

ENERGY FOCUS

에너지 포커스

제5권 제1호 통권27호

2008

봄호

■ 권두칼럼

- 기후변화 종합대책으로 모두 온실가스 감축에 동참해야

■ 이슈진단

- 2007년 에너지소비의 주요특징 분석
- 고유가 시대 신자원민족주의의 영향

■ 동향초점

- 유럽 온실가스 배출권거래소 현황 및 시사점
- 미국 에너지정책의 기초변화와 시사점

■ 논단

- 기후변화 제4차 종합대책과 기후변화 대응
- 베트남 에너지산업 현황과 우리기업의 진출방안
- 수도권지역의 혼잡비용을 고려한 분산형 전원의 역할과 정책방향
- 세계 풍력발전산업의 동향 및 전망

■ 원유시장

- 원유시장 동향

ENERGY FOCUS



에너지경제연구원
KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE



KOREA ENERGY

ENERGY

ENERGY

에너지포커스

FOCUS

에너지 포커스

2008년 봄호

ECONOMICS INSTITUTE

FOCUS

ENERGY 2008 봄호

FOCUS Contents

권두칼럼

- 기후변화 종합대책으로 모두 온실가스 감축에 동참해야3
에너지경제연구원 원장 방 기 열

이슈진단

- 2007년 에너지소비의 주요특징 분석4
에너지경제연구원 선임연구위원 박 광 수
- 고유가 시대 신자유민족주의의 영향24
LG경제연구원 선임연구위원 이 광 우

동향초점

- 유럽 온실가스 배출권거래소 현황 및 시사점36
에너지경제연구원 책임연구위원 안 영 환
- 미국 에너지정책의 기초변화와 시사점54
에너지경제연구원 연구위원 김 남 일

논 단

- 기후변화 제4차 종합대책과 기후변화 대응80
에너지경제연구원 선임연구위원 유 승 직
- 베트남 에너지산업 현황과 우리기업의 진출방안94
한국수출입은행 국별조사실 팀장 손 승 호
- 수도권지역의 혼잡비용을 고려한 분산형 전원의 역할과 정책방향112
에너지경제연구원 연구위원 이 근 대
- 세계 풍력발전산업의 동향 및 전망136
산은경제연구소 수석연구위원 이 민 식

원유시장

- 원유시장 동향154
에너지경제연구원 연구위원 이 문 배



권두칼럼

기후변화 종합대책으로 모두 온실가스 감축에 동참해야

에너지경제연구원 원장 / 방 기 열

2008년부터 교토의정서에 의한 선진국들의 온실가스 감축의무 달성을 위한 노력이 시작되었다. 하지만 2008년은 단순히 선진국들의 온실가스 감축에 대한 감축의무의 이행만을 의미하는 것이 아니라, 제13차 기후변화 당사국총회에서 채택된 발리행동계획(Bali Action Plan)에 따라 선진국과 개도국이 모두 2012년 이후의 온실가스 감축 합의를 시작해야 하는 해이기도 하다.

2012년 이후의 온실가스 감축을 위한 국제사회의 노력은 이미 시작되어, 지난 1월말 미국의 하와이에서 우리나라를 포함한 미국 등 경제규모가 큰 17개 국가가 참여한 회의가 개최되었으며, 금년 7월에는 G8 정상회담도 개최 예정이다. 이러한 국제회의의 기본적인 흐름은 전지구적인 중장기 목표를 설정하는 동시에 선진국과 개도국이 모두 참여하는 형태의 온실가스 감축 노력을 하자는 것이다.

이러한 시대적 상황에서 2007년말 기후변화대책위원회에서 심의 의결한 기후변화 제4차 종합대책은 그 의미가 크다고 하겠다. 3차에 걸친 기존의 기후변화협약 종합대책과는 달리 4차 종합대책은 대책기간을 5년으로 확장하여, 교토의정서의 온실가스 감축공약기간과 일치시키고 온실가스 감축정책 뿐만 아니라 기후변화 적응에 관한 내용도 강화하였다. 그리고 기후변화 4차 종합대책의 주요 내용중 2008년까지 우리나라의 온실가스 감축 잠재량을 파악하고, 이에 근거한 중장기적 감축 목표를 검토하겠다는 것은 기후변화에 대한 매우 전향적인 자세의 전환을 의미한다.

제4차 종합대책은 향후 우리나라의 경제구조를 저탄소경제구조로 전환시키는 데 있어서 중요한 역할을 할 수 있는 정책들에 대한 심도 있는 논의를 하겠다는 의지를 표명하고 있다. 원자력의 적정비중, 환경친화적 세계 도입, 강제적 배출권 거래제도 도입 등을 검토하고, 기후변화 관련기술 연구개발 전략을 수립하는 정책은 논의과정에서 많은 논란을 불러일으킬 수 있으며, 논의 결과에 따라 경제주체들에게 상당한 영향을 줄 수 있는 것이다.

제4차 종합대책이 경제주체들에게 주는 메시지는 분명하다. 4차 종합대책을 통하여 산업체, 그리고 일반 국민 모두가 온실가스 감축을 지금부터 행동에 옮겨야 하며, 점차로 그 경제주체가 부담해야 하는 온실가스 감축의 강도가 강화될 것이라는 것이다. 기업들은 생산 또는 에너지 설비에 대한 투자 의사 결정시 온실가스 감축에 대한 투자도 함께 고려해야 하며, 일반 국민들은 에너지절약, 고효율 가전제품구매 확대, 대중교통 이용 제고 등과 같은 생활양식을 바꾸어야 할 것이다. 에너지소비 및 투자행태의 조속한 변화만이 향후 보다 강화된 우리나라의 온실가스 감축정책의 단기적 충격을 완화시킬 수 있는 것임을 모든 경제주체들이 인지해야 할 것이다.

2007년 에너지소비의 주요특징 분석



박광수

에너지경제연구원 선임연구위원

1. 서론

한국의 에너지 소비구조는 경제·사회구조의 변화와 함께 커다란 변화를 보였다. 1990년대 후반 외환위기가 발생하기 전까지 지속적인 고도성장의 영향으로 에너지소비 역시 높은 증가세를 보였으며, 소득수준이 상승함에 따라 에너지 소비 구조도 급격하게 변화했다.

그러나 1997년 말 발생한 외환위기로 경제가 크게 위축되고, 이후 외환위기를 극복하는 과정에서 경제구조도 전과는 다른 모습을 보이게 됨에 따라 에너지소비도 이전과는 다른 양상을 보이고 있다.

외환위기가 발생하였던 시기에 대하여 좀 더 구체적으로 보면, 외환위기의 영향으로 경기가 급격히 침체되었던 1998년 경제성장률은 전년대비 6.9% 하락하였고, 1998년 큰 폭의 마이너스 성장에 대한 상대적 반등 현상이 발생한 1999년은 경제성장률이 9.5%로 큰 폭의 증가세를 기록하였다. 2000년에도 경제성장세가 이어져 8.5%의 높은 성장률을 유지하였다. 그러나 1999년과 2000년의 높은 경제성장률은 우리 경제가 다시 고도성장의 추세를 회복한 결과라기보다는, 앞서

언급하였듯이 외환위기로 인한 경기침체에 대한 상대적 반등의 효과가 크게 반영된 결과로 판단된다. 이는 2000년대 들어 경제성장률이 과거와는 달리 낮은 수준을 지속하고 있는 모습에서도 알 수 있다.¹⁾ 에너지소비 역시 경기의 급격한 변화에 따라 심한 변화를 경험하였다. 1998년 총에너지 소비는 전년대비 8.1% 감소하였으나, 1999년에는 9.3%의 증가세로 전환되었고 2000년에도 6.4%의 높은 증가율을 유지하였다.

한국의 에너지 소비구조를 보면 산업부문의 소비 비중이 크게 높다. 그런데 산업부문의 에너지수요는 대개 파생수요로 구분할 수 있다. 즉, 산업부문의 에너지수요는 생산을 위하여 발생하는 수요로 볼 수 있다. 수송부문의 에너지수요도 대부분 산업활동과 연관되므로 결국 우리나라 에너지수요의 대부분을 파생수요로 볼 수 있겠다. 이러한 특징으로부터 경기의 변화가 에너지 소비에 커다란 영향을 줄 것이라는 점을 쉽게 짐작할 수 있다.

본고는 2007년 에너지 소비동향에서 나타난 주요특징을 분석하는데 목적을 두고 있다. 그런데 2007년 에너지소비에서 발생한 특징을 정확히 이해하기 위해서

1) 2000년대 들어 연평균 경제성장률은 4%대 후반을 기록하고 있는데 이는 선진국과 비교할 때 결코 낮은 수준은 아니지만 외환위기가 발생하기 전까지 보였던 성장 추세와는 크게 달라 낮은 수준으로 표현하였다.

는 먼저 외환위기 이후 보이고 있는 에너지소비의 특징에 대하여 자세히 살펴볼 필요가 있다. 이러한 분석을 통해서 2007년 에너지소비에서 나타난 현상이 2000년대에 지속적으로 나타나고 있는 주요특징을 되풀이하고 있는지 아니면 그와는 다른 결과를 보이고 있는지 구분하는 것은 중요하다. 만약 2007년 에너지 소비행태가 외환위기 이후 보이고 있던 행태와 다르다면, 이러한 현상이 에너지소비의 구조적 변화가 시작되어 발생한 현상인지 아니면 일시적인 현상으로 향후 에너지 소비행태는 기존의 구조로 다시 복귀할 것인지 판단하는 근거를 제공하기 때문이다. 따라서 본고에서는 먼저 2000년대에 나타난 에너지소비의 주요특징에 대하여 살펴보고, 2007년 에너지소비에서 나타난 특징을 정리함으로써 2007년만의 주요한 특징이 있는지 보기로 한다. 마지막으로 이러한 특징으로부터 시사점을 도출해 본다.

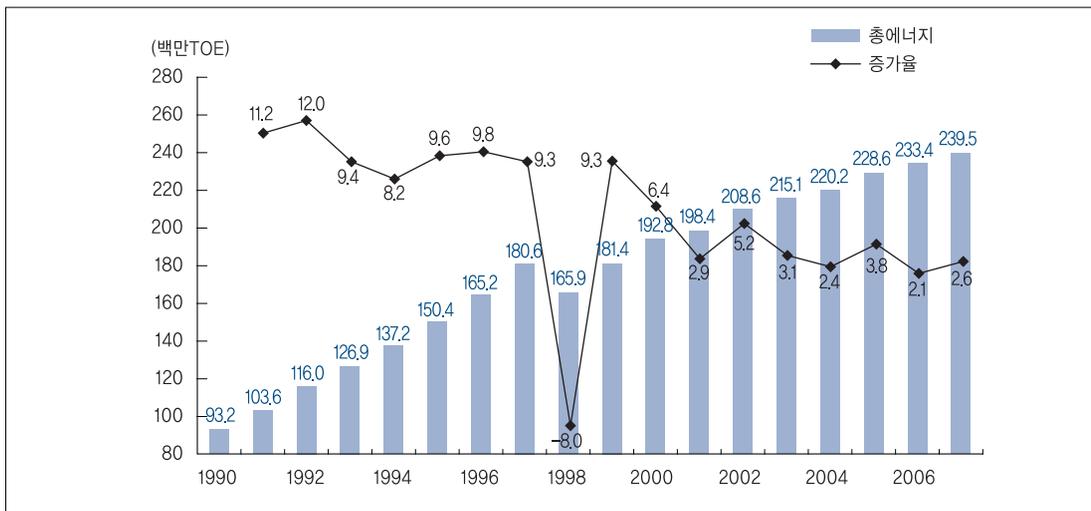
2. 2000년대 에너지소비의 주요특징

가. 주요 에너지지표 추이

외환위기 이후 발생한 에너지소비의 구조 변화는 2000년대 들어 총에너지 소비 증가율 둔화 현상이 더욱 두드러지는 모습으로 전개되고 있다.

2000년대 들어 총에너지 소비는 2002년에 5.2% 증가한 경우를 제외하고는 내내 2~3%의 낮은 증가율을 기록하였다. 1990년대까지 높은 성장세를 지속하던 총에너지 소비가 2000년대 들어서 증가율이 크게 둔화되는 현상이 뚜렷이 나타나게 된 가장 중요한 요인은 경제성장률의 둔화를 들 수 있다. 1990년대 경제성장률은 연평균 6.1%로 비교적 높은 증가세를 보였으나, 2000년대 들어서는 연평균 경제성장률이 4.7%로 둔화되었다.

[그림 1] 총에너지소비 추이



총에너지 소비 증가율의 둔화와 함께 주목해야 할 또 하나의 특징으로는 총에너지 소비 증가율이 경제성장률보다 낮아졌다는 점을 들 수 있다. 총에너지 소비는 1990년대에 경제성장률(연평균 6.1%) 보다 높은 연평균 7.5%를 기록하였으나, 2000~2007년 기간 중에는 연평균 총에너지 소비 증가율이 3.1%로 연평균 경제성장률 4.7%보다 낮은 모습으로 크게 둔화되었다.²⁾

2000년대 들어 총에너지 소비 증가율이 경제성장률보다 낮은 수준을 지속함에 따라 에너지소비의 GDP 탄성치는 지속적으로 1 미만의 값을 보이고 있으며, 시간이 지남에 따라 탄성치가 더욱 낮아지는 추세를 보이고 있다.³⁾ 에너지소비의 GDP 탄성치가 1 미만의 수준을 유지함에 따라 에너지원단위(=총에너지소비/GDP)도 지속적으로 하락하는 모습을 보이고 있다.⁴⁾ 2000의 에너지원단위는 0.333(TOE/백만원, 2000년 불변시장가격기준)을 기록하였으나, 이후 지속적으로 낮아져 2006년에는 0.307로 하락하였고, 2007년에는 0.301

까지 하락한 것으로 추정된다. 그러나 일인당 에너지소비는 인구증가율이 에너지소비 증가율보다 낮아 지속적으로 증가하는 모습을 보이고 있다. 1인당 에너지 소비는 2000년 4.10TOE에서 2006년에는 4.83TOE로 증가하였으며, 2007년에는 4.94TOE까지 높아진 것으로 추정된다.

이처럼 2000년대 들어 총에너지 소비 증가율이 크게 둔화된 것은 몇 이유로 가지로 설명될 수 있다.

첫째, 앞서 언급하였듯이 2000년대 들어 경제성장률이 크게 낮아진 것을 들 수 있다. 특히, 에너지소비와 상관관계가 높은 투자가 2000년대 들어 크게 부진하였던 영향이 크게 작용한 것으로 판단된다.

둘째, 2000년대에는 에너지소비 증가율이 둔화된 것은 물론 경제성장률보다 낮은 현상이 지속되고 있는데, 이는 산업구조가 IT 산업과 같은 에너지 저소비형 산업 구조로 이행되고, 에너지 이용효율 개선 등의 영향이 복합적으로 작용한 결과로 보인다.⁵⁾ 실제로 최근의 연

〈표 1〉 에너지 관련 주요 지표

구분	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007e	
에너지소비증가율(%)	6.4	2.9	5.2	3.1	2.4	3.8	2.1	2.6	
경제성장률(%)	8.5	3.8	7.0	3.1	4.7	4.2	5.0	4.9	
에너지원단위(TOE/백만원)	0.333	0.330	0.325	0.325	0.317	0.316	0.307	0.301	
GDP 탄성치	0.75	0.75	0.74	1.00	0.51	0.91	0.42	0.53	
1인당 에너지 소비(TOE)	4.10	4.19	4.38	4.49	4.58	4.75	4.83	4.94	
수입의존도	(원자력포함)	97.2	97.3	97.1	96.9	96.7	96.6	96.5	-
	(원자력제외)	83.1	83.2	82.9	81.8	81.9	80.6	80.6	-

주: 에너지원단위 및 탄성치는 2000년 불변 GDP 기준이며, 2007년의 에너지 관련 통계는 추정치임

2) 외환위기 발생 전까지의 기간에 대하여 보면, 1990년~1997년 기간 중 중화학공업을 중심으로 한 높은 경제성장세(연평균 성장률 7.2%)가 이어지면서 총 에너지 소비 증가율은 경제성장률보다 높은 연평균 9.9% 기록하였다. 이 기간 중 에너지소비 증가율이 경제성장률을 추월한 것은 에너지다소비업종(석유화학, 비금속광물, 1차금속)이 빠른 성장을 하면서 이들 업종의 에너지소비량이 급증한 데 기인(연평균 12.6% 증가)한다.

3) 연평균 증가율뿐만 아니라 연도별 경제성장률과 에너지 소비 증가율을 비교하는 경우에도 경제성장률이 총에너지 소비 증가율을 초과하는 것으로 나타나고 있다. 2006년 이후 에너지 소비 GDP 탄성치가 크게 낮아진 것은 온난한 기온의 영향도 일부 반영되어 있다.

구결과에 따르면 2000년대 들어 제조업의 에너지원단위 위 하락은 산업구조 변화에 의한 영향이 가장 큰 것으로 추정되고 있다.⁶⁾

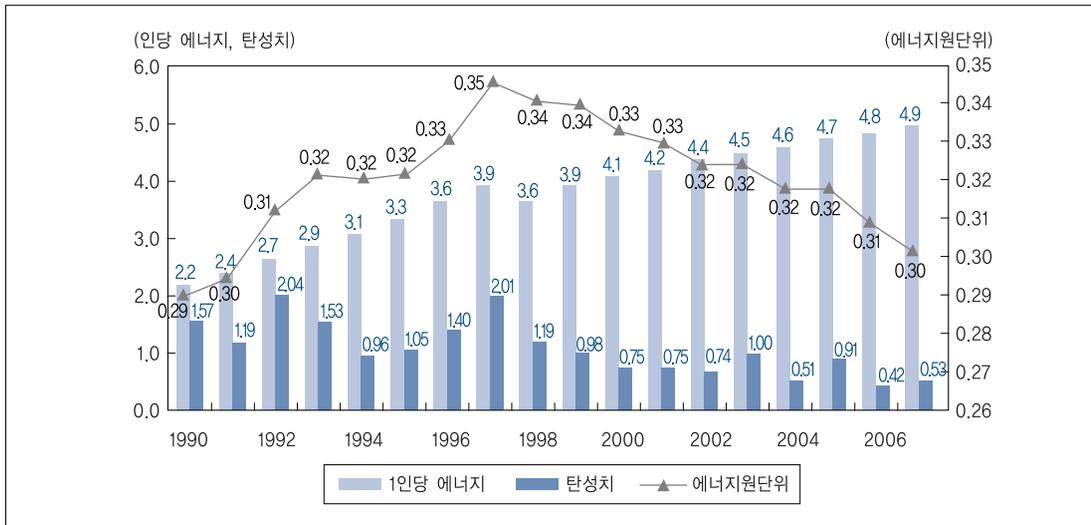
2000년대 총에너지 소비 증가세가 둔화된 것 외에 에너지소비에서 나타나는 또 하나의 특징은 기온 변화가 에너지소비의 변동성에 미치는 영향이 증가하고 있다는 것이다. 2004년 이후 경제성장률과 총에너지 소비 증가율의 움직임을 보면 경제성장률이 높아지면 에너지 소비 증가율은 낮아지고, 경제성장률이 낮아지면 에너지 소비 증가율은 높아지는 현상이 나타나고 있다. 총에너지 소비 증가율은 경제성장률과 같은 방향으로 움직이는 것이 일반적인데, 이러한 현상이 발생한 것은, 2000년대 들어 에너지소비 증가율이 낮아 기온 변화가 에너지소비 변동에 미치는 영향이 크게 확대된데 따른 결과로 판단된다. 구체적으로 보면 경제성장률이

2005년 4.2%에서 2006년 5.0%로 상승하였음에도 불구하고 총에너지 소비 증가율은 3.8%에서 오히려 2.1%로 크게 낮아는 모습을 보이고 있는데 이는 2005년에 비하여 2006년 동절기에 평균 기온이 높아 난방용 에너지 소비가 위축되었기 때문이다. 난방도일이 2005년 2,890에서 2006년 2,518로 낮아진 것이 이를 설명한다. 이러한 결과는 한 년도의 에너지소비 증가율이 상승 또는 하락한 것을 에너지 이용효율의 악화 또는 개선으로 판단하는 것은 오류가 될 가능성이 높다는 것을 의미한다.

나. 총에너지 소비

2000년대 들어 총에너지 소비는 연평균 3.1%로 증가한 것으로 나타나고 있으며 연도별 증가율 추이를 보

[그림 2] 총에너지소비 관련 지표 추이



4) 경제성장률이 총에너지 소비 증가율보다 높을 경우 에너지원단위는 감소하게 된다.

5) 2000년대 들어 정보통신과 같은 고부가가치 에너지 저소비형 산업은 빠른 속도로 성장하고 있는 반면, 석유화학, 철강과 같은 에너지 다소비형 산업은 증가세가 둔화되어 전체 산업에서 차지하는 비중도 감소하고 있다. 제조업 부가가치에서 에너지 다소비업종이 차지하는 비중은 2001년 31.6%에서 2006년에는 26.3%로 하락한 것으로 추정된다.

면 점차 낮아지는 추세를 보이고 있다.

총에너지 소비를 에너지원별로 보면 소비 비중이 작은 기타에너지를 제외할 경우 LNG 소비가 연평균 8.3%로 증가하여 가장 높은 성장세를 보인 것으로 나타났다.⁷⁾ LNG는 크게 발전용 수요와 가스용 수요로 구분되는데, 2000년대 들어 발전용 LNG 소비는 연평균 13.2%로 증가하였고, 도시가스용 소비는 연평균 5.8%로 증가하여 발전용이 LNG 수요를 주도한 것으로 나타나고 있다. 그러나 2007년 현재 전체 LNG소비에서 도시가스용 소비의 비중이 56.0%로 발전용 소비의 비중보다 크게 높다. 그러나 최근 발전용 LNG 수요 증가세를 고려할 때 발전용 수요가 도시가스용 수요를

초과하는 것은 시간문제로 생각된다.

LNG 다음으로는 석탄 소비 증가세가 높아 연평균 5.0%로 증가한 것으로 나타나고 있다. 석탄 가운데 무연탄은 연평균 6.0%, 유연탄은 연평균 4.8%로 증가하여, 무연탄과 유연탄 모두 비교적 안정적 증가세를 보이고 있다. 무연탄의 경우 최근 석유가격 급등 현상이 몇 년간 지속되면서 가정·상업부문에서 석유에서 무연탄으로 대체가 활발히 이루어지고 산업부문의 무연탄 소비 또한 크게 증가함에 따라 1990년대 감소세를 지속하던 것과는 달리 안정적 증가세를 보이고 있다. 유연탄은 원료용 소비가 연평균 1.4%의 낮은 증가세를 보인 반면, 발전용 수요는 연평균 7.5%의 높은 성장세

〈표 2〉 총에너지 소비 추이

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	연평균 증가율(%)
석탄(천톤)	66,525	70,823	75,952	79,121	82,116	84,823	87,827	93,346	5.0
무연탄	6,196	7,137	7,687	8,581	8,137	9,034	9,829	9,340	6.0
유연탄	60,329	63,686	68,264	70,540	73,978	75,790	77,998	84,005	4.8
유연-발전	33,305	36,601	40,143	41,631	45,512	47,852	50,199	55,296	7.5
유연-원료	19,415	19,313	20,097	20,509	20,839	20,810	20,731	21,327	1.4
석유(천배럴)	742,557	743,667	762,868	762,941	752,329	761,079	765,520	784,484	0.8
석유-원료	248,196	254,563	269,310	279,211	292,655	302,359	316,189	332,277	4.3
LNG(천톤)	14,557	15,990	17,768	18,610	21,809	23,350	24,619	25,464	8.3
원자력(GWh)	108,964	112,133	119,102	129,659	130,715	146,779	148,749	142,933	4.0
수력(GWh)	5,610	4,151	5,309	6,887	5,861	5,189	5,219	5,052	-1.5
기타(천TOE)	2,130	2,456	2,925	3,241	3,977	3,961	4,358	4,827	12.4
1차 계(천TOE)	192,887	198,409	208,636	215,067	220,238	228,622	233,372	239,493	3.1

6) 정한경(2005)의 연구에 따르면 1998년에서 2004년 기간 중 제조업의 에너지원단위는 연평균 6.8%로 감소하였는데 산업구조 변화에 의한 효과가 3.9%p로 57.4%를 설명하며, 연료 효율에 의한 효과는 2.5%p로 36.8%를 설명하는 것으로 추정되고 있다. 정한경, 『산업부문 에너지 소비 변화요인 분석』, 에너지경제연구원, 기본연구보고서 05-02, p.70.

7) 기타에너지에는 열에너지와 신재생에너지 및 기타가 포함된다.

를 보여, 유연탄 전체로는 연평균 4.8%의 안정적 증가율을 시현하였다.

원자력은 신규 발전 설비가 도입되어 가동되면 소비가 크게 증가하고 그렇지 않은 경우 큰 변화가 없는데 2005년 신규 설비의 가동으로 2000년대 들어 연평균 4.0% 증가하였다.

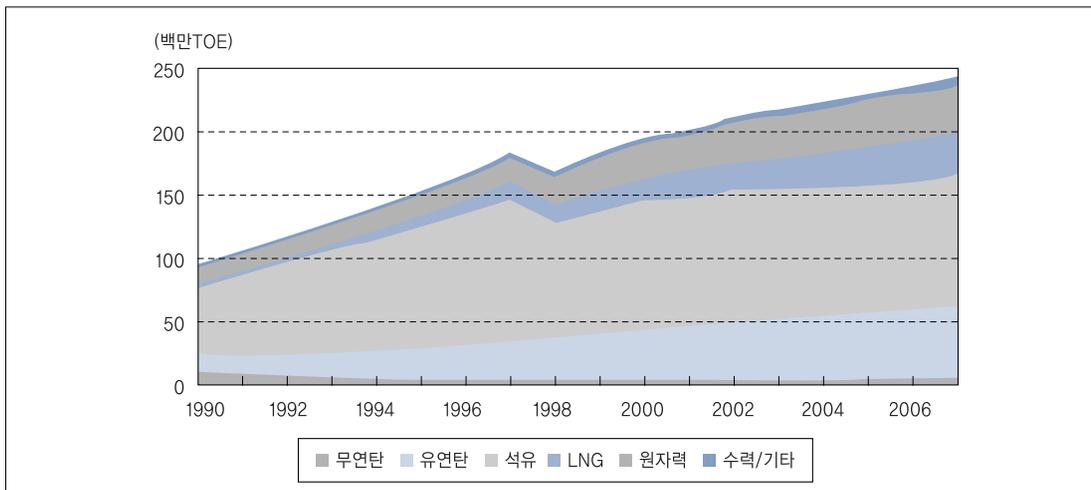
총에너지 소비에서 가장 높은 비중을 차지하는 석유는 2000년대 들어 연평균 0.8% 증가하는데 그쳤다. 환경규제의 강화, 도시가스 보급 확대, 최근에는 고유가로 인한 소비 둔화 등 석유 수요 증가를 억제하는 요인이 복합적으로 작용하여 나타난 결과이다. 그나마 납사를 포함한 원료용 석유제품이 연평균 4.3%로 증가하여 전체 석유 소비가 증가세를 기록하였다. 2000년대 들어 난방용 등유 등의 소비는 연료 대체로 큰 폭의 감소세를 지속하고 있다.

총에너지의 에너지원별 소비 구조를 보면 1990년대 중반을 기점으로 변화가 나타나고 있음을 쉽게 알 수

있으며, 이러한 변화추세는 2000년대에 들어 현재까지도 지속되고 있는 것으로 보인다.

가장 두드러진 특징은 석유 소비 비중이 지속적으로 하락하고 있다는 점이다. 석유제품 소비 비중은 1994년 62.9%로 정점을 기록한 이후 이전의 증가세에서 감소로 전환되었다. 석유 소비 비중은 1997년 60.4%에서 1998년 54.6%로 비중이 크게 하락한 이후에는 완만한 하락세를 지속하고 있다. 2006년에는 43.6%까지 비중이 축소되었으며, 2007년에는 43.5%에 그친 것으로 추정된다. 석유 소비의 비중이 이처럼 감소하는 모습을 보인 것은 최종 소비부문에서 도시가스의 보급 확대로 인한 연료대체와 전환부문에서 발전용 유연탄 및 LNG가 석유를 대체한 결과이다. 그러나 석유 제품 중 납사를 포함하는 원료용 석유 제품이 총에너지 소비에서 점유하는 비중은 2000년 16.5%에서 완만하게 상승하여 2007년에는 17.7%로 다소 높아졌으며 안정적인 비중을 유지하는 것으로 나타나고 있다.

[그림 3] 총에너지 소비 추이



LNG는 국내에 도입된 이래 높은 증가세를 지속하였는데, LNG 소비가 총에너지 소비에서 차지하는 비중은 2000년 9.8%에서 지속적으로 상승하여 2006년에는 13.7%를 기록하였으며, 2007년에는 13.9%까지 상승한 것으로 추정된다. LNG의 비중이 이처럼 상승 추세를 지속한 것은 가정·상업부문은 물론 산업부문의 도시가스 보급 확대에 의한 수요 증대뿐만 아니라 높은 전력 소비 증가와 기저발전설비(원자력, 유연탄 등) 부족으로 발전용 LNG 수요가 꾸준히 증가함에 따른 결과이다.

석탄의 소비 비중은 2000년 22.2%에서 2006년에는 24.3%로 높아졌으며, 2007년에는 25.2%까지 상승한 것으로 추정된다. 원료용 유연탄의 비중이 지속적으로 낮아지고 있음에도 석탄의 소비 비중이 상승하는 추세를 보이고 있는 것은 발전부문의 소비 증가 영향이 가장 크게 작용한 결과이다. 발전용 유연탄의 비중은 2000년 10.4%에서 2007년 15.2%로 4.8%p 상승한 것으로 추정된다. 또한 무연탄 소비가 외환위기 이후 증

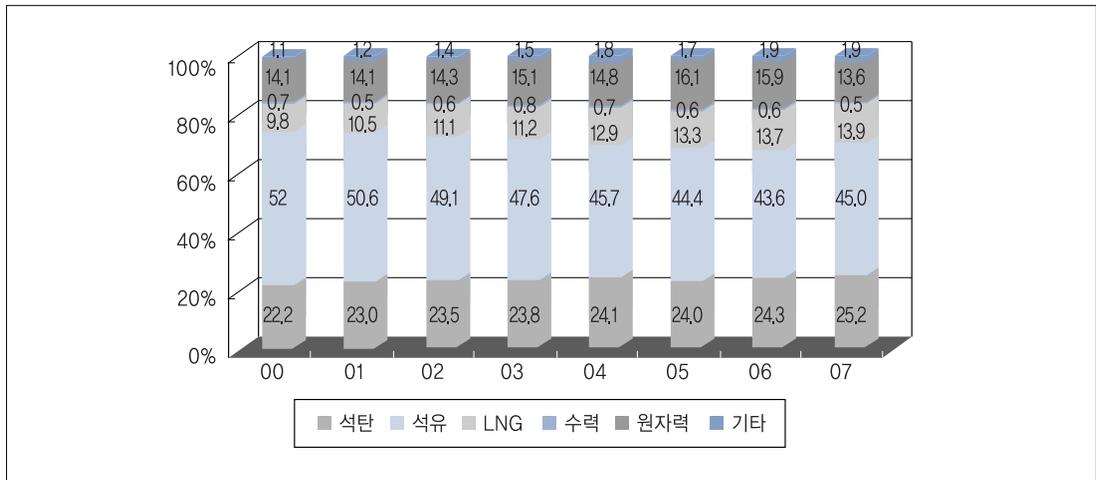
가세로 반전되고 고유가로 인하여 가정·상업부문의 무연탄 소비가 빠른 속도로 증가한 것도 비중 높아진 원인으로 지적할 수 있다.

원자력의 비중은 2000년 14.1%에서 2005년 16.1%까지 상승하였으나, 2006년에는 신규 원전의 도입이 없는데다 기존 설비의 고장에 따른 가동 중단 등으로 비중이 15.9%로 하락하였다. 원자력의 비중은 2007년에는 13.6%까지 하락한 것으로 추정된다. 2007년 원자력의 비중이 크게 낮아진 것은 상반기에 일부 원전이 고장으로 인하여 가동이 중단되었고 하반기에는 고리 원자력1호기가 설계수명(30년)이 만료되어 2007년 6월 이후 가동이 중단된데 따른 결과이다.

다. 최종에너지 소비

2000년대 들어 최종에너지 소비 역시 연평균 2.5%의 낮은 증가율을 기록하는데 그쳤다. 전체 최종에너지 소비 증가율이 둔화되었음에도 불구하고 에너지원별

[그림 4] 에너지원별 소비 구성비 추이



최종에너지 소비를 보면 소득이 향상됨에 따라 전력과 도시가스 등 고급에너지의 소비는 빠르게 증가한 것으로 나타나고 있다.

2000~2007년 기간중 전력 소비는 연평균 6.4%로 증가하였으며, 도시가스 소비는 연평균 5.6%로 증가하여 최종에너지 전체의 소비 증가율의 2배 이상으로 높게 증가한 것으로 나타나고 있다.

최종에너지 소비중 가장 높은 비중을 점유하고 있는 석유 소비는 동 기간중 연평균 1.1% 증가하는데 그쳤다. 납사와 같은 원료용 석유 소비는 견조한 증가세를 유지하였으나, 등유와 중유 등 연료용 석유 소비가 크게 둔화되는데 따른 결과이다.

석탄 소비는 2000~2007년 기간중 연평균 2.4%의 낮은 증가율을 기록하는데 그쳤다. 석탄소비의 대부분을 차지하는 유연탄 소비가 건설업의 부진에 따른 시멘트 산업 수요 둔화 등의 영향으로 2000년대 들어 연평

균 증가율이 0.9%라는 낮은 증가율을 보였기 때문이다.⁸⁾

최종에너지 소비에서 나타나는 한 가지 특징은 무연탄 소비가 2000년대 들어 연평균 11.3%로 증가하여 가장 높은 증가세를 보이고 있다는 점이다. 무연탄 소비는 1990년대를 통하여 지속적으로 감소하였으나, 2000년대 들어 유가가 급등함에 따라 가정·상업부문의 연탄 수요가 급증하고 또한 산업부문의 무연탄 소비도 높은 증가세를 보여 가장 높은 증가율을 기록하였다.

2000년대 최종에너지 소비의 월별 구성비 추이를 보면 석유의 비중은 2000년 62.5%에서 지속적으로 낮아져 2007년에는 55.6%까지 하락하였고, 유연탄의 비중도 같은 기간 11.9%에서 10.6%로 낮아졌다. 반면 도시가스와 전력의 경우 2000년대에도 높은 증가세를 지속하여 2000년 8.4%와 13.7%에서 2007년에는 10.3%와 17.8%로 비중이 크게 높아졌다.

1990년대에 큰 변화를 보였던 최종에너지의 부문별

〈표 3〉 최종에너지 소비 실적

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	연평균 증가율(%)
무연탄(천톤)	3,346	4,447	5,129	5,871	5,781	6,680	7,473	7,064	11.3
유연탄(천톤)	27,024	27,085	28,121	28,908	28,466	27,938	27,799	28,709	0.9
석유(천배럴)	698,709	698,207	722,304	722,656	719,281	729,891	734,598	752,853	1.1
전력(GWh)	239,535	257,731	278,451	293,599	312,096	332,413	348,718	368,605	6.4
도시가스(천톤)	11,963	12,657	13,873	14,734	15,420	16,963	17,504	17,558	5.6
열기타(TOE)	3,248	3,606	4,149	4,511	5,271	5,426	5,517	5,995	9.1
최종계(TOE)	149,852	152,950	160,451	163,995	166,009	170,855	173,584	178,415	2.5
산업(TOE)	83,912	85,158	89,197	90,805	92,992	94,366	97,235	101,430	2.7
수송(TOE)	30,945	31,909	33,763	34,632	34,615	35,559	36,527	36,981	2.6
가정상업(TOE)	32,370	32,893	34,299	34,965	34,807	36,861	35,986	36,198	1.6
공공기타(TOE)	2,625	2,989	3,191	3,593	3,595	4,068	3,836	3,806	5.4

8) 2007년 석탄 소비 중 유연탄의 비중은 82.2%인 것으로 추정된다.

소비구조는 2000년대 들어와서는 비교적 안정적인 추이를 유지하고 있다. 부문별로 다소간의 변화는 있으나 산업부문의 비중이 55~56%대의 수준을 유지하고 있고, 수송과 가정·상업부문이 각각 20%대 초반 수준을 유지한 것으로 나타나고 있다.

지금까지 본 2000년대 에너지소비에서 나타난 특징을 요약하면 다음과 같다.

첫째, 외환위기를 기점으로 에너지소비의 구조적 변화가 발생한 것으로 판단된다. 외환위기 이후 에너지소비 증가세가 둔화되었으며 2000년대 들어 이러한 현상은 더욱 뚜렷하게 나타나고 있다. 에너지소비 증가세 둔화와 함께 에너지원단위 하락세가 지속되고 있는 것도 특징으로 지적할 수 있다. 이는 경제성장률 둔화와 산업구조가 과거 철강이나 석유화학 등 에너지 다소비 업종에서 정보통신 등 에너지 저소비형 구조로 이행함으로써 나타난 결과로 판단된다.

둘째, 1990년대 중반 이후의 석유 소비 의존도 감소

추세가 2000년대 들어서도 지속되고 있다. 석유 소비 비중이 하락하는 것은 도시가스 보급 확대, 고유가로 인한 전력 및 석탄으로의 연료 대체, 환경규제 강화에 따른 수요 둔화 영향 등이 복합적으로 작용하여 나타난 결과이다.

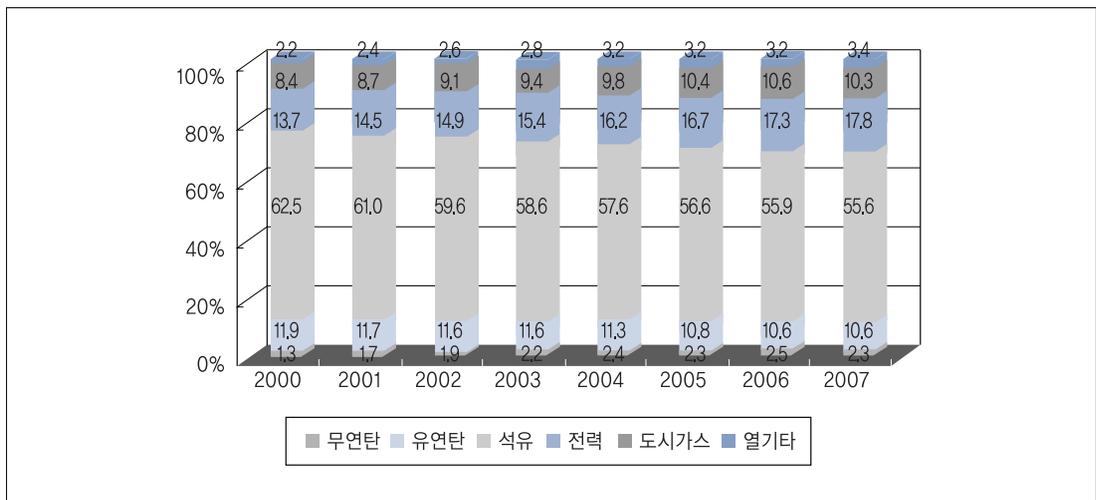
셋째, 기온 변화가 에너지소비 변동에 주는 영향이 커졌다는 점도 특징으로 들 수 있다. 이는 경제성장률 둔화로 에너지소비 증가율이 크게 낮아진데 따른 결과이다.

2000년대 들어 에너지 비에서 나타나고 있는 이러한 특징들은 2000년대만의 일시적 현상이기 보다는 장기적인 구조적 변화로 판단된다. 따라서 향후에도 이러한 현상은 지속될 것으로 판단된다.

3. 2007년 에너지소비 동향 및 주요특징⁹⁾

가. 총에너지 소비 동향

[그림 5] 최종에너지 원별 구성비 추이



2007년 총에너지 소비는 전년대비 2.6% 증가한 239,5백만 TOE를 기록한 것으로 추정된다.⁹⁾ 2007년의 경제성장률이 4.9%로 2006년의 5.0%에 비하여 소폭 낮아졌음에도 불구하고 총에너지 소비 증가율은 오히려 0.5%p 높아진 것으로 추정된다. 이는 경제성장률 둔화에도 불구하고 철강, 석유화학 등 에너지 다소비업종의 소비 증가세가 높아 산업용 에너지소비가 상대적으로 크게 증가하였고, 2006년에는 온난한 기온으로 난방용 에너지 수요가 둔화되어 총에너지 소비 증가율이 낮았던데 따른 상대적 반등효과 등이 작용한 결과로 판단된다.¹⁰⁾

총에너지 소비의 분기별 추이를 보면 1/4분기의 총에너지 소비 증가율은 1.7%로 전년 동기에 비하여 0.5%p 높아졌으나 여전히 낮은 증가세가 지속되었다. 이는 1/4분기에 온난한 기온의 영향으로 난방용 에너지 수요 둔화세가 지속되었기 때문으로 판단된다. 난방용 비중이 높은 가정·상업부문의 에너지소비가 1/4분기에 전년 동기대비 4.1% 감소한 것으로 나타나고 있다. 2/4분기에 석유화학산업의 납사 수요가 급격히 증가한데 힘입어 산업부문의 에너지소비가 크게 증가하여 총에너지 소비 증가율이 3%대로 높아졌다. 총에너지 소비 증가율은 3/4분기에 2%대 후반으로 다소 낮아졌다. 이는 석유화학산업의 납사 수요 증가세가 둔화된데 따른 결과이다(〈표 4〉에서 석유 소비가 2/4분기에 전년 동기대비 4.9% 증가하였으나 3/4분기에는 증가율이 2.3%로 크게 둔화된 것은 납사 소비 증가율 변

동의 영향이 반영된 결과이다). 4/4분기 총에너지 소비 증가율은 다시 3.0%로 상승하였는데 이는 전년 동기 온난한 기온에 따른 낮은 증가율(1.3%)에 대한 상대적 반등효과의 영향이 크게 작용한 결과로 판단된다.

에너지원별 총에너지 소비를 보면 고유가 하에서 유가 상승 현상이 지속되었음에도 불구하고 석유 소비는 전년대비 2.5% 증가한 784.5백만 배럴을 기록한 것으로 추정되었다. 이렇듯 석유 소비 증가율이 비교적 높게 나타난 것은 앞서 언급하였듯이 상반기 납사 소비 증가의 영향이 크게 작용한 결과이다. 2007년 상반기 중 납사 소비는 전년 동기대비 10%를 넘는 높은 증가율을 기록하였는데, 이는 전년 동기에 석유화학산업의 설비보수 등으로 납사 소비가 감소한데 따른 반등효과 등이 반영된 결과로 보인다. 휘발유 소비는 가격 상승에도 불구하고 경제성장률이 예상보다 높게 나타나고, 유사휘발유 단속 강화와 유류세 조정으로 인한 경유 가격의 상대적 상승 등의 요인이 복합적으로 작용하여 전년대비 4.4%의 높은 증가세를 보였다.¹²⁾ 발전용 석유 소비도 2004년 이후 감소세를 보였으나 2007년은 원자력의 부진에 따른 영향으로 전년대비 4.9%의 비교적 높은 증가세를 기록하였다. 3/4분기까지 안정적 증가율을 보인 석유 소비 증가율은 4/4분기에 전환부문 수요가 큰 폭으로 감소함에 따라 전년 동기대비 0.4% 감소하여 7분기 만에 감소세로 전환되었다.

2007년 석탄 소비는 전년대비 6.3% 증가한 9,335만 톤을 기록한 것으로 추정된다. 석탄 소비의 대부분

9) 2007년 에너지 소비통계의 경우 전력과 석유 등은 12월까지의 자료가 포함되었으나, 석탄 등 일부 에너지는 실적자료가 11월까지만 작성되어 있어 12월은 추정치를 이용하였다.

10) 에너지 수급통계는 각 에너지원별 고유단위(예: 석유는 배럴, 전력은 kWh 등)를 사용하고, 총에너지 소비량은 각 에너지원별 열량환산계수를 적용하여 구한다. 열량환산계수는 에너지기본법 시행령 제5조제1항 규정에 의하여 정해지는데 2006년 9월 1일을 기준으로 새로운 열량환산기준이 발표되었다. 따라서 2007년 열량기준 소비 통계는 신열량환산기준을 적용해야 하나 2006년 이전 통계와 일관성을 유지하기 위하여 본고에서는 구열량환산기준을 적용하였다.

11) 2007년 1/4분기는 전년 동기보다 온난한 기온으로 난방용 에너지 수요가 크게 둔화되었으나, 4/4분기에는 평년기온을 회복하여 난방용 에너지 수요가 안정적인 증가세를 보인 것으로 판단된다.

〈표 4〉 총에너지 소비 동향

분기	2006					2007p				
	1/4	2/4	3/4	4/4	연간	1/4	2/4	3/4	4/4	연간
석탄 (천톤)	21,774 (8.3)	20,661 (2.6)	22,590 (2.1)	22,802 (1.5)	87,827 (3.5)	22,555 (3.6)	22,219 (7.5)	24,216 (7.2)	24,356 (6.8)	93,346 (6.3)
석유 (백만bbl)	199.4 (-3.5)	180.5 (0.2)	179.7 (1.3)	206.0 (4.6)	765.5 (0.6)	206.1 (3.4)	189.2 (4.9)	183.9 (2.3)	205.3 (-0.4)	784.5 (2.5)
LNG (천톤)	8,750 (5.9)	5,144 (31.3)	4,048 (6.7)	6,676 (-9.5)	24,619 (5.4)	8,317 (-5.0)	5,127 (-0.3)	4,358 (7.7)	7,662 (14.8)	25,464 (3.4)
수력 (TWh)	0.6 (-18.9)	1.3 (0.6)	2.6 (22.5)	0.8 (-28.0)	5.2 (0.6)	0.7 (18.8)	1.0 (-19.2)	2.4 (-7.6)	1.0 (19.9)	5.1 (-3.2)
원자력 (TWh)	35.7 (0.4)	36.2 (-3.9)	39.3 (7.8)	37.6 (1.2)	148.7 (1.3)	35.9 (0.8)	34.2 (-5.4)	36.7 (-6.5)	36.0 (-4.2)	142.9 (-3.9)
기타 (천TOE)	1,024 (9.0)	1,055 (9.2)	1,007 (9.3)	1,271 (12.2)	4,358 (10.0)	1,133 (10.6)	1,169 (10.7)	1,118 (11.0)	1,408 (10.8)	4,827 (10.8)
1차에너지 (백만TOE)	62.1 (1.2)	54.5 (2.9)	55.1 (3.3)	61.7 (1.3)	233.4 (2.1)	63.1 (1.7)	56.2 (3.1)	56.6 (2.7)	63.6 (3.0)	239.5 (2.6)

주: () 는 전년 동기대비 증가율(%), p는 잠정치

을 차지하는 유연탄 소비는 전년대비 7.7%의 높은 증가율을 기록한 것으로 추정된다.¹²⁾ 전력 소비 증가로 발전용 유연탄 소비가 전년대비 10.2%의 높은 증가세를 보였으며, 산업용 유연탄도 시멘트 산업과 철강 생산 호조로 안정적인 증가세를 유지한 것으로 나타났다. 무연탄 소비는 전년대비 5.0% 감소된 것으로 추정된다. 가정·상업용 무연탄 소비는 고유가에 따른 석유에서 연탄으로의 대체가 거의 완료되고, 온난한 기온 영향으로 수요가 위축되어 전년 동기대비 20% 이상 감소한 것으로 추정되나 산업용 무연탄 소비가 낮지만(1.1% 증가) 전년에 이어 증가세를 유지함에 따라 무연탄 소비의 감소폭을 낮추었다.

LNG 소비는 상반기 중 발전용 수요 감소로 전년 동기보다 줄어들었으나, 하반기에는 발전용 수요가 증가세로 전환되고 도시가스용 수요도 안정적 증가세를 유지하여 전년대비 3.4% 증가한 25.5백만 톤으로 추정된다. 하반기 발전용 LNG 수요가 크게 증가한 것은 원자력 발전의 감소 영향이 크게 작용한 결과이다.

2007년 원자력은 전년보다 3.9% 감소한 142.9 TWh로 나타났다. 원자력은 신규 원전 도입이 없는데다 2/4분기 고장으로 인한 울진 및 영광원전의 가동 중단, 6월 고리1호기(설비용량 58만7천kW) 설계수명기간(30년) 만료로 인한 가동 중단 등의 영향으로 2/4분기 이후 감소세를 지속하였다. 1977년 원자력이 도입

12) 2007년 유사휘발유의 원료가 되는 용제 소비가 크게 둔화되어 유사휘발유 단속 강화가 휘발유 소비에 영향을 주었음을 간접적으로 알 수 있다.

13) 2007년 석탄 소비에서 유연탄이 점유하는 비중은 90.0%로 추정된다. 이처럼 유연탄의 비중이 높아진 것은 발전용 유연탄 소비가 포함되기 때문이다.

된 이후 전년대비 감소세를 보인 것은 2007년이 처음이다.

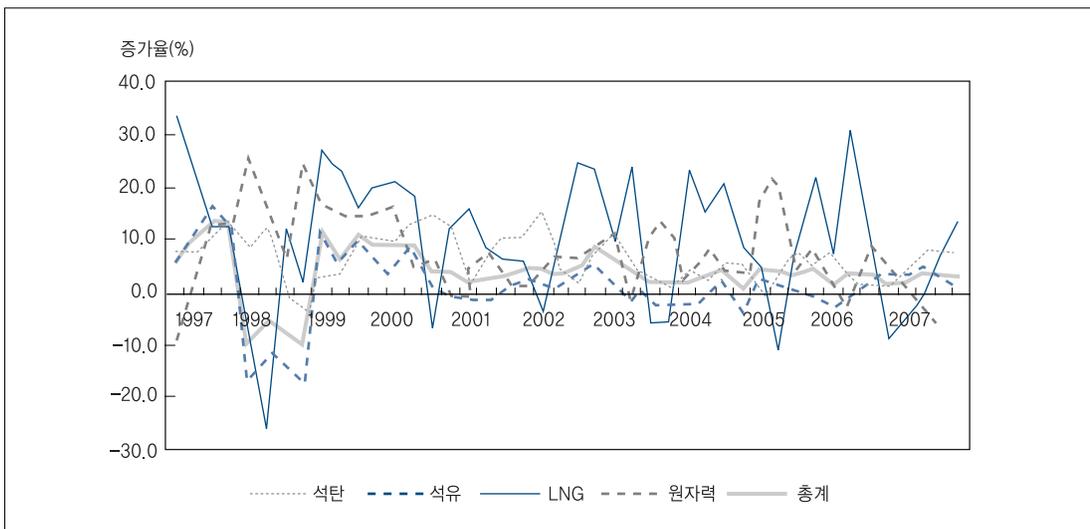
우리나라 에너지 소비구조를 선진국과 비교할 때 나타나는 특징의 하나는 원료용 에너지소비 비중이 높다는 것이다. 철강과 석유화학 산업이 경제에서 차지하는 비중이 높기 때문이다. 총에너지 소비를 원료용 에너지와 연료용 에너지로 구분하여 정리한 내용이 <표 5>에 나타나 있다. 1990년대 원료용 에너지는 연평균 11.8%로 증가하여 연료용 에너지소비 증가율의 거의 2배 가까이 빠른 속도로 증가하였다. 특히 석유화학산업의 급신장으로 원료용 석유(납사 등)는 연평균 16.5%의 높은 증가세를 보였다. 2000년대 들어 원료용 에너지소비 증가율은 1990년대에 비하여 크게 둔화되었으나, 연평균 3.4%로 증가하여 여전히 연료용 에너지보다는 높은 증가율을 보이고 있다. 2000년대 원료용 석유 소비 증가율이 4.2%로 원료용 유연탄보다 증가율이 크게

높은 것은 1990년대와 같다.

원료용 에너지 소비가 빠른 속도로 증가함에 따라 총에너지 소비에서 원료용 에너지 소비가 점유하는 비중도 1990년 15.7%에서 2000년에는 23.2%로 높아졌으며, 이후는 23% 내외에서 안정적인 움직임을 보이고 있다. 원료용 유연탄의 비중은 감소하는 모습을 보이고 있으나 원료용 석유의 비중은 1990년 7.4%에서 2000년 16.5%로 그리고 2007년에는 17.7%까지 상승한 것으로 나타나고 있다.

2007년 총에너지 소비 증가에 대한 에너지원별 기여율을 보면 석탄이 60.6%로 2007년 에너지소비 증가를 주도한 것으로 나타났다. 앞서 설명하였듯이 전력 소비 증가로 인하여 발전용 유연탄 소비가 크게 증가하였기 때문이다. 총에너지 소비중 가장 높은 비중을 차지하고 있는 석유의 소비 증가 기여율은 38.3%로 추정되는데 이는 2000년대 들어 가장 높은 결과이다. LNG

[그림 6] 총에너지 소비증가율 추이



〈표 5〉 원료용 및 연료용 에너지소비

(단위: 천TOE, %)

	1990	2000	2007	연평균 증가율(%)		
				'90~'00	'00~'07	'90~'07
원료용	14,666	44,707	56,532	11.8	3.4	8.3
	(15.7)	(23.2)	(23.6)			
유연탄	7,745	12,814	14,076	5.2	1.4	3.6
	(8.3)	(6.6)	(5.9)			
석유	6,921	31,893	42,456	16.5	4.2	11.3
	(7.4)	(16.5)	(17.7)			
연료	78,526	148,180	182,957	6.6	3.1	5.1
	(84.3)	(76.8)	(76.4)			

주: 괄호 안은 총에너지 소비에서 차지하는 비중을 의미.

〈표 6〉 총에너지 소비증가분에 대한 에너지원별 기여율

(단위: %)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
석탄	50.7	33.1	31.4	38.9	19.8	40.0	60.6
유연탄	40.1	29.5	23.3	43.9	14.3	30.7	64.8
무연탄	10.6	3.6	8.1	-5.0	5.6	9.3	-4.2
석유	1.9	19.8	-0.5	-33.6	10.6	6.4	38.3
LNG	33.7	22.6	17.0	80.4	23.9	34.7	17.9
수력	-6.6	2.8	6.1	-5.0	-2.0	0.2	-0.7
원자력	14.3	17.0	41.1	5.1	47.9	10.4	-23.8
기타	5.9	4.6	4.9	14.2	-0.2	8.4	7.7
총계	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

의 기여율은 2006년 34.7%에서 2007년에는 17.9%로 기여율이 둔화되었으며, 원자력의 기여율은 -23.8%를 기록하였다.¹⁴⁾

나. 최종에너지 소비 동향

2007년 최종에너지 소비는 전년대비 2.8% 증가한 178.4백만 TOE를 기록한 것으로 추정된다. 2006년에 비하여 경제성장률이 낮아지고 유가 상승세가 지속되었음에도 불구하고 최종에너지 소비 증가율이 전년 동기보다 높아진 것으로 나타나고 있는데, 이는 전년 최종에너지 소비 증가율이 온난한 기온의 영향으로 매우

14) 총에너지 소비 증가에 대한 에너지원별 기여율은 에너지원별 소비 증가분을 총에너지 소비 증가분으로 나누어 구한다. 즉, 에너지원별 기여율 = 에너지원별 소비 증가분 / 총에너지 소비 증가분.

났었는데 따른 상대적 반등 요인이 작용한 것 외에, 최대 소비부문인 산업부문의 에너지소비 증가율이 비교적 높아 나타난 현상이다.

최종에너지 소비를 분기별로 보면 1/4분기는 온난한 기온으로 인한 난방용 에너지 소비 감소로 가정·산업·공공부문의 소비가 전년 동기대비 4.1% 감소하였으나, 최대 소비부문인 산업부문 소비가 안정적 증가세를 보임에 따라 전년 동기대비 1.6% 증가하였다. 2/4분기에는 산업용 수요의 증가세 전분기 보다 높아지고, 가정·산업·공공부문의 소비도 증가세로 반전됨에 따라 수송부문 소비가 감소하였음에도 불구하고 전년 동기대비 4.3%의 비교적 높은 증가율을 기록한 것으로 나타났다. 3/4분기는 산업용 납사수요 증가세 둔화 등으로 산업부문 소비 증가율이 낮아짐에 따라 최종에너지 소비는 전년 동기대비 3.2%로 증가율이 하락하였으며, 4/4분기에도 산업부문 에너지소비 증가 둔화 추세가 지속되고, 고유가로 인하여 수송부문 에너지 수요도 둔화되어 최종에너지 소비 증가율은 2.4%로 낮아진 것으로 추정된다.

부문별 최종에너지 소비를 보면 산업부문의 에너지 소비 증가율이 전년대비 4.3%로 가장 높고 다음이 수송부문으로 전년 동기대비 1.2% 증가한 것으로 나타나고 있다.

산업부문 에너지소비는 상반기 석유화학산업의 납사 소비 증가와 철강산업의 유연탄 소비 증가 등에 힘입어 전년 동기대비 5%대의 높은 증가세를 시현하였다. 납사 소비의 높은 증가율은 전년 동기 석유화학산업의 설비보수 및 증설 등으로 소비가 크게 둔화되었던 데 따른 상대적 영향이 크게 작용한 결과로 판단되며, 철강산업은 중국의 경기 활황에 따른 영향 등으로 생산이 호조를 보임에 따라 에너지소비가 크게 증가하였다.

하반기에는 이러한 증가 요인이 소멸됨에 따라 산업용 에너지 소비 증가율은 3%에 그친 것으로 추정된다.

산업부문 에너지소비를 보다 세분화된 업종분류를 통하여 보면 2007년 11월까지의 소비는 목재나무업종이 전년 동기대비 15.3% 증가하여 가장 높은 증가세를 보였고 다음으로는 음식담배업종이 8.1%로 높은 증가세를 시현하였다. 에너지 다소비업종인 석유화학산업은 5.8%로 비교적 높은 증가세를 기록하였고 철강산업을 포함하는 1차금속업종도 4.4%의 견조한 증가세를 나타냈다.

산업부문의 석유 소비가 전년 동기대비 3.3% 증가한 것으로 나타나고 있는데 이는 석유화학산업의 원료용 납사소비 증가 영향이 크게 작용한 결과이다. 석유화학산업의 석유 소비는 전년 동기대비 5.3% 증가하였으나 나머지 대부분의 업종에서 석유 소비는 전년보다 감소한 것으로 나타났다. 반면에 전력소비는 거의 모든 업종에서 증가한 것으로 나타나 석유에서 전력으로의 대체가 활발하게 진행되고 있는 것으로 판단된다. 이는 고유가가 지속됨에 따라 산업용 전력요금에 대한 석유의 상대가격이 크게 상승한 결과이다. 실제로 열량당 가격을 비교하면 산업용 전력 요금이 석유보다 절대 수준에서도 낮은 것으로 추정된다.

수송부문의 에너지소비는 1/4분기에는 유가가 하향 안정된 데 따른 영향으로 전년 동기대비 2.1% 증가하였으나, 2/4분기에는 유가의 지속적 상승에 따른 영향으로 증가율이 -0.8%로 감소세로 전환됨. 3/4분기는 전년의 낮은 증가에 대한 상대적 영향으로 증가율이 3.2%로 상승하였으나 고유가 지속으로 4/4분기에는 0.6%로 증가율이 하락하였다. 수송용 에너지소비에서 나타나는 두드러진 특징은 수송용 천연가스 소비가 크게 증가하고 있다는 점이다. 이는 천연가스 버스 보급

〈표 7〉 최종에너지 소비 동향

구 분	2006					2007p				
	1/4	2/4	3/4	4/4	연간	1/4	2/4	3/4	4/4	연간
산 업 (백만TOE)	24.2 (2.1)	23.4 (2.6)	24.1 (3.1)	25.5 (4.4)	97.2 (3.0)	25.4 (4.7)	25.0 (6.6)	24.9 (3.3)	26.2 (2.7)	101.4 (4.3)
수 송 (백만TOE)	8.6 (2.6)	9.5 (3.2)	8.9 (0.05)	9.5 (5.0)	36.5 (2.7)	8.8 (2.1)	9.4 (-0.8)	9.2 (3.2)	9.6 (0.6)	37.0 (1.2)
가정·상업·공공 (백만TOE)	14.4 (-4.0)	8.0 (0.6)	6.6 (0.1)	10.8 (-4.9)	39.8 (-2.7)	13.8 (-4.1)	8.3 (3.5)	6.8 (2.7)	11.1 (3.0)	40.0 (0.5)
합 계 (백만TOE)	47.2 (0.2)	40.9 (2.3)	39.6 (1.9)	45.8 (2.1)	173.6 (1.6)	48.0 (1.6)	42.6 (4.3)	40.9 (3.2)	46.9 (2.4)	178.4 (2.8)
도시가스 (백만m ³)	7,103 (2.6)	3,532 (2.9)	2,332 (11.3)	4,536 (0.5)	17,504 (3.2)	6,669 (-6.1)	3,768 (6.7)	2,400 (2.9)	4,721 (4.1)	17,558 (0.3)
석유 (백만bbl)	188.4 (-2.3)	175.4 (1.0)	175.1 (1.2)	195.7 (2.8)	734.6 (0.6)	193.7 (2.8)	182.1 (3.9)	179.4 (2.4)	197.7 (1.0)	752.9 (2.5)
전력 (TWh)	91.1 (7.4)	83.8 (4.6)	87.3 (5.0)	86.6 (2.6)	348.7 (4.9)	93.8 (3.0)	88.6 (5.8)	92.1 (5.5)	94.2 (8.8)	368.6 (5.7)
석탄 (천톤)	8,448 (0.5)	8,560 (7.3)	8,676 (-1.6)	9,588 (1.9)	35,272 (1.9)	8,820 (4.4)	8,790 (2.7)	8,829 (1.8)	9,335 (-2.6)	35,774 (1.4)
열 및 기타 (천TOE)	1,648 (-0.3)	1,208 (5.7)	1,044 (5.7)	1,617 (-1.5)	5,517 (1.7)	1,716 (4.1)	1,322 (9.5)	1,152 (10.3)	1,805 (11.6)	5,995 (8.7)

주: ()는 전년 동기대비 증가율(%), p는 잠정치

확대에 따른 결과이다.

가정·상업·공공부문 에너지소비는 2006년에 이어 2007년에도 온난한 기온이 지속되어 전년대비 0.5% 증가에 그친 것으로 나타났다. 1/4분기에는 전년에 이어 온난한 기온이 지속됨에 따라 가정·상업·공공부문 에너지 소비가 전년 동기대비 4.1%나 감소하여 연간 소비 증가율을 크게 둔화시키는데 기여한 것으로 보인다. 이후 가정·상업·공공부문 에너지소비는 증가세로 반전되었으며 4/4분기에는 평년기온을 회복함에 따라 전년 동기대비 3.0% 증가한 것으로 추정된다.

최종에너지 소비를 월별로 보면 전력소비 증가율이

5.7%로 2007년 최종에너지 소비 증가세를 주도한 것으로 나타났다. 2007년 전력소비 증가율이 경제성장률(4.9%)을 크게 상회한 것은 철강 등 에너지 다소비업종의 생산증가로 산업부문의 전력소비 증가세가 높게 나타난데 따른 결과이다. 전력 소비는 3/4분기에 전년 동기대비 5.5% 증가한데 이어 4/4분기에는 8.8%의 높은 증가율을 기록하였다. 2/4분기 5.8% 증가에 비하여 3/4분기의 전력 소비 증가율이 다소 둔화된 것은 전년에 추석연휴가 4/4분기에 있었던 반면 금년에는 3/4분기에 속하여 있어 조업일수가 감소하였기 때문이며 4/4분기 조업일수 증가로 인하여 전력소비가 급격히

〈표 8〉 산업부문 세부업종별 에너지원별 소비 변화율

	석탄	석유	도시가스	전력	열에너지	기타	합계
산업부문계	4.2	3.3	7.5	6.5	0.0	11.2	4.5
농림어업	0.0	-0.6	-86.7	6.4	0.0	0.0	0.1
광업	0.0	-5.5	0.0	6.2	0.0	0.0	1.2
제조업	4.3	3.7	8.1	6.5	0.0	0.0	4.6
음식담배	6.9	-16.3	83.5	2.7	0.0	0.0	8.1
섬유의복	23.0	-10.6	5.9	-2.0	0.0	0.0	-2.4
목재나무	0.0	-15.8	188.3	3.7	0.0	0.0	15.3
펄프인쇄	0.0	-17.1	33.8	0.1	0.0	0.0	-6.5
석유화학	3.9	5.3	66.8	4.5	0.0	0.0	5.8
비금속	6.3	-6.1	-4.1	7.5	0.0	0.0	3.2
1차금속	4.2	-11.3	0.6	10.8	0.0	0.0	4.4
비철금속	0.0	-20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-20.0
조립금속	0.0	0.1	22.9	9.0	0.0	0.0	10.2
기타제조	-0.3	-5.1	-45.7	3.5	0.0	0.0	-16.1
기타에너지	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3
건설업	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.2

주: 2007년 11월까지 누적 소비량의 전년 동기대비 변화율

증가하는 모습을 보인 것으로 판단된다.

도시가스 소비는 1/4분기에 전년 동기대비 6.1% 감소하였으나, 2/4분기 이후 증가세로 전환되어 연간으로는 전년대비 0.3% 증가한 것으로 추정된다. 1/4분기 도시가스 소비가 감소한 것은 온난한 기온의 지속으로 난방용 소비가 감소하였기 때문이다.

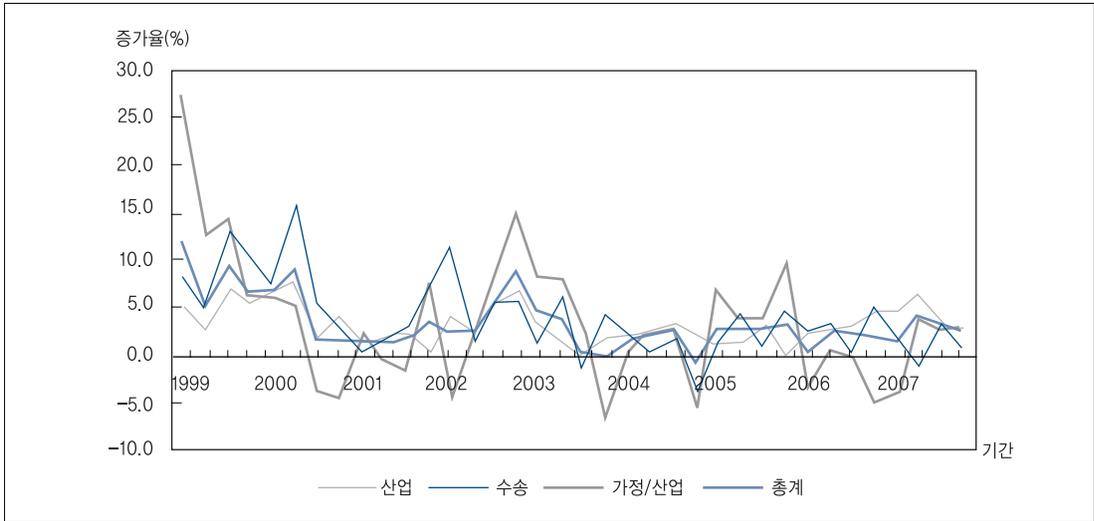
석유 소비는 상반기 중 전년 동기대비 3.3% 증가한 데 힘입어 하반기로 가면서 고유가의 영향으로 수요 증가세가 둔화되었지만 연간으로는 2.5%의 비교적 안정적인 증가율을 유지하였다. 고유가 상황에서도 석유 소비 증가율이 비교적 높게 나타난 것은 납사 소비 증가에 기인한다. 전년 상반기 석유화학산업의 설비보수에

따른 소비 감소에 대한 상대적 반등 현상이 작용하여 상반기 납사 소비는 전년 동기대비 10.3%의 높은 증가세를 기록하였다.

석탄 소비는 가정·산업용 무연탄 소비가 감소하였음에도 불구하고 철강산업의 생산 호조에 따른 유연탄 소비 증가로 상반기에 전년대비 3.5% 증가한데 힘입어 연간으로는 전년대비 1.4% 증가한 것으로 추정된다.

최종에너지 소비 증가에 대한 소비 부문별 기여율을 보면 산업부문이 86.8%로 최종에너지 소비 증가의 대부분을 설명하는 것으로 나타나고 있다. 반면, 수송부문과 가정·상업·공공부문은 각각 9.1%와 4.1%에 그쳐 2007년 최종에너지 소비 증가를 산업부문이 주도

[그림 7] 최종에너지 부문별 소비증가율 추이



한 것으로 나타남

에너지원별 기여도를 보면 석유의 기여율이 45.8%로 가장 높은 것으로 나타났다. 2000년대 들어 최종에너지 소비 증가 기여율에서 석유가 가장 높았던 것은 2002년과 2007년 두 번에 불과하다. 이는 석유가 최종에너지 소비에서 차지하는 비중이 높지만 연료대체 등의 영향으로 그 동안 에너지유의 수요가 크게 둔화되어 총에너지 소비를 주도하지 못한데 따른 결과이다.

석유 다음으로는 전력의 기여율이 35.4%로 매우 높게 나타났다. 석탄의 기여율은 7.7%에 그쳐 총에너지 소비 증가에 대한 기여율보다 크게 낮은 것으로 나타났다. 이는 석탄의 총에너지 소비 증가에 대한 기여가 주로 전환부문의 소비 증가에 기인한 것임을 의미한다.

다. 2007년 에너지소비의 주요특징

2007년 에너지소비에서 나타난 주요 특징을 정리하면 다음과 같다.

첫째, 다른 부문에 비하여 산업부문 에너지소비 증가세가 두드러진다는 점이다. 고유가로 수송부문의 에너지소비는 전년대비 1.2% 증가하는데 그쳤고, 가정·상업·공공부문도 에너지소비가 전년의 감소세에서 증가세로 전환되었지만 0.5% 증가에 머물렀다. 반면에 산업부문의 에너지소비는 철강과 석유화학 같은 에너지 다소비업종의 생산활동 증가로 전력 및 납사 등의 소비가 크게 증가, 전년대비 4.3% 증가하였다. 이는 2002년 4.7% 증가를 기록한 이후 5년 만에 4%대 증가율을 회복한 것으로 2007년 에너지 소비를 산업부문이 주도하였음을 보여준다.

둘째, 2007년은 기온 변화에 따른 에너지소비 변동성이 다른 해에 비하여 큰 것으로 보인다. 1/4분기 온난한 기온의 영향으로 가정·상업·공공부문의 에너지

〈표 9〉 최종에너지 소비증가분에 대한 기여율

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
에너지원별 기여율	도시가스	23.5	17.0	25.5	35.7	33.5	20.8	1.2
	석유	-7.7	37.4	-0.1	-31.8	24.9	11.7	45.8
	전력	50.5	23.8	36.8	78.8	36.1	51.3	35.4
	석탄	22.1	14.6	27.7	-20.6	2.4	12.7	7.7
	유연탄	1.3	9.1	14.6	-14.5	-7.2	-3.3	12.4
	무연탄	20.8	5.5	13.0	-6.1	9.6	16.1	-4.7
	열에너지	1.0	1.0	2.2	2.1	3.9	-3.8	0.4
	기타	10.5	6.3	8.0	35.6	-0.7	7.2	9.5
부문별 기여율	산업	40.1	53.9	45.3	108.6	28.2	105.1	86.8
	수송	31.1	24.7	24.5	-0.9	19.5	35.4	9.1
	가정·상업·공공	28.8	21.4	30.1	-7.8	52.3	-40.5	4.1
합계	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

소비가 전년대비 4.1% 감소하였으나 4/4분기는 평년 기온 회복으로 3.0% 증가하였다.

셋째, 원자력의 감소이다. 원자력은 1977년 처음 도입된 이래 지속적으로 증가하는 추세를 보여 왔다. 그러나 2007년은 고장과 설비수명 만료에 따른 가동 중지 영향으로 처음으로 감소세를 기록하였다.

넷째, 고유가와 유가상승에도 불구하고 석유소비가 비교적 안정적인 증가세를 기록하였다는 점이다. 이는 석유 소비의 35.8%를 점유하는 납사 소비가 전년대비 6.6% 증가한데 따른 결과이다. 휘발유 소비도 유사휘발유 단속 강화, 경유 가격의 상대적 빠른 상승 등의 영향으로 전년대비 4.4%의 비교적 높은 증가율을 보인 것으로 나타났다. 석유 소비의 안정적 증가로 총에너지에서 석유가 점유하는 비중은 하락세가 다소 둔화된 것으로 나타났다.

다섯째, 에너지수요 GDP 탄성치가 1 미만을 기록하

였고, 따라서 에너지원단위 하락세도 지속되었다.

2007년에 보인 이러한 특징은 2000년대 들어 에너지소비에서 보인 특징과 큰 차이가 없는 것으로 판단된다. 산업부문의 에너지소비가 가장 빠른 속도를 증가한 것과 원자력의 감소가 2007년에 나타난 차이로 볼 수 있으나, 산업부문 에너지소비의 빠른 증가세는 중국의 올림픽 개최에 따른 특수한 경우로 보이며, 원자력의 감소 역시 일시적 현상이므로 향후에도 지속되기는 어려울 것으로 보인다. 따라서 향후 국내 에너지소비는 2000년대 들어 보인 특징이 지속될 것으로 판단된다.

4. 시사점

2000년대 에너지소비 추이와 2007년 에너지소비 동향의 주요특징은 우리에게 다음과 같은 몇 가지 사항

을 시사해 준다.

첫째, 경제성장률이 둔화되었음에도 불구하고 총에너지 소비 증가율이 높아진 것으로 나타나고 있는데, 여기에는 전년의 낮은 증가에 따른 기술적 반등이라는 점도 반영된 결과지만 기본적으로는 에너지 다소비업종의 소비 증가 영향이 더 크게 작용한 것으로 판단된다. 선진국과 비교할 때 우리 경제는 철강과 석유화학 등 에너지 다소비업종의 비중이 높을 뿐만 아니라 규모도 크다. 이는 에너지 소비량이 많을 수밖에 없는 구조이며, 이러한 산업의 생산 활동 변화가 에너지 소비에 커다란 영향을 준다는 것을 의미한다.

에너지 다소비업종이 경제에서 차지하는 비중이 높다는 것은 에너지 소비규모 뿐만 아니라 에너지원단위를 높이는 요인으로도 작용한다. OECD 통계를 보면 회원국가 중 우리나라의 에너지원단위가 크게 높은 것으로 나타나고 있다. 2005년 에너지원단위 에너지원단위를 보면 일본이 0.106으로 최저 수준을 보이고 있으며, 미국과 영국은 각각 0.213과 0.144를 기록하고 있다. OECD 회원국 전체의 평균 에너지원단위도 0.195로 우리보다 크게 낮다.¹⁵⁾ 그런데 이러한 통계를 인용하여 우리의 에너지 이용효율에 상당한 문제가 있는 것처럼 지적하는 것은 정확한 해석이 아니다. 물론 에너지 이용효율이 낮다면 에너지원단위에 부정적인 영향을 줄 것이다. 그러나 우리의 에너지원단위가 높은 것은 기본적으로 산업구조와 부가가치의 영향이 더 크게 작용한 결과이지 에너지 이용효율이 크게 낮기 때문만은 아니다.

둘째, 2004년 이후 고유가 상황에서 유가가 지속적으로 상승하고 있음에도 불구하고 2007년 석유 소비 증가율이 비교적 높게 나타난 것 역시 산업구조의 영향

이 더 크게 작용한 결과이다. 석유 소비를 보면 원료용 석유의 소비 증가율이 상대적으로 높은 반면, 연료용 석유의 소비는 수송용을 제외하면 감소하는 추세를 보이고 있다. 2007년 원료용 석유 소비가 총에너지 소비의 17.7%를 점유할 정도로 높은 구조가 지속되는 한 석유 소비의 감소를 기대하기는 어려울 것으로 판단된다.

셋째, 2007년은 원자력이 도입된 이후 처음으로 감소를 기록한 해이다. 원자력이 감소함으로써 에너지 소비 구조에 큰 영향을 주었는데, 바로 LNG 수요가 크게 증가하였다는 점이다. 현재 우리의 발전설비 구성과 부하형태 그리고 전력 소비 증가세를 고려할 때, 원자력 같은 기저전원의 발전량이 감소할 경우 LNG 발전을 통하여 공급할 수밖에 없는 구조이다. 이는 2007년 상반기 발전용 LNG 수요가 전년 동기에 비하여 감소하였으나, 상반기에 고리 1호기 가동이 중지되어 원자력 발전 감소현상이 발생하자 LNG 수요가 높은 증가세로 전환된 사실로도 쉽게 알 수 있다. 최근의 고유가 현상은 국제 원유가에만 영향을 주는 것이 아니라 모든 에너지의 국제가격을 크게 상승시키고 있다. LNG도 예외가 아니다. 따라서 원자력과 같은 기저전원이 부족할 경우 LNG 발전이 불가피하며 이는 LNG 수요를 급증시키고, 높은 국제가격으로 LNG 도입비용을 크게 증가시켜 경제에 큰 부담으로 작용하게 될 것이다.

에너지소비만을 볼 때 철강과 석유화학 같은 산업이 축소되면 에너지부문이 경제에 미치는 영향은 크게 줄어들 것이다. 그러나 이러한 산업이 우리 경제에서 차지하는 비중과 역할을 고려할 때 갑작스러운 위축은 바람직하지 못하며 기대하기도 어렵다. 따라서 에너지 저소비형 고부가가치 산업의 육성을 통해 산업구조가 선진화되도록 함으로써 에너지가 경제에 주는 영향을 축

15) 에너지원단위는 2000년 불변달러 기준으로 단위는 TOE/천US달러이다.

소해야 할 것이다. 이는 에너지원단위 개선을 위해서도 중요하다. 에너지 이용효율의 개선과 소비절약만으로는 한계가 있기 때문이다. 앞서도 설명하였듯이 우리나라의 에너지원단위가 높은 것은 에너지 소비의 비효율성 때문이라기보다는 산업구조와 선진국에 비하여 낮은 부가가치의 영향이 더 큰 것으로 판단된다. 따라서 산업구조가 고부가가치 산업 중심으로 개편되고 각 산업도 보다 부가가치가 높은 제품 생산으로 발전할 수 있도록 노력해야 할 것이다. 이는 지속적인 경제성장을 위해서도 필요하다.

경제가 안정적인 성장을 지속하기 위해서는 여러 가지 조건이 충족되어야 한다. 에너지 수급 안정도 그 가운데 하나로 간주할 수 있다. 우리 경제가 향후 잠재성장률 수준에서 성장할 경우 에너지공급의 안정성은 큰 문제가 없는 것으로 판단된다.¹⁶⁾ 그러나 경제가 잠재성장률 이상으로 성장할 경우 에너지 공급의 안정성을 장담하기 어렵다. 특히 전력 소비가 경제보다 빠른 속도로 증가하고 있는 상황을 고려할 때 전력 소비 증가로 인한 문제가 발생할 가능성이 높은 것으로 판단된다. 다른 에너지와는 달리 전력은 공급부족을 수입 등을 통해서 해결할 수가 없다. 수요 증가에 대비하여 충분한 발전설비를 갖추어야 한다.

그런데 충분한 설비를 갖추는 경우 전력 공급의 안정성은 해결되지만 전력 생산을 위해 투입되는 에너지의 확보는 여전히 문제로 남게 된다. 2007년 하반기 원자력의 감소로 LNG 수요가 증가한 현상은 이러한 가능성을 말해준다. 현재의 발전설비 구성을 고려할 때 전력 수요가 크게 증가하는 경우 발전용 LNG 수요가 급증할 것은 분명하므로 이에 대한 대책이 필요한 것

로 판단된다.

현행 에너지 가격체계를 개선하는 것이 한 가지 방안이 될 수 있을 것이다. 최근 전력 소비가 급증하는 요인 중의 하나로 유가 급등으로 석유에 대한 전기의 상대가격이 크게 낮아졌다는 점을 들 수 있다. 그런데 현재 국내 에너지원간의 상대가격은 조세의 영향을 크게 받고 있어 이 부분에 대한 조정이 필요한 것으로 보인다. 그리고 전력의 용도별 가격체계도 빠른 기간 안에 개선될 필요가 있다. 가격체계 개선을 통하여 합리적인 에너지 소비구조를 유도함으로써 불필요한 전력 수요 증가를 억제할 수 있을 것으로 판단된다.

장기적으로는 원자력 등 기저 발전설비의 확대도 진지하게 검토할 필요가 있다. 환경문제로 원전의 확충이 쉽지 않은 상황이지만 에너지공급의 안정성을 고려할 때 기저전원의 확충은 불가피한 것으로 판단된다. 앞서 언급하였듯이 기저설비가 부족할 경우 LNG 수요가 크게 증가하는데 이에 대한 해결방안이 쉽지 않기 때문이다.

16) 정부는 전력수급 기본계획과 장기 천연가스 수급계획 등을 통하여 2030년까지 경제가 잠재성장률 수준을 달성할 경우의 에너지 수요를 전망하고 이를 위한 공급계획을 마련하고 있다.

고유가 시대 신자원민족주의의 영향



이 광 우
LG경제연구원 선임연구원

1. 서론

2000년대로 들어서면서 나타난 고유가 현상이 2008년에도 우리 경제를 압박할 것으로 예상되는 가운데, 고유가 지속의 한 요인으로 자원민족주의의 재등장이 지목되고 있다.

2005년부터 재부상하고 있는 자원민족주의는 인도와 중국 등 신흥 개도국들의 석유수요 급증에 따라 유가의 상승세가 지속되고 유전개발 경쟁이 치열해지면서 남미와 러시아에서 발생하였다. 베네수엘라, 볼리비아 등 사회주의 성향을 지닌 정부와 신흥 산유국들 중 개발독재정부가 유전개발과 원유수출에 대한 통제를 강화하고 확대된 이익을 국민에게 나눠주는 정책을 추진하기 시작한 것이다. 이러한 자원민족주의의 재등장은 산유국의 원유생산 증가를 둔화시키고 외국기업의 유전개발 비용을 상승시킴으로써 유가상승의 주요 원인으로 작용하고 있다.

본고에서는 고유가를 배경으로 최근 재등장한 자원민족주의의 특징을 살펴보고 영향을 전망하고자 한다.

2. 고유가 시대와 신자원민족주의의 등장

가. 고전적 자원민족주의의 쇠퇴

천연자원은 그 보유국에 속하며 자원보유국의 발전과 국민의 복지를 위해 사용돼야 한다는 ‘천연자원에 대한 항구주권에 관한 결의’가 1962년에 UN이 처음으로 채택하면서 자원에 대한 자원보유국의 항구적, 자주적 이용권리가 대두되었다.

이후 자원에 대한 개도국의 권한이 강화된 새로운 안이 1966년에 UN에서 의결됨으로써 천연자원은 그것을 산출하는 나라의 것이라는 인식이 산유국 등 자원보유국을 중심으로 강화되었다.

이에 따라 석유메이저기업 등 선진국 기업들의 자원개발 및 생산, 가격결정을 막고 자주적 자원이용을 통해 자주경제 발전을 이룬다는 목표를 가진 자원민족주의가 1960년대 후반에서 1970년대 초반까지 중동국가들을 중심으로 나타나게 된다.

이 당시 발생한 자원민족주의는 본래의 경제적 취지보다는 강대국들의 식민통치와 제국주의의 영향을 종식하기 위한 민족자립과 자주독립이라는 이데올로기가 강조되면서 외국계 석유회사의 자산 몰수, 강제 국유화, 석유

〈표 1〉 1970년대와 2000년대의 자원민족주의 비교

		1960년대 후반 ~ 1970년대 초반	2000년대
배 경	경제적 측면	- 수요증가: 선진국 수요확대(석탄-)석유) - 유가수준: 고유가 - 달러 불안	- 수요증가: 중국과 인도의 산업화 - 유가수준: 고유가 - 산유국의 수익확대 - 달러 불안
	정치적 측면	- 독립, 혁명 등 민족의식 고조 - 중동전쟁	- 반미, 좌파정부 등장과 러시아의 부상 - 개도국 및 산유국의 위상제고
	기술적 측면	- 기술수준: 의존적 - 북반구 중심의 유전개발	- 기술수준: 독립적 - 북반구 유전 노화에 따른 남반구 유전의 개발 필요성 대두
목 적		- 식민통치 종식 등 이데올로기 추구	- 선별적 개방으로 경제적 실리 추구
지 역		- 중동지역 중심	- 남미와 러시아 중심 - 아프리카와 아시아로 지역확산
내 용		- 공급자 우위 시장 - 자산몰수를 통한 전면적 국유화 - 석유수출 중단이 정치적 목적으로 사용	- 공급자 우위 시장 - 보상을 통한 부분적 국유화와 기술보완을 위한 선택적 개방 - 산유국과 소비국의 국영 석유기업 간 개발협력 강화 - 자원개발과 인프라개발이 함께 진행되는 패키지형 자원개발 등장

자료: 한국은행, 에너지경제연구원 등 자료 종합

수출 중단 등 과격한 모습으로 자원민족주의가 나타났다.

그러나 1981년에 발생한 2차오일 파동 이후 대체에너지 개발과 석유수요 둔화, 생산능력 확대, 현물 및 선물시장 발달, 보호무역주의의 쇠퇴 등에 의해 산유국의 국제유가에 대한 가격결정 영향력이 감소함에 따라 고전적 형태의 자원민족주의가 퇴조하면서 중동지역 산유국으로 축소되게 된다. 이에 따라 1980년대부터 2000년대 초반까지 저유가 시대가 등장함에 따라 석유메이저기업의 원유개발과 생산에 관한 영향력이 산유국에서 크게 발휘하게 된다.

나. 고유가 시대의 등장

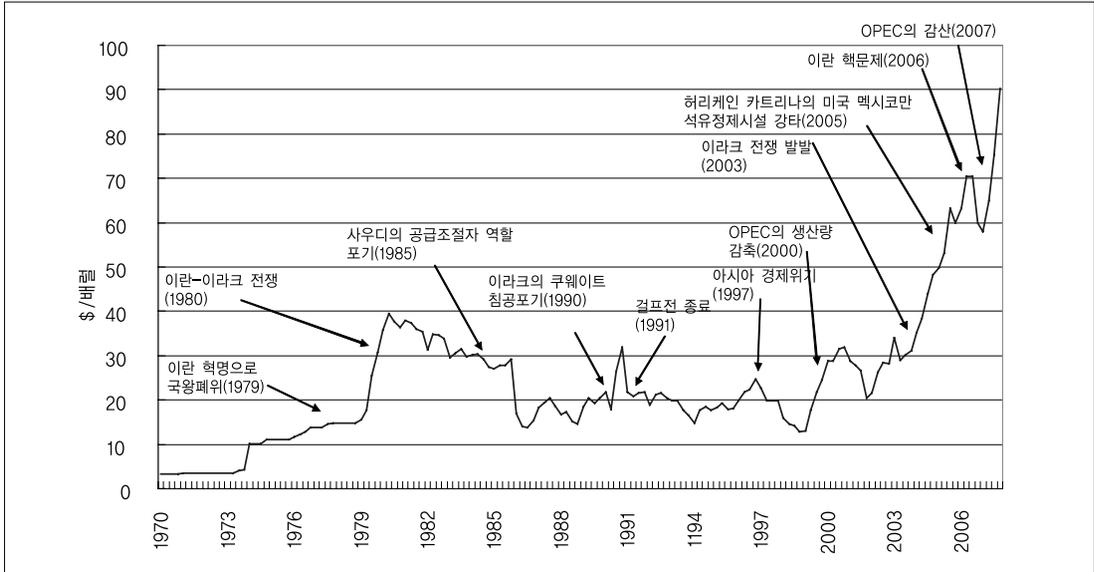
2000년대 이후 상승하고 있는 유가는 과거와 달리 세계경제와 석유소비를 위축시키지 않으면서 점진적으로 장기간 상승하고 있다.

과거 1970년대와 1980년대에 있었던 석유파동 사태에서는 일시적인 공급교란으로 인한 유가의 급격한 상승이 세계경제를 위축시키고 물가를 상승시키면서 원유수입국의 원유소비 감소를 초래했다. 이러한 원유소비의 감소는 급등한 유가를 하락시키면서 산유국의 원유공급 정상화와 함께 유가안정을 회복시키는 원동력으로 작용하였다.

그러나 2000년대에 들어서면서 과거 1980년대와 같은 유가상승으로 인한 세계경제 침체와 석유소비 둔화가 나타나지 않는다. 오히려 유가상승과 더불어 세계경제가 호황을 이루면서 석유소비가 꾸준히 증가하는 모습을 보이고 있다. 이것은 유가상승의 패러다임이 과거와 다름을 시사해준다.

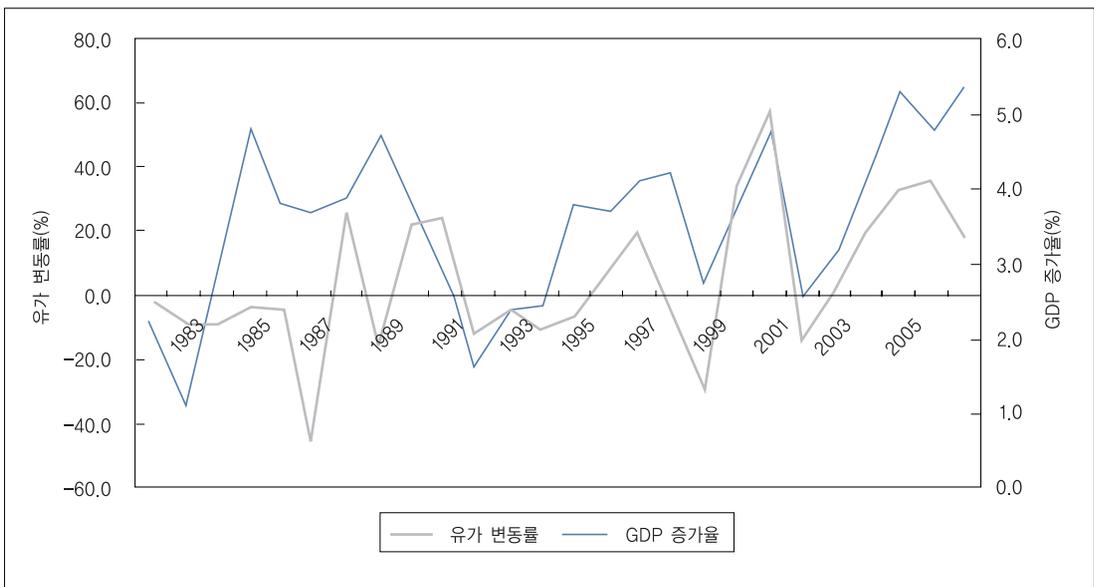
2000년대 이후 지속적인 유가상승의 주요 요인으로 OPEC의 여유공급능력 부족뿐만 아니라 중국과 인도 등 개도국의 석유수요 급증을 들 수 있다. 중국과 인도

[그림 1] 원유(WTI)가격의 변동추이



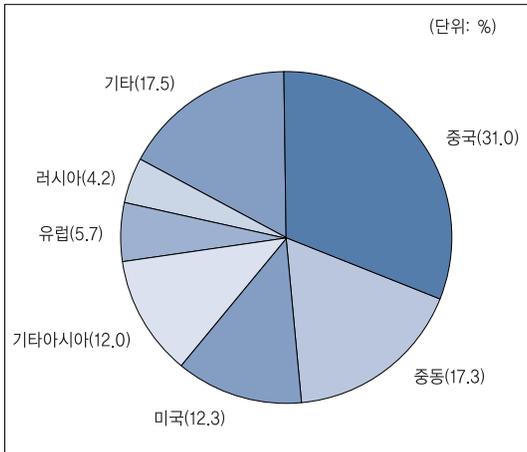
자료: LG경제연구원

[그림 2] 유가와 세계경제성장의 변동 추이



자료: Data stream, IMF

[그림 3] 원유수요 확대의 국별 기여율(2000년 대비 2006년)



자료: BP, "Statistical Review of World Energy 2007," Jun 2007

등 개도국들은 빠른 경제성장을 이룩하면서 세계경제 호황에 기여하면서도 세계 석유수요의 증가에도 기여하고 있다. 선진국에서는 풍부한 유동성을 개도국에 공급하고 저가의 공산품을 수입하고 있으며, 개도국에서는 저렴한 공산품을 공급함으로써 세계의 경제성장과 물가안정을 이루고 있는 것이다.¹⁾

2006년 기준으로 전체 원유수요의 8.6%를 차지하고 있는 중국은 2000년 이후 7년간의 세계 원유수요 증가에서 31%의 기여율을 차지함으로써 중동과 미국을 제치고 최대 원유수요 증가 기여국으로 위치하고 있다. 2006년에는 세계 석유수요 증가분의 51.4%를 차지하고 있어 중국의 석유수요 비중이 점차 커지고 있음을 알 수 있다. 향후 미국의 경기하강에도 불구하고 중국의 견조한 경제성장이 예상되어 중국의 석유수요 증가는 지속될 것으로 예상된다.

다. 신자원민족주의의 등장

1) 신자원민족주의의 등장 배경

이러한 고유가 시대의 등장과 장기적 지속 가능성 고조에 따라 베네수엘라와 러시아 등 산유국들은 유가 상승의 혜택을 최대한으로 이용하기 위해 유전개발과 원유공급에서 외국자본을 배제하고 국가가 국영석유기업을 통해 통제하는 자원민족주의를 추구하게 된다.

저유가 기조가 유지되어 온 2000년대 초반까지만 해도 남미와 러시아 등 산유국들은 생존을 위해 석유산업을 개방하고 석유메이저기업의 투자유치에 열을 올렸었다. 그러나 2003년 이후 유가 상승세가 지속됨에 따라 이들 산유국들은 해외자본에 대한 기존의 우호적 입장을 바꾸기 시작했으며 석유메이저기업들이 가지고 있던 유전을 인수하고 국내 국영석유기업에게 석유공급의 독점적 지위를 부여하는 등 자원민족주의 색채를 나타내기 시작했다.

신자원민족주의의 목적은 고유가에 따른 경제적 이익을 극대화 하려는 데 있다. 따라서 과거에 나타났던 자산몰수, 강제 국유화 등의 과격한 진행과정은 나타나지 않으며 유전에 대한 산유국의 정부지분 확대, 석유산업에 대한 각종 세율 인상, 외국계 석유회사와의 재계약 거절 및 계약조건 강화 등 경제적 수단을 활용한 통제에 주력하고 있다. 또한, 각 산유국들은 석유자원에 대한 통제를 강화하면서도 첨단기술이 필요한 심해유전 및 노후유전 개발, 중질유(重質油) 분해, 천연가스 액화 등에서는 여전히 외국계 석유회사의 참여를 환영하고 있어 외국자본에 대한 무조건적인 배척을 추구했던 1970년대의 자원민족주의와는 다른 모습을 보이고 있다.

이들 정부는 유입되는 오일달러를 빈곤 퇴치와 보건 환경 개선 등 사회인프라 건설과 복지 개선에 투자하면서 국민들로부터 높은 지지를 받고 있다. 남미의 대표적인 좌파정부인 베네수엘라의 차베스 대통령은 1990년대에 경험한 경기침체와 빈부격차 심화를 미국이 내

1) 이지평(2008)

세운 신자유주의의 폐단이라 지적하며 외국자본을 몰아내고 빈곤층을 살리는 포퓰리즘 정책을 추진하고 있다. 러시아에서는 푸틴 대통령이 천연가스 수출 통제를 통해 주변국과 서방에게 외교적 영향을 행사하면서 국민들로부터 인기를 얻고 있으며, 차기 러시아 대통령 당선자인 메드베데프 제1부총리는 집권 후 러시아의 사회복지 개발에 주력할 것을 공언하고 있다. 구소련 독립국가들 중 산유국들인 카자흐스탄, 우즈베키스탄, 아제르바이잔 등에서도 사회복지 증진을 토대로 개발 독재 정권의 집권 장기화 움직임이 강화되고 있다.

2) 신자원민족주의의 특징

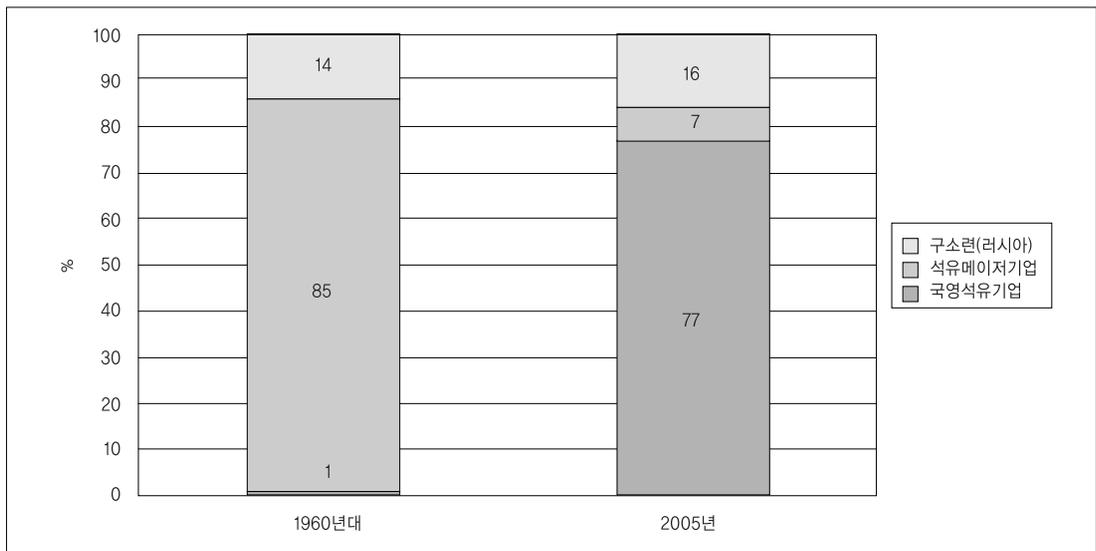
남미와 러시아에서 발생한 신자원민족주의는 아프리카와 아시아 산유국들로 점차 확산되고 있다. 그 동안 높은 개발비용으로 관심을 끌지 못했던 아프리카와

아시아 지역 유전들이 고유가로 주목을 받고 개발경쟁이 고조됨에 따라 이들 지역에서도 신자원민족주의가 나타나고 있다.

아프리카에서는 나이지리아, 알제리 등이 외국계 기업의 유전개발에 대해 로열티를 인상하고 국영석유기업을 내세워 유전개발 사업에 대한 권한을 강화하고 있으며, 아시아에서는 베트남이 자원개발에 대한 합작회사 설립 요건을 강화하고 경영참여를 제한하면서 참여 가능 분야를 좁히고 있다. 중앙아시아에서도 카자흐스탄과 아제르바이잔이 외국계 석유회사의 참여가능 범위와 유전개발에 대한 지분 보유율을 줄이면서 통제력을 강화하는 모습을 보이고 있다.

또한 이러한 신자원민족주의의 대두와 확산은 소비국에서도 국가의 자원산업 개입 확대라는 새로운 자원민족주의를 낳고 있다. 유전개발에 대한 접근이 어려워 지자 생산국에서만 나타났던 과거와 달리 전세계 석유

[그림 4] 산유국의 국영석유기업과 석유메이저기업의 원유매장량 변화 추이



자료: Conocophillips, Lehman Brothers CEO Energy/Power Conference's presentation, 5 sep. 2007.

〈표 2〉 지역별 신자원민족주의 현황

지역	나라	내용
남미	베네수엘라	32개 석유광구의 기존계약을 폐기하고 정부가 60% 이상 지분을 확보, 로열티와 소득세 인상
	볼리비아	국영석유기업의 개발과 수출 등에 독점 권한 부여, 외국계 기업으로부터 천연가스 사업권 인수
	에콰도르	석유기업의 수익금 절반을 세금으로 부과, Occidental과의 개발계약 무효화
	아르헨티나	새 국영기업(ENARSA) 설립하고 탐사와 정제 부문에 총괄 권한 부여
구소련	러시아	석유 및 천연가스 국영기업 대형화, 외국계 기업의 유전 점유권 인수, 자원 독자개발 추진, 유럽에 대한 에너지 공급 중단, 가스 카르텔 추진
	카자흐스탄	생산물분배협정에 대한 정부의 파기 권한 입법화, 사트파예프 유전에 대한 정부지분 확대 추진, 국영석유기업의 민간기업 지분 확대
	아제르바이잔	신규 개발유전에 대한 국영석유기업의 지분 확대 추진
아프리카	알제리	국영석유기업의 권한 강화
	차드	국영석유기업 설립, 정부의 광구지분 확대 추진
	나이지리아, 적도기니 등 기타	기존 계약 파기, 국영석유기업의 지분 확대 추진, 신생산유국의 경우 국영석유기업 설립 고려 중
아시아	베트남	자원 및 에너지산업 통제 강화, 외국계 기업의 합작투자회사 지분율을 49%로 제한하고 참여 가능분야 축소

자료: 한국은행, 에너지경제연구원 등 자료 종합

소비의 10%를 차지하는 중국과 3%를 차지하는 인도 등 석유소비국에서도 자원민족주의 움직임이 감지되고 있는 것이다.

소비국의 자원민족주의는 석유수급을 안보적 차원에서 접근하려는 정부로부터 막대한 재정 지원과 외교적 지원을 받은 국영석유기업들이 해외유전 개발 프로젝트에서 낮은 수익성을 감수하거나 시장가격보다 더 무늬없이 높은 가격으로 유전을 인수하는 등 해외유전 개발에 전념하는 경우를 뜻한다. 실제로 중국은 국영석유기업을 집중 육성하고 아프리카와 중앙아시아 등 해외유전 개발에 참여하면서 부채탕감, 원조자금 제공, 복지인프라 구축 등의 조건을 제시하고 있으며, 러시아의 경우도 마찬가지로 기술 전수와 인프라 제공 등을 약속하면서 아프리카와 남미로 해외유전 개발 확대를 시도하고 있다.

3) 신자원민족주의의 지속 전망

지난 1970년대에 고양된 자원민족주의는 1980년대에 들어서 유가 하락과 함께 급속히 약화된 경험이 있다. 따라서 최근 산유국 전반으로 확대되고 있는 신자원민족주의의 향후 전망은 고유가의 고착, 독자적인 유전개발 능력 보유여부 등에 따라 좌우될 것으로 보인다.

먼저, 고유가의 지속 가능성 고조는 유가상승의 혜택을 국부창출로 연결시키려는 산유국들로 하여금 신자원민족주의에 집착하게 만들 것으로 예상된다. 신흥개도국의 경제성장세 유지 및 석유수요 급증에 따른 국제유가의 상승세가 당분간 지속되고 수급불안의 주요 결정요인인 이란과 나이지리아 등에서의 지정학적 위험, 달러화 약세 움직임, 투기자본의 유입 등도 쉽게 해결되진 않을 전망이다.

더욱이 세계 석유공급의 42%를 담당하는 OPEC의 소극적인 증산의지는 유가의 고공행진을 부채질할 것으로 보인다. 최근 OPEC 회원국 간 감산협조가 과거에 비해 잘 이루어지고 있고 세계 석유공급의 43%를 차지하고 있는 비OPEC 산유국의 석유생산이 2002년 이후 감소세를 보이고 있으며 구소련 산유국들의 석유생산 증가세도 점차 둔화되고 있어 OPEC의 감산정책은 더욱 탄력을 받을 것으로 예상된다.

고유가 기조 고착에 대비해 미국, 일본, 프랑스 등 선진국들과 중국, 인도 등 신흥개도국들이 대체에너지 개발과 에너지 효율성 제고에 관심을 가지고 노력하고 있으나 단기에 큰 성과가 나타날 가능성은 낮다. 당분간은 유가에 대한 수요탄력성이 낮은 수준에 머무를 것으로 보이기 때문에 석유수급의 불균형은 중단기적으로 지속될 것으로 예상된다.

또한 산유국의 유전개발 능력 향상 역시 외국계 석유회사를 배제하고 자원독점을 유지하려는 신자원민족주의의 버팀목으로 작용할 가능성이 높다. 그 동안 산유국들은 고유가를 통해 벌어들인 자본을 국영석유기업에 투자해 대형화를 이룩하였고 석유메이저기업과의 합작회사를 통해 유전개발 기술을 습득하였다. 이 결과 산유국들의 국영석유기업은 규모의 대형화와 독자적인 유전개발 기술을 보유하게 되었다.

물론 노후유전 증산이나 심해유전 개발 등과 같은 첨단기술이 필요한 분야에서는 여전히 석유메이저기업들이 우위를 유지하고 있지만 국영석유기업들이 대규모 자금을 바탕으로 인수·합병을 통한 첨단기술 습득에 노력을 기울이고 있어 기술수준 격차는 점차 줄어들 것으로 예상된다. 아직까지 상대적으로 크게 뒤쳐져 있는 아프리카와 아시아 지역 국영석유기업들의 유전개발 기술 역시 산유국 간 유전개발 협력이 늘어남에 따라 점차 향상될 것으로 보인다.

3. 신자원민족주의의 영향

가. 유가의 추가상승

1) 산유국의 공급증대 부진

이처럼 신자원민족주의의 지속 가능성이 높아지면 국제석유시장에도 큰 변화가 불가피할 전망이다. 신자원민족주의의 지속으로 유가 추가상승 가능성 높아져 신자원민족주의의 장기화는 석유수급 불균형의 만성화와 석유생산 비용 증가를 유발하면서 유가의 추가상승 가능성을 높일 것으로 전망된다.

〈표 3〉 외국기업의 유전 접근도에 따른 산유국 구분

접근도	산유국
불가	사우디아라비아, 쿠웨이트, 멕시코
부분적 가능	UAE, 이란, 베네수엘라*, 볼리비아*, 브라질, 중국, 인도, 리비아, 카타르, 알제리*, 노르웨이
가능	나이지리아*, 미국, 카자흐스탄*, 캐나다, 아제르바이잔*, 앙골라*, 인도네시아, 에콰도르*, 영국, 말레이시아, 이라크

주: *표시는 최근 신자원민족주의가 나타나고 있는 국가

자료: IEA, "Energy developments and prospects," Committee on Economics and Security NATO Parliamentary Assembly's presentation, 21 Feb. 2007

신자원민족주의를 고수하고 있는 산유국들은 신속한 유전개발과 시설증대를 통한 생산확대 보다는 개발시기를 조절하여 이익 극대화를 추구하겠다는 전략을 가지고 있다. 따라서 이들이 생산능력 확충에 적극적으로 나서지 않음에 따라 국영석유기업들의 생산확대를 위한 재투자 저조로 석유생산 증가 폭이 점차 감소하고 있다.

IEA는 베네수엘라, 나이지리아, 이란, 이라크 등의 산유국에서 2012년까지 석유증산이 이뤄지지 않을 것이라는 비관적인 전망을 제시하면서 향후 5년간 원유 공급이 불안정할 것이라고 예상하고 있다.²⁾ 실제로 중동과 남미의 산유국들은 카르텔 조직인 OPEC을 통해 국제석유가격에 대한 영향력 강화를 추구하고 있기 때문에, 석유 증산에 대한 불확실성은 더욱 고조될 것으로 보인다.

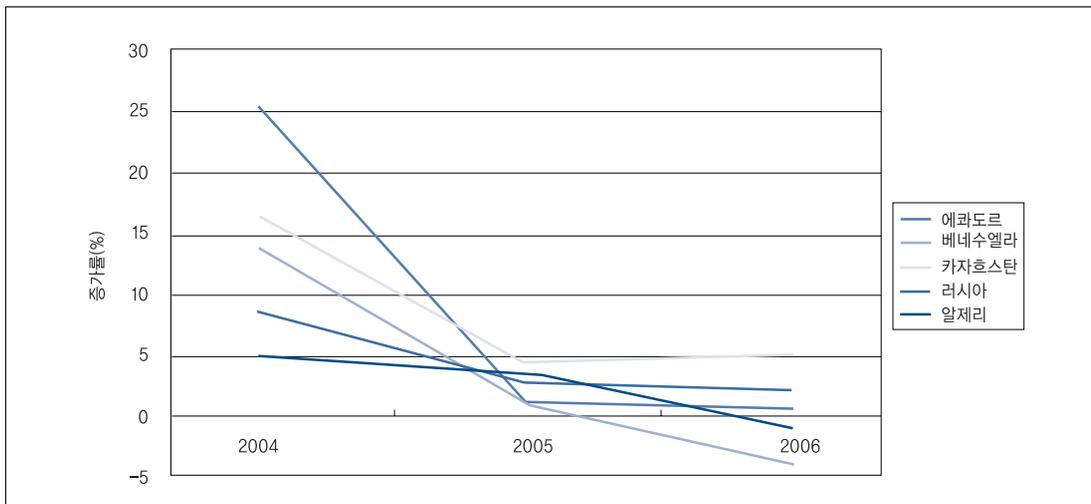
2) 원유생산비용 상승

또한 신자원민족주의는 유전개발 및 생산 비용을 상승시켜 유가상승에 영향을 미칠 것으로 예상된다. 산유국들은 유전개발 접근제한을 통해 해외 개발자에게 시장가격보다 높은 유전 매입가격, 사회간접자본 건설 지원 등을 요구하고 있어 유전개발 비용을 과도하게 발생시키고 있다. 그리고 유전개발 접근 제한은 석유메이저 기업들을 심해유전, 오일샌드 등의 자원개발로 몰아내고 있어 탐사, 채굴, 수송, 정제 등에서 생산비용이 급격히 상승하고 있다. 따라서 신자원민족주의의 확산은 산유국의 유전개발 비용과 석유메이저기업의 생산 비용을 증가시키는 요인으로 작용하면서 유가상승에 영향을 미칠 것으로 예상된다.

3) 산유국의 원유수출 능력 감소

최근에는 신자원민족주의 산유국에서 석유소비자가 급증함에 따라 석유수출량 감소에 대한 우려도 제기되고 있다.

[그림 5] 신자원민족주의 산유국의 최근 원유생산 증가율



자료: BP, "Statistical Review of World Energy 2007," Jun 2007

2) IEA(2007)

남미와 구소련 지역 산유국들의 석유수요는 세계 석유수요 대비 10%를 기록하고 있어 중국의 비중보다 1% 포인트 높다. 또한, 중동지역 산유국까지 포함할 경우 산유국의 석유수요는 세계 석유수요 대비 17%로 EU에 필적하는 규모이다.

세계 석유수요에서 이미 큰 비중을 차지하고 있는 산유국들은 고유가 시대에도 내수시장에 저가로 석유를 공급하고 있어 에너지 절약과는 거리가 멀다. 또한 좌파정부와 개발독재정부가 국민들의 변함없는 지지를 유도하기 위해 석유가격 인상을 꺼리고 있으며, 인접 국가와의 관계 향상을 위해 국제유가보다 싼 수출가격으로 주변국에게 석유를 공급하고 있다.

더욱이 석유가격이 싼 산유국에서 국민들의 소득증가는 자동차 구입으로 이어지고 있어 향후 석유수요는 더욱 빠르게 증가할 것으로 예상된다. 베네수엘라와 러시아의 경우 2006년에 자동차 판매가 전년대비 각각

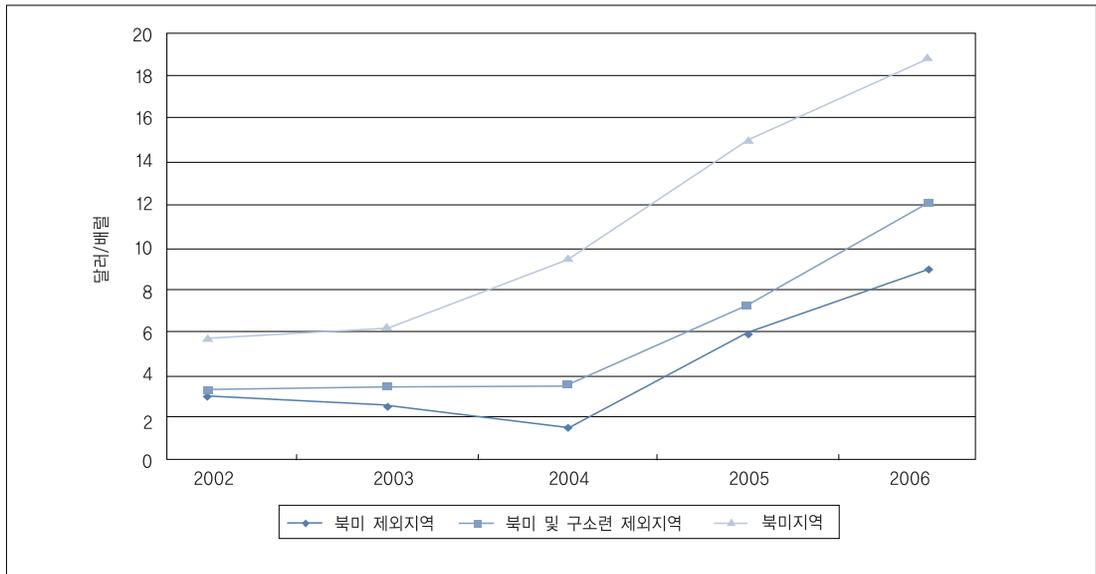
50%, 24% 증가하였고, 석유수요는 세계평균 증가율인 0.7%를 훨씬 상회하는 3.4%, 4.2% 증가율을 기록하였다. 2006년 석유수요 변동률은 미국과 일본이 각각 -1.3%, -3.7%를 기록하였으나 카타르(15%), UAE(7.8%), 에콰도르(7.3%) 등은 중국(6.7%)보다 수요증가 속도가 빠르다. 알제리(4.3%)와 카자흐스탄(6%) 등 다른 산유국들도 정부의 저가 석유공급 정책 고수에 따라 국내 석유소비가 빠르게 증가하고 있다.

나. 산유국간 유전개발 협력 강화

신자원민족주의가 계속 확산되면서 산유국 국영석유회사 간의 유전개발 협력도 확대될 것으로 보임에 따라 비산유국의 해외유전 개발 참여는 상대적으로 더욱 어려워질 전망이다.

신흥산유국들은 석유메이저기업과 상업적 관계를

[그림 6] 지역별 확인매장량 거래 단가



자료: CreditSuisse, "Energy in 2008," 20. Dec. 2007

구축함과 동시에 개도국의 국영석유회사와는 전략적 관계 구축을 원하고 있다. 신자원민족주의를 표방하는 산유국들은 유전개발에 있어서 산업개발, 복지개선, 인프라 확충 등 석유개발과 상관없는 부문까지도 요구하고 있는 것이다. 그러나 석유메이저기업들은 이익 극대화 추구 고수로 이러한 산유국들의 요구를 충족시켜주지 못하고 있다. 게다가 장기적 고유가를 희망하는 산유국은 소비국 입장을 대변하는 민간 석유회사 보다 이해관계가 같은 타 산유국의 국영석유회사를 선호하는 측면이 있다.

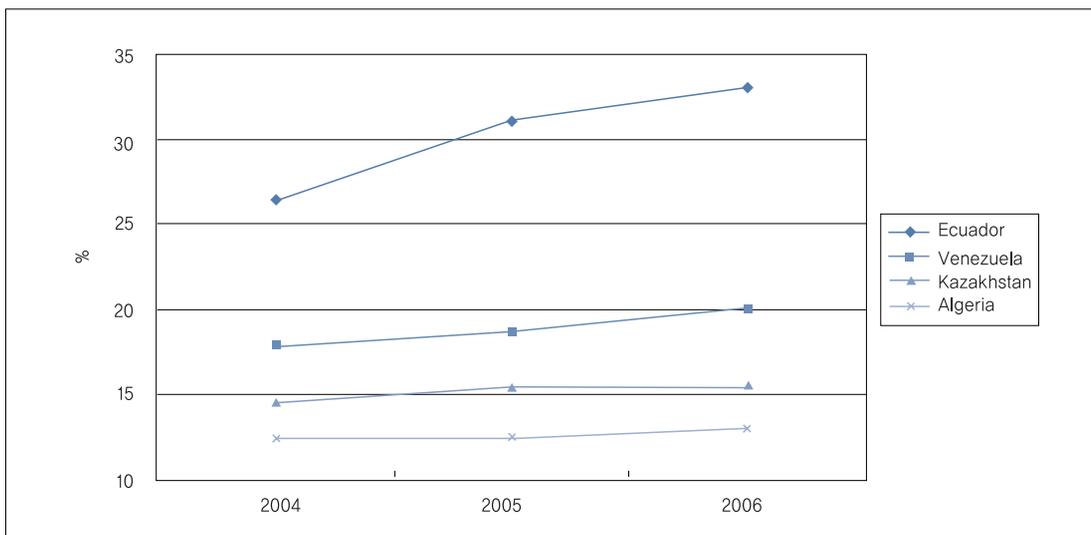
그 결과 비교적 유전개발 기술 수준이 낮은 신흥산유국들은 경험미 있고 자금력이 뒷받침되면서 서로의 입장을 수월히 이해하여 높은 리스크와 낮은 수익률을 감수할 수 있는 다른 산유국 국영석유기업과의 유전개발 협력을 선호하고 있다. 노르웨이의 Statoil, 브라질의 Petrobras 등이 대표적인 해외유전 개발 참여 국영석유기업이다. Statoil과 Petrobras는 심해유전 탐사

기술 수준이 석유 메이저기업과 겨룰 정도로 높아 유전개발 협력상대로 각광받고 있다.

최근에는 경제적, 정치적, 군사적 협력을 추진하면서 산유국 간 결속이 더욱 강화되고 해외유전 개발 참여 범위가 기업적 차원에서 범국가적 차원으로 확대되고 있다. 향후 산유국 국가 간 동맹관계가 강화될 것으로 예상되기 때문에 산유국의 국영석유기업 간 유전개발 협력은 더욱 늘어날 것으로 전망된다.

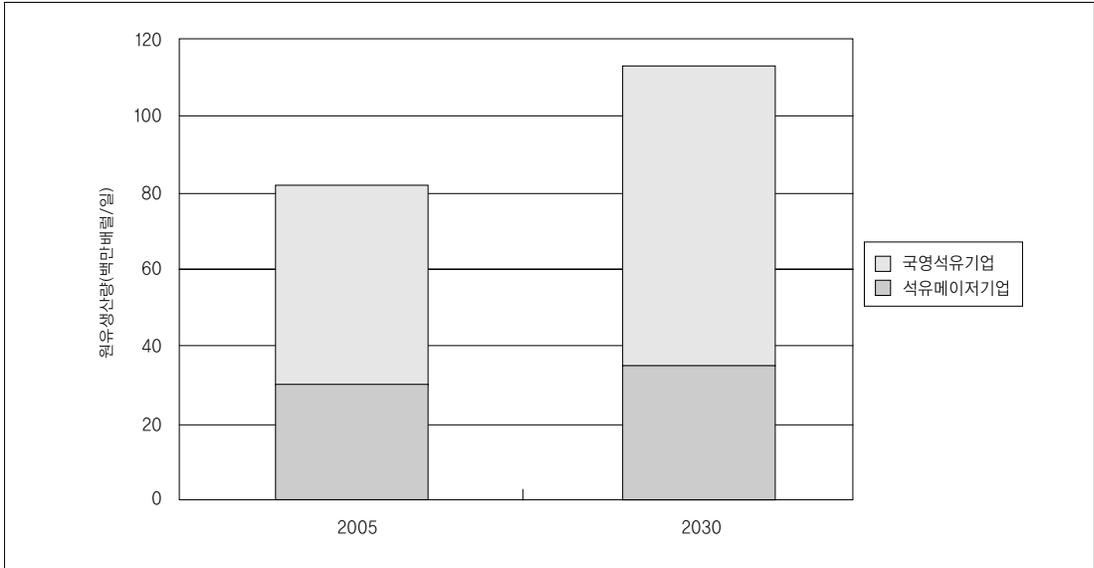
2007년 12월에 남미은행을 출범시킨 남미의 경우, 미국 등 서방에 대한 자본 의존에서 탈피해 독자적인 경제발전을 도모하고 있다. 중앙아시아의 경우에는 중국과 러시아가 상하이협력기구(SCO)를 통해 중앙아시아 국가들과 문화협력, 경제협력, 군사협력 등에서 결속을 다지고 있다. 아프리카에서는 중국이 중국-아프리카 포럼을 열어 30억 달러의 우대차관 제공, 50억 달러의 발전기금 조성 등 결속 다지기에 적극 나서고 있다.

[그림 7] 베네수엘라, 에콰도르, 카자흐스탄, 알제리의 생산 대비 석유소비 비중



자료: BP, "Statistical Review of World Energy 2007," Jun 2007

[그림 8] 국영석유기업과 석유메이저기업의 원유생산량 전망



자료: IEA, "Energy developments and prospects," Committee on Economics and Security NATO Parliamentary Assembly's presentation, 21 Feb. 2007

4. 결론 및 시사점

지금까지 고유가 시대를 발판으로 등장한 신자원민족주의의 특징과 영향에 대해 살펴보았다. 향후 신자원민족주의가 지속될 것으로 예상되기 때문에, 우리나라는 유가의 추가상승과 해외유전 개발에서의 입지축소에 대한 대비를 마련해야 할 것으로 보인다.

고유가 시대가 지속될 것으로 예상되는 가운데, 강화되고 있는 신자원민족주의는 유가의 추가상승을 부채질 할 것으로 보인다. 또한 신자원민족주의를 추구하는 산유국 간 유전개발 협력의 강화로 비산유국의 해외유전개발 참여입지는 더욱 좁혀질 것으로 예상된다.

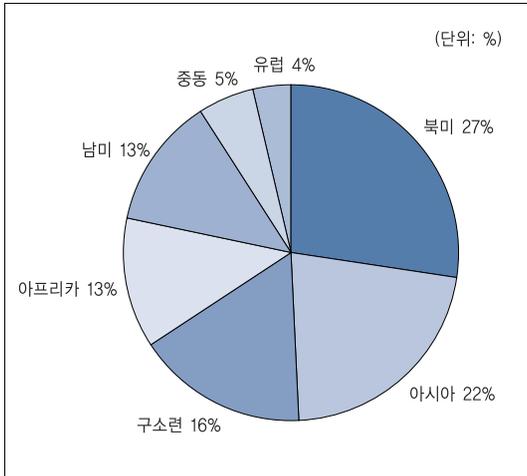
유가의 지속 상승은 우리기업의 원유수입에 부담이 되면서 비용상승(cost-push)의 문제를 유발한다. 2006년 기준으로 세계 5대 석유 수입국인 우리나라의 1인당 석유소비비는 2.51 kl로 2000년대 초반의 수준과 같다.

또한 석유수입은 5,462만 톤으로 꾸준히 증가하고 있으며, 전체 석유수입 중 83%를 차지하고 있는 중동산 원유수입의 비중이 2000년 이후 점차 커지고 있는 상황이다. 이에 따라 우리나라는 대체에너지와 신재생에너지 개발, 효율적인 에너지 사용, 수입선 다변화를 통한 원유수급의 안정성 강화 등이 필요할 것으로 보인다.

또한 석유의 수입량에 차지하고 있는 우리나라 기업의 해외생산량 비중인 에너지 자주 개발율은 3.8%로서 프랑스(93%), 스페인(56%), 이탈리아(50%), 일본(10%)보다 매우 낮기 때문에 에너지자원빈국 탈출에 해외유전개발 참여를 적극 활용해야 할 것이다.

해외유전 개발에 있어서는 석유매장이 불분명한 탐사광구의 비중이 전체 해외유전 개발 사업의 84%를 차지하고 있고 개발과 생산광구는 각각 7%, 9%에 그치기 때문에 안정성 높은 포트폴리오 구성도 요구된다. 그리고 유전개발 대상국 비중이 미국(16.4%), 캐나다

[그림 9] 우리나라의 해외유전개발 참여 지역별 분포



주: 2007년말 기준
자료: 지식경제부, 해외자원개발 정보공개 서비스(http://www.mke.go.kr/common/resource/resource_05.html), 검색일(2008년 1월 14일)

(10.9%), 카자흐스탄(10.9%) 등으로 집중되어 있어, 신 자원민족주의가 비교적 덜 확산된 아프리카와 아시아로의 유전개발 참여확대가 필요하다. 아울러 우리기업들의 탐사성공률이 서구 메이저의 1/3 수준인 10%대에 불과하기 때문에 저조한 탐사 성공률의 요인을 찾아 개선하는 노력도 필요하다.

물론 신자원민족주의로 어려워진 해외유전 개발 참여를 확대하기 위해서는 기업들만의 노력뿐만 아니라 정부의 경제발전 경험 전수 등 자원외교 강화, 산유국의 인프라 개발을 위한 건설업체와의 동반진출, 국부펀드 등 각종 펀드를 통한 자금력 강화, 자원확보를 위한 주요 산유국과의 FTA 추진 등 다각적인 접근도 필요하다.

또한 시시각각 변하는 현지 지역상황에 대한 예의주시가 필요하며, 특히 우리기업이 이미 많이 참여하고 있는 카자흐스탄의 경우 신자원민족주의가 최근 강화되고 있기 때문에 예전보다 많은 주의가 필요하다.

< 참고문헌 >

- 신원섭, 박용진, 「최근 資源民族主義의 再擴散과 向後 展望」, 한국은행, 2007.5
- 이광우, 「고유가 시대와 신자원민족주의」, LG경제연구원, 2007.1
- 이달석, 「新자원민족주의의 현상과 영향」, 에너지경제연구원, 2007.8
- 이달석·최성희·오세신, 「신고유가 대응전략 연구: 유가 상승의 원인과 파급효과 분석」, 에너지경제연구원, 2007.12
- 이지평, 「피크오일(Peak Oil) 다가오나」, LG경제연구원, 2008.2
- 지식경제부, 해외자원개발 정보공개 서비스 (http://www.mke.go.kr/common/resource/resource_05.html), 검색일(2008년 1월 14일)
- BP, “Statistical Review of World Energy 2007,” 2007.6
- Conocophillips, Lehman Brothers CEO Energy/Power Conference’s presentation, 2007.9
- Credit Suisse, “Energy in 2008,” 2007.12
- IEA, “Energy developments and prospects,” Committee on Economics and Security NATO Parliamentary Assembly’s presentation, 2007.2
- , “World Energy Outlook 2007 - China and India Insights,” 2007.11
- IMF, “World Economic Outlook,” 2007.10

유럽 온실가스 배출권거래소 현황 및 시사점



안영환
에너지경제연구원 책임연구원

1. 서론

2008년 1월부터 교토의정서상의 제1차 공약기간이 시작되었다. 작년 12월에는 Post-2012에 대한 협상을 2009년까지 마무리하기 위한 발리로드맵이 인도네시아 발리에서 극적으로 합의되었다. 배출권거래제도와 이로 인해 탄생한 탄소시장은 제1차 공약기간과 Post-2012에서 효율적인 온실가스 저감 및 자원조달의 수단으로써 핵심역할을 수행하게 될 것이다.

현재 세계 탄소시장을 견인하고 있는 지역은 EU이다. EU는 2005년 EU ETS 1을 도입하여 온실가스 배출권거래제도에 대한 실험을 마치고, 2008년부터 EU ETS 2를 본격적으로 운영하고 있다. EU ETS 1의 출범은 보다 손쉬운 배출권 거래 및 투명하고 신속한 시장정보에 대한 수요를 발생시켜 배출권거래소 등장의 토양이 되었다. 유럽에서는 2005년부터 배출권거래에 유용성을 제공하고 거래를 조직화하는 다수의 거래소가 설립되어 운영되고 있다. 런던에 위치한 유럽기후거래소(European Climate Exchange: ECX), 북유럽의

노드폴(Nord Pool), 독일의 유럽에너지거래소(European Energy Exchange: EEX), 프랑스의 블루넥스트(Bluenext) 등이 그 예이다.

본 글에서는 유럽 온실가스 배출권거래소의 현황을 살펴보고 그에 따른 시사점을 도출한다. 현재 유럽에는 최소 5개 이상의 온실가스 배출권거래소가 있는데, 시장점유율 1·2·3위인 유럽기후거래소, 노드폴, 블루넥스트(Bluenext)¹⁾를 중점적으로 고찰한다. 온실가스 배출권거래제도는 국내에서도 중요한 정책수단의 하나로 고려되고 있기 때문에, 이러한 검토와 시사점 도출은 향후 국내 탄소시장 인프라 조성방향을 설정하는데 있어서 일조를 할 수 있을 것으로 사료된다.

2. 배출권거래소의 역할 및 거래 현황

가. 배출권거래소의 역할

탄소시장의 원활한 작동을 위해서는 두 가지 조건이

1) 블루넥스트는 NYSE Euronext와 Caisse des Dépôts가 Powernext의 Powernext Carbon과 Powernext Weather를 인수하여 2008년 1월 22일 발족시킨 새로운 배출권거래소로 Powernext의 후신이라고 할 수 있다. 본 고에서 블루넥스트에 대한 내용은 Powernext Carbon 시기의 내용도 포함하여 고찰하고 있음을 알려 둔다.

필요하다. 첫째, 배출권 거래는 신뢰성 있고 안전하게 추적되어야 한다. 둘째, 시장은 참가자 사이의 거래를 촉진시키는 충분한 유동성과 정확한 가격정보를 제공해야 한다. 첫 번째 역할은 온실가스 등록소(registry)에서 수행하고, 두 번째 역할은 거래소에서 수행한다.

배출권거래소는 다음과 같은 기능을 제공함으로써 탄소시장의 유동성 증가에 기여한다. 첫째, 거래소는 탐색비용과 협상비용을 절감한다. 둘째, 청산서비스 제공을 통해 지불불이행 위험(default risk)을 감소시킨다. 셋째, 참가자의 익명성을 보장한다. 넷째, 빠른 거래를 가능하게 한다. 다섯째, 평균 거래가격의 투명성을 보장한다.

거래소와 등록소는 원활한 거래 촉진과 거래 결과 기록이라는 본연의 역할을 통해 상호 연관되어 있다. 거래소와 등록소의 협조는 파트너십 체결과 같은 협력 관계를 통해 더욱 견고해질 수 있다. 실제, 독일 국가등록소와 유럽에너지거래소(European Energy Exchange: EEX), 오스트리아 국가등록소와 오스트리아 에너지거래소(Energy Exchange Austria), 프랑스 국가등록소와 블루넥스트가 협력 관계를 맺고 있다.

거래소의 출범은 당연히 해당 국가등록소의 개소와 밀접하게 연계되어 있다. 등록소의 개소는 국가할당계획(National Allocation Plan: NAP)의 최종승인 시기

와 관련이 있다. 덴마크, 스웨덴, 핀란드의 등록소들이 처음으로 개소되어서 노드폴이 2005년 2월 11일에 배출권거래소 운영을 유럽에서 처음으로 시작하였다. 네덜란드의 등록소도 유럽에서 처음으로 개소된 4개의 등록소 중의 하나인데, 이러한 사실이 ECX의 개소에 일정부분 영향을 미친 것으로 사료된다.

ECX는 2005년 4월 22일 출범하였다. 독일의 EEX는 2005년 3월 9일에 출범하였는데, EEX는 처음에는 등록소와 독립적으로 운영하였다. EXAA는 오스트리아 등록소 개소의 지연으로 인해 출범이 지연되었다. 오스트리아가 유럽연합 집행위원회로부터 NAP 1을 최종승인 받는 것이 지연되었기 때문이다. 파워넥스트도 프랑스 등록소의 개소 연기로 인해 출범이 지연되었다. 유럽 주요 거래소의 출범시기를 정리하면 다음의 표와 같다.

나. 배출권거래소 거래 현황

포인트카본(Point Carbon)에 의하면, 전세계적으로 온실가스 배출권거래 실적은 2004년 물량 기준으로는 9천4백만톤, 화폐금액 기준으로는 3억7천7백만 유로에서 2005년 약 8억톤, 95억유로, 2006년에는 약 16억톤, 225억유로로 매년 2배 정도 성장하였다. 2007

〈표 1〉 유럽 배출권거래소의 출범 시기

거래소	출범 시기
노드폴	2005년 2월 12일
유럽에너지거래소(EEX)	2005년 3월 9일
유럽기후거래소(ECX)	2005년 4월 22일
파워넥스트, EXAA	2005년 6월 15-30일

〈표 2〉 세계 온실가스 배출권 거래 현황

종류	2004년 실적		2005년 실적		2006년 실적		2007년 실적		2008년 예상	
	백만톤	백만 €	백만톤	백만 €	백만톤	백만 €	백만톤	백만 €	백만톤	백만 €
EU ETS 전체	17	127	362	7,218	1,017	18,143	1,643	28,133	2,550	46,450
장외거래	9.7	n.a.	207	4,269	627	11,180	1,009	17,278	1,470	31,826
거래소거래	-	-	55	1,131	190	3,395	434	7,431	630	13,640
양자거래	7.3	n.a.	100	1,818	200	3,568	200	3425	300	6,495
옵션거래	-	-	-	-	-	-	-	-	150	985
기타 ETSs	7.9	34	7.8	52	31	300	48	186	263	1,052
CDM	60	188								
primary	60	188	397	1,985	523	3,349	597	5,984	507	4,526
secondary	0	0	4	50	40	571	350	5,753	693	10,120
options									30	70
JI	9	27	28	96	21	95	38	326	58	402
합계	94	377	799	9,401	1,632	22,458	2,676	40,382	4,176	62,619

자료: 포인트카본(2008)

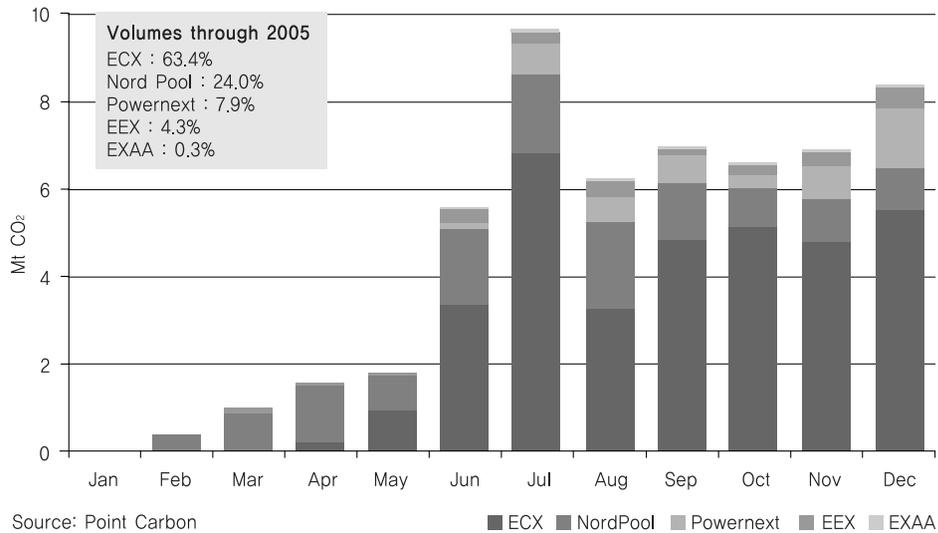
년에는 물량 기준으로는 약 27억톤, 화폐 금액으로는 약 404억유로 정도가 거래되었다. EU-ETS 2의 시작으로 인해 2008년에도 이러한 증가 추세는 이어질 것으로 전망되고 있다. EU ETS에서 거래된 물량은 2005년 3억6천만톤, 72억유로 정도였는데, 2006년에는 약 10억톤, 18억유로 정도로 2배 이상 증가하였다. 2007년에는 거래물량이나 거래금액 기준으로 전년도에 비해 50% 이상 상승하였고, 이러한 추세는 2008년에도 지속될 것으로 전망되고 있다.

EU ETS에서 배출권거래소를 통한 거래는 2005년 5,500만톤에서 2006년 1억9,000만톤 2007년 4억 3,400만톤으로 매년 2배 이상 증가하고 있으며, 2008년에는 50% 이상의 추가성장이 예상되고 있다. EUA의 거래방식중 당사자 간 직접적인 양자(bilateral)거래의 비중은 계속 감소하고, 장내거래나 장외거래의 비중

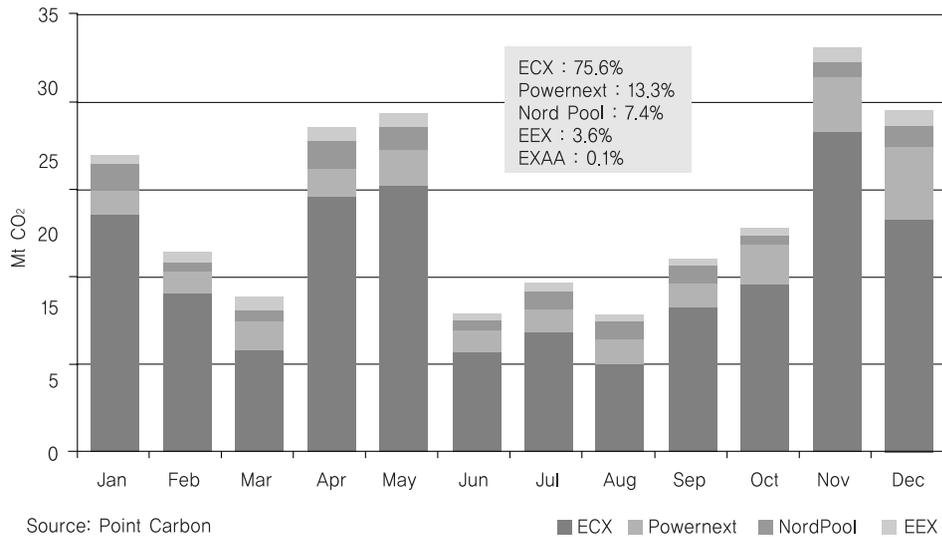
이 계속 증가하고 있다. 장내거래와 장외거래의 상대적인 비중은 장내거래의 비중이 증가하는 경향을 보이고 있다. 2005년에는 장내거래의 비중이 20%에 그쳤는데, 2006년에는 23%, 2007년에는 30%로 증가하였다. 2008년에 이 비중은 유지될 것으로 전망되고 있다.

거래소별 시장점유율로는 유럽기후거래소의 비중이 압도적이다. 유럽기후거래소는 노드폴보다 다소 늦게 출범했지만, 2005년 거래소 거래물량의 63.5%를 차지하였으며, 2006년에는 점유율이 75.6%로 더 상승하였다. 노드폴의 경우 2005년 시장점유율 24%로 2위를 차지하였으나, 2006년에는 시장점유율 7.4%로 파워넥스트에 이어 3위를 기록하였다. 파워넥스트는 2005년 시장점유율 7.9%로 3위에서 2006년 13.3%로 2위를 차지하였다. 4위는 유럽에너지거래소로 3-4%대를 유지하고 오스트리아의 EXAA의 거래실적은 매우 미

[그림 1] 2005년 거래소별 거래량 추이



[그림 2] 2006년 거래소별 거래량 추이



미하다. [그림 1]과 [그림 2]가 거래소별 거래량 추이를 보여주고 있다.

3. 유럽기후거래소(ECX)의 운영현황

가. 거래소 개요

유럽기후거래소는 영국 런던²⁾에 소재하고 있는 범유럽 대상의 배출권거래소로서, 기후거래기업(Climate Exchange Plc³⁾)의 그룹사이다. 기후거래기업의 다른 그룹사로는 시카고기후거래소(Chicago Climate Exchange: CCX), 시카고기후선물거래소(Chicago Climate Futures Exchange: CCFE) 등이 있다. 기후거래기업은 런던증권거래소의 AIM시장에 상장되어 있다. 전세계 80여개 회사(2007년 7월 기준)가 유럽기후거래소의 회원으로 가입되어 있으며, 현재 유럽 거래소 거래물량의 거의 80%를 담당할 정도로 독보적인 위치를 차지하고 있다.

유럽기후거래소의 주 상품은 ECX 탄소금융도구(ECX Carbon Financial Instrument(ECX CFI))로 선물형 파생상품이다. 시장조사를 통해 기업들이 규제 비준수(non-compliance)의 위험을 회피하기 위해서는 현물거래로는 충분치 않을 수 있음을 인식하고 선물거래에 집중하였다. 이 상품은 ICE 선물전자플랫폼(Futures electronic platform)을 활용해 게시되고 거래된다. 2006년 10월 3일 부터는 ECX CFI 옵션거래를 시작하였다.

또한, 장외거래(OTC)의 청산서비스(clearing services)도 제공한다. 런던증권거래소와 유로넥스트

(Euronext)의 청산소인 LCH(London Clearing House) Clearnet가 유럽기후거래소의 정산과 인도시스템(settlement and delivery system)을 운영한다. 회원은 유럽등록소에 LCH Clearnet가 보유한 계정에 최소량의 배출권을 예치해야 한다. 판매자계정에서 구매자 계정으로의 배출권 이전은 LCH Clearnet가 보유한 중심계정(pivot account)을 통해 수행된다. 마지막 청산(settlement)은 다음 거래의 마지막 변제일(liquidation date)로부터 3일이 소요된다. 정산과 인도(settlement and delivery)를 보장하기 위해 마진콜(margin calls)은 시장 참가자(시장 대 시장 계약)에 대해 매일 계산된다. 위약금(penalty)은 필요한 배출권과 지불대금을 인도(delivery)하지 않은 참가자에 대해 부과된다.

나. 거래량 및 가격

유럽기후거래소 선물의 거래 물량은 2005년 4월 개소 이후 현재까지 약 13억톤 가량에 달한다. 화폐금액으로는 약 240억유로 정도이다. 2007년 전체 EUA 거래물량의 약 48%를 담당(2007년 6월 기준)하고 있다. 나머지는 장외거래 및 직접거래 약 46%, 기타 거래소(Bluenext, Nord Pool 등) 약 6%이다. 배출권거래소의 2006년 EUA 거래물량 중에서는 75.6% 차지(Bluenext 13.3%, Nord Pollo 7.4%, EEX 3.6%, EXAA 0.1%)함으로써 유럽배출권거래시장을 주도하고 있다. 2006년의 ECX 거래물량은 약 452Mt (9십억 유로)이다. 2007년 1/4분기 거래량은 192백만톤으로, 일일평균 3백만톤 (2.9십억유로 규모) 가량이다. ECX CFI 선물거래 총미결제 거래잔고는 2007년 중반 현재

2) ECX는 2005년 4월 네덜란드 암스테르담에서 개소하여 운영되다가, 2007년 10월 소재지를 영국 런던으로 이전하였다.

3) Public Limited Company의 약자로 공개주식회사를 의미한다.

108백만톤 CO₂이다.

유럽기후거래소의 거래 가격은 유럽시장의 전체적인 시장과 거의 같다. 2008년 선물 EUA는 2006년말 및 2007년초 톤당 20유로 내외를 반복하다가 2007년 중반에는 톤당 25유로대까지 상승하였다. 그 이후에 최근까지는 20유로 초반대를 유지하고 있다. [그림 3]은 유럽기후거래소를 통해 거래된 배출권의 최근 약 2년 동안의 일일거래량 및 가격을 보여주고 있다.

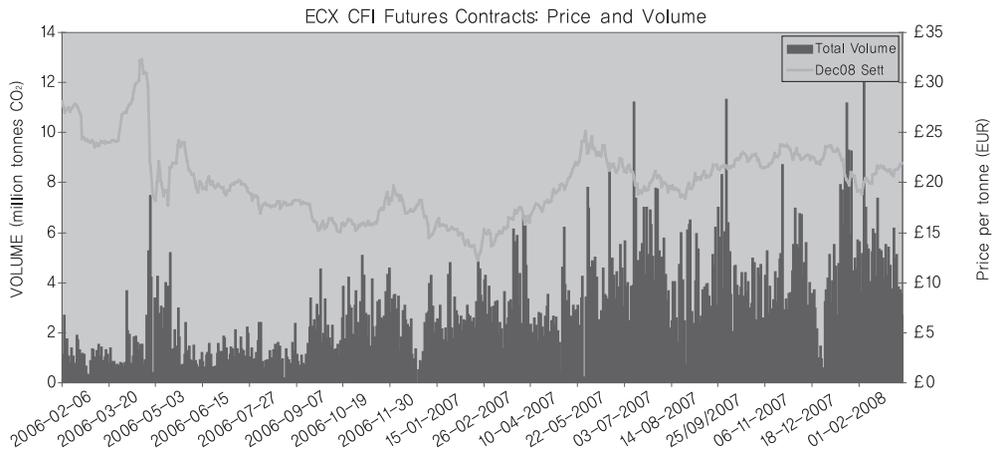
다. 상품 주요 내용 및 수수료

선물거래의 대상은 EU-ETS 1단계의 연도별 EUA와 EU-ETS 2단계의 연도별 EUA이다. EU-ETS 1단계는 2008년 3월까지 월단위 계약을 체결하고, EU-ETS 2단계는 연단위 계약을 체결한다. 결제방식은 배

출권 양도에 대한 현금결제를 취한다. 결제기간은 최종 거래일로부터 3일이다. 기본적인 거래물량단위는 1,000 CO₂톤이며 최소가격변동폭은 0.05유로/톤이다. 거래의 재정적 사항에 대한 보안은 LCH. Clearent이 보장한다. 거래시간은 중앙유럽시(Central European Time: CET) 기준 08:00~18:00이며 이 시간 동안 연속해서 거래할 수 있다. 거래는 ICE Futures 전자거래장을 통해 이루어지며, WebICE 등을 통해 접속이 가능하다. 증가는 매일 결제시간(17:00~17:15 CET) 동안의 거래에 대한 가중평균을 통해 산출된다. <표 3>은 선물거래의 주요 내용을 요약한 것이며, [그림 4]는 선물거래를 위한 ECX 플랫폼의 실제 화면이다.

유럽기후거래소가 제공하는 옵션은 기본적으로 유러피안 옵션이다.⁴⁾ 거래단위는 ICE CFI 옵션거래 1계약이며, 거래가격 최소단위는 톤당 0.01유로이다. 계약

[그림 3] 유럽기후거래소의 최근 거래량 및 가격



자료: ECX

4) 약정기간의 만기예만 권리행사를 할 수 있는 옵션을 말하며, 약정기간 중 어느 때에나 권리행사를 할 수 있는 옵션을 아메리칸 옵션이라 한다.

〈표 3〉 ECX 선물거래의 주요 내용

거래 리스트	EU-ETS 1단계는 월단위 계약 (2008년 3월까지) EU-ETS 2단계는 년단위 계약 (2008~2012)
결제	EU 할당량 양도에 대한 현금결제
결제기간	최종 거래일 이후 3일 (LTD+3)
거래단위	1,000톤 CO ₂ (i.e, 1,000 EUAs)
최소가격변동폭	0.05유로/톤
거래 보안	LCH, Clearent이 회원들의 ICE Future를 통한 거래의 재정적 보안 보장
거래시간	08:00~18:00 CET
거래 시스템	거래는 ICE Futures 전자거래장을 통해 이루어짐. WebICE 등을 통해 접속 가능
증가	매일 결제시간(17:00~17:15 CET) 동안의 거래에 대한 가중평균

[그림 4] 유럽기후거래소의 거래화면 일부

Product	Strip	+ -	Option	Strk	...	Sell	Qty	Bid	Offer	Qty	Buy	High	Low	Last	Volume	Block...	EFS Vol	EFF...	Settlement	
ECX CFI Futures	Jan07																			3.85
ECX CFI Futures	Feb07																			3.85
ECX CFI Futures	Mar07													3.65	20	0	0	0	3.85	
ECX CFI Futures	Apr07																		3.85	
ECX CFI Futures	May07																		3.85	
ECX CFI Futures	Jun07																		3.85	
ECX CFI Futures	Jul07																		3.85	
ECX CFI Futures	Aug07																		3.85	
ECX CFI Futures	Sep07																		3.85	
ECX CFI Futures	Oct07																		3.85	
ECX CFI Futures	Nov07																		3.85	
ECX CFI Futures	Dec07	+					5	3.55	3.65	10		4.10	3.60	3.60	337	0	0	101	3.95	
ECX CFI Futures	Jan08																		3.95	
ECX CFI Futures	Feb08																		3.95	
ECX CFI Futures	Mar08																		3.95	
ECX CFI Futures	Dec08	+					20	14.50	14.75	20		15.20	14.50	14.70	832	0	0	534	14.50	
ECX CFI Futures	Dec09	+					20	15.00	15.40	10		15.50	15.30	15.30	15	0	0	160	15.05	
ECX CFI Futures	Dec10																		15.60	
ECX CFI Futures	Dec11																		16.15	
ECX CFI Futures	Dec12																		16.70	
ECX CFI Futures Spread	Dec07/Dec08	+					10	-11.10	-10.85	10		-10.90	-11.10	-11.05	90	0	0	0	-10.55	
ECX CFI Futures Spread	Dec07/Dec09						10	-11.75	-11.35	10									-11.10	
ECX CFI Futures Spread	Dec07/Dec10																		-11.65	
ECX CFI Futures Spread	Dec07/Dec12																		-12.75	
ECX CFI Futures Spread	Dec08/Dec09	+					30	-0.65	-0.50	90		-0.50	-0.50	-0.50	10	0	0	0	-0.55	
ECX CFI Futures Spread	Dec08/Dec10																		-1.10	
ECX CFI Futures Spread	Dec09/Dec10																		-0.55	

대상은 2개의 Front 계약과 3개의 12월계약이다. 각 계약월당 5~30유로까지 1유로단위로 26개의 가격이 제시된다. 옵션프리미엄은 계약과 동시에 지불된다. 옵션의 만기는 ICE ECX CFI 선물거래의 만기 3일전이다. 결제가격은 매일 결제시간(17:00~17:15 CET) 동

안의 거래에 대한 가중평균이다. 옵션거래와 관련된 기본적 내용은 다음의 〈표 4〉와 같다.

거래수수료는 회원일 경우 톤당 0.002유로, 비회원일 경우에는 톤당 0.0025유로를 부과한다. LCH, Clearent의 결제 및 인도수수료는 각각 톤당 0.002유로이다. 회

〈표 4〉 ECX 옵션거래의 주요 내용

거래단위	ICE CFI 옵션거래 1계약
계약 제시 (Contract Listing)	3개의 12월 계약과 2개의 Front Contracts
계약 가격	각 계약월(contract month) 당, 26가지의 가격이 자동적으로 제시. 가격은 5유로~30유로 사이에서 제시되며, 가격간 차이는 1유로.
옵션 스타일	유러피안 옵션
옵션 프리미엄	프리미엄은 거래와 동시에 지불
거래 보안	LCH, Clearnet이 회원들의 ICE Future를 통한 거래의 재정적 보안 보장
거래가격 최소단위	톤당 0.01유로
거래시간	08:00~18:00 CET
만기	ICE ECX CFI 선물거래의 만기 3일전
결제 가격	매일 결제시간(17:00~17:15 CET) 동안의 거래에 대한 가중평균

〈표 5〉 ECX의 수수료 구조

수수료 형태	금 액
거래 수수료: 회원	2유로 per lot per side (톤당 0.002유로)
거래 수수료: 주문 루트자, 다른 사업체	2.5유로 per lot per side (톤당 0.0025유로)
LCH, Clearnet 결제 수수료	2.0유로 per lot per side (톤당 0.002유로)
LCH, Clearnet 인도 수수료	2.0유로 per lot per side (톤당 0.002유로)
멤버십 지원 수수료	2,500유로 (현재의 ICE Futures 회원은 면제)
연회비	연간 2,500유로

원에 가입하기 위해서는 지원서 수수료 2,500유로를 지급해야 하고, 이후 연회비를 2,500유로 지불해야 한다. 수수료 관련 주요 내용은 〈표 5〉와 같다.

라. 결제 및 양도 절차

거래와 관련된 보증금(margin)은 거래개시보증금

(Initial Margin)과 추가증거금(Variation Margin)으로 구성된다. 거래개시보증금은 선물 또는 옵션 포지션이 개설될 경우마다 필요한 보증금으로서, 포지션이 해제될 경우에는 상환된다. 1톤당 1.80유로의 거래개시보증금이 부과(즉, 1 lot 당 1,800유로)된다. 추가증거금은 매일 포지션별 수익/손실을 설명한다. LCH, Clearnet은 매일 장이 끝날 때마다 계속해서 변동하는

포지션별 수익/손실을 산출하고, 이에 따른 추가증거금을 부과한다.

장외거래(OTC) 결제는 Exchange for Physical (EFP)/Exchange for Swap(EFS) 메카니즘을 사용한다. EFP, EFS 메카니즘은 LCH, Clearnet의 결제시

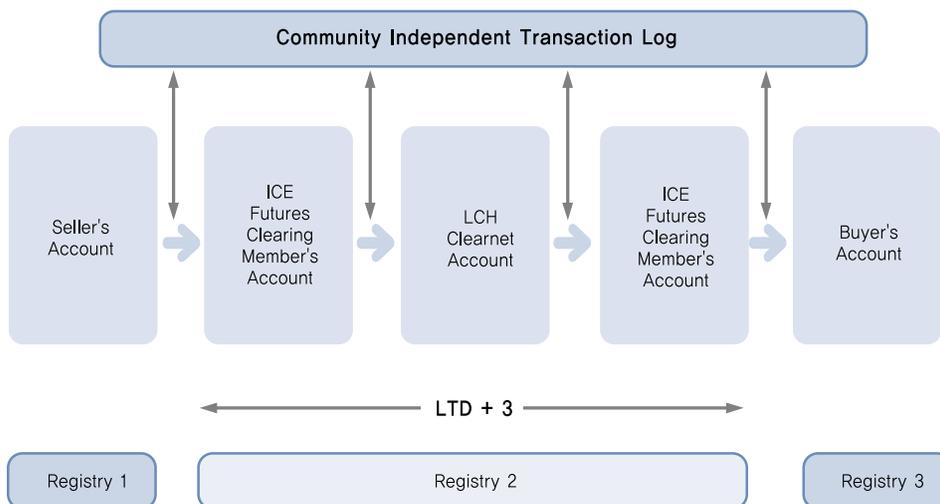
스템 등록을 통하여, OTC의 위험노출을 회피할 수 있도록 지원하는 메카니즘이다. EFP는 OTC의 선물계약 결제를, EFS는 OPC 옵션 및 스왑계약 결제를 위해 활용될 수 있다.

배출권의 양도는 자동 인도 메카니즘을 채택하고 있

〈표 6〉 유럽기후거래소의 결제 및 양도 절차

	배출권 흐름	현금 흐름	비고
만기	· 판매자가 CM으로 배출권 양도 요구		· CM은 고객의 포지션 관련 보고서를 ICE에 매일 제출
T+1	· CM은 고객으로부터 배출권 인수 · 배출권을 지정된 LCH, Clearnet 계좌로 이동		· CM은 인도확인을 LCH, Clearnet에 제출 · LCH, Clearnet은 배출권 인수 모니터링
T+2	· LCH, Clearnet은 CM으로부터 배출권 인수 · 배출권은 무작위로 선택된 매입자 계좌로 이동	· 구매자 CM은 선불로 총 계약금액 지불	· 인도 관련 문제 발생시, LCH, Clearnet은 무작위로 구매자에게 배분하고, 적절하게 통지함
T+3	· CM은 LCH, Clearnet으로부터 배출권 인수 · 배출권은 지정된 매입자 계좌로 이동	· 판매자 CM은 총 계약금액 인수	

[그림 5] 유럽기후거래소의 배출권 양도 절차



자료: ECX

는데, 그 양도 순서는 판매자 계좌 ⇒ 판매자의 결제계좌 ⇒ LCH, Clearnet 계좌 ⇒ 구매자의 결제계좌 ⇒ 구매자 계좌이다. EU 등록소(CITL)와 연결되어 있는 국가등록소의 비물질적 형태로 EUA가 보관되어 있는데, EUA의 인도를 원하는 당사자의 국가등록소 계좌에 거래의 내용을 통보한다. 유럽기후거래소의 결제 및 양도는 <표 6> 및 [그림 5]에 요약되어 있다.

인 현물거래에 기반하며, 선도(forward)거래서비스도 제공한다. 청산(clearing)서비스는 Nord Pool Clearing (NPC) ASA에 의해 제공된다. NPC ASA는 모든 거래의 상대방(counterparty)이며 참가자에게 배출허용권의 재정적 청산과 인도(the financial settlement and delivery)를 보증한다. 증거금은 특정 예금계좌에 예치되며, 회원들은 전력시장 거래에 이용된 예금계좌를 사용할 수 있다. 판매자는 등록소의 Nord Pool 계좌에 담보물로 일정양의 EUAs를 예치해야 한다.

4. 노드폴 현황

가. 거래소 개요

노드폴(Nord Pool ASA)은 본사가 노르웨이 오슬로에 있으며, 노르웨이, 핀란드, 스웨덴, 덴마크 동부(Zealand)와 같은 북유럽국가의 전력거래를 담당하는 북유럽 전력거래소이다. 노드폴의 배출권거래는 연속적

나. 거래량 및 가격

노드폴은 2005년 유럽의 배출권거래소 전체 거래물량의 24%를 차지하여 시장점유율 2위였으나, 2006년에는 시장점유율은 7.4%, 순위는 블루넥스트에 이어 3위이다. 노드폴의 회원사에는 메릴린치나 모건스탠리와 같은 다국적 금융회사들도 있으나, 회원의 대부분은

[그림 6] 노드폴의 현물 및 선도 EUA 최근 1년간 가격 동향



자료: Nord Pool

노드풀에서 전력거래를 수행하는 북유럽의 전력회사들이다. 따라서, 노드풀의 배출권거래 고객은 유럽기후거래소에 비해 상대적으로 한정되어 있으며, 동시에 안정적이라고 볼 수 있다. [그림 6]은 최근 1년 동안의 EUA 현물 및 EUA 08년 3월 선도거래의 가격을 나타내고 있는데, 하락세를 보이고 있다. [그림 7]은 2007년 12주차부터 2008년 10주차까지 거의 1년 동안의 노드풀을 이용한 장내거래와 장외거래의 청산서비스 물량을 보여주고 있다.

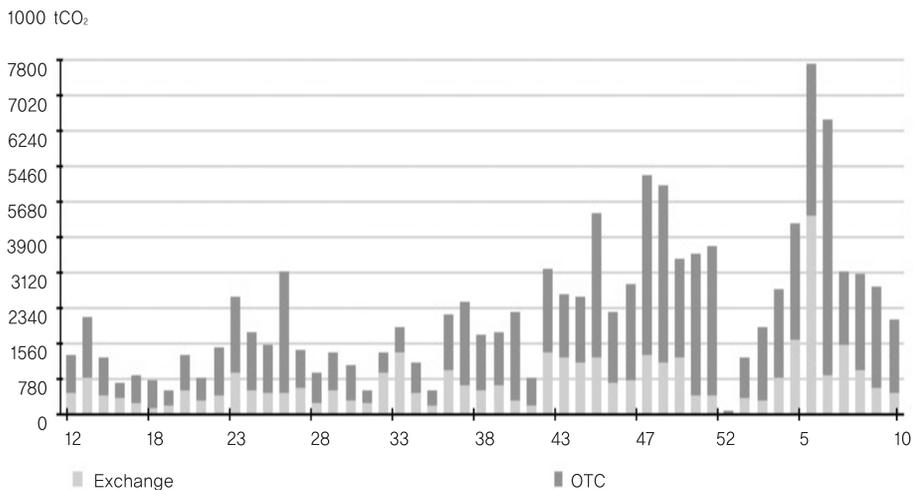
다. 상품 주요 내용 및 수수료

노드풀의 거래대상은 EUA이며, 계약 종류는 현물 및 2006~12년까지의 선도거래이다. 장외거래에 대해서는 청산서비스를 제공한다. 결제방식은 EUA 양도에

대한 현금결제이다. 거래단위는 유럽기후거래소와 같은 1,000 CO₂톤이며 최소가격단위는 톤당 0.01유로이다. 거래시간은 중앙유럽시 08:00-15:30이다. 거래 플랫폼은 PowerCLICK이며, 인터넷이나 전용선을 통해 접속이 가능하다. 전자자동거래 뿐만 아니라 노드풀 헬스데스크를 통한 수동거래도 가능하다. 청산가격은 거래일의 마지막에 거래가격의 가중평균을 통해 산출한다. 다음의 <표 7>은 노드풀 배출권거래의 주요 내용을 요약한 것이다.

노드풀에서 배출권거래를 하기 위한 가입비용은 없다. 하지만 거래회원이 되면 연간 3,000유로의 회비를 지불해야 한다. 청산회원 및 고객대표(clearing member/client representatives)도 마찬가지로 3,000유로의 연간회비를 지불한다. 청산만을 위한 고객(clearing client)은 연간회비가 1,500유로이고 소규

[그림 7] 노드풀의 최근 1년간 주간 거래 물량



자료: Nord Pool

〈표 7〉 노드폴 배출권거래의 주요 내용

거래 대상	EU Allowances (1 EUA = 1t CO ₂)
계약 종류	현물(하루 전), 2006~2012년까지의 선도 거래 (12월 또는 3월 인도), 장외거래(OTC)
결제	EUA 양도에 대한 현금결제
인도기간	배출권: 거래일 이후 하루 판매대금: 거래일 이후 사흘 (LTD+3)
거래 단위	1,000 CO ₂ 톤 (i.e. 1,000 EUAs)
최소 가격 단위	€0.01/ CO ₂ 톤
거래시간	08:00-15:30 CET
거래 시스템	인터넷 또는 전용선을 통한 PowerCLICK 접속
수동 거래	노드폴 웹페이지를 통해 수동 거래 가능
청산가격	거래일의 끝에서 가중 평균

〈표 8〉 노드폴 거래 수수료

(2007년 12월 기준)

수수료 종류		금 액
가입비		없음
연간회비 (유로)	거래 회원 및 청산 회원 및 고객 대표 (Exchange member and clearing member/client representatives)	3,000
	청산고객 (Clearing Client)	1,500
	소규모 청산 고객 (Small clearing customer)	400
	내부 포트폴리오 (Internal Portfolio)	500
변동 수수료 (유로/톤CO ₂)	거래/청산 수수료 (현물/선도)	0.003
	OTC 청산 수수료 (현물/선도)	0.003
	소규모 청산고객 (Small clearing customer independent of volume)	0.03
	물리적 배달 (Physical delivery)	없음

모 청산고객(small clearing customer)의 연간회비는 400유로이다. 변동수수료는 현물/선도, 거래/청산 여부에 상관없이 일반적으로 톤당 0.003유로이다. 하지만, 소규모청산고객에게는 톤당 0.03유로를 부과한다. 노드폴의 배출권 관련 수수료를 정리한 것이 다음의 〈표 8〉이다.

라. 결제 및 양도 절차

거래에 따른 위험을 관리하기 위해, Nord Pool은 재정상황과 거래량에 기초한 증거금요구(margin call)에 대한 규정을 설정해 놓고 있다. 일일 증거금요구액은 하루 동안의 가격변동을 고려한 통계적 모형에 기초

해서 계산(포지션에 따른 현저한 가격 증가와 감소를 상쇄하기 위함)된다.

거래가 체결되었을 경우, 판매자는 거래일 내로 거래된 양에 상응하는 양의 EUAs를 NPC의 계정으로 예치해야 한다. NPC는 구매자 계좌로의 배출권 이전을 담당하는데, 거래일 다음 날 구매자 계좌로 해당량의 EUAs를 이전한다. NPC는 배출권이 구매자 계좌로 이전된 다음날 은행에게 구매자의 현금계좌에서 판매자의 현금계좌로 판매대금을 지불하도록 명령한다. 거래일로부터 3일후에 판매대금은 판매자의 계좌로 이체된다. 따라서, 청산에 소요되는 총 시간은 거래일로부터 3일이라고 할 수 있다. <표 9>는 노드폴 장내거래의 청산절차를 요약해 보여주고 있다.

장외거래(OTC)의 경우에도 표준화된 EUA의 선도 및 현물 거래에 대해서는 전력 장외거래 청산기구인 인터넷 기반의 Clearing Desk Application (CDA)를 사용할 수 있다. 브로커가 자신의 고객을 위해 CDA를 사용하고자 하는 경우에는 별도의 계약(Clearing Agreement F)을 통해 사용 가능하다.

5. 블루넥스트의 운영 현황

가. 거래소 개요

블루넥스트(Bluenext)는 Powernext의 Powernext Carbon과 Powernext의 Weather를 2007년 12월에 인수하여 2008년 1월 22일 발족시킨 새로운 배출권거래소이다. NYSE Euronext가 지분의 60%를 소유하고 있고, 나머지 40%는 Caisse des Dépôts가 가지고 있다. 인수되기 전 파워넥스트가 다른 거래소와 차별화되는 점은 실시간 청산/인도 시스템(a real time settlement/delivery)에 기반하였다는 점이다. 따라서, 증거금을 요구하지 않고, 배출권 인도(delivery)와 결제도 실시간으로 이루어진다. 이 시스템을 가능하게 하기 위해 Euronext와 파워넥스트는 Caisse des Dépôts와 제휴하였다. Caisse des Dépôts는 결제 및 인도 절차에서 관리자 역할과 중앙감독관(the central custodian)의 역할을 하지만 청산소 역할은 하지 않았다. 블루넥스트는 이전 파워넥스트의 상품에 기반하되, 2008년 2/4분기에 선물거래도 도입할 예정이다. 선물거래시

<표 9> 노드폴의 장내 청산 절차

청산 종류	현금 지급에 대한 물리적 인도	
청산일	구매자에게 현물은 거래 하루 후, 판매자에게 현금은 거래 3일후 전달함으로써 청산	
청산일별 절차	T	거래 당일, 판매자는 4 p.m. CET 이전에 판매한 EUA를 NPC의 레지스트리 계좌로 이전해야 함
	T+1	NPC는 이전된 EUA를 구매자의 계좌로 이전
	T+2	은행에 판매대금 지불명령 전달
	T+3	판매자 계좌에 현금 입금
배출권 인도 계좌	판매자는 덴마크 국가 탄소 등록소(Danish national carbon register)에 있는 NPC의 계좌로 이전 EUA선도: DK-121-451-0 EUA현물: DK-121-421-0	

청산기능은 LCH, Clearent이 담당할 예정이다.

블루넥스트가 현재 표방하고 있는 전략은 두 가지로 요약될 수 있다. 첫째는 상품의 확장이고, 둘째는 지역적 확대이다. 현재 EUA 현물거래 서비스만을 제공하고 있지만, 유럽이 UN의 ITL(International Transaction Log)에 연결되면 CER 현물거래도 바로 제공할 예정이다. 또한, 2/4분기부터는 EUA와 CER의 선물거래도 제공할 예정이다. 추가적으로 날씨에 기반한 상품도 개발할 예정이다. 지역적 범위는 유럽에 한정하지 않고 북미와 아시아까지 확대할 계획이다. 이를 위해 NYSE Euronext의 기존 국제적 네트워크를 활용할 것이다.

나. 거래량 및 가격

블루넥스트의 전신인 파워넥스트는 2005년 유럽 배출권거래소 전체 거래물량의 7.9%를 차지해 노드폴에 이어서 시장 순위 3위를 기록했으나, 2006년에는 13.3%의 시장점유율을 기록해 시장 순위도 유럽기후거래소에 이어 2위를 차지하였다. <표 10>은 블루넥스트의 최근 1년간의 거래물량 및 거래가격을 나타내고 있는데, 거래물량이 연말과 연초에 집중되는 것을 볼 수 있다. 이는 블루넥스트가 배출권 현물만을 취급한다는 사실을 고려하면, 규제 준수를 위한 거래물량이 연말연초에 집중된다는 것을 추측할 수 있다.

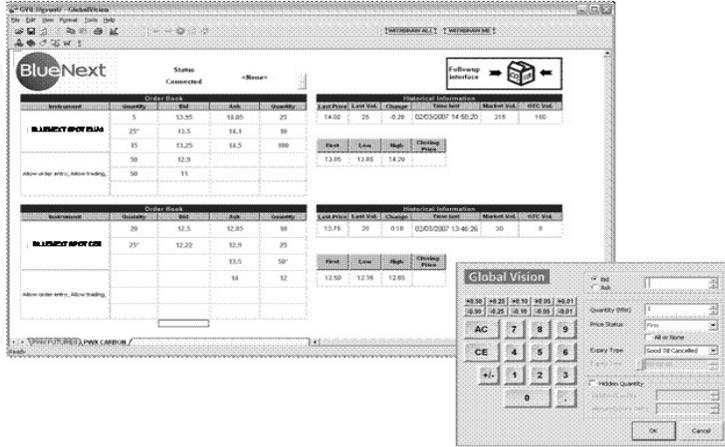
<표 10> 블루넥스트의 최근 1년간 거래물량 및 가격

	2007												2008
	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	1월
평균종가(€)	3.80	1.23	1.10	0.69	0.35	0.18	0.12	0.09	0.08	0.07	0.07	0.03	0.02
월거래량(천톤)	4,904	5,925	3,444	2,118	2,140	1,009	485	714	551	639	1,642	1,070	619

<표 11> 블루넥스트의 상품 내용

상품명	BLUENEXT SPOT EUA Phase 1	BLUENEXT SPOT EUA Phase 2	BLUENEXT SPOT CER
코드	BNS EUA 05-07	BNS EUA 08-12	BNS CER
거래대상	EU ETS 1(2005-2007)의 EUAs	EU ETS 2(2008-2012)의 EUAs	CERs
가격단위	0.01 € / t		
최소가격	0.01 € / t		
거래단위	1,000톤		
최소거래량	1,000톤		
거래형태	Trayport Global Vision을 통한 연속적 거래		
거래시간	9:00~17:00 CET		
전달	국가등록소의 계좌		
거래처리	BLUENEXT를 통한 실시간 처리		

[그림 8] 블루넥스트 배출권 거래창



다. 상품 주요 내용

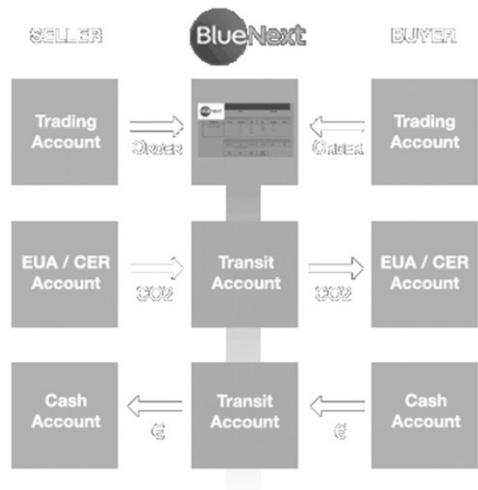
블루넥스트가 현재 제공하고 있는 상품은 <표 11>에서 볼 수 있는 것처럼 세 가지이다. EU ETS 1의 EUA와 EU ETS 2의 EUA, 그리고 CER의 현물거래 서비스이다. 이 중 CER 현물거래 서비스는 아직 유럽과 UN의 ITL이 연결되지 않아 서비스 제공이 이루어지지 않고 있다. 기본적인 거래단위나 가격변동폭은 노드폴과 같다. [그림 8]과 같은 전자거래창을 이용해 실시간 거래가 가능하며, 거래시간은 유럽중앙시(CET) 기준 09:00~17:00이다.

라. 결제 및 양도

블루넥스트를 통한 배출권 거래에 참가하기 위해서 고객은 프랑스 국가 등록소의 계정과 Caisse des Dépôts에 은행 거래 계좌를 개설해야 한다. 배출권의 인도는 전 유럽에 대해서 보증한다. 참가자들은 거래일

하루 전에 필요한 양의 배출허용권과 현금을 예치해야 한다. 거래 세션은 매일 10:00~14:00 사이에 진행된다. 실시간 전자시스템 덕분에 참가자들은 CITL의 응답시간에 기반해 거의 즉시 그들의 배출권 거래의 결과

[그림 9] 블루넥스트 거래 체계



에 관해 통지를 받는다. 구입대금의 지불은 거래일의 그 다음 날 시행된다. 거래세션 동안 원활한 거래를 보증하기 위해 참가자의 비축된 배출허용권과 현금 총액은 거래 시행 이전에 확인된다. [그림 9]는 블루넥스트 거래체계를 도식화한 것이다.

6. 시사점

앞의 고찰 내용을 바탕으로 시사점을 다음과 같은 네 가지로 요약할 수 있다.

가. 거래소와 등록소의 독립 및 협력관계

모든 국가에서 거래소와 등록소는 서로 독립되어 있다. 독립되어 있으며 상호 협력체제 구축을 통해 배출권거래의 안정성 및 투명성을 제고하고 있다. 프랑스, 독일, 오스트리아의 국가등록소는 각각 파워넥스트, 유럽에너지거래소(EEX), EXAA와 명시적인 협력관계를 맺고 있다. 다른 국가에서도 명시적이지는 않지만 협조체제를 갖추고 있다.

나. 에너지마켓플레이스 활용

유럽에서 현재 운영 중인 거래소들은 모두 기능 및 효과가 검증된 기존 에너지 관련 마켓플레이스를 활용하고 있다. 노드폴과 블루넥스트, 유럽에너지거래소 등은 모두 전력거래소 또는 에너지거래소 기능을 수행하다가 온실가스 배출권거래소로 사업영역을 확장한 경우이다. 전력회사들이 규모가 큰 배출원이라는 것을 고려하면 일견 자연스러운 사업 확장이라고 할 수 있다.

유럽기후거래소는 전력거래소로부터 발전한 것은 아니지만, 세계적인 에너지 관련 선물 및 옵션 마켓플레이스인 ICE(InterContinental Exchange)의 플랫폼을 활용하고 있다.

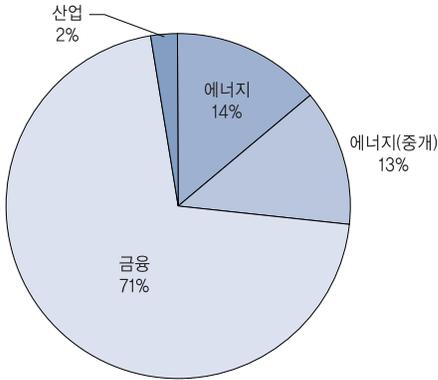
다. 선물거래의 강세

배출권거래의 기본 동기는 각 기업의 온실가스 배출량 만큼의 배출권을 확보 또는 여유분의 처분을 효율적으로 수행하기 위한 것이다. 따라서, 배출권 현물이 필요한 시기는 배출권을 정산하는 시기이다. 그 이전의 시기에는 온실가스 감축 프로젝트에 대한 투자시 리스크를 분산하기 위한 선물거래에 대한 수요가 더 많을 것으로 사료된다. 배출권시장의 크기를 극대화하기 위해서는 배출권거래소의 상품이 선물 위주로 구성되는 것이 바람직할 것이다.

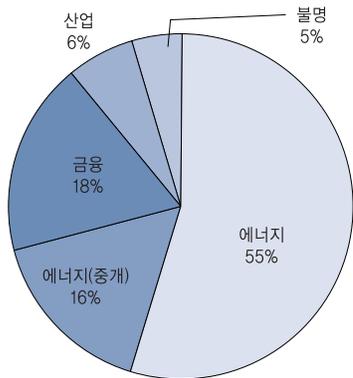
유럽 배출권거래소의 시장점유율을 보면 이러한 견해의 설득력이 커진다. 2006년 유럽배출권거래에서 거래소의 시장점유율은 ECX 75.6%, 블루넥스트 13.3%, 노드폴 7.4% 등이었다. 이 거래소들의 시장점유율 차이는 다른 요소도 있겠지만, 상품 구성의 차이가 가장 크다. ECX는 선물 위주로 상품이 구성되어 있다. 파워넥스트는 즉각적인 현물거래 서비스를 제공하였다. 노드폴은 현물과 선도거래 서비스를 제공한다. 다른 상품을 제공하는 거래소의 시장점유율은 시장의 상품에 대한 수요를 일정 부분 반영한다고 볼 수 있다. 파워넥스트의 온실가스 거래서비스를 인수하여 야심차게 출발한 블루넥스트도 2008년 2/4분기부터 선물거래 서비스를 제공하기로 하였다는 점도 참고할만 하다.

라. 에너지와 금융부문 고객 동시 지향

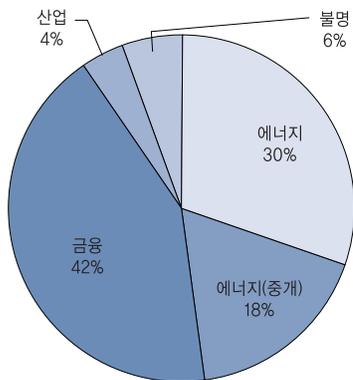
[그림 10] ECX의 고객 구성



[그림 11] 노드폴의 온실가스 배출권거래 고객 구성



[그림 12] 파워넥스트 카본의 고객 구성



유럽 배출권거래소중 시장 점유율이 가장 높은 ECX, 파워넥스트, 노드폴의 고객 구성을 분석해 보았다. [그림 10], [그림 11], [그림 12]는 2007년 10월 현재 각 거래소의 고객 구성 현황이다. 그림들에서 볼 수 있는 것처럼 시장 점유율이 높은 순서대로 금융부문 고객의 비중이 높았다. 또한, 2005년 암스테르담에서 개소하여 2007년까지 그 곳에서 운영되던 ECX가 2007년 10월 국제 금융의 중심지인 런던으로 사무소를 이전한 것도 주목할 만하다. 따라서, 한국에서 개소할 배출권 거래소는 그 시장의 확대 가능성을 크게 하기 위해 에너지부문 뿐만 아니라 금융부문의 고객도 동시에 지향해야 할 것이다.

< 참고문헌 >

Caisse des Dépôts Climate Task Force (2005), CO2 emissions exchanges and the functioning of trading systems, Research report no. 3

ICE (2006a), ICE ECX Carbon Financial Instruments: Futures Contract, Options Contract - Getting Started

ICE (2006b), ICE Futures ECX Carbon Financial Instruments Futures and Options Contracts: User Guide

Point Carbon (2008), Outlook for 2008

Point Carbon (2007), Carbon 2007: A New Climate for Carbon Trading, Røine, K. and H. Hasselknippe (eds.) 62 pages.

Point Carbon (2006), Carbon 2006: Towards a

Truly Global Market, Hasselknippe, H. and K.
Røine eds. 60 pages.

http://www.europeanclimateexchange.com/default_flash.asp

<http://www.nordpool.com/nordpool/group/index.html>

<http://www.powernext.fr/>

<http://www.bluenext.eu/>

미국 에너지정책의 기조변화와 시사점



김남일
에너지경제연구원 연구위원

1. 서론

최근 전세계를 둘러싼 에너지환경이 급변하고 있다. 21세기를 맞으면서 평온하게 3E의 조화로운 추구를 논하던 시기는 고유가 지속과 함께 끝이 난 듯하다. 3E의 각 구성요소 하나하나가 보다 절실하고 역동적으로 우리에게 다가오고 있다. 에너지의 97%를 수입에 의존하는 상황에서 에너지안보를 확보해 나가는 문제, 세계의 CO₂ 배출 9위국으로서 가장 큰 배출원인 에너지소비를 관리하여 기후변화에 대처해 나가는 문제가 국가적 아젠다로 부각되고 있다.

세계 각국 특히 에너지를 다소비하는 선진국들은 각자가 처한 상황에 따라 나름대로의 국가 에너지전략을 수립하고 이를 실행해 나가고 있다. 우리나라가 처한 상황은 다른 어느 국가 못지 않게 급박해 보인다.

이러한 상황 하에서 세계에서 에너지를 가장 많이 소비하는 국가, CO₂를 가장 많이 배출하고 있는 국가인 미국의 에너지정책이 어떻게 변화하고 있는가는 매우 관심이 큰 주제일 수 밖에 없다. 미국은 지난 2000년 캘리포니아 사태와 2001년 911사건을 경험하면서 에너지안보를 새로운 시각으로 보기 시작하였다. 그 이

후 2003년 북미 지역의 대정전사태로 부각된 송전계통의 불안정성 문제, 2004년부터 지속된 고유가와 2005년 허리케인 카트리나, 리타 등으로 인한 정유시설 파괴 등은 미국의 입장에서 새로운 에너지안보 개념을 정립하는 분수령이 되었다고 볼 수 있다.

본고에서는 2000년 이후 미국이 직면해 온 여러 가지 에너지위기 상황과 새로운 에너지정책법(2005)의 탄생 그리고 부시대통령의 2006년과 2007년 새로운 에너지정책구상 등의 큰 그림을 염두에 두면서, 2007년 한 해 동안 진행된 미국 상원의 에너지·자원 청문회의 내용을 정리한다.

미국은 대통령과 행정부가 구상하고 있는 정책의 큰 그림이 의회를 중심으로 논의되고 법률로 입안되는 안정된 정치과정을 보여주고 있다. 미국 상원의 청문회를 유심히 살펴 보면, 에너지정책의 수립을 위해 각 주제마다 해당 정부관리, 민간기업 최고경영자, 연구소 전문가, 학계인사 등을 출석시켜 청문회를 개최하고 각계의 의견을 집약시켜 공론화를 이루어내는 과정이 매우 인상적이다. 이런 과정에서 의원 개개인이 관련법안(Bill)을 발의하게 되므로, 행정부의 정책수행을 위한 근거법(Act)과 예산이 의회라는 논의구조를 거쳐 한꺼

변에 결정되는 매우 효율적인 모습을 보여주고 있다.

미국의 의회 에너지 청문회 논의 전체를 통해 관통하는 두 가지 흐름이 있었다. 우선, 의원들과 많은 증인들이 갖고 있는 기본적인 문제의식 속에는 미국이 현재 직면한 에너지안보 위협과 기후변화 문제를 '동시에' 해결할 수 있는 방안을 찾고자 하는 노력이 들어 있다. 여러 분야에서 제시되고 있는 다양한 정책대안들은 이 프리즘을 통해서 해석되고 논쟁되는 흐름을 보여준다.

또 다른 흐름은 일련의 청문회를 전체적으로 조망해보면 에너지시장을 크게 수송시장과 전력시장으로 나누고 있다는 것이다. 다른 국가도 비슷한 상황이지만 미국 수송부문의 97%는 석유에 의존해 있다. 이 석유 의존도를 줄이는 방안으로 바이오에탄올 등 바이오연료의 생산과 인프라에 관한 문제, 그리고 plug-in 하이브리드 자동차 등의 이슈가 다각도로 논의되었다. 한편 미국은 전력의 40% 정도를 석탄에 의존하고 있다. 석탄 매장량이 세계최고인 미국은 이 석탄을 청정연료로 잘 활용하면 에너지안보와 기후 문제를 동시에 해결할 수 있는 실마리를 찾을 것으로 보고 있다.

미국 상원에서 2007년 한 해 동안 개최된 에너지 청문회의 주제는 바이오연료(에탄올), 연료효율성(CAFE), 하이브리드 자동차, 청정석탄 기술 등 크게 4가지로 대별된다.¹⁾ 이에 대한 자세한 내용은 김남일(2007)²⁾을 참고할 수 있으며, 본고에서는 몇몇 주요 부분만을 발췌하여 서술하고자 한다.

2. 부시정부의 에너지정책 기조

가. 새로운 에너지안보 개념의 등장

에너지안보(Energy Security)의 개념은 최근의 역동적인 국제정세 변화와 함께 부지불식간에 크게 변화되어 가고 있다. 경제학적으로 말하면, 에너지안보는 어느 정도 공공재(Public Goods)의 성격을 띠고 있는 부분이 존재하므로 정부의 개입이 정당화될 수 있다. 에너지안보를 얻기 위해 지불할 의사가 있는 프리미엄의 크기는 각국의 안보전략에 따라 다르게 나타날 것이다. 예컨대 세계패권을 꿈꾸는 나라나 고도 경제성장의 시동이 걸려 급속한 발전을 이루고 있는 국가에게 에너지안보는 그렇지 않은 국가에서 보다 더 가치가 높게 평가될 것이며, 이에 대해 더 큰 프리미엄을 지불하려 할 것이다.

1기 부시행정부가 출범하면서 추구했던 미국 에너지 전략의 기본틀은 체니보고서로 알려진 「국가에너지정책」(National Energy Policy, NEP) 보고서에서 잘 나타나 있다.³⁾ 이 무렵 미국은 2000년 국내 휘발유 및 천연가스 가격 대폭 상승, 캘리포니아의 전력공급 사태 등의 에너지수급여건에 직면하여, 1970년 석유위기 이후 가장 심각한 “에너지 위기”로 규정하였다. 동 보고서는 이러한 에너지 위기가 구조적인 원인에 의한 것으로 인식하고, 중장기적이고 포괄적 에너지 정책대안을 수립·추진하는 것을 목표로 한 것이었다.

1) 이 주제 이외에 에너지이슈와 관련해서 논의되었던 주제는 원자력 문제와 외부 대륙붕(Outer Continental Shelf, OCS)에 관한 것이다. OCS는 우리나라와는 크게 상관이 없어서 주의 깊게 관찰하지 않았으며, 원자력 문제는 여러 가지 복잡한 정치적·환경적 이해관계가 걸려 있는 사안으로 단순히 에너지 문제만으로 간주할 수는 없다.

2) 김남일(2007), 「최근 미국 에너지정책 기조 변화의 의미와 우리나라에 대한 시사점」, 에너지경제연구원. 보고서를 참조하기 바란다.

3) 이 보고서의 모태가 된 것은 2001년 4월에 발간된 베이커 보고서이다. 이 베이커 보고서는 미국 라이스(Rice)대학 제인스 베이커 공공정책연구소와 미국 외교협회(Council on Foreign Relations)가 공동으로 저술한 것으로서 원래 제목은 “21세기를 위한 전략적 에너지 도전”(Strategic Energy Policy Challenges For The 21st Century)이다. 이것은 2002년 5월 18일 부시 대통령에게 보고된 「국가에너지 정책」보고서의 바탕이 되었다.

따라서 동 보고서에서는 기존의 에너지정책 기조에서 탈피하여 원자력과 신재생에너지 등 국내의 에너지 생산·공급능력을 제고하여 에너지자립도 향상을 기하고, 대외적으로 카스피해, 아프리카 등 중동 이외의 지역에 적극적으로 진출하여 에너지공급원을 다양화하는 등의 전략을 제안하고 있다. 이 때의 에너지정책의 특징은 에너지효율성 제고 등에 대한 방안을 포함하긴 하였으나, 국내외 에너지원 개발과 확보를 주축으로 하는 공급위주 전략의 추진이라고 볼 수 있다.⁴⁾

미국의 에너지안보는 2000년 여름의 캘리포니아 정전사태와 2001년 9.11을 경험하면서 새로운 국면을 맞게 된다. 그 동안 미국은 에너지안보 문제를 주로 중동의 정세에 영향을 받는 석유에 국한해서 생각해 온 듯하다. 특히 2003년 8월 미국 동북부에서 발생한 정전과 그 이후 유럽에서 이어진 정전사태 등으로 인해 복잡한 전력송전 체계상의 불안정성 해결과 송전망 보호가 에너지의 안정적 확보에 매우 중요한 요소라는 인식을 갖게 되었다.

전력망의 안정적 보호문제는 2005년 허리케인 카트리나로 인해 걸프만 지역의 정유설비와 파이프라인의 작동되지 않았던 이유는 설비가 파괴되었기 때문이 아니라 전력공급 중단 때문이었다는 사실에서도 재부각되었다. 그 이후, 전력인프라의 현대화와 전력송전망에 대한 테러공격 가능성 등에 논의가 여러 각도에서 이루어졌다.

미국은 석유수입원 다변화에도 불구하고 지정학적으로 불안한 중동지역 의존도가 20%에 이르고 있다. 그러한 지정학적 위험은 중동에만 국한된 것이 아니다. 지난 수년간 정치적 갈등은 페르시아만에 멀리 떨

어진 원유공급지인 나이지리아, 베네주엘라 등에서 발생되고 있다. 게다가 에너지수요의 급성장으로 인한 유가인상이 2004년 이후 장기화 되면서 원유확보, 가격의 가변성 등이 에너지안보의 주제로 재등장하였다. 2차오일 쇼크 때와는 달리 에너지의 블랙홀로 불리는 중국이라는 새로운 플레이어가 무대에 함께 서 있는 양상이다.

이러한 변화된 상황에서 Yergin(2006)은 미국이 지향해야 할 에너지안보의 신개념을 다음과 같이 서술하고 있다.⁵⁾

“지난 30년 동안 에너지안보의 개념은 석유의 안정적 확보와 그를 위한 공급원의 다변화(diversification)가 핵심 요소이었다. 그러나 이제는 에너지안보의 개념이 보다 넓은 차원으로 확대되고 있다. 에너지안보는 미국 등 전세계의 경제를 지원하는 에너지공급의 인프라 전체 즉, 원유생산시설, 수송파이프라인, 정제시설, 저장, 발전설비, 송전설비, 해상 수송로 안전 등을 모두 포괄하는 개념으로 발전하였다.

에너지안보 문제에 접근하는데 있어, 우리는 경험적으로 여러 가지 핵심원칙을 배운다. 첫째, (윈스턴 처칠이 약 90년 전에 설파했던 원칙) 공급원의 다변화는 여전히 에너지안보를 위한 주요수단이 되며, 실제로 에너지안보를 위한 출발점이다. 오히려 다변화 원칙은 에너지 수송과 인프라에도 또한 적용되어야 한다.

둘째, 미국 정책입안자들은 현재 전세계에는 단일한 석유시장이 존재한다는 점을 인식해야 한다. 미국도 거대한 전세계 석유시장의 일부로 속해 있다. 미국의 안보는 이 전세계 시장의 안정성에 의존해 있다. 가까운 장래에 이러한 의존성에서 탈피할 가능성은 희박하다

4) 이 당시 미국의 에너지정책 기조에 비추어 한국의 에너지정책 방향 설정 문제를 다룬 보고서는 문영석(2004) 보고서를 참조하라.

5) Daniel Yergin, "Ensuring Energy Security," Foreign Affairs, Vol.85, No.2, March/April, 2006, 69-82.

는 점을 인식해야 한다.

셋째, 안보를 위해서는 “안보마진(security margin)”이 항상 준비되어 있어야 한다. 그 의미는 갑작스런 공급중단에 대비해서 여유분이 있어야 한다는 뜻이다. 안보마진은 수요자·공급자 두 측면에서 이루어질 수 있다. 공급측면에서는 공급여력(spare capacity)을 보유하는 것으로 지금까지는 사우디아라비아 등의 국가가 이 기능을 담당해 왔다. 최근 2004년 이후 에너지수요의 급증으로 공급여력을 통한 가격조절 기능은 크게 상실되었다. 다른 하나는 미국의 전략적 석유비축(SPR) 등 IEA의 권고사항을 준수하는 소비국들의 비축량이 그 기능을 수행할 수 있다.⁶⁾ 그러나 SPR의 방출은 일시적으로 가격을 낮추는 요인으로 작용할 수 있지만 장기적인 효과를 가지기 어렵다는 것이 증명되고 있다.

넷째, 정보의 중요성이다. 고급정보는 시장을 잘 기능하게 만드는 기초가 된다. 실제 공급중단의 징후나 소문이 있을 때 진실된 정보의 제공은 매우 중요한 기능을 한다. 지금까지 IEA가 그러한 정보의 수집·제공 기능을 담당해 왔다. 이러한 기능은 최근 여러 형태의 새로운 생산자 및 소비자 국제에너지포럼에 의해 보완되고 있다. 미국 정부는 민간기업과 협력하여 위기 상황에 직면했을 때, 시의적절한 고급정보를 제공하여 시장을 안정시키도록 노력해야 한다. 특히 에너지 수입이 급증하고 있는 중국과 인도를 전세계 에너지안보 개념 속으로 편입시키는 것이 중요하다. 현재 IEA의 멤버가 되기 위해서는 OECD에 속해야 한다는 규정이 중국과 인도 등을 에너지 소비국 협력 파트너로 하는데 큰 장

애요인이 되고 있다.⁷⁾

다섯째, 에너지안보 시스템은 한 국가 내의 개념이 아니라 전세계적인 개념으로 확대되고 있다. 각국은 국제무역과 에너지의 교역에 의해 상호의존해 있다.⁸⁾ 생산, 수송 등 에너지공급의 전과정을 보호하기 위해 생산국과 소비국 모두를 참여시키는 에너지 안보 체계를 확보해야 한다. 에너지 수송면에서 호르무즈 해협, 수에즈 운하, 만델 해협, 보스포르스 해협, 말라카 해협 등의 항로를 보호해야 한다. 이러한 수송로 상의 안보 시스템은 에너지를 교역하는 공통의 이해를 기반으로 생산자-소비자 협력관계를 통해 구축될 수 있다. 이러한 상호의존성을 고려하여 생산자와 소비자간의 지속적인 대화채널을 구축할 필요가 있다.

여섯째, 시장 그 자체가 에너지안보의 원천이 될 수 있음을 인식해야 한다. 잘 기능하는 에너지시장은 충격이 발생했을 때 가격의 적절한 반응을 통해 수요와 공급을 신속하게 조정할 수 있을 것이다. 정부는 그런 상황에서 시장에 개입하거나 관리하라는 정치적 압력을 잘 견뎌내야 한다.

일곱째, 에너지안보를 위해서 에너지산업의 기술혁신이 필요하며 에너지효율성과 절약에 대해 새로운 시각으로 접근해야 한다. 석유·가스산업은 환경친화적인 방식으로 탐사·생산을 지속해 나가야 하며, 전력산업은 청정석탄기술, 신재생, 원자력, 분산형전원 등 새로운 발전기술을 발전시켜 나가야 한다.

여덟째, 투자환경 자체가 에너지안보의 주요 요소임을 인식해야 한다. 새로운 에너지원이 개발되고 신기술에 투자가 일어나기 위해서는 시장형성에 대한 장요

6) 2005년 허리케인 카트리나 발생시 IEA와 미국 주도로 추진한 비축유 방출을 통해 일시적으로 그 효과를 입증한 바가 있다.

7) 그런 의미에서 2006년 북경에서 열린 5차 에너지장관급회담(2006.12.16)은 미국, 중국, 일본, 한국, 인도 등 에너지 대소비국의 에너지장관들이 함께 모여 에너지 의제를 다루었다는데 의미가 있었다고 보겠다.

8) 시장이 매우 빠듯하고(tight) 가격이 높은 상황에서는 수입국들은 공급안보를 걱정하게 된다. 반면, 과거 공급여력이 많고 가격이 낮은 상황에서 수출국들이 수출선의 다변화(수요의 안보)를 확보하는데 관심이 많았던 것을 상기할 필요가 있다.

인의 제거를 위해 정부의 적절한 의사결정이 필수적이다. 정책의 장기적인 투명성이 보장되고 시장의 불확실성이 최소화된다면 민간자금은 투자될 것이다.”

Yergin의 주장을 요약하면, 새로운 에너지안보의 개념은 석유의 안정적 확보의 개념을 넘어서 석유·전력 등을 포함한 모든 에너지의 생산·해상 및 육상수송·유통인프라에 대한 보호를 포괄하는 개념으로 확대되는 것이다. 또한 이를 위해서 에너지수입원의 다변화 뿐만 아니라 생산국과 소비국간의 국제협력이 매우 중요하며, 특히 에너지 대소비국으로 부상하고 있는 중국과 인도 등을 IEA 소비국협력 체계 속으로 편입시켜야 한다는 점을 강조하고 있다.

나. 에너지정책법(EPAAct 2005)과 부시대통령의 신정책구상

2000년 이후 미국이 직면해 온 여러 가지 에너지위기 상황은 새로운 에너지정책법의 탄생을 예고하는 것이었다고 볼 수 있다. 기존에 존재하던 에너지정책법(EPAAct 1992)의 틀 속에서 에너지정책을 추진해 나가기에는 너무 큰 변화가 그간 몇 년 사이에 발생되고 있었다.

Energy Policy Act of 2005는 공화당의 Pete V. Domenici(당시 상원 에너지·자원위원회 위원장)가 관련 법안을 최초 발의한 이래, 다양한 유사법안과 함께 논의·수정되는 우여곡절 끝에 2005년 8월 8일 부시대통령이 서명함으로써 정식으로 발효되었다. 이것은 미국 최초의 포괄적인 에너지정책법으로 불리워지

고 있다.⁹⁾ 이 법이 발효되면서, 여러 가지 관련된 에너지정책을 추진할 수 있는 법률적 근거가 마련되었다고 볼 수 있다. 한 가지 특이한 점은 EPAAct 2005에서는 EPAAct 1992에 있던 CAFE 관련 조항이 삭제된 것인데, 이것이 2007년 12월 새로운 CAFE 법안으로 획기적으로 변신하여 재등장하는 과정은 흥미로운 사실이다.

부시대통령은 최근 해마다 의회에 제출한 연두교서(State of the Union Message) 속에 에너지에 대한 새로운 구상을 포함시켰다. 2006년의 선진에너지구상(Advanced Energy Initiatives)와 2007년의 석유소비 감축구상(“Twenty in Ten”)은 EPAAct 2005에서 추진하도록 규정되어 있는 항목 중에서 바이오연료의 보급과 에너지신기술의 개발 등의 내용을 훨씬 앞당겨 실행하고자 하는 부시행정부의 정책의지를 표현한 것으로 보인다. 즉, 2005년 8월 새로운 에너지정책법 통과 이후에도 고유가와 중동정세 불안이 지속되는 가운데 에너지안보와 에너지독립성의 확보에 대한 더욱 긴박한 인식에서 이러한 새로운 구상이 나오게 된 것으로 볼 수 있다.

이 새로운 구상들은 큰 틀에서 보면 EPAAct 2005의 정신 속에 있는 것이긴 하지만, 행정부에 의해 실행에 옮겨지기 위해서는 새로이 법률적인 뒷받침이 필요한 부분이 존재하며 의회로부터 예산 승인과정도 필요하다. 이런 부시 대통령의 새로운 구상들(Initiatives)이 의회의 법안과 DOE 예산심의에 어떤 식으로 반영되는지에 대해서는 본고의 제3장 바이오연료 청문회와 DOE 예산청문회에 대한 논의에서 다루기로 한다.

9) 이 법안을 상원에서 주도적으로 추진한 사람은 뉴멕시코 상원의원(공화당)인 Pete V. Domenici였다. 그는 2003년 1월 상원의 에너지·자원위원회 의장이 된 이후, 2년 6개월 동안 본 법안을 위해 정력적으로 일하였다. 그가 언급한 법률의 취지는 미국의 에너지원 다변화 뿐만 아니라 에너지 생산 및 절약을 증진시키고, 새로운 에너지원 및 에너지기술에 투자를 촉진하며, 환경을 보호하는 에너지원(원자력 촉진 포함)의 장려 등이었다. 그는 2006년 11월 7일 선거에서 민주당이 다수당이 된 이후, 의장자리를 민주당의 Jeff Bingaman(뉴멕시코)에게 내어 주고, 2007년 10월초 까지 동 위원회의 Ranking member로 활동하다가 상원의원직 은퇴를 선언하였다.

1) EAct 2005의 주요내용

EAct 2005에 담겨 있는 주요 조항만을 간단히 요약하면 다음과 같다.

- 온실가스 저감을 위한 “혁신기술(innovative technology)”에 대해 지급보증(loan guarantee) 프로그램 (첨단원자로설계, 청정석탄, 신재생에너지기술 포함)
- 2012년까지 바이오연료(보통 에탄올)를 가솔린에 혼합하는 비율을 현재량에서 3배 증가시킬 것 (2012까지 75억갤런)
- 전력송전계통을 규제하는 연방신뢰도 기준설정 (2003년 대정전에 대한 조치)
- 원자력 관련 조항. Price-Anderson 법의 2025년까지 연장, 6개의 신규원자력발전소 초과비용 20억불 보조, 전력 및 수소를 동시에 생산하는 원자로 개발지원(12.5억불) 등 포함
- 에너지원으로서 석탄 사용을 증가시키기 위해 청정석탄 기술에 연간 2억불 지출
- 파력(wave power), 조력(tidal power) 등 해양 에너지원을 별개의 신재생기술로 최초 규정
- 걸프만(심해)의 석유시추 회사에 대한 인센티브 부여
- 에너지절약 시설을 추가하는 가계에 대한 조세우대조치
- 섬머타임(day-light saving) 4주 연장

2) 2006년 연두교서 : 선진에너지구상(Advanced Energy Initiative)

부시 대통령은 2006년 1월 상·하 양원 합동회의에서 행한 연설(State of the Union address)에서 선진에너지구상(Advanced Energy Initiative)을 발표하였다. 향후 미국의 에너지전략의 핵심을 새로운 에너지 기술 개발에 두고, 이를 통해 미국 내 에너지생산 및 소비방식의 변화를 유도하여 에너지의 대외의존도를 감소시켜 나가겠다는 것이다.

선진에너지구상에서는 크게 자동차 연료 부문과 가정·산업용 연료 부문(발전연료)으로 구분하여 기존 기술을 이용한 효율성 증대 방안과 새로운 기술개발의 목표를 제시하고 있다. 자동차 부문의 새로운 투자분야로서 Plug-in 하이브리드 자동차, 셀룰로오스 에탄올 등의 기술개발과 장기적으로는 2003년 수소연료구상(Hydrogen Fuel Initiative)에서 제안한 대로 2020년까지 수소연료전지 자동차의 보급을 목표로 정책을 추진하는 것을 골자로 하고 있다.

또한 가정·산업용 연료 부문의 경우는 주로 발전원을 확보하기 위한 전략으로서 청정석탄 기술부문과 원자력발전 부문, 태양광 및 풍력을 이용한 재생에너지 부문의 기술개발에 집중 투자할 계획임을 밝히고 있다.

부시대통령은 이러한 구상을 실행해 나가기 위한 예산에 대해서도 언급하면서 의회의 지원을 요청하고 있는데, 이 선진에너지구상 관련 예산에 대한 논의에 대해서는 제3장의 DOE 에너지예산 청문회(2006년 2월 9일)에서 자세히 논의하기로 한다.

3) 2007년 연두교서 : Twenty in Ten

그로부터 1년 후 2007년 1월 의회 시정연설에서 부시대통령은 향후 10년 이내 20%의 가솔린 소비감소위 “Twenty in Ten” 계획을 언급하였다. 이를 위해

서 2017년까지 350억 갤런에 해당하는 새로운 대체연료를 사용하도록 하는 대체연료기준(Alternative Fuel Standard)을 마련하도록 지시하였다. 이 계획은 법(EPAct 2005년)에 명시된 2012년까지 75억 갤런의 대체연료 목표의 거의 5배에 달하는 수준이다. 이것이 달성된다면 15%만큼의 가솔린 소비를 줄이는 효과가 있을 것으로 기대된다. 나머지 5%는 CAFE 기준을 개편함으로써 달성할 수 있을 것으로 보고 DOE가 추진 중이다.¹⁰⁾

부시대통령의 “Twenty in Ten” 구상에 대한 예산 논의와 대체연료 사용을 크게 확대하는 것을 골자로 하는 새로운 법안(S.987)의 논의는 제3장에서 다루어지고 있다.

3. 미국 상원 에너지·자원 청문회 (2007년 11차 회기)

본 장에서는 미국 상원의 에너지 청문회의 논의내용을 정리해 본다. 앞서 서론에서 언급한대로, 일련의 청문회를 전체적으로 조망해 보면 에너지시장을 크게 수송시장과 전력시장으로 나누어 논의가 전개되고 있다는 점을 알 수 있다. 이런 관점에 따라 2007년 한 해 동안 개최된 청문회의 주제를 크게 4가지로 대별하여 정리해 보았다. 즉, 바이오연료(에탄올), 연료효율성(CAFE) 및 하이브리드 자동차, 청정석탄 기술, 그리고 DOE의 에너지예산에 관한 청문회 등이다.

수송분야의 대체에너지로서 바이오 연료에 관한 청

문회는 생산되는 원료문제와 인프라를 구축하는 문제가 주요 이슈가 되었다. 바이오매스(Switch Grass 등)를 원료로 하여 생산하는 셀룰로오스 에탄올이 대안으로 부각되기 이전까지, 넓은 국토를 보유한 미국에서는 옥수수(corn)에서 연료를 추출하는 바이오에탄올에 투자가 크게 관심을 끌어 왔다.¹¹⁾ 그러나 최근 옥수수를 기초로 하는 바이오에탄올 산업은 두 가지 도전에 직면해 있다. 곡물가격의 급상승과 유가의 움직임에 대한 민감한 반응 등이 그것이다.

기존 에탄올 산업의 이익은 원유가격과 곡물(옥수수)가격에 곧바로 좌우된다. 어떤 제품의 수요량이 원료가격과 대체재의 가격에 영향을 받는다는 경제학 원리가 바이오에탄올에 그대로 적용되고 있다. 현재의 예측으로는 곡물이 \$2/부셸에서 유지된다면 원유가격 \$30/배럴이 마지노선이지만, 곡물이 \$5/부셸이라면 원유가격이 적어도 \$80/배럴이 넘어야 경제성이 있는 것으로 보고 있다.

이러한 이유 때문에 최근에 미국에서 논의되는 바이오에탄올은 대부분 바이오매스를 원료로 한 것으로 초점이 옮겨져 있으며, 2006년 부시 대통령의 선진에너지구상(Advanced Energy Initiatives)에서도 셀룰로오스 에탄올 기술개발에 대한 지원을 언급한 바가 있다.

다음으로 수송분야의 또 다른 이슈가 되고 있는 자동차 관련된 문제로서 plug-in 하이브리드 자동차에 관련된 배터리 기술, 그리고 새로운 CAFE 법안 청문회 등이 개최되었다. 에너지 기술 분야에서 가장 큰 도전 중의 하나는 전기에너지의 저장이 극히 어렵다는 것

10) 최근 2006년 DOT가 CAFE 개선안을 마련하여 실행 중이었다가, 2007년 12월 새로운 CAFE 법안이 통과되었다. 이에 대해서 제3장에서 자세히 논의한다.

11) 바이오에탄올의 발열량은 가솔린의 약 2/3 정도로 알려져 있다. 이에 따라 에탄올 가격은 30% 정도 싸야 시장경쟁력이 있을 것이다. 실제로 현재 브라질에서 바이오에탄올의 주유소 판매가격은 가솔린의 약 1/2 정도이다.

이다. 이런 특성은 크게 두 가지 문제를 낳게 되는데, 우선 재고를 활용하여 생산의 평활화(smoothing)를 이룰 수 없으므로 첨두부하를 기준으로 한 예비력을 보유해야 하여, 이로 인해 설비투자비가 높아진다. 전기 에너지의 수요관리가 특히 중요한 것은 이 때문이다. 두 번째 도전은 전기를 저장하는 배터리 기술의 한계로 인해, 수송분야에서 가솔린 및 경유를 대체할 수 있는 전기자동차의 등장이 지연되고 있다는 점이다.

이러한 상황에서 현재 전통적인 니켈류 대신 리튬-이온 배터리의 개발과 이것의 하이브리드 자동차에 대한 응용 등의 기술적인 문제가 몇몇 청문회에서 다루어졌다. 본고에서는 CAFE 법안, plug-in 하이브리드 청문회는 생략한다. 자세한 내용은 김남일(2007)을 참조하기 바란다.

가. 바이오연료 관련 청문회

상원의 에너지·자원상임위에서는 「에너지안보와 운송을 위한 바이오연료법안(S.987 - the Biofuels for Energy Security and Transportation Act of 2007)」에 관한 청문회를 2007년 4월 12일에 개최하였다.¹²⁾

이때 증인으로 출석한 에너지부 차관보(Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy)인 Alexander Karsner는 동 법안(bill)이 2007년 1월 부시 대통령이 의회 시정연설에서 언급한 바가 있는 가솔린 소비를 향후 10년 이내에 20% 줄이는 이른바 “Twenty in Ten” 계획을 달성하기 위해 필

요한 대체연료 사용을 촉진하는 것으로 적극 찬성하는 입장을 개진하였다.

“부시대통령은 2007년 의회 시정연설(State of the Union Address)에서 향후 10년 이내에 가솔린 소비를 20% 줄이려는 계획을 갖고 있다고 발표하였다. 이를 위해 대통령은 2017년까지 350억 갤런의 신재생·대체연료 목표를 달성할 수 있도록 강력한 ‘대체연료기준(Alternative Fuel Standard)’ 마련을 요청하였다. 이는 EAct 2005의 ‘신재생연료기준(Renewable Fuel Standard)’에 따른 2012년까지 75억 갤런 보다 거의 5배에 달하는 것이다. 이를 통해서 15%의 가솔린 소비를 줄일 수 있으며, 나머지 5%는 현재 DOE가 제안해 놓고 있는 CAFE 기준의 개혁을 통해서 실현해 나갈 수 있다고 보고 있다.”

동 청문회에서 재미있는 대목은 증인으로 출석한 미국 석유·가스산업 협회(API)의 회장인 Red Cavaney의 입장이다. 그는 미국 내에서 바이오연료가 석유에 대한 대안으로 부상하고 있는 흐름을 인정하면서도 현재 진행 중인 바이오연료 정책과 「S. 987 - 바이오연료법안 2007」에 대해 조심스런 태도를 취하면서 몇 가지 전제조건을 달고 있다. 그는 특히 EAct 2005의 대체연료기준(Renewable Fuel Standard)이 정하고 있는 E-85에 대해 극히 유보적인 태도를 보이면서 이것이 본 법안에서 강화되는 것을 경계하고 있는 듯하였다.

“가장 경제적이고 실용적인 에탄올의 사용은 E-10이다. E-10은 자동차 엔진구조를 바꿀 필요가 없다. 또한 주유소의 탱크와 주유장치를 크게 바꾸지 않아도

12) 이 법안은 상원의 에너지·자원상임위를 이끌어가고 있는 Jeff Bingaman(상임위 의장, 민주당)과 Pete Domenici(Ranking member, 공화당)가 EAct 2005를 준거로 두고 2007년 3월 27일 공동으로 발의한 것이다. 이 법안은 나중에 CAFE 법안과 함께 Energy Bil로 통합되어 2007년 12월 19일 부시 대통령의 서명을 받게 된다

된다. 반면, E-85의 확산이 이루어지려면, 셀룰로오스 에탄올 생산에 대한 기술적·경제적 장애가 극복된 이후야 한다. 에탄올의 유통인프라는 소비자들의 수요 확대와 병행해서 진행될 것이다.¹³⁾ 지금 단계에서 소비자들은 E-85의 마일리지 벌칙제도에 크게 불만족하게 될 것 같다.”

동 청문회의 증인으로 출석한 Iogen Corporation¹⁴⁾의 회장이자 CEO인 Brian Foody는 다음과 같이 증언하였다.

“우리는 최근 DOE의 셀룰로오스 에탄올 보조금 심사에서 수혜자(winner) 중의 하나로 선택되었음을 자랑스럽게 생각한다. DOE와 최종 협약을 잘 마무리 지을 수 있기를 기대하고 있다. Iogen은 2004년부터 오타와의 시범공장에서 셀룰로오스 에탄올을 생산하고 있다. 나는 이 청문회에 출석하기 위해 연료전환 자동차인 E-85 Chevy Impala에 셀룰로오스에서 추출된 에탄올을 주유하여 공항까지 드라이브 하였다. 우리 회사는 셀룰로오스 에탄올을 밀짚(wheat straw)에서 추출하며, 캐나다 정부의 차량에 이를 공급하고 있다.”

나아가 그는 바이오에탄올이 보급되기 위해서는 자동차업체가 FFV를 생산하는 것이 전제되어야 함을 강조한다.

“우리 입장에서 말할 수 있는 다른 주제는 자동차업체가 어떻게 하는지이다. 의회에서 E-85의 목표를 정하고, 셀룰로오스 에탄올 업체가 이를 추진해 나가려 해도 자동차가 이를 사용할 수 없다면 에탄올이 판매될 수 없다는 점을 고려해 주기 바란다.”

상원의 에너지·자원상임위의 에너지분과위(Energy Subcommittee)에서는 2007년 4월 22일에 이어 7월 31일 바이오연료의 인프라 개선에 관한 청문회를 개최하였다.

이 청문회에서는 바이오연료의 보급을 가장 앞서 추진하고 있는 미네소타 주 상원의원(민주당)인 Amy Klobuchar가 제일 먼저 발언하였다. 그녀는 현상황을 치킨-에그류의 문제(a chicken-and-egg type of problem)로 인식하고 있음이 발언 속에 잘 나타난다.

“석유수입에 1분당 \$40만을 지출하고 있는 미국의 에너지안보를 위해 우리 미네소타의 경작자들은 신재생 연료를 생산할 준비가 되어 있다. 그러나 신재생연료가 우리의 에너지안보와 농촌경제를 위해 분명한 잇점을 가지고 있음에도 불구하고 우리는 지금 치킨-에그류의 문제(a chicken-and-egg type of problem)에 직면해 있다. 자동차 메이커들은 주유소가 E-85펌프를 갖추지 않으면 연료전환 자동차(FFV)를 공급하기 어렵다는 것이고, 반면 주유소들은 FFV가 별로 없는데 E-85펌프를 설치하기 어렵다는 주장이다.”

“미네소타주는 E-85 인프라 면에서 제일 앞서 가고 있다. 국가 전체의 1,250개의 E-85 펌프 중에서 320개가 미네소타에 있다. 미네소타가 이렇게 앞서 가게 된 이유는 뛰어난 리더십 덕분이었다. 우선, 미네소타 주정부는 주차원의 에탄올 기준¹⁵⁾을 정하고 E-85 펌프에 대한 보조금을 지급하였다. 미네소타 옥수수 재배업자들은 에탄올자동차 연합회 등과 공동보조를 취하면서 E-85 보급에 앞장섰다. 에탄올 생산자들은 혁신적

13) 에탄올 공급의 유통인프라 문제는 소위 치킨-에그(chicken-egg) 논쟁의 범주에 속하는 것으로 보인다. 다량의 수요가 현존하거나, 미래에 지속될 것이라는 예상이 있으면 공급인프라를 갖추게 될 것이다. 그러나, 인프라 없이는 현재의 수요자가 사고 싶어도 살 수가 없게 되는 순환고리가 존재한다. 뒤에 이어지는 바이오연료 인프라에 관한 2007년 7월 31일 청문회에서는 이 용어가 자주 등장하였다.

14) 셀룰로오스 에탄올을 생산하는 기업으로 이 분야에서 전세계의 선두주자로 알려져 있다.

15) 연방 기준보다 2배에 달하는 기준을 설정하였다.

인 시장제도를 개발해 냈었다. 그들은 E-85를 오일회사의 중간상인을 거치지 않고 곧바로 주유소와 거래하였다. 그에 따라 현재 미네소타에서는 E-85를 판매하는 주유소의 2/3는 에탄올 생산자로부터 직접 구매하고 있으며, 그에 따라 소비자 가격도 매우 좋게 형성되고 있다.”

DOE의 Alexander Karsner는 2007년 4월 22일 열린 바이오연료 청문회에 이어, 바이오연료 수송인프라에 관한 동 청문회에도 출석하였다. 그는 4월 22일 증언의 맥락에서 한 걸음 더 나아가 다음과 같이 발언하였다.

“대통령이 올해 초 제안한 2017년까지 350억 갤런의 신재생 연료 목표 달성을 위해 대체연료기준(AFS)을 확립하는 것이 바이오연료 인프라에 대한 투자를 촉진하는데 무엇보다 선행되어야 한다. 최근에 우리나라에서 바이오연료의 성장이 가속화되고 있다. 한 해 10억 갤런 이상의 설비가 증설되고 있으며, 셀룰로오스 에탄올 RD&D에 대한 투자활동도 매우 활발해 지고 있다. 2006년 우리 부(DOE)는 바이오연료 R&D 자금으로 1조 달러를 확보하였다.

향후 3~5년 사이에 예산이 허락한다면 여러 사업을 진행시키려고 한다. 예를 들어, 향후 4년에 걸쳐 캘리포니아, 플로리다, 조지아, 아이다호, 아이오와, 캔사스 주에 있는 6개의 셀룰로오스 에탄올 공장건설에 3억 8500만불을 지원하고, 3개의 신규 바이오에너지 센터를 설립하는데 3억 7500만불을 지원하려고 한다. 우리 부가 셀룰로오스 에탄올 RD&D에 투자하는 데 있어 중점적으로 두는 목표는 2012년까지 비용경쟁력을 갖추도록 하는 것이다.”

그는 또한 현재의 바이오연료의 보급 인프라가 부족한 상황이며 특히 E-85 주유소의 신설이 매우 느리

게 진행되고 있다는 점을 증언하고 있다.

“정부의 예산만 가지고서는 현재의 에너지포트폴리오를 변화시키기 어렵다. 향후 10년간 바이오연료 펌프, 자동차, 여타 인프라가 빠르게 성장하지 않으면 소비자들이 국내의 신재생에너지원에 접근하게 만들 수 없다.

현재 미국에는 17만개의 주유소가 있는데 이중에서 E-85를 공급하고 있는 곳은 1,183곳에 불과하다. 우리가 추정하기에는 E-85를 가용하게 만들기 위해서는 전국에 약 5만~6만개의 E-85 주유소가 필요하며 이와 동시에 관련 인프라도 완전히 갖추어야 한다. 기존의 주유소를 개조하여 E-85를 공급하기 위해서는 약 6만불 정도의 비용이 드는 것으로 추정된다. 2005 EPACT에서는 총비용 중 3만불까지는 지원해 주는 것으로 되어 있다. 하지만, 지난 12개월 동안 E-85가 신설된 곳은 440개에 불과하다. 이런 추세라면 우리의 목표치에 이르기까지 110년이 걸려도 안된다. 즉, 현재의 보급률은 국내의 바이오 생산·보급·사용이라는 국가적 비전을 이루기에 턱없이 부족한 것이다.”

그는 연료전환자동차(Flexible Fuel Vehicles)의 보급을 위해서는 기술적인 장애 보다는 바이오연료 공급 주유소 확보가 문제라는 점을 강조한다.

“내가 부임하던 첫 주에, 보드만(Bodman) 장관과 디트로이트를 방문하였다. 거기서 자동차 산업의 리더들과 여러 대화를 나누었는데, 우리가 받은 인상은 연료전환자동차가 시장에 나오기 위한 아무런 기술적인 문제도 없다는 것이다. 그들은 2012년까지는 생산되는 차량의 1/2이 연료전환이 가능하도록 하겠다는 것을 부시 대통령에게 약속했었다. 이러한 약속이 실현되기 위해서는 E-85 인프라가 실질적으로 존재해야 한다.”

그는 바이오연료의 보급 및 사용을 위해 DOE는 새

로운 법령(codes), 시행규칙(standards), 지침(regulations) 등을 기존의 법령 및 규칙과 조화를 이룰 수 있도록 하는 작업을 진행 중임을 증언하였다.

“우리 부는 수년 동안 대체연료(alternative fuels)에 대한 법령과 규칙 신설을 위해 산업계와 함께 작업해 오고 있다. 이와 유사한 노력을 바이오연료(biofuels) 관련 법령과 규칙 마련을 위해 자동차 및 E-85 제조업자 등 산업계 이해당사자들 그리고 관련부서와 함께 작업을 진행 중이다.”

2007년 7월 31일 동 청문회에 출석한 전국 에탄올 자동차연합회(National Ethanol Vehicle Coalition, NEVC)¹⁶⁾ 상임이사(Executive Director)인 Phillip J. Lampert는 에탄올 자동차 회사들을 대표하여 E-85 인프라의 중요성에 대해 다음과 같이 증언하였다.

“현재 우리나라에서 생산·판매되고 있는 모든 차량은 10%까지는 에탄올 사용을 허용하도록 설계·제작되고 있다. 하지만 10%가 넘어서는 혼합에 대해서는 FFV만이 가능하다. 이 FFV는 에탄올 85%까지 작동된다. 최근 기준 차량에 E-12나 E-15등의 사용이 논란이 되고 있는데, FFV는 어떠한 개조도 필요없이 E-15, E-30, E85에 사용이 가능하다는 점을 상기하면 좋겠다. NEVC의 예상으로는 2007년 말에는 미국 내에 600만대 이상의 FFV가 운행될 것이다. 자동차3사의 약속이 지켜지려면, 그 차량들의 잠재적인 수요에 대응하기 위해 적절한 E-85 인프라가 제공되어야 한다는 점이다.”

이상에서 본 대로, 치킨-에그 논쟁에서 자동차회사와 정유회사가 그 공이 넘어가 있다. 자동차 회사의 입장을 들어보자. 동 청문회에 출석한 DaimlerChrysler

회사의 부회장(Vice President)인 Deborah L. Morrissett은 대체연료의 가격경쟁력이 핵심이라는 점을 강조한다.

“자동차 회사들이 기울이고 있는 노력은 벌써 그 증거가 나타나고 있다. 현재 미국 도로에 500만대 이상의 FFV가 운행되고 있다. 크라이슬러도, E-85를 연료로 운행되는 차량을 150만대 이상 생산했다. 이것은 지난 9년 동안 생산된 총 차량의 10%가 넘는 숫자이다.

오늘날 가장 큰 장애요소는 가격과 가용성 문제이다. 단순히 말하여, 에너지 등가성을 기준으로 하여 신재생연료 가격이 전통적인 가솔린이나 디젤보다 싸지 않으면 소비자들이 사지 않을 것이다. 만일 대체연료의 가격이 경쟁력이 생기면 소매 유통시스템은 너도나도 소비자 요구에 부응하게 될 것이다.”

다음으로 치킨-에그 논쟁의 다른 축인 정유업계의 증언을 들어 보자. 전국석유화학·정유협회(National Petrochemical & Refiners Association, NPRA)의 부회장으로 있는 Charles T. Drevna의 증언 속에는 매우 재미있는 내용이 들어 있다. 그는 에탄올은 발열량이 상대적으로 적고 그 물리적인 특성 상 파이프라인으로 수송하기에는 기술적 어려움이 존재한다고 말한다.

“에탄올의 문제점은 가솔린 보다 발열량이 적어서(약 67%) 경쟁력이 있으려면 가솔린에 비해 적어도 30%는 가격이 싸야 한다. 또한 바이오연료에 인위적인 수요를 창출하면 같은 원료를 사용하는 다른 산업에 큰 악영향을 줄 우려가 있다. 최근 우리가 알듯이 에탄올 수요 때문에 옥수수가격이 많이 올랐다.

에탄올은 물에 녹는 성질 때문에 파이프라인을 통해

16) 전국 에탄올연합회는 1995년 연료전환자동차(FFV)의 에탄올 사용촉진을 위해 출범한 이래, 현재 매우 다양한 구성회원들로 이루어져 있다. 4개 메이저 자동차회사, 주·전국 옥수수배업자연합회, 에탄올 생산업자, 장비제조업자 및 공급업자, 에탄올 중개업자, 주지사에탄올연합회(Governors' Ethanol Coalition), 농업협동조합(farmer cooperatives), 석유중개업자, 화학업체 및 종자업체 등이다.

수송되는 동안 연료성분이 분리되어 기준치 이하의 연료가 될 수 있다. 또한 가솔린이나 디젤과는 달리, 에탄올은 부식 문제 때문에 파이프 라인을 통해서 운송되기 어렵다. 에탄올의 부식성 때문에 파이프라인의 밸브와 연결부위를 상하게 할 수 있다. 따라서 에탄올이 파이프라인을 통해서 수송되려면 가능한 소비자와 가까운 곳 혹은 터미널에서 가솔린이나 다른 연료와 혼합되어 질 수 밖에 없다. 혼합의 전단계까지는 에탄올은 트럭, 레일카, 바지선 등 보다 값비싼 수단으로 수송될 수밖에 없다. 또한 각 터미널은 새로운 에탄올 저장탱크 설비를 갖추어야 한다.”

그는 또한 현재 정유업계가 추진하고 있는 정제설비 확장 계획에 미치는 파장에 대해서 언급한다. 종종 유가인상을 악화시킨 원인 중의 하나로 미국의 정제설비 부족이 거론되어 온 것을 상기하면, 이 발언은 매우 주목할 만한 것이다.

“부시 대통령의 구상은 2017년 까지 신재생·대체수송 연료(주로 에탄올)을 350억 갤런으로 확대한다는 것이다. EIA 추정에 따르면 2017년 가솔린 소비는 1,610억 갤런인데, 이 수치의 20%를 취하면 322억 갤런이다. 2006년 현재 미국 국내 가솔린 생산량이 1,360억 갤런에 해당된다. 행정부의 구상에 따라 계산해 보면 2017년의 가솔린 사용량은 지금 현재 미국 생산량에 못 미치는 것이다.

정유업자들은 향후 10~15년을 보고 독립적인 재투자 계획을 세운다. 그러나 바이오에탄올 계획 때문에 설비확장에 대한 위험에 직면해 있다. 또한 몇몇 외국 정제업자들은 미국에 정제설비 투자계획을 연기하거나 취소한 상태에 있다. 게다가 가솔린과는 별도로 미국은

디젤과 제트유도 순수입의 위치에 있는데, 설비확장이 되지 않으면 더 많은 디젤과 제트유를 수입에 의존하게 될 것이다. 우리가 생각하기에 (현시점에서) 미국의 에너지안보를 위해서 미국 정제설비 확장은 장려되어야 한다고 믿는다.”

나. 청정석탄 기술 청문회

청정석탄 기술에 대한 높은 관심을 반영하여 미국 상원의 재정위원회와 에너지·자원위원회에서는 수 차례에 걸쳐서 청정석탄관련 청문회를 개최하였다. 특히 에너지·자원위에서는 일련의 흐름을 갖고 3차례에 걸쳐 석탄 관련 청문회를 개최한 바 있다.

2007년 3월 22일 MIT 연구결과인 “석탄의 미래(The Future of Coal)”에 관해서, 그리고 5월 22일에는 “석탄의 가스화(Coal Gasification)”, 8월 1일에는 “청정석탄(Clean Coal)”이라는 주제로 청문회가 이어졌다. 3차례 청문회의 진행 속에서 발견할 수 있는 것은 동 주제에 대한 정책적·정치적 공론화가 매우 효율적으로 한 단계씩 진전되고 있음을 알 수 있다.

2007년 3월 22일 개최된 청문회는 석탄의 미래에 관해서 발표한 MIT연구¹⁷⁾ 결과에 대한 논의였다. 증인으로 출석한 두 교수(Deutch와 Moniz)는 연구결과에 기초하여 정부에 대해 다음과 같이 권고하였다.

“우리 연구는 CO₂ 감축이라는 제약조건 하에서 석탄이 에너지원으로 활용될 수 있는지에 초점을 맞추었다. CCS는 이 목적을 달성하는데 매우 유용한 기술이라는 점을 말하고 싶다. 그래서 우선 순위를 두고 추진되어야 할 사업은 CCS의 대규모 시범사업(large-

17) MIT의 John M. Deutch(화학과 교수)와 Ernest J. Moniz(물리학, 공학 교수) 등이 “The Future of Coal : Options for a Carbon-Constrained World”라는 제목의 연구결과를 발표하였다.

scale demonstration)이다.

대규모 시설에 대한 운영을 성공하면 민간의 신뢰(public confidence)를 확보할 수 있고 나아가 부지확보 등의 문제가 쉽게 해결될 수 있다. 이를 위해서 부지선정 등 격리(sequestration) 사업을 위한 규제체계가 빨리 정비될 필요가 있다.

현재 정부와 민간에서 추진되고 있는 격리(sequestration) 사업은 대규모의 실제 프로젝트를 위한 시범사업의 역할을 하기에 불충분(inadequate)하다고 본다.

우리의 연구는 MIT가 개발한 EPPA 모형을 활용하여 대규모 격리사업의 경제성을 분석하였다. 여기서 가장 중요한 가정은 CO₂ 배출가격 수준이다. 여러 석탄 기술의 대안들을 검토한 결과 이 기술들이 경제성을 갖기 위해서는 약 \$30/CO₂ 정도는 유지되어야 한다는 것이다. 만일 CO₂ 배출가격이 이 기준에 비해 아주 낮게 유지되면 CCS 기술은 실행되기 어렵다.

우리가 의회와 정부(DOE)에 권고하는 바는 빨리 격리시범사업(sequestration demonstration program)을 개시하여야 한다는 것이다. 정부는 CCS를 사용하는 여러 가지 석탄연소 및 전환기술에 인센티브를 제공해야 하며 RD&D 사업도 크게 지원해야 한다.

한 가지 주의해야 할 것은 정부의 RD&D 사업은 누가 기술의 승자(technology winner)가 될 것인지를 미리 예단해서는 안된다는 것이다. 그 이유는 두 가지다. 우선, 기술진보를 통해서 모든 석탄기술의 비용이 하락할 것은 분명하지만, IGCC, PC(pulverized Coal), 여타 신기술(산소분리기법) 등 어떤 방식이 가장 낮은 비용의 기술이 될 지는 누구도 모른다는 것이다. 다음으로 석탄의 유형(습기, 재성분 등)과 입지조건

에 따라 기술선택의 경제성이 달라질 수 있다는 점 때문이다.

현재의 EPO Act 2005는 석탄 관련 첨단기술에 대한 연방지원 조항을 포함하고 있는데, 그것의 문제점은 CCS를 포함한 것이건 아니건 모두 지원한다는 점이다. 우리가 생각하기에 새로운 시설이든 기존 시설의 개체(retrofit)이든 간에 CCS가 포함될 때에만 지원되어야 할 것으로 본다”

MIT의 연구결과에 대해 논평하기 위해 출석한 증인인 EPRI(미국 전력연구원)의 Bryan Hannegan¹⁸⁾은 다음과 같이 주장하고 있다.

“미국에서 석탄은 전력생산의 약 1/2을 담당하고 있다. EIA에 따르면 2030년까지 미국의 전력소비는 현재 수준에서 약 40% 정도 증가될 것으로 예상되고 있다. 주어진 온실가스 저감이라는 과제를 생각하면, 석탄으로부터 CO₂를 감소시키는 기술은 매우 중요한 것이고 우리가 직면한 에너지 문제의 해결책 중의 하나가 될 것이다. 사실 우리 EPRI에서는 발전 분야에서 CO₂ 저감기술이 다른 분야의 저감기술 보다 훨씬 비용이 적게 드는 것이라는 점을 지속적으로 주장해 왔다.

우리는 MIT 연구의 주요 부문에 대해 거의 동의를 한다. 특히 CCS 기술이 CO₂를 감소시키면서도 석탄사용을 지속하게 해 주는 매우 중요한 기술이라는 발견에 동의한다. 또한 대규모(연간 100만톤 이상) CCS 시범사업(연소전 혹은 연소후 포집에 상관없이)이 매우 중요한 우선순위를 갖는 것이라는 주장에 동의한다. 대규모 수준에서 CCS 시범사업의 성공적인 수행 경험 없이는 미래 전력생산에서 석탄의 비중은 줄어들 수 밖에 없을 것이다.

18) 그는 EPRI(Electric Power Research Institute)의 환경담당 부원장으로 재직 중이다.

또한 여러 석탄기술 옵션을 정부가 미리 선택하는 것에 반대한다는 입장에 생각을 같이 한다. EPRI에서 최근에 추정한 바도 이를 입증한다. CCS를 가진 IGCC는 bituminous 석탄에서, CCS를 가진 SCPC (supercritical pulverized coal)는 lignite 석탄에서 더 선호되는 것으로 나타나 석탄의 성분에 따라 선호기술의 결과가 달라진다. 한편 sub-bituminous 석탄을 연료로 사용하는 경우, SCPC와 IGCC는 비슷한 비용이 드는 것으로 추정된다.

부분적으로 MIT 연구와 다른 견해를 가지고 있는 것이 있다. MIT는 현존하는 DOE의 모든 CCS 관련 프로그램이 '전적으로 불충분' 하다는 평가를 하였지만 이에 동의하지 않는다. 이 프로그램의 범위를 확대하고 시기를 앞당길 수 있다고 본다."

2007년 5월 24일 개최된 청문회는 석탄의 가스화 (Coal Gasification)에 관한 주제였는데, 이전의 청문회 주제였던 MIT 연구결과가 자주 인용되곤 했다. 이전 청문회를 바탕으로 석탄의 가스화 및 석탄액화 (CTL) 등에 대한 보다 진전된 논의가 이루어지고 있다. 특히 석탄액화에 대한 부정적인 견해도 나오고 있다. 그리고 석탄(coal)과 바이오매스(biomass)를 결합하는 경우 CO₂ 감축에 큰 역할을 할 수 있다는 결과도 제시되었다.

동 청문회의 증인으로 나선 천연자원보호협의회 (Natural Resources Defense Council) 기후센터 소속 과학자인 Antonia Herzog는 석탄의 가스화 사업은 기후변화 대책의 하나가 될 수 있다는 언급을 하고 있다.

"미국에서 전력공급의 약 50%는 석탄발전소에서 이루어진다. 그런 의미에서 전력생산은 오늘날 미국에서 지구온난화 문제의 가장 큰 원인 제공자로 볼 수 있다.

따라서 온실가스 감축 문제의 해결책은 전력부문에서의 감축을 반드시 포함해야 한다. 석탄의 가스화를 통해서 전통적인 석탄연소 기술을 대체할 수 있다면 이는 전력부문의 온실가스 배출을 감소시킬 수 있는 유효한 수단이 될 것이다. 특히 CCS를 가진 IGCC는 CO₂ 배출량의 90%까지 포집할 수 있어 매우 훌륭한 수단이 된다."

그의 증언자료에는 현재 미국 내 IGCC 발전소 현황과 포집된 CO₂를 근처의 유전지역에 파이프라인으로 보내는 사업에 대한 언급이 나온다.

"지금 미국의 전력회사들이 가스화 기술을 채택하는 속도는 매우 느린 상태에 있다. 현재 인디애나주와 플로리다주 등 두 군데의 발전기에서 운전되고 있는데, TECO에 의해 운영되고 있는 플로리다 발전기가 가장 신뢰성 있고 경제적인 것으로 알려져 있다. AEP와 Cinergy 등 두 발전회사들은 석탄가스화 발전기를 건설할 의향을 최근 공표하였다. CCS 기술을 가진 석탄 가스화 발전기로서 최초의 것은 2006년 2월 BP와 Edison Mission Group이 공표한 것이다. 이 발전소는 남부 캘리포니아에 지어질 것이고, 거기서 포집된 CO₂는 근처의 유전지역에 파이프라인으로 보내져 유전지대의 땅속으로 주입될 것이다."

그는 석탄액화(coal-to-liquids) 계획에 대해서는 미국의 석유의존도를 낮추는 역할은 할 수 있으나 환경적인 측면에서 부정적인 평가를 한다.

"석탄이 수송용으로 사용되기 위해 액체연료로 전환되는 경우 전 생애주기(life-cycle) 배출에 대해 생각해 볼 필요가 있다. 우선 석탄액화 공장에서의 배출, 다음으로 그 연료를 사용하는 자동차의 배기가스 등이다.

원유를 정제하여 가솔린, 디젤, 제트유 등을 생산할 때 깎러당 배출되는 총 생애주기(well-to-wheel) CO₂

의 양은 27.5파운드 정도이다. 반면, 여러 정보를 종합해 보건대 석탄액화시 배출되는 총 CO₂량은 켈런당 49.5 파운드로 원유 정제시보다 약 2배의 CO₂가 대기에 방출된다. 더욱이 석탄액화 공정에서 CO₂가 포집되는 경우라도 여전히 원유정제 시보다 더 많은 CO₂가 배출된다.¹⁹⁾

동 청문회에 출석한 Tennessee 대학 환경연구소의 W. Fulkerson 교수는 Bob Williams가 연구한 석탄(coal)과 바이오매스(biomass)를 결합하여 가스를 생산하는 기법에 대한 매우 재미있는 연구결과를 증언하고 있다.²⁰⁾

“나는 지난 4월 Bob Williams와 석탄과 바이오매스를 결합하여 가솔린과 디젤을 생산하는 방법에 대한 아이디어를 교환하였다. 잘 알고 있는대로 석탄액화(coal-to-liquids) 방법은 석유보다 두 배의 CO₂를 배출하며, 안정화(sequester)된다고 해도 거의 비슷하거나 조금 더 배출하게 된다.

그러나 Williams는 같은 용기에 석탄과 바이오매스를 동시에 가스화 시키는 경우 훨씬 좋은 결과가 나온다는 점을 지적했다. 그 이유는 바이오매스에 있는 탄소의 대부분이 CO₂로 포집·격리되며, 연료를 태울 때 방출되는 탄소를 상쇄하기 때문이다.

이 연구결과에 기초하여 Williams는 다음과 같은 정책제언을 하였다. 첫째, 온실가스의 외부효과는 어떤 형태로든 비용에 반영되어야 한다. 둘째, 캘리포니아주에서 개발되고 있는 저탄소연료기준은 전국적으로 채택되어야 하며, 저탄소보조금은 폐지되어야 한다. 셋

째, 어떠한 새로운 석탄합성연료 공장도 CCS 없이는 짓도록 허용해서는 안된다는 등이다.”

동 청문회의 다른 증인인 Jay Ratafia-Brown도 또한 석탄과 스위치그라스(switch grass) 등 바이오매스를 결합해서 가스화하면 거의 0에 가까운 CO₂ 방출 수준을 가능하게 한다는 점을 주장한다.²¹⁾

다. DOE 에너지예산 관련 청문회

본 절에서 주안점을 두고 논의하려는 내용은 에너지 예산의 규모나 구성이 어떻게 되어 있는지가 아니라 부시 대통령이 제안한 새로운 구상(2006년의 선진에너지구상, 2007년 “twenty in ten” 구상 등)이나 법에 규정된 사업들이 어떻게 예산에 반영되는지에 관한 것이다.

2005년 8월에 새로운 에너지정책법(EPAAct 2005)이 발효된 이후 법에 규정된 지급보증사업 등 예산지출 항목이 어떻게 DOE의 실행예산에 반영되어 가는지는 흥미 있는 관찰 대상이 된다. 미국의 회계 연도는 10월 1일에 시작하므로 예산심의는 보통 2월과 3월에 집중적으로 진행된다. 따라서 EPAAct 2005의 관련 사항은 2007년 예산에 반영되는 것으로 2006년 2월에 FY 2007 DOE 예산을 다룰 때 심의가 이루어졌다.

상원에서 이루어지는 각 부처의 예산심의는 우선 해당 상임위에서 심의를 한 후에 예산상임위(Appropriation)에 넘겨진다. 그러나 미국 상원에서의 예산 심의는 각 부처의 해당 상임위에 상당한 권한이

19) 그의 자료에서는 NRDC에서 Argonne 연구소의 GREET 모형을 사용하여 여러 원료(feedstock)와 전환과정의 조합에 대해 시뮬레이션 한 결과를 제시하고 있다.

20) 그는 청문회 서두에, 관련된 연구를 수행했던 Princeton대학의 Bob Williams 교수가 원래 출석하기로 되어 있었으나, 자신이 대신 편지하기로 출석했다고 말했다.

21) 그는 Science Applications International Corporation 소속 Senior Engineer이다. 그의 증언자료는 상당부분 기술적인 내용을 포함하고 있어 본문의 서술에서는 생략하기로 한다. 관심 있는 독자는 청문회 제출자료를 참고하기 바란다.

위임되는 것이 관행으로 알려져 있다. DOE 예산의 경우도 상당 부분 에너지·자원상임위의 심의에 권한이 위임되고 있음을 알 수 있었다. 이것은 예결위 에너지소위(Energy Subcommittte)의 위원장을 에너지·자원상임위의 에너지소위(Energy Subcommittte) 위원장인 Byron L. Dorgan(D, ND)이 겸해서 맡고 있다는 사실에서도 확인된다. 또한 에너지·자원상임위의 예산 심의에는 DOE의 장관이 직접 출석하여 답변하였지만, 이후 개최된 예결위(이중에서 에너지소위) 청문회에는 장관이 출석하지 않았다.

이하에서는 2006년 2월과 2007년 2월, 상원의 에너지·자원상임위가 개최한 DOE 예산 청문회를 통해서 EAct 2005와 부시 대통령의 선진에너지구상(Advanced Energy Initiatives) 등이 어떻게 예산심의에 반영되는지를 살펴 보기로 하자. 또 한 가지 우리가 주목해서 바라보아야 할 부분은 각 주를 대표하는 상원의원들은 예산심의 과정에서 철저히 출신 주의 이해를 대변하고 있다는 점이다.

2006년 2월 9일 상원의 에너지·자원상임위는 「2007 FY DOE 예산심의」 청문회를 개최하였다.²²⁾ 여기서의 관심은 당연히 2005년 8월에 통과된 EAct 2005에 관한 것이었다. 여기서는 청문회의 내용을 질의·응답식으로 재구성하였다.

(S: 상원의원 모두발언, T: 증언, Q: 질문, A: 답변, C: 코멘트)

S : (Domenici (R, NM)) 의원들은 우리가 노력해

서 통과시킨 에너지정책법(EAct 2005)이 예산에 어떻게 반영되어 있는지에 관심이 많을 것이다. 대통령이 지난 의회 시정연설(State of the Union Address)에서 우리의 오일 의존성을 감소시키고 에너지 독립성을 높이기 위한 여러 개의 새로운 프로그램을 제안하였다. Act 속에 또한 태양광, 청정석탄, 에탄올 등의 신기술에 대한 지급보증(loan guarantee) 프로그램 등도 있다. 오늘 이 문제를 다루어 보자.

S : (Bingaman (D, NM)) 지난 해와 비교해 보면 예산이 flat 하게 증가된 것 같다. 우리가 EAct 2005를 만든 취지는 21세기의 새로운 전략을 마련하기 위한 것이었고 올해가 그 시작하는 해이다.

나는 우리가 통과시킨 법에서 권한 부여된 내용이 예산에 잘 반영되어 있는지를 검토하도록 예산전문가에게 요청했었다. 예산 내역을 보면 태양광, 풍력, 바이오 등은 증가되었다. 그러나 에너지효율성, 석유·가스 연구 등의 분야는 오히려 삭감되었다. 또한 저소득층에 대한 지원(weatherization program)도 삭감되었다.

EAct 2005를 완전히 실행할 수 있는 예산이 편성되어야 한다. 예산이 충분히 뒷받침되고 있지 않은 듯 하다. 우리가 높은 우선순위를 가지는 에너지효율성, 석유·가스 연구, 청정석탄 기술 등에 대해서 예산이 수정될 필요가 있다.

T : (DOE의 Bodman 장관) 지금은 매우 흥미진진한 시기이다. 대통령의 시정연설(선진에너지구

22) 2006년 2월에는 공화당이 상원의 다수당을 차지하고 있었으므로, 의장(chairman)이 공화당의 Pete Domenici(R, NM)였고, Jeff Bingaman(D, NM)은 민주당의 ranking member였다. 2006년 11월 선거 이후, 다수당이 민주당으로 바뀌면서, Jeff Bingaman이 의장이 되고 Domenici가 공화당의 ranking member가 된다.

상, Advanced Energy Initiative)에서 새로운 우선순위에 대한 언급이 있었다. 대통령의 제안대로 우리의 석유의존도 감소와 청정에너지기술의 개발을 위한 예산을 포함하였다. 특히 셀룰로오스 에탄올 등 바이오연료구상(Biofuels Initiatives), plug-in 하이브리드 배터리기술, 수소 에너지구상 (Hydrogen Energy Initiatives)²³⁾ 등의 예산도 포함되었다. 이밖에 국제적인 원자력 협력을 위한 GNEP 예산과 Yucca Mt. 등 원자력 폐기물 관련 예산도 포함하였다.

Q : (Bingaman (D, NM)) 태양광 설치 등 빌딩관련 법(building code) 예산이 전혀 배정되지 않은 이유는 무엇인가?

A : (DOE의 Bodman 장관) 아까 말씀하신 권한부여와 예산 배정의 문제에 대해서는, 법으로 권한이 부여된 부분에 대해 예산을 제대로 일치시켜 편성하도록 노력했다. 그러나 해당 부서(executive branch)에서 요청하지 않은 경우가 있을 수 있다.

Q : (Maria Cantwell (D, WA)) ('아이다호주의 Bonneville 전력회사가 전력을 판매하는 문제를 함께 논의해 볼 수 있는가' 라는 다른 의원의 질문에 Bodman이 '그럴 수 있다' 는 답을 하자) 장관은 입법적인 백업 없이 추진하려고 하는 것인가? 에너지부의 행정절차만 가지고 연방법의 근거없이 추진해선 안된다. 대통령의 올해 시정연설 중에서 2025년까지 중등에서 수입되는 원유의 75%를 감소시킨다고 했는데 대통

령이 잘못 말한 것 아닌가?

A : (Bodman 장관) 잘못 말한 것이 아니다. 대통령은 목표를 말하는 것이고 그를 위한 연구프로그램을 제안한 것이다.

Q : (Maria Cantwell (D, WA)) 대통령이 말한 목표가 달성가능하다고 보는가? 대통령은 목표를 말하고 있는데, DOE는 추진할 무슨 법적인 근거를 갖고 있나?

A : (Bodman) 달성가능한 목표라고 본다.

Q : (Thomas (R, WY)) 오일에 대한 의존도를 줄이고 에너지안보를 증진시키는 문제에서 시간의 균형(balance time)을 고려해야 한다. 장기적인 목표와 5년 이내 혹은 2-3년 사이에 해야 할 일도 중요하다. 바이오는 시간이 많이 걸리는 문제이다. 석탄가스화 문제가 예산으로 많이 백업되고 있지 않다.

A : (Bodman) 청정석탄 기술에 대해서는 예산이 편성되어 있다.

Q : (Wyden (D, OR)) 올해 예산이 편성된 것을 보면, 오일의 의존성을 줄이는 방안이 전혀 포함되어 있지 않은 것 같다. CAFE 기준만 보더라도 향후 5년간 갤런당 1마일의 개선에 불과하다. 보다 깨끗한 트럭이나 승용차를 위한 DOE의 계획은 없나?

A : (Bodman) 새로운 청정디젤이 이미 존재하고 디젤로 구동되는 차량도 있다.

Q : (Wyden (D, OR)) 그건 연구단계의 프로그램을 말하는 것이다. 보여주기 위한 프로그램(show game)에 불과하다. 실제적인 자동차 기술 프로

23) 부시 대통령이 2003년 연두교서에서 제안한 내용이다.

그램이 있어야 한다.

Q : (Murkowski (R, AK)) 대통령은 에너지독립성을 높여야 한다는 목표를 말했다. 어떻게 달성할 것인가? 우리 알래스카주의 천연가스 파이프라인 사업은 그런 의미에서 중요하다. 또한 높은 석유가격 하에서 석유·가스 연구프로그램도 매우 중요한 것인데, 예산이 줄었다. 알래스카 뿐만 아니라 우리 나라 여러 곳에 가스하이드레이트가 어마어마한 양이 매장되어 있다. 장관은 이 문제를 이해하고 고민해 볼 의사가 있는가? 지열에 대한 예산도 모두 삭감되어 버렸다. 관련 과학자와 기술자가 사라지면 나중에 어떻게 아이디어를 제공받을 수 있겠나?

A : (Bodman) 인식하고 있고, 중요한 언급이라 생각한다. 어떤 주제도 같이 이야기 할 수 있다. 그러나 대통령이 제안한 이 예산을 바꾸기 어렵다.

Q : (Martinez (R, FL)) 대통령의 연설 속에 바이오연료에 대한 구상이 들어 있는데, 플로리다주는 바이오연료에 관심이 있는 주이다. 최근 브라질을 방문했는데 에탄올로 성공하여 외국 오일의 존도를 크게 줄였다. 우리는 어떻게 나갈 것인가? 단기 프레임이 있나?

A : (Bodman) 대통령이 에탄올에 의지를 보였다. 가장 적은 비용으로 할 수 있는 것은 브라질의 사탕수수(sugarcane)이다. 그러나 우리에게겐 얼마나, 언제, 그리고 어떤 원료(feedstock)를 가지고 하느냐의 문제가 놓여 있다. 원료로 switch grass도 있고 옥수수도 있다.

<이 대목에서 어떤 상원의원이 switch grass가 무엇이나고 묻자, 다른 의원의 조크가 이어진다. “골프 공을 쳐서, 슬라이스가 나면, ‘switch grass’라고 외친다”>

Q : (Martinez (R, FL)) 바이오에탄올 인프라는 정유회사의 관계 등에서 문제가 있다는 것을 알고 있다. 그것을 논외로 하고 DOE의 역할은 무엇인가?

A : (Bodman) DOE의 입장에서는 이것이 보급되도록 장려하고 시장접근이 가능하도록 보장하려고 한다. 물론 자동차의 개조가 필요하다. 그러나 이것은 한 대당 100불 정도의 비용으로 비싸지 않게 할 수 있는 것으로 안다.

Q : (Menendez(D, NJ)) 대통령의 에너지 안보 증진 연설을 들었을 때는 기뻐지만, 오늘 제출된 예산안을 보니 그리 기분이 좋지 못하다. 예산안은 그가 언급한 것과 잘 매치되지 않는다. 에너지효율성과 연구예산이 크게 삭감된 것은 문제가 있다. 우리 뉴저지주는 노약자, 저소득층이 많다. 이 예산이 지난 해에 비해 크게 삭감되었다. 장관은 현재 DOE가 저소득층 지원예산(weatherization program) 속에 관리하고 있는 가구가 얼마나 되는지 알고 있나?

A : (Bodman) 가능한 많은 예산을 배정하려고 노력했다. 그렇지만 여러 예산의 쓰임새를 고려할 때 최선의 예산이고 더 이상은 배정되지 못했다.

2007년 2월에 개최된 「2008 FY DOE 에너지예산」 청문회도 2006년과 비슷한 양상을 띠고 전개되었다. 차이는 2006년 11월 상원의원 선거에서 민주당이 다수당이 되면서 에너지·자원위원회 위원장이 Domenici(R, NM)에서 Bingaman(D, NM)으로 바뀌었을 뿐이다. 이 두 사람은 EPAct 2005를 위해 함께 노력하였고, 에너지 문제에 대해 상당히 비슷한 입장을 가지고 있어, 이후의 2007년 에너지·자원위원회 운영에 그리 큰 차이가 없는 것으로 보였다. Bodman 장관은 일반적인 예산항목의 설명 이외에 대통령이 2007년 의회 시정연설에서 제안한 “Twenty in Ten”과 이를 실행하기 위한 대체연료구상(Alternative Fuel Initiative)을 뒷받침하기 위해 관련된 예산이 편성이 되었다는 설명을 하였다.

각 상원의원들은 해당 주의 관심사를 질문에 반드시 포함시켰으며, 주의 이해가 그리 크게 걸려 있지 않은 주 출신 상원의원들은 에너지안보, 환경문제 등에 대한 자신의 입장을 근거로 질문하였다. Thomas(R, WY)상원의원은 와이오밍 주의 주된 관심인 석탄 관련 예산문제에 대해 언급하였다. 석탄예산이 줄어들고 있다, 너무 미래만 생각하지 말고, 지금 당장해야 할 일 그리고 10년 이내에 할 것에 초점을 두어야 한다는 언급을 하였다. Dorgan(D, ND) 상원의원은 당이 다른 데도 불구하고 주의 이익이 일치되는듯, Thomas 상원의원의 석탄 관련 지적에 동의한다는 발언을 하였다. Menendez(D, NJ) 저소득층 문제를 또 다시 제기하였고, Murkowski(R, AK) 가스하이드레이트, 지열 문제에 대한 지원을 요청하였다.

4. 시사점

가. 의회 중심의 논의구조

미국 상원의 에너지 청문회에는 다양한 배경을 가진 증인들이 출석하여 자신의 견해와 입장을 표현하고 있다. 본고 제3장에서 검토해 본 에너지 관련 청문회는 미래의 법안을 준비하는 차원이거나 혹은 상정되어 있는 법안(bill)에 대한 각계 전문가의 견해를 듣는 성격의 청문회가 대부분이었다.

어떤 주제에 관한 청문회 과정을 통해 각 이해당사자들의 잘 정리된 증언자료를 사전에 수집하고, 상이한 의견을 한자리에서 발표할 기회를 제공해 주고 있다. 사안에 따라 정부관리, 관련 업계(자동차업계, 정유업계, 청정석탄기술, 전기자동차, 바이오연료, 투자금융회사 등)의 CEO, 관련 분야의 연구를 수행한 대학교수, 국책 에너지연구소 전문가, 민간에너지 전문가, 환경전문가 등 최상의 전문가들을 한 자리에 모아 의견발표와 질의·응답을 갖고 공론화를 유도해 낸다.

하지만 위원장이 운영의 전권을 갖고 있고 절차적인 규칙이 있어 난상토론이 이루어지는 것은 아니다. 의견을 청취하는 청문회에서는 어떤 결론을 내리고 있지는 않으며, 그 내용들은 의원 각자가 이해하고 판단하여 관련 법안의 발의에 반영해 나가는 구조이다.

무엇보다 각 상임위가 진행하는 청문회는 일회성의 이벤트로 끝나는 것이 아니라는 점이 중요하다. 서론에서 강조한 대로, 2007년 상원에서 진행된 청문회(특히, 에너지·자원상임위)는 에너지안보와 기후대책이라는 큰 미션 속에서, 현안 이슈로서 중요하게 부각되고 있는 수송분야(하이브리드 자동차, 바이오연료), 발전분야(청정석탄 기술), 기업평균연비제(CAFE) 등의 주제를 하나하나씩 체계적으로 접근해 나가고 있다. 이 과정 속에 상원의원들은 자신의 주의 이해가 걸린 문제에

대해 적극적으로 발언하고 있으며, 체계적으로 연속되는 청문회를 통해 관련 공무원 및 민간전문가들의 견해를 청취하고 공부하여 관련된 지식을 축적해 가고 있는 것으로 보인다.²⁴⁾

의원들의 관련 지식의 심화 과정을 엿볼 수 있는 예로서 2006년에 진행된 몇몇 청문회에서는 최근 에너지 이슈를 다룰 때 자주 사용되는 기본용어들 'plug-in hybrid', 'Cellulosic Ethanol', 'switch grass' 등의 기초개념을 묻거나 용어를 잘 기억하지 못해 되묻는 경우가 종종 있었으나, 2007년 청문회에서는 그런 상황이 거의 나오지 않았다.

미국에서는 법안의 발의는 상·하 양원의원들만이 할 수 있는 고유권한이다. 물론 대통령이나 각 부에서 법안의 제의는 가능하지만 정식 발의(introduce)는 의원만이 할 수 있도록 규정되어 있다. 이러한 법안의 발의권과 함께 의회 중심의 논의구조는 큰 장점을 가지는 것으로 보인다.

그것은 바로 각 부서의 정책수행의 근거가 되는 법이 마련되는 과정에서 의회의 논의를 거치면서 예산문제도 함께 심의되고 결정될 수 있다는 점이다. 앞의 제3장의 에너지예산 청문회에 관한 절에서 서술된 질의·응답 속에 이것을 엿볼 수 있는 대목이 있다. EPAct 2005에 대해서 집권당이 아닌 민주당 의원(에너지·자원상임위의 ranking member인 Jeff Bingaman)이

예산 확보 문제를 걱정하고 있다. 그 만큼 자신들이 만든 법안에 대한 애착을 가지고 있다고 볼 수 있으며, 법집행이 위임된 DOE나 EPA 등의 정책집행을 위한 예산이 제대로 확보되어 있는지를 질문하고 있다. 이처럼 행정부의 정책수행을 위한 근거법과 예산이 의회의 논의구조를 거쳐 한꺼번에 결정되는 매우 효율적인 모습을 보여준다.

미국 의회가 2007년에 행정부가 구상·추진하는 에너지정책을 구체적인 법안으로 뒷받침하고자 하는 좋은 사례가 있다. 2007년 6월에 상원을 통과한 후, 이어서 11월에 하원을 통과한 새로운 CAFE 법안의 경우가 그것이다. 자동차업계의 강력한 반발에도 불구하고 획기적인 내용의 새로운 CAFE 법안이 마련되고 시행될 수 있었던 것은 의회 중심의 공론화 과정을 거친 덕분인 것으로 생각된다.

미국의 CAFE 제도는 이전에 존재하던 관련법²⁵⁾을 근거로 해서 그간 몇 차례 규칙이 수정되어 왔다. 최근에 미국 교통부(DOT)는 2006년 3월 29일, SUV, 픽업트럭 및 미니밴 등의 경트럭에 대한 새로운 연비기준을 설정한 규칙을 공표한 바가 있기도 하지만, 이 때 채택된 기준은 기존의 연비 기준보다 약간 강화된 24.0mpg의 평균연비를 규정하고 있다.²⁶⁾ 새로운 CAFE 법안에 명시된 기준은 승용차와 경트럭 구분 없이 35mpg를 규정하고 있어 가히 획기적인 변화라고

24) 에너지정책에 관한 민간의 견해를 대표하는 것으로서 미국 국가에너지정책위원회(National Commission on Energy Policy, NCEP)를 들 수 있다. 에너지자원 경쟁의 격화, 기후변화 대응, 중동정세의 불안정성, 새로운 에너지기술의 발전 등 에너지를 둘러싼 급변하는 환경에 대응하여 대통령과 의회에 정책대안을 제시하기 위한 목적으로 2002년 설립된 민간 자문기구이다. 2007년 현재, 산업계, 학계, 정부, 소비자단체, 환경단체 등의 최고위 에너지 전문가 21명으로 구성되어 있다. 공동위원장은 John P. Holdren(하버드대), William K. Reilly(TPG 상임고문)가 맡고 있다. 이 위원회는 2004년에 "Ending the Energy Stalemate: A Bipartisan Strategy to Meet America's Energy Challenges" 라는 보고서를 발간하였고, 그 이후 2005년 에너지정책법(2005 EPAct)이 발표되고 고유가가 장기화되면서, 변화된 상황을 반영한 보고서 "Energy Policy Recommendations to The President and the 110th Congress"를 2007년 4월에 발간하여 의회에 제출하였다. 이 보고서의 견해는 위원 중의 한 사람인 R. James Woolsey가 2007년 4월 19일 미국 상원 재무위원회(Finance Committee)의 청문회에서 증언한 바가 있다.

25) 1975년 에너지정책·절약법(Energy Policy and Conservation Act of 1975)과 1972년의 Motor Vehicle Information and Cost Savings Act를 근거로 해서 미국의 교통부(DOT), 환경청(EPA), 에너지부(DOE) 등에서 시행해 오고 있다.

26) 제3장의 DOE 예산심의 청문회(2006년)에서 한 상원의원이 CAFE 기준이 연 1마일 정도밖에 개선되고 있지 못하다고 비판한 내용을 상기해 볼 수 있다.

할 만하다.

이러한 큰 변화를 정부의 한 부처가 주도적으로 해 내기는 어려우며, 다양한 이해관계자와 각 주의 이해를 대표하는 상원의원들, 관련 행정기관들의 다양한 견해가 집약되는 의회의 정치·논의과정을 거쳐서 최종 법안으로 정리된 것이다.

또 한 가지 예를 들면, 2007년 1월 부시대통령의 “Twenty in Ten” 언급 이후, 상원의 에너지·자원상임 위에서는 민주·공화 양당의 대표적인 Jeff Bingaman 과 Pete Domenici가 공동으로「Biofuels for Energy Security and Transportation Act of 2007」을 발의 하였다. 이 발의된 법안을 둘러싼 청문회는 앞서 제3장에서 소개한 바 있다. 이 법안이 통과되면, 부시대통령의 정책 목표가 법률적인 근거와 예산의 뒷받침 속에 추진될 수 있는 탄력을 받을 것이다.

한국의 경우 사정이 다르다. 의회보다 행정부가 발의한 법안의 숫자가 더 많은 상황이고, 어떤 사안에 대한 전문적인 지식은 행정부가 훨씬 많이 갖고 있는 경우가 대부분이다. 행정부를 중심으로 마련된 정책의 수행을 위한 예산의 승인은 의회를 거쳐야 하므로, 정책과 예산이 한 군데서 동시에 논의되기가 어려운 구조적인 난점을 가지고 있다.

예산권과 입법권을 가진 우리 국회가 미국 상원의 에너지·자원상임위원회처럼 전문성을 가지고 자국 내의 모든 역량과 지혜를 모아서 에너지문제를 공론화하는 장을 체계적으로 만들지 못하고 있는 점은 아쉽다고 할 수 있다.

나. 기후변화 대책의 시간을 벌고 있는 미국정부

앞서도 언급하였듯이 미국 상원에서 논의되고 있는

에너지 문제의 화두는 의원 각자의 입장에 따라 정도와 색깔의 차이는 나지만 기본적으로 국가 에너지안보와 기후변화 대응이다. 따라서 교토의정서에 참여하고 있지 않다고 해서 미국이 온실가스 감축을 위한 노력을 하고 있지 않다고 생각하면 큰 오산이라는 것을 확인할 수 있다.

여러 가지 대안으로 부상하고 있는 신에너지원, 청정기술 등을 평가하는 명확한 잣대는 이 두 가지 조건을 동시에 충족시킬 수 있느냐 하는 것이다. 어느 한 가지 측면이라도 결여된 대안은 논의과정에서 배제될 수밖에 없고 궁극적으로 실행가능한 방안으로 채택되지 않을 가능성이 많다. 시장도 그렇게 평가하고 새로운 투자가 일어나지 않을 것이다.

미국은 교토의정서에 참여하지 않은 채 시간을 벌면서 에너지문제를 해결하는 동시에 온실가스를 감축할 수 있는 방안을 찾기 위해 국가적인 노력을 기울이고 있음을 알 수 있다. 에너지시장의 큰 두 축으로 볼수 있는 전력시장과 수송시장에서의 대체 에너지원에 대한 청문회 논의과정에서 CO₂ 감축 여부는 매우 중요한 선택기준이 되고 있음은 이를 잘 증명해 주는 것이다.

제3장에서 살펴 본, 청문회 중에서 3월 22일 MIT 연구결과 청문회(석탄의 미래)를 상기해 보자. 기존의 석탄발전소를 대체할 수 있는 새로운 석탄발전 기술인 IGCC 혹은 supercritical PV 등은 모두 CCS와 연계하여 CO₂를 감축할 때만이 의미가 있다는 결론으로 의견이 모아지고 있다. 그런 논의의 결과 CCS를 가지지 않은 IGCC 기술에도 지원할 수 있도록 되어 있는 현재의 EPAAct 2005는 개정되어야 한다는 의견이 지배적이었다. 그 대신에 항공유 혹은 디젤로 전환될 수 있어 에너지안보 증대에 큰 기여를 할 수도 있는 석탄액화(coal-to-liquids) 기술은 CO₂ 배출 문제 때문에 여러 반대에

부딪히는 등 논란이 되고 있다.

또한 바이오연료에 관한 논의에서도 석유에 대한 대체 뿐만 아니라 어떻게 하면 well-to-wheel까지 CO₂ 배출이 적게 될 수 있는지의 문제에 초점이 맞추어지고 있다. 바이오연료와 더불어 CAFE 기준의 획기적 개선은 연비향상을 통해 에너지절약과 동시에 CO₂ 배출을 적게 하는 수단이 될 것이다.

향후 10년 안에 석유소비의 20%를 감축하겠다는 부시 대통령의 “Twenty in Ten” 공약은 바이오연료의 확대를 통해서 15% 정도, CAFE 기준의 개선을 통해 나머지 5%를 달성하겠다는 것이 현재 DOE의 기본 입장이다. 대통령이 제안한 큰 비전과 이의 실천전략은 모두 에너지안보와 온실가스 저감이라는 두 가지 목표를 동시에 겨냥한 것이라는 점을 우리는 염두에 두어야 한다.

앞에서 논의한 내용을 정리해 보건대, 현재의 미국 에너지정책에서 가장 중요한 시평(time horizon)은 지금부터 2017년까지 10년 정도인 것으로 보인다. 아마도 10년 정도 이후에 미국은 에너지신기술의 개발의 준비를 끝내고 나면 국내적으로 에너지안보에 대한 확실한 대안을 가지고, 세계적으로 기후변화 문제를 선도할 입장으로 다시 등장할 가능성이 있다고 본다.

그렇게 판단하는 근거는 몇 가지가 있다. 현재 미국의 에너지정책의 시평이 10년 정도라는 것은 부시 대통령의 “20 in 10” 구상에서도 드러나고, 이를 둘러싼 청문회의 질의·응답에서도 10년 시평(ten years window)은 몇 번 언급된 바가 있다. 그와 아울러 최근 수

소·연료 전지 분야는 20년 이상의 조금 먼 미래에 실현가능하고, 인프라의 확대에 너무 막대한 비용이 소요된다는 점에서 우선순위에서 밀리고 있는 인상을 주고 있는 것도 한 근거가 된다.²⁷⁾

미국의 입장 선회시 우리의 대응이 무엇인지에 대한 고민이 있어야 하겠다. 그러나 근본적으로 우리나라도 수송부문과 전력부문에서 에너지안보와 환경문제를 동시에 해결해 나갈 수 있는 방안에 대한 집약된 논의를 통해서 지혜를 모아야 한다.

미국은 자생적인 자원을 바탕으로 바이오에탄올과 청정석탄이라는 대안에 초점을 맞추고 있으며, 우수하고 풍부한 인적자원을 바탕으로 정부와 시장이 역할 분담을 통해 새로운 에너지기술의 개발 및 상용화에 추진력을 부여하고 있다.

다. 신에너지기술에 대한 지원 정책의 원칙

신에너지기술에 대한 지원에 관해서 청문회에 출석한 각계 인사들의 증언자료 혹은 구두증언 속에서 빈번하게 강조하고 있는 것들이 있다. 그것을 다음과 같은 몇 가지 원칙으로 요약해 볼 수 있다.

제1원칙 : 정부의 신에너지기술에 대한 예산지원은 정부가 나서서 승자(winner)와 패자(loser)를 선택하려고 해서는 안된다.

“우리는 어느 누구도 여러 가능한 기술 중에서 어떤

27) 수소연료전지의 상용화는 20년 이상의 장기간이 소요되고 인프라를 구축하는 비용이 너무 막대하다는 점에서, 이의 추진은 미국 에너지정책의 시행착오 중의 하나라고 보는 시각이 있다. 특히 제3장의 바이오연료법안(S.987) 청문회에서 Domenici(R, NM) 상원의원의 질문과 에너지차관보 A. Karsmer의 답변에서 알 수 있듯이, 현재 부시 정부의 에너지정책의 시평(2017년까지)에서 보면 수소·연료전지는 조금 먼 미래의 일이라는 것이다. 또한 2007년 4월 19일 미국 상원 재무위원회(Finance Committee)에 출석한 국가에너지정책위원인 R. James Woolsey는 다음과 같이 언급한다.

“최근 들어 우리가 잘못된 것 중의 하나는 승용차에 대한 수소·연료전지에 분야에 너무 크게 투자해 온 것이다. 수소·연료전지가 활용될 수 있는 곳은 우주 개발 등 그 범위가 매우 한정되어 있다. 자동차 연료로서 우리 주변에 수소연료 주유소를 가지기 위해서는 인프라에 너무 막대한 투자(아마도 1조 달러)가 필요할 것이다.”

것이 미래에 가장 낮은 생산비용을 가져다 줄 지 알 수 없다. 특정한 범위의 기술에만 자격을 부여하는 세금 감면제도는 오히려 혁신을 저해하는 결과를 가져 오곤 한다. 따라서 유망한 기술에 대해 보다 광범위하게 인센티브 프로그램을 개방해야 한다. 결과적으로 시장의 경쟁에 의해 가장 비용효율적인 방법이 채택되도록 해야 한다.”

DOE의 에너지차관보인 Alexander Karsner도 이런 취지의 답변을 여러 차례 하였으며, 특히 이런 견해는 여러 투자금융 회사의 CEO 증인들이 많이 언급한 것이다. 예를 들어, 3월 7일 청문회에서 Kleiner Perkins Caufield & Byers의 파트너인 J. Denniston가 강한 어조로 이를 언급하였다. 5월 24일 청문회에서 기후센터의 Dr. Herzog도 이런 입장에서 석탄액화(CTL) 문제에 대해 언급하였다. 특히 3월 22일 MIT 연구결과(석탄의 미래)에 대한 청문회 중에서 새로운 청정석탄 기술인 IGCC와 Supercritical PV 중에서 미래에 어떤 것이 가장 비용효율적인 것이 될지 모른다는 증언 내용은 참고할 만하다.

제2원칙 : 정부의 신에너지기술 정책의 핵심은 새로운 시장의 위험(risk)을 감소시키는 것이어야 한다.

“새로운 첨단에너지기술이 상업적 성공을 거두도록 하기 위해서는 비용위험, 시장위험, 연료가격변동 위험을 분담해 주는 정책이 필요하다. 생산자에 대한 조세 혜택(tax credit), 연료가격이 변동하더라도 생산이 지속될 수 있도록 보장하는 정책이 필요하다. 이를 통해서 민간의 투자를 유인할 수 있으며, 금융시장에서 리스크 프리미엄을 줄일 수 있을 것이다.”

이런 취지의 발언은 2007년 3월 7일 신에너지기술(Advanced Energy Technologies)에 관한 청문회에서 TD Bankworth의 부회장인 Jerome P. Peters Jr., New Energy Finance의 CEO이자 창업자인 Michael Liebreich, 2007년 5월 24일 석탄가스화(Coal Gasification) 청문회에서 RAND Corporation의 James T. Bartis 등이 한 것이다.

정부가 나서서 시장의 위험을 낮추어주는 것이 시장에 대한 불필요한 개입이 아니며, 오히려 여러 에너지 원간에 경쟁이 일어날 수 있도록 새로운 시장형성을 도와주는 역할을 할 수 있다는 것이다. 과거 우리는 전통적인 화석연료가 시장이 도입될 당시, 정부가 인프라와 연구개발에 대한 투자를 상당부분 대신해 준 경험을 갖고 있다. 그런 점을 고려하면 새로운 에너지기술 및 에너지원에 대한 지원은 공정한 경쟁을 위한 토대를 확대하는 것으로 이해될 수 있다.

제3원칙 : 정부의 신에너지기술 분야의 민간투자를 유발하기 위해서는 장기적이고 안정적인 지원이 있어야 한다.

에너지신기술에 대한 새로운 민간투자가 일어나기 위해서는 장기적인 인센티브의 보장이 있어야 한다는 것은 여러 증인들이 언급한 바가 있다. 여기서는 두 사람의 증언만 인용한다. 3월 7일 청문회에서 Kleiner Perkins Caufield & Byers의 파트너인 J. Denniston은 다음과 같이 언급하였다.

“투자자들은 앞으로 일정기간 안정적으로 지속될 에너지정책의 기본물을 알고 싶어 한다. 새로운 에너지기술분야에 민간투자를 촉진하기 위해서는 안정적, 장기적, 예측가능한 인센티브가 필요하다. EPAct 2005

에 규정된 투자세액 감면제도는 2007년말에 만기될 예정으로 있고, 현재 1년 연장될 예정이다. 투자효과를 거두기까지 장기간 소요되는 분야에서 단기간의 감면 제도는 별로 도움이 안된다. 신에너지기술이 정부의 보조 없이 궁극적으로 자신의 힘으로 설 수 있도록 적절한 기간이 설정되어야 한다.”

4월 12일 바이오연료법안(S.987) 청문회에서 Iogen Corporation의 CEO인 Brian Foody는 다음과 같이 언급한다.

“현재 바이오에탄올에 대한 여러 가지 정부목표가 정해져 있다. 미래의 정치적 분위기나 우선순위 변동에 따른 위험이 있을 수 있다. 그런 경우 셀룰로오스 에탄올 산업이 주어진 날짜까지 예를 들어 목표의 80%만 생산하는데 성공한다 해도, 이에 대한 적절한 보상이 주어질 필요가 있다. 정부의 기준이 충족되지 않을 상황이 오더라도 최소한 safety valve는 존재해야 한다. 이렇게 함으로써 잠재적인 생산자와 투자자들에게 확실성을 제공할 수 있게 될 것이다.”

제4원칙: 정부는 장기와 중단기 에너지기술의 적절한 균형(balance)을 생각해야 하며 이행기의 대책이 필요하다.

이런 입장은 주로 청문회에서 질문에 나선 상원의원들이 많이 제기한 것이다. 여러 에너지 관련 신기술 중에는 완전한 개발과 상용화에 시간이 많이 걸리는 것이 있다. 그런 기술에 대한 지원은 당장 닳쳐 있는 현실을 해결하는 대책은 아니므로, 중간의 이행기에는 시간 프레임을 고려해서 적절히 균형을 맞추는 정책이 필요하다.

5월 3일 CAFE 법안에 관한 청문회에서 Kerry 상원의원(D, MA)은 바이오연료와 plug-in 하이브리드 자동차는 10년 이상의 시간이 걸리는 것이고, 수소는 20-30년 이후의 것이라는 언급과 함께, 10년 이후로 가는 이행기에 어떻게 할 것인가라는 질문을 하고 있다. 3월 22일 MIT 연구결과에 대한 청문회에서 Thomas(R, WY) 상원의원은 향후 10~15년 동안 미국의 전력사용이 계속 증가할 것인데, 장기적인 기술플랜과 우리가 당장 사용해야 될 기술사이에 밸런스를 고려해야 한다는 지적을 하였다.

라. 미국의 에너지정책이 직면한 문제점: 지방정부

미국은 50개의 주정부와 연방정부로 이루어진 연방 국가이다. 현재의 에너지정책이 연방정부의 지휘·감독 하에 일사불란하게 수립되고 집행된다고 보기는 어렵다. 각 주별로 에너지 상황 및 관련법의 내용에서 차이가 나며 그에 따라 주정부의 의지 및 정책의 추진체계 면에서 다양한 차이가 존재하고 있다.²⁸⁾

청문회의 진행과정 속에 여러 증인들이 이러한 지적을 하였다. 4월 12일 바이오연료법안(S.987) 청문회에서 미국 석유협회(API) 회장인 Red Cavaney는 EPAAct 2005가 명시하고 있는 내용을 미국의 전 주(states)들이 잘 따라야 한다고 말하면서, 각 주정부가 독자적으로 대체 혹은 재생연료 규정을 설정하는 것을 막아야 한다는 것을 주장하였다. 그는 다음과 같이 증언하였다.

“각 주별로 에탄올 규정(mandates)이 다르게 정해지는 현상 때문에 여러 고가의 연료(boutique fuels)가 나타날 수 있다. 각 주마다 다른 규정은 EPAAct

28) 이러한 차이에 대해 평가하고 있는 내용에 대해서는 J. Byrne et al의 논문인 “American policy conflict in the greenhouse: Divergent trends in federal, regional, state, and local green energy and climate change policy”, Energy Policy 35 (2007) 4555-4573.를 참조하라.

2005의 정신에 위배되는 것이다. 한 예로, 지난 1주일 동안 8개의 주가 각기 다른 바이오연료 규정을 통과시켰다.”

2007년 7월 31일 신재생연료인프라에 관한 청문회에 출석한 전국석유화학협회의 부회장인 Charles T. Drevna도 각 주별 에탄올 규정이 난립해서는 안된다는 언급을 하였다.

기후변화와 관련된 정책에서도 주정부와 연방정부 사이의 혼선이 존재하고 있다. Peterson & Rose (2006)²⁹⁾는 연방정부가 아니라 주정부 차원에서 기후정책이 추진되는 장단점을 다음과 같이 언급하고 있다.

“기후변화 대책이 주정부 차원에서 추진되는 여러 장점이 있다. 개별 주들이 다루는 정책 규모는 상대적으로 적기 때문에 관리하기 쉬우며, 연방차원에서 발생될 수 있는 갈등 소지가 적어 효율적인 정책의 추진이 가능하다. 또한 여러 주들이 정책의 실효성에 대한 다양한 실험적 기회를 가질 수도 있으며, 각 주별로 지리적인 특수성을 감안한 정책의 수립이 가능하다. 나중에 연방차원의 정책이 수립된다고 해도 결국은 주정부 및 지방정부로 위임될 것이기 때문이다.

한편, 주정부 차원에서 정책을 입안하는 단점도 크다. 우선 생각해 볼 수 있는 것이 연구개발 노력의 중복이 발생될 소지가 있다는 점이다. 또한 주별 사정에 따라 불균형적인 정책개발이 이루어질 수 밖에 없는데, 주별로 일관성 및 조화를 잃게 된다면 나중에 국가전체의 온실가스 저감정책에 주간 협력을 얻기 어려울 수 있다는 우려도 있다.”

위의 언급에서 한 가지 주목하고 싶은 것은 미국에서 독자적인 정책을 추진하는 주 정부의 존재가 주는

장점으로서 다양한 실험의 기회가 주어진다는 점이다. 앞서 본 7월 31일 신재생연료인프라에 관한 청문회에서 Amy Klobucher(D, MN)는 미네소타주가 바이오연료 인프라 문제에서 선도적인 입장에 있으며 여기서 취한 전략을 다른 주들이 벤치마크할 수 있을 것이라고 자랑스럽게 언급하고 있다. 물론 어떤 주의 실패는 다른 주에 대해 반면교사의 역할을 하기도 한다. 이에 대한 대표적인 사례는 캘리포니아 전력구조개편의 실패일 것이다.³⁰⁾

미국의 여러 주 가운데서도 캘리포니아 주정부는 환경에 주안점을 두고 다양한 입법과 정책조치들을 추진해 나가고 있다. 특히 캘리포니아가 입법한 AB1493(자동차 배기가스 규제법), AB32(2020년 캘리포니아 CO₂ 상한), AB1007(대체연료 사용증가) 등은 미국의 어느 주에서 시행되고 있는 것보다도 강력한 조치들인 것으로 보인다.³¹⁾

우리의 입장에서 유심히 지켜 볼 부분은 2001년 부시 행정부가 들어선 직후, 교토의정서를 비준하지 않겠다는 선언 이후 국가차원의 기후변화 대책이 표면에 드러나 있지는 않지만, 미국 의회, 주정부, 시정부 차원에서 다양한 조치 및 정책들이 추진되고 있다는 점이다. 앞서 말한대로, 미국의 기후변화 문제에 대한 입장 선회시 우리의 대응이 무엇인지에 대한 고민이 있어야 하겠다.

〈 참고문헌 〉

■ 국내문헌

29) "Reducing conflicts between climate policy and energy policy in the US: The important role of the states", Energy Policy 34 (2006) 619-631.

30) 캘리포니아 전력시장 위기 이후의 변화에 대해서는 김남일(2007)의 [정책사례 부록]을 참조하기 바란다.

31) 필자가 방문하여 면담했던 CEC(캘리포니아 에너지위원회)의 한 고위관리에 따르면, 캘리포니아가 채택한 여러 표준이 연방표준이 되고 있는데, 그 대표적인 것이 냉장고 효율기준이다. 지난 몇 십년 동안 연방정부는 항상 캘리포니아 기준을 따라 가는 모습을 띠었다고 한다.

김재두, “미국 국가에너지정책(NEP) 보고서의 분석”, 석유협회보(KPA magazine), 2007년 9·10월호

김현진, “국가에너지전략의 시대”, CEO Information, 삼성경제연구소, 2006.9 (제569호)
문영석, “새로운 에너지정책 추진방향”, 에너지경제연구원 내부자료, 2004.9

에너지경제연구원, “수송용 바이오에탄올 도입의 경제성”, KEEI ISSUE PAPER, Vol.1, No.1, 2007.6.7

윤영오, “미의회, 「파괴적 과물」과 「민주주의 요체」사이” 「미국 : 초강국의 빛과 그늘」, 1996년 1월 신동아 별책부록

■ 외국문헌

Baumert, Kevin A. Baumert, “The Challenge of Climate Protection : Balancing Energy and Environment,” Energy & Security, 2005, The Johns Hopkins University Press.

Byrne, John et al, “American policy conflict in the greenhouse: Divergent trends in federal, regional, state, and local green energy and climate change policy,” Energy Policy, Vol.35, Issue 9, 2007, 4555-4573.

Dennis, K, “The Compatibility of Economic Theory and Proactive Energy Efficiency Policy,” The Electricity Journal, Vol.19, 2006(Aug/Sep), 58-73.

National Energy Policy Development Group, National Energy Policy, 2001.5

Morse, Edward L. Strategic Energy Policy:

Challenges for the 21st Century, Council on Foreign Relations Press, 2001.5

Peterson, T.D. and A.Z. Rose, “Reducing Conflicts between Climate Policy and Energy Policy in the U.S : the Importance Role of the States,” Energy Policy, Vol.34, 2006, 619-631.

Yergin, Daniel , “Ensuring Energy Security,” Foreign Affairs, Vol.85, No.2, 2006(March/April), 69-82.

■ 부시대통령 연두교서 내용 중 에너지관련 부분

1. Advanced Energy Initiatives, The White House National Economic Council, Feb 2006
2. The 2007 State of the Union Address

■ 미국 에너지정책위원회 권고자료

1. National Commission on Energy Policy, Ending the Energy Stalemate: A Bipartisan Strategy to meet America's Energy Challenges, 2004.12
2. National Commission on Energy Policy, Energy Policy Recommendations to the President and the 100th Congress, 2007.4

■ 미국 상원 에너지·자원위원회(Energy and Natural Resources) 청문회 제출자료

■ 미국 상원 재정위원회(Finance) 청문회 제출자료

■ 미국 상원 통상·과학·교통위원회(Commerce, Science, and Transportation) 청문회 제출자료

기후변화 제4차 종합대책과 기후변화 대응



유 승 직
에너지경제연구원 선임연구위원

1. 서론

인도네시아의 발리에서 2007년 12월에 열린 제13차 기후변화협약 당사국총회에서는 공동의 차별화된 책임이라는 기본 명제 하에 선진국들과 개발도상국들이 함께 온실가스 감축을 위한 합의를 2009년 말까지 도출 시키기로 한 발리행동계획(Bali Action Plan)을 채택하였다. 우리나라는 교토의정서에 의해서 2008년부터 2012년까지의 제1차 온실가스 감축 공약기간 동안에 선진국들과 체제이행국들에게 주어진 온실가스 감축의무를 부담하고 있지는 않다. 하지만 세계 10위 수준의 온실가스 배출국인 우리나라에 대한 국제 사회의 온실가스 감축의무부담에 대한 압력은 매우 높다. 그리고 내부적으로는 시민단체를 중심으로 우리나라의 국제적인 위상에 부합하는 수준으로 온실가스 감축에 있어서 역할을 수행하는 것에 대한 요구도 매우 높다.

이러한 국내외적인 여건변화를 반영하여 우리나라 정부는 2007년 12월 17일 국무총리 주재의 기후변화 대책위원회를 개최하여 “기후변화 제4차 종합대책”을 심의 의결하였다. 기후변화 제4차 종합대책은 교토의정서의 제1차 온실가스 감축공약 이행기간인 2008년부터 2012년까지의 우리나라 기후변화 대응 정책을 포

함하고 있다. 우리나라는 1998년 4월 “범정부 기후변화대책기구”를 구성한 이후 2001년 9월에는 국무총리를 위원장으로 하는 “기후변화협약대책위원회”를 설치하였다. 이러한 기후변화협약 대응을 위한 행정부내 조직의 설치와 더불어 정부는 1999년부터 3개년 단위의 범정부 기후변화협약 대응 종합계획을 수립하여 이를 시행하여 왔다.

3차에 걸친 기후변화협약 종합대책을 통하여 우리나라의 주요 경제부문 즉, 산업부문·가정부문·농축산부문·폐기물부문 그리고 산림부문 등의 온실가스 배출 및 흡수 통계체제 구축, 온실가스 감축 기술DB 구축, 국내외 온실가스 감축 정책 및 조치 수립, 경제적 파급효과 분석 모형 운영, 그리고 기후변화협약과 관련한 협상 대응과 같은 사업을 추진하여 왔다. 1차·2차, 그리고 3차 기후변화협약 종합대책의 추진 결과 우리나라의 온실가스 배출량의 연평균 증가율은 제1차 대책기간에는 4.5%, 제2차 대책기간에는 3.5%, 그리고 제3차 대책기간에는 2.8%(잠정치)로 감소하였다. 한편 제1차 기후변화협약 종합대책기간동안의 연평균 국내 총생산의 증가율은 6.1%, 제2차 대책기간동안의 증가율은 3.9%이었다. 즉, 3차에 걸친 기후변화협약 종합대책을 통하여 온실가스의 연평균 증가율은 지속적으

로 하락하였다. 결과적으로 기후변화협약 종합대책을 통하여 실질 국내총생산의 연평균 증가율보다 낮은 온실가스 배출증가율을 기록함으로써 지속적인 경제성장과 온실가스 배출량의 증가율이 점차로 완화된 경제 구조로의 전환이 이루어지고 있는 것을 알 수 있다.

하지만 앞에서 언급한 바와 같이 우리나라의 온실가스 감축의무 부담에 대한 국제사회의 기대와 압력이 높은 상황에서 기존의 기후변화협약 종합대책에 대하여 질적인 개선이 요구되었다. 기후변화 제4차 종합대책은 그 동안 자율적으로 온실가스의 배출량을 줄이고 적응에 대한 대책을 시행하는 차원에서 향후 강제적인 온실가스 감축이 이루어지는 단계로의 이전을 위한 중간 단계의 종합대책의 성격이 강하다.

작년말 심의 의결된 기후변화 제4차 종합대책은 과거의 기후변화협약 종합대책과 비교하면 보다 강화된 온실가스 감축정책과 적응 정책, 그리고 우리나라의 온실가스 감축의무 부담에 대비하여 온실가스 인벤토리, 시장중심의 감축정책 시행을 위한 제도 정비, 환경친화적 세계개편 등의 내용을 포함하고 있다. 이를 좀 더 구체적으로 살펴보면, 첫째로 3차에 걸친 기후변화협약 종합대책은 3개년 단위의 대책이었으나 기후변화 제4차 종합대책에서는 대책기간을 5년으로 연장하여 중기 정책으로서의 위상을 정립하였다. 또한 제4차 종합대책기간은 2008년부터 2012년까지의 제1차 온실가스 감축 공약기간과 같도록 하여 향후 우리나라의 온실가스 감축정책과 온실가스 감축의무에 따른 공약 기간의 목표달성을 직접적으로 연계할 수 있도록 하였다.

둘째로 기존의 종합대책은 기후변화협약에 대응하는 기후변화협약 종합대책이었으나 제4차 종합대책은 온실가스 감축, 기후변화협약 협상뿐만 아니라 우리나라의 기후변화 예측, 영향평가, 그리고 적응대책 수립과 같은 기후변화와 관련한 종합적인 대책의 수립을 목

표로 하고 있어서 보다 광범위한 내용을 포함하고 있다. 이러한 변화를 반영하여 종합정책의 내용도 '기후변화협약 대응 종합정책'에서 '새로운 전환 기후변화 종합대책'으로 명칭을 바꾸었다.

본고에서는 3차에 걸친 기후변화협약 대응 정책에 관한 내용을 간략히 정리하고, 2007년 12월에 채택된 기후변화 제4차 종합대책 수립의 배경과 주요 정책 등을 살펴보고, 향후 우리나라의 기후변화에 대비하여 경제주체들이 담당해야 할 역할에 대하여 정리하여 보고자 한다.

2. 기후변화협약 종합대책의 추진 성과

1999년 제1차 기후변화협약 종합대책을 수립 시행한 이후 2007년까지 3차에 걸쳐서 기후변화협약 종합대책을 수립 이행하였다. [그림 1]은 기후변화협약 종합대책의 주요 목표 및 특징을 나타내고 있다. 제1차 기후변화협약 종합대책은 국내 온실가스 배출현황과 전망 등을 고려하여 국가의 종합대책을 수립한 것으로 24개의 온실가스 감축대책을 포함하였다. 구체적으로는 에너지절약 및 온실가스 감축시설 투자를 위한 재정·기술지원, 집단에너지보급 활성화, 지능형 교통시스템 구축 등을 추진하였다. 이러한 국내 감축정책과 더불어 1997년 교토의정서의 청정개발체제, 온실가스 배출권 거래제도 등 신축성체제를 활용하는 대책을 수립하고 온실가스 감축을 위한 기반을 조성하는 정책 및 조치를 마련하였다.

2002년부터 2004년까지 시행된 제2차 기후변화협약 종합대책은 대외적으로는 협상역량을 강화하고 온실가스 감축기술 개발을 위한 연구개발에 대한 투자를 확대하는 내용을 포함하였다.

제2차 기후변화협약 종합대책에서는 온실가스 감축 기술 개발의 중요성을 강조하여 종합대책의 목표를 온실가스 감축기술 및 환경친화에너지 개발 촉진으로 정하였다. 이를 위한 주요 추진 시책들은 중·대형 에너지절약기술연구개발, 그리고 이산화탄소 처리기술개발 등의 활성화, 에너지 진단·절약사업·실적관리를 통합한 통합관리형 에너지절약정책의 시행, 그리고 태양광, 풍력, 수소·연료전지 등 3대 신재생에너지분야 중점 개발과 보급 추진, 건물에 대한 단열시공의 의무화, 해외조립 사업의 추진 등이 있다. 그리고 온실가스 정책의 기본이 되는 온실가스 인벤토리 시스템 구축과 같은 통계기반을 마련하였으며, 동시에 기후변화에 대한 국민들의 인식을 제고하기 위한 정책을 시행하였다. 이처럼 제2차 기후변화협약 종합대책은 한편으로는 온실가스 감축기술 개발의 중요성을 강조하고 온실가스 감축정책의 효과를 높이기 위하여 통합관리형 에너지절약체제를 구축하는 등 감축정책을 강화하는 측면에서 특징을 찾을 수 있다.

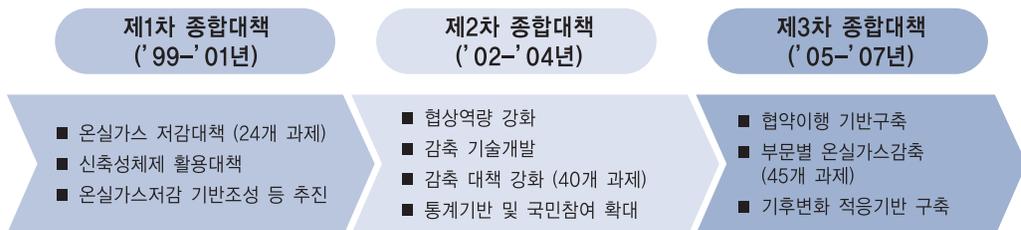
제3차 기후변화협약 종합대책은 2005년부터 2007년까지 3년 동안 시행되었는데 대책의 주요 목표는 교토의정서가 2008년부터 발효됨에 따라 2012년 이후 우리나라의 온실가스 감축의무부담에 대비한 국내의 기반을 강화시키는 것이었다. 제3차 종합대책은 2006

년 UNFCCC가 요구하는 국가온실가스 통계시스템을 구축하는 것과 같은 교토의정서의 이행기반을 구축하고, 45개의 부문별 온실가스 감축정책을 추진하였다. 제3차 종합대책에서는 저탄소 경제로의 전환을 촉진하기 위하여 에너지절약·청정에너지지원 기술 등의 상용화를 연구개발과 함께 적극적으로 추진하였다. 특히, 신재생에너지원으로부터의 발전된 전력에 대한 발전차액보전제도를 도입하여 태양광과 풍력, 조력 등을 이용한 발전을 활성화하였다.

온실가스 감축정책에 있어서는 공공기관의 선도적인 에너지절약을 위하여 에너지소비 총량제를 실시하였으며, 대기전력 1W 프로그램의 추진, 에너지절약 설계기준의 강화, 통행료 전자지불, 간선 급행버스제도 도입, 경차 및 하이브리드 자동차 보급 활성화 등을 추진하였다. 또 과거의 신도시 개발지역 및 산업단지 중심의 집단에너지 보급사업과 더불어 소형열병합발전 설비를 이용한 중소규모 수요처에 대한 열과 전기의 생산·판매 사업인 구역형 집단에너지 사업을 추진하였다.

그리고 제3차 기후변화협약 종합대책에서는 그 동안 체계적으로 포함되지 못했던 우리나라 역내의 기후변화 예측, 영향평가, 그리고 적응대책을 수립하는 내용을 포함하였다. 또한 2006년부터 2010년까지의 기후변화대응 연구개발 종합계획을 수립하여 화석연료

[그림 1] 기후변화협약 종합대책



자료: 국무조정실(2007), 「새로운 전환 기후변화 제4차 종합대책」

대체, 에너지효율향상, 이산화탄소 포집·처리·흡수, 비이산화탄소 제어, 그리고 기후변화 영향평가 및 적응 등 5대 핵심기술분야를 선정하고 각각의 기술에 대한 투자전략을 마련하여 기술개발에 대한 투자의 효율성을 높이는 정책을 시행하였다.

3차에 걸친 기후변화협약 종합대책은 협약이행 기반 구축, 경제부문별 온실가스 감축 방안을 마련하는 등 소기의 성과를 거두었으나 추진된 종합대책에 대한 정성적 평가가 체계적으로 이루어지지 못한 측면이 있다. 그 결과 상당히 많은 온실가스 감축, 적응대책 등이 수립 시행되었으나 정책의 비용과 편익, 온실가스 감축 효과, 경제적, 사회적 파급효과 등을 종합적으로 고려하여 정책의 우선순위를 설정하고 이를 입체적으로 추진하지는 못한 한계를 갖고 있다.

상당수의 감축정책이 정량적인 감축목표를 명확히 설정하지 못하거나 정책간 감축효과가 중복 계산되는 문제점으로 인하여 감축정책의 시행에 따른 실질적인 온실가스 감축효과를 종합적으로 평가하지 못한 측면도 있다. 또한 정부종합정책의 추진체계에 있어서도 부처간 역할분담이 명확하게 이루어지지 못하여 복수의 부처에서 동일 기후변화협약 대응 시책을 마련하여 추진하려는 상황도 발생하였다. 그리고 상호 연관된 정책이 각각의 정책으로 추진되어 유사관련 정책을 통합하여야 할 필요성도 지적되어 왔다.

기후변화 제4차 종합대책은 위에서 지적한 바와 같이 기존의 종합대책들이 온실가스 배출 증가율을 낮추는 소기의 성과를 달성하였지만 국가 전체적인 감축목표를 설정하지 못한 문제, 온실가스 감축 및 적응분야 추진 정책이 단기적인 효과위주인 것과 같은 한계와 정책효과의 극대화와 비용대비 효과성의 제고 등과 같은 질적인 개선의 필요에 대한 인식에서 추진되었다. 한편 2007년초 기후변화정부간협의체(IPCC)는 인간의 경

제활동과 관련된 온실가스 배출이 지구온난화의 주요 원인이며 현재와 같은 화석연료 소비에 의한 온실가스 배출추세가 지속되는 경우 21세기말에는 지구의 평균 온도가 산업혁명이전에 비하여 최대 6.4℃, 그리고 해수면은 59cm 상승할 수 있다는 내용의 보고서를 발간하였다.

그리고 기후변화정부간협의체의 보고서는 동시에 기후변화로 인한 지구의 위기를 예방하기 위해서 전지구적으로 즉각적인 온실가스 감축과 기후변화에 대한 적응 대책을 수립하여 이를 이행할 것을 권고하였다. 기상청의 연구결과에 의하면 우리나라의 기후도 지난 100년간 전 세계의 변화속도보다 빠르게 진행된 것으로 분석되었다. 지난 100년 동안 우리나라의 평균온도는 약 1.5℃ 상승한 것으로 관찰되었으며 제주지역에서 관찰된 해수면도 지난 40년 동안 약 22cm 상승한 것으로 밝혀졌다.

기후변화 제4차 종합대책은 앞에서 지적한 3차에 걸친 기후변화협약 종합대책의 한계를 극복하고, 동시에 기후변화의 위기감을 반영하여 기후변화협약 대응 위주의 단기적 접근뿐만 아니라, 중장기 한반도 기후변화 영향에 대비하기 위하여 포괄적이고 적극적인 대책을 수립하는 것을 기본 방향으로 설정하였다. 기후변화 제4차 종합대책의 비전(vision)은 우리나라의 국제적 위상에 부합하는 온실가스 감축과 기술개발을 통한 기후변화 영향 최소화하는 것이다.

기후변화 제4차 종합대책의 구체적인 목표로는 첫째로 온실가스 감축을 위해 부문별 단기목표 및 중장기 국가목표 설정, 둘째로 기후변화 적응대책의 수립과 시행으로 사회·경제·환경적 피해를 최소화하는 것으로 정하였다. 마지막으로 제4차 종합대책의 정책목표는 선진국 수준의 온실가스 감축 기술을 확보하는 것이다.

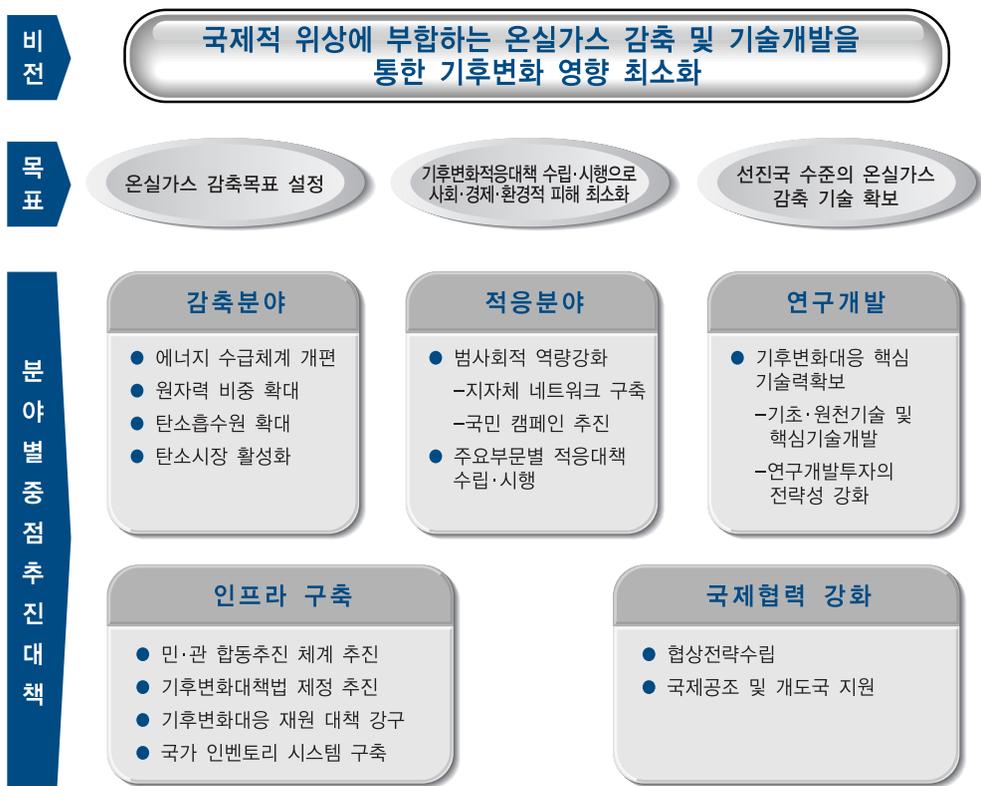
형식적인 측면에서는 앞에서 언급한 바와 같이

2012년 이후 제2차 온실가스 감축의무공약기간에 우리나라의 온실가스 감축의무부담의 가능성이 높다는 인식하에 5년 단위의 중기계획을 수립하고, 이를 국제협상 동향 및 결과를 반영하여 탄력적으로 운영할 수 있도록 하였다. 한편 정책의 수립, 이행에 있어서도 선택과 집중에 따른 핵심정책 또는 시책 중심, 온실가스 감축효과가 높은 시책을 우선적으로 시행하고 중복되는 시책을 통합하는 것을 원칙으로 설정하였다. 우리나라의 국가 차원의 온실가스 감축잠재량 파악을 위한 부문별 감축잠재량과 관련된 배출계수의 추정, 배출량 산

정, 배출 전망, 그리고 온실가스 감축수단 등을 포함한 정책과제를 기후변화 대응 기반구축확립 관점에서 최우선 국가 과제로 선정하도록 하였다.

기후변화 제4차 종합대책의 구성은 크게 온실가스 감축, 기후변화 적응, 연구개발, 인프라 구축, 그리고 국제협력 등 5개의 부문으로 이루어졌다. 온실가스 감축은 경제·환경·기술을 고려한 분야별 감축효과 극대화를 가져올 수 있는 대책을 수립·이행하는 것을 목표로 하였다. 이를 위하여 우선적으로 우리나라의 중장기 감축목표를 제시하고 이러한 중장기 감축목표를 토

[그림 2] 기후변화 제4차 종합대책 개요



대로 단계적 이행계획을 수립하여 시행하는 내용을 포함하고 있다. 그리고 이러한 감축목표 달성을 위하여 감축사업 효과의 계량화 가능성과 신뢰성, 감축효과 규모, 비용효과성, 그리고 지속성, 사업이 경제·사회·환경적 파급효과 등을 고려하여 시책을 발굴하여 추진하고자 한다.

기후변화 적응부문의 대책은 기후변화의 예측, 영향 평가, 그리고 적응 대책의 수립을 포함하고 있다. 기후변화 적응대책은 한반도 기후변화 영향에 대한 효과적인 대응기반의 구축을 위하여 한반도 기후변화 예측의 정확성을 제고하는 내용을 포함하고 있다. 이러한 연구개발을 통하여 국가차원의 종합적 영향평가와 적응대책을 수립하고자 하였다. 그리고 지자체, 산업계, 국민의 적극적인 참여 유도를 통한 범 사회적 기후변화대응 역량을 강화시키고자 하였다.

인프라 구축대책은 그 동안 지속적으로 추진되어 온 온실가스 배출통계, 온실가스 감축기술 DB의 질을 온실가스 감축의무 부담국 수준으로 향상시키며 재원대책, 제도적 대책을 마련하는 것을 중점적으로 추진하고자 한다. 그리고 기후변화 대응 국가연구개발 역량 강화를 위하여 화석연료대체, 에너지이용 효율 향상, 이산화탄소 포집·저장, Non-CO₂ 대체처리 등 4대 핵심분야 기술개발을 중점적으로 추진하는 계획을 수립하였다. 특히 신재생에너지, 이산화탄소 포집·저장 등의 분야에서는 선진국과의 국제협력을 통하여 원천기술을 조기에 확보하고 수소연료전지, 풍력, 태양광 분야에서는 우리나라의 국가 강점기술 분야와 접목하여 경쟁력을 높이고자 하였다.

마지막으로 국제협력은 우리나라의 온실가스 감축 의무부담과 관련한 국제협상에 적극적으로 대비하기 위하여, 선진국의 의무부담과는 차별화되는 의무부담 협상전략을 수립하고 이를 관철시키기 위한 국제적인

공조체제를 구축하는 것을 정책목표로 설정하였다. 우리나라의 국익과 국제적 위상에 부합하는 유연성을 가진 온실가스 감축 참여방안을 모색하고 선진국과 협력체제를 강화하고 개도국과의 협력 프로그램을 개발하여 이를 공동으로 수행하고자 하였다.

3. 분야별 중점 추진대책

기후변화 제4차 종합대책은 앞에서 언급한 바와 같이 온실가스 감축분야, 기후변화 적응분야, 연구개발분야, 인프라구축 분야, 국제협력 분야 등 5개 분야를 설정하였으며 각각의 분야에 있어서 중점 추진대책을 마련하였다. 기후변화 제4차 종합대책중 온실가스 감축분야는 크게 6개의 추진대책으로 구분된다. 6개의 추진대책은 저탄소 에너지공급시스템의 구축, 원자력 비중확대 검토, 부문별 에너지수요 중점관리, 농축산·산림·폐기물 온실가스 감축, 기후친화형 신산업구조 유도, 그리고 탄소시장 활성화 추진 등이다.

에너지 공급측면에서 기후변화 제4차 종합대책은 저탄소형 에너지공급시스템 구축을 위하여 신재생에너지 비중확대, 바이오디젤 보급 확대를 중점적으로 추진하고자 한다. 잠정적으로 집계한 2007년말 현재 우리나라의 신재생에너지가 1차 에너지에서 차지하는 비중은 2.39%인데, 이를 2011년까지 5% 수준, 그리고 2030년까지 9% 수준으로 높이겠다는 정책 목표를 설정하였다. 이러한 정책목표를 달성하기 위하여 공공기관의 태양광 설비 설치의무 대상을 1000㎡이상의 증개축 건물 및 학교시설에까지 확대하였다. 또한 음식물, 하수 슬러지, 축산 분뇨 등의 바이오 가스, 생활폐기물, 목질계 바이오매스 등의 유기성 및 가연성 폐기물의 에너지화 사업을 확대할 계획이다.

바이오연료의 보급 확대를 위하여 2007년 경유혼합 바이오디젤의 비중을 2007년 기준 0.5%에서 2012년에는 3.0%로 높이고자 한다. 이러한 바이오디젤의 보급을 확대하기 위하여 혼합되는 바이오디젤에 대해서는 교통에너지환경세, 주행세, 교육세 등의 세금을 면제하는 기간을 연장하였다. 그리고 바이오디젤 원료의 원활한 공급과 농가의 소득보전을 위하여 원료용 유채의 재배를 장려하는 정책을 시행하고 있다. 국내에서 연간 2.4천kl의 바이오디젤 원료를 생산하는 경우 기후변화 제4차 종합대책기간 동안 약 11,904CO₂톤의 온실가스 감축효과가 예상된다. 천연가스는 1980년대 말부터 보급되기 시작한 이후 도시지역의 대기환경을 개선하고 소비자의 연료사용에 있어서의 편리성을 증진시키는 데 커다란 기여를 하였다. 기후변화 제4차 종합대책에 있어서도 3,336만톤 규모의 천연가스를 2012년까지 안정적으로 공급하여 5.48백만CO₂톤의 온실가스 감축을 실현하고자 한다.

우리나라의 전력생산에 있어서 원자력은 매우 큰 비중을 차지하고 있다. 2006년 현재 우리나라 원자력이 전체발전량에서 차지하는 비중은 39%수준이었다. 프랑스의 경우 원자력 발전비중은 79%, 독일은 31%, 그리고 일본은 19%를 차지한다. 기후변화 제4차 종합대책에서는 온실가스 배출이 거의 없는 에너지원인 원자력에 대한 사회적 공감대를 형성하여 원자력의 비중을 적정수준으로 설정하는 것에 대한 검토를 통하여 2030년까지의 중장기 원자력 비중에 대한 국가목표를 설정하고자 한다. 이러한 원자력에 대한 정책방향은 유럽연합 국가들의 경우에서 볼 수 있듯이 최근 화석연료 소비감소를 통한 온실가스 감축의 한계를 인지하고 온실가스 감축에 있어서, 원자력의 역할을 일정부분 인정하는 분위기의 전환과 그 맥을 같이한다고 할 수 있다.

부문별 에너지수요 중점관리를 통하여 경제성장에

따른 온실가스 배출량의 증가를 최소화하고자하는 정책은 산업계, 공공기관, 주거 및 산업단지, 교통·물류, 가정·산업용 기기, 그리고 건물분야의 온실가스 감축을 내용으로 하고 있다. 제4차 종합대책에 있어서 산업계의 주요 온실가스 감축정책은 자발적 협약의 강화와 에너지 절약투자에 대한 지원이다. 이러한 정책을 추진하여 산업계의 온실가스 배출량을 2012년까지 1.8백만 CO₂톤 감축할 계획이다. 특히 2007년 현재 약 1,375개의 사업장에 대하여 자발적 협약을 체결하였는데 이러한 자발적 협약은 에너지 절약시설 투자자금 융자 등을 통하여 온실가스 감축을 위한 투자를 유도하고 있다.

하지만 제4차 종합대책에서는 기존의 자발적 협약 정책을 보다 강화하여 정부와 협의를 통하여 에너지 절약 또는 온실가스 감축 목표를 설정하고 사후적으로 감축목표 미달성시 제재를 가하는 국가협약제도(Negotiated Agreement)를 도입하고자 한다. 이러한 국가협약제도는 큰 폭으로 강화된 산업부문과 건물부문의 온실가스 감축정책이라 할 수 있다. 그리고 산업체의 에너지절약 및 온실가스 감축잠재량을 파악하여 이를 산업체에 자문하는 에너지 진단제도를 확대하고 진단결과를 절약 또는 감축사업으로 추진할 수 있는 ESCO사업 및 에너지절약시설에 대한 투자 등에 대하여 인센티브를 제공하고자 한다.

공공기관에 대해서는 고효율기자재 의무구입, 에너지소비 총량제 등의 도입을 통하여 고효율 기자재에 대한 시장 조성, 그리고 사회적 온실가스 감축 분위기 조성에 있어서의 선도적 역할을 수행하도록 하고 있다. 특히 2010년까지 최근 2개년의 실적 평균치를 상한으로 설정하여 공공기관의 연간 에너지소비량 증가를 동결하고자 하는 것은 공공부문의 선도에 의한 온실가스 감축의지를 반영한 정책이라 할 수 있다. 또한 공공기관에 대해서도 온실가스 감축과 관련한 자발적 협약 참

여를 의무화할 계획이다. 그리고 공공기관의 감축목표 수립, 이행실적과 개선효과를 공공기관 평가에 반영할 것이다.

우리나라에 있어서 집단에너지 사업은 대규모 주거 및 산업단지를 대상으로 보급되고 있는 데 에너지 절약과 온실가스 감축효과가 매우 큰 사업으로 간주되고 있다. 제4차 종합대책은 신규 택지개발지역, 산업단지에 대하여 열병합발전설비, 소각열을 이용한 집단에너지 사업을 적극적으로 추진하고자 한다. 한편 소형열병합 발전설비를 이용하여 열과 전기를 생산하여 이를 직관하는 구역형 집단에너지사업은 열과 전기요금, 연계 운영 등의 활성화를 통하여 경제성을 제고하는 방안이 마련되면 지속적으로 확대될 수 있을 것이다. 소형열병합 발전을 이용한 구역형 집단에너지 사업은 대부분 천연가스 또는 목질계 연료를 주연료로 사용하기 때문에 천연가스의 수요를 확대함과 동시에 온실가스 배출을 줄일 수 있는 중요 정책수단이다.

우리나라의 에너지소비 및 온실가스 배출 전망에 의하면 향후 20년간 수송부문에서의 에너지소비와 온실가스 배출의 증가율이 다른 부문보다 높게 나타날 것이다.

이는 소득증가에 따라 수송부문의 에너지소비가 증가하는 것을 반영하는 것으로 만약 강화된 온실가스 감축정책이 시행되지 않는다면 온실가스 배출량이 높은 속도로 증가하게 되는 것을 의미한다. 기후변화 제4차 종합대책에서는 '지속가능한 교통·물류체계 발전법'을 제정하여 교통부문 온실가스 배출계수 마련, 합리적인 수송분담구조 확립, 친환경 교통 인센티브 및 기술개발 등의 포괄적 대책을 수립하고 이를 이행하고자 한다. 그리고 첨단 도로교통체계의 도입확충을 통하여 지체, 정체에 따른 온실가스 배출을 감소시키는 정책도 마련하고 있다.

자동차의 기준연비를 강화하고 CO₂ 배출량 표시제의

시행, 그리고 공회전 제한지역 확대 등을 통하여 교통부문의 에너지절약을 통하여 2012년까지 0.6백만CO₂톤의 온실가스 배출을 줄일 예정이다. 그리고 청정연료를 사용하는 친환경자동차인 하이브리드 자동차를 2012년까지 7,920대, 연료전지 자동차는 1,750대, 천연가스 버스 및 청소차를 각각 13,080대, 1,122대 보급할 계획이다. 철도, 자전거 등 친환경교통수단 확대와 신대중교통체계 도입을 통하여 대중교통 이용을 활성화하는 것도 기후변화 제4차 종합대책의 주요 내용이다.

가정·산업용 기기의 에너지소비를 줄이기 위하여 그 동안 지속적으로 에너지소비효율 등급표시, 최저소비효율기준 적용확대 등의 정책을 시행하여 왔다. 하지만 가정용 전자기기와 산업부문 에너지 소비기기의 에너지소비효율을 높였음에도 불구하고 가전제품 소비 증가, 가전제품의 대형화 등으로 에너지소비가 증가하여 온실가스 배출량이 증가하는 원인이 되었다. 이러한 추세에 대응하기 위하여 2010년부터 대기전력 1W 저감기준에 미달하는 제품에 대한 경고표시를 의무화하며, 에너지효율등급표시 및 최저소비효율기준 적용을 2006년 17개 품목에서 2012년 22개 품목으로 확대하는 보다 강화된 에너지 효율향상 정책을 시행하고자 한다.

한편 건물분야의 에너지 효율개선 및 건축폐기물 재활용을 위하여 건축물의 에너지절약 설계기준을 강화하고, 동시에 건설공사 발주·설계시 순환골재 사용을 의무화하는 정책과 건설폐기물 재활용 생산 및 소비에 대한 인센티브 제공 등을 통하여 2012년 30% 실질 재활용 목표를 달성하고자 한다.

농축산·산림분야에서는 질소비료 사용 축소를 통한 아산화질소 배출의 감소, 가축분뇨 처리시설 개선을 통한 메탄가스의 감축, 그리고 합리적인 산림 경영을 통한 탄소흡수원의 유지 증진을 추진할 예정이다. 그리고 폐기물분야 온실가스 감축 정책은 기본적으로 폐기

물의 발생을 최소화하며, 동시에 발생한 폐기물의 에너지 자원화하는 것이다. 이러한 환경분야의 정책 중에서도 수도권 매립지 등 환경기초시설의 매립가스를 포집, 정제하여 발전용으로 활용하는 정책은 온실가스 감축효과가 높은 정책이다.

에너지·산업부문에서 중장기적으로 추진하는 정책은 제조업대비 서비스산업이 국내총생산에서 차지하는 비중이 높아지는 산업구조의 변화를 반영하여 부가가치당 에너지소비량을 줄이는 저탄소형 산업구조로의 전환을 추진하는 것이다.

〈표 1〉에서와 같이 2005년 국내총생산(GDP)에서 제조업이 차지하는 비중은 28.4%이고 서비스업이 차지하는 비중은 56.3%이다. 우리나라 “에너지VISION 2030”에 포함된 우리나라 산업구조 장기전망에 의하면, 2020년 기준으로 제조업의 비중은 24.5%로 낮아지고 서비스업의 비중은 62.3%로 낮아진다. 그리고 2030년에는 제조업의 비중은 더욱 낮아져 국내총생산 중 23%를 차지하고 서비스 산업의 비중은 66.3%를 차지할 것으로 예상된다. 이러한 산업구조의 변화와 함께 제4차 종합대책에서는 제조업의 생산방식 전환, 고부가가치화, 에너지 효율 제고, 그리고 재활용자원의 이용확대 등을 통하여 저탄소형 산업구조로의 전환을 가속화시키고자 한다. 특히 기후변화를 적극적으로 활용하여 새로운 사업영역을 창출하는 선순환구조를 조성하는 것을 목표로 하며, 동시에 지식서비스산업 육성을 통하여 저탄소형 산업구조의 전환을 촉진하고자 한다.

그리고 자원개발, 사용, 비축, 재활용의 전과정을 국가 자원관리체계 구축 및 물질흐름원가회계 보급, 자원생산성 진단 등의 실시를 통하여 자원순환형 산업구조로의 전환을 촉진시킬 예정이다.

기후변화 제4차 종합대책에서는 친환경산업의 육성과 탄소시장 활성화를 추진하고 있다. 종합대책에서는 공정·소재, 제품, 에너지, 솔루션·서비스 부문의 유망분야를 〈표 2〉와 같이 명시하고 있다. 이를 위하여 정부는 친환경 제품생산의 원천기술 및 국제환경규제 대응 기술개발을 지원하고 에너지 다소비제품의 환경친화적 제품설계 및 생산을 촉진하기 위한 제도적 기반 구축을 추진할 예정이다. 즉 에너지 다소비제품의 온실가스 배출량 표시제를 도입하는 것을 추진하며 에너지 사용제품의 친환경설계의무의 도입, 그리고 제품의 환경성 기준 강화를 추진하고자 한다.

비록 온실가스 감축의무를 부담하고 있지 않지만, 기후변화 제4차 종합대책에서는 교토메카니즘을 적극적으로 활용하여 온실가스 감축의 비용을 절감하고 온실가스 감축사업의 활성화를 추진하고자 한다. 2008년 자발적 배출권 거래시장의 출범을 통하여 수요자, 공급자, 그리고 거래전문기관 등간의 기본적인 거래 메카니즘을 구축하고 참여자에 대한 인센티브를 부여할 예정이다. 특히 이러한 자발적 배출권 거래시장의 출범을 통하여 기업 등 경제주체 등의 온실가스 조기 감축을 인정하고, 정부예산에 의해서 감축효과가 확인된 양질의 배출권(KCER)을 구매하는 정책을 활성화할 예정

〈표 1〉 우리나라 제조업과 서비스업의 부가가치 비중 추이

구분	'95년		'00년		'05년		'06년		'10년		'20년		'30년
제조업	27.6	⇒	29.4	⇒	28.4	⇒	27.8	⇒	26	⇒	24.5	⇒	23
서비스업	51.8		54.4		56.3		57.2		58.7		62.3		66.3

자료: 국무조정실(2007), 「새로운 전환 기후변화 제4차 종합대책」

〈표 2〉 친환경산업(Green Ocean) 유망 분야

구분	내용
공정·소재	Hydrogen Green Metal, Green Material Process, 대체에너지 산업용 소재, 크린에너지 저장용 섬유, BT기반 청정공정 등
제품	하이브리드카, 선박용 연료전지시스템, 가스하이드레이트 시추선, 연료전지 지게차, 저전력 반도체, 환경모니터링 로봇, SF6대체 충전기기 등
에너지	풍력발전 부품시스템, 풍력태양광 단지개발, 태양광발전 모듈, 해양작물 재배, 건물에너지절약, ESCO, 유기성폐자원처리서비스 등
솔루션·서비스	CO ₂ 배출권 거래, 에너지절약형 데이터처리 SW, 친환경물류관리 네트워크, 제품서비스화, 재제조, 에코디자인서비스, 자원순환컨설팅 등

자료: 국무조정실(2007), 「새로운 전환 기후변화 제4차 종합대책」

이다. 이러한 KCER 구매를 위하여 2007년 50억원, 2008년에는 90억원의 예산을 이미 확보한 상태이다. 또한 에너지 공급사를 대상으로 신재생에너지 공급협약(renewable portfolio agreement : RPA)을 확대하고 점진적으로 구속력이 강화된 신재생에너지 공급기준(renewable portfolio standard : RPS)의 도입도 검토할 예정이다.

우리나라의 온실가스 감축의무부담에 대비하여 2008년에는 강제적 배출권 거래시장의 도입에 대한 검토를 시작할 예정인데, 이러한 계획에는 배출권 거래소 도입, 배출권 거래제 시범사업의 실시 등도 포함하고 있다. 또한 국내 배출권 거래시장을 해외의 탄소시장과의 연계하는 것을 목표로 미국의 시카고 배출권거래시장(CCX)을 포함한 해외 배출권 거래시장과 교차거래 및 협력을 추진할 계획이다.

우리나라는 2007년 탄소펀드를 조성하였는데, 이러한 탄소펀드는 국내외 청정개발체제 온실가스 감축사업과 해외의 온실가스 배출권에 대한 투자를 목적으로 한다. 제4차 종합대책에서는 온실가스 다배출 기업을 중심으로 추가적인 탄소펀드의 조성을 추진하고 국내

외 배출권 증개, 감축사업 발굴, 사업절차 등에 대한 컨설팅을 전문으로 하는 배출권 거래 전문회사 설립을 지원할 계획을 갖고 있다.

점차로 기후변화의 징후가 뚜렷해짐에 따라 온실가스 감축뿐만 아니라 우리나라의 기후변화에 대한 대비도 적극적으로 할 필요가 있다 우리나라는 제3차 기후변화협약 종합대책에서부터 기후변화 적응의 중요성을 인식하여 이를 정책에 포함시켰다. 하지만 본격적으로 기후변화에 대한 적응 부문을 고려한 것이 제4차 종합대책이다. 효과적인 기후변화 적응 정책을 수립하기 위해서는 우선적으로 한반도의 기후변화를 감시하고, 기후변화의 메카니즘에 대한 연구를 통하여 우리나라에 대한 기후변화 국가표준 시나리오를 도출해야 할 것이다.

기후변화 제4차 종합대책에서는 탄소추적모형의 개발과 같은 기후변화 감시체계 구축 계획을 수립하고 이를 추진할 예정이며, 기후변화 예측 핵심기술 확보를 위한 전지구 시스템 모형 및 기후대기환경 통합 예측모형을 개발할 예정이다. 이러한 모형으로부터 도출된 우리나라의 기후변화 표준 시나리오를 근거로 기후변화의 영향을 평가하고 부정적 영향을 최소화할 수 있도록

록 적응대책을 수립 추진할 예정이다. 특히 온실가스 감축정책과 조화로운 적응대책을 추진하며 부문별 기후변화 영향평가 및 적응대책을 포함한 기후변화 적응 마스터플랜을 2008년 수립할 예정이다. 기후변화 제4차 종합대책에서는 부문별 적응대책에 관한 주요내용을 포함하고 있다. 제4차 종합대책에 나열된 주요 부문을 살펴보면 생태계, 대기, 보건, 농업, 산림, 해양, 산업, 물관리, 도시, 그리고 방재부문 등이다.

최근에 발표된 대한상공회의소(2008)의 연구결과에 의하며 우리나라 국민 및 기업의 기후변화에 대한 종합적인 인식지수를 살펴보면 일반국민의 경우 53.18, 기업체의 경우 56.70으로 기본점수인 60점보다 낮아 우리나라 경제주체들의 기후변화에 대한 인식이 낮은 것으로 나타났다. 궁극적으로 기후변화에 대한 대응은 정부가 정책을 통하여 방향을 제시할 수 있지만 궁극적으로 온실가스 감축, 기후변화 적응 등의 행동을 하여야 하는 주체는 일반 국민이다. 기후변화 제4차 종합대책에서는 범사회적 역량강화를 위하여 한편으로는 지자체의 기후변화 대응 역량 강화를 추진하며 다른 한편으로는 국민 캠페인을 적극적으로 전개하고자 한다.

지자체의 온실가스 감축과 적응을 지원하기 위하여 중앙정부와 지자체간의 기후변화 정책협의회를 2008년 발족하여 운영하고자 한다. 그리고 지자체의 온실가스 감축적응 대책을 지원하기 위하여 기술과 예산지원을 하며 지자체 기후변화 대응 가이드북을 작성하여 이를 배포할 예정이다. 한편 산업체의 기후변화 대응 역량 강화를 위하여 기업·사업장 단위의 탄소중립(Carbon Neutral) 프로그램을 시행하여 기업스스로 감축목표를 정하여 자발적 협약, 대체에너지의 개발에 적극 참여하고 이를 통한 감축 결과를 발표하도록 하여 기후변화대응 우수기업을 선정하고 온실가스 감축을 기업의 이미지와 연계시키는 정책을 마련하였다. 일반 국민들의 온

실가스 감축에 대한 인식제고를 위하여 대국민 온실가스 감축을 위한 실천 운동을 전개하고, 기후변화에 대한 교육을 강화할 예정이다. 특히 기후변화센터를 통한 체계적 교육을 실시하며, 사이버 기후변화 통합 정보센터의 개설을 통하여 기후변화 관련 각종 홈페이지를 통합·연계하는 체제의 구축을 검토할 예정이다.

지속적인 경제성장과 온실가스 감축을 동시에 달성하기 위해서는 온실가스 감축기술의 개발이 결정적이다. 그 동안 우리나라 정부는 에너지기술개발 기본계획 등을 통하여 지속적으로 에너지절약, 대체에너지 기술개발을 위한 연구개발투자를 해왔다. 기후변화 제4차 종합대책에서는 기후변화관련 연구개발투자의 전략적 측면과 조정기능을 보강하기 위하여 기후변화 대응 중장기 과학기술 추진 전략과 기후변화 대응 연구개발 로드맵을 2008년에 수립할 예정이다. 이러한 계획을 통하여 연구개발 뿐만 아니라 인력양성, 국제협력 등에 대한 종합적인 대응 전략을 수립하고 연구개발 포트폴리오 및 투자전략을 수립하여 효율적인 기후변화 대응 기술개발을 추진할 예정이다. 그리고 기존의 기후변화 대응 기술 연구개발 투자에서 상대적으로 비중이 낮았던 기초, 원천기술 개발에 대한 투자비중을 2012년 20%까지 높일 예정이다.

온실가스 감축기술 개발에 있어서는 태양광, 풍력, 수소·연료전지, 바이오에너지 등의 핵심기술 개발하는데 세계 5위의 기술선진국 진입을 목표로 광화학, 생물학, 원자력을 이용한 수소제조 기술의 확보를 추진할 예정이다. 그리고 폐자원의 효율적 처리기술 개발을 통하여 2012년까지 연간 100만TOE의 폐기물에너지를 생산하여 화석연료의 대체를 촉진시키고자 한다. 에너지효율 향상을 위하여 건물, 산업, 수송, 전력기기 등의 기술분야별 기초·원천기술의 개발, 특히 보일러, 전동기 등 7대 에너지 다소비기기의 고효율화를 적극적으

로 추진할 계획이다. 한편 현재 일본, 유럽 국가들을 중심으로 적극적으로 실험 프로젝트를 운영 중인 이산화탄소 포집·저장·흡수 기술을 개발하고, 불소계 온실가스의 대체 및 회수·재이용·처리기술개발도 지속적으로 추진하고 있다. 또한 에너지 공급측면에서 원자력의 적정비중에 대한 검토와 더불어 국내 원자력 기술개발을 강화하고, 특히 미래 에너지원의 확보를 위한 핵융합기술 개발을 위한 국제공동사업에 적극적으로 참여하여 기술개발을 추진하고 있다.

제4차 종합대책에서는 인프라 구축측면에서 기후변화대책법의 입법을 추진하고, 기후변화대응 재원대책에 대한 내용을 포함하고 있다. 기후변화대책법에는 각종 기후변화 대응 대책 추진의 법적 근거를 마련하고 동시에 경제주체별 책무를 규정하며 금융세제지원, 배출권 거래제 등의 온실가스 감축 이행방안의 근거를 마련하고자 한다. 제4차 종합대책은 친환경경제로의 개편을 통하여 저탄소 산업구조로의 전환과 신재생에너지 등 대체연료 개발에 대한 경제적 동기를 부여하고 세수입을 안정적인 기후변화대응에 활용하여야 할 필요성을 명시하였으며 2009년까지 환경친화적 세계인센티브 강화와 현재의 교통에너지환경세의 환경친화적 기능을 강화하거나 탄소세로 전환하는 등의 다각적인 세제운용방안을 검토할 계획을 세웠다.

효과적인 기후변화 대응을 위해서 지속적으로 국가 온실가스 인벤토리 작성체제를 개선하며, 온실가스 배출계수의 개발 및 관리를 통하여 지속적으로 질을 제고하고자 한다. 그리고 온실가스 감축 및 적응 정책의 효율성 제고를 위한 기초자료인 경제부문별 온실가스 배출행태 통계를 체계적으로 그리고 지속적으로 수집, 관리, 분석하는 시스템을 부문별 온실가스 감축 기술DB 구축과 병행하여 구축하고자 한다.

4. 맺음말

우리나라의 기후변화 제4차 종합대책은 우리나라에 대한 국제적인 온실가스 감축의무부담에 대한 국제사회의 강력한 요구를 진지하게 고려하여 수립되었다. 2007년 제13차 당사국 총회에서는 공동의 차별화된 책임이라는 원칙하에 선진국과 개발도상국 모두 기후변화방지를 위하여 측정가능(measurable), 보고가능(reportable), 그리고 확인가능(verifiable)한 온실가스 감축에 대한 공약 또는 행동을 하기로 동의하였으며, 이를 구체화한 합의를 2009년 덴마크의 코펜하겐에서 개최되는 제15차 당사국총회까지 이끌어 내기로 하였다. 우리나라는 선진국 대열에 안착하기 위해서는 아직도 지속적인 경제성장이 필요하고, 따라서 지속적으로 에너지소비와 온실가스의 배출이 증가할 것으로 예상되지만, 다른 한편으로는 세계 10위권의 경제규모와 온실가스를 배출하는 국가로서 이러한 국제사회의 온실가스 감축노력에 더 이상 적극적으로 참여하지 않을 수 없는 것도 현실이다.

향후 우리나라의 온실가스 감축의무에 관한 대외 협상, 그리고 국내 정책은 더 이상 우리나라가 감축의무를 받을 것인지 그렇지 않을 것인지의 논의보다는 어떠한 형태로, 어느 정도의 온실가스 감축을 목표로 정책을 시행하여야 할 것인지에 초점을 맞추어야 할 것이다. 물론 기존의 부속서 I 국가 이외에 추가적으로 다른 국가들이 온실가스 감축의무를 부담하는 방식에 대해서는 불확실성이 매우 높고 이러한 불확실성은 어느 한 국가의 일방적인 의사결정에 의해서 제거되지 않는다. 금년 3월말부터 태국의 방콕에서 개최되는 제1차 기후변화협약에 따른 장기적 협력을 위한 협의체(Ad-hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention)회의를 시작으로 한

계획된 기후변화 협상에서 서서히 추가적으로 국제 온실가스 감축 노력에 동참하는 국가들의 참여방식에 대한 불확실성이 제거될 것이다.

우리나라의 입장에서는 선진국과는 차별화된 방식에 의해서 강제적이라기보다는 자발적으로, 그리고 목표 미달성에 대한 벌칙보다는 목표 초과달성에 대한 인센티브 제공이 보다 강조된 형태의 온실가스 감축 참여 방식을 선호할 수밖에 없을 것이다. 중국, 인도 등 온실가스 배출량이 많고 온실가스 배출량의 증가율이 높은 국가들에 대한 선진국들의 국제적인 온실가스 감축 노력에 대한 참여 압력도 매우 높다. 따라서 우리나라의 참여방식 혹은 우리의 입장은 선진국들의 기대뿐만 아니라 인도, 중국처럼 빠르고 지속적인 경제발전을 해야 하는 국가들의 요구를 종합적으로 반영하여 합의를 도출하는 과정에서 결정될 것이다. 따라서 대외적으로는 국제사회의 온실가스 감축논의 동향을 파악하는 것뿐만 아니라, 우리의 입장에 대한 국제사회의 동의를 유도할 수 있는 국제사회 공조방안도 동시에 마련해야 할 것이다.

국제사회의 온실가스 감축과 적응, 기술이전 등에 관한 급박한 상황 전개에서 마련된 기후변화 제4차 종합대책은 내용에 있어서 기존의 종합대책과 차별화를 시도하였다는 점에서 그 가치를 인정할 수 있을 것이다. 제4차 종합대책을 통하여 우리나라의 온실가스 감축 잠재량을 파악하며, 동시에 우리나라의 온실가스의 배출을 중장기적으로 감축시킬 수 있는 세계개편, 에너지 공급체제의 개편, 국내 배출권 거래제도 도입 모색, 탄소 펀드의 확대, 그리고 온실가스 감축 및 신재생에너지 기술개발에 대한 전략의 재정립과 투자 확대 등과 같은 정책을 추진하는 것은 보다 강화된 국제사회의 요구에 부응하고자 하는 노력을 나타낸 것이다.

기후변화 제4차 종합대책을 추진하는 데 있어서 보

다 강조해야 하는 것은 더 이상 기후변화 대응을 정부의 몫이라는 인식에서 벗어나야 할 것이다. 제4차 종합대책이 소기의 목적을 달성하기 위해서는 산업계, 그리고 일반국민들이 기후변화 대응을 위한 행동을 실행에 옮겨야 할 것이다. 아직까지 우리나라는 강제적인 온실가스 감축목표가 주어지지 않고 있으며 기후변화에 따른 기상 재앙 등이 현실로 나타나지 않고 있기 때문에 경제주체들의 적극적인 행동변화를 기대하는 것이 어려웠던 것도 사실이다. 하지만 앞에서 언급한 바와 같이 기후변화 제4차 종합대책이 우리나라의 보다 강화된 국제사회 온실가스 감축 동참에 대한 기대를 고려하여 수립되었다는 것은 더 이상 경제주체들이 소극적으로 온실가스 감축 및 기후변화 적응 대응을 할 수 없다는 것을 의미한다.

기후변화 대응은 1~2년의 단기간에 효과적인 대응을 할 수 있는 것은 아니다. 산업부문의 온실가스 감축을 위한 투자, 기술개발 등은 중장기적인 관점에서 의사결정을 하고 준비를 해야 하는 것이다. 하지만 중장기적인 접근이 기업체들의 소극적 자세를 의미하는 것은 아니다. 그 동안 정부중심의 기후변화 협상 및 정책으로 인하여 산업체들의 온실가스 감축에 대한 관심은 상대적으로 낮았다. 최근 일본, 유럽 국가들은 수출산업을 중심으로 자국 산업의 국제경쟁력 유지를 위하여 철강, 시멘트 등 에너지 다소비산업을 중심으로 부문별 온실가스 감축 또는 효율 목표를 설정하지는 부문별 접근(sectoral approach)방식을 제시하고 있으며, 향후 이에 대한 집중적인 논의가 예상된다. 이러한 부문별 온실가스 감축목표 설정은 국가 온실가스 감축목표 설정과 병행하거나 혹은 독립적으로 진행될 수 있으므로 산업계의 보다 적극적인 관심과 관련 산업의 국제협회를 통한 적극적인 대응이 필요하다.

일반 국민들도 에너지소비, 온실가스 배출에 영향을

미치는 가전제품, 자동차 등과 같은 내구재의 구입에 있어서도 에너지소비와 온실가스 감축을 고려하여 중장기적으로 접근해야 할 것이다. 그리고 무엇보다도 일반국민의 에너지 소비행태의 질적인 변화를 위해서는 생활양식, 대중교통 이용 등과 같은 교통수단의 선호도 등에 대한 변화를 지금부터 시작하여 이를 체질화하여야 향후 보다 강화된 온실가스 감축이 이행될 때 단기간의 충격을 적게 받을 것이다.

기후변화 제4차 종합대책의 시행에 있어서도 정책의 효율성 제고를 위한 노력도 함께 이루어져야 할 것이다. 이를 위해서는 기존의 3차에 걸친 종합대책의 시행과는 질적인 측면에서 차이를 가져야 할 것이다. 제4차 종합대책 수립과정에서도 논의가 되어왔지만 정책의 온실가스 감축효과에 대한 계량화가 보다 강화되어야 하며, 동시에 유사 정책을 통합하여 정책의 효과를 보다 정확하게 산출할 수 있는 방안을 마련하여야 할 것이다. 그리고 이미 확정된 정책도 변화하는 국제상황과 정책 추진 효과에 대한 보다 체계적이고 강화된 중간 평가 등을 통하여 수시로 정책의 방향, 내용 등을 조정하거나 추가 또는 제외하는 체제를 구축하여야 할 것이다.

기후변화 제4차 종합대책은 파장효과가 매우 큰 정책에 대한 검토를 하는 내용을 포함하고 있다. 예를 들어 원자력의 적정비중, 환경친화적 세계 도입, 강제적 배출권 거래제도 도입, 그리고 우리나라의 온실가스 감축잠재량 분석, 기후변화 예측, 영향평가, 그리고 적응대책 등이 이에 해당한다고 할 수 있다. 이처럼 민감한 사항에 대한 검토를 행하거나 대책을 수립하는 데 있어서, 우리나라의 협상전략 및 국제사회의 협상 추이를 고려하고 동시에 충분한 시간을 가지고 경제, 환경 등에 미치는 효과 등에 충분한 검토, 관련 당사자들의 논의, 그리고 과학적 결론 도출에 근거한 의사결정이 이루어져야 할 것이다.

기후변화를 방지하고자 하는 국제사회의 노력에 대한 동참은 누구도 부정할 수 없는 명제일 것이다. 하지만 온실가스 배출에 의한 기후변화를 방지하고자 하는 노력의 성과는 어느 한 국가의 일방적인 감축만으로 해결될 수 없는 것이며 또한 현재의 온실가스 배출량뿐만 아니라 과거의 온실가스 배출량에 의해서 결정되는 것이다. 따라서 우리나라가 이러한 국제사회의 온실가스 감축노력에 어떠한 형태로, 어느 정도의 공헌을 할 것인지의 여부는 우선적으로 부속서 I 국가의 선도적 역할 정도, 그리고 중국, 인도 등 온실가스 다배출국들의 참여 여부 및 형태, 그리고 우리나라 온실가스 감축 잠재량 및 경제적 파급효과 등을 종합적으로 고려한 전략적 차원에서 결정하여야 할 것이다.

〈 참고 문헌 〉

- 국무조정실(2007), 「새로운 전환 기후변화 제4차 종합대책」
- 대한상공회의소(2008), 「기후변화 인식지수 개발을 위한 연구」
- 에너지경제연구원 · 환경정책평가연구원(2007), 「기후변화협약 제4차 종합대책 수립방안」

베트남 에너지산업 현황과 우리기업의 진출방안



손승호

한국수출입은행 국별조사실 팀장

1. 머리말

인도차이나 반도의 중심국가인 베트남은 1975년 통일된 이후 전쟁 후유증, 비효율적인 경제운용, 서방제국의 경제제재 조치 등으로 심각한 경제난에 봉착하기도 하였으나, 1979년 말부터 계획경제하의 부분적 자유화 조치를 단행하는 신경제정책을 시행함으로써 경제회복의 기미를 보이기 시작하였다. 1986년 제6차 공산당 전당대회에서 시장경제원리의 도입을 주요 내용으로 하는 대외개방·개혁정책인 도이머이 정책을 채택한 이후 외국인투자법 제정, 재정금융개혁 등의 개혁정책을 추진한 결과 물가안정, 재정적자 축소, 외국인투자 증대 등 비교적 안정적인 경제성장을 지속하고 있다.

특히 아시아 외환위기가 고조되었던 1980년대 중후반 베트남 남부 해안에서 대형 유전들이 개발되어 본격적인 생산을 시작한 1989년 이후 석유 수출이 섬유산업을 누르고 수출 1위 품목으로 자리 잡게 되면서 베트남 에너지 산업이 베트남 경제성장에서 차지하는 비중이 점차 커지고 있다. 베트남 정부는 2006년 4월의 제 10차 공산당 전당대회를 통해 2006~10년 기간중

7.5~8%의 경제성장을 달성하는 것을 목표로 하고 있으며, 베트남의 수출 호조, 외국인투자 유입 확대 등을 고려하면 경제성장률 목표 달성이 어렵지 않을 것으로 보인다. 그러나 베트남 경제가 향후에도 이러한 고도성장을 유지하기 위해서는 무엇보다도 경제성장의 원천인 에너지 부문의 안정적 성장과 발전이 필수적이라 하겠다.

따라서 본고에서는 베트남의 경제성장에 따라 중요성이 더욱 커지고 있는 베트남의 에너지 산업에 대해 그 개황을 살펴보고 석유가스 부문과 전력 등 주요 에너지산업 현황을 알아봄으로써 베트남 에너지산업의 전망과 함께 우리기업의 진출방안도 모색해 보고자 한다.

2. 에너지산업 개황

가. 에너지정책

베트남의 석유가스부문은 1990년대 후반 본격적인 개발을 실시한 이후 고도성장을 지속하여 아시아 지역

〈표 1〉 베트남의 에너지 자원 현황

구분	단위	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
석 유	매장량(백만 배럴)	600	600	600	600	1,010	1,200	1,400
	생산량(천 b/d)	356.8	339.6	352.5	360	370	380	392
	소비량(천 b/d)	178.6	192.9	216	228	242	254	275
천연가스	매장량(Tcf ¹⁾)	..	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	생산량(Bcf ²⁾)	45.9	79.8	95.4	110	140	200	220
	소비량(Bcf)	45.9	79.8	95.4	110	140	160	190
전 기	발전능력(MW)	6,249	8,323	8,748	9,300	9,800	10,300	10,800
	발전량(10억 kWh)	29.7	34.6	39.7	43.4	47	52	56
	소비량(10억 kWh)	27.6	32.1	36.9	40.8	45.7	50	54

주: 1) Trillion cubic feet

2) Billion cubic feet

자료: Global Insight, Global Insight Report: Vietnam(Energy), Jan., 2008

제6위의 석유가스 공급국이 되었다. 그러나 국내시장에서의 석유가스 수요 증대에 대응하기 위해서는 석유 탐사 및 생산 등의 업스트림¹⁾ 부문에 대한 지속적인 투자가 필요할 것으로 보인다.

2002년 이전에는 산업부(Ministry of Industry)가 에너지 정책을 담당하였는데, 당시의 에너지정책들은 에너지 자급자족과 에너지 안보를 가장 중요하게 고려하였다. 2002년 8월 베트남 정부는 천연자원환경부(Ministry for Natural Resources and the Environment)를 신설하여 석유가스 탐사 및 생산에 대한 정책 입안을 통합 담당하도록 하였으며 그 주요 정책 목표는 다음과 같다. 첫째, 수출 증대를 위해 석유 생산을 확대하는 것이다. 베트남은 2005년중 1,808만 톤의 석유를 수출하여 73억 9,000만 달러를 벌어들이는 등 석유산업은 1999년 이후 베트남내 최대 수출 산업이다. 베트남 정부는 연간 30억 달러에 이르는 석유

가스 탐사 및 생산 부문으로의 투자 유치를 통해 확인 매장량을 매년 약 2,500~3,000만 톤씩 증대시키고자 노력하고 있다. 둘째는 가스 연료를 사용한 전력 생산 확대이다. 최근 개발이 활발히 진행되고 있는 베트남 남부 연안의 천연 가스전이 발전과 산업용 에너지 공급을 위한 주요 에너지원으로 개발되고 있으며, 이를 통해 베트남의 전통적 에너지원인 석탄의 비중을 감소시키고자 하고 있다. 셋째는 다운스트림 부문의 개발이다. 베트남은 산유국이지만 아직 정유공장이 없어 정유 제품은 전량 수입에 의존하고 있는 실정이다. 베트남내 제1정유공장으로 추진되어 온 중캇(Dung Quat)정유소의 완공이 지연되고 있어 베트남 정부는 여타 지역에서의 정유공장 건립을 동시에 추진하고 있다. 국영석유회사인 페트로베트남(Petrovietnam)사의 가스설비마스터플랜(Gas Utilization Master Plan: GUMP)에 의해 베트남 남부와 북부 지역에도 정유공장의 건설이

1) 석유산업의 사업 활동은 다음과 같이 크게 4가지 단계로 나눌 수 있음. 즉, ①석유 매장장소의 탐사, 유전의 굴착, 채유시설(採油施設)의 건설, 원유의 판매 등을 중심으로 한 원유의 생산부문, ②원유의 수송부문, ③원유에서 가솔린·중유 등의 각종 석유제품을 생산하는 정제부문, ④석유제품의 수송을 포함한 판매부문 등임. 이 중에서 ①의 원유의 생산부문을 업스트림(up-stream), ②이후의 단계를 다운스트림(down-stream)이라고 함.

추진되고 있다. 석유가스 제품의 유통체계도 조금씩 성장하고 있으며 석유화학 플랜트도 계획되고 있다. 넷째, 국내 석유가스 시장의 개혁이다. 여타 아시아 산유국들과 마찬가지로 베트남 정부는 국내 연료가격 보조금들이 정부 재정에 미치는 악영향을 우려해 왔다. 2006년 8월에는 베트남내 유류 사용의 수요 억제와 수입 축소를 위해 국내 유류가격을 국제 시장가격에 근접하도록 약 9% 인상하였다.

또한 베트남 석유가스 산업내 다운스트림 부문의 발전을 위해서는 공공 석유회사의 민영화와 시장경쟁 조성이 필수적으로. 베트남 정부는 석유가스산업의 공공 부문 민영화를 위해 페트로베트남사 산하의 자회사들에 대한 민영화를 우선 추진하고 있다. 2006년말 이후 페트로베트남사의 자회사에 대한 대규모 정부 지분 매각이 있었고, 향후 민간자본이 업스트림과 다운스트림 부문 모두에 보다 광범위하게 참여할 수 있을 것으로 보인다.

나. 국영석유회사

베트남의 석유가스 부문은 국영 페트로베트남사가 지배하고 있다. 베트남 국영석유회사(National Oil Company: NOC)들은 2002년에 산업부(Ministry of Industry) 산하로 편입되었지만, 실제로 베트남의 석유가스 부문은 정부에 의해 직접적인 규제를 받고 있지 않으며 페트로베트남사와 그 자회사들은 상당한 경영자치권을 누리고 있다. 페트로베트남사는 외국인투자기업과의 합작을 통하여 업스트림 사업을 수행해 왔으며, 산하 자회사들을 통해 석유가스 부문의 국내 판

매 및 유통 부문을 관리하고 있다. 페트로베트남사는 독점적 지위를 이용하여 막대한 수익을 내고 있는 것으로 알려지고 있는데, 2007년 상반기에만 84.6조 동(약 52억 8,750만 달러)의 수익을 낸 것으로 발표한 바 있으며 이는 전년동기대비 2.8% 증가한 수치이다. 페트로베트남사는 세계 주요 석유개발회사들과 협력관계를 가지고 있으며 대표적인 사례가 페트로베트남사와 러시아 Zarubezhneft사의 합작으로 설립한 베트남내 최대 석유 생산회사인 Vietsovpetro(VSP)이다. 기타 주요 외국계 협력기업들로는 Su Tu Den 유전과 Lang Dong 유전 개발을 담당하고 있는 Conoco Phillips사, Nam Con Son 광구를 개발하고 있는 BP사, Truong Son 합작기업을 운영하고 있는 Talisman사 등이 있다. 베트남 정부는 국영석유가스 부문의 개혁을 위해 2006년 하반기부터 페트로베트남사 산하 기업들을 민영화하기 시작하였으며, 그 주요 기업들은 <표 2>와 같다.

다. 관련 법규

1990년대 초반 이후 외국인투자기업들이 참여한 베트남에서의 석유 탐사와 개발은 다음 두 가지 형태로 이루어졌다. 첫째는 생산공유계약(Production Sharing Contracts: PSCs)으로 이는 베트남 외국인투자법에 명시된 사업협력계약²⁾과 유사하다. 생산공유계약에 의한 사업은 유한책임회사 등의 법인 형태를 가지지 못하므로 투자 위험이 증가되는 점도 있지만 반면 사업의 운영 및 종료에 있어서는 다소 유연한 측면도 있다. 둘째는 합작기업(Joint Operating Enter-

2) 사업협력계약(Business Cooperation Contract: BCC)은 베트남에 사업을 위해 별도의 법인을 설립하지 않고 단지 쌍방간의 비즈니스 계약에 의거, 사업을 공동으로 영위하는 투자형태이며 별도의 법인설립이 없기 때문에 계약상의 무한책임을 짐.

〈표 2〉 페트로베트남사의 주요 산하기관 현황

기업명	주요 기능
Petechim	연료용 석유가스 제품의 수입과 재수출을 담당하는 무역 회사
Petrolimex	석유가스 저장시설, 워크샵, 탱크로리, 직영 소매점의 관리 운영
PetroVietnam Oil Processing and Distribution Co.(PVPDC)	윤활유 플랜트 및 석유 터미널의 관리, 관련 무역 업무
PV Gas	생산된 가스의 사용, 가공, 응축, LPG, 무역 등을 담당
PetroVietnam Investment and Development Co.,(PIDC)	업스트림 부문의 계약 관리
PV Engineering	엔지니어링, 측량, 컨설팅 기능
Petroleum Technical Service Co.,(PTSC)	선적, 저장, 물류 등을 담당. 2006년 8월에 성공적으로 기업공개가 이루어짐.
PV Drilling	2006년 11월, 호치민시 증권거래소에서의 기업공개 승인 완료
PVFC	페트로베트남사의 금융서비스 부문으로서 은행 역할을 하고 있는데 향후 민영화될 예정

자료: 〈표 1〉과 같음.

prise: JOE)의 형태로 주요 업스트림 프로젝트에 도입되었다. 이 형태는 석유가스 개발사업에서 제반 세금을 최소화 할 수 있고 보다 많은 기업들이 소지분 투자를 통해 참여할 수 있다는 장점이 있다.

베트남 내에서의 석유가스 산업 관련 제반 사업 활동들은 1993년 9월 1일 시행된 석유법(Petroleum Law)에 근거를 두고 있다. 석유법은 1996년 12월 17일의 석유가스법 시행을 위한 세칙을 규정한 정부시행령인 법령 84/CP호에 따라 시행된다. 석유법은 2000년 6월에 개정되었으며 이 개정을 통해 민간 기업과 외국인투자자의 참여 범위가 더욱 확대되었다. 석유법은 석유가스의 탐사와 생산뿐만 아니라 석유가스 사업 운영에도 적용된다.

베트남에서의 석유가스 탐사 및 생산비용은 베트남 유전의 대부분을 차지하는 해상 유전의 지리학적 특성으로 인해 비용이 비교적 높은 상황이다. 이에 따라 베트남 정부는 외국인 투자자들을 유치하기 위해 법인세

율을 포함하여 유리한 투자 조건들을 제시하고 있다. 석유가스 사업에 대한 법인세율은 생산량 수준에 따라 원유는 4~25%, 천연가스는 0~10%로 일반 외국인투자기업의 법인세율 28%보다 크게 낮은 편이다. 또한 외국인투자기업은 투자금을 전액 회수하기까지 석유가스 생산량의 50~70% 범위내에서 초기 투자비용을 생산된 석유가스 현물로 우선 회수할 수 있으며 이 경우 수입세와 수출세를 면제 받는다

그러나 베트남 정부는 석유가스 사업에 대해 아직도 많은 규제와 감독을 하고 있으며 베트남 국익을 위하여 베트남내 석유가스의 생산 및 수출을 규제할 수도 있음을 분명히 하고 있어 외국인투자기업의 충분한 사전 검토가 필요하다고 하겠다.

3. 에너지산업의 부문별 현황

〈표 3〉 주요 석유 유전의 생산량 현황

유전명	생산량(b/d)	비고
White Tiger(Bach Ho), Dragon	160,000	현재 베트남내 최대 유전이나 점차 생산량 감소 추세
Dawn(Rang Dong)	65,000	-
Hang Ngoc(Ruby)	30,000	-
Su Tu Den(Black Lion)	85,000	-
PM-3(bunga kekwa C)	40,000	말레이시아와의 해상 접경구역
Dai Hung(Big Bear)	6,300	최근 생산량 증가
White Lion(Su Tu Trang)	30,000	15-1구역, 2008년까지 개발예정
Golden Lion(Su Tu Vang)	140,000	2008년 9월까지 개발 예정
Topaz North	2,300	현재 개발이 진행중
Ca Ngu Vang(Golden Tuna) Voi Trang(White Elephant)	-	2006년에 상업성이 확인되었으며 2008년 상반기중 생산 예정 추정 매장량 2억 5,000만 배럴
Phuong Dong	-	Rang Dong유전과 연계하여 2008년 3/4분기중 생산 예정 추정매장량 3,620만 배럴

자료: 〈표 1〉과 같음.

가. 석유가스부문

1) 탐사 및 생산

베트남은 최근 남부 해상에서 신규 석유가스 유전이 다수 발견되면서 해상 유전 탐사 및 생산 프로젝트에 대한 투자가 활발히 이루어지고 있어 향후 베트남이 아시아에서 중요한 석유가스 생산국이 될 것으로 보인다.

베트남의 석유가스 매장량은 각각 14억 배럴과 6.8Tcf로 아직은 비교적 적은 규모이다. 그러나 베트남의 유전들은 대부분 탐사가 충분히 이루어지지 않아 실제 매장량은 각각 20억 배럴과 10Tcf 이상이 될 것으로 추정되고 있다. 베트남내 유전에 대한 탐사와 시추 활동은 1990년대 후반 이후 국제적인 고유가 지속과 베트남의 투자환경 개선으로 활발해지고 있다.

베트남내 최대 석유 생산회사는 러시아의 Zaru-

bezhneft사와 페트로베트남사의 합작사인 Vietsovpetro사이다. Vietsovpetro사는 베트남 최대 유전인 Bach Ho유전을 운영하고 있다. 동 유전에서는 160,000b/d 규모의 생산을 하고 있으나 그 생산량이 점차 감소 추세를 보이고 있어 추가적인 신규 유전의 발굴이 절실한 상황이다. 2000년 이후에는 BP, Petronas, ConocoPhillips 등 주요 외국계 석유기업들이 새로운 유전에서 생산을 확대하면서 향후 Vietsovpetro사의 생산량을 추월할 것으로 예상된다. Premier사와 같은 비교적 소규모 석유기업들도 베트남 해상에서의 탐사 및 생산 사업에 참여하고 있다.

한편 베트남내 천연가스 프로젝트는 〈표 5〉에 있는 바와 같이 2건에 불과하다. 이 중 Nam Con Son 프로젝트는 현재까지 베트남 최대의 외국인직접투자 프로젝트로 총 투자 자본금이 13억 달러로 추산되고 있다. Nam Con Son 지역은 해저 410피트 깊이의 5개 유정

〈표 4〉 베트남내 석유가스 유전 현황

유전명	부문	구역	운영사
Topaz, Emerald	석유	1, 2	Petronas
Big Bear, Blue Dragon (Dai Hung, Thanh Long)	석유	5-01, 5-01B	Petrovietnam (2003년 Vietsovpetro사로부터 인수)
Jupiter, Aquamarine (Hay Thach, Moc Tinh)	가스, 콘덴세이트	5-02, 5-03	BP
West Orchid, Red Orchid, Twin Dragon(Nam Con Son Basin)	가스	6-01	BP, KNOC
White Tiger (Bach Ho), Dragon	석유	9-01	Vietsovpetro
Hoan Vu	석유, 가스	9-02	SOCO(PTTEP farmout)
Flying Dragon, Twin Dragon	석유, 가스	11-02	KNOC
Seagull, Swan, Dua	석유, 가스, 콘덴세이트	12(W), 12(E)	Noble Affiliates, Santos, Premier Oil
Diamond, Black Lion, Ruby (Su Tu Den)	석유	15-01	ConocoPhillip
Dawn (Rang Dong)	석유	15-02	ConocoPhillip
Hoang Long	석유, 가스	16-01	SOCO(PTTEP farmout)
Dam Doi, Nam Can and Ngoc Hien, Phu Tan and Khanh My, Cai Nuoc	석유, 가스	46	Truong Son Joint Operating Co.(Petronas, Talisman)
Song Tra Lai, Tien Hai	가스	onshore	Petrovietnam
Golden Lion (Su Tu Vang)	석유, 가스	15-01	Petrovietnam, ConocoPhillips, KNOC
Song Thai Binh	석유	onshore	Petrovietnam
White Lion (Su Tu Trang)	석유, 가스	15-01	Petrovietnam

자료: 〈표 1〉과 같음.

〈표 5〉 주요 가스 유전의 생산량 현황

유전명	생산량(Mmcf/d ^주)	비고
Tien Hai	176	하노이 인근 지역
Lan Tay Lan Do(Nam Con Son)	500	2002년 10월이후 가스 생산 개시

주: million cubic feet per day

자료: 〈표 1〉과 같음.

으로 이루어져 있고, 지상 처리 플랜트까지 총 360 킬로미터 길이의 2단계 파이프라인으로 연결된 생산 플

랫폼이 있다. 생산된 가스는 지상 처리 플랜트를 거쳐 Phu My 산업단지에 있는 3개의 발전 플랜트까지 35

킬로미터를 파이프를 운송된다. 3개의 발전 플랜트에서 생산된 전기는 베트남 남부 특히 호치민시에서 1차적으로 소비되고 있다. Nam Con Son 지역에서 추가로 개발이 예정된 유전으로는 Rong Doi(Twin Dragon), 11-2 광구(flying Dragon) 등이 있으며, 이 두 유전은 한국석유공사(KNOC)에서 개발 중이다. BP사는 인근 Hai Thach 유전에서 가스를 생산할 예정이고, Premier사는 현재 12E 광구의 Dua 지역에 있는

Santos유전에서 생산하고 있는데, 향후 생산 활동을 Nam Con Son 지역으로 확대할 계획이다. 천연가스는 현재 생산량 전량이 국내 소비용으로만 사용되고 있으나 생산의 급격한 증가로 향후 수출도 기대되고 있다. 쉘브론사가 태국 및 말레이시아까지 연결되는 수출용 가스파이프라인 건설을 제안하였으며, 중국 남부까지 공급할 수 있는 LNG 수출 프로젝트도 검토되고 있다.

〈표 6〉 베트남내 주요 석유가스 생산 기업 현황

페트로베트남사	
생산량	석유 : 340,000b/d 가스 : 5.55Mmcf/d
주요 유전	러시아 Zarubezhneft사와의 협업을 통해 베트남내 최대 유전인 Bac Ho 유전을 운영. 베트남 북부의 몇몇 소형 유전을 단독으로 운영하고 있고, 베트남내 모든 여타 유전들에 대한 소지분을 보유하고 있음.
주요 협력 기업	Zarubehneft, ConocoPhillips, Petronas,
비고	독점 국영기업
BP사	
생산량	석유 : 미확인 가스 : 13.2Mmcf/d
주요 유전	5-2, 5-03, 6-01 (Nam Con Son)
주요 협력 기업	페트로베트남, ONGC
비고	해저 파이프라인과 가스화력 발전 사업 추진
ConocoPhillips사	
생산량	석유 : 33,000b/d 가스 : 16.0Mmcf/d
주요 유전	15-01(Su Tu Den), 15-02(Rang Dong) 등의 유전에서 생산중 16-02(Bao Gam 및 Bao Vang)지역을 포함하는 탐사 추진
주요 협력 기업	페트로베트남, Japanese Vietnamese Petroleum Co., KNOC
비고	외국계 석유기업들중 베트남 최대의 사업 면적(460만 에이커) 보유
Petronas사	
생산량	석유 : 미확인 가스 : 미확인
주요 유전	Topaz, Ruby Emerald, Bunga Raya, Bunga Kekwa, Dam Doi, Nam Can, Ngoc Hien, Phu Tan, Khanh
주요 협력 기업	Petronas는 Talixman Energy, 페트로베트남사와의 합작사인 Truong Son 합작법인에 참여
비고	말레이시아와 베트남을 연결하는 파이프라인 건설 추진

자료: 〈표 1〉과 같음.

2) 주요 석유가스 생산 기업

베트남내에서 활동하고 있는 석유가스 기업들을 살펴보면, 우선 베트남의 석유가스 부문은 국영 기업인 페트로베트남사가 지배적인 역할을 하고 있다. 페트로베트남사는 생산공유계약(PSCs) 또는 합작을 통해 석유가스의 탐사 및 생산을 관리하고 있고 산하 자회사를 통해 모든 국내 무역과 유통 기능을 관리하고 있다. 그러나 새로운 유전 개발의 지연으로 페트로베트남사를 통한 석유가스 생산량이 점차 감소하고 있어, 2007년 상반기중 페트로베트남사의 석유생산은 326,000b/d로 전년동기대비 5%나 감소하였다.

한편 외국계 석유가스 기업도 다수 활동하고 있다. ConocoPhillips사는 외국계 회사로는 베트남에서 최대의 개발면적(460만 에이커)을 보유하고 있고, Su Tu Den 유전과 Rang Dong 유전에서 생산하고 있으며, Bao Gam 유전, Bao Vang 유전(16-02 공구) 등을 신규로 탐사할 예정이다. 동사는 생산공유계약을 통해 다수의 유전개발 프로젝트에 참여한 반면 많은 외국계 기업들은 페트로베트남사를 비롯한 여타 몇몇 기업들과의 개별적인 합작 방식을 선호해 왔다. BP는 인도의 ONGC Videsh사와의 합작을 통해 Nam Con Son 단지를 개발중이며, Petronas사와 Talixman사는 Truong Son 합작법인에 대한 지분 투자를 하고 있다.

〈표 7〉 베트남내 주요 석유가스 탐사 현황

운영사	광구	현황
페트로베트남	Tien Hai(지상)	2003년 초 천연가스 발견
Talisman Energy	46광구(Cai Nuoc)	2003년 11월 천연가스 발견
	15-02/01 광구	2005년 4월 탐사권 확보
한국석유공사(KNOC)	11-02광구 (Flying Dragon)	가스 856 bcf 확인, 2006년 생산개시
	Rong Tre (Young Dragon)	2005년 5월 석유 발견
ConocoPhillips	Su Tu Trang (White Lion)	2003년 천연가스 발견. 상당한 상업성(석유 3억 배럴, 천연가스 3~4Tcf)이 알려짐.
	Su Tu Vang (Golden Lion)	2001년, 석유 및 가스 발견. 초기 엔지니어링 작업 진행 중
Nippon Oil Exploration, Idemitsu Kosan, Teikoku Oil	605-1(b), 05-1(c)	2004년 10월, 탐사권 확보
SOCO	16-01광구	3개의 유정에서 석유 탐사 성공. 2008년중 상업적 개발 예정
	9-02광구	2005년 Golden Tuna에서 석유와 가스 발견. 2007년에 상업적 개발 시작
Premier, Santos	12E광구	2006년 Dua광구에 신규 석유가스층 발견. 추가 평가 작업 진행 중
Salamander	DBSCL1	2007년 7월 Cuu Long사가 탐사계약 완료

자료: 〈표 1〉과 같음.

SOCO사는 페트로베트남사 및 태국 PTTEP사와 함께 탐사를 시행하여 Cuu Long 분지에서 상업성 높은 성과를 거두었으며, 특히 9-02공구의 상업성이 높은 것으로 평가되고 있다. 이외에 탐사 계약 또는 생산공유 계약을 체결하였던 회사들로는 한국석유공사(KNOC), Total, Idemitsu, Chevron 등이 있다.

한편 2000년의 석유가스법 개정안에는 보다 개방적이고 정례화된 사업허가협상을 규정한 조항이 포함되었다. 다수의 사업허가권이 비공개적인 협상과 합의를 통해 이루어졌지만 사업허가권에 대한 정부 운영이 점차 개선되고 있다. 베트남 중남부에서 가까운 해상에 있는 122광구에서 130광구에 이르는 Phu Khanh 분지에 대한 베트남 정부와 석유가스 개발 기업들간의 협상이 2004년 10월에 시작되어 예정보다 다소 늦은 2005년 5월에 종료되었다. 해상 석유가스 탐사권을 획득한 기업들중 ONGC Vdesh사가 가장 적극적인 탐사를 지속하고 있다. 2007년 이후의 신규 석유가스 탐사 및 발굴 사업 협상은 Song Hong 분지와 Nam Con Son 분지에 있는 12개 광구를 대상으로 하고 있다. 베

트남 정부는 입찰 과정을 개선하려는 노력의 일환으로 동 협상에 대해 2003년에 베트남 정부로부터 먼저 우선 사업 협상 승인을 받은 기업들에게 유리한 조건으로 진행할 예정이다. 이 기업들에게는 보다 유리한 이익배분율을 적용하고 탐사기간도 기존의 3년 보다 장기인 4년을 적용할 것으로 알려져 있다.

3) 석유가스 파이프라인

베트남은 석유가스의 탐사 및 생산 부문에 있어서는 아시아의 주요 시장으로 성장하였으나, 생산 이후 저장, 수송, 정유 등의 다운스트림 부문은 크게 낙후되어 있는 실정이다.

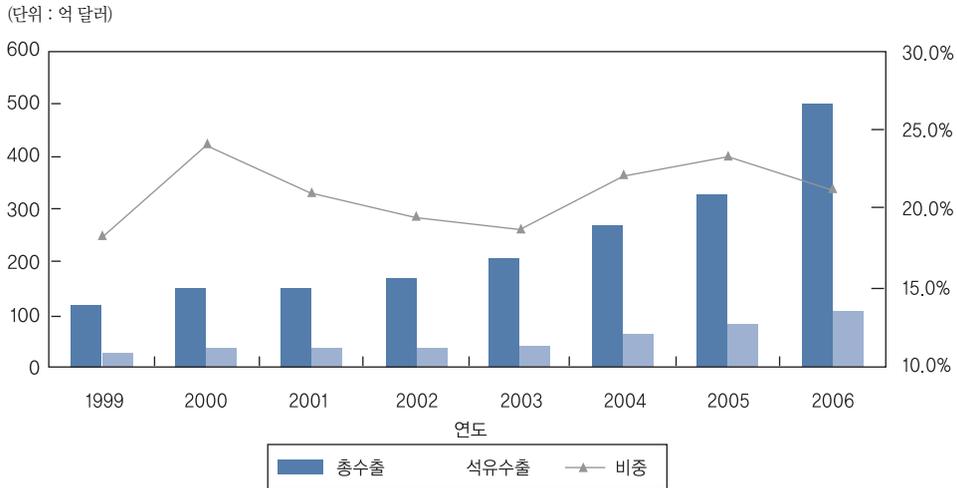
이에 따라 베트남 정부는 석유 및 가스의 수송을 위해 다양한 파이프라인 건설을 추진하고 있고, 10여년을 끌어온 중부지역의 Dung Quat 정유소 건설이 완료되면 베트남 석유화학 산업의 발전에도 크게 기여할 것으로 전망된다. 베트남내 석유가스 파이프라인은 베트남내 석유가스의 저장 및 유통시설의 대부분을 경영

〈표 8〉 베트남내 가스 파이프라인 현황

구간	길이(km)	용량(Mmcf/d)	현황
Nam Con Son ~ Phu My (가스)	396	660	2002년 완공, BP가 운영
Bach Ho ~ Phu My (가스)	109	210	2002년 연장공사 완료
Nam Con Son ~ Ca Mau (가스)	325	192	2007년 완공, Vietsovpetrol사가 운영. 주로 Ca Mau 비료플랜트에 공급
남부 가스 네트워크	페트로베트남사와 태국 PPT사간의 양해각서 체결 완료
Phu My ~ 호치민시 (가스)	2004년에 사업타당성 조사 개시
B ~ Omon	140	445	신규 가스 발전소와 연계

자료: 〈표 1〉과 같음.

[그림 1] 베트남 석유 수출 추이



자료: EIU, Country Report 각호

하고 있는 페트로베트남사의 자회사인 Petrolimex사가 약 500km 길이의 석유가스 파이프라인을 운영하고 있다. 해상 유전에서 생산된 천연가스의 대부분은 파이프라인을 통해 Phu My 발전소 등의 기업들에게 직접 공급되고 있다.

4) 수출

2006년중 베트남의 석유 수출은 약 1,870만 톤을 기록하였는데 금액으로는 85억 1,361만 달러에 이르고 있으며 전체 수출의 21.3%를 차지하는 제1위의 수출품목이다. 베트남의 석유수출은 1989년 이후 수출품목 1위를 지속적으로 지켜오면서 베트남 경제발전에 상당한 기여를 하고 있다. 주요 석유 수출지역은 미국, 싱가포르, 태국, 일본 등이며 석유제품의 수출입은 국영 무역회사인 Petechim사를 통해 이루어진다.

그러나 아직까지 베트남내에 정유 공장이 가동되고 있지 못함에 따라 가솔린과 디젤유 등 제반 석유제품은 전량 수입에 의존하고 있다. 베트남의 경제성장에 따라 2005년에 약 300만 톤의 가솔린과 500만 톤의 디젤유를 수입하였는데 이는 2000년도의 석유제품 수입 규모 보다 두 배 이상 증가한 규모이다.

5) 정유 및 석유화학

베트남 최초의 정유소는 중부 Dung Quat 지역에 140,000b/d 규모로 2002년까지 건설될 예정이었으나 추진과정에서의 마찰로 상당기간 지연되어 2009년 가동을 목표로 하고 있다. 당초 사업 입찰자들은 베트남 내 주요 유전들이 집중되어 있는 남부지역에 정유공장을 건립하기를 원하였으나, 지역간 균형 발전을 추구하는 베트남 정부의 강력한 의지로 정유공장의 입지가 중

〈표 9〉 베트남 정유공장 건설 계획

위치	규모	비고
Dung Quat (중부)	140,000b/d	사업지연으로 2009년 완공 예정
Nghi Son (북부)	140,000b/d	2002년 8월 허가, 2010년 완공 예정
Vung Ro (남부)	..	2004년 12월 타당성 조사, 2017년 가동

자료: 〈표 1〉과 같음.

〈표 10〉 베트남 석유화학 플랜트 계획

플랜트 명	사업자	규모 (톤/일)	주요 제품
호치민 가스처리플랜트	Dinh Co(페트로베트남)	n/a	LPG
Ba Ria Vung Tau 응축플랜트	Phu My화학(페트로베트남)	340,000	PVC, LPG
Phu My 암모니아플랜트	페트로베트남	495,000	암모니아, 요소
페트로베트남 역청플랜트	..	n/a	역청, 디젤, 연료유
Sp Chemicals (Phu Yen)	..	800,000	에틸렌

자료: 〈표 1〉과 같음.

부지역으로 정해진 이후 다수의 사업자 변동이 있는 등 사업 추진이 원활하지 못하였다. 페트로베트남사와 Dung Quat 정유공장 건설의 최초 합작 파트너사인 프랑스의 Total사간의 계약이 1995년 결렬되었으며 2002년에는 러시아의 Zarubezhneft사와의 계약이 무산되어 사업 추진 여부가 불확실한 상황이었다. 그러나 페트로베트남사는 산업부와 당시 판 반 카이 수상의 강력한 요청에 따라 Dung Quat 정유소 건설 프로젝트를 독자적으로 추진하기로 결정하였다. 약 25억 달러에 이르는 막대한 투자자금 조달이 문제가 되고 있으나 최근 베트남개발은행과 프랑스 BNP Paribas 은행의 금융 지원이 결정되어 2009년 정유소 가동이 가능할 것으로 전망되고 있다.

베트남의 두 번째 정유소는 북부 Nghi Son 지역에

서 건설될 계획으로 일본 JGC사와 Mitsubishi사의 합작 법인이 실시한 타당성 조사가 완료된 후 베트남 정부는 동 정유소 건설비용이 30억 달러에 이를 것으로 발표하였다. 중부지역의 Dung Quat 정유공장에 비하여 Nghi Son 지역은 하노이에 인접하고 있어 입지면에서 더 유리할 것으로 보인다. 2007년 4월에는 일본 Idemitsu Kosan사가 페트로베트남사와 베트남 북부 Thanh Hoa 지역에 140,000b/d 규모의 소규모 정유공장을 건설하는 프로젝트 계약을 완료하여 북부 지역 정유공장 건설도 탄력을 받고 있다. 베트남은 정유시설 확충을 위해 외국인투자기업을 적극 유치할 의사를 가지고 있으나 Dung Quat 정유 공장 추진 사례를 본 외국인투자자들이 진출을 꺼려하고 있어 외국인투자 유치가 어려운 상황이다. 베트남의 세 번째 정유소는 영

국영 버진 아일랜드의 International Business Company가 타당성 조사를 실시하였다. 정유공장의 규모는 정확히 알려지지 않았지만 위치는 남부 지역 Vung Ro로 제안되었고 2017년까지 가동할 계획이다. 이외에 일부 소규모 정유공장 프로젝트가 진행되고는 있지만 Dung Quat 정유 공장이 본격적으로 가동되어야 베트남내 정유제품에 대한 수요를 충족할 수 있을 것으로 예상된다.

베트남내 정유공장의 완공이 다가옴에 따라 관련 석유화학 플랜트 산업의 발전도 예상되고 있다. 현재 진행중인 베트남내 석유화학 플랜트는 <표 10>에 있는 5건으로 알려져 있으며, 주요 생산 예정 제품은 에틸렌, LPG, PVC, 암모니아, 역청, 요소 등 석유화학 산업에 필수적인 제품들로 정유공장이 본격적으로 가동되면 석유화학 플랜트 산업도 고속 성장을 할 것으로 예상된다.

나. 전력부문

1) 개요

현재 베트남에서 사용되는 전력의 대부분은 수력발전소와 석탄화력발전소에서 생산되고 있으며, 베트남 정부는 원자력 발전소의 건설을 추진하는 등 전력 공급 다변화를 시도하고 있다. 국영 베트남전력사인 Electricite de Vietnam(EVN)은 발전 시설 확충을 위한 투자 자금 조성을 위해 EVN사의 자산을 주식화하여 매각하는 것을 추진하고 있는데, 이를 통해 전력산

업에 대한 민간투자 확대를 가져올 것으로 기대하고 있다. 국영 Pha Lai 화력발전소는 베트남 전체 발전 용량의 약 10%를 차지하는 주요 발전소로 최근 진행되고 있는 일부 지분 매각의 결과가 향후 전력산업의 민영화 추진에 중요한 사례가 될 것으로 보인다. EVN사는 전력 기반시설 구축을 위해 2020년까지 50억 달러에 이르는 투자가 필요한 것으로 보고 있다. 베트남 정부는 필요한 투자금액중 약 1/3을 외국인직접투자와 공적수출신용기관, 세계은행, 아시아개발은행 등을 통해 조달할 수 있기를 희망하고 있다.³⁾ 한편 민자발전사업(independent power producers: IPPs)은 전체 발전의 19%만을 담당하고 있다.

2) 전력 법률 및 규제 체계

베트남정부는 2005년 7월 1일에 전력 부문을 관할하는 법을 제정하였다. 동 법안의 제정 이전에는 전력 부문에 대한 투자, 사업운영 등을 규정하는 법률이 없어 외국인투자자들이 전력 부문에 투자하는 것이 어려웠고 국영 전력회사인 EVN사가 전력사업을 독점적으로 운영할 수 있었다. 전력법에 의하면 EVN사가 산업부의 관리하에 여전히 시장 지배자 역할을 하지만 전력 설비 및 공급 등 전력 사업에 민간 자본 및 외국인투자자가 참여할 수 있도록 되었다. 전력법 제정의 주요 목적은 베트남 전력 부문에 대한 투자 재원을 다변화하고 전력의 효율적 사용을 지원하며 향후 베트남 전력 수요 확대에 대비하려는 것이다. 전력법은 발전, 송전, 판매, 관리 등 전력 산업 관련 제반 사항들을 모두 관할하고 있다.⁴⁾

3) 2002년 12월부터 최초로 송전시설에 대한 민간 투자와 외국인투자가 가능해졌음.

4) 전력법의 주요 내용은 ①베트남의 경제성장에 따른 전력수요 확대에 대응하기 위해 전력 개발 10개년 마스터플랜 작성, ②발전 및 전력 판매 시장에서 시장경쟁 제도 도입, ③전력 공급과 판매를 감독할 수 있는 산업부 산하의 기구 신설, ④계반 계약의 투명화, ⑤당분간은 가격보조금 제도를 유지하고 점차 폐지 추진, ⑥중요성이 있는 대형 발전 플랜트의 건설과 운영은 베트남 국영기업의 독점적 지위 유지 등임.

〈표 11〉 베트남 발전소 현황

구분		발전소 명	규모(MW)
EVN산하	수력발전소	Hoa Binh	1,920
		Thac Ba	120
		Tri An	420
		Da Nhim-Song Pha	167
		Thac Mo	150
		Laly	720
		Ham Thuan-Da mi	476
		기타	215
	소계		4,155
	석탄화력발전소	Pha Lai 1	440
		Pha Lai 2	600
		Uong Bi	105
		Nhin Binh	100
	소계		1,245
	석유화력발전소	Thu Duc	165
	가스화력발전소	Ba Ria	389
		Phu My 2-1	732
		Phu My 1	1,090
		Phu My 4	450
		Thu Duc	128
Can Tho		150	
Diezen		285	
소계		3,224	
EVN 합계		8,822	
민자발전소(PPPs)		2,518	
총 발전량			11,340

주: 2006년말 기준
 자료: 〈표 1〉과 같음.

베트남의 경제성장에 따라 전력 수요도 연평균 10~20% 증가하여 2010년에는 전력 수요가 88~92BkWh에 이를 것으로 전망되고 있다. 현재 베트남의 1인당 전력 소비량은 291kWh에 불과하여 주변국인

태국(1,598kWh), 중국(990kWh)에 비해 매우 미미한 상황이다. 베트남 정부는 전력 공급 확대를 위해 전력 법 제정, 전력 부문 민영화, 전력 공급원의 다양화 등을 추진하고 있으며, 이의 일환으로 EVN사는 2006~10

〈표 12〉 외국인직접투자에 의한 발전 프로젝트 현황

프로젝트명	외국인투자자	규모(MW)	비고
Phu My No.1	미츠비시 중공업	1,090	2002년 5월 완공
Phu My No.2	EdF, 스미토모사, 도쿄전력회사	600	2002년 10월 완공
Phu My No.3	BP, SembCorp Utilities(싱가포르), 큐슈전력회사, Nissho Iwai	715	공사중
Phu My No.4	지멘스, 알스톰, 마루베니	450	2004년 완공
O mon 2(Can Tho)	쉐브론	750	공사 중단

자료: 〈표 1〉과 같음.

〈표 13〉 건설중인 발전 프로젝트 현황

플랜트 명	위치	유형	규모(MW)	비고
Uong Bi 확장	Qang Ninh (북부)	화력(석탄)	400	공사중
O Mon	Can Tho(남부)	화력(연료유)	600	공사중
OneEnergy	Ha Tinh	화력(석탄)	1,200	계획
Dai Ninh	Lam Dong (중부)	수력	300	공사중
Se San No. 3&4	Gia Lai 및 kon Tum (중부)	수력	630	공사중
Son La	Son La(북서부)	수력	2,400	공사중
Ngoi Phat	Lao Cai(북부)	수력	540	2007년 완공
Ban Ve	Nghe An(중부)	수력	320	2008년 완공 예정
Dong Nai 3&4	Lam Dong 및 Dac Nong(중부)	수력	520	2009년 완공 예정
Hai Phong	Hai Phong(북부)	화력(석탄)	3,600	2005년 7월 승인

자료: 〈표 1〉과 같음.

년 기간중 16개의 신규 수력 발전소를 건설하고 16개의 기존 발전 시설을 확대할 예정이다. 또한 핵 발전소 건설도 추진하고 있는데 2020년까지 핵 발전소가 전체 전력 공급의 3.3%를 담당하게 할 계획이다.

3) 발전부문

베트남 발전 산업에 대한 관리는 베트남 전력법에 의해 설립된 전력관리소(Electricity Regulator)가 담

당하고 있다. 현재 베트남에는 4개의 송전 기업이 있으며 이들 송전 기업에 전력을 공급하는 18개 발전소가 운영되고 있다. 4개의 송전 기업은 EVN사의 산하 기업으로 지역별로 운영되고 있다. 전체 발전의 약 50%를 수력발전이 차지하고 있으며 이후 천연가스(25%), 석탄(12%) 등의 순이다. 부문별로 보면 우선 석탄화력 발전소의 경우 베트남내 최대 석탄화력발전소는 Pha Lai 발전소이다. 동 발전소는 2001년에 300MW 규모로 발전을 시작하였으며 2003년 초에 추가적인 600MW급 발전 시설이 추가 건설되었다. 둘째, 가스화력발전소로 베트남 해상에서의 가스 생산이 증가하면서 그 비중이 점차 증가하고 있다. Phu My 단지에 위치한 4개의 가스화력발전소들이 대표적인 예로 해상 가스전에서 생산된 천연가스를 가스파이프 라인을 통해 공급받아 전력을 생산하고 있다. 셋째, 수력발전은 현재까지 베트남 최대인 Hoa Binh(1,920MW) 발전소, 2002년에 준공된 Laly(720MW) 및 Ham Thuan-Da Mi(476MW) 발전소 등 3대 발전소에 의해 주로 전력을 공급하고 있다. 2004년 12월에 승인을 얻은 Son La 발전소는 베트남 최대 규모로 초기 발전 능력이 1,970MW에 이르고 2015년까지 2,400MW로 확대될 계획이다.

베트남 정부는 급증하고 있는 전력 수요에 대응하기 위해 EVN사를 통해 74개의 신규 발전소 건설 계획을 발표하였는데 이 신규 발전 프로젝트에는 석탄화력발전소 17개, 가스화력발전소 15개 그리고 베트남 최초의 핵발전 시설도 포함되어 있다. 그러나 수력발전소가 48개나 되는 것을 고려하면 전력 공급에서 수력발전이

차지하는 비율은 더 증가할 것으로 전망된다.

한편, 베트남 발전 산업의 시장환경적 측면을 보면 EVN사가 베트남내 전력 공급 및 판매에 있어 지배적인 역할을 수행하고는 있으나 이제는 외국인투자자도 전력사업에 진출하는 것이 가능한 상황이다. 최근 다양한 형태의 외국인직접투자가 이루어지고 있는데, BOT(Build-Operate-Transfer)⁵⁾, BOO(Build-Own-Operate) 방식의 발전소 건설 프로젝트에 일부 외국인 투자자들이 참여하였다. 외국인투자에 의한 발전 사업중 최대규모는 2002년 5월 완공된 1,090MW 규모의 Phu My No.1 발전소로 일본의 미츠비시중공업이 투자하였다. 그러나 불명확한 법률 및 규정, 복잡한 행정체계 등으로 베트남의 전력산업은 당분간 EVN사가 지배하는 시장이 될 것으로 전망되고 있다.

4) 송배전부문

베트남내 송배전은 EVN사 산하의 4개 기업들이 담당하고 있으며 수도인 하노이와 경제도시인 호치민시 간에는 고압 케이블로 연결되어 있다. EVN사는 전력 수요증대에 대응하여 2010년까지 추가적으로 15,000km 규모의 고압 케이블과 280,000km 규모의 중저압 케이블, 변전소 등이 필요할 것으로 예측하고 있다. 현재 주요 국제기구들이 베트남내 인프라 구축을 위해 많은 지원을 하고 있는데 세계은행의 경우에는 총 투자 규모가 7억 달러에 이르는 5개의 송전 프로젝트⁶⁾에 참여하고 있다. 베트남 전체 인구의 70%가 거주하고 있는 농촌 지역의 전력공급률은 지역에 따라 편차가

5) 외국인투자자를 대상으로 한 최초의 BOT 프로젝트는 Phu My No.2 발전소임.

6) 구체적으로는 ①베트남 남부 전력화 프로젝트(2,300만 달러), ②Pleiku-Phu Lam 송전 프로젝트(1억 4,900만 달러), ③Phu My-Nha Be 송전 프로젝트(1억 2,000만 달러), ④Pleiku-Danang-Son La 송전 프로젝트(1억 5,100만 달러), ⑤Nha Be-Tao Dan 송전 프로젝트(5,600만 달러), ⑥2차 송전 및 배전 프로젝트(2억 달러) 등임.

크지만 그 추정치가 74~97%인 것으로 알려져 있으며, 베트남 정부는 2010년까지 100% 전력화를 달성하는 것을 목표로 하고 있다. 세계은행은 전국 32개 지방의 전기 공급을 개선시키기 위한 농촌에너지프로젝트에 1억 9,000만 달러를 지원할 예정이다. 이 프로젝트에는 송전 케이블 구축, 소비자용 미터기 설치, 소규모 지역 발전 프로젝트 개발 등을 포함하고 있다. 한편 프랑스 개발청(AFD)도 2005년에 베트남 북부 지역의 농촌 전력화를 위해서 4,000만 유로를 제공하였다.

4. 진출방안

1986년 개방정책 실시 이후 안정적인 경제성장을 지속해 온 베트남은 2000년 이후에도 연평균 8% 이상의 고도성장을 지속하고 있다. 베트남의 이러한 경제성장에는 풍부한 양질의 저임 노동력, 베트남 정부의 적극적인 경제개방정책, 8,500만에 이르는 인구 등의 요인도 있지만, 석유 및 가스 등 풍부한 천연자원이 베트남 경제발전의 원동력이 되고 있다. 특히 1980년대 중후반부터 본격적인 개발이 시작된 석유는 베트남내 최대 유전인 Bach Ho 유전을 비롯한 다수 유전에서 400,000b/d까지 생산량이 증가하였으며 천연가스의 생산도 2007년 기준 220Bcf에 이르고 있다. 생산된 원유의 수출도 급증하여 1989년 이후 원유 수출이 총 수출의 20% 내외를 차지하고 있으며 제1위의 수출품목으로 경제성장에 큰 기여를 하고 있다.

베트남의 유전 개발에는 한국석유공사를 비롯한 한국계 기업들도 다수 참여하여 대표적인 해외자원 개발 성공 사례로 여겨질 만큼 성공적인 진출을 한 것으로

평가받고 있다. 베트남 석유개발 시장에 대한 한국의 진출은 1990년대 초 한국석유공사가 국내 7개 기업⁷⁾과 컨소시엄을 구성하여 베트남 남부 Nam Con Son분지 위치한 11-2광구 입찰에 참여하여 광구를 취득함으로써 1992년 5월 베트남 정부와 생산공유계약을 체결하게 된 것이 시초이다. 현재 동 광구에서는 900bcf의 매장량이 확인되었고 2006년 10월부터 Rong Doi 및 Rong Doi Tay에서 일산 100mcf 규모의 가스와 3,000 b/d 규모의 콘덴세이트 생산이 진행되고 있다. 또한 1994년에는 한국석유공사가 SK, Conoco사 등과 컨소시엄을 구성하여 베트남 남동부 해상의 신규 석유개발 사업을 시작하였으며, 1998년 9월 Su Tu Den 및 Su Tu Vang 유전에서 가채 매장량 7억 배럴 이상을 확보하게 되었다. 이 유전에서는 2003년 10월부터 생산이 개시되어 60,000b/d의 원유가 생산되고 있으며 2008년에는 100,000b/d 이상으로 생산규모가 확대될 것으로 예상된다. 베트남의 석유가스 부문은 향후에도 추가적인 개발 가능성이 많을 것으로 보여 우리나라의 자원 확보와 아울러 우리기업의 해외 자원개발 경험 및 노하우의 축적과 활용을 위해서도 적극적인 진출이 필요하다.

가. 국내 플랜트 기업과의 동반 진출 도모

대베트남 자원개발 진출시에는 우선 국내 플랜트 기업과의 동반진출을 고려해야 한다. 특히 석유가스 부문의 탐사 및 생산 등 업스트림 부문에의 진출시 정유, 수송, 파이프라인, 발전 등 다운스트림 부문 관련 플랜트 기업과의 동반 진출을 도모할 경우 시너지 효과뿐만 아니라 관련된 에너지 플랜트의 수출도 가능하다. 즉, 유전, 가스전 등 자원 개발 프로젝트는 기계, 토목, 건설

7) LG, 대성, 대우, 현대, 삼성, 삼환, 쌍용 등

등 관련 사업기회를 창출할 수 있으므로 우리기업들이 이를 적극 활용할 필요가 있다. 실제로 자원 개발프로젝트가 우리기업의 동반 진출을 이끈 사례로는 1997년에 2억 달러 규모의 이집트 칼다유전 개발시설을 삼성엔지니어링이 수주하였으며, 1999년에는 12억 달러 규모의 멕시코 석유공사 공사건을 SK건설이 수주하였다. 그리고 2002년에는 1,782억원 규모의 동해-1 가스전 생산시설을 현대중공업이, 베트남의 15-1광구 생산설비 제작은 삼성중공업이 수주한 바 있다.⁸⁾ 이와 같이 자원 개발과 국내 플랜트 수출을 연계하기 위해서는 관련 기관들인 자원개발 기업, 플랜트 수출기업, 건설기업, 금융기관 등이 자원개발 및 플랜트 프로젝트에 대한 입찰 정보 및 경험을 공유할 필요가 있다.

나. 베트남 자원개발 시장을 전략적 거점으로 활용

둘째는 베트남 자원개발 시장을 전략적 거점 지역으로 활용할 필요가 있다. 베트남을 자원개발을 위한 전략적 거점국가로 활용하기 위해서는 베트남과의 경제협력 확대가 우선되어야 할 것이다. 이를 위해서는 정부의 공적개발원조(ODA) 자금을 충분히 활용할 필요가 있다. 대베트남 양허성 자금 및 기술 제공을 통해 자원의 탐사 및 개발 기회를 확대하고 이를 통해 개발 자원을 조기에 확보할 수 있는 기반을 구축해야 한다. 또한 베트남 자원개발 담당 공무원, 연구원 등을 초청하여 국내 기업들과의 교류를 확대시키고 기술과 정보를 공유함으로써 자원의 공동 개발을 유도해야 할 것이다. 또한 베트남 자원개발 시장에서의 경험과 노하우를 발판으로 세계 여타 자원 개발 대상국들에 대한 성공적

진출을 도모할 수 있는 것이다.

다. 베트남 전력시장 진출 추진

베트남 전력 산업도 베트남의 경제성장에 따른 수요 확대로 그 성장 가능성이 매우 큰 시장이다. 베트남 정부는 전력 공급의 확대를 위해 대규모 수력발전소의 추진과 함께 비교적 건설기간이 짧은 소규모 화력 발전소 건설에도 주력하고 있다. 이러한 베트남의 소규모 화력 발전소 건설은 우리기업이 충분한 경쟁력을 가지고 있는 것으로 보인다. 우리기업은 여러 나라에서 다양한 민자발전사업(IPP)에 참여하면서 많은 경험과 노하우를 축적하고 있으므로, 베트남 발전시장에의 적극적인 참여를 고려해야 할 것으로 보인다.

라. 국내 유관기관간의 공조 강화

베트남은 고도 경제성장 지속과 풍부한 천연자원으로 자원개발 분야로의 진출이 유망하다. 그러나 복잡한 행정체계, 불확실한 법률, 행정 조직의 비효율성 등으로 진출 및 수익성 확보가 용이하지는 않은 실정이다. 따라서 우리기업이 베트남 석유가스 및 전력산업 등 에너지 부문으로 진출하고자 할 경우에는 에너지 부문의 대외 진출에 경험과 노하우를 축적한 국내외 기업, 현지 기업, 국내 유관기업간의 상호 협력을 통한 공동 진출방안을 모색하여야 할 것이다.

8) 한국수출입은행, 「원자재난 해소를 위한 해외자원개발 활성화 방안」, 2004. 3.

< 참고문헌 >

- 박세진, 「베트남 유전개발의 현황과 전망」, 한국지구시스템공학회, vol. 44, 2007.
- 한국가스연맹, 세계주요국 에너지 관련 현황/베트남, 가을호, 2007.
- 한국수출입은행, 「베트남 국가현황 및 진출방안」, 2007. 9.
- _____, 「베트남 전력산업 현황 및 향후 전망」, 2006. 5.
- _____, 「원자재난 해소를 위한 해외자원개발 활성화 방안」, 2004. 3.
- Asia Clean Energy Forum, Vietnam Country Report on Cleaner Coal, June, 2007.
- BP, BP Statistical Review of World Energy, June, 2007.
- EIA, Country Analysis Briefs: Vietnam, July, 2007.
- Global Insight, Global Insight Report: Vietnam(Energy), Jan., 2007.
- VIR, Vietnam Investment Review, Aug., 13-19, 2007.
- www.eiu.com
- www.viewswire.com

수도권지역의 혼잡비용을 고려한 분산형 전원의 역할과 정책방향



이근대
에너지경제연구원 연구위원

1. 서론

2000년대 이후에 들어와 전력산업은 기술혁신으로 인한 발전기술의 향상과 이에 따른 경제성 상승으로 인하여 소규모 용량의 발전기술에 대한 관심이 선진 외국과 마찬가지로 국내에서도 증대되고 있는 실정이다. 특히 환경단체를 위시한 시민단체 등은 분산형 전원의 보급을 위해 정부의 적극적인 역할을 요구하고 있으며 이러한 요구는 제2차 전력수급기본계획 수립과정에서 여실히 드러났다. 지속가능발전위원회 및 시민단체는 전력정책 공론화를 요구하면서 신규 원전건설 반대 및 신재생에너지 확대 그리고 지역에너지계획 등의 분산형 전원 확대 등을 주장하였다. 그 결과 제2차 전력수급기본계획에는 소형열병합발전 물량이 2017년까지 2,700MW로 반영되었다. 또한 최근 정부는 분산형 전원으로 각광받고 있는 구역전기사업을 2020년까지 3,800MW로 확대하기 위해 구역전기사업 활성화대책을 수립하였다. 이는 전체 발전설비용량의 4%에 해당되는 수준으로서 이런 목표를 달성하기 위해선 상당한 노력과 지원을 기울여야 할 것으로 전망된다. 반면 중앙발전시스템을 선호하는 이들은 기존 대형설비용량

중심의 중앙발전 시스템이 분산형 전원 패러다임(paradigm)보다 기술성 측면 외에도 경제적 측면에서 훨씬 우월하기 때문에 이러한 시스템이 계속적으로 유지되어야 한다고 주장하고 있다.

중앙발전시스템 주창자들은 다음과 같은 이유로 분산형 전원의 확대를 반대하고 있다. 첫째, 국토가 광대한 외국은 지리적으로 수요가 분산되어 있어 분산형 전원이 활용될 소지가 클 수 있으나 국토가 협소한 우리나라는 인구가 분산되어 있지 않아 분산형 전원이 활용될 소지가 적다. 둘째, 전력공급 측면에서 우리나라는 지금까지 선진국에 비해서도 뒤떨어지지 않는 안정성을 보이고 있다는 것이다. 이것은 발전부문뿐만 아니라 네트워크부문을 포함하여 적용되는 부분이다. 마지막으로, 우리나라는 분산형 전원의 에너지원으로 활용할 수 있는 천연에너지 자원이 많지 않다는 것이다. 이러한 제약조건으로 인하여 분산형 전원에 의한 효과가 전무하거나 혹은 미미할 것이라고 이들은 주장하고 있다. 이러한 상황에 비추어 볼 때, 현재의 전력산업은 정부 지원책 등에 의한 분산형 전원 보급정책을 계속해야 할 것인지 아니면 지금까지의 중앙발전 중심의 전력정책을 계속해야 할 것인지를 판단해야 하는 기로에 서 있

다고 할 수 있다.

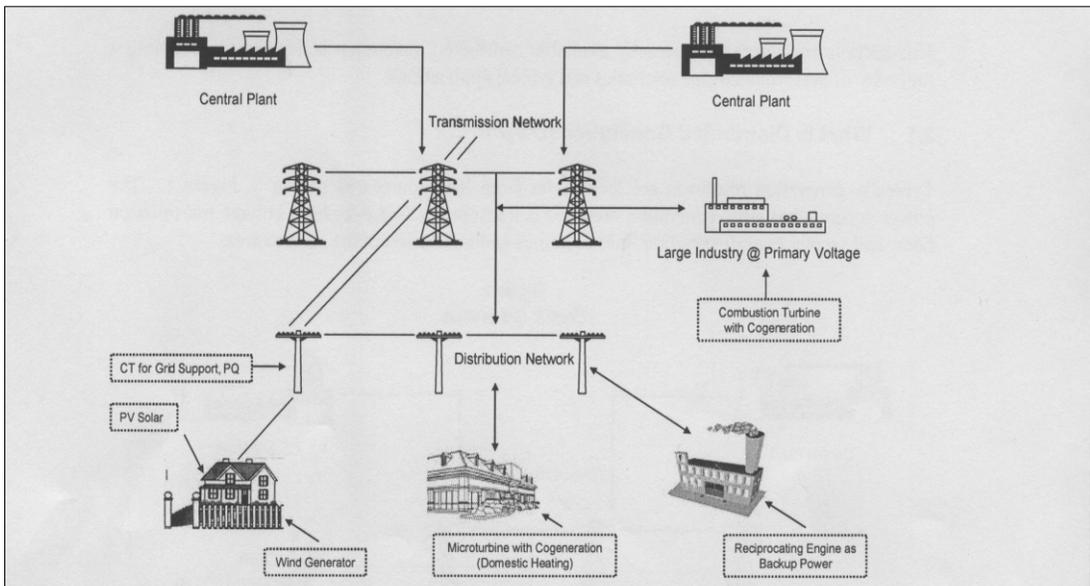
따라서 분산형 전원에 대한 정책방향을 수립하기 위해서는 분산형 전원이 제공하는 사회적 편익과 비용을 올바르게 평가할 필요가 있다. 하지만 분산형 전원은 아직 미완의 기술이기 때문에 정확한 편익과 비용에 대한 평가가 쉽지는 않다. 따라서 현재의 여건과 선진 외국의 경험을 기초로 하여 분산형 전원에 대한 사회적 편익과 비용을 평가할 필요가 있다. 특히, 우리나라의 경우 수도권지역으로의 인구집중으로 인해 발생한 전력수요 증가에 비해 수도권지역의 공급설비가 충분하지 못하여 송전혼잡이 많이 발생하며, 이러한 상황에서 수도권지역에 입지하는 분산형 전원이 이를 완화할 수 있다는 논지에 대하여 평가해 볼 필요가 있다.

2. 분산형 전원

가. 분산형 전원의 개요

우리나라 분산형 전원이란 용어는 종종 소규모 발전을 묘사하는 데 사용된다. 하지만 소규모 발전이 정확하게 무엇인지, 다시 말하면 분산형 전원이 어떻게 정확하게 정의되어야 하는지 이에 대한 합의는 현재 존재하지 않는다. 일부 국가는 분산형 전원을 전압을 기준으로 정의한 반면, 여타 국가들은 고객부하에 직접적으로 전력을 공급하는 지선이하에 분산형 전원이 연결되어야 하는 원칙에 기초하여 정의하기도 한다. 반면 여타 국가들은 분산형 전원을 재생에너지, 열병합발전,

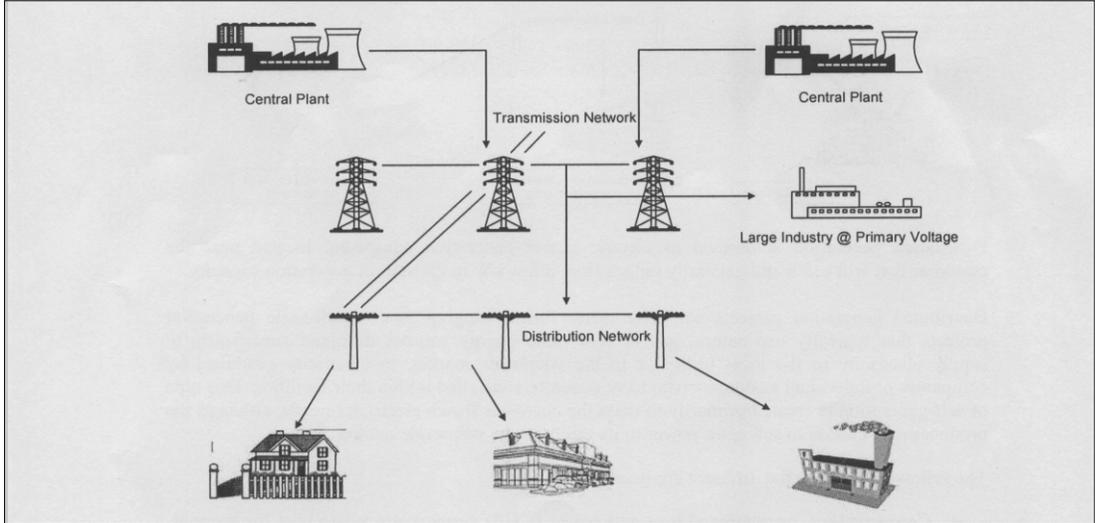
[그림 1] 중앙발전



자료: EES Consulting(2007)

1) 북미에서는 분산형 전원을 'dispersed generation' 라는 용어로, 영미 국가들에서는 'embedded generation', 그리고 유럽과 아시아 일부 국가들은 'decentralized generation' 이라는 용어를 지역에 따라 달리 사용하고 있다.

[그림 2] 분산형 전원



자료: EES Consulting(2007)

급전불가 등과 같은 근본적 특성을 가진 것으로 정의하기도 한다.

전형적인 발전자원은 [그림 1]에서 보이듯이 대규모 시설로서 부하위치로부터 멀리 떨어진 곳에 위치하며, 생산된 전력은 고압송전망 및 배전선을 이용하여 가정 및 상업용 건물에 공급된다. 반면 분산형 전원은 최종 소비자 또는 최종소비가 발생하는 인근에 위치하는 전력배전시스템의 독립형 전력발전시설이다([그림 2] 참조). 그러나 수요측 자원과 관련한 분산형 전원에 대한 정의는 분산형 전원을 활용하고 있는 나라마다 서로 상이하다.¹⁾ 분산형 전원의 성격을 명확하게 구별하기 위해 분산형 에너지자원(Distributed Energy Resource), 분산형 전원(Distributed Generation), 그리고 분산형 자원(Distributed Resource) 등 각기 다양한 용도로

사용되는 용어들에 대한 정의를 이하에서 자세히 분석하고자 한다.

나. 분산형 에너지자원(Distributed Energy Resource)

미국 캘리포니아의 에너지위원회(California Energy Commission)는 분산형에너지자원(DER: Distributed Energy Resources)을 전력소비지(가정, 기업 등)의 인접지에 적용되는 소형발전기술(전형적인 규모는 3~10,000kW)로서, 재래식 전력체계에 대한 진보된 기술 또는 대안적 기술로 정의하고 있다.²⁾

미국 에너지부(DOE) 산하 에너지효율 및 재생에너지부서 또한 분산형에너지자원을 소비자가 필요로 하

1) 북미에서는 분산형 전원을 'dispersed generation' 라는 용어로, 영미 국가들에서는 'embedded generation', 그리고 유럽과 아시아 일부 국가들은 'decentralized generation' 이라는 용어를 지역에 따라 달리 사용하고 있다.

2) CALIFORNIA ENERGY COMMISSION(JANUARY 2007), 2006 Integrated Energy Policy Report Update, p.73.

〈표 1〉 분산형 에너지자원(DER) 기술 분류

시스템 유형	전력품질 향상	예비전력	피크조정	저비용전력	CHP
고기술산업터빈 및 마이크로터빈		○	○	○	○
연료전지	○			○	○
지열시스템			○		○
천연가스엔진		○	○	○	○
태양광시스템		○	○		
풍력발전시스템			○	○	
소규모모듈라 바이오전력시스템		○	○	○	○
에너지저장시스템	○	○			
혼합형시스템	○	○	○	○	○

는 곳에 전력용량 또는 에너지를 제공하는 소규모, 모듈라(modular), 에너지 전원 및 저장기술로 정의한다. 전형적으로, 10MW 이하의 전력을 생산하는 분산형에너지자원 시스템은 일반적으로 소비자의 특정요건에 맞는 크기로 현장에 설치된다. 분산형에너지자원 시스템은 지역(local) 전력망에 연계되거나 또는 망으로부터 분리된 단독기기로 존재할 수 있다. 필요 전력공급 및 열을 생산할 수 있는 분산형에너지 기술로는 고기술 산업터빈 및 마이크로터빈, 연료전지, 지열시스템, 천연가스엔진, 태양광(PV)시스템, 풍력터빈시스템, 소규모모듈라 바이오전력시스템, 에너지저장시스템, 혼합형 시스템 등이 있다.

다. 분산형 자원(Distributed Resource)

Moskovitz(2000)는 분산형 자원(Distributed Resources)을 시스템에 의해 공급되는 고객의 전력수요와 신뢰도수요를 충족하기 위해 송전시스템과 구별되는 배전시스템을 통하여 활용 가능한 수요 및 공급자

원으로 정의하였다.

이렇게 정의된 분산형 자원은 (1) 배전시스템 내부에 위치해 있거나 혹은 계량기의 고객 측(customer side of the meter)에 입지해 있는 분산형 전원과, (2) 피크 시점에서 비피크시점에서의 전력수요 이전을 도모하는 부하관리 시스템과 같은 수요 측 자원(demand-side resource) 혹은 전체 전력수요를 저감하는 건물 혹은 산업체의 효율성을 향상시키는 에너지효율향상 기기를 포함하는 분산형 전원으로 구성된다.

분산형 자원의 개념에서 중요한 것은 소비자 측 계량기상의 전력 시스템 안에서 자체발전 기능뿐만 아니라, 이것이 소비자수요를 감소시키는 수단이라는 것이다.

라. 분산형 전원(Distributed Generation)³⁾

다양한 접근방법 및 효용가치 평가기준에 따라서 달리 정의될 수 있는 분산형 전원에 대한 국내에서 통용될 수 있는 정의를 정립하기 위해서 국내외 문헌들을 토대로 중요 요소를 식별할 필요가 있다.

3) Ackermann(2001)과 한국전기연구원(2005)의 보고서를 참조하여 작성하였다.

전력의 소비지점에 인접해 있다는 의미에서의 분산형 전원에 대한 정의는 오래 전부터 인식되어 왔다. 분산형 전원시설의 위치(location) 관점에서의 정의에 대해서는 많은 상이한 의견이 존재하는데 대부분의 연구자들은 분산형 전원의 위치를 네트워크의 배전 측으로 정의하나, 소비자 측 및 송전 측을 포함하기도 한다(Ackermann 등, 2001).

CIGRE⁴⁾는 분산형 전원을 연구하는 분과위원회를 두어 운영하고 있으며, 이 위원회는 분산형 전원을 배전망에 접속되고, 중앙에서 계획 또는 급전되지 않으며, 최대 50~100MW의 설비용량을 가진 모든 발전기로 정의한다. 이러한 정의에 따르면, 분산형 전원은 송전망운용자의 통제권에 있지 않게 된다. 즉 송전망확충 계획에 의해 건설된 발전기와 급전을 위해 설치된 발전기는 분산형 전원으로 인정하지 않는다.

IEEE⁵⁾는 분산형 전원을 중앙급전지시를 받는 발전소보다 설비용량이 작은 발전설비로 정의한다. 즉 전력계통의 어떤 모선에 접속해도 계통운용에 큰 영향을 미치지 않는 경우로 정의한다.

IEA(2002)는 분산형 전원을 전력소비자의 거주 지역에서 혹은 지역별 배전시설에서 전력을 생산하여 이를 직접 지역배전망에 공급해 주는 발전기로 정의하고 있다. IEA는 다른 정의들과는 달리, 발전용량을 기준으로 삼고 있지 않는 것이 특징이다.

Ackermann 등(2001)은 발전용량보다는 계통의 접속과 그 위치 측면에서 분산형 전원을 정의한다. 즉 분산형 전원을 배전계통이나 수용가 계량기 주변에서 직

접 접속되는 발전원으로 정의한다. 이 정의가 다소 광범위한 의미를 내포하고는 있으나, 분산형 전원 기술의 잠재력에 제한을 두지 않고 있다는 점에서 실효성이 있는 정의라고 할 수 있다.⁶⁾ 병원에 설치된 예비 발전기, 거주지 옥상에 시설된 태양광발전시스템, 그리고 대규모 단지(공장, 교육시설, 주거지) 내에 설치된 열병합발전(CHP: Combined Heat and Power, Cogeneration) 등이 일례이다.

전통적으로 전기사업자는 연료운송비, 환경규제, 전원입지 등을 고려해 전력이 소비되는 지역과 멀리 떨어진 곳에 발전소를 건설하고, 고압 송전선을 이용하여 원거리 전력전송을 통해 배전시스템까지 고압의 전력을 전송한 후 배전 시스템에서 그 전압을 낮추어 최종 소비자에게 전달한다. 이와 같은 일반적인 전력시스템 하부구조상의 관점에서 분산형 전원은 전력소비지점과의 전기적 거리와 관련하여 평가되고 정의된다.

마. 국내 기준

국내의 경우, 분산형 전원에 대한 정의가 확립된 바가 없으나 대표적인 분산형 전원인 소형열병합발전에만 그 정의가 가용한 실정이다. 통상적으로, 소형열병합발전은 주로 천연가스를 연료로 발전설비용량이 10MW 이하인 가스엔진 또는 가스터빈을 이용해 열과 전기를 동시에 생산·이용하는 고효율 종합에너지시스템이라고 정의된다.⁷⁾ 따라서 소형열병합발전은 분산형 전원의 하나로서 열과 전기를 동시에 생산하는 발전소

4) CIGRE는 International Council of Large Electric Systems의 약어이다.
 5) IEEE는 Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.의 약어이다.
 6) 이외에도 분산형 전원을 소규모의 발전원 혹은 대규모 중앙급전 대상발전이 아닌 부하에 근접해 있으면서, 1kW~수 MW에 이르는 발전기 혹은 전력저장설비 또는 30MW 이하의 소규모 발전기로 정의한 경우도 있다. 발전기는 특정 소비자의 전력수요를 충족시키거나 분산전력망을 경제적으로 운영하기 위해서, 전력 소비지역에 또는 그 근접지역에 위치한다.

로 간주되고 있다.

반면 전력부문에서는 현재 분산형 전원에 대한 명확한 정의가 확립되어 있지 않은 실정이다. 다만 분산형 전원과 관련한 기준들로는, 전력회사의 경우 분산형 전원의 전력계통연계기준⁸⁾이 있으며 전력거래소의 경우 중앙급전대상발전기 기준이 있다.⁹⁾ 분산형 전원 발전설비를 계통에 연계시키는 기준은 다음과 같다.

발전설비 사업자의 발전설비 용량은 원칙적으로 20kW 이하의 경우에는 저압배전선로에 연계할 수 있으며, 발전설비 용량이 20kW를 초과하고 100kW 미만인 경우에는 전용선로로 연계하여야한다. 그리고 발전설비용량이 3,000kW 이하는 분산형 전원 발전설비를 특고압 배전선로에 연계할 수 있으며, 3,000kW를 초과하고 20,000kW 이하인 경우에는 전용 배전선로로 연계하여야 한다. 이러한 사실은 현재의 국내 전력회사는 20MW 이하의 발전설비를 분산형 전원으로 간주하고 있음을 의미한다.

반면 중앙급전발전대상이 아닌 비중앙급전발전을 분산형 전원의 기준으로 판단할 수도 있다. 현재 전력 시장규칙상 중앙급전발전기는 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 발전기로서, 전기사업법 제9조제4항

의 규정에 의한 사업개시 신고를 한 발전기 중 그 용량이 20MW를 초과하는 1기의 발전기를 말한다. 다만, 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기, 대체에너지를 이용하여 전기를 생산하는 발전기, 발전비용 요소를 결정할 수 없는 발전기는 중앙급전발전기가 될 수 없다. 따라서 비중앙급전발전기를 분산형 전원으로 정의하는 경우에는 상당한 대용량 규모의 발전기도 분산형 전원으로 간주할 수 밖에 없다.

또한 분산형 전원을 정의할 때 설비용량, 위치, 수급 자원, 운전패턴 등의 관점이 아닌 분산형 전원의 활용 목적을 우선적으로 고려하여 정의할 수도 있을 것이다. 즉 상업용 목적이 아닌 자가용 목적을 중시하는 용도 측면에서 정의할 수도 있다. 이런 관점에서 분산형 전원을 정의하게 되면 설비용량에 대한 제한이 없으므로 소규모 용량이 아닌 상당한 대용량 발전기도 분산형 전원으로 정의하는 문제점을 낳게 된다. 현재 국내 상용 자가발전기 중 가장 큰 규모는 포항제철 광양으로서 설비용량 1,502MW이다.

또한 발전/송전/배전/판매 등의 전기사업 중에는 분산형 전원의 도입 취지에 따라 시행되고 있는 구역전기 사업이 있다. 전기사업법에서 규정하고 있는 구역전기

〈표 2〉 분산형 전원 관련 국내 기준

구 분	발전설비용량	비고
소형열병합발전	10MW	
중앙급전발전	20MW(급전지시 수용설비 필요)	전력시장규칙
배전접속	20MW	연계표준
자가상용	무제한	
구역전기사업	35MW(집단에너지 300MW 가능)	전기사업법

7) 에너지관리공단, 2007, "열병합발전시스템"

8) 한국전력공사, 2007, "분산형 전원 배전계통 연계 기술기준"

9) 한국전력거래소, 2007, "전력시장운영규칙"

사업의 허가기준은 발전설비용량 35MW 이하로 규정되어 있다. 다만, 집단에너지사업자에 대해서는 허가기준이 확대되어 지역냉난방사업은 150MW, 산업단지사업은 250MW, 최대 300MW까지 구역전기사업이 가능하게 되어 있다.

전세계적으로 뿐만 아니라 국내에서도 분산형 전원 에 대한 사회적 요구가 점차 커지고 있으며 분산형 전원의 기술발전도 급속히 이루어지고 있다. 분산형 전원의 보급이 이전보다 더 활성화될 가능성이 커지고 있어 분산형 전원 에 대한 기준을 명확히 확립할 필요가 있다.

상기에서는 분산형 전원 에 대한 정의를 위해 학자, 시장, 정부 등의 논지들을 검토하였으며, 개별 논지 또한 장단점을 가지고 있음을 알 수 있다. 중요한 사실은 특정 시점과 조건에 따라 기준이 변화될 수 있기 때문에 변화된 기준에 따라 정의도 달라질 필요가 있다는 것이다.

어느 하나의 구성요소에 의거하여 명확한 정의를 내리기는 어려우나, 현 단계에서는 전력시장운영규칙 (electricity market rule), 분산형 전원 연계표준 (interconnection standard) 등의 기준과 소규모 (small-scale) 용량인 분산형 전원의 특성을 고려하는 것이 합리적이라고 할 수 있다. 이런 특징들을 종합적으로 고려한 정의는 다음과 같다. 즉 분산형 전원은 설비용량 20MW 이하의 공급설비를 갖추고 배전망 154kV 이하에 접속하는 자원이다.

이 정의는 기존의 소형열병합발전의 정의를 포함할 뿐 아니라 확장한 개념이다. 이 정의 하에서는 발전설비를 갖추지 않은 수요자원(demand resource)은 분산형 전원에서 배제된다. 또한 활용용도가 자가상용 목적일지라도 설비용량이 20MW를 초과하는 설비도

분산형 전원이 아니라고 할 수 있다. 배전망 154kV 이하에 접속하는 공급자원일지라도 설비용량이 20MW 이상의 신재생에너지는 분산형 전원이 아니라고 할 수 있다.

3. 분산형 전원의 송전혼잡에 대한 영향

우리나라의 경우, 수도권지역에 전체 전력수요의 40% 이상이 집중되어 있다는 것은 주지의 사실이다. 이런 이유로 분산형전원의 편익들 중 혼잡완화 편익이 여타 편익들보다 크다고 생각될 수 있다. 따라서 이에 대한 심층적 분석을 통해 이 주장을 검증할 필요가 있다.

가. 혼잡비용 개념

우리나라의 경우 중요한 송전계통의 제약은 북상조류로 알려진 수도권지역과 비수도권지역 간의 용통전력이라고 할 수 있다. 제주 연계선 또한 제약이 심하지만 제주의 경우 수요가 전체 수요의 1% 미만으로 상대적 중요성은 떨어진다. 또한 분석의 단순화를 위하여 송전혼잡 비용의 산정 시 송전손실은 무시한다.

[그림 3]과 같은 2모선 계통에서 송전용량이 충분하다면 1모선과 2모선의 부하의 합인 400MW를 공급하기 위해 단가가 낮은 1모선의 발전기가 400MW를 발전하는 것이 최적이다. 이때 1모선의 부하를 1MW 증가시키면 1모선의 발전기가 출력을 1MW 증가시켜 공급하는 것이 최소비용이 된다. 따라서 모선 1의 가격은 20원/kWh이다. 모선 2의 부하가 1MW 증가하는 경우에도 송전용량이 충분하므로 모선 1의 발전기가

1MW를 공급하면 된다. 따라서 모선 2의 가격도 20원/kWh이다.

모선 1과 2 사이에 송전선의 용량이 150MW인 경우에 모선 1의 발전기가 400MW를 생산한다면 송전선에 200MW의 조류가 흘러야하므로 불가능하다. 결국 모선 1의 발전기는 350MW만을 생산하며 모선 2의 발전기가 추가적으로 50MW를 공급해야 한다. 이때 1모선의 부하를 1MW 증가시킨다면 1모선의 발전기가 출력을 1MW 증가시켜 부하를 공급할 수 있다. 따라서 모선 1의 가격은 20원/kWh이다. 모선2에서는 부하가 1MW 증가할 경우 송전제약으로 인해 모선 1의 발전기가 1MW를 더 공급할 수 없으며, 모선 2의 발전기가 1MW를 더 발전해서 공급해야 한다. 따라서 모선 2의

가격은 50원/kWh가 된다.

[그림 3]과 [그림 4]를 비교했을 때, 송전혼잡으로 인하여 추가적으로 발생하는 비용은 발전기 2와 발전기 1의 비용차이다. 즉 $50\text{MW} \times (50 - 20)\text{천원/MWh} = 1,500\text{천원/h}$ 이 된다.

[그림 5]와 같이 모선 2에 1MW의 구역전기사업자¹⁰⁾가 전력을 공급한다면, 전력계통에서 공급해야 하는 모선 2의 수요가 199MW로 감소하므로 송전혼잡으로 인하여 추가적으로 발생하는 비용은 $49\text{MW} \times (50 - 20)\text{천원/MWh} = 1,470\text{천원/h}$ 가 된다. 즉 구역전기사업자에 따른 송전혼잡 비용의 감소는 구역전기사업자의 발전량에 양쪽 지역의 시장가격의 차이를 곱한 값으로 추정할 수 있다.

[그림 3] 송전혼잡이 없는 경우 시장가격



[그림 4] 송전혼잡이 있는 경우 시장가격



[그림 5] 1MW의 구역전기사업자가 추가된 경우



나. 송전혼잡비용 추정

혼잡비용과 관련된 선행연구로는 국내에 많지 않은 편이나 최근에 전영환(2003), 김성수(2005), 문승일(2005) 등이 혼잡비용과 관련하여 연구를 수행하였다. 전영환(2003)은 경쟁적 전력시장에서의 제약발전과 제약비발전에 대한 정산과 관련하여 혼잡비용을 분석하였다. 동 연구는 계통운영 측면에서 송전망제약 및 시스템제약은 제약발전(constrained-on)/제약비발전(constrained-off) 발전기를 결정하는 직접적 원인이므로, 제약발전/제약비발전 발전기를 결정하는 세부 메커니즘과 제약에 따른 정산방식을 합리적으로 도출하고자 하였다.

김성수(2005)는 혼잡비용이 전기요금에 미치는 영향 및 처리방안을 연구하였다. 동 연구는 송전혼잡비용의 부담주체 및 지역별 가격신호 제공방안 등의 송전요금 체계와 더불어 전력시장진화에 따른 송전혼잡 처리방안을 제시하고자 하였다. 문승일(2005)은 열병합발전기의 계통편의 분석측면에서 수도권지역에 위치한

중대형 열병합발전의 용통전력 증대효과를 분석하였다. 특히 현재 운영실태를 고려한 분당/일산 열병합발전소의 계통편의 증가효과를 개괄적으로 분석하였으며, 화성/파주 열병합발전소가 전력계통에 미치는 편익에 대해 정량적으로 평가하고자 하였다.

국내의 경우 분산형 전원 도입이 송전혼잡에 미치는 영향을 분석하는 것은 쉽지 않다. 이를 분석하기 위해서는 분산형 전원의 보급과 운영실적에 대한 현실 자료가 필요하나 아직까지는 이에 대한 자료 확보가 많지 않아 자료 활용이 용이하지 않은 상황이다.

따라서 분산형 전원 등을 활용할 것으로 예상되는 구역전기사업자를 상정하여 이를 근거로 분석하는 것으로서 분산형 전원의 송전혼잡 완화효과를 간접적으로 평가하고자 한다. 본 연구가 구역전기사업을 상정하여 분산형 전원의 송전혼잡 완화효과를 살펴본 것은, 구역전기사업은 자신이 공급하는 구역의 수요를 충당하기 위해 발전설비를 갖추어야 한다는 점에서 본 연구가 제한한 분산형 전원의 정의를 만족시키기 때문이다.

구역전기사업자가 송전혼잡에 미치는 영향은 지역

10) 본 연구에서 구역전기사업자를 분산형 전원의 혼잡비용 감소 사례로 선정한 이유는 소형열병합발전의 실제 운영에 대한 자료가 부족한 반면, 상대적으로 구역 전기사업은 관련 자료가 많기 때문이며, 또한 본 연구에서 정의한 분산형 전원에는 20MW 이하의 구역전기사업이 포함되기 때문이다. 향후 공동주택, 건물 등의 소형열병합발전 활용에서의 운영자료가 확보되는 경우에는 보다 정지한 분산형 전원의 혼잡비용 감소에 대한 평가가 이루어 질 것으로 판단되나 현재는 그렇지 못한 상황이다.

별 가격 차이에 따라 달라지며 시장가격은 수요와 설비 구성 등에 따라 달라지므로, 미래의 상황을 추정할 필요가 있다. 미래의 송전혼잡 상황을 평가하기 위하여 제3차 전력수급기본계획을 바탕으로 시장상황을 모의하고, 이를 바탕으로 구역전기사업자가 전력계통이 미치는 영향을 정량적으로 평가하고자 한다. 특히 송전혼잡의 경우 시간대별로 수요와 발전설비의 운영에 따라 송전혼잡의 정도가 크게 달라질 수 있으므로 시간별 모의가 필요하다.

1) 기준 시나리오 분석

기준 시나리오는 제3차 전력수급기본계획에 예정되어 있는 발전설비 투자 등의 공급계획이 차질 없이 추진되는 상황을 전제한 것이다.

국내 전력시스템의 적정 설비예비율을 약 17~18% 수준을 기준으로 할 경우, 2006년에서 2009년까지는 적정 설비예비율 수준 이하라고 할 수 있다. 이러한 사

실은 전반적으로 2000년대 말의 발전설비가 수요에 비해 부족하다는 것을 의미한다. 특히 현재의 전력수요를 고려할 경우 기저발전설비가 많이 부족하다고 할 수 있다.

설비예비율은 2010년까지 11~13% 수준으로 전망되어 단기전력수급 측면에서 적극적인 대응방안 수립이 필요한 실정이나, 2011년 이후에는 수급사정이 개선되어 16~25% 수준으로 증가함으로써 효과적인 수급안정이 가능할 것으로 보인다.

기준 시나리오에 의하면, 2006년, 2007년 등의 3차 전력수급계획 전반기보다 수급계획 후반기에 설비예비율이 상당히 커지는 것으로 되어 있다. 즉 설비예비율이 2006년에 비해 최대 16% 정도 증가하는 것으로 분석되며, 이와 같이 설비예비율이 증가할 경우 시장가격은 하락하여 전력시장의 발전기들은 대부분 수익이 하락할 것이다. 단 기저발전설비의 경우에는 SMP가 아닌 RMP^{III}의 적용을 받으므로 시장가격이 RMP 이하로 떨어지지 않는 한 그 영향은 크지 않을 수 있다.

〈표 3〉 연도별 수급상황 분석

연도	최대수요 (만kW)	설비용량 (만kW)	기저발전설비 (만kW)	기저발전 비율(%)	기저/부하 비율 (%)	설비예비율 (%)
2006	5,899	6,459	3,506	54.3	59.4	9.49
2007	5,968	6,665	3,656	54.8	61.3	11.68
2008	6,138	7,009	3,943	56.3	64.2	14.19
2009	6,299	7,286	4,080	56.0	64.8	15.67
2010	6,461	7,600	4,180	55.0	64.7	17.63
2011	6,594	8,059	4,380	54.3	66.4	22.22
2012	6,712	8,147	4,480	55.0	66.7	21.38
2013	6,809	8,295	4,720	56.9	69.3	21.82
2014	6,883	8,609	5,134	59.6	74.6	25.08
2015	6,947	8,679	5,174	59.6	74.5	24.93

또한 전력수급계획기간 중에는 기저발전설비의 비율이 상당히 증가할 것이다. 특히 2006년에 부하의 60% 정도를 차지하던 기저발전설비는 2015년에는 75% 정도를 차지하며, 이와 같은 기저발전설비의 증가는 시장가격 하락의 주요 원인이 되고 설비에비율의 증가보다 더욱 큰 영향을 미칠 것으로 전망된다.

비율이 15~19% 수준으로 전망되어 효율적인 전력수급 안정을 도모할 수 있을 것으로 보인다. 다만 2010년까지는 설비에비율이 11~14% 수준으로 전망되기 때문에 하계 예방정비기간 조정 등 단기수급 측면에서 적극적인 대응이 필요한 것으로 보인다.

수도권지역의 설비에비율은 다음과 같이 계산된다.

2) 수도권지역의 설비에비율 분석

수도권지역의 혼잡비용을 추산하기 위해선 먼저 수도권지역의 수급전망을 파악해야 할 필요가 있다. 본 연구에서는 수도권지역을 일반적으로 서울지역 외 경기도와 인천 지역을 포함하는 개념으로 정의하였다.

수도권지역의 수급상황은 전국 전력수급상황과 크게 다르지는 않은 편이다. 즉 2011년 이후에는 설비에

$$\text{수도권지역의 설비에비율} = \frac{\text{수도권지역 설비용량} + \text{용통전력}}{\text{수도권지역 최대부하}}$$

수도권지역의 설비에비율은 2010년까지는 11~14% 수준이지만 2011년 이후에는 15~19%로 적정한 수준에 도달할 것으로 보인다. 결국 전체 계통의 설비에비율이 급격히 증가하는 이유는 비수도권지역에 기저발전설비가 급격히 증가하기 때문이다.

〈표 4〉 수도권지역 설비에비율

연도	최대수요 (만kW)	발전설비용량 (만kW)		용통전력 (만kW)	총설비용량(만kW)		설비에비율 (%)
		하계	연말		하계	연말	
2006	2,379	1,442	1,445	1,270	2,712	2,715	14.0 (15.0)
2007	2,491	1,445	1,475	1,315	2,760	2,790	10.8 (11.8)
2008	2,599	1,563	1,565	1,375	2,938	2,940	13.0 (14.8)
2009	2,695	1,637	1,688	1,400	3,037	3,088	12.7 (14.5)
2010	2,773	1,688	1,791	1,400	3,088	3,191	11.4 (14.4)
2011	2,836	1,847	1,967	1,490	3,337	3,457	17.7 (20.7)
2012	2,896	1,929	1,949	1,490	3,419	3,439	18.0 (24.4)
2013	2,949	1,879	1,879	1,500	3,379	3,379	14.6 (20.9)
2014	2,990	1,966	2,053	1,565	3,531	3,618	18.1 (26.6)
2015	3,027	2,053	2,053	1,565	3,618	3,618	19.5 (27.9)

주: 설비용량 기준이며, ()의 설비에비율은 결보기용량 기준

11) RMP는 기저상한가격을 의미한다. 현재 전력시장은 기저발전기에 대해 가격상한을 설정하여 시장가격이 기저상한가격을 초과하는 경우에는 기저상한가격으로 정산하고 있다. 향후 전력시장이 진화되어 가격입찰시장으로 전환될 경우에는 기저상한가격은 폐지될 수 있으나 현 상황이 유지됨을 전제하여 분석하였다.

3) MPP(Most Probable Plan) 시나리오

이하에서는 시뮬레이션 수행을 위한 시나리오를 구성하고자 한다. 시나리오 설정을 위한 주요 요소로는 전력수요의 증가, 민간전력회사의 투자계획 및 원자력 발전의 건설계획 그리고 송전설비의 확장 등이 있을 수

있다. 아래의 설정된 가장 가능성이 높은(MPP : Most Probable Plan) 시나리오는 현재의 전력수급계획이 전망하는 수요를 현실성 있게 조정한 것이다.

또한 발전설비의 공급 측면에서의 민간전력회사 공급계획의 원활성을 검토하였다. 민간전력회사의 경우 공기업에 비해 전력시장의 수익성에 민감하기 때문에

〈표 5〉 전력수급계획의 연도별 부하율

연도	발전단피크(MW)	발전량(GWH)	기준부하율(%)
2008	61,382	406,652	75.42
2009	62,987	421,868	76.46
2010	64,605	434,897	76.84
2011	65,944	445,931	77.19
2012	67,120	455,257	77.22
2013	68,092	463,512	77.71
2014	68,832	470,499	78.03
2015	69,474	476,443	78.29

〈표 6〉 MPP 시나리오의 발전설비 변화

발전기명	진입연도		지연기간
	3차수급계획	MPP 시나리오	
제철화력#1,2	2009-09	제거	
제철화력#3,4	2010-12	제거	
부곡#3	2011-06	2013-07	2년 1개월 지연
부곡#4	2011-06	2013-07	2년 1개월 지연
고덕	2011-06	2013-10	2년 4개월 지연
양주#1	2011-12	2013-12	2년 지연
송도#1	2012-01	제거	
울촌#2	2012-06	제거	
신고리#3(한수원)	2013-09	2014-09	1년 연기
양주#2	2013-12	제거	
신고리#4(한수원)	2014-09	2015-09	1년 연기
신울진#1	2015-12	제거	

이는 전력시장의 진행과 전망에 크게 좌우된다. 특히 국내의 경우 전력시장의 추진방향이 불투명한 관계로 기존에 예정된 민간전력회사 투자계획이 계획대로 추진되기는 쉽지 않을 것이다. 또한 원자력발전의 경우에도 환경단체의 반대 등의 이유로 건설계획이 지연되거나 취소될 수도 있다.

가장 가능성이 높은(MPP) 시나리오에서는, 제3차 전력수급기본계획에서 발전량의 증가에 비하여 피크수

요의 증가비율은 점차 감소하며 따라서 부하율이 점차 증가하는 것으로 가정하였다.

$$\text{부하율}[\%] = \text{평균부하} / \text{최대부하}$$

현재 상태에서도 우리나라의 부하율은 선진국에 비하여 매우 높은 수준이나, 앞으로도 지속적으로 부하율이 높아진다는 것은 무리한 가정이라고 할 수 있다.

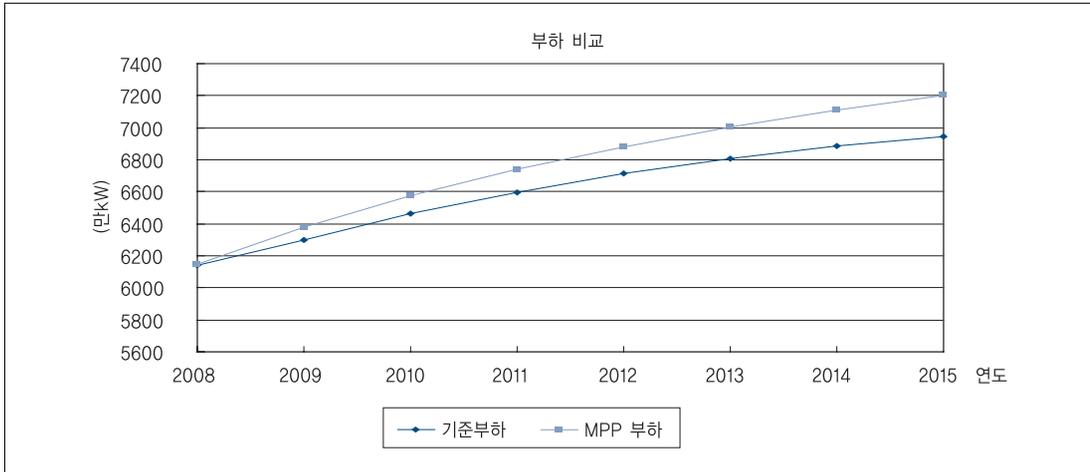
〈표 7〉 설비예비율의 비교 분석

연도	기준 시나리오		MPP 시나리오	
	설비예비율(%)	기저/부하비율(%)	설비예비율(%)	기저/부하비율(%)
2008	14.19	64.23	9.49	64.14
2009	15.67	64.77	11.68	63.98
2010	17.63	64.69	14.03	63.59
2011	22.22	66.42	13.97	63.94
2012	21.38	66.74	15.34	64.08
2013	21.82	69.31	15.94	64.37
2014	25.08	74.58	12.73	69.23
2015	24.93	74.47	13.26	68.93

〈표 8〉 수도권 지역 설비예비율 분석 - 송전망 부족

연도	최대수요(만kW)	발전설비용량(만kW)	복상조류(만kW)	설비 + 복상(만kW)	설비예비율(%)
2008	2,599	1,565	1,235	2,800	7.75
2009	2,704	1,688	1,235	2,923	8.12
2010	2,812	1,791	1,235	3,026	7.63
2011	2,907	1,827	1,235	3,062	5.32
2012	2,992	1,809	1,235	3,044	1.74
2013	3,069	1,879	1,235	3,114	1.47
2014	3,135	2,053	1,235	3,288	4.89
2015	3,191	2,053	1,235	3,288	3.03

[그림 6] 전력수급계획의 연도별 부하



[그림 7] 시장모의 시나리오

	기준 시나리오	MPP	송전망 부족
모의 기간	2008년 ~ 2015년		
부하	3차 전력수급계획의 피크와 발전량이 되도록 구성	3차 전력수급계획의 발전량을 기준으로 부하율을 유지하도록 피크를 조정	
발전설비	3차수급계획에 따라 구성	민간 피크설비의 경우 지연 또는 취소	
송전제약	2006년과 3차전력수급계획 자료 이용		2008년 수준 고정
연료가격	2006년과 동일		
보수	기존설비는 2006년의 보수계획을 이용 신규 설비는 보수율은 감안하여 용량 차감		
수력,양수	평균 이용률 적용		
열제약	중대형은 시간별 열제약 반영, 소형은 평균이용률 적용		

제3차 전력수급기본계획의 연도별 발전량을 토대로 부하율이 개선되지 않는다는 가정 하에 피크부하를 산정하여 나타내면, MPP 부하는 제3차 전력수급기본계획에서 나타나는 기준부하에 비하여 연도별로 점차 증가하게 된다(그림 6 참조).

한편 발전설비에서도 민간사업자나 원자력 설비의 경우 지연되거나 취소되는 경우가 있을 수 있으므로 아래와 같이 적절히 가정하였다.

MPP 시나리오에서는 발전설비의 진입이 늦어지고 피크부하가 증가하여 기준 시나리오에 비해 설비에비

율이 낮은 것으로 분석되고, 또한 설비에비율이 연도별로 일정한 수준을 유지하고 있는 것으로 가정된다.

한편 송전혼잡의 정도는 송전설비의 용량에 따라 크게 달라지기 때문에 송전망 투자비용의 효과를 간접적으로 평가하기 위하여 송전설비가 부족한 상황을 가정할 필요가 있다.

제3차 전력수급기본계획에서는 발전설비와 부하의 증가에 맞추어 수도권으로 전력을 유통하는 북상조류의 용량이 점진적으로 증가하도록 되어 있다.

반면 송전망 부족 시나리오는 북상조류의 송전용량이 2008년 이후 증가하지 않고 2008년 수준을 유지한다고 가정하여 작성한 것이다. 이 경우 <표 6>에 나타

<표 9> 기준 시나리오 - 연도별 평균가격

(단위: 원/kWh)

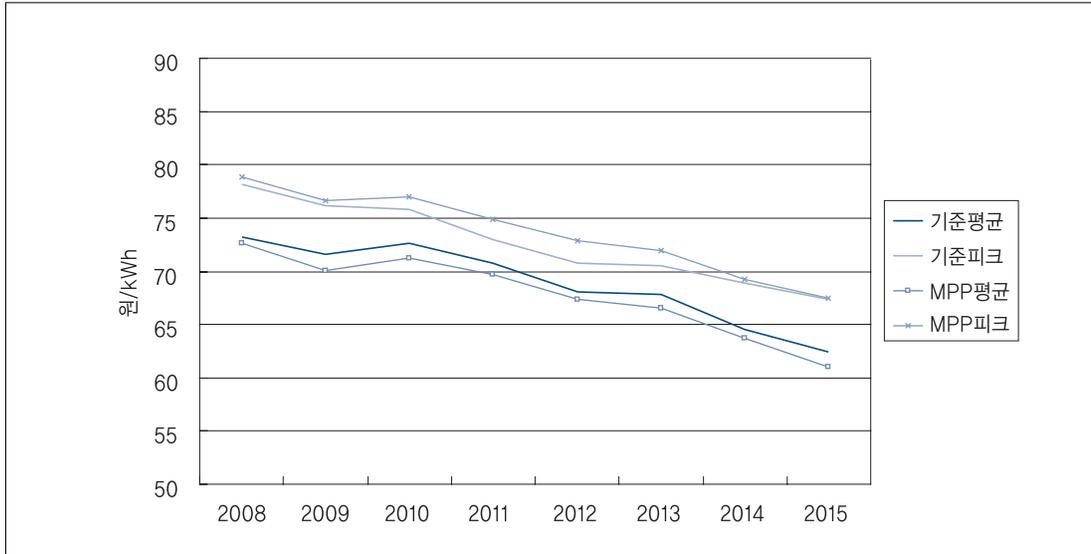
연도	SMP	비수도권	수도권
2008	73.27	66.63	74.93
2009	71.56	66.88	72.04
2010	72.58	67.52	73.20
2011	70.72	67.92	70.79
2012	68.07	63.35	69.02
2013	67.89	62.19	70.33
2014	64.59	58.59	67.49
2015	62.48	55.71	65.12
평균	68.89	63.60	70.36

<표 10> MPP 시나리오 - 연도별 평균가격

(단위: 원/kWh)

연도	SMP	비수도권	수도권
2008	72.62	67.95	72.93
2009	70.05	65.03	69.43
2010	71.24	66.07	70.55
2011	69.71	65.53	68.34
2012	67.34	60.36	66.43
2013	66.60	60.16	65.56
2014	63.71	57.20	62.93
2015	60.97	54.60	60.79
평균	67.78	62.11	67.12

[그림 8] 피크와 평균 SMP의 비교



난 것처럼 수도권 지역의 설비예비율이 급격히 나빠져 송전혼잡이 크게 증가할 것으로 예상할 수 있다.

전력시장상황의 모의는 [그림 7]과 같이 3가지 시나리오를 대상으로 수행하였다.

4) 시장모의 결과

기준 시나리오에 대한 전력시장모의 결과는 전력시장가격(SMP: System Marginal Price)이 연도별로 설비예비율의 증가와 더불어 하락한 반면, 지역별 가격제도(LMP: Locational Marginal Price)¹²⁾를 도입할 경우 수도권지역과 비수도권지역의 가격 차이는 6~7원 정도 발생하였다.

MPP 시나리오에 대한 모의실험에서도 유사한 결과

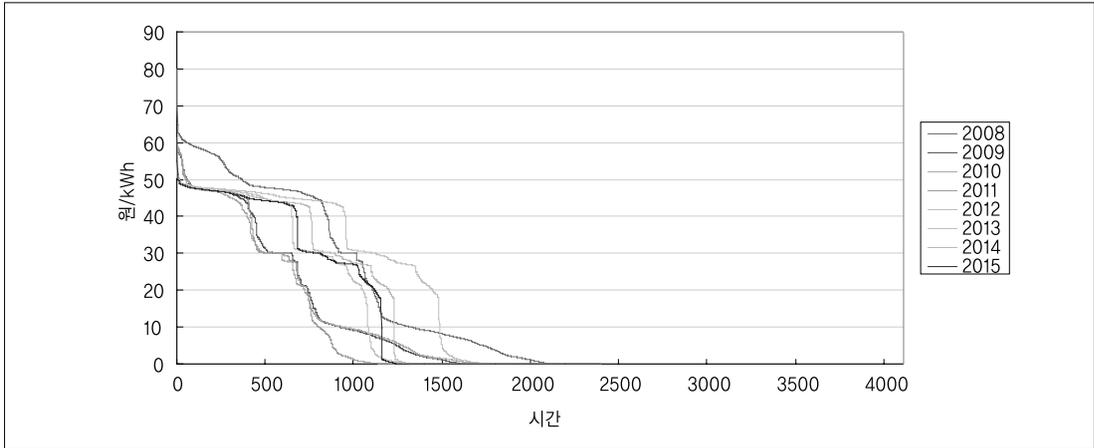
가 얻어진다. 그러나 부하율이 상대적으로 나빠져 심야시간의 전력시장가격이 크게 하락하면서 전반적으로 평균가격이 낮아지게 된다.

평균가격은 심야시간의 SMP가 하락하면서 MPP 시나리오의 가격이 낮게 나오지만 피크시간대의 SMP는 [그림 8]에 나타난 바와 같이 부하가 높은 MPP 시나리오에서 높게 나타난다.

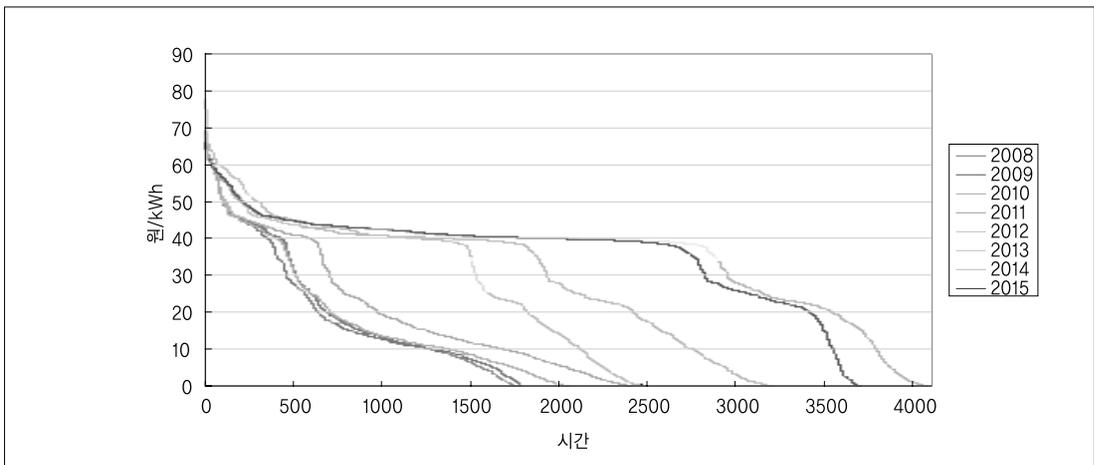
한편 지역별 가격제도에서 수도권 지역과 비수도권 지역의 시장가격 차이로 산출되는 혼잡가격은 연도별로 다르게 나타난다. 혼잡이 심한 시간부터 혼잡가격을 크기 순서대로 나타내면 [그림 9] 및 [그림 10]과 같다. 기준 시나리오에서는 혼잡이 나타나는 시간이 연간 2,000시간 미만이지만 송전망이 부족한 시나리오에서는 2014년의 경우 연간 4,000시간 이상 혼잡이 나타난

12) 지역별 가격제도(LMP)의 원래 개념은 전력이 수전 혹은 공급되는 장소(location)에서의 시간대별 시장가격을 의미한다. 하지만 국내의 전력시장이 시장 초기인 상황을 고려하여 수도권지역과 비수도권지역의 2개 지역으로 구분된 경쟁적 전력시장을 가정하였다.

[그림 9] 연도별 지역별 가격 차이의 분포 - 기준 시나리오



[그림 10] 연도별 지역별 가격 차이의 분포 - 송전망 부족 시나리오

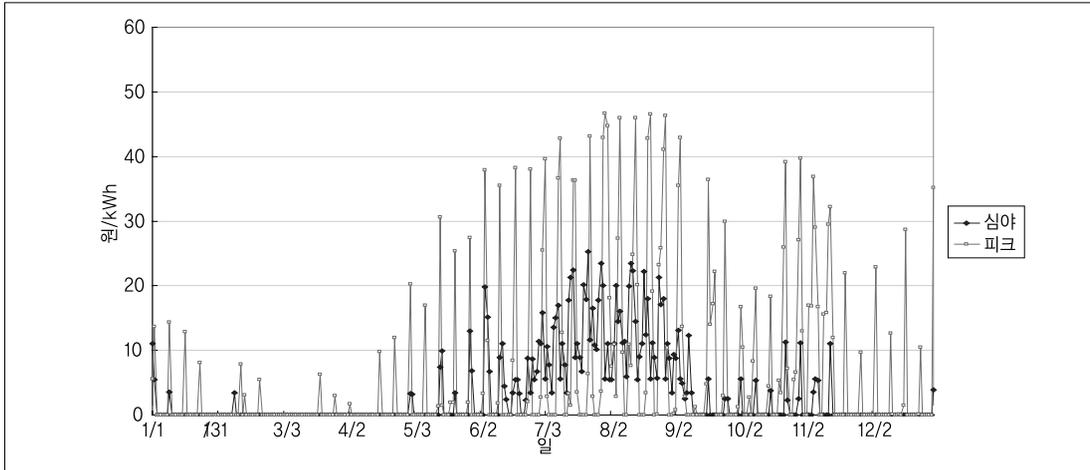


다. 송전망 부족 시나리오에서는 2012년 이후 송전용량의 부족으로 혼잡이 심해져 송전망의 투자가 필요함을 알 수 있다.

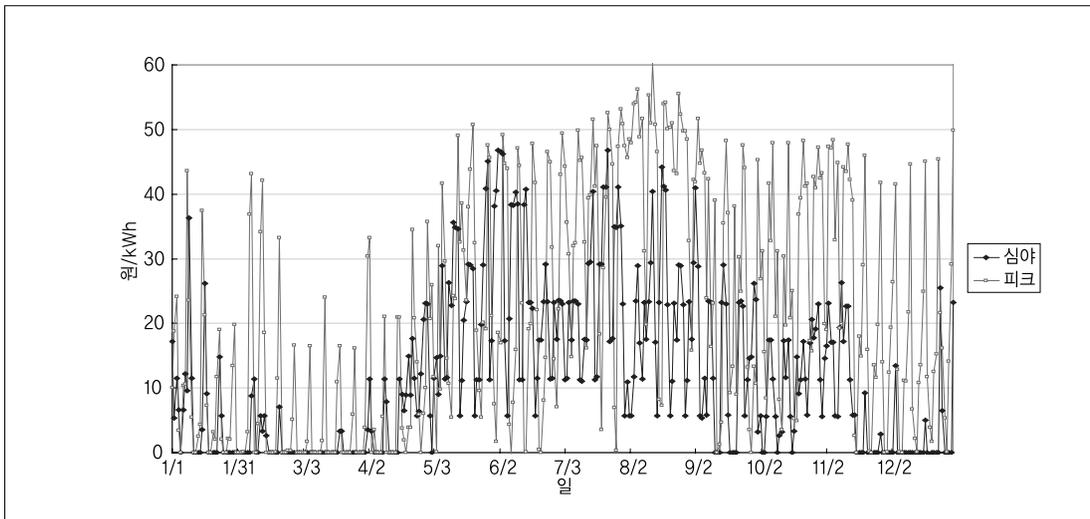
다. 계통기여도의 평가

2015년의 송전혼잡의 일별 특성을 나타내기 위하여 각 시간별 혼잡가격(수도권과 비수도권의 지역별 가격 차이)을 심야시간대와 피크시간대로 나누어 일

[그림 11] 2015년 혼잡가격의 일별 특성 - 기준 시나리오



[그림 12] 2015년 혼잡가격의 일별 특성 - 송전망 부족 시나리오

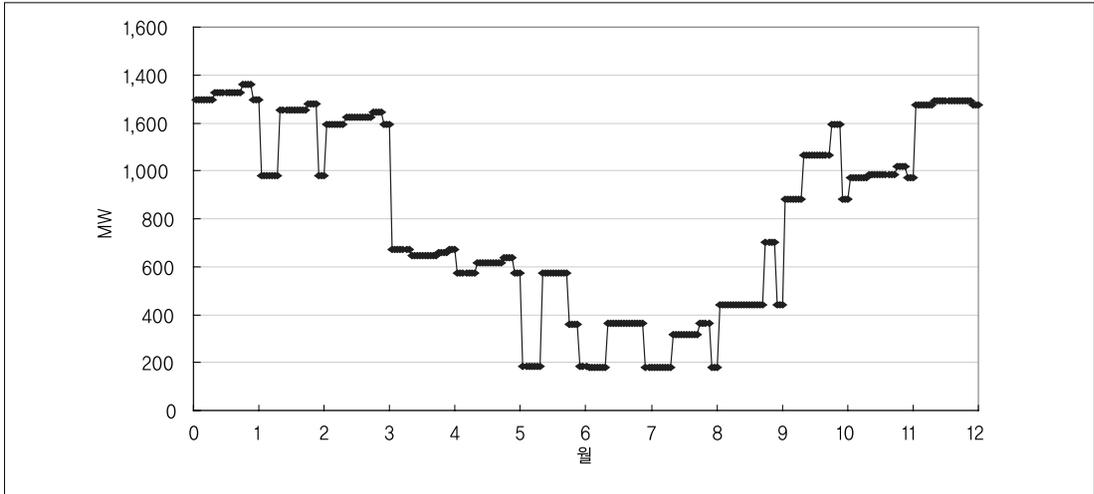


별로 평균하여 나타내면 [그림 11] 및 [그림 12]와 같다. 송전혼잡은 기저설비가 많이 가동하는 하계에 많이 나타나며 다른 계절에는 휴일에 주로 나타나는 것

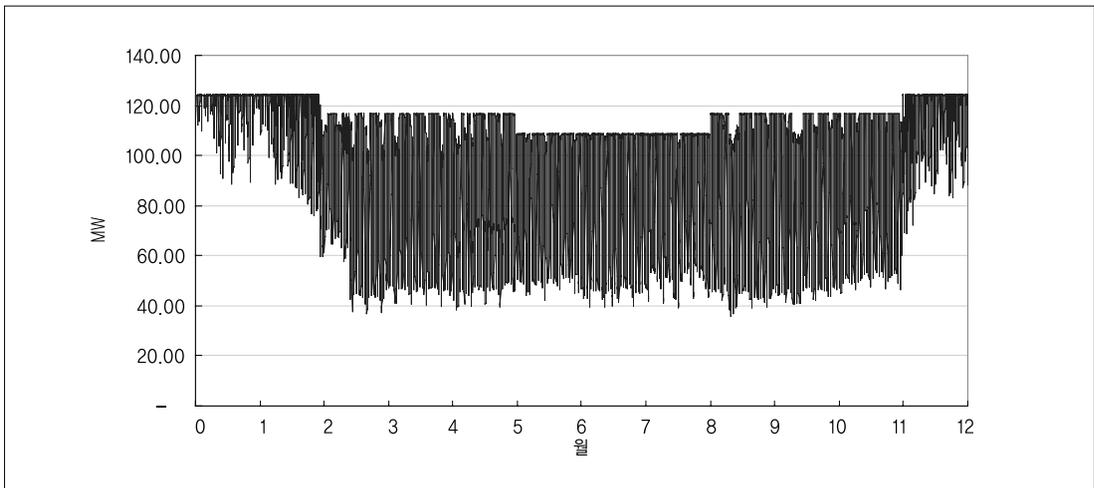
으로 분석되었다.

송전망 부족 시나리오에서는 하계뿐만 아니라 다른 계절에도 송전혼잡이 심하게 나타나 수도권으로 전

[그림 13] 열병합 발전기(분당, 일산)의 운전패턴



[그림 14] 구역전기사업자의 열병합 발전기 운전패턴



력을 보내는 송전용량의 보강이 필요함을 나타내고 있다.

한편 열병합 발전기는 열수요가 동계에 집중되어

하계에는 이용률이 저조한 실정으로서 [그림 13]은 분당 및 일산 발전기의 월별 이용패턴을 나타내고 있다.

만일 구역전기사업자의 발전기가 일반 열병합 발전

〈표 11〉 구역전기사업의 송전혼잡 편익 - 기준 시나리오

(단위: 원/kWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	평균
혼잡가격	6.58	4.01	3.92	3.54	4.84	6.72	5.42	5.02	5.01
열추종	5.38	2.95	2.77	2.81	3.35	4.39	3.95	3.53	3.64
전기추종	6.85	4.28	4.10	3.80	4.83	6.36	5.44	5.10	5.09

〈표 12〉 구역전기사업의 송전혼잡 편익 - 송전망부족 시나리오

(단위: 원/kWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	평균
혼잡가격	5.03	5.20	5.47	6.96	10.98	13.60	19.34	18.38	10.62
열추종	3.59	3.74	3.91	5.21	8.16	10.03	15.58	14.78	8.13
전기추종	5.37	5.59	5.82	7.28	10.65	13.19	18.95	18.62	10.68

기와 같이 열추종 패턴으로 운전할 경우에는 송전혼잡 비용의 절감효과가 반감될 것이다. 반면에 구역전기사업자의 사업타당성 검토 시 적용한 발전기의 운전은 전기추종 패턴으로 [그림 14]와 같이 연간 일정한 수준이다.

시간대별 송전혼잡 가격에 발전기의 운전패턴을 적용하면 수도권지역에 위치한 구역전기사업자의 송전혼잡 편익을 추정할 수 있다.

기준 시나리오의 연도별 송전혼잡 가격의 평균은 약 3.5~6.7원/kWh 수준으로서 송전망 부족 시나리오에 비해 안정되어 있다. 송전혼잡 가격은 발전기의 운전방식에 따라 크게 차이난다. 즉 전기추종 운전방식에서는 약 5.1원/kWh의 편익이 발생하고 열추종 운전방식에서는 평균적으로 약 3.6원/kWh 정도의 편익이 발생하는 것으로 추정된다.

이러한 혼잡비용은 열추종 운전을 전제할 경우 도매전력시장가격의 5.2%를 점유하고 있는 반면, 전기

추종 운전을 전제할 경우에는 도매전력시장가격의 7.4% 수준을 점유하고 있다.

송전망 부족 시나리오에서는 연도별로 송전혼잡 가격이 약 19원/kWh까지 크게 증가하여 혼잡 편익도 크게 나타난다. 전기추종 방식의 경우 2008~2015년 기간 동안 평균적으로 약 10원/kWh의 편익이 발생하는 것으로 추정된다.

송전망 부족 시나리오하의 혼잡비용은 열추종 운전을 전제할 경우 도매전력시장가격의 11.8%(8.13원 기준)를 점유하고 있으며, 전기추종 운전을 전제할 경우에는 도매전력시장가격의 15.5%(10.68원 기준) 수준을 점유하고 있다.

4. 시사점 및 정책방향

지역별 시장가격(LMP)체제 하에서의 시장가격은

현행 전국단일시장가격(Uniform Pricing)체제 하에서의 가격과 달리 수도권지역과 비수도권지역의 가격 차이는 6~7원 정도 발생하였다. 이러한 차이는 지역의 수급사정에 따라 가격이 결정되기 때문에 발생한 것이다.

현재의 전국단일시장가격제도는 위치 혹은 지역에 상관없이 전국 동일하게 시장가격이 결정되고 있어 심각한 지역 간 교차보조문제를 야기하고 있다. 이것은 궁극적으로, 전기요금 지불시 비수도권지역의 수요자들이 수도권지역의 수요자들을 지원하고 있는 셈이다. 본 연구에서 분석한 혼잡비용이 이를 반증하고 있으며, 이러한 혼잡비용은 지역별 차등시장가격제도가 확립되면 합리적으로 지역별 시장가격에 반영될 수 있다. 지역별 차등시장가격은 사업자 및 수요자들에게 적절한 신호를 전달함으로써, 사업자가 효율적으로 입지선정을 할 수 있도록, 그리고 수요자는 합리적으로 소비하도록 유도한다. 따라서 지역별 시장가격체제는 전국단일 시장가격체제에 비해 경제적 효율성 측면에서 훨씬 더 우월하다고 할 수 있다.

혼잡비용의 특성을 살펴보면 피크시간대보다는 비피크시간대인 심야시간대에 혼잡이 더 발생하여 혼잡비용을 증가시키는 것을 볼 수 있다. 또한 계절별 특성으로는 동계보다는 하계에 주로 송전혼잡이 많이 발생하는 것을 볼 수 있으며 요일별 특성으로는 평일보다는 휴일에 송전혼잡이 극심한 것을 볼 수 있다. 또한 송전망 부족 시나리오는 기준 시나리오에 비해 약 2배 가량의 혼잡비용이 증가하며 2010년대 중반기로 갈수록 크게 증가하는 것으로 분석되었다.

이러한 결과들은 분산형 전원의 정책방향을 결정할 때 우리에게 중요한 시사점들을 제공한다.

첫째, 혼잡비용을 감소시키기 위해서는 분산형 전

원은 하계에 공급 가능한 전력설비여야 한다는 것이다. 국내 전력계통 특성상 기저발전기들의 가동시간이 많아지는 하계에 혼잡이 많이 발생한다. 따라서 혼잡을 완화시키기 위해서는 분산형 전원이 동 기간에 가동되어 이용되어야 할 것이다. 하지만 현재의 대표적인 분산형 전원인 열병합발전은 냉방 등의 수요가 없을 경우 이러한 역할을 제대로 수행하지 못하는 한계를 지니고 있다.

둘째, 혼잡비용을 감소시키기 위해서 분산형 전원은 피크시간보다는 비피크시간대에 기여할 수 있는 발전설비의 역할을 수행할 필요가 있다는 것이다. 이것은 혼잡이 비피크시간대보다는 피크시간대에 많이 발생할 것이라는 일반적인 생각과는 차이가 있다. 이러한 사실은 분산형 전원의 피크수요감축(peak-shaving) 효과와 혼잡완화(congestion relief) 효과가 반드시 일치하지 않는다는 것을 의미한다. 따라서 정부는 피크수요감축효과와 혼잡완화 효과 등의 사회적 편익을 평가하여 그 우선순위를 먼저 결정할 필요가 있으며, 이에 따라 결정된 편익 효과를 달성할 수 있는 방안을 마련해야 할 것이다.

셋째, 수도권지역에 대한 유통전력(transfer capability)이 현재의 수준을 유지할 경우 혼잡비용이 크게 증가하는 것은, 혼잡에 영향을 미치는 핵심 요소(key component)가 유통전력이기 때문에, 유통전력이 확장되지 않을 경우에는 수도권지역에 입지한 분산형 전원에 의한 혼잡완화 효과가 크음을 시사한다. 이것은 현재의 수도권지역과 비수도권지역 간의 유통전력이 여유가 많지 않아 2010년대 후반에는 유통전력의 증가 없이는 양 지역 간의 원활한 송전이 어려워진다는 것을 반증한다.

전기사업자는 송전망 건설계획이 차질 없이 달성되

도록 노력해야 하겠지만 송전망 확충은 사회적 논란으로 인하여 당초 계획과 달리 원활하게 추진되지 못하는 경우가 발생할 수가 있다. 고압송전선로나 지상송전탑에서 나오는 전자파 유해시비 혹은 송전선로 선하지보상 등을 둘러싸고 민원이 발생할 소지가 있으며, 이러한 이유 등으로 인해 관할 지자체, 주민 그리고 환경시민단체 등이 송변전망 건설에 반대할 수 있다.

이러한 사회적 외부환경에 의해 송변전 건설이 계획대로 추진되지 못하는 경우 수도권지역에 분산형 전원을 도입하는 것은 상당한 혼잡완화효과를 거둘 수 있을 것이다. 따라서 정부는 송변전 설비건설계획 등이 원활하게 추진되는지 여부를 면밀하게 파악하여 분산형 전원의 정책에 반영할 필요가 있다.

5. 결론

본 연구는 분산형 전원의 사회적 편익과 비용을 평가하고 사회적 편익 중 분산형 전원 도입에 따른 혼잡비용 완화를 분석하는 데 중점을 두었다. 우선, 사회적 편익과 비용을 평가하기에 앞서 분산형 전원에 대한 개념을 정립하기 위해 기본 방향을 제시하고자 하였다.

또한, 본 연구는 분산형 전원의 정의를 재정립하고자 하였다. 분산형 전원에 대해서는 Distributed Energy Resource, Distributed Resource, Demand Resource, Distributed Generation 등 서로 다른 용어들이 사용되고 있다. 분산형 전원은 설비용량, 위치, 배전망접속, 수급자원, 운전패턴(중앙급전), 분산형 전원의 활용목적 등을 고려하여 정의할

수 있을 것이다. 하나의 구성요소에 의거하여 정의를 명확하게 내리기는 어려우나, 현 단계에서는 전력시장운영규칙(electricity market rule), 분산형 전원연계표준(interconnection standard) 등의 기준과 소규모(small-scale) 용량인 분산형 전원의 특성을 고려하는 것이 합리적이라고 할 수 있다. 따라서 이런 특징들을 종합적으로 고려하여, 분산형 전원은 설비용량 20MW 이하의 공급설비를 갖추고 배전망 154kV 이하에 접속하는 자원으로 정의할 것을 제안하였다.

수도권지역의 혼잡비용과 분산형 전원의 혼잡완화에 미치는 영향 분석에 앞서 분산형 전원을 포함한 전력정책에서 중요한 사항을 점검해 볼 필요가 있다.

현재의 전력가격제도는 분산형 전원의 바람직한 보급을 저해하는 장애 요소로 작용하고 있다. 분산형 전원의 관점에서 보면 지역 간 가치의 차이가 시장가격에 반영됨으로써 분산형 전원이 수요지 인근에 입지할 수 있는 조건을 유리하게 만들어 주기 때문에 분산형 전원의 보급이 촉진되는 효과가 있을 것이다. 이러한 시장가격제도의 개선은 분산형 전원이 바람직하게 도입되고 정착되는 계기가 될 수 있을 것이다.

따라서 정부는 불합리한 지역 간 교차보조문제를 해소하고 지역의 상황을 반영하는 지역별 차등시장가격제도를 도입할 수 있는 방안을 마련해야 할 것이다. 또한 정부는 지역별 시장가격제도의 효과가 최종 소비자 요금체제에도 반영될 수 있도록 노력해야 할 것이다. 최종 소비자 요금제도가 지역별 및 시간대별 수급상황을 반영하는 것으로 전환될 경우에는 소비자가 가격신호에 따라 분산형 전원을 운전할 것이기 때문에 바람직한 분산형 전원의 도입과 운영이 이루어질 것으로 기대된다.

수도권지역의 혼잡비용과 분산형 전원의 혼잡완화

에 미치는 영향에 대한 검토 결과는 다음과 같다.

혼잡비용의 특성을 살펴보면 피크시간대보다는 비 피크시간대인 심야시간대에 혼잡이 더 발생하여 혼잡 비용을 증가시키는 것을 볼 수 있다. 또한 계절별 특성으로는 동계보다는 하계에 주로 송전혼잡이 많이 발생하는 것을 볼 수 있으며, 요일별 특성으로는 평일 보다는 휴일에 송전혼잡이 극심한 것을 볼 수 있다.

이러한 사실은 향후 분산형 전원을 도입할 때 고려해야 할 중요한 시사점을 제공한다. 첫째, 혼잡비용을 감소시키기 위해서는 분산형 전원은 피크시간대보다는 비피크시간대에 기여할 수 있는 발전설비의 역할을 수행할 필요가 있다. 둘째, 혼잡비용을 감소시키기 위해서는 하계에 공급 가능한 전력설비이어야 한다. 따라서 정부는 이러한 전력시스템의 혼잡 상황을 고려하여 분산형 전원에 대한 정책수립에 반영할 필요가 있다.

하지만 분산형 전원을 평가할 때 혼잡완화의 측면에서 보는 것은 한계가 있으며 본 연구에서 논의한 제반 편익들을 고려해야 할 것이다. 즉 분산형 전원의 정책을 결정할 때는 혼잡비용 완화의 편익 외에 분산형 전원이 사회에 제공하는 피크감소, 에너지이용효율개선, 환경개선 등의 여타 편익들을 평가하고, 이를 사회적 비용과 비교함으로써 도입 혹은 추진 여부를 판단하는 것이 타당할 것이다.

〈 참고문헌 〉

김성수, 「송전혼잡비용이 전기요금에 미치는 영향 및 처리방안 연구」, 산업자원부 정책연구보고서,

2005.

문승일, 「중대형 CHP 전력계통영향분석 및 전력판매 수익 예측에 관한 연구」, 한국지역난방공사, 2005.1.

산업자원부, 「제3차 전력수급기본계획 (2006~2020년)」, 산업자원부, 2006. 12, 「제2차 전력수급기본계획 (2004~2017년)」, 산업자원부, 2004.12

에너지관리공단, 「열병합발전시스템」, 2007, "소형열병합발전시스템 운영실태 조사", 2006.

전영환, 「Constrained On/Off 발전기의 규제요금 산정에 관한 연구」, 산업자원부 정책연구보고서, 2003.

한국전기연구원, 「분산형 전원을 고려한 중장기 전력수급계획 수립방안 연구」, 한국전력거래소, 2005.

한국전력거래소 전력계획처, 「2005년도 상용자가발전업체 조사분석」, 한국전력거래소, 2006.

한국전력공사 계통계획실, 「장기 송변전 설비계획 (2006년~2020년)」, 한국전력공사, 2007.

한국전력공사 배전처, 「분산형 전원 배전계통 연계 기술기준」, 한국전력공사, 2007.

Ackermann, T., "Distributed Resources and Re-regulated Electricity Market," *Electric Power Systems Research* (77), 1148~59, 2007.

_____, "Distributed Generation: a Definition," *Electric Power Systems Research* (57), 195~204, 2001.

CIREN, "Dispersed Generation: Preliminary Report of CIREN" *International Conference on Electricity Distribution*, 1998.

_____, *Dispersed Generation: Preliminary Report of CIREN (International Conference*

- on Electricity Distribution), Working Group WG04, Brussels, Belgium, June 1999.
- CIGRE, "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on The Power System," CIGRE Study Committee no 37, Final Report, September 1998.
- _____, "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on The Power System," International Conference on Electricity Distribution, 1998.
- Gumeran, E. and R. Bharvirkar, "Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources," Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory Working Paper, 2003.
- Frontier Economics, Review of the Treatment of Embedded Generation, 2006.
- IEA, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Paris, 2002.
- Itron, CPUC Self-Generation Incentive Program Preliminary Cost-Effectiveness Evaluation Report, 2005.
- Moskovitz D., Profits and Progress Through Distributed Resources; published by the Regulatory Assistance Project, Maine, USA, also available at: <http://www.rapmaine.org/distribution.html>.
- NERA, Distributed Resources: Incentives, 2006.
- Rawson M., Distributed Generation Costs and Benefits Issue Paper, California Energy Commission Staff Paper, 2004.
- US DOE, The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion, 2007.

세계 풍력발전산업의 동향 및 전망



이 민 식
산은경제연구소 수석연구원

1. 서론

최근 화석연료의 고갈과 온실가스 배출 등 환경오염 문제의 심각성으로 환경과 에너지에 대한 관심이 어느 때보다 높아지고 있다. 이에 따라 이러한 문제점을 해결할 수 있는 신재생에너지 개발이 최근 국가적 과제로 등장하고 있으며, 또한 재생에너지 사용을 증진시키는 데 필요한 방안, 조치, 정책들에 대해서 국제적 논의가 활발히 진행되고 있다. 신재생에너지 중 특히 풍력에너지는 환경오염 문제가 전무한 무공해에너지로서의 장점 및 최근 기술발전에 따른 경제성 확보로 기존 화석연료를 이용한 발전방식 뿐만아니라 he신재생에너지원과 비교하여도 에너지원으로서의 잠재력이 뛰어난 것

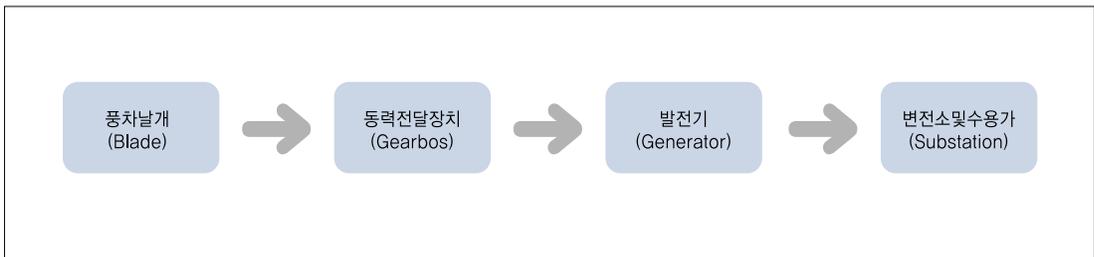
으로 평가되고 있다. 2000년대 이후 세계 풍력발전산업은 신재생에너지 중에서 가장 급격한 성장을 이루어 왔으며 향후에도 풍력발전이 갖는 뛰어난 잠재성으로 성장을 지속할 전망이다.

본고에서는 세계 풍력발전산업의 최근 동향과 전망에 대해 살펴보고 아울러 우리나라 풍력발전산업에 대해 간략히 알아본 다음, 동 산업의 발전이 우리에게 주는 의미와 과제 등을 도출해 보고자 한다.

2. 풍력발전산업 개요

가. 풍력발전의 개념

[그림 1] 풍력발전의 원리



풍력발전이란 공기의 운동에너지를 기계적 에너지로 변환시키고 이로부터 전기를 얻는 기술을 말한다. 즉, 풍력발전의 원리는 공기역학에 의해 날개처럼 생긴 로타(ROTOR)가 돌아가면서 발생하는 기계적 운동에너지를 발전기를 통해 전기에너지로 변환하는 것을 말한다.

풍력발전은 여러 신·재생에너지 분야 중에서 가장 높은 경제성과 기술 성숙도를 가진 에너지이다. 또한 최근 기술의 발전으로 화력발전 등 기존의 발전방식과 거의 대등한 경쟁력을 확보하고 있다.

2005년 산업자원부가 발간한 신·재생에너지 백서에 따르면 풍력발전은 세계적으로 가장 빠르게 성장하는 에너지 산업으로 주목받고 있다. 최근 10여년 동안 전세계 설치 용량은 10배 이상 증가했으며, 대형화에 따라 발전단가 역시 20여년 전에 비해 절반 수준으로 떨어지는 등 지속적으로 낮아지고 있다.

나. 풍력발전시스템

풍력발전시스템은 로타(ROTOR)나 전기회로의 구성 등에 따라 여러 가지가 있지만 크게 풍력에너지를 기계적 동력으로 변환하는 ROTOR, 증속기 등으로 구

성된 기계장치부, 발전기 및 안정된 전력을 공급토록 하는 전력 안정화 장치 등의 전기장치부, 풍력발전기가 무인 운전이 가능토록 설정, 운영하는 Control System 및 Monitoring System으로 구성된 제어장치부 등으로 구성되어 있다.

다. 풍력발전기의 구분

풍력발전기는 여러 방법에 따라 구분할 수 있는데 크게 형태상 분류와 운전방식에 따라 분류할 수 있다.

1) 형태상 분류

형태상 분류로는 발전기의 축이 바람의 방향과 수평으로 설치되어 있는 수평축(Horizontal Axis Wind Turbine), 수직으로 설치되어 있는 수직축(Vertical Axis Wind Turbine)으로 분류할 수 있다.

- 수평축 풍차 : 수평축 풍차는 바람에너지를 최대한 받기 위한 바람추적 장치가 필요하며 시스템 구성이 다소 복잡하나 에너지 변환효율이 높아 현재 가장 안정적인 고효율 풍력발전으로 인정받고 있음

〈표 1〉 풍력발전 시스템의 구성

구 성	기 능
기계장치부	바람으로부터 회전력을 생산하는 Blade(회전날개)를 포함한 Rotor, 이를 적정속도로 변환하는 증속기(Gearbox) 등으로 구성
전기장치부	발전기 및 기타 안정된 전력을 공급토록 하는 전력 안정화 장치
제어장치부	풍력발전기가 무인 운전이 가능토록 설정, 운영하는 Control System, 원격지 제어 및 지상에서시스템 상태 판별 가능케 하는 Monitoring System으로 구성

〈표 2〉 맞바람 형식(DownWind Type)의 장단점

장 점	단 점
<ul style="list-style-type: none"> - 타워에 의한 풍속의 손실이 없음 - 풍속 변동에 의한 피로하중/소음 적음 	<ul style="list-style-type: none"> - 요잉시스템 필요 - 로터와 타워의 충돌을 고려한 설계

〈표 3〉 뒷바람 형식(DownWind Type)의 장단점

장 점	단 점
<ul style="list-style-type: none"> - 요잉시스템 불필요 - 타워와 로터의 충돌을 피할 수 있음 - 저렴한 가격으로 인해 주로 소형 풍력발전기에 사용 	<ul style="list-style-type: none"> - 타워에 의한 풍속의 손실/풍속의 변동이 큼 - 터빈의 피로하중 및 소음 증가 - 전력선이 꼬일 수 있음

〈표 4〉 수직축 풍차의 장단점

장 점	단 점
<ul style="list-style-type: none"> - 바람의 방향에 관계없이 운전 가능(요잉시스템 불필요) - 증속기 및 발전기를 지상에 설치 	<ul style="list-style-type: none"> - 시스템 종합 효율이 낮음 - 자기동(self-starting)불가능, 시동토크 필요 - 주 베어링의 분해시 시스템 전체 분해 필요 - 넓은 전용면적 필요

- 수직축 풍차 : 바람의 방향과 관계가 없어 사막이나 평원에 많이 설치하여 이용 가능하나, 그 소재가 비싸고 풍차에 비해 효율이 떨어지는 단점이 있음

2) 운전방식에 의한 분류

운전방식에 의한 분류로는 대부분 정속운전 유도형 발전기기를 사용하는 기어형과 대부분 가변속 운전동기형(또는 영구자석형) 발전기기를 사용하는 기어리스형이 있다.

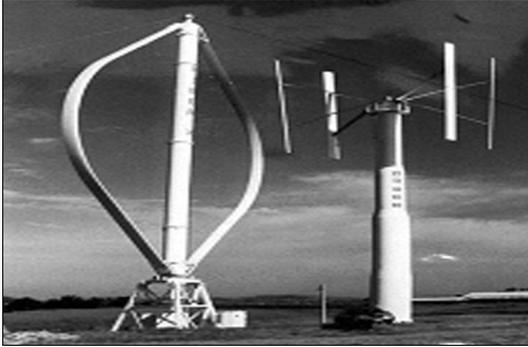
- 기어형 : 유도형 발전기기의 높은 정격회전수에 맞추

기 위해 회전자의 회전속도를 증속하는 기어장치(기어박스)가 장착되어 있는 형태임

- 증속기(Gear box : 적정속도로 변환)필요, Inverter 불필요
- 정속 : 발전기 주파수를 올려 한전계통에 적합한 60Hz 맞춤
- 대부분 정속운전 유도형 발전기 사용
- 유도형 발전기의 높은 정격회전수에 맞추기 위해 회전자의 회전속도를 증속하는 기어장치 장착
- 회전자→기어증속장치→유도발전기(정전압/정주파수)→한전계통

- 기어리스형 : 동기발전기를 사용하므로 증속기(기어박스)가

[그림 2] 수직축 발전기



[그림 3] 수평축 발전기



[그림 4] Geared형 발전기



[그림 5] Gearless형 발전기



치가 없어 회전자와 발전기가 직결되는 direct-drive 형태로서 발전효율이 높음

- 가변속 : 한전계통 주파수와 맞지 않기 때문에 Inverter 필요
- 가변속운전 동기형(또는 영구자석형) 발전기 사용
- 다극형 동기발전기를 사용하여 증속기어장치 없이 회전자와 발전기가 직결되는 direct-drive 형태임
- 발전효율 높음(단독운전의 경우 많이 사용되나 유도 발전기보다 비싸고, 크기도 큰 단점 있음)

- 회전자(직결)→동기발전기(가변전압/가변주파수)→인버터→한전계통

라. 풍력발전의 특징

풍력발전은 기존의 발전방식과 다른 많은 장점을 가지고 있는데 먼저, 풍력발전은 무공해, 무한정의 바람을 이용하므로 연료비가 거의 없는 친환경 발전방식이며 둘째, 대규모 발전단지의 경우에는 발전단가도 기존

〈표 5〉 풍력발전 시스템의 구성

구조상 분류(회전축 방향)	수평축 풍력시스템 : 프로펠라형
	수직축 풍력시스템 : 다리우스형, 사보시우스형
운전방식	정속운전(fixed roter speed type): 통상 Geared형
	가변속운전(variable speed type): 통상 Gearless형
출력제어방식	Pitch(날개각) Control
	Stall(失速) Control
전력사용방식	계통연계(유도발전기, 동기발전기)
	독립전원(동기발전기, 직류발전기)

〈표 6〉 풍력발전의 장단점

장 점	단 점
<ul style="list-style-type: none"> · 연료비가 거의 없고, 대부분 무인 원격운전되므로 유지보수 비용이 작음 · 바람의 운동에너지 이용으로 화석대체 효과가 커 단기적으로 화석연료와 대등한 가격경쟁력을 확보할 수 있는 대체 에너지는 풍력이 유일 · 초기 투자비가 높으나, 건설 및 설치기간이 짧음 · 설치높이가 높아 지상 토지를 농사, 목축 등과 같은 용도로 활용 가능 · 일부지역의 경우 관광자원화 가능 	<ul style="list-style-type: none"> · 풍력 가능한 바람은 평균 초속 4m 이상이 필요하므로 경제성 확보할 수 있는 입지가 제한적임 · 방해물 등의 자연환경 변화에 매우 민감 할 수 있어 개발이 진행 중인 지역에는 신중한 검토 필요 · 입지에 따라 다르나, 설비비용률이 타발 전원에 비해 낮음 · 소음이 발생하므로 인가와외 적정 이격거리가 필요

의 발전방식과 경쟁 가능한 수준의 신에너지 발전기술이며 셋째, 설치높이가 높아 지상 토지를 농사, 목축 등과 같은 용도로 활용이 가능하여 국토의 효율적 이용을 제고할 수 있다.

반면, 풍력발전은 바람의 힘을 이용한 에너지원으로서의 한계도 있는데 먼저, 풍력이 가능한 바람은 초속 4m이상이 필요하므로 경제성을 확보할 수 있는 입지가 제한적이며, 둘째, 방해물 등의 자연환경 변화에 매우 민감할 수 있어 개발이 진행중인 지역에는 신중한 검토

가 필요하며 셋째, 입지에 따라 다르나 설비비용률이 타 발전원에 비해 상대적으로 낮은 단점을 가지고 있다.

3. 세계 풍력발전산업의 동향 및 전망

가. 세계 풍력발전산업 동향

1) 풍력발전의 산업구조

〈표 7〉 주요 발전기 제조업체의 부품 자체제작 역량보유 현황

	Vestas	GE Wind	Gamesa	Suzlon
Nacelle 조립	○	○	○	○
Gearbox	-	○	○	○
	○	○	○	○
	○	○	○	○
Controler	○	○	○	○
Rotor Blade	○	○	○	○
Tower	○	○	○	○

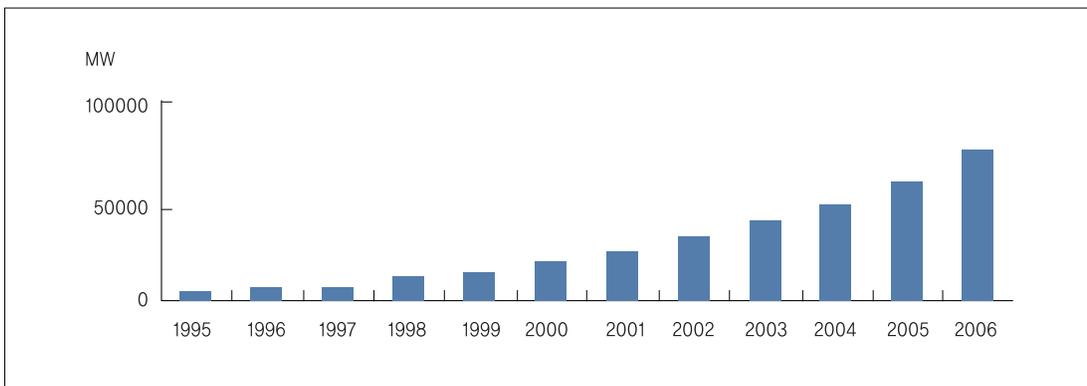
자료: 각 사 자료

풍력발전의 산업구조는 크게 부품·기자재 부문, 발전기 부문, 설치·시공 부문, 발전서비스 부문 등으로 이루어져 있다. 부품·기자재 부문은 발전기 제작에 필요한 구성품 혹은 부품의 생산, 발전소 건립에 필요한 기자재를 생산하는 분야이고, 발전기 부문은 발전기의 구성품을 조립하여 발전기를 제작하는 것으로서 풍력발전산업의 가장 핵심이 되는 분야이며, 설치·시공 부문은 발전소 건립을 위한 엔지니어링, 건설 등을 수행하는 분야이며, 발전서비스는 발전소를 운영, 발전하여

전력을 제공하는 부문이다.

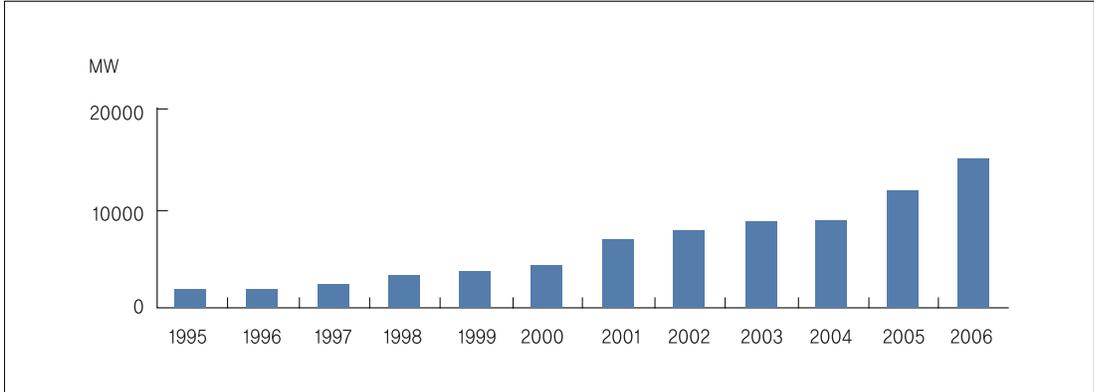
풍력발전산업은 덴마크, 스페인, 미국 등 풍력발전의 선진국에서 특히 발달하였는데 덴마크의 Vestas, 미국의 GE Wind, 스페인의 Gamesa, 인도의 Suzlon 등 세계 주요 풍력발전기 제조업체들이 동 산업의 발전을 주도하고 있다. 이들 제조업체들은 발전서비스 부문을 제외한 부품·기자재부터 발전기, 설치·시공까지 전 부문에 대한 제조역량을 보유하고 있으며 최근에는 발전기를 중심으로 발전설비 전부문을 수직계열화하여

[그림 6] 세계의 총발전용량



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC(Global Wind Energy Council), 2007.2

[그림 7] 세계의 연도별 신규발전용량



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC, 2007.2

통합화·대형화를 추진하는 추세이다.

2) 산업동향

가) 풍력발전산업의 성장

GWEC(Global Wind Energy Council : 글로벌풍력위원회)에 따르면 2006년 현재 전세계 풍력발전의 총 발전용량은 74.2GW인데 이는 1995년 4.8GW 대비 약 15배 이상에 해당하는 용량으로서 최근 풍력발전 설비의 급격한 신규 투자에 따른 것이다. 세계 풍력발전의 연간 신규 설치용량은 1995년 1.3GW이었으나 2006년 15.2GW가 설치되어 연평균 27.2%의 증가율을 보였는데 특히, 2005년 이후 신규 발전용량 증가율은 1995~04년 증가율 24%에 비해 약 1.5배 증가한 연평균 36%를 기록하였으며 또한 2006년 현재 전체 발전용량 74.2GW의 36%가 2005~06년 기간 중 설치되는 등 최근 급격한 성장이 이루어지고 있다.

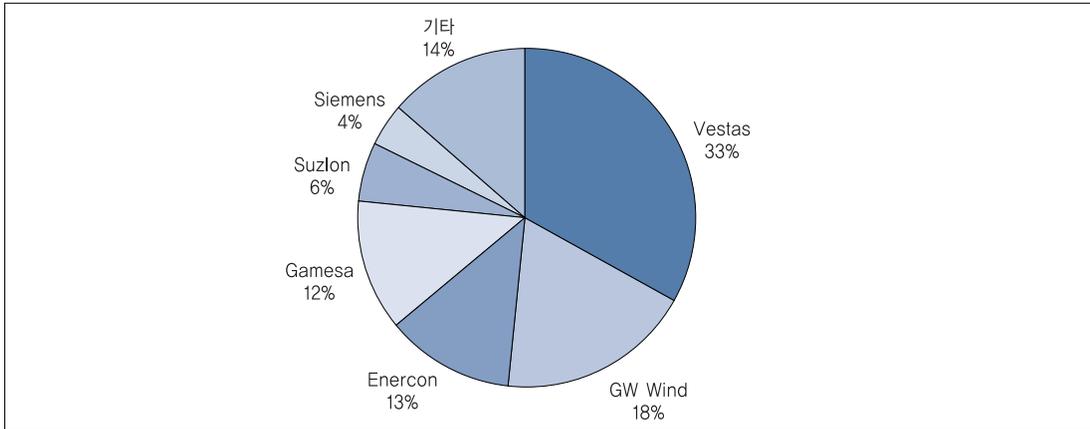
그러나, 최근 풍력발전산업의 고성장세에도 불구하고

고 각국의 전력생산에서 차지하는 비중은 여전히 미미한데 풍력발전이 가장 발달한 유럽에서도 단지 2%대에 머물고 있으며 발전용량 기준 세계 1위인 독일의 풍력발전 비중은 전체 전력생산량의 5.5%에 불과한 실정이다. 전체 전력생산량(2005년 기준)에서 풍력발전 비중이 가장 높은 나라는 풍력발전산업의 선진국인 덴마크와 스페인으로 전체 전력의 20% 및 8%의 비중을 각각 차지하고 있다.

한편, 최근에는 해상 풍력발전 건설도 전세계적으로 추진 중에 있다. 아직까지는 보급시작 단계에 불과하며 전세계 5개 국가 15개소에 총 600MW 정도 규모의 단지가 조성되어 있다. 현재 해상 풍력발전시스템 상용화에 성공한 나라는 덴마크로 2030년까지 해상풍력으로 전력의 20%(4,000MW)를 생산한다는 목표를 가지고 있다. 그밖에 해상풍력 발전을 추진중인 나라는 독일, 미국, 프랑스, 스페인, 중국 등으로 독일은 2010년까지 10,000MW 생산을 목표로 하고 있다.

최근 해상풍력사업이 본격 추진되는 이유는 해상풍

[그림 8] 주요기업의 시장점유율



자료: 삼성경제연구소

력이 풍속이 크고, 풍향의 변화가 적어 풍력발전기의 대형화와 고속화에 적합하며 육상 풍력발전과 같은 공간적 제약이 없기 때문이다. 반면, 해상풍력은 배를 이용한 수송 및 송전선의 문제로 투자비용이 크고, 접근의 어려움으로 인한 유지보수 비용이 과다하고 어업권 분쟁 등이 발생할 소지가 있다.

풍력발전산업 중 가장 핵심이 되는 사업 분야인 풍력발전기의 시장규모는 2005년 140억 달러에서 2006년 230억 달러로 64.3%의 급격한 성장을 이루었는데 이는 2005년 이후 풍력발전시장의 급성장에 따른 수요의 급증으로 공급부족이 발생, 풍력발전기 가격이 급상승한데 기인한다.

<표 8>주요 풍력업체의 M&A 추이

업 체	주요 M&A 사례
Vestas	· NEG Micon(2004년)
GE Wind	· Enron(2001년)
Gamesa	· Made(2003년)
Siemens(Wind Power)	· Bonus(2004년) · Winergy(2006년)
REpower	· Jacobs Energie(2001년) · BWU(2001년)
Suzlon	· Hensen(2006년)
Nordex	· Babcock(1996년) · Subwind(1998년)

자료: HSBC, 2007. 3

〈표 9〉 주요 기술별 발전단가(2006년)

(단위: 유로/MWh)

기존 및 화석에너지		신·재생에너지	
기술	단가	기술	단가
원자력	38	풍력(육상)	54
석탄화력	60	지열	53
가스화복합발전	50	바이오매스	71
가스화단일발전	76	태양광	265

자료: HSBC, 2007. 3

풍력발전기 시장은 덴마크, 독일, 미국 등 풍력발전 산업이 발달한 선진국 상위 6개 업체에 의해 과점화되어 있는데 Vestas(덴마크), GE Wind(미), Enercon(독), Gamesa(스페인), Siemens(독) 등 상위 6개 업체가 전체 시장의 86%를 차지하고 있으며 특히, Vestas(덴마크)가 2005년 기준 전세계 풍력발전설비 시장의 약 33%를 차지하며 풍력발전기 시장을 선도하고 있다. 그밖에 Enercon, Gamesa 등의 풍력발전기 전문업체와 GE, Siemens 등의 종합 에너지업체 등이 시장을 양분하고 있다.

한편, 세계 풍력발전기산업의 선도기업인 Vestas, GE Wind 등은 경쟁력 강화를 위해 M&A를 추진하여 세계적인 풍력발전회사로 성장해 오고 있다. 1996년 이후 M&A가 활발히 진행되어 15개 기업이 8개 기업으로 통합되었는데 Vestas는 2004년 세계 3위 NEG

Micon과 합병하여 점유율이 크게 확대되었으며, GE Wind는 2001년 Enron을 인수하여 세계 2위 기업으로 성장하였다.

나) 성장 배경

최근 풍력발전산업의 급격한 성장은 풍력발전의 경제성 확보 및 환경오염 문제가 전무한 친환경적 에너지라는 풍력발전의 특성에 기인한다.

최근 풍력발전 기술의 발달로 풍력에 의한 발전단가가 하락하여 최근에는 기존의 화석연료를 이용한 발전 방식과 경쟁이 가능한 수준까지 낮아졌는데 풍력에 의한 발전단가는 효율이 높은 복합발전보다는 다소 높은 수준이나 석탄화력 발전보다는 낮은 수준으로 평가되고 있다. 다만, 아직까지 보급단계에 있는 해상 풍력의 발전단가(79유로/MWh)는 초기 설치비의 과다로 석탄

〈표 10〉 풍력발전에 따른 환경오염 감축 효과

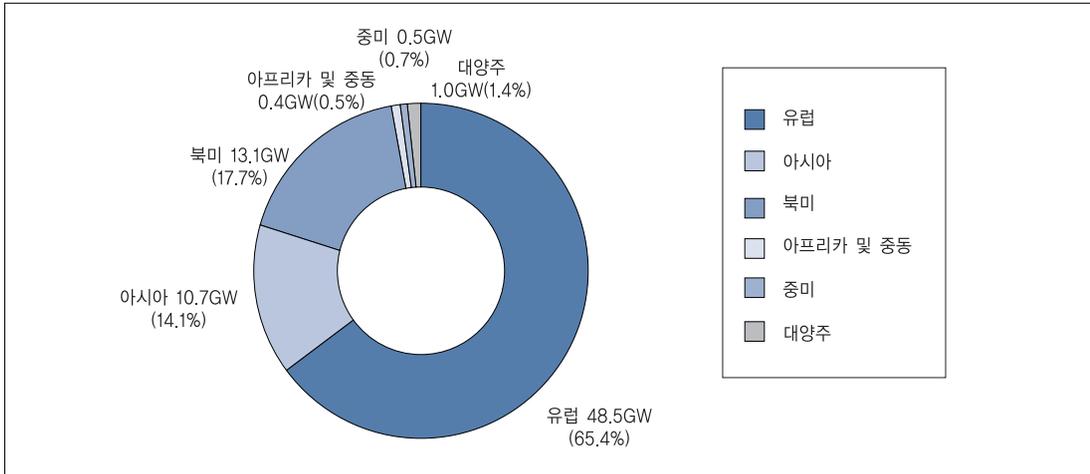
(단위: 톤)

감축량	아황산가스(SO ₂)	질소산화물(NO _x)	이산화탄소	슬래그와 분진
	2 ~ 3.2	1.2 ~ 2.4	300 ~ 500	16 ~ 28

주: 풍력발전으로 400MWh 발전시(200kW급 풍력발전 1년간 운영) 감축되는 오염물질
 자료: 산업자원부, 『신재생에너지 백서』, 2005

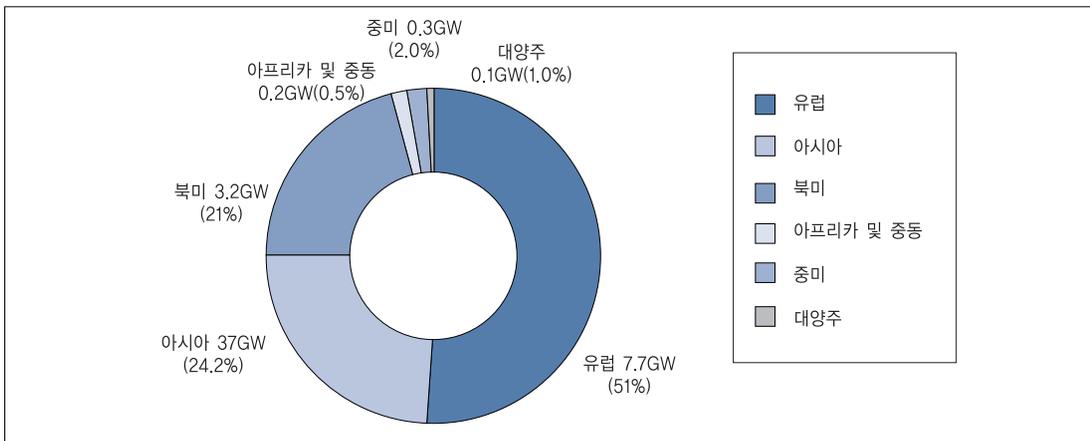
1) 지구온난화 방지를 위한 국제적인 기후변화협약의 구체적 이행방안으로 1997년 채택되었는데 주요 내용은 지구온난화를 유발하는 이산화탄소 등 6종의 온실가스 배출량을 대폭 줄이자는 것임

[그림 9] 지역별 총발전용량(2006)



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC, 2007.2

[그림 10] 지역별 신규발전용량(2006)



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC, 2007.2

화력보다 높은 편이다. 또한, 풍력발전의 에너지밀도는 다른 발전기술에 비해 높은 편으로 풍력발전은 타 대체에너지에 비해 상대적으로 좁은 면적에서도 많은 양의 에너지 생산이 가능(1,335m²/GWh)하여 석탄

(3,642m²/GWh), 태양광(3,237m²/GWh)에 비해 경쟁력이 있다.

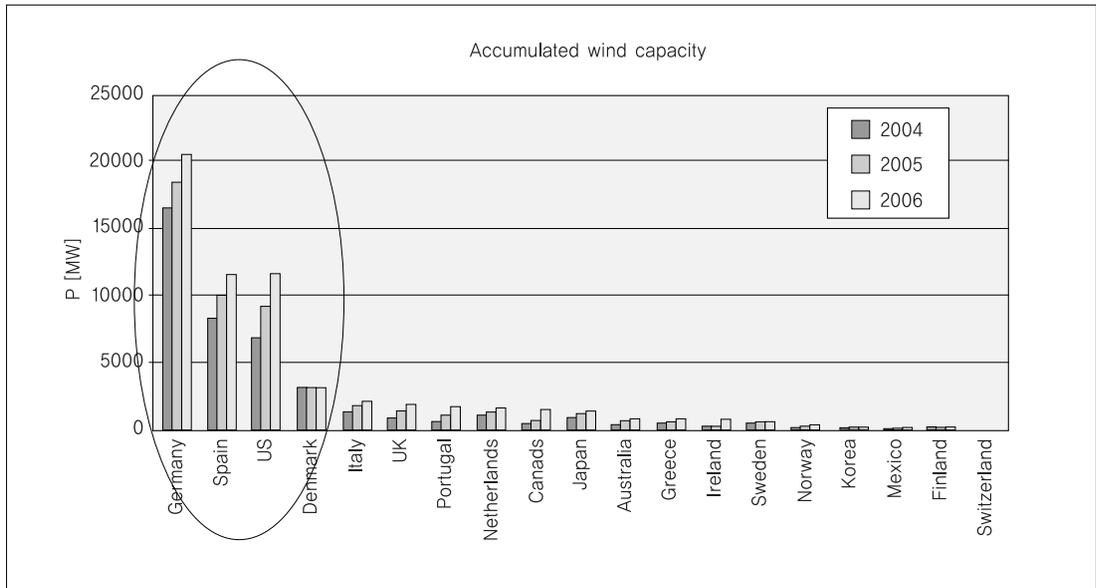
풍력발전은 바람이 주에너지원으로 온실가스 배출 등의 환경오염 문제가 전무한 것도 풍력발전 급성장

〈표 11〉 국가별 풍력발전 설치 비중

순위	풍력발전용량			2006년 신규 설치용량		
	국가	MW	%	국가	MW	%
1	독일	20,622	27.8	미국	2,454	16.1
2	스페인	11,615	15.6	독일	2,233	14.7
3	미국	11,603	15.6	인도	1,840	12.1
4	인도	6,270	8.4	스페인	1,587	10.4
5	덴마크	3,136	4.2	중국	1,347	8.9
6	중국	2,604	3.5	프랑스	810	5.3
7	이탈리아	2,123	2.9	캐나다	776	5.1
8	영국	1,963	2.6	포르투갈	694	4.6
9	포르투갈	1,716	2.3	영국	634	4.2
10	프랑스	1,567	2.1	이탈리아	417	2.7
나머지		11,005	14.8		2,405	15.8
전체		74,223	100.0		15,197	100

자료: 삼성경제연구소

[그림 11] 국가별 누적발전 용량



자료: IEA(International Energy Agency), 2007년

배경의 하나가 되고 있다. 특히, 최근 온실가스 감축을 의무화한 교토의정서⁹⁾가 2005년 2월에 공식 발효됨에 따라 무공해 에너지원으로서의 풍력발전에 관심이 증폭되고 있는 가운데 선진 38개국과 EU 해당국가는 2008년부터 2012년까지 전체 온실가스 배출량을 1990년보다 평균 5.2% 줄일 것을 의무화하고 있다. 풍력발전은 200kW급 풍력발전기로 1년간 운영시 400MWh의 발전이 가능한데 이는 석탄 120~200톤을 대체하는 효과를 가지고 있다.

다) 지역별 풍력발전 현황

세계 풍력발전산업의 지역별 현황을 보면 2006년 현재 세계 풍력발전산업의 총발전용량 74.2GW 중 유럽이 48.5GW 규모로 65.4%를 차지하여 전체 시장을 주도하고 있으며 2006년 신규로 설치된 용량도 유럽이 7,708MW로 세계 신규 총용량 15,197MW 중 50.7%를 차지하고 있다.

북미와 아시아의 풍력발전 용량은 2006년 13,062MW 및 10,667MW로 세계 총발전용량 중 17.6% 및 14.4%를 차지하고 있으며 2006년 북미와 아시아의 신규 설치 용량 증가율은 각각 32.9% 및 52.6%를 기록해 최근 동 지역의 투자규모가 급격히 증가하는 등 고성장세를 보이고 있다.

세계 풍력발전산업을 국가별로 보면, 2006년 중 독일, 스페인 및 미국 3개국의 발전용량이 43,840MW를 기록해 세계 풍력발전용량의 59.1%를 차지하고 있어 세계 풍력발전산업의 성장을 주도하고 있다. 그중 독일은 20,622MW의 발전용량을 기록해 세계 총발전용량의 27.8%를 차지하여 세계 1위의 풍력발전 국가로 자리매김하고 있다. 2007년 현재 총 1만 8,685개의 풍력발전기가 독일에 설치되어 있으며, 이중 2006년 한해

동안 2,223개가 신규로 설치됐다. 독일에 이어서 스페인과 미국의 발전용량이 11,615MW 및 11,603MW를 기록해 세계 풍력산업 총발전용량의 15.6%, 15.6%를 각각 차지하고 있다.

세계 풍력발전산업의 국가별 신규 설치용량을 보면 미국이 2006년 전세계 신규설치 총용량 15,197MW 중 2,454MW(16.1%)로 가장 높은 비중을 차지하였으며 그 뒤로 독일(2,233MW, 14.7%), 스페인(1,587MW, 10.4%)이 높은 비중을 차지하고 있다. 최근에는 고도 성장에 따른 발전 수요 증가로 인도 및 중국의 풍력발전산업이 급성장하고 있는데 인도는 2006년 1,840MW를 증설해 총 6,270MW의 발전용량을 보유하면서 풍력 산업 선진국인 덴마크를 제치고 세계 4위로 부상하였고 중국도 2006년 1,347MW를 증설하면서 설치용량 기준 세계 6위로 올라섰다.

3) 기술개발 동향

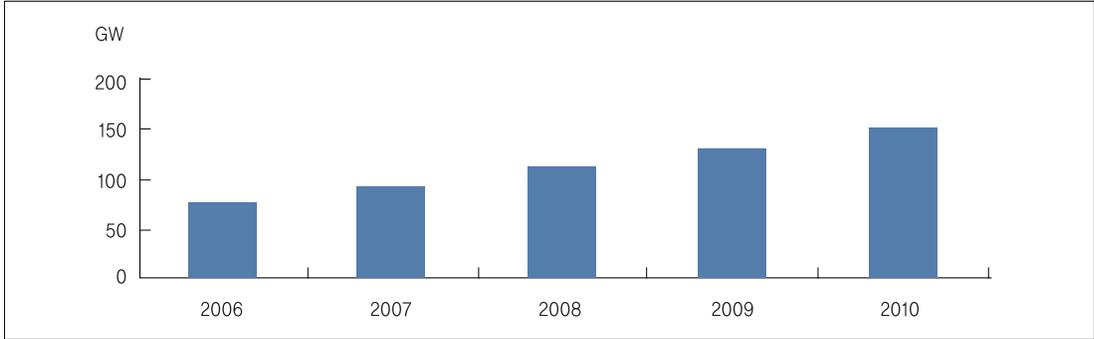
가) 풍력발전기의 대형화

풍력발전기는 현재 제작사별로 3MW급(Vertas, Enercon, GE Wind)이 기술개발을 완료하여 생산 중에 있으며 5MW급(Repower 등)은 개발 후 실증 테스트 중에 있는 바, 이같은 발전기의 대형화 추세는 대형화를 통해 에너지 효율의 증대 및 단위 용량 당 건설비 및 설비비 절감이 가능하기 때문이다.

나) 해상 풍력발전 기술 개발

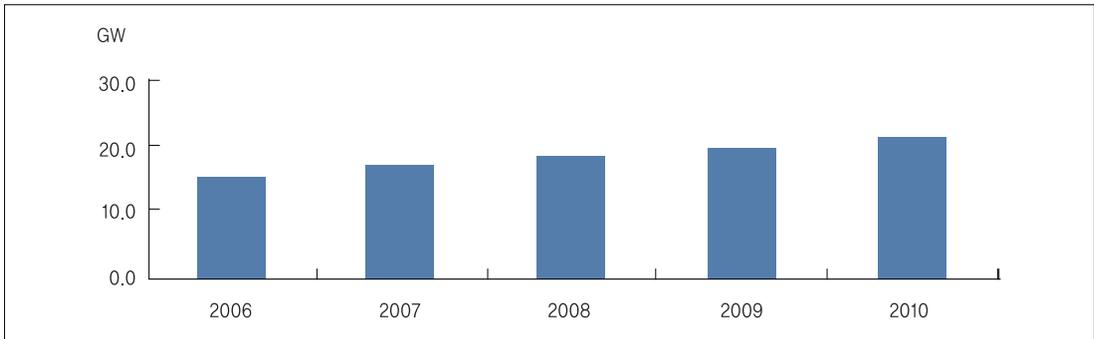
해상 풍력발전 기술은 아직 초기 응용 단계로서 현재 덴마크의 Vertas 등 일부 업체에서만 2~3MW급 규모의 해상풍력발전 시스템을 상용화한 상태이다. 그 밖에 미국의 GE가 3.6MW급을 상용화하였으며 5MW

[그림 12] 세계의 총발전용량 전망



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC, 2007.2

[그림 13] 세계의 신규 발전용량 전망



자료: Global Wind 2006 Report, GWEC, 2007.2

급 풍력 발전기는 덴마크의 2종과 독일의 4종이 시험 중에 있다.

나. 세계 풍력발전산업의 전망

1) 산업 전망

GWEC에 의하면 세계 풍력발전용량은 2006년 74.2GW에서 2010년에는 149.5GW로 연평균 19.1% 증가할 전망이며 신규 설치용량은 2006~2010년 중 연평균 8.4% 성장하여 2006년 15.2GW에서 2010년 21GW까지 증가할 것으로 보인다.

또한 풍력발전기는 향후 육상용은 2~3MW급, 해상용은 3.5~5MW급이 시장추세일 것으로 예상된다.

풍력발전기 시장은 2006년 230억 달러에서 2010년

390억 달러로 연평균 14% 성장할 것으로 전망되는 가운데 최근 풍력발전기의 공급부족 상황은 2009년에는 해소될 것으로 예상되어 가격상승은 2008년 이후 안정화될 것으로 보인다.

2) 지역별 전망

세계 풍력발전산업에서 주도적인 위치를 차지하고 있는 유럽은 성장이 지속될 전망이나 비중은 다소 줄어들 전망이며 반면, 북미와 아시아 시장의 비중은 커질 전망이다. 또한, 비중은 크지 않으나 멕시코, 브라질 등의 중남미 시장도 확대될 전망이다.

세계 풍력발전산업에서 2006년 현재 누적 발전용량 기준 48.5GW로 65%의 비중을 보이고 있는 유럽은 2010년에는 다소 낮아진 54.8%(82GW)의 비중을 보일 전망이며 신규 발전용량면에서도 2006년 50.7%(7.7GW)의 비중에서 2010년 44.3%(9.3GW)로 낮아질 것으로 예상된다.

북미지역은 2006년 누적 발전용량 기준 13.1GW에서 2010년 31.6GW로 약 2.4배의 급격한 성장을 보일 것으로 전망되는데 특히 미국은 2006~2010년의 기간동안 매년 3.5GW의 신설이 예상되고 있어 2010년에는 누적 발전용량이 약 25.6GW에 달할 것으로 보인다.

아시아지역은 2006년 누적 발전용량기준 10.7GW에서 2010년 29GW로 연평균 28.3%의 높은 성장률을 기록할 전망이며 누적 발전용량 기준으로 세계 풍력발전산업에서 아시아 지역이 차지하는 비중은 2006년 14.4%에서 2010년 19.4%로 확대될 것으로 예상된다.

특히, 중국 및 인도는 누적 발전용량 기준 2006년 각각 2,604MW 및 6,270MW에서 2010년 5,000MW, 16,270MW로 크게 증가할 전망이다. 풍력발전에 양호한 입지조건을 가지고 있는 양국은 인센티브 제도 도입 등을 통해 풍력발전산업을 적극 육성하고 있으며 특히 중국은 기술제휴·도입을 통한 기술축적을 위해 외국의 풍력생산설비 유치를 적극 지원하고 있다.

4. 국내 풍력발전산업의 현황 및 시사점

가. 국내 풍력발전산업의 현황

1) 국내 풍력발전산업 동향

가) 산업동향

국내 풍력발전산업은 아직까지는 초기단계로서 2006년 국내 풍력발전산업의 총발전용량은 197.4MW로 국내 전체 발전용량의 0.3%에 불과²⁾한 실정이며 아시아에서는 인도(6,270MW)와 중국(2,604MW), 일본(1,394MW)에 이어 4위권이나 여전히 이들 국가와는 격차가 큰 상황이다. 그러나, 한국 에너지기술연구원에 의하면 보급실적의 부족에도 불구하고 풍력발전 에너지의 연간확인잠재량³⁾은 풍부한 것으로 예측되고 있어 향후 국내 풍력발전산업이 성장할 잠재력은 충분하다고 할 것이다. 정부는 2012년까지 2,237MW(누적기준)를 보급, 국내 총발전량의 1.8% 수준으로 확대할 계획이다.

국내 풍력발전산업은 1998년 정부의 시범사업으로

2) 한국에너지기술연구원, "The Current Status and Prospect of Distributed Generation in Korea", 2007. 4

3) 이론적 잠재량으로 에너지로 이용할 수 있는 풍력자원의 연간 최대 잠재량을 말함

선정, 조성된 제주의 행원 풍력발전단지(시설용량 9.8MW) 건설을 시작으로 제주와 강원지역 및 경북지역을 중심으로 풍력발전단지가 조성되어 있다. 강원도가 98MW로 가장 많은 용량이 설치되었고 영덕(39.6MW), 제주한경(6MW), 전북새만금(4.5MW)이 그 뒤를 잇고 있다.

한편, 우리나라의 풍력발전산업을 풍력발전기 부문을 중심으로 살펴보면 대부분의 풍력발전기를 수입에 의존하고 있는 실정으로 산업기반 및 기술력이 아직은 취약한 상태이다. 국내에서 운영 중인 발전기 중 수입 발전기가 97%를 차지하고 있으며, 그중에서도 Vestas

로부터 약 80%의 설비를 수입하고 있다. 이에 따라 거의 대부분 수입의존에 따른 높은 초기 투자비로 인해 경제성 확보에 어려움이 있고 유지 보수에도 비용부담이 큰 문제점이 있어 풍력발전기의 원활한 보급과 향후 세계시장 진입을 위해서는 발전기의 국산화 추진이 매우 절실하다고 하겠다.

나) 기술개발 현황

우리나라의 현재까지의 풍력발전시스템 기술개발 현황을 보면 중형급(750KW)급 블레이드, 발전기, 제어시스템 제작기술 등 핵심 요소기술은 확보한 상태이

〈표 12〉 풍력발전 용량별 기술개발 현황

용량별 구분	업체/기관	내용
소형 풍력발전기 (100kw미만)	한국화이바	30kw급 수직형 풍력발전기 개발 및 시운전
준대형 풍력발전기 (100kw~1MW)	(주)효성	750kw급 기어드형 풍력발전기 개발
	유니슨(주)	750kw급 기어드형 풍력발전기 개발
대형 풍력발전기 (1MW 이상)	(주)효성	2MW급 풍력발전기 개발 중
	유니슨(주)	2MW급 Multibrid형 풍력발전기 개발 중
	서울대학교	3MW급 해상용 풍력발전기 설계 진행중

자료: 2005년 신·재생에너지 백서, 산업자원부·신재생에너지센터, 2006년 8월

〈표 13〉 풍력발전 관련요소 기술개발 현황

요소 기술	개발 현황
블레이드	- (주)한국화이바에서 최초로 750KW급 블레이드 개발 완료 및 해외인증 획득(2001년) (미국 라커웨이스사의 750KW급 Gearless Type 모델 적용)
발전기 및 증속기	- 유도발전기 : (주)효성에서 유도발전기 및 증속기 개발 완료(Gearless Type에 적용)
제어시스템	- 한국전기연구원에서 750KW급 풍력발전시스템 제어 및 계통연계장치 개발 완료 (Gearless Type, 동기발전형식 기준)

나 선진기술과 비교시 기술인프라 및 전문인력 부족으로 70% 수준에 머물고 있으며 아직까지는 외국 풍력발전기의 리모델링 수준에 불과한 실정이다.

풍력발전산업은 부가가치가 높은 주기기 사업에 의해 수익성이 결정되는데 아직까지는 풍력발전기 기술 개발이 선진국에 뒤처지고 있어 조기 기술력 확보를 통한 영업기반 확대가 향후 국내 풍력발전산업에 중요한 과제가 되고 있다.

우리나라의 풍력발전기 개발 현황을 보면, 발전기는 (주)효성 및 유니슨(주) 등이 750kW급 발전기 개발을 완료, 실용화 진입단계이며, 2MW급 발전기 개발이 진행 중에 있다. 또한, 발전부품 및 기자재를 생산하는 업체로는 현진소재, 태웅, 평산, 용현BM, 동국S&C, 한국화이바 등의 단조업체가 있으며, 이들 기업들이 세계 풍력용 단조부품시장(1조원)의 약 15% 가량을 점유하고 있다. 이는 국내업체들이 선박엔진용 단조품제조로 기술경쟁력을 확보한데다, 조선업호황으로 선제적인 설비증설이 이루어진데 주로 기인하며, 국내 단조업체들의 세계시장점유율은 향후에도 지속적으로 증가할 것으로 전망된다.

풍력발전 설비의 요소 기술별 개발 현황을 보면, 블레이드는 (주)한국화이바에서 최초로750KW급 블레이드 개발을 완료하였고 발전기 및 증속기 부문에서는 (주)효성에서 유도발전기 및 증속기 개발을 완료한 상태이나 동기발전기는 아직 미개발 상태이다. 제어 시스템 부문에서는 한국전기연구원에서 750KW급 풍력발전시스템 제어 및 계통연계장치를 개발 완료한 상태이다.

2) 정부의 지원정책

정부는 2003년 '제2차 신재생에너지 기술개발 기본 계획' 을 수립하여, 2012년까지 풍력발전설비 2,237MW 보급을 목표로 지원정책을 추진 중에 있다.

정부의 풍력발전 관련 지원제도로는 '발전차액지원제도', '공공기관 신재생에너지 이용의무화제도', '신재생에너지 전문기업제도' 등이 있다.

- '발전차액지원제도' : 풍력 등 신재생에너지 발전에 의한 전력거래가격이 고시된 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과의 차액(발전차액)을 지원하여 투자

〈표 14〉 전월별 기준가격

(단위: 원)

에너지원	기준가격(KW당)		비 고
	변경전	변경후	
태 양 광	716.40	677.38(30KW이상) 711.25(30KW이하)	감소율 4%(3년 이후)
풍 력	107.66	107.25	감소율 2%(3년 이후)
수 력	73.69	66.18~94.64	-
조 력	62.81	62.81~90.50	-

주: 기준가격 변경일은 2006년 10월 11일임
자료: 신·재생에너지센터

경제성을 보장하는 제도이다. 풍력발전의 기준가격은 현재 KW당 107.29원이 적용되고 있으며 2009년부터 2%씩 감소하는 구조⁴⁾이다.

- ‘공공건물 신재생에너지 의무 설치제도’ : 공공기관이 발주하는 연 건축면적 3천㎡ 이상의 신축 건물에 대하여 총 건축공사비 5% 이상을 신·재생에너지 설치에 투자하도록 의무화하고 있음
- ‘신재생에너지 전문기업제도’ : 신재생에너지 설비에 대한 설치를 전문으로 하는 기업으로서 이 제도의 도입목적은 일정수준 이상의 신·재생에너지 전문기업을 등록·육성하여 신뢰도를 제고하고 국내 산업발전을 도모하기 위한 것이다.

나. 시사점

이상에서 세계 풍력발전산업의 동향 및 전망과 우리나라의 풍력발전산업 동향 및 정부의 지원정책에 대해 살펴보았는 바, 최근 세계 풍력발전의 급성장 및 관련 산업의 발전은 우리에게 많은 시사점을 주고 있다. 먼저, 에너지자원이 취약한 우리나라의 에너지 기반 잠재력 확충을 위해서는 향후 풍력발전소의 지속적 확대가 필요하다. 우리나라는 풍력발전산업의 발전에 유리한 환경을 가지고 있는데 연간확인잠재량이 풍부하고, 풍력발전설비의 단순한 설비특성으로 인해 기술혁신이 상대적으로 용이하며 또한 최근 교토의정서 발효로 환경오염 문제가 전무한 무공해에너지원에 대한 관심이 증폭되고 있는 점 등이다.

둘째, 풍력발전 산업의 핵심경쟁력은 발전기로 이

부문에 대한 집중적인 R&D 투자로 선진국과의 기술격차를 해소할 필요가 있다. 우리나라는 현재 750KW급 발전기를 상용화한데 반해 선진국은 2~3MW급 발전기를 상용화하고 5MW급 발전기를 개발 중에 있는 등 기술격차가 커 이의 해소를 위해서는 자체 기술개발 뿐만 아니라 업무제휴 등을 통한 공동의 제품 개발노력이 필요하다.

셋째, 우리나라 풍력발전산업은 초기단계로 산업 및 기술기반이 취약하므로 풍력발전기의 세계시장 진입을 위해서는 기업들의 업무제휴 및 M&A를 통하여 제품의 공동개발 및 빠른 시장진입 등 경쟁력 제고 노력이 필요하다.

넷째, 세계 풍력발전산업의 급성장에 대응하기 위해서는 정부의 정책적 의지 및 다양한 제도적 지원이 필수적이다. 최근 풍력발전의 경제성이 화석연료와 대등한 수준으로 낮아졌으나 아직까지는 화석연료 대비 완전한 경쟁력을 확보하지 못해 정부의 역할이 중요시되고 있으며 정부는 세계 감면, 전력거래설치 의무화, 연구단지 조성 등 다양한 정책적 지원을 통하여 풍력발전 산업에 대한 적극적 육성 노력이 필요하다. 아울러 동산업이 초기 투자비가 높은 반면 장기간에 걸쳐 전력판매를 통한 매출이 발생하여 회수기간이 길어지는 점을 감안, 프로젝트 파이낸싱을 비롯한 적극적인 설비자금 지원을 위한 노력도 강구되어야 할 것이다.

4) 풍력발전의 기준가격이 감소되고 있는 것은 풍력발전 관련 기술의 발달로 설비비용이 감소하고 있는데다가 풍력발전에 대한 조기투자를 촉진하기 위한 정부 정책에 기인함

< 참고문헌 >

산업자원부, “제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용
·보급 기본계획(2003~2012)”, 2003. 9

산업자원부 신재생에너지센터, 「2005년 신재생에너지
백서」, 2006

에경M&B, 「미래에너지 시장트렌드」, 2006. 9

이민식, “세계 풍력발전산업의 동향 및 전망”, 산은조
사월보, 한국산업은행, 2008. 1

이상조, “풍력발전사업에 대한 프로젝트 파이낸스”, 기
업금융리뷰, 2005. 5

조용권, “풍력발전의 부상과 시사점”, SERI 경제포커
스, 2007. 8

한국과학기술정보연구원, 「신·재생에너지 개발현황과
최신 동향」, 2005. 12

LG경제연구원, “급성장하는 풍력발전시장”, 2003. 3

Global Wind Energy Council, “GLOBAL WIND
2006 REPORT”, 2007. 2

HSBC, “Power for a new generation”, 2007. 3

한국풍력기술개발사업단 홈페이지

(www.kwedo.or.kr)

산업자원부 신재생에너지센터 홈페이지

(www.knrec.or.kr)

International Energy Agency 홈페이지

(www.lea.org)

원유시장 동향

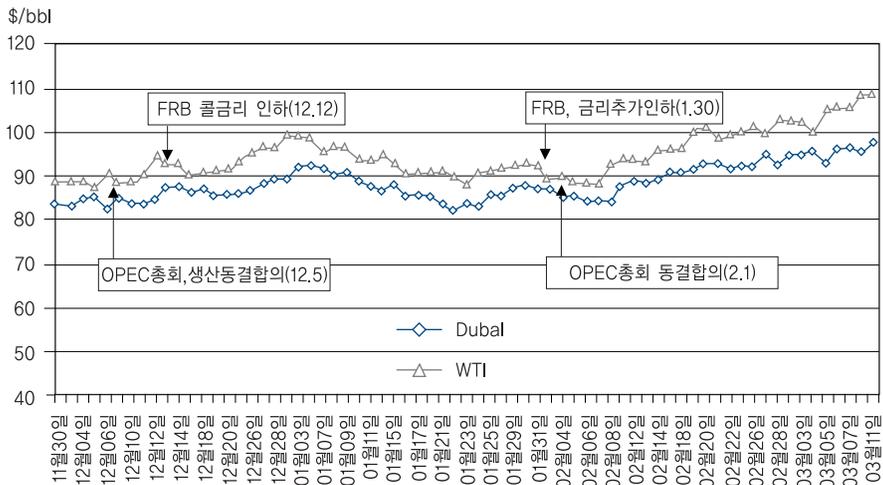
이 문 배 에너지경제연구원 연구위원

1. 국제유가동향

2007년 12월부터 2008년 3월 초순까지 국제유가의 흐름을 보면 연초 1월을 제외하고 줄곧 강한 상승세를 유지하였다. 12월 초 배럴당 \$82 ~ \$85 수준을 유지하던 두바이 원유가격은 연말에 \$89 수준까지 올랐고, WTI 현물가격은 \$96.14로 연말을 마감하였다. 2007년 국제유가 연평균 가격은 두바이 원유 \$68.43, WTI

\$72.21로 전년대비 배럴당 각각 \$6.88, \$6.17로 10% 내외의 가격 상승률을 기록하였다. 특히 4/4분기중 유가 상승률이 전분기 대비 20% 내외로 예상을 뛰어넘는 폭등세를 기록한 것으로 나타났다. 연말까지 12월중에 국제 석유시장의 장세 흐름에 영향을 미친 주요 사건 기록과 시장여건의 변화 상황을 살펴보면, 미국에서의

[그림 1] 원유가 변동 추이



서브프라임 모기지 사태 여파로 인한 미국에서 신용경색과 경기 둔화의 우려감이 빠르게 확산되고 있다. 미국 연방은행(FRB)은 12월 12일 경기 활성화 조치의 하나로 연방금리를 0.25%p 인하를 결정하였다. 그러나 금리인하로 인한 경기 활성화에 대한 기대는 원유시장에 단기적 효과에 그치며 오히려 달러화 약세로 인한 투기자금등의 원유 등 상품시장 유입을 확대시켜 결과적으로 선물물가의 상승을 가져오는 중요한 요인으로 작용하고 있다. OPEC은 12월 5일 원유 생산량 동결에 합의하였다. 당초 미국 등 주요 소비국들의 압력과 고유가에 대한 부담감으로 OPEC이 증산을 결정할 지도 모른다는 예상이 있었다. 그러나 OPEC 석유장관들은 석유시장의 원유수급에 큰 어려움이 발생되지 않은 상태에서 유가 안정만을 위하여 증산을 결정하기는 어렵다며, 달러화 약세와 투기적 수요가 고유가의 유발요인

이라고 지적하였다. OPEC의 생산량 동결 조치에도 불구하고 당일 Nymex 선물시장의 가격흐름은 오히려 약보합세를 기록하였다. 한편 2003년 이후 이란정부가 핵무기 개발을 중단하였다는 미국 정보기관의 보고서 내용이 12월 초순에 공개됨으로써 한 때 석유시장이 이란 핵무기 개발 의혹으로 인한 불확실성을 털어버릴 것이라는 기대감도 있었지만 그래도 의혹은 여전히 남아있다는 백악관의 입장이 전달되면서 원점으로 돌아갔다. 하지만 이란 핵문제에 대한 제재의 강도가 달라질 수 있다는 경해도 만만치 않다. 12월 중순에는 오 클라호마 등 미국 중서부지역에 겨울 폭풍우가 몰아치면서 파이프라인의 피해가 발생하여 가동이 중단되었다는 뉴스로 석유시장의 단기 강세 요인으로 작용하였다. 또한 터키군이 쿠르드족 반군 소탕을 위하여 이라크 북부 쿠르드지역에 대한 군사작전을 감행한다는 소

〈표 1〉 석유시장에 영향을 미친 주요 사건 기록

월별	주요 사건 및 상황
12월	<ul style="list-style-type: none"> ■ FRB, 연방금리 0.25%p 인하(12/12) ■ 미 정보기관 보고서, 이란 2003년 이후 핵무기개발 중단 ■ OPEC 총회, 원유 증산 유보기로 합의(12/5) ■ 미국 중서부지역, 폭풍우로 파이프라인 피해 가동 중단 ■ 터키, 이라크 북부 쿠르드지역에 반군소탕 군사작전 돌입(12.18)
1월	<ul style="list-style-type: none"> ■ 미국, 서브프라임 사태 여파로 악화로 경기둔화 가능성 제기 ■ 동절기 온난한 기후 지속 ■ FRB, 추가 금리 0.5%p 긴급 인하(1/30)
2월	<ul style="list-style-type: none"> ■ 베네수엘라, 역손모빌 제도 판결에서 자국 해외자산 동결 조치에 반발하여 자국원유의 대미수출 중단 위협 ■ OPEC 총회, 원유생산량 동결 합의 ■ 나이지리아, Shell 원유 선적용 파이프라인 누유로 가동 중단
3월	<ul style="list-style-type: none"> ■ 터키, 이라크 북부 쿠르드지역 반군소탕 군사작전 재개 ■ 미국 동북부지역, 한파 예보 ■ 달러화 약세 가속화로 대유로 환률 1.52 초과 기록

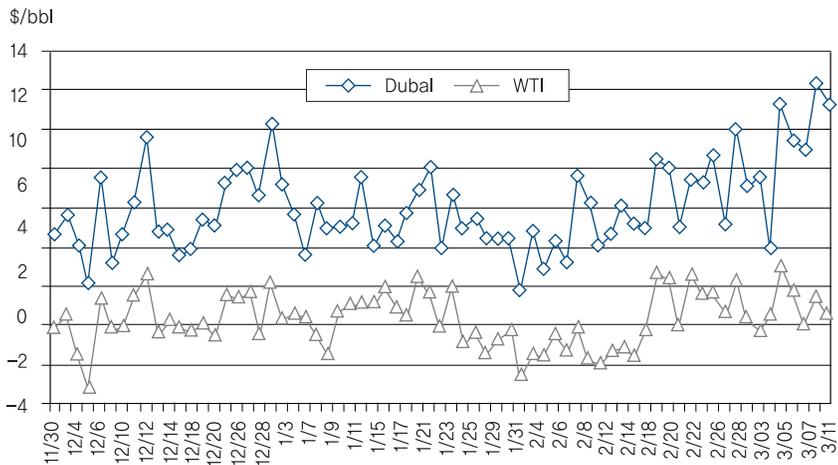
식은 중동지역에서의 또 다른 지정학적 리스크 요인으로 제기되어 시장에서 유가 상승에 기여한 것으로 분석되었다.

2008년 원유시장은 연초부터 1월 2일에 개장된 Nymex의 원유선물가격이 장중 한때 100달러를 넘어 서며 연말 대비 \$3.64나 오른 \$99.62로 마감되는 강세장으로 시작되었다. 이는 미국 제조업부문의 실적부진 소식과 고유가 등으로 인한 인플레이션 우려, 달러화 약세 가속화 소식과 함께 파키스탄 총선유세 과정에서 부토 전총리의 피격사망, 나이지리아 치안 불안 등 지정학적 리스크 요인의 악화 등이 동절기 수급불안 요인과 어우러져 단기에 유가급등을 유발시키는 결과를 초래하였다. 그러나 이후 1월 하순까지는 오히려 서브프라임 모기지사태의 여파가 예상보다 커서 경기둔화가 하반기까지 계속될 것이라는 미국경제 악화론이 확산되면서 국제유가는 지속적으로 떨어지는 약세 추이를 지속하였다. 두바이 현물유가는 1월 22일 최저 \$81.84/bbl, WTI 현물가격은 최저 \$87/bbl 수준까지

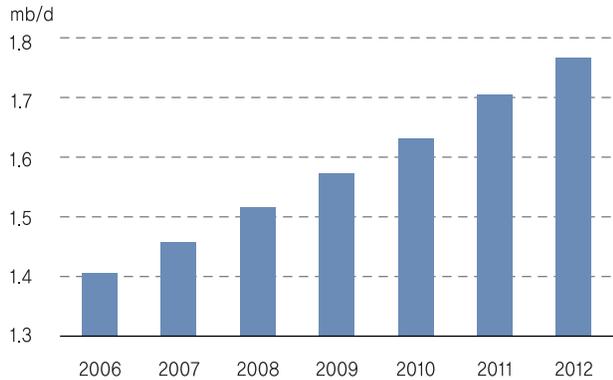
떨어졌다. 이 기간동안의 유가 하락세는 원유선물에 투자한 투기적 펀드들의 정기적인 투자자산 정리기간이라는 요인으로 상대적으로 매도 규모가 높았던 점도 작용한 것으로 분석된다.

1월 하순부터 2월 초까지 국제유가는 강보합세를 유지하며 미국정부의 경기악화 대책과 2월초에 개최될 OPEC총회 결과를 주시하였다. 미국 연방은행(FRB)은 1월 30일 전격적으로 금리 0.5%p 인하를 단행하였는데 이는 시장의 예상을 넘는 신속하고도 큰 폭의 금리 인하 조치였다. OPEC은 2월1일 개최된 임시총회에서 예상대로 산유량 동결에 합의하였다. OPEC은 여전히 고유가의 원인을 달러화 약세와 투기자금이며 석유제품 재고가 오히려 늘어나고 있다면서 OPEC이 유가안정을 위하여 할 수 있는 역할이 더 이상 없다고 주장하였다. 2월 초순을 넘기면서 유가는 다시 빠른 급등세를 지속하였다. 2월 2째주 두바이 원유와 WTI 현물가격이 각각 \$84.20과 \$87.50으로 단기 약보합세를 기록하였으나 이후 상승세로 반전되었다. WTI가격은 2월

[그림 2] 주요 원류 현물가격 스프레드 추이



[그림 3] 중동지역 석유수요



19일 처음으로 거래일 증가기준으로 배럴당 \$100를 넘었고, 20일에는 \$100.76를 기록하였다. 이 같은 결과는 거래일자 기준으로 불과 10일 사이에 배럴당 \$13.26가 오른 것으로 극히 이례적인 상황이었다. 특히 원유의 실물시장에서 단기 원유수급에 별다른 변동요인이 발생되지 않은 상황에서의 가격급등으로 분석되어 선물시장에서의 급격하게 늘어나는 투기적 거래의 영향 때문인 것으로 분석된다.

2월 중순부터 시작된 유가 급등세는 OPEC의 3월 정기총회가 개최된 5일 이후까지 지속되며 WTI 현물 가격이 \$110/bbl, 두바이 현물 \$100에 근접하는 사상 최고가격을 기록하고 있다. 동 기간동안 나이지리아에서의 파이프라인 파손 사태와 이라크 쿠르드 지역에 대한 터키의 군사작전 재개 등 지정학적인 요인도 있었지만 가격급등에 직접적인 요인으로 설명될 만큼 중요사안으로 분류되기 어렵기 때문에 석유시장의 구조적 변화 요인을 분석해 볼 필요성이 대두되고 있다. 유종간 가격 스프레드를 살펴보면, 두바이-WTI의 가격 스프레드는 2월 초순까지 5달러 내외 수준이었으나 WTI

가격의 급등 영향으로 가격 스프레드가 3월 초순에 12달러까지 확대되는 모습을 보여주고 있다(그림 2 참조). 그러나 WTI-Brent 가격 스프레드는 ±2달러 수준을 유지하고 있다.

2. 진단과 분석

2월 중순 이후 지속적으로 급등세를 보이면서 사상 최고가 기록을 갱신하고 있는 고유가 사태의 원인은 근본적으로 세계 석유수급 불균형에서 찾아야 할 것이다. 즉, 2000년 이후 중국과 인도 등 대소비국이 등장하였고 또한 2003년부터 이들 국가의 석유소비가 매년 빠른 증가추세를 이어가고 있다. 중국의 등장은 석유뿐만 아니라 철과 주석 등 모든 각종 원자재 시장에서 가격 폭등의 원인이 되고 있다. 또한 고유가로 오일머니가 급증하고 있는 중동지역에서도 휘발유와 경유 등 석유제품의 소비가 매년 큰 폭으로 늘어나고 있다. 더구나 이들 국가들은 정책적인 이유로 석유제품 가격을 낮

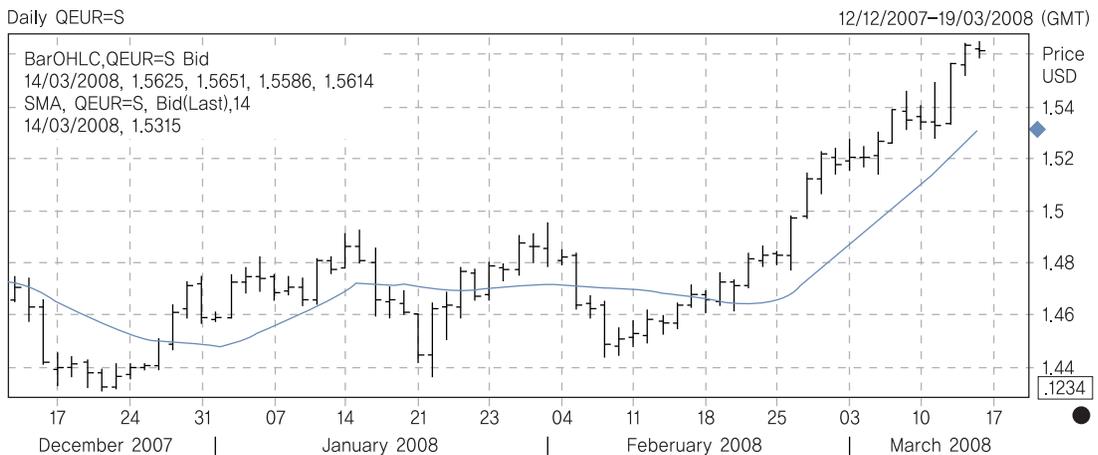
게 유지하고 있기 때문에 고유가로 인한 수요억제 효과를 기대하기도 어려운 측면이 있다.

반면 석유공급을 살펴보면, 석유 공급은 산적한 여러가지 제약요인들로 인하여 시장의 공급 불안을 증폭시키고 있다. 여기에는 세계 최대 석유소비국인 미국의 정제설비능력 부족, 비OPEC지역에서의 석유매장량 고갈, 이라크와 이란, 나이지리아 등 OPEC 산유국에서의 지정학적 리스크를 대표적인 요인으로 들 수 있다. 게다가 추가적으로 작년 하반기 이후 미국 서브프라임 모기지 사태의 여파로 인한 미국경제의 악화에 대한 불안감이 가세하면서 투자처를 잃어버린 국부펀드와 인덱스펀드, 핫머니 등 국제투기 자금이 대거 원유선물시장으로 몰려들고 있다. 또한 달러화 약세까지 가세하면서 투기자금들이 선물시장에서 원유거래를 확대하면서 연초에만 유가를 배럴당 100달러대로 20% 이상 끌어올린 것으로 나타나고 있다. 특히 달러화 약세는 유가 급등과 상관성이 매우 높은 것으로 나타나고 있다. [그

림 4]를 참조하면, 유가가 급등한 12월 하순과 특히 2월 초순 이후 가파른 달러화 약세 상황이 이어지면서 3월 10일 이후 달러화의 유로화 환율이 1.54를 넘어선 것으로 나타나고 있다. 달러화에 페그된 원유가격이 달러화 약세의 여파로 투기자금들이 모여들면서 상대적으로 실물가치를 끌어올리고 있는 것으로 분석된다.

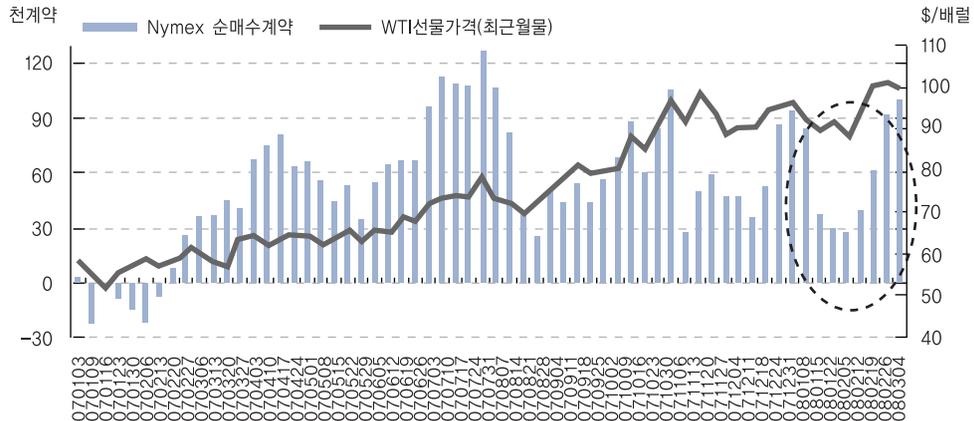
최근 원유 선물시장으로 투기자금들이 몰려들면서 Nymex 선물시장에서 하루 평균 원유거래에 60만 배럴이 넘는 실적을 기록하고 있다. 이는 하루에 6억 배럴이 넘는 원유거래가 Nymex 선물시장에서 거래된다는 것을 의미하는 것으로, 이 같은 거래량은 원유의 전 세계 하루 생산물량의 약 9배에 이르는 수준이고, 2007년도 Nymex 일일평균 원유 거래량과 비교해도 30% 이상 급증한 규모이다. 특히 오일머니로 몸집을 불러 막강해진 중동지역 국부펀드의 경우, 원유선물시장에서의 공격적인 거래를 통해 유가를 끌어올리면 현물가격을 올려 선물시장에서도 수익을 거두어들이는

[그림 4] 외환선물거래의 달러 / 유로 환율 추이



자료: Reuters.com

[그림 5] Nymex 원유시장, 선물가격과 순매수 추이



실속까지 얻고 있다.

결국 OPEC은 현재의 고유가 상황에서도 당분간 석유의 시장지배력을 위협당할 별다른 요인이 없다는 점 때문에 유가안정을 위한 조치에 큰 관심을 두지 않고 있는 것으로 보인다. 즉, 세계 석유 수요는 중국과 인도 등 대소비국의 등장으로 OPEC 산유국들의 수요안보 여건은 상당부분 충족된 것으로 판단하고 있는 듯하다. 한편 공급측면에서는 구소련을 제외하고 비OPEC의 원유 증산을 기대하기 어려운 상황이 유지되고 있다. 더구나 구소련의 핵심국가인 러시아가 강력한 자원국 유화 정책을 추진하고 있기 때문에 원유생산 경쟁에서 더 이상 OPEC의 시장지배에 위협요인이 되지 못할 것이라고 판단하고 있는 듯하다. 또한 수송부문 대체연료인 바이오 연료의 실용화에도 불구하고 옥수수 등 대체작물 재배가 세계적인 곡물가격 폭등으로 이어지면서 당분간은 OPEC에 별다른 위협이 되지 못할 것이라고 판단하고 있다. 국제석유기업들의 유전개발을 위한 투

자환경도 기자재 가격의 급등과 숙련기술자의 부족 등으로 어려운 상황이다.

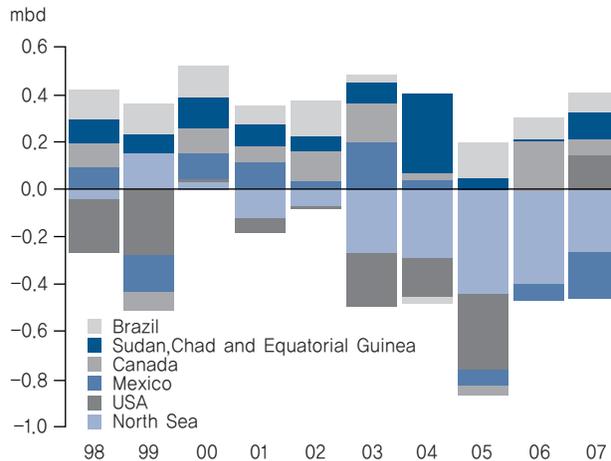
이러한 국제석유시장을 둘러싼 제반 여건을 감안할 때 세계적인 경기악화의 여파로 석유수요 기반이 큰 폭으로 위축되지 않는 한 원유선물시장을 중심으로 형성되고 있는 현재의 유가 강세 흐름은 당분간 이어질 가능성이 높다. 다만 현재 우려되고 있는 미국경제의 악화 가능성이 이 향후 유가의 추가상승을 억제하는 요인으로 작용하게 될 전망이다.

3. 세계 석유수급 동향

가. 수요 전망

세계 주요기관들이 전망한 2008년 세계 석유수요는 약 87백만 b/d 수준이다. 기관간 수요 전망은 최고

[그림 6] 비OPEC 원유 순증산 추이(구소련 제외)



자료: IEA, Mid-term Oil Market Outlook, 2007. 6

87.6백만 b/d 최저 86.9백만 b/d로 약 70만 b/d의 차이를 나타내고 있다. 이를 전년대비 증가분으로 비교하면 최고가 전년대비 170만 b/d 증가에서 최저 120만 b/d로 약 50만 b/d의 차이를 보여주고 있다.

이 같이 2008년 세계 석유수요 전망의 최고와 최저 수요의 차이는 소비국과 생산국을 대표하는 IEA와 OPEC에서 주요한 차이를 점검해 볼 수 있다. IEA와 OPEC의 2008년 연간 전망에서 수요 규모의 차이는 63만 b/d이며, 세부적으로는 OECD 보다 특히 non-OECD 즉 개도국 석유소비 전망에서 예상 수요에 대한 근본적 차이를 읽을 수 있다. 전체 수요전망 차인 63만 b/d에서 OECD 수요에 대한 차이는 10만 b/d이며, OECD를 제외한 개도국(non-OECD)의 수요에서 53만 b/d로 전망치의 차이가 상대적으로 크다(〈표 2〉 참조). 이 같은 차이는 IEA가 주요 소비국에서의 수요를 보다 보수적으로 평가하려는 반면 산유국인 OPEC은

고유가로 인한 수요 감소 가능성을 보다 적극적으로 전망에 반영한 결과로 해석할 수 있다. 특히 2007년 연평균 수요 추정치 85.95백만 b/d의 전년대비 증가분이 125만 b/d 인 점을 감안하면 양기관 연간 전망치 차이를 이해할 수 있을 것이다. 즉 IEA는 세계 수요의 잠재적 증가 가능성을 전망에 반영한 측면이 있고 OPEC은 전년도 실적에 근거한 현실적인 수요 증가 잠재력을 반영한 결과로 해석할 수 있다. OECD에서 OPEC은 서유럽과 아태지역에서의 수요 증가보다 미국을 포함한 북미지역의 수요 증가를 IEA보다 20만 b/d 이상 높게 전망하고 있다. 개도국 수요에서 중국과 구소련 등에 대한 전망치의 큰 차이가 없는 반면 OPEC은 중국을 제외한 아시아 개도국, 중동, 중남미 지역의 수요에서 IEA보다 낮게 전망하고 있다. 이는 이들 개도국 지역에서 석유 수요가 기본적으로 추정자료에 근거하여 전망하는 결과로 IEA는 보수적 관점에서 OPEC은 고유

〈표 2〉 세계 주요기관 전기 대비 석유수급 전망 증감 비교

(단위: 백만 b/d)

	1/4		2/4		2008년	
	IEA	OPEC	IEA	OPEC	IEA	OPEC
세계 총수요	88.04	87.19	86.56	85.60	87.62	86.99
OECD 수요	50.40	50.11	48.41	48.19	49.46	49.36
Non-OECD 수요	37.64	37.09	38.15	37.42	38.16	37.63
Non-OPEC 공급	50.37	50.39	50.38	50.12	50.64	50.53
OECD 공급	19.82	20.24	19.39	19.74	19.49	19.97
FSU 공급	12.87	12.79	13.05	12.88	13.19	12.96
기타 non-OPEC	17.68	17.36	17.94	17.50	9.08	17.60
Call on OPEC	32.73	32.07	31.20	30.63	31.79	31.53

자료: IEA/OPEC, Oil Market Report, 2008년 2월호

가의 현실을 보다 현실적으로 반영한 결과로 판단된다.

분기별 수요에서 특히 변동성이 심한 상반기에 기관별 전망의 차이가 큰 것으로 나타나고 있다. 1/4분기, 2/4분기 OPEC과 EIA의 추정 및 전망치를 비교해 보면, 각각 86만 b/d, 94만 b/d의 편차가 발생되는데 IEA의 추정 및 전망 수요가 OPEC보다 많게 나타나 있다. 지역별 수요에 대한 추정편차도 연간수요 전망에서의 흐름과 같은 기초를 유지하고 있다. 즉 OECD의 경우, OPEC은 북미지역의 수요를 IEA보다 높게 평가하는 반면, 유럽과 아태지역 수요는 기후적 요인과 절약 정책의 결과를 반영한 결과라고 판단된다. 그 결과 상반기 OECD 수요에서 OPEC 전망이 IEA 전망에 비하여 약 30만 b/d 낮게 나타나고 있다. 이러한 추세는 개도국(non-OECD)에서도 마찬가지로 구소련, 중국 등에 대한 전망은 양기관 모두 비슷한 추세를 전망하고 있는 반면, 중국을 제외한 아시아 개도국과 중남미, 중동에서의 상반기 수요전망치를 IEA는 보수적으로 평가한 반면 OPEC은 고유가 현실을 반영하여 낮게 전망함으로써 전체적으로 50만 ~ 60만 b/d 낮게 추정 전

망하고 있다.

나. 공급 전망

2008년 연간 공급전망에서 OPEC을 제외한 비OPEC 석유공급 전망에 대하여 IEA는 대체적으로 비관적 관점을 반영하고 있는 반면 OPEC은 상대적으로 낙관적인 전망을 반영하고 있다. 그 결과 IEA는 연간 비OPEC 공급을 50.5 백만 b/d로 OPEC은 50.6백만 b/d로 반영하여 10만 b/d의 차이를 보여주고 있다. 그러나 이러한 석유공급 전망의 차이는 비OPEC 공급을 근본적으로 늘려갈 수 없다는 시각에서는 양기관이 공감대를 가지고 있는 것으로 평가된다.

상반기 추정에서 1/4분기에는 비OPEC 공급량이 53.4백만 b/d로 비슷하지만 2/4분기에는 OPEC의 전망이 IEA보다 26만 b/d 적은 50.1 백만 b/d로 전망하고 있다. 2/4분기 공급전망의 차이는 북해유전과 구소련 공급에 대한 전망이 엇갈리고 있기 때문으로 분석된다. OPEC은 북해유전과 구소련의 2/4분기 공급전망

을 IEA보다 긍정적으로 판단하고 있는 반면 기타 개도국에 대한 공급전망을 낮게 평가하고 있다. 이는 유전 개발을 둘러싼 제반 여건이 불투명하기 때문으로 분석된다.

한편 OPEC의 12월과 1월 원유생산실적을 살펴보면, 32백만 b/d 내외를 유지하고 있음을 알 수 있다. 현재의 생산량은 이라크를 제외하고 12개 회원국의 경우, 생산능력 대비 약 91.3%의 가동율을 유지하고 있고, OPEC이 약 285만 b/d의 여유생산능력을 보유하고 있음을 알 수 있다(〈표 3〉 참조)

각각 세계석유 수요와 공급 전망 결과, OPEC원유에 대한 세계 수요가 IEA는 연간 31.8백만 b/d, OPEC은 31.5로 IEA가 30만 b/d 높은 것으로 나타났지만 차이를 가져온 근본적 원인은 수요에 있었던 만큼 세계

석유수요 전망을 둘러싼 논쟁이 핵심이다. 즉 OPEC이 원유공급을 늘려야하는가를 평가하는 잣대가 수요에 있기 때문이다. 그렇다 하더라도 현재의 OPEC 산유량이 32백만 b/d내외의 수준인 만큼 OPEC에 현 수급 상황만을 배경으로 증산을 주장하는 것은 문제가 있다는 지적이다. 특히 1/4분기와 계절적 비수기에 해당하는 2/4분기 OPEC 원유 수요(Call on OPEC)을 보면 1분기 대비 2분기 OPEC 원유 수요량이 모두 150만 b/d 이상 줄어들고 있음을 알 수 있다. 이러한 세계 석유시장의 수급상황은 현재의 국제유가가 수급상황과는 커다란 차이를 보여 고유가의 원인을 단기적인 수급상황으로 설명하기 어렵게 하고 있다.

〈표 3〉 OPEC 원유생산 실적 추이

(단위: 백만 b/d)

	생산능력	목표생산량	최근 산유량	
			12월	1월
알제리	1.40	1.36	1.40	1.40
인도네시아	0.86	0.87	0.84	0.83
이란	3.96	3.82	3.93	3.93
쿠웨이트	2.68	2.53	2.55	2.57
리비아	1.82	1.71	1.75	1.77
나이지리아	2.47	2.16	2.16	2.07
카타르	0.90	0.83	0.80	0.75
사우디아라비아	10.90	8.94	9.10	9.15
UAE	2.85	2.57	2.54	2.59
베네수엘라	2.50	2.47	2.43	2.44
소계(OPEC-10)	30.34	27.25	27.49	27.49
앙골라	1.80	1.90	1.70	1.80
에콰도르	0.50	0.52	0.50	0.50
소계(OPEC-12)	32.64	29.67	29.68	29.79
이라크	2.40	-	2.35	2.23
총 계(OPEC-13)	35.04	29.67	32.03	32.02

자료: IEA, Oil Market Report, 2008. 2월호

제5권 1호
에너지 포커스 ENERGY FOCUS

발 행 2008년 3월

발 행 인 방 기 열

편 집 인 임 기 추

발 행 처 에너지경제연구원

우 437-082 경기도 의왕시 내손동 665-1

인 쇄 정인아이앤디 tel : 02-3486-6791~4

※파본은 교환해 드립니다.

정가 : 5,000원

ENERGY FOCUS



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE



9 771739 134007

ISSN 1739-1342