

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.

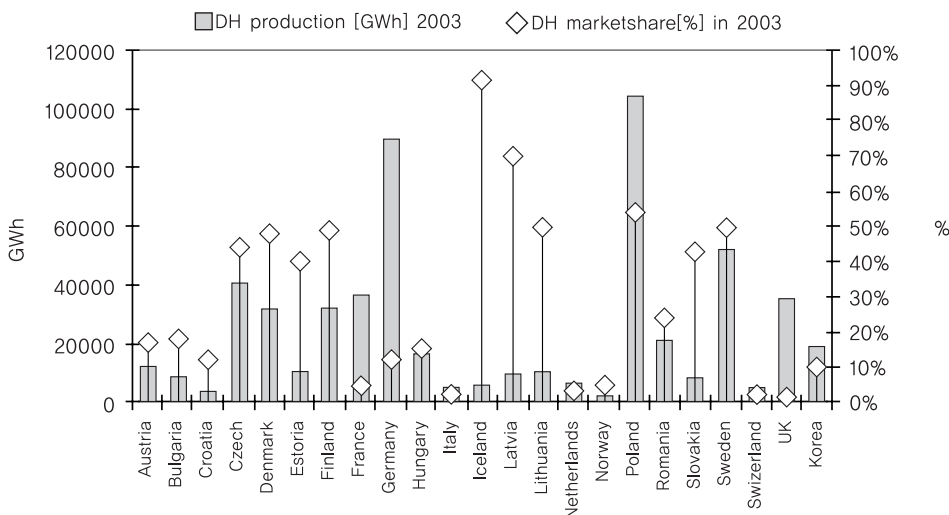
이에 본 논문은 집단에너지사업부문에서 최근 쟁점이 되고 있는 몇 개의 이슈를 중심으로 상반적인 논리를 설명하고, 해결방향에 대해 검토해 보겠다. 국내이슈 진단에 앞서 집단에너지사업이 활발히 전개되고 있는 유럽의 집단에너지 혹은 지역난방의 정책 동향을 먼저 살펴보겠다.

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

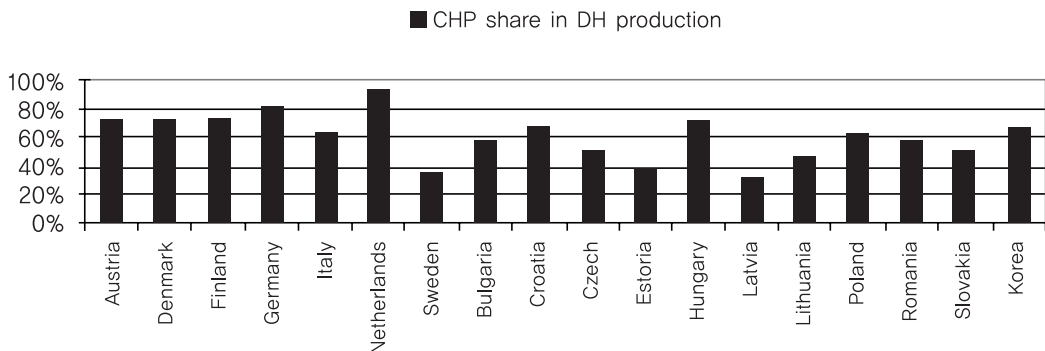
〈그림 1〉은 유럽의 지역난방 열생산 규모와 시장점유율을 보여주고 있다. 지역난방의 공급규모와 시장점유율은 국가별로 차이가 많음을 알 수 있다. 열생산규모가 가장 큰 나라는 폴란드로 연간 105,000 GWh인데, 이는 우리나라의 연간 열생산규모의 5.5배에 달하는 것이다. 독일과 스웨덴이 각각 89,929 GWh와 52,695GWh로 그 뒤를 잇고 있다. 지역난방의 난방시장 점유율에서는 아이슬란드가 92%로 단연 압도적이다. 북부 및 동부 유럽국가들에서의 지역난방 점유율이 10%~70%를 차지하고 있는 반면, 서유럽국가들은 동점유율이 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.

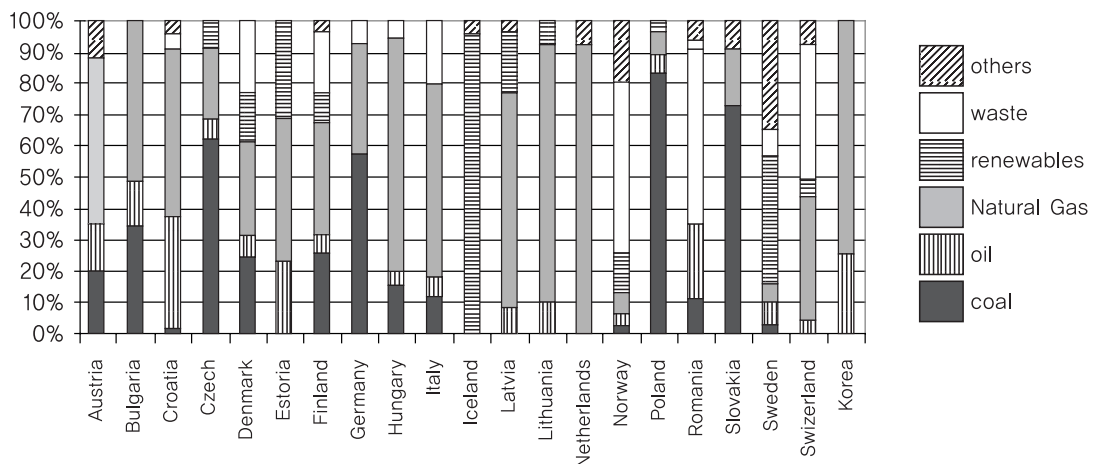
유럽의 국가별 지역난방 연료 구조를 보면, 한국에 비해서는 상당히 다양화 되어 있다. 한국의 경우 대부분의 지역난방연료는 천연가스와 석유로 구성되어 있다. <그림 3>에서와 같이 대부분의 유럽국가들은 지역난방 기여도가 10%이상인 연료를 4가지 이상 사용하고 있다. 체코, 독일, 폴란드 및 슬로바키아에서는 석탄이 주종 연료로 활용되고 있으며, 특히 폴란드의 경우 석탄비중이 80%이상이다. 천연가스를 주종 연료로 사용하는 국가들로는 오스트리아, 불가리아, 크로아티아, 헝가리, 이탈리아, 루마니아 및 발틱 3국 등을 들 수 있으며, 특히 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

이슈 진단

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 에너지사업자들 간에 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, 설계 당시와의 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 기화비용과 시설분담금 부담에 따른 기화비용을 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.

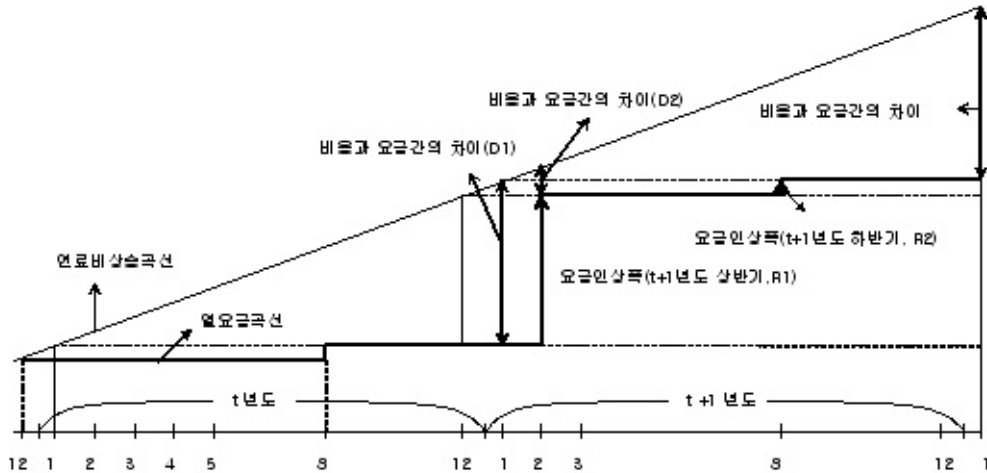
연료비연동제에서는 요금조정일 직전 요금연동주기에 발생된 손실 또는 초과이익을 열공급사업자가 그대로 흡수하고 있다. 연료비단가(국제유가 등)가 순환적으로 등락하는 경우에는 장기적으로 손실과 초과이익이 상호 상쇄되는 효과가 있기 때문에 지금까지 별 문

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 수리한 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.