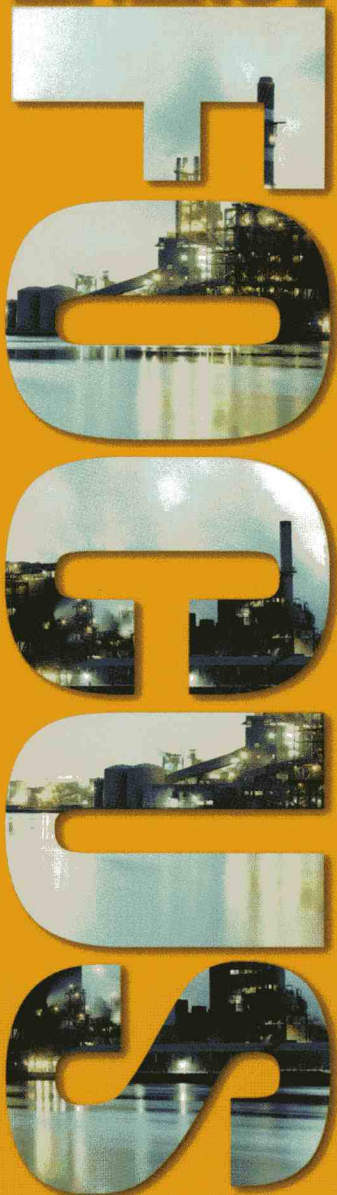


에너지 포커스

ENERGY



[특 집]

■ 권두칼럼

에너지기본법 제정의 의미

■ 이슈진단

- 에너지효율과 지속가능발전(Energy Efficiency Potentials in European Union and South Korea: Toward Less Energy, a Better Economy and a Sustainable Environment)
- 향후 4반세기 세계 에너지 모습
- 2006년 에너지수요 전망(한국)
- 파생상품을 활용한 신고유가 대응전략
- 러시아와 우크라이나간 가스분쟁
- 전력산업구조개편과 전기위원회의 역할
- 해외 주요국의 수소경제에로의 이행 전략
- 상향식 모형(MARKAL)을 이용한 시멘트산업의 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량 추정
- 국내 집단에너지사업부문에서의 최근 이슈 진단
- 기후변화협약 관련 최근 이슈 진단 및 전망
- 국내 석탄산업 지원 정책에 대한 신사고 정립
- 동북아 에너지협력체 구축활동과 러시아의 동 시베리아 · 극동지역 에너지 개발전략

2006

1·2

제3권 제1호 통권21호



에너지경제연구원
KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

ENERGY

ENERGY

에너지포커스

FOCUS

에너지 포커스

2006년 1 · 2월호

ECONOMICS INSTITUTE

FOCUS

권두칼럼

5

에너지기본법 제정의 의미 / 에너지경제연구원 원장 방 기 열

이슈진단

6

Energy Efficiency Potentials in European Union and South Korea:
Toward Less Energy, a Better Economy and a Sustainable Environment
Young-Doo Wang

이슈진단

28

향후 4반세기 세계 에너지 모습 / 김 중 구

이슈진단

42

2006년 에너지수요 전망(한국) / 최 도 영

이슈진단

54

파생상품을 활용한 신고유가 대응전략 / 윤 원 철

이슈진단

73

러시아와 우크라이나간 가스분쟁 / 서 정 규

Contents

이슈진단	91
전력산업구조개편과 전기위원회의 역할 / 김 신 종	
이슈진단	112
해외 주요국의 수소경제에로의 이행 전략 / 부 경 진	
이슈진단	132
상향식 모형(MARKAL)을 이용한 시멘트산업의 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량 추정 / 노 동 윤	
이슈진단	156
국내 집단에너지사업부문에서의 최근 이슈 진단 / 강 재 성	
이슈진단	178
기후변화협약 관련 최근 이슈 진단 및 전망 / 임 재 규	
이슈진단	195
국내 석탄산업 지원 정책에 대한 신사고 정립 / 권 혁 수	
이슈진단	209
동북아 에너지협력체 구축활동과 러시아의 동 시베리아 · 극동지역 에너지 개발전략 양 의 석	

ENERGY 에너지포커스
FOCUS



에너지기본법 제정의 의미

에너지경제연구원 원장 / 방 기 열



지난 2월 9일 많은 논란 끝에 에너지 기본법이 국회 본회의에서 통과됨으로서 이제는 우리도 각기 흩어져 있는 에너지관련 법들을 총괄하는 에너지법 체계를 갖추게 되었다. 그동안 에너지관련 법들은 에너지원별, 기능별로 28개의 법들이 수평적 체계를 이루어 법간 연계성과 일관성이 부족하다는 문제들이 많이 제기되었다. 그러나 에너지기본법이 제정됨으로써 에너지법간의 문제들을 조정하고, 나아가 지속적, 통합적 에너지정책 수행의 발판을 마련하게 된 것이다.

이번 에너지기본법이 갖는 더 중요한 의미는 에너지문제가 국가적 아젠다(Agenda)화 했다는 점이다. 이 법에 따라 대통령을 위원장으로 하고 에너지정책 담당자와 시민단체 및 에너지전문가 등 각계 인사들로 구성된 국가에너지자문위원회가 곧 발족할 예정이다. 이 위원회에서는 에너지 문제가 부처 차원이 아닌 국가차원에서 토의될 것이며, 우리나라가 나아갈 에너지정책의 중장기 방향을 제시하고 핵 폐기장같이 에너지문제를 둘러싼 이해집단간의 갈등요소들도 조정될 것으로 기대된다.

이번 에너지기본법 제정은 다소 늦은 감이 있다. 미국과 일본, 러시아 등 대부분의 강대국들은 이미 에너지정책에 대한 기본법을 갖고 있다. 이것은 에너지가 경제의 한 분야가 아니라 국운을 좌우하는 중요한 부분이라는 것을 말하는 것이다. 지난 2001년 부시대통령이 취임하자마자, 부통령이 진두지휘하고 15개 부처장관이 참여하여 미국의 에너지정책방향을 작성한 것도 에너지정책이 국가 운용에 얼마나 중요한 가를 시사하는 것이다.

금년도 처음 발간되는 에너지 포커스에서는 에너지 기본법의 역할을 작게나마 실천한다는 취지에서 에너지정책 특집을 마련하였다. 에너지 정책의 각 분야에서 전문가들이 이슈들을 분석하고 에너지정책 시행에 따른 시사점을 찾는 데 노력을 경주하였다. 나아가 본 특집은 에너지정책결정자나 관련 분야의 종사자들에게 로드맵 역할을 수행한다는 취지에서 마련하였다는 점을 강조해 두고자 한다.

Energy Efficiency Potentials in European Union and South Korea:

Toward Less Energy, a Better Economy and a Sustainable Environment

Young-Doo Wang

Associate Director, Center for Energy and Environmental Policy
Director and Professor, Environmental and Energy Policy Program
Professor, Urban Affairs and Public Policy University of Delaware



〈 목 차 〉

- | | |
|--|--------------------------------|
| 1. Supply-Side Efficiency | 5. Efficiency and Conservation |
| 2. Demand-Side Efficiency | 6. Actions Recommended |
| 3. Energy Efficiency in EU and South Korea | 7. Concluding Remarks |
| 4. The Paradox of Efficiency | References |

[요약]

유가가 배럴당 \$60선을 오르내린다는 보도가 연일 계속되면서 우리 사회는 석유문명 속에 의존하고 있음을 더욱 실감하게 하고 있다. 저명한 에너지 학자인 Rifkin이 Boston Globe에 기고한 글과 미국 대통령 Bush가 유럽공동체에서 에너지 효율에 관한 Green Paper의 최근 발표는 에너지 소비국들이 상승하는 석유가격에 대처하는 에너지 청사진 만들기에 분주하게 하고 있다.

에너지 효율향상의 시도는 석유가격 상승 억제 뿐만 아니라 비용-효과적인 면에서 에너지, 경제, 환경, 공정성 및 안정성에 도움을 주고 있다. 에너지 효율은 에너지 생산과 소비에서 기술향상을 통하여 이루어지기 때문에 최종적으로는 소비자들의 생활양식에 큰 영향을 미친다. 에너지 생산 및 수송 과정에서 효율성 향상은 에너지의 집중적 생산 뿐만 아니라 연결망을 단축하여 분산형 에너지공급 체계를 구축하는 장점을 갖고 있다. 따라서 소비자는 에너지 효율향상을 통하여 건물, 전기가구, 공장, 교통 등에서 에너지를 보다 경제적으로 쓸 수 있다.

EU와 한국의 에너지절약에 관한 연구는 2020년에 약 20 퍼센트의 에너지 절약이 가능하며 한 가구당 연간 약 \$240 - \$1,200을 절약함을 제시하고 있으며 절약의 상당량을 석유수요로 대체할 수 있음을 보고 있다. 특히 유럽은 에너지 집약도가 낮음에도 불구하고 약20퍼센트의 에너지 절약 가능성의 시사는 그 의미가 자못 크다.

에너지절약 대체가능성에 대하여 일부 학자들은 문제를 제기하기도 한다. 기술적 에너지 효율 향상

은 “반동 효과”(rebound effect) 때문에 에너지소비를 자극하게 함으로써 오히려 전체적으로 에너지 소비를 증대 시킨다고 반박하는 학자들도 있다.

이에 대하여 “기술적 효율성”(technological efficiency) 제고와 “행위적 절약”(behavioral conservation)의 병합하면 20 퍼센트 에너지 절약 가능성의 실현은 물론 기술적 효율성 제고와 반동 효과를 줄일 수 있기 때문에 소비자는 지속적으로 증가하는 에너지 수요를 만족시킬 수 있고 에너지 절약 목표도 동시에 이룰 수 있다는 점이다.

더욱이 균형 잡힌 에너지 정책은 에너지 절약 가능성을 실현하는 핵심이 된다. 에너지정책은 그 시행과정에서 시장기능의 활성화의 장애물을 제거함으로써 에너지효율성 향상에 기여할 뿐만 아니라 절약기술의 촉진과 소비자들에게 에너지절약 습관도 유도할 수 있다.

하나의 에너지 정책이 에너지 절약 장애물을 제거할 수 없다면 본고에서 소개된 15개의 정책대안을 적절히 혼합함으로써 절약목표를 달성할 수 있다고 본다. 그러한 예는 선진공업국 뿐만 아니라 개발도상국의 많은 성공사례에서 볼 수 있다. 에너지 절약정책은 국가의 주요의제가 되어야 효력을 발생시킬 수 있으며 기후 온난화 문제와 에너지 수급의 안정성문제는 지구공동체의 전략이 수립되어야 함이 중요하다. 이런 문제를 해결하기 위하여 선진국들은 개발도상국들에게 정책적, 기술적 협력관계를 맺음으로써 실천의 바람직한 선례를 보여주어야 한다.

에너지절약의 실질적인 효과를 거두기 위하여 정부, 산업체 및 소비자가 우선 자본을 투자함으로써 경제를 활성화에 일조하게 되며 일자리 창출에도 도움이 된다. 뿐만 아니라 에너지 절약으로 축적된 자본이 지속적으로 사회경제개발에 재투자됨으로써 건실한 경제를 구축하는 길이 된다. 그러나 선진국들이 말하는 이른바 “대규모 소비가 진보”(more with progress)라는 기본가정은 에너지 절약을 위해 새롭게 방향을 설정할 때이다.

따라서 에너지 분석가와 정책 결정자는 새로운 변화를 위한 패러다임 형성에 사회의 선도적 역할과 책무를 져야 할 뿐만 아니라 소기의 정책결과가 도출되도록 마무리 짓는 중요한 역할을 해야 함을 염두에 두어야 한다. 이제 우리는 21세기에 닥쳐올 에너지 저소비, 건전한 경제 및 지속 가능한 환경 문제를 해결하기 위하여 도전적인 자세가 필요하며 방관자적 자세는 금물이다.

With the price of oil hovering at \$60 a barrel on world markets and scholars predicting that worldwide oil reserves will dwindle, our society is quickly recognizing that the whole world runs on oil. We are indeed an oil civilization: we rely on oil for our food, plastics, pharmaceutical products, and clothes, as well as for our transportation, power, heat, and electricity.

A noted energy scholar, Jeremy Rifkin,¹⁾ indicated in an article appearing in the Boston Globe (October 13, 2005) that President George Bush and his team “do not understand the

enormity of the energy crisis facing the United States and the World” and suggested that the President “should download the just published European Union Green Paper on Energy Efficiency” to lay out a roadmap for cushioning the cost shock of rising oil prices (Rifkin, 2005). The EU commission study says the average EU household could save between \$240 – \$1,200 per year in cost-saving energy efficient practices, thus offsetting much of the increased price of oil (EC, 2005).

1) Rifkin is author of “The Hydrogen Economy: The Creation of the World Wide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth” and Principal Advisor to the European Union Parliamentary Leadership Group for Renewable Energy and a Hydrogen Economy.

Even without escalating oil prices, there are other significant reasons for pushing toward a re-invigorated energy efficiency programs. The cost-effective savings of energy means the enhancement in energy sustainability, economic development, environmental sustainability, equitable empowerment, and energy security, or E⁵:

Energy Sustainability

- Decreased dependence on fossil fuel imports from third countries;
- Strong foundation for a sustainable future, bridging efficiency to a solar economy (Scheer, 2004).

Economic Development

- Reduced costs for the economy, boosting the economy and creating new jobs;²⁾
- Reduction in fossil fuel prices;³⁾
- Enhanced trade opportunity driving from the development and introduction of new energy-efficiency technologies;
- Positive multiplier effect from domestic

efficiency investment.⁴⁾

Environmental Sustainability

- Greater environmental health, especially promoting climate sustainability;
- Reduction in air pollution and improvement of human health;
- Improved water sustainability through reduced water needs at the point of power production⁵⁾ and reduced water consumption at the point of consumer demand.

Equitable Empowerment

- Significant savings on household energy bills, having a direct impact on the quality of life of all citizens, especially in developing countries;
- Reconciliation of exploding energy demand of the developing world, particularly in China and India (EC, 2005).⁶⁾

Energy Security

- Promotion of the security of energy supplies (Wiser et, 2005);

2) The United States used 10 percent of its GNP to pay the national fuel bill as compared with Japan's only 4 percent. The difference of \$200 billion gives the average Japanese product an automatic cost advantage of about 5 percent in the U.S. market.

3) The National Renewable Energy Laboratory recently concluded that this price reduction effect can be significant as much—as 2% for each 1% of demand displaced (Wiser et al., 2005).

4) According to the Minnesota Energy Agency, a dollar spent on electricity, petroleum products or natural gas has a net local multiplier effect of \$1.69, \$0.55, or \$0.59, respectively. A dollar spent on home energy conservation has a net economic effect of \$2.21.

5) In the United States, the amount of fresh water withdrawn for electricity production is more than twice as much as the water used for residential, commercial, and industrial purposes (Garman, 2005).

6) An even more aggressive policy for technical efficiency ought to be pursued in developing countries, but it would be neither ethical, nor equitable to argue for restriction in overall energy growth in these countries. The onus should be on Europe, U.S., and other rich countries to change path.

- Reduction in energy imports from socio-politically vulnerable regions;
- A risk management strategy for energy suppliers (Rickerson et al, 2005).

Even though energy efficiency is imperative for E⁵, a large proportion of energy continues to be wasted, whether by inefficient equipment or through lack of awareness of energy users. Improved energy efficiency implies both a better use of energy through improvements in energy efficiency and energy savings through changes in behavior. Energy efficiency essentially depends on the technologies used. Improving energy efficiency means using the best technologies to consume less, whether at the point of production (supply-side efficiency) or at the final consumption (demand-side efficiency).

1. Supply-Side Efficiency

A hard energy path “relies on rapid expansion of high technologies to increase supplies of energy, especially in the form of electricity” (Lovins, 1976: 65). The pursuit of the hard path involves immense inefficiencies. Two-thirds of the energy in coal, oil, or natural gas is lost in the production of electricity. Efficiency improvements in the

centralized power sector are needed while making the transition to a solar economy with decentralized power generation.

Power Efficiency

Energy ‘waste’ levels in the processes of electricity generation are running at 66%, and the transport of electricity involves losses of up to 10% of the electricity produced (up to 2% by transmission and 8% in distribution). The electric power sector possesses great potential for efficiency improvements.⁷⁾ In many cases, cost-effective measures can be taken to significantly reduce the inefficiency of the power sector. Old inefficient plants could be taken off the market and replaced with the more fuel-efficient combined-cycle gas turbine (CCGT) technology with a yield close to 60%.

Cogeneration

Cogeneration offers a substantial potential gain in efficiency. Cogeneration technologies can be developed for energy efficiency, fuel flexibility, and the reduction of construction costs. It is also important to explore and develop cogeneration technologies that can increase the use of renewable sources. It is estimated that those district heating and cogeneration

7) At the point of energy supply, offering consumers the opportunity to opt for energy services could lead to price competition between energy service suppliers/distributors. This will lead to a reduction in the quantity of energy consumed by these services, since the cost of the energy would normally be a large part of the total cost of the service.

facilities, including industrial applications, already existing, may save 3–4% in primary energy use as compared with separate production (EC, 2005).

Distributed Generation

The current investment needs in electricity generation could be used to facilitate a shift in electricity generation away from the big power stations to cleaner, more efficiently distributed, on-site generation. Alternative, renewable energy sources can provide more efficient, dependable power more appropriately matched in scale and quality to their end uses. Because the energy source is direct, as with solar power heating a house, it is more efficient.

2. Demand-Side Efficiency

In case of the United States, the National Association of Regulatory Utility Commissions (NARUC) changed the rules of operation for state utility commissions in 1979. Since that time the ruling has encouraged companies to close their supply-side oriented building program and concentrate on generating negawatts or reduced electricity consumption through demand-side management programs. Utility companies demonstrating improvements in the

efficiency of electricity use among their customers can take a larger percentage of their sales in profits.⁸⁾

Energy efficiency improvements could benefit both customers and utilities. Buying the most efficient industrial equipment, new buildings, or household appliances, customers receive electricity at lower rates. Then the utility sells the surplus power to new customers, avoiding the costly investment necessary to expand production capacity with new generating stations.

Many efficiency measures can be taken at regional and local levels, close to the citizen. Action on energy efficiency will produce all its potential gains domestically because operations to be undertaken at national levels are reflected locally. Energy efficiency potentials by major end-use sectors, such as buildings, domestic appliances, industry, and road transport, are briefly described below.

Buildings

Providing and promoting energy efficient buildings in cities, significant energy savings can be obtained. The energy performance of buildings can be improved when they are being renovated. The biggest opportunity is in cou-

8) Utility demand-side management (DSM) programs have been downsized after electricity restructuring in the United States, but targeted DSM, or demand response programs, allow utilities to avoid upgrading needs of sub-stations in certain service areas.

pling measures for energy efficiency improvement with retrofitting. With cost-effective gains, the building sector alone could create full time jobs for highly qualified personnel and for the building profession in general. Such employment is mostly created in places where the changes to buildings have to be made.

Domestic Appliances

Major improvements could be made with a combination of measures taken to inform the consumer on minimum efficiency levels (including requirements for eco-design⁹⁾ and by voluntary agreements. Also, special measures need to address the concerns over the stand-by function. Electricity used in stand-by mode can reach between 5 and 10% of total electricity consumption in the residential sector. Technologies must be developed to limit these losses.

Industrial Factories

Driven by economic incentives, it is to be expected that industry will make additional significant improvements in its processes and the

machines it uses (e.g., electric motors, compressors). In the European Community, a large number of voluntary agreements in industrial sectors (e.g., the paper industry, the horticultural sector and the chemical industry) have already been taken. Such voluntary agreements by industry reinforce energy-efficiency measures (EC, 2005).

Road Transport

Increased R&D programs are needed in the development of electric vehicles, in testing those running on alternative fuels such as natural gas, and in advancing longer-term prospects for technologies such as fuel cells and hydrogen. As a demand-side program, a vehicle labeling system can be used for information on not only fuel consumption but also CO₂ emissions of new cars. Intelligent transport systems such as navigation technologies¹⁰⁾ and congestion charging can be also adopted to increase the safety and energy efficiency. Friction¹¹⁾ and pressure¹²⁾ of tires need to be properly checked to save significant amounts of energy.

9) One of the aims of eco-design is to apply requirements for energy efficiency while avoiding negative consequences on the environment or in other stages in the life cycle of the appliances.

10) The satellite navigation system will offer reliable and precise positioning systems for vehicles, offering traffic flow optimization in road transport. It will make it easier to put road-charging systems in place without causing long queues at entry points to the charging zones.

11) Friction between tires and the road accounts for up to 20% of a vehicle's consumption. Properly performing tires can reduce the latter by 5% and sales of such tires should be encouraged not only on new cars but also for subsequent replacements (EC, 2005).

12) Better pressure checks also lead to lower consumption. Estimates suggest that between 45 and 70% of vehicles are driven with at least one tire below the prescribed pressure, which causes 4% over-consumption. One option would be to consider a voluntary agreement with industry to install tire pressure sensors on the dashboard of cars (EC, 2005).

3. Energy Efficiency in EU and South Korea

European Union

Energy efficiency in EU is discussed in *Doing More with Less: Green Paper on Energy Efficiency* (in short, “The Green Paper”) published by European Commission in 2005. The Green Paper is based on the studies conducted by numerous organizations in Europe, including Wuppertal Institute (2005), Green Business Letter (2005), WWF (2005), UNDP (2000 and 2004), and European Council for an Energy Efficient Economy Proceedings (2005).

The Green Paper intends to encourage more widespread use of new technology to improve energy efficiency and stimulate a change in European consumer behavior. The 25 member

states of the European Union (EU-25) currently consume around 1,725 Mtoe (million tons of oil equivalent) of energy per year, with a high price tag of EUR 500 billion (\$600 billion), or more than EUR 1,000 (\$1,200) per person per year.

Of this EUR 500 billion, about one half (EUR 240 billion) falls on the trade bill of the EU. Even though Europe's energy intensity, the ratio of GDP to energy consumption, is approximately 50% less than that of the U.S., a large proportion of energy continues to be wasted, whether by inefficient equipment or through a lack of awareness of energy users. The enormous loss of capital could be put to other uses, including developing new energy-efficient practices, technologies and investments.

If the current trend continues, gross energy demand is projected to increase by 10% by 2020,

〈Table 1〉 Cost-Effective Energy Saving Potentials by End-Use Sector in EU

Potential savings in Mtoe	2020 Rigorous implementation of adopted measures	2020 Implementation of additional measures
Buildings: heating/cooling	41	70
Electrical appliances	15	35
Industry	16	30
Transport	45	90
CHP	40	60
Other energy transformation, etc.	33	75
Total energy savings	190	360

Source: European Commission, 2005. *Doing More with Less: Green Paper on energy efficiency*, p. 31.

reaching 1,900 Mtoe in 2020, compared with 1,725 Mtoe in 2005. These predictions are made under the assumption of an average GDP growth rate of 2.4% per year. According to the Green Paper, the EU could achieve a reduction of the energy consumption by 20% compared to the projections for 2020 on a cost-effective basis. Table 1 gives a general indication of the potential cost-effective savings of 360 Mtoe in 2020, equivalent to a 20% energy savings.

The cost-effective savings shown in the Green Paper represent a picture of the opportunities to explore. A concrete action plan should be established at EU Community, national, regional, and local levels and at the level of industry, of financial institutions, and of individual consumers to harness the identified potential energy-efficiency savings. The EU Community intends to propose a practical action plan for implementing beginning in 2006.

South Korea¹³⁾

In 1997, South Korea established the National

Committee for Energy Conservation (NCEC) to improve implementation of energy efficiency and conservation policies for each energy-using sector. This means that an elementary policy structure to promote energy efficiency and conservation exists and can be marshaled for an efficient energy future. However, an objective evaluation found that the country's initiatives are no match for the forces of rapid growth in energy use and the concomitant waste, pollution and mounting social risks that dominate the energy picture. South Korea's energy intensity is 200–300% higher than that in Germany and Japan. More must be done.

The JISEEF team¹⁴⁾ adopted a 'bottom-up' modeling approach, which employs engineering and economic estimates of energy savings, emissions and costs of different technologies, to assess the potential for energy efficiency. The JISEEF team turned to international databases prepared by U.S. and Japanese research organizations, while ensuring its applicability to South Korean circumstances.¹⁵⁾ Two important

13) Energy efficiency in South Korea is discussed in the book *Energy Revolution: 21st Century Energy and Environmental Strategy* (authored by J. Byrne and Y-D. Wang et al) published in 2004 by Maeil Business Newspaper.

14) The Joint Institute for a Sustainable Energy and Environmental Future (JISEEF), created by the sponsorship of the W. Alton Jones Foundation, is composed of a highly respected international research team organized by the Center for Energy and Environmental Policy (CEEP) with South Korea's foremost experts in the energy and environmental fields led by the Research Institute for Energy, Environment and Economy (RIEEE) of Kyungpook National University, the Environmental Planning Institute (EPI) of Seoul National University, and the Citizens' Institute for Environmental Studies (CIES) of the Korea Federation of Environmental Movements.

15) The database was subjected to validation by energy experts in South Korea, including members of KEEI. This database is in a spreadsheet format, in which row entries have energy efficiency technologies, and column entries contain energy and economic savings information, including percentage energy savings, incremental costs (to install and operate the improved technology), cost of conserved energy and pay-back period.

factors justify the use of international data sets: market competitiveness and international policy trends.

The JISSEF team adopted the 1999 results of the KEEI/MOCIE model as the benchmark for its analyses (MOCIE/KEEI, 1999). This choice was dictated by our desire to evaluate sustainable energy options against the South Korean government's official business-as-usual (BAU) forecast for energy and CO₂ to the target year 2020. According to BAU projections, primary energy consumption will reach 332 Mtoe in 2020, or 1.7 times higher than that of 2000 (191 Mtoe). CO₂ emissions from the energy sector are projected to increase during the period of 2000–2020, from 104 million tons of carbon (MTC) in 2000 to 204 MTC in 2020.

The JISSEF team focused on specific technologies in each end-use sector as part of its construction of the *JISSEF* Scenario analysis. These technology categories were selected for two reasons: they are significant sources of energy consumption and detailed data are available on current technology stocks.¹⁶⁾ The technology categories targeted in *JISSEF* for efficiency improvements in each sector are listed below:

Industrial Sector: Heat Recovery Upgrades

- Space Conditioning Upgrades
- Boiler and Steam Efficiency Upgrades
- Motor Drive Efficiency Upgrades
- Fuel Switching
- Enhanced Cogeneration
- Lighting Upgrades
- Operation & Maintenance Upgrades

Transport Sector: Passenger Car Fuel Efficiency Upgrades

- Light and Heavy Truck Fuel Efficiency Upgrades
- Bus Fuel Efficiency Upgrades
- Rail, Air and Marine Transport Efficiency Upgrades
- Introduction of Alternative Fuel Vehicles

Commercial Sector: Commercial Space Conditioning Efficiency Upgrades

- High-Efficiency Commercial Lighting
- High-Efficiency Motor
- Building Shell Upgrades

Residential Sector: Residential Space Conditioning Efficiency Upgrades

- High-Efficiency Residential Lighting
- High-Efficiency Residential Refrigeration

¹⁶⁾ In some instances, data limitations prevented the team from exploring energy efficiency improvements that have been found in studies of other countries to be significant (e.g., high-efficiency windows and doors, wall and roofing materials, and efficient building design strategies).

Fuel Switching for Water Heating
Housing Shell Upgrades

Modeled after the recently published U.S. national study by the Inter-Laboratory Working Group (IWG, 1998, 2000), the JISEEF team prepared three policy strategies for cap-

turing the efficiency potentials identified in each end use sector: a Full Implementation Scenario in which all identified cost-effective, technically feasible savings are realized; a Major Policy Commitment Strategy which would seek to realize 65% of the identified energy and CO₂ savings under the Full Implementation

〈Table 2〉 Summary of Primary Energy Savings and CO₂ Emission Reductions
in 2020 for the JISEEF Scenario by End Use Sector

(Unit: MTOE, MTC)

Sector	Full Implementation	Major Policy Commitment
Industrial Savings		
• Final Energy	32.1 (25.0% ↓)	20.8 (16.3% ↓)
• CO ₂	19.1 (25.2% ↓)	12.4 (16.4% ↓)
Transportation Savings		
• Final Energy	16.5 (28.1% ↓)	10.7 (18.2% ↓)
• CO ₂	13.3 (28.0% ↓)	8.6 (18.2% ↓)
Residential Savings		
• Final Energy	14.7 (33.8% ↓)	9.6 (22.0% ↓)
• CO ₂	9.6 (34.5% ↓)	6.2 (22.5% ↓)
Commercial Savings		
• Final Energy	9.8 (35.8% ↓)	6.4 (23.3% ↓)
• CO ₂	5.7 (35.3% ↓)	3.7 (22.9% ↓)
Reduced Electricity Lossesa		
• Energy Conversion	22.3 (28.7% ↓)	14.6 (18.7% ↓)
• CO ₂	11.2 (28.7% ↓)	7.3 (18.7% ↓)
TOTAL SAVINGS		
• Primary Energy	95.4 (28.7% ↓)	62.1 (18.7% ↓)
• CO ₂	58.9 (28.8% ↓)	38.2 (18.7% ↓)

Note : a Denotes avoided energy losses and CO₂ emissions from conversion due to end-use energy savings.

Source : John Byrne and Young-Doo Wang et al. 2004. *Energy Revolution: 21st Century Energy and Environmental Strategy*. Seoul: Maeil Business Newspaper.

Scenario; and a Modest Policy Commitment Strategy which would capture 35% of identified savings of the Full Implementation Scenario.

A summary of energy and CO₂ savings from energy efficiency improvements is shown below by energy sector (see Table 2). Most significant savings are from the industrial sector, followed by the electricity sector. Total savings in primary energy use and in CO₂ emissions from full implementation (a 100% implementation) are 95.4 MTOE and 58.9 MTC, respectively. A Major Policy Commitment Strategy (a 65% implementation) is expected to achieve a 19% savings in primary energy use and a 19% reduction in CO₂ emissions.

The total investment cost for JISEEF efficiency upgrades under the Major Policy Commitment Strategy (65% implementation scenario) amounts to 3.4 trillion won (\$2.8 billion), and the avoided CO₂ emissions are 38.2 MTC, yielding a marginal cost of approximately 86 thousand won (\$72) per avoided ton of carbon. The net benefits to the South Korean economy would be 33.4 trillion won (\$27.8 billion) in 2020. This is probably a conservative estimate because the uncertainties associated with petroleum prices, CO₂ abatement costs and multiplier effects are likely to favor higher benefit values (Byrne and Wang et al, 2004).

4. The Paradox of Efficiency

The pursuit of efficiency has been the one consistent and bipartisan cornerstone of national energy policy since the 1970s, but energy efficiency potentials have not been fully explored mainly due to lack of strong policy interventions. But increased price of fossil fuels, vulnerable security of energy supply, economic competitiveness, climate change and atmospheric pollution all make nations seriously reconsider energy efficiency as an inevitable instrument for a sustainable future.

As shown in both the European (2005) and South Korean (2004) studies, with rigorous policy interventions each could achieve around 20% energy savings in 2020. Viewed in terms of the relatively lower level of energy intensity in South Korea and specifically in the case of EU, such magnitude of savings is enormous. But some scholars are critically negative about the huge potential of energy efficiency. For them, efficiency raises demand, and waste of energy is virtue (Huber and Mills, 2005).

Wilhite and Norgard (2004) argue in their article published in *Energy Policy* that equating efficiency with reduction is a self-deception in energy policy. They assert that the policy and research at the center of the discourse on ener-

gy sustainability suffer from a self-deception, which revolves around the equation of 'efficiency' with 'reduction.' According to them, the perception of a de-coupling between energy consumption and GDP is erroneous contention. Energy consumption, no matter how efficient, is positively linked to economic activities, in the sense that growth in activities pushes energy consumption upward.

More efficient use of energy could actually lead to higher energy consumption by making the economy grow faster due to the increased growth in activities. This is the so-called rebound effect and, according to Wilhite and Norgard, its effect is probably less than 20% of the savings from the efficient technology. According to them, energy consumption, no matter how efficient, is positively linked to economic activities, pushing energy consumption upwards.

Huber and Mills (2005) have made a similar, but stronger criticism in their book *The Bottomless Well*. Efficiency may curtail demand in the short term, but its long-term impact is just the opposite. The more efficient we become, the more we built, and the more energy we consume overall. Efficiency has come, and demand has risen apace.¹⁷⁾ More efficient almost

invariably means faster, and faster almost invariably means a higher burn rate, and more miles traveled, and more energy consumption overall (Huber and Mills, 2005).

The new technologies are efficient because they are quick, compact, light, and responsive, opening up new vistas of energy consumption that weren't possible before. Huber and Mills quote that "the Internet has the funny effect of increasing the amount of travel - people using it discover places to go and people they want to meet." Electricity initially supplied to power Edison's new bulb was soon tapped to power electric motors, then compressors in refrigerators, then air conditioners, and then micro-processors.

The American Council for Energy Efficient Economy (ACEEE) also expresses a concern over limited private investment in efficiency. Besides market and institutional barriers, more fundamental factor that keeps efficiency investment small has to do with the two trends in the U.S. economy: falling energy intensity and rising incomes (ACEEE, 2004). Falling intensity means we use less energy per unit of economic activity, making us less motivated to invest in energy savings. When people have more discretionary income to spend on the energy services, this income elasticity of demand factor tends to

17) While production, transmission and end-use technologies have all improved in efficiency, total energy use in the OECD countries has continued to increase, simply because growth in economic activities ate up the efficiency gains (Wilhite and Norgard, 2004).

work against efficiency.

As a matter of fact, there is significant difference between actual energy used to provide energy services (such as lighting, heating, refrigerating, etc.) and the level of energy efficiency that can be provided in a cost-effective way for the same services (Levine et al, 1996; Weber, 1997). A relevant question is how to close the energy efficiency gap and rebound effect to achieve the identified potential of energy savings. It is important to identify the bottlenecks presently preventing these cost-effective efficiencies from being captured and then identify options to overcome these bottlenecks.

5. Efficiency and Conservation

The bottlenecks can be addressed through a

combination of technological efficiency and behavioral conservation. Focusing only on technological efficiency, the warning of energy paradox by Huber and Mills (2005) could be realized: the more efficient the technology becomes, the more energy society consumes. With a combination of behavioral conservation, the efficiency gap will be reduced and the rebound effect will be minimized, thereby achieving absolute reduction of energy consumption. Efficiency and conservation are sometimes interchangeably used, but there are differences between the two (Rubin, 2004):

Technological efficiency alone is not able to offset continued growth in energy services to the extent that deep reductions in energy use might. The full direct savings from more efficient technology could be realized if the goal were to provide for people a certain *sufficient* amount of energy services, and then level off

〈Table 3〉 Differences between Efficiency and Conservation:

Improved Efficiency	Conservation
More miles per gallon of gasoline	Driving less; using fewer total gallons
More lumens per watt	Less artificial lighting
Occurs only while using energy	Occurs while not using energy
Suggests no change in lifestyle	Questions need for end uses
Provided mostly by specialists	Provided mostly by end users
Dependent on energy suppliers	Creates independence from suppliers
Mostly technical	Mostly behavioral
Promotes growth	Promotes sustainability

Source: Compiled from Andrew Rudin, 2004, "Efficiency and Conservation," *Energy & Environment* 15(6).

(Wilhite and Norgard, 2004). A reduction in energy use will only come about by reining in the demand for energy services (e.g., indoor comfort, illumination, mobility).

A new policy paradigm is needed for Europe and South Korea, one that aims at combining *efficiency of technology with sufficiency in energy services* to reduce energy use by 20% in 2020. This is the reason for why technological efficiency and behavioral conservation need to integrate together in combination with rigorous policy interventions. Energy efficiency gaps are a market failure and we need to examine energy efficiency policies that have been used to overcome these market failures.

6. Actions Recommended

A national energy efficiency program can be successful if it has strong government backing and funding, works collaboratively with the private sector and other institutions, and focuses on technological improvement, public awareness, and market development. Policy interventions help to remove barriers inhibiting adoption and thereby increase sales of new

technologies, which in turn results in unit cost reductions. This creates a positive feedback loop that can enable rapid market growth.¹⁸⁾

There is no single silver bullet for overcoming the barriers to efficiency (Geller, 2004). Many policy initiatives are needed to overcome the barriers to a more energy efficient future.¹⁹⁾ High levels of energy savings through efficiency improvement have been achieved in both industrialized and developing countries, demonstrating that any nation can overcome the barriers inhibiting clean energy development through well-designed and well-implemented policy initiatives. To increase the availability and deployment of energy efficiency technologies and to level off the growth rate of energy demand, the following policy options should be considered.

Efficiency Action Plan

Establishing annual energy-efficiency action plans and monitoring performance at the national level is important in order to learn from successes and mistakes and to ensure the rapid spread of best practice throughout the nation.²⁰⁾ Local energy agencies could dissemi-

18) The market transformation program could offer manufacturers a multi-million dollar reward for producing that is significantly more efficient than products on the market. A well-known example is the Golden Carrot Program for efficient refrigerators and clothes washers.

19) The combination of utility programs, appliance efficiency standards, and building energy codes has a significant impact on overall energy use in California during the past 25 years. California cut its electricity use per unit of economic output by nearly 30 percent from 1977 to 1999, compared to relatively constant electricity intensity in the other 49 states (Geller, 2004).

nate best practices, even to the general public. The recent consensus report from the U.S. National Commission on Energy Policy, which forcefully addresses demand-side policies, may be a positive starting point for a renewed dialogue on energy efficiency.

Information

Energy saving in the overall sense derives from a change in consumer behavior so that strong and sustained public awareness campaigns are needed. Through leveling programs, training, and energy audits, consumers are informed about the relative energy efficiency of different products. In the United States, the Energy Star® program has been very successful: savings of about 42 billion kWh per year have been worth about \$3 billion in reduced energy bills (EPA, 2001). Information tends to be more effective when it is combined with other policies regarding financing, pricing, incentives, voluntary agreements, or regulations (Geller, 2004).

R&D Support

Several promising end-use technologies still require R&D support. A number of concerns such as an increased share of renewable energy, the efficiency of fossil fuel-based power pro-

duction, more efficient electricity networks, and vehicle efficiency can only be alleviated through efficient R&D activities in connection with other regulatory and market-based measures. Government funded R&D is justified on the basis that the private sector usually underinvests in R&D from a societal perspective. Collaboration with research institutes and the private sector, and international cooperation could not only promote successful commercialization and market penetration, but also share costs and risks of innovative efficiency technologies.

Tariff

A progressive electricity tariff for households penalizes over-consumption without burdening low-income families. One of the unexpected consequences of progressive tariffs observed in Japan in the late 1980s was that these tariffs made people choose not only to buy more efficient electrical appliances, but also to buy fewer appliances. A similar but more stringent instrument is the introduction of quotas, based on energy consumption targets. Amounts consumed in excess of the allocated quota would increase dramatically in cost, in which sense the policy resembles progressive tariffs. Tariffs

20) Forming national energy efficiency (and renewable energy) center is critically important to carry out the wide range of activities, including assistance to private firms, demonstration of energy-efficient technologies, provision of energy management training, dissemination of information, and support for policy reform. South Korea has sound energy infrastructure, including the Korea Energy Management Corporation (KEMCO), the Korea Energy Economics Institute (KEEI), and the Korea Institute of Energy & Resources (KIER).

are also adopted in trade policies in which favorable treatment is negotiated for goods on the basis of their energy efficiency performance as proposed in WTO context by the European Commission in February 2005 (EC, 2005).

White Certificate

White certificate systems oblige suppliers or distributors to undertake energy-efficiency measures for final users. These systems have been partially implemented in Italy and the United Kingdom, are under preparation in France, and are being considered in the Netherlands (EC, 2005). Such certificates can be exchanged and traded. If the contracted parties cannot submit their allocated share of certificates, they can be required to pay fines that may exceed the estimated market value. By the introduction of this system in the tertiary and services sector, savings of 15% can be obtained at zero cost (EC, 2005).

Financing

Financing at attractive interest rates can help to diffuse and build markets for energy efficiency and renewable energy technologies. Other financing mechanisms can include a clean energy fund acquired from public benefit charges and financial arrangement by energy

service companies. Some nations create an energy conservation fund through a small tax on the sales of petroleum products. In the United States, 18 states operate public benefits funds for efficiency. Energy service companies (ESCOs) provide financing, technology, installation, and performance guarantee for businesses or public agencies, thereby playing an important role in bridging the gap between different actors on the energy and technology supply side and among energy consumers.²¹⁾

Tax Incentives

Taxation can be either incentive or disincentive to energy consumers and suppliers. Taxation can be designed to ensure that the polluter really pays. Clean vehicles can be even de-taxed. Tax incentives are used for the range of energy-efficient technologies and products such as energy efficient new homes, high efficiency heating and cooling products, high-efficiency water heaters and furnace fans, high-efficiency systems that generate both heat and power (CHP), and advanced technology vehicles, including hybrid and fuel cell passenger vehicles. Using new or improved financing instruments to give incentives to both companies and households to introduce cost-effective improvements.

21) Energy service companies (ESCOs) need policy support in the form of help for the dissemination of their activities, quality standards, and access to finance, as they are still in their infancy.

Pricing

Energy prices would have to rise to very high levels to cause enough pain to motivate major new efficiency investments. But, letting prices rise further risks serious economic damage. We can pursue vigorous energy efficiency policies to bring demand growth back into a sustainable range. This would help bring down energy prices in the next few years, boost the economy, and reduce air pollution and greenhouse gas emissions (ACEEE, 2004). The experience of London since introducing ‘congestion charging’ in 2003 has been that fuel consumption has gone down by 20% and CO₂ emissions by 19% in the charging zone (EC, 2005).

Codes and Standards

Minimum efficiency standards for buildings and appliances are a viable policy, and often simpler and less bureaucratic to implement. Efficiency performance standards for utilities and stronger fuel economy standards for vehicles can be used. Better building energy codes for new and renovated buildings need to be adopted.

The U.S. National Appliance Energy Conservation Act of 1987 established national efficiency standards for several appliances and required the DOE to issue other standards and to update all standards at defined intervals. The U.S. experience demonstrates the importance of

updating efficiency standards and codes periodically as technologies evolve and older standards become outdated.

Voluntary Agreements

Government and the private sector can have voluntary agreements to improve energy efficiency. With the automotive industry voluntary agreement, the EU aims to reach an average CO₂ emission figure of 120g/km for all new passenger cars marketed. This translates into a reduction of fuel consumption of around 25% compared to 1998 (EC, 2005). In the Netherlands, over two-thirds of energy-intensive industries had signed a voluntary agreement as of 2000. It is estimated that the benchmarking program will reduce industrial energy use in the Netherlands by 5 to 15 percent by 2012. The voluntary program included both “carrots” and “sticks,” promoting a high level of participation and compliance.

Public Procurement

Bulk purchases by government authorities or the private sector stimulate the introduction and successful market development of high-efficiency technologies. U.S. federal agencies are required to purchase Energy Star® products, leading to widespread production of energy efficient equipment such as personal computers. In Sweden, the purchase of 46,000 ballasts

dropped the cost of high-frequency ballasts significantly and increased market share to 70 percent, generating the economic benefits about 20 times the cost (Neij, 2001). Government procurement can also be utilized to purchase energy services, renewable energy technologies or fuel cells.

Utility DSM Programs

Regulators at national or state levels might promote utility DSM programs. Utility restructuring and the continuation of DSM programs need not be incompatible. Utility programs that are in the public interest should be continued. The data so far suggest that utility DSM programs, when evaluated using measured data, can be cost-effective. Utility DSM is a means of opening up large markets for better energy technology, which will benefit energy users.²²⁾ Promotion of lower consumption at peak times and in times of shortage could be considered through the targeted DSM or demand response programs in certain utility service areas, thereby postponing potential capacity additions and possibly improving the reliability of the electricity system.

Market Obligations

Market obligations are a form of mandatory agreement in which utilities or energy agencies

are required to achieve a specified level of energy savings through energy efficiency or renewable programs (Geller, 2004). This approach establishes savings rather than spending targets. The systems benefit charge approach is used to stimulate energy efficiency in the United States. Market obligations are more popular for supplying or purchasing a specific amount of electricity from renewable energy sources, commonly known as a Renewable Portfolio Standard (RPS). Renewable Portfolio and Energy Efficiency Standards are now under consideration by the U.S. Congress (ACEEE, 2006).

Integrated Planning

Integrated planning techniques can be used to provide energy services as cost-effectively by identifying the mix of supply- and demand-side resources at the lowest cost while including consideration of environmental and health concerns. Energy efficiency is treated as a resource on par with supply-side options in this approach. Integrated planning can also be applied to land use and transportation. Finding solutions for the growing problems caused by city center congestion is important in the face of the deterioration in the quality of life that this problem causes, and which goes hand-in-hand with a truly enormous waste of energy.²³⁾

22) Green Lights program is a good example funded through utility DSM programs.

More efficient urban design and greater reliance on public transportation can be found in many cities, including Curitiba, Brazil and Freiburg, Germany.

Energy Restructuring

The opening up of energy markets has had a positive effect on energy efficiency and electricity prices.²⁴⁾ Competitive pressure has driven electricity companies to produce in the most efficiency way, particularly through technology investments, (e.g., combined-cycle gas turbines). The experience in the United Kingdom shows that restructuring and increased competition in the power and fuels sectors can be compatible with environmental protection and declining CO₂ emissions. The U.K. government took specific actions, including cutting subsidies for coal mining, adopting stronger emissions standards, and promoting combined heat and power systems, to achieve the positive environmental results in conjunction with energy sector restructuring (EC, 2005).

7. Concluding Remarks

With today's most advanced technology, it is

certainly possible to save around 20% of energy consumption as shown in the cases of EU and South Korea. Energy conservation is without doubt the quickest, most effective and most cost-effective manner for reducing greenhouse gas emissions, as well as improving air quality, particularly in densely populated areas. An effective energy-efficiency policy could also make a major contribution to nation's competitiveness and employment. By enacting tough energy conservation programs across European society, the European member states could have a net savings of 60 billion euros (\$72 billion) per year (EC, 2005).

According to estimations made by the German Council for Sustainable Development, more than 2,000 full-time jobs could be created for each Mtoe that will be saved as a result of measures and/or investments specifically taken to improve energy efficiency as compared to investing in energy production (EC, 2005). It should be noted that this figure does not include jobs created as a result of increased exports of energy efficiency technologies, but does include job losses due to the lower demand of energy.²⁵⁾

23) Cities can introduce restricted access to central areas for polluting and high fuel-consuming vehicles, either by tolls or actual prohibition.

24) The opening up of markets has had an impact on electricity prices. Hence, for large industrial users, electricity prices fell in real terms by an average of 10–15% between 1995 and 2005 (EC, 2005).

25) EU studies show that with cost-effective gains, conservatively estimated at more than 70 Mtoe, the residential sector alone could create at least 250,000 full time jobs, equivalent to 3,570 jobs per Mtoe saved (EC, 2005).

Critics raise questions about the very existence of such win-win situations in which society can progress to protect the environment and continue to expand economic production through cleaner, more efficient technologies (Humphrey et al, 2002). They argue that if opportunities for increased energy efficiency and economic profit exist in tandem, corporate managers probably already seized them. Other critics insist that gains made through technological improvements do little to address the core issues of ever-growing energy demand and the rebound effect of efficiency (Huber and Mills, 2005; Wilhite and Norgard, 2004).

By combining technical efficiency and behavioral conservation, the rebound effect of energy savings can be minimized, and the targeted potential energy savings can be achieved through vigorous policy interventions identified above. One way to lower energy consumption would be to convert the increase in productivity into fewer working hours and to invest the savings from lower energy bills in even less energy intensive energy services (Wilhite and Norgard, 2004). This can be observed in France: despite some increase in recent years, oil use is still 10% lower today than it was three decades ago and its energy

intensity is 30% lower than in 1973 (EC, 2005).

Energy efficiency is an issue in the interest of all countries and should be integrated into their global strategy for climate change and security of energy supply. With exploding energy demand in particular in China and India, energy efficiency must be one of the key policies to try to reconcile the increased energy needs of the developing world to power growth and improve living conditions for their citizens and combat global warming (EC, 2005). The developed world needs to set an example in this respect, leading to the development of new policies, cooperation and technologies that can assist the developing world to address this challenge.²⁶⁾

While government, industry, and consumers will have to spend some money up front to usher in literally thousands of energy efficient “best practices,” the investment will boost the economy by creating millions of new jobs. Moreover, the cost savings of improved energy efficiency will mean more money will be freed up to invest in other forms of sustainable economic development. But it is not easy to explore new directions especially because energy policy in almost every country is nested in a national political agenda, which equates ‘more’

26) For the developing part of the world, the use of more efficient technology will through the rebound effect tend to speed up development towards satisfying basic needs, leaving more for economic and social development.

with progress.

It is incumbent on energy researchers and policy makers to be active agents in that change. Our society need not be a spectator on the sidelines as its destiny in the 21st century is shaped. We can, and we hope will, seize this opportunity for energy efficient leadership.

References

- American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE). 2006. *Grapevine*. January 17.
- _____. 2004. *Grapevine*. October 6.
- Byrne, J and Wang, Y-D et. 2004. *Energy Revolution: 21st Century Energy and Environmental Strategy*. Seoul, Korea: Maeil Business Newspaper.
- Cohen, Maurie. 1997. *Sustainable Development and Ecological Modernization*, Research Paper no. 14. Oxford Center for Environment, Ethics, and Society. Oxford: Oxford University.
- European Commission (EC). 2005. *Doing More with Less: Green Paper on energy efficiency*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
- Garman, David K. 2005. "Testimony before the Committee on Resources Subcommittee on Water and Power." U.S. House of Representatives, H.R. 1071. Available at: http://www.eere.energy.gov/office_eere/congressional_test_052405_house.html.
- Geller, Howard. 2004. *Energy Revolution: Policies for a Sustainable Future*. Washington, DC: Island Press.
- Huber, Peter W. and Mills, Mark P. 2005. "The Paradox of Efficiency." *The Bottomless Well: The Twilight of Fuel, the Virtue of Waste, and Why We will Never Run out of Energy*. New York, NY: Basic Books. Pp. 108-123.
- Humphrey, C.R., Lewis, T.L. and Buttel, F.H. 2002. *Environment, Energy, and Society: A New Synthesis*. Belmont, CA: Wadsworth/Thomson Learning.
- Inter-laboratory Working Group (IWG). 2000. *Scenarios for a clean energy future*. Prepared for Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy. Prepared by staff from five DOE national Laboratories: Oak Ridge National Laboratory, Lawrence Berkeley National Laboratory, Argonne National Laboratory, the National Renewable Energy Laboratory and the Pacific Northwest National Laboratory.
- _____. 1998. *Scenarios of U.S. carbon reductions: potential impacts of energy-efficient and*

26) For the developing part of the world, the use of more efficient technology will through the rebound effect tend to speed up development towards satisfying basic needs, leaving more for economic and social development.

- low-carbon technologies by 2010 and beyond*. Prepared by staff from five DOE national Laboratories: Oak Ridge National Laboratory, Lawrence Berkeley National Laboratory, Argonne National Laboratory, the National Renewable Energy Laboratory and the Pacific Northwest National Laboratory.
- Levine, M.D., Hirst, E., Koomy, J.G., McMahon, J.E., Sanstad, A.H. 1996. "Energy Efficiency Policy and Market Failures." *Energy Efficiency & Economists*: 535-555.
- Lovins, Amory. 1976. "Energy policy: The road not taken?" *Foreign Affairs* (fall): 65-96.
- Ministry of Commerce, Industry and Energy (MOCIE) and Korea Energy Economics Institute (KEEI). 1999. *The Third-Year Study of Planning National Actions for the United Nations Framework Convention on Climate Change*. December.
- Murphy, Raymond. 1994. *Rationality & Nature: A Sociological Inquiry into a Changing Relationship*. Boulder, CO: Westview Press.
- Neij, L. 2001. "Methods for evaluating market transformation programmes: experience in Sweden." *Energy Policy* 29: 67-79.
- Rickerson W., Wong, H.D., Byrne, J., Wang, Y-D. and Sasser, S., and. 2005. "Bracing for an Uncertain Energy Future: Renewable Energy and the US Electricity Industry." March 2005. *Risk Management Matters* 3 (1).
- Rifkin, Jeremy. 2005. "Survivor's Guide to the Energy Crisis." *Boston Globe*. October 13.
- Rudin, Andrew. 2004. "Efficiency and Conservation." *Energy & Environment* 15(6): 1085-1092.
- Scheer, Hermann. 2004. *The Solar Economy: Renewable Energy for a Sustainable Global Future*. London: Earthscan (paperback).
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2001. *The Power of Partnerships: Climate Protection Partnerships Divisions 2000 Annual Report*. EPA 430-R-01-009.
- Weber, Lukas. 1997. "Some reflections on barriers to the efficient use of energy." *Energy Policy* 25(10): 833-835.
- Wilhite, Harold and Norgard, Jorgen S. 2004. "Equating Efficiency with Reduction: a Self-Deception in Energy Policy." *Energy & Environment* 15(6): 991-1009.
- Wiser, R., Bolinger, M., & St. Clair, M. (2005). *Easing the natural gas crisis: Reducing natural gas prices through increased deployment of renewable energy and energy efficiency* (LBNL-56756). Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

향후 4반세기 세계 에너지 모습



김 중 구
에너지경제연구원 연구위원

〈 목 차 〉

- | | |
|-------------------------|-------------------------------|
| 1. 서 론 | 5. 에너지 공급을 위한 투자 |
| 2. 에너지 수요 전망을 위한 전제와 비교 | 6. 에너지 소비와 CO ₂ 배출 |
| 3. 에너지 수요추세 | 7. 요약 및 결론 |
| 4. 에너지 생산과 교역 | 참고문헌 |

1. 서 론

세계 에너지 수요를 전망을 하는 전문기관은 무수히 많다. 각국마다 경제전망을 제시하는 주요 전문기관은 거의 세계 에너지 수요를 전망한다. 이들은 거시경제변수와 전제조건에 따라서 에너지 수요전망을 하기 때문에 그 결과도 다양하다. 이러한 많은 세계 에너지 전문기관 중에서도 이 분야의 전문가들이 참고하는 기관으로는 국제에너지기구(IEA), 미국 에너지부/에너지정보처(US DOE/EIA), 석유경제회사(PEL), 석유산업조사협회(PIRA), 대학 등을 들 수 있다. 특히 참고자료로

널리 사용되는 IEA의 세계 에너지 전망은 상향식 부차 모델(bottom-up sub-model)을 에너지 시스템 속으로 넣어서 만든 세계에너지모델(World Energy Model: WEO model¹⁾이다. 한편 US DOE/EIA는 세계에너지시장 분석 시스템(System for the Analysis of Global Energy Market: SAGE)을 통하여 국제에너지전망(International Energy Outlook: IEO)²⁾을 한다. 이들 모델들은 사용하는 전제조건에 따라서 그 결과를 달리한다. 본고는 IEA의 WEO 모델의 결과를 중심으로 2030년의 세계에너지 수급모양을 살펴 보고자 한다.

1) IEA, *World Energy Outlook* 2004의 부록C 참조.

2) US DOE/EIA, *International Energy Outlook* 2005.

2. 에너지 수요 전망을 위한 전제와 비교

에너지 수요 전망에서 가장 중요한 변수는 경제성장이다. 이 경제성장은 외생변수로 취급하였다. WEO 모델은 경제성장을 중·단기와 장기로 나누어서 사용하였는데 중·단기는 OECD, IMF, 세계은행의 경제성장 자료를 외생변수로 사용하였다. 장기는 각 지역의 경제성장을 장기적으로 반영하였으며 이는 인구, 생산성 추이, 거시경제지표, 기술변화 여건을 경제성장률에 반영되었다. 최근 WEO는 GDP 성장률을 2000-2030년 연간 3.1%를 반영하였다. 이는 세계 GDP가 2025년에 2배 됨을 가정하였다. OPEC은 WEO와 달리 장기적으로 연간 경제성장률 3.6%, IEEJ는 2.7%, EIA는 3.9%(PPP기준)를 전제로 하고 있다. 경제성장률에 대한 에너지 수요의 탄력성의 가정도 상이하다. 본고는 WEO가 제시한 0.53을 사용하였지만, IEEJ는 0.78을 사용하고 있음을 밝혀 두고자 한다.

또 하나의 주요한 변수는 향후 석유가격의 가정이다. 현재 배럴당 60달러(2006년 가격기준)수준인 석유가격을 장기적으로 IEA는 2030년 30달러(2000년 가격기준), EC는 2030년 40달러(2000년 EU달러기준), EIA는 2020년 25.1 달러(2000년 가격기준), IEEJ 2030년 27달러(2000년 가격기준)로 한계생산가격의 변동을 반영하였다. 그러나 OPEC은 2020년 19.3 달러(2000년 가격기준)로 생산자의 가격밴드(price band)의 개념을 가정하고 있다.

경제성장 전망과 에너지 가격 변동의 가정이 달라짐에 따라서 주요기관들의 에너지 수요 전망도 달라진다. IEA는 장기적으로 1.3%(reference case), EIA는

1.8%, EC는 1.9%, IEEJ는 2.1%의 에너지 수요증가율을 제시하고 있다.

3. 에너지 수요추세

가. 일차 연료 Mix

IEA는 향후 4반세기 2030년 에너지 수요전망에 대하여 기준시나리오(reference case)를 이용하여 약 162.7억 TOE(석유환산톤)를 제시하였다. 이는 기준년도(2004년³⁾)대비 연평균 1.6% 증가율이며 수요량 기준으로는 40.5% 증가에 이를 전망이다(그림 1 참조). 이를 에너지원별로 분석해보면 기준년도 대비 석유 1.4%, 석탄 1.4%, 천연가스 2.1%, 원자력 0.4%, 수력 1.8%, 바이오 1.4%, 재생에너지 6.2%의 수요증가율을 예상하고 있다. 특히 천연가스의 수요증가율이 타에너지원에 비하여 현저함을 주목할 필요가 있다. 또한 재생에너지의 수요는 작은 부문을 점유하고 있지만 증가율은 괄목할만하다.

이 주어진 에너지 수요를 충족시키기 위하여 화석연료가 절대적인 공급 역할을 수행할 것이 분명하다. 특히 석유, 천연가스, 석탄은 기준년도 대비 2030년에 증가할 에너지물량의 83%를 담당할 것으로 예상되며, 또한 이들이 일차 에너지 수요의 약 81%를 점유함으로써 타 에너지원과는 비교될 수 없다. 그러나 원자력 사용의 비율이 기준년도 대비 2030년에 6.4%에서 4.7%로 축소될 전망이다. 재생에너지 수요의 비율은 기준년도 대비 2030년에 13%에서 14%로 증가될 전망이다.⁴⁾

그러나 이런 수요전망의 변수인 거시경제, 인구, 에

3) IEA는 2003년도 세계에너지 소비를 10,723백만TOE로 잡고 있고, BP 통계는 9741.1백만 TOE, US DOE/EIA는 2002년도 소비실적을 411.5 Quadrillion BTU(10,396백만 TOE)로 잡고 있어서 통계적인 차이를 다소 보여 주고 있다.

4) IEA, op. cit.

이슈진단

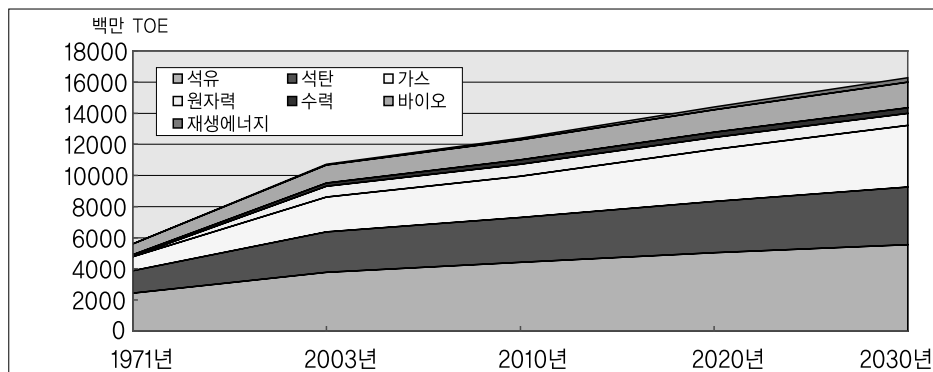
너지 가격, 기술발전, 정부의 정책 등 많은 불확실성(uncertainty)을 내재하고 있어서 수요전망 결과는 가변적이다. 따라서 이들 변수들의 향후 변화에 따라서 에너지 수요도 달라질 수 있다. 한편, US DOE/EIA는 기준년도(2002년) 대비 2025년의 에너지 수요전망을 연평균 증가율 2.0%, 절대물량 기준으로 약 56% 증가한 644.6 Quadrillion Btu(164.4억 TOE)로 전망하고 있어서 IEA와 비슷한 세계 에너지 수요전망을 보여주고 있다.⁵⁾

석유는 에너지원 중에서 <그림 1>에서 보는 바와 같이 1971년 이후 지금까지도 최대수요의 자리를 확보하고 있으며 향후 2030년까지도 일차에너지원 중에서 유일하게 최대수요를 점유할 것으로 예상된다. 이는 석유수요가 기준년도(2003년) 79백만 b/d에서 2030년 115백만 b/d로 약 45.5% 증가한 양이며 증가물량의 2/3를 수송부문이 차지할 것이다. 발전부문에서 석유는 이제 한계연료(marginal fuel)로 남으면서 그 점유율도 감소하게 될 전망이다. 산업, 가정/상업용 석유수

요는 비OECD 국가들의 석유수요 증가로 견실한 증가를 보일 것으로 전망이다. 특히 개도국이 취사와 난방용 에너지를 상업에너지로 전환하기 때문이다.

석유소비에서 간과할 수 없는 점은 중국의 급격한 신장이다. 통상 1% 수준에 머물렀던 세계석유소비증가율이 2003년 2% 수준에 이르러서 소비증가세가 현격하더니 2004년 세계석유소비 증가율은 3.6%에 도달하고 말았다. 1978년 이후 가장 높은 세계석유소비 증가율이었다. 그 원인의 중심에 중국이 자리잡고 있다. 중국은 2004년 석유를 6.2백만 b/d를 소비, 연증가율 16%를 기록함으로써 세계석유소비증가율을 약 1/3을 끌어 올린데 기여하였다. 2004년 당시 IEA 원유수입 가격이 배럴당 36달러로서 2003년에 비하여 30% 인상되었다. 세계유가는 2004년 1월 WTI는 평균 배럴당 41.49달러, 브렌트유는 평균 배럴당 38.27달러를 유지하다가 2005년 여름에는 WTI가 배럴당 70달러에까지 가는 사태가 벌어졌다. 이 가격은 물가인상율을 감안하면 1970년대 수준에 육박하는 수준에 이르렀다. 이러

〈그림 1〉 세계 일차에너지 수요전망(2030년)과 연료 Mix



자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

5) Op. cit.

〈표 1〉 세계석유 수요전망

단위: 백만 b/d

	2003	2004	2010	2020	2030	연평균증가율 (2004-2030)
OECD	47.0	47.6	50.5	53.2	55.1	0.6%
북미	24.1	24.9	26.9	29.1	30.6	0.8
유럽	14.5	14.5	15.0	15.4	15.7	0.3
아시아	8.4	8.3	8.6	8.7	8.8	0.3
전환경제권	4.2	4.4	4.9	5.6	6.2	1.3
러시아	2.5	2.6	2.9	3.3	3.5	1.2
개도국	25.0	27.0	33.9	42.9	50.9	2.5
중국	5.4	6.2	8.7	11.2	13.1	2.9
인도	2.5	2.6	3.3	4.3	5.2	2.8
기타아시아	5.1	5.4	6.6	8.3	9.9	2.3
남미	4.5	4.7	5.4	6.5	7.5	1.9
브라질	2.0	2.1	2.4	3.0	3.5	2.0
아프리카	2.6	2.6	3.3	4.5	5.7	3.0
북아프리카	1.2	1.3	1.5	2.0	2.4	2.4
중동	5.1	5.4	6.5	8.1	9.4	2.2
국제방카링	3.0	3.1	3.1	3.2	3.3	0.3
세계	79.2	82.1	92.5	104.9	115.4	1.3

주) reference 케이스 임.

자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

한 고유가에도 불구하고 석유소비가 급증하는 원인의 제공은 BRIC's의 석유를 바탕으로한 지속적인 경제 드라이브 정책의 소산이다.

세계 석유소비의 증가세의 지속도 주목해야 되겠지만 2030년 석유소비 증가의 약 95%를 경질석유제품소비가 담당할 예정이다. 왜냐하면 경질석유 제품의 수요에 따라서 생산을 위한 투자를 준비해야하기 때문이다. 특히 중간유분(middle distillates)인 디젤과 항공유(jet kerosene)의 소비가 2003년 18백만 b/d에서 2030년 49백만 b/d로 수송수요의 증가와 함께 2.7배

〈표 2〉 세계천연가스 수요전망

단위: 10억m³

	2003	2010	2020	2030	연평균증가율 (2004-2030)
OECD	1,436	1,617	1,872	2,061	1.3%
북미	775	848	964	1,039	1.1
유럽	141	176	217	224	2.1
아시아	520	593	691	778	1.5
전환경제권	637	705	815	925	1.4
러시아	417	460	525	591	1.3
개도국	636	893	1,374	1,803	3.9
중국	39	60	106	152	5.1
인도	28	42	71	98	4.7
기타아시아	162	215	305	387	3.3
남미	107	145	220	318	4.1
아프리카	74	107	165	232	4.3
북아프리카	62	85	121	152	3.4
중동	226	324	507	615	3.8
세계	2,709	3,215	4,061	4,789	2.1

주) reference 케이스 임.

자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

로 대폭 증가될 전망이다.

천연가스 수요는 기준년도 대비 2030년 연평균 증가율 2.1%에 이를 전망이다 (표2 참조). 천연가스 수요의 성장은 2020년경 석탄소비를 능가함으로써 제2위의 에너지 수요의 자리를 차지할 것으로 예상된다.⁶⁾ 따라서 2003년 천연가스 수요가 2조 7,090억m³에서 2030년 4조7,890억m³로 약 76% 증가가 예상된다. 이런 결과 일차에너지 수요에서 천연가스 수요가 차지하는 비율이 2003년 21%에서 2030년 24%에 확대될 것으로 예상된다. 천연가스 수요 확대는 대부분 발전부문에서 이뤄지며 향후 신규발전소는 경제적, 환경적인 이유 때문에 천연가스를 수요할 것으로 전망된다. 뿐만

6) IEA, op. cit.

이슈 진단

아니라 연료전지개발을 위한 수소생산과 액상화(gas-to-liquid) 플란트로 인하여 향후 다소의 천연가스 수요 증가를 예상해 볼 수 있다.

석탄수요는 기준년도 5,200 백만 톤에서 2030년 7,300백만 톤으로 연평균 1.3%의 증가를 보일 것으로 예상된다. 그러나 일차에너지원의 소요비율은 기준년도 24%에서 2030년 23%로 다소 감소될 것으로 보인다. 석탄수요는 기준년도 대비 2030년에 약 50% 증가를 보일 것으로 예상되는데 이중 2/3는 중국과 인도가 그들의 고도경제성장 정책을 수행하기 위하여 소요될 것으로 예상된다. 석탄은 OECD 지역과 개도국의 발전 부문에서 그 수요를 줄여 가고 있으나 발전부분이 중요한 부문으로 남을 전망이다. 2030년을 향해 가면서 OECD는 석탄수요를 감소시킬 예정이나 비OECD는 산업용, 가정/상업용 석탄수요 확대로 OECD의 석탄 수요 감소분을 능가할 것으로 전망된다.

원자력 발전수요는 큰 증대가 없을 것으로 보인다. 왜냐하면 새로운 원자로 건설에 대한 기대가 크지 않을 뿐만 아니라 향후 소수 원자로는 폐기되어야 할 운명에 있기 때문이다. 향후 원자력 발전이 넘어야 할 과제는 다른 기술과의 경쟁에서 몸부림쳐야한다는 점과, 여러 나라들이 신규 원자력 발전건설에 대한 제한을 가하고 있다는 점이다. 이러한 결과 2015년 이후 원자력 발전은 감소하는 양상을 띌 것으로 예상된다. 따라서 일차 에너지원 중에서 원자력발전의 비율이 2010년 6%에서 2030년 5%로 다소 감소될 전망이다. 아시아 지역에서의 원자력 발전은 증가될 것으로 보이나 유럽은 아시아와는 정반대로 크게 감축될 것으로 예상된다. 그러나 원자력 발전계획은 항상 불확실을 크게 내포하고 있어서 정부의 정책방향에 따라서 변화 가능성이 크다. 특히 원자력 이용의 확대가 기후변화협약을 준수하기 위

하여 이산화탄소를 감축하기 위한 대안으로 제시되기 때문에 그 향방이 주목된다.

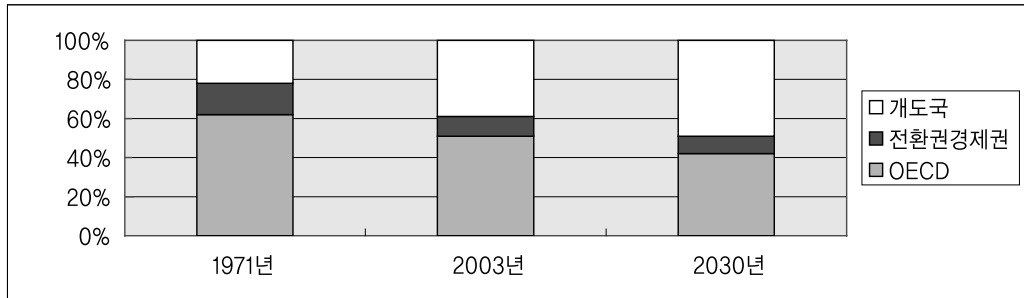
수력발전 수요는 전력생산과 밀접한 관계에 있다. 따라서 지금까지 많은 OECD국가들과 개도국이 수력발전을 개발하여 생산용량을 확대하기 위하여 노력을 해왔고 2030년까지도 그렇게 할 계획이다. 이런 결과로 수력발전은 2030년까지 연평균 1.8%의 증가를 예상할 수 있으나 일차에너지원 중에서 점유하는 비중은 약 2% 수준에 머무를 것으로 전망된다. 향후 수력발전 증가의 3/4를 개발도상국들이 차지할 것으로 전망된다.

바이오 매스와 폐기물은 개도국에서 전통적으로 많이 사용되어 왔으나 향후 현대 상용용 에너지로 대체되면서 일차에너지로써의 수요비율이 2003년 11%에서 2030년 10%로 감소될 전망에 있다. 그러나 바이오 매스와 폐기물에너지 이용의 절대적 물량은 증가하며 특히 OECD 국가들이 발전부문에 이용의 확대를 고려할 것이다.

재생에너지인 지열, 태양열, 풍력, 조수, 파고 등은 다른 일차에너지원에 비교하여 그 이용이 급격하게 증가되어 기준년도 대비 2030년에 연평균 6.2%의 증가를 보일 것으로 예상된다. 그러나 세계의 일차에너지원 중에서 그 수요비율이 극히 낮아서 2003년 0.5%에서 2030년 1.7%로 증가될 전망이다. 재생에너지의 주 사용처는 발전부문이 될 것이며 특히 재생에너지 신기술 개발에 박차를 가하고 있는 OECD 국가들이 수요증가의 주도권을 잡을 것으로 예상된다.

종합적으로 볼 때 에너지집약도(에너지/GDP)는 기준년도 대비 2030년에 연평균 1.6% 감소될 것으로 전망되는데 특히 비OECD국가들이 발전부문과 최종수요 부문에서 에너지 효율이 빠르게 개선될 뿐만 아니라 자국의 경제구조를 중공업에서 경공업 및 서비스 산업으

〈그림 2〉 지역별 일차에너지 수요비율 전망



자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

로 개편할 것이다. 특히 경제 전환권은 에너지의 효율 증가 기술의 과감한 도입, 낭비에너지의 제거 및 에너지시장의 개혁으로 에너지 집약도를 매우 낮출 것으로 예상된다.

나. 지역별 에너지 수요 변화

개도국의 일차에너지 수요는 기준년도 대비 2030년에 약 67%로 급격하게 증가될 것이라는 IEA의 전망⁷⁾을 주목할 필요가 있다 (그림 2 참조). 개도국이 OECD 국가나 전환경제권 보다도 급격한 에너지 수요증가를 보이는 이면에는 높은 경제성장과 빠른 인구증가가 뒷받침하고 있다고 분석된다.⁸⁾ 특히 산업화, 도시화에 따른 급격한 에너지 수요패턴의 변화가 개도국의 전통적인 에너지 수요를 상업적인 에너지 수요로 변화시키는데 기여하게 될 것이다.

기준년도 대비 2030년의 에너지 수요가 40.5% 증가될 것이라는 전망 하에 OECD국가들이 25%, 개도국이 약 67%, 전환경제권이 7%의 기여도를 보일 전망이

다. 따라서 〈그림 2〉에서 보는 바와 같이 OECD국가들이 점유하는 일차에너지 수요비율이 2003년 51%에서 2030년 42%로 감소될 전망이다. 그러나 개도국은 2003년 39%에서 49%로 확대될 것으로 예상된다.

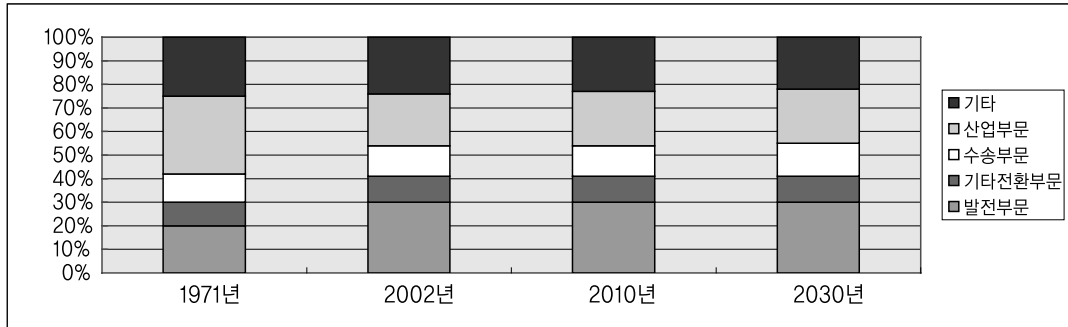
개도국의 에너지 수요증가의 배경에는 중국 등 아시아 개도국들의 원자력 발전과 석탄사용의 확대가 자리 잡고 있다. 특히 중국과 인도의 저렴한 석탄자원의 확대이용은 세계석탄 수요의 2003년 40%에서 2030년 48%로 끌어 올리는데 크게 기여하게 될 것이다. 석유 수요가 2003년 26백만 b/d에서 2030년 36백만 b/d로 75% 급증한 원인은 아시아의 개도국에서 비롯될 것이다. 특히 중국의 석유수요는 기준년도 대비 2030년에 약 50% 증가한 13.백만 b/d가 될 전망이다. 천연가스 수요는 세계 전지역에서 증가함으로 일차에너지원의 비율을 높이게 될 것이다. 중국과 인도가 현재는 천연가스 소비가 저위에 있으나 향후 2030년까지 급격한 소비증가를 나타낼 것으로 전망된다. 한편 OECD국가들과 전환경제권은 에너지 수요증가율이 개도국에 비하여 매우 낮을 것으로 전망된다.

7) IEA의 World Energy Outlook 2005의 reference 케이스 임.

8) Op. cit.

이슈 진단

〈그림 3〉 일차에너지 수요 부문별 전망



자료: IEA, World Energy Outlook 2004

다. 부문별 추이

수송부문과 발전부문의 에너지 수요증가로 2030년에 두 부문의 에너지 수요비율이 기준년도의 54%에서 60%를 넘을 것으로 전망된다. 특히 GDP 성장과 관련된 이동성과 전력관련 서비스의 지속적인 성장이 양부문의 에너지 수요증가를 불러 올 것으로 전망된다. 특히 발전소 투입증대로 기준년도부터 2030년까지 연평균 2% 증가가 전망된다.

최종에너지 부문별인 수송, 산업, 가정, 서비스, 농업, 비에너지부문의 에너지 수요가 기준년도 대비 2030년까지 연평균 1.6% 증가될 것으로 전망되는데 일차에너지에 대한 최종에너지 비율이 약 68% 유지될 것으로 전망된다. 특히 최종에너지 부문에서 수송에너지 수요가 2030년까지 연평균 2.1%로 성장하여 가장 빠른 수요부문이 될 전망이다. 가정과 서비스 부문의 2030년까지의 수요증가율이 연평균 1.5%에 머무를 전망이다. 산업부문도 이와 유사할 전망이다.

4. 에너지 생산과 교역

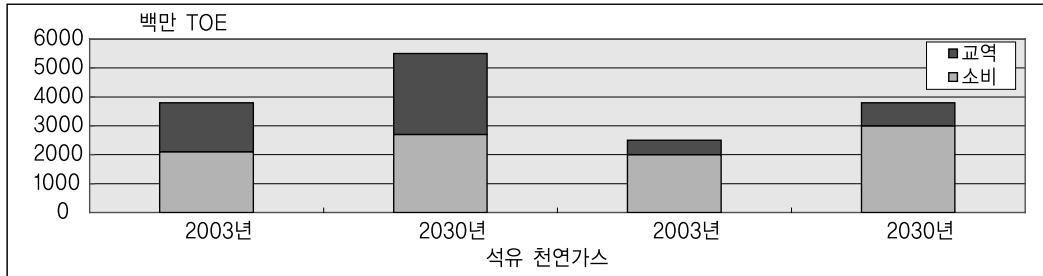
가. 개관

세계적으로 확인 매장된 석유자원량은 2030년까지 누적적 생산을 하여도 이를 충분히 커버할 수 있는 양이다. 그러나 2030년 이전에 생산이 최고에 도달하는것을 것을 방지하기 위하여 추가적인 자원확보가 필요하다. 따라서 석유자원 개발은 계속될 것이다. 향후 25년 이후 에너지 원별 생산이 비용, 지정학적, 기술적 요인들에 의하여 지역적으로 나누어 질 가능성이 크다. 비OECD 국가들은 1971년부터 2003년까지 에너지 생산 순증가의 약 70% 점유하였으나 2030년에는 개도국들이 에너지 생산을 이끌 지역으로 등장하게 될 전망이다.

향후 2030년을 향하여 세계의 석유 및 가스 공급 증가량의 상당히 많은 부분을 중동과 구소련이 담당하게 될 것이다.⁹⁾ 남미 특히 베네주엘라와 브라질과 아프리카가 대체로 그들의 석유와 가스 생산을 증가 시킬 것

9) IEA, op. cit.

〈그림 4〉 석유 및 가스의 교역 전망



주: reference케이스 임.
자료: IEA, World Energy Outlook 2006.

으로 본다. 그러나 그 밖의 지역은 석유와 가스가 감소 전망이다. 석유에 비교하여 다소 폭 넓게 분포되어 있는 천연가스 생산은 유럽 보다는 다른 지역에서 생산을 증가 될 전망이다.

국제 교역은 에너지 생산과 수요가 조화를 이루지 못하는 지역에서 일어난다. 〈그림 4〉에서 보는 바와 같이 석유는 2003년 생산의 44%를 교역 하였으나 2030년은 생산의 약 52%를 교역대상으로 삼을 전망이다. 뿐만 아니라 가스의 교역도 2003년 14%에서 2030년 19%로 증대될 전망이다.

나. 석유 및 천연가스 공급과 교역

세계석유 공급은 2004년 82.1 백만 b/d에서 2030년 115.4 백만 b/d로 수요를 충족시키기 위하여 약 40.5% 증가될 전망이다 (표 3 참조). 중동과 아프리카가 향후 10년간 세계석유 증산에 크게 기여할 것이 분명하다. 뿐만 아니라 고유가의 지속은 이들 국가들의 석유증산을 위한 개발에 촉진제가 됨은 분명하다. 특히 전환경제권 생산이 크게 지속될 것으로 전망된다. 러시아의 급속한 경제성장 정책으로 급격히 증가하기 시작

한 전환경제권과 카스피언 국가들의 석유생산이 현저하게 될 것이다. 이들 전환경제권의 석유생산이 2004년 11.4백만 b/d에서 2010년 14.5백만 b/d로 그 역할이 증대 될 전망이다.

장기적인 관점에서 중동 OPEC 생산의 역할이 증대 될 것으로 전망된다. 왜냐하면 이들 국가들이 저생산비용과 광대한 자원을 보유하고 있는 장점 때문이다. 향후 OPEC의 생산활동 증대로 세계석유 시장에서 OPEC의 몫이 2004년 39%에서 2030년 50%로 확대 될 전망이다. 이런 결과로 OPEC의 시장 몫이 제일차 석유파동이 있었던 1973년 수준에 이른다는 점에 주목해야한다. 그러나 세계석유생산이 2030년 이전에 최대가 될 것으로는 기대되지 않을 것이다. 만약 OPEC 회원국들이 제한된 생산정책, 가격인상, 비 OPEC국가들의 생산확대, 대체에너지기술개발의 박차 등의 변수를 조종하면 OPEC의 시장 몫이 감소될 수 있기 때문이다.

천연가스 공급은 현 생산을 유지한다는 전제하에 향후 66년을 사용할 수 있는 자원을 확보하고 있기 때문에 2030년까지 천연가스 수요를 충족시킬 수 있다. 생산을 위한 지역별 전망은 생산비용과 시장에 달려 있

이슈 진단

〈표 3〉 세계 석유 생산 전망

단위: 백만 b/d

	2004년	2010년	2020년	2030년	증가율(%) (2004-2030)
비OPEC	46.7	51.4	16.1	46.1	0.0
OECD	20.2	19.2	16.1	13.5	-1.5
북미	13.6	14.4	12.6	10.8	-0.9
미국, 캐나다	9.7	10.5	8.8	7.4	-1.1
멕시코	3.8	3.9	3.7	3.4	-0.5
OECD 유럽	6.0	4.4	3.1	2.3	-3.7
OECD 태평양	0.6	0.5	0.4	0.4	-1.4
전환경제권	11.4	14.5	15.6	16.4	1.4
러시아	9.2	10.7	10.9	11.1	0.7
개도국	15.2	17.7	17.6	16.3	0.3
중국	3.5	3.5	3.0	2.4	-1.5
인도	0.8	0.9	0.8	0.6	-1.2
기타아시아	1.9	2.1	1.7	1.3	-1.7
남미	3.8	4.7	5.5	6.1	-1.2
브라질	1.5	2.5	3.3	4.1	3.8
아프리카	3.3	4.9	5.2	4.7	1.4
중동	1.9	1.7	1.5	1.4	-1.3
OPEC	32.3	36.9	47.4	57.2	2.2
중동OPEC	22.8	26.6	35.3	44.0	2.6
기타OPEC	9.6	10.3	12.1	13.2	1.3
비전통석유	2.2	3.1	6.5	10.2	6.1
GTL	0.1	0.3	1.3	1.3	13.9
기타	0.9	1.1	1.6	1.9	2.9
세계	82.1	92.5	104.9	115.4	1.3
중동아프리카	29.0	33.0	41.8	50.5	2.2
중동	24.6	28.3	36.8	45.3	2.4
아프리카	4.3	4.7	5.0	5.1	0.7

자료: IEA, World Energy Outlook 2005

다. 최근 몇 년간 단위비용의 대폭적인 감소에도 불구하고 천연가스 수송비용은 매우 비싼 편이다. 천연가스 생산은 중동과 전환경제권에서 그 생산 증가를 담당할

것으로 전망되는데 생산증가된 물량의 대부분은 북미, 유럽, 아시아로 수출될 것이다. 왜냐하면 이들 수입국들은 자국산 천연가스생산으로 수요를 충족시키지 못하기 때문이다. 뿐만 아니라 남미와 북아프리카도 급격한 생산 경험을 하게 될 것이다.

천연가스 순수입의 최대는 유럽, 북미가 될 것이며, 나라는 대미수출물량을 증가시키지만 미국의 증가하는 천연가스 수요를 충족하기에는 역부족이 될 전망이다. 세계 천연가스 수요의 약 64%를 점유하고 있는 OECD 유럽은 천연가스 순수입을 2003년 2,030억㎥에서 2030년 4,990억㎥으로 약 1.5배 증가시킬 전망이다. 현재 자급자족하고 있는 북미는 미국의 천연가스 수요의 급증으로 향후 2030년에 총천연가스 수요의 14%인 1,420억㎥에 이를 것으로 전망된다. OECD 태평양권에서 일본과 한국이 천연가스 순수입을 크게 신장시킬 것이며 이들의 수요가 호주로부터의 수출을 능가하게 될 것이다. 중국과 인도가 점점 중요한 천연가스 수입국으로 등장하게 될 것이다.

5. 에너지 공급을 위한 투자

가. 개요

기준년도부터 2030년까지 세계 에너지 수요를 충족시키기 위한 에너지공급시설투자(cumulative infrastructure investment)는 17조 달러(2004년 불변가격 기준)에 이를 것으로 전망된다.¹⁰⁾ 이 투자는 생산용량 확대, 기존과 미래를 위한 시설 개체를 포함한다. 현재의 석유, 가스, 석탄을 생산하기 위한 생산용량의 대

10) IEA, World Energy Outlook 2005, P. 94.

부분이 2030년에 개체되어야 하고 생산투자의 절반 이상은 현재의 공급시설을 유지하기 위한 비용으로 쓰여 질 것이다. 특히 OECD는 전력 플랜트, 송전 및 배전 시설이 개체될 필요가 있다.

따라서 에너지 공급을 위한 시설투자의 60%~70%가 전력부문에 투입될 것이다. 따라서 발전, 송전, 배전부문에 10조 달러 이상이 소요될 것으로 전망된다. 특히 전력투자의 절반 이상이 송전과 배전의 네트워크 사업에 집중되어야 한다.

한편 석유 및 가스산업에 필요한 총투자는 3조 달러로 추정되는데 이 중 3/4이상이 석유산업의 상류부문(upstream)에 투자되며 가스산업에서 상류부문의 투자는 가스산업투자의 60%에 이를 전망이다. 에너지 공급시설투자의 2%를 점유하는 석탄사업 투자는 4,000억 달러에 이를 전망이며 이는 석탄을 생산과 수송에 투입되는 비용이다.

개도국의 급격한 에너지수요 확대로 에너지 투자가 많이 소요되는데 이 투자는 세계에너지 투자의 약 50%를 차지할 것으로 전망된다. 특히 중국은 세계전체 에너지투자의 약 15%에 해당하는 2.5조 달러를 투입할 것으로 전망한다. 아프리카와 중동은 에너지 투자에 1조 2천억 달러, 특히 북아프리카는 3천억 달러가 소요될 것으로 전망된다. 중동과 아프리카의 에너지 투자의 상당 부분이 석유 및 가스개발을 위한 상류부문에 투자될 전망이다. OECD의 에너지 투자가 전체에너지 투자의 40%, 러시아와 전환경제권은 10% 정도가 될 전망이다. 비OECD는 에너지 총투자의 40% 이상을 OECD 수출용으로 투입하기 때문에 석유 및 가스와 석탄생산 체인에 투자될 전망이다.¹¹⁾

나. 세계 정제업의 현실과 도전

역사적으로 석유정제업은 십자로에 서 있었다. 이는 제1,2차 석유파동과 아시아의 재정위기로 인한 석유수요의 억제로 1970년대부터 1990년대 중반까지 과잉공급용량에 시달려야 했고 그 이후 최근까지 석유수요의 급격한 확대로 잉여용량이 급격히 감소하여 생산활동이 급박하였다. 2004년 8.3백만 b/d의 산출정제 능력에서 평균적으로 85% 이용되었다는 사실은 이를 입증하고 있다. 따라서 추가적 시설용량 확대는 급증하는 석유수요에 대처하기 위함에 집중될 것이다. 따라서 2030년 석유수요를 충족하기 위한 석유정제능력이 118백만 b/d로 기준년도 대비 약 42% 확대될 전망이다.

그러나 에너지 산업은 여러 가지 복잡하고 불확실한 요인 때문에 그 수요를 충족하기 위한 용량확대는 적잖은 어려움이 있다. 첫째, 시장에 맞는 정제업의 규모를 만들기 위하여 투자해야 하나 환경제약과 환경적인 저항이 발목을 잡는다. 특히 OECD 북미는 수요의 증가가 확실함에도 불구하고 지방 정제업을 건설하기가 쉽지 않다. 이러한 사정은 OECD 유럽도 유사하다.¹²⁾ 둘째, 도로 및 항공 수송의 증가로 경질 석유 제품의 증가에 따른 시설투자가 요구된다. 특히 경.중질유의 석유제품수요가 1980년대 초기 65%에서 현재는 89%에 달하고 있고 향후 증대될 전망이다. 때문에 이에 따른 투자비의 상승과 건설기간의 장기화로 에너지투자를 어렵게 할 것이다. 셋째, 원유생산이 점점 중질화, 유황화(sour)되면서부터 가공하기가 점점 어렵고 비용이 증대될 전망이다. 넷째, 석유제품이 점점 규격화(specification)되어감으로 정

11) IEA, op. cit.

12) Op. cit.

이슈진단

제업자는 보다 나은 제품을 생산하든지 또는 제품을 고급화해야하는 부담을 안고 있어서 투자에 어려움이 발생할 것이다. 뿐만 아니라 디젤이나 휘발유에 포함된 유황분 함량에 대한 규제가 점점 강화되고 있다는 점이다. 유럽은 2009년까지 ppm당 10을 최대치로 하고 있다는 점. 인도는 선택된 도시에서 2005년 4월 이후 디젤에 ppm당 500으로 규제하고 있다는 점. 중국은 2008년까지 선례를 따르도록 규정하고 있다는 점. 다섯째, 미래 투자 회수에 대한 불확실성이 정제투자를 힘들게 하고 있다. 2004년까지 정제사업투자가 배럴 당 8달러여서 자본비용을 회수하기는 쉬운 편이었으나 향후는 투자비를 회수하기 위한 미래마진이 불투명하고 정제투자의 건설기간도 5년 정도 걸린다는 점이 정제사업에 대한 투자를 힘들게 하고 있다.

다. 정제시설용량 확대전망

세계원유분해 시설용량이 2004년 말 83.1백만 b/d로 추정되고 있다. 2010의 석유수요를 충족시키기 위하여 시설용량이 93백만 b/d, 2030년에는 시설용량이 118백만 b/d까지 확대될 것으로 전망된다 (표4 참조). 추가적 시설용량은 증질유 수요를 충족시키기 위하여 투자되어야 함으로 투자부족으로 석유제품과 원유가격 상승을 전망해 볼 수 있다.

향후 정제설비투자 확대는 개도국에 집중될 전망이다. 왜냐하면 OECD는 기존의 정제능력을 위한 확대가 어렵기 때문이다. 따라서 향후 정제품 수요를 충당하기 위하여 중동이 중요한 역할을 수행하게 될 것이다. 특히 중국은 석유제품 수요의 확대로 시설용량을 2030년까지 1.4배 정도 확대하고도 2030년에는 석유제품

〈표 4〉 세계원유정제시설 전망

단위: 백만 b/d

	2004년	2010년	2020년	2030년
OECD	44.3	45.9	49.6	51.8
북미	20.5	22.1	24.6	25.6
태평양	8.1	8.1	8.9	9.7
유럽	15.7	15.7	16.1	16.6
전환경제권	9.5	9.5	9.7	10.2
개도국	29.3	37.2	47.1	55.7
중국	6.1	8.8	12.5	14.6
인도	2.4	3.2	4.2	5.2
중동	7.0	8.8	10.7	12.9
북아프리카	1.8	2.1	2.6	3.1
기타 개도국	12.0	14.4	17.1	19.9
세계	83.1	92.7	106.4	117.8

자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

을 수입해야 될 전망에 있게 된다. 중국과는 달리 인도는 국내수요에 대응하기 위하여 제품 수출에 대한 여력이 없어질 전망이다. 인도는 정제능력 확대의 전망에도 불구하고 정제품의 한계 수출자가 될 전망이다.

북미는 정제능력 용량이 2010년 22.1백만 b/d에서 2030년 25.6백만 b/d로 소규모 증가에 그쳐서 북미 OECD는 2030년 순수입자로 남게 된다. 유럽은 환경규제의 강화로 2010년까지 증질분해의 순수입국이 될 전망이다.

현재 60% 이하의 정제시설 이용률에 머무르고 있는 러시아와 전환경제권은 증질분해 추가 시설 보다 기존 시설의 이용률 제고에 노력하게 될 것이다.

라. 정제품 교역전망

세계의 대부분 국가는 정유소에서 정제품을 자국시장에 공급한다. 그러나 지역적인 불균형으로 석유제품 교역량은 2003년에서 2030년까지 1.8% 증가에 그칠

〈표 5〉 정제설비 투자 전망(2004-2030)

단위: 2004년 달러, 10억

	추가 및 개선	전환	총투자
OECD	61	51	112
북미	44	25	69
유럽	10	8	18
태평양	7	18	26
전환경제권	31	19	51
개도국	222	102	324
중국	57	37	94
인도	16	9	25
중동	62	26	89
북아프리카	16	6	21
기타 개도국	71	24	95
세계	315	172	487

자료: IEA, World Energy Outlook 2005.

것이며 지역간 교역은 2004년 10백만 b/d에서 2030년 16백만 b/d 정도로 증가될 전망이다. 휘발유의 현재 패턴은 유럽에서 소련으로 흐르며 이는 2020년대 중반까지 계속될 것으로 기대된다. 2030년 유럽의 휘발유 수출은 감소될 것이며 부분적으로 중동에 의해서 대체될 것이다. 유럽은 2010년까지 1백만 b/d의 디젤 부족에 직면하게 될 전망이다. 아시아에서 인도가 석유제품의 한계 수출자로 남게 될 것이며 사우디가 인도의 수출을 앞지를 전망이다.

마. 정제업 투자전망

향후 정제업 투자의 총규모는 2030년까지 4,870억 달러(2004 달러 기준)에 달해서 매년 187억 달러가 소요될 전망이다. 투자액의 2/3는 개도국에서 필요하게 될 전망인데 이중 절반은 중동과 중국이 소요하게 될 전망이다. 중동과 아프리카는 총정제설비투자의 1/4을

담당할 것으로 전망되는데 그 규모는 1,100 억 달러 이상이 된다. 사우디는 홀로 투자의 30%를 담당하게 될 것이다.

정제설비투자의 2/3는 원유분해시설 추가시설과 기존 용량의 유지를 위해서 사용되며 남은 35%는 전환용량시설에 투자 될 것이다. OECD는 총전환투자의 30% 정도를 담당할 것이다. 따라서 총전환투자 중 45%는 OECD, 31%는 개도국이 담당해야 할 전망이다.

6. 에너지 소비와 CO₂ 배출

가. 개요

에너지 관련 이산화 탄소(CO₂)의 배출량은 에너지 소비와 비례한다. 따라서 2003년부터 2030년까지 에너지 수요가 연평균 증가율이 1.6%임과 비례하여 CO₂ 배출량도 연평균 1.6% 증가될 전망이다. 따라서 2003년 전세계의 CO₂ 배출량이 24gaga 톤에서 2030년 37gaga 톤으로 무려 약 52% 증가가 예상된다. 발전 부문에서 배출되는 CO₂ 배출량이 전체 CO₂ 배출량의 약 절반을 차지할 것이며 다음이 수송부문에 1/4 정도에 이를 것으로 전망된다.

개도국이 2003년부터 2030년까지 CO₂배출량 증가의 3/4의 책임이 있으며 2020년 이후부터 개도국의 CO₂배출량이 OECD국가들을 능가할 것으로 전망된다. 특히 중국의 CO₂ 배출량 증가가 OECD와 러시아를 합한 양을 능가할 것으로 전망된다. 향후 총CO₂배출량에서 OECD는 2003년 53%에서 2030년 42%, 개도국은 2003년 37%에서 2030년 49%, 전환경제권은 2003년 11%에서 2030년 9%를 점유할 것으로 전망된다. 개도국의 CO₂배출 증가가 현저하게 될 전망이다.

이슈 진단

〈표 6〉 에너지소비관련 CO₂ 배출 전망

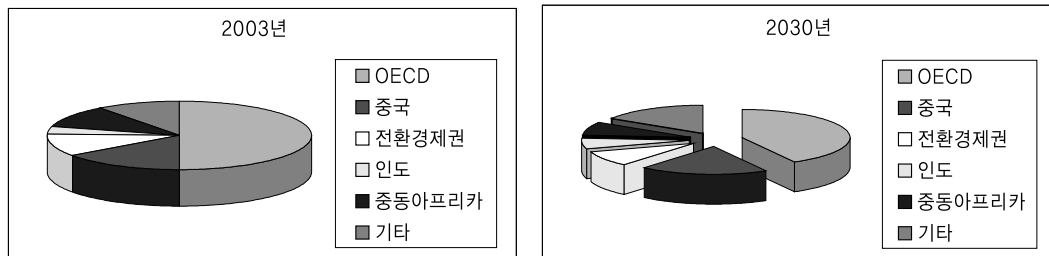
단위: 백만 톤

	1990년	2003년	2010년	2020년	2030년	증가율(%) 2003-2030
OECD	11,026	12,776	13,794	14,824	15,341	0.7
북미	5,556	6,620	7,338	7,949	8,387	0.9
태평양	1,519	2,025	2,163	2,314	2,319	0.5
유럽	3,951	4,131	4,293	4,561	4,636	0.4
전환경제권	3,731	2,537	2,841	3,169	3,414	1.1
러시아	2,326	1,515	1,694	1,885	2,003	1.0
개도국	5,319	8,815	11,063	14,525	18,113	2.7
중국	2,289	3,760	4,646	5,895	7,173	2.4
인도	598	1,050	1,296	1,736	2,283	2.9
기타아시아	682	1,291	1,696	2,371	3,052	3.2
남미	602	850	1,065	1,395	1,779	2.8
브라질	192	303	369	492	626	2.7
아프리카	547	763	949	1,276	1,635	2.9
북아프리카	193	295	372	493	604	2.7
중동	601	1,102	1,411	1,852	2,191	2.6
세계 (병커포함)	20,439	24,587	28,176	33,006	37,372	1.6
유럽연합	3,733	3,789	3,941	4,157	4,219	0.4

주: reference 케이스 임

자료: IEA, World Energy Outlook 2005

〈그림 5〉 2030년 경제권별 에너지수요 비율



7. 요약 및 결론

본고는 상향식 부차 모델(bottom-up sub-model)을 에너지 시스템 속으로 넣어서 IEA가 제시한 세계에너지모델(World Energy Model: WEO model)의 결과를 이용하여 2030년의 에너지 모습을 제시하였다. 에너지 수요 추정에서 중요한 변수인 GDP 성장률은 2000-2030년 연간 3.1%를 사용하였으며 GDP 에너지 탄성치는 0.53을 사용하였다. 향후 석유가격은 2030년 30달러(2000년 가격기준)가정으로 한계생산 가격의 변동을 반영하였다. 경제성장 전망과 에너지 가격 가정이 달라짐에 따라서 주요기관들의 에너지 수요 전망도 달라짐을 밝혔다. IEA는 장기적으로 1.3%(reference case), EIA는 1.8%, EC는 1.9%, IEEJ는 2.1%의 에너지 수요증가율을 제시하였다.

향후 4반세기인 2030년의 세계에너지 모습은 현재보다 약 50% 정도 증가된 에너지를 수요할 것으로 전망된다. 이중 화석에너지인 석유, 석탄, 천연가스의 수요가 전체 일차에너지 수요중 약83%를 점유함으로써 현재나 4반세기 후나 화석에너지가 절대적으로 주도할

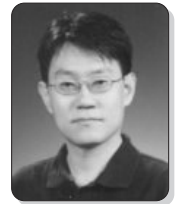
것임은 변함이 없을 것이다. 특히 천연가스의 수요증가가 다른 일차에너지에 비하여 가장 빠를 전망이다. 지역적으로 일차에너지 비율은 2030년 OECD 42%, 개도국 49%, 전환권 9%로 개도국이 OECD를 능가할 것으로 전망된다. 이는 소위 BRIC's라고 불리는 국가들이 에너지를 바탕으로한 경제성장을 드라이브한 결과이다. 부문별로는 수송부문의 에너지 수요가 2030년까지 연평균 2.15%로 가장 빠르게 성장할 것이다.

따라서 2030년의 세계 에너지 모습에서 주는 시사점은 천연가스의 가격상승에 대비하여함을 시그널로 주고 있다.

〈참고문헌〉

- DOE/EIA, *International Energy Outlook 2005*.
- BP, *BP Statistical Review of World Energy 2005*.
- IEA, *World Energy Outlook 2004*.
- IEA, *World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insight*.
- 산자부/에너지경제연구원, *에너지통계연보*, 2006.

2006년 에너지수요 전망(한국)



최도영
에너지경제연구원 책임연구원

〈 목 차 〉

- | | |
|-------------------|-------------------|
| 1. 서론 | 3. 2006년 에너지수요 전망 |
| 2. 2005년 에너지소비 동향 | 4. 에너지수요 전망의 시사점 |

1. 서론

최근 우리나라 에너지시장은 공급계획 중심에서 수요자 중심으로 변화하고 있다. 이는 과거 공급계획 위주로 추진되던 에너지 정책도 시장의 동향 및 소비자의 후생을 중시하는 방향으로 변화해야 한다는 것을 의미한다. 이러한 에너지부문의 패러다임 변화는 신뢰성 있는 에너지수요 전망의 중요성을 더욱 높여 주고 있다. 또한 에너지수요가 외환위기, 국제에너지가격 변동 및 기후 변화 등 예기치 못한 여건변화에 민감하게 반응하는 것을 경험하면서, 여러 불확실성을 감안한 에너지수요 전망치를 경제주체에게 제공해야 할 필요성도 커지고 있다. 이는 에너지 분야의 유용한 정보 보급 및 에너지 수급 예측을 연구하는 에너지경제연구원이 담당해야 할 몫이라 할 수 있다.

본 고에서는 2006년의 에너지수요 전망에 대해 개

략적으로 소개하고자 한다. 최근 본 원에서 수행한 에너지수요전망 결과에 근거하여, 먼저 2005년의 에너지소비 동향을 살펴보고, 다음으로 2006년도 수요전망에 대해 서술하고자 한다. 마지막으로는 수요전망 결과로부터 도출된 주요 정책적 시사점을 제시하였다.

2. 2005년 에너지소비 동향

가. 총에너지

2005년의 총에너지소비는 경기부진과 고유가 상황이 지속되는 등 소비 둔화요인이 존재하였음에도 불구하고 2004년 대비 4.2% 증가한 229.6백만 TOE를 기록한 것으로 추정된다. 2005년의 경제성장률(3.9% 추정)이 높지 않았음을 고려할 때 이러한 소비증가율은 경기 여건에 비해서는 상당히 높은 수준이라고 할 수 있다. 반대로 2004년의 경우에는 경제성장률이 4.6%

로 비교적 높았음에도 총에너지 증가율은 경제성장률의 절반 수준인 2.4%에 머물렀다.

이처럼 최근에 총에너지 증가율이 경제성장률 변화와 다른 패턴을 보이게 된 가장 큰 원인은 날씨의 변화에서 찾을 수 있다. 2004년에는 기후조건이 동절기(1/4분기 및 4/4분기)에 난방용 에너지를 덜 소비하는 방향으로 작용한 반면, 2005년에는 반대로 평년보다 난방용 에너지를 많이 소비하도록 하는 요인으로 작용하였다. 2005년 1/4분기 및 4/4분기의 총에너지소비를 보면 전년 동기대비 각각 4.5%, 4.9%(추정)를 기록하여 해당 분기의 경제성장률을 고려할 때 비교적 높은 증가율을 보였는데, 이는 추운 날씨의 영향에 기인한다. 실제로 2005년 난방도일(HDD: Heating Degree-Days) 통계를 보면 1/4분기에 전년 동기대비 14.0%, 4/4분기에는 24.5%나 증가하였다.

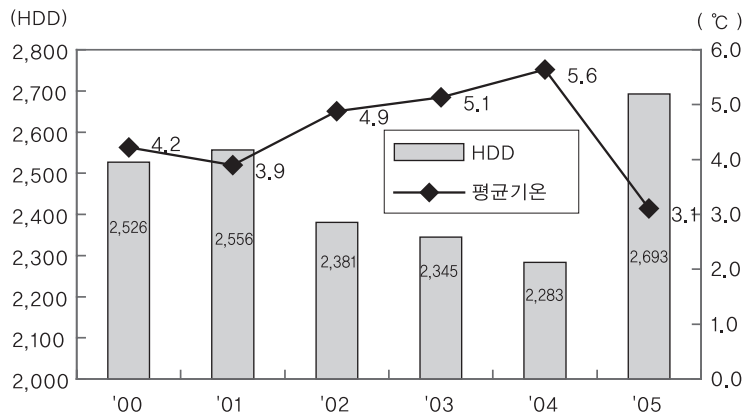
기후 조건 외에 2005년 경제성장률 둔화('04년 4.6% → '05년 3.9%)에도 불구하고 총에너지 증가율이 비교적 높게 상승하는데 영향을 준 요인들은 2차 에너지(전력, 도시가스, 열에너지) 소비의 빠른 증가세, 석

유화학산업의 경기호조로 인한 납사 소비 증대 등을 들 수 있다. 또한 2004년에 에너지가격 급등, 온화한 날씨 등으로 에너지소비가 크게 둔화(2.4%)된 것도 2005년 총에너지 증가율이 상대적으로 반등하는데 영향을 주었다.

전력과 같은 2차 에너지를 생산하는 데는 전환손실이 발생하므로 2차 에너지소비가 크게 증가하게 되면, 이를 생산하기 위해 투입되는 총에너지의 소비증가율은 상승하게 된다. 전력의 소비증가율은 2004년에 전년 대비 6.3%에서 2005년 6.5%로 상승하였으며, 도시가스의 소비증가율은 2004년 4.7%에서 2005년에는 10.8%에 달한 것으로 추정된다. 석유화학산업의 원료로 사용되는 납사는 2004년 4.1% 증가한데 이어 2005년에도 4.0%의 높은 증가율을 기록한 것으로 추정된다. 이러한 납사의 소비 증가는 석유화학산업의 세계적인 경기호조에 따른 것이다. 석유화학제품의 수출수요는 2004년에는 전년대비 7.9% 증가하였으나, 2005년에는 12.0%로 성장세가 크게 확대되었다.

2005년 총에너지소비의 에너지원별 특징을 보면,

〈그림 1〉 동절기(1/4분기+4/4분기) 난방도일 및 평균기온 추이



이슈진단

〈표 1〉 납사 소비와 석유화학제품 수급실적

구분	납사 소비 (천 배럴)	석유화학제품 (천 톤)		
		생산	내수	수출
2004년	262,871 (4.1)	17,286 (3.3)	9,972 (△2.3)	8,316 (7.9)
2005년(추정)	273,273 (4.0)	18,074 (4.6)	9,697 (△2.8)	9,308 (11.9)

자료: 한국석유화학공업협회, 석유화학, 2006. 1

주: ()안은 전년대비 증감율(%)

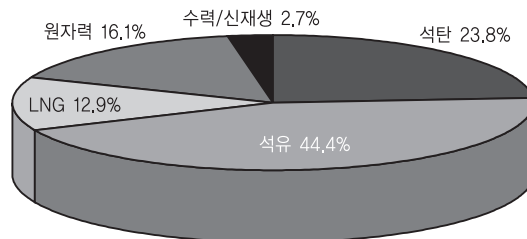
원자력소비가 크게 증가하였고, LNG 소비는 증가세가 둔화되었으며, 2002년 이후 정제 내지는 감소하던 석유소비가 2005년에 경기여건이 좋지 않음에도 불구하고 전년대비 1%대의 증가세로 반전되었다. 석유소비는 2004년에 국내 석유제품가격 상승, 온난한 날씨에 따른 연료유 감소 등으로 1.4% 감소하였으나, 2005년에는 납사에 대한 견실한 수요 증가(4.0%)와 전년의 소비 감소에 대한 상대적 반등효과로 1.6% 증가한 것으로 추정된다.

원자력은 울진 5호기(04년 7월), 울진 6호기(05년 4월)의 신규 가동의 영향으로 2004년 0.8% 증가에서 2005년에는 12.8% 증가한 것으로 추정된다. LNG 수요는 2005년에 증가세가 크게 둔화되어 전년대비 4.8%의 증가율을 보인 것으로 추정된다(04년 17.2% 증가). 이는 도시가스용 LNG 소비는 10.9%로 크게 증

가했지만, 원자력 신규설비 가동으로 발전용 수요가 부진(-0.4%)한데 따른 것이다. 석탄소비는 철강, 시멘트 등 산업용 수요가 부진함에 따라 2004년 3.8%에서 2005년에 3.0% 수준으로 증가율이 둔화된 것으로 추정된다.

2005년의 에너지원별 소비 비중을 보면, 석유가 총 에너지의 44.4%를 차지하여 여전히 가장 높은 점유율을 보이고 있다. 그러나 석유의 비중은 1994년에 62.9%를 기록한 이후 급격히 줄어들기 시작하여 2002년에 50% 미만으로 하락하였으며, 2005년에는 44%대를 기록한 것으로 추정된다. 석탄은 2005년에 총에너지의 23.8%를 차지하였는데, 이중 발전용 유연탄의 비중이 총에너지의 13.8%, 제철산업의 원료탄이 6.0%를 차지하고 있다. 다음으로 원자력이 16.1%, LNG는 12.9%의 비중을 보이고 있다. 1990년에 3.2%에 불과

〈그림 2〉 총에너지의 에너지원별 소비비중(2005년)



했던 LNG의 소비 비중이 급신장하고 있다는 점이 주목할 만하다. 수력 및 신재생에너지의 비중은 확대 추세이긴 하지만 아직은 2.7% 수준에 머물고 있다.

나. 최종에너지

2005년의 최종에너지 소비는 2004년 대비 3.6% 증가한 172.0백만 TOE에 달할 것으로 추정된다. 2004년에는 전년 대비 1.2% 증가하는데 그쳤으나, 2005년에는 추운 날씨의 영향으로 가정·상업·공공부문의 난방용 소비가 크게 증가한데 힘입어 높은 증가세를 기록하였다.

산업부문의 최종에너지 소비는 2004년에 2.4% 증가하였으나, 2005년에는 경기둔화로 2.1% 증가하는데 머문 것으로 추정된다. 2005년에 산업부문에서 소비한 에너지원 가운데 전력과 도시가스는 각각 5.3%, 4.6% 증가하여 비교적 높은 증가세를 유지하였다. 반면 석유제품은 납사의 소비증가율이 높음에도 불구하고 연료유 소비가 감소 추세를 벗어나지 못함에 따라 1.3%의 낮은 증가율을 보인 것으로 추정된다. 유연탄은 1.1% 감소하였는데, 이는 제철용 원료탄 소비가 둔화한데다 시멘트 제조용 소비도 건설경기 침체의 영향으로 큰 폭의 감소세를 보인 탓이다. 제철용 소비의 둔화(0.6% 증가)는 2005년 상반기에 포스코 광양제철소의 제2고로가 66일간 개보수 작업으로 가동이 중지된 데 크게 영향을 받았다. 시멘트 제조용 유연탄은 건설경기 침체와 페타이어 및 합성수지 등으로의 연료 대체로 인하여 2004년에 12.4% 감소한데 이어 2005년에도 8.2% 감소한 것으로 추정된다.

2004년에 국내 연료가격 상승의 영향으로 감소(-0.1%)하였던 수송부문의 에너지소비는 2005년에는 가격효과 둔화, 주5일제 확대에 의한 소비 증가¹⁾ 등으로 2.4% 증가한 것으로 추정된다. 수송용 가스소비는 대기환경 개선을 목적으로 추진되는 CNG버스 보급사업의 영향으로 2002년 이후 두 자릿수 증가를 이어오고 있는데, 2005년에도 40%대의 증가율을 기록한 것으로 추정된다. 주목할 만한 것은 수송용 에너지소비가 2000년까지는 매우 높은 성장세를 지속해왔으나, 이후 고유가상황이 지속되고, 소득 증가세가 둔화되면서 눈에 띄게 증가추세가 둔화되고 있다는 점이다. 이러한 수송부문의 소비둔화 추세는 당분간 지속될 가능성이 높다.

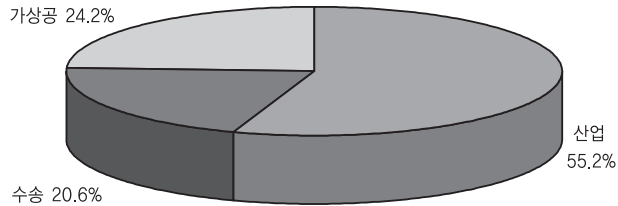
가정·상업·공공부문은 2005년의 추운 날씨의 영향으로 8.4% 증가한 것으로 추정되는데, 도시가스 및 열에너지가 모두 두 자릿수 성장률을 나타냈으며, 전력 소비도 난방용 수요가 늘어난데 힘입어 7.8%의 높은 증가율을 기록하였다. 반면 석유는 날씨로 인한 증가 요인에도 불구하고 타 에너지원로의 대체효과가 크게 나타나 소폭 감소한 것으로 추정된다. 가정·상업·공공부문에서 주목할 만한 특징은 연탄(국내 무연탄)의 소비가 급증하고 있다는 것이다. 등유가격의 급상승으로 최근 화훼단지, 소규모 상업시설 및 저소득층을 중심으로 연탄이 대체연료로 각광을 받게 되면서 연탄보일러의 판매가 급격하게 늘고 있는 추세이다. 이에 2005년 연탄소비는 전년대비 45%나 증가한 것으로 추정된다.

최종에너지의 2005년도 부문별 소비비중을 보면,

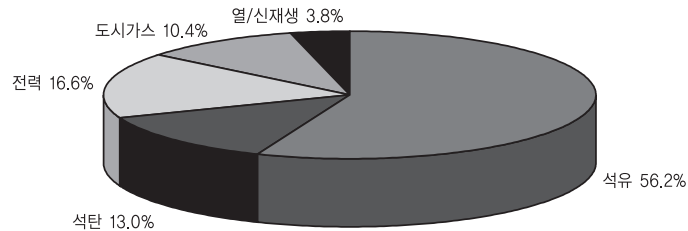
1) 2004년 7월부터 1,000인 이상 기업과 금융·보험업·공기업을 대상으로 주5일 근무제가 시행됨. 2002년 12월초 수도권 지역의 주5일 근무제 실시업체의 근로자를 대상으로 시행된 통행실태 설문조사 결과, 금요일 저녁부터 일요일까지의 주말 통행증 출근·퇴근·업무통행을 제외한 통행 발생량은 5일 근무제 실시 이전보다 1인당 59% 증가한 것으로 조사됨(교통개발연구원, 「교통」, 2004.7).

이슈 진단

〈그림 3〉 최종에너지의 부문별 소비비중(2005년)



〈그림 4〉 최종에너지의 에너지원별 소비비중(2005년)



산업용이 55.2%, 수송용은 20.6%, 가정·상업·공공용은 24.2%를 점유하였다. 부문별 소비비중은 큰 변동은 없으나, 수송용이 최근 하락하며, 상업용 소비증가로 인해 가정·상업·공공용이 소폭 상승하는 추세가 나타나고 있다. 에너지원별로는 석유가 56.2%로 절반 이상을 차지하고 있고, 다음으로 전력이 16.6%, 석탄이 13.0%, 도시가스가 10.4%를 점유하고 있다.

3. 2006년 에너지수요 전망

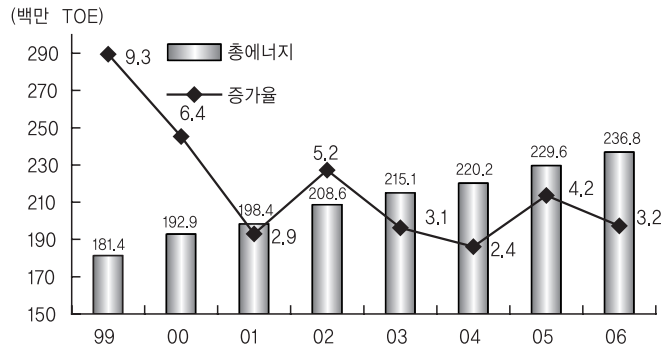
가. 전망전제 및 방법

본 고에서 제시되는 2006년도 에너지수요 전망치는 최근 본원에서 수행한 단기 에너지수요전망의 결과이다. 에너지수요 전망을 수행하기 위해서는 경제성장률, 국제유가 및 기온 등 주요 설명변수에 대한 전제치를 설정하여야 한다. 경제성장률은 한국개발연구원 및 한

국은행의 경제성장 전망을 채택하였는데, 이들 기관은 모두 2006년 경제성장률을 5.0%로 예측하였다(04년 성장률 3.9% 추정). 2006년 국제유가는 배럴당 평균 53.0\$를 가정하였으며(05년 평균은 49.4\$/b), 기온변수인 난방도일 및 냉방도일은 과거 20년간의 평균 수준으로 설정하였다.

전망모형에 대해 간략히 소개하면 다음과 같다. 우선 에너지원별 용도별로 총 29개의 계량모형을 통해 최종에너지 수요를 전망한다. 모형은 전망의 안정성을 높이기 위하여 기본적으로 ADL(Autoregressive Distributed Lag) 모형을 이용하고 있다. 다음 단계로 최종에너지원 중 2차 에너지에 해당하는 전력, 도시가스, 열에너지 수요를 충족시키기 위하여 전환부문(발전·가스제조·지역난방)의 에너지수요를 전망하게 된다. 전환부문 중 발전부문의 에너지원별 수요 전망은 기본적으로 LP(Linear Programming)모형을 이용하여

〈그림 5〉 총에너지수요 전망



이루어진다. 전환부문의 에너지수요가 전망되면, 다음 단계로 전환부문 수요와 전환부문을 거치지 않는 석유, 석탄 등의 최종부문 에너지수요를 합하여 총에너지 수요를 전망하게 된다.

나. 총에너지

2006년의 총에너지 수요는 전년 대비 3.2% 증가한 236.8백만 TOE로 전망된다. 경제성장률상승(5.0%)이 반영되었음에도 불구하고 국내 에너지가격 인상, 2005년의 난방용 수요 급증에 대한 상대적 반락, 석유 화학산업의 납사 수요 둔화 등으로 인해 총에너지 수요 증가율이 둔화될 것으로 전망된다.

1990년대에 높은 증가세를 보였던 총에너지수요 증가율은 2000년대 들어 안정화 추세를 보이고 있는데,

이는 우리 경제의 저성장 기조 및 사회·경제구조가 에너지저소비형으로 전환되는 추세에 의한 것으로 판단된다. 이에 따라 에너지원단위는 지속적으로 하락하고 있으며, GDP탄성치도 단기적으로는 등락을 보이지만 하향 추세를 보이고 있다. 그러나 동·夏절기에 예외적인 기온변동이 발생할 경우, 에너지소비 패턴이 추세를 벗어나 일시적으로 변화할 가능성도 상존하고 있다. 예를 들면, 2004년에 GDP탄성치가 0.52로 급락한 것은 겨울철의 온화한 날씨의 영향이 크며, 2005년에 GDP탄성치가 1.1(추정) 수준으로 상승한 것도 역시 추운 날씨가 주요 원인이다.

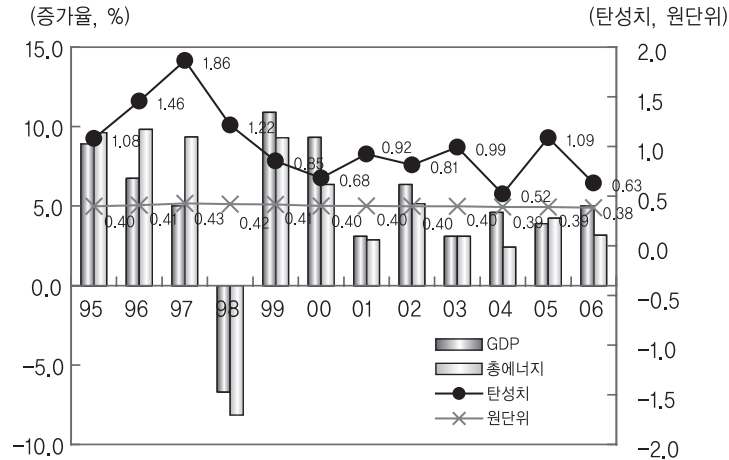
1인당 에너지소비는 소득증가 및 삶의 질 향상과 함께 꾸준히 증가하고 있다. 2000년에 1인당 4 TOE를 넘어선 이후 지속적으로 증가하여 2006년에는 1인당

〈표 2〉 에너지수요증가율 및 주요 지표

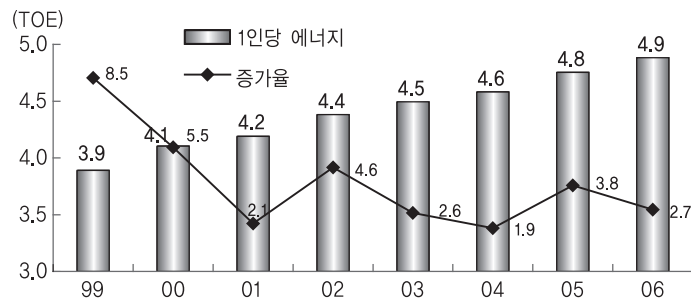
	'00	'01	'02	'03	'04	'05추정	'06전망
에너지소비증가율(%)	6.4	2.9	5.2	3.1	2.4	4.2	3.2
경제성장률(%)	9.3	3.1	6.3	3.1	4.6	3.9	5.0
에너지원단위	0.403	0.402	0.398	0.398	0.389	0.391	0.384
GDP 탄성치	0.68	0.92	0.81	0.99	0.52	1.09	0.63

이슈진단

〈그림 6〉 GDP·에너지수요증가율 및 주요지표



〈그림 7〉 1인당 에너지수요 전망



4.9 TOE를 소비할 것으로 전망된다.

에너지원별로는 원자력 및 석유 수요는 둔화될 전망이다. LNG 수요는 크게 증가할 것으로 예상된다. 2005년에 1.6% 증가한 것으로 추정되는 석유 수요는 2006년에는 0.7%로 증가율이 둔화될 전망이다. 석유 수요 둔화 전망은 석유화학산업의 납사 수요 둔화(3.4% 증가), 국내 석유제품가격 인상, 전년도 수요 반동에 대한 상대적 반락 효과 등이 반영된 것이다. 2005년 기준 총에너지의 15.1%(추정)를 차지하고 있는

납사의 수요가 2006년에 둔화될 것으로 전망되는 이유는 납사를 원료로 하여 생산되는 석유화학제품의 생산규모가 시설능력 증가 정체 및 정기보수 실시에 따라 둔화될 것으로 예상되기 때문이다.

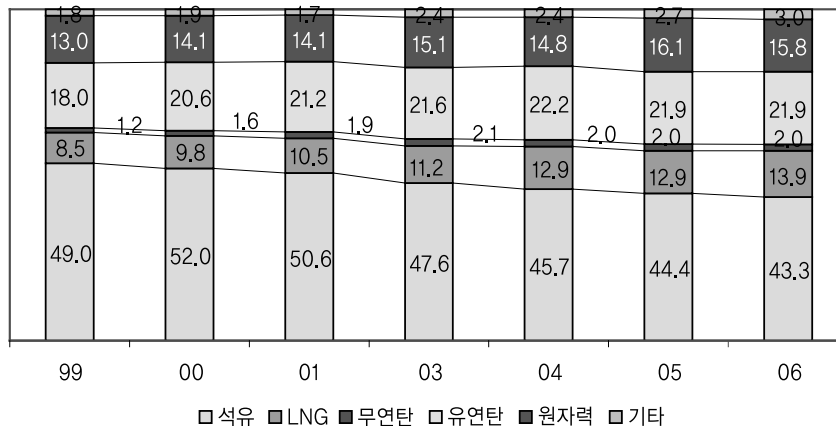
2005년에 12.8%(추정) 증가한 원자력은 2006년에는 신규 설비증설이 없어 1%대의 낮은 증가율을 보일 것으로 전망된다. 원자력은 기저부하를 담당하기 때문에 발전설비의 정기 유지보수기간 이외에는 상시 가동된다. 따라서 설비 증설이 없을 경우에 큰 폭의 발전량

〈표 3〉 총에너지수요 전망

구 분		2005(추정)			2006(전망)		
		소비량	증가율(%)	구성비(%)	수요량	증가율(%)	구성비(%)
총에너지수요	(백만TOE)	229.6	4.2	100.0	236.8	3.2	100.0
- 석 유	(백만B)	764.2	1.6	44.4	769.7	0.7	43.3
- L N G	(백만톤)	22.9	4.8	12.9	25.4	11.0	13.9
- 석 탄	(백만톤)	84.7	3.1	23.9	87.6	3.4	23.9
· 유연탄	(백만톤)	76.1	2.8	21.9	78.7	3.4	21.9
· 무연탄	(백만톤)	8.6	6.2	2.0	9.0	3.7	2.0
- 원자력	(TWh)	147.5	12.8	16.1	149.8	1.6	15.8
- 수 력	(TWh)	4.9	15.9	0.5	5.1	4.3	0.5
- 기 타	(백만TOE)	5.0	25.9	2.2	5.8	16.2	2.5

주: 증가율은 전년 대비 증가율

〈그림 8〉 에너지원별 총에너지수요 비중 (%)



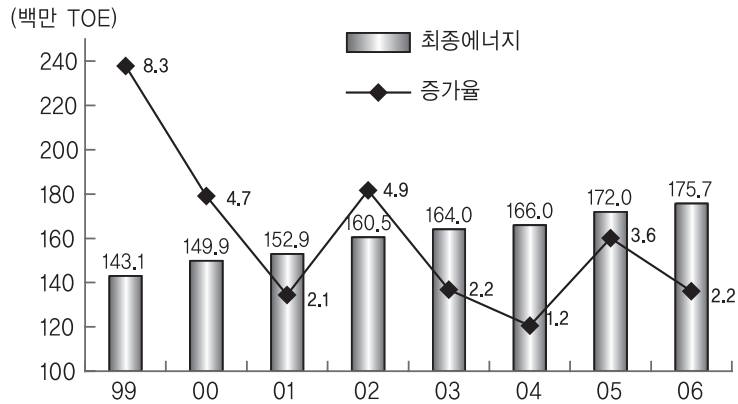
증가는 기대하기 어렵다. 2006년의 LNG 수요는 발전 용 수요 증가가 예상됨에 따라 증가율이 2005년 4.8% 수준에서 2006년에는 11% 내외로 크게 높아질 것으로 전망된다. 전체 발전량의 약 40%를 담당하는 원자력의 설비증설이 없기 때문에 2006년에 추가로 늘어나는 발전량의 상당 부분을 LNG 발전에서 담당해야 할 것으로 예상되기 때문이다. 반면 도시가스용 LNG 수요

는 전년의 급격한 증가에 대한 상대적 반락효과로 인하여 3.2%로 증가율이 둔화될 전망이다. 2006년 석탄 수요증가율은 전년(3.1% 증가)보다 약간 높은 3.4%를 기록할 것으로 예상된다. 발전용 수요는 유연탄 발전설비 증설(당진 6호기)에 따라 확대될 전망이나, 연탄 수요가 전년보다는 증가세가 둔화될 것으로 예상된다.

2006년의 에너지원별 수요 비중을 보면, 석유가 총

이슈 진단

〈그림 9〉 최종에너지수요 전망



에너지의 43.3%를 차지하여 2005년 수준보다 1.1% 포인트 하락할 것으로 전망된다. 석탄은 총에너지의 23.9%를 차지할 것으로 전망되어 전년 수준을 유지할 것으로 예상된다. 발전용 유연탄의 비중이 총에너지의 14.1%, 제철산업의 원료탄은 5.8%를 차지할 전망이다. 원자력은 15.8%로 전년 수준보다 0.3% 포인트 하락할

것으로 보이며, LNG는 13.9%로 1% 포인트 상승할 것으로 전망된다. 수력 및 신재생에너지의 비중은 3.0%로 전망된다.

다. 최종에너지

2006년의 최종에너지 수요는 전년대비 2.2% 증가

〈표 4〉 최종에너지수요 전망

구 분		2005(추정)			2006(전망)		
		소비량	증가율(%)	구성비(%)	수요량	증가율(%)	구성비(%)
최종에너지수요	(백만TOE)	172.0	3.6	100.0	175.7	2.2	100.0
- 산업	(백만TOE)	94.9	2.1	55.2	97.7	2.9	55.6
- 수송	(백만TOE)	35.5	2.4	20.6	35.8	0.9	20.4
- 가·상·공	(백만TOE)	41.6	8.4	24.2	42.3	1.6	24.1
- 석유	(백만B)	76.1	2.8	56.2	78.7	3.4	55.3
- 석탄	(백만톤)	34.6	0.9	13.0	34.7	0.3	12.7
- 전력	(TWh)	332.4	6.5	16.6	352.8	6.1	17.3
- 도시가스	(십억m³)	17.1	10.8	10.4	17.7	3.5	10.6
- 열/기타	(백만TOE)	6.5	23.8	3.8	7.4	12.8	4.2

주: 증가율은 전년 대비 증가율

한 175.7백만 TOE로 전망된다(05년 증가율 3.6% 추정). 2006년의 최종에너지수요 둔화 전망은 앞서서도 언급했듯이 납사수요 둔화, 2005년의 난방용 수요 급증에 대한 상대적 반락, 국내 연료가격 인상효과 등에 기인한다. 부문별로는 산업부문의 에너지수요가 높게 증가할 것으로 전망되며, 수송 및 가정·상업·공공부문의 수요는 2005년 보다 둔화될 것으로 예측된다.

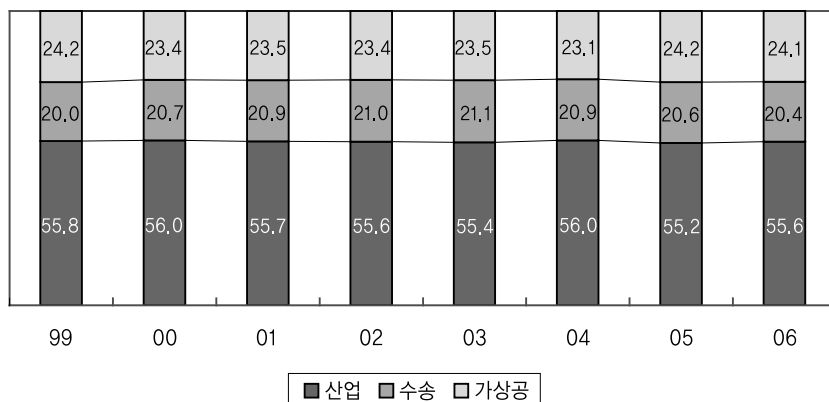
산업부문의 에너지수요는 경기회복세로 인한 산업활동 증가로 2005년 2.1%(추정)에서 2006년에는 2.9%로 증가세 확대될 전망이다. 산업용 전력은 전년과 비슷한 5.3%, 산업용 도시가스는 전년보다 둔화된 3.8%의 증가율을 보일 것으로 전망된다. 반면 석유는 연료용 수요 감소세가 크게 완화되고, 산업활동 증가로 납사를 제외한 비에너지유 증가세가 확대되어 전년대비 2.6%로 증가율이 상승할 것으로 전망된다. 유연탄은 0.8% 감소할 전망인데, 제철용 원료탄 수요와 시멘트 제조용 수요가 모두 감소할 것으로 예상된다. 제철용 수요 감소(-0.4%)는 2006년 상반기 포스코 포항제철소의 제3고로 개보수(63일간) 계획에 따른 것이며, 시멘트 제조용 유연탄 수요는 전년보다 감소세는 둔화

하겠으나, 건설경기 회복 지연으로 여전히 감소할 것으로 전망된다.

수송부문의 에너지 수요는 수송연료가격 인상 및 2005년 반등에 대한 상대적 효과로 2005년 2.4%에서 2006년에는 전년 대비 1% 내외로 증가율이 둔화될 전망이다. 휘발유 수요는 3% 대의 감소율을 보일 전망이나, 산업활동과 관련되어 있는 수송경유 수요는 1.6% 정도 증가할 전망이다. 최근 몇 년간의 수송부문의 낮은 수요 증가세는 고유가 상황 지속, 경제의 저성장 추세 등에 기인한 것으로 판단되며, 향후 이러한 여건에 변동이 없을 경우, 당분간 수송부문의 수요증가율 둔화 추세는 이어질 것으로 전망된다.

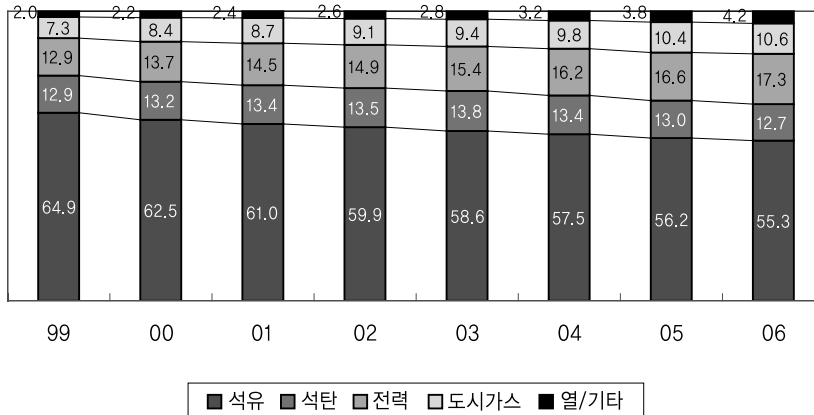
가정·상업·공공부문은 전년의 난방용 소비 급증의 영향으로 2006년도 증가율이 1.6% 수준으로 둔화될 전망이다. 도시가스 및 열에너지 수요가 모두 2% 내외의 낮은 증가율을 기록할 전망이며, 전력수요는 전기 냉난방기기의 보급 확대 등으로 2005년 7.8% 증가에 이어 2006년에도 7.1% 증가할 것으로 예상된다. 석유는 타 에너지원으로서의 대체, 기후영향에 따른 전년대비 반락효과 등으로 7.5% 감소할 것으로 전망된다. 연

〈그림 10〉 부문별 최종에너지수요 비중 (%)



이슈 진단

〈그림 11〉 에너지원별 최종에너지수요 비중 (%)



탄의 수요는 경쟁연료에 대한 상대가격이 낮다는 장점 때문에 올해에도 증가할 전망이다, 증가율은 크게 둔화될 것으로 예상된다.

2006년도 최종에너지수요의 부문별 비중을 보면, 산업용이 55.6%, 수송용은 20.4%, 가정·상업·공공용은 24.1%를 점유할 것으로 전망된다. 부문별 비중은 전년 수준에 비해 크게 달라지지는 않았지만 산업용은 소폭 증가, 수송 및 가정·상업·공공용은 소폭 하락할 전망이다. 에너지원별 비중은 석유가 55.3%로 전년보다 1% 포인트 가량 하락할 것으로 예상되며, 점유율이 지속적으로 상승하고 있는 전력 및 도시가스 비중은 각각 17.3%, 10.6%로 전년보다 확대될 전망이다.

4. 에너지수요 전망의 시사점

2006년도의 에너지수요는 경제성장률이 잠재성장률 수준인 5.0%로 회복될 것으로 예상되에도 불구하고 총에너지 3.2%, 최종에너지는 2.2%의 낮은 성장률을 기록할 것으로 전망된다. 이러한 에너지증가율 둔화 전

망은 국내 에너지가격 인상, 날씨의 영향에 따른 2005년 큰 폭의 수요증가에 대한 상대적 반락효과 등에 근거한다. 2000년대 들어 우리 경제의 저성장 기조, 에너지저소비형으로의 사회·경제구조 전환 등으로 에너지수요증가율은 낮은 수준에서 안정화되고 있으며, 향후에도 이러한 추세는 이어질 것으로 예상된다. 과거 우리 경제의 고도성장기에는 에너지수요가 경제규모 확대에 따라 매우 높게 증가해왔기 때문에, 기후 조건의 변화가 수요증가율 변동에 미치는 영향은 상대적으로 크지 않았다고 볼 수 있다. 그러나 경제성장률이 낮은 수준으로 안정화될수록 에너지수요증가율은 성장률 보다는 기후 조건의 변화에 더 크게 반응할 것으로 예상된다.

2006년 수요전망에 따른 주요 정책적 시사점은 다음과 같다. 첫째, 에너지소비는 기후여건의 일시적 변화(예, 2005년도의 이상 저온)에 의해 상당한 영향을 받기 때문에 동절기 및 하절기 이상 기후에 대비한 에너지수급 관리를 더욱 철저히 할 필요가 있다. 둘째, 2006년에는 원자력발전소의 증설이 없기 때문에 타

발전원의 역할이 커질 것으로 전망된다. 특히 동절기의 최대부하 상승 및 전력수요량 증대 추세로 2005년 12월과 같이 평년보다 추운 날씨가 나타날 경우 동절기의 발전용 LNG 수요가 크게 증가할 가능성이 상존한다. 2009년까지 원전의 추가증설이 없는 것을 감안하면 향후 LNG 수급상황에 대한 면밀한 점검이 필요할 것으로 판단된다. 셋째, 연탄의 수요가 2005년에 40%대의 높은 증가율을 보였으며, 증가율은 둔화되겠지만 2006년에도 증가세가 이어질 전망이다. 이는 석유에 대한 상대가격 하락으로 연탄의 경제성이 크게 향상됨에 따라 화훼단지, 소규모 상업시설 및 저소득층을 중심으로 연탄 수요가 폭발적으로 늘어나는 현상 때문이다. 현재 연탄에 대한 정부보조금 폐지가 예상되는 등 관련 대책이 마련되고 있는데, 차제에 국내산 무연탄의 장기적 수급상황을 고려한 적절한 연탄수급 안정대책이 시급히 마련될 필요가 있다.

〈참고문헌〉

산업자원부, 「제2차 전력수급기본계획」, 2004. 12.
산업자원부, 「제7차 장기천연가스수급계획」, 2004. 12.

산업자원부·에너지경제연구원, 「에너지통계연보」, 2005.

에너지경제연구원, 「KEEI 에너지수요전망」 제7권 제4호, 2006. 1.

에너지경제연구원, 「에너지통계월보」 각호

에너지경제연구원, 「중·단기 에너지수급 전망 연구(Ⅱ)」, 2004. 12.

통계청, 「2005년 11월 소비자물가 동향」, 2005. 12.

통계청, 「산업활동동향(2005년 11월)」, 2005. 12.

한국개발연구원, 「KDI 경제전망(2005. 4/4)」, 2005. 12.

한국도시가스협회, 「사업통계월보」, 각호

한국석유화학공업협회, 「석유화학」, 2006.1

한국은행, 「2005년 11월 생산자물가 동향」, 2005. 12.

한국전력거래소, 「단기 전력수요 예측」, 2005. 12.

한국전력공사, 「전력통계속보」 각호

한국철강협회, 「철강보」, 2005. 11

IEA, Oil Market Report, 2005. 12월호

파생상품을 활용한 신고유가 대응전략



윤원철
한양대학교 교수

〈 목 차 〉

- | | |
|-----------------------|------------------|
| 1. 서론 | 4. 헤징시나리오 및 실증분석 |
| 2. 유가예측 가능성과 대응전략의 변화 | 5. 요약 및 시사점 |
| 3. 위험관리 개념과 활용 사례 | 참고문헌 |

1. 서론

최근 국제 유가의 상승세는 과거와는 다른 양상을 보이고 있다. 즉, 이전의 고유가 상황은 통상 중동지역에서의 전쟁 발발과 같이 정치적 불안정 요소에 의해 단기적으로 발생하였다. 반면, 최근의 신고유가 상황은 석유시장에서의 수급 불균형에 의해 보다 장기적으로 전개되는 양상을 보인다.

이러한 고유가 상황 속에서 정부는 나름대로 대책을 내놓고 있지만, 이들 대책의 실효성에 관해서는 보다 객관적인 논의가 이루어지지 않고 있다. 특히, 공급 측면에서의 고유가 대책으로서 석유비축사업과 해외 유전개발사업은 우리나라의 고유가 대책의 핵심이라 해도 과언이 아니다. 2005년도 에트크회계에서 석유비축사업과 유전개발사업에 지원되고 있는 금액은 각각

2,144억원과 2,918억원이다. 전체 에트크회계에서 차지하는 비중도 각각 7.7%와 10.4%이다.

우려되는 바는 향후 이들 예산이 확대될 예정이지만, 이들 사업의 경제성에 관해서는 어느 누구도 의문을 달지 않는다는 점이다. 비록 고유가 대책으로서 이들 대책이 필요한 수단임에는 분명하지만, 과연 어느 정도의 예산과 자원이 배분되는 것이 적정한지에 대해서는 반드시 분석이 필요할 것이다. 또한, 이들 대책 이외에 다른 방안은 없는가에 대해서도 신중히 생각해 볼 문제다.

본고에서는 우리나라의 고유가 대책으로서 기존의 비축사업과 유전개발 이외에 파생상품(derivatives)을 활용한 위험관리(risk management) 방안을 제시하면서, 고유가 대응수단을 보다 다양화시킬 필요성을 제기하고자 한다. 일종의 포트폴리오(portfolio) 접근방식

에 기초하여 향후 고유가 대책을 수립하자는 의미이다. 이러한 논의의 주된 이유로는 국제 석유시장에서의 불확실성이 점차 높아져서 유가예측이 사실상 불가능하다는 점을 들 수 있다. 또한, 기존의 물리적 공급차질 가능성에 초점을 두기 보다 고유가에 따른 국민경제적 손실비용을 절감시킬 수 있는 방향으로 시장원리를 활용한 접근방식을 도입할 필요가 있기 때문이다. 이러한 맥락에서 본고에서는 간단한 위험관리 시나리오의 실증분석을 통해서 파생상품을 활용한 고유가 대책의 실효성을 제시하고자 한다.

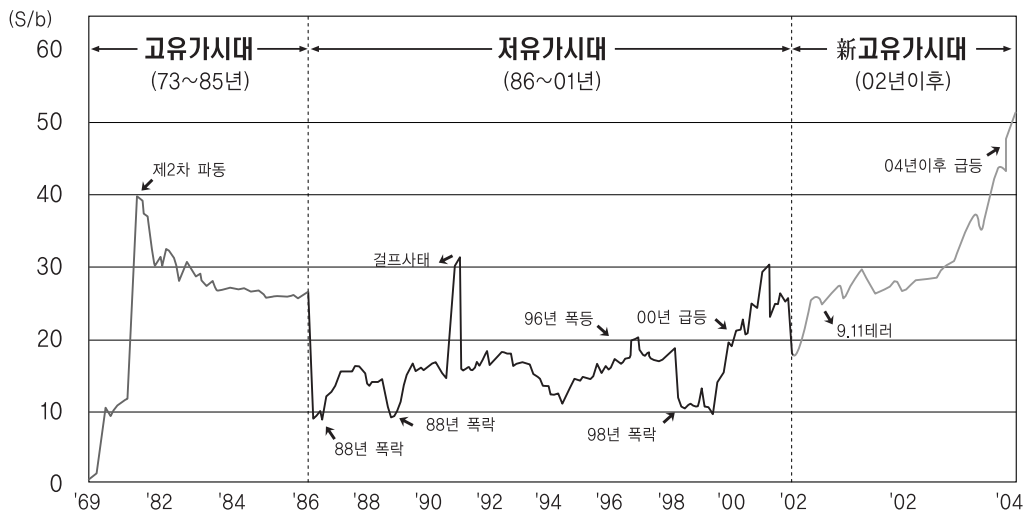
본고의 구성은 다음과 같다. 2. 항에서는 유가예측 가능성에 대하여 논의하여, 이를 근거로 향후 고유가 대응전략의 변화 필요성을 제시한다. 3. 항에서는 위험관리의 개념에 대하여 설명하고, 예제를 통하여 헤징의 개념을 서술한다. 4. 항에서는 헤징시나리오를 제시하고, 실증분석의 절차와 결과를 논의한다. 끝으

로, 5. 항에서는 전체 내용을 요약하고, 시사점을 제시하고자 한다.

2. 유가예측 가능성과 대응전략의 변화

〈그림 1〉에서 나타난 대로, 국제 유가는 '70년대 고유가시대, '80-'90년대 저유가시대, 그리고 2000년대 신고유가시대로 특징지을 수 있다. '70년대 고유가시대는 1973년 이후 1, 2차 석유위기를 거쳐 1985년까지 지속되었다. 이 시기에는 중동전과 아랍산유국의 감산 조치에 따른 1차 석유파동(1973-1974)과 이란혁명, 수출중단, OPEC의 가격인상에 따른 2차 석유파동(1979-1980)에 기인하였다. 또한, 정치적 원인으로 발생하여 (3-17개월의) 단기간 유가의 급상승과 공급중단으로 수급의 불균형이 발생하였다. '80-'90년대 저유가시대는 석유소비 감소와 OPEC의 시장지배력 감

〈그림 1〉 유가상황 시기별 비교



자료: 에너지경제연구원, "신고유가시대에 대응한 시스템 혁신전략," 2005. 9. 28.

이슈진단

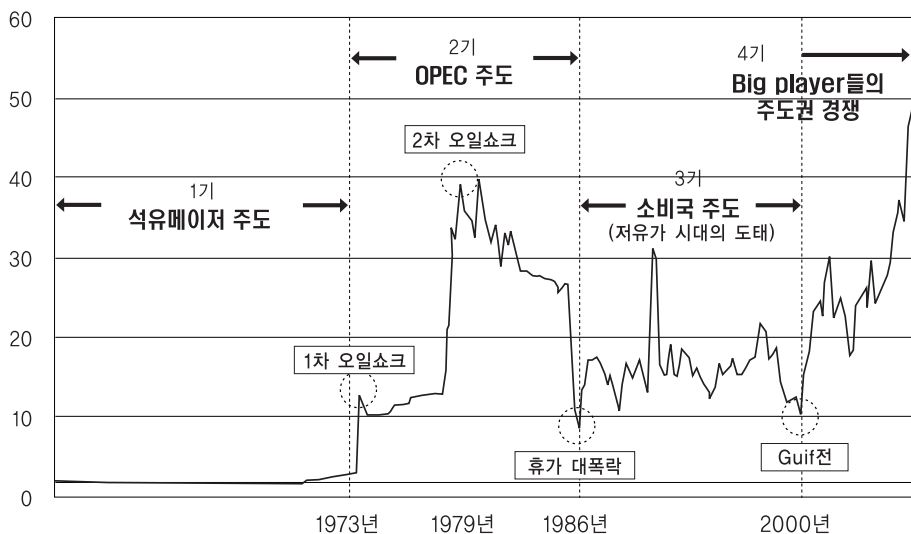
소에 따라 1986년 이후 유가가 지속적으로 하락한 시기이다. 이 시기에는 이란·이라크 전쟁과 OPEC의 결속력 약화로 1985-1986년에 유가가 폭락하였다. 2000년대 신고유가시대는 2002년 이라크전쟁 이후 석유수급의 구조적 불균형이 지속된 시기이다. 석유시장에서의 주요 변화는 OPEC의 여유 생산능력 감소, 인도와 중국 등에서의 석유수요 급증, 중동 정세 불안과 석유시장에서의 투기세력 개입 등이다. 특히, 이전의 고유가 상황은 통상 중동지역에서의 전쟁 발발과 같이 정치적 불안정 요소에 의해 단기적으로 발생한 반면, 최근의 신고유가 상황은 석유시장에서의 수급의 불균형에 의해 보다 장기적으로 전개되는 양상을 보인다.

현재의 유가상황이 새로운 국면인 신고유가시대에 접어들었다고 가정한다면, 과연 앞으로 유가의 향방은 어떻게 변화할 것인가? 이에 대한 답은 그리 간단하지 않다. 이와 관련하여, 최근 국회에서는 고유가가 지속

되는 가운데 유가예측의 정확성 부족으로 비축유 구매비용이 지난 3년 동안 무려 1천800여억원 늘어났고, 올해 비축목표량을 확보하지 못하였다는 지적이 제기된 바 있다(연합뉴스, 2005/9/30). 그리고, 매년 국제유가 예측치와 실제 비축유 구매단가와의 차이가 발생하는 것은 유가예측 시스템에 문제가 있기 때문이며, 따라서 정확한 유가예측을 위한 시스템 구축이 시급하다고 지적하였다.

이러한 국회의원들의 지적이 합당해 보이지만, 한편으로 전혀 그렇지 못하다는 점을 인식할 필요가 있다. 실제로, 최근 급등하던 국제 유가가 하락세를 보이면서 유가의 방향에 대해 비관론과 낙관론이 팽팽히 맞서고 있는 양상이다(삼성경제연구소, 2005). 과거에는 특정한 시장지배자가 존재하여 미래 유가도 이들의 목표와 전략에 의해 결정되었다. 즉, 이전에는 석유시장의 주도자로서 석유메이저에서 OPEC, 그리고 미국과 중국

〈그림 2〉 석유시장 구조변화 과정



자료: 삼성경제연구소, “석유시장 Big Player 동향과 유가전망,” CEO Information, 2005. 10. 26.

등의 거대 소비국으로 이어져 왔다.

하지만, 최근의 유가 결정구조는 미국과 중국 등의 거대 소비주체와 OPEC과 석유메이저를 중심으로 한 생산주체의 관계가 복잡하게 얽혀 있어 미래를 예측하기 힘든 구조이다. 특히, 21세기 들어서는 뚜렷한 주도 세력 없이 국제 석유시장에서 이들간의 주도권 다툼이 전개되는 양상을 보이고 있다. 또한, 최근에는 경제적인 요인뿐 아니라 정치, 사회적인 요인이 이들의 전략이나 행태에 영향을 미치기 때문에 유가변동의 불확실성이 가중되고 있다. 결국, 국가의 안보나 경쟁자에 대한 견제 차원에서 이루어지는 전략적 행동까지 고려해야 국제 석유시장의 움직임을 제대로 파악할 수 있다는 의미이다.

이렇듯, 최근 들어 유가를 제대로 예측한다는 것은 불가능해 보인다. 아니, 예전에도 유가를 예측하는 것은 불가능하였다. 그렇다면, 유가예측 자체가 무의미한 작업인가? 그리고, 유가예측이란 과연 어떤 의미로 해석해야 하는 것일까? 어느 국제 석유전문가의 표현을 빌리자면, 유가를 예측한다는 것은 마치 모자를 던졌을 때 옷걸이의 어느 고리에 걸릴지 모르는 것과 같다고 하였다. 실제로, 현재 시점에서 6개월이나 1년 후의 유가를 예측한 값이 시간이 경과하여 나중의 실제 값과 같아지거나 비슷해지는 것은 우연의 일치에 가깝다고 볼 수 있다.

결국, 유가예측이란 현재 시점에서 가용한 모든 정보를 활용하여 향후 특정 시점의 유가를 추측한 수치인데, 유가에 영향을 미치는 석유시장의 수급상황을 포함하여 각종 경제변수의 현재 상태를 반영한 것이라고 할 수 있다. 그런데, 시간이 지나면서 이들 경제변수는 계속해서 변화하기 마련이고, 따라서 유가예측 또한 변경되어야 하는 것이 마땅하다. 그렇다면, 현재 시점에서

예측한 유가전망은 지금 이 순간은 최적의 예측치라고 주장할 수 있지만, 유가에 영향을 미치는 각종 경제변수가 하나라도 변하는 순간 이후부터는 결코 최적의 전망치가 될 수 없다. 결국 유가예측이란 현재 순간에서 최선의 전망치에 불과하고, 마치 시간에 따라 생물체가 진화하듯이 새로운 정보에 따라 변경될 필요가 있다. 하지만, 현실적으로는 다른 경제변수들과 마찬가지로 유가를 예측하는 자체가 불가능하다고 보는 것이 타당할 수 있다. 어느 누구도 유가에 영향을 미치는 각종 변수들의 예기치 않은 변화를 모두 파악하는 것이 불가능하기 때문이다.

이렇듯 유가예측이 불가능하다면, 현재와 같은 유가 급등에 어떻게 대응할 수 있을 것인가? 우리나라의 고유가 대응방안 가운데 공급 측면에서 가장 적극적으로 활용되는 정책수단으로 석유비축사업과 해외 유전개발 사업을 들 수 있다. 이들 정책수단은 외국의 경우에도 보편적으로 널리 활용되는 고유가 대응전략들이다. 간략히 이들 정책수단의 현주소를 살펴보자. 먼저, 석유비축사업의 경우 2005년 4월말 현재 원유비축기지 4개, 제품비축기지 4개, LPG 비축기지 1개 등 총 9개 비축기지가 운영중이고, 총 99백만 배럴의 비축시설과 74백만 배럴의 석유를 비축하고 있다. 제3차 비축계획이 제대로 추진될 경우 2007년까지 146백만 배럴의 비축시설을 완비하고, 2008년까지 141백만 배럴의 석유를 비축할 계획이다.

다음으로, 유전개발사업의 경우 2004년 12월말 현재 확보 가채매장량이 702백만 배럴, 자주개발 물량이 86천배럴/일, 자주개발 확보율이 3.8%, 진행사업수가 56개, 투자액이 666백만 달러 등이다. 2008년까지 2,900백만 배럴을 확보하여 자주개발 확보율을 10% 수준으로 증대시킬 계획이다. 2005년 7월말 현재, 생

이슈 진단

산/개발/탐사 부문에서 국내 전체로 27개 진출국, 61개 사업이 진행중이다(이 가운데 석유공사는 14개 진출국, 21개 사업을 운영중이다). 또한, 정부는 지난 9월 대통령 주재로 제3차 국가에너지자문회의를 열고 신고유가 시대에 따른 종합대책을 마련한 바 있다. 여기서, '에너지산업 해외진출 활성화 방안'을 통해 해외 자원 확보 전략을 제시하였다. 주요 골자는 2013년까지 석유와 가스의 자주개발에 16조원을 투자하고, 석유공사의 자산규모를 현재의 1조 1,000억원에서 4조원으로 늘리며, 수출입은행의 자원개발 금융지원 자금을 대폭 확대하는 등 석유공사를 2013년까지 1일 산유량 30만 배럴의 메이저급 자원개발 전문회사로 육성하겠다는 계획이다(에너지경제신문, 2005/9/30).

그런데, 이들 고유가 대응수단과 관련하여 정부는 현재까지 에너지 안보의 유지 혹은 공급 안정성의 확보라는 입장에서 별다른 논란 없이 이들 대응수단을 추진하여 온 것이 사실이다. 하지만, 현재와 같은 신고유가 시대를 맞으면서 유가급등에 대한 시각 조정이 필요하다고 판단된다. 첫째, '공급차질에 대한 우려에서 가격급등에 대한 대비로' 정책방향이 선회될 필요가 있다. 이는 최근 10여년 동안 물리적인 공급차질 가능성은 최대 30일 내외 수준인 반면, 석유시장에서의 가격변동폭은 3배 이상으로 확대되었기 때문이다. 둘째, '공급안정성뿐 아니라 비용절감의 방향으로' 정책수단을 강구할 필요가 있겠다. 다시 말하면, 기존의 물리적인

공급차질 가능성뿐 아니라 경제성을 동시에 고려하는 정책수단이 필요하다는 의미이다. 셋째, '가격급등에 대한 대비뿐 아니라 가격변동성에 대한 대비도' 함께 모색하는 지혜가 필요하다. 이는 급격한 가격변동에 따른 경제조정비용을 감안해야 한다는 의미이다.

〈표 1〉에는 기존의 석유비축과 유전개발 이외에 후술할 파생상품을 활용한 헤징대안에 대하여 비용, 성공확률, 공급안정성, 그리고 대응속도 측면에서 대응수단별로 비교한 것이다. 예를 들어, 석유비축사업은 비축시설에 대한 투자비, 비축유 구입비와 이자비용, 비축유 운영 및 관리비 등 막대한 자금이 소요된다. 비축유를 저장하기만 하면 언제든지 활용할 수 있다는 측면에서 성공확률과 공급안정성이 높다. 하지만, 이미 비축시설이 준비되어 있지 않을 경우 유가급등에 대응하기 위해 필요한 시간이 장기간 필요하다는 단점이 있다. 반면, 파생상품을 활용한 헤징대안의 경우 비용이 석유비축이나 유전개발에 비해 (적게는 100분의 1에서 20분의 1 수준으로) 상대적으로 적게 소요되고, 성공확률 또한 높다고 볼 수 있다. 대응속도 측면에서도 건설이나 초기 투자가 필요하지 않기 때문에 가격급등에 대한 단기적인 대응수단으로 고려할 수 있다.

결국, 고유가에 대응하기 위한 정책수단을 선택하는데 있어, 이러한 여러 측면에서의 비용과 편익을 동시에 고려할 필요가 있겠다. 또한, 현재 우리나라와 같이 비축사업과 유전개발에 예산과 자원을 편중되게 투입

〈표 1〉 교토의정서의 산림 관련 활동 인정범위

대응수단	비용	성공확률	공급안정성	대응속도
석유비축	높음	높음	높음	장기
유전개발	높음	낮음	중간	장기
헤징대안	낮음	높음	낮음	단기

하는 방식에서 탈피하여, 파생상품을 활용한 위험관리 대안을 포함하여 정책수단을 보다 다양화시키는 일종의 ‘포트폴리오’ 접근방식을 도입할 필요가 있다.¹⁾ 즉, 고유가 대응전략으로서 공급측면과 수요측면의 다양한 정책수단간의 적절한 조합이 필요하고, 이들 개별 수단의 최적화가 아닌 전체 포트폴리오 입장에서 예산과 자원을 배분할 필요가 있다는 의미이다.

3. 위험관리 개념과 활용 사례

파생상품을 활용한 위험관리 혹은 헷지의 개념으로 헤징(hedging)은 마치 해외 선진 금융지식을 활용한 복잡한 재무기법으로 생각할 수 있으나, 실제로는 우리가 이미 알고 있거나 활용하고 있는 간단하고 쉬운 개념이다. 헤징이란 실물자산의 가격변동으로 인한 위험을 회피 내지 관리하기 위해 실물자산을 기초로 파생된 금융자산을 매수하거나 매도하여 실물자산의 가격변동에 관계없이 실물자산의 가치를 일정하게 유지시키는 행위라고 정의할 수 있다. 보편적인 예로는 농민과 중간도매상 사이에 이루어지는 흔히 ‘밭떼기’라고 불리는 쌍방계약이 이에 해당한다. 그리고, 자동차보험이나 화재보험 등을 가입하는 경우도 개인 차원에서 재산손실에 대비한 헤징으로 이해할 수 있다.

헤징의 원리를 이해하기 위해, A라는 자산을 보유한 상태에서 가격움직임이 거의 동일한 B라는 자산을 매도하는 경우를 가정하자. A 자산의 가격이 떨어지면 B

자산의 가격도 떨어지지만 B 자산은 이미 가격이 떨어지기 전에 매도한 상태이므로 가격하락에 따라 오히려 이득을 보게 된다.²⁾ 그렇다면 A 자산의 가격하락에 따라 발생한 손실분은 B 자산의 매도로 인해 발생한 이득으로 상쇄시킬 수 있다. 따라서, 가격이 하락되더라도 자산 A와 자산 B로 구성된 일종의 포트폴리오의 가치는 그대로 유지되는 셈이다. 마찬가지로, A라는 자산을 일정 시점 이후 구매해야 하는 입장에서 가격 움직임이 거의 동일한 B라는 자산을 현재 시점에서 매수하는 경우를 가정하자. A 자산의 가격이 올라가면 B 자산의 가격도 올라가지만 B 자산은 이미 가격이 올라가기 전에 매수한 상태이므로 가격상승에 따라 오히려 이득을 보게 된다. 그렇다면 A 자산의 가격상승에 따라 발생한 손실분은 B 자산의 매수로 인해 발생한 이득으로 상쇄시킬 수 있다. 따라서, 가격이 오르더라도 자산 A와 자산 B로 구성된 일종의 포트폴리오의 가치는 그대로 유지되는 셈이다.

이러한 간단한 헤징의 원리를 국내로 수입되는 원유나 석유제품에 적용시킨다면 이들 상품을 기초로 한 파생상품계약을 미리 매수하여 유가급등에 따라 발생할 수 있는 잠재적 손실을 파생상품 거래를 통한 이득으로 보전할 수 있다. 결국, 석유위기에 대비한 국내 비축유와 정유사가 수입하는 원유 등에 그대로 적용시킨다면 국제 유가가 아무리 오르더라도 가격 상승 이전의 수준으로 고정시킬 수 있다는 의미이다. 물론, 파생상품 거래를 위해 소요되는 비용은 고려해야 하지만 이러한 거

1) 포트폴리오 접근방식이란 서로 다른 폭으로, 때로는 서로 다른 방향으로 움직이는 개별 자산의 가격변동이 전체 포트폴리오로 모이면 위험의 상대적 크기가 감소하는 포트폴리오 효과를 달성하자는 논리이다. 실제로, 구성되는 자산의 특성이 다양할수록 포트폴리오 효과는 증가하는데, 비록 수익률이 증가하지는 않지만, 수익률의 변동성은 급격히 감소하게 된다. 또한, 포트폴리오 최적화를 통해 더 이상의 위험을 감수하지 않으면서, 즉 임의의 위험 수준에서 최대의 수익률을 얻는 가장 효율적인 포트폴리오를 구성할 수 있다.

2) 이렇게 자산을 보유하지 않은 상태에서 자산을 매각하는 것을 空賣渡(short selling)라고 부른다. 공매도는 매도할 자산을 타인에게서 차입하여 시장에 팔고, 나중에 해당 자산을 시장에서 구입하여 대납하는 방식을 말한다.

이슈 진단

래비용은 유가급등에 따라 직접적으로 치러야 하는 손실에 비해 미미한 수준이다. 마치 자동차보험이나 화재보험 계약에서 불의의 사고로 수령할 보험금액과 이에 대한 대가로서 보험료의 상대적 수준을 비교하면 될 것이다.

이러한 파생상품을 활용한 헤징을 현재와 같은 고유가에 대한 대응전략으로 제시한 이유는 다음과 같다. 먼저, 파생상품을 활용한 헤징대안은 전략적 석유 비축과 같은 물리적인 고유가 대응대안에 비해 비용이 적게 든다는 점이다. 결국 비축이라는 경제행위는 유가가 하락하였을 때 원유를 싸게 구입하여 저장하였다가 유가가 오를 경우 이를 활용하는 것으로 일종의 원시적인 헤징대안으로 생각할 수 있다. 이러한 비축대안을 활용하기 위해서는 비축기지의 건설과 보수, 비축유의 운영 및 유지, 그리고 저장기간 동안의 원유 구입에 대한 기회비용 등의 막대한 비용이 수반된다. 이에 비해 파생상품을 활용할 경우 훨씬 저렴한 비용으로 거의 동일한 효과를 거둘 수 있다. 간단히 말해, 파생상품을 활용한 헤징은 불의의 사고에 대비해서 보험계약을 구입하는 것과 같은 맥락에서 이해할 수 있다. 즉, 일반적인 보험계약의 경우와 마찬가지로 비용 측면, 즉 보험료의 수준은 전체 손실보전액에 비해 미미한 수준이라 할 수 있다.³⁾

다음으로, 파생상품을 활용한 헤징대안은 미래 유가에 대한 예측이 불필요하고 시장에서 실현된 현재 가격만으로 헤징의 실행 여부를 판단할 수 있다는 장점이 있다. 다시 말해, 국제 유가의 향후 수준에 대한 예측이

없이도 우리가 접할 수 있는 현재 시장가격이 적절하다고 판단되면 필요한 만큼의 기간과 물량을 결정하여 파생상품시장에서 필요한 포지션을 취하면 되는 것이다. 여기서 '적절한 현재의 가격 수준'이란 정유회사, 소비자, 그리고 국가 단위에서 약간의 차이는 있겠지만, 최종 생산물의 원가에서 차지하는 원유 혹은 석유제품의 비중이 적절한 수준, 해외 유사상품의 소비자가격과 비교하여 경쟁력을 지닐 수 있는 수준, 혹은 국제 유가의 급등으로 인하여 우리나라 경제 전반에 미칠 수 있는 부정적인 영향의 최대 허용수준 등으로 정의될 수 있다. 그런데, 가격예측이 불필요한 헤징의 경우와 가격예측을 필요로 하는 순수매매 혹은 투기(speculation)의 경우를 구별하지 못하고, 헤징이나 순수매매에 있어서 모두 가격예측을 필요로 한다는 잘못된 인식이 종종 일반인들 사이에 존재한다. 실제로 국제 유가를 포함해서 시장에서 거래되는 일반상품이든 금융상품이든 이들의 미래 가격을 예측하기란 불가능하다고 해도 과언이 아니다. 따라서, 이렇게 헤징을 할 경우 가격예측이 불필요하다는 점이 헤징에 대하여 더욱 매력을 느끼게 하는 점이다.

이제, 선물계약과 옵션계약을 활용하여 헤징의 개념을 설명해 보자. 앞서 설명한 대로, 선물이나 옵션 등의 파생상품시장의 기본적인 기능은 시장참여자 위험을 감소할 수 있거나 기꺼이 감소하고자 하는 다른 시장참여자에게 위험을 전가함으로써 위험을 최소화시키거나 관리할 수 있도록 하는 것이다. 그리고, 가장 단순한 형태의 헤징은 '현물에서 취한 (구매 혹

3) 엄밀히 말해, 선물시장(futures market)을 통한 헤징거래는 보험의 성격을 가진다고 볼 수 없다. 보험의 경우 우려하는 재해로부터의 기회손실이 발생할 경우 보험금으로 보전되고, 재해가 발생하지 않을 경우 보험료만큼만 손실이 제한된다. 하지만 선물거래의 경우 우려하는 방향으로 가격변동이 발생할 경우 손실은 보전되지만, 이의 반대방향으로 가격이 움직일 경우 현물에서의 이득이 선물에서의 손실로 상쇄될 수 있다. 즉, 보험과는 달리 보험료가 고정되어 있지 않고 현물거래에서의 기회이득만큼이나 커질 수 있다. 오히려 보험의 성격과 유사한 헤징거래로서는 옵션(option)을 활용한 경우라고 볼 수 있다. 이 경우 옵션 매입자는 행사(exercising)할 수 있고 최대 손실은 옵션프리미엄만큼으로 고정된다.

〈표 2〉 선물계약을 활용한 매수헤징 사례

1) 가격이 상승하는 경우		
일자	현물포지션	선물포지션
1.1	구매 계획 \$60.00	7월물 매수 \$60.10
7.1	원유 매입 \$62.00	7월물 매도 \$62.10
손익	-	+\$2.00
합계	순조달비용 = 현물가격 - 선물이익 = \$62.00 - \$2.00 = \$60.00	
2) 가격이 하락하는 경우		
일자	현물포지션	선물포지션
1.1	구매 계획 \$60.00	7월물 매수 \$60.10
7.1	원유 매입 \$56.00	7월물 매도 \$56.10
손익	-	-\$4.00
합계	순조달비용 = 현물가격 + 선물손실 = \$56.00 + \$4.00 = \$60.00	

은 판매) 포지션과 반대되는 방향으로 파생상품시장에서 동일한 물량의 포지션을 취하는 경제적인 행위'라고 정의할 수 있다. 예를 들면, 실물을 나중에 구매해야 하는 경우 파생상품시장에서 동일한 물량을 현재 시점에서 매수하고, 실물을 저장하고 있는 경우 미래 판매에 대비하여 파생상품시장에서 동일한 물량을 매도하는 것이다.

헤징의 형태는 일반적으로 賣渡헤징(short hedging)과 買受헤징(long hedging)으로 나눌 수 있다. 매도헤징은 현물을 생산하거나 혹은 미래 시점에 이를 판매하고자 하는 시장참여자(현물의 가격하락에 대비하여 파생상품계약을 매도하는 것이다. 파생상품에서 매도포지션을 취하는 경우 현물포지션의 손실[이익]은 파생상품 매도포지션의 이익[손실]에 의하여 상쇄된다. 반면, 매수헤징은 현물을 매입하고자 하는 시장참여자가 미래 구매시점의 가격상승으로 발생할 수 있는 위험을 회피하기 위하여 파생상품계약을 매입하는 것이다. 매수헤징은 원재료 혹은 투입물의 매입비용 상승에 대

비하기 위해 이루어진다. 예를 들어, 국내로 수입되는 원유의 조달비용을 현재 시점의 시장가격으로 고정시키는 경우도 이에 속하다.

〈표 2〉에는 매수헤징으로서 원유에 대한 조달헤징(procurement hedging)의 경우를 예시하고 있다.⁴⁾ 어느 정유회사가 1월 1일 현재 향후 6개월 후의 원유를 구매할 계획을 가지고 있다고 가정하자. 현재 유가는 배럴당 60달러 수준이다. 정유회사의 입장에서는 향후 가격이 현재 수준이면 적정하지만, 더 이상 오를 경우 회사를 운영하는 데 지장이 있다고 판단하고, 현재 시점에서 7월물 선물계약을 매수하였다. 만약 6개월이 지나서 현재보다 유가가 배럴당 2달러 오른다고 가정하자. 이 경우에는 선물포지션에서 배럴당 2달러의 이익을 현물시장에서의 구매가격에서 차감하면 실질적으로 배럴당 60달러로 구입하게 되는 셈이다. 한편, 오히려 유가가 배럴당 4달러 내릴 경우, 선물포지션에서 배럴당 4달러의 손실을 현물시장에서의 구매가격에 가산하면 실질적으로 배럴당 60달러로 구입하게 되는 셈이

4) 비축유의 헤징사례와 실증분석에 관해서는 윤원철(1998)과 윤원철(2000)을 참고하기 바란다.

이슈 진단

〈표 3〉 옵션계약을 활용한 매수헤징 사례

1) 가격이 상승하는 경우				
일자	현물포지션		옵션포지션	
1.1	구매 계획	\$60.00	7월물 \$60 콜매수	\$1.00
7.1	원유 매입	\$62.00	7월물 \$60 콜매도	\$3.00
손익	-		+\$2.00	
합계	순조달비용 = 현물가격 - 옵션이익 = \$62.00 - \$2.00 = \$60.00			
2) 가격이 하락하는 경우				
일자	현물포지션		옵션포지션	
1.1	구매 계획	\$60.00	7월물 \$60 콜매수	\$1.00
7.1	원유 매입	\$56.00	(콜옵션 행사 포기)	
손익	-		-\$1.00	
합계	순조달비용 = 현물가격 + 옵션손실 = \$56.00 + \$1.00 = \$57.00			

다. 중요한 것은 가격의 등락에 관계없이 실질적인 구매가격은 배럴당 60달러로 고정된다는 사실이다. 또한, 실질적인 구매가격 60달러는 공교롭게도 현재 현물시장의 가격과 동일하다는 점이다. 따라서, 선물계약을 활용하여 헤징할 경우, 언제나 현재 시점의 현물시장 가격으로 미래 조달단가를 고정시킬 수 있게 되는 셈이다.

〈표 3〉에는 앞서 정유회사가 선물계약을 매수하는 대신, 콜옵션계약을 매수하는 경우를 보여준다.⁵⁾ 정유회사는 행사가격이 배럴당 60달러인 콜옵션을 배럴당 1달러에 매수하였다. 만약 6개월이 지나서 현재보다 유가가 배럴당 2달러 오른다고 가정하자. 이때, 동일한 콜옵션의 가격도 오르게 되기 때문에 옵션포지션에서 배럴당 2달러의 이익을 남고, 이를 현물시장에서의 구매가격에서 차감하면 실질적으로 배럴당 60달러로 구

입하게 되는 셈이다. 가령 유가가 배럴당 4달러 내릴 경우에는 콜옵션을 그냥 포기하면 된다. 이때, 옵션포지션에서 배럴당 1달러의 손실이 발생한 셈이고, 이를 현물시장에서의 구매가격에 가산하면 실질적으로 배럴당 57달러로 구입하게 되는 셈이다. 가격이 상승하는 경우는 앞서 선물계약을 활용한 경우와 동일한 결과를 낳는다. 하지만, 가격이 하락하는 경우 선물거래의 경우에는 고스란히 현물시장에서의 이익을 돌려주는 셈이지만, 옵션을 활용한 경우에는 가격하락에 따른 잠재적인 이득을 (옵션프리미엄만큼 차감한) 일정 부분 향유할 수 있다는 장점이 있다. 또한, 옵션을 활용한 경우에도 가격등락에 관계없이 실질적인 구매비용을 현재 시장가격 이하로 고정시킬 수 있다.

〈표 4〉에는 앞서 정유회사가 콜옵션계약을 매수하는 동시에 동일 만기의 콜옵션의 행사가격보다 낮은 행

5) 콜옵션(call option)이란 나중에 가서 미리 정한 행사가격으로 정해진 물량만큼을 살 수 있는 권리를 가진 계약을 말한다. 풋옵션(put option)이란 나중에 가서 미리 정한 행사가격으로 정해진 물량만큼을 팔 수 있는 권리에 해당한다. 시장가격이 행사가격보다 높을 경우에는 콜옵션을 행사하여 시장가격보다 싼 가격으로 물건을 살 수 있다. 반면, 시장가격이 행사가격보다 낮을 경우에는 콜옵션을 행사하지 않고 그냥 포기하면 된다. 선물계약의 경우 권리가 아니라 의무이기 때문에 가격이 내리더라도 포기할 수 없고, 이전에 체결된 선물가격으로 현재 시세보다 높게 물건을 구입해야 한다. 옵션의 경우, 선물에 비해 이러한 포기할 수 있는 장점이 존재하기 때문에 콜옵션을 보유하기 위해서는 초기에 옵션프리미엄을 지불하게 된다.

〈표 4〉 칼라거래를 활용한 매수헤징 사례

1) 가격이 상승하는 경우		
일자	현물포지션	옵션포지션
1.1	구매 계획 \$60.00	7월물 \$60 콜매수 \$1.00
		7월물 \$58 풋매도 \$1.00
7.1	원유 매입 \$62.00	7월물 \$60 콜매도 \$3.00 (풋옵션 행사 포기)
손익	-	+\$2.00 + \$1.00 = +\$3.00
합계	순조달비용 = 현물가격 - 옵션이익 = \$62.00 - \$3.00 = \$59.00	
2) 가격이 하락하는 경우		
일자	현물포지션	옵션포지션
1.1	구매 계획 \$60.00	7월물 \$60 콜매수 \$1.00
		7월물 \$58 풋매도 \$1.00
7.1	원유 매입 \$56.00	(콜옵션 행사 포기) 7월물 \$58 풋매수 \$2.00
손익	-	-\$1.00 - \$1.00 = -\$2.00
합계	순조달비용 = 현물가격 + 옵션손실 = \$56.00 + \$2.00 = \$58.00	

사가격으로 풋옵션을 매도하는 칼라거래(collar transaction)의 경우를 보여준다. 즉, 정유회사는 행사 가격이 배럴당 60달러인 콜옵션을 배럴당 1달러에 매수하고, 행사가격이 배럴당 58달러인 풋옵션을 배럴당 1달러에 매도하였다. 만약 6개월이 지나서 현재보다 유가가 배럴당 2달러 오른다고 가정하자. 콜옵션의 가격도 오르게 되기 때문에 옵션포지션에서 배럴당 2달러의 이익을 냈고, 풋옵션은 가치가 없어져 풋옵션의 매수자가 행사를 포기하게 되어 실질적으로 배럴당 1달러의 이익을 남게 된다. 이러한 옵션이익을 현물시장에서의 구매가격에서 차감하면 실질적으로 배럴당 59달러로 구입하게 되는 셈이다. 만약 유가가 배럴당 4달러 내릴 경우에는 콜옵션을 그냥 포기하여 배럴당 1달러의 손해가 발생하고, 매도한 풋옵션도 가치가 하락하여 배럴당 1달러의 손해가 발생한다. 결국, 옵션포지션에서 배럴당 2달러의 손실이 발생한 셈이고, 이를 현물

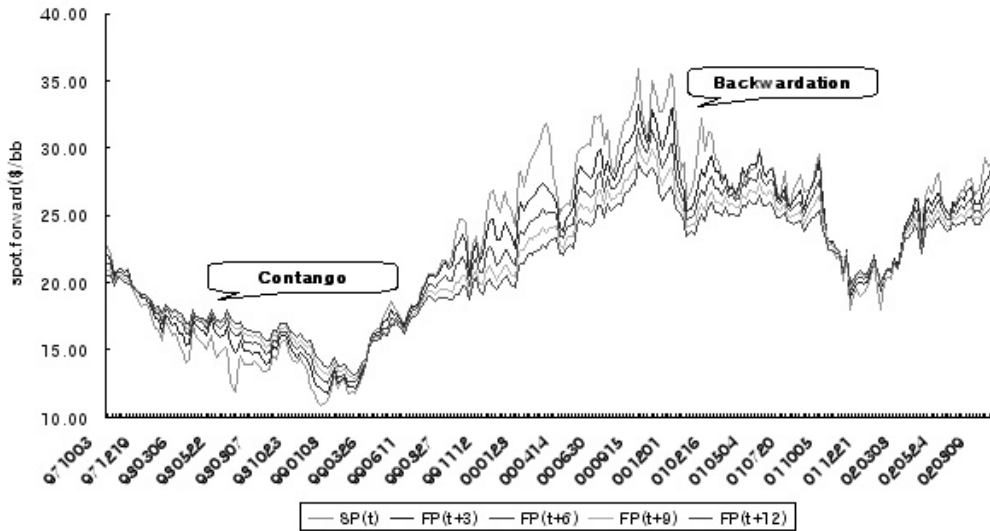
시장에서의 구매가격에 가산하면 실질적으로 배럴당 58달러로 구입하게 되는 셈이다. 이렇듯, 칼라거래를 하게 되면 앞서 콜옵션의 경우와 같이 초기 콜옵션 프리미엄을 풋옵션의 매도를 통해 상쇄시킬 수 있다. 또한, 콜옵션의 행사가격과 풋옵션의 행사가격 범위 내에서 가격등락에 관계없이 실질적으로 구매비용을 고정시킬 수 있다.

4. 헤징시나리오 및 실증분석

다음에서는 앞서 설명한 선물계약, 콜옵션계약, 그리고 칼라거래를 활용한 헤징시나리오에 대하여 표본 자료를 활용하여 실증적으로 분석한 절차와 결과를 제시하기로 한다. 본 연구에서는 표본자료로서 서부텍사스 중질유(West Texas Intermediate, WTI)의 현물가격과 이를 기초자산으로 뉴욕시간 기준 선도가격(for-

이슈진단

〈그림 3〉 WTI 주간 현물가격 대비 만기월별 선도가격(단위: 달러/배럴)



ward) 자료를 활용하였다.⁶⁾ 표본자료는 매주 금요일 종가(settlement price)로 구성된 주간자료이고, 표본 기간은 1997년 10월에서 2002년 8월까지 총 257주간이다.

〈그림 3〉에는 WTI 주간 현물가격과 3개월, 6개월, 9개월, 12개월의 만기에 해당하는 주간 선도가격을 보여준다. 그림에서 알 수 있듯이, 현물가격이 상대적으로 높은 고유가 상황에서 현물가격이 선도가격보다 높게 나타나는 백워데이션(backwardation) 현상이 나타난다. 반대로, 현물가격이 상대적으로 낮은 저유가 상황에서 현물가격이 선도가격보다 낮게 나타나는 콘탱고(contango) 현상이 발생한다. 또한, 백워데이션 상황의 현물가격과 선도가격의 차이인 베이스스(basis)의 절대값이 콘탱고 상황의 베이스스 절대값보다 크게 나타나는 것을 알 수 있다. 이는 고유가 상황에서 생산자가 일정 수준 이상으로 원유의 판매가격을 고정시키

기 위해 향후 발생 가능한 가격하락에 대비하여 선도시장에서 적극적으로 매도포지션을 증가시킴에 따라 현물과 선도계약의 근월물(nearby contract)에 비해 선도계약의 원월물(distant contract)의 가격이 상대적으로 많이 하락하기 때문이다.

〈표 5〉에 제시된 대로, 헤징시나리오별로 헤징효과를 비교하기 위해, 현물만 구매하는 경우(C0)와 현물포지션과 동일한 양으로 선도포지션에 대해 매수포지션을 취하는 경우(C1), 다양한 행사가격별로 콜옵션을 활용한 거래전략 S10~S20, 그리고 콜옵션의 행사가격이 고정된 상태에서 풋옵션의 행사가격별로 칼라거래를 활용한 거래전략 K10~K20 등을 함께 분석하였다. 옵션계약을 활용한 경우와 칼라거래를 활용한 경우에는 매주별로 블랙-숄즈(Black-Scholes) 옵션가격 공식을 활용하여 콜옵션과 풋옵션의 프리미엄을 실제로 산정하였다. 실증분석에서는 1배럴의 WTI 원유를

6) 실증분석에서 선도가격 대신에 선물가격을 활용한 경우에도 거의 유사한 결과를 도출할 수 있다.

〈표 5〉 헤징시나리오별 비교

구분	전략	헤지비용
C0	현물 구매	0.00
C1	선도계약 매수	1.00
S10	행사가격 10의 콜매수	1.00
S12	행사가격 12의 콜매수	1.00
S14	행사가격 14의 콜매수	1.00
S16	행사가격 16의 콜매수	1.00
S18	행사가격 18의 콜매수	1.00
S20	행사가격 20의 콜매수	1.00
K10	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 10의 풋매도	1.00
K12	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 12의 풋매도	1.00
K14	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 14의 풋매도	1.00
K16	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 16의 풋매도	1.00
K18	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 18의 풋매도	1.00
K20	행사가격 20의 콜매수	1.00
	행사가격 20의 풋매도	1.00

1, 3, 6, 9, 12개월의 헤징기간에 걸쳐 조달하는 경우를 가정하였고, 편의상 헤징과 관련된 제반 거래비용은 고려하지 않았다.

예를 들어, 1개월 헤징기간을 가정하면, 현재 시점에서 구매계획을 세우고, 이에 따라 1개월 이후 만기가 도래하는 선도계약이나 옵션계약을 활용하여 현재 시점에서 필요한 포지션을 취한다는 의미이다. 이런 방식으로 매주간 헤징을 실행할 경우, 표본기간 동안 주별로 조달비용을 도출할 수 있고, 이들 조달비용의 평

균값과 표준편차를 서로 비교하여 헤징시나리오별로 헤징효과를 비교할 수 있다.⁷⁾ 〈그림 4〉, 〈그림 5〉, 〈그림 6〉은 각각 선도계약, 콜옵션계약, 그리고 칼라거래를 활용하여 매주별로 산출한 조달비용을 헤징을 하지 않은 경우와 대비하여 나타낸 것이다. 이들 그림에서 알 수 있듯이, 유가가 상승하는 시기에는 헤징을 통해 비용을 절감하는 것이 가능한 반면, 유가가 하락하는 시기에는 오히려 헤징을 통해 조달비용이 증가할 수도 있다.

7) 헤징효과를 검증하는 기준으로는 특정한 헤징전략을 통하여 헤징을 하지 않은 경우에 비해 감소하는 수익(비용)의 분산의 크기를 백분율로 표시한 “헤징효율성”(hedging effectiveness) 기준이 가장 보편적이다. 또한, 헤징을 하지 않은 경우에 비해 헤징전략을 통해 얻을 수 있는 최대한도의 경제적 가치나 전문적인 투자건설팀에 의한 헤징모형 개발보수인 “성과보수”(performance fee) 기준도 고려할 수 있다. 이외에도, 최근 실무에서 각광을 받고 있는 위험상태하의 가치 혹은 수익으로서 VaR(value at risk)이나 EaR(earnings at risk) 등의 기준을 활용할 수 있다.

이슈 진단

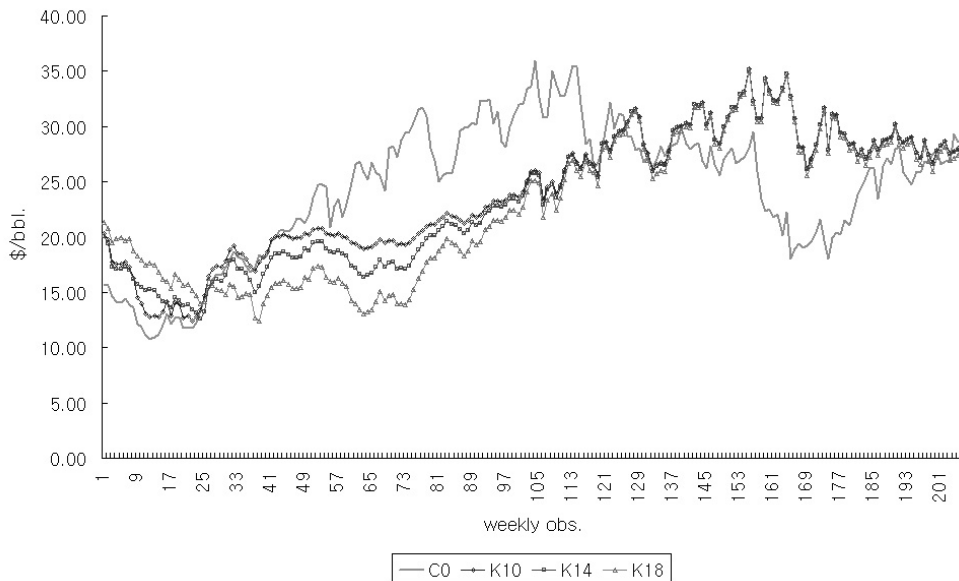
〈그림 4〉 선도계약 매수헤징을 통한 조달비용 흐름(단위: \$/배럴)



〈그림 5〉 콜옵션계약계약 매수헤징을 통한 조달비용 흐름(단위: \$/배럴)



〈그림 6〉 칼라거래를 통한 조달비용 흐름(단위: \$/배럴)



〈표 6〉과 〈표 7〉에 나타난 대로, 실증분석의 결과를 정리하면 다음과 같다. 첫째, 선도계약을 매수하는 경우 동일 헤징기간에서 헤징하지 않는 경우에 비해 헤징하는 경우 조달비용의 평균이 감소한다(〈그림 7〉 참조). 또한, 동일 거래전략에서 헤징기간이 길어질수록 평균이 증가하지만, 헤징하는 경우에 평균의 감소폭이 증가한다. 한편, 동일 헤징기간에서 헤징하지 않는 경우에 비해 헤징하는 경우에 조달비용의 표준편차가 감소한다(〈그림 8〉 참조). 또한, 동일 거래전략에서 헤징기간이 길어질수록 표준편차가 감소하고, 헤징하는 경우에 표준편차의 감소폭이 증가한다.

둘째, 콜옵션계약을 매수하는 경우 동일 헤징기간에서 행사가격이 높아질수록 조달비용의 평균이 증가한다(〈그림 9〉 참조). 또한, 동일 행사가격에서 헤징기간이 길어질수록 평균이 감소하지만, 행사가격이 높아질

수록 평균의 감소폭이 감소한다. 한편, 동일 헤징기간에서 행사가격이 높아질수록 조달비용의 표준편차가 감소한다(〈그림 10〉 참조). 또한, 동일 행사가격에서 헤징기간이 길어질수록 표준편차가 감소하고, 행사가격이 높아질수록 표준편차의 감소폭이 증가한다.

셋째, 칼라거래를 활용한 경우 동일 헤징기간에서 (매도할 풋옵션의) 행사가격이 높아질수록 조달비용의 단순평균이 감소한다(〈그림 11〉 참조). 또한, 동일 행사가격에서 헤징기간이 길어질수록 평균이 증가하지만, 행사가격이 높아질수록 평균의 감소폭이 증가한다. 한편, 동일 헤징기간에서 행사가격이 높아질수록 조달비용의 표준편차가 증가한다(〈그림 12〉 참조). 또한, 동일 행사가격에서 헤징기간이 길어질수록 표준편차가 감소하지만, 행사가격이 높아질수록 표준편차의 감소폭이 감소한다.

이슈진단

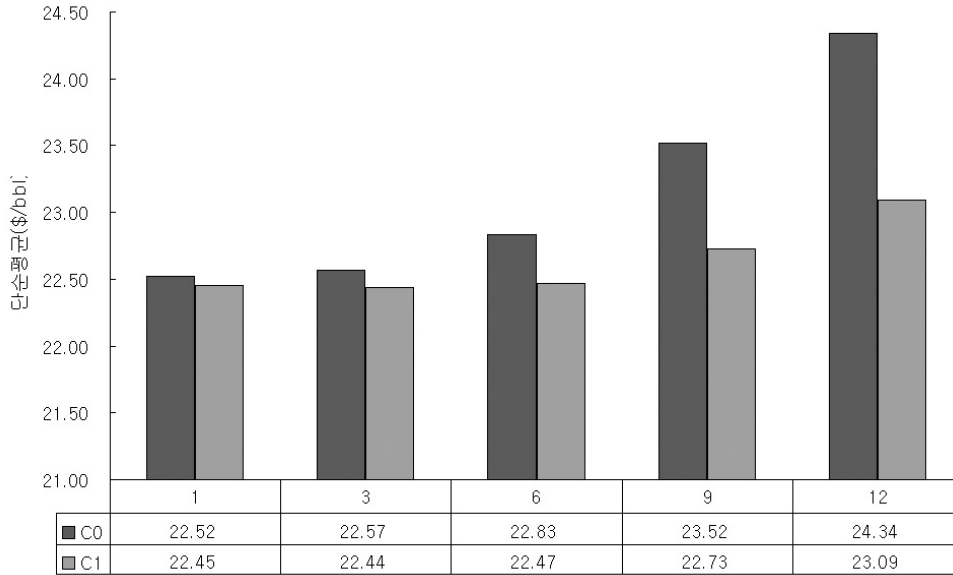
〈표 6〉 거래전략별 조달비용의 평균 및 변화율(단위: \$/배럴)

기간	C0	C1	S10	S12	S14	S16	S18	S20	K10	K12	K14	K16	K18	K20
	조달비용의 평균													
1	22.52	22.45	22.40	22.44	22.49	22.50	22.50	22.50	22.50	22.47	22.43	22.42	22.43	22.44
3	22.57	22.44	22.30	22.41	22.53	22.59	22.61	22.65	22.63	22.54	22.45	22.42	22.43	22.42
6	22.83	22.47	22.18	22.37	22.58	22.73	22.90	23.10	23.03	22.89	22.74	22.64	22.53	22.38
9	23.52	22.73	22.06	22.33	22.63	22.90	23.26	23.65	23.52	23.33	23.12	22.92	22.65	22.34
12	24.34	23.09	21.95	22.29	22.67	23.12	23.66	24.22	24.04	23.81	23.54	23.20	22.76	22.31
	C0 대비 변화율													
1	-	-0.30	-0.51	-0.34	-0.14	-0.07	-0.07	-0.07	-0.09	-0.22	-0.39	-0.42	-0.38	-0.34
3	-	-0.57	-1.16	-0.67	-0.13	0.13	0.21	0.38	0.27	-0.09	-0.51	-0.65	-0.62	-0.66
6	-	-1.55	-2.85	-1.99	-1.09	-0.42	0.33	1.22	0.91	0.29	-0.37	-0.80	-1.32	-1.96
9	-	-3.35	-6.21	-5.06	-3.80	-2.63	-1.11	0.53	0.01	-0.80	-1.71	-2.54	-3.71	-5.01
12	-	-5.15	-9.83	-8.44	-6.89	-5.04	-2.81	-0.50	-1.24	-2.19	-3.30	-4.71	-6.50	-8.37

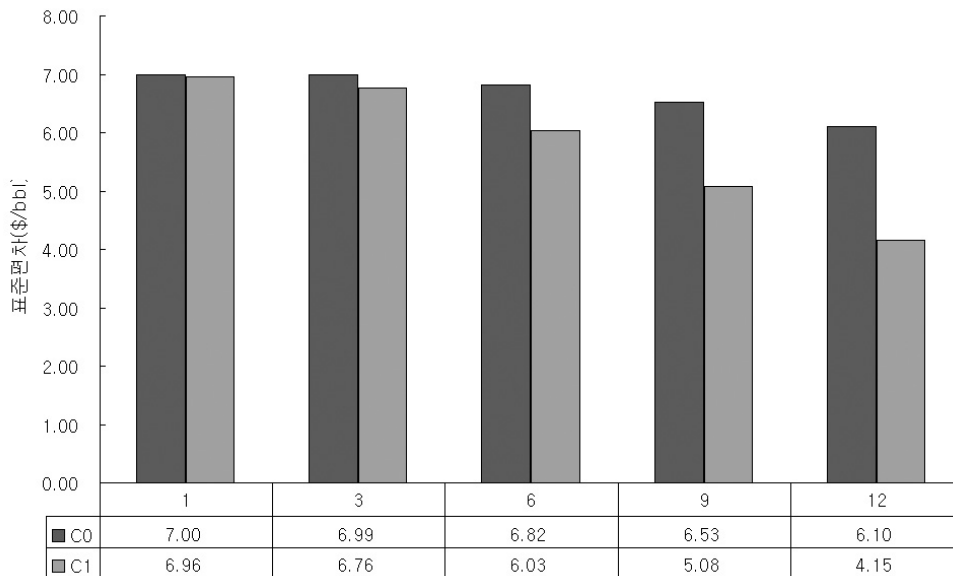
〈표 7〉 조달비용의 표준편차 및 변화율(단위: \$/배럴)

기간	C0	C1	S10	S12	S14	S16	S18	S20	K10	K12	K14	K16	K18	K20
	조달비용의 표준편차													
1	7.00	6.96	6.94	6.90	6.86	6.87	6.91	6.94	6.94	6.98	7.02	7.01	6.98	6.95
3	6.99	6.76	6.84	6.73	6.63	6.64	6.71	6.79	6.82	6.91	6.98	6.97	6.92	6.88
6	6.82	6.03	6.68	6.51	6.37	6.34	6.37	6.47	6.54	6.67	6.75	6.73	6.75	6.78
9	6.53	5.08	6.52	6.31	6.12	6.00	5.99	6.07	6.18	6.33	6.42	6.46	6.56	6.69
12	6.10	4.15	6.36	6.12	5.89	5.69	5.58	5.57	5.73	5.90	6.00	6.15	6.36	6.59
	C0 대비 변화율													
1	-	-1.22	-1.67	-2.92	-4.01	-3.64	-2.72	-1.88	-1.74	-0.62	0.36	0.11	-0.73	-1.46
3	-	-6.62	-4.27	-7.43	-10.18	-9.88	-7.91	-5.62	-4.82	-2.35	-0.36	-0.72	-1.96	-3.10
6	-	-21.77	-4.06	-8.84	-12.77	-13.68	-12.64	-9.85	-7.91	-4.24	-2.16	-2.50	-2.00	-1.03
9	-	-39.65	-0.50	-6.82	-12.35	-15.54	-16.09	-13.73	-10.60	-6.11	-3.43	-2.23	0.78	4.76
12	-	-53.69	8.57	0.52	-6.78	-12.97	-16.50	-16.59	-11.96	-6.55	-3.24	1.57	8.51	16.64

〈그림 7〉 거래전략별 비교 : 선도매수 단순평균(\$/배럴)

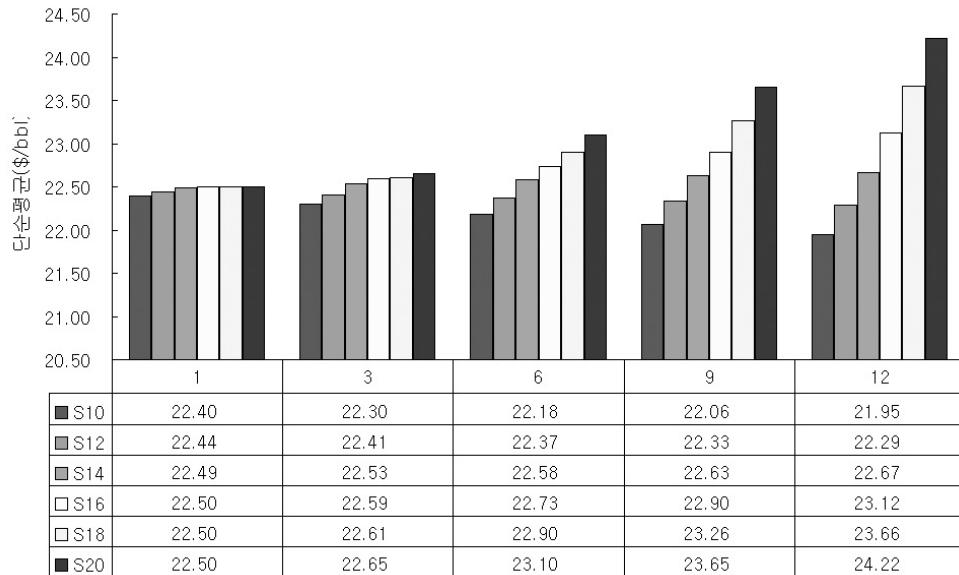


〈그림 8〉 거래전략별 비교 : 선도매수 표준편차(\$/배럴)

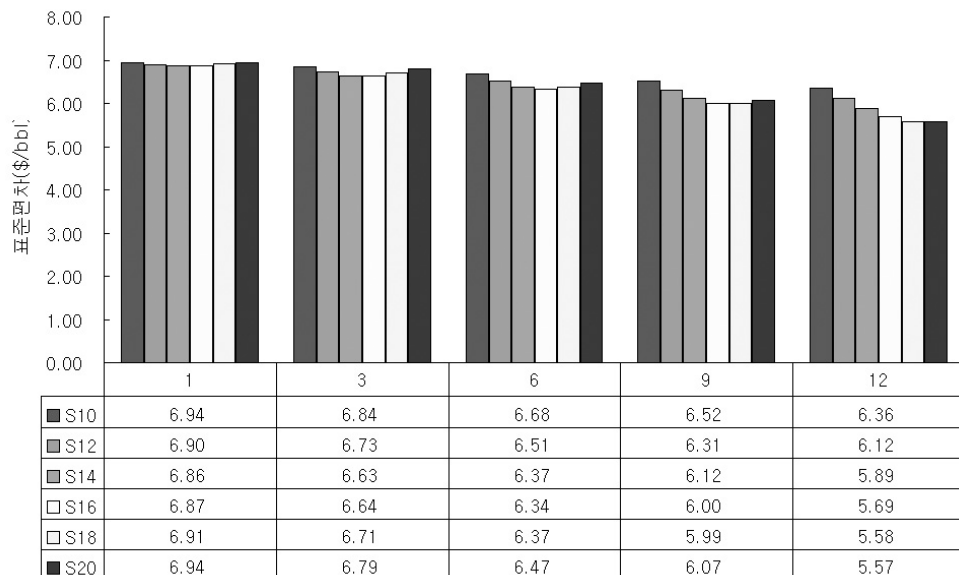


이슈 진단

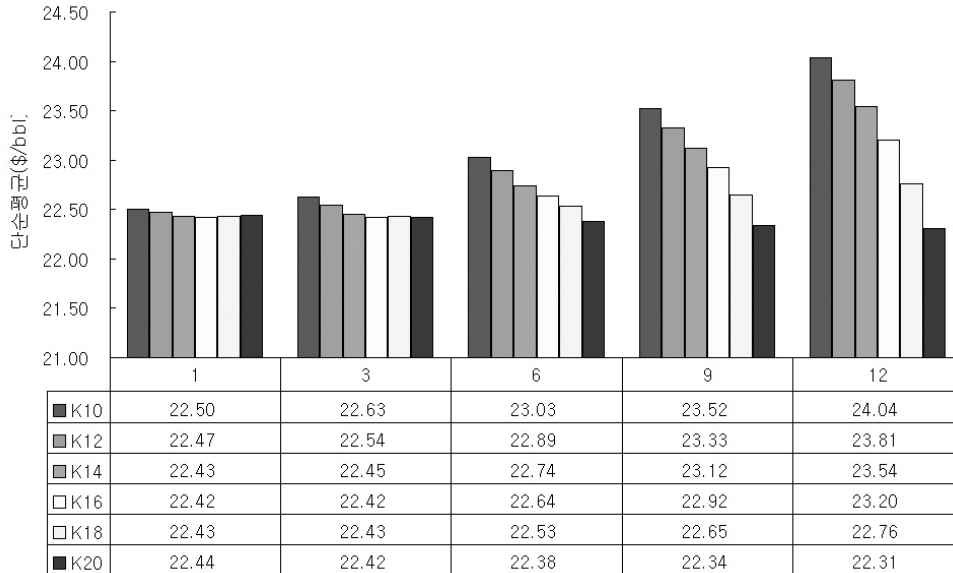
〈그림 9〉 거래전략별 비교 : 콜옵션매수 단순평균(\$/bbl.)



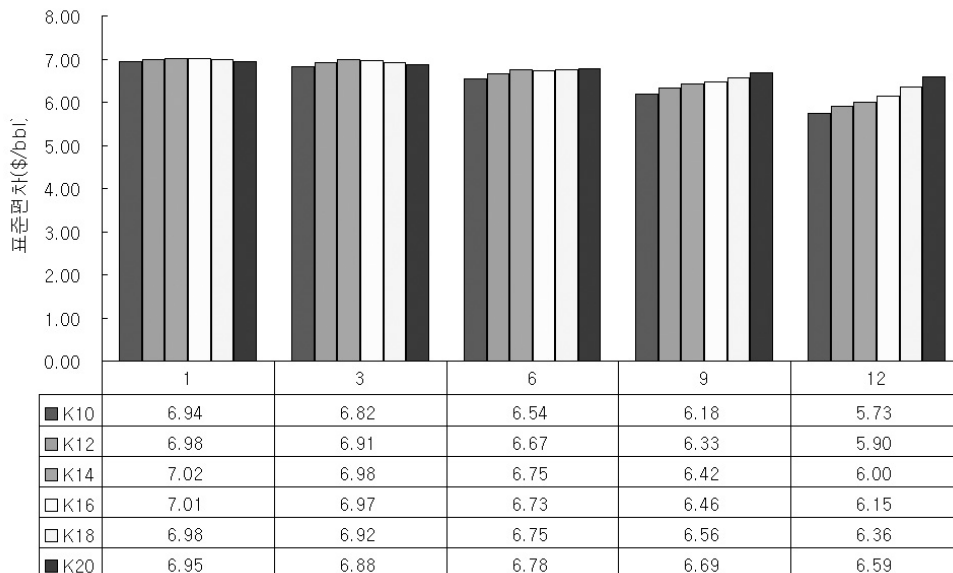
〈그림 10〉 거래전략별 비교 : 콜옵션매수 표준편차(\$/bbl.)



〈그림 11〉 거래전략별 비교 : 칼라매수 단순평균(\$/bbl.)



〈그림 12〉 거래전략별 비교 : 칼라매수 표준편차(\$/bbl.)



5. 요약 및 시사점

본고에서는 유가에측이 사실상 불가능하다는 논지를 피력하였다. 또한, 향후 고유가 대응전략 또한 변화가 필요한데, 기존의 석유비축사업과 유전개발사업 이외에 파생상품을 활용한 위험관리 전략이 정책수단으로 고려되어야 한다고 지적하였다. 즉, 공급안정성뿐 아니라 경제성과 대응속도 등 고유가 대응수단의 실효성을 검토하는 데 있어 복합적인 평가기준을 도입할 필요가 있다. 또한, 석유비축과 유전개발에 편중된 고유가 대응전략에서 파생상품을 활용한 헤징대안을 고려하여 보다 다양한 정책수단을 수립할 필요가 있다.

실제로, 고유가 대응전략으로서 위험관리전략은 다양한 파생상품을 활용할 수 있는데, 본고에서는 선물계약, 옵션계약, 그리고 칼라거래를 소개하였다. 본고에서 제시한 파생상품을 활용한 매수헤징전략은 일종의 “목표구매전략”(target-buying strategies)이라고 할 수 있다. 즉, 예산계약조건 하에서 최소의 비용으로 필요한 원유나 석유제품을 조달할 수 있는 방법을 말한다. 이러한 헤징전략은 미래 구매시점에 대비하여 선물시장이나 선도시장에서 매수포지션을 취하는 전통적인 조달헤징이라고 볼 수 있다. 또한, 옵션을 활용하여 유사한 헤징효과를 거둘 수 있다. 즉, 콜옵션을 매수하거

나, 높은 행사가격에 콜옵션을 매수하고 동일 만기의 낮은 행사가격에 풋옵션을 매도하는 칼라거래를 통해서도 가능하다. 이들 파생상품을 활용하여 국내로 수입되는 원유와 석유제품에 대하여 위험관리하는 경우에는 조달비용과 이의 변동성 측면에서 긍정적인 효과를 거둘 수 있다는 사실을 실증분석을 통하여 알 수 있다.

한가지 주지할 사항은 일반적인 보험의 경우를 생각해 보면, 사고 발생 이전에 보험을 가입하는 것이 비용 측면에서 훨씬 유리하다는 점이다. 따라서, 현재와 같은 고유가 상황이 아닌 유가안정기에 고유가 대책을 적극적으로 수립하고 실행하는 것이 보다 합리적일 것이다.

〈참고문헌〉

- 삼성경제연구소, “석유시장 Big Player 동향과 유가전망,” CEO Information, 2005. 10. 26.
- 에너지경제연구원, “신고유가시대에 대응한 시스템 혁신전략,” 2005. 9. 28.
- 윤원철. 1998. 해외 선물시장을 활용한 에너지수급 안정화 연구(경기: 에너지경제연구원).
- 윤원철. 2000. “해외 선물을 활용한 국내 수입 원유의 조달헤징.” 선물연구 제8권: pp. 57-79.

러시아와 우크라이나간 가스분쟁



서 정 규
에너지경제연구원 연구위원

< 목 차 >

- | | |
|------------------------------------|----------------|
| 1. 우크라이나의 에너지사정 | 5. 분쟁의 해결 |
| 2. 유럽의 천연가스 사정과 러시아의 천연가스 수출 | 6. 분쟁의 정치적인 요인 |
| 3. 러시아와 우크라이나간의 천연가스 거래(1991~2004) | 7. 종합 및 시사점 |
| 4. 2005년 천연가스 공급협상관련 사항 | 참고문헌 |

우크라이나와 러시아간의 가스분쟁으로 2006년 새해 벽두부터 러시아가 천연가스 공급을 삭감하는 조치를 취함으로써 EU국가들로 하여금 천연가스 공급안정성에 대한 우려를 유발시켰다. 양국 간의 가스분쟁은

러시아가 우크라이나에 판매하는 가스에 대한 가격을 대폭 인상하려는 조치를 취한 2005년 3월부터 시작되었다¹⁾. 이후 이들 두 나라는 이 문제에 대해 수차례에 걸친 협의를 하였으나, 결국 분쟁을 종식시킬 합의에

1) 사실 러시아와 구소련권 국가 간의 천연가스 분쟁은 구체제의 붕괴이후에 지속되어 오던 문제이다. 1995년 IEA에서 발간된 보고서에 따르면, 1992년 1월부터 1994년 12월 기간 중에만 구소련권역에서 27개에 해당하는 천연가스 수송과 관련된 사건들이 발생한 바 있다. 이들 사건들 중에서 러시아와 관련된 것이 19건, 우크라이나와 관련된 것이 18건, 투르크메니스탄과 관련된 것이 10건, 몰도바, 발틱 연안국, 기타 중앙아시아제국과 관련된 것이 각각 2건 씩 있었다. 사건의 유형을 보면, 협상 혹은 재협상과 관련된 것이 10건, 공급 삭감 위협 등이 9건, 실제 공급을 삭감한 사례가 8건(이 중 2건은 사고)이 있었다. 특히, 우크라이나의 경우에는 1993년 2월, 가스대금 연체 문제로 가즈프롬이 14시간 동안 가스 공급을 삭감한 사례가 있으며, 이듬해 3월에도 역시 러시아는 가스거래와 관련된 부채 문제로 공급을 일시 중단하기도 했다. 가장 최근의 사례로는 2004년 2월에 러시아가 벨라루스에 대해 가스공급을 중단한 사례가 있다. IEA, *The IEA Gas Supply Security Study, 1995.*, *Kommersant, Gas Industry 1991-2000.*, Chloë Bruce, *Fraternal Friction or Fraternal Fiction?: The Gas Factor in Russian-Belarusian Relations*, 2005, Oxford Institute for Energy Studies, NG 8.

2) 2005년 3월, 우크라이나 동력자원부장관(Minister of fuel and power of Ukraine)인 Ivan Plachkov, 우크라이나 국영가스회사인 Naftogaz of Ukraine의 회장이며, 수석차관 Alexey Ivchenko, 그리고 러시아 가즈프롬의 회장인 Alexey Miller가 참석하는 양국 간 실무자 협의회가 개최되는 기간 동안 가스분야에 있어 러시아와 우크라이나간의 협력에 관한 중요한 사안들을 논의하게 되었다. 특히 우크라이나측은 통과료는 현금으로 지급되어야 하며, 통과료 수준도 유럽 수준으로 높아져야 한다고 주장하였으며, 동시에 러시아측은 가스구입가격을 유럽수준으로 높여야 한다고 주장하였다. Naftogaz of Ukraine 보도자료, 2005년 3월 30일자, <http://www.ngbi.com.ua/indexa.html>, Naftogaz of Ukraine(NaftoHaz Ukrainy)은 우크라이나 국영 석유·가스회사의 명칭이다. 이 회사는 1998년 2월에 설립되었다. 설립의 배경에 대한 자세한 내용은 S. Fujimori, *Ukrainian Gas Traders, Domestic Clans and Russian Factors: A Test Case For Meso-Mega Area Dynamics.*, *Emerging Meso-Areas in the Former Socialist Countries: Histories Revived or Improvised?*, 21st Century COE Program Slavic Eurasian Studies, No. 7, 2005.

이슈 진단

도달하지 못했으며, 러시아는 2006년 1월 1일, 오전 10시 우크라이나에 대한 가스공급을 삭감했다. 그러나 EU 국가들의 강력한 압력에 따라 상호간에 합의가 도출된 1월 4일에 가스공급은 정상화되었으며, 갈등은 일단락되었다. 그러나 향후 5년간 적용되는 계약이지만, 가스가격은 향후 6개월간만 적용되고, 통과료는 5년간 적용되는 것으로 되어 있다는 점, 우크라이나 의회는 러시아와의 천연가스 공급 협상에 실패해 지난해 보다 2배 가까운 가격에 천연가스를 수입하게 된 책임을 물어 내각 해산안을 가결하는 등, 이 문제로 인해 야기된 논란의 불씨가 여전히 남아 있는 것으로 보도되고 있다³⁾.

1. 우크라이나의 에너지사정

2003년 우크라이나의 총에너지공급량은 133 백만 TOE로 한국의 2003년도 총에너지공급량의 약 62% 정도이다⁴⁾. 일차에너지 공급중 국내생산과 수입이 차

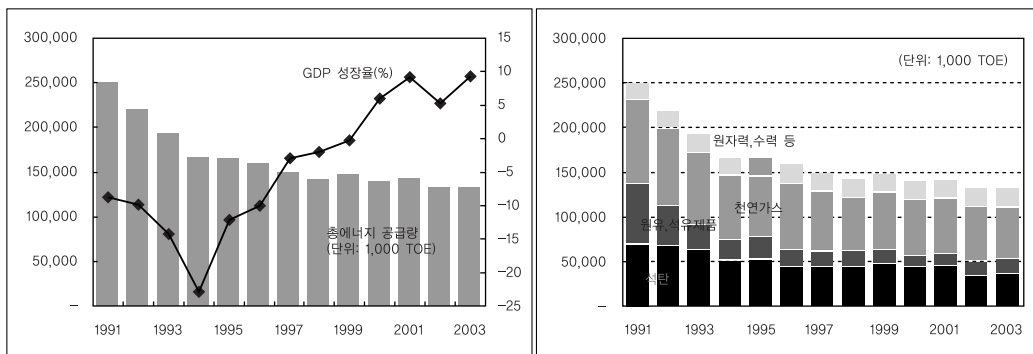
지하는 비중이 약 50:50 정도이다. 천연가스는 일차에너지원 총공급량에서 가장 높은 비중(44%)을 차지하고 있는 에너지원이다. 공급비중이 27% 정도인 석탄의 경우는 주로 국내에서 공급되고 있으며, 공급에서 20% 정도를 차지하고 있는 원유는 대부분 수입에 의존하고 있다.

1991년 독립한 이후, 우크라이나의 총에너지공급량은 구소련권 국가들 간의 교역감소에 따른 경기의 침체, 에너지산업의 재편, 가격 및 수요관리정책 등으로 지속적으로 감소하고 있다. 특히 1991~1994년 기간 중에 에너지공급량의 감소폭이 컸으며 이후에도 지속적으로 감소하는 추세를 보이고 있다.

1991년의 총에너지 공급에서 각 에너지원이 차지하는 비중을 보면, 천연가스가 38%정도로 가장 높은 비중을 차지하였으며, 석탄과 석유가 각각 27%씩을 차지하였다. 그리고 원자력, 수력 등 전력생산원이 8% 정도를 차지하고 있었다.

석유의 경우에는 경기침체와 더불어 1990년대 초반

〈그림 1〉 우크라이나의 총에너지공급량 추이(1991~2003)

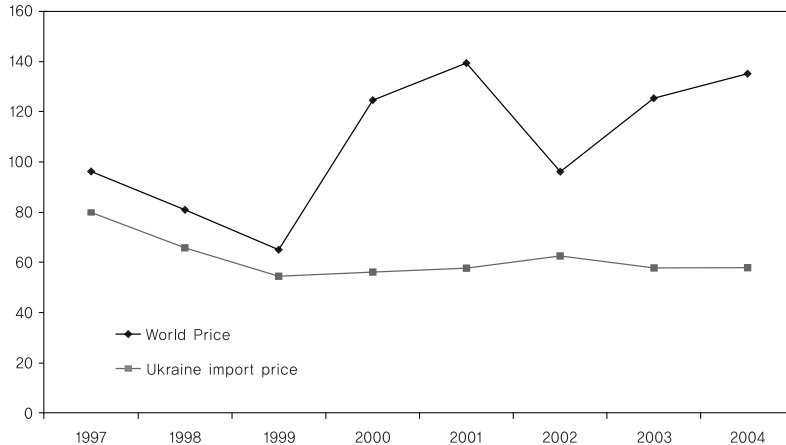


자료: IEA, Energy Statistics of Non-OECD Countries 관련호.

3) Financial Times, 2006년 1월 11일자, "Kiev turmoil raises more doubts over gas deal" 참조

4) www.iea.org, Energy Statistics, 2003. 에너지경제연구원, 에너지통계연보, 2005.

〈그림 2〉 우크라이나의 천연가스 수입가격 추이(1997~2003)



자료: IMF, *Ukraine: Selected Issues*, 2005년 11월, IMF Country Report No. 05/416

부터 수입가격이 국제시세에 맞추어 적용됨에 따라 석유제품에 대한 수요가 감소하게 됨에 따라 공급량도 큰 폭으로 감소하여 2003년에는 전체 에너지공급에서 차지하는 비중이 13%로 감소한 반면에 천연가스의 경우에는 수입가격이 국제가격수준에 비해 낮았을 뿐만 아니라 EU 국가로 공급되는 러시아산 천연가스가 자국의 영토를 통과할 때 받는 통과료로 천연가스를 공급받을 수 있었기 때문에 천연가스의 공급비중이 여전히 높은 수준을 유지하고 있다.

우크라이나는 2004~2005년 중에 800억 m³에 달하는 천연가스를 소비했다⁵⁾. 이중 200억 m³는 국내에서 생산된 가스로 충당되었으며, 360억 m³는 투르크메니스탄, 그리고 170억 m³는 유럽으로 수출되는 러시아산 가스의 수출대금으로 러시아로부터 받는 것으로 충

당되었다. 나머지 60~70억 m³는 수급조절을 위해 러시아로부터 구입했다⁶⁾.

2005년 BP 에너지통계에 따르면, 우크라이나는 세계에서 4번째로 천연가스를 많이 수입하는 국가이며, 소비는 세계에서 8번째이다. 이렇게 천연가스의 소비가 많은 것은 부분적으로는 소련시절부터 시작된 산업의 에너지낭비와 가격보조에 따른 비효율적인 소비성향에 근거하는 것으로 평가되고 있다. 세계은행 자료에 따르면, 우크라이나의 에너지 원단위(에너지소비량/GDP)는 3.9로 독일의 0.2에 비해 19.5배에 달하며, 구매력지수(purchasing power parity)를 적용하는 경우에는 에너지탄성치가 0.58로 독일의 0.16에 비해 3.6배에 달한다. 또한 2004년 에너지수입액은 GDP의 약 15.5%를 차지하고 있다⁷⁾.

5) 러시아산 천연가스의 열량은 9,000 ~ 9,500 kJ/m³ 정도인 것으로 알려져 있다. IEA, *Natural Gas Information 2005 with 2004 data*, 2005. 한국으로 공급되는 천연가스는 열량이 10,500 kJ/m³이다. 따라서 러시아산 천연가스는 한국에서 수입하고 있는 천연가스에 비해 부피당 10~17% 정도 열량이 낮은 편이다. 그리고 LNG 환산 톤 기준(1톤 ≒ 러시아산 가스기준 1,368 m³)으로 우크라이나의 2004년도 천연가스 소비량은 약 5,800만 톤 정도가 된다.

6) RIA Novosti, *Russia-Ukraine Gas Dispute remains unsettled*, 2005년 12월 21일.

7) Worldbank, *The Impact of Higher Natural Gas and Oil Prices*, 2005. 12월

이슈 진단

천연가스를 가장 많이 소비하는 부문은 발전용과 지역난방용인데, 이들 부문이 전체 소비의 40% 내외를 차지하고 있다. 가정용과 산업용이 각각 20% 내외를 차지하고 있으며, 상업용의 비중은 12% 정도이다.

가정용 및 상업용 천연가스 요금은 정부가 통제하고 있으며, 2004년도에 1,000 m³당 34~45 달러 정도인 것으로 알려져 있다. 산업용 가격은 자유화되어 있으나, 수입을 독점하고 있는 국영기업 Naftogaz가 판매하는 천연가스에 대해서는 정부가 가격상한 규제를 하고 있는데, 1,000 m³당 85 달러를 넘을 수 없는 것으로 되어 있다⁵⁾.

이와 같은 에너지저가격정책은 에너지공급사업자에게 조세를 부과하여 에너지소비자의 소득을 보전해주는 것을 의미한다. 세계은행의 분석에 따르면, 이러한 에너지부문의 소득보전액은 2001년 GDP의 8%를 차지하는 것으로 추정되고 있다. 최근 가격제도의 개선에 따라 비율이 6% 정도로 낮아졌지만 여전히 높은 편이다.

상기의 에너지산업 여건 하에서 천연가스 수입가격이 50% 정도 인상되면, 우선 GDP 성장률은 약 2% 정도 낮아질 것으로 추정되며, 정부의 재정적자도 GDP 대비 비중이 약 0.7% 정도 증가하게 될 것이라고 세계은행에서는 추정하고 있다. 또한 앞에서 언급한 바와

같은 천연가스 수입가격 인상을 소비자가격에 전가하지 못할 경우에는 에너지부문의 소득보전액이 GDP의 8%를 상회하게 될 것으로 추정될 뿐만 아니라 경상수지 적자액도 GDP의 3%에 해당하는 만큼 증가할 것으로 추정되고 있다⁶⁾.

이처럼 우크라이나는 소련으로부터 독립한 이래로 시장기능의 부재, 저소득층 지원 차원의 가격정책, 지나치게 높은 에너지 탄성치 등과 같은 에너지부문의 구조적인 약점이 해소되지 않은 상태이다. 최근 이들 문제점들이 점차 시정되어 가고 있지만, 안정적인 경제의 성장을 유지하는 데에는 한계가 있는 것이 사실이기 때문에 우크라이나 정부에서는 에너지 수입가격의 인상에 대해서 민감하게 반응하지 않을 수 없는 입장이다.

2. 유럽의 천연가스 사정과 러시아의 천연가스 수출

2004년도 유럽의 천연가스 소비량은 약 4,780 억 m³에 달하였으며⁷⁾, 영국, 독일, 이태리, 프랑스, 네덜란드의 소비량이 약 80%를 차지하고 있다. 2004년도의 역내 생산량은 역내 소비량의 약 46%를 차지하고 있으며, 네덜란드와 덴마크를 제외한 전회원국이 천연가스를 순수입하고 있는 실정이다¹¹⁾.

5) 러시아산 천연가스의 열량은 9,000 ~ 9,500 kJ/m³ 정도인 것으로 알려져 있다. IEA, *Natural Gas Information 2005 with 2004 data*, 2005. 한국으로 공급되는 천연가스는 열량이 10,500 kJ/m³이다. 따라서 러시아산 천연가스는 한국에서 수입하고 있는 천연가스에 비해 부피당 10~17% 정도 열량이 낮은 편이다. 그리고 LNG 환산 톤 기준(1톤 ≒ 러시아산 가스기준 1,368 m³)으로 우크라이나의 2004년도 천연가스 소비량은 약 5,800만 톤 정도가 된다.

6) RIA Novosti, *Russia-Ukraine Gas Dispute remains unsettled*, 2005년 12월 21일.

7) Worldbank, *The Impact of Higher Natural Gas and Oil Prices*, 2005, 12월

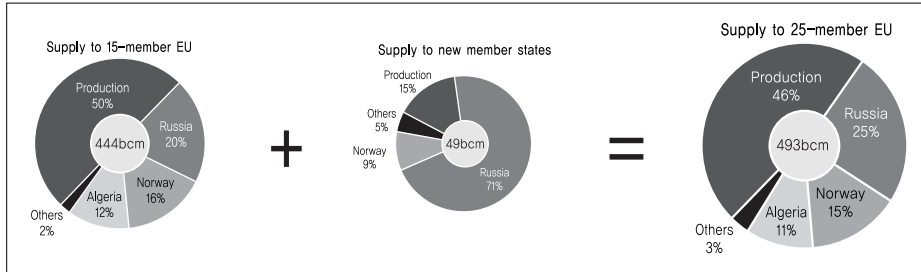
8) UNECE, Industrial Restructuring, Energy and Enterprise Development Division, *Actual Development of the Ukrainian Gas Industry in 2004*, Prepared by Mr. Igor Ponomarenko Head of Department, Ukrtransgas AC, Ukraine, Fifteenth Session of the Working Party on Gas Geneva, 18-19 January 2005.

9) Worldbank, *Ukraine: Implications of the Recent Gas Price Agreement*, 2006년 1월 19일

10) 여기서 유럽국가라 함은 EU 25개국을 의미한다. 2004년에 기존의 EU 15개국 이외에 사이프러스, 에스토니아, 헝가리, 라트비아, 리투아니아, 말타, 폴란드, 체코, 슬로바키아, 슬로베니아 등 10개국이 회원국으로 가입하였다. 이들 10개국 중 헝가리, 폴란드, 체코, 슬로바키아의 소비량이 10개국 전체 소비량의 90% 정도를 차지하고 있다.

11) 영국은 2004년에 순수입국이 되었다.

〈그림 3〉 2004년도 유럽국가의 천연가스 조달내역



자료: 프랑스에너지규제위원회(CRE), Annual Report 2005.

최근 천연가스 수입원을 다원화하고 있지만, 러시아, 노르웨이, 알제리가 차지하는 비중이 80%이며, 이 중 러시아의 비중이 25%로 매우 높은 실정이다. 특히 신규 10개 회원국의 경우에는 러시아에 대한 공급의존도가 71%에 달하고 있다.

2004년도 천연가스 수입량 중에서 LNG 형태로 수입하는 물량이 차지하는 비중은 6.2% 정도로 거의 대부분은 파이프라인을 통해 수입되고 있다. 특히, 파이프라인을 통해 수입되는 가스의 경우에는 생산국에서 소비국까지 송출되는 과정에서 다수의 국가를 통과해야 하기 때문에 공급의 안정성을 확보하기 위해서는 수출국과 통과국간의 갈등이 최소화되어야 할 필요성이 있다.

특히 러시아-서유럽간의 천연가스 거래계약은 생산지에서 소비지 국경까지는 수출하는 주체(수출국의 회사)가 자기 책임 하에 소유권을 가지고 천연가스를 수송하여 소비지 국경에서 천연가스를 인도하는 것으로 되어 있어, 통과국과의 긴장관계가 조성될 경우에는 공

급불안이 발생할 수 있다¹²⁾.

따라서 안정적인 가스교역이 이루어지기 위해서는 통과국내의 배관을 비차별적이며, 투명하게 사용할 수 있도록 하는 것이 필요하며, 수출국의 입장에서는 이들 통과국의 수송 인프라에 대한 통제권을 확보하려는 유인이 생기게 된다. 이는 소비국의 공급안정성에도 기여하는 것이기도 하다¹³⁾.

한편 유럽제국은 계절적인 수급의 불균형을 조절하고, 일시적인 공급의 불만에 대비해서 상당한 저장설비를 갖추고 있다. 2002년 기준으로 OECD 유럽 국가들의 총 운영저장용량은 647 억 m³ 정도로 연간소비량의 약 13%를 차지한다¹⁴⁾. 평균 일간 부하율을 기준으로 할 경우에는 지속일수가 46.3일, 피크 송출용량 기준으로 할 경우에는 지속일수가 약 13일 정도에 해당한다. 평균적인 동절기의 일간 소비량을 기준으로 할 경우에는 지속일수가 13일 ~46.3일 사이의 값이 될 것으로 추정된다.

소련 붕괴 이후 러시아 경제는 에너지산업에 근거하

12) Andrei Konoplyanik, Uncertainty surrounds Russia-to-Europe Gas Agreement, *Oil & Gas Financial Journal*, 2005년 12월 1일자.

13) IEA, *Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point*, 2004. p. 378.

14) IEA, 전제서 2005.

이슈진단

〈표 1〉 2002년도 OECD 유럽국가의 천연가스 지하저장용량

	개소	저장용량 (백만 m³)	피크일간 송출용량 (백만 m³/일)	피크지속일 ¹⁾	평균지속일 ²⁾
오스트리아	5	3,020	34.7	37.7	87.0
벨기에	2	636	18.9	4.2	33.7
체코	7	2,147	42.5	22.5	50.5
덴마크	2	700	24.0	13.7	29.2
프랑스	15	11,000	214.0	24.6	51.4
독일	41	18,830	444.9	20.8	42.3
헝가리	5	3,610	46.6	27.0	77.5
이탈리	10	12,747	267.0	18.1	47.7
네덜란드	3	2,400	144.0	4.8	16.7
폴란드	6	1,460	51.9	10.8	28.1
슬로바키아	1	2,740	33.4	35.9	82.0
스페인	2	2,140	12.6	10.4	169.8
영국	4	3,271	64.4	3.3	50.8
합계	103	64,701	1,398.9	13.0	46.3

주: 1) 저장용량 ÷ 피크 일간 송출용량

2) 연간 소비량 ÷ 365일

여 성장하고 있다고 해도 과언이 아니다. 에너지산업의 생산이 GDP의 25%를 담당하고 있으며, 국가 재정의 50% 이상을 담당하고 있다. 특히 천연가스 산업은 GDP의 8%, 재정수입의 25%, 외화수입의 19%를 차지하고 있다.

2004년 현재 러시아의 천연가스 확인매장량은 48조 m³로 세계 매장량의 26.7%를 차지하고 있다. 이러한 방대한 매장량을 배경으로 1990년대 후반, 유럽과 CIS 지역에 대한 수출증가로 인해 가스 생산이 점차 증가하였다. 2004년 러시아의 천연가스 생산량은 6,328 억 m³ 정도였으며, 이 가운데 가즈프롬이 86.1% 정도를 생산하였다.

러시아의 천연가스 소비량은 2004년에 3,794 억 m³

이었으며, 수출량은 1,923 억m³에 달하고 있다. 1992~2004년 기간 중에 천연가스 수출량은 2배 가까이 증가하였다. 자국내 천연가스 가격은 저평가되어 있으며, 일부국가(특히 CIS 국가들)에 대해서는 물량거래를 해야 하는 것과 비교하여 막대한 현금을 제공하는 서유럽 시장은 아주 매력적인 시장인 것이 사실이다. 따라서 러시아는 2008~2010년 기간 중에 수출량을 2,700~2,750 억 m³로 확대하는 계획을 발표한 바 있다¹⁵⁾. 이러한 수출확대를 위해 신규 파이프라인을 건설하는 것을 적극 검토하고 있다.

러시아의 천연가스 수출확대 전략에 대한 장애요인으로서는 다양한 공급원의 등장과 소비국 가스산업내의 경쟁도입, 천연가스 통과국과의 관계 등이 지적되고 있

15) Catherine Locatelli, Changes in Russia's Gas Exportation strategy: Europe versus Asia?, 2004년 9월.

이슈진단

공화국간 교역에 있어 소득이전의 대부분은 러시아 에너지수출에 있어 저가정책에 의한 것이었다. 공화국들이 소련으로부터 독립을 선언한 이후, 러시아정부는 이들 국가들과의 거래가 순지원적인 특성을 가진다는 점을 인식하고 중앙은행 결제시스템을 구축하려는 초기의 시도가 실패하자, 1992년에는 교환 가능한 화폐로 국제시장 가격으로 모든 거래가 이루어질 것이라는 점을 명백히 했다.

1992년 10월 러시아는 석유와 가스의 공화국간 거래에서 국제시장가격을 적용할 것이라고 천명했으나, 우크라이나에는 엄격히 적용하지 않았다. 1993년에 단계적으로 석유가격은 국제시장수준에 접근하였지만, 우크라이나 정부가 자국의 영토를 통과하는 Druzhba and Soyuz 파이프라인을 통해 유럽으로 송출되고 있는 가스에 대한 공정한 보상을 러시아에 강력히 요구한 것을 계기로 천연가스가격은 두 국가 간에 첨예한 논쟁거리가 되었다¹⁷⁾.

1993~1994년 중에 두 차례에 걸친 공급중단 사태까지 겪은 후 러시아와 우크라이나 정부는 유럽으로 수출되는 러시아 천연가스에 대한 통과료와 우크라이나에 공급되는 러시아 천연가스에 대한 가격을 모두 낮게 책정하는 포괄적인 합의에 도달했다. 이 합의에 따르면, 우크라이나는 1,000 m³당 50 달러를 지불하고, 러

시아는 통과료로 100 km당 1,000 m³ 당 0.65 달러를 지불하도록 되어 있다. 이 합의서에서 결정된 통과료는 1995년에 개정되어 1.75 달러로 인상되었다¹⁸⁾.

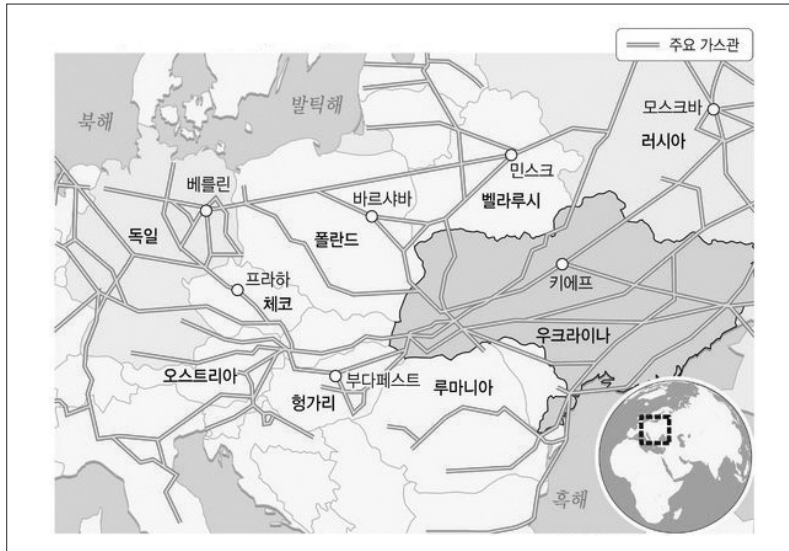
그러나 가스거래와 관련된 대외채무의 누적이 정부의 재정부담을 가중시킴에 따라, 1998년 우크라이나 정부는 정부보증을 중단하는 국내 가스시장 개혁을 단행하였다. 즉, 가스거래에 따른 부채를 국영기업인 Naftogaz와 같은 수입회사가 직접 책임지도록 하였다. 한편으로 이 회사는 가스대금을 지불하지 않는 대형소비자에 대해 가스공급을 중단할 수 있는 권한을 갖게 되었다.

한편으로 러시아와 우크라이나간의 가스거래의 형태도 변화하였다. 당시까지 우크라이나 정부와 러시아의 국영가스회사 가스프롬간에는 두 종류의 가스거래 즉, 수송서비스에 대한 대가로 가스프롬이 지불하는 통과료 성격의 가스거래와 천연가스 구입대금을 현금으로 지불하는 가스거래가 있었다. 그러나 1998년 이후에는 현금 지불성 가스거래는 가스수출회사인 Itera(후에는 Eural Trans Gas)가 담당하고, 가스프롬은 통과료의 대가로 가스를 공급하는 거래만 담당하게 되었다. 이는 통과료에 해당하는 가스와 교역에 투입되는 가스를 엄격히 구분하여, 우크라이나가 임의로 가스를 사용하는 것을 방지하려는 의도에서 취해진 조치이다.

17) 우크라이나는 2004년 말 기준으로 총연장 37,100 km(이중 40~56 인치 구경 14,000 km 포함)의 파이프라인과 72개의 승압설비, 13개의 지하저장설비(저장용량 320 억 m³), 주입용량 2,900 억 m³, 인출용량 1,750 억 m³의 수송능력을 갖추고 있다. 서유럽과 발칸 반도로 향하는 배관의 용량은 주입기준으로 1,500 억 m³, 서유럽 인출기준으로 1,100 억 m³ 정도인 것으로 추정되고 있다. Petra Opitz and et. al, *Ukraine as the Gas Bridge to Europe?: Economic and Geopolitical Considerations*, 2000년 10월, Working Paper No. 3, Institute for Economic Research and Policy Consulting. 가스프롬은 우크라이나, 벨라루스, 몰도바 등을 통과하는 파이프라인을 통해 전체 수출량의 95%를 송출하고 있는데, 1990년대 중에는 약 90%가 우크라이나를 통해 송출되었다. 그러나 설비이용에 대한 불명확한 계약이나 통과료, 가스대금 회수의 어려움 등의 문제로 우크라이나를 우회하는 야말 파이프라인을 건설하여 1999년부터 벨라루스를 통해 송출하기 시작했으며, 2003년부터는 흑해를 가로지르는 blue stream 파이프라인이 가동되어 터키를 경유하여 가스를 송출하기 시작하였다. 이에 따라 우크라이나를 통해 송출되는 가스량의 비중은 약 80% 수준으로 낮아졌다. 최근에는 벨라루스와의 통과료 문제로 가스프롬은 발틱해를 거쳐 독일-영국으로 연결하는 연장 5,000 km에 달하는 파이프라인을 건설하는 계획을 유럽의 주요 수입국의 천연가스 수입회사들과 함께 추진하고 있다. D. Victor and N. M. Victor, *The Belarus Connection: Exporting Russian Gas to Germany and Poland*, Geopolitics of Gas Working Paper Series, WP #26, CESP, 2004년 5월., Worldbank, *Ukraine: Challenges Facing the Gas Sector*, 2003년 9월.

18) INTELNEWS (Kiev), 10 October 1995 (FBIS-SOV-95-195, 10 October 1995, pp. 76-77).

〈그림 4〉 러시아-우크라이나-서유럽 가스 배관망



자료: 한겨레신문, 2006년 1월 3일자

다. 러시아는 이들 문제의 해결을 위해 과거에 소비자들이 부담하던 물량과 가격위험을 담당해야 할 뿐만 아니라 경쟁하는 수출국에 대비해 가격경쟁력을 갖추기 위해 비용경제적인 가스전의 개발·생산에 역량을 집중해야 할 처지에 있다. 그리고 신규 수요의 확보를 위한 새로운 배관을 건설, 통과국의 배관에 대한 통제권 강화를 통해 공급의 안정성 확보뿐 아니라 배관이용과 관련된 비용을 최소화하여 공급경쟁력을 제고하는 것이 필요한 상황에 처해 있다¹⁶⁾.

3. 러시아와 우크라이나간의 천연가스 거래 (1991~2004)

과거 소련의 경제개발전략의 결과로 러시아의 에너

지 및 자원에 대해 동유럽국가들 뿐만 아니라 구소련권 국가들의 의존도가 심화되었다. 그 대표적인 예가 우크라이나이다. 1991년에 소련으로부터 독립한 이후 우크라이나는 원유의 88%를 러시아로부터 조달하였으며, 천연가스를 100% 러시아로부터 수입하였다.

구소련권 국가들은 인적, 물적 자원과 천연자원의 부존량이 상이하였으며, 이러한 차이로 발생하는 불공평성을 줄이기 위해 소련정부는 두 가지의 재분배체계를 채택하였다. 첫 번째는 연방정부의 예산과 공화국 예산간에 수직적으로 예산을 재배분하는 체계를 채택하였다. 두 번째는 공화국간 교역에 있어 재화의 가격을 국제시세와는 독립적으로 중앙정부가 설정하였다. 이러한 방식으로 공화국간 소득격차를 완화하고자 하였다.

16) 러시아는 벨라루스를 통과하는 배관에 대한 소유 혹은 경영권 확보 등을 위해 공급 삭감을 위협 수단으로 활용한 사례에서 알 수 있는 바와 같이 통과국의 배관에 대한 통제권에 많은 관심을 보이고 있다. 뒤에서 다시 언급하지만 러시아는 우크라이나의 배관에 대한 직접 통제에 대해서도 지속적인 관심을 보이고 있다.

이에 따라 가즈프롬은 1998년 이후부터 가스가격을 1,000 m³당 50 달러로 하고, 수송료로 100 km마다 1,000 m³ 당 1.0937 달러를 적용하는 것으로 하여 해당연도의 통과 가스량을 매개로 지불해야 하는 가스량을 산출한 다음, 그에 해당하는 물량을 우크라이나에 공급하였다.

2000년에 들어 경제사정의 호전으로 과거에 누적된 부채에 대해 우크라이나가 일부 지불하였으나, 미지불된 부채 14억 달러를 해결하는 문제가 남아 있었다. 이 문제를 해결하기 위해 우크라이나와 러시아정부는 채권을 발행하는 것에 합의했으나, 가즈프롬의 거부로 실현되지 못했다. 다만, 2002년에 통과료 100 km마다 1,000 m³ 당 1.0937 달러로 우크라이나가 얻을 수 있는 수입에 대응할 수 있는 공급량과 가스가격(연간 260 억 m³과 1,000 m³당 50 달러)에 대해 합의하게 되었다. 즉, 2002년 6월 21일, 가즈프롬과 Naftogaz간에 합의된 2013년까지 적용되는 계약에 따르면 우크라이나 파이프라인 시스템을 통과하는 러시아 가스에 대한 통과료는 현물로 지급하도록 되어 있다. 그리고 통과료로 인수하는 물량은 매년 협상하도록 되어 있으며, 국가간 부속협약(protocol)에서 규정하도록 하였다¹⁹⁾.

그리고 비슷한 시기에 가즈프롬과 Naftogaz는 우크라이나의 배관망을 관리하고, 개선하기 위한 목적으로 두 회사 외에 독일과 기타 유럽 국가들이 참여하는

컨소시엄을 만드는 것에 대해 합의하였다. 이는 가즈프롬이 오래전부터 우크라이나의 배관망 자산에 대한 소유권을 확보하고자 하는 의도를 현실화하기 위한 것으로 해석되었다. 즉, 이러한 소유권의 확보는 수송비용의 절감뿐만 아니라 공급위험을 최소화할 수 있는 이점을 제공하는 것이기 때문이다.

2003년 3월, 이들 두 회사는 부속문서의 수정에 합의하여 유럽으로의 송출량을 1,100 억 m³로 조정하였다. 그리고 가즈프롬은 Naftogaz에 물량기준으로 240 억 m³의 천연가스를 제공하도록 조정하였지만, 2002년에 설정된 가스 가격을 기준으로 일부는 현금으로 지급하는 것으로 하였다²⁰⁾.

2004년 7월에는 그 동안 우크라이나정부가 채권을 발행하여 해결하려고 시도했으나, 가즈프롬의 거부로 해결되지 않고 있던 연체 가스대금 14억 달러를 보상하기 위해 2005~2009년 기간 중 가즈프롬이 매년 2억 5천만 달러를 통과료 대금으로 선지불하는 내용을 포함하는 부속문서를 마련하였으며, 두 회사는 2004년 8월 9일 계약에 첨부되는 부속문서 #4에 합의했다. 통과료로 우크라이나가 인수하는 가스량은 100 km · 1,000 m³ 당 1.09375 달러를 근거로 계산되었다. 그리고 가스가격은 1,000 m³당 50달러²¹⁾로 설정되었다. 부속문서에 따르면, 2009년까지 가격은 계약의 일방이 조정할 수 없는 것으로 되어 있다²²⁾.

19) 이 계약에 근거하여 우크라이나 정부는 자국 영토를 통과하는 가스의 15%까지를 통과료 명목으로 가질 수 있다고 주장한다. 조나단 스텐은 이것이 그동안의 관행인지 계약의 내용인지가 명확하지 않다고 주장하고 있다. J. Stern, 'The Russian-Ukrainian Gas Crisis of January 2006', Oxford Institute for Energy Studies, 2006년 1월 16일. 그러나 주어진 통과료(US\$/1,000m³ · 100km), 물량으로 환산하기 위한 천연가스의 가격(US\$/1,000m³), 우크라이나를 통과하는 거리 등의 값이 주어졌을 경우에 우크라이나가 받게 되는 현물가스의 양은 우크라이나를 통과하는 가스량과 무관하게 통과하는 물량의 일정비율이 유지된다. 따라서 통과료를 현물로 확보하기 때문에 이러한 계산이 가능한 것으로 우크라이나 정부에서 언급한 내용이 신뢰할 수 없는 것만은 아닌 것으로 판단된다. Expert: Ukraine vs. Gazprom: the price of the problem, REGNUM, 2006년 1월 10일, <http://www.regnum.ru/english/569483.html>.

20) Ukraine 정부가 채권발행을 위해 작성한 보고서, 2005년 12월, http://www.ifsra.ie/data/in_mark_prosp/1660%20FinalProspectus.pdf.

21) IEA 통계자료에 따르면, 우크라이나의 가스열량(GCV 기준)은 9133 km³ 정도임. 따라서, 열량당 가격은 US\$1.38/Mmbtu, 국내 LNG 환산기준으로 US\$71.2/톤, 2005년 9월 우리나라의 수입단가는 US\$393.7/톤임.)

22) Ukrainskaya Pravda, 2005년 12월 22일자, http://www.pravda.com.ua/en/news_print/2006/1/6/4970.htm, 가즈프롬 보도자료, 2004년 8월 11일자.

이슈 진단

이외에 2004년 7월에는 우크라이나는 러시아-우크라이나-투르크메니스탄간의 가스교역에 대한 협약을 체결하였다. 가스프롬은 2005년에 370억 m³에 달하는 가스를 우크라이나가 투르크메니스탄으로부터 수입하는 것으로 보장하고, 제반 교역조건에 대해 합의했다. 그리고 이때부터 투르크메니스탄 가스를 우크라이나 국경까지 공급하는 업무는 RosUkrEnergo가 담당하게 되었다²³⁾. 러시아에 대한 투르크메니스탄의 천연가스 공급은 100% 현금으로 가스구입대금을 지불하는 조건으로 하고 있는데, 2005~2006년 중에 1,000 m³당 44 달러를 지불하기로 함에 따라 가스프롬과 투르크메니스탄 정부가 합의한 2005년 5월에 그간 가격 문제로 중단되었던 가스 공급이 재개되었다. 그리고 우크라이나도 7월부터는 가스구입대금을 100% 현금으로 지불하기로 하였다.

4. 2005년 천연가스 공급협상관련 사항

2004년말 투르크메니스탄 정부는 2005년부터 자국 산 가스의 수출가격을 1,000 m³당 42 달러에서 60 달러로 인상하는 안을 가스프롬과 Naftogaz에 요구하였으며, 2004년 12월 31일 투르크메니스탄은 협상을 조기에 타결하기 위해 배관보수를 명분으로 하여 우크라

이나에 대한 공급을 일시 중단하였다가 2005년 1월 3일에 1,000 m³당 58 달러에 합의한 이후 2005년 1월 3일부터 공급을 재개했다²⁴⁾.

투르크메니스탄과의 가스공급협상이 종료된 이후, 우크라이나와 러시아간의 관계를 불편하게 할 가능성이 있는 몇 가지의 사건들이 발생하였다.

그 첫번째는 각주 2)에서 언급한 바와 같이 2004년 가스계약과 관련된 것이다. 2005년 3월에 가스프롬과 Naftogaz의 고위 관계자들이 모스크바에서 향후 통과료 수준, 통과로지급방식, 가스구입 단가 등에 대해 협의하는 모임을 가졌다. 이 자리에서 우크라이나는 통과료를 유럽수준으로 인상하고, 전액 현금으로 지급하는 방식을 주장하였으며, 이에 대해 러시아는 구입 천연가스 가격을 유럽수준으로 인상하는것이 필요하다는 의견을 제시하였다²⁵⁾.

우크라이나측이 통과료를 국제수준으로 인상하는 것이 필요하며, 지급방식에 있어서도 현물지급에서 현금지급으로 변경되어야 한다는 점을 밝힌 것은 약간의 문제가 있는 것으로 분석되고 있다. 즉, 천연가스의 가격이 인상되고 있는 상황에서 러시아 측은 2004년도 계약이 자신들에 그리 유리한 것이 아닌 것을 충분히 인식하고 있던 터에 우크라이나 측에서 먼저 2004년 계약을 개정하자고 요구함으로써 추가 이익을 확보할

23) RosUkrEnergo는 Eural Transgas 를 대체하기 위해 2004년 여름에 설립되었다. 이 회사의 목적은 투르크메니스탄의 가스를 러시아를 거쳐 우크라이나에 수송하기 위해 가스프롬과 Naftogaz간의 중개역할을 한다. Eural TransGas의 경영진이 RosUkrEnergo로 옮겨졌고, 스위스에 등록된 ARosgas Holding A.G.를 통해 RosUkrEnergo의 지분 50%를 보유하고 있다. 나머지 50%는 Raiffeisen Investment A.G. 가 100% 소유한 오스트리아에 등록된 Centragas Holding이 소유하고 있다.

24) News Central Asia, Ukraine-turkmenistan Gas Encounter-Complete transcript, 2005년 1월 3일. 실제로 가스대금은 현물과 현금을 50:50으로 하였다.

25) 가스프롬의 보도자료와 Naftogaz의 보도자료는 약간의 내용상의 차이가 있다. 조나단 스티븐은 가스프롬의 보도자료를 인용하여 우크라이나가 먼저 통과료 인상과 현금지급을 요청하였으며, 이는 가스프롬이 오래동안 원하던 결제방식이었기 때문에 가스프롬은 이를 수락하고 천연가스 판매가격을 유럽수준으로 인상하는 것을 요구하게 되었다고 해석하고, 러시아와 우크라이나간 가스분쟁의 발단을 우크라이나측의 주장에서 찾으려고 한다. 그러나 Naftogaz에서 발표한 보도자료에 따르면, 어떠한 방식이 채택되더라도 현재의 가스수급 밸런스를 전제로 논의가 진행되어야 하며, 변경된 제도의 경제성이 충분히 검토되어야 한다는 단서가 포함되어 있다. 가스프롬 보도자료, 2005년 3월 28일자, Naftogaz 보도자료 2005년 3월 30일 참조.

수 있는 기회를 갖게 된 것이다. 즉, 러시아는 우크라이나의 제안에 대응해서 천연가스 공급가격을 국제수준으로 인상하는 안을 제시하였다²⁶⁾.

이와 관련하여 러시아 하원은 7월에 CIS 제국으로 수출되는 천연가스 가격을 국제시장 시세로 인상해야 한다는 제안을 만장일치로 통과시켰다²⁷⁾. 그리고 2005년 8월에 우크라이나 에너지장관은 우크라이나의 국익에 도움이 된다면 현금거래를 인정할 수 있다는 것을 천명했다²⁸⁾. 그리고 우크라이나 대통령 유센코도 일부 양보하여 가스가격의 점진적인 인상에 대해서는 동의했다. 그는 가스가격이 90 달러(1,000 m³당)보다 높아지게 되면 우크라이나 산업은 수익성을 상실하게 된다고 언급하였다. 또한 분쟁의 정치화를 피해야 하며, 이 문제는 경제적인 논리로 해결되어야 한다는 자신의 생각을 피력했다.

두번째로 우크라이나 정부는 현실화되기 어려운 몇 가지 협상이 추진되었다는 내용들을 밝혔다. 즉, 2006~2026년 기간 중에 우크라이나가 투르크메니스탄으로부터 연간 500~600 억 m³의 천연가스를 수입하기로 하였다는 것과 연간 200~300 억 m³에 해당하는 이란산 가스를 아르메니아, 그루지야, 러시아를 거쳐 우크라이나가 수입한다는 것을 유센코 대통령이 TV 방

송을 통해 발표하였으나²⁹⁾, 현실성이 확인되지 않은 것으로 알려졌다.

세번째로 2005년 7월, 유센코 대통령은 기존 배관망의 유지·관리가 아니라 새로운 배관망 구축을 위한 컨소시엄을 원한다고 밝힘으로써 우크라이나의 배관망을 개량하고, 운영하기 위한 컨소시엄 추진이 중단되었다^{30),31)}. 사실 러시아는 2004년도 가스공급계약을 체결할 당시 천연가스 가격을 낮게 책정한 것은 우크라이나의 가스 배관망에 대한 통제권을 확보가 어느 정도 전제되었기 때문인 것으로 알려져 있으며³²⁾, 이러한 컨소시엄 추진 중단 선언은 천연가스를 낮은 가격으로 공급하는 명분을 없애는 것이기도 했다.

네번째로 2005년 5월에는 동절기에 사용할 목적으로 우크라이나 소재 지하저장시설에 보관되고 있던 가즈프롬 소유 천연가스 78 억 m³의 행방이 묘연한 것으로 밝혀졌다. 이 문제를 해결하기 위해 가즈프롬은 2005년도 공급물량에서 해당하는 물량을 삭감 조치하겠다고 통보하였으나, 그렇게 할 경우 우크라이나는 유럽으로 수출되는 가스로 삭감한 물량을 보충할 것이라고 위협하였다. 결국 양 당사자들은 일부는 수송채무로, 일부는 RosUkrEnergo가 우크라이나에 공급하는 물량에서 삭감하는 계약에 합의했다. 이 사태는 가즈프

26) 우크라이나가 먼저 통파로 인상을 주장하였으나, 러시아 측에서 천연가스 가격인상, 우크라이나가 불법적으로 사용한 저장물량에 대한 보상 등을 강력히 요구하게 되자, 우크라이나는 사태의 심각성을 깨닫고 종래의 2004년 계약에 근거하여 천연가스 거래가 이루어지기를 희망하는 입장으로 후퇴하였다. 이후 러시아가 원하는 방향으로 계약을 재협상하게 되는 상황이 전개되었다. 외교통상부, 우크라이나-러시아간 천연가스 공급관련 분쟁, 2005년 7월 11일, REGNUM, 2006년 1월 10일.

27) Alexander's Oil and Gas Connections, Energy as security treat, 2005년 7월 7일. Duma proposes Gas Price Change for Neighboring Countries, Interfax Russia & CIS Oil and Gas, 2005년 7월 13일자.

28) Ukraine, Russia Mull Cash Payment For Ukrainian Gas Transit, Interfax Russia & CIS Oil and Gas, 2005년 8월 10일자.

29) Ukraine Signs Gas Deal With Turkmenistan, Reuters/AFP, 2005년 12월 30일

30) 이 구상은 2002년 10월 러시아 대통령 푸틴과 우크라이나 대통령 쿠치마간에 합의된 우크라이나 천연가스 배관망에 대한 전략적 파트너십에 따른 것이다. 앞에서 언급한 바와 같이 이러한 조치는 러시아의 대유럽 천연가스 판매수입의 극대화를 위한 지렛대가 될 것으로 평가되었다. Vladimir Socor, Putin, Gazprom Seek Control of Ukraine's Gas Pipeline to Europe, LASP Policy Briefing: Oil in Geostategic Perspective., 2002년 10월 27일

31) 우크라이나는 자신들의 가스 배관망에 대한 통제권 상실을 의미한다는 점 때문에 러시아의 제안에 반대했다.

32) Peter Rutland, Putin's Gas Blunder, Eurasia Daily Monitor, 2006년 1월 16일자.

이슈 진단

룸으로 하여금 우크라이나의 저장시설을 활용하는 것이 안전하지 않다는 인식을 갖도록 만들었다.

마지막으로 우크라이나 정부는 2004년 8월에 체결된 합의 내용에 부채상환액이 지나치게 과대평가되었다는 점을 지적하고, 투르크메니스탄 가스를 우크라이나에 수출하는 RosUkrEnergo와 그 회사의 전신인 Eural Transgas에 대한 우크라이나의 이해관계자의 범죄행위에 대한 조사를 시작했다³³⁾.

이처럼 2005년 초에 러시아와 우크라이나간의 가스 거래문제와 관련하여 거의 모든 것이 해결된 것처럼 보이던 상황이 모든 부분에서 새롭게 협상이 이루어져야 하는 상황으로 변화되었다. 다시 말해, 우크라이나가 투르크메니스탄으로부터 직접 가스를 구입할 수 있는지 여부, 투르크메니스탄의 가스를 우크라이나에 공급하는 RosUkrEnergo의 적법성 문제, 별다른 대책 없이 우크라이나 가스배관망을 관리하는 컨소시엄 구상이 무산된 점, 동절기 유럽지역으로 송출하기 위해 우크라이나지역에 저장된 가스의 안정성에 대한 우려, 가스통과료에 대한 의견 불일치 등에 대한 적절한 해결책이 제시될 필요성이 생긴 것이다.

이러한 문제가 발생하는 과정에 에너지가격의 상승

에 따라 유럽지역에 수출되는 천연가스의 가격이 CIS 제국에 공급되는 천연가스 가격에 비해 3~4배로 높아졌다. 그리고 2005년 말에 집중적으로 이루어진 가격 협상은 무산되었다. 따라서 러시아는 국제에너지시장 상황을 반영하여 우크라이나의 배관망에 대한 가스프롬의 지분참여를 허용하든지 아니면 천연가스 가격을 현재 수준에서 1,000 m³당 160~230 달러로 인상하는 안을 받아들여든지 선택할 것을 요구했으며, 우크라이나는 단계적인 가격인상안을 제시하면서³⁴⁾, 2006년에는 천연가스 가격을 1,000 m³당 80달러로 설정할 것을 주장하였다. 이와 함께 우크라이나는 가격을 임의로 인상하면, 통과료를 대폭 인상하거나 유럽지역으로 송출되는 가스를 일부를 임의로 인출할 것이라는 위협을 하였다³⁵⁾. 이에 대해 러시아는 천연가스 인도지점 변경을 통해 가스관리의 책임을 유럽의 소비자가 직접 담당하게 하거나 통과료가 인상될 경우에는 투르크메니스탄으로부터 러시아를 거쳐 우크라이나로 공급되는 천연가스의 통과료를 인상하여 대응할 것이라고 밝히기도 했다³⁶⁾.

이렇게 협상이 지지부진한 가운데, 러시아는 투르크메니스탄으로부터 2006년에 300억 m³의 가스를 1,000 m³당 65 달러에 구입하며, 2006년 상반기중 절

33) Social political Movement "Watan", Kiev probes suspected role of organised crime in gas supply, 2005년 7월 27일자.

34) 일부에서는 천연가스의 가격을 결정할 때 국제가격을 적용하는 것이 적절하지 않다고 지적하기도 한다. 지역별로 가격이 결정되는 메커니즘이 다를 수 있기 때문이다. 2005년도에 석유와 가스의 가격 양등으로 NYMEX에서 거래되는 천연가스의 시장가격은 대부분의 기존 천연가스 계약가격에 비해 상당히 높은 편이다. 2006년 1월 현재, NYMEX의 천연가스 가격은 US\$10/MMBtu(US\$360/1,000m³) 정도이다. 유럽의 현물가격은 US\$10-20/MMBtu (US\$360-720/1,000m³) 정도에 이르고 있다. 기존의 유럽으로 수출되는 러시아산 가스의 계약가격은 2005년 중에 US\$180~260/1,000m³이다. *World Gas Intelligence*, 관련호. 따라서 러시아에서 주장하는 천연가스 국제시세는 장기계약 하에 유럽으로 공급되는 천연가스의 가격시세에 근거한 것으로 해석된다.

35) 일부 우크라이나 정부관리들은 Sevastopol에 위치한 흑해 기지를 사용하는 조건으로 우크라이나에 지급하는 러시아의 임대료를 재검토해야 한다고 주장하기도 했다. 현재 러시아는 임차료로 연간 9,700 만 달러를 지불하고 있다. 우크라이나 관리들은 러시아에게 대여하는 항구의 임차료가 저평가되어 있으며, 이에 대해 완전히 새롭게 재평가되어야 한다고 주장한 반면, 러시아는 임차조건에 영향을 미칠지 모르는 어떠한 논의도 자제했다. 만약 이러한 재평가가 이루어진다면, 러시아인이 주류를 이루고 있는 크림반도지역을 우크라이나의 일부로 인정하는 1997년 러시아-우크라이나간의 협약을 재검토하는 것을 의미하는 것으로 이는 상당한 정치적인 반향을 일으킬 수 있는 민감한 이슈가 될 수 있기 때문인 것으로 알려졌다.

36) 러시아는 통과료가 인상되어야 한다는데 동의하고 있었으며, 100km 당, 1,000 m³에 1.74 달러까지 인상이 가능하다는 것이다. 그러나 통과료의 경우에는 시장가격은 없으며, 배관의 특정한 서비스비용과 해당국가의 규제당국의 규제에 의해 결정된다. 따라서 국가별로 수송료는 많은 차이를 보이고 있다. 2005년 서유럽의 수송요금은 벨기에의 경우에 같은 조건으로 0.9 달러, 그리스는 4.5 달러, 독일은 2.5 달러, 오스트리아는 2.7 달러 정도이다. 영국, *Competitive Gas Report*, p. 85.

반을 구입하게 될 것이라는 계약의 내용을 밝혔다. 서아시아지역에서 러시아지역으로의 가스 배관망의 용량이 150억 m³/년 정도인 것을 감안할 때, 2005년 초에 우크라이나가 투르크메니스탄으로부터 천연가스를 구입하려는 계획은 의미가 없게 될 뿐만 아니라 2002~2006년 기간 중에 우크라이나와 투르크메니스탄간에 계약된 내용도 실효성이 없게 될 소지가 발생했다³⁷⁾.

천연가스 가격을 국제수준으로 인상하는 안에 대한 러시아 정부의 태도가 확고해지는 가운데 러시아 대통령 푸틴은 불필요한 오해(2006년 3월에 예정된 우크라이나 총선에 대한 영향력 행사)를 피하기 위해 가격인상은 3개월 유예할 수 있으며, 필요하다면 차관도 제공할 용의가 있다는 점을 밝혔으나, 결국 우크라이나는 이러한 제안을 거부했다. 이에 따라 러시아는 예정대로 2006년 1월 1일 우크라이나에 대한 천연가스 공급을 삭감했다.

5. 분쟁의 해결

유럽으로 수출될 예정량을 기준으로 천연가스 공급을 삭감하였음에도 불구하고, 유럽지역에서는 공급 감소에 대해 보고하기 시작했다. 1월 2일까지 헝가리는 41%가 감소하였다고 보고하였으며, 오스트리아는 33%, 크로아티아 33%, 프랑스 25~30%, 헝가리 40%, 이태리 24%, 폴란드 14%, 루마니아 20%, 슬로바키아 33%, 슬로베니아 33% 등 전체적으로 공급량이 감소한 것으로 알려졌다.

우크라이나는 자신들은 러시아산 가스가 아니라 투르크메니스탄으로부터 공급되는 가스를 인출하였다는 점, 2002년도 계약에 따라 서유럽으로 공급되는 러시아산 가스의 15%는 우크라이나가 계약상 취득할 수 있다는 점을 들어 가스를 계속 인출하였다³⁸⁾. 그러나 이러한 주장은 앞에서 언급한 바와 같이 별 설득력이 없는 것으로 보인다. 비록 투르크메니스탄으로부터 천연가스를 직접 구입하는 것을 발표했으나, 구체적인 내용이 없었다. 특히, 러시아의 투르크메니스탄 가스 수입에 따라 추가수입을 위한 수송설비가 부족하기 때문에 우크라이나의 주장은 설득력이 없는 것이 사실이다³⁹⁾.

그리고 계약상의 인수권리의 경우에도 인수물량 산출공식상으로 결정된 내용에 지나지 않으며, 가스프롬에 따르면 요구되는 조건을 담은 연간 프로토콜이 2006년도에 대해 합의되지 않았기 때문에 부속문건 #4는 무의미할 수 있다. 또한 공급을 중단하는 조치는 과거의 계약을 파기하는 것으로 간주한 우크라이나는 계약서에 명기되어 있는 바와 같이 국제중재원(Arbitration Institute of the Stockholm Chamber of Commerce)에 제소할 가능성을 시사했지만 계약 내용의 수정을 요구한 자신에게도 일부 책임이 있기 때문에 쉽게 추진될 사안이 아니었다.

여하튼 공급중단에 따라 유럽 국가들의 피해가 신고됨에 따라 러시아는 가스공급을 확대하기 시작했으며, 1월 4일에는 모든 공급이 정상 궤도에 올랐다. EU-러시아간의 가스공급계약에는 구소련권 국경지역까지 가스를 공급하도록 되어 있다. 그러므로 만약 우크라이나

37) J. Stern, 전제서.

38) Ukraine Concedes It Took Gas From Pipelines But Says It Had the Contractual Right, NY Times, 2006년 1월 4일자.

39) Vladimir Socor, Central Asian Gas: Lost to Europe After Russian-Ukrainian Deal?, Eurasia Daily Monitor, 2006년 1월 10일자, 이 보도에 따르면 이란과 러시아로 수출되는 가스량을 감안할 때 우크라이나에 공급할 수 있는 가스의 여유량이 거의 없다는 것이다. International Herald Tribune, Ethan Wilensky-Lanford, Turkmenistan's secrecy clouds gas deal, 2006년 1월 10일.

이슈 진단

가 배관으로부터 가스를 도용하거나 배관내 가스의 흐름을 막는 경우에 EU 국가들은 계약위반으로 러시아를 제소하는 것이 가능하다. 이 때문에 러시아는 압력 저하에 따라 수입국의 인출량이 감소할 경우에 러시아는 공급을 재개하지 않을 수 없는 것이다⁴⁰⁾.

가스공급이 정상화된 1월 4일, 두 나라는 분쟁을 종식하는 합의를 도출했다. 5년 계약에 상호 합의하였으며, 합의 내용은 다음과 같다⁴¹⁾.

가. 가즈프롬은 유럽으로 송출하는 가스의 통과료로 US\$1.60/1,000m³/100km를 지불한다.

나. RosUkrEnergo는 우크라이나에 가스를 수송하는 회사가 된다. 가즈프롬은 우크라이나에 가스를 공급하지 않는다. Naftogaz는 러시아로부터 받은 가스를 제삼자에게 수출하지 않는다.

다. RosUkrEnergo와 Naftogaz는 러시아 영역을 통해 인수하는 가스를 우크라이나에서 판매하기 위해 2006년 2월 1일까지 합작회사를 설립한다.

라. RosUkrEnergo는 ① Gazexport와 RosUkrEnergo로부터 410억 m³의 투르크메니스탄 가스를 구입, ② Caucasus 국가에 송출하는 것과 교환(swap)할 목적으로 Gazexport로부터 70 억 m³의 우즈베키스탄 가스를 구입, ③ Caucasus 국가에 송출하는 것과 교환(swap)할 목적으로 Gazexport로부터 80 억 m³의 카자흐스탄 가스를 구입, ④ 1,000 m³당 230 달러(기준가격)를 지불하고 가즈프롬으로부터 170 억 m³의 러시아 산 가스를 구입한다.

마. 가스의 판매와 관련하여 새로 설립되는 회사는

2006년 상반기중 재수출하지 않는 조건으로 1,000 m³ 당 95 달러로 340 억 m³를 구입하며, 2007년에는 580 억 m³를 구입한다. 또한 Gazexport와 공동으로 150 억 m³의 가스를 수출할 수 있다.

바. 수송료 지불과 가스가격은 모든 주체가 합의하는 경우에만 변경하는 것이 가능하다.

상기의 내용에서 알 수 있는 바와 같이 모든 문제가 해결된 것은 아닌 것으로 보인다. 특히 2006년 상반기 이후의 가스가격과 합작회사가 우크라이나에 판매하는 가스의 가격이 설정되어 있지 않았다. 또한 전체적인 공급측면에서 우크라이나는 2006년 중에 약 765 억 m³에 해당하는 가스가 필요하며, 국내 생산량 200억 m³을 제할 경우에 수입 필요량은 565 억 m³ 정도이다. 그런데 러시아산 가스의 구입가격이 1,000 m³당 230 달러인 점을 감안할 때, 대부분의 가스를 투르크메니스탄 가스를 활용하지 않을 수 없는 실정인데 이 경우에 상반기 중에 공급하기로 되어 있는 340 억 m³ 이외에 추가로 220 억 m³의 가스가 조달되어야 하며, 이들에 대한 가격을 결정해야 하는 문제가 남아 있다. 특히, 투르크메니스탄 대통령 니야조프는 투르크메니스탄 천연 가스 가격을 85 달러로 인상할 계획을 밝히고 있어 우크라이나로서는 추가부담이 불가피해 보이기도 하다.

6. 분쟁의 정치적인 요인

많은 관측자들은 이번 사태를 우크라이나가 러시아

40) 1994년 초에 가즈프롬은 우크라이나에 대한 공급 삭감을 단행한 적이 있다. 이 때, 심각한 공급 감소를 경험한 유럽 국가들에 보상금을 지불해야 했다. IEA, *IEA Natural Gas Security Study*, 1995, annex 2.

41) Ukrainskaya Pravda, 2006년 1월 5일자, <http://www2.pravda.com.ua/ru/news/2006/1/5/36448.htm>

의 영향권에서 벗어나, 친서방정책을 취하는 것에 대한 보복으로 해석하거나 동절기중에 가스가격을 인상함으로써 2006년 봄에 예정된 대선에서 우크라이나 여당의 인기를 줄이기 위한 의도로 해석하기도 한다.

물론 친서방정책이 경제적인 협상에 나쁜 영향을 줄 수 있으며, 친러시아적인 인물이 정치적인 입지를 확보하고 있는 경우에 협상이 유리하게 할 수 있을 것으로 예상된다는 측면에서 이번 사태를 정치적인 의미로 해석할 수도 있다⁴²⁾.

그러나 러시아는 자국과 관계가 나쁜 그루지야에 대해서도 러시아의 맹방인 아르메니아와 동일한 가격을 적용하고 있다는 사실을 지적하면서 가스가격 조정의 배경에 정치적인 의도가 있다는 주장을 부인하고 있다. 즉, 러시아는 결코 정치적인 의도는 없고, 경제적인 이유로 가격인상을 주장하고 있으며, 아르메니아, 그루지야, 몰도바, 발틱연안국 등 과거 소련 연방국가들도 동일한 가격 인상을 받아들이고 있다고 주장하고 있다. 실제로 러시아는 2006년에 아르메니아⁴³⁾, 그루지야, 발틱 연안국에 대한 천연가스 수출가격을 1,000 m³당 110~125 달러로 인상하였다.

몰도바의 경우에는 당초 160 달러를 요구했으나, 몰도바가 거부하자 러시아는 12일간 가스공급을 중단하였으며, 몰도바의 파이프라인에 대한 러시아의 추가 지원 취득이 인정되면서 가스가격을 110 달러로 낮추어 합의한 이후 가스공급을 재개했다. 몰도바와 유사한 사례로 벨라루스의 경우를 들 수 있다. 가스프롬이 벨라루스의 파이프라인을 소유하고 있으며, 파이프라인이

부설되어 있는 토지에 대한 장기임차를 하고 있다는 사실 때문에 2005년 12월 27일 체결된 계약에서 벨라루스는 2006년도 가스가격을 1,000m³당 47 달러로 하는 계약을 체결할 수 있었다.

이처럼 가스프롬은 정치적인 의도보다는 경쟁 연료의 존재, 수송수단에 대한 통제권 등 사업상의 필요한 사항을 충분히 고려하여 천연가스의 가격을 결정한다고 주장하며, 몰도바나 벨라루스의 경우와 유사한 제안을 우크라이나에 제시하고, 이를 받아들일 경우에 가스가격을 낮추어 줄 수 있다는 점을 밝혔으나, 우크라이나가 거절했다는 점을 지적하고 있다.

그러나 비록 개별 국가에 적용되는 가스의 가격은 여러 가지의 이유(예를 들어, 수송비용, 통과료 문제의 개입, 수송 수단의 합작 여부 등)로 동일하게 적용되지 않을 가능성이 높지만 러시아가 우크라이나에 요구한 230달러는 지나치게 높은 것이다. 이 가격은 서유럽으로 수출되는 천연가스의 2005년 말 가격수준이며, 우크라이나에서 적용될 수 있는 적정한 가스의 가치를 반영한 가격으로 보기는 힘든 면이 있는 것이 사실이다. 이러한 측면에서 조나단 스티븐은 가스프롬이 우크라이나에 가스를 공급하는 사업을 더 이상 수행하지 않고 적정한 통과료를 현금으로 지급하고 우크라이나의 가스 배관망을 이용하고자 의도적으로 이러한 가격수준을 제시했을 것이라고 해석하고 있다⁴⁴⁾.

한편으로 이번 사태를 보면서, 서방의 주요 언론은 2006년 G8의 의장국으로 러시아의 역할이 적정한지, 러시아 천연가스 자원을 안정적인 공급원으로 간주하

42) 물론 정치적으로 긴밀한 유대관계를 가지고 있을 경우에 경제적으로 유리한 계약조건을 얻어 낼 수 있다는 점을 부인하기는 어려운 것도 사실이다. Peter Rutland, 2006년 1월 16일자.

43) REGNUM, Expert: Price for the Russian gas for Armenia is exceptionally economic question, 2006년 1월 13일, 아르메니아에 적용하는 가스가격이 국제가격 수준보다 낮은 1,000 m³ 110 달러인 것은 대체 가스공급원(이란산 가스)이 있다는 점, 러시아의 군사기지 입자에 대한 대가 등이 고려되었기 때문으로 해석하고 있다.

44) J. Stern, 2006년 1월 16일.

이슈 진단

는 것이 타당한지, 그리고 러시아에 대한 의존도를 감축할 수 있는 방안을 강구해야 하는 것은 아닌지에 대해 많이 언급하고 있다. 또한 IEA는 이번 사태로 러시아는 신뢰할 만한 천연가스 공급원으로서의 이미지가 실추될 수 있다고 경고하기도 했다.

그러나 이번 사태와 관련하여 WTO 사무총장인 Pascal Lamy는 러시아와 우크라이나가 에너지자원에 대해 시장가격을 적용하지 않음으로 해서 발생하였다고 언급하면서, 가스프롬으로부터 가스를 구입하는 구소련권 국가들은 그들 경제의 효율성을 제고하기 위해 필요한 에너지에 대해 최근의 에너지가격시세에 따라 가스를 구입해야 하며, 러시아와 우크라이나가 WTO 회원국이면 이러한 문제는 쉽게 해결될 수 있다고 언급한 것이 이번 사태를 자원을 무기로 정치적인 영향력을 행사하려는 부당한 정치적 행위로 해석하는 것보다는 설득력이 있어 보인다.

또한 앞에서 언급한 바와 같이 2005년 초에 가스프롬은 1,000 m³당 58 달러에 가스를 구입하라는 투르크메니스탄의 제안에 대해 가격이 너무 높다고 거부하다가, 2005년 12월에 2006년 1/4분기에 150억 m³을 포함하여 1,000 m³당 65 달러의 가격으로 300 억 m³를 추가로 구매하겠다는 예상 밖의 거래를 성사시켰다. 이는 석유와 가스가격이 상승하는 가운데 저렴한 자원을 선점하여 천연가스 수출국으로서 경쟁력을 갖추는 효과 이외에 러시아가 공개적으로 인정한 것과 같이 우크라이나가 투르크메니스탄으로부터 수입해오던 가스에 대한 우크라이나의 접근을 제한함으로써 우크라이나와의 가스거래 협상에서 우위를 점하려는 것으로 러시아 정부의 천연가스 수출 확대 전략차원에서 이루어진 치밀한 경제적인 행위로 해석하는 것이 타당한 것 같아 보인다.

7. 종합 및 시사점

지금까지 살펴 본 바와 같이 이번의 사태는 급작스럽게 발생한 사건으로 보기 어려울 뿐만 아니라, 1990년대 초 구소련권 국가들의 독립 이후 빈번하게 발생한 에너지 관련 분쟁들을 통해 익히 경험하였던 유의 사건으로 볼 수 있다.

러시아의 정치적인 의도가 전혀 없었다고는 할 수 없지만 우크라이나 가스수송관에 대한 관심, 에너지 가격의 현실화, 인접국가의 가스자원에 대한 통제 등을 통한 가스판매수입의 극대화, 과거의 부채에 대한 상환 등을 망라하여 우크라이나와 가스협상에 대응하였다는 측면에서 볼 때 분명 경제적인 요인이 더 크게 작용한 것으로 보인다.

비록 3일간의 가스공급 삭감에도 불구하고 적절한 저장설비와 당시의 날씨사정으로 유럽국가에 공급부족 사태가 발생하지는 않았지만, 천연가스가 가장 많이 필요한 동절기에 공급 삭감이라는 극단적인 수단을 동원해 자신들의 의지를 관철하고자 하는 러시아의 행위는 수입국들로 하여금 미래의 안정적인 공급원으로서 러시아에 대한 신뢰성에 심각한 의문을 갖도록 하기에 충분했다. 그리고 아직까지 정치적으로 안정적이지 못한 동유럽국가의 상황을 감안할 때 비록 합리적인 이유를 제시하더라도 특정국가에 대한 천연가스 공급중단은 언제나 정치적인 의도가 있는 것으로 오인될 소지가 있는 것도 사실이다. 그렇다고 지나치게 정치적인 논리를 강조하는 경우에는 문제의 핵심을 파악하는 것을 어렵게 한다.

한편으로 분쟁의 해결 수단으로 공급중단을 선택하는 것은 서유럽국가에서 이미 관행화되어 있으며, 구소련국가들과의 에너지 협력을 위해 마련된 에너지현장

조약(Energy Charter Treaty)에서 제시하고 있는 것과 같은 투명한 분쟁해결 절차를 수용하지 않고 있다는 점을 보여 주는 것으로 분쟁의 대상국이나 이들 국가를 통해 에너지를 조달하는 소비국의 사회가 입게 될 수 있는 피해를 최소화하기 위해서 이러한 절차의 중요성을 다시 한번 생각해 볼 필요가 있다.

그리고 우크라이나와 러시아간에 체결된 계약의 내용을 보면, 우크라이나에 천연가스를 공급하는 RosUkrEnergo가 충분히 경제성으로 가지고 사업을 수행할 수 있는지 여부, 2006년 상반기 이후의 가스 가격이 결정되지 않고 있다는 점, 투르크메니스탄의 천연가스 가격정책 향방 등이 불투명하기 때문에 언제라도 이러한 사태가 재현될 소지가 남아 있다. 따라서 향후 이들 상황이 어떻게 전개될 것인가를 면밀히 주시하는 것이 필요하다.

결국 이번 분쟁에서 눈여겨보아야 할 핵심사항으로 장기 에너지 수출전략 차원에서 러시아는 자신들에게 도움을 줄 수 있는 편의를 제공(예를 들어 수송설비에 대한 지분 참여 기회 제공)하지 않는 한, 자국의 자원을 가장 효율적으로 활용하고자 하는 수출국의 입장에서 (과거의 정치·경제적 관계와 무관하게) 시장에서 받아낼 수 있는 최대한의 가격(수입)을 수입국으로부터 받아내고자 하고 있다는 점과 과거에 재화가 갖는 가치 이하의 가격으로 구입하여 풍족하게 에너지자원을 이용하던 관행이 정착되어 수입가격의 상승에 취약한 경제구조를 지속하고 있는 우크라이나가 대 러시아 협상에서 취약함을 노정했다는 점을 지적할 수 있을 것으로 생각된다.

상기의 내용을 전제로 할 때, 이번 사태에서 우리가

인식해야 할 점은 무엇인가? 몇 가지로 요약하는 것이 가능할 것으로 보인다. 우선 에너지 공급의 안정에 관한 것이다. 조나단 스텐이 언급한 것처럼 지금까지의 에너지 안보지식에서 알 수 있는 바와 같이 특정한 국가에 대한 의존도를 축소, 국제기구가 제공하는 다양한 프로그램의 활용, 제삼자의 적극적인 간여를 통한 문제의 해결 등이 분쟁을 해소하는데 중요한 역할을 할 수 있다는 것이 사실이며, 분쟁에 따른 불가피한 공급불안에 대비해 저장설비를 확충하거나 국가간 에너지자원의 공동관리 등이 매우 중요한 에너지 공급안정 관리수단이 될 수 있다는 것을 알 수 있다.

이러한 측면에서 우리나라도 천연가스 저장설비의 확충을 심각하게 생각해 볼 시점이라고 생각되며, 특정 국가에 대한 지나친 의존이나 PNG, LNG 등 특정 공급방식에 대한 지나친 의존, 장기계약 혹은 현물계약 등 특정 계약방식에 대한 지나친 의존 등은 지양해야 할 사항으로 생각된다. 그리고 인접국 및 산유국과의 우호적인 관계 유지도 또한 중요하다 할 것이다.

현재까지 대부분의 국지적인 에너지분쟁이 그러했지만, 이번의 러시아의 천연가스 공급중단사태는 우리나라에 직접적인 영향을 주고 있다. 즉, 이번 사태가 발생하자 NYMEX, IPE 등 중요 원유거래시장에서 원유가격이 상승하였다⁴⁵⁾. 결국 이러한 원유가격상승은 우리나라 원유 수입가격의 상승으로 그리고 천연가스 도입 가격의 상승으로 이어지게 되는 것이다. 비록 단기적으로 공급중단이 이루어졌고, 적정한 저장물량이 있었으며 아직까지 LNG가 유럽 천연가스 시장에서 차지하는 비중이 낮기 때문에 큰 문제가 없었지만, 만약 동절기에 LNG 현물물량이 필요한 시점에 이러한

45) Neil Dennis, Energy prices rise on Russia-Ukraine gas row, 2006년 1월 3일.

이슈 진단

사태의 발생으로 LNG 시장의 수급에 혼란이 유발되는 경우에 우리나라의 동절기 천연가스 도입에도 상당한 영향을 미칠 개연성이 있다는 것도 생각해 볼 일이다. 따라서 국지적인 에너지 시장에 대한 지속적인 관심과 검토가 필요하며, 만약의 사태에 대비하는 것이 필요하다.

마지막으로 우리나라는 현재 러시아 파이프라인 가스의 수입을 진지하게 고려하고 있으며, 만약 파이프라인을 통해 천연가스를 수입하게 될 경우 유럽의 국가들과 마찬가지로 중국, 북한 등 여러 국가를 거쳐서 국내로 공급될 가능성이 높다. 따라서 이 사태에서 알 수 있는 바와 같이 향후 파이프라인사업을 추진하는 경우에 파이프라인을 통한 천연가스 거래의 투명성을 확보할 수 있는 방안과 분쟁이 발생할 경우에 이를 원활하고 합리적으로 해결할 수 있도록 하는 분쟁의 해소절차를 마련하는 것이 필요할 것으로 사료된다.

〈참고문헌〉

- Chloë Bruce, 2005. "Fraternal Friction or Fraternal Fiction?: The Gas Factor in Russian-Belarusian Relations", Oxford Institute for Energy Studies, NG 8.
- S. Fujimori, 2005. "Ukrainian Gas Traders, Domestic Clans and Russian Factors: A Test Case For Meso-Mega Area Dynamics", Emerging Meso-Areas in the Former Socialist Countries: Histories Revived or Improvised?, 21st Century COE Program Slavic Eurasian Studies, No. 7.
- IEA, 1995. The IEA Gas Supply Security Study.
- IEA, 2004. Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point.
- IEA, 2005. Natural Gas Information 2005 with 2004 data.
- IEA, Energy Statistics of Non-OECD Countries 관련호.
- Jonathan. Stern, 2006. The Russian-Ukrainian Gas Crisis of January 2006, Oxford Institute for Energy Studies.
- Petra Opitz and et. al. 2000. Ukraine as the Gas Bridge to Europe?: Economic and Geopolitical Considerations, Working Paper No. 3, Institute for Economic Research and Policy Consulting.
- D. Victor and N. M. Victor, 2004. The Belarus Connection: Exporting Russian Gas to Germany and Poland, Geopolitics of Gas Working Paper Series, WP #26, CESP.
- Worldbank, 2006. Ukraine: Implications of the Recent Gas Price Agreement.
- Worldbank, 2005. The Impact of Higher Natural Gas and Oil Prices.
- Worldbank, 2003. Ukraine: Challenges Facing the Gas Sector.

전력산업구조개편과 전기위원회의 역할

김 신 중

산업자원부 전기위원회 사무국장



〈 목 차 〉

- | | |
|-------------------------|-------------------------|
| 1. 서 론 | 5. 전력산업구조개편의 지속 추진 필요성 |
| 2. 전력산업구조개편 추진현황 | 6. 전력산업구조개편 추진 방향과 전기위원 |
| 3. 전력산업 구조개편 평가 | 회의 역할 |
| 4. 해외 전력산업구조개편 동향 및 시사점 | 7. 맺음말 |

1. 서 론

우리나라 전력산업은 국가 경제발전의 견인자 역할을 하면서 눈부신 성장을 하고 있다. 1980년 939만kW에 불과하던 발전설비가 2004년에는 5,996만kW로 6.4배 늘어났고 발전소로부터 전력을 소비자가 이용가

능한 전력으로 변환하는 변전소까지의 송전선로는 1980년 대비 2004년에 2.2배, 변전설비는 변전용량을 기준으로 10.1배 늘어났다. 또한 변전소로부터 일반 소비자에게 전기를 공급하는 배전선로는 1980년 대비 2004년에 3.1배 증가하였다.

전기소비량도 2004년 기준으로 인구 1인당 연간

〈발전설비, 송변전 현황 변동추이〉

구분	1980	2000	2001	2002	2003	2004
발전설비(만kW)	939	4,845	5,086	5,380	5,605	5,996
발전량(만kWh)	372,386	2,616,781	2,810,784	3,020,334	3,175,730	3,417,025
송전선로(c-km)	12,685	26,582	27,355	27,937	28,260	28,409
변전용량(MVA)	19,108	125,700	144,279	160,838	173,066	193,700
배전선로(c-km)	122,919	351,264	358,328	366,983	376,454	380,363

이슈 진단

6,491kWh를 사용하여 일본 6,537kWh(2003년), 대만 7,047kWh(2003년), 미국 11,923kWh(2002년), 프랑스 7,049kWh(2002년) 등 선진국 수준에 도달하고 있다.

우리나라 전력산업 구조를 보면 전력산업에 대한 전반적인 규제기능은 산업자원부 산하의 전기위원회가 수행하고 있다. 발전부문은 한국전력의 자회사인 화력 발전회사(5개) 및 한국수력원자력과 함께 민간발전회사 등이 담당하고 있으며 송배전설비의 건설 및 운영, 전력판매 및 고객관리 등 전력의 수송과 판매는 한국전력이 담당하고 있다. 전력시장 운영 및 계통운영은 전력거래소가 담당하고 있다. 이외에 발전설비의 설계, 제작, 정비·보수, 전력관련 통신, 원자력발전연료 제조·공급을 담당하는 사업자가 있다.

전력산업은 대규모의 네트워크 산업으로 방대한 투자가 소요되고 생산과 소비가 동시에 이루어지는 특성 때문에 공기업에 의한 독점체제로 운영되는 것이 일반적 추세였다. 우리나라 역시 1961년 조선전업주식회사, 경성전기주식회사, 남선전기주식회사의 3사가 한국전력공사로 통합된 이래 한국전력공사가 발전, 송전, 배전, 판매 등 전분야를 독점 운영하였다.

그러나 최근 새로운 기술의 발전으로 이러한 전력산업의 전통적인 구조에 변화가 일기 시작했다. 소용량의 가스터빈 발전기술이 개발되면서 투자비 부담이 줄어들어 민간사업자들의 전력산업 진출이 활발하게 이루어지게 되었고 정보통신기술의 눈부신 발전으로 전력을 실시간으로 거래할 수 있는 시스템이 개발되어 전력부분도 경쟁을 도입할 수 있는 여건이 조성되었다. 즉 전력산업은 대규모 단일기업이 담당해야 한다는 기존 개념이 무너지게 된 것이다.

이에 따라 1982년 칠레에서 시작한 전력산업 구조

개편이 1990년대에 들어서면서 영국을 비롯한 세계 각국에서 본격 추진되기 시작하였다. 현재 유럽, 미주, 아시아, 중남미, 아프리카, 오세아니아 등 전세계적으로 구조개편이 추진되고 있다. 구조개편에 소극적인 대표적인 국가로 거론되던 일본과 프랑스도 최근 단계적인 전력 자유화에 착수하고 있다. 나라마다 여건에 따라 구조개편의 배경과 목적에 다소의 차이가 있지만 경쟁 도입을 통해 전력산업의 효율성을 제고하고 소비자에 대한 서비스를 개선하겠다는 것은 모든 국가의 공통된 관심사항이다.

우리나라는 1980년대부터 한전중심의 독점체제를 개혁해야 한다는 논의가 있었으나 1999년 '전력산업구조개편 기본계획'이 확정되면서 전력산업에 시장중심의 경쟁시스템이 본격적으로 도입되게 되었다. 정부는 2009년까지 전력산업의 완전경쟁을 실현한다는 일정(time schedule)을 세우고 그동안 관계법령의 제·개정, 발전분할, 전력거래시장 개설, 전기위원회 설립 등을 추진하였다. 2000년에 회사분할시 특례를 규정한 '전력산업구조개편 촉진에 관한 법률'을 여야 및 노사합의로 입법화하고 경쟁체제를 도입하기 위해 '전기사업법'을 전면 개정하였다. 2001년에는 한전 발전부문을 화력 5개사와 원자력 1개사로 분할하였고 분할된 발전회사와 한전이 전력을 거래할 수 있는 전력거래시장을 개설하였다.

그러나 2000년 미국 캘리포니아 및 2003년 미국 북동부 정전사태 등을 계기로 세계적으로 시장중심의 전력산업구조개편에 대한 재검토 필요성이 강하게 제기되었고 우리나라에서도 2003년 노사정위원회에서 우리나라 전력산업구조개편 추진현황 및 향후 계획을 검토하고 배전분할 중단 및 독립사업부제 도입을 권고하게 되었다. 이에 따라 현재 한전 배전

부문에 독립사업부제를 도입하기 위한 노력이 진행되고 있다.

이러한 전력산업구조개편으로 공익성이 강한 전력 산업에 다수의 경쟁적인 민간의 전기사업자가 출현하게 됨에 따라 정부는 전력산업의 진흥이라는 고유의 정책기능 이외에 전기사업자간의 공정한 경쟁 환경 조성 및 소비자보호라는 규제기능을 수행할 필요성이 대두되었다. 그리고 규제기능은 전문성과 일관성을 가지고 공정하게 수행되어야 하기 때문에 2001년에 별도의 위원회 조직인 전기위원회를 설치하였다. 이론적으로 전기위원회는 독립성이 강한 규제위원회로 운영되는 것이 바람직하지만 전력산업구조개편을 효율적으로 추진하기 위해 우선 산업자원부 소속으로 설치하였다. 그러나 향후 전력산업구조개편이 완수되어 전기위원회가 시장 감시와 소비자보호라는 본연의 기능을 담당하게 될 때 독립성을 강화하는 것이 필요하다고 본다.

전기위원회는 위원장 1인을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성되고 위원장 및 위원은 산업자원부장관의 제

청으로 대통령이 임명 또는 위촉하도록 되어있다. 공무원이 아닌 위원의 임기는 3년이며 연임이 가능하다.

전기위원회는 심의, 재정 및 조사기능을 담당하고 있다. 전기사업의 허가 또는 변경허가, 전기사업의 양수 또는 법인의 분할·합병에 대한 인가, 전기사업의 허가취소, 사업정지, 사업구역의 감소 및 과징금의 부과, 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용요금 기타 이용조건의 인가, 전기판매사업자의 기본공급약관 인가, 전기설비의 수리 또는 개조, 전기설비의 운용방법의 개선, 전력시장운영규칙의 승인, 전기사용자의 보호, 전력산업의 경쟁체제 도입 등 전력산업의 구조개편 관련 사항 등을 심의한다. 전기사업자 또는 전기사용자 등이 전기사업과 관련하여 송전용 또는 배전용 전기설비 이용요금 기타 이용조건, 공급약관, 전기사업법 제29조의 규정에 의한 수급조절 명령에 따른 금액의 지급 또는 수령등에 관해 당사자간 협의가 이루어지지 아니하거나 협의를 할 수 없는 경우 전기위원회는 당사자의 신청에 의해 재정결정을 해야 한다. 또한 전기사업자가 전기사업법 제21조에 규정한 금지행위를 하였다고 인

〈전기사업법 제21조에서 규정한 금지행위의 유형〉

- 전력거래가격을 부당하게 높게 형성할 목적으로 발전소에서 생산되는 전기에 대한 허위자료를 한국전력거래소에 제출하는 행위
- 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용을 제공함에 있어서 부당하게 차별을 하거나 이용을 제공하는 의무를 이행하지 아니하는 행위 또는 지연하는 행위
- 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용을 제공함으로써 인하여 알게 된 다른 전기사업자에 관한 정보를 이용하여 다른 전기사업자의 영업활동 또는 전기사용자의 이익을 부당하게 해하는 행위
- 비용 또는 수익을 부당하게 분류하여 전기요금이나 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용요금을 부당하게 산정하는 행위
- 전기사업자의 업무처리지연 등 전기공급과정에서 전기사용자의 이익을 현저하게 해하는 행위
- 전력계통의 운영에 관한 한국전력거래소의 지시를 정당한 이유없이 이행하지 아니하는 행위

이슈 진단

정되는 경우 산업자원부장관의 명을 받아 필요한 조사를 하고 전기사업자가 금지행위를 한 것으로 인정하는 경우에는 송전용 또는 배전용 전기설비의 이용제공, 내부규정 등의 변경, 정보의 공개, 금지행위의 중지, 금지행위로 인하여 시정조치를 명령받은 사실의 공표 등을 심의하도록 되어 있다.

전기위원회의 기능과 관련하여 전기위원회와 공정거래위원회간 관계가 문제될 수 있다. 그러나 공정거래위원회는 산업 전반에 대한 시장지배력 남용 여부, 가격 담합 등 공정거래를 담당하는 일반경쟁기관의 역할을 담당하고 전기위원회는 고도의 전문적인 지식과 기술을 요하는 전력산업의 전문규제기관으로서의 역할을 담당하고 있다. 즉 공정거래위원회는 모든 산업에 대한 경쟁제한적 행위의 규제를 담당하지만 전기위원회는 전기분야에 특수한 경쟁제한적 행위의 규제와 전기사업허가 등 진입규제, 전기요금인가 등 전문적 규제업무를 담당하도록 하여 업무중복의 가능성을 사전에 최대한 배제하였다. 참고로 통신위원회와 공정거래위원회와의 관계도 이와 유사하다는 점을 밝혀둔다.

전기위원회가 본연의 기능을 수행하기 위해서는 전력산업구조개편이 정상적으로 추진되어 전력거래시장이 형성되고 다수의 전력공급자와 사용자가 있어야 하지만 2005년에 배전분할이 중단되고 한전 배전부문에 독립사업부제를 도입하게 된 이후 전력산업구조개편이 당초 계획대로 추진되는 것은 어렵게 되어 현재로서는 배전 독립사업부제 도입 및 변동비반영시장 보완·개선, 현행 전력거래시장 감시, 전기요금체제 개편 등에 업무역량을 집중하고 있다. 이하에서는 전력산업구조개편 추진현황에 대해 검토해보고 현행 전력거래시장의 개선·보완 및 향후 정책방향 등에 대하여 논의하고자 한다.

2. 전력산업구조개편 추진현황

1999년 '전력산업구조개편 기본계획'이 확정되면서 우리나라에서도 한국전력이 독점운영하고 있던 전력산업에 시장중심의 경쟁시스템이 본격적으로 도입되게 되었다. 당시 우리나라가 외환위기를 맞이하여 이를 극복하기 위한 정부재정이 필요하기도 하였고, 영국의 대처리즘과 미국의 레이거노믹스로 대표되는 신자유주의 경제사조의 영향도 가세하여 공기업의 구조조정과 민영화가 추진되었지만, 국내적으로도 독점체제인 전력산업에 경쟁을 도입하여 효율성을 제고하고 막대한 미래 전력산업 투자재원을 민간으로부터 조달할 필요성이 제기되었다. 2000년말 당시 한전은 자산이 약 64조 원이었고 연간 예산이 27조원에 달하는 거대기업으로 당시 국내 최대기업인 삼성의 64개 계열기업 전체 자산이 약 70조원이었던 점을 감안하면 한전의 효율성이 제고될 경우 그 파급효과는 상당한 것으로 분석되었다. 또한 구조개편 당시 추정된 2015년까지 투자 필요액은 약 67조원이었는데 그동안 민간자본이 상당히 성장하였고 민간자본도 전력산업에 진입하고자 하는 노력이 증대되고 있었기 때문에 전력산업을 더 이상 독점 공기업으로 운영할 필요성이 상당히 감소되었다.

전력산업구조는 발전, 송전, 배전, 판매로 구분되고 전력산업구조개편 모형도 정형화 되어 있다고 할 수 있다. 각국에서는 이러한 모형을 기준으로 각국의 전력산업 특성을 고려하여 전력산업구조개편 모델을 추진하고 있다.

우리나라 전력산업구조개편은 발전경쟁, 도매경쟁, 소매경쟁의 3단계로 추진되고 있다. 현재 발전경쟁단계까지 구조개편이 추진되었고 도매경쟁으로 나아가기 위해 배전분할을 추진하였으나 '05년 노사정위원회에

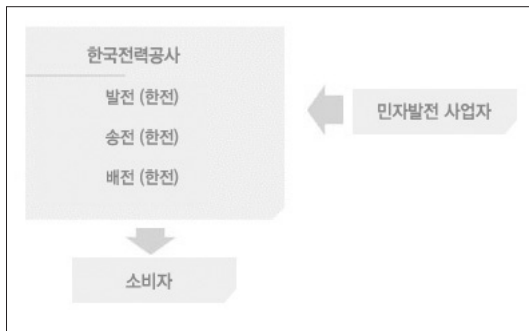
〈전력산업구조개편 단계별 내용〉

- 한전독점체제 : 한전이 발전 · 송전 · 배전을 모두 독점하고 일부 민자발전사업자가 한전에 전력을 공급
- 발전경쟁단계 : 발전부문을 한전에서 완전 분리하여 수개의 발전사업자간 경쟁을 촉진하고 송배전은 여전히 한전이 담당
- 도매경쟁단계 : 배전부문을 한전에서 완전 분리하여 경쟁체제를 도입하고 송전망을 개방하여 배전회사의 자유로운 사용을 보장(송전망은 공기업으로 유지)
- 소매경쟁단계 : 배전망도 개방하여 일반소비자가 발전회사를 직접 선택하여 전력을 공급받을 수 있는 최종 단계

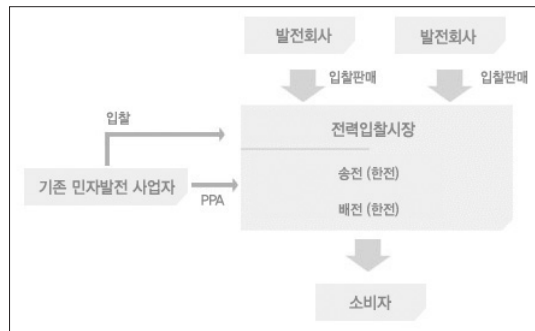
서 배전분할을 중단하고 배전독립사업부제가 도입되도록 결정됨에 따라 발전경쟁단계에서 더 이상 나아가지 못하고 있는 상황이다.

먼저 ‘전력산업구조개편 기본계획’에 따라 발전경쟁, 도매경쟁, 소매경쟁 단계를 설명하면 발전경쟁단계는 발전부문을 한전에서 완전 분리하여 수개의 발전사

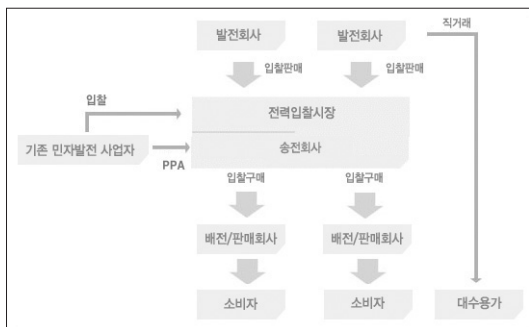
〈한전 독점체제〉



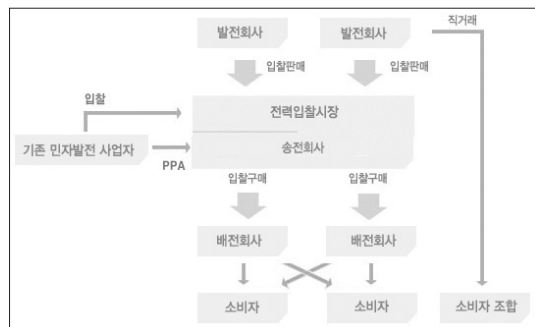
〈제1단계 : 발전경쟁단계〉



〈제2단계 : 도매경쟁단계〉



〈제3단계 : 소매경쟁단계〉



이슈진단

업자로 나누고 발전사업자간 경쟁을 촉진하고 발전사 간 경쟁입찰에 의해 전력을 사고 파는 전력거래시장을 도입하는 것이다. 그리고 발전자회사의 민영화를 추진하는 것이다.

도매경쟁단계에서는 배전부문이 다수의 자회사로 분할되어 민영화하게 된다. 이단계에서는 발전회사와 배전회사간의 양방향 입찰에 의한 경쟁이 이루어지며 송전망은 배전회사들이 자유로이 사용할 수 있도록 개방된다. 배전망은 각 배전회사가 독점권을 유지하지만 대소비자에게는 전력 직거래를 허용하여 값싼 전력을 공급하는 회사를 선택하여 전력을 공급받을 수 있게 된다.

소매경쟁단계에서는 배전회사의 독점권을 해제하여 모든 사업자가 자유로이 사용할 수 있도록 개방된다. 이로써 소비자들이 직접 전력회사를 선택해서 전력을 공급받을 수 있는 완전 경쟁이 이루어지게 된다.

전력산업구조개편을 추진하기 위한 법적기반을 마련하고자 정부는 「전력산업구조개편촉진에관한법률」을 제정하고 「전기사업법」을 개정하였다. 그 과정에서 2000년 5월 제15대 국회의원의 임기가 만료되어 1999년에 상정한 법률안이 폐기되기도 하고 야당 및 전력노

조의 반대 등 우역곡절도 있었지만 원칙과 대화를 통해 결국 국민적 합의를 도출하여 2000년 12월 여야만장 일치로 국회를 통과하는 성과를 거두었다.

‘전력산업구조개편촉진에관한법률’은 한국전력공사의 분할을 지원하기 위한 각종 특례를 담고 있다. 한전이 정부에서 받은 인허가를 분할되는 신설회사가 승계(제7조)하고 분할되는 신설회사의 설립등기 및 자산등록·등기시 부과되는 국민주택채권·도시철도채권 매입의무 면제(제8조) 및 한전 직원들의 고용계약을 신설회사가 포괄 승계(제10조)하는 규정을 두었다.

전기사업법은 전력시장을 운영하는 한국전력거래소와 전력시장 감독기구인 전기위원회의 설치 등 전력산업의 경쟁체제를 구축하고 소비자를 보호하는데 필요한 제도들을 규정하고 있다. 구체적인 내용은 아래 박스를 참고하기 바란다.

이러한 준비절차를 거쳐 정부는 2001년 2월부터 본격적인 구조개편 실행에 착수하였다. 우선 한국전력공사의 발전부문이 6개의 자회사로 분할되었다. 발전자회사의 분할 개수는 각 회사의 규모의 경제와 회사간 담합의 방지 등 실질적인 경쟁 실현 측면을 고려하여 6개로 결정하였다. 각 발전소는 발전원, 잔존수명, 사용

〈전기사업법 주요개정내용〉

- 전기사업자를 발전 송전 배전 판매사업자로 구분(제2조)
- 전력시장을 통한 전력거래 의무화(제31조) 및 전력시장 및 전력계통 운영을 담당하는 전력거래소 설립(제35조)
- 시장 감시, 소비자 보호를 위해 전기위원회 설립(제53조)
- 전력수급 안정화를 위해 전력수급기본계획 수립 공고(제25조) 및 비상시 수급조절권(제29조) 신설
- 최종 소비자요금에 대한 정부의 인가제 유지(제16조)
- 도서 벽지 전력공급 등 공익사업을 위해 전력산업기반기금 설치(제48조)

〈발전 6사 현황('04년 기준)〉

구 분	남 동	중 부	서 부	남 부	동 서	한수원	합 계
자산(억원)	35,597	30,577	29,755	35,607	40,699	210,619	382,854
설비용량(만kW)	719.4	695.3	728.0	757.1	750.0	1,725.0	5,374.8
주력발전소(만kW)	삼천포(324) 영흥(160)	보령(300) 인천(115)	태안(300) 서인천(180)	하동(300) 부산(180)	당진(200) 울산(180)	고리(313)	

〈남동발전 추정매각손실 규모〉

	2003.11(심사청구시)	2004.3(연기검토시)	2005.11(현재)
매각손실(억원)	1,854	2,383	2,547

연료, 소재지역 등 제반요소를 고려하여 회사별 수익성이 균등화되도록 배분되었으며, 원자력발전과 수력발전은 안전문제, 공익성 등을 감안하여 별도의 자회사로 구성하였다.

이렇게 분할된 자회사들은 단계적으로 민영화를 추진하였다. 2002년 4월 공기업민영화추진위원회에서 「발전회사 민영화 기본계획」을 확정하였다. 수력·원자력을 제외한 5개 화력발전회사를 매각대상으로 하고 경영권 매각을 기본적으로 추진하되 증시상장도 병행 추진하기로 하였다. 그리고 외국인 참여는 국내 발전설비의 30% 이내로 제한하였다. 정부는 첫 매각대상으로 남동발전(주)를 선정하고 경영권 매각을 우선 추진하였다. 14개업체가 투자의향서를 제출하여 최종입찰 참여기업 4개사를 선정하였으나 4개사 모두 최종입찰 단계에 불참하여 경영권 매각이 잠정 중단되었다(2003년 3월). 이에 남동발전의 증시상장을 추진하였으나 공모가격이 장부가격에 크게 미치지 못해 막대한 매각손실이 예상되어 상장을 유예하고 시장여건이 개선될 때 상장을 다시 추진하기로 결정하였다. 현재는 남동발전의 자

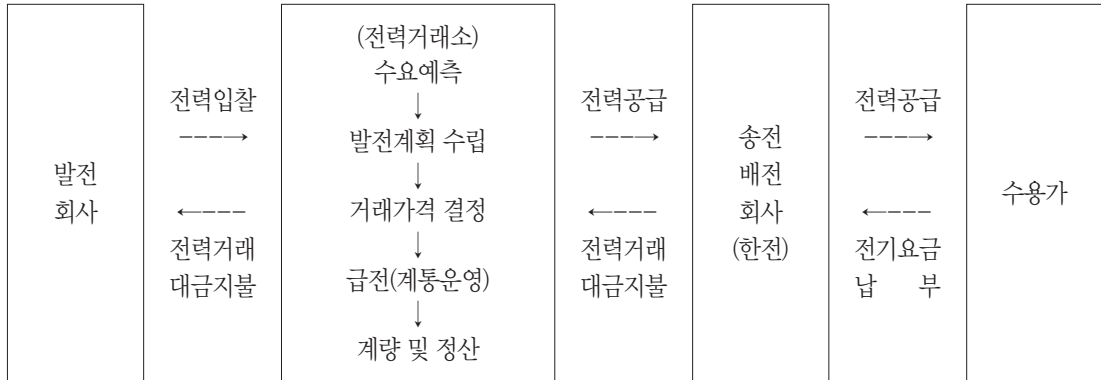
산가치를 높이는 데 주력하고 있는 상황이다.

또한 발전회사간 경쟁입찰에 의하여 전력을 사고 파는 전력거래시장이 2001년 4월 1일 도입되었다. 그리고 전력거래시장을 운영하기 위해 전기사업법에 의해 비영리 특수법인인 전력거래소를 설립하였다. 전력거래소는 전력시장의 개설·운영에 관한업무와 전력계통의 운영에 관한 업무 및 시장운영규칙 등 제반규칙의 제·개정 등에 관한 업무 등을 담당하고 있다. 현행 전력거래시장은 원가반영시장(Cost-based Pool)으로 발전회사는 매일 각 발전기별로 다음날의 시간대별 공급 가능 물량을 전력거래소에 입찰하고 전력거래소는 매 시간대별로 수요를 만족하도록 운전비용이 싼 순서대로 운전하여야 할 발전기와 발전량을 결정하고 전기를 급전(dispatch)한 후 한계발전기의 운전비용을 시장거래가격으로 하여 정산하고 있다. 현재 56개사가 전력거래시장에 참여하고 있고 참여자 수는 계속 증가할 것으로 예상되고 있다.

발전회사 분할, 전력거래시장 개설이 성공적으로 완수되자 정부는 다음단계인 양방향 도매경쟁체제를 구

이슈 진단

〈전력거래 흐름〉



〈배전분할 주요쟁점별 찬반입장 비교〉

구 분		찬성입장	반대 입장
주요 쟁점	① 가 격 - 요금수준 - 안정성	· 경쟁으로 요금인하 가능 · 가격 변동성 크지 않음	· 가격 상승 및 불안정 우려
	② 공급안정성 - 정전, 전기품질 - 예비력	· 광역정전은 주로 송전과 관련된 사항 · 안정적 예비력 확보 가능	· 광역 정전 우려 · 예비력 부족 발생
	③ 한전의 효율성	· 분할 경쟁도입을 통한 효율성 제고	· 한전체제로도 효율적 운영 가능
	④ 대외 경쟁력 - 해외시장진출	· 분할이후에도 컨소시엄 형태로 진출 가능	· 한전체제가 유리
	⑤ 재원조달 - 자금조달 가능성 - 자금조달 비용	· 분할이후에도 저리자금 조달 유지 가능	· 분할시 자금 조달 비용 증가 예상
	⑥ 공익성 - 요금차별시 국민 수용성 - 공익성 저해여부	· 지역별 요금차등 폭이 크지 않음(상당기 간 요금차등이 없도록 규제) · 구조개편이후에도 공익기능 지속 유지	· 국민들이 요금차등 수용곤란 · 공익성 저해

□ □

□ □

종합의견	· 분할을 통해 양방향입찰 도매시장 구축 필요 · 배전분할을 통한 경쟁도입으로 효율성 제고	· 배전분할시 효율성 제고 효과 불투명 · 한전통합 체제를 유지하고, 자체경영혁신 추진
------	---	---

촉하기 위해 배전분할을 추진하였다. 그러나 노사정위원회에서 2003년 8월 배전분할 관련사항을 노사정위원회 공공특위 논의의제로 채택하고 공동연구단을 구성하여 전력산업구조개편을 재검토하게 되었다. 공동연구단은 총 16차례의 회의를 개최하고 9개국 32개 기관을 방문 조사한 후 그 조사결과를 제69차 노사정위 공공특위에 보고(2004년 5월)하였다. 노사정위원회는 제33차 회의에서 최종적으로 배전분할 중단 및 배전부문 독립사업부제 도입을 권고하였다. 구체적으로 도매시장경쟁을 위한 배전분할 추진은 중단되어야 하고 한국전력공사의 배전사업부문에 있어 내부경쟁 촉진을 위해 자율성과 독립성을 강화하는 독립사업부제를 도입하되 철저한 사전준비 및 연구를 거쳐 단계적으로 시행하도록 권고하였다. 아울러 전력산업의 합리적 발전을 구현하기 위해 '전력요금체계의 합리적 개선방안', '한국전력공사의 투명·자율·책임경영 강화방안', '전력을 비롯한 에너지산업 전반의 합리적 발전방안' 등 3개항의 공동연구단이 추가 연구과제로 제안한 사항을 적극 검토하도록 권고하였다. 당시 배전분할 중단을 도출한 논거는 전기의 특수성과 과점시장 폐해로 배전분할을 통한 도매시장 도입시 전기요금 상승 및 공급 불안정이 발생할 우려가 있고 한전이 현재 저렴한 가격으로 전력을 안정적으로 공급한다는 임무를 비교적 성공적으로 수행중에 있어 현재제에 심각한 문제가 있다고 볼 수 없으므로 한 체제가 전면 개편되는 배전분할 추진은 중단하고 부분적 보완을 강구하는 것이 적합하다는 것이다. 이러한 공동연구단의 도출논리와 연구결과에 대해 당시 정부대표로 참가한 연구진은 강력한 반대논리를 전개하면서 배전분할 추진을 강조하였다.

정부는 노사정위원회의 정책권고를 노사정 합의 정신에 입각하여 수용하였다. 다만, 노사정위원회의 권고

가 배전분할에 국한된 것으로 전력산업구조개편 전반에 대한 것이 아니라는 점을 분명히 하였다. 전력산업에 경쟁을 도입하는 구조개편을 지속적으로 추진해 나간다는 기본 방침 유지하면서 향후에는 '분할된 발전부문의 유효경쟁 확대'와 더불어 '경쟁 촉진적 전력시장 창달'을 목표로 독점부문 최적 효율화, 기분할된 발전부문의 경쟁강화, 민간 신규진입 촉진부문 등 3대 부문별 시책을 추진하기로 방향을 정했다. 우선 독점부문의 최적 효율화 시책으로 한전 배전부문에 내부경쟁강화를 위한 독립사업부제를 도입하기로 하였다. 그리고 외부효과가 큰 송전부문은 당초 기본계획대로 한전 공기업체제로 유지하기로 하였다. 한전배전부문의 독립사업부제 도입은 한전주도의 독립사업부제 설계용역과 준비기간을 거쳐 2006년에 도입하는 것으로 일정을 잡았다. 독립사업부의 자율성과 독립성을 강화하여 배전부문의 내부경쟁 및 경영효율성을 강화하는 것을 기본계획으로 하여 본사의 책임·권한의 이양으로 사업부별 특성에 맞는 책임경영체제를 구축하고 사업부별 전력거래, 회계분리를 통해 독립채산제를 실시하며 핵심성과지수 개발을 통해 철저한 성과평가 시스템을 구비하는 방향으로 추진하기로 하였다.

현행 불완전 전력시장의 경쟁강화 시책으로 발전회사 민영화는 지속 추진하되, 시장여건 등을 감안하여 당분간 경영효율 개선을 통한 대가치 제고에 주력하고 있고, 기업설명회(IR)를 통한 투자자 신뢰회복 노력을 병행하기로 하였다. 또한 도매경쟁시장으로 이행될 것을 전제로 임시로 도입한 현 발전경쟁시장이 당분간 계속될 것으로 예상되어 전력거래시스템에 문제가 발생하지 않도록 시스템을 개선·보완하기로 하였다. 그리고 기분할된 발전회사간 실질경쟁 강화방안을 모색하기로 하였다.

이슈 진단

〈배전부문 독립사업부제 도입 추진방향〉

책임 경영 체제 구축	본사의 책임과 권한의 대폭 위양을 통해 독립사업부별 특성에 맞는 책임경영체제 구축
독립회계 및 채산제 구축	시간대별 발전가격, 송배전 대체가격을 통한 내부거래와 회계분리로 독립사업부별 독립 회계 및 채산제 구축
철저한 성과평가 시스템 구축	장치산업의 특수성과 공공성을 고려한 핵심성과지표 개발을 통해 철저한 성과평가시스템 구비

〈구역전기사업자 허가 현황〉

구 역	사 업 자	설비용량(kW)	비고(사업개시)
사당동 극동아파트 단지	(주)케너텍	2,000	05.12.8
대구 죽곡지구	(주)대구도시가스	9,000	07.1
아산 배방지구	대한주택공사	103,000	07.12
양주 고읍지구	대림산업 등 3개사	25,000	08.12
서울 강일지구	대한도시가스	11,000	08.1
천안 청수지구	중부도시가스	21,100	08.3
파주관광문화단지	서울도시가스	49,400	1단계: '08.9, 2단계: '17.7
광명역세권지구	삼천리	48,100	08.12

또한 민간 신규진입 촉진시책으로 배전망 운영규칙, 보완공급약관 제정 등 2004년 7월부터 도입된 구역전기사업자 제도를 활성화하고 민간 사업자의 신규진입 촉진을 위한 제도 개선을 지속 추진하기로 하였다.

이러한 목표를 달성하기 위해 현재 추진되고 있는 상황을 살펴보면 먼저 배전독립사업부제 도입은 한전 주도로 연구용역을 실시하고 있고 앞으로 그 연구용역 결과를 토대로 배전 독립사업부제 설계작업을 실시하여 노조 및 직원들을 대상으로 도입취지, 추진방향 등을 숙지시키는 등 사전준비를 철저히 한 후 본격적으로 도입할 계획으로 있다. 현행 전력거래제도(CBP) 보완·개선을 위해 한전·발전회사·전력거래소 등으로

태스크포스를 구성하여 개선과제를 계속 발굴하고 있고 전문연구기관을 통해 CBP 제도의 운영성과 평가 및 해외사례조사 등을 통해 경쟁 유도적 가격결정 및 정산과정 개선, 적정 발전설비투자 유인, 전기품질 유지 등 방안을 연구하였다. 한편 발전회사 간 경쟁강화 방안을 마련하기 위한 연구용역을 시행하여 한전과 발전사간 경영계약 및 평가제도 개선, 전력시장 제도 개선 등 구체적인 방안을 도출하였다. 현 전력거래제도 개선 및 발전회사간 경쟁강화 방안은 '06년도에 본격적으로 추진될 전망이다.

민간자본의 진입을 활성화하기 위해 민간 발전회사 간담회를 개최하여 LNG 발전소 고정비 회수 지원제도

인 용량요금 보상제도를 계속 유지하는 것, 송전접속설비 관련하여 발생하는 애로사항을 해결하는 것, 그리고 발전용 LNG 직도입이 가능하도록 가스공사의 가스설비 사용제한을 완화하는 것 등 제기된 애로사항이 적시에 해결될 수 있도록 노력하고 있다. 또한 구역전기사업자 제도 활성화를 위해 2005년 1월에는 구역전기사업자가 자신의 발전설비를 보수하기 위하여 정지시키거나 고장으로 가동할 수 없을 경우 한전이 이를 보완하여 구역전기사업자의 공급지역에 전력을 공급하는 경우에 한전과 구역전기사업자간 거래조건을 규정한 보완공급약관을 제정하였고 각종 워크숍 및 세미나 개최 등을 집중적으로 실시하고 있다. 그결과 7건의 구역전기사업자를 허가하고 2005년도에 상당 지역 구역전기사업이 개시되는 성과를 거두었다.

3. 전력산업 구조개편 평가

전력산업구조개편은 작년에 배전분할 중단이 결정되어 구조개편의 성과를 평가하는 것이 부적절할 수도 있으나 발전부분의 성과와 전력거래실적 등을 통해 제한적이거나 그간의 성과를 평가할 수 있을 것 같다.

2001년 4월 발전부분에 경쟁이 도입된 이후, 6개 발전회사는 당기순이익 실현, 부채비율 개선 등 가시적 성과를 시현하고 있는 것으로 나타나고 있다. 당기순이익은 2001년 이후 1조원 이상을 실현하고 있고, 2001년에 275억원 적자를 보였던 동서발전의 경우에도

2004년에는 942억원의 당기순이익을 실현하였다. 그리고 부채비율도 2001년 105.1%에서 2004년 65.8%로 크게 개선되었다.

전문기관에 2차례 의뢰한 연구용역에서도 발전부분의 경쟁도입으로 발전부분의 효율성이 향상된 것으로 분석되었다. 산업연구원의 조사에 의하면 2001년에 1,953억원의 경비가 절감된 것으로 분석되었고 삼일회계법인의 조사에서도 2001~2002년간 약 2,900억원의 비용이 절감된 것으로 분석되었다. 이러한 발전회사의 경영성과는 경제적 연료조달을 통한 연료비 절감, 수선유지비 절감 및 생산성향상 등 발전회사들이 경영혁신 노력을 꾸준히 전개한 결과로 평가되고 있다. 이와 같은 발전사들의 경영개선 성과를 소비자에게 환원하는 취지에서 정부는 2004년 3월에 전기요금을 평균 1.5% 인하한 바 있다.

전력거래시장 및 계통 운영의 경우에도 상당한 성과를 보이고 있다. 처음 발전6사로 시작한 전력거래시장 참여자 수가 2005년 10월말 기준으로 56개사로 늘어났고 시장참여설비도 2001년 4,796만kW에서 2005년 6,065만KW로 증가하였다. 전력시장에서의 전력거래량과 거래금액도 계속 증가하고 있다. 우리나라의 전력수요가 계속 증가하고 있는 점을 고려할 때 전력시장에 참여하는 기업과 전력거래량이 계속 증가할 것으로 전망된다.

계통의 효율적 운영으로 전기품질도 높은 수준으로 유지되고 있다. IT산업, 반도체산업, 바이오산업, 나노

〈발전6사의 당기순이익 및 부채비율 추이〉

	2001년	2002년	2003년	2004년
당기순이익(억원)	10,039	18,991	18,970	15,165
부채비율(%)	105.1	83.4	72.3	65.8

이슈진단

〈거래량 및 거래금액 현황〉

구 분	2001년	2002년	2003년	2004년	2005(예상)
거래량(GWh)	199,004	281,869	299,508	318,044	334,144
- 기저발전	163,837(82.3)	229,263(81.3)	241,165(80.5)	248,032(78.0)	266,825(79.9)
- 일반발전	35,167(17.7)	52,606(18.7)	58,343(19.5)	70,012(22.0)	67,319(20.1)
거래금액(억원)	95,261	133,047	145,741	156,549	168,512
- 기저발전	67,136(70.5)	94,290(70.9)	99,221(68.1)	101,418(64.8)	110,283(65.4)
- 일반발전	28,126(29.5)	38,758(29.1)	46,520(31.9)	55,131(35.2)	58,228(34.6)

〈전기품질 현황〉

구 분	2001년	2002년	2003년	2004년	2005년
전압유지율(%)	99.84	99.88	99.94	99.96	99.99
주파수유지율(%)	99.41	99.45	99.70	99.74	99.75
정전(연간, 분/호)	19.86	19.69	19.73	18.85	6.73

* 정격주파수 60±0.1Hz, 전압 154kV±2.5%, '05상반기 정전지표는 '05년도 목표치임

산업 등 전기품질이 낮을 경우 심각한 타격을 받는 산업이 우리나라의 주력산업으로 성장하고 있는 점을 감안할 때 고품질의 전기를 생산·공급하는 것은 우리나라 산업발전을 위해 아주 중요한 기반이 된다고 하겠다. 전기품질을 나타내는 지표에는 전압유지율, 주파수유지율, 정전시간이 주로 활용되고 있다. 우리나라 전압유지율은 2001년 99.84%에서 2005년 99.99%로 높아졌고, 주파수 유지율도 2001년 99.41%에서 2005년 99.75%로 향상되었다. 연간 호당 정전시간은 2001년 19.86분에서 2005년 6.75분으로 상당히 줄어들었다.

발전회사들의 경영성과와 전력거래소의 전력거래 및 전기품질 현황을 볼 때 전력산업구조개편의 추진성과는 분명히 있는 것으로 판단된다.

4. 해외 전력산업구조개편 동향 및 시사점

1982년 칠레에서 시작된 전력분야의 자유화·민영화는 1990년대 이후 세계 각국으로 확산되었다. 국가별로 정도의 차이는 있지만 모두 발전·송전·배전의 분리, 자유화·민영화, 효율적인 전력사업 운영을 통해 경쟁원리의 도입과 전력요금의 인하, 그리고 전력부문으로의 민간투자확대를 의도하고 있다.

EU의 경우 EU지침에 의해 경쟁도입이 추진되고 있다. '04년 5월 회원국이 10개국에서 25개국으로 크게 증가하여 경쟁도입이 확대되었고 향후 EU가입을 추진 중인 터키, 루마니아 등 다수 유럽국가도 EU지침에 따라 전력산업구조개편을 추진하고 있다. 그리고 유럽지역은 5개의 전력시장으로 통합되고 있는 추세를 보이

〈유럽의 전력산업구조개편 현황〉

- EU지침 : '07년까지 전력시장의 전면 개방, 발전·송전·배전사업의 법적 분리, 궁극적으로 EU 내 단일전력시장 구축
- 5개의 전력시장으로 통합 추세 : BETTA(영국), Nord Pool(노르웨이, 핀란드, 스웨덴, 덴마크), 중앙유럽시장(독일, 프랑스, 네덜란드, 오스트리아), Mibel(스페인, 포르투갈), 이탈리아 시장

〈북미지역 전력시장 현황〉

전력시장명	개설연도	용량(MW)	관할지역
ISO-NE(뉴잉글랜드)	1999	28,000	뉴 잉글랜드 6개 주
NYISO(뉴욕)	1999	37,087	뉴욕주
PJM(펜실바니아)	1998	163,806	뉴저지, 펜실바니아 등 12개주
ERCOT(텍사스)	2001	75,000	텍사스 주
CAISO(캘리포니아)	1998	56,663	캘리포니아 주
MISO(중서부)	2005	122,000	인디애나 주 등 15개주
SPP(남동부)	-	45,242	오클라호마, 켄사스 주 등 7개주
Ontario(캐나다 온타리오)	2002	30,000	온타리오주
Alberta(캐나다 알버타)	2001	12,006	알버타주

고 있다. 유럽위원회(European Commission)는 송전망 이용에 있어서 비차별적 제3자 접속원칙의 확립, 수직통합 전력회사에서 망사업의 분리, 회원국간 전력시장 통합에 의한 생산성 향상을 전력산업 자유화의 주요 성과로 제시하고 있다. 또한 EU는 궁극적으로 역내 단일 전력시장 구성을 목표로 계통연계선의 보강 등을 권고하고 있다.

미국과 캐나다의 경우 2005년 4월 중서부 전력시장이 개설되어 8개의 전력시장이 운영중에 있고 가까운 장래에 남동부 전력시장도 개설될 전망으로 있다. PJM 전력시장은 2005년 들어 최초 5개주에서 12개주

로 관할구역이 확대되어 당초 시장규모의 3배로 성장하는 등 가장 성공적인 전력시장으로 평가받고 있고 미국 전역의 전력시장을 선도하고 있다. 또한 2005년 8월에는 에너지정책법(Energy Policy Act)을 제정하여 전력신뢰도관리기구(ERO)를 신설하고 연방규제위원회에 州間 경계지역 송전망 건설 허가권을 부여하는 등 전력산업의 경쟁 촉진과 함께 전력공급의 안정성을 높이는 데도 정책의 중점을 두고 있다.

대다수의 아시아 국가들도 구조개편 및 경쟁도입을 추진하고 있다. 싱가포르와 필리핀은 단기간 내에 분할 및 도매경쟁도입을 추진하고 있고 인도네시아, 태국,

이슈진단

〈아시아 각국의 구조개편 추진 현황〉

국명	주요내용
싱가폴	'03.1월 도매전력시장 개설
필리핀	'01년 구조개편법 제정, '05.12 루손섬 지역 도매전력시장 개설
인도네시아	'02년 신전기사업법 제정, '07년 발전경쟁, '08년 소매경쟁
베트남	현재~'07년 기반조성, '08~'12년 발전경쟁시장, '13~'17년 도매경쟁시장, '18년 이후 소매경쟁시장
중국	'02년 국가전력감관위원회 설립 및 국가전력공사를 발전(5)·송배전(2)·지원(4)으로 재편, '10년 전력시장경쟁체제 본격 추진
일본	'00년 소매자유화 추진, '05.4월 도매전력시장 개설 및 소매자유화 범위 확대(50kw 이상, 전체 63%), '07년 전면 소매자유화 추진

베트남, 스리랑카, 중국은 발전경쟁, 도매경쟁, 소매경쟁의 단계적 도입을 추진하고 있다. 일본도 2005년 4월 도매전력시장을 개설하였고 2007년까지 전면적인 소매자유화를 추진하고 있다.

중남미와 호주·뉴질랜드도 역시 전력산업구조개편을 추진하고 있다. 대다수의 남미국가들은 80년대 초부터 90년대 후반에 걸쳐 발전·송전·배전 분할, 민영화 추진 및 전력시장 개설을 추진하였다. 칠레는 1982년 전력회사 분할 및 민영화를 추진하여 1988년에는 민영화를 완료하였다. 아르헨티나는 1992년 전력 규제완화에 관한 법률을 제정하고 전력시장을 도입하였다. 브라질도 1999년에 전력시장을 개설하였다. 그리고 파나마, 코스타리카, 온두라스, 니카라과, 엘살바도르, 과테말라는 상호 전력연계를 추진하고 있다. 호주는 1996년 전력시장을 개설·운영하고 있다. 뉴질랜드도 1996년에 전력시장을 개설하였고 2003년도에는 전기위원회(Electricity Commission)를 설립하여 시장감시기능을 강화하였다.

이와 같이 전력산업구조개편에 대한 국제동향을 살펴보면 전력산업구조개편 확대, 전력수급 안정 및 계통운영의 신뢰도 제고, 정부 규제기능 강화, 계통 및 시장의 통합 등의 특징을 보이고 있음을 알 수 있다.

먼저 전력산업구조개편이 추진되고 있는 선진국 전력시장의 경우 전기요금 인하, 민간투자 유도, 소비자선택권 확대라는 당초 목표를 상당부분 달성하고 있는 것으로 평가되고 있다. 다만 발전소, 송전망 등 기반시설이 부족하고 보조금 등 때문에 전기요금이 낮은 개발도상국의 경우 전력산업구조개편의 추진으로 전기요금 상승이 예상되고 있다. 그러나 개도국의 경우 전력산업구조개편의 목적이 선진국과 달리 전기요금 인하보다는 경제성장에 따른 전력부족을 해소하기 위한 자본을 시장에서 조달하는 것임을 주의해야 한다.

캘리포니아 전력위기, 미국의 대정전 및 유럽지역 정전 등으로 전력산업에 경쟁체제를 도입하는 것과 병행하여 전력의 안정적 공급이 중요하다는 인식이 확산되었고 이를 위한 정부 규제기관의 역할이 강화되고 있

〈전력계통 연계 현황〉

구분	기관명	참여 현황
북미	북미전력계통신뢰도위원회(NERC)	미국, 캐나다, 멕시코 일부지역
유럽	유럽송전계통운영자협회(ETSO)	22개국 송전계통운영자 36사 참여
	유럽송전협조연맹(UCTE)	22개국 송전운영자 33사 참여
	북유럽전력협의회(NORDEL)	5개국 송전운영자 6사 참여
	영국송전계통운영자협회(UKTSOA)	영국 송전운영자 3사 참여
	아일랜드 송전계통운영자협회(ATSOI)	3개국 송전계통운영자 참여
	구소련(발트 3국 및 CIS)	러시아 및 CIS 각국 참여
중미	중미국제연계(SIEPAC)	파나마, 코스타리카, 온두라스, 니카라과, 엘살바도르, 과테말라
아시아	인도차이나 5개국 연계	태국, 라오스, 미얀마, 베트남, 캄보디아
	중동 Gulf Grid	사우디아라비아, 쿠웨이트, 바레인, 카타르, 오만

* 자료 : 일본 해외전력 '05.8월호

다. 미국은 2005년 8월 에너지정책법(Energy Policy Act)을 제정하여 연방규제위원회(FERC)의 권한을 강화하여 송전망 확충을 용이하게 하고 계통운영에 대한 강제적인 신뢰도 기준 제정을 추진하고 있다. 시장참여자에 의한 자율적 규제를 강조해 온 뉴질랜드와 독일의 경우에도 규제기관을 신설하여 전력수급안정과 송전망 투자에 대한 정부의 개입 가능성을 부여하였다.

국가간, 지역간 광역전력계통 연계가 확대되는 것도 특징적인 추세이다. 국가간 상이한 수급상황을 고려하여 전력계통을 통합하게 되면 계통 전체의 효율적 활용과 계통운영의 신뢰도가 향상될 수 있기 때문이다. 경우에 따라서는 시장통합을 목적으로 하는 곳도 있으며 이에 따라 국가간 전력거래도 활성화될 것으로 전망된다.

5. 전력산업구조개편의 지속 추진 필요성

지금까지 우리나라 전력산업구조개편 추진 현황과

평가를 살펴보고 전력산업경쟁력 강화를 위한 세계적 추세도 개관해 보았다. 여기서 저자가 느끼는 사실은 전력산업구조개편이 거스를 수 없는 대세라는 것이다. 국내적으로는 그동안 급성장한 민간부문의 역량을 충분히 활용하여야 하고 전력산업 자체도 보다 혁신적인 모습으로 탈바꿈할 필요성이 계속 증대되고 있다. 특히 한전 및 발전회사 그리고 민간자본들이 해외전원 개발을 위해 필리핀, 베트남 등으로 진출을 확대하고 있고 일본, 중국, 러시아 등과 동북아 전력 네트워크 구축도 장기적으로 검토할 필요가 있는 점을 감안할 때 우리나라도 전력산업구조개편에 긍정적으로 나아갈 필요성이 있다고 본다. 다만, 그 과정에서 발생할 수 있는 부작용을 최소화하는 방안을 지속적으로 검토·추진하는 것이 중요하다고 본다. 전력산업구조개편 추진 초기부터 제기된 문제점들이 아직도 계속 존재하고 있으므로 여기에서 다시한번 개략적으로 검토해보는 것이 필요하다고 생각된다. 당시 제기된 구체적인 우려와 정부가 구상중인 보완대책은 다음과 같다.

이슈 진단

구조개편 추진과정에서 발생할 수 있는 문제점으로는 ‘한전 민영화시 해외매각으로 인한 국부유출 및 대기업에 의한 사적 독점 문제’와 ‘한전 종업원들의 고용 불안’이 제기되었다. 구조개편 추진결과로 나타날 수 있는 문제점으로는 ‘전기요금의 인상 가능성’, ‘민간 발전회사의 발전설비 투자 기피로 인한 전기공급의 차질 발생 가능성’, 농어촌 전화사업 등 한전이 공기업으로서 담당해 온 공익기능의 위축 등이 거론되었다.

먼저 한전의 민영화시 해외매각으로 인한 국부유출 및 대기업에 의한 사적 독점 문제는 ‘1개사 매각후 그 결과를 고려하여 4개사를 매각’하는 점진적 방법으로 민영화를 추진하고 대기업 참여는 공정거래법상 규제를 충족시키는 기업으로 제한하며 외국인 참여는 전체 설비의 30%(발전회사 2개 규모) 이내로 제한하는 방식으로 해결하였다. 종업원들의 고용불안은 한전이 분할 되더라도 직원 신분이 유지되도록 고용계약 승계를 전력산업구조개편촉진에관한법률에 법제화하여 완화하였다.

전기요금 인상 가능성에 대해서는 노사정위원회에서도 계속 제기된 것이다. 현재 우리나라 전기요금은 적정 투자보수율에 미달하고 용도별로 수준을 달리하는 종별 차등요금제도를 운영하고 있는데 구조개편 이후 전기요금이 상승하고 요금이 낮은 산업용과 농사용 요금이 급등할 것으로 우려하는 의견이었다. 전기요금도 궁극적으로 자유화하는 것이 경제원리상 타당하지만 현상황에서 자유화할 경우 위에 제기한 바와 같은 요금의 급변에 따른 충격을 감안하는 것이 필요하다고 생각한다. 정부도 당분간 소비자요금 인가제를 유지함으로써 전기요금을 안정적으로 관리하는 한편 한전의 경영합리화로 인상요인을 최대한 흡수토록 유도하고 발전부문에서 경쟁이 촉진되어 원가절감이 이루어지도록

전기위원회가 시장을 감시하며 왜곡된 요금체계도 단계적으로 원가구조에 부응하게 조정해 나가기로 방향을 정했다.

장기전력수급계획에 의하면 2015년까지 현재 규모 수준의 발전을 추가로 건설하여야 공급이 안정적으로 이루어질 것으로 전망되고 있다. 그러나 민간 사업자가 요금인상을 목적으로 담합하여 발전소 건설을 기피하거나 요금 수준이 적정 투자보수율을 미달하여 민간투자가 위축될 경우에는 수급에 차질을 빚을 것으로 우려하는 의견이 있다. 구조개편 이후 발전소 투자는 신규참입 허용에 따라 시장기능에 의해 이루어지게 된다. 한전과 달리 민간 기업이 자기자본을 조달하여 발전소를 건설할 경우 수익성이 크게 개선되고 안정적인 수요성장에 따라 새로운 발전소 건설이 활발해질 것으로 전망하고 있다. 그러나 전력산업구조개편 따른 발전설비 과소투자가 발생할 가능성이 전혀 없는 것이 아니기 때문에 정부는 발전회사 분할시 2006년까지 준공 예정인 발전소를 각 발전회사에 배분하여 계획대로 건설이 추진될 수 있도록 조치한 바 있다. 또한, 전기위원회와 공정거래위원회의 이중 감시로 가격인상을 위한 담합행위를 근절해 나가며 전력수급기본계획의 공표와 같이 시장정보를 주기적으로 공개하여 활발한 투자분 위기를 유도해 나갈 계획이다.

지금까지 한전이 공기업으로서 수행해왔던 농어촌 전화사업이나 국내 석탄산업 보조와 같은 공익적 기능은 정부가 담당하기로 하고 공정하고 투명한 절차에 따라 차질없이 계속해서 수행될 수 있도록 전기사업법에 「전력산업기반기금」을 설치하였다.

이러한 원칙과 대책은 그동안 전력산업구조개편을 추진하는 과정에서 준수되어 왔고 앞으로도 계속 지켜질 것으로 전망되고 있다.

6. 전력산업구조개편 추진 방향과 전기위원회 의 역할

전기위원회는 전기사업의 공정한 경쟁환경 조성과 전기사용자의 권익보호를 위해 전력산업구조개편을 지속적으로 추진하고 전력거래시장에 대한 감시기능을 강화하는 한편 전기요금체제개편도 계획대로 추진해 나갈 것이다. 그 과정에서 전력산업구조개편에 대해 국민, 한전·전력거래소·발전회사 등 이해관계인, 외부 전문가 등과 많은 논의를 통해 실효성이 있고 수용성이 높은 정책을 추진할 것이다.

먼저 배전분할 중단에 따른 후속조치로 배전독립사업부제 도입과 현 전력거래제도의 개선·보완을 추진할 것이다. 배전 독립사업부제는 2006년 상반기에 한전내부 제도 정비, 직원대상 홍보 및 교육 실시 등 사업부제 도입을 위한 준비를 철저히 하고 하반기에 도입하는 방향으로 추진될 예정이다. 정부는 한전이 노사정위원회에서 권고한 사항을 준수하여 배전부문에 있어 내부경쟁이 촉진될 수 있도록 자율성과 독립성이 강한 독립사업부제가 도입될 수 있도록 한전과 긴밀히 협력해 나갈 것이다.

전력거래제도 개선은 작년에 수행한 연구용역결과와 전력거래소, 한전, 발전회사 등 이해관계인의 의견을 수렴하여 발전경쟁시장의 안정적 운영과 시장을 통한 경쟁 촉진을 동시에 도모하는 방향으로 구체적 방안을 마련할 계획이다. 참고로 현 변동비 반영시장 진단 및 개선연구용역 내용을 살펴보면, 연구기관은 우선 기저발전기와 일반발전기를 구분하지 않는 단일정산방식을 도입하는 방안 또는 현행 구분정산방식을 유지할 경우 보완방안 등 가격결정 및 정산 과정에서 기저발전기와 일반발전기를 구분하는 구분정산방식을 재검토하는

것이 필요하다 건의하였다. 둘째, 용량가격을 월별 또는 계절별 최대 전력수요 및 예비율과 연계하여 차등적으로 지급하는 방안 등 용량가격 지급수준을 차등화하여 발전설비의 적정투자를 유도하는 것이 바람직하다고 한다. 셋째, 가격결정시 송전손실을 반영하는 방안 및 발전사업자에게 송전손잡비용을 부담시키는 방안을 검토하고 발전사업자가 전압·주파수 등 전기품질 유지를 위하여 제공하는 계통운영보조서비스에 대한 합리적인 보상을 추진하는 등 여러 가지 제도 보완 방안을 건의하였다.

이와 아울러 전기위원회의 핵심업무인 전력시장의 불공정행위 감시활동을 강화하는 것이 필요하다고 본다. 2002년 11월 전력거래시장에서의 불공정행위 감시와 시정조치를 목적으로 '전력시장감시위원회' 설립하여 감시활동을 전개하여 그간 감시지표 발굴, 유형 연구 등 시장감시체제를 구축하고 구체적이고 실효성있는 감시활동을 통해 시장참여자의 입찰행위를 조사·분석하여 대용량 발전기 공급가능용량의 기술적 특성 등 3개 항목을 위반한 14개 사업자에게 주의를 촉구(2005년)한 바 있다. 올해에는 전력시장감시위원회에 전기연구원, 에너지경제연구원 등 외부 전문인력을 포함한 시장감시 태스크 포스를 구성하여 2004년부터 추진 중인 입찰오류 및 신고지연, 공급가능능력(입찰량)의 적정성, 중앙급전 응동능력, 에너지제약발전기 부적정 입찰, 구역전기사업자의 발전량 등 5대 중점 시장감시항목에 대한 지속적인 감시활동을 전개하고 신규 감시항목도 계속 발굴할 계획이다. 그리고 감시결과 위반 사업자에 대해서는 과징금 부과, 대외공표 등 강력한 제재조치를 취할 계획이다. 13개로 구성된 감시지표를 현행 전력거래시장 특성에 맞게 세분화·전문화하여 확대하고 시장감시보고서를 월간, 분기 및 연간

이슈 진단

〈북미 합동조사단의 46개 권고항목별 검토 및 대응 현황〉

- ‘북미신뢰도위원회의 재정적 자립 지원’ 등 30개 항목은 국내 전력망과 무관하거나 대책이 기 수립된 것으로 판정
- ‘비상상황시 망 운영자의 적절한 지시에 대한 면책 및 보호’ 등 4개 항목은 제도에 반영
- ‘전력망 신뢰도 기준 강제성 부여 및 강화’ 등 6개 항목은 단기과제로 분류하고 2005년도에 대책 수립을 완료
- ‘송전선로 정격 열용량 관련 규정 마련’ 등 6개 중장기 검토 항목은 전문기관에 연구용역을 발주하거나 산·학·연 전문가로 Working Group을 구성하여 지속 검토 추진

으로 발간할 계획이다. 시장참여자의 시장조작, 시장지배력 행사 가능성 등의 사전감지 기준설정을 위한 데이터를 축적하는 기반을 조성하고 감시지표 활용방법 연구 및 감시인력에 대한 전문교육도 강화할 계획이다.

또한 정부는 북미 광역정전사고 직후 북미 합동조사단의 46개 권고항목을 참고하여 국내 전력망과의 연관

성을 비교분석하는 등 국내 전력망의 신뢰도를 높이기 위한 노력을 추진해 오고 있는데 금년에도 이러한 노력을 지속해 나갈 것이다.

발전회사의 경쟁력을 강화하기 위해서는 ‘발전회사 간 실질경쟁강화방안’을 수립하여 추진하고 발전회사 경영실적과 경영혁신성과를 주기적으로 분석 검토할

〈발전회사별 설비용량 현황〉

회 사 별	대수	설비용량(kW)	구성비(%)	비 고
한국수력원자력(주)	47	18,250,263	29.6	
한국남동발전(주)	25	7,194,000	11.6	
한국중부발전(주)	34	7,496,039	12.1	
한국서부발전(주)	33	7,280,000	11.8	
한국남부발전(주)	47	7,571,000	12.3	
한국동서발전(주)	34	7,500,400	12.1	
한국수자원공사	29	1,005,600	1.6	
포스코 파워(주)	16	1,800,000	2.9	
GS(주)	12	1,400,750	2.3	
메 이 아 (주)	3	525,500	0.9	
한국전력공사	142	161,090	0.3	도서내연
기 타	196	1,551,577	2.5	집단, 대체에너지 등
합 계	619	61,736,519	100.0	

〈2005년도 저소득층 지원 실적〉

단전유예	전류제한기 공급	전기요금할인
25만 가구	3,662가구	238만 가구(449억원)

계획이다. 남동발전 민영화도 증시상황과 남동발전의 경영실적 추이를 보아가면서 증시상장 재추진 여부를 결정할 계획이다. 특히 2005년 2월 16일 교토의정서가 발효됨에 따라 이에 대한 산업부문의 조직적인 대응방안 수립 필요성이 대두되었고 발전산업의 경우 2002년 기준으로 1차에너지 소비량의 약 22%, 연료연소에 따른 온실가스 배출량은 30%이상을 차지함으로써 온실가스 배출 증가를 주도하고 있어 발전회사, 전력거래소, 외부전문가 등으로 '기후변화협약 발전대책반' 구성되어 온실가스 배출 특성 파악, 통계구축 등 발전산업에 대한 대응전략을 효율적으로 수립해 나갈 것이다.

민간자본이 전력산업에 진입하는 것을 활성화하기 위한 노력도 계속할 것이다. 현재 포스코 파워, GS, 메이아 등 민간발전회사가 전력산업에 진출하여 활동하고 있고 대림산업, K-Power, 대우건설 등이 발전사업 진출을 도모하고 있으나 전체에서 차지하는 비중은 여전히 낮은 편이다. 정부는 민간발전회사들이 활발히 활동할 수 있도록 '민간발전사업협의회'를 구성하여 애로사항을 계속 수렴·해결하는 여건을 조성하기 위해 노력할 것이다.

전기소비자 보호를 위한 노력을 배가할 계획이다. 정전 및 감전사고를 예방하기 위한 대응책을 수립 추진하고 저소득층에 대한 전력복지를 확대할 계획이다. 먼저 계절별 고장예방대책을 수립하여 계절적 기상특성에 착안한 집중예방 활동을 지속적으로 추진하고 아파트 고압수전 고장예방 및 응급복구를 지원할 계획이다.

또한 정전 원인규명 및 감소대책을 수립·추진할 계획이다. 국민소득증대에 따라 늘어나고 있는 배전선로 지중화를 위한 투자예산을 대폭 증대하고 정부·지자체·한전 합동으로 지중화사업 촉진방안을 수립하여 지중화 사업이 효율적으로 추진될 수 있도록 노력하겠다. 지상기기 폭발고장 근절대책과 전압접속함 감전사고 방지대책도 계속 추진하고 전기공급약관중 불합리한 조항을 발굴 개선하는 등 민원서비스의 내실화를 위한 노력도 계속 할 것이다.

저소득 계층의 생활안정을 위해 여름·겨울철 단전유예, 전류제한기 설치 및 장애인 가구 전기요금 할인 등 제도를 시행하고 있는데 사회적 약자에 대한 관심이 계속 증대되고 있는 점을 고려하여 단전대상 저소득층 가구 등에 대한 안정적인 전기공급을 확대할 계획이다.

여름철(7~8월)·겨울철(12~2월) 단전유예 지속 실시, 전류제한기 설치 확대(18,000가구), 전기요금 할인대상을 현행 100kW이하 소비자 및 장애인에서 기초생활수급자로 확대(78만 가구, 연간 207억원 소요 예상)하는 등 저소득 계층에 대한 기존지원제도를 지속적으로 확대할 것이다.

이와 아울러 단전유예 및 전류제한기 보급 실태 점검 등 저소득 계층 전력지원제도에 대한 평가를 실시하고 그 결과를 토대로 개선방안을 마련할 것이다. 그리고 영국(Energy Poors), 미국 FERA(Family Electric Rate Assisance Program) 등 외국의 저소득층 지원 사업도 조사하여 정책에 반영할 계획이다.

이슈진단

전력산업구조개편에 따라 민간사업자의 전력산업 참여를 촉진하고 자원배분의 효율성을 제고하기 위해 전기요금체계 개편도 계속 추진할 계획이다. 용도별 요금체계 하에서는 농사용과 산업용에 대해서는 원가보다 저렴한 전기요금을 적용하고 일반용과 가정용에 대해서는 원가보다 높은 전기요금을 적용함으로써 효율적 자원배분을 왜곡하고 에너지 절약형 산업구조 전환을 지연시키며 소비자간 요금부담의 불균형 등을 유발시키는 문제점이 지속적으로 제기되었다. 또한 지역별로 상이한 용도별 소비자의 분포에 따라 배전/판매부문에서의 경쟁도입에 지장을 초래하여 전력산업구조개편에 따른 경쟁체제로의 이행을 저해하는 것으로 인정되었다. 이에 따라 2002년 12월 정부는 '전기요금체계 개편 계획'을 수립하고 원가에 부합되는 방향으로 조정을 추진하고 있다. 구체적으로 평균 판매단가 이상인 주택용·일반용·교육용과 평균 판매단가 이하인 산업용·가로등용·농사용간 요금격차를 완화하는 방향으로 점진적으로 전기요금체계 개편을 추진함으로써 전기요금의 안정성을 유지하며 전기소비자의 혼란을 최소화하고 배전/판매부문에서 경쟁이 원활하게 진행될 수 있는 여건을 조성할 계획이다. 중장기적으로는 원가를 반영한 전압별 요금체계로 전환하여 전기사업자간 공정경쟁 여건을 유도할 계획이다.

7. 맺음말

정부의 역할이 변화하고 있다. 20세기 전반부에는 사회주의의 탄생과 두차례의 세계대전으로 인한 국가재전 등으로 정부의 역할은 클 수밖에 없었다. 그러나 1980년대 이후에 세계화가 급속도로 진행되고 1990년대에 냉전시대가 마감되어 사회주의가 한 세대의 실험

으로 종식되면서 정부의 역할은 축소되기 시작하였다. 전세계적으로 민영화가 대규모로 진행되었고 시장의 자원배분 역할이 보다 강화되기 시작하였다. 우리나라도 경제개발 시기의 강력했던 정부의 역할이 1990년대 이후 규제개혁을 통하여 서서히 견제받기 시작하였고 외환위기 이후 정부개혁 및 공기업의 민영화가 본격적으로 추진되었다.

전력산업구조개편은 공기업 독점체제를 민간기업 중심의 경쟁체제로 전환시키는 것이다. 전력산업구조개편의 이론적 배경은 신자유주의 경제이론이다. 구체적으로 재산권(Property Rights) 이론, 공공선택(Public Choice) 이론, 본인-대리인(Principal-Agent) 이론 등에서 정부실패(government failure) 현상을 주장하면서 민간중심의 시장경쟁시스템의 도입을 옹호하고 있다. 공공선택이론에 의하면 정치인과 관료는 공익보다 사익을 추구하는 행태를 보이고 있고 정보의 비대칭성으로 인해 국민의 통제도 불가능하여 비효율적인 행태를 계속하게 된다고 한다. 관료의 행태 분석을 공기업에 적용하는 경우 공기업 경영진은 관료와 동일한 행태를 보이기 때문에 공기업 운영이 방만해질 가능성 상존한다고 한다. 즉 공기업은 사익을 추구하는 행태를 보이고 정보의 비대칭성으로 인해 국민 및 정부의 통제도 불가능하여 비효율적인 행태를 계속하게 된다고 한다. 공기업에서의 비용 증가는 봉급인상, 호화 사무실, 많은 비서 등으로 인한 것인데 공기업은 이를 줄일 유인이 부족하고 대형프로젝트 등 투자비용 및 투자손실의 경우도 가격인상 및 정부보전으로 보충되므로 과잉투자가 발생할 가능성이 있다는 것이다. 이럴 경우 민영화를 통해 기업에 대한 재산권(소유권)이 민간인에게 생기면 주인은 이윤에 대한 권리를 가지기 때문에 기업의 효율성에 큰 관심을 보이

게 된다는 것이다.

그러나 이러한 논리에 대해 반대하는 논리도 계속 주장되고 있다. 전력산업구조개편 반대론자들은 주로 IMF, 세계은행, 아시아개발은행 등 국제금융기관 및 경제개발기구들이 개발도상국에 대한 전력산업의 경쟁 도입, 민간기업화, 상업화 등 공기업민영화와 이를 위한 외자도입 자유화를 요구한다고 주장한다. 국제금융 기관들이 개도국에 직접 자금을 빌려주기 보다는 외국 투자자들에게 자금을 빌려줌으로써 민영화를 촉진하는 정책을 선호한다고 주장한다. 이러한 정책은 은행, 다국적기업, 국제금융기관에는 도움이 되지만 지역기업에는 도움이 되지 않는다고 주장한다.

위의 두가지 논거는 모두 나름대로의 정당성을 가지고 있다고 본다. 그러나 전력산업구조개편은 전세계적 추세이고 우리나라도 전력산업의 효율성을 제고하고 국가자원의 합리적 배분을 촉진하기 위해 전력산업구조개편을 추진해야 할 것으로 보인다. 다만 구조개편으로 인한 역기능이 발생하지 않도록 추진과정에서 충분한 검토가 있어야 할 것이다. 우리나라도 앞서 언급한 바와 같이 전력산업구조개편 기본계획을 수립할 때 정책추진과정에서 발생할 수 있는 문제점을 검토하고 이에 대한 대응책을 마련하기 위해 노력했다는 점을 강조

하고 싶다.

우리나라도 결국 경쟁적인 전력산업구조로 전환될 것이다. 이 경우 외국의 성공 및 실패 사례를 분석하여 타산지석으로 삼는 지혜를 가져야 할 것이다. 노르웨이(Nordic Pool)의 사례에서 볼 수 있는 바와 같이 전력산업구조개편이 추진되어 전력거래시스템이 구축된 경우 전력수급의 차질이 발생할 때 효과적으로 대응하기 위하여 전력거래시스템 및 계통운영시스템의 안정성, 발전사 및 판매사의 재정적 안정성, 정치적 개입 지양의 원칙 등이 지켜질 수 있도록 노력해야 할 것이다.

시장경제로 이행하기 위해서는 시장의 자율적인 조정장치가 제대로 작동될 수 있도록 정부의 역할을 재조정해야 할 것이다. 전력산업구조개편은 규제개혁의 일환으로 전력거래시장이라는 시장기능을 활용(public use of private interests)한 모델이다. 전기위원회는 전력산업의 규제기관으로서 자유롭고 공정한 경쟁의 보장, 규제의 사회적 순편의 극대화, 규제의 유효성 확보, 규제의 투명성 확보, 정부규제의 국제적 보편성 확보, 민간자율 및 자기책임 강화 등의 원칙이 달성될 수 있도록 노력할 것이다.

해외 주요국의 수소경제에로의 이행 전략



부 경 진
에너지경제연구원 연구위원

〈 목 차 〉

- I. 들어가기 전에
- II. 개 관
- III. 주요국의 수소경제로의 이행전략

- IV. 종합요약 및 시사점
- 참고문헌

I. 들어가기 전에

수소경제는 이제 선택사항이 아니라 피할 수 없는 미래로 우리에게 다가오고 있다. 최근 대부분의 선진산업국 리더들은 하나같이 지속가능한 에너지체계로서 지향하는 유일한 대안은 수소경제라는 발언을 서슴치 않고 있고, 에너지 및 환경 관련 국제회의에서 수소경제는 빠지지 않는 하나의 화두가 되고 있다.

이렇듯이 수소경제의 도래가 점차 현실적인 문제로 다가옴에 따라 우리나라도 수소경제의 국가비전을 수립하고 장기 기술 및 정책 로드맵의 작성을 통해 효율적인 대응책을 강구해야 할 시점에 이르렀다. 이러한 시대적 요청에 부응하여 우리나라도 효율적인 수소경제 체제로의 이행을 위한 국가비전과 마스터플랜을 수립하여야 할 것인바, 본고는 이에 앞서 해외 선진국의

수소경제에로의 이행을 위한 전략개발에 대해 알아보고자 한다.

II. 개 관

수소는 고갈되지 않으며 깨끗하다는 (inexhaustible and clean) 장점 때문에 에너지정책입안자와 환경단체 및 산업부문에서의 에너지전문가들은 이를 미래의 연료로 인식하고 개발 및 보급에 지대한 관심을 가지고 노력하고 있다. 최근의 기술진보와 다양화되고 지속가능한 기술에 대한 수요증대에 힘입어 세계 주요 선진국 정부는 수소와 연료전지에 대한 R&D를 강화하고 있다(IEA 2004, Solomon 2004). 새로운 프로그램의 추진에 따라 글로벌 정부 R&D 투자가 연간 10억달러를 상회하고 있으며, 특히, 연료전지에 대

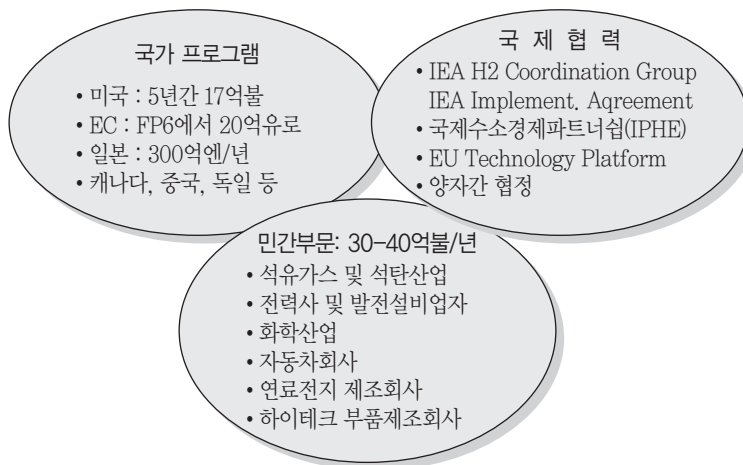
한 투자액이 늘고 있고 이와 병행하여 수소의 제조와 저장, 운반 및 이용 관련 기술투자도 증대일로에 있다. 정부부문의 R&DD 및 보급 투자가 기술개발 및 상업화에 촉매역할을 하지만 이에 못지않게 민간부문의 투자도 중요하게 등장하고 있다. 최근 민간부문의 기술개발 및 산업화 투자가 크게 증가하고 있는 추세이고, 이는 연료전지 시장개발의 촉진제 역할을 하고 있으며, 특히, 메이저 석유가스회사, 자동차회사, 전력사, 발전설비제조사와 함께 군소 중소기업체들이 수소 및 연료전지 시장에서 활발하게 활동하고 있다.

이러한 글로벌 사업활동은 앞으로 더욱 심화될 것으로 내다보이며, 이는 세계 주요국들의 연차투자계획에서 잘 나타나고 있다. 미국의 경우, 향후 5년간의 17억 달러 투자계획(2012년까지 55억 달러 투자)과 함께 EU의 제6차 Framework Program에서 밝힌 20억 유로 투자계획, 일본의 연간 300~400억엔을 위시하여 캐나다와 독일 및 이탈리아에서도 대규모 투자계획을 수

립하고 있다. 정부의 R&D 노력과 장기투자계획은 다음 3가지 국제협력 프로그램에 의해 지지되고 있다.

- IEA의 수소협력그룹(Hydrogen Co-ordination Group: HCG): 2003년 4월 IEA 회원국은 IEA 사무총장의 국가 R&D 프로그램과 정책·전략간의 협조를 촉진하기 위한 정부간 협력체제 결성에 대한 제안에 따라 설립.
- 국제수소경제파트너십(the International Partnership for Hydrogen Economy: IPHE): 2003년 11월 미국의 주도로 16개국이 모여 수소 및 연료전지에 대한 공공 및 민간 협력을 지원하기 위한 글로벌 고위층 정치협력의 장이 마련됨.
- 유럽수소·연료전지기술플랫폼(European Technology Platform for Hydrogen and Fuel Cells): 2004년 1월에 유럽공동체(EC)에 의해 EC의 Framework Program 내의 공공/민간 R&D 프로그램의 종합추진을 위해 설립.

〈그림 III-1〉 수소·연료전지를 둘러싼 국가 R&D 노력과 국제협력



이슈 진단

III. 주요국의 수소경제로의 이행전략

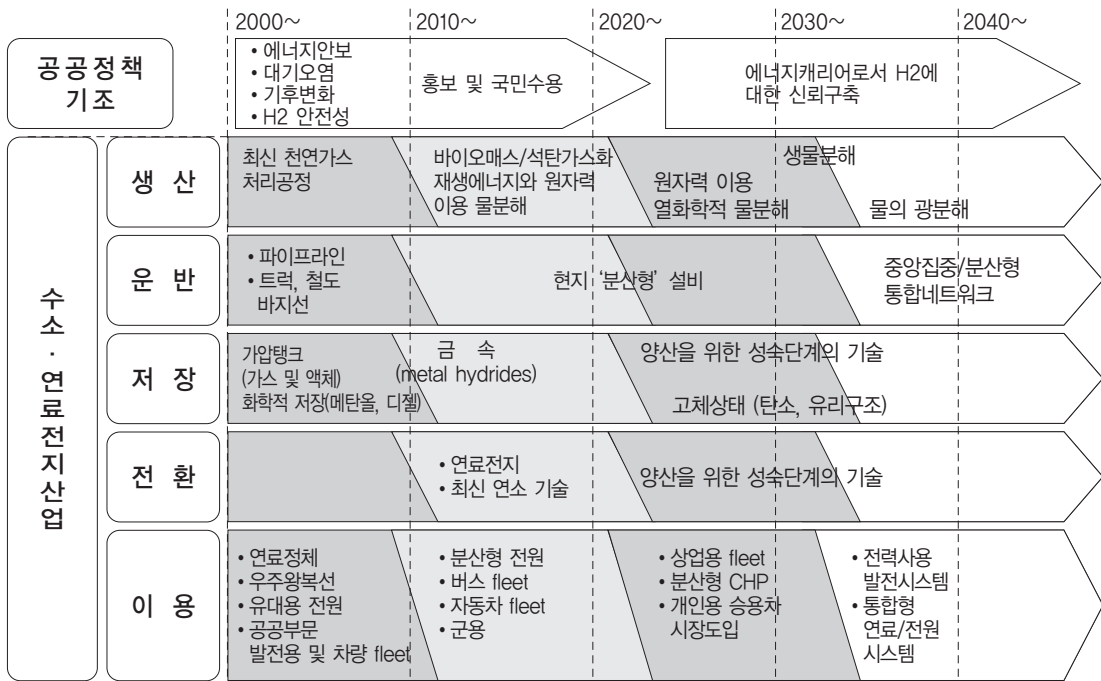
1. 미 국

미국의 연료전지 개발활동은 1960년대 Gemini 우주선에 연료전지를 탑재하는 NASA 프로젝트로부터 시작되었다. 그 후 미국은 여러 종류의 연료전지 개발을 주도하였고 세계 최초로 인산형 연료전지(PAFC)를 시장에 내놓았으며, 나아가 용융탄산염형 연료전지(MCFC)와 직접메탄올 연료전지(DMFC), 고분자전해질형 연료전지(PEMFC)와 고체산화물형 연료전지(SOFC)의 개발에 주력하였다.

가. 연방 프로그램

세계 최대 에너지 소비국인 미국은 1990년에 Matsunaga Hydrogen R&D Act가 제정되었고, 이에 기반하여 1992년부터 미에너지부(DOE)의 “Hydrogen Program”이 추진되어 오면서, 수소의 제조와 저장, 안전성, 인프라, 응용을 포함한 전반적인 기술 개발에 연평균 1,800만불을 투자하여 왔다. 한편, 2002년 2월 미국의 수소경제로의 이행을 위한 국가비전(National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy to 2030 and Beyond)을 작성하여 발표하였다.¹⁾ 동 국가비전은 미국의 장기 에너지문제의 해결책으로서 수소의

〈그림 III-2〉 미국의 수소경제 이행을 위한 로드맵



자료 : USDOE, 2004, Hydrogen Posture Plan, An Integrated Research, Development, and Demonstration Plan.

1) USDOE, 2002, A National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy - To 2030 and Beyond, February 2002.

중요성을 평가하고 2015년을 목표로 실용화 기술개발을 완료하고 2030-2040년 사이에 수소경제를 실현하는 것을 목표로 산업체와 연방 및 주정부 에너지 정책부서, 학계, 환경단체, 국립연구소의 전문가 53인이 모여 분야별로 심층토론을 거친 뒤 보고서로 작성되었다.

2002년 12월 상기 보고서의 비전에 바탕을 두고 국가수소에너지로드맵(National Hydrogen Energy Road Map)을 작성하였다.²⁾ 동 보고서의 골자는 1) 국가 수소경제비전의 달성을 위한 도전과 전략을 수립하고, 2) 상업화를 위한 기술표준과 장비 및 설비기준의 개발을 병행하고, 3) 부문별 전략으로는 다음과 같은 세 부 행동계획을 수립하였다.

- 수소생산(production): 화석연료(특히, 석탄)을 원료로 한 수소생산에 주력
- 수소운반(delivery): 파이프라인, 트럭, 철도, 분산형 발전설비, 수소스테이션 등의 통합 네트워크를 구성
- 수소저장(storage): 수송용 연료전지 부문에 필수적 요소
- 전환부문(conversion): 직접연소, 연료전지의 양산으로 단가 저렴화
- 응용분야(applications): 연료제조, 우주선용, 휴대용, 발전용 및 가정·상업용

2003년 1월 부시 대통령은 연두교서에서 대통령연

료계획(President's Fuel Initiative)을 공표하여, 기존의 FreedomCAR (Cooperative Automotive Research) 프로그램과 연계하여 통합추진(FreedomCar and Fuel Initiative)하고, 장기 수소에너지기술과 인프라개발 프로그램에 최초 5년간 \$17억 투입할 것을 약속하였다.³⁾ 또한 FutureGen 프로젝트를 새로이 추진하여 제로공해, 석탄기반 수소생산(전기와 수소를 동시에 생산하면서 CO2 포집 및 처리 기술의 개발을 병행)에 2018년까지 \$950백만 투입할 계획을 발표하였다. 동 계획의 목표는 수소생산 비용저감과 고효율, 저비용의 수소저장, 체계화되고 비용효과적인 최적의 운반시스템의 개발과 고성능 저비용의 연료전지 상용화이다. 이와 함께 수소·연료전지 관련 애로기술(critical path technology)의 목표를 다음과 같이 제시하였다.⁴⁾

- 수소생산에 대해서는 2010년까지 제조단가를 천연가스를 원료로 하는 경우 \$1.50/kg까지,⁵⁾ 바이오매스 원료 수소생산인 경우 \$2.60/kg (75톤/일 규모)로 하여 2015년까지 휘발유와 경쟁이 가능하도록 하고, 재생에너지 기반 수소생산의 경우 \$2.00~2.50/kg까지 제조단가를 인하
- 수소저장에 대해서는 2005년까지 \$6/kWh, 2010년까지 \$4/kWh로 저장단가를 인하. 자동차 탑재용 수소저장 장치의 총중량대비 저장비율을 9%까지 높이고 주행거리도 300마일(480km)로 연장.

2) USDOE, 2002, *National Hydrogen Energy Roadmap. Production · Delivery · Storage · Conversion · Application · Public Education and Outreach*, November 2002.

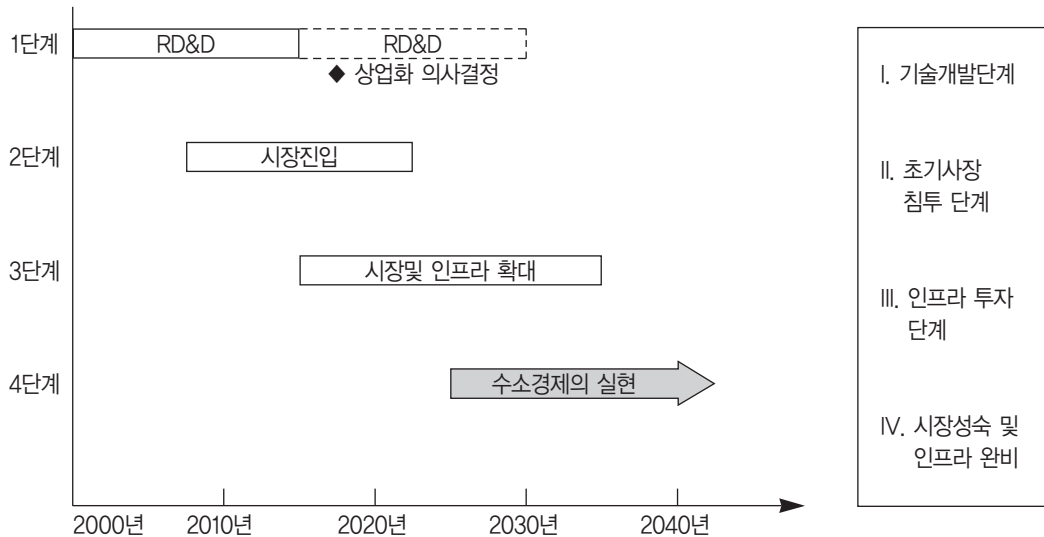
3) 최근 발표된 자료에 의하면 미에너지부(DOE)는 2012년까지 수소·연료전지 R&D 및 상용화에 총 55억달러를 투자하기로 결정한 바 있음(www.energy.gov).

4) 수소경제의 실현을 위한 애로기술(Critical Path Technologies)에는 1) 수소제조와 운반에 필요한 비용저감, 2) 소형화되고 가볍고, 저렴한 비용의 안전하고 효율적인 저장시스템, 3) 연료전지 부품 및 소재의 비용저감, 4) 비용효과적인 탄소포집과 처리과정, 5) 수소이용의 안전성을 보장하는 디자인과 소재개발이 포함됨.

5) 미국 에너지부는 최근 고유가의 장기화 추세를 반영하여 수송용 휘발유와 경쟁가능한 목표를 \$1.5/kg에서 \$2.0~3.0/kg으로 상향 조정하였음(DOE Website 발표자료 인용).

이슈 진단

〈그림 III-3〉 수소경제 하행에서의 정부와 민간의 역할



자료 : US DOE, 2004, *Hydrogen Posture Plan, An Integrated Research, Development, and Demonstration Plan*, February 2004.

-연료전지에 대해서는 수송용 연료전지의 경우, 발전 효율 60%를 기준으로 하여 2010년까지 \$45/kW, 2015년까지 \$30/kW까지 제조단가를 인하하고 내용년수도 5,000시간으로 연장. 분산형 발전용의 경우 2010년까지 효율 40%, 운전시간 4만 시간의 기술목표를 실현하고 발전단가도 \$400~700/kW로 낮춰 화력발전과 경쟁가능토록 함.

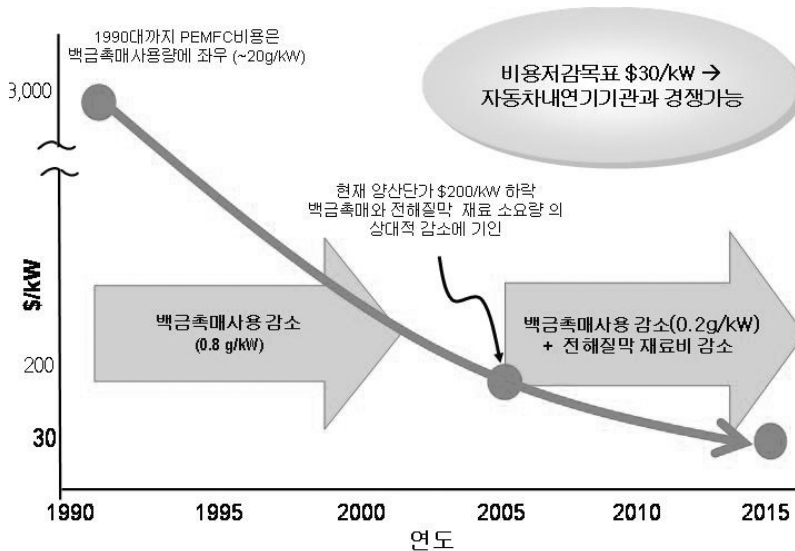
부시대통령의 Hydrogen Initiative의 구체적인 추진계획으로 미에너지부(DOE)는 Hydrogen Posture Plan을 수립하여, 기존 수소, 연료전지 관련 연구개발을 재구성 및 재구축하고 DOE 관련실/국, 부처간의 연대강화, 정부와 민간의 역할을 명시함과 동시에, 수소경제의 실현에 이르는 과정을 4단계로 구분하여 단계별 과제와 행동계획을 명시하였다. 단계별 목표 및 전

략은 다음과 같다.

- 제1단계(2000~15): 기술개발: 본격적 인프라 투자에 앞서 애로기술의 해결과 안전성 확보와 교육 홍보, 기술 및 제품 표준화
- 제2단계(2010~25): 초기시장침투: 휴대용, 가정 상업용, 수송용 시스템의 상업화와 정부주도의 인프라투자 개시
- 제3단계(2015~35): 시장확대 및 인프라정비: 발전용, 수송용 연료전지 상업화, 인프라의 상업적 운영
- 제4단계(2025~): 수소경제의 실현: 연료전지 시장성숙과 수소공급 인프라 완비로 수소경제의 정착

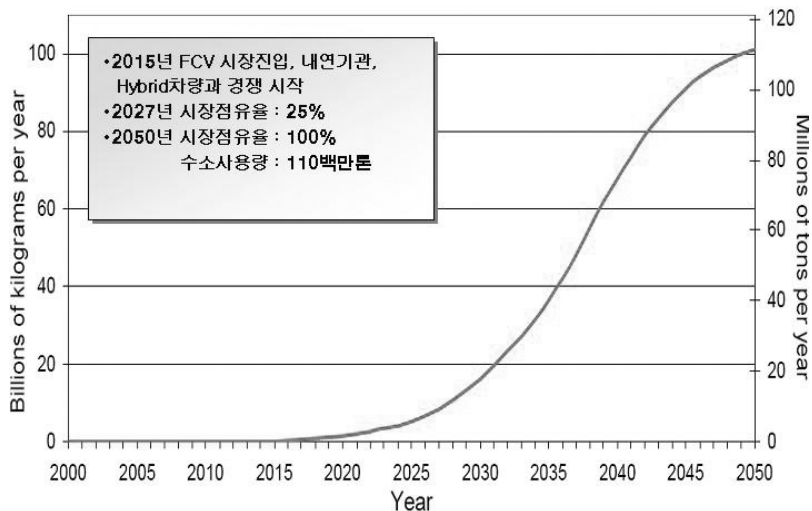
이러한 Hydrogen Posture Plan이 순조롭게 추진

〈그림 III-4〉 고분자 전해질 연료전지(PEMFC, 50kW) 비용저감 추세



자료: US DOE, 2004.

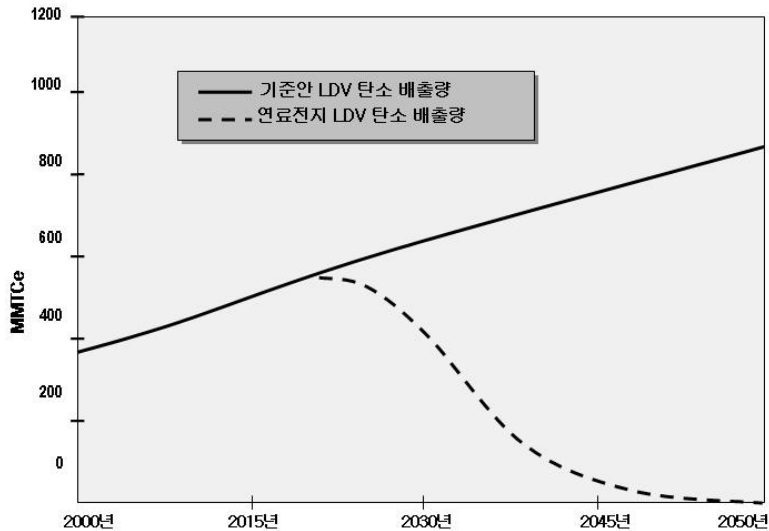
〈그림 III-5〉 미국의 연료전지 자동차의 보급에 따른 수소수용 전망



자료: National Academy of Science. 2005. *The Hydrogen Economy. Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs.*

이슈 진단

〈그림 III-6〉 미국의 수소경제 실현시 환경편익



자료: US DOE, 2004, *Hydrogen Posture Plan. An Integrated Research, Development, and Demonstration Plan*, February 2004.

된다면 그림 5에서와 같이 2015년부터 본격적으로 연료전지 차량(FCVs)이 상용화되기 시작하여 2050년에는 모든 차량이 연료전지 차량으로 대체될 것으로 내다 보고 있다. 또한 수소경제가 실현되는 경우 수송부문에서의 온실가스 배출량이 제로 되는 이로 인한 환경적 편익도 상당할 것으로 기대된다(그림 6 참조).

나. 미국주도의 국제공동협력 프로그램

1) 국제수소경제파트너십(The International Partnership for Hydrogen Economy: IPHE)

IPHE는 미국 주도로 결성되었으며, 현재 EU를 포함하여 16개국이 참가하고 있다.⁶⁾ 동 프로그램에서는 대체로 다음과 같은 공동협력사항들이 논의되고 있다.

- 애로기술(critical path technologies) 해결을 위한 국제두뇌 공동협력
- 공용의 국제 규격 및 표준 (international codes and standards) 개발
- 수소 및 연료전지 기술개발과 보급을 위한 정책 및 기술 가이드라인의 마련
- 대규모, 장기 공공-민간 협력체제 구축
- 기술, 금융, 정책 도전과 기회의 활용

미국은 IPHE를 토론회의 장으로 삼아 제한된 R&D 자금의 효율적 활용하고, 이해당사자간의 정보교류를 통해 비용효과적인 수소경제로의 이행전략을 강구하도록 제안하였다. 이러한 미국의 제안에 따라 2003년 11월 19~21일 참여국의 에너지관련 장관이 미국 워싱턴

6) 회원국은 미국, EC, 일본, 호주, 한국, 중국, 캐나다, 브라질, 프랑스, 독일, 아이슬란드, 인도, 이태리, 뉴질랜드, 노르웨이, 러시아, 영국의 17개국으로 구성.

에 모여 출범식(Ministerial Meeting) 거행하였다. 이후 지금까지 3차에 걸친 Steering Committee Meeting 개최와 함께 7차례에 걸친 분야별 학술대회가 열린 바 있다.

2) EU-US Cooperation on Fuel Cells and Hydrogen

동 협정은 포괄적인 과학기술 협력 협정으로서 구체적인 목표설정과 상세한 추진전략을 담고 있다. 목표는 대서양 양안의 거대 지역경제 간의 배타적 상호협력 체계를 구축하여 수소·연료전지에 관련한 기술개발의 가속화와 시장선점을 지향하는 것이다. 미국은 교토의정서 탈퇴 이후 기후변화 협약과 관련한 제 2의 대화채널을 마련하는 데 목적을 두고 있다. 동 협정에서 양국이 추구하는 협력방향은 다음과 같다.

- 국제규격과 기준(테스트 및 인증) 개발
- 연료전지 핵심 요소 및 시스템 기술, 수소생산, 저장 등에 관한 애로기술(critical path technologies)의 선점
- 수소 및 연료전지 기술에 대한 정보 및 자료 교환
- 수소 및 연료전지 기술의 개발 및 보급전략의 벤치마킹

2. EU

유럽은 스스로 수소와 연료전지 기술을 개발하고 공급하는 데에 주도적인 역할을 담당할 수 있는 기술 기반과 자원베이스, 잠재력을 충분히 소지하고 있는 것으로 평가된다. 유럽의 문화적 사회적, 경제적 다양성은 수소경제 구현에서 강점으로 작용하며, 이러한 다양성이 전략적으로 활용된다면 수소경제의 조기실현이 가능한 것으로 평가된다. 그러나 현재 유럽 정책과 연구개발 활동은 개별 국가 내에서 또한 국가 간에 분산되어 있

는 실정이다. 상기 유럽국가 및 지역별로 분산된 정책과 연구개발 활동을 하나의 구심점을 가지고 효율적으로 추진하기 위해 수소경제로의 이행을 위한 5대행동계획(action plan)을 다음과 같이 수립하였다.

- **정치적 구조(A Political Framework)**: 미래 수송과 에너지전략 및 정책이라는 확장된 차원에서 새로운 기술의 시장진입을 수월하게 하는 정치환경의 조성
- **전략적 연구 아젠다 (A Strategic Research Agenda)**: 유럽차원에서 협력체계로서 지역사회와 국가프로그램을 지도
- **보급전략 (A Deployment Strategy)**: 개발기술이 원형단계에서 시범단계를 거쳐 상업화단계에 이르도록 함. 이를 위해 특혜적인 지원의 집중조명(lighthouse) 프로젝트
- **유럽 수소 및 연료전지 로드맵 (A European Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells)**: 수소경제로의 이행을 위한 가이드, 옵션평가, 목표설정, 연구개발, 시범사업 및 투자, 상업화 의사결정 시점 등.
- **유럽 수소 및 연료전지 기술 파트너십 (A European Hydrogen and Fuel Cell Technology Partnership)**: 자문 위원회(Advisory Council)의 주도하에 이해당사자간의 컨센서스에 기초, 상기 활동의 방향설정 및 추진 수단으로서 자문을 제공하고 기획과 진도점검을 수행.

가. 연료전지와 수소의 개발전략 준비 - High-Level Group(HLG)의 설치

EU는 현재 수소와 연료전지에 관한 전략을 준비하

이슈 진단

고 있는데, 이는 2001년 11월의 “자동차용 석유대체연료의 보급에 관한 행동계획”에서 예정되어 있는 사항이다. 동 행동계획은 2020년 시점에서 수소연료이용 전략을 결정하기 위해 EU 차원에서의 전문가와 민간업자를 결집하여 “High-Level Group”를 설치하여 전략결정을 담당토록 하였다. 동 High-Level Group은 2002년 가을에 설치되어 10월에 제1차 회합을 가졌고, 그룹의 작업목적이나 작업스케줄 등을 결정하고 있다. 동 그룹에 부여된 종합적인 사명은 20년 내지 30년 후의 수소경제에 대한 전망과 유럽의 선구적인 역할을 제시하고 있다.

나. High-Level Group의 구체적 사명

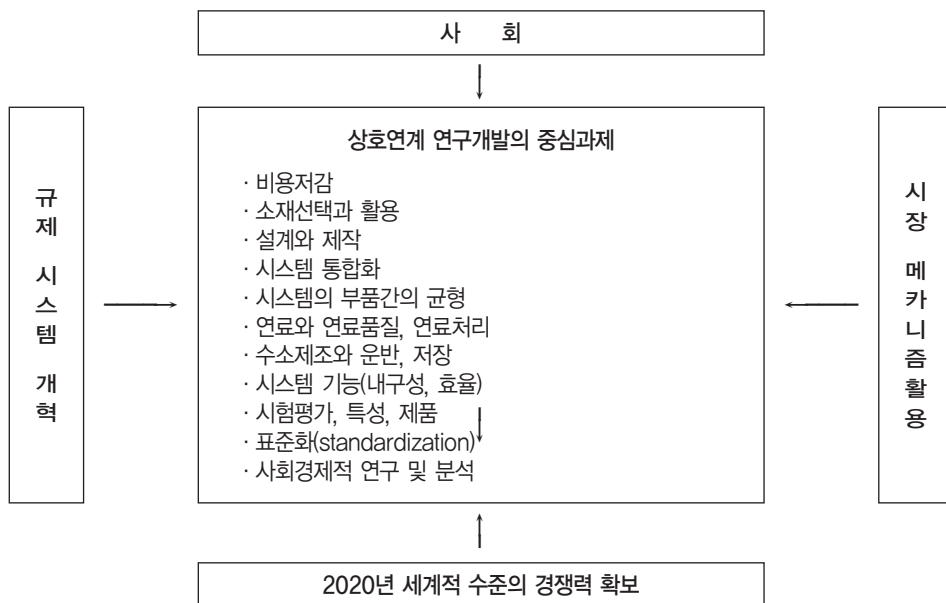
High-Level Group의 당면과제는 2003년 4월에

작성된 “전망에 관한 보고서”에 기초하여 향후 20년 내지 30년 후의 수소경제 도래에 필요한 과제를 검토하는 것이다. 이를 위한 작업테마는 장기전망과 연구전략, 개발전략의 3개 분야로 구분하여 설정하였다.

1) 장기전망: 시나리오의 설정

“수소에 의한 지속가능한 에너지 경제”의 관건이 되는 요소로서 수송부문과 분산전원, 휴대용전원의 각 분야에서의 수소의 역할, 그리고 수소경제의 도래시기, 수소경제 이행 전략에 관한 사회전체의 조망, 수소 생산과 공급과 관련된 다양한 연료원, 경제적 환경적 효율에 관한 장기전망을 담고 있다. 이와 함께 경제와 고용, 산업구조의 변화에서의 패러다임 전환(paradigm shift), 즉, 사회경제적 임팩트와 이에 기초한 가치관의 전환에 관한 전망과 함께 수소와 연료전지의 새로운 이

〈그림 III-7〉 EU의 전략적 연구개발 과제의 핵심요소 및 동인



자료 : EC, 2003, *Hydrogen Energy and Fuel Cells, A vision of our future*.

용방법에 관한 전망도 포함시키고 있다.

2) R&D전략의 개발

연구개발의 추진에는 1) R&D 미래전략에 관한 권고, 2) 교육과 훈련, 노우·하우 등의 제공에 따르는 인적자원 수요에의 대응, 3) 유럽연구센터(소프트에 의한 제후관계)를 위한 권고, 4) R&D분야의 국제협력, 5) EU의 R&D활동은 시스템적 계획으로 결정되기 때문에 High-Level Group의 작업이 관계하는 연구전략에 관해서는 제후관계나 국제협력을 위한 권고가 중요하다.

3) 개발전략의 작성

개발전략의 작성에는 1) 수소와 연료전지에 관한 상용화를 위한 기술적 및 안전을 포함한 기술외적 장벽의 분석, 2) EU의 강점과 약점에 관한 분석과 강점의 장려와 약점의 극복을 위한 제안, 3) “세계선진기술의 획득에 관한 EU 프로그램의 개발”에 관한 권고, 4) 수소와 연료전지의 유효이용과 보급촉진을 위한 권고 등이 포함된다.

EU는 전략적 결정의 “전망에 관한 보고서”에 계속하여 High-Level Group의 제2단계의 활동으로서 전략실시수단을 정하는 “EU 수소 행동계획”이나 “로드맵”의 작성을 예정하고 있다. 이 작업을 맡을 그룹은 기존 조직을 활용하거나, 경우에 따라서는 별도의 신규 그룹이 설치될 가능성도 있다.

다. 연구개발노력

1) 제5차 Framework Program에서의 수소역할

EU는 종합적인 연구개발 프로그램인 Framework Program에서 연료전지와 수소의 연구개발 프로젝트를 추진하고 있다. 1998년에 개시되어 2002년에 종료

된 제5차 Framework Program은 “에너지와 환경, 지속가능한 발전”이라는 테마프로그램으로서 에너지분야의 중요과제로 수소·연료전지 관련 연구개발 활동을 수행한다. 2001년의 동 분야에서의 활동에 대한 조성액은 수소관련 250만유로외에 연료전지 관련 3,000만유로로 책정된 바 있다. Framework Program에서의 연구개발 프로젝트는 프로그램 비용 30%(실증사업)에서부터 50%(연구개발사업)이 투입되었다. 제5차 Framework Program에서 연료전지 및 수소관련 프로젝트 가운데 최근 대표적인 것은 다음과 같다.

— EIHHP 1&2 (European Integrated Hydrogen Project: 유럽통합수소프로젝트):

수소와 연료전지에 관한 유럽차원의 법규제나 표준에 관한 조사와 더불어 EU 차원의 표준화를 위한 조사. 더 나아가서 제1기에서 수소를 연료로 하는 자동차의 인가에 관한 초안이 완성됨. 제2기 (2001-2004)에는 EU와 미국의 협력에 대한 합의를 기초로 글로벌 표준화를 도모함. 법규에는 수소·연료전지 자동차의 부품뿐만 아니라 안전기준이나 수소연료보급용 인프라 등도 대상에 포함.

— CUTE: DaimlerChrysler 제조의 연료전지버스 Citaro (연료전지는 Ballard사 제조)를 27대, 유럽 8개국 9대도시에서 2년간 실증시험 운행. 연장 25만시간에 육박하는 운행실적을 통해 연료전지 버스의 양산화 기반을 구축. 또한 수소생산과 수소 스테이션 등 연료인프라에 필요한 설계와 제조, 운전의 노우·하우 획득이 목적.

— HYPNET: 유럽의 수소·연료전지 관련 연구개발 기관의 네트워크 구성을 목표로 두고 인프라기술에 관한 로드맵을 작성하고, 유럽의 연구개발전략을 준비하는 프로젝트. 2002년에 개시되어 2004

이슈진단

년 말까지 실시.

-소형 가스터빈에 의한 SOFC 연료전지 MW급 실증시험: 제1기에는 SOFC의 스펙에 맞는 소형 가스터빈을 사용하여 에너지효율 50% 정도의 운전 을 실시. 제2기에는 가압식 가스터빈을 사용하여 에너지효율을 60%까지 제고시키는 시험운전. 이러한 실증시험은 EU와 미국의 연료전지개발에 관한 양자간 협정에 기초한 공동출자 프로젝트에 의해 2000년부터 2003년말까지 실시됨.

2) 제6차 Framework Program에서의 수소의 위치
2002년 11월에 개시된 현행 제6차 FP에는 수소 · 연료전지 관련 연구개발 활동은 우선추진 테마인 “지속가능한 발전, 기후변화와 에코시스템” 하에서 진행되고 있다. 2006년까지의 계획기간 중, 우선테마에는 전 부 21억 2,000만유로의 예산이 투입될 예정이다. 우선 테마는 “지속가능한 에너지 시스템,” “지속가능한 육상 교통,” “기후변화와 에코시스템”의 3개 분야로 나뉘어, 수소 · 연료전지는 이 가운데 “지속가능한 에너지 시스템” 내에서 실시되고 있다. 동 하위 테마인 “지속가능한 에너지 시스템”에는 8억 1,000만유로의 예산이 배정되었다. 하위 테마인 “지속가능한 에너지 시스템”은 단기 및 중기 임팩트를 갖는 연구개발과, 중장기적 임팩트를 주는 연구개발의 2분야로 구분되어 수소 · 연료전지는 이 가운데 후자로 분류된다

중장기적 임팩트를 갖는 연구개발의 테마는 5개로 서 “연료전지,” “에너지 캐리어,” “재생가능에너지,” “탄소포집,” “사회경제통”로 구성된다. 이들 5개 테마에 4억 500만유로가 배정되었고, 이중 “사회경제 통”로는 조사연구활동이 있고 실질적인 연구테마는 4개 이다. 이들 4개 가운데 연료전지는 에너지 캐리어인 수소의 테마가 반을 점하고 있다. 테마간의 예산배분

은 응모 프로젝트의 질에 따라 결정되며, 수소 · 연료전지에 할당된 예산은 과거에는 구분되지 않고 있으나, 제5차 Framework Program에서 배정된 1억 3,500만유로에 비해 크게 증가하였다. 또한 제6차 Framework Program부터 연구개발예산은 집약적으로 운용되는 것으로 결정되어, 수소 · 연료전지에 관해서도 대형 프로젝트의 공모가 실시되고 있고, 이들 대형 프로젝트 하에서 복수의 하위 프로젝트가 실시될 것으로 보여진다.

2003년부터 2004년에 걸쳐 프로젝트 공모자료의 과업지시서에 의하면 연료전지와 수소에 관한 우선연구항목은 다음과 같다. 우선 연료전지를 살펴보면 다음과 같다.

-수kW부터 수MW 범위의 고온연료전지 (분산형 발전, 열병합발전, 이동전원). 시스템 코스트는 설치용이 1,000유로/kW (자동차의 보조전원용의 경우는 150유로/kW 이하)를 목표로 함. 내용년수는 4만시간 이상을 목표. 연료전지 시스템의 실증 시험시간은 이에 준함.

-설치용/수송용 고체산화물 SOFC의 개발: 설치용 시스템 코스트 100유로/kW, 내용년수 3만시간 이상, 수송용 시스템 코스트 50유로/kW 이하, 내용년수 5,000시간 이상.

-고체고분자형 연료전지(PEMFC)와 직접메탄올형 연료전지(DMFC)에 관한 새로운 기술개발 (재료, 프로세스, 부품, 시스템 등에서의 코스트 인하의 관건이 되는 기본적인 신기술 개발)

이상 3개 항목 가운데 처음 2개가 통합 프로젝트로 불리우는 대형 프로젝트로서 세부 테마 프로젝트를 복수, 동시에 진행시키고 있다. 3개 항목의 테마는 “탁월한 연구개발기관 네트워크 프로젝트”로 불리우는 프로

젝트로서 “유럽의 우월한 연구개발기관이 공동으로 작성하여 제출한 프로젝트 제안”으로 선정되었다. 기타, 소형 휴대용 연료전지의 개발, 연료전지의 분석용 차세대 컴퓨터 모델의 개발 등 테마가 소규모 프로젝트로서 모집되고 있다.

- 다음으로 수소 공급 인프라를 살펴보면 다음과 같다.
- 화석연료와 신재생에너지 등에서 수소를 생산하거나 수소고순도화를 위한 코스트 효과가 있는 기술의 선정, 개발, 유효성 평가.
 - 안전성 및 비용효과적인 수소저장매체와 설치용/수송용과 관련된 인프라의 평가와 개발
 - 차세대의 지속가능한 에너지 시스템에서의 에너지 캐리어로서의 수소의 준비.
 - EU에서의 수소기술과 그 이용에 관한 안정성 평가와 시험수단의 조정, 품질표준보증에 관한 확고하고 신뢰할 수 있는 규정 및 법규의 개발
 - 유럽에서의 분산형 에너지원의 대규모 설치를 위해 수요자 니즈에 대한 새로운 충족방안 마련
 - 분산형 전원이 포함된 송배전 네트워크 설계를 위한 새로운 개념의 도입
 - 신·재생에너지를 위한 선진형 에너지저장 시스템 개발

이상의 7개 테마는 “통합프로젝트,” 혹은 “우수한 연구기관 네트워크 프로젝트” 중의 한 쪽에 포함된 프로젝트로서 실시되고 있다.

마. 유럽의 수소 및 연료전지 로드맵

유럽의 수소·연료전지 로드맵은 다른 나라와 마찬가지로 연료전지와 수소 인프라구축에 대해 유럽의 핵심 카테고리라 단계를 구분하여 제시하고 있다. 이러한 핵심 의제를 기초로 향후 관련 전문가와 정책입안자,

시민사회의 참여를 통해 구체적이고 현실적인 액션플랜을 갖춘 로드맵을 작성할 계획이다. 로드맵에는 3단계로 구분하여 각 단계마다 들어갈 내용을 다음과 같이 명시하고 있다.

(단기 및 중기 : 2010년까지)

- 발전원으로서 신·재생에너지원 이용 증대와 어떻게 발전된 전력을 전기분해에 의한 수소제조에 사용하거나 직접 계통선에 연결.
- 화석연료 기반 수소제조기술의 효율향상 및 화석연료 기반 액체연료의 품질 개선
- 천연가스와 바이오매스로부터 생산된 합성액체연료의 사용증대. 이는 다시 전통내연기관이나 연료전지에 사용가능.
- 고부가 틈새시장(niche market)에서 수소와 연료전지의 초기 수요 확보, 시장개발, 대중인식제고, 시범사업 추진을 통한 경험축적, 기존 천연가스 공급망의 활용
- 설치형 및 수송용 수소연료 내연기관의 개발. 수소인프라의 조기개발을 지원
- 이 기간에 隘路技術(critical path technologies), 즉, 수소생산과 저장, 안전, 연료전지 단가 인하와 내용연수 연장에 대한 원천 및 기초연구가 필요

(중기 : 2020년까지)

- 바이오매스로부터 액체연료의 사용 계속 증대
- 화석연료 기반 액체 및 가스연료의 계속 사용(연료전지), 화석연료(석탄포함)에 기반한 수소제조 및 개질. 수소경제로의 이행을 위한 CO₂ 처리, 포집기술의 개발. 이렇게 생산된 수소의 직접연소(내연기관, 수소터빈)와 연료전지 운전을 통해 온실가스 및 대기오염 배출의 획기적 저감.
- 신·재생에너지(바이오매스 포함)에 의한 수소생

이슈 진단

〈표 III-1〉 EU의 수소·연료전지 로드맵

	~2010	~2020	~2030	~2040	~2050
	공공 인센티브와 민간의 노력		공공 편익과 민간의 수익		
수소 생산 및 공급	천연가스의 연료개질과 물분해 수소생산, H2의 지역클러스터, H2스테이션 건설 및 스테이션의 H2 생산 연료개질, 물분해)	H2 공급망의 지역 클러스터화, 탄소처리를 통한 화석연료기반 H2 생산 지역공급망 상호연계: 재생에너지기반 수소생산 개시	H2파이프라인 인프라 확충	H2생산의 탈탄소화 확대 재생에너지, 화석연료의 탄소처리 새로운 핵반응로의 H2 생산	재생에너지 기반 직접 H2 생산 탈탄소 H2 경제 확립
FC/H2 시스템 개발/ 보급	가정상업용 저온FC 시스템(<50kW), 발전용(>500kW) 고온 MCFC/SOFC: H2 ICE개발; FC버스 fleets, 발전용 PEMFC(<300kW), FCV fleets (직접 H2, 개질기 탑재) 생산	최초의 H2 vehicle fleets(제1세대 H2저장기술) Hybrid 상압 SOFC 상업화 (<10MW) FCV 경쟁력 확보 저비용 고온FC; 소형 설치형FC상업화	제2세대 차량탑재 저장기술(장거리) 분산형 전원FC 보급확대 FCV의 주종연료로서 H2지위 확보	수송부문 및 분산형 전원, 소형발전 부문에서 FC 기술의 독점적 지위 확보	항공부문의 H2 수요 창출
FCV	신규등록차량의 5%		25%	35%	?

자료: EC, 2004, Hydrogen Energy and Fuel Cells, A Vision of Our Future

산 및 소비 시스템 개발 추진. 기타 태양열 및 차세대 원자력과 같은 탈탄소 에너지원에 대한 지속적인 연구개발

(중기 및 장기 : 2020년 이후)

— 지속적으로 증대되는 전력수요의 일부를 수소로 대체. 에너지 캐리어로서의 전력과 수소의 이용 증대를 통해 화석연료를 대체하고 신재생에너지원 및 차세대원자력의 도입. 수소공급 네트워크의 확대. 기타 환경친화형 연료도입.

3. 일 본

일본은 세계적으로 미국에 뒤이어 수소와 연료전지 분야에서 파이오니어 (pioneer) 역할을 담당하면서 두

각을 나타내고 있다. 1980년대부터 수소생산과 저장 및 수소의 이용기술로서 연료전지 개발 및 상용화를 위한 정부차원의 지원하여 왔고, 1993년부터는 수소이용 청정에너지시스템 기술 프로젝트, 이른바 WE-NET을 NEDO 주도로 개시하였다. WE-NET의 기본개념은 수소전환에 기반한 국제 청정에너지 네트워크를 구축하는 것이다. 초기에는 수소인프라의 구축에 필요한 핵심기술(전기분해, 액화, 저장 등)에 대한 R&D를 집중하는 것이었으나 후기에는 수소의 이용(직접연소와 연료전지 이용)에 초점을 맞추어 왔다. 지난 10년간 18억 엔을 투입하여 상당한 성과가 있었고, 2003년부터는 새로운 프로젝트인 “New Hydrogen Project”로 대체되어 하여 수소 연료전지의 상업화에 초점을 맞추고 있

다. New Hydrogen Project (NHP)는 WE-NET에서 시작된 프로젝트를 연장하고 자원에너지청의 기준 및 신규사업들을 통합시키고 있다. 특히, 연료전지 기술개발에 추가하여 수소의 안전한 이용에 대한 기술을 확립하고 연료전지의 상업화를 위한 규격과 표준, 규제를 마련하는 등 정책조치를 강구하고 있다.

연료전지 분야에서는 산업계, 학계, 정부의 전문가들이 모여 1999년 12월 연료전지실용화전략연구회가 설립되었다. 동 연구회는 자원에너지청장관의 연구자문기관으로 설립되어 연구활동을 계속하고 있다. 2020년까지의 연료전지 보급 시나리오를 작성하여 보고서로 발표하였는데(2001년 8월), 본 보고서에는 연료전지기술의 실용화 추진에 대한 전략으로서 2020년까지의 3단계 상업화 계획과 함께, 연료전지개발과 수소생산, 수소운반과 저장기술을 현재 추진 중인 시범프로그램과 자동차판매, 수소스테이션의 건설과 규격과 기준의 확립, 연료전지와 연료전지 자동차에 대한 소비자 시장을 확대하는 정책이 담겨져 있다. 이와 함께 일본 산업계가 주축이 되어 일본연료전지실용화추진협의

회가 2001년 3월에 설립되었다. 동 조직은 산업계의 자발적 조직으로서 연료전지의 상업화와 이용확산을 위한 현안검토와 대안을 제시하고 있다. 연료전지실용화전략연구회와 협력체제를 구축하여 PEMFC와 수소 에너지이용기술에 대한 프로그램을 설계하고 정부에 제안한 바 있다.(2001년 8월)

가. 연료전지 상업화와 보급확대 시나리오

일본 경제통상산업성(METI)에 의하면 연료전지 상업화 시나리오를 다음과 같이 설정하였다.

- 2002~2005년(기본연구 및 기술개발, 실증단계): 기술개발과 수송용 및 설치용 연료전지 시범사업, 소프트인프라와 규격 및 기준 개발, 연료품질규격의 마련
- 2005~2010년(시장도입단계): 연료전지 자동차의 시장도입 확대와 병행하여 수소연료 공급시스템의 점진적 정비.
- 2011이후 (시장확대단계): 연료공급시스템의 정비, 민간부문의 참여촉진과 기술 및 제품 채택의

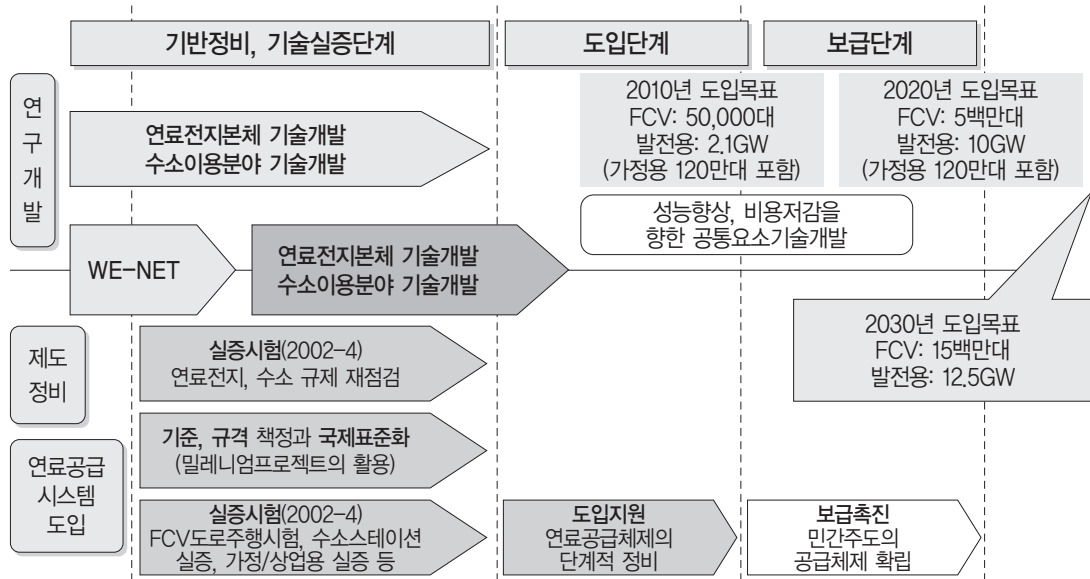
〈표 III-2〉 연료전지 성능 목표

	연료전지 자동차	설치용 연료전지
스택	발전효율 60% 이상(LHV) 및 55% 이상(HHV)	발전효율 55% 이상
시스템	Tank to wheel(TTW) 효율: 수소탱크형: 60%(LHV), 51%(HHV) 휘발유탱크형: 48%(LHV), 45%(HHV)	발전효율 40% 이상(HHV) 총 효율 80% 이상(HHV) 내용년수 4만시간 이상
비용	5,000엔/kW	가정용 300,000엔/시스템 업무용 150,000엔/시스템
수소저장	자동차 탑재 5kg; 수소저장 (주행거리: 500km 이상)	

자료: 일본경제통상산업성(METI), 2004.

이슈 진단

〈그림 III-8〉 수송용 및 발전용 연료전지 도입 시나리오



자료: 일본경제통상산업성(METI), 2004.

확산을 통한 산업의 자생력 확보

본 연료전지 보급확대 시나리오에 의하면 2030년까지 산업화 전략의 목표를 다음과 같이 세우고 있다.

- 2010년의 도입단계 종료시까지 5만대의 연료전지 자동차 보급; 2.2GW의 설치형 연료전지 열병합 시스템 보급
- 2020년의 시장확산단계 종료시까지 5백만대의 연료전지 자동차 보급; 4천기의 수소스테이션 설치; 10GW의 설치형 연료전지 열병합 발전 시스템 보급.
- 2030년의 시장성숙단계 종료시까지 1,500만대의 연료전지 자동차 보급; 12.5GW 용량의 설치형 연료전지 열병합 발전 시스템 보급.

4. 캐나다

1980년대 초부터 수소와 연료전지기술개발에 주력하여 상당한 기술수준을 달성하였고, 이미 상업화와 산업화에 성공하였다. 캐나다 국내세계최고의 기업(Ballard사의 PEMFC, Sturart Energy)을 중심으로 한 연료전지 산업육성에 박차를 가하고 있으며, 캐나다 전역에 20여개의 연료전지 기업들이 포진해 있으며, 밴쿠버와 캘거리, 토론토 등에 연료전지 클러스터가 형성되어 있다. 이 중에서 밴쿠버는 연료전지 제조업체와 연료공급업체, 인프라업체 등이 밀집한 캐나다 최대의 연료전지 클러스터이다. 또한 캐나다의 연료전지 산업 규모를 보면 2002년 9,690만달러의 매출을 기록하였고, 2003년에는 134백만 달러로 1억달러를 돌파하였고, R&D 지출도 2002년 276백만달러에서 2003년

Ballard Power Systems

1979년에 설립된 캐나다 벤처기업임. 원래 배터리 제조업체였으나 배터리 사업을 매각하고 연료전지 개발에 사업을 특화시킴. 1997년 DaimlerChrysler, Ford 등과 자본제휴를 하였으며, 자동차업계 뿐만 아니라 전 세계 수많은 연료전지업체들에게 연료전지 스택을 공급하고 있음. Ballard의 경쟁력은 2002년 여름까지 캘리포니아 연료전지 파트너십 (CaFCP)에서 시험운행된 19개 연료전지 자동차 중 13대가 Ballard 제품을 탑재하고 있다는 데에서 상징적으로 알 수 있음.

〈표 III-3〉 캐나다의 연료전지 상업화 로드맵

	제1단계(0~5년)	제2단계(5~10년)	제3단계(10~20년)
	RD&D 및 초기보급	보급기반의 확대	시장확대
과 제	- 설비비용의 저감, 수소공급인프라 개발 - 상업화지원 프로그램 개발(시장창출, 정부구매 등) - 모든 분야에서 수요확대 (발전용, 수송용, 휴대용) - 수소안전을 위한 국제규격과 표준의 개발 및 추진 - 전문가 육성, 교육 및 홍보, 재정 및 규제안의 마련 등	1단계의 성과에 기초, 기본전략에 대한 검토 및 재평가 - 필요시 자금의 재배치와 전략 수정 - 시범사업 및 신기술 쇼케이스의 지속 - 신규 재정 및 규제정책의 추진 (신기술제품의 우선구매 등) - 도시내의 교통을 위한 수소인프라(스테이션)의 확충	- 양산을 통한 연료전지 가격의 저렴화 - 전국적 수소공급망 구축 계속 - 재정 및 규제정책의 개선

자료: Government of Canada, Fuel Cells Canada, PricewaterhouseCoopers, 2003. Canadian Fuel Cell. Commercialization Roadmap, March 2003.

290백만달러로 순 증가를 기록하고, 이에 따라 산업종사자수도 2003년 2,671명으로 2001년에 비해 40%로 증가하였다.

캐나다는 연료전지상업화로드맵(Fuel Cell Commercialization Roadmap) 작성하여 정부지원하의 연료전지의 본격적 상업화를 목표로 산업계가 주도하고 있다. 3단계의 계획으로 비교적 단순명료한 기술

목표와 상업화 로드맵을 작성하여 구체적 세부과제를 제시하고, 연료전지의 생산과 보급, 수출확대, 그리고 수소공급 인프라의 전국망구축 등, 다른 국가에 비해 전방위적인 전략을 전개 중이다.

캐나다 3대 국가프로그램 활동분야는 R&D와 수소인프라개발, 초기시장개발에 중점을 두고 있다.

— 수소 및 연료전지 R&D 프로그램 (The Hydrogen

이슈진단

& FC R&D Programs): 민간부문과 공공부문의 공동참여를 통한 R&D 촉진 및 기술혁신 도모

- **캐나다수송연료전지연맹(Canadian Transportation Fuel Cell Alliance):** 기후변화에 대한 캐나다정부의 행동계획 2000(Action Plan 2000 on Climate Change)의 일환으로 수소·연료전지 R&D, 제조, 시범 및 상업화(수소인프라구축)에서 시장리더 역할.

- **Early Adopters Program:** Industry Canada의 주도로 산업부문 이해당사자와의 파트너십을 통해 수소 및 연료전지 기술의 초기시장개발

최근 동향을 보면, 캐나다는 고용창출과 지식기반의 제조경쟁력 강화를 목표로 연료전지 기술개발과 산업화에 지원을 강화하고 있다. 2001년 이전까지 캐나다 정부의 연료전지 R&D예산 총액은 6,400만 달러에 그쳤으나 2001년 한해만 4,000만 달러를 투자하여 미국의 1/3에 이른다.⁷⁾ (2003년 현재 R&D 총액은 290백만달러 기록). 자금지원뿐만 아니라 세제지원과 표준화, 인력양성 등 상업화와 관련하여 정부지원정책을 적극적으로 추진하고 있다.

5. 아이슬란드

아이슬란드는 자국의 풍부한 신재생에너지원을 이용한 수소경제로의 이행을 통한 수소사회(Hydrogen Society)를 지향하고 있다. 자국에 풍부히 부존되어 있는 지열과 수력 등 재생에너지원을 이용, 수소를 생산하여 국내에너지수요를 충당하고 남은 수소를 유럽에 수출함으로써 '북국의 쿠웨이트(Kuwait of the

North)' 표방하고 있다. 현재 평균 전기요금은 2센트/kWh에 불과하고 이러한 값싼 전력을 활용하여 연간 2,000톤의 수전해 수소를 생산하고 있으며, 머지않아 수송부문의 에너지수요 전부를 재생에너지기반 수소로 충당할 계획이다. 2004년 현재 자국 에너지수요의 50% 이상을 또한 전력수요의 100%를 수력과 지열로 충당하고 있다.⁸⁾ 석유는 총 에너지소비의 38% 정도로, 이 중 67%가 수송부문(자동차와 선박)이 차지하고 있으며, 2000년 석유수입에 1억 9천만달러를 지출하였는데, 이는 전체 무역적자의 1/4에 해당된다.

아이슬란드는 세계 최초로 수소경제 국가비전 수립 소개(1999)한 바 있고, 2040년까지 수소사회로의 전환하기 위해 5단계 로드맵을 제시하였다.

- 1단계: 수소 레이카비크에 수소연료 버스를 시범 운영
- 2단계: 레이카비크의 버스를 수소연료 버스로 교체
- 3단계: 수소연료전지 자동차의 민간도입을 확대
- 4단계: 선박의 동력을 연료전지로 대체

이를 위해 전담기관인 1999년 '아이슬란드 신에너지사(Icelandic New Energy: INE)'를 설립하였다. VistOrka⁹⁾ (수소생산)가 아이슬란드 지주회사로 61%의지분을 소유하고 있고, 그 외 DaimlerChrysler (연료전지 차량), Shell, Norsk Hydro (수소인프라 구축)가 각각 16.33%의 지분을 가지고 참여하면서 역할분담하고 있다.

6. 중 국

중국은 신흥 경제대국 건설을 위한 견인할 에너지원

7) 2001년 민간 R&D 투자까지 합하면 캐나다 전체의 연료전지 R&D 투자비는 1억 2천만달러로 미국의 1/2에 육박

8) 에너지소비에서 지열과 수력이 차지하는 비중이 각각 39%, 19%로서 2/3 가까이를 자연재생에너지로 공급하고 있으며, 이러한 지열과 수력발전으로 전력의 99.9%를 생산하고 있음.

9) VistOrka는 EcoEnergy, 즉, 생태에너지라는 뜻을 내포하고 있으며, 여기에는 아이슬란드 정부기관과 기업, 대학 등이 참여하고 있음.

으로 수소에 주목하여, 수소경제시대의 도래에 대비한 국가비전과 행동계획의 수립하였다. 수소를 석유의존도 경감 및 온실가스 배출저감 대책의 일환으로 삼고, 2004년 IPHE에 가입하였다. 또한 자동차용(75kW, 150kW) PEMFC 시장을 겨냥한 장기 R&D 투자를 계획하고 있어서, 중국은 최근 세계 최대 연료전지 시장 잠재력을 가진 국가로 부상하고 있다. 이렇게 중국이 수소부문의 공해대책으로 연료전지 차량의 개발 보급에 관심을 표명함에 따라 해외유수업체의 활발한 진출이 이루어 지고 있다.¹⁰⁾

특히, 중국정부는 2008년 베이징 하계올림픽 개최에 대비, 수소하이웨이 건설 등 실증연구에 박차를 가하고 있으며, 대도시 자전차와 스쿠터용 PEMC(2kW)으로 연간 20,000대 생산을 계획하고 있고, 이와 더불어 연료전지 차량을 위한 4대권역 및 산·학·연이 상호연계된 수소공원(Hydrogen Park) 조성하고 있다. 또한 수소·연료전지 4대권역으로 베이징(연료전지버스 시범사업)과 상하이(연료전지 차량 및 연료전지 산업 육성), 광둥성(가정/상업/발전용 연료전지 및 산업 육성), 대련(연료전지 R&D 및 산업기반 조성)을 지정하였다. 수소공원의 유치지역으로는 베이징과 대련, 상하이가 선택되었다.

IV. 종합요약 및 시사점

수소·연료전지는 향후 21세기의 주요 에너지산업으로 부상할 전망이다. 비용효과적인 수소경제의 실현을 위해 선진 각국은 국가비전의 설정과 로드맵의 작성으로 내실을 기하는 동시에, 외적으로는 세계 수소시장

을 선점하려는 연구개발 및 상업화 추진을 비롯한 치열한 경쟁을 전개 이다. 따라서 우리로서는 연구개발에 대한 노력을 집중할 것인지, 아니면 개발된 기술을 도입하여 상업화에 노력할 것인지에 대한 국가적인 의사결정을 내려야할 필요가 있다.

연료전지 및 수소연료는 현재 초기시장에도 돌입하지 못한 단계이기 때문에 연구개발 및 상업화에 국가적인 지원이 필수적이며 상업화를 위해서도 국가적인 지원이 필수적인 것으로 나타나고 있다. 국가적인 지원은 연료전지 및 수소연료의 생산단가를 낮추는데 기여할 것이며 이는 곧 시장개발에 큰 역할을 할 것이다. 따라서 우리나라 역시 수소연료 개발에 대한 국가적인 지원을 가속화시킬 필요가 제기되고 있다.

연료전지 및 수소연료 개발에는 국가적인 지원 이외에 민간부문의 역할이 중요하게 부각되고 있다. 캐나다의 경우에는 국가적인 지원과 함께 연구개발 및 상업화에는 오히려 민간부문이 주도적인 역할을 수행하고 있는 것으로 나타나고 있다. 우리나라의 에너지정책이 시장중심으로 전환되고 있다는 점을 고려할 때 연료전지 및 수소연료 시장개척에는 민간부문의 역할이 강조될 필요가 있으며 실행 로드맵에도 민간부문의 역할이 명백하게 포함될 필요가 있다.

수소·연료전지 개발단계에서는 국제적인 협력 및 기술의 표준화가 우선적인 과제로 부각되고 있다. 현재 국가별 기술개발 단계가 상이하기 때문에 국가 간 협력이 없으면 중복투자 및 자원의 낭비가 초래될 수 있다. 또한 기술의 표준화가 이루어지지 않으면 연구개발의 효율성이 낮아질 위험이 있다. 우리나라의 기술개발 단계가 초기단계임을 고려하면 연구개발 단계부터 국제

10) 삼성(대련: 연료전지 R&D); DaimlerChrysler (베이징: 연료전지 시범버스); BP(수소스테이션), GM (상하이 연료전지 자동차), Volkswagen (동지대: 연료전지 자동차)

이슈진단

적인 협력과 기술 표준화를 적극적으로 주장하고 추진할 필요성이 있으며 이는 향후 우리나라의 연구개발 효과를 극대화시킬 수 있는 장점이 있다.

연료전지 및 수소연료의 개발과 상업화를 추진하기 위해서는 지속적인 기술개발뿐만 아니라 정책연구도 병행해서 추진될 필요가 있다. 민간부문의 기술개발을 정책적으로 지원하고 기술의 상업화를 촉진시킴으로써 국제시장에서 선두권을 유지하기 위해서는 정부의 정책적인 지원이 필수적이다. 따라서 민간부문의 수요와 요구 사항을 정책에 반영하기 위해서는 정책연구를 지속적으로 추진할 필요가 있다.

〈참고문헌〉

과학기술정책연구원(2005), 수소경제시대를 대비한 원자력수소 연구개발 타당성 분석 및 추진방안 연구. (중간보고서)

김재운(2003), 수소에너지 혁명을 주도하는 연료전지, 삼성경제연구소, CEO Information, 2003. 12, 31 (제432호)

김재운(2004), 에너지혁명: 연료전지 사업의 현황과 발전전망, 삼성경제연구소, Issue Paper, 2004. 1. 12.

김정인(2004), 수소에너지 선진국가의 정책비교와 한국의 향후방향

수소연료전지사업단(2004), 수소경제 지향 국가 Vision 및 보급목표 달성을 위한 실행방안, 기획보고서.

양문희 외(2005), “GHG를 고려한 수소연료전지 자동차의 경제성 분석,” 신·재생에너지학회.

에너지기술연구원(2005), 알기 쉬운 수소에너지, 수소사업단, 한국수소및신에너지학회.

新エネルギー産業・技術総合開発機構(NEDO), 2003, “歐洲の 水素エネルギー開発にする 動向調査,” NEDO 海外レポート, 2003. 3.

日本資源에너지廳, 2005, 에너지白書 2005, 日本資源エネルギー廳.

日本エネルギー經濟研究所(IEEJ), 2003, “定置用燃料電池の普及展望と課題,” IEEJ: 2003年 2月掲載.

リードエグジビションジャパン株式會社, 2005, 第1回國際燃料電池展 (1st International Fuel Cell Expo (FC EXPO 2005), 2005. 1. 19 - 21, 東京ビッグサイト會議棟.

EC, 2004, *European Hydrogen and Fuel Cell projects*, Sixth Framework Programme, EUR 21241, ISBN 92-894-8003-3

EC, 2004, *Hydrogen Energy and Fuel Cells, A Vision of Our Future*, High Level Group for Hydrogen and Fuel Cells.

EC, 2004, *Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020-2030)*, Institute for Prospective Technological Studies (IPTS), March 2004.

EC, 2005, *Strength, Weaknesses, Opportunities and Threats in Energy Research*, Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems, EUR 21612.

Fuel Cells Canada, 2003, *Canadian Fuel Cell Commercialization Road map*.

IEA (International Energy Agency), 2004, *Hydrogen & Fuel Cells, Review of National R&D Programs*.

IEA (International Energy Agency), 2004, *In*

- Pursuit of the Future. 25 years of IEA Research towards the realization of Hydrogen Energy Systems.* Hydrogen Implementing Agreement.
- National Research Council and National Academy of Science, 2005. *The Hydrogen Economy. Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs.* Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use.
- Rosenberg, S. 2002. *US DOE Hydrogen Development Program : A perspective.*
- Solomon, Barry D. and Abhijit Banerjee. 2004. "A Global Survey of Hydrogen Energy Research, Development and Policy." *Energy Policy.* 2004.
- US DOE, 2002. *A National Vision of America's Transition to Hydrogen Economy - 2030 and Beyond,* National Hydrogen Meeting, 2001, 11, 15-16
- US DOE, 2002. *National Hydrogen Roadmap,* National Hydrogen Energy Roadmap Workshop, 2002, 11.
- US DOE, 2003. Office of Fossil Energy - *Hydrogen Program Plan. Hydrogen from Natural Gas and Coal: The Road to a Sustainable Energy Future.*
- US DOE, 2004. *Hydrogen Posture Plan.* An Integrated Research, Development, and Demonstration Plan.
- US DOE, 2004. *FutureGen. Integrated Hydrogen, Electric Power Production and Carbon Sequestration Research Initiative. Energy Independence through Carbon Sequestration and Hydrogen from Coal.* March 2004.



상향식 모형(MARKAL)을 이용한 시멘트산업의 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량 추정



노 동 운
에너지경제연구원 연구위원

〈 목 차 〉

- | | |
|-------------------------------|--------------------------|
| I. 시멘트산업의 에너지 소비 및 온실가스 배출 추이 | IV. 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량 |
| II. 시멘트 제조과정 및 에너지 흐름도 | V. 결론 |
| III. 분석 모형 | 참고문헌 |

우리나라는 교토의정서 기간(2008-2012년)에 온실가스를 의무적으로 감축해야 할 필요는 없으나 온실가스 배출 증가속도나 온실가스 배출량이 높은 수준임을 고려할 때 2012년 이후에는 세계적인 온실가스 감축노력에 동참해야 한다는 압력을 받고 있다. 이러한 상황에서 국내의 온실가스 감축 잠재력을 파악한다면 향후 국제적인 협상이나 우리나라의 에너지 절약 및 온실가스 감축 정책수립에 도움이 될 수 있을 것으로 생각된다. 본 연구의 목적은 상향식 최적화(bottom-up optimization) 모형인 MARKAL을 이용하여 시멘트산업의 에너지 절약 잠재량과 온실가스 감축 잠재량을 추정하는 것이다.

I. 시멘트산업의 에너지 소비 및 온실가스 배출 추이

1. 에너지 소비 추이

우리나라 시멘트 생산 및 소비는 1980년대의 올림픽 특수와 신도시 개발, 1990년대의 도시건설, 주택건설과 도로공사 등 사회간접자본 확충사업으로 인해 지속적인 증가세를 나타내고 있다. 시멘트 생산량은 1991년 38,335천 톤에서 2003년 59,194천 톤으로 연평균 3.69%, 시멘트 소비량 역시 1991년 37,115천 톤에서 2003년 58,302천톤으로 연평균 3.84% 증가했다. 1998년에는 금융위기의 영향으로, 2004년에는 경

〈표 1〉 우리나라 시멘트 수급 추이(천톤)

	1991년	1995년	2000년	2003년	2004년	증가율('91-'04)
시멘트 생산	38,335	55,130	51,255	59,194	54,330	2.7%
-슬래그 시멘트	1,710 (4.5%)	3,609 (6.5%)	5,074 (9.9%)	7,847 (13.3%)	8,736 (16.1%)	13.4%
-클링커 생산	34,999	51,894	45,719	51,575	48,251	2.5%
시멘트 수출	1,228	966	3,945	2,612	2,641	9.6%
시멘트 수입	7,160	2,082	518	1,809	3,398	9.4%
시멘트 국내소비	37,115	56,502	48,000	58,302	54,942	3.1%

자료 : 한국양회공업협회, 시멘트통계연보, 2003, 2004

〈표 2〉 시멘트산업의 에너지 소비 추이(천TOE, %)

	1990년	1995년	2000년	2003년	증가율('90-'03)
B-C	67(2.4%)	220(4.9%)	41(1.1%)	29(0.7%)	-6.24%
유연탄	2,450(86.5%)	3,797(83.7%)	3,175(86.1%)	3,502(86.3%)	2.79%
전력	314(11.1%)	521(11.5%)	471(12.8%)	527(13.0%)	4.06%
계	2,831	4,538	3,687	4,058	2.81%

자료 : 한국양회공업협회, 시멘트 통계연보

기하락으로 생산과 소비가 큰 폭으로 감소한 바 있다.

생산비 절감 및 이산화탄소 감축 기술의 하나로 1978년에 처음 도입된 고로 슬래그 시멘트 생산이 빠르게 증가하고 있다. 2003년 고로 슬래그 시멘트 생산량은 7,847천 톤에 이르러 1991년(생산량 1,710천 톤) 이후 연평균 13.5%의 높은 증가세를 나타내고 있다. 슬래그 시멘트가 전체 시멘트 생산량에서 차지하는 비중은 1991년의 4.5%에서 2003년에는 13.3%로 급상승했으며 시멘트 생산 및 소비가 감소한 2004년에도 슬래그 시멘트 생산량은 증가세를 나타내고 있다.

현재 시멘트산업에서 소비되고 있는 에너지는 중유(B-C), 유연탄, 전력 및 대체에너지(AMR : Alternative Fuel and Raw Materials)이며 이중에서

중유와 유연탄 및 전력이 에너지 소비량의 대부분을 차지하고 있다. 중유와 유연탄은 모두 직접가열용(주로 킬른 연료용)으로 사용되고 있으며 전력은 동력용(주로 분쇄용, 혼합용)으로 사용되고 있다. 이들 연료 이외에 휘발유, 등유, 경유 및 도시가스가 사용되고 있으나 그 소비량은 전체 에너지 소비량에 비하면 극히 미미한 수준이며¹⁾ 시멘트 생산 공정에 직접적으로 사용되기 보다는 난방, 조명 및 기타용으로 사용되고 있다.

우리나라 시멘트산업의 2003년 에너지 소비(4,058천TOE)는 1990년(2,831천TOE) 이후 연평균 2.8%의 속도로 증가했다. 중유 소비는 1994년을 정점으로 감소하여 연평균 -6.24% 감소한 반면 전력소비는 4.06%, 유연탄 소비도 2.79%의 속도로 증가했다. 시

1) 2002년의 에너지 총조사에 의하면 이들 세 연료를 제외한 나머지 연료의 소비량은 시멘트 제조업에 사용된 에너지 소비량(4,146천TOE)의 2.5%에 불과한 것으로 나타나고 있다.

이슈 진단

멘트 산업이 석유위기를 계기로 중유를 가격, 공급 안정성 및 원료 확보가 유리한 유연탄으로 대체한 노력이 연료별 소비추이를 결정하는 한 요인으로 작용하고 있다.

2003년의 경우 에너지 소비량의 86.3%는 유연탄이, 전력은 13.0%, 나머지 0.7%는 중유가 차지하고 있어 유연탄이 시멘트산업의 주요 에너지임을 알 수 있다. 1990년과 비교하면 유연탄의 비중은 소폭 하락, 중유는 상당폭 하락, 전력은 상승했으며 전력의 비중 상승은 전력이 유연탄과 중유, 특히 중유의 소비를 대체한 것에서 기인하고 있다.

시멘트 생산량을 기준으로 한 에너지 소비 원단위는 지속적으로 개선되고 있는 추이를 나타내고 있다. 에너지소비/시멘트 생산량 원단위(TOE/톤)는 1990년의 0.084에서 지속적으로 하락하여 2003년에는 0.069에

이르렀다. 또한 클링커 생산량을 기준으로 한 에너지소비/클링커생산 원단위(TOE/톤) 역시 1990년의 0.097에서 2003년에는 0.079로 개선되었다.

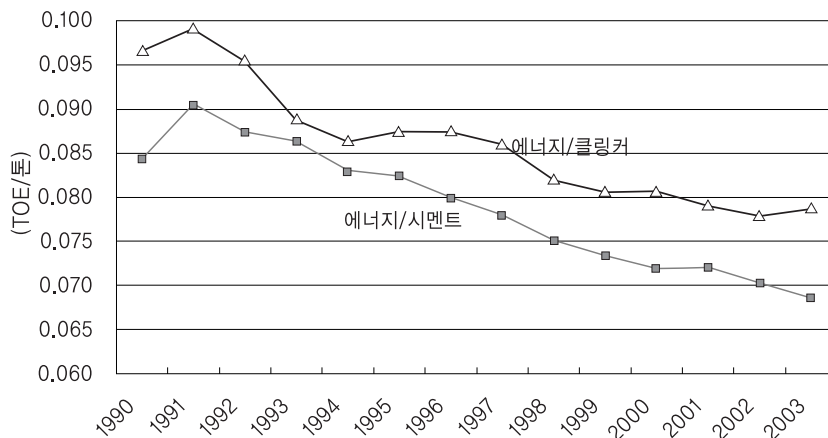
에너지 소비 원단위 개선은 그동안 시멘트 산업이 지속적으로 추진했던 에너지 절약 대책의 결과로 풀이된다. 소성공정(kiln)에서 반건조식 Lepol 및 4단 SP 공정이 건조식 NSP 공정으로 개체되었으며 분쇄 공정에서는 볼 밀(ball mill)이 롤러 밀(roller mill)로 교체되었으며 슬래그 시멘트 생산량이 확대된 것도 한 요인이다²⁾.

2. 온실가스 배출 추이

연료연소에 의한 시멘트산업의 CO₂ 배출량은 2003년에 4,570천TC로서 1990년(3,053천TC) 이후 연평

〈그림 1〉 시멘트 및 클링커 대비 에너지소비 원단위 추이

에너지소비/시멘트, 클링커 원단위 추이



2) 슬래그 시멘트의 석회석 사용량은 포틀랜드 시멘트에 비해 42% 낮은 수준이며 유연탄 소비량도 42% 낮고 전력 역시 14% 낮게 소비되는 것으로 나타나고 있다.

균 3.2% 증가했다. 전력소비에 의한 CO₂ 배출은 연평균 5.9%, 유연탄은 2.8%, 중유에 의한 온실가스 배출은 감소했다. 특징적인 점은 전력소비에 의한 CO₂ 배출량 증가속도(연평균 5.9%)가 전력소비 증가율(4.06%)보다 높다는 점인데 이는 유연탄 화력발전소의 증설로 인해 전력생산의 온실가스 배출계수가 상승했기 때문이다. 전력생산에 의한 온실가스 배출계수는 1990년의 1.273TC/TOE에서 1997년에는 1.744에 도달한 이후 하락하기 시작하여 2003년에는 1.587에 이르고 있다.

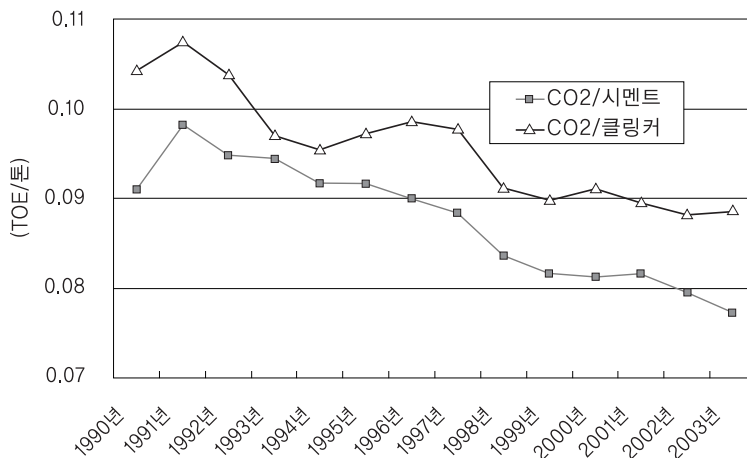
온실가스/에너지소비 원단위는 1990년의 1.078(TC/TOE)에서 지속적으로 상승하여 2003년에는 1.126에 이르러 1990년 원단위 대비 4.5% 악화되었다. 원단위 악화는 에너지 소비의 구성비 변화와 전원 구성의 변화에 의한 것으로 풀이된다. 에너지 소비량 구성비에 있어서 중유의 비중은 감소하고 유연탄과 전력의 비중은 상승했으나 특히 전력의 비중이 가장 빠르

게 상승했다. 여기에 전력생산의 온실가스 배출계수가 유연탄에 비해 15%에서 최고 75%정도 높게 나타나고 있다. 1990년의 전력생산 온실가스 배출계수는 유연탄의 배출계수(1.059TC)에 비해 약 25% 정도 높은 수준이며 1997년에는 75% 정도 높은 수준을 나타냈다. 이는 1988년 이후 증설된 유연탄 화력발전소에서 기인하고 있다.

시멘트 및 클링커 생산량 기준 온실가스 배출 원단위는 지속적으로 개선되고 있다. 시멘트 생산량당 배출된 온실가스는 1990년의 0.091(CO₂톤/시멘트톤)에서 2003년에는 0.077로 하락하여 1990년 원단위 대비 15.5% 개선되었으며 클링커 생산량당 CO₂ 배출량 역시 1990년의 0.104(CO₂톤/클링커톤)에서 2003년에는 0.089에 이르러 1990년 대비 14.4% 개선되었다. 이와 같이 시멘트 생산량과 클링커 생산량 기준의 온실가스 원단위가 개선된 것은 시멘트산업의 에너지 절약 대책의 효과로 풀이된다.

〈그림 2〉 시멘트 및 클링커 생산량 기준 CO₂배출 원단위 추이

온실가스/시멘트, 클링커 원단위 추이



이슈 진단

석회석 사용에 의한 온실가스 배출은 석회석의 성분 구성비에 의한 배출계수 차이가 발생할 수 있으나 그 차이는 미미한 수준인 것으로 알려지고 있다(WBCSD, 2002). 우리나라의 경우 석회석의 석회 성분비(fraction of CaO)는 평균 64.6%이므로 클링커 기준 CO₂ 배출계수는 클링커 톤당 0.5068 CO₂톤에 이르는 것으로 나타나고 있다(WBCSD, 2002, 유동현, 1995). 우리나라 시멘트산업의 석회석 하소에서 발생한 이산화탄소 배출량은 1990년의 4,047천톤에서 2003년의 7,129천톤으로 증가하여 연평균 4.45%의 속도로 증가했다.

II. 시멘트 제조공정 및 에너지 흐름도

1. 제조공정 및 에너지 사용

시멘트산업은 주 원료인 석회석과 기타 점토질 광물 등을 혼합 분쇄하여 1,400℃ 이상의 고온에서 소성시켜 시멘트를 제조하는 산업이다. 석회질 원료와 점토질 원료를 분쇄 혼합하여, 킬른에서 가열(소성)해서 단단한 괴상의 클링커를 만들고 냉각된 클링커를 석고(CaCO₃ · 2H₂O)와 혼합, 분쇄하면 시멘트가 만들어진다. 시멘트 제조공정은 크게 석회석 채광, 원료가공, 연료가공, 열처리 및 제품화 등 5개 공정으로 구분된다.

우리나라에서 현재 주로 생산, 사용되고 있는 시멘트는 포틀랜드 시멘트와 제철공정에서 생산된 부산물인 고로슬래그를 클링커와 혼합해서 만들어지는 슬래그 시멘트로 구분된다³⁾. 석회석을 소성시켜 클링커를 제조한 이후에 클링커에 석고와 석회석을 첨가하면 포

틀랜드 시멘트가 제조되고 클링커에 슬래그를 혼합하면 슬래그 시멘트가 제조된다.

시멘트 제조공정은 석회석 채광공정에서 시작된다. 석회석 채광 공정에서는 전력과 경유가 사용되며 전력 보다는 경유 사용이 절대적으로 많은 편이다. 석회석 조쇄공정에서는 채광공정에서 채광된 석회석이 분쇄되며 에너지로는 전력이 사용되고 있다.

사전혼합 및 저장 공정에서는 원료의 성상을 균일하게 조절한 후 원료 적치장에 저장하며 에너지로는 전력이 사용되고 있다. 원료분쇄 공정에서는 사전혼합 및 저장단계에서 제조된 석회석에 철질, 점토질, 규산질과 기타 부원료를 혼합하여 분쇄하며 동 공정에서는 전력이 사용되며 예열 및 소성 공정에서 회수된 부생 에너지가 사용되기도 한다.

원료혼합 및 저장 공정에서는 전력을 사용하여 이들 원료를 혼합하여 저장하게 되는데 여기에서 사용된 전력의 양은 그렇게 많은 편은 아니다. 고체연료 분쇄 공정에서는 전력을 사용하여 유연탄을 분쇄하는데 동 공정에서는 유연탄이 물질로 사용되며 에너지로는 전력이 사용되고 예열 및 소성 공정과 클링커 냉각 공정에서 발생된 부생 에너지가 사용되고 있다.

예열 및 소성 공정은 석회석을 예열시킨 뒤 킬른에서 1,450℃의 고온으로 소성시키는 공정으로서 시멘트 산업에서 사용되고 있는 대부분의 유연탄이 동 공정에서 사용되고 있다. 동 공정에서는 유연탄과 B-C유, pet coke, 타이어, 재활용 석유가 사용되고 있으며 시멘트산업에서 사용된 에너지의 대부분이 동 공정에서 사용되고 있다.

킬른에서 소성된 석회석을 200℃로 급속 냉각시키

3) 슬래그 시멘트는 혼합시멘트의 한 종류이지만 우리나라에서는 슬래그 시멘트만 생산되고 있기 때문에 본 연구에서는 혼합 시멘트 대신 슬래그 시멘트로 통일하기로 한다.

는 냉각 공정에서는 전력이 사용되고 있다. 냉각 과정에서 발생된 열은 회수되어 다른 공정(예열 및 소성, 고체연료 분쇄, 시멘트 분쇄)의 부생 에너지로 사용되며 일부는 전력을 생산하는데 사용되기도 한다. 다음 단계인 클링커 저장 공정에서는 전력을 사용하여 클링커를 저장하며 전력의 사용은 적은 규모에 그치고 있다.

시멘트 분쇄 공정에서는 클링커 저장시설에서 배출된 클링커가 석고와 석회석, 회분, 슬래그 및 기타 물질과 혼합되어 분쇄되는 공정으로서 상당량의 전력이 사용되고 있다. 동 공정에서는 석고를 제외한 혼합재의 양은 5% 이내로 규정되어 있다. 시멘트 분쇄 공정 이후의 공정인 포틀랜드 시멘트 저장 공정에서는 소량의 전력이 사용되고 있다. 포틀랜드 시멘트 제조 공정의 마지막 단계인 포틀랜드 시멘트 포장 공정에서는 전력이 사용되고 있다.

슬래그 시멘트 제조 공정은 크게 슬래그 분쇄, 슬래그 시멘트 혼합, 출하 등 세 공정으로 구분된다. 석회석 대신 클링커와 슬래그의 비율을 55:45로 혼합하여 분쇄하는 슬래그 분쇄공정에서는 상당량의 전력이 사용되고 있으며 슬래그를 건조시키기 위해 고온의 가스(hot gas)를 생산하는 시설(hot gas generator)에서는 B-C유, 코크스, 재활용 석유와 전력이 사용되고 있다. 다음 공정인 슬래그시멘트 혼합공정에서는 분쇄된 슬래그에 클링커를 혼합하여 슬래그 시멘트를 제조하게 되며 소량의 전력이 사용되고 있다. 슬래그 시멘트 제조의 마지막 공정인 출하 공정에서는 소량의 전력이 사용되고 있다.

2. 기준 에너지 시스템(RES)

기준 에너지 시스템(Reference Energy System)은

분석대상 에너지 시스템을 에너지 공급에서 최종 소비까지의 에너지 및 물질의 흐름을 나타내는 흐름도(network diagram)로 정의될 수 있다. 기준 에너지 시스템은 물질과 에너지와의 기술적인 관계가 명확하게 정의되어야 하기 때문에 물질이나 에너지 흐름 위주의 어느 방법으로 작성 가능하다. 기준 에너지 시스템은 수요(demand), 에너지 공급원(energy source), 흡수(sinks), 기술(technologies) 및 재화(commodities)로 구성되어 있다.

수요는 에너지 시스템에서 충족되어야 할 에너지 서비스(energy service)로서 난방면적, 수송거리, 철강 생산량, 시멘트 생산량 등이 이에 해당된다. 에너지 공급원은 다양한 에너지 운반체(energy carrier)를 확보하는 방법을 나타내는 것으로서 에너지 채광(mining)이나 에너지 수입이 여기에 해당된다. 흡수는 에너지 수출을 의미하며 기술은 에너지 운반체를 다른 형태의 에너지 운반체로 변형시키거나 유효에너지 서비스(useful energy service)로 변형시키는 기술로서 자원기술(resource technology), 전환기술(conversion technology), 변환기술(transform technology), 가공기술(process technology), 수요 기술(demand technology) 등이 해당된다. 재화는 에너지원, 흡수, 기술 및 수요에서 사용되거나 생산되는 에너지 운반체, 에너지 서비스, 물질 및 오염물질을 의미한다.

포틀랜드 및 슬래그 시멘트 1톤을 생산하는데 소요되는 에너지 및 물질의 흐름을 표현하는 우리나라 시멘트산업의 기준 에너지 시스템(RES)은 다음 표와 같이 표현될 수 있다. 기준 에너지 시스템은 통상 최종 수요를 생산하기 위한 에너지 및 물질사용의 원단위로 표현하는 것이 효율적이다.

이슈 진단

〈표 3〉 시멘트산업의 기준 에너지 시스템(RES)

공정	세부공정	에너지(Mcal/톤)		물질 흐름(톤/톤)		
		종류	투입량	물질	투입량	산출량
채광	석회석 채광	전력 경유	0.53 50.88	석회석	1.98	1.86
원료가공	석회석 조쇄/사전혼합 및 저장	전력	2.76	석회석	1.86	1.86
	원료분쇄/원료혼합 및 저장	전력	26.65	석회석 철질 점토질 규산질 기타	1.86 0.02 0.1097 0.0208 0.0100	1.62
연료가공	고체연료(유연탄)분쇄	전력	3.76	유연탄	0.13	0.13
열처리	예열 및 소성	유연탄 B-C유 pet coke 타이어 정제유 재활용 연료	629.52 2.90 0.03 25.73 0.41 15.81	석회석	1.62	1.5
	냉각/클링커 저장	전력	22.72	클링커	1.5	1.5
제품화	포틀랜드 시멘트분쇄/저장	전력	32.33	클링커 석고 석회석 회분 슬래그 기타	1.5 0.0308 0.0089 0.0005 0.0203 0.0009	1.02
	시멘트 포장	전력	2.94	시멘트	1.02	1.0
슬래그 분쇄	hot gas 발생기	전력 B-C 유 코크스 정제유	0.003 888.015 5.696 14094.99	hot gas	1.0	1.0
	슬래그 분쇄	전력	30.330	클링커 슬래그 석고 회분 STS 슬러지 기타	0.544 0.466 0.046 0.005 0.004 0.001	슬래그 시멘트 0.828
슬래그 시멘트 혼합	슬래그 시멘트 혼합	전력	0.670	슬래그시멘트 클링커	0.828 0.189	슬래그시멘트 1.0
포장	슬래그시멘트 포장			슬래그시멘트	1.0	1.0

우리나라 시멘트산업에서 운영되고 있는 세부공정에는 17개로 분류되어 있다(2001년 기준)⁴⁾.
별 기존기술의 설비는 34개로 분류되어 있으며 신기술

4) 세부 기술목록은 에너지관리공단(2004.6)과 에너지경제연구원(2005)을 참조할 것

III. 분석 모형

1. 분석 모형

온실가스 감축 잠재량 및 에너지 절약 잠재량을 추정하기 위해 본 연구에서는 상향식 최적화 모형(bottom-up optimization model)인 MARKAL이 사용되었다. MARKAL(MARKet ALlocation)은 에너지 관련 수급 및 환경 관련 제약조건에서 최종수요를 충족시키는 최소비용의 에너지 시스템을 선택하는 모형이다. MARKAL은 동적 선형계획 모형(dynamic linear programming model)으로서 부분균형 접근방법에 해당된다⁵⁾.

목적함수에는 비용함수가 사용되고 있으며 비용함수는 기술의 투자비, 고정유지비용과 연료비용, 잔존가치 등을 포함하고 있다. 제약조건으로는 전력, 열 및 모든 에너지의 수급 균형, 부하, 오염물질 배출에 관한 제약 등이 있다. 모형에서 결정되는 변수(decision variables)는 1차 에너지의 수출입 및 국내 생산량(공급량), 각종 기술(자원기술, 전환기술, 가공기술, 수요기술 등)의 투자 규모와 설비용량 및 활동 수준, 오염물질 배출량 등이다⁶⁾.

MARKAL에서는 수요와 공급이 일치하는 점에서 균형 가격이 결정되며 따라서 각 재화의 균형가격은 재화의 시스템 한계가치(marginal system value)와 일치하게 된다. MARKAL에서는 목적함수가 비용함수로

정의되기 때문에 각 제약조건에는 쌍대변수(dual variable)가 존재하게 되며 균형가격에서 이러한 쌍대변수를 잠재가격(shadow price)⁷⁾으로 정의하고 있다. 즉, 잠재가격은 한 재화에 대한 제약조건의 우변항(righthand-side) 값을 한 단위 완화(증가 혹은 감소)시킬 경우 목적함수인 비용함수의 한계변화가 곧 해당 재화의 잠재가격이라고 할 수 있다.

2. 기준 에너지 시스템 구성 요소

실제 모형에서 사용된 기준 에너지 시스템의 구성요소는 다음과 같다. 수요(demand)는 시멘트 생산량이 사용되며 재화(commodity)중에서 에너지원은 전력, 유연탄, B-C유 이외에 경유, 석유코크스, 코크스 뿐만 아니라 페타이어, 재활용 석유, 재활용 연료(합성수지 포함)와 같은 대체에너지도 포함되어 있다. 재화중에서 물질은 클링커와 시멘트 뿐만 아니라 석회석, 석회, 점토질, 철질, 규산질, 슬래그, 석탄회, 슬러지 등이 해당되며 오염물질은 이산화탄소(CO₂)가 이에 해당된다.

화석연료는 수입되는 것으로 가정했으며 본 연구에서는 전력생산부문을 고려하지 않았기 때문에 전력 역시 수입하는 것으로 가정했다. 국내채광은 없으며 따라서 에너지 공급원(energy source)은 수입으로 국한된다. 일부 시멘트 생산시설에서는 폐열을 회수하여 전력을 생산하고 잉여 전력을 판매하고 있으나 본 연구에서는 폐열발전을 고려하지 않았기 때문에 흡수(sinks)는

5) MARKAL은 1979년에 개발되어 현재까지 IEA의 ETSAP(Energy Technology Systems Analysis Programme)에 의해 지속적인 모형의 개발 및 확장이 이루어지고 있으며 현재 50여 개국 이상에서 사용되고 있다. 거시경제분석기법을 결합시킨 MARKAL-MACRO, 지역간 교역을 반영한 다지역 모형(multi-region model) 등 수많은 다양한 모듈이 개발되어 있으며 이러한 다양한 모델은 MARKAL Family라고 불리우고 있다.

6) MARKAL 모형에 관한 보다 상세한 내용은 에너지경제연구원(노동운, 2005)을 참조할 것

7) 잠재가격은 규제를 받고 있는 산업이나 소비자 및 생산자가 시장 지배력을 행사하는 경우에 형성되는 가격과 시장균형가격(competitive market price)을 구별하기 위해 사용되는 경우도 있다. 즉, 규제된 산업에서 실제 경제주체가 지불하거나 받고자 하는 가격을 잠재가격으로 정의하는 경우가 이에 해당된다.

이슈 진단

〈표 4〉 시멘트산업 기준 에너지 시스템(RES)의 구성 요소

구성요소		세부 항목
수요		시멘트 생산량 전망
재화	에너지	전력, 유연탄, B-C, 경유, 코크스, 석유코크스, 페타이어, 재활용 석유, 재활용 연료
	물질	시멘트, 클링커, 석회석, 석회, 점토질, 철질, 규산질, 슬래그, 석탄회, 슬러지
	오염물질	온실가스(CO ₂)
에너지 공급원	국내 채광	해당사항 없음
	수입	전력을 포함한 모든 연료의 수입
기술	자원기술	각 에너지원에 대한 수입자원기술
	전환기술	해당사항 없음
	변환기술	해당사항 없음
	가공기술	시멘트 제조공정별 기술
	수요기술	해당사항 없음
합수		해당사항 없음

없는 것으로 가정한다.

전력은 수입되는 것으로 가정했고 열은 사용되지 않기 때문에 기술(technology)중에서 전환기술(conversion technology)이나 변환기술(transform technology)은 사용되지 않는 것으로 가정한다. 모든 에너지원은 수입하는 것으로 가정했기 때문에 각 에너지원에 대한 자원기술(resource technology)은 수입자원기술(import resource technology)로 정의되며 시멘트 제조공정의 각 기술은 가공기술(process technology)로 정의된다. 기준에너지 시스템 작성에 물질수지가 사용되었기 때문에 수요기술(demand technology)은 존재하지 않는 것으로 가정한다. 따라서 기술에는 자원기술과 가공기술만 존재하는 것으로 가정한다.

3. 자료

본 연구의 분석대상 기간은 2001년부터 2041년까지 40년이며 40년은 9개의 구간(period)으로 분할되고 각 구간은 5년 단위로 분할되어 있다. 에너지 수요와 물질 수요는 서로 기술적인 함수관계를 갖고 있기 때문에 어느 한 종류의 수요를 에너지 서비스 수요로 사용한다 할지라도 기술적인 관계에 의해 다른 수요가 추정될 수 있는 장점이 있다⁸⁾. 본 연구대상은 시멘트산업이기 때문에 시멘트 산업의 에너지 수요보다는 시멘트 생산량을 에너지 서비스 수요로 사용하도록 한다.

본 분석에서 사용되고 있는 모형(MARKAL)은 단일 지역(single region)을 상정하고 있기 때문에 최종 에

8) 예를 들면 시멘트 1톤 생산시 0.08TOE의 에너지가 사용될 경우 시멘트 생산량을 수요로 정의하면 시멘트 생산시의 에너지 소비 원단위가 변하지 않는다면 시멘트 생산량에 의한 에너지 소비량이 쉽게 추정될 수 있다. 반대로 에너지 수요 전망치를 수요로 사용할 경우 시멘트 생산량을 계산할 수 있다.

〈표 5〉 시멘트 생산량 전망(천톤)

	2001	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
시멘트 계	58,040	59,593	64,322	68,725	70,266	70,869	71,477	72,086	72,695
- 포틀랜드	51,250	51,846	55,317	59,104	59,726	60,239	61,020	61,273	61,791
- 슬래그시멘트	6,790	7,747	9,005	9,622	10,540	10,630	10,722	10,813	10,904

주 : 2001년은 실적치임

너지 서비스 수요는 시멘트 산업이 생산할 시멘트 생산량으로 정의된다. 시멘트 생산량이 시멘트산업의 부가가치와 일정한 기술적인 관계를 갖게 될 것이라는 가정에서 시멘트산업의 부가가치를 기준으로 시멘트 생산량을 전망하기로 한다. 즉, 시멘트 생산량은 시멘트산업의 부가가치에 부가가치당 시멘트 생산량 계수를 곱하는 형식으로 이루어지게 된다. 시멘트산업의 부가가치 전망치는 에너지경제연구원의 장기수요 전망(에너지경제연구원, 2005.8)에서 사용된 수치를 사용하며 부가가치당 시멘트 생산량은 1990년부터 2003년까지의 기간 평균 시멘트 생산/부가가치 원단위(15.9톤/백만원)를 사용하기로 한다. 슬래그 시멘트 생산량 비중은 전문가들의 판단에 의해 2030년에 15%에 이를 것으로 가정한다. 이와 같은 전망방법에 의하면 우리나라의 시멘트 생산은 2041년까지 연평균 0.56% 증가할 것으로 전망된다.

에너지원별 발열량은 산업자원부의 고시 발열량을 사용했으며 재활용석유의 경우에는 원유에 준해서 발열량을 계산했고 유연탄은 발전용 유연탄의 발열량을, 페타이어의 발열량은 7,500kcal/kg으로 계산했다(에너지관리공단, 2005). 에너지원별 가격은 국내 공급가격을 적용했으나 석유코크스는 수출가격을, 유연탄은

발전용 유연탄 국내 공급가격을, 코크스는 유연탄 가격을 준용했으며 페타이어는 원유 수입가격을 적용했다.

온실가스 배출계수는 IPCC의 배출계수를 사용했으며 전력은 2001년 우리나라 전력부문의 온실가스 발생량과 에너지 소비량 실적치에 근거한 배출계수를 사용했다⁹⁾. 재활용 석유와 페타이어는 원유와 동일한 배출계수를 적용했다. 대체연료(AFR)의 온실가스 배출계수는 현재 IPCC나 우리나라에서 일반적으로 정의된 기준이 없기 때문에 WBCSD(World Business Council for Sustainable Development)에서 시멘트산업의 온실가스 배출계수로 권고하고 있는 배출계수를 적용했다. pet coke 가격은 B-C유 가격의 85-90%를, 열량은 7,000Kcal/톤을 적용했으며 페타이어 가격은 톤당 1만원(mn\$0.2413/PJ)으로 계산했다. 재활용유 가격은 석유 코크스 가격과 동일하게 적용하기로 한다.

원료가격은 시멘트협회의 비공식자료를 인용하여 석회석은 톤당 약 4,500원(추정치는 4,000-5,000원/톤), 클링커는 20,000원, 포틀랜드 시멘트 완성품의 공장도 가격은 50,000원, 슬래그 시멘트 가격 역시 포틀랜드 시멘트와 동일한 가격을 적용했다. 모형에 적용되는 할인율은 7%이며 가격은 2001년도 불변가격(대미환율 1,326원/달러 적용)으로 환산했다.

9) 발전부문의 온실가스 배출계수는 발전단의 발전량을 기초로 계산했다. 따라서 소비자가 소비하는 단계의 전력 소요량을 기준으로 배출계수를 계산하기 위해서는 발전단 배출계수에 약 10%에 이르는 송·배전 손실을 감안해서 배출계수를 산출하는 것이 보다 정확한 계산방법이라고 할 수 있다.

이슈진단

〈표 6〉 에너지원별 온실가스 발열량, 배출계수 및 가격

	발열량		배출계수		가격	
중유(B-C유)	(kcal/l)	9,900	(천톤/PJ)	21.1	(mn\$/PJ)	5.64
경유	(kcal/l)	9,200	(천톤/PJ)	20.2	(mn\$/PJ)	12.62
석유코크스	(kcal/l)	10,800	(천톤/PJ)	27.5	(mn\$/PJ)	4.79
재활용석유	(kcal/l)	10,000	(천톤/PJ)	21.8	(mn\$/PJ)	4.37
석탄(유연탄)	(kcal/kg)	6,600	(천톤/PJ)	25.8	(mn\$/PJ)	1.48
코크스	(kcal/kg)	6,500	(천톤/PJ)	29.5	(mn\$/PJ)	1.48
전력	(kcal/kwh)	860	(천톤/PJ)	34.1	(mn\$/PJ)	16.14
타이어	(kcal/kg)	7,500	(천톤/PJ)	23.2	(mn\$/PJ)	0.231

자료 : 에너지관리공단, 에너지부문 온실가스 배출 감축 잠재력 시범분석, 2005. 7

4. 시나리오 설정

본 연구에서는 몇 가지의 시나리오를 설정했는데 이러한 시나리오는 온실가스 감축 정책의 대안으로 활용 가능한 경우를 상정한 것이다.

기준 시나리오(baseline)는 온실가스 의무부담이 없는 현재의 상태가 지속되며 또한 기준년도인 2001년 현재 시멘트산업의 기술구성이 분석대상 기간(2001-2041년)에 지속된다는 가정에서 출발하고 있다. 즉, 기준년도의 각 기술의 생산능력이 2021년까지 최소한 10%를 유지한다는 가정을 설정한 시나리오이다. 시멘트산업에서 사용되고 있는 대부분의 기술 수명이 30년에서 50년에 이르고 있다는 점과 현재의 생산시설이 1970년대에 건설되어 1990년대에는 신기술로 대체되었다는 점을 감안하면 합리적인 시나리오로 평가할 수 있다.

신기술도입 시나리오는 기준년도인 2001년 현재 파악된 신기술이 시멘트산업에 도입될 수 있다는 가정을 전제로 한 시나리오이다. 파악된 17개의 신기술중에서 자료가용 가능성 및 도입 가능성을 고려하여 5 개의 신

기술을 분석 대상으로 선정했다. 예열 및 소성공정에서는 태양열 소성(solar lime kiln)과 킬른 연소용 버너 팁 개선(advanced burner tip for kiln), 시멘트분쇄에서는 예비분쇄장치(polycom roller mill), 호로밀(horo mill) 및 고효율 분급기(high performance separator)가 신기술로 모형에 반영되었다.

슬래그 시멘트 비율 확대 시나리오는 슬래그 시멘트의 비율을 2021년 이전까지는 14%에서 18%로 상향 조정하고 2021년 이후에는 15%에서 20%로 상향 조정하는 시나리오이다. 이는 기존의 포틀랜드 시멘트를 슬래그 시멘트가 대체하는 경우를 상정한 시나리오로서 일본과 같이 정부가 온실가스 감축 및 에너지 절약 을 위해 혼합시멘트의 비율을 확대하는 규제를 도입하거나 이를 촉진하는 경우를 상정한 시나리오로 해석할 수 있다.

페타이어 사용 확대 시나리오는 페타이어가 유연탄 소비를 대체(10%, 20%, 30%, 40% 대체)하는 시나리오이다. 유연탄은 소성공정의 NSP 킬른에서 대부분 소비되고 있기 때문에 페타이어는 소성공정의 NSP 킬른에서 유연탄을 대체하는 것으로 가정한다.

〈표 7〉 탄소세 부과시 에너지 가격 상승

	배출계수 (천TC/PJ)	가격 (mn\$/PJ)	열량 환산 탄소세 수준(\$/TC)				
			(\$10)	(\$100)	(\$200)	(\$300)	
						가격	상승율
B-C유	21.1	5.64	0.211	2.11	4.22	6.33	112%
경유	20.2	12.62	0.202	2.02	4.04	6.06	48%
석유코크스	27.5	4.794	0.275	2.75	5.5	8.25	172%
재활용석유	21.8	4.37	0.218	2.18	4.36	6.54	150%
전력	34.1	16.14	0.341	3.41	6.82	10.23	63%
유연탄	25.8	1.48	0.258	2.58	5.16	7.74	523%
코크스	29.5	1.48	0.295	2.95	5.9	8.85	598%

〈표 8〉 에너지세 부과시 에너지 가격 상승

	발열량 (Kcal/l)	가격 (mn\$/PJ)	열량 환산 에너지세 수준(\$/TOE)				
			(\$10)	(\$100)	(\$200)	(\$300)	
						가격	상승율
B-C유	9,900	5.64	0.239	2.389	4.778	7.167	127%
경유	9,200	12.62	0.239	2.389	4.778	7.167	57%
석유코크스	10,800	4.79	0.239	2.389	4.778	7.167	149%
재활용석유	10,000	4.37	0.239	2.389	4.778	7.167	164%
전력	860	16.14	0.239	2.389	4.778	7.167	44%
유연탄	6,600	1.48	0.239	2.389	4.778	7.167	484%
코크스	6,500	1.48	0.239	2.389	4.778	7.167	484%

탄소세 도입 시나리오는 2011년부터 탄소톤(TC)당 \$10-\$1,000의 이산화탄소세를 부과하는 경우를 상정한 것으로 온실가스 감축과 에너지 절약 및 저탄소 에너지로의 전환 가능성을 분석하기 위한 시나리오이다. 탄소톤당 \$300의 탄소세를 부과할 경우 기준가격에 비해 가격이 가장 큰 폭으로 상승하는 에너지는 전력(mn\$10.2/PJ의 가격 상승)이며 다음으로는 코크스(mn\$8.85/PJ), 석유코크스(mn\$8.25/PJ) 순으로 되어 있다. 이러한 가격 상승 수준은 에너지 열량당 온실가스 배출계수와 직접적으로 상관관계가 있다. 가격 상

승비율에서는 코크스가 가장 높게 상승(598%)하고 다음으로는 유연탄(523%), 석유코크스(172%)순으로 가격 상승이 클 것으로 예상된다.

에너지세 도입 시나리오는 2011년부터 에너지 열량(TOE)당 \$10-\$1,000/TOE의 에너지세를 부과하는 경우이다. 에너지세는 에너지 소비를 억제시키거나 에너지 소비 원단위가 낮은 기술의 선택을 촉진시킬 것으로 예상된다. 또한 에너지세는 에너지원별 가격이 상이하게 상승하기 때문에 에너지원간 대체를 촉진시킬 것으로 예상된다. \$300/TOE의 에너지세를 부과할 경우 가

이슈 진단

격이 가장 큰 폭으로 상승하는 에너지는 유연탄과 코크스(484% 상승)이며 재활용 석유와 석유코크스(각각 164%, 149%), B-C유(127%)순으로 상승할 전망이다. 반면 기준가격이 높게 형성되어 있는 경유와 전력의 가격 상승폭은 각각 57%, 44%에 그칠 것으로 예상된다.

연료가격 상승 시나리오는 현재 시멘트산업에서 사용되고 있는 석유, 석탄 및 전력의 가격이 상승하는 경우를 상정함으로써 연료간 대체 가능성과 온실가스 감축 및 에너지 절약 효과뿐만 아니라 연료가격 상승이 시멘트산업의 경영에 미칠 영향을 분석하기 위한 것이다. 여기에는 석유류 가격이 상승하는 고유가 시나리오, 석탄가격 및 전력 가격 상승 시나리오로 구분된다.

IV. 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량

상향식 최적화 모형인 MARKAL을 이용한 우리나라 시멘트산업의 온실가스 감축 및 에너지 절약 잠재량 분석 결과는 분석기간(2001~2041년)을 5년 단위로 분할되어 서술했다. 기준년도인 2001년의 경우는 분석결과가기 보다는 모형의 현실화를 위한 조정으로 해석하

는 것이 바람직할 것이다.

시나리오의 효과는 탄소세 \$300/TC, 에너지세 \$300/TOE, 페타이어 사용확대 30%, 연료가격 100% 상승을 기준으로 서술하기로 한다.

1. 에너지 절약 잠재량

1) 에너지 소비량 전망

시멘트산업의 에너지 소비는 2001년의 168.3PJ(4,039천TOE)에서 지속적으로 증가하기 시작하여 2041년에 205.2PJ(4,925천TOE)에 이르러 연평균 0.5% 증가할 것으로 전망된다. 에너지 소비는 기본적으로 시멘트 소비전망에 의해 좌우되는 것이 본 분석 모형의 특징이다. 유연탄의 소비량은 2001년의 124.9PJ(2,995천 TOE)에서 2041년에는 155.0PJ(3,720천TOE)에 이르러 연평균 0.5%의 속도로 증가할 것이며 전력의 소비량은 2001년의 24.4PJ(586천TOE)에서 2041년에는 26.5PJ(636천 TOE)로 증가하여 연평균 0.2% 증가할 것으로 전망된다. 유연탄의 소비 비중은 2001년의 74.2%에서 2041

〈표 9〉 기준안의 에너지원별 수요 전망(단위 : PJ)

	2001	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
중유	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
경유	5.5	5.5	5.9	6.3	6	6	6.1	6.3	6.5
석유코크스	4.3	4.3	4.6	4.9	5	5	5.1	5.2	5.4
유연탄	124.8	124	132.3	141.4	142.9	144.1	146	150.4	155
코크스	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
전력	24.4	23.8	24.4	24.9	24.6	24.7	25.1	25.8	26.5
재활용유	4.8	5.2	5.5	5.9	6	6	6.1	6.3	6.5
재활석유	0.5	0.6	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
페타이어	3.7	3.2	3.5	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	4
합계	168.3	167	177.3	188.3	189.4	190.9	193.4	199.2	205.2

년에는 75.5%로 상승하지만 전력의 소비 비중은 2001년의 14.5%에서 2041년에는 12.9%로 낮아질 전망이다. 따라서 2041년까지 유연탄은 전체 에너지 소비의 가장 큰 비중을 차지함에 따라 향후에도 주종 에너지로서의 위치를 유지할 것으로 전망된다. 전력은 유연탄 다음의 높은 비중을 유지할 것으로 예상 된다.

2) 시나리오별 에너지 절약 잠재량

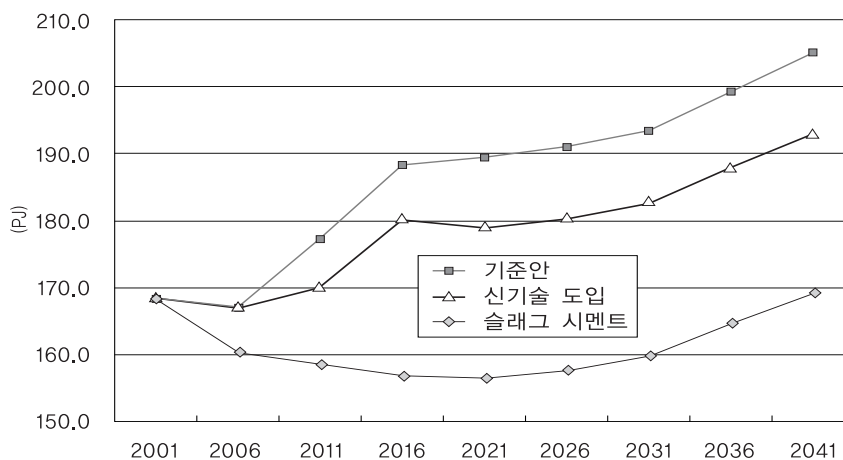
시나리오중에서 신기술 도입 시나리오가 가장 큰 에너지 절약 잠재량을 갖고 있는 것으로 나타났다. 신기술 도입시 에너지 소비는 기준안에 비해 최고 16.5% 감축될 것으로 전망되며 에너지 절약 잠재량은 33.9PJ(814천TOE)에 이를 것을 분석된다. 이는 에너지 사용 원단위가 낮은 두 기술(킬른용 버너팁 개선, 태

〈표 10〉 시나리오별 에너지 절약 잠재량(단위 : PJ, %)

	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
신기술 도입-감축량	-2.7	-7.5	-12.6	-17.5	-18.7	-24.7	-31.6	-33.9
-감축율	-1.6%	-4.2%	-6.7%	-9.2%	-9.8%	-12.8%	-15.9%	-16.5%
슬래그시멘트-감축량	0.0	-7.5	-8.1	-10.4	-10.5	-10.7	-11.5	-12.4
-감축율	0.0%	-4.2%	-4.3%	-5.5%	-5.5%	-5.5%	-5.8%	-6.0%
탄소세, 에너지세-감축량	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.1
-감축율	0.0%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
석유/석탄가격 상승-감축량	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-감축율	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
전력가격 상승-감축량	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.1
-감축율	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%

〈그림 3〉 에너지 수요 전망 및 에너지 절약 잠재량

에너지 수요 및 절약 잠재량



이슈 진단

양열 소성)이 도입되기 때문이다.

슬래그 시멘트 생산비용이 확대되는 경우 에너지 절약 잠재량은 최고 6%에 이를 것으로 분석된다. \$300/TC의 탄소세나 \$300/TOE의 에너지세 부과시 에너지 절약 잠재량은 미미한 수준(0.1%)에 그치고 있다. 연료 가격 상승 시나리오중에서 석유가격과 석탄가격의 상승은 에너지 절약에 전혀 기여하지 못하는 반면 전력가격 상승은 미미한 수준(0.1%)이나마 기여하고 있는 것으로 분석된다. 따라서 세제 도입 및 에너지 가격 인상 정책은 에너지 절약에 기여하지 못할 뿐만 아니라 시멘트산업에 대한 비용부담으로 작용할 것으로 예상된다.

3) 에너지 원별 절약 잠재량

신기술 도입의 경우 에너지 절약 잠재량이 가장 큰 규모(감축량 기준)로 이루어지는 에너지는 석탄(유연탄)이며 다음으로는 전력에서 발생할 것으로 분석된다. 이는 유연탄 사용량이 가장 높고 다음으로는 전력이 많이 사용되기 때문이다. 감축율로 살펴보면 폐타이어의 감축율이 가장 높고 다음으로 유연탄과 전력순으로 나타나고 있다.

신기술 도입의 경우 에너지 절약 잠재량(최고

16.5%)이 온실가스 감축 잠재량(최고 6.7%)에 비해 큰 폭으로 나타나는 원인은 대체되는 기술의 온실가스 배출계수 차이에서 발생하고 있는 것으로 분석된다. 즉, 예열 및 소성공정의 신기술인 킬른용 버너팁 개선(advanced burner tip)과 태양열 소성 기술(solar lime kiln)이 온실가스 배출계수가 높은 전력(34.1천톤/PJ)의 소비량보다는 온실가스 배출계수가 낮은 유연탄(25.8천톤/PJ)의 소비량을 더욱 큰 폭으로 감소시키기 때문이다.

슬래그 시멘트 확대시 에너지 절약 잠재량은 대부분의 에너지원에서 발생하고 있다. 슬래그 시멘트 제조에는 클링커의 혼합비율이 55%에 이르기 때문에 포틀랜드 시멘트에 비하면 최고 45%의 클링커 대체효과가 발생한다고 할 수 있다. 따라서 45%의 클링커 사용축소에 의한 에너지 소비 절감이 발생하며 클링커 생산은 포틀랜드 시멘트 제조공정에서 생산되기 때문에 포틀랜드 시멘트 제조공정에서 사용되는 모든 에너지에서 절감이 발생한다고 할 수 있다.

탄소세 도입이나 에너지세 도입, 그리고 에너지 가격 변화 시나리오는 모두 에너지 가격인상을 가정한 시나리오이지만 이러한 정책수단이 에너지원별 수요에 미치는 영향은 상이할 것으로 예상된다. 그러나 예상과

〈표 11〉 신기술 도입시 에너지원별 절약 감축율

	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
B-C	-	-	-	-	-	-	-	-
유연탄	-1.1%	-3.1%	-5.0%	-7.0%	-7.8%	-12.4%	-17.2%	-17.9%
코크스	-	-	-	-	-	-	-	-
경유	-	-	-	-	-	-	-	-
전력	-0.4%	-1.2%	-1.6%	-2.8%	-3.2%	-4.8%	-6.2%	-7.9%
pet.coke	0.0%	0.0%	0.0%	-24.0%	-20.0%	-13.7%	-3.8%	-3.7%
타이어	0.0%	0.0%	0.0%	-2.7%	-5.3%	-15.8%	-28.2%	-27.5%
합계	-1.6%	-4.2%	-6.7%	-9.2%	-9.8%	-12.8%	-15.9%	-16.5%

달리 탄소톤당 \$300의 탄소세를 도입하는 경우와 \$300/TOE의 에너지세를 도입하는 경우, 그리고 전력 가격을 두 배로 인상한 경우 모두 동일하게 전력 소비만 2021년과 2026년에 소폭(0.1%) 감소할 뿐 다른 에너지원의 수요에는 변화가 나타나지 않는 것으로 분석된다. 따라서 이러한 시나리오는 에너지원간 대체에 영향을 미치지 못하는 것으로 분석된다. 에너지 절약에 전혀 기여하지 못하는 고유가 시나리오와 석탄가격 상승 시나리오 역시 에너지원간 대체에 영향을 미치지 못할 뿐만 아니라 에너지 소비감소에도 기여하지 못하는 것으로 나타났다.

페타이어 사용 확대 시나리오는 에너지 절약보다는 자원절약에 기여하는 시나리오이다. 페타이어 사용량이 유연탄 사용량의 30%를 대체할 경우 2011년에 약 43.2PJ의 유연탄 소비량이 페타이어로 대체될 것으로 분석된다.

4) 신기술 도입에 대한 세제 및 가격 상승 효과

앞에서 분석된 탄소세와 에너지세 및 연료가격 상승 시나리오는 기준안을 비교 대상으로 하여 이들 시나리오의 에너지 절약 효과를 추정했다. 이는 연료가격에 영향을 미치는 탄소세 및 에너지세 도입이나 연료 가격 상승 시나리오를 신기술 도입이나 페타이어 사용 확대, 슬래그 시멘트 확대와 같은 여러 가지 정책수단의 하나로 취급하여 이들 수단의 에너지 절약 효과를 상호 비

교하기 위한 분석이다.

세제도입 및 연료가격 상승은 가격 변화를 통한 에너지 절약 및 온실가스 감축을 발생시킬 수 있다는 점에서 경제적인 수단으로 분류될 수 있다. 반면 신기술 도입이나 페타이어 사용 확대 및 슬래그 시멘트 확대는 새로운 기술의 도입에 의한 에너지 절약 및 온실가스 감축을 발생시킬 수 있다는 점에서 기술적인 수단으로 분류될 수 있다. 경제적인 수단과 기술적인 수단은 경쟁적인 수단이기도 하지만 상호 보완적으로 사용될 수 있기 때문에 세제도입은 신기술 도입이나 페타이어 및 슬래그 시멘트 확대를 촉진시킬 수 있는 보완수단으로 사용될 수 있다.

신기술 도입 시나리오에 탄소세(\$300/TC)와 에너지세(\$300/TOE)를 부과하고 석유(B-C), 석탄(유연탄), 전력의 가격이 각각 100% 상승할 경우 탄소세, 에너지세, 전력가격 상승 및 석탄가격 상승은 모두 신기술 도입 대비 최고 1.9%의 에너지 절약 잠재량을 갖고 있는 것으로 나타났다.

기준안과 비교하면 탄소세 및 에너지세와 연료가격 상승은 신기술 도입을 촉진시켜 에너지 절약 잠재량을 상승시키는 효과가 발생하지만 잠재량은 극히 낮은 수준에 그치고 있다. 이러한 분석을 통해서 세제도입이나 연료가격 상승을 통한 에너지 절약의 잠재량은 극히 제한적이라는 점을 확인할 수 있다. 또한 이들 시나리오가 시멘트산업의 비용 상승에 미칠 영향은 막대할 것이

〈표 12〉 신기술 도입 대비 시나리오별 에너지절약 효과(PJ, %)

	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
탄소세, 에너지세 -감축량	0.0	-0.1	-1.0	-3.2	-3.1	-3.1	-2.2
-감축율	0.0%	-0.1%	-0.6%	-1.9%	-1.8%	-1.8%	-1.3%
전력/석탄가격 상승-감축량	-0.1	-0.1	-1.0	-3.2	-3.2	-3.1	-2.2
-감축율	-0.1%	-0.1%	-0.6%	-1.9%	-1.9%	-1.8%	-1.3%

이슈 진단

라는 점을 고려하면 정책 유용성으로서의 활용성은 낮을 것으로 보인다.

5) 결론

종합적으로 판단하면 신기술 도입과 슬래그 시멘트 확대 시나리오는 기준안 대비 에너지 소비 감소를 통해서 에너지 절약에 상당한 기여를 할 것으로 분석된다. 반면 탄소세, 에너지세 및 전력 가격 인상 시나리오는 극히 제한적인 기간(2021-2026년)에 소폭의 전력소비 감소(0.1%)를 통해 에너지 절약에 미미하게 기여할 것으로 분석된다. 반면 석유류 가격 인상과 석탄가격 인상 시나리오는 에너지 절약에 전혀 기여하지 못한 것으로 나타났다. 신기술 도입과 비교해도 세제도입이나 연료가격 상승이 에너지 절약에 기여할 수 있는 잠재량은 극히 제한적인 것으로 나타나고 있다. 따라서 가격정책(탄소세, 에너지세, 에너지 가격 인상)을 통한 에너지 절약 유도는 그 효과가 낮으며 도입시 산업계의 비용부담으로 직결될 것으로 예상된다. 반면 신기술 도입과 슬래그 시멘트 확대는 에너지 절약 잠재량에 대한 기여가 높은 것으로 분석된다.

2. 온실가스 감축 잠재량

1) 온실가스 배출량 전망

시멘트산업의 온실가스 배출량은 2001년의 10,490천톤에서 2041년에는 13,030천톤으로 증가하여 향후 40년 동안 연평균 0.54% 증가할 것으로 전망된다. 클링커 생산에 의한 온실가스 배출량은 2001년에 6,021천톤에서 증가하기 시작하여 2041년에는 7,610천톤에 이르러 시멘트 산업 온실가스 배출량의 58.4%를 차지할 것으로 전망된다(2001년에는 57.4%). 전력소비에 의한 온실가스 배출을 제외할 경우 시멘트산업의 온실가스 배출량은 기준안의 배출량에 비해 최저 6.9%에서 최고 8.0%까지 낮아질 것으로 전망된다.

2) 온실가스 감축 잠재량

온실가스 감축 잠재량 역시 에너지 절약 잠재량의 경우와 같이 기준안 대비 잠재량과 신기술 도입 대비 잠재량으로 구분하여 설명하기로 한다.

가. 기준안 대비 잠재량

신기술을 도입하는 시나리오의 경우 온실가스 배출

〈표 13〉 시멘트산업의 온실가스 배출량 전망(천톤)

	2001	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
기준안	10,490	10,521	11,194	11,921	12,019	12,119	12,278	12,649	13,030
-클링커	6,021	6,091	6,499	6,944	7,017	7,077	7,168	7,386	7,610
(비율)	57.4%	57.9%	58.1%	58.2%	58.4%	58.4%	58.4%	58.4%	58.4%
전력소비	834	811	833	850	838	842	856	882	905
-감소율	-8.0%	-7.7%	-7.4%	-7.1%	-7.0%	-6.9%	-7.0%	-7.0%	-6.9%

주 : 전력소비에 의한 온실가스 배출량 감소율은 기준안 대비 전력소비에 의한 온실가스 배출량을 기준안의 온실가스 배출량에서 차감시킬 경우 기준안의 온실가스 배출량 대비 감소율을 의미함

량은 기준안에 비해 최고 6.7% 감소할 것으로 분석되며 이는 최고 872천톤의 온실가스 감축 잠재량에 해당되는 규모이다. 온실가스 배출량은 2006년에 0.6% 감소하여 분석기간중에서 가장 낮은 수준의 감소가 이루어지지만 감소폭은 점차 확대되어 2041년에는 감소폭이 6.7%에 이를 것으로 전망된다. 이러한 최고 감소폭은 기준 시나리오에 비해 온실가스 배출량이 최소 872천톤 감소하는 수준에 해당된다. 이는 신기술 도입에 의한 효과에서 기인하고 있다.

슬래그 시멘트 비율 확대시 온실가스 배출량은 기준안에 비해 최고 6.3% 감소될 것으로 전망된다. 온실가스 감축 잠재량은 2011년의 4.4%에서 기간이 지날수록 점차 확대되어 최고 감소폭(6.3%)은 2041년에 나타날 것으로 예상된다. 슬래그 시멘트 확대에 따른 온실가스 감축은 궁극적으로 포틀랜드 시멘트 생산에 투입될 클링커의 생산량이 감소하고 클링커 대신 슬래그를 비롯한 혼합재의 사용이 증대됨에 따라 나타나는 결과이다.

페타이어 사용 비율을 유연탄 소비량의 30%까지 확대할 경우 온실가스 배출량은 기준안 대비 1.2% 감축할 것으로 전망된다. 이러한 감축은 규모면에서 2011년에 129.6천TC 감축에서 점차 확대되어 2041년에는 최고 151.7천TC의 감축에 이를 것으로 분석된다.

반면 \$300/TC의 탄소세를 부과하는 경우와 \$300/TOE의 에너지세를 부과하는 경우 온실가스 배출량은 기준안에 비해 최고 0.01%의 감소에 그칠 것으로 전망된다. 이러한 온실가스 감축은 전력만 사용하는 공정(원료 혼합 및 저장 공정과 냉각 공정)에서 발생하고 있다. 즉, 이들 세제도입이 전력을 많이 사용하는 기술의 경쟁력을 약화시키는 대신 전력사용 원단위가 낮은 기술의 경쟁력을 강화시키기 때문이다. 따라서 이들 기술의 생산량 증감에 의한 전력 사용 원단위 개선이 소폭의 온실가스 감축에 영향을 미친 것으로 분석된다.

연료 가격 상승 시나리오의 경우에는 석탄가격이나 석유가격은 온실가스 감축에 전혀 기여하지 못하는 반면 전력가격 상승은 온실가스 감축에 소폭(0.02% 감

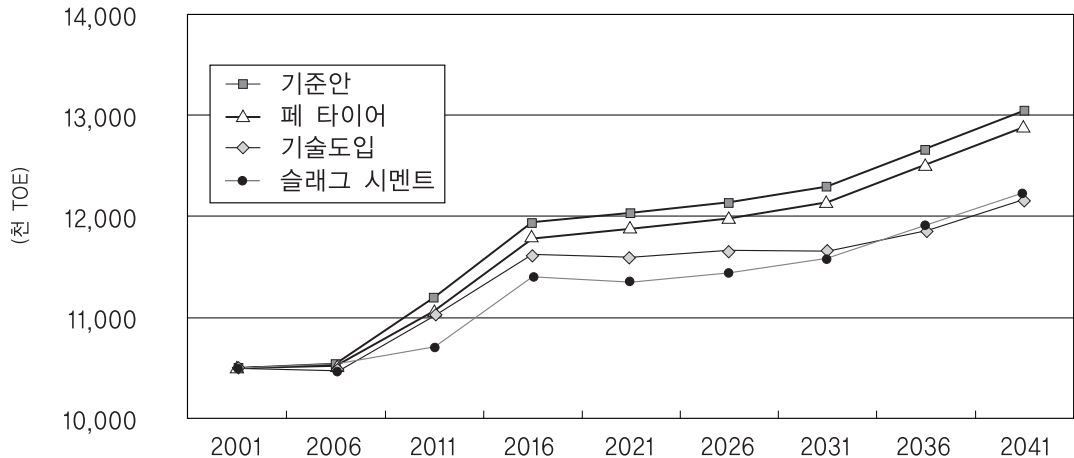
(표 14) 기준안 대비 시나리오별 온실가스 감축 잠재량(천톤, %)

	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
신기술 도입-감축량	-65	-182	-305	-431	-463	-625	-810	-872
-감축율	-0.6%	-1.6%	-2.6%	-3.6%	-3.8%	-5.1%	-6.4%	-6.7%
슬래그시멘트-감축량	0.0	-498	-533	-681	-689	-706	-762	-817
-감축율	0.0%	-4.4%	-4.5%	-5.7%	-5.7%	-5.8%	-6.0%	-6.3%
페타이어 확대-감축량	10.4	-130	-138	-140	-141	-143	-147	-152
-감축율	0.1%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%	-1.2%
탄소세, 에너지세-감축량	0.0	-1.1	-1.3	-1.3	-1.4	-1.0	-1.1	-1.0
-감축율	0.0%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%
석유/석탄가격 상승-감축량	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
-감축율	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
전력가격 상승-감축량	0.0	-1.8	-2.0	-2.1	-2.1	-1.8	-1.4	-1.2
-감축율	0.0%	-0.02%	-0.02%	-0.02%	-0.02%	-0.01%	-0.01%	-0.01%

이슈 진단

〈그림 4〉 온실가스 배출량 및 감축 잠재량

온실가스 배출전망 및 감축 잠재량



축) 기여하는 것으로 나타나고 있다. 이러한 시나리오 역시 탄소세나 에너지세 부과와 같이 전력만 사용하는 공정(원료 혼합 및 저장 공정과 냉각 공정)에서 발생하고 있다. 온실가스 감축폭이 탄소세나 에너지세 도입에 비해 약간 높게 나타나는 것은 동 공정에서의 기술간 경쟁력 차이가 더욱 크게 발생하기 때문인 것으로 분석된다.

따라서 탄소세 도입이나 에너지세 도입은 온실가스 감축에 별다른 기여를 하지 못할 뿐만 아니라 도입시 산업계에 큰 부담으로 작용할 것으로 예상된다. 전력 가격이 상승하는 경우의 온실가스 감축 잠재량 역시 극히 소폭에 그치며 석유가격이나 석탄가격 상승의 경우에는 온실가스 감축 효과가 전혀 나타나지 않고 있다는 점을 고려하면 이들 연료 가격 상승은 산업계의 비용부담으로 직결될 것으로 예상된다. 반면 신기술 도입과 슬래그 시멘트 확대는 온실가스 감축에 기여할 수 있을

것으로 예상된다. 결론적으로 탄소세나 에너지세 도입 및 연료가격 상승은 저탄소 연료로의 전환이나 에너지 절약 및 연료간 대체효과를 거의 발생시키지 못할 것으로 분석된다.

나. 신기술 대비 잠재량

탄소세, 에너지세, 연료가격 상승이 신기술 도입 시나리오와 비교하여 온실가스를 추가적으로 감축할 수 있는 잠재량은 최고 0.7%에 이를 것으로 분석된다. 이들 가격정책 시나리오의 온실가스 감축효과는 기준안 대비 이들 수단의 감축효과에 비하면 큰 폭으로 증가한 수준이다. 즉, 탄소세 및 에너지세와 전력가격 상승 시나리오의 기준안 대비 온실가스 감축효과는 0.01%에 불과한 반면 이들 시나리오의 신기술 도입 시나리오 대비 온실가스 감축효과는 최고 0.7%에 이르고 있다는 점이다. 그러나 기본적으로 온실가스 감축 잠재량 규모

〈표 15〉 신기술 도입 대비 시나리오별 온실가스 감축 잠재량(천톤, %)

	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
탄소/에너지세-감축량	-1.1	-1.3	-27.0	-85.7	-85.4	-85.4	-59.7
-감축율	0.0%	0.0%	-0.2%	-0.7%	-0.7%	-0.7%	-0.5%
석유가격 상승-감축량	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	14.3	14.3
-감축율	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
전력가격 상승-감축량	-1.8	-2.0	-27.7	-86.4	-86.1	-85.7	-59.9
-감축율	0.0%	0.0%	-0.2%	-0.7%	-0.7%	-0.7%	-0.5%
석탄가격 상승-감축량	0.0	0.0	-25.7	-84.3	-84.3	-84.3	-58.6
-감축율	0.0%	0.0%	-0.2%	-0.7%	-0.7%	-0.7%	-0.5%

가 낮은 수준에 머물고 있기 때문에 온실가스의 추가 감축규모는 미미한 수준에 불과할 것으로 분석된다. 고 유가의 경우에는 오히려 온실가스 배출량이 최고 0.1% 증가할 것으로 분석된다. 따라서 기준안 대비의 경우와 같이 신기술 도입을 대비한 경우에도 이들 세제도입과 연료가격 상승은 온실가스 감축에 별다른 기여를 하지 못할 것으로 분석된다.

3. 에너지 소비 및 온실가스 배출 원단위 전망

1) 에너지 소비 원단위 전망

기준안의 경우 우리나라 시멘트 산업의 에너지/시멘트 원단위는 2001년의 0.07(TOE/톤)에서 지속적으로 개선되어 2041년에는 0.065에 이르러 분석기간에 6.5% 개선될 것으로 전망된다. 에너지 원별 원단위에서는 에너지 소비량이 가장 많은 유연탄의 경우 원단위는 2001년의 0.052에서 지속적으로 개선되어 2041년에는 0.049에 이르러 4.8% 개선될 것으로 전망된다. 다음으로 소비량이 많은 전력의 원단위는 2001년의 0.01에서 2041년에는 0.008에 이르러 기간 평균 16.7% 개선될 것으로 전망된다. 나머지 에너지의 원단

위 역시 모두 개선될 것으로 전망된다.

시멘트 생산시 소비된 에너지를 기준으로 할 경우 우리나라의 에너지 소비 효율은 일본보다 높은 것으로 나타나고 있다. 일본의 시멘트 생산시 소비된 에너지(시멘트 제조용 에너지 소비, 자가발전에서 생산된 전력 소비량 및 구입 전력 포함)는 1990년에 0.0856TOE/톤(3,586MJ/시멘트톤)이었으며 2003년에는 0.0821TOE/톤(3,438MJ/톤)을 기록했다. 일본 시멘트산업이 1996년 12월에 설정한 2010년의 에너지 소비 원단위 목표는 1990년에 비해 약 3% 정도 낮은 0.0824TOE/톤(3,451MJ/톤)이었으나 장기 목표는 이미 2003년도에 초과 달성한 상황이다. 우리나라가 달성한 2001년의 에너지 소비 효율수준(0.07TOE/톤)은 일본의 2001년 효율 수준(0.0836TOE/톤(3,499MJ/톤)에 비해 16% 높은 수준이며 일본의 2010년 장기 원단위 목표(0.0824TOE/톤=3,451MJ/톤) 보다 15% 높은 효율 수준을 나타내고 있다.

2) 온실가스 배출 원단위 전망

시멘트산업의 연료연소와 석회석 하소에서 발생한 온실가스를 모두 포함한 시멘트산업의 온실가스 집약

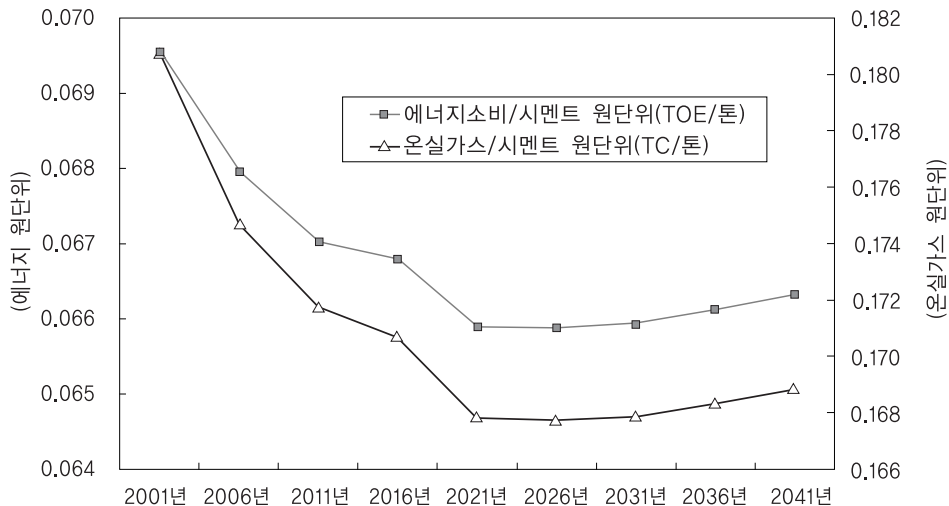
이슈진단

〈표 16〉 기준안의 온실가스/시멘트 원단위 전망(TC/톤)

	2001	2006	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041
시멘트	0.181	0.177	0.174	0.173	0.171	0.171	0.171	0.172	0.172
-연료연소	0.077	0.074	0.073	0.072	0.071	0.071	0.071	0.071	0.072
-클링커	0.104	0.102	0.101	0.101	0.100	0.100	0.100	0.100	0.101

〈그림 5〉 시멘트산업의 에너지 및 온실가스 원단위 전망

시멘트산업의 에너지 및 온실가스 원단위 전망



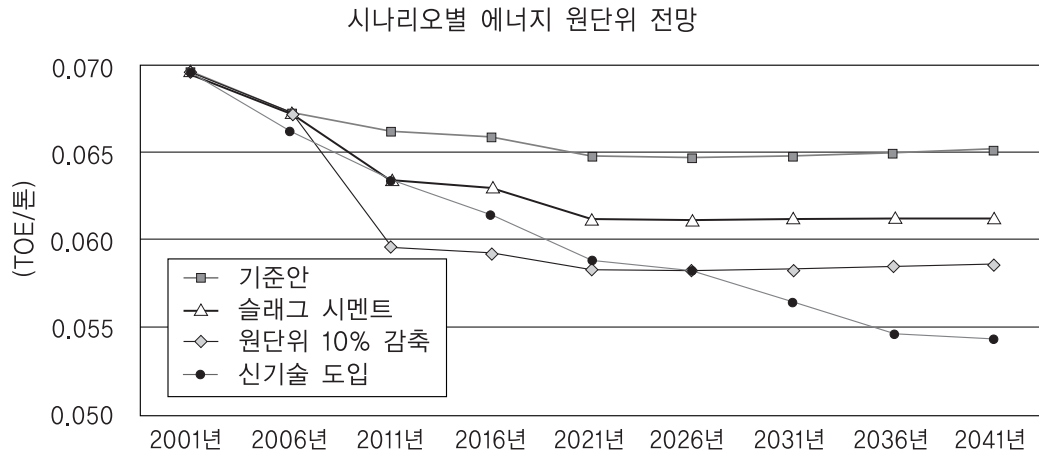
도(온실가스 배출량/시멘트 생산량)는 2001년의 0.181(톤/톤)에서 지속적으로 개선되어 2041년에는 0.171에 이르러 분석기간에 3.1% 개선될 것으로 전망된다. 온실가스 배출량을 연료연소와 클링커 생산에서 발생하는 온실가스로 구분할 경우 연료연소에서 발생한 온실가스/시멘트 원단위는 2001년의 0.077에서 2041년에는 0.072에 이르러 기간에 7.0% 개선될 전망이다. 클링커 생산에서 발생한 온실가스/시멘트 원단위는 2001년의 0.104에서 2041년에는 0.101에 이르러 3.1% 개선될 것으로 전망된다.

3) 시나리오별 원단위 전망

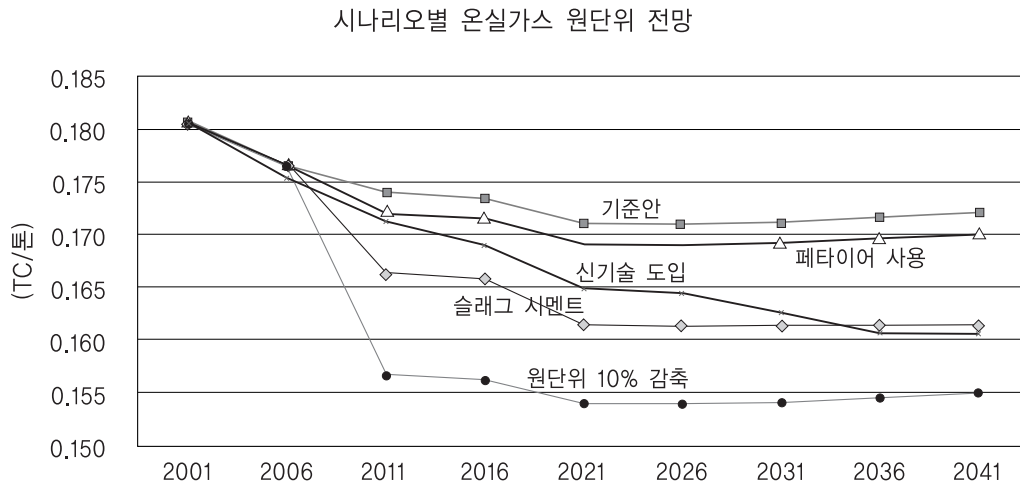
앞에서 분석된 다양한 시나리오의 에너지 소비 원단위는 이들 시나리오가 에너지 절약 잠재량에 미치는 영향만큼 기준안의 원단위에도 영향을 미치게 된다. 예를 들면 신기술 도입 시나리오는 기준안에 비해 최고 16.5%의 에너지 절약 잠재량(2041년)을 나타냄으로써 에너지소비/시멘트 생산 원단위 역시 기준안의 에너지 원단위에 비해 최고 16.5% 낮은 수준을 나타낼 것으로 예상된다.

다양한 시나리오의 온실가스 원단위 역시 이들 시나리오가 온실가스 감축 잠재량에 미치는 영향만큼 온실

〈그림 6〉 시나리오별 에너지 소비 원단위 전망



〈그림 7〉 시나리오별 온실가스 원단위 전망



가스 원단위에도 영향을 미치게 된다. 신기술 도입 시나리오의 경우 기준안 대비 최고 6.7%의 온실가스 감축 잠재량을 갖고 있는 것으로 분석되었으며 따라서 신기술 도입 시나리오의 온실가스 원단위 역시 기준안 대비 6.7% 낮아질 것으로 예상된다. 페타이어 사용 확대

시나리오의 온실가스 원단위가 기준안 다음으로 낮고 신기술 도입의 원단위가 다음으로 낮으며 슬래그 시멘트 확대의 원단위가 가장 낮은 수준을 나타내고 있다.

시나리오의 온실가스 감축 잠재량이 10% 미만에 그치는 것으로 나타남에 따라 시멘트산업의 온실가스배

이슈 진단

출/시멘트생산 원단위를 2011년부터 기준안 대비 10% 감축하는 가상적인 원단위 감축목표를 설정할 경우 대부분의 시나리오가 감축목표를 달성하지 못할 것으로 예상된다.

기준안 이외에 슬래그 시멘트 확대, 신기술 도입 및 페타이어 사용 확대 시나리오의 온실가스 원단위는 모두 기준안의 원단위보다 낮은 수준에 이를 전망이다. 이중에서 원단위가 가장 낮을 것으로 전망되는 슬래그 시멘트 확대 시나리오의 경우 2011년의 원단위(0.166)는 2001년의 원단위에 비해 8.0% 낮은 수준이다. 슬래그 시멘트 시나리오의 2021년의 원단위(0.161)는 2001년 원단위에 비해 무려 16.1% 낮은 수준이다.

이와 같은 분석은 시멘트산업의 온실가스 감축목표를 원단위로 설정할 경우 2011년의 경우 2001년의 원단위에 비해 3.7% 개선은 아무런 노력없이 달성 가능할 수 있으며(기준안의 경우) 슬래그 시멘트 확대를 추진하면 2001년 원단위에 비해 2011년에는 8.0%의 원단위 개선목표를 달성할 수 있을 것으로 판단된다.

V. 결론

시멘트산업의 에너지 소비량은 2001년의 168.3PJ에서 2041년에 205.2PJ에 이르러 연평균 0.5% 증가하며 유연탄의 소비 비중은 2001년의 74.2%에서 2041년에는 75.5%로 상승하지만 전력의 소비 비중은 2001년의 14.5%에서 2041년에는 12.9%로 낮아질 전망이다. 따라서 2041년까지 유연탄은 주종 에너지로서의 위치를 유지할 것으로 전망된다.

신기술 도입시 에너지 절약 잠재량은 최고 16.5%(33.9PJ=814천TOE)에 이르며 유연탄과 전력의 소비절약이 가장 큰 폭으로 이루어질 전망이다. 슬래그

시멘트의 생산비율 확대시 에너지 절약 잠재량은 최고 6%에 이르며 절약은 모든 에너지원에서 발생될 것으로 전망된다. 탄소세나 에너지세 도입시 에너지 절약 잠재량은 극히 미미한 수준(0.1%)에 그치며 에너지 가격 변화 시나리오중에서 석유가격과 석탄가격 상승은 에너지 절약에 기여하지 못하는 반면 전력가격 상승은 미미한 수준(0.1%)이나마 기여할 것으로 분석된다. 따라서 가격정책을 통한 에너지 절약은 시멘트산업계의 비용부담으로 작용할 것으로 예상된다.

시멘트산업의 온실가스 배출량은 2001년의 10,490천톤에서 지속적으로 증가하여 2041년에는 13,030천톤으로 증가하여 연평균 0.54% 증가할 것으로 전망된다. 전력소비에 의한 온실가스 배출량을 제외할 경우 시멘트산업의 온실가스 배출량은 기준안의 배출량에 비해 최저 6.9%에서 최고 8.0%까지 낮아질 것으로 전망된다.

신기술을 도입할 경우 온실가스 배출량은 기준안에 비해 최고 6.7%(872천톤) 감소할 것으로 전망된다. 신기술 도입의 에너지 절약 및 온실가스 감축은 예열 및 소성공정의 버너연소 개선(advanced burner tip)과 태양열 소성 킬른(solar lime kiln)의 도입에 의한 효과에서 기인한 것으로 해석된다.

슬래그 시멘트 비율 확대시 온실가스 배출량은 기준안에 비해 최고 6.3%(817천TC) 감소될 것으로 전망된다. 이는 포틀랜드 시멘트 생산에 투입될 클링커의 생산량이 감소하고 대신 슬래그를 비롯한 혼합재의 사용이 증대되기 때문이다. 유연탄 소비량의 30%를 페타이어 사용으로 대체할 경우 온실가스 배출량은 기준안 대비 1.2% 감축할 것으로 전망된다.

\$300/TC의 탄소세와 \$300/TOE의 에너지세를 부과하는 경우 모두 온실가스 배출량은 기준안에 비해 최

고 0.01%(1천TC)의 감소에 그칠 것으로 전망된다. 이러한 온실가스 감축은 탄소세나 에너지세 부과에 의한 에너지 가격 상승이 원료 혼합 및 저장 공정과 냉각 공정에서 에너지(전력)를 많이 사용하는 기술의 경쟁력을 약화시키기 때문이다. 석탄가격이나 석유가격은 온실가스 감축에 전혀 기여하지 못하는 반면 전력가격 상승은 온실가스 감축에 소폭(0.02% 감축) 기여하는 것으로 나타나고 있다.

우리나라 시멘트 산업의 에너지/시멘트 원단위는 2001년의 0.07(TOE/톤)에서 2041년에는 0.065에 이르러 6.5% 개선될 전망이다. 온실가스 집약도(온실가스 배출량/시멘트 생산량) 역시 2001년의 0.181(톤/톤)에서 2041년에는 0.171에 이르러 3.1% 개선될 것으로 전망된다.

에너지와 자본과의 분리가 극히 제한적이기 때문에 에너지원간 대체 역시 극히 제한적인 것으로 나타났다. 가격정책에 의한 에너지 절약 및 온실가스 감축 잠재량이 낮게 분석된 것은 가격정책이 기술개발을 유도할 수 있는 장기적인 효과가 누락되었기 때문이다. 따라서 향후 연구에서는 이들 효과에 대한 분석이 추가되는 것이 바람직할 것이다.

〈참고문헌〉

에너지경제연구원, 기후변화협약대응을 위한 중장기

정책 및 전략수립에 관한 연구(제1차년도), 2004.6
에너지경제연구원, 기후변화협약대응을 위한 중장기 정책 및 전략수립에 관한 연구(제2차년도) - 장기 온실가스 배출 전망 및 저감 시나리오 분석, 2005.8
에너지경제연구원, 기후변화협약대응을 위한 중장기 정책 및 전략수립에 관한 연구(제2차년도) - 기후변화협약 대응을 위한 교토메카니즘 기반구축과 정책 및 조치, 2005.8
에너지관리공단, 에너지부문 온실가스 배출 감축 잠재력 시범분석, 2005.8.27
에너지관리공단, 에너지 기술DB 구축사업, 2004.6
에너지기술연구원, 온실가스 감축수단 조사사업(시멘트 분야), 2005.8
유동현, 산업공정부문 온실가스 배출전망, 기본연구보고서 04-21, 에너지경제연구원, 2004.12
유동현, 시멘트산업의 이산화탄소 저감방안, 정책연구자료 95-01, 에너지경제연구원, 1995
한국양회협회, 2004년, 2005년 시멘트 통계연보
한국양회협회, 시멘트, 2004.9
WBCSD(2001), Calculating CO2 process emissions from Cement Production(Cement-based Methodology), October 2001
IEA ETSAP, Documentation for the MARKAL Family of Models, October 2004
일본 시멘트협회, Cement Handbook, 2005

국내 집단에너지사업부문에서의 최근 이슈 진단

강재성

에너지경제연구원 연구위원



〈 목 차 〉

- | | |
|-----------------|---------------------------|
| 1. 서론 | 3. 국내 집단에너지사업부문의 주요 이슈 진단 |
| 2. 유럽의 지역난방정책동향 | 4. 결어 |

1. 서론

국내집단에너지사업은 지역난방사업, 산업단지 집단에너지사업 및 구역형집단에너지(CES)사업으로 구분된다. 지역난방용 집단에너지사업은 1984년 7월에 마련된 “남서울지역난방사업”에 의해 도입이 결정되었다. 석탄화력을 사용하던 서울화력의 발전설비를 열병합발전으로 개체하여 발전폐열을 지역난방열로 한 난에 공급하도록 한 것이다. 이에 따라 1987년부터 지역난방열이 최초로 공급되었다. 이후 수도권의 신도시 개발에 따라 수도권의 안정적인 전력공급과 신도시 지역난방 열공급을 위해 분당 및 고양에 열병합발전소(CHP)를 건설하게 됨에 따라 지역난방공급에 의한 집단에너지사업이 활발히 전개되었다. 현재 지역난방이 공급하고 있는 주택호수는 1,323천호로 전체 세대수에서 차지하는 비중이 10%이상으로 증가하였다.

집단에너지사업의 환경은 최근 급격히 변화하였다. 2000년 초에 추진된 전력산업구조개편은 전력 및 열 공급 산업의 경쟁을 유도하여, 열공급사업 부문에서 기존사업자는 도시가스사업자, 발전사업자, 또는 에너지 절약기업(ESCO) 등 신규사업자들과 경쟁하는 관계가 형성되었다. 대규모 택지개발이 둔화되고 에너지 관련 정책이 시장경쟁을 추진하고 있어서 기존 사업자는 대규모 집단에너지사업의 추진에 어려움을 느끼고 있다. 그러나 한편으로는 기후변화협약 및 부속의정서에 의한 국제적인 지구온난화 방지를 위한 노력과 압력은 에너지 절약 및 배출물질 저감의 효과가 높은 열병합발전의 확대보급에 대한 인식을 새롭게 할 수 있는 계기가 되고 있다.

집단에너지사업이 갖는 국가경제적 편익을 고려하면 보급확대를 지속적으로 추진해야 할 것으로 보인다. 그러나 최근 신규사업자들의 진출로 난방시장을 둘러

싸고 많은 갈등이 야기되고 있어, 집단에너지사업의 발전에 저해가 되지 않을까 우려된다. 이러한 갈등은 도시가스사업자의 열전용보일러 또는 취사전용세대에 대한 도시가스공급 기피로 인한 집단에너지사업 추진의 차질, 구역형집단에너지사업을 위한 열원 구성 및 연계에 대한 의견 차이, 난방시장에서 독점권유지와 시장경쟁도입 논리의 충돌 등 다양하게 나타나고 있다.

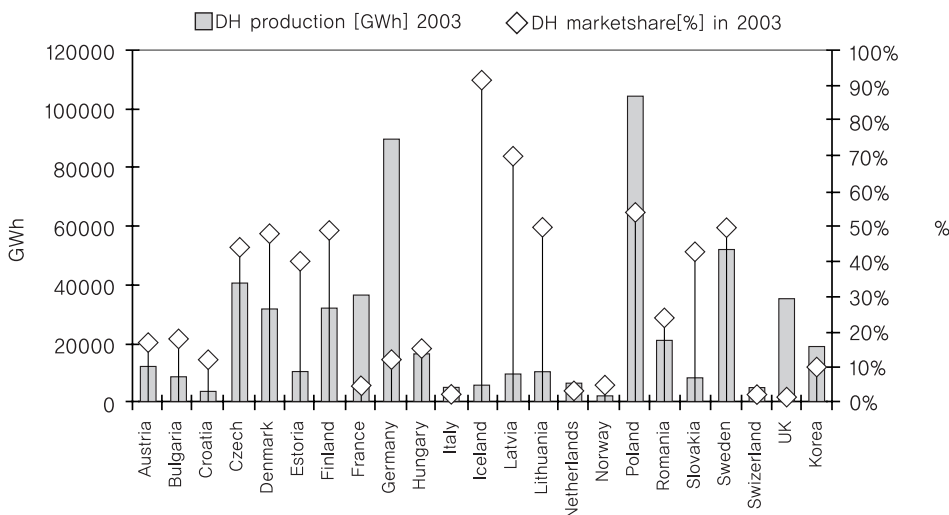
이에 본 논문은 집단에너지사업부문에서 최근 쟁점이 되고 있는 몇 개의 이슈를 중심으로 상반적인 논리를 설명하고, 해결방향에 대해 검토해 보겠다. 국내이슈 진단에 앞서 집단에너지사업이 활발히 전개되고 있는 유럽의 집단에너지 혹은 지역난방의 정책 동향을 먼저 살펴보겠다.

2. 유럽의 지역난방정책동향

2.1 유럽의 지역난방 공급 현황

유럽에서는 지역난방이 기후적인 요인으로 중부, 동부 및 북부지역 국가들에 주로 보급되어 있다. 프랑스, 이탈리아 등 남부지역 국가에도 지역난방이 공급되고 있지만, 보급률은 미미한 정도이다. 유럽의 집단에너지사업자협회인 EHP(Euroheat & Power)의 2005년도 “국가별 지역냉난방조사” 보고서에 따르면, 유럽연합(EU) 28개국의 연간 지역난방 열 판매량은 550 TWh로 EU의 총 열수요의 10%를 공급하고 있다.¹⁾ 대략적으로 6천4백만의 인구가 지역난방의 혜택을 입고 있으며, 이것은 가정용 열시장의 16%에 해당하는 것이다.

〈그림 1〉 EU의 국가별 지역난방 규모



자료 : Euroheat & Power, District Heating and Cooling: Country by Country 2005 Survey, May 2005.

1) Euroheat & Power, District Heating and Cooling: Country by Country 2005 Survey, May 2005.

이슈진단

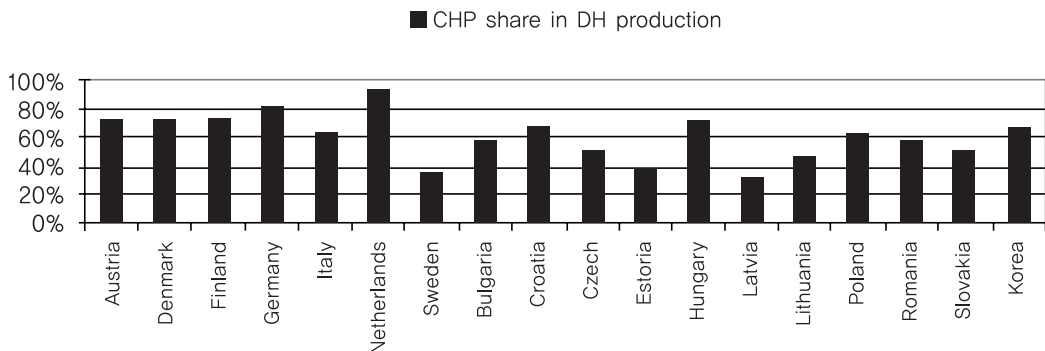
〈그림 1〉은 유럽의 지역난방 열생산 규모와 시장점유율을 보여주고 있다. 지역난방의 공급규모와 시장점유율은 국가별로 차이가 많음을 알 수 있다. 열생산규모가 가장 큰 나라는 폴란드로 연간 105,000 GWh인데, 이는 우리나라의 연간 열생산규모의 5.5배에 달하는 것이다. 독일과 스웨덴이 각각 89,929 GWh와 52,695GWh로 그 뒤를 잇고 있다. 지역난방의 난방시장 점유율에서는 아이슬란드가 92%로 단연 압도적이다. 북부 및 동부 유럽국가들에서의 지역난방 점유율이 10%~70%를 차지하고 있는 반면, 서유럽국가들은 동점유율이 10%미만에 지나지 않고 있다. 한국의 경우에는 난방시장 점유율이 10%로 서유럽국가들보다는 높지만 북부 및 동부 유럽국가들에 비해서는 상당히 낮은 편이다.

중부 및 동부유럽국가에 비해 구 EU 회원국가들에서 CHP에 의한 지역난방 공급비중이 더 높다 (〈그림 2〉 참조). 스웨덴을 제외하면 대부분의 구 EU 회원들의 지역난방에서 CHP가 차지하는 비중은 64%~94%에 달하고 있는데, 네델란드가 가장 높다. 스웨덴의 경

우에는 열원이 다양화 되어 있고, 특히 폐기물로부터 발생하는 열을 많이 사용하고 있기 때문에 CHP의 비중이 낮다. 중부 및 동부유럽국가에서는 CHP의 비중이 35%~72%이며, 헝가리가 가장 높은 수준을 보이고 있다. 헝가리에서는 가스엔진에 의한 소형열병합과 중규모 열병합발전을 지원하는 정책에 힘입어 CHP의 비중이 빠르게 증가하고 있다. 한국의 CHP에 의한 지역난방 비중은 60%를 약간 상회하고 있다. 이것은 유럽 국가들의 평균적인 CHP의 지역난방 공급 비중과 유사한 수준이다.

유럽에서 지역난방연료로 가장 많이 사용되는 연료는 석탄과 천연가스이다. EHP가 조사한 유럽 22개국 자료에 따르면 석탄은 지역난방연료의 42%를 차지하고 있는데, 특히 동유럽국가들의 평균적인 석탄 사용 비율은 50%에 달하고 있다. 천연가스는 30%를 차지하고 있는데, 동유럽국가들에서는 지역난방시설 현대화에 의해 석탄 혹은 석유를 사용하는 열전용보일러(HOB)를 천연가스를 사용하는 CHP로 전환함에 따라 천연가스의 사용량이 늘어나고 있다. 재생에너지의 사

〈그림 2〉 유럽의 국가별 CHP에 의한 지역난방 공급비율



자료 : Euroheat & Power, District Heating and Cooling: Country by Country 2005 Survey, May 2005.

용도 10%에 달하고 있는데, 구 EU 회원국들에서 많이 사용되고 있지만, 동유럽국가에서도 그 사용비중이 높아지고 있다. 석유와 폐기물은 각각 지역난방연료의 6%를 공급하고 있다.

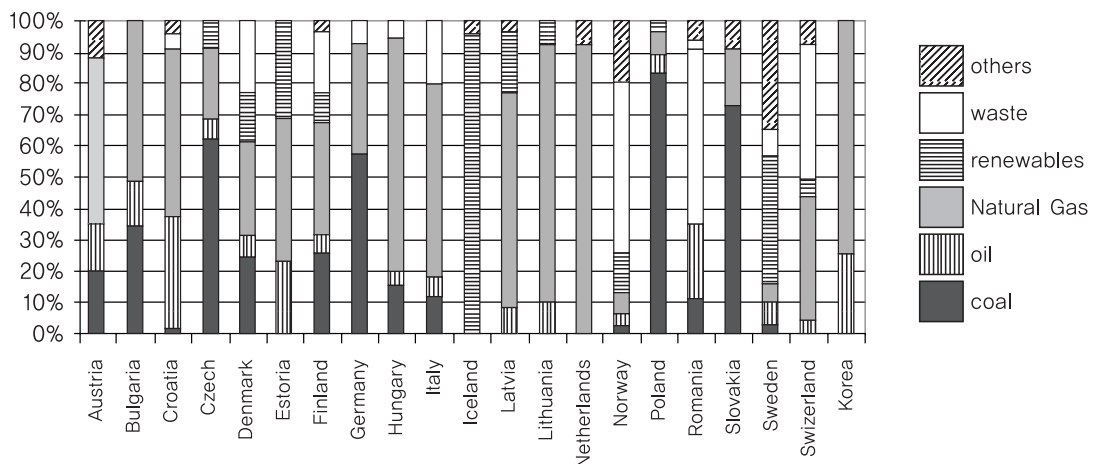
유럽의 국가별 지역난방 연료 구조를 보면, 한국에 비해서는 상당히 다양화 되어 있다. 한국의 경우 대부분의 지역난방연료는 천연가스와 석유로 구성되어 있다. <그림 3>에서와 같이 대부분의 유럽국가들은 지역난방 기여도가 10%이상인 연료를 4가지 이상 사용하고 있다. 체코, 독일, 폴란드 및 슬로바키아에서는 석탄이 주종 연료로 활용되고 있으며, 특히 폴란드의 경우 석탄비중이 80%이상이다. 천연가스를 주종 연료로 사용하는 국가들로는 오스트리아, 불가리아, 크로아티아, 헝가리, 이탈리아, 루마니아 및 발틱 3국 등을 들 수 있으며, 특히 네덜란드는 천연가스의 비중이 94%에 달하고 있다. 아이슬란드는 지열이 지역난방열원의 96%를

차지하고 있으며, 노르웨이 및 스위스는 폐기물 소각로의 이용이 각각 54% 및 43%로 주종을 이루고 있다.

2.2 유럽연합의 에너지이용 관련 공통 지침

유럽의 최근 에너지부문의 정책 이슈는 시장개방, 에너지공급안정, 기후변화와 배출물질 통제, 청정에너지 공급확대이다. 이들은 열병합발전의 보급에 상당한 영향을 미치고 있다. 시장개방의 신속한 진행은 시장의 불확실성을 줄여주고 시장참여 장벽의 제거로 열병합발전의 전망을 좋게 할 수 있다. 그러나 전력시장의 개방으로 인한 전력가격인하 압박은 열병합발전의 경쟁력을 낮추는 부정적 영향을 미칠 수도 있다. 공급안정성은 에너지소비절감을 통해서도 달성될 수 있다는 측면에서 에너지이용효율이 높은 열병합발전의 이용을 촉진하는 정책이슈가 된다. 환경부문의 정책 또한 배출

〈그림 3〉 유럽의 국가별 지역난방용 연료 사용 구조



자료 : Euroheat & Power, District Heating and Cooling: Country by Country 2005 Survey, May 2005.

이슈 진단

물질 저감효과가 높은 열병합발전의 이용을 촉진하게 될 것이다.

유럽연합은 회원국에 공통으로 적용되는 지침을 마련하고 이를 이행하게 함으로써 회원국의 공통적인 발전을 위해 합의된 목표달성을 추구하고 있다. 유럽연합의 지침들은 회원국들에게 그 이행을 위한 법률 및 제도의 개정을 요구하며, 필요한 경우 사후 평가와 감독을 실시하고 있다. 이러한 지침들 중에는 열병합발전 및 지역난방의 보급촉진을 직간접으로 지원하는 지침들이 있는데, 이들 지침내용을 통해 유럽국가들의 열병합발전에 대한 정책방향을 파악해 볼 수 있다.

1) 열병합발전 촉진에 관한 지침

열병합발전 촉진을 위한 지침은 유럽공동체내에서 에너지절약을 위한 방법으로 열병합발전 이용률이 저조하다는 인식하에 온실가스배출저감과 네트워크손실 회피 및 에너지절약 등의 효과가 큰 열병합발전의 이용을 제고하기 위한 조치들을 마련하기 위한 공통적인 지침이 필요함에 따라 제정되었다. 이 지침은 2004년 2월 11일에 발효되었으며, 회원국들은 이 지침에 따르기 위해 필요한 법률, 규제 및 행정적 절차규정을 2006년 2월 21일까지 제정하여야 한다.

이 지침은 목적은 고효율열병합발전의 개발과 이용 촉진을 위한 제도의 틀을 마련함으로써 에너지효율성을 제고하고 공급안정성을 개선하는 것이다. 그러나 이러한 제도의 틀을 마련하는 데에는 각국의 특별한 기후적 및 경제적 환경을 고려하도록 함으로써, 회원국들의 본질적인 특성 차이를 인정하고 있다.

열병합발전 촉진을 위한 지침의 주요 내용은 다음과 같다.

지침 제 3조는 지침내의 주요 용어에 대한 해설을

담고 있다. “고효율열병합발전”을 열과 발전의 개별적인 생산과 비교해서 적어도 10%의 에너지절약을 제공하는 열병합발전으로 정의하고 있다. 또한 “경제적으로 정당화할 수 있는 수요”를 난방에 필요한 수준을 넘지 않는 수요로 필요수준을 넘을 경우 열병합발전외의 다른 에너지생산공정에 의해 공급될 수 있는 수요로 정의하고 있다. 그 외에도 “지원전력(back-up electricity)”과 “보충전력(top-up electricity)” 등에 대해서도 정의하고 있다.

지침 제 4조는 개별적인 열 및 전력 생산의 효율표준치 제정에 관한 내용을 담고 있다. 이에 따르면, 회원국들은 효율표준치를 2006년 2월 21일 이전에 제정하고, 효율표준치를 설비의 건설연도와 사용연료의 종류에 따라 차별화될 수 있도록 행렬 형태로 표기하도록 하고 있다. 또한 이 표준치를 2011년 2월 21일 재검토하고, 그 후 매 4년마다 기술발전과 에너지의 구성변화에 따라 재검토하도록 하고 있다.

지침 제 5조는 고효율열병합발전을 통해 생산된 전력의 원산을 보증해 주는 인증제에 관한 것이다. 인증서의 기록내용은 투입연료의 저위발열량, 생산열의 용도, 생산장소, 날짜, 생산전력의 양, 에너지절약의 양이다.

지침 제 6조는 고효율열병합발전의 국가잠재력 분석에 관한 내용을 담고 있다. 잠재력은 지침 부속서 IV에 규정된 기준에 따라 분석하여야 한다. 분석내용은 유효난방열수요 잠재력, 열병합발전 연료의 가용성, 잠재력 실현의 장애요인을 포함한다.

지침 제 7조는 열병합발전에 대한 지원제도에 대해 규정하고 있는데, 회원국들은 다른 에너지효율성 조치들처럼 에너지절약을 토대로 지원제도를 마련하고, 지원제도의 성과 및 지원제도의 비용효과에 대한 평가보

고서를 제출하여야 한다.

지침 제 8조는 기존 전력망과의 연계와 지원 전력 요금에 관한 것으로, 고효율발전에 의해 생산된 전력의 송전과 배전을 보장하고, 지원전력이나 보충전력에 대한 요금이 발간된 요금 및 공급조건에 의할 것을 보장하고 있다.

지침 제 9조에서 13조까지는 행정상의 절차, 보고서의 작성, 위원회의 절차, 효력발생 등 지침이행의 절차를 규정하고 있다. 이외에도 지침에는 4개의 부속서류가 첨부되어 있는데, 부속서 I은 지침에 적용되는 열병합발전기술의 종류를 명시하고 있으며, 부속서 II는 열병합발전에 의해 생산된 전력을 계산하는 방법을 설명하고 있다. 부속서 III은 열병합발전공정의 효율을 결정하는 방법을 설명하고 있고, 부속서 IV는 고효율발전의 국가잠재력 분석의 기준을 제시하고 있다.

회원국들은 이 지침에 의해 고효율 열병합발전 인증제의 도입, 고효율 열병합발전 잠재력 분석 실시, 잠재력 실현을 위한 전략의 구성, 분석 및 평가 결과보고서 발간, 열병합에 의한 열 및 전력 생산통계 제출 등에 관한 의무를 지게 된다. 또한 이러한 의무이행을 위해 개별 열 및 전력생산의 에너지효율성표준치를 설정하여야 하고, 부속서 II(열병합에 의한 생산 전력의 계산)와 부속서 III(열병합 효율성 결정방법론)의 설정을 위한 지침을 마련해야 하고, 부속서 IV의 고효율 열병합발전 국가잠재력 분석을 위한 지침을 설정하여야 한다.

2) 전력 및 가스 지침

유럽연합 가스지침은 수송망, 분배망, 공급 및 저장 등의 이용에 대한 공통의 규정을 마련하여 가스산업내에 경쟁시장을 형성하기 위한 것이다. 핵심내용은 공급 설비를 설비사업자외의 제삼자가 사용할 수 있도록 개

방하여 대규모 수요가 등 시장 참여자들이 직접 생산자로부터 가스를 구입하는 것이 가능하도록 하는 것이다. 이 지침은 1998년 6월 채택되었으나, 회원국들의 시장 개발 실적이 미미하자, 최초 지침이 갖고 있는 미비점을 보완하여 시장개방을 가속화시키려는 목적에서 2003년 6월 개정 발표되었다. 유럽연합 전력지침도 가스지침과 마찬가지로 발전, 송전, 배전에 대한 공통적인 규정을 마련하여 전력산업내에 경쟁시장을 형성하기 위한 것이다. 이 지침도 1996년 최초 채택되었으나 2003년 6월 개정 발표되었다.

새로운 지침들은 2004년 7월까지 비주택부문의 전력 및 가스시장을 개방하도록 하고, 2007년 7월까지 모든 소비자들에 대한 시장을 개방하도록 하고 있다. 지침들은 전력 및 가스 네트워크로부터 발전이나 전력 및 가스 공급을 분리하도록 하고 있으며, 규제기관의 설치, 네트워크 요금의 공개, 공공서비스 의무의 강화, 공급안정성에 대한 관리에 대한 규정을 포함하고 있다.

전력 및 가스 지침에 의한 시장개방의 가속화는 시장의 불확실성을 제거하고 단기간에 개방된 시장을 확대한다는 측면에서 열병합발전에 긍정적으로 작용한다. 전력 및 가스시장의 개방화는 전력 및 가스가격의 하락을 가져 올 것이며, 이것은 열병합발전의 경쟁력에 큰 영향을 미칠 것이다. 전력시장의 개방에 따른 전력요금의 인하 압력은 열병합발전의 경쟁력을 악화시키게 된다. 가스요금의 인하는 연료투입비용측면에서는 열병합발전에 긍정적으로 작용할 것이다. 또한 개방에 따라 요금구조가 신축적으로 변화될 수 있다는 것도 열병합발전에 긍정적인 효과를 준다. 그러나 가스시장개방화가 열병합발전에 유리하게 작용하는 것만은 아니다. 열병합발전부문에서 경쟁을 제한하는 최저 소비기준은 소규모 열병합발전의 보급을 저해할 수

이슈진단

있다. 또한 가스소비자들 간에 교차보조가 존재했던 시장에서는 가스시장 개방으로 가스가격이 상승될 수 있다. 가스가격 하락이 개별 가스난방과의 경쟁면에서 열병합발전엔 부정적인 효과를 줄 수 있는 것도 배제할 수 없다.

3) 건물의 에너지효율에 관한 지침

2002년 12월에 제정된 건물의 에너지효율에 관한 지침은 건물내 에너지이용 효율화를 위한 투자 활성화를 위한 공통적인 규정이다. 유럽에는 160백만 개의 건물이 유럽 내 총에너지소비의 40%이상을 소비하고 있으며, 이산화탄소 배출량도 40%이상을 차지하고 있다. 유럽연합은 교토프로토콜 이행을 위해 1990~2010년간 330백만 톤의 이산화탄소 배출량을 저감하여야 하는데, 이 지침에 의해 45백만 톤의 이산화탄소 배출저감이 달성될 것으로 기대하고 있다.

건물의 에너지효율에 관한 지침은 주택 및 업무용빌딩에서 열병합발전의 이용을 확대할 수 있게 하는 중요한 규정을 담고 있다. 이 지침은 병합 발전된 전력에 의한 긍정적인 효과가 빌딩의 통합 에너지 성과를 계산하는데 포함되어야 한다는 것을 요구하고 있다. 또한 연면적 1,000㎡이상의 모든 신규건물에 대해 열병합발전, 지역 및 구역형 냉난방, 히트펌프 혹은 재생에너지에 의한 분산형 에너지공급시스템의 가능성을 건축시작 전에 반드시 검토하도록 하고 있다.

4) 재생에너지에 의한 전력 생산 촉진에 관한 지침

재생에너지에 대한 관심과 노력에도 불구하고 유럽 내 총에너지소비에서 재생에너지가 차지하는 비중이 미미함에 따라 재생에너지의 개발 및 활용 촉진을 위해 2001년 10월 채택한 지침이다. 유럽연합은 재생에너지

의 총에너지소비비중을 2001년의 6%에서 2010년까지 12%로 2배 정도 증대시킬 것을 목표로 하고 있는데 재생에너지이용 지침은 이러한 목표 달성을 도와 줄 것으로 기대되고 있다. 또한 지침은 유럽내 총 전력소비에서 재생에너지 발전이 차지하는 비중을 2001년의 14%에서 2010년까지 22%로 증대되도록 하는 체제를 구축하는 것을 목표로 하고 있다. 지침의 주요 내용은 재생에너지에 의한 발전 소비량의 국가 목표 설정, 재생에너지 발전에 대한 국가 지원제도 마련, 재생에너지 이용에 관한 인허가 절차의 간소화, 기존 송배전망과의 연계 보장 등이다. 이러한 재생에너지의 활용계획은 열병합발전을 촉진하는 계기가 될 것이다.

5) 온실가스배출거래제에 관한 지침

유럽연합은 교토프로토콜의 이행 의무사항인 온실가스배출저감을 비용 효율적으로 추진하기 위해 2003년 10월 25일 온실가스배출권거래제에 관한 지침을 설정하였다. 배출권거래제는 2005년 1월부터 실시되고 있는데, 유럽연합은 이를 통해 2008~2012년에 걸쳐 8%의 온실가스 배출을 저감하는 목표를 갖고 있다.

이 지침에 따라 각 회원국은 배출량을 차등적으로 할당받고, 1차 배출권 거래기간인 2005~2007년의 3년간 배출허용을 받는데, 사용하지 못한 할당량은 배출권 거래시장에서 판매할 수 있다. 할당량이 부족한 국가는 더 효율적인 기술을 채택하거나 청정에너지로 전환하는 조치를 취하든가 아니면 배출권거래시장에 나온 배출권리를 구입하든가의 선택을 비용효율적인 측면에서 할 수 있다. 배출권거래제는 이러한 방법을 통해 비용효율적인 방법으로 온실가스 배출량을 제한하게 된다. 개별 냉난방에 비해 연료소비 절감효과가 높은 열병합발전은 이러한 배출권할당량의 사용과 배출

절감 달성에 중요한 역할을 담당할 수 있다.

6) 에너지이용효율성 및 에너지서비스에 관한 지침 (초안제출)

아직 확정되지 않은 이 지침에서 제안하고 있는 내용은 모든 회원국들이 매년 1%씩 에너지소비절감을 해 나가, 2012년에는 연간으로 6%의 소비절감이 발생하게 하자는 것이다. 이 지침은 유럽연합의 에너지수입 의존도 감축과 교토프로토콜에 의한 기후변화 완화에 기여할 것으로 기대되고 있다. 이 지침은 집단적 에너지공급에 의한 에너지이용 효율 증대를 강조하고 있으며, “냉난방”과 “온수공급”을 에너지효율화 프로그램이 실행될 수 있는 적절한 부문으로 보고 있다.

2.3 국가별 지역난방/열병합발전부문 정책 동향

지역난방/열병합발전에 대한 지원정책은 국가별로 차이가 있기 때문에, 덴마크, 네덜란드 및 영국의 3개 국가의 지역난방 지원정책과 시장 경쟁상황에 대해 살펴해보겠다.

1) 덴마크

덴마크는 지역난방/열병합발전의 보급을 위한 지원 조치들을 1976년의 전력공급법, 1979년 열공급법, 1977년의 에너지세 도입 및 1982년의 탄소세 도입, 1996년의 에너지 21 프로그램을 통해 추진하고 있다. 열공급법에서는 지역난방시스템에 의무적으로 연결되는 공급권역에 비도시지역을 포함시키고 있으며, 지역사회가 열공급계획을 입안하도록 하고 있다.²⁾ 전력공

급법은 전력망운영자로 하여금 산업체 소형열병합발전소, 신재생에너지를 사용한 열병합발전소 및 폐열 활용 발전소의 발전 전력을 의무적으로 구매하도록 하되, 구매가격을 발전 비용을 충당할 수 있는 수준으로 하도록 하고 있다. 이 제도가 피드인요금(Feed-in tariff)제인데, 이 제도에 의해 열병합발전 전력은 전국의 전력망에 자동적으로 연결되게 되었으며, 소비자도 의무적으로 이들 전력을 구매하게끔 된 것이다.

또한 덴마크는 에너지와 관련된 다양한 보조금제도를 유지하고 있으며, 특히 지역난방으로의 전환과 지역난방네트워크와의 연결과 관련된 보조금제도가 대부분을 차지하고 있다. 1991년에 도입된 청정세제(Green Tax Package)는 열병합발전을 포함한 에너지절약설비 투자에 대해 투자비의 30%를 보조해 주도록 하고 있으며, 중소기업의 경우 특별한 경우 투자비의 40%를 보조받을 수 있도록 하였다. 분산형 열병합발전에 대해서도 보조금을 지급하고 있는데, 특히 바이오매스를 사용하는 열병합발전에 대해서는 추가적인 보조금을 지급할 수 있도록 하였다. 그러나 신재생에너지 및 바이오매스를 사용하는 열병합발전에 대한 보조금지급은 최근 법 개정으로 폐지되었는데, 이것은 신재생에너지 거래에 시장기능을 도입하기 위한 목적에서였다. 즉 전력소비자가 일정비율의 신재생에너지발전 전력을 사용하게 함으로써 전력요금에 의해 신재생에너지발전을 지원하도록 하는 것이다. 천연가스를 사용하는 소형열병합발전과 소각로에 의한 열병합발전에 대한 보조금은 지속적으로 지급하고 있다. 지자체는 열수요의 50% 이상을 신재생에너지에 의해 공급하는 건물을 제외하

2) 1973년 석유위기와 해상가스전의 발견이후 열계획(Heat Plan) 개념이 도입되었음. 열공급법(Heat Supply Act)은 건물난방용 에너지의 경제적 이용을 촉진하고 석유에의 의존도를 낮추기 위한 목적으로 지역단위로 열계획을 수립하도록 강제하고 있음. 이 법에 따라 각 지역당국(Municipality)은 자기 지역내의 열계획을 수립하는 것이 의무화되어 있음. 이 열계획은 정부의 승인을 받아야 하는 것으로 지역별로 지역난방 혹은 가스분배망 중에서 주 열공급원을 선택하도록 하고 있음. (IEA, District Heating and Combined Heat and Power Systems: A Technology Review, 1983)

이슈 진단

고는 모든 건물에 대해 지역난방공급망에 연결되도록 요구할 수 있는 권한을 갖고 있다.³⁾

덴마크는 지역난방사업자수가 431개에 달하며, 이 중 14%는 지방정부 소유이며, 나머지 86%는 민간이나 소비자 협동체 소유이다. 대부분 지역난방회사는 열을 자체 생산하여 공급한다. 그러나 일부는 중앙 발전소로부터 열을 구입하기도 한다. 14개 주요 발전소 중 12개는 초과 생산열의 전부 또는 일부를 지역난방망에 공급하고 있다. 거의 모든 대형발전소는 주요 도시에 인접해 있으며, 또 인구의 80%는 도시지역에 살고 있기 때문에 지역난방과 CHP의 연계개발이 활발하게 촉진되고 있다. 덴마크에서는 지역난방이 비용 회수수준 이상의 요금을 받는 것이 불법으로 되어 있다. 이 때문에 지역난방이 타 난방방식에 비해 경쟁 우위를 갖고 있는데, 지역난방의 평균 요금은 석유보일러의 39%수준에 지나지 않는다. 천연가스는 대부분의 경우 경쟁연료로 취급되지 않고 있다. 이것은 지역 열계획(Heat Plan)에 의거 난방시장이 분할되어 있기 때문이다. 열계획에 의해 도시들은 지역난방 적합지역과 천연가스의 개별공급 적합지역으로 구분되어 있다. 특히 덴마크의 동부의 도시지역은 지역난방만 공급되는 지역으로 지정되어 있다.⁴⁾ 이 열계획은 지역난방을 천연가스난방 및 전력난방과의 경쟁으로부터 보호해주는 역할을 하고 있다.

2) 네델란드

네델란드에서는 1980~2000년간 열병합발전에 대

한 투자비 보조제도가 있었다. 이 제도는 2001년 운영 지원제도로 바뀌었다. 연간 1,000 GWh 이상을 생산하는 열병합발전소의 경우 전력효율과 열효율의 3분의 2가 60%를 상회할 경우에 열병합발전으로부터 생산된 전력은 0.57유로/kWh의 지원을 받을 수 있다. 열부문에 대해서는 가스나 전력부문 소비자에게 부과하는 연료세를 열병합발전에는 부과하지 않음으로써 열병합발전 소유자에게 상대적으로 수입을 올릴 수 있는 기회를 제공하고 있다. 한편 열병합발전 사용 연료의 경우는 2001년 1월 1일부터 일정량까지는 면세를 해 주고 있다. 이 일정량은 발전효율이 30%가 되는 연료사용량이다. 정해진 물량이상으로 연료가 필요한 경우에는 연료세가 부과된다. 기타 지원조치들로는 환경친화적 설비 투자비에 대한 조기 상각, 에너지절약설비 투자에 대한 세금 축소, 그린투자제도⁵⁾, 이산화탄소 감축기금으로부터의 재정지원 등이 있다.

네델란드의 주택난방시장에서는 사업자간의 경쟁이 발생되지 않고 있다. 네델란드에는 10개의 열생산 및 분배회사가 있다. 열생산은 4개의 발전회사가 하고 있는데, 이 중 2개는 분배회사를 소유하고 있다. 열분배만 하는 회사는 6개이다.⁶⁾ 3개의 발전사업자는 민간기업이며(Electrabel, EON 및 Reliant), 소규모생산자와 지역난방분배 사업자의 주주는 주민협의체 혹은 지방정부이다. 가스와 지역난방사업의 허가권이 지방정부에 있으며, 동일지역에 두 개의 사업이 경쟁이 되지 않도록 가스와 지역난방의 사업권을 분할하고 있다. 신규지역에서 가스 혹은 열 분배시스템의 선택문제에 대

3) 에너지경제연구원, 집단에너지보급확대를 위한 에너지 및 환경정책 개선방안 연구, 2004, 12.

4) Manczyk, Henry, and Michael D. Leach, Combined Heat and Power Generation and District Heating in Denmark: History, Goals, and Technology, 2002, p. 6.

5) 에너지효율성을 증진시키는 투자활성화를 제고하기 위한 인센티브 제도의 하나이다. 지역난방 네트워크 및 배관망에 대한 투자비를 금융기관이 저렴한 이자율로 대출해 주도록 하고 있다.

6) Euroheat & Power, District Heating and Cooling: Country by Country 2005 Survey, May 2005.

해 평가할 때는 “Heat Chart Instrument”라는 컴퓨터프로그램을 사용한다. 이 프로그램은 신규 개발지역에서 여러 가지 에너지 분배시스템의 가능성을 평가하기 위해 개발되었는데, 각 지역에서 지역난방의 가능성을 계산하고, 가능성이 있는 지역을 가능성의 정도에 따라 다양한 색깔로 시각적으로 표시한다. 지역난방열 공급지역내에서는 대부분의 주택이 취사용 연료로 전력을 사용하고 있다.

3) 영국

영국은 기후변화협약에 대한 대응으로 2010년까지 고품질 열병합발전 용량을 현재의 4,879MW에서 10,000MW로 두 배 이상 증가시킬 계획을 수립하고 있다. 이는 2004년 Defra(Department for Environment Food and Rural Affairs)가 발표한 “2010년 까 지 의 열 병 합 발 전 국 가 전 략(The Government Strategy for Combined Heat and Power to 2010)”에 자세히 나타나 있다. 이 전략에 따르면 열병합발전 확대를 위해 여러 가지 지원 정책을 추진하고 있는데, 크게 재정정책과 보조금 지급, 규제 및 법규의 정리, 기술개발, 정부교류 및 협력 등이 있다. 재정지원으로 CHP 생산 전력 및 사용연료에 대하여 기후변화 부담금(Climate Change Levy)을 면제해 주고 있다. 또한 영국내 마이크로 CHP 설치에 대하여 부가가치세(VAT)를 면제시켜 주고 있다. 고품질 CHP에 대해서는 ‘Enhanced Capital Allowances(ECPs)’의 자격을 부여하여 투자비에 대한 보조금을 지원해 주고 있다. 바이오에너지 이용 활성화와 지역난방에서 CHP를 활성화를 위한 보조금 지원프로그램을 운영하고 있

다. 이와 함께 현재 소규모 발전에 유리하도록 허가제도를 변경하였으며, 주택에너지이용효율성 프로그램에 열병합발전의 우선적 적용기회를 마련하고 있다. 이러한 지원정책 이외에도 CHP 및 구역 난방의 편익을 정책기획, 지역계획, 지속개발을 위한 지침서가 도입되거나 검토될 때 마다 강조하고 있다.⁷⁾

영국은 에너지시장의 경쟁력 강화를 위해 에너지산업구조개편과 민영화를 일찍 추진하여 에너지사업자들에 동등한 경쟁의 기회가 제공되고 있다. 열병합발전의 경우 주연료인 천연가스가격의 지속적인 상승과 “신 전력 거래 제도(New Electricity Trading Arrangements)”에 의한 도매전력가격의 하락으로 경제성이 너무 낮아 지역난방용으로서의 도입이 활발하지 않고 있다.⁸⁾

3. 국내 집단에너지사업부문의 주요 이슈 진단

3.1 집단에너지지원정책

최근 지역난방사업과 도시가스사업간의 사업영역을 둘러싸고 야기되고 있는 갈등 속에서 양 사업자간의 의견 대립이 일어나는 주제 중의 하나가 집단에너지부문에 대한 지원이다. 특히 한전으로부터 공급받는 수열에 대한 전력산업기반기금의 지원 여부가 그 핵심에 있다고 하겠다.

국내의 집단에너지지원정책은 자금 및 세제 지원, 연료 요금 및 수입부과금 환급 지원, 정책적인 보급 확대 지원, 기타 법적 지원 등이 있다. 자금지원으로는 지역냉난방사업, 구역형 집단에너지사업, 산업단지열병

7) 에너지경제연구원, CHP 생산에너지요금정책 (중간보고서), 2005. 12.

8) 한국지역난방공사, 세계의 지역난방 현황 및 발전 추이 조사 연구, 2005. 7.

이슈 진단

합발전에 대해 에너지이용합리화 기금에서 투자비를 저리의 이자율(3.75%)로 대출해 주는 제도가 있다. 세 제지원차원에서 조세특례제한법(제25조 2)에 의거 에너지절약시설투자비의 10%를 법인세 혹은 소득세에서 감면해 주는 조항의 적용을 받고 있다. 연료요금 측면에서는 집단에너지사업용 및 열병합발전용 도시가스요금을 타 용도의 요금에 비해 낮게 적용해 주고 있다. 또한 집단에너지사업자에게 공급하는 석유 및 천연가스에 대해 수입부과금(천연가스 수입부과금: 12.50원/m³, 원유 및 석유제품 수입부과금: 1리터당 14원)을 환급해 주고 있다. 정책적인 보급확대 지원으로는 집단에너지사업지구지정을 들 수 있다. 최대부하가 150 Gcal/h 이상인 택지개발지구에 대해 집단에너지공급대상지구로 지정하고, 이 지구내에서는 타 열원의 사용을 제한하고 있다. 기타 법적 지원으로는 도로법에서 열공급시설공사를 위해 도로굴착 시 도로점용을 허가하고 있으며, 환경영향평가법에서 집단에너지공급시설로서의 발전시설은 환경영향평가대상에서 제외하고 있으며, 대기환경보존법에서 사용연료에서 발생하는 항산화물에 대한 부과금을 면제하고 있다. 이 중에서 집단에너지부문에 특성화된 지원정책은 집단에너지공급지역 지정 제도와 집단에너지용 천연가스요금이며, 그 나머지 지원정책들은 집단에너지부문 뿐만 아니라 타 부문에도 적용되는 지원제도들이라 할 수 있다.

수도권의 3개 열병합발전에 대한 전력산업기반기금의 지원이 집단에너지사업에 대한 지원인가에 대해서는 의견이 통일되어 있지 않다. 이들 발전소들은 전력

산업구조개편에 따라 2001년도부터 열제약운전손실에 대해 기금을 지원받아 왔다. 열제약운전손실은 열병합발전소가 열공급을 위해 도매시장가격이 낮은 시간대에 시장가격보다 높은 원가의 전력을 생산해서 비용손실이 발생하거나 반대로 전력가격이 높은 시점에 전력생산을 극대화하지 못해 발생하는 수익손실(기회비용)을 말한다. 지원을 받는 이유는 제약발전에 의한 손실을 좌초비용으로 인식하기 때문이다. 즉, 기존 한전 소유 열병합발전소 체제에서는 열병합발전원가를 포함한 한전 총괄원가를 소비자요금으로 모두 회수하였으나, 구조개편 이후 열병합발전소를 소유하게 된 발전회사들이 CBP시장에 전력을 판매하게 되면서 시장가격으로는 발전 변동비를 충분히 회수할 수 없게 된 것을 좌초비용으로 인식한 것이다. 이에 따라 열병합발전 변동비 중 시장가격 부분은 CBP시장에서 보상받고 초과부분은 전력산업기반기금으로 보상을 받게 된 것이다. 한전의 열병합발전사업에 지원된 전력산업기반기금의 실적은 <표 1>과 같다.

발전사업자 등은 이러한 열병합발전에 대한 기반기금의 지원이 열생산을 위해 발생된 전력부문의 손실을 보전해 주는 것이기 때문에 결국은 집단에너지부문에 대한 지원으로 보고 있다. 그래서 만일 이러한 지원이 없다면 한난에 제공되는 열의 공급단가를 높여야 하는 것으로 인식하고 있다. 집단에너지사업에 신규로 진출하는 사업자들은 기반기금에 의한 발전부문 지원을 전력소비자들에 의한 열소비자들에 대한 교차보조라 보고 있으며, 한난에 대한 저렴한 수열단가는 CES사업

<표 1> 연도별 전력산업기반기금 지원실적

구분	2001년	2002년	2003년	2004년
열병합발전지원사업(억원)	440	759	664	514

등에서 사업자간의 동등한 경쟁조건을 훼손할 수 있다고 말하고 있다.

그러나 한전 수열을 받는 한난은 현재 기반기금에서 보조를 받는 것은 없다고 주장하고 있다. 현재 발생되고 있는 기반기금의 지원은 발전자회사가 분리되면서 당연히 받아야 할 전력단가를 받지 못했기 때문에 그 차액을 보상해 주는 것으로 보아야 한다는 것이다. 또한 발전자회사의 경제급전 손실 보전 등 수익성 개선 요청과 기반기금의 절감 필요성에 따라 에너지경제연구원의 연구결과와 주민협상을 거쳐 2002년 10월 수열요금을 54.4% 인상하여 사실상 열병합발전에서 발생하는 열생산부문 비용을 충분히 보상해 주고 있다고 주장하고 있다. 이러한 수열단가의 인상에도 불구하고 지금도 기반기금의 지원이 감소되지 않는 것은 열병합발전소의 전력판매가격이 타 발전소에 비해 낮기 때문인 것으로 말하고 있다. 수도권의 열병합발전은 수도권의 복합발전의 대체적인 역할을 하는 것이기 때문에 수도권 복합발전의 경우처럼 전력폴시장에서 보상받아야 하며, 그렇게 되면 기반기금의 지원은 필요없게 된다는 것이다.

이상의 논의에서 판단해 보면, 전력산업기반기금의 지원은 열제약발전에만 따른 열병합발전의 손실을 보전해 주기 위한 것이었기 때문에 교차보조의 성격이 내포되어 있었던 것으로 보인다. 그러나 열병합발전비용에서 열부문과 발전부문의 비용을 분리하여 열부문의 적정비용을 반영한 2002년 10월의 수열단가 인상으로 그러한 교차보조는 사실상 없어졌다고 보아야 할 것으로 판단된다. 더구나 열병합발전이 없었다면 수도권 복합발전이 담당해야 할 발전의 기회비용을 감안한다면, 현재의 열병합발전에 대한 전력시장에서의 보상은 적정하지 못한 것으로 보인다.

3.2 CES 열원의 연계 여부

CES 열원연계의 개념은 인근의 대형 열공급지역과 CES 사업지역을 열배관으로 연결하여 ①대형 CHP에 의한 열공급지역내에서 발생시키는 잉여공급열을 활용하거나, ② CES 지역내 소형열병합발전이 전력추종에 의해 발생시키는 열을 활용할 수 있게 하거나, 또는 ③ CES 지역내 소형열병합발전에 의한 열공급이 부족한 열수요 피크시 인근 지역열의 이용 등의 이유로 제기되고 있다. ①은 한난과 같은 기존 열공급사업자가 집단 에너지공급지정지구 인근에 소규모 CES가능지역이 있을 때, 집단에너지공급지정지구의 시설에서 남는 열을 활용하여 공급할 수 있게 하는 것이다. 기존 사업자는 CES 지역에 침투부하관리용 시설만 하고도 열공급을 저렴하게 할 수 있다. 그러나 이러한 연계에 대해서 신규 사업자들은 CES 사업에 있어서 경쟁의 형평성에 문제가 있음을 주장하고 있다. ②는 소형열병합발전이 전력추종에 따라 발생하는 폐열을 인근 대형 CHP공급지역으로 전달함으로써, 대형 CHP의 열생산을 줄이는 등 전체 시스템의 효율성을 높일 수 있다는 것이다. ③은 신규 사업자들이 CES사업을 하면서 경제성확보를 위해 소형열병합의 규모를 축소하고 침투부하 시 인근 대형 CHP 공급지역으로부터 열공급을 받으려는 것이다.

현 제도에서는 집단에너지공급대상지역간의 연계를 인정하고 있다. 집단에너지공급기본계획상에 집단에너지공급대상지역은 원래 150 Gcal/h의 최대 열부하를 가져야 하나, 인근 5Km 이내에 가용 열원시설이 있는 경우는 최대열부하기준을 30 Gcal/h이상으로 설정하고 있다. 또한 연계가 가능한 2개 이상의 택지개발지역이 있는 경우 각 지역의 열수요를 합산하여 집단에너지공급대상지역지정 기준을 맞출 수 있게 하고 있다.

이슈 진단

한편으로는 첨두부하보일러의 건설에 의한 지역난방 공급대상지역 확장은 원칙적으로 장려하지 않고 있다. 이것은 일반도시가스회사의 개별난방시장이 첨두부하보일러에 의해 침투당하는 것을 막기 위한 조치인데, 추가로 설치되는 첨두부하보일러에 공급되는 연료의 단가는 주택난방용 단가를 적용하도록 하고 있다. 그러나 CES지역과 대규모 집단에너지공급지정지역간의 연계는 정리되어 있지 않다.

여기서 검토되어야 할 것은 집단에너지공급지정지구내의 열원으로부터 잉여열이 발생하는 것이 정상적인 것인가 하는 것이다. 원래 지정지구내의 열원시설은 해당지구내의 열공급만을 위해 설계되었기 때문에 인근지역으로 공급해 줄 잉여열이 있어서는 안된다. 기존 사업자들의 연계를 반대하는 신규 사업자들은 지정지구내의 잉여열은 설계기준 과대 계산으로 발생된 것이며, 이러한 잘못된 설계로 인한 잉여 열은 지정지구내의 문제로 끝나야 하며, 인근지역에 공급함으로써 이를 해결하려 해서는 안된다고 주장하고 있다. 이에 대해 기존사업자는 설계가 과대 계산된 것이 아니라, 설계당시와의 여건변동, 네트워크의 형성으로 인한 설비운영효율의 향상, 정부의 에너지절약정책으로 인한 에너지 수요의 감소 등에 따라 자연적으로 발생한 것이라고 주장하고 있다. 여기에 더해 전력부문에서의 열병합발전시설능력 추가 건설로 열병합발전과 첨두부하보일러간의 시설능력비율이 비효율적인 구조로 되어 있다는 점도 한 요인으로 제기되고 있다.

오랜기간 동안 독점권역이었던 개별가스난방시장을 지역난방에 상실할 우려에 처한 가스사업자들은 기존 사업자의 열연계는 인정하지 않는 반면, 자신들의 CES사업을 위해서는 기존 사업자의 열공급 연계를 요구하고 있다. 이러한 요구의 배경에는 소형열병합에 의

한 CES 사업의 경제성을 조금이라도 높여 보자는 것이다. 즉, 첨두부하용 열공급을 인근 대형 집단에너지 지역으로부터 공급받게 되면, 설치해야 될 열병합발전의 용량을 낮게 할 수가 있어 투자비를 절감할 수 있기 때문이다. 이에 대해 기존 사업자는 CES지역이 첨두부하용 공급을 필요로 하는 시기에는 대형 공급지역도 마찬가지로 첨두부하가 걸리기 때문에 첨두부하용으로 열공급을 하기가 곤란하다고 말한다. 첨두부하용으로 공급하기 위해서는 추가적인 시설의 보유가 필요하며, 이에 소요되는 비용을 적정히 부담한다면, 공급을 하지 못할 이유는 없다고 말하고 있다.

이상의 사업자간의 주장과 연계의 목적 등을 고려할 때 열계공급을 막아서는 안될 것으로 보인다. 그 이유는 열공급시스템을 부분적으로 분할하는 것보다는 통합하는 것이 동시부하를 효율적으로 관리하고, 이에 따라 에너지이용효율화를 제고할 수 있기 때문이다. 양 사업자가 모두 자기의 목적을 위해 연계를 원하고 있으니, 에너지이용효율화 측면에서 원칙적으로 연계를 무차별적으로 허용하는 것이 좋을 것 같다. 다만, 연계로 인해 피해를 입는다고 서로가 주장하는 문제는 해결을 해 주어야 할 것이다. 먼저, 기존 사업자의 연계로 인해 신규 사업자의 경쟁력이 낮아지는 부분에 대해서는 공정한 경쟁이 조성될 수 있는 여건을 마련해 주어야 할 것이다. 그러나 비경제적 시스템에 보조나 지원을 통해 인위적으로 형평성을 유지해 주는 것은 시장에 왜곡을 일으키고, 미래에 또 다른 정책조정이 필요하게 할 것이기 때문에 바람직하지 않은 것으로 보인다. 경쟁력은 사업자들이 자체적인 노력으로 달성토록 해야 할 것이며, 정부의 역할은 그러한 경쟁을 갖추기 위한 여건만을 조성해 주는 데 그쳐야 할 것이다. 신규 사업자도 기존 사업자와 동등한 입장에서 도매열공급을 받게 하는

방안이 그 하나가 될 수 있다. 다음에는 신규 사업자의 침투 부하 열공급에 대해서는 발생비용을 적절히 반영하여 기존 사업자에게 보상해 주는 방식을 취한다면 기존 사업자로서도 불만이 있을 수가 없을 것이다. 다만 연계로 인해 취사용으로만 도시가스를 공급하게 되는 도시가스회사에 발생하는 좌초비용이 있는지에 대해 검토하고, 있다면 그 해결방법이 동시에 마련되어야 할 것이다.

3.3 CES 열원의 규정

현재 집단에너지공급기본계획에서는 CES를 열 또는 열과 전기를 공급하는 방식으로 규정하고 있다. 즉 열만을 공급하는 사업도 CES라고 보고 있는 것이다. 이러한 정의에 의거하여 현재 5개의 CES사업지구가 지정되어 있으며, 3개 지구가 추진중에 있다.

CES 열원에 대한 논란은 CES 기본계획 수립을 위한 검토 보고서에서 CES의 정의를 열과 전기를 일괄 공급하는 집단에너지사업으로 축소한데서 비롯되고 있다. 동 보고서에서 CES의 정의를 기존의 집단에너지 공급기본계획에 있는 정의와 다르게 규정하려는 시도는 분산형 전원의 개발에 의한 송전손실 절감 및 송전 제약 회피와 하절기 가스냉방 창출로 가스부문의 TDR 개선 등의 국가경제적 편익이 있다는 점과 함께 CES 사업 참여자간의 공정한 경쟁환경 제공을 그 배경으로 하고 있다.

수도권의 전력수요와 전력공급능력 차이로 인해 수도권지역에서의 분산형 전원개발의 필요성은 인정된다. 수도권의 전력수요는 전국전력수요의 40%에 해당하는 1,883만Kw(2003년 기준)이지만 공급능력은 1,166만Kw에 불과하여, 717만Kw를 지방에서 송전해

야 했다. 수도권으로 송전하는 송전선 용통전력의 한계는 970만Kw이고, 송전 필요량이 계속 늘어나고 있다는 점을 감안할 때 수도권내에 분산형 전원을 개발할 필요가 있다. 2015년까지 송변전전설과 관련한 비용은 약 15.5조원에 달할 것으로 추정된다.

그러면 분산형 전원개발을 이유로 CES의 열원을 제약하는 것이 타당한가? 그렇지는 않은 것 같다. 분산형 전원개발은 구역전기사업으로 해결될 수 있다. 구태여 CES사업에 전기공급을 의무화하여 분산형 전원개발의 역할을 하도록 할 필요는 없는 것으로 보인다. 현재도 CES지정지구의 사업자들은 대부분 구역전기사업자 허가를 받은 상태이다. 현재의 CES정의하에서도 구역전기사업으로 분산형 전원의 개발은 이루어지고 있는 것이다. CES의 열원을 제약하는 것에는 또 다른 문제가 있다. 소각로나 재생에너지에 의한 기저부하용 열공급이 있는 지역의 경우 침투부하용 보일러만 설치하면 효율적으로 열공급을 할 수 있다. 그런데도 불구하고 CES 열원제약에 따라 열병합발전 설치를 해야 한다면, 열병합발전의 가동율은 떨어질 것이고 열공급 경제성도 낮아질 것이다. 인근에 잉여 공급열을 가진 기존 지역난방지역이 있을 경우에도 마찬가지로 이유에서 CES 열원제약은 문제가 있다. CES 사업자간의 공정한 경쟁을 위해 연계를 못하게 해야 하기 때문에 제약을 가해야 한다는 논리도 무리가 있다고 보인다. 공정한 경쟁은 경쟁자간의 차별성을 인정할 때 발생하는 것이다. 한 경쟁자가 유리한 여건, 그것도 국가경제적으로 편익을 제공할 수 있는 여건을 가지고 있다고 해서 평등한 경쟁만을 내세워 그러한 주어진 여건을 인위적으로 도태시키려 한다면 경쟁을 해서 얻을 것이 무엇이 있겠는가? 차라리 그러한 유리한 여건을 경쟁자가 공통적으로 활용하도록 하는 것이 더 발전적인

이슈 진단

공정한 경쟁이 될 것이다. CES사업은 사업자간의 경쟁을 위해 도입되는 것이 아니라 국가적인 에너지이용 효율성 제고를 위해서 도입되는 것임을 잊어서는 안 될 것이다.

3.4 집단에너지공급지구내의 취사용 도시가스 공급문제

집단에너지공급지구내 취사용 도시가스 공급문제는 난방용을 제외한 취사용도로만 도시가스를 공급할 경우 도시가스회사의 공급경제성이 없다는 데서 발생하고 있다. 도시가스 공급을 위해서는 배관투자 등으로 대규모의 선(先)투자가 이루어진다. 투자비 회수를 위해서는 일정 규모 이상의 수요량이 확보되어야 하는데, 도시가스사업자에게 지역독점권을 주는 것은 수요규모를 높여 공급경제성을 달성하고자 하는 측면도 있다. 지역난방주택의 취사용 도시가스 사용량은 주택의 규모, 세대원 수 및 취사빈도에 따라 다르지만 월 평균으로 추정해 볼 때 9m³정도이다.⁹⁾ 도시가스회사의 취사

용 공급비용을 36원/m³(원료비인 도매공급비 제외)으로 보면, 세대당 한달에 324원을 받는 것이다. 이 정도의 비용회수로는 공급경제성을 맞출 수 없다는 것이 도시가스업계의 주장이다.

집단에너지보급을 확대하기 위해서는 취사전용 도시가스공급의 경제성 저하 문제가 어떤 식으로든 해결되어야 할 것이다. 대안으로 검토될 수 있는 것으로는 대체연료(전력이나 LPG)에 의한 취사로 전환, 타사업자에 의한 배관투자비 분담, 집단에너지공급구역의 취사용 요금 현실화, 집단에너지사업자의 취사용 가스공급허용 등이 있다.¹⁰⁾

취사용 연료를 대체연료로 전환할 수 있는 가능성을 소비자의 연료 이용경제성 측면에서 살펴보면, 전력이나 LPG의 사용이 도시가스에 비해 비경제적인 것으로 분석된다.¹¹⁾ 지역난방 공급지역의 가구당 취사용 도시가스 월평균 소비량인 8.9m³을 열량으로 환산하여 이와 동일한 열량을 얻기 위해 소비되어야 할 전기나 프로판의 수요물량에 대한 비용을 산출한 결과는 <표 2>와 같다.

<표 2> 연료간 경제성 평가 시산결과

전기 취사 (원/월)	프로판가스 (원/월)						도시가스 취사 (원/월)		
	중량거래			체적거래			(i)	(ii)	(iii)
	(i)	(ii)	(iii)	(i)	(ii)	(iii)			
36,110	8,523	10,106	11,690	9,066	10,649	12,232	5,164	6,747	8,331

주 : 1) 도시가스 취사에는 도시가스 사용에 따른 추가부담의 기회비용과 시설분담금 부담에 따른 기회비용을 모두 포함하고 있음. 경제성은 총취사비용(도시가스 8.9m³/월 기준)임.

2) 아파트단지내의 도시가스 사용자시설 설치비용이 0인 경우를 (i), 50만원인 경우를 (ii), 100만원인 경우를 (iii)로 하여 경제성을 평가 자료 : 에너지경제연구원, 집단에너지공급대상지구내 취사용 등 도시가스공급방안 연구, 2004. 8.

9) 에너지경제연구원, 2002년도 에너지총조사보고서, 2003. 6.

10) 에너지경제연구원, 집단에너지 및 도시가스 사업자간 균형발전 방안 모색을 위한 공동연구, 2005. 5.

11) 에너지경제연구원, 집단에너지공급대상지구내 취사용 등 도시가스공급방안 연구, 2004. 8.

취사용 도시가스 공급을 위해 추가되는 배관투자비를 분담해 줄 수 있는 사업자로는 택지개발사업자, 주택건설사업자 및 지역난방사업자가 있다. 각 경우에 있어 수익자, 즉 열공급을 받으면서 취사용 도시가스를 사용하는 자가 추가 배관투자비를 부담해야 한다는 수익자 부담원칙에 입각하여 검토해 보면 다음과 같다. 먼저 택지개발사업자가 부담하는 경우에는 택지개발의 수혜를 입는 주택건설사업자 및 지역난방사업자에게 비용이 전가된다. 주택건설사업자는 공동주택 분양가에 이를 반영함으로써 수익자 부담원칙이 실현된다. 지역난방사업자에게 전가된 비용은 열수요자에게 전가되나, 이 경우 취사용 도시가스를 사용하지 않는 열수요자도 비용을 분담하는 문제가 있다. 주택건설사업자가 배관투자비를 분담할 경우는 주택 분양가로 반영되어 수익자 부담 원칙이 지켜진다. 한난이 배관투자비를 분담하는 경우에는 열요금으로 전가되어 취사용 도시가스를 쓰지 않는 열수요자도 비용을 분담하는 문제가 있다. 따라서 타 사업자가 배관투자비를 분담하는 경우에는 주택건설사업자가 부담하도록 하는 것이 수익자 부담 원칙에서는 합당해 보인다.

현행대로 도시가스사업자가 배관투자를 하는 경우에는 추가되는 투자비를 도시가스요금이나 공사비부담금을 통해 회수하는 방안을 고려해 볼 수 있겠다. 도시가스요금을 통해 회수하는 방법은 일반 도시가스 공급 지역과 취사전용 도시가스 공급지역을 구분하여 취사용 도시가스요금을 차등하여 부과하는 방법이다. 청주 지역에서 이미 이 방법을 사용하고 있다. 그러나 이 방법은 수익자 부담원칙에는 합당하지만, 한 용도에 2가지 요금을 설정하는 데에 대한 소비자의 저항이 예상되고, 공통비용의 분리 등 구역간의 회계분리에 어려움이 있다는 단점이 있다. 공사비부담금을 통해 회수하는 방

법은 시설분담금 외에 취사전용 도시가스 수요자(공동주택건설사업자)에 대해 공사비부담금을 추가하는 방법이다. 이 방법도 수익자부담 원칙에는 합당하다. 현재 경기도지역 도시가스 공급규정에는 공급관 100m당 20가구미만인 지역에서 수요자가 도시가스공급을 원하는 경우에는 수요자가 공사비의 일부를 공사비부담금으로 부담할 수 있는 조항이 있다. 취사전용세대에 대해서도 이와 유사한 규정을 설치할 경우 공사비 부담금은 분양가로 포함되어 주택수요자에게 부담되지만 요금의 차등화는 필요 없기 때문에 소비자 저항은 발생되지 않을 것으로 생각된다.

이상의 대안들이 실현되지 못할 경우 최종적으로 고려해 볼 수 있는 것은 지역난방사업자 등 타사업자가 도시가스공급을 할 수 있도록 시장을 개방하는 방법이다. 지역난방사업자가 도시가스사업을 같이 운영할 경우 투자비와 소비자관리비 측면에서 시너지 효과를 기대할 수 있을 것이다. 그러나 이 방법은 상당히 논란의 여지가 있다고 보여진다. 도시가스사업의 경우 이미 행정구역단위로 도시가스사업자에게 독점적 공급권을 부여한 상태이기 때문에 중복적으로 공급권을 부여할 수 없고, 타사업자에게 공급권을 부여하기 위해서는 기존 공급권을 철회해야 하는 데, 부분적인 공급권 철회가 가능한 지에 대해서도 의문이다. 또한 이러한 경우 사업자간의 갈등이 더욱 심화되어 에너지사업의 균형적 발전에도 도움이 안 될 수 있다. 지역난방이 도시가스사업을 운영한다 하더라도 지역난방 공급 지역만을 대상으로 해야 한다면 공급경제성을 달성하기가 쉽지 않을 것이다.

이상의 검토를 통해 요금제도의 변경이나 법령 혹은 규정의 상당한 변경이 필요없어 우선적으로 선택해 볼 수 있는 대안은 주택건설사업자가 투자비를 부담하고

이슈 진단

분양가에 이를 반영하는 방법과 현행대로 도시가스회사가 투자하고 이를 공사비분담금을 통해 회수하는 방법이다.

3.5 연료비연동제의 개선 필요

열요금제도는 열요금상한제와 연료비연동제라는 두 개의 큰 축에 의해 움직이고 있다. 열공급을 위한 총괄 원가에서 연료비를 제외한 나머지 부분은 열요금상한제의 적용을 받고, 연료비는 연료비 연동제에 의해 요금상한과는 별도로 조정하도록 되어 있다. 이러한 연료비 연동제는 열공급과 관련된 연료비 변동시 요금조정을 가급적 즉시에 시행함으로써 수용가의 열에너지 소비를 합리화 하고 아울러 열공급사업체의 건전한 재무구조를 보장하기 위한 것이다. 연료비연동제에 의해 결정되는 열 사용요금은 요금조정일 직전의 사용요금단가에 요금조정일 직전의 종합열판매단가와 단위당 총괄원가와와의 차이에 의해 계산된 요금조정률을 곱하여 산출한다. 사용요금 조정시기는 매년 2월 1일과 8월 1일 두 번이며, 이 때 요금조정률 산출에 사용되는 기간은 각각 1월~6월 및 7월~12월로 하고 있다.

이러한 연료비연동제는 구조적인 문제를 갖고 있는데, 그 중 하나는 전기(前期)발생 손실 혹은 초과이익 해소 방법이 미흡하다는 것이고, 다른 하나는 열수요의 계절적 격차에 의해 상반기 및 하반기에 적용되는 요금조정 폭에 차이가 발생할 수 있다는 것이다.

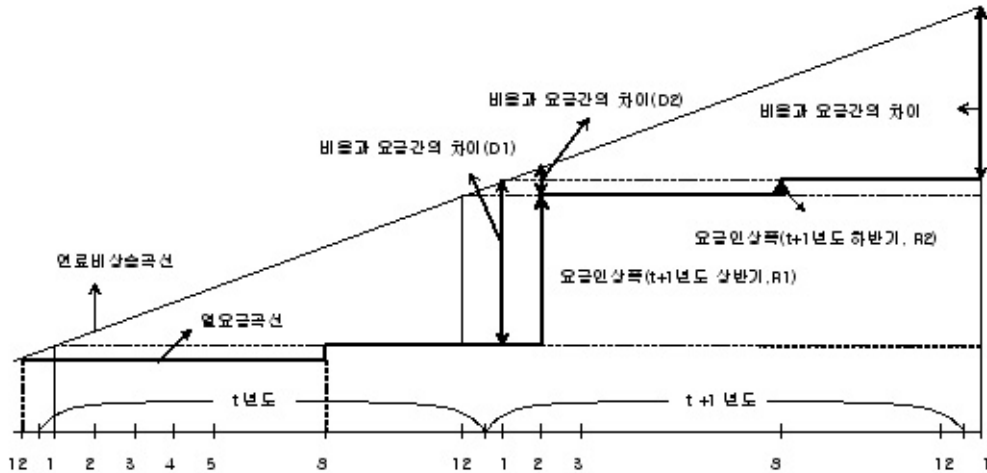
연료비연동제에서는 요금조정일 직전 요금연동주기에 발생된 손실 또는 초과이익을 열공급사업자가 그대로 흡수하고 있다. 연료비단가(국제유가 등)가 순환적으로 등락하는 경우에는 장기적으로 손실과 초과이익이 상호 상쇄되는 효과가 있기 때문에 지금까지 별 문

제가 없이 운영되어 왔다. 그러나 최근처럼 연료비단가(국제유가 등)가 지속적으로 상승하는 기간 중에는 열공급사업자는 손실을 만회할 기회를 찾지 못해 손실규모가 누적되는 문제가 발생된다. 반대로 연료비 단가가 지속적으로 하락하는 기간에는 사업자에게 초과이익을 심화시키는 결과를 초래하게 될 것이다.

상반기 및 하반기간 요금조정 폭에 차이가 발생하는 이유는 <그림 4>를 통해 설명될 수 있다. <그림 4>는 이해를 돕기 위해 연료비연동제를 단순화한 것이다. 동절기에 집중되는 열수요의 특성상 t년도 상반기 열공급은 1~3월에 집중된다. 따라서 1~3월(특히 1월)의 연료단가와 요금간의 차이를 t년도의 하반기 요금조정시 인상하게 된다. 그러나 t년도 하반기 열공급은 12~1월에 집중되기 때문에, t+1년도 1월의 연료단가와 요금간의 격차는 D1 만큼이 된다고 볼 수 있다. 또한 t년도 하반기의 연료단가와 요금간의 차이는 11~12월(특히 12월)의 연료단가에 의해 영향을 많이 받으며, 이때의 연료단가와 요금간의 차이를 t+1년도 상반기에 요금조정(2월 1일부, (R1)) 하게 된다. 이 요금은 주로 t+1년도 2~3월(특히 2월)에 적용되기 때문에 t+1년도 2월의 연료단가와 요금간의 차이는 D2가 된다고 볼 수 있다. 마찬가지로 t+1년도 하반기 요금조정 폭은 t+1년도 1월의 연료단가와 2월 1일부로 인상된 요금간의 차이만큼 (R2)이 된다. 결과적으로 t+1년도 상반기의 요금조정 폭은 t년도 12개월간의 연료비단가 변동에 의해 영향을 받으나, t+1년도 하반기의 요금조정 폭은 불과 2~3개월간의 연료비단가 변동에 의해 영향을 받는다고 볼 수 있다. 따라서 연료비단가(혹은 국제유가)가 연중으로 일정하게 상승하는 경우라고 하더라도 상·하반기간 요금 인상폭은 차별적으로 나타나게 되는 것이다.

연료비연동제가 갖는 또 다른 문제점은 연료비의 변

〈그림 4〉 연료비연동제의 구조



동이 요금에 즉시로 반영되는 것이 미흡하다는 것이다. 이러한 문제점의 예는 최근 인상된 LNG 특소세와 가스 도매공급비용의 인상 및 수입부과금 환급율의 축소의 시기가 요금조정을 산정기간 직후이어서 2월부터 조정되는 요금조정에 인상된 연료비가 반영되지 못할 수 있다는 것이다. 물론 산업자원부장관 고시에 사용연료에 부과되는 세금 및 부담금은 연료비연동 외로 산업자원부장관의 승인을 거쳐 조정할 수 있도록 되어 있기 때문에 현행 제도로도 요금에 반영할 수 있는 길은 열려 있다고 보인다.¹²⁾ 그러나 세금 및 부담금의 변동이 있더라도 요금을 변경할 필요성이 당연히 수반되는 것인지, 아

니면 산업자원부장관이 그 필요성을 인정해야 하는 것인지에 대해서는 법리해석이 요구되는 사항이라고 보인다. 산업자원부장관의 승인절차를 명시한 것으로 보아 후자의 해석이 적용될 가능성이 높다고 보여진다. 또한 도매공급비용의 변경에 따른 열요금에의 즉시 반영은 산업자원부장관의 “지역난방 열요금상한지정” 고시(제2002-94호) 제1조 ①항 5호에 근거가 있다고 보여진다.¹³⁾ 다만, 일반적인 천연가스 공급비용의 변동은 연료비연동제에 의해 조정되도록 하고 있기 때문에 5호를 적용하기 위해서는 ‘원가에 중대한 영향’을 줄 만큼 대폭적인 공급비용의 변동이 입증되어야 할 것이다.

12) “지역난방 열요금상한지정” 고시(제2002-94호)

제1조 (열요금상한)

① 한국지역난방공사, 서울특별시, 부산광역시 등 기존 지역난방사업자의 열요금상한은 1999. 1. 1일 이후 인가·조정되어 1999. 12. 21일 현재 적용되고 있는 요금을 기준으로 한다. 다만, 다음 각호에 따라 요금의 상한을 변경할 수 있으며, 1호 내지 3호의 경우에는 산업자원부장관이 열공급규정을 수립한 날로부터, 4호 및 5호의 경우에는 산업자원부장관이 승인한 날로부터 각각 그 효력을 발생한다.

1. ----- (생략)

4. 사용연료에 부과되는 세금 및 부담금이 변경되어 요금을 변경할 필요성이 있는 경우

13) “지역난방 열요금상한지정” 고시(제2002-94호)

제1조 (열요금상한) ①항

5. 기타 원가에 중대한 영향을 미치는 요인이 발생하여 요금을 변경할 필요성이 있는 경우

이슈 진단

최근의 연료비 변동요인들이 열요금에 즉시 반영되어야 할 이유는 다음과 같다.

① LNG 특소세 개정입법의 취지

특별소비세법 개정법률안 검토보고에 따르면 이번 LNG 특소세법 개정에 의한 특소세의 인상은 LNG와 등유 이용자간의 세부담의 형평성을 제고할 필요성에서 실시된 것이다.¹⁴⁾ 또한 동 보고는 LNG 세율의 인상이 에너지절약 및 환경오염 방지의 측면에서도 긍정적인 것으로 평가하면서 LNG 세율인상의 당위성을 찾고 있다. 이러한 특소세 인상의 취지를 달성하기 위해서는 특소세 인상분이 소비자에게 그대로 전달되어야 할 것이며, 열공급사업자가 일정기간 인상분을 부담하는 형태를 취하는 것은 특소세법 개정의 목적과 특소세 인상의 당위성에 부합되지 않는 것이다.

② 소비자 형평성의 유지

LNG 특소세의 인상은 도시가스 도매요금 및 소매요금에 즉시에 반영되기 때문에 일반 도시가스소비자는 특소세 인상을 인상시점부터 100% 부담하게 된다. 만일 LNG를 연료로 사용하는 지역난방열의 요금에 LNG 특소세 인상을 즉시에 반영하지 않을 경우 개별도시가스난방 소비자 및 지역난방 소비자간의 특소세 부담의 형평성이 훼손된다. 도매공급비용의 변동도 일반도시가스사업자의 원료비로 자동 반영되도록 되어 있어 개별난방소비자는 도매공급비용 변동분을 변동시점에서 바로 부담하게 되어 있기 때문에 만일 지역난방열의 요금에 연료용 천연가스의 도매공급비용 변동이 즉시에 반

영되지 않을 경우 개별도시가스난방 소비자와 지역난방 소비자간의 원료비 부담의 형평성이 훼손된다.

③ 기업간 형평성 유지

가스부문의 사업자인 한국가스공사나 일반도시가스 회사들은 LNG 특소세 인상에 의한 원가 부담이 발생되지 않으나, LNG 특소세의 인상분을 열요금으로 반영하지 못하는 열공급사업자는 특소세 인상분이 고스란히 원가부담이 된다. 천연가스 도매공급비용 변동이 즉시에 열소비자에게 부담되지 않을 경우에도 열공급사업자와 일반도시가스회사간에 천연가스 도매공급비용 변동에 대한 부담의 형평성이 훼손된다.

④ 정부비용의 전가

LNG 특소세나 수입부과금은 LNG 원료비에 해당하는 정부부문의 비용으로 도시가스 소비자 또는 도시가스를 연료로 하여 생산된 에너지의 소비자가 부담해야 할 비용이다. 정부부문의 수입으로 징수하는 특소세와 수입부과금을 즉시에 소비자요금으로 반영하지 못하게 하는 것은 기업에 준조세를 징수하는 것이나 마찬가지이다.

사용연료에 부과되는 세금 및 부담금의 변동에 관한 산자부장관고시 제1조 ①항 4호의 적용을 위한 제도적 개선 방안으로는 요금조정의 자동화가 있겠다. 산자부장관 고시 제1조 ①항 4호에 사용연료에 부과되는 세금 및 부담금이 변경되는 경우 요금을 연료비연동 외로 추가로 변경할 수 있도록 한 것은 이러한 비용이 정부 필요에 의해 발생하는 것이기 때문에 연료비연동에 의

14) 특별소비세법 일부 개정법률안 검토보고, 재정경제위원회 전문위원 이규담, 2005. 11.

15) 가스사업예를 들면 경기도 도시가스공급규정에 원료비 변동에 해당하는 도시가스 도매요금의 변동은 별도의 승인절차 없이 자동 연동하도록 하고 있다. “경기도 도시가스공급규정”

제 20조 (요금)

② “도시가스요금 원료비 연동제”(98.8.1 시행)에 따라 순수 원료비 변동에 의한 도매요금 변동가격을 도매사업자로부터 통보받은 경우 회사는 별도의 승인절차 없이 소비자 요금에 자동연동 조정 시행한다.

한 요금조정을 기다리지 않고 즉시에 요금에 반영하도록 하기 위한 것이다. 따라서 이러한 요금 조정은 자동적으로 조정되도록 하는 것이 합리적이다.¹⁵⁾ 그런데, 산자부장관 고시는 제1조 4호를 산업자원부장관이 승인한 날로부터 효력을 발생하는 것으로 하고 있다. 이것은 연료비연동에 의한 요금조정을 승인제보다 약한 신고제로 하고 있는 것에 비추어 비합리적으로 엄격한 절차로 판단된다. 정부부문의 비용인 세금이나 부과금이 변동되는 경우는 연료비 변동 원인이 명백하고 변동 수준이 투명하게 공개된 것이기 때문에 정부로부터 승인을 받거나, 정부에 신고하는 절차없이 자동으로 요금을 조정하도록 하는 제도개선이 필요하다고 하겠다.

제1조 ①항 4호의 적용과 관련한 또 다른 대안은 제1조 ①항 4호를 법규의 제정/개정에 의한 비용변경으로 포괄화 하는 방법이다. 제4호의 사용연료에 부과되는 세금 및 부담금이 변경되는 경우에는 관세의 변경, 특소세의 변경, 수입부과금의 변경, 안전관리부담금의 변경이 있는데, 이들은 각각 관세법, 특소세법, 석유 및 석유대체연료사업법 시행령, 고압가스안전관리법의 개정에 의해 변경되는 것이다. 현행 4호에 의해서도 이들 연료비 변동은 즉시 반영할 수 있도록 되어 있다고 보여지지만, 이외에도 새로운 법의 제정으로 추가되는

세금 및 부담금의 가능성을 감안하여, 법규의 제정 및 개정으로 발생하는 비용변동은 보다 간단한 절차에 의해 즉시 요금에 반영할 수 있도록 개선하는 것이 바람직하다고 하겠다.

제5호의 적용과 관련한 제도적 개선의 필요성은 원가에 중대한 영향을 미치는 비용 변동의 범위에 대한 명확한 규정이 없어 5호가 임의적으로 적용될 소지가 있으며, 사업자에게는 손익예측에 불확실성을 주기 때문이다. 따라서 중대한 영향을 주는 비용변동의 범위를 구체적으로 명시하는 규정으로 개선할 필요가 있다. 예를 들면, 현 열요금 산정기준이 된 직전 연동주기 총괄원가의 일정 비율이상으로 연료비 변동을 발생시키는 경우는 연료비연동 외로 요금조정을 할 수 있도록 개선하는 방법이 있겠다.

다음으로 고려해야 되는 것은 원가에 중요한 영향을 미치는 비용변동의 범위 설정이다. 비용변동의 범위 설정을 위해서는 비용 변동률 설정의 기준과 요금 변동을 허용할 수 있는 비용 변동률 수준 두 가지에 대한 검토가 필요하다.

비용변동 설정 기준으로는 직전 연동주기 총괄원가, 직전 연동주기 연료비, 직전 연동주기의 해당 비용이 검토 대상이나, 기존 제도와와의 일관성 및 변동률에 대

〈표 3〉 원가에 중요한 영향을 미치는 비용변동 설정 기준

비용변동설정기준	평가
직전 연동주기 총괄원가	· 현행 연동제의 요금조정을 기준으로 활용되는 기준이고, 변동을 이해가 쉬움. · 동일한 비용변동이라도 열공급사별 총괄원가 대비 변동률은 상이함.
직전 연동주기 연료비	· 천연가스의 경우 공급비용이 연료비에서 차지하는 비중이 낮아 변동률 수준 설정에 문제가 있음
직전 연동주기 해당항목 비용	· 개별 비용항목이 총괄원가에서 차지하는 비중이 낮은 경우 미미한 총괄원가 변동까지도 포함하게 되는 문제가 있음

이슈 진단

한 이해의 편의성면에서 직전 연동주기 총괄원가로 하는 것이 타당할 것으로 판단된다.

변동률 수준에 대해서는 현행 열요금 연료비연동제의 요금조정 여부 기준인 $\pm 1\%$ 를 준용하는 안이 고려될 수 있지만, 열요금의 조정에 따른 기회비용과 가스 공급비의 변동이 열공급 총괄원가에 미치는 영향을 종합적으로 검토해서 결정해야 할 것으로 보인다.¹⁶⁾

제5호의 적용을 위한 제도개선의 다른 대안으로 연료비연동 외로 요금조정을 하기 위한 조건을 하나의 규정으로 포괄하는 방안에 대해서도 검토해 볼 수 있다. 즉, 국제유가 및 환율 등 수시로 변동되는 비용항목을 제외한 다른 모든 항목의 비용변동(법률의 제정 및 개정 또는 제도의 변경으로 변동되는 비용, 기타 정부의 승인을 받은 비용 등)시 요금조정을 즉시로 할 수 있게 하는 규정으로 전환하는 것이다. 그러나 이러한 포괄적인 방법은 연료비연동제의 존재를 무시할 수 있다는 점과 빈번한 요금조정이 발생한다는 점을 동시에 고려해야 할 것이다.

4. 결어

집단에너지사업은 에너지절감과 환경효과가 크기 때문에 국내외적으로 보급확대 정책이 추진되어 왔다. 특히 최근 환경에 대한 관심이 고조되면서 그 필요성은 더욱 강조되고 있다. 유럽의 경우에는 국가간의 기후, 경제, 사회 및 에너지수급구조 여건의 차이를 극복하고 합의를 통해 마련된 통일적인 지침을 중심으로 해서 일관성이 있는 집단에너지보급 확산을 추진하고 있다. 집단에너지 보급 확산의 중심에는 환경편익을 내재화하

는 조치들이 포함되어 있으며, 이러한 조치가 부족한 경우에는 자금 및 세제지원 혹은 투자비보조를 통해 집단에너지의 국가경제적 편익 잠재력을 실현시키려 노력하고 있다. 또한 그러한 노력중의 하나에는 에너지원간의 균형적인 발전을 추구하는 것이 있는 것으로 보인다. 네덜란드와 덴마크의 지역단위 차원에서의 열계획이 대표적인 예라 할 수 있다.

한국의 경우에도 지금까지 집단에너지의 보급확대 정책을 추진해 왔다. 그러나 최근 에너지부문의 시장경쟁 도입과 그러한 움직임은 집단에너지의 일방적인 보급확대 정책에 큰 도전이 되고 있다. 사업 여건의 변화와 신규사업자의 등장으로 다양한 형태로 사업자간의 갈등이 나타나고 있다. 이러한 갈등은 한편으로는 사업자간의 이타적(혹은 독점적)인 이해 추구에서 비롯되는 점도 있지만, 다른 한편으로는 시장장벽을 허물고 공정한 경쟁조건을 요구하기 위한 것으로 나타나기도 한다. 이러한 때에 중요한 것은 빨리 집단에너지부문 혹은 여타 에너지산업부문의 정책기조를 재정립해 사업자들이 그러한 정책기조에 따라 사업계획을 합리적으로 조정해 갈 수 있도록 해 주는 것이다.

이 때 우선적으로 고려되어야 할 것이 집단에너지사업을 지금까지와 같이 보급확대를 위한 계획과 그 지원 정책들로 이끌어 갈 것이냐, 아니면 사업자들간의 시장분할에서 벗어나 열원의 선택을 시장기능에 맡길 것이냐의 선택인 것 같다. 에너지산업간의 균형적 발전을 위해서는 어느 정도 계획적인, 예를 들면 유럽의 열계획과 같은 조치들이 필요하다고 볼 수 있다. 그러나 이러한 계획은 시장참여자의 한 축을 이루고 있는 소비자들의 의사를 전혀 고려하지 않은 것이라는 점에서 또는

16) 가스의 경우에는 원료비 연동여부의 기준이 되는 원료비 변동률을 $\pm 3\%$ 로 하고 있으나, 이는 단일 원료인 LNG에 대해서만 적용되는 것임. 열의 경우 다양한 연료비항목이 존재하기 때문에 특정 연료비 항목의 변동이 총괄원가에 미치는 영향은 미미해 질 수 있음.

분배의 효율성을 주는 시장의 결정에 따른 것이 아니라
는 점에서 선뜻 선택하기가 곤란한 면이 있다. 그러면
시장기능에 의존하면서 에너지부문간의 균형적인 발전
을 도모할 수 있는 방안을 고려해 보아야 할 것으로 생
각되는데, 그 구체적인 방안을 찾아내기가 쉽지 않을
것이 분명하다. 분명한 것은 그러한 방안을 찾기 위해
시장참여자들이 머리를 맞대고 협력해야 한다는 것이
다. 또한 앞으로는 어떠한 목적을 위해서든 간에 시장
을 왜곡하는 인위적인 조치들은 배제되어야 한다는 것
이다. 정책은 이러한 조치들을 마련하기 보다는 그러한
조치를 필요로 했던 원인을 치유하는 데 더 노력해야
할 것이다.

〈참고문헌〉

국회 재정위, 특별소비세법 일부 개정법률안 검토보고,
재정경제위원회 전문위원 이규담, 2005. 11.
에너지경제연구원, 2002년도 에너지총조사보고서,

2003. 6.

에너지경제연구원, 집단에너지공급대상지구내 취사용
등 도시가스공급방안 연구, 2004. 8.

에너지경제연구원, 집단에너지보급확대를 위한 에너
지 및 환경정책 개선방안 연구, 2004. 12.

에너지경제연구원, CHP 생산에너지요금정책 (중간보
고서), 2005. 12.

한국지역난방공사, 세계의 지역난방 현황 및 발전 추이
조사 연구, 2005. 7.

Euroheat & Power, District Heating and Cooling:
Country by Country 2005 Survey, May 2005.

IEA, District Heating and Combined Heat and
Power Systems: A Technology Review, 1983.

Manczyk, Henry, and Michael D. Leach,
Combined Heat and Power Generation and
District Heating in Denmark: History, Goals,
and Technology, 2002, p. 6.

기후변화협약 관련 최근 이슈 진단 및 전망



임 재 규
에너지경제연구원 선임연구위원

〈 목 차 〉

- | | |
|-------------------------|-------------------------------|
| 1. 서론 | 4. 국내 대응체계 및 주요내용 |
| 2. 기후변화협약과 교토의정서 주요 내용 | 5. Post-2012 협상 관련 최근 동향 및 전망 |
| 3. 우리나라의 온실가스 배출현황 및 전망 | 6. 우리나라의 대응방향 |

1. 서론

산업혁명 이후 이산화탄소와 같은 온실가스의 배출량이 증가하여 지구 기후의 급격한 변화가 초래되고 있으며, 이러한 기후변화는 인간의 건강, 식량안보, 사회 기반 및 환경 등에 역효과를 초래하여 세계 각국의 지속가능발전을 저해하는 최악의 위협요소로 평가되고 있다. 이에 1994년에 기후변화협약이 발효되었으며, 1997년에는 선진국들을 대상으로 제1차 공약기간(2008년~2012년) 동안의 강제적인 온실가스 감축의무를 설정한 교토의정서가 채택된 바 있다. 이후 온실가스 감축에 의한 경제적 피해를 우려한 여러 선진국들이 교토의정서의 국내비준을 미루어 왔으나, 우여곡절 끝에 세계 최대 온실가스 배출국인 미국이 빠진 상태에서 2005년 2월 16일 교토의정서가 정식으로 발효되었

다. 교토의정서의 발효와 더불어 올해부터 제1차 공약기간 이후 즉 Post-2012에 대한 온실가스 감축 의무 부담 협상이 본격적으로 시작될 예정이고 이에 따른 기후변화협약은 경제-사회-환경이 연계된 국제환경협약으로서 최근 그 중요성이 크게 부각되고 있다.

이와 같은 배경 하에, 본고는 먼저 기후변화협약과 교토의정서의 내용을 평가하고, 우리나라의 온실가스 배출현황과 기후변화협약 대응체계에 대하여 살펴본다. 또한 향후 Post-2012 협상의 주요 쟁점사항과 주요 국가들의 입장을 살펴보고 이를 토대로 우리나라의 협상 대응방향을 제시한다.

2. 기후변화협약과 교토의정서 주요 내용

가. 기후변화협약의 주요내용 및 경과

1994년 발효된 기후변화협약은 지구온난화 문제를 해결하기 위해 모든 국가들이 노력을 경주한다는 내용을 주축으로 하며, 기본원칙(제3조)으로서 ① 공동의 차별화된 책임 및 능력에 입각한 의무부담의 원칙(온실가스 배출에 역사적인 책임이 있으며 기술·재정 능력이 있는 선진국의 선도적 역할을 강조), ② 개발도상국의 특수사정 배려의 원칙, ③ 기후변화의 예측, 방지를 위한 예방적 조치 시행의 원칙, ④ 모든 국가의 지속 가능한 성장의 보장 원칙 등을 규정하고 있다. 또한 기후변화협약에서는 모든 당사국이 이행해야 할 공통의무사항과 일부 당사국이 이행해야 할 특별의무사항을 규정하고 있다.

공통의무사항은 선진국과 개도국 등 모든 당사국들에게 공통으로 적용되는 사항으로서 동 협약의 모든 당사국들은 온실가스 배출량 감축을 위한 국가전략을 자체적으로 수립·시행하고, 이를 공개해야 함과 동시에 온실가스 배출량 및 흡수량에 대한 국가통계와 정책이행에 관한 국가보고서(National Communication)를 작성하여 당사국총회(COP: Conference of Parties)에 제출해야 한다. 특별의무사항은 공동·차별화 원칙에 따라 협약 당사국을 부속서 I 및 부속서 II 국가로 구분, 각기 다른 의무를 부담하도록 규정하고 있는데, 부속서 I 국가는 온실가스 배출량을 1990년 수준으로 감축하기 위하여 노력하도록 규정하였으나 강제성은 부여치 않고 있으며, 부속서 II 국가는 개발도상국에 대한 재정 및 기술이전의 의무를 부여하고 있다.

기후변화협약은 1994년 3월에 발효된 이후 그동안 10차에 달하는 당사국총회를 거치면서 발전해왔다. 독일 베를린에서 개최된 제1차 당사국총회에서는 부속서 I 국가들이 국가보고서 형식으로 제출한 온실가스 감축공약이 적절하지 못하며, 온실가스 감축 노력이 미흡

하다고 평가됨에 따라 베를린위임특별기구(AGBM: Ad-hoc Group on Berlin Mandate)를 설치하여 선진국의 온실가스 감축 목표 및 실천방안을 제3차 당사국총회까지 결정하도록 하는 베를린위임(Berlin Mandate)을 채택하게 되었다.

1997년 12월 일본 도쿄에서 열린 제3차 당사국총회에서는 선진국의 온실가스 감축목표를 설정한 교토의정서가 채택되었다. 교토의정서에서는 부속서 I 국가들에 대한 구속력 있는 온실가스 감축목표를 설정하고, 감축대상인 온실가스의 종류도 결정하였다. 또한 국제배출권거래제(IET: International Emission Trading), 공동이행(JI: Joint Implementation), 청정개발체제(CDM: Clean Development Mechanism) 등 신축성체제(Flexible Mechanism)를 채택하여 부속서 I 국가들이 온실가스 감축을 통해 발생하는 비용을 절감할 수 있도록 하였다. 이와 같은 교토의정서 채택은 부속서 I 국가들에 대한 구속력 있는 온실가스 감축목표를 설정하고, 국제배출권거래제의 도입을 통하여 온실가스를 재화로서 거래할 수 있게 하였다는데 큰 의의가 있다.

교토의정서 채택 이후, 교토의정서 이행방안에 대한 세부적인 협상이 계속 이루어져 2001년 제7차 당사국총회에서는 마라케시 합의(The Marrakesh Accords)를 채택하여 사실상의 교토의정서 이행방안에 대한 정치적 합의를 도출하였다. 한편 우리나라는 현재 부속서 I 국가그룹에 포함되어 있지 않기 때문에, 국가보고서 제출 등 공통의무사항만 이행하면 되는 위치에 있다.

나. 교토의정서의 내용 및 의의

제1차 당사국총회 이후 온실가스 배출량 감축 이행에 대한 많은 논란에도 불구하고 경제적 비용이 막대하

이슈 진단

기후변화협약과 교토의정서의 변천사 요약

'92. 6 : 기후변화협약채택(리우환경회의)	
'94. 3 : 기후변화협약발효(50개국 비준)	우리나라 비준 ('93.12)
'95. 3 : 제1차 당사국총회(COP 1)	2000년이후 감축논의 시작 (Berlin Mandate)
'96. 7 : 제2차 당사국총회(COP 2)	제1차 총회 결과 재확인
'97. 12 : 제3차 당사국총회(COP 3)	선진국 감축의무 합의 (Kyoto Protocol)
'98. 11 : 제4차 당사국총회(COP 4)	작업계획 확정
'99. 10 : 제5차 당사국총회(COP 5)	제6차 당사국총회 준비회의
'00. 11 : 제6차 당사국총회(COP 6)	교토의정서 이행방안 합의 실패
'01. 6 : 제6차 당사국총회 속개회의	교토의정서 이행방안 기본합의 도출 (Bonn Agreement)
'01. 11 : 제7차 당사국총회(COP 7)	교토의정서 이행방안 최종합의 도출 (Marrakesh Accords)
'02. 11 : 제8차 당사국총회(COP 8)	교토의정서 발효를 위한 과도기
'03. 12 : 제9차 당사국총회(COP 9)	교토의정서 발효를 위한 과도기
'04. 12 : 제10차 당사국총회(COP 10)	교토의정서 발효를 위한 과도기
'05. 2 : 교토의정서 발효	교토의정서의 정식 발효(2005.2.16)
'05. 11 : 제11차 당사국총회(COP11)	교토의정서체제 출범 및 Post-2012 체제 논의 체제 확정

여 구속력 있는 감축목표가 설정되지 못하였으나, 선진국들은 환경문제에 대한 국제사회의 여론 및 온실가스 배출에 대한 역사적 책임을 외면할 수 없어 결국 제3차 당사국총회에서 교토의정서 상의 감축목표에 합의하게 되었다.

교토의정서는 ① 부속서 I 국가의 구속력 있는 감축

목표 설정(제3조), ② 공동이행, 청정개발체제, 국제배출권거래제 등 시장원리에 입각한 새로운 온실가스 감축수단의 도입(제6조, 12조, 17조), ③ 국가간 연합을 통한 공동 감축목표 달성 허용(제4조) 등을 주요 내용으로 하고 있는데, 교토의정서 채택의 의의는 무엇보다도 선진국들에 대해 강제성 있는 감축목표를 설정하였

교토의정서의 주요 내용

목표 년도 (3조)	2008년~2012년	
감축대상가스	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O : 1990년 기준	
기준년도 (3조)	HFCs, PFCs, SF ₆ : 1990년 또는 1995년 기준	
온실가스	-8%	유럽연합, 동유럽, 스위스
감축목표율	-7%	미국
	-6%	일본, 캐나다, 헝가리, 폴란드
	-5%	크로아티아
	0%	러시아, 뉴질랜드, 우크라이나
	1%	노르웨이
	8%	오스트레일리아
	10%	아이슬랜드
흡수원 (3조)	1990년 이후의 조림, 재조림, 벌채 등에 의한 흡수원(sink)의 변화 인정	
공동달성 (4조)	복수의 국가가 감축목표를 공동 달성하는 것을 허용 (EU버블)	
공동이행 (6조)	부속서 I 국가간의 공동 프로젝트 실시로 감축분 획득	
청정개발체제(12조)	부속서 I 국가와 비부속서 I 국가의 공동프로젝트 실시로 감축분 획득	
국제배출권거래(17조)	선진국간에 감축 할당량의 거래	
발효조건(25조)	① 55개국 이상이 비준 ② 비준국들이 90년도 부속서 I 국가의 온실가스 배출총량의 55% 이상을 차지 ③ 비준이 끝난 시점에서 90일 이후에 발효	

다는 점과 온실가스를 상품으로서 거래할 수 있도록 하였다. 따라서 에너지절약 및 이용효율 향상, 신재생 에너지 개발 등 온실가스 배출량을 줄일 수 있는 새로운 기술 분야에 대한 투자 및 무역이 확대되고 현재의 금융시장 규모 못지않은 온실가스 거래 시장이 새롭게 탄생할 수 있는 계기를 제공하게 되었다..

교토의정서에서는 2008년~2012년 기간 중 부속서 I 국가의 전체의 배출 총량을 1990년 대비 평균 5.2% 감축하되, 각국의 경제적 여건에 따라 -8%에서 +10% 까지 차별화된 감축량을 규정하고 있다. 현실적으로 부속서 I 국가 대부분의 온실가스 배출량이 계속 증가되고 있어 국내적 수단에만 의존하여 감축목표를 달성하는 경우 경제적 비용이 막대할 것으로 분석됨에 따라,

교토의정서에서는 공동이행제도, 청정개발체제, 배출권거래제 등 시장원리에 입각한 새로운 온실가스 감축 수단을 도입하였다.

1997년 교토의정서의 채택 이후, 온실가스 감축에 의한 경제적 피해를 우려한 여러 선진국들이 교토의정서의 국내비준을 미루어 왔으나, 우여곡절 끝에 마침내 교토의정서가 올해 2월 16일 정식 발효되었다. 교토의정서의 발효와 더불어 올해부터 제1차 공약기간 이후 즉 Post-2012에 대한 온실가스 감축 의무부담 협상이 본격적으로 시작될 예정인 바, 기후변화협약은 경제-사회-환경이 연계된 국제환경협약으로서 최근 그 중요성이 크게 부각되고 있다. 특히 Post-2012 협상에서는 OECD 회원국이며 세계에서 9번째 이산화탄소

이슈 진단

배출국인 우리나라에 대한 선진국들의 의무부담 압력이 가장 거셀 것으로 전망되고 있다.

다. 교토의정서의 감축의무 평가

기후변화협약은 그동안 교토의정서에서 채택된 온실가스 감축의무의 이행체계에 대한 다자간 협상과정에서 많은 변화가 발생하였다. 개도국의 의무부담 불참을 이유로 2001년에 세계 최대 온실가스 배출국인 미국이 교토의정서 체제를 탈퇴하였으며, 호주도 이에 동참하였다. 또한 2001년의 제6차 당사국총회 소개회의에서 채택된 합의(Bonn Agreement)에서는 부속서 I 국가들의 요구를 받아들여 온실가스 감축의무 이행에 있어서 중요한 부분의 하나인 온실가스 흡수원(sink)의 산림경영(forest management) 최대허용량(cap)을 설정하였다. 한편, 마라케시 합의(Marrakesh Accords)에서는 국제배출권거래제를 시행함에 있어 배출권의 예치(banking)를 허용하여 부속서 I 국가들의 온실가스 감축 의무이행에 대한 시간적 유연성과 배출권시장의 동태적 효율성을 제고시키고자 하였다.

교토의정서 이후 그동안 일련의 협상과정을 통해 도출된 이와 같은 협상결과들은 부속서 I 국가들에 의한 온실가스 감축의무 이행에 의해 경제 및 환경적 파급효과에 중대한 변화를 초래하였는데, 부속서 I 국가들의 감축의무가 실질적으로 대폭 축소되어 온실가스 감축이라는 측면에서 실질적인 효과가 약화되어 온실가스 감축의 향후 경제적 파급효과 및 의미도 상당히 변화된 것으로 평가되고 있다.

일반적으로 교토의정서에서 규정하고 있는 부속서 I 국가들의 온실가스 감축의무는 여러 가지 문제점을 내포하고 있는 것으로 평가되고 있다. 첫째, 제1차 공약기간을 대상으로 단기적 감축목표를 설정하였기 때문

에 기존의 기술수준 하에서는 괄목할만한 온실가스 감축효과는 발생하지 않고, 많은 국가들의 경제성장을 억제한다는 것이다. 둘째, 당시 협상에서 심도 있는 분석을 통한 국가별 감축의무의 할당이 이루어진 것이 아니라 정치적 합의에 의해 결정되었기 때문에 러시아 등 Hot Air를 통한 대규모 잉여배출권 보유 국가를 출현 시킴으로써 실질적인 온실가스 감축효과가 미미하게 되었다. 셋째, 단기적 감축목표로 인하여 온실가스 감축의 비용효과성 측면에서 비효율적이다. 이와 같은 문제점 이외에 선진국만의 감축의무 설정으로 인하여 범지구적인 온실가스 감축효과가 크지 않다는 것과 온실가스 감축비용에 대한 불확실성 문제도 지적되고 있다.

교토의정서의 문제점과 교훈을 기초로 향후 Post-2012 협상에서는 선진국 및 개도국의 광범위한 참여를 유도하기 위해서 환경, 경제, 비용효과성 그리고 공정성이 제대로 조화롭게 고려된 온실가스 감축의무 방식이 필요하다는 것이 일반적인 중론이다. 그러나 이러한 방식이 개도국의 지속가능발전을 보장할 수 있어야 하며, 감축의무를 받는 국가들의 국내 배출량 감축뿐만 아니라 전지구적 배출량도 감축할 수 있는 방안이 되어야 함이 지적되고 있다. 또한 Hot Air 문제는 미리 해결되어야함이 주장되고 있다.

3. 우리나라의 온실가스 배출현황 및 전망

가. 온실가스 배출 실적

우리나라의 온실가스 배출은 그 증가세가 둔화되고는 있으나 여전히 세계적으로 높은 수준이다. 2003년의 온실가스 배출량이 1990년 대비 87.4% 증가하였으며, 연평균 증가율이 5.0%로서 OECD 국가 중 가장 높은 증가세를 기록하였다. 2003년에 연료연소 기준으

온실가스 배출 관련 주요지표 (1990~2003)

	1990	1995	2000	2002	2003	'90-'03 연평균 증가율(%)
온실가스 총배출량 (백만tCO ₂)	310.6	452.8	528.6	569.3	582.2	5.0
인 구 (천명)	42,869	45,093	47,008	47,640	47,925	0.9
실질국내총생산 (10억, 2000년 기준)	320,696	467,099	578,665	642,748	662,655	5.7
인당 온실가스 배출량 (tCO ₂ /인)	7.24	10.04	11.25	11.95	12.15	4.1
온실가스/GDP (tCO ₂ /백만원, 2000)	0.968	0.969	0.914	0.886	0.879	-0.7

자료: 에너지경제연구원·산업자원부, 기후변화협약 대응을 위한 중장기 정책 및 전략수립에 관한 연구(제2차년도): 온실가스 인벤토리 및
통계 작성체제 개선방안, 2005.

온실가스 배출/흡수 부문별 추이 (1990~2003)

(단위: 백만CO₂)

	1990	1995	2000	2002	2003	'90-'03 증가 율(%)
에너지	247.7 (79.8)	372.1 (82.2)	438.5 (83.0)	473.0 (83.1)	481.4 (82.7)	5.2
산업공정	19.9 (6.4)	47.1 (10.4)	58.3 (11.0)	64.5 (11.3)	69.6 (12.0)	10.1
농 업	17.5 (5.6)	17.8 (3.9)	16.2 (3.1)	15.8 (2.8)	15.5 (2.7)	-0.9
토지이용변경 및 임업 (흡수원)	-23.7	-21.2	-37.2	-33.4	-33.3	2.6
폐기물	25.5 (8.2)	15.7 (3.5)	15.6 (3.0)	16.0 (2.8)	15.6 (2.7)	-3.7
총배출량	310.6	452.8	528.6	569.3	582.2	5.0
순배출량	286.8	431.5	491.4	535.9	548.9	5.1

자료: 에너지경제연구원·산업자원부, 기후변화협약 대응을 위한 중장기 정책 및 전략수립에 관한 연구(제2차년도): 온실가스 인벤토리 및
통계 작성체제 개선방안, 2005.

로 세계 10번째 이산화탄소(CO₂) 배출국의 위치를 점
하고 있다 (IEA, 2005).¹⁾

국내 온실가스 총배출량의 94% 이상이 에너지부문
(82.7%)과 산업공정(12.0%)에서 배출('03 기준)되고 있

1) 세계 10대 연료연소에 의한 CO₂ 배출국(세계배출량 비중): 미국(22.9%), 중국(14.9%), 러시아(6.1%), 일본(4.8%), 인도(4.2%), 독일(3.4%), 캐나다(2.2%), 영국
(2.2%), 이태리(1.8%), 한국(1.8%)

이슈 진단

으며, 에너지부문에서는 전환(발전) 및 수송부문에서의 배출량 증가율이 전체 온실가스 배출량 증가율을 상회하는 증가세를 기록하였다. 전환부문이 가장 높은 CO₂ 배출 증가세를 기록하였는데, 이는 유연탄 발전설비 확충에 기인하였다. 따라서 향후 우리나라의 온실가스 감축을 위한 정책을 추진함에 있어 전환 및 수송부문에서의 배출량 관리가 특히 중요하다.

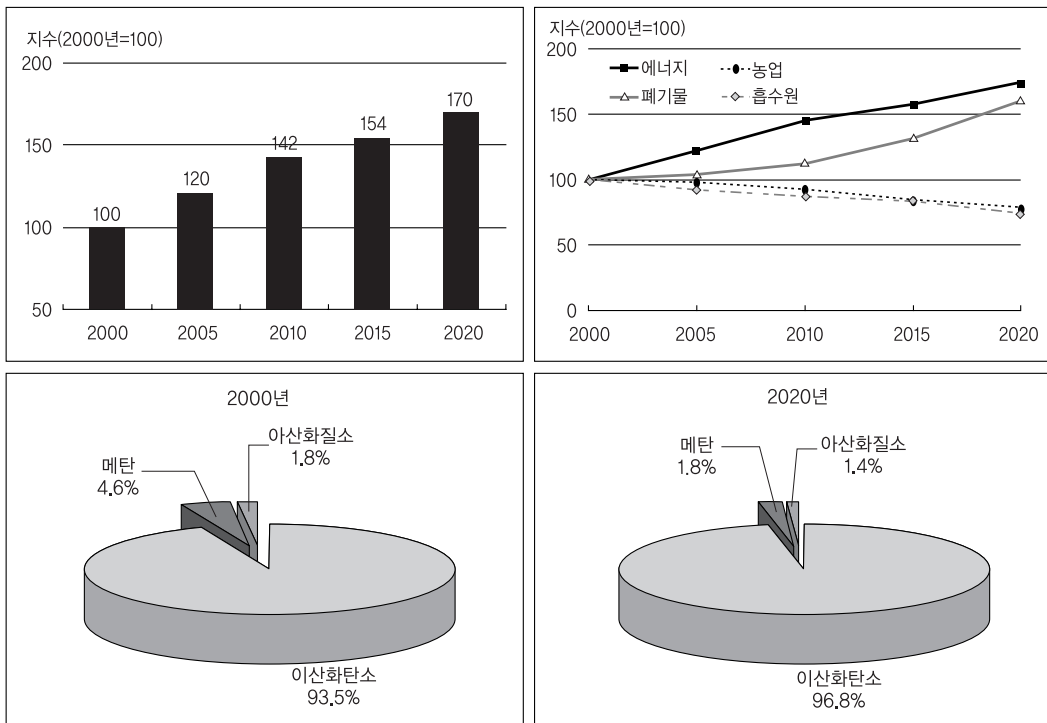
나. 온실가스 배출 전망

현재의 산업구조 변화추세가 그대로 이어지고 획기적인 온실가스 감축 노력이 추가로 시행되지 않을 경우

전망기간에 온실가스 배출량은 증가세가 유지될 전망이다. 전체 온실가스 배출량이 2000~2020년 동안 연평균 2.7% 증가할 것으로 전망되며, 에너지부문의 배출량과 이산화탄소의 배출량이 높은 증가세를 기록할 것으로 예측되고 있다.

그러나 전망기간에도 이산화탄소 집약도는 에너지 소비효율이 높아지고 청정에너지 보급이 확대되어 점차 낮아질 것으로 예상되고 있다. 온실가스 총배출량의 90% 정도를 점유하는 에너지부문과 농업 및 폐기물부문의 총배출량은 2000년 이후 2020년까지 연평균 2.7%의 증가세 유지하며, 같은 기간에 연료연소부문의

온실가스 배출전망 요약, 2000년~2020년



자료: 대한민국정부, 기후변화협약에 의거한 제2차 대한민국 국가보고서(2003)

배출량이 연평균 2.8%, 폐기물부문이 연평균 2.4%의 증가세를 나타낼 전망이다. 그러나 반대로 농업부문이 1.1% 그리고 흡수원의 흡수량이 연평균 1.4%의 감소세를 보일 전망이다.

주로 연료연소과정에서 배출되는 이산화탄소는 2020년까지 연평균 2.9%의 증가세가 예상되며, 전체 온실가스에서²⁾ 이산화탄소가 차지하는 비중이 2000년의 93.5%에서 2020년에는 96.8%로 증가할 전망이다. 폐기물 부문에서의 배출 증가가 예상되는 아산화질소는 향후 연평균 1.2%의 증가세를 보일 전망이다. 아산화질소의 비중은 2000년의 1.8%에서 2020년에는 1.4%로 감소할 전망이다. 메탄의 배출량은 연평균 1.9%의 감소세를 기록하여, 메탄의 비중이 2000년의 4.6%에서 2020년에는 1.8%로 감소할 것으로 예측되고 있다.

4. 국내 대응체계 및 주요내용

한국은 1993년 12월에 기후변화협약에 가입했으며 2002년 10월에는 교토의정서를 비준하고 범정부대행기구를 구성하여 기후변화종합대책을 수립하여 추진하는 등 세계적인 기후변화 억제노력에 동참하고 있다. 1998년에 국무총리실에 기후변화대책반을 조직하고 1999년부터 2차에 걸친 기후변화 종합대책을 수립하여 시행한 바 있으며, 최근에는 제3차 종합대책(2005-2007년)을 수립하여 발표하는 등 기후변화협약 대응에 많은 노력을 경주하고 있다.

한국의 기후변화 대응정책은 크게 (1) 지구온난화에 대한 국제적 노력에 동참, (2) 온실가스 저배출형 경제구조로의 전환 촉진, (3)기후변화의 부정적 영향 최소화

화를 그 추진목표로 하고 있으며, (1) 기후변화협약 이행기반 구축사업, (2) 부문별 감축대책, (3) 기후변화 적응기반 구축 사업 등 세 가지부문에 대한 세부적 정책과 대책들을 수립하여 시행하고 있다.

기후변화협약 이행기반 구축사업 분야에서는 의무 부담 협상기반 구축, 통계분석 시스템 구축, 온실가스 감축관련 연구개발, 기후변화협약 대응 교육 및 홍보, 교토메카니즘 활용기반 구축 등의 분야에 대한 각종 사업들이 시행되고 있다.

분야별 온실가스 감축사업은 크게 에너지부문, 수송 및 교통부문, 환경 및 폐기물부문 그리고 농축산 및 임업부문을 대상으로 시행되고 있다. 에너지부문에서의 온실가스 감축은 에너지수요, 에너지공급, 이용효율, 건물에너지 등의 세부적 분야를 대상으로 정책들이 시행되고 있다. 수송 및 교통부문의 에너지 관리는 화물운송의 직거래와 공동 운송을 유도하는 화물자동차 운송가맹사업제도 운영, 무정차 상태에서 자동 징수하는 고속도로 통행료 전자지불시스템 구축, 실시간으로 교통정보를 제공하는 첨단도로교통체계 구축 등을 통하여 이루어지고 있다. 환경 및 폐기물부문에서는 공단 폐수처리장 확충, 축산분뇨 공공처리장 확충, 하수처리장 확충을 통한 온실가스 감축노력이 이루어지고 있다. 마지막으로 농축산부문의 감축대책으로는 농경지 온실가스배출 감축(기술개발 및 영농방식 개선), 반추가축 장내발효를 개선하기 위해 장내 반추미생물의 발효 조절제 및 첨가제를 개발할 계획이고, 가축 종류별 분뇨처리방법 개선을 통한 메탄배출 저감기술을 개발하고 있다. 한편, 기후변화 적응기반 구축을 위하여 기후변화 모니터링 및 방재기간 확충, 생태계 및 건강 영향평가 관련 연구개발 사업들이 시행될 예정이다.

2) 탈루성, 산업공정 및 CFCs 대체가스(HFCs, PFCs, SF₆) 배출량 전망치는 제외하였음.

이슈 진단

에너지부문 온실가스 저감 정책 및 조치 요약

부 문	세부 정책 및 조치
통합형 에너지 수요 관리	자발적 협약의 지속적
	에너지지난 관리/지도 강화
	에너지절약전문기업(ESCO) 사업 확대
	에너지절약시설 투자 지원 확대
	E-Top 프로그램 추진
	공공기관 에너지소비 총량제 실시
	산업공정상 온실가스 감축 지원
에너지 공급	집단에너지 및 열병합발전 확대
	신재생에너지 보급 확대
	천정연료(천연가스 등) 보급 확대
	원자력의 적정비중 유지
	에너지공급자의 절약계획 수립 추진 의무화
에너지 이용 효율 개선	평균에너지 소비효율 제도(AFE) 시행
	대기전력 1W 프로그램
	최저효율기준 상향 및 대상품목 확대
	절전형 사무/가전기기 보급
	고효율제품 공공기관 사용 의무화
	고효율 기자재 인증대상품목 확대
	에너지소비효율등급표시제도 확대
건물에너지 관리	건축물의 에너지 절약설계 기준 강화
	건축물 에너지소비 총량규제 도입
	건축물 에너지 이용 효율등급 인증
	환경친화적 건축물 인증제도 도입
	자원절약형 신도시 개발
수송연료	하이브리드 등 무저공해자동차 보급 확대
	경차보급 확대

자료: 기후변화협약대책위원회, 기후변화협약 대응 제3차 종합대책, 2005

5. Post-2012 협상 관련 최근 동향 및 전망

2012년 이후의 기후변화 대응체제에 대한 협상에서

는 기후변화협약의 기본원칙이 논의의 기초가 될 것이며, 대기 중 온실가스 농도의 장기적 안정화 목표 하에 온실가스 저감 능력과 책임이 있는 모든 국가들을 감축

의무에 참여시키는 방향으로 협상이 진행될 것으로 예상되고 있다. 또한 경제발전 및 기술이전이 필요한 국가들에게는 실질적인 지원이 이루어질 수 있는 각종 방안에 대한 논의가 이루어질 것이다. 앞으로 협상이 언제 어떻게 이루어지든지 정치적으로 복잡한 문제이며, Berlin Mandate부터 교토의정서까지 3년 반 그리고 이후 마라케시 합의까지 추가로 3년이 소요된 것을 상기해볼 때, 협상이 전체적인 합의를 도출하기까지는 상당한 시간이 소요될 것으로 예상되고 있다.

가. 제11차 당사국총회 주요 결과

지난 2005년 11월말에 개최된 기후변화협약 제11차 당사국총회, 제1차 교토의정서 당사국총회, 제23차 부속기구회의가 개최되었는데, 동 회의들을 통하여 1997년 체결된 교토의정서 체제가 공식적으로 출범하였으며, Post-2012 기후변화 대응체제에 대한 협상 및 논의의 방향과 방법론이 포괄적으로 합의되었다.

먼저, 제1차 교토의정서 당사국총회에서 지난 제7차 기후변화협약 당사국총회에서 채택된 마라케시 합의문을 공식 채택함으로써, 교토의정서 이행을 위한 체제와 제도가 완비되었으며, 3대 교토메카니즘의 본격적 가동을 위한 시스템이 공식 출범하였다. 한편, 금번 회의에서는 교토의정서 3조9항에 의거하여 부속서 I 국가들의 2012년 이후의 온실가스 감축의무에 대한 논의가 핵심 쟁점사항으로 대두되었는데,³⁾ 2012년 이후의 선진국 감축의무 논의를 위해 별도의 특별작업그룹(ad hoc working group)을 설치하여 공식 협상을 진행하기로 합의하였다. 마지막으로 비부속서 I (개도국) 국가들의 온실가스 감축의무 참여와 관련해 2012년 이후

의 선진국 의무에 대한 논의와 병행하여, 개도국의 의무도 같이 논의하자는 EU, 일본 등 선진국과 개도국 의무부담 논의를 적극 반대하며, 부속서 I 국가만의 감축협상을 위한 협상그룹의 즉시 구성을 주장한 개도국간의 입장이 크게 대립되었으나, 개도국을 포함한 모든 당사국의 장기적 협력활동에 대한 경험공유 및 전략분석을 위해 공개적이고 비구속적인 형태의 workshop을 통해 대화를 개선시키기로 합의하였다. 동 workshop을 통하여 지속가능발전 제고 방안, 기후변화 적응 관련 활동, 기술 활용 방안, 시장기구 활용 방안 등을 집중적으로 논의하기로 하였다.

나. Post-2012 협상 주요 쟁점사항

올해부터 본격적으로 시작되는 Post-2012 협상에서 국가간 가장 치열하게 논의될 쟁점사항은 크게 (1) 주요 개발도상국들의 감축의무 참여 여부, (2) 미국의 감축의무 참여 여부, 그리고 (3) 선진국 및 개도국의 광범위한 참여를 유도할 수 있는 감축의무 방식의 개발 등으로 요약될 수 있다. 먼저, 향후 협상에서는 현재의 부속서 I 국가들의 새로운 감축의무 설정과 비부속서 I 국가들의 감축의무 “참여(participation)”가 가장 치열하게 논의될 협상주제가 될 것이다. 중장기적으로 2020~2030년경에는 개도국의 온실가스 배출량이 선진국의 배출량을 초과하고 개도국의 누적배출량도 선진국의 누적배출량을 초과할 것으로 예측되기 때문에, 기후변화협약의 궁극적 목표의 달성을 위해서 주요 개도국의 온실가스 배출량 규제가 필수적이라는 것이 선진국들의 논리이다. 향후 협상에서 중장기적 감축목표가 설정될 경우, 개도국이 주장하고 있는 선진국의 과

3) 교토의정서 3조9항: 제1차 공약기간(2008~2012) 마지막 최소 7년전부터 부속서 I 국가의 자기 감축의무를 논의할 것을 규정.

이슈 진단

거 역사적 책임에 근거한 “공동의 차별화된 책임” 논리에 근거하더라도 개도국을 감축의무에 참여시키는 것이 불공평하다는 개도국의 주장이 논리적 힘을 잃을 가능성도 제기되고 있다.

개도국들이 정량적 감축의무를 거부하는 이유 중의 하나는 선진국들 중에서 배출량이 많은 주요 국가들이 감축의무를 제대로 이행하지 않기 때문이다. 따라서 개도국들이 정량적 감축의무에 대한 논의에 참가하게 하기 위해서는 먼저 선진국들의 온실가스 감축 노력의 진실성 및 효율성의 검증과 기술 및 재정적 지원에 대한 확실한 방안이 요구된다.

근본적으로 개도국의 참여는 전적으로 자국의 참여 의지에 달려있다. 개도국들은 교토의정서 상의 부속서 I 국가들처럼 배출량을 괄목할만하게 감축하는 목표설정에는 절대 참여하지 않을 것으로 예상된다. 특히, 중국, 인도를 중심으로 한 개도국에 대한 감축의무 부담 논의가 시작되면 곧바로 역사적 책임이라는 이슈가 부상할 전망이다. 역사적 책임에 관한 이슈에는 장기적 관점에서 일인당 배출량을 수렴시키는 정치적 목표에 대한 논의를 촉발할 가능성도 존재하고 있다.

한편, 미국의 온실가스 배출량 증가가 선진국 전체 배출량 증가분의 약 반을 차지하고 있는 상황 하에, 기후변화협약의 궁극적 목적 달성을 위해서 미국의 감축 의무 참여가 필수적인 것이 사실이다. 이보다 더 중요한 사실은 개도국들이 감축의무 참여의 사전조건으로서 미국의 참여를 주장하고 있다는 것이다. 즉, 미국의 감축의무 참여가 보장되지 않는 한, 중국, 인도 등 주요 개도국의 감축의무 참여가 이루어지기는 현실적으로 불가능한 것이 사실이다. 따라서 미국을 어떻게 다시 감축의무에 참여하도록 하느냐가 향후 기후변화 대응 체계를 구축하는 것에 있어서 가장 중요하게 해결해야

할 사항인 것이다.

마지막으로 온실가스 감축 의무부담 방식의 경우, 현재 40여개 이상의 감축의무 방식들이 국제적으로 논의되고 있으며, 각각의 방식들은 나름대로의 논리를 기초로 지구온난화 문제를 해결하기 위한 온실가스 감축 방안들을 제시하고 있다. 감축의무 형식 및 시기, 참여 국가 범위, 협상채널 등에 대한 나름대로의 다양한 방안을 제시하고 있다.

다. 주요 국가별 입장

미국은 교토의정서 이후 개도국의 의미 있는 온실가스 감축의무 참여를 요구하며 교토의정서를 거부한 상태인데, 온실가스 감축에 의한 경제적 고비용과 주요 개도국(중국, 인도 등)의 의무부담 불참이 주요 원인이다. 현재 자체적으로 2012년까지 배출집약도(배출량/국내총생산)를 2002년 수준 대비 18% 개선시킨다는 목표로 각종 정책 및 사업을 추진 중에 있다. 미국은 향후 기후변화 문제 해결은 기술개발을 통한 실질적인 온실가스 감축에 있음을 국제사회에 강조하고 있으며, 현재 (1) 탄소격리 리더십 포럼(Carbon Sequestration Leadership Forum, CSLF), (2) 수소경제 국제 파트너십(International Partnership for the Hydrogen Economy, IPHE), (3) 4세대 원자력 국제 포럼(Generation IV International Forum, GIF), (4) 메탄시장 파트너십(Methane-to-Markets Partnership) 등을 통해 중장기적 관점에서 관련 기술개발 및 확산을 위한 국제적 리더십을 확보한 상태이다.

미국은 하향식(top-down) 의무부담 협상 방식은 협상을 상당히 어렵게 만들 것이며, 실제 중요한 것은 문서상의 감축목표와 일정보다는 확실한 의무이행이

중요하기 때문에 교토의정서가 협상의 출발점이 될 수 없다는 입장이다. 그리고 기후변화는 장기적 관점(100년~1,000년)에서의 이슈로서 앞으로 수세기 동안은 화석연료가 주 에너지원으로서의 역할을 담당할 것으로 예상되기 때문에, 현존 기술수준으로는 대기 중의 온실가스 농도를 안정화시킬 수 없고, 획기적 기술혁신만이 안정화시킬 수 있다는 입장이다. 또한 기후변화는 전 지구적 문제이기 때문에 개도국의 감축노력을 포함한 전 지구적 노력이 필요함을 강조하면서도 개도국의 경우 경제성장도 계속 이루어져야 한다는 입장이다. 따라서 현재 미국이 국내적으로 사용하고 있는 배출집약도 감축 방식은 향후 협상에서 의미 있는 의무부담 방식으로 논의될 가능성이 높다.

한편, 그동안 EU 내에서는 미국이 교토의정서 체제를 탈퇴한 상황에서 적극적인 온실가스 감축의무를 설정하는데 주도적 역할을 해야 하는지에 대한 논의가 이루어져 왔는데, 특히 산업계에서는 산업의 경쟁력에 미치는 악영향을 염려하여, EU의 주도적 온실가스 감축 목표 설정을 반대하고, 국제적으로 에너지 효율 향상 등을 통한 부문별 온실가스 감축목표를 설정할 것을 제안한 바 있다.

EU는 기본적으로 미국과 주요 개도국의 참여를 유도하기 위하여 기술개발 및 탄소집약도 등 유연한 방식의 새로운 온실가스 감축방안을 고려할 수 있지만, 의무부담 내용은 교토의정서 접근방식(선진국의 절대배출량 감축 방식)에 근거를 두어야한다는 기본입장을 견지하고 있다. EU는 지난 2005년 2월 Post-2012 협상에 대한 입장 발표에서 “공동의 차별화된 책임”의 원칙 하에, 주요 배출국의 의무부담 참여 확대하기 위해 노력하며, 규제 대상 온실가스와 업종의 범위를 확대하는 것에 있어 특히 배출량이 크게 증가하고 있는 국제운송

부문을 규제대상 업종으로 포함시켰다. 또한 에너지, 수송부문의 기술혁신을 촉진시키며, 시장원리에 기반을 둔 교토메카니즘을 지속적으로 활용하고, 기후변화 적응정책을 강화한다는 것을 주요내용으로 하고 있다.

한편, 중국, 인도 등 개발도상국들은 전체적으로 모든 선진국들의 온실가스 감축의무 이행의 중요성을 강조하며, 기후변화 완화(mitigation)과 적응(adaptation)을 균형있게 고려하는 기후변화 대응체계의 구축을 주장하고 있다. 또한 이를 위해서는 선진국들의 획기적인 기술 및 재정적 지원이 동시에 이루어져 개도국들의 지속가능발전을 보장해야 함을 주장하고 있다.

개도국 중 가장 배출량이 많은 중국이 향후 의무부담 협상에서 견지할 방향을 “기후변화협약(UNFCCC)”, “경제발전(economic development)”, “상향식 접근방법(bottom-up approach)” 그리고 “기술(technology)” 등으로 요약할 수 있다. 의무부담 방식은 공정성에 확실히 기초한 공동의 차별화된 책임이라는 기후변화협약의 기본원칙 하에, 모든 당사국(특히 개발도상국)의 지속가능발전을 유인해야 함을 강조하고 있다. 그리고 모든 당사국들에게 온실가스 감축활동에 참여하고, 각 당사국이 자국의 자체적인 요구와 상황을 반영하여 기후변화 프로그램을 자율적으로 선택할 수 있도록 유도하는 상향식(bottom-up) 방식을 채택할 것을 주장하고 있다. 또한 기술이전 및 재정지원의 확대, 교토메카니즘의 확대 실시 등을 통해 경제적 편익(economic benefit)을 극대화해야 함을 주장하고 있다.

한편, 인도는 선진국들이 개도국들의 온실가스 감축을 요구할 것이 아니라 자국의 온실가스 감축목표를 달성하는데 노력해야 한다는 기본입장을 기초로, 개도국에게는 기후변화 적응이 더욱 중요한 문제임을 강조하

이슈 진단

고, 의무부담은 절대배출량 규제 방식이 아니라 일인당 배출량을 수렴시키는 방식이 공평한 의무부담을 보장할 수 있음을 주장하고 있다 (참고: 인도의 일인당 배출량은 세계 평균의 1/3 수준).

향후 Post-2012 협상에 대한 주요 국가들의 입장을 종합하면, 모든 국가들이 기후변화 대응 시스템의 포괄성 즉 기후변화를 초래하는 모든 온실가스를 감축 대상으로 설정해야한다는 것과, 누수효과(leakage effect) 및 비의도적 Hot Air의 억제 필요성에 대한 의견을 같이 하고 있다. 또한, 경제적 비용의 최소화, 부수적인 경제적 이득 창출, 기술개발 촉진, 기술 확산을 위한 인센티브, 국가간 구조의 차이점 고려 및 감축비용에 대한 확실성 등의 중요성을 인정하고 있다. 그러나 교토 의정서 체제의 활용 여부, 개도국의 감축의무 참여, 경제적 효율성과 환경적 효율성 간의 상대적 중요성 등과 같은 세부적 이슈에 대해서는 국가그룹 간 의견차이가 확연하게 나타나고 있기 때문에, 향후 협상에서는 이들 이슈에 대한 세부적인 논의와 합의의 노력이 집중될 것으로 예상되고 있다.

라. 실질적 합의도출을 위한 조건

그 동안의 분석 및 검토 결과를 종합해 보면, 향후 Post-2012 협상에서의 실질적인 합의도출을 위해서는 당사국들의 광범위한 참여와 괄목할만한 배출감축을 보장할 수 있는 신축적 온실가스 감축의무 참여방식이 개발되어야 한다. 참여방식의 신축성은 (1) 감축의무 방식의 선택, (2) 국가간 차별화 방법, (3) 특정 국가(저소득국가조)의 감축의무 참여시기 등에 의하여 결정될 수 있다.

또한 협상의 실질적 진전을 위해서는 단기적 관점에서 특정 온실가스 감축목표를 결정하려하기 보다는, 장

기적 관점 하에 감축방식을 개방한 상태에서 협상이 이루어져야 할 것으로 판단된다. 또한 특정 지구온도 상승 목표(예: 2℃) 하에 차별적인 배출 경로(paths)를 분석할 경우, 온실가스 저감비용과 참여 유인정도(attractiveness)에 대한 충분한 반영이 필요한 것도 사실이다. 전체적인 현실적 조건들을 종합해보면, 대기 중 온실가스 농도 및 지구온도 목표를 설정하는 것이 기후변화 영향(impacts)에 근거하여 목표를 설정하는 것 보다는 상대적으로 적절한 접근방법인 것으로 판단되지만, 기후변화 시나리오에 근거한 영향의 발생시기 및 장소 등의 분포에 대한 정보는 동 온실가스 농도 및 지구온도 목표 설정에 중요한 투입자료로 활용될 수 있을 것이다.

한편, 기후변화 문제 해결에 적극적인 입장을 견지하는 국가들 간의 선도적 협력(coalition)이 기존의 국제연합(United Nations)에 기반을 둔 협력체제(UNFCCC, Kyoto Protocol)에 의미 있는 추가적 동력을 제공할 수 있을 것으로 판단된다. 이는 기후변화 대응체제 및 정책의 국제적 조정이 비용효과성 제고와 광범위한 의무부담 참여를 위하여 필요하기 때문이다. 즉, 대응체제 및 정책의 비용효과성 제고는 정책들의 채택 가능성 및 의지를 한층 증대시킬 수 있게 하며, 국제적 공공재의 성격을 지니고 있는 기후시스템을 관리하고자 하는 각 국가의 의지와 노력이 다른 국가들의 노력 정도를 결정하는 중요한 조건으로 작용하기 때문이다.

협상에서의 실질적인 합의도출을 위해서는 위와 같은 조건들이 가능한 광범위하게 충족될 필요가 있다. 그렇다면 그 동안 국제적 논의의 대상이 되어 왔던 참여방식들 중에서 어떠한 방식이 위와 같은 조건들을 상대적으로 잘 충족시키고 있으며, 실제 협상의 대상이

주요 온실가스 감축의무 참여방식 요약

	참여방식	주요 내용
1	Intensity Target	■ 집약도 감축의무 설정
2	Graduation and Deepening	■ 일인당 배출량과 일인당 GDP를 이용한 graduation threshold 설정 ■ 사전 합의된 GT 통과 시, 절대량 또는 집약도 감축 의무부담에 참여 (선진국은 3 등급을 분류하여 절대배출량 감축)
3	Keep it Simple, Stupid	■ 국가들을 12가지로 분류하고 각 그룹의 감축의무를 차별화 함(의무부담 형식, 강도 그리고 재정지출)
4	Growth Baselines	■ 개도국은 집약도(GHG/GDP) 목표를 BaU 대비 설정하여 의무이행 (선진국은 절대량 감축목표 설정)
5	Common but Differentiated Convergence	■ 장기적으로 국가별 일인당 배출량 수렴 ■ 특정 기준(예: 세계평균 일인당 배출량)을 초과 시 감축의무 참여
6	Contraction and Convergence	■ 장기적으로 국가별 일인당 배출량 수렴 방식 ■ 장기 수렴목표 결정 및 국가별 배출할당량 결정
7	Global Framework	■ 국가 배출목표를 3단계로 구분(Kyoto Track, Decarbonization Track, Adaptation Track) ■ 다단계방식과 유사
8	Dual Track	■ 국가가 접근방식을 자체적으로 결정 ■ 두 가지의 Track에서 선택권 부여: (1) 국내 정책 및 조치를 통해 비구속적 의무 이행, (2) 구속적 감축 목표를 배출권거래 참여권과 함께 부여(ie. 안전밸브 가격)
9	Global Triptych/Extended Global Triptych	■ 부문별 배출목표를 결정하고 이를 합하여 국가별 목표 결정 ■ 국가별 목표 이행여부 평가
10	Multistage / New Multistage	■ 단계별 의무부담 강도 강화를 통해 개도국 참여 유도 ■ 예: (1) 의무 없음, (2) 집약도방식으로 탈탄소화, (3) 절대배출량 안정화, (4) 절대배출량 감축

될 수 있는가를 판단할 필요가 있다. 국내외 각종 자료와 전문가들 간의 논의를 통하여 각종 참여방식을 대상으로 분석한 결과, 대략 10가지의 참여방식이 실제 협상의 대상이 될 가능성이 높은 것으로 평가되고 있다.

도출된 참여방식들은 각각의 논리를 바탕으로 다양한 참여방식을 제시하고 있는데, Contraction & Convergence(CAC) 방식, Common but Differentiated Convergence(CDC) 방식, 그리고 Global Triptych/Extended Global Triptych 방식은

다른 방식들과 접근방법을 달리하고 있다. 먼저 Contraction & Convergence(CAC) 방식과 Common but Differentiated Convergence(CDC) 방식은 모든 국가의 일인당 배출량을 장기적으로 주어진 기간에 일정수준으로 수렴시키는 방식이며, CDC의 경우 CAC방식을 일부 수정 및 보완하였는데, 참여기준(threshold)을 활용해 국가별 상황을 반영하여 참여시기의 차별화를 허용하고 있다. 한편 Global Triptych/Extended Global Triptych 방식은 주요 부

이슈 진단

문별 배출목표를 결정하고 이를 합하여 국가별 목표를 결정하는 방식으로, 최근 OECD를 중심으로 활발히 논의되고 있는 부문별 접근방식(Sectoral Approach)와 유사한 면이 많다.

이들 참여방식들의 공통점은 일반적으로 (1) 선진국은 기존의 절대배출량 감축방식을 유지 또는 강화하고, (2) 개도국은 국가별 상황과 능력에 따라 다양한 형태의 방식으로 참여하거나 참여방식을 자체적으로 선택할 수 있게 하고 있다.

6. 우리나라의 대응방향

가. 기후변화협약의 경제적 의미

기후변화협약은 향후 우리나라의 지속가능발전을 위해 능동적이고 효율적으로 대처해야 할 국가적 과제이다. 에너지의 97% 이상을 수입에 의존하고 에너지다 소비산업의 비중의 상당히 높아 외부충격에 상당히 취약한 우리나라의 에너지 공급체계를 감안할 때, 향후 기후변화협약은 우리나라 산업 및 소비구조의 근본을 뒤흔들어 장기적으로 국가경제를 침체의 늪으로 빠트릴 수 있는 가공할 잠재력을 가지고 있기 때문이다. 그동안의 협상을 통하여, 기후변화협약은 환경협약일 뿐만 아니라 각 국가의 경제와 직결되는 경제협약이라는 인식이 확산되어 왔다. 이는 획기적인 배출 저감기술 또는 대체에너지의 개발이 수반되지 않을 경우, 결국 온실가스 배출 감축이 에너지소비의 감소로 이어져 국가의 생산 및 소비활동을 위축시키는 악영향을 발생시키기 때문이다.

올해부터 시작되는 Post-2012 협상의 결과에 따라 차이가 많겠지만, 향후 우리나라가 온실가스 감축 의무부담을 받을 경우에 이는 우리 경제에 많은 부담을 줄

것이다. 의무부담을 받을 경우, 획기적으로 새로운 에너지원이 개발되지 않는 한, 온실가스 배출량을 줄이기 위해서는 기존의 석유, 석탄과 같은 화석연료 즉 생산 및 소비활동의 기초인 에너지의 사용을 줄여야 하기 때문에 결국 경제활동의 지속적인 위축으로 연결될 수밖에 없다. 에너지경제연구원의 연구결과에 의하면 최악의 경우 향후 온실가스 감축이 우리나라의 실질국내총생산을 2015년까지 매년 평균 0.5%p씩 낮추는 효과를 발생시킬 것으로 예측되고 있다. 다른 국가들과 비교하여 의무부담의 강도가 강하면 강할수록 온실가스 배출과 직접적 연관성이 적은 서비스업 등 에너지 비집약산업을 중심으로 산업구조가 재편될 것으로 예상되고 있다. 따라서 온실가스 감축을 위한 국제적 노력에 부합하면서도 우리나라의 사회-경제적 특수성을 반영하여 국익을 최대화할 수 있는 의무부담 협상전략이 시급히 마련되어야 한다.

나. 기후변화협약과 산업경쟁력

교토의정서가 발효되어 선진국들이 온실가스 배출 감축 의무를 실천하는 경우와 향후 우리나라를 포함하여 개도국들이 온실가스 감축의무에 동참하는 경우 모두 우리나라의 산업구조와 산업경쟁력은 상당히 영향을 받게 된다. 이는 우리나라의 산업구조 상 기후변화협약에 매우 취약하기 때문이다. 철강, 석유화학, 시멘트 등 에너지 집약산업이 우리나라 산업에서 차지하는 비중이 높으며, 수출 주력업종인 자동차, 반도체 등이 선진국들의 환경관련 무역규제의 대상이 될 수 있기 때문이다.

교토의정서에 의한 선진국들의 온실가스 감축으로 인하여 이들 국가의 화석연료 수요가 감소하며 제품의 생산비용이 증가한다. 반대로 의무부담을 받지 않는 우

리나라 및 개도국들은 석탄과 석유 등 화석에너지를 국제시장에서 보다 저렴한 비용으로 구입할 수 있게 됨에 따라, 제품 단위당 생산비용을 절감할 수 있으며 이는 이들 산업의 국제경쟁력 향상으로 이어질 수 있다. 반면, 자동차, 반도체 등과 같은 산업들은 저감의무를 가지고 있는 선진국 기업들이 경쟁력 약화를 보완하기 위해 관련 국제협회 등을 통해 비관세무역장벽을 강화할 가능성이 높다. 현재 구체적인 규제가 자동차, 반도체 등주요 산업을 대상으로 이미 시행되고, 교토의정서의 발효와 함께 보다 많은 산업에서 이와 같은 규제가 이루어질 것으로 예상된다. 문제는 비관세 무역장벽이 우리나라를 포함한 선발개도국을 집중적으로 겨냥하고 있으며, 특히 이들 산업들이 우리나라의 주력 수출산업들이기 때문이다.

한편, 기술한 바와 같이 향후 Post-2012에 대한 온실가스 감축 의무부담 협상에서는 의무부담의 방법, 시기 및 강도 등에 대한 구체적인 협상이 이루어질 예정인데, 협상 결과에 따라 장기적으로 우리나라의 거시경제 뿐만 아니라 관련 산업 특히 에너지 관련 산업의 국제 경쟁력에 많은 영향을 줄 것으로 예측되고 있다. 의무부담을 받을 경우, 국내외적으로 에너지 효율향상 및 절약 그리고 신재생에너지 개발 등을 중심으로 여러 가지 정책과 규제가 강력히 실시될 것이며, 이는 우리나라의 산업구조와 산업별 경쟁력에 많은 변화를 초래하게 된다.

다. 우리의 대응방향

교토의정서의 발효와 올해부터 시작되는 Post-2012 협상은 우리나라 에너지 산업 및 정책 전반에 걸친 비판적 검토를 통해 대대적인 변화를 요구하고 있다. 즉, 우리나라의 산업구조와 에너지 공급체계의 근

본적인 체질개선을 요구하고 있다. 우리나라의 에너지 공급구조를 지속성장이 가능한 체계, 즉 에너지절약형, 온실가스 감축형으로 재편해 나가야 한다. 그러나 지속 가능형 에너지구조로 전환하기 위해서는 우리의 산업과 에너지 사용에 근본적인 체질개선이 필요하며, 대규모의 기술개발 투자 확대와 에너지가격의 상승이라는 고통도 따르게 될 것이다.

향후 Post-2012 협상에서는 OECD 회원국이며 세계에서 9번째 이산화탄소 배출국인 우리나라에 대한 선진국들의 의무부담 압력이 가장 거셀 것으로 전망되고 있다. 따라서 협상에 대비하여 온실가스 감축을 위한 국제적 노력에 부합하면서도 우리나라의 사회-경제적 특수성을 반영하여 국익을 최대화하며 지속가능 발전 목표를 달성할 수 있는 협상대책이 시급히 마련되어야 한다.

협상의 결과에 따라 차이가 많겠지만, 향후 우리나라가 온실가스 감축 의무부담을 받을 경우 우리 경제에 많은 부담을 줄 것이며, 획기적으로 새로운 에너지원이 개발되지 않는 한, 온실가스 배출량을 줄이기 위해서는 기존의 석유, 석탄과 같은 화석연료 즉 생산 및 소비활동의 기초인 에너지의 사용을 줄여야 하기 때문에 결국 경제활동의 지속적인 위축으로 연결될 수밖에 없다.

그동안 우리나라는 온실가스 감축의무 참여를 최대한 늦추는 것이 우리나라의 국익 특히 우리나라의 경제에 상대적으로 이득이 된다는 논리에 근거하여 그동안 우리나라는 제3차 공약기간(2018년~2022년)부터 비구속적, 자발적 목표를 설정하여 이행한다는 중간단계의 도입을 검토한다는 것을 천명한 바 있으나, 제2차 공약기간(2013년~2017년)부터 의무부담을 받아야 한다는 주장이 관련 해외연구 및 회의를 통하여 지속적으로 제기되고 있는 상황이다. 특히, OECD 회원국이며

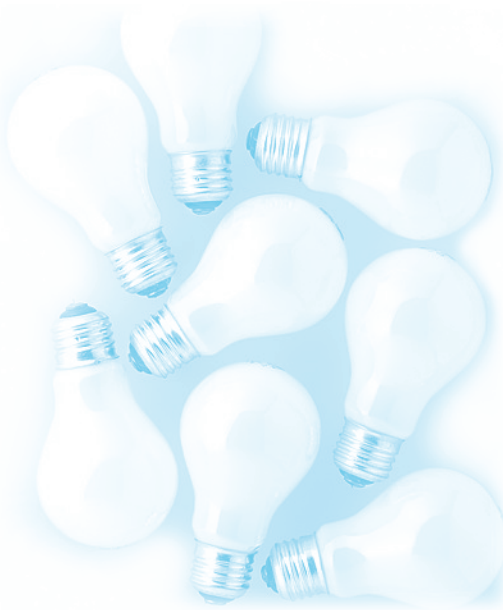
이슈 진단

선발개도국인 우리나라에 대한 국제사회의 의무부담 압력이 계속 강화될 가능성이 농후한 상황에서, 제3차 공약기간부터 의무부담을 받는다는 입장을 계속 유지하는 것이 현실적으로 타당한 지에 대한 심도 있는 분석이 이루어져야 한다. 이와 같은 분석의 결과 및 논의를 토대로 우리나라의 의무부담 시기에 대한 확고한 입장이 결정되어야 한다.

현실적으로 제2차 공약기간에 의무부담을 받을 수밖에 없다는 결정이 도출될 경우, 의무부담 방식 및 강도에 대한 철저한 분석을 토대로 경제-사회-환경적 악영향을 최소화하며 지속가능발전을 위한 의무부담 협상대책을 시급히 마련하여야 한다. 또한 마련된 온실가스 감축 의무부담 방안을 실제 협상에서 관철시킬 수 있는 논리적 기반을 철저히 마련하는 동시에 실제 협상 능력을 제고시키기 위한 방안도 마련되어야 한다. 한

편, 신속하고 효율적인 국내 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 국내기반 구축도 동시에 이루어져야 할 것이다.

우리나라 산업계도 새로운 발상의 대전환이 필요한 시점이다. 그동안 우리 산업계는 기후변화협약에 대하여 수동적이고 방어적인 자세로 대처하여 왔다. 이제는 이러한 위기를 새로운 기회로 받아들이고 에너지와 환경에 대한 투자가 향후 기업의 경쟁력을 좌우하는 중요한 요소가 될 것이라는 것을 인식해야 한다. 이를 토대로 에너지절약 및 효율향상, 온실가스 저감 기술개발 및 환경관련 사업의 확대에 적극적으로 참여해야 한다. 온실가스 감축 압박을 오히려 에너지효율과 신재생에너지, 환경관련 산업들을 세계적으로 수준으로 끌어올려 고부가가치의 차세대 수출전략산업으로 육성하려는 발상의 대전환이 필요한 시점인 것이다.



국내 석탄산업 지원 정책에 대한 신사고 정립



권혁수
에너지경제연구원 연구위원

〈 목 차 〉

1. 개 요
2. 국내 석탄산업의 현황 및 과제

3. 결론

1. 개 요

최근 국제유가는 50\$/b를 넘나들면서 고유가 추세가 지속적이다. 앞으로도 이러한 고유가의 추세가 지속될 것이라는 전망이 지배적이다. 또한 대규모 석유, 가스 생산자들이 국제 에너지 시장에서 주도권을 장악해가면서 OECD 국가 및 중국 등의 에너지수입 의존도도 심화, 석유 및 가스의 공급불안 위험이 높아지고 있다. 따라서 세계 각국은 에너지 안보 측면에서 석탄의 중요성에 대한 인식을 제고하고 있다.

특히, 우리나라와 같은 자원빈국은 원자력 이외의 발전에서 높은 비중을 차지하고 있는 석탄 발전 의존도가 심화되고 있는 현실에서 국제가격이 과거에 비해 너무 높아 국가 경제에 많은 부담을 주고 있다. 이제는 석탄 전반에 대한 인식이 제고될 필요가 있다.

국내 무연탄 경우도 우리나라 에너지 정책의 여건이

과거에 비해 크게 변화되었음을 인지하여 석탄 지원정책에 합리적인 사고 정립이 요구된다. 즉, 국내 유일한 부존자원이라는 명분과 서민 연료 보호라는 명분하에 비경제적인 요인이 크게 내재되어 있는데도 불구하고 정부의 석탄 지원정책의 큰 변화 없이 과거의 틀을 유지하려는 정부의 지원정책은 제고의 여지가 있다는 것이다.

만약, 이러한 고유가 상황이 장기화된다면 저소득층 서민연료 보조라는 명분 아래 그동안 정부가 보조해 왔던 연탄의 가격보조금은 연탄의 가격 경쟁력을 크게 회복, 실질적인 저소득층 혜택 보다는 연탄을 사용하지 않아도 되는 소득 계층 및 농가, 영업용 등에서 지속적으로 수요를 증가시킬 수 있으며 이로 인해 국내 무연탄 수급균형에 큰 어려움이 제기될 것이다. 결국, 국내 무연탄 지원에 대한 문제의 심각성을 더할 수 있다.

2. 국내 석탄산업의 현황 및 과제

가. 국내 무연탄 수급 균형(수요 > 생산) 모색

지난 '80년대 후반부터 증산정책에 기인한 과잉공급과 수입에너지의 국제가격안정에 따른 저유가정책, 가정용 에너지소비 패턴변화 등으로 석탄소비가 감소되기 시작하면서 산업전반의 불황이 예고되었고 정부는 석탄산업 합리화정책을 추진하여 수급안정화를 위하여 왔다.(비경제성탄광 Scrap-Down, 경제성탄광 Build-Up). 최근 들어 세계 에너지 시장의 고유가 행진과 국내 경제 불황으로 인해 다시 연탄소비를 증가세(전년 대비 13%)로 반전시킴과 동시에 지속적인 감산정책으로 탄광의 채산성은 악화, 2004년 동원탄좌가 폐광되면서 국내 무연탄 생산체제에 위협을 받으면서 국내 무연탄 수급관리에 새로운 이슈가 제기되고 있다.

즉, 무연탄 수요 > 공급의 현상으로 수급균형의 방안 마련이 요구된다. 그러나 생산측면에서는 광산의 심부화에 따른 채산성 저하로 생산원가는 지속적으로 상승하고 있으며, 이는 탄광의 현금흐름 경직성을 유발시킴으로서 탄광의 지속적인 운영에 어려움으로 연결되고 있고 지원제도는 합리화를 위한 제도와 연결되어 있

기 때문에 현 제도는 석탄산업 유지에 위협 요인으로 작용할 수 있다. 특히, 탄광은 투자기피, 감산 등으로 고정비용 상승분을 생산성 향상과 조직 축소 등으로 자체 흡수해가고 있으나, 생산원가에 못 미치는 낮은 탄가수준과 생산성을 초과하는 임금인상 등으로 감산도 폐광도 어려운 입지에 놓여 있다.

이에 따라 정부는 국내 유일한 자원, 에너지 안보라는 명분하에 적정생산 수준 책정과 함께 일정수준 유지를 위한 정부의 생산지원 제도를 재검토해야 할 필요성이 대두되나 사실상 경제적 논리에 의한 명분 확보에 어려움이 있다. 하지만 외국의 경우도 석탄산업 구조조정기간 40여년 시간이 소요되었을 뿐 아니라 자국에너지로써 최소한 생산규모 유지 추세(독일 2005년까지 3,500만톤 유지)이며 폐광지역 대체산업 유치 특성을 반영, 시간적 여유가 요구되고 있다는 점을 감안한다면 석탄산업 일정수준 유지의 확고한 정책적 의지를 분명히 하여야 함은 당연할 것이다.

단지, 너무 무리한 정책적 의지만을 표명할 경우, 지원의 합리성 및 효율성 문제에 논란이 거듭될 소지가 있으므로 경제적(긍정적) 시각과 비경제적(부정적)인 시각차를 좁힐 수 있는 방안 마련이 요구된다.

그 이유는 1988~2001 기간 중 연간 13%대의 높은

석탄산업의 변화 추세

(단위: 천톤)

구 분	1988(A)	2004(B)	증감율(% , B/A)
○ 가행탄광수(개)	347	8	△97.4
○ 생 산 량	24,295	3,191	△86.9
○ 소 비 량	25,641	3,886	△84.8
○ 재 고 량	10,774	8,894	△17.4

주 : 최근 3년간 연평균 증감률: 생산 △5.8%, 소비 △1.2%(민수용 4.0%)

마이너스(-) 증가율을 기록하였던 국내 무연탄 수요 감소가 2002년부터 고유가 추세를 맞이하면서 증가세로 반전하여 2010년경에는 약 300만톤의 재고수준이 무너질 가능성이 있기 때문이다.¹⁾

결국, 국내 무연탄 시장에서 수급균형 모색을 위한 새로운 과제로 부각되는 주요 이슈는 연탄가격 현실화를 통한 수요관리의 필요성과 합리적 생산기반 구축을 위한 지원제도 모색이다. 즉, 그 동안 저소득층 보호라는 연탄가격 보조 정책(1990년이후 연탄가격 동결 200

원/장)이 등유/연탄 상대가격의 경쟁 우위성 크게 확보시켜 현재의 연탄수요 증가의 결정적 요인으로 작용한 것으로 보이므로 이의 개선이 요구된다는 것이며 합리적 정책을 지속적으로 추진하여 효율적 탄광의 집중적 생산체제 구축을 의미하는 것이다.

나. 정부의 재정 부담 경감 대책 마련

과도한 정부지원으로 명분 약화와 타 산업과의 형평

- 등유대비 연탄의 상대가격은 지속적으로 하락
- 연탄가격은 '89년 이후 서민가계부담을 이유로 석탄가격인상(7차례)에도 불구하고 단 1차례('03년, 10%) 인상
- 반면 등유가격은 고유가 및 세금인상으로 매년 증가
 - * 두바이유 (\$/B) : ('01)22.8 ('02)23.8 ('03)26.9 ('04)33.6 ('05평균)50.2
 - * 등유세금(원/) : ('01)103.7 ('02)135.4 ('03)165.8 ('04)194.8
- 연탄의 상대가격비(연탄 : 등유)가 과거 1 : 1.1 1 : 3.8수준으로 확대, 당분간은 고유가로 현 추세 지속 전망

〈 연료별 상대가격 변화 〉

구 분	'95	'97	'99	'01	'03	'04
상대가격지수(등유/연탄)	1.12	1.82	2.53	3.12	3.05	3.81
연탄소비량(만톤)	301	139	112	123	119	139

- 상대가격비 확대로 연료간 소비대체(연탄, 등유) 발생
- 연탄소비는 금년 동절기('04.10~'05.3)에 전년동기대비 44.8% 증가
- 반면, 등유소비는 전년동절기에 비해 오히려 14.9% 감소
- 특히 상업용·농업용 등을 중심으로 연탄소비가 급증
- 사무실, 식당 및 농업용에서 연탄 난방방식으로 전환
- 또한, 가정에서도 연탄보일러 겸용가구가 증가하는 추세
 - * 연탄수요('04년)중 가정용 32%(45만톤), 상업용 46%(64만톤), 농업용 22%(30만톤)로 추정(예경연)

1) 현재 재고수준 890만톤 수준을 감안할 때, 향후 연탄수요가 현 증가세를 유지하더라도 한동안 공급에는 큰 무리가 없을 것이다. 문제는 생산기반이다. 약 300만톤 수준의 생산 유지가 불가능할 경우, 발전용 무연탄이 현재의 소비수준(235만톤)을 유지한다고 가정하면 연간 약 70 - 80만톤 정도 재고탄 방출이 이루어지기 때문이다.

이슈 진단

국내탄 수급 추이

	1988	1990	1995	2000	2001	2004	연평균 증가율(%)	
							('88-'01)	('00-'04)
A. 소비(천톤)	25,641	20,979	5,485	4,159	4,027	3,886	-13.3	-1.70
연탄용	22,926	18,779	3,005	1,192	1,230	1,386	-20.1	3.84
발전용	2,407	1,983	2,421	2,850	2,689	2,356	1.41	-4.65
산업용	209	171	59	117	107	145	-4.72	5.5
공공기타용	99	46	0	0	0	0	-	0
B. 생산(천톤)	24,295	17,217	5,720	4,150	3,817	3,191	-13.7	-6.68
탄광수(개)	347	215	27	12	13	9	-24.5	-6.68
근로자수(명)	62,259	38,101	11,735	8,207	7,169	5,978	-35.1	-5.88
OMS(톤/공)	1.35	1.56	1.65	1.81	1.77	1.78	2.1	-
C. 재고(천톤)	10,774	8,013	8,492	10,774	10,576	8,894	-	-6.53

자료 : 「에너지통계월보」

성 문제가 제기, 이를 타개하기 위하여 정부는 1996년부터 무연탄 가격의 인상을 추진, 정부의 재정 부담 감축에 노력해왔다.²⁾ 그러나 2000년 이후 다시 가격지원 폭이 증가하고 있다. 향후, 정부의 지원제도를 가격지지 중심으로 전환하지 않는 한, 저탄가 정책 추진으로 인한 원가 인상을 보전하기 위해서는 다시 정부의 재정 부담을 증가시키는 요인으로 작용하는 한편 정부는 최근 들어 일정수준 생산 유지, 폐광지역개발, 석공 입지 확립 등 여러 문제가 동시에 제기됨으로써 정부의 재정 부담은 크게 증가할 소지가 있다.

특히, 감산지원금 및 폐광대책비 등으로 인해 정부

의 지원 부담은 이중적으로 어려워 질 전망이다. 즉, 새롭게 제기되고 있는 수급균형 모색을 위한 생산확대의 지원제도 마련과 다른 한편으로는 일부 비경제탄광들의 폐광 및 생산확대 정책에 참여 하지 못한 탄광들에 대해 감산지원금을 동시에 고려해야 하는 이중적 문제에 당면해야 한다. 감산지원금 및 폐광대책비는 지난 석탄산업합리화시책의 일환으로 비경제탄광의 폐광지원사업을 지속적으로 추진함으로써 석탄소비 감소에 상응한 생산량의 감축으로 공급과잉 현상을 해소, 석탄 수급균형을 유지하는데 기여하였으며, 비경제 탄광의 정비에 따라 석탄산업조성사업비 등 정부지원을 장기

국내 무연탄 가격 및 생산톤당 가격지원 (원/톤)

	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2004
가격 (증가율%)	49,580	57,010 (15.0)	65,560 (15.0)	65,560 (0.0)	65,560 (0.0)	72,280 (5.0)	77,751 (5.7)
가격지원 (증가율%)	63,761	59,647 (-3.4)	52,971 (-3.7)	42,333 (-28.5)	44,447 (0.0)	42,810 (-3.5)	47,665 (11.3)

2) 2000년까지 지원 : 석탄비축사업, 광산지역진흥대책, 석탄생산지원(경도굴진, 탄광기계화) 1999년까지 지원 : 수송화차제작, 연탄공장시설, 1998년까지 지원 : 하계저탄, 석탄합리화사업단 1996년까지 지원 : 석탄광개발, 탄광근로자기초교육, 1995년까지 지원 : 안전성증진.

석탄산업에 대한 정부지원 현황(억원)

구 분	1988	1991	1996	2000	2001	2003	2004
가행탄광 생산지원	3,190	4,656	4,206	2,783	2,341	2,129	2,008
- 탄가안정대책비	-	1,782	3,268	2,449	2,216	1,943	1,952
- 기타	3,190	2,874	938	334	125	186	260
감산·폐광 지원	121	529	1,006	105	665	1,028	503
지역경제 지원	-	-	216	1,003	1,136	1,622	1,722
관련기관 지원	129	100	244	1,200	800	400	400
합 계((억원)	3,440	5,285	5,993	5,091	4,942	5,179	4,837

폐광대책비 지급현황(단위 : 백만원)

구분	지급실적															
	1989-1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	계
근로자 대책비	61,518	29,882	39,146	53,310	21,626	14,654	6,132	3,067	1,644	2,482	656	1,005	50,197	4,539	4,141	293,999
광업자 지원금	49,439	13,915	15,163	18,600	2,404	3,026	887	-	-	593	-	79	4,915	729	-	109,750
광해방지 및 산림복구비 등	-	10,190	7,326	8,884	7,269	6,821	12,884	12,535	14,470	15,317	9,906	12,354	9,929	11,156	15,766	159,309
감산근로자 대책비	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,533	36,210	16,986	10,824	109,553
계	110,957	53,987	61,635	80,794	31,299	24,501	19,903	15,602	16,114	18,392	10,562	58,971	101,251	33,410	30,731	672,611

자료 : 산업자원백서

개발 탄광에 중점 지원할 수 있게 됨으로써 장기가행탄광의 생산성 향상 및 경쟁력 강화를 위한 기반을 조성한데에는 긍정적인 평가를 받을 수 있으나 향후, 일정 생산 유지를 위한 제도와 상충된다는 점이다. 이러한 정책이 한동안 병행되면서 정부의 지원은 이중적 부담이 될 수 밖에 없다. 이에 대한 대책이 요구된다.

특히, 2002년부터 고유가 추세 속에 연탄소비가 큰 폭으로 증가하면서 연탄의 가격 보조금이 2005년 1000억원을 넘어섰고 이대로 증가한다면 2006년에는

배로 늘어 날 수도 있다. 1990년부터 본격적으로 시행되어 온 저소득층 보호라는 연탄가격 보조 정책이 장기화되면서 국내 무연탄 시장을 왜곡시키는 장본인 역할을 할 가능성이 커졌다는 것이다. 이것은 바로 잡아야 한다.

대부분의 사람들은 고유가 시대를 맞이한 지금의 상황에 대해 많은 걱정을 하고 있다. 그러나 우리나라의 전반적인 에너지 소비행태는 크게 개선되지 않고 과거의 다소비 경향을 그대로 보여주는 것 같다. 따라서 에

이슈 진단

너지수급 균형 모색에 어려움을 겪고 있으며, 특히 민생 부분의 에너지 소비는 과거부터 서민연료 보호라는 명분 아래 추진되었던 저가격정책의 영향으로 인해 소비규모가 좀처럼 수그러들지 않고 있다. 이제라도 정부 보조금을 지급해야만 하는 저소득 계층이외에는 근본적인 틀을 다시 세우야 할 시점이 아닌가 싶다.

민생 에너지 가격정책에서 저가격의 안정적 공급이 외에 또 다른 목적의 하나는 에너지소비에 따라 발생하는 사회적 불이익을 소비자에게 부담시켜 적정수준의 소비를 실현하는데 있다. 이러한 소비억제 유도는 에너지 소비에 따른 사회적 불이익을 적정한 수준으로 감소시키는 것을 궁극적인 목표로 한다.

예를 들면 고유가 추세와 함께 등유 특소세의 지속 인상 및 연탄가격 동결로 인한 연료(등유:연탄)간 상대가격비 격차는 더욱 커졌다. 이로 인해 그동안 지속적으로 큰 폭의 감소를 보였던 연탄 소비가 다시 급증하는 현상이 3-4년간 연속적으로 보임에 따라 사실상 석탄산업합리화 정책으로 생산기반이 크게 약화된 국내 무연탄 공급여건은 이를 충족하지 못하여 심각한 수급 불균형을 초래할 가능성이 커졌다. 이제라도 일정수준의 등유/연탄의 상대가격비를 좁혀 무연탄 수급의 균형을 모색하여야 한다. 에너지소비에 따른 적절한 사회적 비용부담이라는 차원에서 연탄 가격 인상은 불가피한 선택이라 할 수 있다.

만약 물가에 미치는 영향, 정치적 입장, 서민연료 보호라는 명분 때문에 연탄가격을 인상하지 않는다면 지금처럼 고유가 시대에서는 연탄을 사용하지 않아도 되는 소득계층에서 연탄 소비의 심리적 소비 경향을 증대시킬 것으로 보이며, 특히 농가 및 영업용 부문에서도 연탄 소비를 크게 증가시켜 2010년경에 연탄소비 규모는 300만톤 이상 될 것으로 전망된다.

그러나 사실 국내 무연탄 시장에서 생산측면은 이의 조절 기능을 할 수 없는 상황이다. 연탄 수요가 지속적으로 증가한다고 해도 정부의 지원 재원이 충분하고 공급이 이를 어느 정도 뒷받침할 수 있다면 한동안 연탄 가격 인상을 하지 않고도 추세를 관망할 수 있을 것이다. 그러나 현실은 그렇지 못하다. 1989년 이후 소득 증가와 함께 급속하게 고급화된 민생에너지 소비 양상은 연탄수요를 대폭 감소 시켰으며, 이에 발맞추어 정부는 석탄산업합리화 정책을 꾸준히 시도한 결과, 2004년말 동원탄광 폐광으로 국내 연간 총 무연탄 생산규모를 약 280만톤 생산수준까지 내렸다. 이 또한 그 동안 채산성이 지속적으로 악화, 폐광을 준비하면서 투자를 기피하였음에도 불구하고 현재까지 존립하고 있는 탄광들이 있기 때문에 앞으로 연간 240만톤 생산수준까지 떨어질 것으로 예상된다.

어쩔 수 없다. 국내 석탄산업은 정부의 보조 및 지원에 의해서만 존립이 가능하다. 그 이유는 과거부터 지금까지 저탄가정책 유지로 일관하여 온 정부의 석탄 정책에 의해 시장에서의 판매가격이 원가 이하에서 책정된데에 있다. 1톤 생산에 정부의 보조금이 약 47,000원 정도로 총 1,400억원 이상을 정부가 보조하고 있고 연탄 제조에 1톤당 약 55,000원을 보조, 총 550억원에 달하며 석탄산업(연탄 포함)의 보조금이 약 2,000억원달하고 있다. 여기에 덧붙여 폐광지역개발 사업 등 기타 석탄관련 지원금을 포함하면 연간 5,000억원을 상회하고 있다. 실로 막대한 보조 지원금이다. 특히, 대한석탄공사의 누적결손금 등을 포함한다면 막대하다. 어디서부터 손을 써야 할지 해결의 실마리를 찾기가 어렵다.

분명한 것은 이대로는 안된다. 대책을 찾아야 한다. 아무리 국내 무연탄이 유일한 부존자원이라는 명분을

가지고 유지해야 하는 당위성이 있다 하더라도 비효율적인 부분인 크게 내재되어 있다면 지금이라도 바로 잡아야 한다. 즉, 합리적이고 보다 효율적인 대안 모색이 요구된다.

석탄산업은 과거와 같이 정부 주도에 의한 지원이 불가피하지만 정책목표에는 변화가 있어야 한다.

첫째, 국내 에너지 시장여건이 시장기능 강화에 초점이 두어져 있으며 이에 어느 정도 부응할 수 있는 지원제도가 준비되어야 할 것이다. 과거와 달리 가격중심체제로 지원제도가 변화가 불가피하다는 의미이다. 이러한 맥락에서 보면 연탄공장 지원, 최종소비자 가격 보조제도도 타 에너지와의 형평성 문제를 고려하여 재고해야 한다.

둘째, 석탄산업조성사업비 재원 확보에 어려움이 가

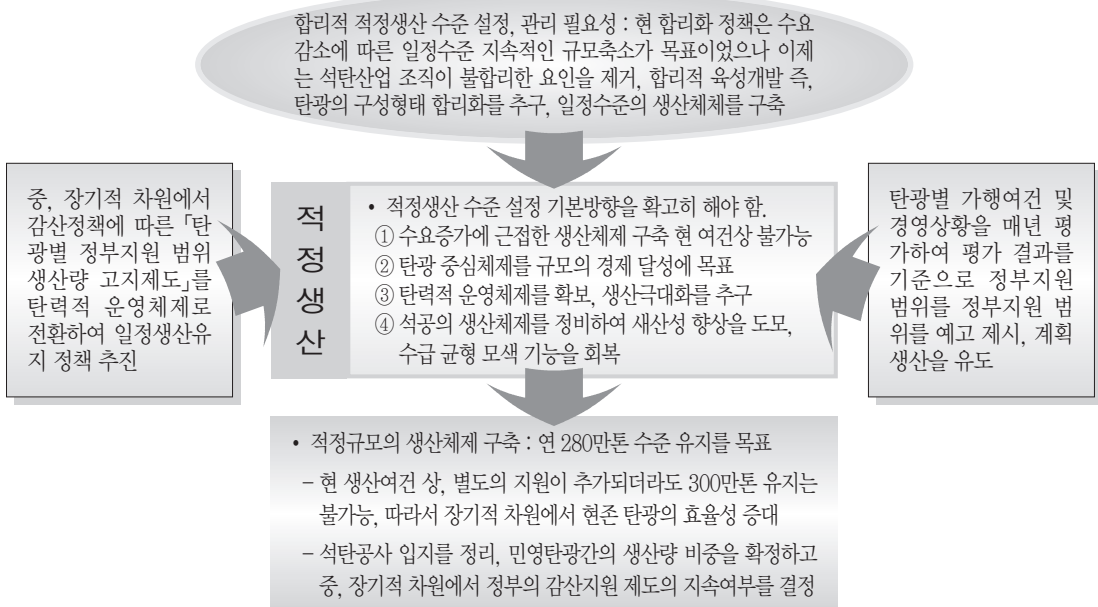
중되고 있어 석탄정책 지원에 필요한 자금 조성에 문제가 제기될 수 있다는 점을 반영해야 한다. 지금처럼 무조건식의 지원은 지양해야 한다.

셋째, 수급균형이라는 관점이 달라져야 한다. 수요 > 생산 현상을 해소하기 위해 생산 증대를 도모, 수요에 근접하는 정책 시도가 아니라 수요관리를 통한 수요 감소를 추진, 최소한의 생산체제 유지의 근간을 확보해야 한다는 점이다.

폐광지역 활성화 추진을 위한 근간도 중앙정부 위주의 개발 방식 보다는 해당 지자체의 참여 및 역량을 강화, 자율적 개발 체제로 접근할 경우 석탄산업과 폐광지역 개발의 관계 모색은 스스로 선택의 대안으로 남을 수 있다. 특히 재정지원 정책에 양상이 달라져야 한다.

정부는 저탄가 정책의 일환으로 안정적 공급을 위해

생산유지 방안



이슈 진단

가행탄광에 보조와 지원을 해왔다. 물론 이러한 정책의 흐름이 현재까지 이어져 오고 있다. 그러나 이는 정부의 부담을 가중시키고 탄광의 정부 의존적 경향을 높이는 결과를 가져 왔다.

따라서 앞으로는 가격안정지원 등 적자보전적 성격의 지원은 계속 감소시키는 반면 가격 인상을 통해 생산성 향상 등 투자가 이루어지도록 유도해야 한다. 단, 비효율적 탄광은 자율적 폐광을 유도, 합리적 석탄산업 유지를 위한 지원제도 마련에 박차를 가해야 할 것이다.

전반적으로 정부의 재정지원 부담을 감축, 지원 효과를 극대화하는데 목표를 두고 가격지원금은 매년 축소하는 대신 석탄가격을 현실화시켜 나아가야 한다. 현행 저탄가정책에서 벗어나 정부의 석탄고시가격제도를 점진적으로 자율화하려는 궁극적인 목적은 시장기능에 의한 적정가격의 형성을 통해서 자원배분의 효율화와 사회적 후생증진을 도모하는 데에 있다.

따라서 탄가의 현실화가 바람직한 것인가는 우선 탄가를 현실화시켰을 때 무연탄 시장이 자유경쟁시장의

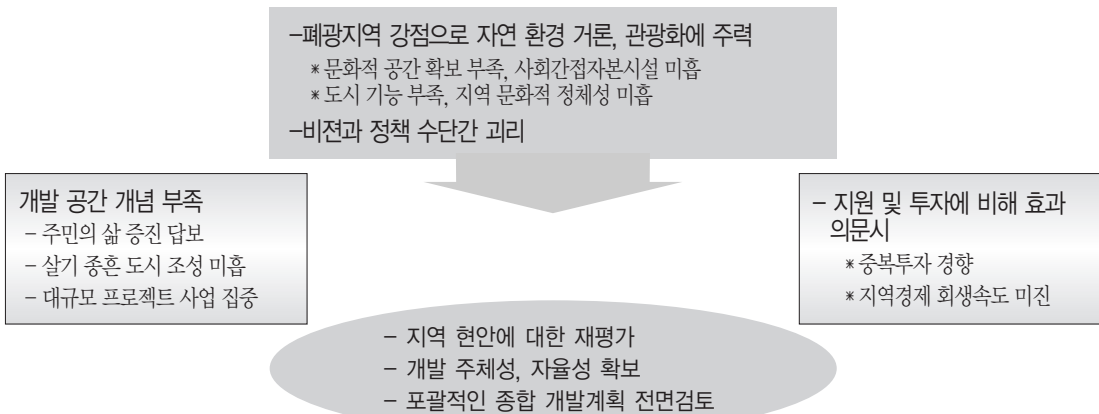
성립조건을 충족시킬 수 있겠는가라는 문제부터 따져 보는 것이 순서이다.

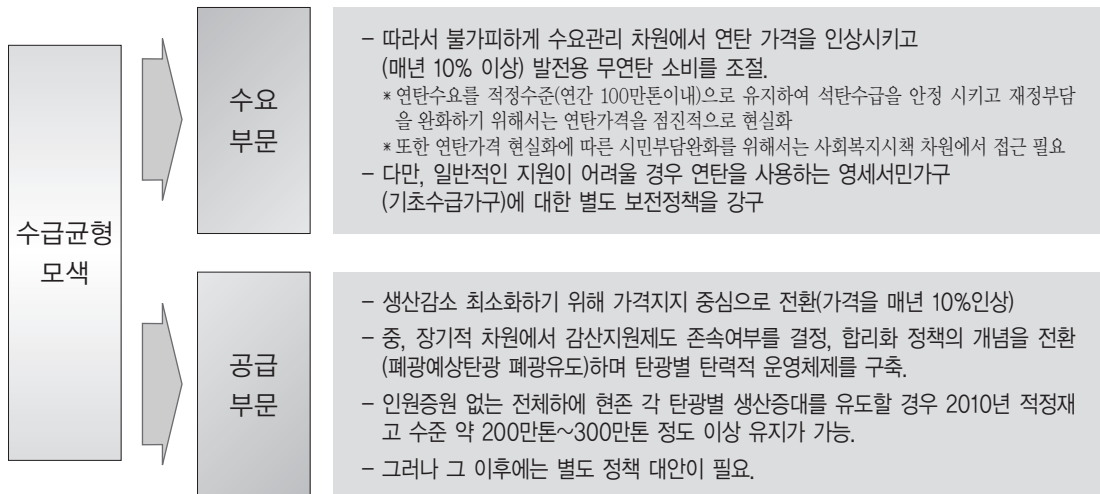
가격 현실화를 통해 얻을 수 있는 장점은 무엇보다도 사회적 후생극대화를 도모할 수 있다는 점이다. 현실적 측면에서는 석탄광업의 안정적 경영 기반 구축이 가능하며 필요한 석탄의 생산이 확대되는 효과를 낼 수 있을 것이다.

따라서 무연탄 가격제도의 개선방향은 전반적인 자율화 추세에 부응하는 것이 바람직하다. 특히, 연탄가격은 자율화 폭을 확대하여 저소득층이외에는 현재와 같은 보조금 제도를 중, 장기적 차원에서 폐지함이 바람직하다. 저소득층 직접 보조 방안 마련과 함께 지금의 연탄가격보조금을 폐지한다면 점진적 자율화에 근거한 고시가격체계의 유지에 어느 정도 타당성을 부여할 수 있다. 즉, 영세민 가정용 연탄 사용 가구에 대해서는 별도의 보조금을 지급하는 방안을 강구하면 된다.

석탄광산에 대해서는 각 광산별 개별 평가제를 도입, 생산성 향상이 가능한 탄광에 집중 지원함과 동시에 탄력적 생산체제를 도입하여 어느정도 선에서 자율

폐광지역개발 방향





적으로 생산량을 결정할 수 있는 지원 제도를 마련해야 할 것이다. 특히, 대한석탄공사의 누적결손 등의 해결 및 입지를 분명하게 정립하여 석탄산업의 전반적인 지원정책의 틀을 확립시켜야 한다.

아울러 폐광지역 개발 지원도 민자유치에 근간을 둔, 개발 주체성과 자율성 확보에 근간을 두어야 한다. 이렇게 함으로써 그 동안 정부가 추진해왔던 석탄산업 합리화 정책에 의해 상대적으로 피해가 컸던 폐광지역 개발 사업에도 명분을 확보할 수 있다. 만약 지금 당장 필요하다고 해서 다시 석탄 증산 정책을 재시도한다면 지금까지 추진해왔던 석탄산업합리화 정책 및 폐광지역개발 사업은 상충되어 석탄정책에 혼란을 가중시킬 수 있다. 신중한 접근이 필요하다.

결론적으로 말해서 무연탄 수요관리(연탄, 발전용) 정책을 본격적으로 시도한다고 해도 현 상황을 감안하면 수요 증가에 따른 공급부족은 불가피하다. 단지, 수급불균형의 규모를 얼마나 축소시키느냐가 관건으로 보인다.

우선 연탄의 가격을 대폭 인상시켜(2005년 30% 이상) 수요 감소를 유도하고 생산 감소를 최소화하기 위해 탄력적 운영체제에 의한 우량 탄광의 생산량 확대를 도모하고 석탄가격을 연 10% 이상 인상하여 가격현실화를 실현함과 동시에 석탄산업합리화 정책의 개념을 건전한 합리적 탄광 육성 개발로 전환하여야 한다. 우리나라 석탄산업의 가능한 적정생산수준의 규모는 280만톤 정도 유지되어야 한다. 연탄수요 감소 정책과 함께 이 정도의 생산수준을 유지한다면 어느 정도 정부의 재정 부담 경감과 함께 수급균형을 모색할 수 있다고 본다.

다. 시장기능의 강화 및 석공 정상화

시장 기능 강화에 초점을 두고 이에 어느 정도 부응할 수 있는 지원 제도가 준비되어야 한다. 과거와 달리 저탄가 정책에서 점진적으로 탈피, 가격중심 체제로 지원제도를 개선하여야 하면 특히 재정 지원 정책에 양상

이슈진단

국내 무연탄 수급전망

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
연탄수요(A)	sc1(동결)	1,806	1,985	2,331	2,626	2,868	3,059
	sc2(10%)	1,806	1,909	2,092	2,148	2,099	1,975
	sc3(15%)	1,806	1,856	1,933	1,850	1,659	1,413
	sc4(20%)	1,806	1,806	1,787	1,594	1,308	1,004
	sc5(25%)	1,806	1,758	1,655	1,375	1,031	711
발전용수요(B)	sc1	2,356	2,356	2,361	2,356	2,733	2,857
	sc2	2,356	2,356	2,356	2,356	2,356	2,356
산업용수요(C)		145	147	148	149	150	152
총 수 요	D1:Asc1+Bsc2+C	4,307	4,488	4,840	5,131	5,751	6,068
	D2:Asc2+Bsc2+C	4,307	4,412	4,596	4,653	4,605	4,483
	D3:Asc3+Bsc2+C	4,307	4,359	4,437	4,355	4,165	3,921
	D4:Asc4+Bsc2+C	4,307	4,309	4,291	4,099	3,814	3,512
	D5:Asc5+Bsc2+C	4,307	4,261	4,159	3,880	3,537	3,219
생산(E)	Esc1	2,861	2,843	2,931	3,039	3,093	3,194
	Esc2	2,861	2,753	2,753	2,753	2,753	2,753
누적재고(F)	F(sc1)	7,448	5,803	3,894	1,801	-856	-3,730
	F(sc2))	7,448	5,879	4,214	2,600	1,088	-201
	F(sc3)	7,448	5,932	4,426	3,110	2,038	1,311
	F(sc4)	7,448	5,982	4,622	3,562	2,841	2,523
	F(sc5)	7,448	6,030	4,802	3,961	3,517	3,492
	F(sc6)	7,448	5,713	3,626	1,247	-1,750	-5,065
	F(sc7)	7,448	5,789	3,946	2,046	194	-1,536
	F(sc8)	7,448	5,842	4,158	2,556	1,144	-24
	F(sc9)	7,448	5,892	4,354	3,008	1,947	1,188
	F(sc10)	7,448	5,940	4,534	3,407	2,623	2,157

주 : 생산Esc1 : 투자할 경우 생산 Esc2 : 현 추세 유지할 경우

재고 Fsc1 : 생산Esc1 기준, 총수요 D1 적용시
 재고 Fsc2 : 생산Esc1 기준, 총수요 D2 적용시
 재고 Fsc3 : 생산Esc1 기준, 총수요 D3 적용시
 재고 Fsc4 : 생산Esc1 기준, 총수요 D4 적용시
 재고 Fsc5 : 생산Esc1 기준, 총수요 D5 적용시
 재고 Fsc6 : 생산Esc2 기준, 총수요 D1 적용시
 재고 Fsc7 : 생산Esc2 기준, 총수요 D2 적용시
 재고 Fsc8 : 생산Esc2 기준, 총수요 D3 적용시
 재고 Fsc9 : 생산Esc2 기준, 총수요 D4 적용시
 재고 Fsc10 : 생산Esc2 기준, 총수요 D5 적용시

이 달라져야 한다. 저탄가 정책에서 탈피, 가격현실화를 시도할 경우, 가격안정지원 등 적자 보전적 성격의 지원규모는 계속 감소시키고 석탄광업은 생산성 향상 등 건전한 투자 지원에 초점을 두어야 할 것이다. 지원 효과를 극대화하는데 목표를 두고 생산성 향상이 가능한 탄광에 집중 지원하는 지원제도 마련이 요구된다. 소득수준 향상에 따른 고급에너지 선호추세를 감안할 때 연탄소비는 장기적으로 볼 경우 감소될 전망이다. 따라서 가정용 연탄가격보조금은 사회복지적 차원에서 저소득층 연료비 직접 지원 개념으로 전환이 필요하다

또한 수급균형이라는 관점에 변화가 있어야 한다. 수요 > 생산 현상을 해소하기 위해 생산 증대를 도모, 수요에 근접하는 정책이 아니라 수요관리를 통한 수요 감소를 추진, 생산체제 유지의 근간을 확보한다는 점이다.

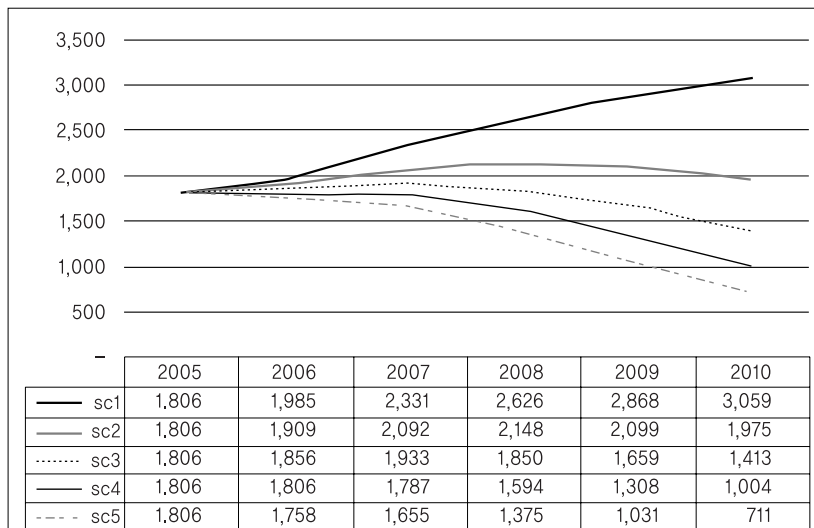
폐광지역개발 방식도 해당 지자체의 참여 및 역량을 강화, 자율적 개발 체제로 유도해야 할 것이다. 석

탄공사 정상화 방안을 빠른 시일내에 강구해야 한다. 석탄공사는 장·단기 처리계획을 병행하여 추진하되 우선 가능한 사항부터 점진적으로 추진하며, 2006년 이후부터 본격적인 중·장기 처리방안 마련해야 한다.(정부 재정 지원으로 재무구조 회생 근간 확보)

라. 중, 장기적 차원의 대북 무연탄 지원 사업 추진

현재까지 정부 차원의 대북 무연탄 지원은 공식화되어 있지 않으나 민간차원의 연탄 지원이 추진됨으로써 2005년 기준 약 7만톤 정도 지원한 것으로 집계된다. 인도적 차원에서 대북 연탄지원의 필요성은 인정되나 대북 연탄지원은 일회성이 아닌 지속적인 요구사항이므로 현재의 중장기 석탄수급상황 및 석탄지원여력 하에서는 정부차원의 대규모 대북 지원은 곤란할 것으로 보인다. 북측으로부터 정식으로 요청이 제기되면 이를 거절하기 어려운 남북관계의 입장을 감안하여 대북 석

시나리오별 연탄수요전망



이슈 진단

탄지원물량을 한시적으로나마 소량으로 국한함이 바람직하다고 본다.

1) 단기적 차원에서 연탄 지원시 문제점

현재도 민수용 석탄수요의 급증으로 국내 생산과 수요가 균형을 이루지 못하고 있어 비축탄을 방출하여 석탄수급 안정을 도모하고 있다. 현 추세라면 향후 5년 이내에 비축탄이 소진될 수도 있다. 이에따라 한시적(3년 정도)으로라도 석탄을 매년 일정량을 북한에 지원한다면 비축탄의 고갈을 더욱 앞당겨질 것이다.

현시점에서도 대북 지원이 “퍼주기 식”이라는 비판이 있고, 국내 석탄수급 불균형이 확대되는 상황에서 북한에 대한 대규모 석탄지원은 대북 지원 반대론자 등에 의한 강한 반대에 부딪칠 가능성이 있다. 특히, 석탄수급 불균형이 심화되어 석탄수급파동 등의 사회적 문제를 초래할 경우 국내의 석탄산업정책 및 통일정책 전반에 대한 근본적인 비난 여론이 우려된다.

2) 중·장기적 차원 대북 무연탄 지원

장기적 국내 석탄수급상 문제로 인하여 원칙적으로 지원이 곤란하다고 본다. 대북 석탄지원은 다른 분야와 마찬가지로 일회성으로 그치는 것이 아니라 일정기간 지원하여야 하나 현재의 중장기 석탄수급상황 및 석탄지원여력 하에서는 정부차원의 대규모 대북 지원은 곤란하다.

* 북한의 연탄지원 요청에 대해 개성공단의 원활한 사업추진을 위해 지속적으로 지원(4차래에 걸쳐 55천톤 지원)

이에 따라 대북 석탄지원은 국내탄이 아닌 수입탄 활용이 논의되고 있다.(국내탄의 원가가 수입가격보다 높으므로 해외에서 수입하여 지원하는 방안이 더욱 경

제적임)

또한 북한의 수송문제(도로시설 및 항구접안시설 등의 SOC) 등을 고려하면 대규모의 지원은 현실적으로 곤란 ⇒ 현재의 수급상황하에서 북한에 대한 추가적인 석탄지원은 곤란하고 해외에서 수입하여 지원하는 것이 바람직하다는 것에 근거를 두고 있다. 그러나 북한이 상당부분 석탄을 수출하고 있다는 점을 고려한다면 이 부분도 명분이 부족하다는 지적을 받을 수 있다.

따라서 중·장기적으로 북한 탄광의 남북 공동개발을 검토할 필요가 있다고 생각한다. 북측에서 지속적으로 연탄지원을 요청할 경우, 북한내 연료의 자급자족 체제를 구축할 수 있도록 북한 석탄광 공동개발 추진을 검토하자는 것이다.

3. 결론

최근 석탄산업은 많은 어려움에 처해 있다. 정부의 지원 및 보조에 의존하던 관행이 경영 자율성 저해로 이어져 온 것이 가장 큰 원인이다. 따라서 현존하는 각 탄광들이 계획생산 체제 구축이 미흡, 사실상 향후 진로 모색에 한계를 맞고 있다고 본다. 특히, 석탄정책상 석탄산업을 어떻게 이끌고 갈 것인가 하는 정부의 강력한 정책의지 표명이 미흡한데에도 그 원인 있다. 다시 말하면 향후, 석탄산업에 대한 정부의 정책방향을 분명하게 표명한다면 이를 통해 석탄산업 관련자들은 나름대로 진로모색이 가능하게 된다는 의미이다.

생산규모 유지를 위한 정책적 배려 수준을 어느 정도에서 책정할 것인지에 대한 문제는 매듭을 지어야 할 것이며 지원 및 보조정책에 대한 방향제시와 함께 가격현실화를 통한 석탄산업의 자율적 경영여건 조성이 시급하다. 또한 이를 통해 생산조직합리화도 추구

해야 할 것이다.

앞으로 합리적 적정생산 수준 설정, 관리의 규모는 수급조절의 융통성을 감안, 탄력적으로 280만톤 이상을 유지해야 한다. 이는 연탄 수요관리정책을 꾸준히 추진하고 현 생산규모를 지속적으로 유지할 경우 점차 수급균형을 모색해 나아갈 수 있을 것이다.

특히, 이의 규모를 유지함에 있어서 현 합리화정책을 지속적으로 추진한다는 전제가 필요하다. 그러나 현재 수요>공급 상황을 만회하기 위해 증산 정책을 재시도 하거나 너무 무리한 생산 확대 정책을 추진한다면 오히려 향후, 과거처럼 생산>수요 현상 재현으로 문제의 심각성을 더할 수 있다. 아직은 약 800만톤에 달하는 재고탄을 보유, 현재의 연탄수요 급증 현상에 대한 대비를 할 수 있으나 1-2년간의 시간적 여유를 가지고 관망하여 연탄수요 급증 현상이 일시적인 것인지 구조적인 것인지 문제의 핵심 파악이 중요하다. 즉, 연탄소비 실태조사를 추진하여 연탄수요 행태를 파악, 그에 맞는 대비책을 마련해야 할 것이다. 당장의 무연탄 수급불균형에 의한 문제는 그리 크지 않을 것으로 보기 때문에 너무 성급하게 석탄산업의 근간을 흔들만한 상황은 아니라는 것이다. 우선, 연탄 수요관리 부문에서 해결해 나아감이 바람직할 것이다. 미리부터 중, 장기 수급균형만을 고려하여 석탄산업 생산체제를 증산, 확대 정책을 논의하는 것은 순서가 바뀐 감이 있다. 현 생산 수준을 유지하는 차원에서 지원 형평성, 융통성, 효율성 원칙에 입각하여 각 탄광별 장기생산계획 체제를 구축하는 방향으로 유도해야 한다. 중, 장기적 차원에서는 가격현실화에 의한 탄광들의 수익성 확보와 그동안 투자기피 등으로 생산여건이 악화된 문제를 개선(시설투자 유도)하여 점진적으로 합리적 생산체제를 구축, 수급균형을 이루는데 그 초점이 맞추어져야 한다. 특

히, 경제성이 극히 열악한 탄광 등에 대해서 자율 폐광을 적극적으로 검토하여 규모의 경제를 실현토록 하여 한다.

정부의 지원 효율성 증진에 초점을 두고, 생산성제고, 무연탄 및 연탄가격의 인상 등을 통해 정부지원의 재정적 부담 감축 등, 특히 폐광지역진흥사업 및 석공 정상화 방안 등은 석탄정책의 범주에서 고려해야 할 사안이다. 폐광지역진흥사업은 해당 지방자치단체가 능동적으로 추진하는 체제구축을 위해 개발의 자율성, 주체성 확립에 주안점을 두어야 할 것이다. 또한 석공의 정상화방안은 빠른 시일내 처리해야 할 시급한 사안이다.

다시한번 강조하면 “지난 15년 동안 지속되어온 보조금정책으로 국내 무연탄 시장이 크게 왜곡되고 있다. 연탄소비가 최근 3~4년간 급증하는 이유도 등유 특소세의 지속적 인상에서 비롯되었지만 연탄값의 턱없이싼 가격에 원인이 있다.”

따라서 고유가 상황이 장기화될 경우 저소득층 서민 연료 보조라는 명분 아래 그동안 정부가 지원해 왔던 연탄의 가격보조금 제도의 의미는 퇴색될 수밖에 없다는 것이다. 저소득층을 위한 정책이 오히려 연탄을 사용하지 않아도 되는 소득계층과 농가, 영업용 등에서 수요를 증가시키는 요인이 될 수도 있기 때문이다. 연탄의 가격 현실화는 불가피하다. 이를 위해서는 적절한 수준의 가격인상은 불가피하겠지만 현재 연탄의 최고가와 원가와의 차이가 지나치게 차이나는 만큼 생계부담 및 시장혼란 등을 감안해 당분간은 매년 20~30%정도의 인상을 추진해야 하며 이와 함께 영세가구에 대해서는 별도의 지원 정책 필요성을 강조한다,

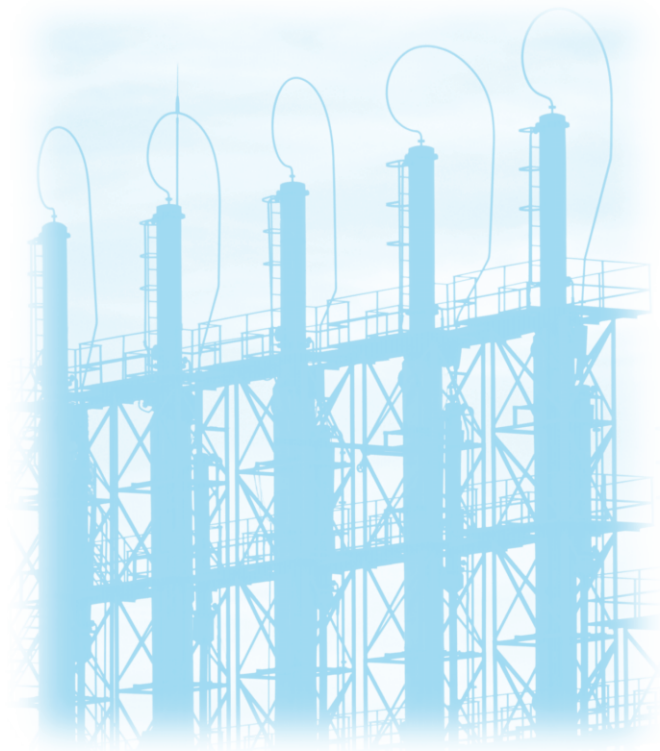
예를 들어 연탄쿠폰이나 에너지쿠폰제도는 저소득층에게만 특정 쿠폰을 제공해 원하는 연료 구매시 일정

이슈 진단

금액을 지원받도록 하는 것이다. 물론 여기에는 여러방안이 거론될 수 있다. 살 때는 정상가격에 구매하고 이후 구매한 가격의 일정부분을 지원해 주는 사후정산제도, 저소득층 복지카드 등을 발급해 연료구매시 할인적용을 받도록 하는 등의 방법 등이다.

이러한 정책 제안의 배경은 정부는 지금껏 전기, 도시가스, 연탄 등 에너지원별로 가격지원제도를 실시해 왔으나, 저소득층을 분류하는 기준이 모호해 실질적인 혜택을 받지 못하는 사람들도 많았고, 특히 연탄의 경

우에는 특정 저소득층에 대한 지원이 아니라 연탄가격 자체에 정부지원금이 보조되어 판매되었기 때문에 저소득층을 지원하려는 정부의 목적과는 달리 왜곡된 부분들이 많았기 때문에 가능한 시장 기능 회복 차원에서 가격 현실화 함께 저소득층 직접 방안이 합리적이라는 생각에 있다. 즉, 우리나라의 모든 에너지원의 가격에 있어 과거 정부의 지원정책에서 벗어나 시장경제원리에 적합한 현실화된 가격 정책의 시급함을 강조한다.



동북아 에너지협력체 구축활동과 러시아의 동 시베리아·극동지역 에너지 개발전략

양 의 석

에너지경제연구원 연구위원



〈 목 차 〉

- | | |
|--------------------------------|--------------------------------|
| 1. 동북아 에너지협력 활동 추진 배경 및 필요성 | 5. 러시아의 경제 및 에너지정책 기조 |
| 2. 동북아에너지협력체 구축 활동과 에너지협력 추진전략 | 6. 러시아의 동 시베리아·극동지역 에너지자원 개발계획 |
| 3. “동북아에너지협력정부간협의체” 구축 활동 | 7. 러시아의 대 태평양 국가 에너지시장 진출 전략 |
| 4. 동북아 에너지협력의 기대효과 | 8. 결 론 |

1. 동북아 에너지협력 활동 추진 배경 및 필요성

참여정부 출범 이후 지난 몇 년간 우리나라가 주도적으로 추진하여온 동북아에너지협력 구상은 동북아 경제권의 지속적이고 안정적인 경제발전을 도모하고 역내 국가 간 에너지정책의 합리적 조율 및 유기적 연계를 통해 에너지자원의 효율적 개발과 경제적 이용을 실현하는데 목적이 있다. 우리나라는 제 2차 국가에너지 기본계획¹⁾의 목표로서, 첫째, 지속가능한 에너지 공급체계의 개선, 둘째 시장기능이 활성화된 경쟁력을 보유한 에너지산업 육성, 셋째 최첨단 에너지기술 소유 및 수출 강국으로 도약, 넷째 대외개방형 시스템을

갖춘 동북아 에너지산업 국가로의 부상 등을 설정하고 있다.

동북아 에너지협력을 통하여 실현할 수 있는 국가정책 목표는 『지속가능한 에너지 공급체계의 개선』과 『대외개방형 시스템을 갖춘 아시아의 에너지산업 중심 국가로의 부상』등을 예시할 수 있겠다. 동 목표는 러시아, 중국 등 동북아 역내 국가와의 자원·에너지협력 증진을 통해 북방 에너지자원 개발의 외연을 확장하여 안정적이고 경제적인 에너지공급선을 확보하는 동시에, 기존의 에너지공급선을 다양화하고, 에너지안보 역량을 개선함으로써 달성할 수 있을 것으로 판단된다. 또한 에너지부문의 남북간 교류를 촉진하고, 남북한 통

1) 산업자원부·에너지경제연구원, 『2010 에너지비전 및 에너지 정책방향과 발전전략』, 산업자원부·에너지경제연구원, 2002.

이슈 진단

〈표 1〉 동북아 역내 국가별 에너지 소비전망

구 분	연도	한국	일본	중국	극동러시아	몽골	북한	동북아	세계
소비량 (백만TOE)	2000	192.9	558.7	950.0	78.3	2.6	15.7	1,798.2	9,179.0
	2020	311.8	586.0	1,707.0	118.6	3.7	65.3	2,792.4	13,167.0
	증가율(연)	2.4%	0.2%	3.0%	2.1%	1.8%	7.4%	2.2%	1.8%
구성비	2000							19.6%	100.0%
		10.7%	31.1%	52.8%	4.4%	0.1%	0.9%	100.0%	
	2020							21.2%	100.0%
		11.2%	21.0%	61.1%	4.2%	0.1%	2.3%	100.0%	

주: 극동러시아 지역의 소비량은 러시아 전체 전망치에서 GDP 비율을 적용하여 추정된 수치임.

자료: 에너지경제연구원 및 IEA

〈표 2〉 동북아지역 국가별 에너지 확인매장량(2004년 말 기준)

원별	구분	한국	일본	중국	러시아	북한	동북아	세계	비중
석유	10억 배럴			17.1	72.3		89.4	1188.6	7.5%
	가채년수			13.4	21.3			40.5	
천연가스	10억 m ³			2,230	48,000		50,230	179,530	28.0%
	가채년수			54.7	81.5			66.7	
석탄	10억 톤	0.080	0.359	114.5	157.010	0.600	272.539	909.064	30.0%
	가채년수	25	268	59	500년 이상	21		164	

자료: BP, BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

합 에너지 체계를 구축하는 것은 장기적으로 에너지부문의 통일비용을 저감하고 남·북한 및 동북아 국가를 연계하는 권역적 에너지수급체계를 실현하는 것을 의미한다.

동북아 지역은 향후 동시베리아 개발과 특히 중국의 높은 경제성장으로 가장 역동적인 에너지시장이 될 것으로 전망되고 있다. 동북아 국가들은 세계 에너지소비에서 차지하는 비중(표 1 참조)이 높을²⁾ 뿐만 아니라, 역내 국가별로 상이한 에너지수급구조를 나타내고 있다. 동북아 6개국은 2000년 현재 기준, 전 세계 에너지 소비의 19.6%를 차지하고 있으며, 2020년 소비비중은 21.2%까지 증가할 것으로 전망되고 있다. 주목할 만한

사실은 중국의 급격한 에너지 소비증가 추세로서, 중국의 에너지 소비는 2000년 현재 동북아 전체 에너지소비 중 52.8%를 차지하였으나, 2020년에는 그 비중이 61.1%로 증가할 것으로 예측되고 있다.

한편, 일본, 한국, 중국 등은 에너지 대소비국인 반면, 러시아는 대규모 에너지자원 부존지역(표 2 참조)이어서 역내 국가 간 상호 보완적인 에너지수급 특성을 보여주고 있다. 이러한 에너지 수급 특성은 에너지부문에 있어서 협력을 증진시킬 수 있는 경제적 동인을 제공하며, 공동 이익을 위한 다양한 형태의 협력을 가능하게 하는 환경이 되고 있다.

2) 에너지경제연구원 (2003). 「동북아 6국의 에너지소비현황 및 전망」, 에너지경제연구원 내부자료, 2003. 1.

2. 동북아에너지협력체 구축 활동과 에너지협력 추진전략

우리나라가 “동북아 경제중심 국가” 실현이라는 목표 하에 국가 전략적 차원에서 지난 수년간 추진하여온 동북아 에너지협력 활동은 동북아지역 역내 에너지공급 안정성 확보라는 중장기적 에너지 협력의 비전을 구체화하는 실행방법으로서 “동북아에너지협력체”를 구성, 이 기구의 적극적 활동을 통하여 동북아 에너지협력의 구체적인 방안을 안출하는 한편, 역내 국가 간 에너지 개발·이용 및 무역에 관련된 법률과 제도 통합을 위한 ‘동북아에너지규약’ 체결을 모색하는 것이다. ‘동북아에너지협력체’ 활동은 역내 에너지협력을 활성화하기 위한 국가간 협력의제를 개발하는 한편, 역내국가 상호호혜의 에너지협력 사업을 개발, 동 에너지협력 사업이 실행될 수 있도록 제도적인 틀을 마련, 이를 ‘동북아에너지규약’으로 체결하는 것을 기본목표로 하고 있다.

동북아지역은 이질적 사회·경제 구조 때문에 유럽 중심의 Energy Charter Treaty, 북미의 North American Energy Working Group, 남미의 OLADE, 서남아의 ASEAN 등과 같은 다자간 에너지협력기구가 결성되지 못하여 온 것이 현실이다. 동북아지역 국가들은 정치·사회·문화적으로 매우 이질적인 사회구조 특성을 보유하고, 특히, 경제발전 단계가 매우 상이하기 때문에 역내 국가들 간에 경제협력 추진체계를 구축하는 것은 장기간의 시간이 소요될 것으로 보인다. 동북아 에너지협력 사업의 실현 여부는 동북아 에너지협력 사업의 기술적 특수성과 경제적 타당성, 정치·외교적 관계 등 많은 요인에 의해 결정된다 하더라도, 무엇보다도 중요한 에너지협력 활동 성공요소는 역

내 국가 간 협력이 가능할 수 있는 정치·경제적 동기가 존재해야하고 이 동기가 시간적 연속성을 유지해야 한다는 점이다. 에너지협력사업의 특성상 정치·경제·외교·군사적인 관계가 장기적인 안정성을 확보하지 못할 경우, 대단위 투자 사업이 주종을 이루는 에너지협력은 그 태동부터 기대하기 어렵기 때문이다.

이에 동북아 경제협력 및 에너지협력을 추진하는데 관련 모든 국가들이 과거사에 기초한 민족적 감정을 순화하는 한편, 동북아지역의 공동번영을 위하여 인내와 지혜, 그리고 전략적 사고가 요구되고 있다. 특히, 현재 논의되고 있는 에너지수송망 사업(석유 파이프라인 및 가스 파이프라인)이나, 전력망연계 사업 등은 아직까지 구체적인 경제적·기술적 타당성연구 없이 이들 사업이 동북아 6개국에 에너지측면에서 상호이익을 가져다 줄 것이라는 전망을 바탕으로 논의되고 있다. 따라서 현재의 에너지협력 사업이 구체적으로 실현되기 위해서는 다양한 실천적 사업의 선행이 요망되고 있다.

에너지협력을 통한 동북아 역내국가의 경제적 공동번영을 고려할 때 에너지협력기구의 창설은 동북아 모든 국가에게 매우 시급한 과제로 인식되어 왔다. 동북아 역내의 다자간 에너지협력을 안정적으로 추진하기 위해 무엇보다 중요한 과제는 역내국가간 에너지협력을 체계적으로 수행해 나갈 수 있는 기구 설립이라 판단되기 때문이다. 이와 같은 필요성에 기초하여, 우리나라는 2001년 6월 제1차 국제 동북아 에너지 심포지엄(서울) 개최 시, 정부차원의 “동북아에너지협력정부간협의체” 구성을 공식 제안하여 동북아 에너지협력에 대한 논의를 정부차원의 의제로 발전시킨 바 있다. 동북아 에너지협력을 위하여 동북아 6개국과 UN/ESCAP은 여러 차례 회의를 통해 동북아에너지협력체 창설을 위한 활동을 전개하여온 결과, 마침내

이슈진단

2005년 11월 몽고 울란바토르에서 개최된 제 1차 “동북아에너지협력정부간협의체 고위당국자회의(SOC)”에서 러시아, 몽골, 북한, 한국의 정부 대표간에 공식적인 합의(울란바토르 선언, 2005-11-17)를 통해 “동북아에너지협력정부간협의체”³⁾가 공식적으로 출범하게 되었다.

현재 우리나라가 구상하고 있는 “동북아에너지협력체” 창설은 장기적으로 동북아 역내 국가는 물론 미국 등의 역외국가와 국제기구 등을 포괄하는 개방된 다자간 에너지협력기구 결성을 의미한다. “동북아에너지협력체” 창설은 동북아 국가 간 에너지·환경 자원의 개발과 이용 및 자유무역주의에 입각한 무역질서 정립 등에 필요한 제반 관련사항을 규정하는 국제법적 효력의 “동북아에너지규약” 체결을 목적으로 하고 있다. 동북아에너지협력체 창설은 “정부간에너지협의체” 결성에 더하여, 민간부문에서 전문가·비즈니스 네트워크를 포함하여 정보 및 연구결과의 교류, 사업기회의 확대, 에너지협력 공감대의 확산을 도모할 수 있는 체제구축을 뜻한다. 특히, 동북아에너지협력체 구상이 “에너지협력정부간협의체” 수준을 넘어 “동북아에너지협력체”를 지향해야 할 이유로서, 에너지협력체는 전문가포럼(Expert Forum)을 통한 전문기관 및 전문가 간 교류 협력채널과, 비즈니스포럼(Business Forum)을 통한 민간기업 교류 협력채널을 “정부간에너지협의체” 활동과 유기적으로 연계함으로써 동북아 에너지협력 활동을 총체적으로 통합해 나갈 수 있기 때문이다.

“에너지협력정부간협의체” 창설을 통하여, 정부당국은 역내국가간 정책공조 체제를 확보하고, 동북아 에너지협력 사업을 학술적·정책적 검토단계에서 실행단

계로 이행할 수 있을 것으로 판단된다. 정부간협의체 활동이 역내 외 전문가 간 연구협력 활동을 촉진하고 민간기업의 투자 및 에너지사업 추진상의 제도적인 장애요인을 제거하게 된다면, 동북아 에너지협력 사업은 다양한 형태로 발전되어 동북아 경제권의 공동번영에 크게 기여할 수 있을 것으로 전망되고 있다.

우리나라 동북아 에너지협력 활동의 궁극적인 목표는 “정부간에너지협의체” 활동을 통하여 향후 “동북아에너지협력체” 구축을 추진하는 한편, 동북아 에너지협력의 원칙과 세부내용을 규정하는 국제법적 효력의 “동북아에너지규약”을 이끌어 내는 것이다. 이에 “동북아에너지협력체” 구축은 에너지 및 환경자원에 대한 개별 국가의 절대적인 권리 인정과 역내 국가 간 자유무역 증진을 기본 정신으로 하며, 상호 투자진흥과 투자자원의 보호를 근간에 두고 있다. 또한 역내 국가에서 발생하는 긴급한 에너지 비상사태 발생 시 상호협력을 통한 문제 해결과 에너지의 효율적 이용도 협력체 설립 및 운용의 기본원칙으로 설정되고 있다. 현재 “동북아에너지협력체” 구축의 당면과제는 역내국가간 에너지 개발계획 및 에너지수급에 관한 정보의 상호교류와 에너지 공급 Infra 및 국가 간 에너지 무역에 관한 국가보고서 작성 등 에너지협력체구축 운영에 필요한 선행사업 추진으로 판단되고 있다.

이에 “동북아에너지협력체” 창설과정에서 역내국가의 정부 및 에너지전문가, 민간부문 경영자들은 동북아 에너지협력의 호혜성을 명확히 인식하는 한편, 정부 및 에너지·자원 전문기관들은 동북아 역내 국가에 대한 시장조사·DB·정책분석 사업을 통해 제도적인 환경과 에너지자원 시장 환경에 대한 정보기반을 확충하는

3) 중국과 일본은 동 고위당국자위원회(SOC)에 옵저버 자격으로 참석하고 공식적인 협의체활동 국가로 참여하지는 않음.

동시에 에너지부문별로 협력 가능 사업을 도출하고 이의 실현 가능성을 철저히 준비하는 것이 필요하다.

3. “동북아에너지협력정부간협의체” 구축 활동

“동북아에너지협력체” 결성의 가장 중요한 구성단위인 “동북아에너지협력정부간협의체”는 그 의사결정기구로서 “고위당국자위원회(Senior Officials Committee: SOC)”를 구성·운영하며, 위원회의 보조기구로서 분야별 “실무그룹(Working Group)” 설치를 계획하고 있다. “고위당국자위원회(SOC)”는 “동북아에너지협력정부간협의체”를 통괄하는 의사결정 기관으로서 역내 모든 당사국으로부터 선임된 국가에너지담당 부처의 국장급 공무원으로 구성되어 있으며, 의사결정 방식은 합의에 기초하고, 위원회의 운영은 년 1회 정례회의를 기본으로 하되, 필요시 특별회의를 개최하는 것으로 구성되고 있다. “고위당국자위원회(SOC)”의 기능은 정부간협의체의 전반적인 정책방향을 제시하고, 협의체 사무국 및 실무그룹을 설립·운영하는 한편, 협력과제를 구상하고 관련 예산의 승인 및 재정재원을 확보하는 동시에, 협력체 운영의 전반적인 통제와 감독 등을 통괄한다.

고위당국자위원회(SOC)의 주요과제로 첫째, 역내 국가들의 국가에너지 기본정책과 에너지산업 관련 재정정책, 국가 및 지역 에너지시장에 관한 체계적인 분석을 도출하고, 둘째, 석유에너지원 공급의 안정성 확보, 역내 에너지위기 대처, 에너지 안보 역량 강화, 월경 에너지무역 증진 등에 관련된 법률 및 제도적 정비를 위한 협력과제의 개발 및 이의 시행, 셋째, 에너지 사용의 효율증진과 에너지자원의 절약을 위한 역내 국가 간 협력방안 제시, 넷째, 신·재생 에너지원의 활용

증진을 위한 역내국가간 협력방안 개발 등이 제시되고 있다. 고위당국자위원회(SOC)는 동북아 에너지협력의 필요조건인 다자간 합의를 도출하기 위하여 에너지의 다국 간 통과 조건, 교역 및 거래 조건, 분쟁조정 등 제반 법·제도 절차를 마련하는 것을 최우선 목표로 설정하고 있다. 고위당국자위원회(SOC)가 마련한 다자간 합의서 시안은 향후 장관 또는 정상 회의에서 다자간 합의서(또는 조약)로 체결되는 것이 “동북아에너지협력정부간협의체” 운영의 기본구상이다.

실무그룹(Working Group)은 동북아 에너지협력 가능 분야별로 설치하며, 역내 국가의 에너지담당 실무 공무원 또는 위촉 전문가들로 구성하는 것으로 계획되었다. 실무그룹은 협력 분야별로 협력의 중장기 목표, 추진전략 및 시기 등을 작성하여 고위당국자위원회(SOC) 토의 및 합의 안건으로 제출하는 역할을 수행한다. 현재까지 구상된 실무그룹은 1) 에너지정책실무그룹, 2) 전력망연계실무그룹, 3) 천연가스망연계실무그룹, 4) 동북아에너지조약실무그룹, 5) 환경평가실무그룹 등 5개 분야로 세분화되어 있다. 상기 실무그룹들이 동시에 구성 및 활동할 필요는 없으며, 이의 결정은 고위당국자위원회(SOC)가 결정하며, 모든 실무그룹은 그 활동을 고위당국자위원회(SOC)에 보고서로서 보고토록 규정되었다. 개별 실무그룹의 구성은 각 국가로부터 선임된 정부대표 1인과 전문가 1인으로 구성되며, 팀장의 초청에 의거 특별한 전문가가 동 실무그룹 활동에 참여할 수 있다. 한편, 고위당국자위원회(SOC) 및 실무그룹의 활동을 실질적으로 추진, 관리, 지원하기 위하여 “동북아에너지협력정부간협의체”에 사무국을 설치한다. 사무국 기능은 동북아 역내 국가의 이질적 사회·경제 구조, 남북한 문제 등을 고려하여 UN/ESCAP이 임시로 수행하게 되었다.

이슈 진단

2001년 이후 지난 4년간 고위당국자위원회(SOC) 구성 및 관련 활동을 간추리면, “동북아에너지협력정부간협의체”는 2001년 6월 7일 동북아 에너지 국제심포지엄(서울)에서 우리나라 산업자원부 장관이 기조연설을 통해 동북아 역내의 에너지개발과 시장기능의 촉진을 통해 역내의 에너지안보와 수급구조의 합리화를 도모하자는 취지에서 구성을 제안함으로써 시작되었다. 이후 2001년 10월 24일 하바로프스크에서 동북아국제전문가 회의 시 공동합의문을 채택하고 고위당국자위원회(SOC) 및 그 하부조직으로 실무그룹을 구축하기로 합의한 바 있다. 2001년 11월 28일 동북아전문가회의(서울)에서 UN/ESCAP이 고위당국자위원회(SOC) 구축을 위한 임시사무국의 기능을 수행기로 하고 2002-2003년 중 두 차례의 비공식 고위당국자위원회(SOC) 개최 계획을 수립하였으며, 제1차는 UN/ESCAP 주관 하에 2002년 10월중 북한에서 개최할 예정이었으나 북한 측 사정으로 인하여 개최되지 못하고 2003년 4월 처음으로 비공식 고위당국자위원회(SOC)가 개최되었다. 2003년 4월 8일부터 4일 동안 러시아 블라디보스토크에서 한국, 러시아, 몽골, 북한 4개국 정부대표 및 IEA, ADB, ESCAP 등 국제기관 전문가와 참관인 70 여명이 참여한 가운데 개최된 “동북아에너지협력정부간협의체 고위당국자위원회(SOC)는 UN/ ESCAP이 주관하고 러시아 극동전력공사(VostokEnergo)가 주최하여 진행되었다. 당초 제1차 “동북아에너지협력정부간협의체 고위당국자위원회(SOC)” 형식으로 개최되었으나, 회의 과정에서 참가국 정부대표들이 차기회의를 공식적인 제1차 회의로 명명할 것을 결정함으로써 동 회의는 준비회의(Steering Meeting)로서 치러지게 되었다.

동 고위당국자위원회(SOC)의 주요 의제는, 첫째, 동

북아지역 에너지 협력의 잠재력 평가, 둘째, 동북아 전력망 및 가스망 연계 가능성 검토, 셋째, 동북아 에너지 분야 개발을 위한 자원조달 방안 검토를 포함하고 있으며, 특히 “고위당국자위원회(SOC)”의 구성 및 정례 개최에 대한 합의가 이루어졌고 이를 공동선언(Statement) 형식으로서 발표하게 되었다. 공동선언의 명칭은 『Vladivostok Statement of Senior Officials on Energy Cooperation in North-East Asia』로 명명되었고, 동북아 4개국(대한민국, 러시아, 몽골, 북한)의 국장급 정부대표들은 2001년 10월 24일에 채택된 하바로프스크 공동합의문의 내용도 추인하였다. 또한 정부대표들은 고위당국자위원회(SOC) 회의를 정기적으로 개최하기로 결정하는 한편, 부속기구로서 전력망연계, 화석연료교역 및 에너지정책 분야에 대해 실무그룹의 설치를 통한 협력 증진에 합의한 바 있다.

4개국 정부대표들은 UN/ESCAP이 고위당국자위원회(SOC) 및 실무그룹의 임시사무국 기능을 수행하도록 요청하고 추가적인 재원이 필요하다는 점에 대하여 의견을 같이하고, 정부대표들은 부록에 명시된 동북아에너지협력합의서(Collaborative Framework on Energy Cooperation in North-East Asia)의 초안을 검토하고 지지하며, 이를 기초로 추가 협의를 지속하기로 합의하는 한편, 동북아의 모든 국가들이 합의서에 참여할 수 있도록 초청되어야 함을 피력하였다. 아울러 정부대표들은 에너지협력에 있어 공동연구가 절실히 필요하다는 점에 동의하여 역내의 연구소간 협력망(Research Networking) 구축과 한국이 제안한 동북아에너지협력연구센터(Research Centre for Energy Cooperation in North-East Asia)의 설치를 검토하기로 합의한 바 있다.

4. 동북아 에너지협력의 기대효과

동북아에너지협력 활동을 통해 기대되는 가시적인 효과는 먼저 역내국가의 정치적인 안정과 경제협력을 이끌어 내어 광범위한 형태의 경제적 통합기반 조성을 예시할 수 있겠다. 우리나라가 동북아 역내 국가 간 에너지협력을 적극적으로 주도함으로써 동 분야에서 국가위상을 제고하여 동북아 경제권의 중심 국가로서 역할을 정립하는 것이 현 정부의 정책목표이기도 하다.

에너지협력의 기대효과를 경제적 측면에서 세분화하면, 에너지공급원의 안정적 확보, 역내 에너지수송망의 국내 물류산업 연계를 통한 동북아 에너지물류중심 구상 실현, 동시베리아 및 극동개발에 따른 연관 산업 시장 확장 등을 예시할 수 있다. 또한 동북아 국가 다자간 에너지협력 활동에 북한의 에너지위기 극복문제를 함께 논의함으로써 중·단기적으로 북한경제의 자생기반을 확충하고 남·북한 간 긴장완화를 유도하며, 폐쇄된 에너지산업을 복원함으로써 장기적으로 통일비용을 감소시키는데 기여할 수 있을 것으로 기대되고 있다.

천연가스 파이프라인 연계에 따른 기대효과로서 동남아시아 및 중동 중심의 천연가스 공급원이 러시아 등 동북아시아지역으로 다기화되는 한편, 근접 에너지 공급원 확보를 통한 에너지공급의 안정성 제고가 기대되며, 기존 LNG 도입가격 보다 저렴한 PNG를 도입하게 됨으로써 천연가스 에너지원의 도입비용 절감효과와 천연가스 파이프라인 건설에 따른 철강 및 건설 등 연관 산업의 수요창출 파급효과도 기대되고 있다. 전력망 연계 사업에 대한 기대효과로서 발전소 설비효율 제고와 더불어, 발전소 건설 및 운영비 절감이 예시될 수 있겠다. 더욱이, 한국과 일본의 경우 전력망 연계사업은 현재 많은 어려움을 겪고 있는 발전소 입지확보 문제 해결을

위한 새로운 대안으로 제시되고 있다. 동시에 전력망 연계는 일본, 한국과 같은 에너지다소비 국가들로 하여금 기후변화협약에 효과적으로 대응할 수 있는 기회를 제공할 것으로 판단된다.

동북아 에너지협력은 동북아 자유무역협정 구축에도 기여할 수 있을 것으로 보인다. 동북아 자유무역협정하에서 동북아(한·중·일) 국가 간 수출입 관세가 폐지되면 한국과 일본의 GDP는 중장기적으로 증가할 것으로 전망되고 있다. 한편, 자국의 산업을 보호할 목적으로 높은 관세율과 수출보조금을 유지하여 온 중국은 동북아 자유무역으로 인해 단기적으로는 GDP의 감소를 예상하지만, 중국이 WTO에 가입함에 따라 관세 및 수출보조금을 WTO 회원국 수준으로 현실화할 것이 예견되고 있어서 동북아 자유무역협정 체결 가능성은 증대되고 있다. 이에 동북아 에너지협력은 에너지자원의 자유로운 개발과 이용 및 무역에 제도적인 골격을 제시함으로써 동북아 자유무역협정에 길을 열 것으로 기대되고 있다.

5. 러시아의 경제 및 에너지정책 기조

러시아는 지속적이고 안정적인 경제성장과 빈곤층의 감소 등 국민소득 수준의 향상을 목표로 하는 중기 경제개발 계획을 2005년에 확정하고 이를 추진하고 있다. 러시아 중기 경제개발계획은 2015년까지 러시아 경제를 연평균 4.0~7.0% 성장시키는 것을 목표로 설정하고 있다. 러시아 에너지·자원개발 및 에너지산업 정책은 “경제의 지속가능한 발전과 주민생활 향상을 위한 에너지 자원의 효율적 사용, 에너지산업 잠재력의 극대화 및 산업 경쟁력 증대를 통한 경제발전 기여”로 요약할 수 있겠다⁴⁾.

이슈 진단

러시아 당국은 에너지산업의 생산시설 노후화 및 신규투자 저조에 따른 생산성 저하, 정부 및 기업차원의 투자자원 부족, 산업별 투자지출의 불균형, 에너지 저가 정책에 의한 소비구조 왜곡, 높은 법적·정치적 투자위험 등을 에너지 산업의 문제점으로 진단하고, 국내 연료에너지 산업의 구조조정 및 발전을 위하여 i) 에너지 생산 및 소비부문에서 효율성 증대, ii) 에너지 산업의 노동생산성 향상, iii) 에너지기업의 재무구조 개선, iv) 에너지산업 생산시설의 현대화 및 신기술 도입을 통한 생산성 증대, v) 에너지산업 발전과 환경부문의 조화(환경폐해 최소화), vi) 에너지산업 외연확장·시장개방을 통한 에너지산업의 국제화 및 국제경쟁력 향상 등의 정책 우선과제를 책정한 바 있다.

러시아 에너지정책 추진 기본방향은 에너지자원 개발·이용을 통한 국가경제 발전 기여를 기본목표로 하고 있으며 세부 실행계획으로서 에너지수급 안정에 주력하여 에너지 안보력을 증진하는 한편, 에너지 효율제고 정책으로 에너지 생산부문의 효율 증대, 에너지 소비부문 소비효율의 개선, 정부 에너지 관련 행정 및 예산부문의 행정효율 향상, 에너지자원의 개발 및 환경과의 조화를 도모하고 있다. 한편, 에너지공급원을 조정하기위한 에너지수급 및 장기 에너지산업 발전전략으로 국내 에너지 소비원별 구성에서 천연가스 에너지원 소비의존도를 감축하고자 한다. 에너지산업 구조조정으로 현재 자연독점 체제의 에너지산업(가스, 전력 부문)을 개혁하는 한편, 경쟁체제를 도입하고자 한다. 특히, 자연독점부문에 대해서는 정부의 가격규제를 강화하는 한편, 에너지자원의 채굴·생산·수송 부문에 대한 투자관련 법, 회계 규정, 인·허가 법규를 지속적으

로 개선할 예정이다. 에너지수송망 Infra 구축과 관련하여 러시아 전국을 하나의 에너지공급 시스템으로 연결하는 석유·가스 수송체계를 구축코자 한다.

에너지안보 증진 및 에너지 수출 경쟁력 강화를 위한 국제협력 증대를 위해 중앙아시아 국가(CIS 국가들)들과의 에너지(개발 및 수송) 협력 강화를 전개해 나갈 계획이다. 러시아는 자국의 에너지·자원개발을 위한 국제자본의 투자유치, 선진 기술도입, 생산원유 및 천연가스의 수출시장 확장을 에너지부문 대외정책 기조로 하고, 세계 에너지 시장에서 러시아 위상 강화를 위하여 다음과 같은 추진전략을 수립하고 있다.

- i) 국내 연료에너지산업의 수출 경쟁력 향상
- ii) 에너지 수출 상품구조 다양화 및 에너지 수출시장 다원화
- iii) 국내 에너지기업들의 해외 금융시장·에너지시장·기술도입 강화
- iv) 에너지자원 탐사·시추·개발·생산 활동에 외국기업 및 외국투자 적극 유치
- v) 러시아 인접국(서유럽, 동유럽, 동아시아 등)과 러시아를 연결하는 단일 에너지수송망 구축을 위한 국제협력 증진
- vi) 에너지 부문 대외협력 강화(CIS, EU, 동북아시아, 미국, 국제기구 등과 적극적인 협력)
- vii) 해외자본과 공동으로 자국의 에너지자원(전력, 석유, 가스 등) 개발
- viii) 에너지수송망 구축 프로젝트에 참가 국내 에너지기업에 대한 정부지원 강화
- ix) CIS 국가의 전력 통합망 복원 및 신규 구축, 석유·가스 매장지 공동개발, 에너지 수송 및 인프라

4) 「러시아 에너지전략 2020」 정부명령(N1234-p)이 표방하는 기본정책 방향.

라 구축에 러시아 기업 참여토록 지원

6. 러시아의 동 시베리아·극동지역 에너지자원 개발계획

러시아 정부는 2003년 동 시베리아·극동지역 에너지 개발에 관한 기본정책을 수립하고, 현재 유전 및 가스전 개발, 에너지수송망 구축을 위한 세부 개발계획을 입안하고 있다. 특히, 푸틴대통령은 집권 2기의 주요 정책으로 동 시베리아·극동지역 개발을 중점 사업화할 것을 천명한 바 있고, 동 지역 개발을 통해 러시아 전체 경제성장의 지속성을 유지하고자 한다. 동 시베리아·극동지역 내 에너지 개발에는 2020년까지 약 1,300억 달러 이상이 소요될 것으로 전망되며, 석유개발에 약 350억 달러(송유관 사업 120~150억 루블 포함), 가스개발에 약 300억 달러, 기타 전력개발 등에 약 650억 달러 정도 소요될 것으로 전망되고 있다. 동 시베리아 및 극동지역 개발계획의 요체는 에너지자원 탐사·개발·생산을 통한 석유·가스 생산기지 건설, 에너지수송망(송유관 태평양노선 및 UGSS) 구축, TSR의 한반도 확장·연결사업 등으로 요약된다.

동 시베리아 송유관 건설은 러시아 내부적으로는 석유수출 시장 다변화 및 동 시베리아·극동 지역 경제개발을 위한 기초 Infra구축 및 신규 석유매장지 확보를 위한 총체적인 계획의 일환으로 추진되고 있으며, 러시아는 대외적으로는 송유관 건설 및 아태지역으로의 원유 공급을 통해 한국, 중국, 일본을 주 수요국가로 하는 동북아 석유시장 개척이라는 전략적 구상을 가지고 있다. 특히, 러시아 당국은 극동지역의 에너지개발을 위하여 i) 극동지역의 전력과 열에너지 부족 해결, ii) 대규모 석유·가스 수출기지 건설, iii) 사할린주, 프리

모리지방, 하바로프스크지방, 캄차트카주의 가스화, iv) 극동지역의 석유제품 부족 개선, v) 재생에너지 개발 촉진 등의 세부적인 목표를 설정하고 이의 실행을 추진하고 있다.

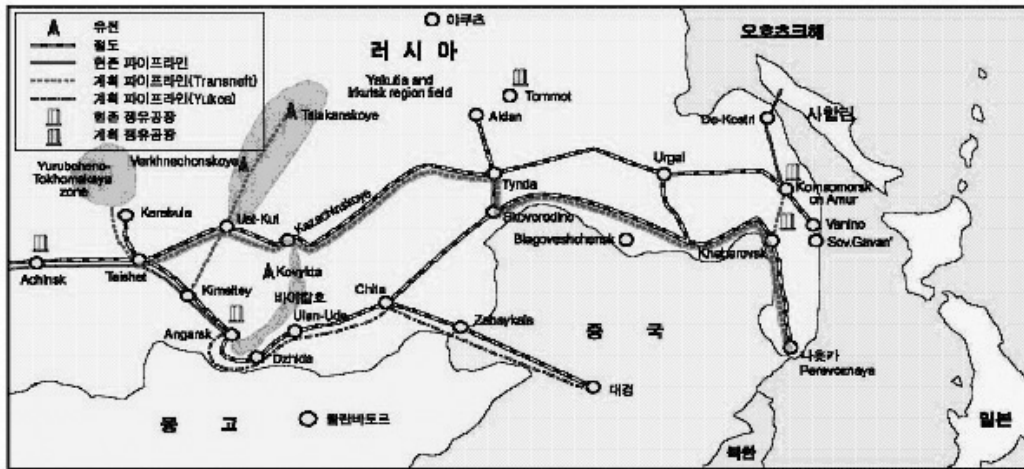
7. 러시아의 대 태평양 국가 에너지시장 진출 전략

동북아에너지 협력 활동이 성공적으로 추진되고 러시아가 동시베리아·극동지역의 에너지·자원 개발을 통해 지역발전을 이룩하기 위해서는 역내 국가 모두에게 상호 혜택이 주어지는 구체적인 공동사업 설정이 요구되고 있다. 현재까지 구상된 구체적인 동북아지역 에너지 협력사업은 먼저 러시아 원유수송 태평양 파이프라인 건설사업으로 예시할 수 있다. 이미 송유관 노선이 확정되어 건설예정인 석유수송 파이프라인 구축사업은 동북아 국가가 다양한 형태로 협력할 수 있는 가능성을 보여주고 있다. 일본은 파이프라인 건설에 70억불의 장기차관 공여를 약속하며 자국에 유리한 노선을 책정하기 위해 노력한 바 있으며, 중국도 자국의 원유확보에 가장 유리한 노선이 책정될 수 있도록 자원의 교류를 전개한 바 있다. 우리나라는 원유 수송망 건설부문 참여와 파이프라인 강관 수출 등에 관심을 표명하고 실제 참여가능성을 타진하기 위한 다양한 실태파악을 전개하고 있다.

또한 러시아는 세계 천연가스매장량의 30%를 보유하고 있지만, 이의 체계적인 개발과 안정적인 수요확보, 공동 개발사업의 경제성 제고를 위하여 동북아 주변국가들과의 긴밀한 협력관계를 철저히 요구하고 있다. 동시베리아·극동지역 천연가스 개발 사업은 러시아가 자국의 극동시베리아 가스전 개발과 통합 파이프라인 건

이슈진단

〈그림 1〉 동시베리아 주요 석유 파이프라인 계획도



〈표 3〉 동시베리아 주요 석유 파이프라인 건설 계획

	건설 단계	
	1단계	2단계
수송로	Taishet-Skovorodino	Skovorodino-Perevoznaya
파이프라인 총연장(4,188km)	2,269km	1,919km
수송 용량(Capacity)	60만(b/d)	100만(b/d)
예상투자비	\$60억	\$55억
건설기간	3~3.5년	추후 결정

설을 통해 동 지역을 개발하고 동북아 에너지 다소비국으로 천연가스 시장을 확장하는 의미를 가지며, 우리나라를 비롯한 주변 에너지수요국들은 러시아의 천연가스 에너지를 안정적인 육로수송망을 통해 확보할 수 있는 가능성을 제시하는 사업으로 인식하고 있다. 러시아는 현재 동시베리아·극동지역소재 가스전을 개발하고 국내공급 및 수출을 위한 구체적 통합가스공급 계획(UGSS)을 수립하고 있으며, 2004년 9월 한-러 정상회담에서 가스개발 및 이용에 관한 공동노력과 한-러 가스협정을 체결하기로 합의한 바 있다. 천연가

스 개발사업의 주요내용은 UGSS계획에 따라 2006~2020까지 가스전 개발을 단계별로 추진하고 동시베리아-사할린-블라디보스토크 지역간 천연가스 파이프라인을 건설하는 것을 의미한다.

한편, 동 시베리아 및 극동지역은 막대한 포장 수력 에너지를 보유하고 있지만 생산 전력의 수요처를 확보하지 못하여 동 수력에너지자원이 미개발 상태로 남아있다. 반면, 남·북한과 중국 등은 안정적인 전력에너지 확충을 고심하는 터이기에, 전력 송전망 연계를 통한 러시아 수력에너지원의 공동 개발 및 이용은 동북

아 에너지협력의 구체적인 사업으로 거론되고 있다. 동북아 전력망 연계는 동북아지역의 계절적 부하격차를 이용하여 전력을 국가간 융통할 경우 그 경제적 편익이 지대할 것이라는 점이 고려된 협력사업이다. 즉, ‘극동러시아-북한-남한’ 간의 전력망 연계구상은 한국이 여름철에 전력 최대부하가 발생하는 반면 러시아와 북한은 겨울철에 최대부하가 발생한다는 점에 착안하고 있다.

러시아는 하바로프스크에 건설중인 프레이 수력발전소가 완성될 것에 대비, 생산된 전력의 일부를 북한과 남한에 판매할 의사를 타진하고 있고, 북한은 러시아와 전력망연계를 통해 우선 급한 전력난 해소를 도모하겠다는 의사를 표명하고 있다. 러시아가 현재구상하고 있는 전력망 연계 1단계 사업은 ‘블라디보스토크(러시아)-청진(북한)’ 간 전력망을 연계하는 것이며, 2단계에 동 전력망을 남한까지 확장하는 것을 내용으로 하고 있다. 전력계통 연계는 대규모 송전시설 건설이 필요한바, 기술적·환경적 문제 등을 포함한 엄격한 예비타당성 조사가 선행되어야 하기에 관련국가간 긴밀한 협력관계가 선행되어야 할 것으로 판단된다.

8. 결론

우리나라의 동북아 에너지협력 구상은 동북아지역 에너지자원의 효율적 개발·이용을 위하여 역내 국가간 에너지정책의 합리적 조율과 유기적 연계를 기하여 지속적이고 안정적인 역내 경제성장 동력을 제공하는 것을 목적으로 하고 있다. 이와 같은 목표는 동북아 역내 국가와의 자원·에너지협력 증진을 통해 에너지자원 개발의 외연을 확장, 안정적이고 경제적인 에너지공급선을 확보하여 에너지공급원 다양화, 에너지안보 역

량 증대를 기하는 것을 의미한다. 동북아 지역 국가간 에너지협력 사업을 발굴·실현하기 위해서는 지역에너지협력체 활동을 통하여 역내국가 정부가 주도적으로 에너지 개발·이용 및 무역에 관련된 제도적 장애를 극복해야 할 때이다.

한편, 우리나라가 에너지협력 활동을 주도하는데 있어서 역내 국가들 간에 에너지협력 활동에 대한 ‘인식차이(gap of perception)’가 엄연히 존재한다는 사실을 간과해서는 안 될 것으로 보인다. 국가간 협력활동에 대한 인식차이는 각 국가의 정책 우선순위 상이성, 시장경제 진전 및 경제발전 정도의 차이 등에서 야기되는 것이기에 에너지협력 활동을 설계하는데 있어 다양한 시각을 견지해야 할 것으로 보인다. 따라서 에너지협력 활동을 전개하는데 있어 국가간 인식차이를 극복하기 위해서는 동북아에너지 협력활동이 역내 국가 경제의 지속적·안정적 성장과 정치적 안정 등의 공동선 추구를 기본으로 하되, 그 기본 협력방식은 역내 6개국 모두가 평등 주권 원칙에 입각한 다자간(Multilateral) 협력구조를 견지하는 것이 중요하다. 동북아 에너지협력의 접근방식을 다자간(Multilateral) 협력구도의 개방적 협력 틀을 기본으로 하되, 협력의제에 따라 쌍무적(Bilateral) 또는 3자간(예: 한·중·일) 협력 틀의 유연한 변형이 내재하는 구조로 발전시키는 것도 우리나라가 지향해야 할 방향이라 판단된다. 특히, 에너지 다소비 주체인 한·중·일 3국의 긴밀한 에너지협력 구상은 동북아 경제권의 안정과 번영의 요체이기에 상호호혜의 협력구조 설계가 절실히 요구된다.

이제 동북아에너지협력 활동을 주도적으로 전개할 “동북아에너지협력정부간협의체”를 구성하였기에 우리나라는 동북아 에너지협력 활동을 경제적 측면뿐만 아니라 외교·안보적 시각에서의 전략적 접근을 포괄

이슈 진단

하는 중장기 동북아 에너지협력 로드맵을 수립, 단계적으로 이행하는 한편, 에너지·자원 개발, 생산, 무역활동에 민간자본이 자유로이 투자활동을 전개할 수 있도록 시장환경을 조성하는데 주력해야 할 때이다. 이는 에너지·자원확보 문제를 국가적 아젠다로 설정하고 민·관·학·연의 역량을 결집하여 범국가적인 에너지 자원 확보 노력을 경주해야 할 필요성에 재론의 여지가 없기 때문이다.

〈참고문헌〉

- 도현재, 『동북아 에너지협력 연구 - 러시아의 동북아 석유·가스 수출전략과 대응방안 연구』, 산업자원부·에너지경제연구원, 2005. 6.
- 류지철·박창원, 『동북아 에너지협력 연구 - 동북아 에너지협력을 위한 중장기 비전 및 전략수립 연구』, 산업자원부·에너지경제연구원, 2005. 6.
- 산업자원부·에너지경제연구원, 『2010 에너지비전 에너지정책방향과 발전전략』, 산업자원부·에너지경제연구원, 2002.
- 심상렬 『러시아 시베리아·극동 자원개발 실태 및 우리의 진출방안』 에너지경제연구원, 2005. 6.
- 에너지경제연구원, 『동북아 6국의 에너지소비현황 및 전망』, 에너지경제연구원, 내부자료, 2003. 1.
- 양의석, 『동북아 에너지협력 연구 - 동북아 에너지 협력사업 재원 조달 방안연구』, 산업자원부·에너지경제연구원, 2005. 6.

- 양의석, 『러시아 동북아지역 석유시장 확장과 역내국가의 동시베리아 석유자원 도입·활용 전략』, 중간보고서, 산업자원부·에너지경제연구원, 2005. 12.
- BP, 『BP Statistical Review of World Energy』, BP, June 2005.
- IES, 『FEC(Fuel- Energy Complex) and the Economy of Russia: Yesterday-Today-Tomorrow』, Institute of the Energy Strategy(IES), Moscow, 2005.

