	95,100원
Bloomberg code	096770 KS
시가총액	8.9조원
Shares (float)	92,465,564주 (66.0%)
52주 최저/최고	92,800원/158,000원
60일-평균거래대금	533.5억원
One-year performance	1M 6M 12M
SK이노베이션 (%)	-9.1 -30.0 -33.2
Kospi 지수 대비 (%pts)	-11.2 -34.9 -43.2

KEY CHANGES

(원)	New	Old	Diff
투자 의견	BUY	BUY	
목표주가	130,000	130,000	0.0%
2014E EPS	5,364	5,364	0.0%
2015E EPS	12,836	12,836	0.0%
2016E EPS	14,120	14,120	0.0%

SAMSUNG vs THE STREET

No of I/B/E/S estimates	45
Target price vs I/B/E/S mean	-4.5%
Estimates up/down (4 weeks)	0/0
1-year-fwd EPS vs I/B/E/S mean	-16.1%
Estimates up/down (4 weeks)	0/2
I/B/E/S recommendation	BUY(2.06)

SK이노베이션 (096770)

E&P 및 전기차 배터리 사업은 oil demand의 downside 헤지

WHAT'S THE STORY?

Event: 미국의 Clean Power Plan 제안은 글로벌 에너지 산업의 의미 있는 변화의 시작. 각국의 저탄소 에너지 시스템 구축을 위한 정책 변화가 기대됨.

Impact: 각국 정부들이 보다 기후변화 대응에 commitment를 보일 수록 oil demand의 downside가 생길 수 밖에 없음. 하지만 화석연료의 고갈 속도가 oil demand 감소 속도보다 더 빠를 것으로 전망되기 때문에 E&P 사업의 수익성은 상대적으로 안전. 동사의 E&P 및 전기차 배터리 사업은 oil demand의 downside를 효과적으로 헤지.

Action: 목표주가 130,000원 및 BUY 투자의견 유지.

THE QUICK VIEW

2020년 전후로 oil demand 수요 감소 가능성, 석유정제 섹터에 부정적: IEA의 기후변화 대응을 위한 2DS 시나리오에서는 1)각국 정부의 연비 규제, 2)바이오 연료 사용 증가, 3)전기차 보급 등에 의해 2020년 전후로 oil demand가 감소하기 시작할 것으로 전망. 게다가 정유설비를 건너뛰는 NGL(Natural Gas Liquids)의 빠른 증가는 석유정제 설비가동률에 부정적. 국내 정유사들은 꾸준한 설비 투자로 상대적으로 높은 고도화 비율과 경쟁력 있는 원가 구조를 가지고 있지만 자국의 큰 성장 잠재력을 가지고 있는 중국 및 인도나, feedstock의 이점이 있는 중동, 미국 등의 정유사보다는 경쟁 열위에 있을 수 밖에 없음. 따라서 각국 정부들이 보다 기후변화 대응에 commitment를 보일 수록 oil demand의 downside가 생길 수 밖에 없음.

Oil demand의 downside에도 불구하고 E&P 수익성은 상대적으로 안전: 각국 정부들의 기후변화 대응 정책에 의해 oil demand 둔화가 예상되지만 E&P의 수익성은 상대적으로 안정적일 것. 이는 화석연료의 고갈 속도가 oil demand 감소 속도보다 더 빠를 것으로 전망되기 때문. OPEC이 가장 크고 가장 낮은 원가 구조를 가지고 있는 reserve를 가장 많이 보유하고 있기 때문에 생산량을 조절을 통해 유가의 downside를 효과적으로 제한하고 있음. 게다가 non-OPEC의 proven oil reserve로는 글로벌 oil demand를 커버할 수 없고 비용 구조 또한 자원이 고갈됨에 따라 OPEC 국가들에 비해 상대적으로 빠르게 상승하는 구조라는 점에서 E&P 사업의 수익성은 상대적으로 안정적.

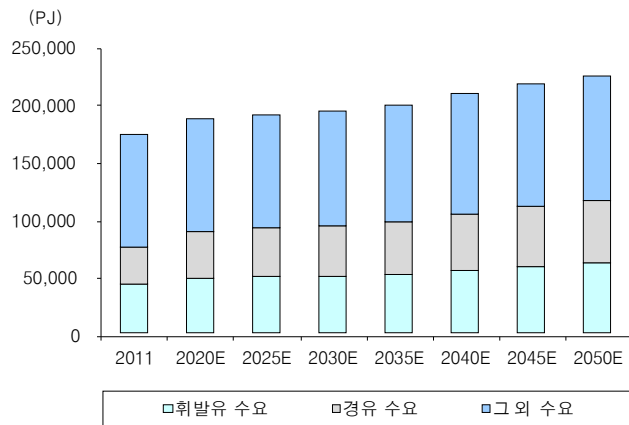
E&P 및 전기차 배터리 사업은 중요한 헤지 수단, 목표주가 130,000원 및 BUY 유지: 국내 정유3사 중 동사는 기후변화 관점에서 향후 oil demand의 downside에 대해 적극적으로 사업 다각화를 진행하고 있다고 판단. 먼저 E&P 사업의 규모가 국내 상장사 중 단연 으뜸이고 전기차 배터리 사업 진출로 석유정제 사업 부문의 중장기적 downside를 효과적으로 헤지하고 있음. 하지만 문제는 글로벌 oil major와 비교했을 때 E&P 사업 규모, 경쟁력, 비중 면에서 모두 열위에 있고 전기차 배터리 사업 또한 후발 주자라는 점. 즉 동사의 국내 경쟁사 대비 이러한 강점이 valuation premium으로 작용하는 정도는 어느 정도 제한될 수 있다는 판단. 목표주가 130,000원 및 BUY 투자의견 유지.

SUMMARY FINANCIAL DATA

	2013	2014E	2015E	2016E
매출액 (십억원)	66,669.5	68,902.2	71,891.7	72,930.1
순이익 (십억원)	729.9	500.0	1,191.6	1,310.6
EPS (adj) (원)	8,100	5,364	12,836	14,120
EPS (adj) growth (%)	(41.8)	(33.8)	139.3	10.0
EBITDA margin (%)	3.0	2.5	3.6	3.8
ROE (%)	4.7	3.1	7.2	7.5
P/E (adj) (배)	18.7	17.7	7.4	6.7
P/B (배)	1.0	0.6	0.6	0.5
EV/EBITDA (배)	10.6	10.2	6.7	6.3
Dividend yield (%)	2.1	3.4	3.9	4.1

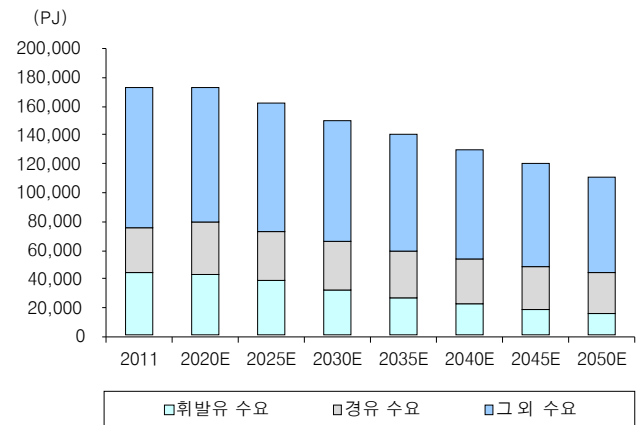
자료: 삼성증권 추정

Oil demand 전망 (4DS)



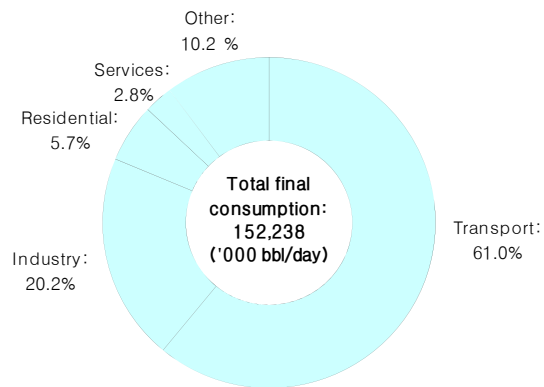
자료: IEA

Oil demand 전망 (2DS)



자료: IEA

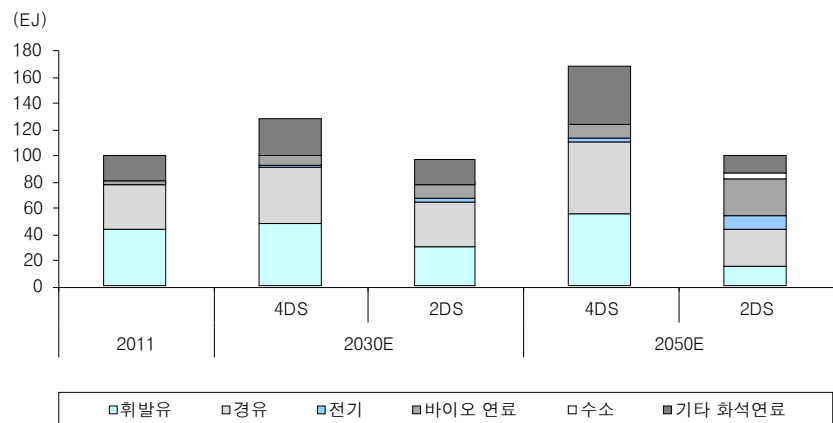
Oil demand 산업별 breakdown



참고: 2011년 기준

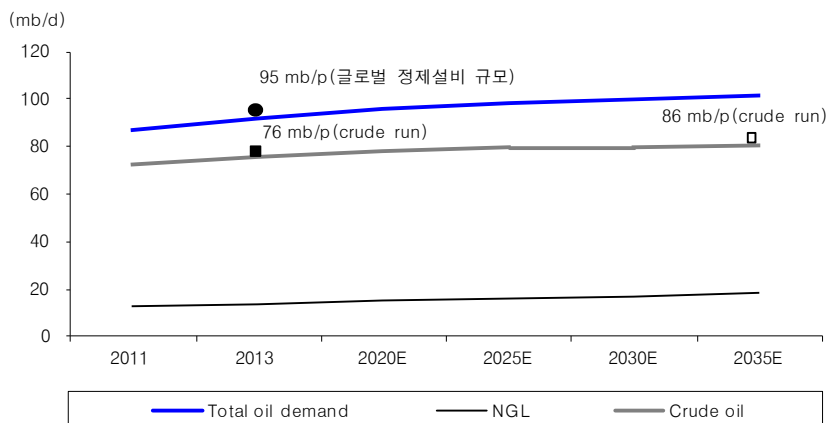
자료: IEA

수송분야 에너지 사용 전망 (4DS vs. 2DS)



자료: IEA

Oil demand와 정제 설비의 crude run 전망



참고: IEA의 New policies scenario 가정

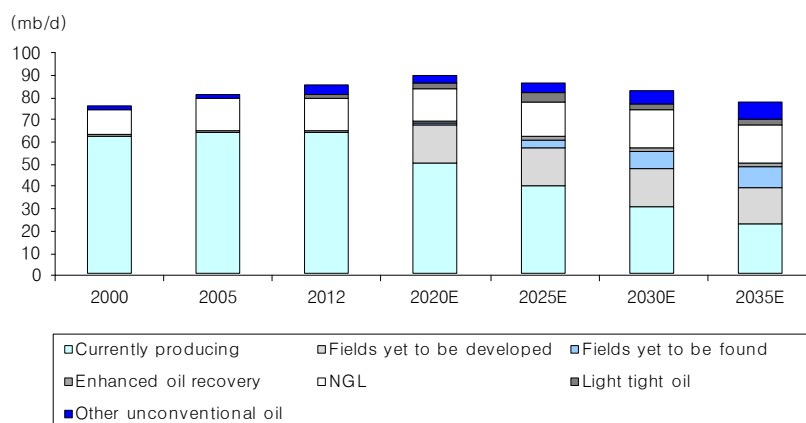
자료: IEA

글로벌 정제설비 투자 전망 (2014~2035년)

	투자 규모 (USDb)				New capacity (mb/d)
	Greenfield	Secondary units	Maintenance	Total	
중국	150	0	124	274	4.0
미국	14	38	172	224	0.4
중동	106	2	85	193	2.9
유럽	7	26	128	160	0.2
인도	98	2	46	146	2.3
브라질	72	0	27	100	1.4
그 외	58	24	223	304	1.5
총 계	504	92	804	1401	12.7

자료: IEA

글로벌 oil production (2DS)



자료: IEA

SK이노베이션

SK이노베이션과 해외 oil major 비교

	Reserve (Mil BOE)	Total Production ('000BOE/day)	2014 (배)			2015 (배)		
			P/B	P/E	EV/EBITDA	P/B	P/E	EV/EBITDA
Exxon Mobil	25,216	4,175.0	2.29	12.79	5.89	2.14	12.71	5.84
Royal Dutch Shell	13,900	3,199.0	1.32	10.36	4.5	1.24	10.22	4.45
Chevron	11,203	2,597.0	1.54	11.93	4.99	1.45	11.34	4.81
BP	17,996	3,230.0	1.11	10.09	4.54	1.06	9.5	4.34
Sinopec	3,923	1,212.3	1.13	10.07	5.05	1.04	9.08	4.63
CNOOC	4,114	1,082.8	1.41	9.45	4.09	1.28	8.86	3.71
SK Innovation	646	70.0	0.56	16.94	10.63	0.53	9.09	7.64

자료: Bloomberg

분기별 수익추정

(십억원)	2013				2014E				2015E				2013	2014E	2015E
	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	1Q14	2Q14	3Q14E	4Q14E	1Q15E	2Q15E	3Q15E	4Q15E			
매출액	18,108	16,853	15,858	15,856	16,878	16,494	17,352	18,178	18,111	17,346	18,186	18,249	66,675	68,902	71,892
SK에너지	13,884	12,720	11,481	11,811	12,740	12,204	12,967	13,618	13,501	12,718	13,512	13,596	49,897	51,529	53,327
SK종합화학	3,285	3,137	3,323	2,997	3,114	3,261	3,167	3,286	3,361	3,345	3,330	3,314	12,742	12,828	13,350
SK루브리컨츠	628	682	740	740	747	741	878	952	942	973	995	1,006	2,791	3,318	3,916
SK이노베이션	311	313	313	308	277	288	339	322	307	309	349	334	1,245	1,226	1,299
E&P	248	263	232	240	219	229	246	244	243	244	246	248	982	937	981
기타	63	51	82	68	58	59	94	78	64	65	103	86	263	289	318
영업이익	696	396	316	(25)	226	(50)	292	321	358	358	468	406	1,382	789	1,590
SK에너지	384	39	(52)	(310)	35	(215)	36	95	91	59	128	118	61	(49)	396
SK종합화학	244	224	218	160	85	51	106	84	97	125	156	128	845	326	505
SK루브리컨츠	8	29	62	56	66	79	71	62	69	77	83	68	155	279	296
SK이노베이션	60	104	88	69	40	34	79	80	102	96	101	92	321	232	392
E&P	120	164	128	144	104	113	135	134	141	142	143	144	555	486	569
기타	(59)	(60)	(40)	(75)	(64)	(79)	(56)	(55)	(39)	(45)	(41)	(51)	(234)	(254)	(177)

자료: 삼성증권 추정

SK Innovation: P/B



자료: DataStream, Bloomberg

포괄손익계산서

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
매출액	73,330	66,670	68,902	71,892	72,930
매출원가	69,744	63,408	66,129	68,252	69,079
매출총이익	3,586	3,262	2,774	3,640	3,851
(매출총이익률, %)	4.9	4.9	4.0	5.1	5.3
판매 및 일반관리비	1,887	1,879	1,985	2,050	2,063
영업이익	1,699	1,383	789	1,590	1,789
(영업이익률, %)	2.3	2.1	1.1	2.2	2.5
순금융이익	(228)	(190)	(172)	(192)	(194)
순외환이익	0	0	8	0	0
순지분법이익	131	68	167	169	172
기타	86	(143)	23	43	0
세전이익	1,689	1,117	815	1,610	1,766
법인세	506	339	264	370	406
(법인세율, %)	30.0	30.3	32.5	23.0	23.0
순이익	1,182	779	551	1,240	1,360
(순이익률, %)	1.6	1.2	0.8	1.7	1.9
지배주주순이익	1,185	730	500	1,192	1,311
(순이익률, %)	1.8	1.1	0.7	1.7	1.8
EBITDA	2,540	1,977	1,699	2,589	2,749
(EBITDA 이익률, %)	3.5	3.0	2.5	3.6	3.8
EPS(지배주주) (원)	13,910	8,100	5,364	12,836	14,120
EPS(연결기준) (원)	12,743	8,378	5,910	13,357	14,655
수정 EPS (원)**	13,910	8,100	5,364	12,836	14,120
주당배당금 (보통, 원)	3,200	3,200	3,200	3,700	3,900
주당배당금 (우선, 원)	3,250	3,250	3,250	3,750	3,950
배당성향 (%)	25.2	40.9	60.0	29.1	27.9

현금흐름표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
영업활동에서의 현금흐름	1,162	1,379	262	1,596	1,696
순이익	1,182	779	551	1,240	1,360
유·무형자산 상각비	624	669	711	786	789
순외환관련손실 (이익)	(75)	(28)	(66)	0	0
지분법평가손실 (이익)	(127)	(137)	(187)	(169)	(172)
Gross Cash Flow	2,492	2,019	1,057	1,813	1,976
순운전자본감소 (증가)	(520)	(124)	(795)	(216)	(280)
기타	(629)	(387)	0	0	0
투자활동에서의 현금흐름	(2,462)	(1,979)	(2,813)	(1,320)	(1,323)
설비투자	(1,546)	(2,634)	(2,217)	(1,200)	(1,200)
Free cash flow	(384)	(1,255)	(1,956)	396	496
투자자산의 감소(증가)	(814)	(155)	(622)	(300)	(300)
(배당금***)	0	0	0	0	0
기타	(102)	810	26	180	177
재무활동에서의 현금흐름	(242)	635	272	(277)	(617)
차입금의 증가(감소)	(805)	898	249	100	(200)
자본금의 증가(감소)	0	0	0	0	0
배당금	(264)	(299)	(0)	(300)	(347)
기타	827	36	23	(77)	(70)
현금증감	(1,567)	20	(2,276)	(1)	(244)
기말현금	4,396	2,829	2,849	573	572
기말현금	2,829	2,849	573	572	328

참고: * 일회성 항목 제외

** 완전 회석, 일회성 항목 제외

*** 지분법증권으로부터의 배당

자료: 삼성증권 추정

재무상태표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
유동자산	17,885	16,997	15,497	15,497	15,349
현금 및 현금등가물	2,829	2,849	573	572	328
매출채권	5,523	5,138	5,893	5,916	5,984
재고자산	6,759	7,080	7,041	6,940	6,940
기타	2,775	1,931	1,991	2,070	2,097
비유동자산	15,946	18,291	20,565	21,572	22,584
투자자산	2,101	2,432	3,157	3,626	4,097
(지분법증권)	1,488	1,873	2,597	3,066	3,538
유형자산	12,324	14,335	15,906	16,399	16,891
무형자산	1,364	1,382	1,424	1,469	1,517
기타	157	143	79	79	79
자산총계	33,831	35,289	36,063	37,069	37,933
유동부채	12,025	11,665	12,825	13,010	12,972
매입채무	6,226	6,031	6,782	6,778	6,848
단기차입금	1,538	2,221	2,334	2,834	2,634
기타 유동부채	4,261	3,414	3,708	3,397	3,490
비유동부채	5,458	6,708	6,079	6,009	5,947
사채 및 장기차입금	4,605	5,837	5,151	5,151	5,151
기타 장기부채	853	871	928	858	796
부채총계	17,483	18,374	18,904	19,019	18,919
자본금	469	469	469	469	469
자본잉여금	5,893	5,893	5,893	5,893	5,893
이익잉여금	9,115	9,535	9,729	10,621	11,584
기타	(105)	(58)	(26)	(26)	(26)
비지배주주지분	977	1,076	1,094	1,094	1,094
자본총계	16,348	16,915	17,159	18,050	19,014
순부채	4,189	5,926	8,408	8,509	8,553
주당장부가치 (원)	150,306	155,139	157,097	166,187	176,011

재무비율 및 주당지표

12월 31일 기준	2012	2013	2014E	2015E	2016E
증감률 (%)					
매출액	22.4	(9.1)	3.3	4.3	1.4
영업이익	88.8	(18.6)	(43.0)	101.6	12.5
세전이익	80.7	(33.8)	(27.1)	97.5	9.7
순이익	77.8	(34.1)	(29.3)	125.2	9.7
영업순이익*	124.0	(41.6)	(33.6)	138.3	10.0
EBITDA	46.3	(19.0)	(14.1)	52.4	6.2
수정 EPS**	124.0	(41.8)	(33.8)	139.3	10.0
비율 및 회전					
ROE (%)	12.3	4.7	3.1	7.2	7.5
ROA (%)	5.0	2.3	1.5	3.4	3.6
ROIC (%)	8.2	4.2	2.1	4.6	5.0
순부채비율 (%)	58.0	35.0	49.0	47.1	45.0
이자보상배율 (배)	4.4	4.7	4.5	8.3	9.2
매출채권 회수기간 (일)	21.6	29.2	29.2	30.0	29.8
매입채무 결제기간 (일)	36.8	33.6	33.9	34.4	34.1
재고자산 보유기간 (일)	30.7	37.9	37.4	35.5	34.7
Valuations (배)					
P/E	11.6	18.7	17.7	7.4	6.7
P/B	1.1	1.0	0.6	0.6	0.5
EV/EBITDA	7.9	10.6	10.2	6.7	6.3
EV/EBIT	10.5	16.1	17.5	9.6	8.9
배당수익률 (보통, %)	2.0	2.1	3.4	3.9	4.1

Company Update



김승우, CFA
Analyst
swkim77@samsung.com
02 2020 7844

■ AT A GLANCE

SELL HOLD **BUY**

목표주가	350,000원(27.7%)
현재주가	274,000원
Bloomberg code	051910 KS
시가총액	19.5조원
Shares (float)	66,271,100주 (65.9%)
52주 최저/최고	238,500원/323,000원
60일-평균거래대금	562.9억원
One-year performance	1M 6M 12M
LG화학 (%)	-3.3 +6.8 -2.8
Kospi 지수 대비 (%pts)	-5.4 +1.9 -12.9

■ KEY CHANGES

(원)	New	Old	Diff
투자 의견	BUY	BUY	
목표주가	350,000	350,000	0.0%
2014E EPS	18,255	18,255	0.0%
2015E EPS	23,307	23,307	0.0%
2016E EPS	25,762	25,762	0.0%

■ SAMSUNG vs THE STREET

No of I/B/E/S estimates	41
Target price vs I/B/E/S mean	1.4%
Estimates up/down (4 weeks)	0/0
1-year-fwd EPS vs I/B/E/S mean	4.9%
Estimates up/down (4 weeks)	0/3
I/B/E/S recommendation	BUY(1.80)

LG화학 (051910)

전기차의 높은 성장성으로 중국 CTO의 위협 충분히 상쇄

WHAT'S THE STORY?

Event: 미국의 Clean Power Plan 제안은 글로벌 에너지 산업의 의미 있는 변화의 시작. 각국의 저탄소 에너지 시스템 구축을 위한 정책 변화가 기대됨.

Impact: 글로벌 에너지 산업의 저탄소화를 위한 정책 변화로 가장 피해를 보는 에너지원은 바로 석탄. 향후 석탄 가격이 하향 안정되어 석유 가격과의 격차가 더욱 더 벌어진다면 중국 입장에서 CTO는 더욱 더 매력적인 옵션. 이는 현재 CTO의 나프타크래커 대비 원가경쟁력을 감안할 때 아시아 석유화학 섹터에 중장기적인 위협. 하지만 동사는 전기차 배터리 분야 top tier로서 이러한 위협을 충분히 헤치할 수 있다고 판단.

Action: 목표주가 350,000원 및 섹터 top pick으로 추천.

THE QUICK VIEW

기후변화 대응으로 중국의 CTO 유리, 석유화학 섹터에 부정적: 이번 미국의 Clean Power Plan으로 시작된 글로벌 에너지 산업의 저탄소화를 위한 정책 변화로 가장 피해를 보는 에너지원은 바로 석탄. 중국의 경우 13차 5개년 계획에 탄소 배출 cap이 포함되면 석탄의 사용량을 2020년 정도에 peak-out 시키는 정책이 발표될 가능성이 높음. 향후 석탄 가격이 중장기적으로 하향 안정되어 석유 가격과의 격차가 더욱 더 벌어진다면 중국 입장에서 CCT(Clean Coal Technology)는 더욱 더 매력적인 옵션이 될 수 있음. CTO(Coal To Olefin)는 현재의 유가 및 석탄 가격에서 나프타크래커 대비 23%의 원가 경쟁력을 가지고 있기 때문에 아시아 석유화학 섹터에 중장기적인 위협이 될 수 있음.

전기차 시대가 올 수 밖에 없는 이유: 각국의 기후변화 대응 정책은 전기차 보급을 앞당기는 가장 큰 요인. IEA에 따르면 에너지 산업에서 수송 분야의 온실가스 저감 잠재력이 전력 발전 분야 다음으로 큼. 게다가 전기차 보급에 따른 또 다른 이점은 Vehicle to Grid로 인해 재생에너지와의 연계 측면에서 시너지가 발생한다는 것. IEA에 따르면 2DS 시나리오에서 2050년 전기차 배터리가 글로벌 ESS needs의 반 정도를 담당할 수 있을 것으로 전망되기 때문에 향후 전기차 보급은 기후변화 대응 측면에서 선택이 아닌 필수라고 판단. 기후변화 대응을 위해서는 전기차와 HEV 판매가 각각 2025년까지 매년 80%, 50% 가량 성장해야 할 것.

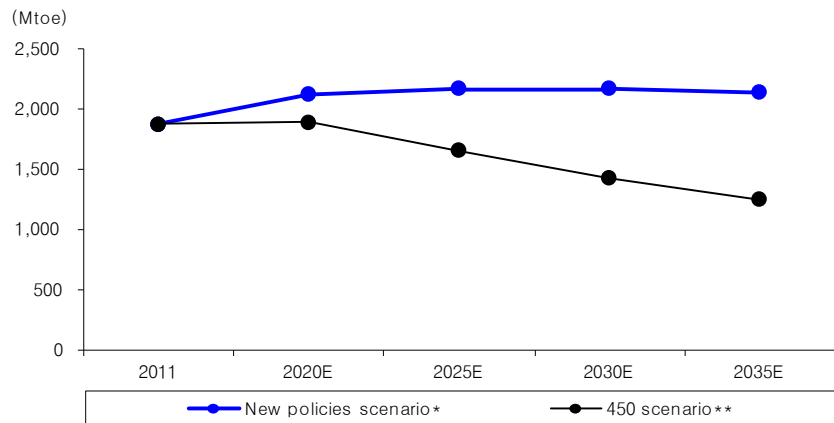
전기차 배터리 분야 top tier로서 섹터 top pick, 목표주가 350,000원 유지: 동사는 1) 전기차 배터리 납품 track record, 2) 제조 원가, 3) R&D 능력에서 전기차 배터리 부문 top tier 업체임에 틀림없음. 현재 한번 충전으로 200마일 주행(2세대 전기차)할 수 있는 배터리의 원가를 300불/kWh 수준으로 개발하는 과정이 순조롭게 진행되고 있음. 동사의 전기차 배터리 매출은 2015년 하반기부터 급증하기 시작하여 2016년에는 중대형 배터리(ESS 포함) 매출 1.5~2.0조원 수준이 가능할 것으로 전망. 전기차 배터리에 사용되는 LiB의 제조 원가가 300불/kWh 수준이 실현된다면 이는 LiB의 ESS 시장 또한 시장의 예상보다 빠르게 열릴 수 있는 계기가 되기 때문에 동사에게 더욱 의미가 있을 것.

■ SUMMARY FINANCIAL DATA

	2013	2014E	2015E	2016E
매출액 (십억원)	23,143.6	23,175.4	24,123.0	24,739.7
순이익 (십억원)	1,266.0	1,240.7	1,575.5	1,738.1
EPS (adj) (원)	18,899	18,255	23,307	25,762
EPS (adj) growth (%)	(14.0)	(3.4)	27.7	10.5
EBITDA margin (%)	11.6	11.4	12.7	13.3
ROE (%)	11.3	10.3	11.8	11.8
P/E (adj) (배)	15.0	15.0	11.8	10.6
P/B (배)	1.8	1.6	1.5	1.4
EV/EBITDA (배)	7.8	7.6	6.5	5.9
Dividend yield (%)	1.2	1.5	1.5	1.5

자료: 삼성증권 추정

IEA의 중국 석탄 사용량 전망

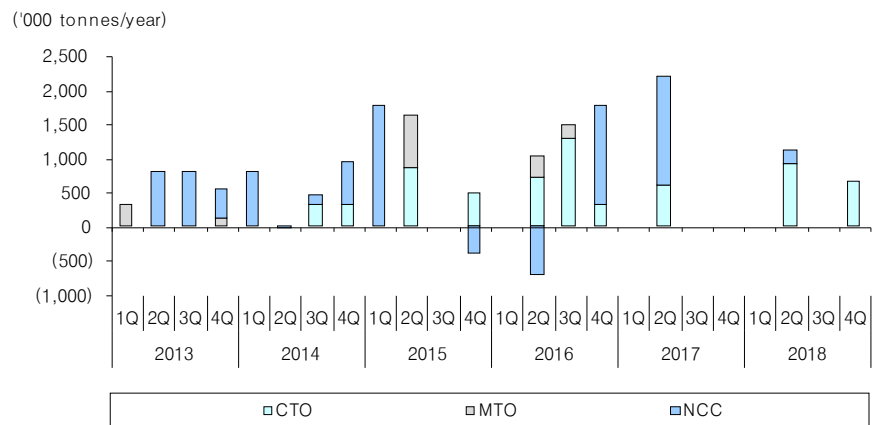


참고: * New Policies Scenario: 중국이 기후 변화 대응에 대해 기존의 입장을 고수할 경우

** 450 Scenario: 중국이 기후 변화에 적극적으로 대응할 경우

자료: IEA

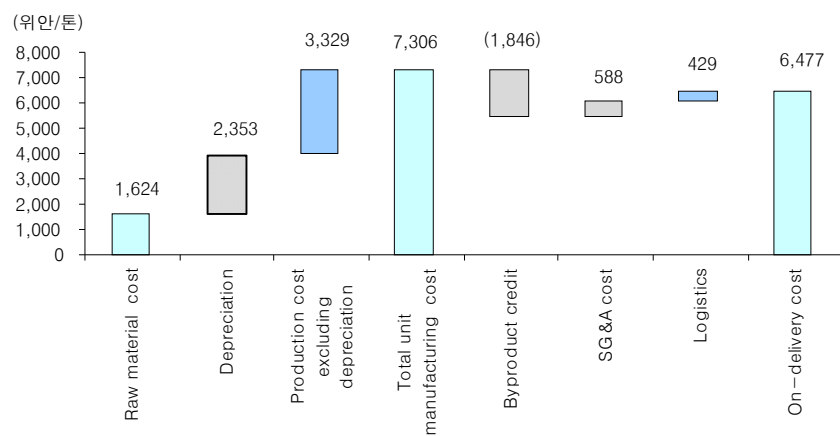
중국 CTO 증설 전망



참고: 에틸렌 기준

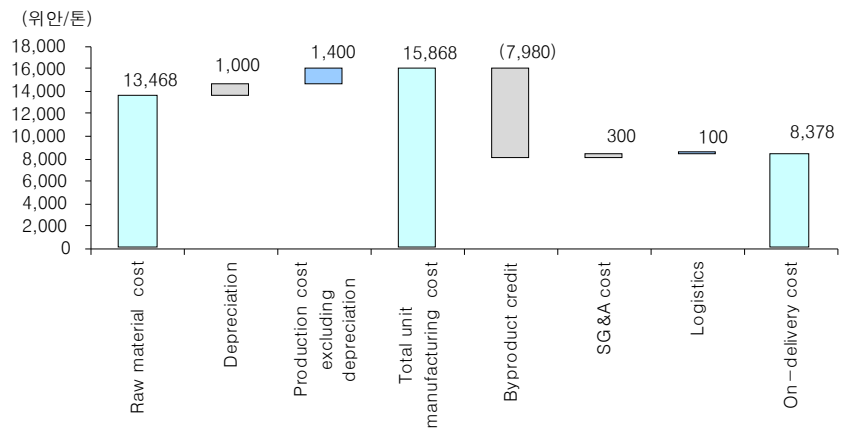
자료: IHS Chemical

CTO (Coal To Olefin) 제조원가 breakdown



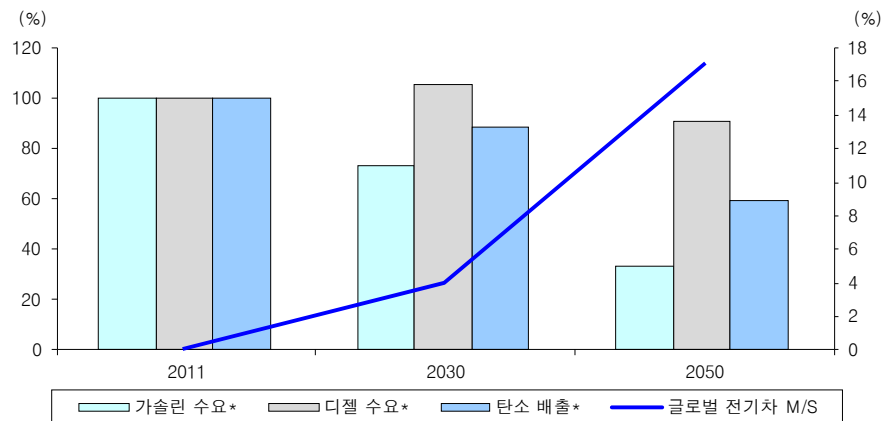
자료: 삼성증권 정리

NTO (Naphtha To Olefin) 제조원가 breakdown



자료: 삼성증권 정리

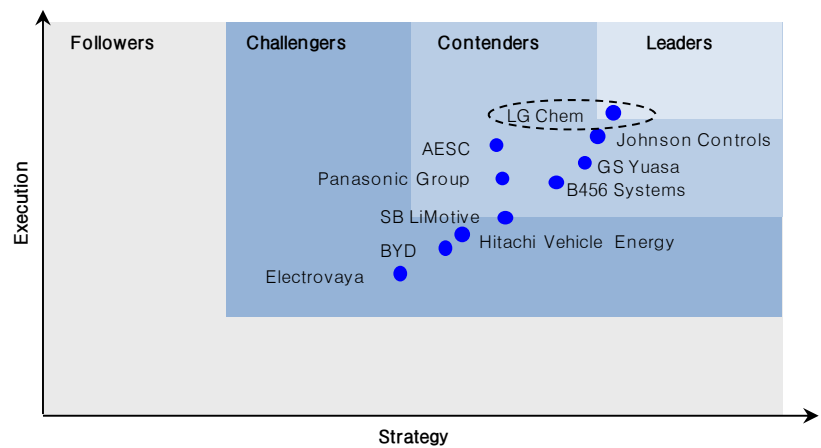
2DS 시나리오에서의 수송 분야 전망



참고: * 모든 수치는 2011년 대비 백분율

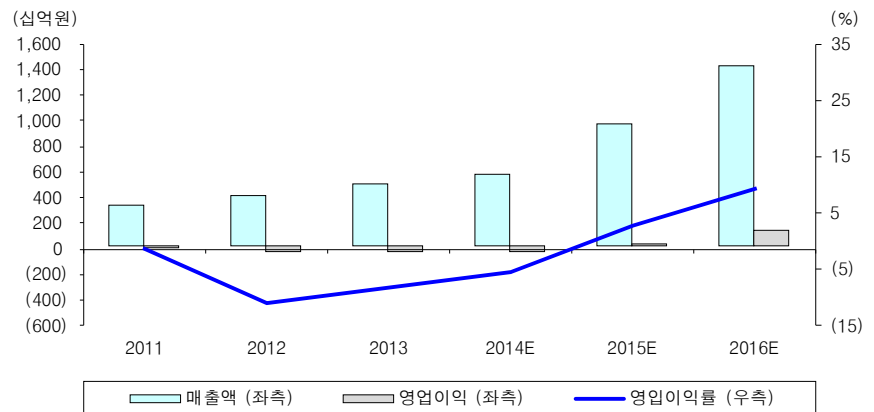
자료: IEA

LG화학의 전기차 배터리 사업 역량



자료: Navigant research

LG화학 중대형 배터리 부문 수익 전망



자료: 삼성증권

분기별 수익추정

(십억원)	2013				2014E				2015E				2013	2014E	2015E
	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	1Q14	2Q14	3Q14E	4Q14E	1Q15E	2Q15E	3Q15E	4Q15E			
매출액	5,721	5,917	5,865	5,641	5,673	5,869	5,799	5,835	5,888	6,037	6,125	6,074	23,144	23,175	24,123
석유화학	4,353	4,536	4,426	4,300	4,415	4,516	4,303	4,220	4,296	4,294	4,289	4,291	17,614	17,454	17,170
정보전자소재	827	813	788	737	670	716	850	992	990	1,053	1,047	998	3,166	3,228	4,088
편광판	805	786	755	702	635	677	812	951	946	1,006	1,001	932	3,047	3,074	3,884
LCD유리기판	22	28	33	36	36	39	39	41	44	47	47	66	118	154	204
배터리	592	619	708	665	681	724	733	710	689	778	875	872	2,583	2,848	3,213
노트북/핸드폰용	460	472	582	518	533	574	569	545	522	553	558	534	2,032	2,221	2,167
중대형 2차전지	131	147	125	147	149	150	164	165	167	224	317	338	550	627	1,046
기타	(51)	(51)	(56)	(61)	(93)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(87)	(219)	(354)	(348)
영업이익	409	502	516	316	362	360	485	423	423	520	558	458	1,743	1,630	1,959
석유화학	324	367	380	262	308	291	356	316	313	362	373	314	1,332	1,271	1,362
정보전자소재	97	119	102	61	37	47	95	96	86	123	122	97	379	276	428
편광판	119	141	122	77	48	53	97	95	85	121	120	93	459	293	419
LCD유리기판	(22)	(22)	(20)	(16)	(11)	(6)	(2)	1	1	2	2	4	(80)	(18)	9
배터리	(12)	16	34	(6)	17	25	38	14	27	39	66	50	32	94	182
노트북/핸드폰용	6	24	41	2	24	32	46	22	34	44	50	24	72	124	152
중대형 2차전지	(18)	(8)	(6)	(8)	(7)	(7)	(8)	(8)	(7)	(5)	16	26	(40)	(30)	30
기타	(0.3)	(0.1)	(0.0)	0.1	(0.3)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(3.5)	(0.3)	(10.8)	(14.0)

자료: 삼성증권 추정

LG화학: P/B



자료: DataStream, Bloomberg

포괄손익계산서

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
매출액	23,263	23,144	23,175	24,123	24,740
매출원가	19,955	19,835	19,911	20,460	20,826
매출총이익	3,308	3,309	3,264	3,663	3,914
(매출총이익률, %)	14.2	14.3	14.1	15.2	15.8
판매 및 일반관리비	1,398	1,566	1,635	1,705	1,765
영업이익	1,910	1,743	1,630	1,959	2,148
(영업이익률, %)	8.2	7.5	7.0	8.1	8.7
순금융이익	(43)	(30)	(31)	(23)	(12)
순외환이익	14	5	(1)	0	0
순지분법이익	12	5	14	0	0
기타	(13)	(123)	(74)	5	5
세전이익	1,880	1,601	1,537	1,940	2,141
법인세	374	331	301	369	407
(법인세율, %)	19.9	20.7	19.6	19.0	19.0
순이익	1,506	1,271	1,236	1,572	1,734
(순이익률, %)	6.5	5.5	5.3	6.5	7.0
지배주주순이익	1,372	1,263	1,241	1,575	1,738
(순이익률, %)	6.4	5.5	5.4	6.5	7.0
EBITDA	2,797	2,676	2,646	3,074	3,283
(EBITDA 이익률, %)	12.0	11.6	11.4	12.7	13.3
EPS(지배주주) (원)	21,967	18,899	18,255	23,307	25,762
EPS(연결기준) (원)	22,264	18,707	18,190	23,251	25,700
수정 EPS (원)**	21,967	18,899	18,255	23,307	25,762
주당배당금 (보통, 원)	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
주당배당금 (우선, 원)	4,050	4,050	4,050	4,050	4,050
배당성향 (%)	19.7	23.3	23.8	18.8	17.0

현금흐름표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
영업활동에서의 현금흐름	1,766	2,183	2,134	2,650	2,881
순이익	1,506	1,271	1,236	1,572	1,734
유·무형자산 상각비	874	1,045	1,078	1,110	1,130
순외환관련손실 (이익)	0	0	13	0	0
지분법평가손실 (이익)	0	0	0	0	0
Gross Cash Flow	2,415	2,518	2,438	2,697	2,880
순운전자본감소 (증가)	(519)	(287)	(304)	(47)	1
기타	(58)	2	(0)	(0)	(0)
투자활동에서의 현금흐름	(2,655)	(1,310)	(1,954)	(2,025)	(2,021)
설비투자	(1,898)	(1,353)	(1,778)	(2,000)	(2,000)
Free cash flow	(132)	830	356	650	881
투자자산의 감소(증가)	(91)	(25)	(49)	(36)	(38)
(배당금***)	0	0	0	0	0
기타	(665)	68	(127)	11	17
재무활동에서의 현금흐름	246	(199)	464	(332)	(298)
차입금의 증가(감소)	562	110	322	(34)	0
자본금의 증가(감소)	0	0	0	0	0
배당금	(316)	(308)	0	(296)	(296)
기타	0	0	142	(2)	(2)
현금증감	(659)	678	644	293	562
기말현금	1,379	721	1,399	2,043	2,336
기말현금	721	1,399	2,043	2,336	2,898

참고: * 일회성 항목 제외

** 완전 회석, 일회성 항목 제외

*** 지분법증권으로부터의 배당

자료: 삼성증권 추정

재무상태표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
유동자산	7,453	8,032	8,934	9,374	10,000
현금 및 현금등가물	721	1,399	2,043	2,336	2,898
매출채권	3,131	3,221	3,332	3,468	3,522
재고자산	2,628	2,564	2,608	2,607	2,609
기타	973	848	951	963	971
비유동자산	9,128	9,415	10,098	11,072	12,030
투자자산	427	454	502	539	577
(지분법증권)	405	448	496	532	570
유형자산	8,348	8,560	9,228	10,146	11,046
무형자산	234	263	287	307	327
기타	119	138	80	80	80
자산총계	16,581	17,446	19,032	20,446	22,031
유동부채	4,338	4,598	5,091	5,155	5,217
매입채무	1,522	1,268	1,399	1,450	1,465
단기차입금	1,667	1,720	1,947	1,947	1,947
기타 유동부채	1,149	1,610	1,745	1,758	1,806
비유동부채	1,478	1,123	1,294	1,365	1,445
사채 및 장기차입금	1,192	804	783	783	783
기타 장기부채	286	319	511	583	662
부채총계	5,816	5,721	6,385	6,520	6,663
자본금	370	370	370	370	370
자본잉여금	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
이익잉여금	9,205	10,173	11,120	12,399	13,841
기타	(103)	(103)	(126)	(126)	(126)
비지배주주지분	136	129	125	125	125
자본총계	10,765	11,726	12,646	13,926	15,368
순부채	1,584	1,083	647	320	(242)
주당장부가치 (원)	141,367	154,129	166,368	183,498	202,839

재무비율 및 주당지표

12월 31일 기준	2012	2013	2014E	2015E	2016E
증감률 (%)					
매출액	2.6	(0.5)	0.1	4.1	2.6
영업이익	(32.2)	(8.8)	(6.5)	20.2	9.7
세전이익	(32.8)	(14.8)	(4.0)	26.2	10.3
순이익	(30.6)	(15.6)	(2.7)	27.1	10.3
영업순이익*	(31.1)	(13.7)	(3.3)	27.0	10.3
EBITDA	(22.2)	(9.6)	(1.1)	16.2	6.8
수정 EPS**	(24.8)	(14.0)	(3.4)	27.7	10.5
비율 및 회전					
ROE (%)	14.8	11.3	10.3	11.8	11.8
ROA (%)	9.5	7.5	6.8	8.0	8.2
ROIC (%)	12.4	10.8	9.9	11.1	11.3
순부채비율 (%)	14.7	9.2	5.1	2.3	(1.6)
이자보상배율 (배)	26.4	25.0	18.7	23.2	25.6
매출채권 회수기간 (일)	49.0	50.1	51.6	51.4	51.6
매입채무 결제기간 (일)	23.7	22.0	21.0	21.6	21.5
재고자산 보유기간 (일)	40.0	40.9	40.7	39.5	38.5
Valuations (배)					
P/E	14.9	15.0	15.0	11.8	10.6
P/B	2.3	1.8	1.6	1.5	1.4
EV/EBITDA	8.6	7.8	7.6	6.5	5.9
EV/EBIT	12.6	12.8	12.9	10.1	9.0
배당수익률 (보통, %)	1.0	1.2	1.5	1.5	1.5

Company Update



김승우, CFA
Analyst
swkim77@samsung.com
02 2020 7844

AT A GLANCE

SELL HOLD **BUY**

목표주가	220,000원(50.2%)		
현재주가	146,500원		
Bloomberg code	010060 KS		
시가총액	3.5조원		
Shares (float)	23,849,371주 (69.5%)		
52주 최저/최고	146,500원/214,000원		
60일-평균거래대금	258.0억원		
One-year performance	1M	6M	12M
OCI (%)	-8.7	-30.2	-7.0
Kospi 지수 대비 (%pts)	-10.7	-35.0	-17.0

KEY CHANGES

(원)	New	Old	Diff
투자의견	BUY	BUY	
목표주가	220,000	245,000	-10.2%
2014E EPS	(622)	(622)	0.0%
2015E EPS	791	791	0.0%
2016E EPS	5,201	5,201	0.0%

SAMSUNG vs THE STREET

No of I/B/E/S estimates	21
Target price vs I/B/E/S mean	-1.5%
Estimates up/down (4 weeks)	0/0
1-year-fwd EPS vs I/B/E/S mean	-121.5%
Estimates up/down (4 weeks)	0/0
I/B/E/S recommendation	BUY(2)

OCI (010060)

중국 경쟁사의 위협에도 top tier 유지할 것

WHAT'S THE STORY?

Event: 미국의 Clean Power Plan 제안은 글로벌 에너지 산업의 의미 있는 변화의 시작. 각국의 저탄소 에너지 시스템 구축을 위한 정책 변화가 기대됨.

Impact: 기후 변화 대응 위해 재생에너지 사용이 크게 증가할 전망. 이러한 관점에서 태양광은 가장 성장성이 높은 에너지원. 하지만 성장성이 높다 보니 태양광 산업의 oversupply가 해소되지 않은 상황에서 또 다시 신증설 투자가 급증하고 있음. 당사는 중국 low-cost 제조사들의 위협에도 상당 기간 동안 top tier 수준의 원가 경쟁력을 유지할 수 있을 것으로 판단.

Action: 목표주가 220,000원으로 하향하지만, BUY 투자의견 유지.

THE QUICK VIEW

기후변화 관점에서 태양광이 가장 높은 성장성 보유: 기후변화 대응을 위한 저탄소 에너지 시스템 구축의 핵심은 화석연료 사용을 줄이고 재생에너지 사용을 늘리는 것. 재생에너지 중 태양광은 1)출력이 peak 혹은 mid-peak 전력 수요 패턴과 비슷하고, 2)분산전원 구성이 가능하며, 3)화석 연료 가격 상승에 대한 헤지 수단을 제공한다는 측면에서 모든 에너지원 중 가장 높은 성장성이 기대됨. 기후변화 대응을 위해 실현되어야 하는 IEA의 2DS 시나리오에서는 태양광 발전 비중이 2011년 0.3%에서 2050년 9.5%까지 확대되어 주요 발전원으로 자리매김하게 될 전망.

태양광 value chain의 여전한 oversupply, 원가경쟁력이 핵심: 성장성이 높다 보니 태양광 산업의 oversupply가 해소되지 않은 상황에서 또 다시 신증설 투자가 급증하고 있음. GTM Research에 의하면 2014년 태양광 전 value chain에 걸쳐 10GW에 가까운 신증설이 진행되고 있음. 당사는 2015년 말까지 글로벌 폴리실리콘 설비의 nameplate capacity는 약 50만톤에 이를 것으로 전망. 이는 약 100GW에 해당하는 설비 규모로 올해 예상되는 태양광 수요 44GW에 비해 터무니 없이 많은 규모. 이 중 실제로 가동할 수 있는 유효한 설비 규모가 60~70% 정도라는 점을 감안해도 여전히 유효 공급 설비 규모가 태양광 수요를 앞지르는 상황. Top tier 진입을 위해 원가경쟁력이 가장 핵심이 될 것.

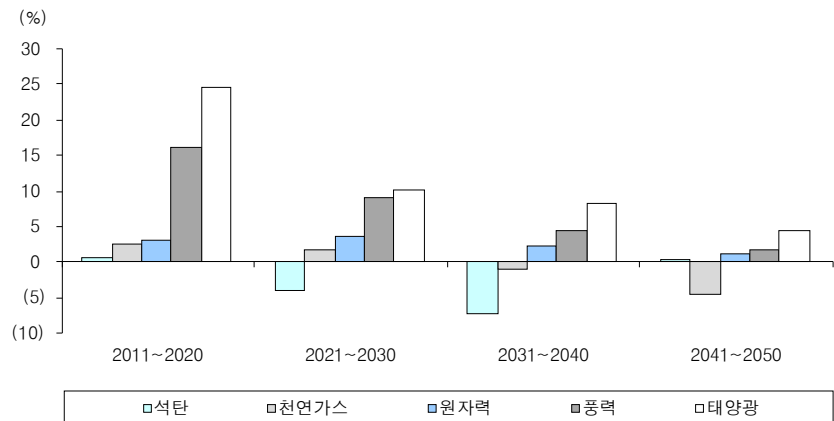
중국 경쟁사의 위협에도 top-tier 유지 전망, 목표주가 220,000원으로 하향, BUY 유지: 중국의 low-cost 제조사들이 당사에 비해 원가 경쟁력을 갖는 이유는 1)설비 투자비가 한국 업체에 비해 30~50%에 불과하고, 2)중국의 일부 지방정부에서 local 폴리실리콘 업체에게 저렴하게 전기를 공급하고 있기 때문. 당사는 당사가 상당 기간 동안 top tier 수준의 원가 경쟁력을 유지할 수 있을 것으로 판단. 먼저, GCL Poly와 OCI의 주력 제품의 품질 차이가 존재하고 있고 이는 자체 설계 제작 설비의 한계점에 기인할 것으로 추정. 그리고 중국에서 GCL Poly가 유일하게 글로벌 top tier 업체라는 점은 그 만큼 폴리실리콘 산업의 진입 장벽이 상대적으로 높다는 것을 의미. 게다가 지방정부가 제공하는 전기 요금의 support 또한 지속 가능하지 않은 요인. 하지만 2015년부터 신규 폴리실리콘 공급이 크게 증가한다는 점을 반영하여 적용 PB 배수를 기존의 1.6배에서 1.4배로 하향. 이로 인해 목표주가를 기존의 245,000원에서 220,000원으로 하향하지만 BUY 투자의견 유지.

SUMMARY FINANCIAL DATA

	2013	2014E	2015E	2016E
매출액 (십억원)	2,955.5	3,141.7	3,305.0	3,524.3
순이익 (십억원)	(327.7)	(14.8)	18.9	124.0
EPS (adj) (원)	(15,100)	(622)	791	5,201
EPS (adj) growth (%)	적지	적지	흑전	557
EBITDA margin (%)	14	21	22	23
ROE (%)	(8.4)	(0.5)	0.7	6.0
P/E (adj) (배)	n/a	n/a	185	28
P/B (배)	1.4	1.2	1.2	1.2
EV/EBITDA (배)	12.7	7.5	7.3	6.8
Dividend yield (%)	0.00	0.14	0.27	0.27

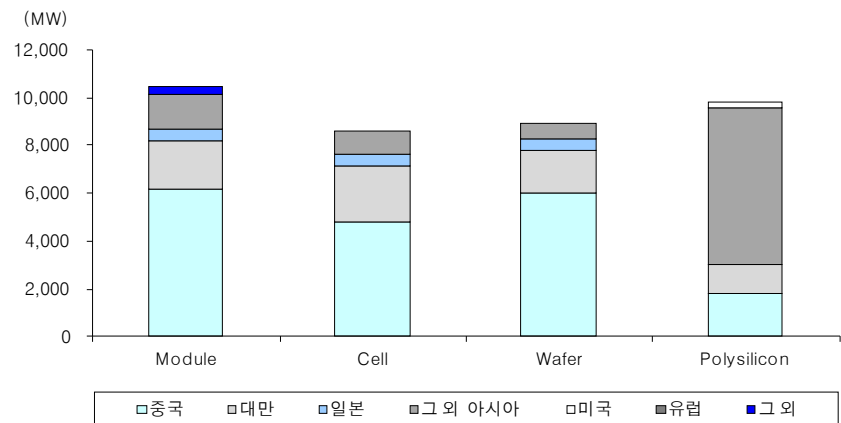
자료: 삼성증권 추정

2DS 시나리오에서의 발전원 별 성장률 전망



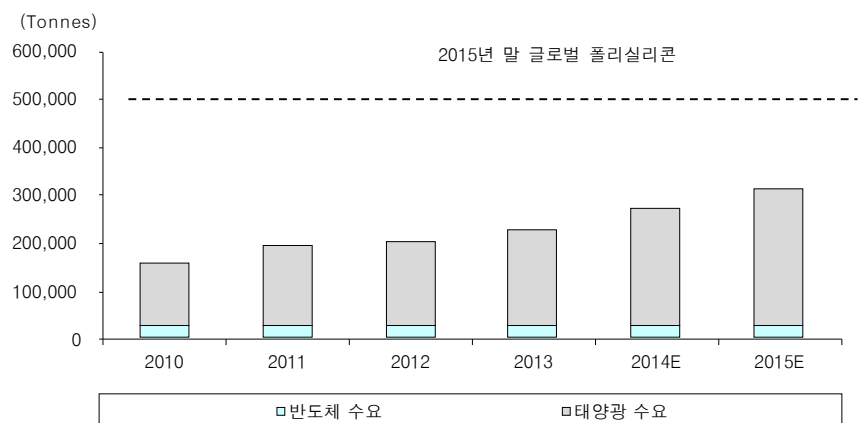
자료: IEA

2014년 태양광 value chain 신증설 전망



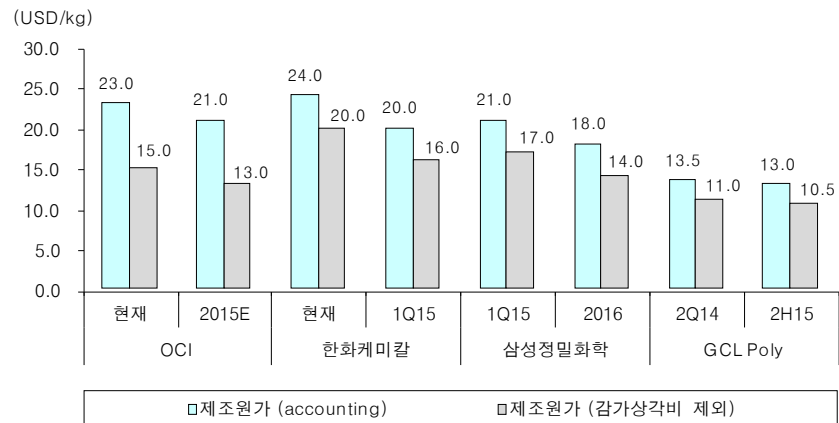
자료: GTM Research

폴리실리콘 수요 및 공급 전망



자료: Solarbuzz, 삼성증권 정리

주요 폴리실리콘 업체들의 제조원가 비교



자료: 삼성증권 정리

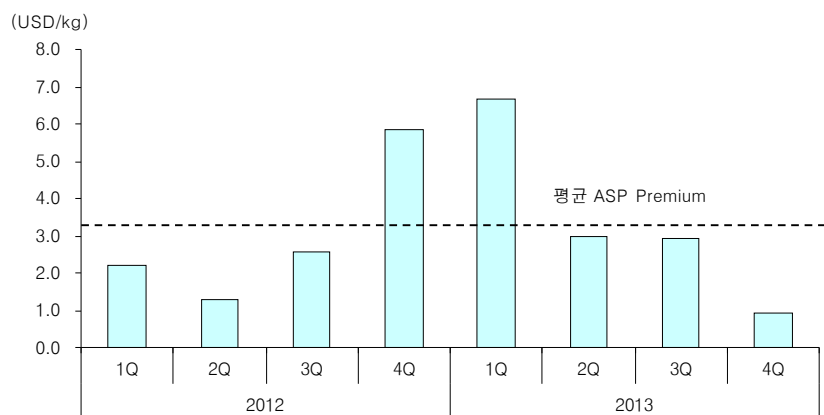
GCL Poly와 한국 폴리실리콘 업체들의 단위설비 투자비 비교

(tonne/year)	Capacity	Capex (KRWb)	kg 당 capex (USD)
OCI* (P1)	6,500	410	60
OCI* (P2)	10,500	700	63
OCI* (P3)	10,000	970	92
OCI* (P3-debottlenecking)	8,000	340	40
OCI* (P3-debottlenecking)	10,000	120	11
OCI* (P4)	24,000	1,800	71
삼성정밀화학 (FBR)	10,000	800	78
GCL Poly (Siemens)	65,000	2,048	30
GCL Poly (FBR)	10,000	131	13

참고: * Siemens

자료: 산업 자료

OCI의 GCL Poly 대비 ASP Premium 추이



자료: 삼성증권 정리

분기별 수익추정

(십억원)	2013				2014E				2015E				2013	2014E	2015E
	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	1Q14	2Q14	3Q14E	4Q14E	1Q15E	2Q15E	3Q15E	4Q15E			
매출액	780	716	728	731	798	757	775	812	820	815	811	860	2,956	3,142	3,305
폴리실리콘	231	167	191	205	248	213	245	263	262	262	271	301	795	969	1,095
석유/석탄화학	302	290	302	288	286	276	271	268	268	268	268	268	1,181	1,102	1,073
무기화학 및 기타	247	259	235	238	264	268	258	281	289	285	272	291	980	1,071	1,136
영업이익	(24)	18	(57)	(43)	28	34	14	37	39	51	48	49	(106)	113	187
폴리실리콘	(67)	(33)	(95)	(60)	(23)	(6)	(29)	2	(5)	5	3	13	(255)	(56)	16
석유/석탄화학	33	35	32	14	34	25	23	12	25	25	24	13	114	94	87
무기화학 및 기타	10	16	6	2	16	16	20	23	19	21	21	22	35	75	84
폴리실리콘 ASP (달러/kg)	23.3	20.2	20.3	19.5	21.7	22.8	23.5	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	20.8	23.2	25.0

자료: 삼성증권 추정

OCI: P/B



자료: DataStream, Bloomberg

목표주가 산정

항목	가치 (원)
기존 사업 가치 (A=BxC)	187,000
BPS (2012년 말, B)	133,000
P/B 배수 (C, x)	1.4
주당 발전 사업 가치 (D=E+F+G)	33,000
CPS Energy project (E)	16,000
국내 태양광 project (F)	8,000
새만금 집단에너지 project (G)	9,000
목표주가 (A+D)	220,000

자료: 삼성증권 추정

포괄손익계산서

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
매출액	3,218	2,956	3,142	3,305	3,524
매출원가	2,701	2,705	2,648	2,717	2,776
매출총이익	517	251	493	588	748
(매출총이익률, %)	16.1	8.5	15.7	17.8	21.2
판매 및 일반관리비	362	357	380	400	424
영업이익	155	(106)	113	187	324
(영업이익률, %)	4.8	(3.6)	3.6	5.7	9.2
순금융이익	(59)	(72)	(79)	(84)	(89)
순외환이익	0	0	3	0	0
순지분법이익	0	0	8	8	8
기타	(77)	(4)	22	0	0
세전이익	19	(183)	68	112	243
법인세	6	105	14	20	44
(법인세율, %)	32.5	(57.2)	20.8	18.0	18.0
순이익	13	-288	54	92	199
(순이익률, %)	0.4	(9.7)	1.7	2.8	5.7
지배주주순이익	(68)	(328)	(15)	19	124
(순이익률, %)	(2.6)	(11.2)	(0.5)	0.6	3.5
EBITDA	621	418	669	722	809
(EBITDA 이익률, %)	19.3	14.1	21.3	21.8	23.0
EPS(지배주주) (원)	(364)	(15,100)	(622)	791	5,201
EPS(연결기준) (원)	533	(12,066)	2,245	3,850	8,350
수정 EPS (원)**	(364)	(15,100)	(622)	791	5,201
주당배당금 (보통, 원)	400	0	200	400	400
주당배당금 (우선, 원)	0	0	0	0	0
배당성향 (%)	(14.0)	0.0	(32.2)	50.6	7.7

현금흐름표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
영업활동에서의 현금흐름	55	28	910	385	455
순이익	13	(288)	(15)	19	124
유·무형자산 상각비	544	528	522	527	477
순외환관련손실 (이익)	0	0	0	0	0
지분법평가손실 (이익)	0	0	(6)	(8)	(8)
Gross Cash Flow	824	496	368	542	596
순운전자본감소 (증가)	(556)	(169)	542	(157)	(142)
기타	(173)	(234)	0	0	0
투자활동에서의 현금흐름	(601)	(252)	(360)	(568)	(564)
설비투자	(725)	(411)	(560)	(600)	(600)
Free cash flow	(670)	(383)	350	(215)	(145)
투자자산의 감소(증가)	(2)	66	118	0	0
(배당금***)	0	0	0	0	0
기타	126	93	82	32	36
재무활동에서의 현금흐름	613	131	(10)	(93)	(80)
차입금의 증가(감소)	711	179	115	0	0
자본금의 증가(감소)	20	93	0	0	0
배당금	(96)	(106)	(16)	(5)	(10)
기타	(22)	(35)	(110)	(88)	(71)
현금증감	56	(94)	539	(277)	(190)
기말현금	390	446	352	891	615
기말현금	446	352	891	615	425

참고: * 일회성 항목 제외

** 완전 회식, 일회성 항목 제외

*** 지분법증권으로부터의 배당

자료: 삼성증권 추정

재무상태표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
유동자산	1,977	1,845	2,358	2,135	1,987
현금 및 현금등가물	446	352	891	615	425
매출채권	570	691	768	812	842
재고자산	539	436	424	424	424
기타	422	365	275	284	296
비유동자산	5,306	5,457	5,441	5,527	5,663
투자자산	148	104	182	191	199
(지분법증권)	86	89	167	176	184
유형자산	4,818	4,779	4,814	4,892	5,019
무형자산	136	146	147	147	147
기타	203	429	298	298	298
자산총계	7,283	7,302	7,799	7,662	7,650
유동부채	949	1,580	2,142	2,039	1,939
매입채무	158	138	136	142	142
단기차입금	285	247	161	161	161
기타 유동부채	506	1,196	1,845	1,736	1,636
비유동부채	2,743	2,449	2,390	2,342	2,315
사채 및 장기차입금	1,796	1,732	1,822	1,822	1,822
기타 장기부채	946	716	568	520	494
부채총계	3,691	4,029	4,532	4,381	4,255
자본금	127	127	127	127	127
자본잉여금	801	800	799	799	799
이익잉여금	2,244	1,935	1,920	1,934	2,049
기타	1	(29)	(25)	(25)	(25)
비지배주주지분	418	441	446	446	446
자본총계	3,592	3,273	3,267	3,281	3,396
순부채	1,419	1,801	1,500	1,777	1,966
주당장부가치 (원)	133,074	118,766	118,298	118,889	123,690

재무비율 및 주당지표

12월 31일 기준	2012	2013	2014E	2015E	2016E
증감률 (%)					
매출액	(24.7)	(8.2)	6.3	5.2	6.6
영업이익	(86.2)	적전	흑전	65.4	72.9
세전이익	(98.2)	적전	흑전	65.7	116.9
순이익	(98.5)	적전	흑전	71.5	116.9
영업순이익*	적전	적지	적지	흑전	557.4
EBITDA	(59.6)	적전	60.1	8.0	12.0
수정 EPS**	적전	적지	적지	흑전	557.4
비율 및 회전					
ROE (%)	0.3	(8.4)	(0.5)	0.7	6.0
ROA (%)	0.2	(3.9)	0.7	1.2	2.6
ROIC (%)	2.1	(3.3)	1.9	3.0	4.9
순부채비율 (%)	39.5	55.0	45.9	54.2	57.9
이자보상배율 (배)	0.9	(1.3)	1.6	2.0	3.4
매출채권 회수기간 (일)	62.5	77.9	84.7	87.2	85.7
매입채무 결제기간 (일)	18.1	18.3	15.9	15.3	14.7
재고자산 보유기간 (일)	55.6	60.3	50.0	46.8	43.9
Valuations (배)					
P/E	n/a	n/a	n/a	185.2	28.2
P/B	1.6	1.4	1.2	1.2	1.2
EV/EBITDA	10.3	12.7	7.5	7.3	6.8
EV/EBIT	82.2	(48.0)	34.1	27.0	16.4
배당수익률 (보통, %)	0.2	0.0	0.1	0.3	0.3

Company Update



김승우, CFA
Analyst
swkim77@samsung.com
02 2020 7844

■ AT A GLANCE

SELL HOLD BUY

목표주가	47,000원(8.4%)
현재주가	43,350원
Bloomberg code	078930 KS
시가총액	4.1조원
Shares (float)	92,915,378주 (53.8%)
52주 최저/최고	41,600원/60,500원
60일-평균거래대금	116.4억원
One-year performance	1M 6M 12M
GS (%)	-4.7 -12.5 -21.9
Kospi 지수 대비 (%pts)	-6.8 -17.4 -31.9

■ KEY CHANGES

(원)	New	Old	Diff
투자 의견	BUY	BUY	
목표주가	47,000	47,000	0.0%
2014E EPS	2,099	2,099	0.0%
2015E EPS	4,369	4,369	0.0%
2016E EPS	5,063	5,063	0.0%

■ SAMSUNG vs THE STREET

No of I/B/E/S estimates	35
Target price vs I/B/E/S mean	-7.6%
Estimates up/down (4 weeks)	0/0
1-year-fwd EPS vs I/B/E/S mean	-35.1%
Estimates up/down (4 weeks)	0/2
I/B/E/S recommendation	HOLD(2.57)

GS (078930)

정유 및 천연가스 IPP 사업 모두 기후변화 측면에서 불리

WHAT'S THE STORY?

Event: 미국의 Clean Power Plan 제안은 글로벌 에너지 산업의 의미 있는 변화의 시작. 각국의 저탄소 에너지 시스템 구축을 위한 정책 변화가 기대됨.

Impact: 각국 정부들이 보다 기후변화 대응에 commitment를 보일 수록 oil demand의 downside가 생길 수 밖에 없음. 향후 국내 천연가스 IPP 업체들의 수익성도 1) 전력 수요 증가의 downside, 2) 재생에너지 비중 증가, 3) 원자력과 석탄과 같은 기저 발전기의 확대, 4) 최근 신규 천연가스 발전소 건설 붐 등에 의해 점진적으로 하락할 것. 다만 GS E&R의 석탄 민자발전소는 정부가 투자수익률을 보장해주는 방식이기 때문에 상대적으로 기후변화 대응 정책의 영향에서 안전할 것.

Action: 목표주가 47,000원 및 HOLD 투자의견 유지.

THE QUICK VIEW

2020년 전후로 oil demand 수요 감소 가능성, 석유정제 섹터에 부정적: IEA의 기후변화 대응을 위한 2DS 시나리오에서는 1) 각국 정부의 연비 규제, 2) 바이오 연료 사용 증가, 3) 전기차 보급 등에 의해 2020년 전후로 oil demand가 감소하기 시작할 것으로 전망. 게다가 정유설비를 건너뛰는 NGL(Natural Gas Liquids)의 빠른 증가는 석유정제 설비가동률에 부정적. 국내 정유사들은 꾸준한 설비 투자로 상대적으로 높은 고도화 비율과 경쟁력 있는 원가 구조를 가지고 있지만 자국의 큰 성장 잠재력을 가지고 있는 중국 및 인도나, feedstock의 이점이 있는 중동, 미국 등의 정유사보다는 경쟁 열위에 있을 수 밖에 없음. 따라서 각국 정부들이 보다 기후변화 대응에 commitment를 보일 수록 oil demand의 downside가 생길 수 밖에 없음.

국내 천연가스 IPP 업체들, 중장기적 수익성 하락 전망: 아시아 지역이 전 세계에서 가장 비싸게 천연가스를 구매하고 있고 한국의 경우 전량 수입 LNG에 의존해야 한다는 점에서 국내 천연가스 발전의 석탄 대비 원가 경쟁력이 크게 떨어짐. 국내에서는 기후변화 대응을 위해 화력발전소마다 탄소세를 부과하여도 천연가스 발전이 석탄 발전을 대체할 가능성이 현실적으로 거의 없다고 판단. 향후 천연가스 발전소 가동률은 1) 전력 수요 증가의 downside, 2) 재생에너지 비중 증가, 3) 원자력과 석탄과 같은 기저 발전기의 확대, 4) 최근 신규 천연가스 발전소 건설 붐 등에 의해 점진적으로 하락할 것.

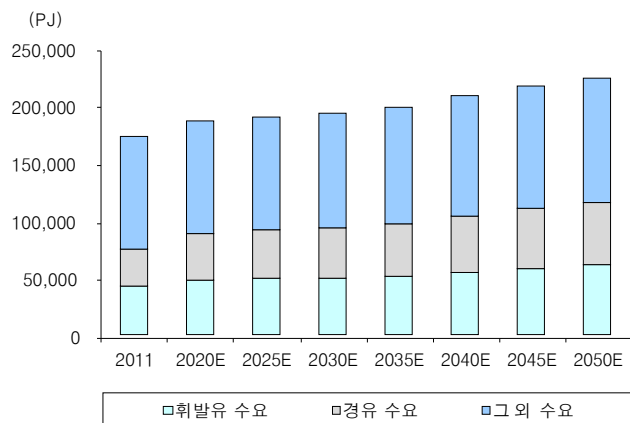
동사의 정유 및 천연가스 IPP 사업 모두 기후변화 측면에서 불리: 동사의 중요한 자회사 중 하나인 GS칼텍스는 E&P나 전기차, 재생에너지 등의 사업 영역에 별다른 exposure가 없음. 게다가 동사는 자회사 GS EPS, GS파워, GS E&R을 통해 천연가스 IPP 혹은 집단에너지 사업을 광범위하게 운영하고 있음. 이들 모두 기후변화 측면에서 향후 지속적으로 수익성이 하락할 수 밖에 없을 것. 다만 GS E&R의 석탄 민자발전소는 정부가 투자수익률을 보장해주는 방식이기 때문에 상대적으로 기후변화 대응 정책의 영향에서 안전할 것. 목표주가 47,000원 및 HOLD 투자의견 유지.

■ SUMMARY FINANCIAL DATA

	2013	2014E	2015E	2016E
매출액 (십억원)	9,583.2	10,846.4	11,453.3	11,773.1
순이익 (십억원)	357.8	196.9	408.5	473.0
EPS (adj) (원)	3,775	2,099	4,369	5,063
EPS (adj) growth (%)	(29.4)	(44.4)	108.1	15.9
EBITDA margin (%)	6.3	5.8	8.3	8.6
ROE (%)	6.0	3.0	5.9	6.5
P/E (adj) (배)	15.6	20.7	9.9	8.6
P/B (배)	0.9	0.8	0.7	0.7
EV/EBITDA (배)	15.0	12.6	8.1	7.2
Dividend yield (%)	2.3	2.3	3.2	3.2

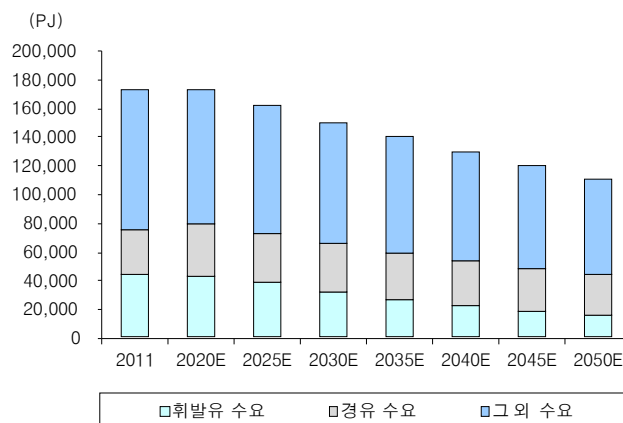
자료: 삼성증권 추정

Oil demand 전망 (4DS)



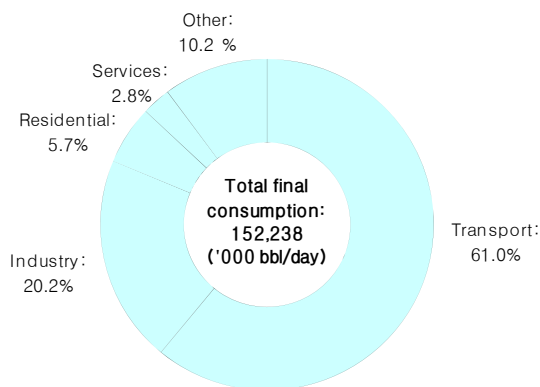
자료: IEA

Oil demand 전망 (2DS)



자료: IEA

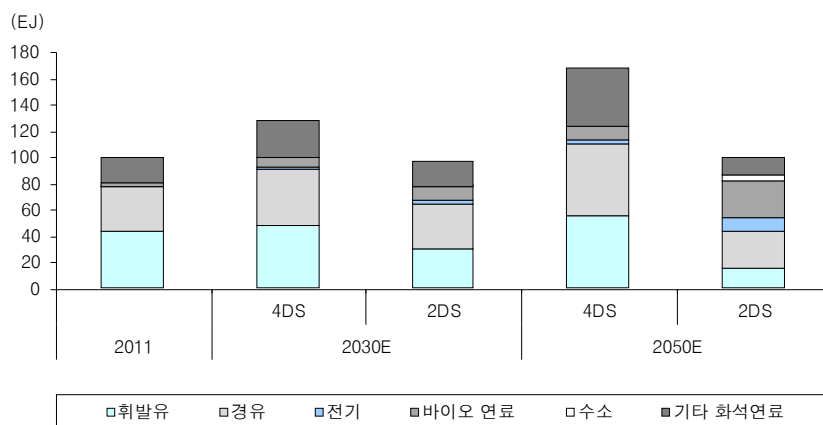
Oil demand 산업별 breakdown



참고: 2011년 기준

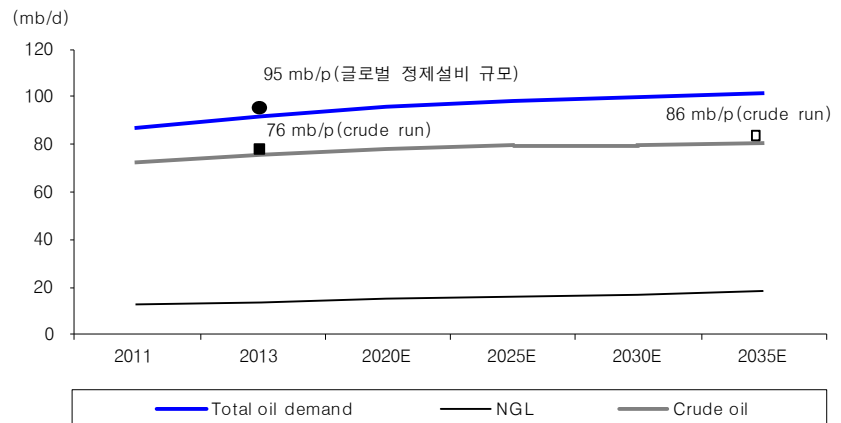
자료: IEA

수송분야 에너지 사용 전망 (4DS vs. 2DS)



자료: IEA

Oil demand와 정제 설비의 crude run 전망



참고: IEA의 New policies scenario 가정

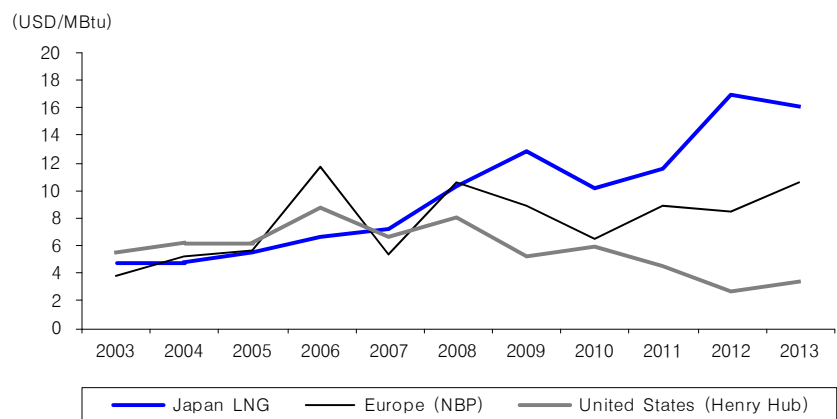
자료: IEA

글로벌 정제설비 투자 전망 (2014~2035년)

	투자 규모 (USDb)				New capacity (mb/d)
	Greenfield	Secondary units	Maintenance	Total	
중국	150	0	124	274	4.0
미국	14	38	172	224	0.4
중동	106	2	85	193	2.9
유럽	7	26	128	160	0.2
인도	98	2	46	146	2.3
브라질	72	0	27	100	1.4
그 외	58	24	223	304	1.5
총 계	504	92	804	1401	12.7

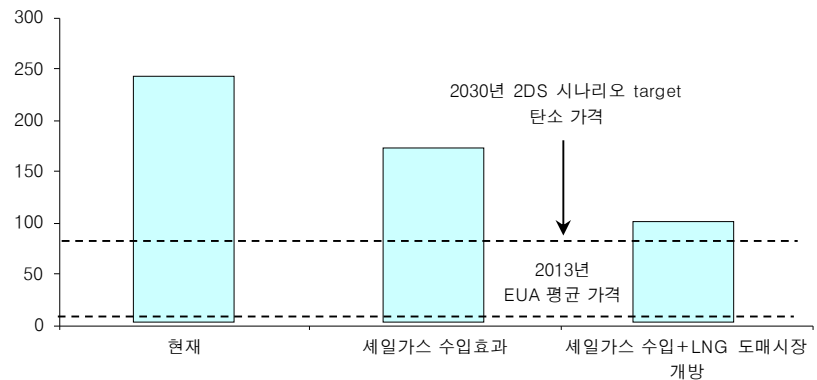
자료: IEA

지역별 천연가스 가격 추이



자료: IEA

한국의 coal-to-gas switching 탄소가격

(USD/tCO₂)

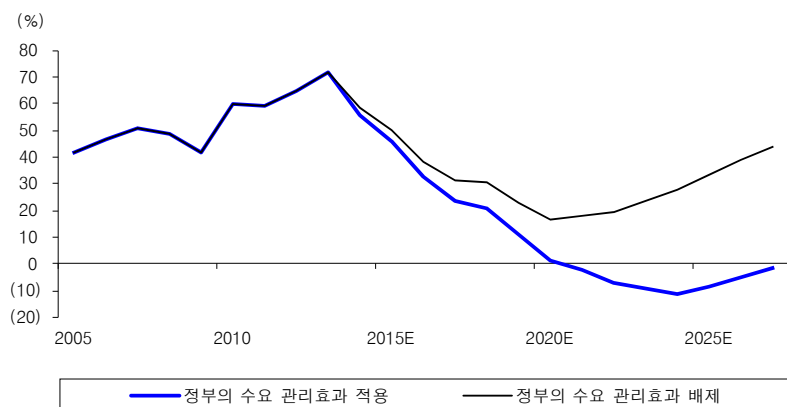
자료: 삼성증권

향후 국내 천연가스 IPP 사업 수익성 하락의 5가지 이유



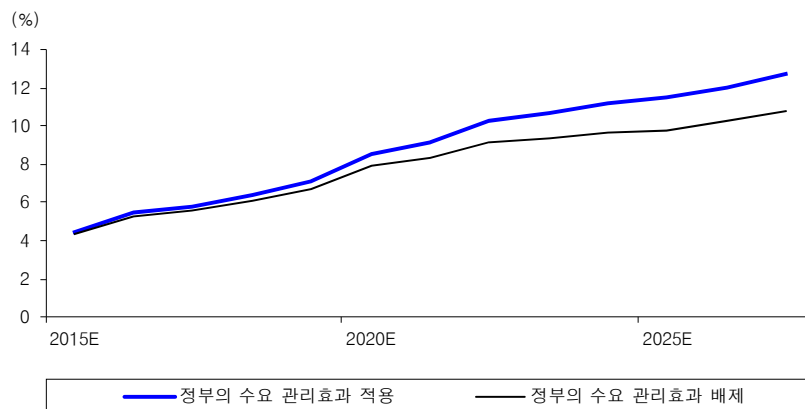
자료: 삼성증권 정리

정부의 전력 수요 관리로 인한 향후 천연가스 발전소 가동률 영향



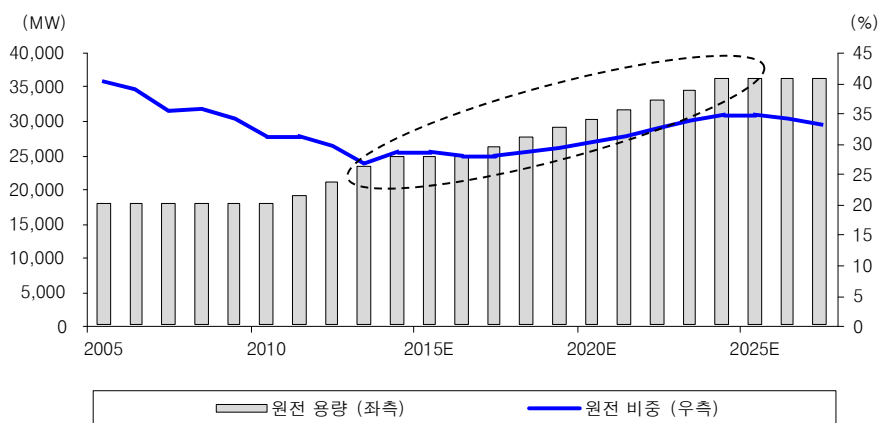
자료: 제6차 전력 수급 계획, 삼성증권

국내 재생에너지 비중 전망



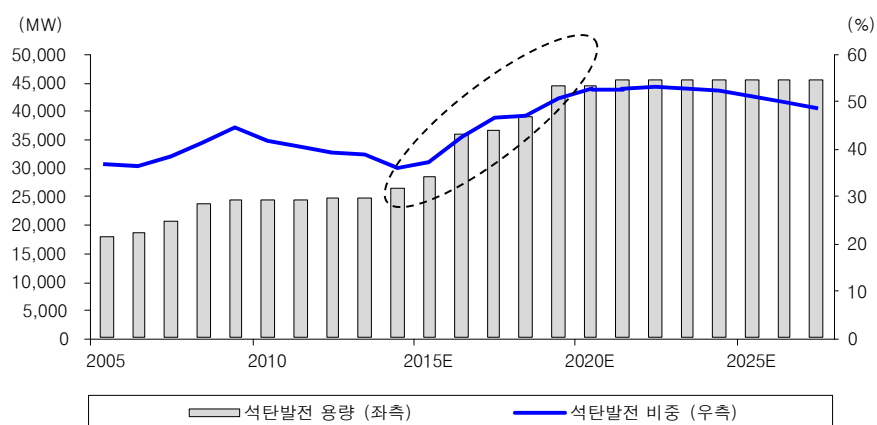
자료: 제6차 전력 수급 계획

국내 원전 용량 및 발전 비중 전망



자료: 삼성증권 정리

국내 석탄발전 용량 및 발전 비중 전망



자료: 삼성증권 정리

국내 IPP 기업 현황

모회사	IPP 사업자	매출액 (십억원)	모회사 대비 매출 비중 (%)**	영업이익 (십억원)	모회사 대비 영업이익 비중 (%)**	설비 용량 (MW)
포스코	포스코에너지	2,582.1	4.2	201.7	6.7	3,052
GS	GS EPS	1,230.9	12.8	109.3	19.8	1,505
	GS E&R*	1,158.9	12.1	38.8	7.0	1,190
	GS 파워*	541.9	2.8	58.7	5.3	950
SK	SK E&S*	5,938.0	5.3	563.7	15.6	1,907
삼천리	S-power	n/a	n/a	n/a	n/a	836
지역난방공사		1,734.0	60.2	184.0	80.1	1,697

참고: * 열매출 포함; ** 지분을 감안

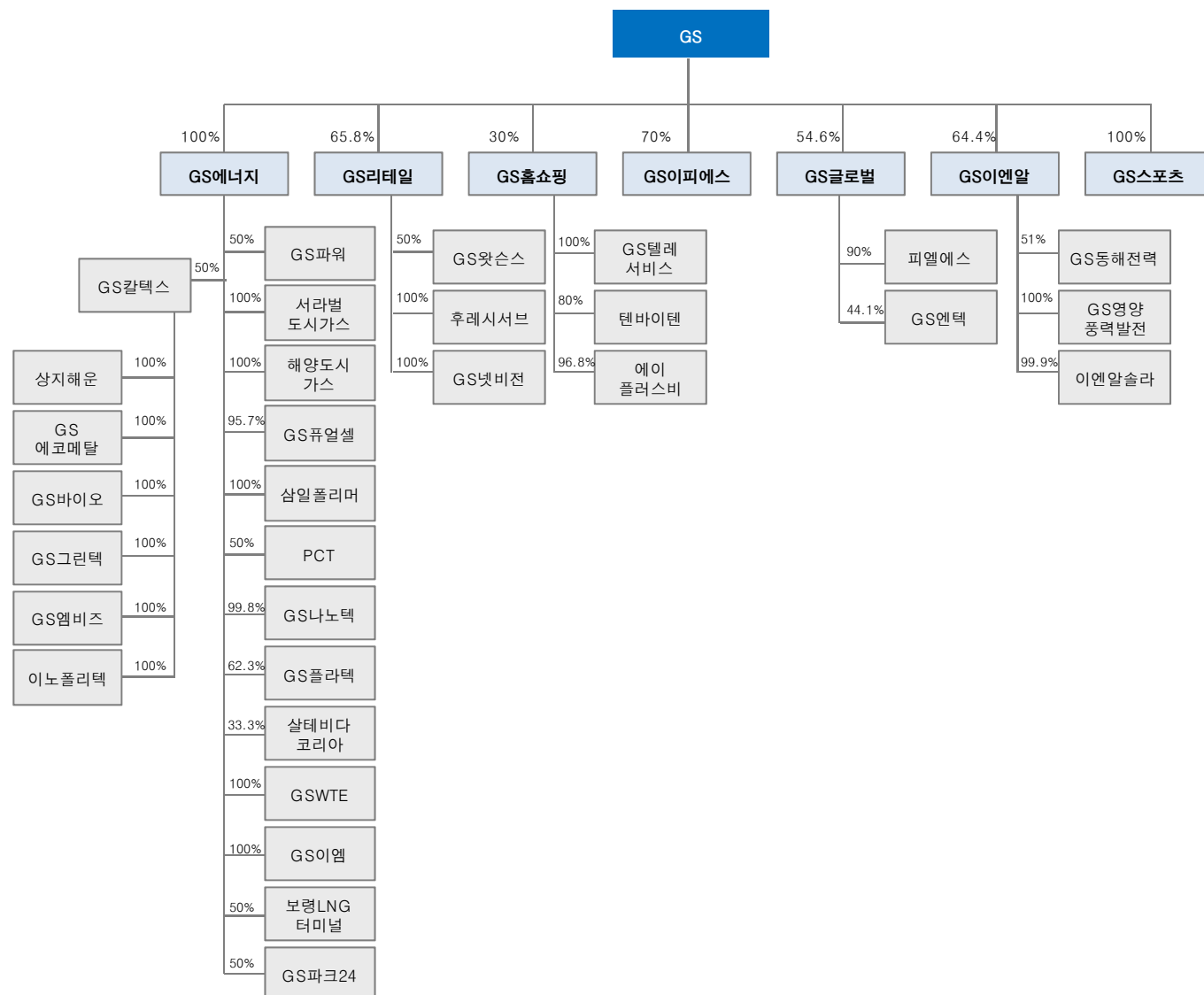
자료: 각 사

분기별 수익추정

(십억원)	2013				2014E				2015E				2013	2014E	2015E
	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	1Q14	2Q14	3Q14E	4Q14E	1Q15E	2Q15E	3Q15E	4Q15E			
매출액	2,485	2,206	2,546	2,388	2,647	2,609	2,731	2,859	2,965	2,675	2,858	2,955	9,625	10,846	11,453
GS리테일	1,093	1,172	1,270	1,175	1,131	1,250	1,363	1,246	1,194	1,320	1,439	1,317	4,709	4,990	5,270
GS글로벌	637	546	630	588	650	610	623	578	682	566	654	606	2,401	2,460	2,509
GS EPS	281	272	306	373	392	286	332	395	360	276	299	365	1,231	1,405	1,300
GS에너지	404	153	294	207	323	168	129	263	342	222	185	295	1,059	883	1,043
GS E&R	336	251	238	334	94	238	226	318	329	233	222	311	1,159	875	1,095
Parent	70	63	47	46	57	57	58	61	58	58	59	61	226	233	235
영업이익	180	79	264	29	69	66	130	122	131	121	184	150	552	392	587
GS리테일	14	47	60	34	13	42	59	31	14	46	64	37	155	145	161
GS글로벌	7	4	3	(0)	6	7	7	3	7	7	7	4	14	24	25
GS EPS	21.5	27	27	34	17	14	18	22	16	12	15	19	109	70	61
GS에너지	106.8	(29)	144	(63)	(5)	(24)	1	24	44	25	52	50	159	(4)	171
GS E&R	19.4	11	6	3	6	9	6	3	19	9	5	3	39	24	36
Parent	30.2	30	30	25	32	23	40	39	31	22	40	39	115	133	131

자료: 삼성증권 추정

GS 자회사 구조



자료: GS

GSH: P/B



자료: DataStream, Bloomberg

포괄손익계산서

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
매출액	9,716	9,583	10,846	11,453	11,773
매출원가	7,975	7,898	9,207	9,555	9,778
매출총이익	1,741	1,685	1,639	1,898	1,995
(매출총이익률, %)	17.9	17.6	15.1	16.6	16.9
판매 및 일반관리비	1,056	1,133	1,252	1,312	1,353
영업이익	684	552	387	587	642
(영업이익률, %)	7.0	5.8	3.6	5.1	5.5
순금융이익	(70)	(87)	(114)	(108)	(87)
순외환이익	(7)	1	0	0	0
순지분법이익	0	0	0	0	0
기타	67	47	31	69	71
세전이익	674	513	304	547	626
법인세	101	78	52	82	94
(법인세율, %)	15.0	15.2	17.2	15.0	15.0
순이익	573	435	251	465	532
(순이익률, %)	5.9	4.5	2.3	4.1	4.5
지배주주순이익	494	358	197	408	473
(순이익률, %)	5.1	3.7	1.8	3.6	4.0
EBITDA	744	600	633	948	1,010
(EBITDA 이익률, %)	7.7	6.3	5.8	8.3	8.6
EPS(지배주주) (원)	5,344	3,775	2,099	4,369	5,063
EPS(연결기준) (원)	6,139	4,657	2,685	4,978	5,697
수정 EPS (원)**	5,344	3,775	2,099	4,369	5,063
주당배당금 (보통, 원)	1,350	1,350	1,000	1,400	1,400
주당배당금 (우선, 원)	1,400	1,400	1,050	1,450	1,450
배당성향 (%)	25.9	35.7	48.1	32.5	28.0

현금흐름표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
영업활동에서의 현금흐름	775	794	796	695	788
순이익	573	435	251	465	532
유·무형자산 상각비	0	0	215	293	297
순외환관련손실 (이익)	0	0	0	0	0
지분법평가손실 (이익)	0	0	(29)	0	0
Gross Cash Flow	100	269	600	695	765
순운전자본감소 (증가)	43	3	195	(0)	23
기타	472	345	(0)	(0)	0
투자활동에서의 현금흐름	(1,641)	(836)	(997)	(271)	(269)
설비투자	(811)	(496)	(366)	(280)	(280)
Free cash flow	(35)	298	429	415	508
투자자산의 감소(증가)	(314)	(232)	(458)	0	0
(배당금***)	0	0	0	0	0
기타	(516)	(108)	(172)	9	11
재무활동에서의 현금흐름	1,316	(30)	617	(110)	(147)
차입금의 증가(감소)	0	0	0	0	0
자본금의 증가(감소)	0	0	0	0	0
배당금	(146)	(153)	(146)	(94)	(131)
기타	1,462	123	763	(17)	(16)
현금증감	447	(69)	414	314	371
기말현금	229	676	607	1,021	1,335
기말현금	676	607	1,021	1,335	1,706

참고: * 일회성 항목 제외

** 완전 회석, 일회성 항목 제외

*** 지분법증권으로부터의 배당

자료: 삼성증권 추정

재무상태표

12월 31일 기준 (십억원)	2012	2013	2014E	2015E	2016E
유동자산	2,446	2,323	2,937	3,312	3,726
현금 및 현금등가물	676	607	1,021	1,335	1,706
매출채권	618	588	740	765	785
재고자산	289	280	326	334	342
기타	862	848	849	878	893
비유동자산	10,266	10,313	11,966	11,990	12,010
투자자산	5,300	5,427	7,358	7,358	7,358
(지분법증권)	5,180	5,295	7,226	7,226	7,226
유형자산	2,447	2,283	3,359	3,411	3,458
무형자산	549	591	1,217	1,188	1,162
기타	1,971	2,013	33	33	33
자산총계	12,712	12,636	14,903	15,302	15,736
유동부채	2,348	1,782	2,507	2,569	2,634
매입채무	771	791	897	919	939
단기차입금	929	412	598	598	598
기타 유동부채	957	1,683	2,470	2,448	2,428
비유동부채	3,191	3,430	4,675	4,697	4,724
사채 및 장기차입금	2,657	2,887	3,965	3,965	3,965
기타 장기부채	534	543	710	732	759
부채총계	5,539	5,212	7,182	7,266	7,359
자본금	474	474	474	474	474
자본잉여금	1,311	1,312	1,297	1,297	1,297
이익잉여금	4,680	4,915	4,996	5,310	5,652
기타	(122)	(125)	(281)	(281)	(281)
비지배주주지분	830	850	1,235	1,235	1,235
자본총계	7,173	7,425	7,721	8,036	8,377
순부채	2,718	2,619	3,916	3,602	3,230
주당장부가치 (원)	61,195	63,197	55,646	59,279	63,163

재무비율 및 주당지표

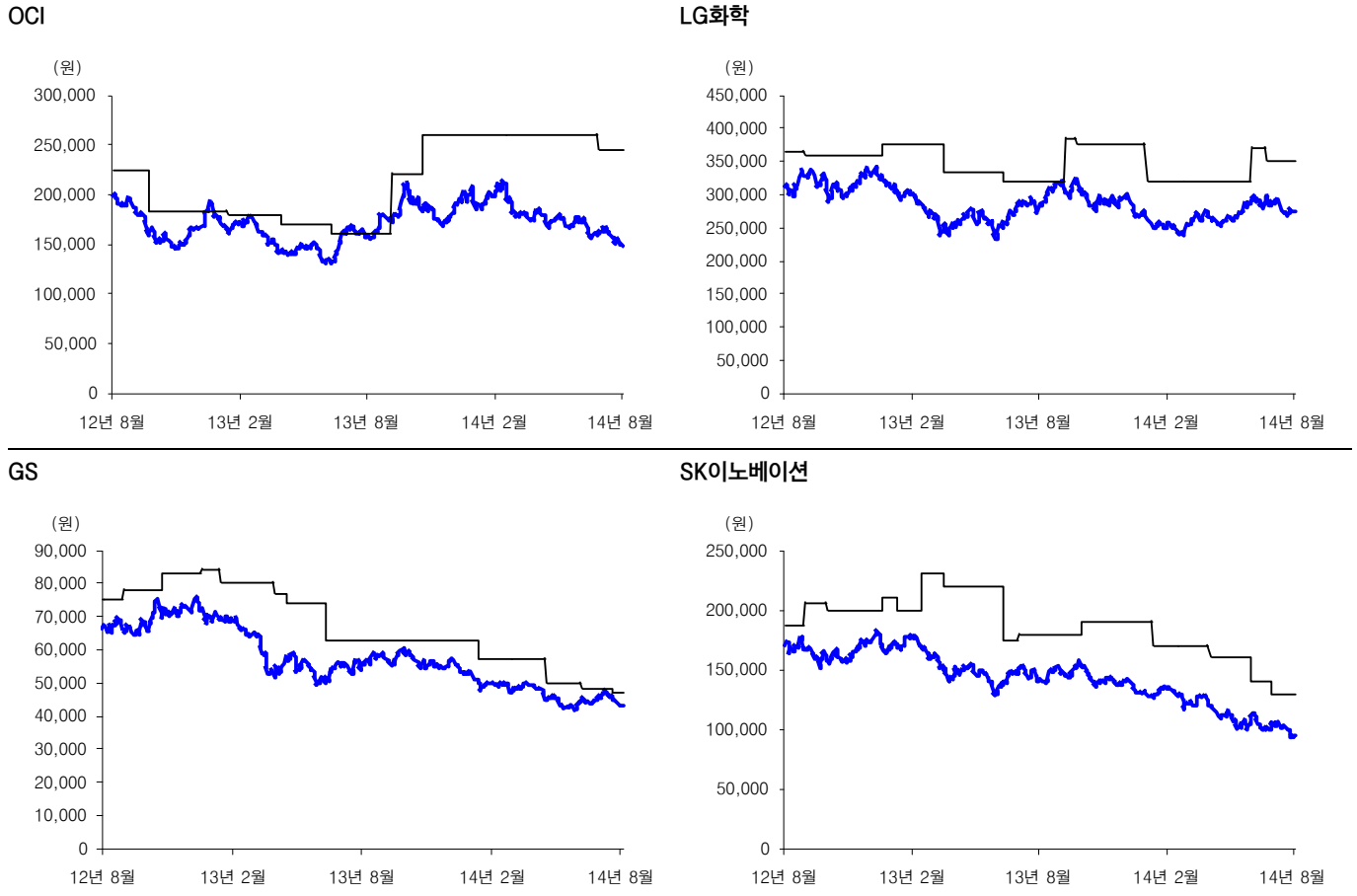
12월 31일 기준	2012	2013	2014E	2015E	2016E
증감률 (%)					
매출액	14.1	(1.4)	13.2	5.6	2.8
영업이익	(26.6)	(19.3)	(30.0)	51.7	9.4
세전이익	(24.5)	(23.8)	(40.8)	80.2	14.4
순이익	(29.3)	(24.0)	(42.2)	85.0	14.4
영업순이익*	(35.9)	(29.2)	(44.3)	107.5	15.8
EBITDA	(19.5)	(19.4)	5.4	49.9	6.5
수정 EPS**	(35.0)	(29.4)	(44.4)	108.1	15.9
비율 및 회전					
ROE (%)	8.2	6.0	3.0	5.9	6.5
ROA (%)	5.0	3.4	1.8	3.1	3.4
ROIC (%)	7.5	6.0	5.4	8.1	8.7
순부채비율 (%)	37.9	35.3	50.7	44.8	38.6
이자보상배율 (배)	5.3	4.2	2.3	3.6	3.9
매출채권 회수기간 (일)	21.0	23.0	22.3	24.0	24.0
매입채무 결제기간 (일)	24.5	29.7	28.4	28.9	28.8
재고자산 보유기간 (일)	10.5	10.9	10.2	10.5	10.5
Valuations (배)					
P/E	11.8	15.6	20.7	9.9	8.6
P/B	1.2	0.9	0.8	0.7	0.7
EV/EBITDA	13.8	15.0	12.6	8.1	7.2
EV/EBIT	13.8	15.0	19.1	11.7	10.3
배당수익률 (보통, %)	1.8	2.3	2.3	3.2	3.2

Energy and Climate Change

■ Compliance Notice

- 당사는 8월 27일 현재 지난 3개월간 위 조사분석자료에 언급된 종목의 지분증권 발행에 참여한 적이 없습니다.
- 당사는 8월 27일 현재 GS의 주식을 1% 이상 보유하고 있습니다.
- 본 조사분석자료의 애널리스트는 8월 27일 현재 위 조사분석자료에 언급된 종목의 지분을 보유하고 있지 않습니다.
- 본 조사분석자료는 기관투자자 등 제 3자에게 사전 제공된 사실이 없습니다.
- 본 조사분석자료에는 외부의 부당한 압력이나 간섭없이 애널리스트의 의견이 정확하게 반영되었음을 확인합니다.
- 본 조사분석자료는 당사의 저작물로서 모든 저작권은 당사에 있습니다.
- 본 조사분석자료는 당사의 동의없이 어떠한 경우에도 어떠한 형태로든 복제, 배포, 전송, 변형, 대여할 수 없습니다.
- 본 조사분석자료에 수록된 내용은 당사 리서치센터가 신뢰할 만한 자료 및 정보로부터 얻어진 것이나, 당사는 그 정확성이나 완전성을 보장할 수 없습니다. 따라서 어떠한 경우에도 본 자료는 고객의 주식투자의 결과에 대한 법적 책임소재에 대한 증빙자료로 사용될 수 없습니다.

■ 2년간 목표주가 변경 추이



Energy and Climate Change

■ 최근 2년간 투자의견 및 목표주가(TP) 변경

OCI												
일 자	2012/10/17	2013/2/6	4/24	7/2	9/30	11/13	2014/7/23	8/28				
투자의견	HOLD	HOLD	HOLD	HOLD	BUY	BUY	BUY	BUY				
TP (원)	183,000	180,000	170,000	160,000	220,000	260,000	245,000	220,000				
LG화학												
일 자	2012/9/3	9/25	2013/1/10	4/9	7/2	10/2	10/22	2014/1/6	1/27	6/26	7/18	
투자의견	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	
TP (원)	365,000	360,000	375,000	335,000	320,000	385,000	375,000	360,000	320,000	370,000	350,000	
GS												
일 자	2012/9/25	11/15	2013/1/10	2/5	4/9	5/10	7/2	2014/1/6	2/6	5/12	8/13	
투자의견	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	HOLD	
TP (원)	78,000	83,000	84,000	80,000	77,000	74,000	63,000	61,000	57,000	50,000	47,000	
SK이노베이션												
일 자	2012/9/3	9/25	10/26	2013/1/10	2/1	3/8	4/9	7/2	7/26	10/25	2014/1/6	4/25
투자의견	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY	BUY
TP (원)	187,000	206,000	200,000	210,000	200,000	230,000	220,000	175,000	180,000	190,000	170,000	160,000
일 자	6/24	7/25										
투자의견	BUY	BUY										
TP (원)	140,000	130,000										

- **투자기간 및 투자등급:** 삼성증권은 기업 및 산업에 대한 투자등급을 아래와 같이 구분합니다.

기업

BUY★★★ (매수★★★)	향후 12개월간 예상 절대수익률 30% 이상 그리고 업종 내 상대매력도가 평균 대비 높은 수준
BUY (매수)	향후 12개월간 예상 절대수익률 10% ~ 30%
HOLD (중립)	향후 12개월간 예상 절대수익률 -10% ~ 10% 내외
SELL (매도)	향후 12개월간 예상 절대수익률 -10% ~ -30%
SELL★★★ (매도★★★)	향후 12개월간 예상 절대수익률 -30% 이하

산업

OVERWEIGHT(비중확대)	향후 12개월간 업종지수상승률이 시장수익률 대비 5% 이상 상승 예상
NEUTRAL(중립)	향후 12개월간 업종지수상승률이 시장수익률과 유사한 수준(± 5%) 예상
UNDERWEIGHT(비중축소)	향후 12개월간 업종지수상승률이 시장수익률 대비 5% 이상 하락 예상



create[▲] with you

삼성증권



- 서울특별시 중구 태평로2가 250번지 삼성본관빌딩 12층 리서치센터 / Tel: 02 2020 8000
- 삼성증권 지점 대표번호 1588 2323 / 1544 1544 ■ 고객 불편사항 접수 080 911 0900