

천연가스 · 지역난방 수요관리 투자사업의 회피비용 산정기법 개발 및 적용

최봉하[†] · 박상용 · 이덕기 · 박수익

한국에너지기술연구원

Methodology and Application of Avoided Cost Calculation for Natural Gas and District Heating DSM programs

Bong-Ha Choi · Sang-Yong Park · Deok-Ki Lee · Soo-Uk Park

Energy Policy Research Center, Korea Institute of Energy Research (KIER)

This paper proposed the calculation method of the avoided cost for natural gas and district heating DSM programs. And the proposed method is applied to real DSM programs. The avoided cost for natural gas consists of commodity avoided cost, supply equipment avoided cost, storage equipment avoided cost, and electric power avoided cost. In case of the district heating, avoided cost consists of heat generation equipment avoided cost, heat energy avoided cost, environment avoided cost, and electric power avoided cost. This method can be used to evaluate the benefit of DSM programs quantitatively in cost. Therefore, this method can contribute to make the cost-effectiveness evaluation system and to operate the DSM programs for natural gas and district heating effectively.

Keyword: avoided cost, DSM, natural gas, district heating

1. 서론

고유가의 지속, 기후변화협약 발효 등에 따른 국가적인 에너지 안보를 위협하는 요인들로 인하여 국가적인 에너지 관리의 중요성은 점점 더 커지고 있다. 에너지 관리는 에너지 계획자가 에너지 수요 증가에 따른 에너지 부족분을 발전소, 가스저장탱크 등을 추가 건설함으로써 부족분을 해결하는 공급관리(SSM, Supply Side Management)와 공급의 증가 대신 에너지의 수요를 감소시켜서 부족분을 해결하는 수요관리(DSM, Demand Side Management)의 두 종류로 분류할 수 있다. 이 중 앞으로의 대내외적인 에너지 환경 변화를 고려하였을 때 에너지 수요관리의 중요성이 더욱 커질 것이라는 점은 명백하다.

우리나라 역시 이러한 점을 인식하여 1980년 이래 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔으며 1995년에는 에너지이용합리

화법을 개정하여 에너지 공급사로 하여금 의무적으로 수요관리를 추진하게 하였다. 이에 해당하는 전력, 천연가스, 지역난방 공급사들은 다양한 수요관리 투자사업의 시행을 통해 의무를 이행하고 있다. 이들 중 전력 수요관리 분야는 사업 규모가 가장 크며 체계적인 평가시스템을 갖추고 있으나 천연가스와 지역난방 분야는 체계적인 평가시스템의 구축이 미흡한 실정이다.

수요관리 투자사업의 효과를 평가하기 위해 가장 일반적으로 쓰이는 방법은 사업 시행에 투입된 비용 대비 발생한 편익을 산출하는 비용효과분석이다. 이때 효율 향상을 통한 수요 감소 또는 부하 관리를 통한 설비 이용률의 향상으로 나타나는 사업의 편익을 비용관점에서 계량화 하는 작업이 현재 가장 요구되는 부분이며 가장 널리 활용되어지는 지표가 회피비용(AC, Avoided Cost)이다.

[†]연락처 : 최봉하, 305-343 대전광역시 유성구 장동 71-2 한국에너지기술연구원, Fax : 042-860-3135, E-mail : bigunit@kier.re.kr
2007년 07월 접수, 1회 수정 후 2007년 08월 게재확정.

회피비용은 수요관리 투자사업의 효과로 인해 공급사가 미래에 회피하게 되는 비용을 의미한다. 전력 분야의 회피비용 산정은 다양한 방법론이 개발되어 알려져 있으며 국내에서도 적용되어지고 있다. 그러나 천연가스 및 지역난방 수요관리 사업의 회피비용 산정 방법론 개발에 대한 연구는 아직 미흡한 실정이다.

따라서 본 논문에서는 천연가스 및 지역난방 수요관리 투자사업의 회피비용 산정 방법론을 개발하고 실제 사례에 적용하는 연구를 수행하였다.

2. 회피비용의 구성요소

수요관리 투자사업의 효과는 공급사의 공급 체계에 따라 다양한 부분에서 다양한 형태로 발생한다. 그러므로 회피비용 산정에 있어서 하나의 일괄적인 방법론을 적용할 수 없다.

또한 해당 에너지원의 소비행태에 대한 직접적인 효과뿐만 아니라 다른 에너지원 소비행태에까지 영향을 미치는 간접적인 효과도 발생할 수 있다.

그러므로 공급사별로 회피비용을 산정하기 위해서는 공급 과정에서 발생하는 다양한 효과를 고려하여 구성요소를 선정하고 각각에 맞는 산정 방법을 개발하여야 한다. 다음의 소절에서는 각각의 에너지원의 회피비용 구성요소에 대해 간략하게 기술하였다.

2.1 천연가스 분야

2.1.1 회피원료비용

수요관리 투자사업의 시행에 의해 수요가 감소할 경우, 천연가스의 도입·수송 단계에서 감소한 수요만큼의 도입 취소, 지연, 규모축소 등에 의해 비용을 절감할 수 있다. 이때의 비용 감소분이 회피원료비용이다.

2.1.2 회피공급 설비비용

수요관리 투자사업의 시행에 의해 수요가 감소할 경우, 천연가스의 국내 도입 이후 공급 과정에서 필요한 하역 설비, 기화 설비, 배관 설비에 대한 미래 투자를 지연시키거나, 축소할 수 있다. 이때의 비용 감소분이 회피공급설비비용이다.

2.1.3 회피저장 설비비용

천연가스는 유형의 상품이므로 물리적 저장이 가능하다. 또한 도입량에 비해 판매량은 계절별 편차가 크므로 이에 대응하기 위한 대용량의 저장 설비 건설은 필수적이며 여기에는 여타 설비들에 비해 훨씬 많은 비용이 들어가게 된다. 수요관리 투자사업을 통해 수요를 절감시키거나 동·하절기 수요 편차를 줄일 경우 미래 저장 설비 건설을 지연시키거나 그 규모를 축소시킬 수 있다. 이때의 비용 감소분이 회피저장 설비비용이다.

2.1.4 회피전력비용

천연가스는 많은 부분에서 전력에 대한 대체가 가능하다. 즉, 특정분야나 특정시기에서의 천연가스 소비 증대는 전력 소비 절감효과를 가져올 수 있다. 수요관리 투자사업중 일부는 전력 부문에 대한 부하억제효과를 수반하여 전력생산의 일부를 회피할 수 있게 한다. 이때의 발전 비용 감소 역시 해당 수요관리 투자사업의 효과가 되므로 감소된 발전비용은 천연가스 회피비용의 한 구성요소가 되며 이를 회피전력 비용이라 한다.

2.2 지역난방 분야

2.2.1 회피열생산 설비비용

수요관리 투자사업의 시행에 의해 열 수요가 감소할 경우, 열병합발전소나 열전용 보일러 등의 열생산 설비의 건설에 대한 미래 투자를 지연시키거나 축소할 수 있다. 이때의 비용 감소분을 회피열생산설비비용이라 한다.

2.2.2 회피열에너지 비용

수요관리 투자사업 시행에 의해 열 수요가 감소할 경우, 열에너지 공급 과정에 들어가는 연료비, 유지·운영비 등을 절감할 수 있다. 이때의 비용 감소분이 회피열에너지 비용이다.

2.2.3 회피환경비용

열 생산은 기본적으로 연료의 연소과정을 통해 이뤄진다. 이 과정에서 배출되는 주요 공해물질은 이산화탄소, 황산화물, 질소산화물이다. 수요관리 투자사업 시행에 의해 수요가 감소할 경우 열생산량 절감에 의해 공해물질의 발생량이 감소할 것이며, 처리에 들어가는 비용역시 감소할 것이다. 이때의 비용감소분이 수요관리 투자사업에 의한 효과이며 회피환경 비용이 된다.

2.2.4 회피전력비용

열은 천연가스와 마찬가지로 많은 부분에서 전력에 대한 대체가 가능하다. 지역난방의 수요관리 투자사업중 일부는 전력 부문에 대한 부하억제효과를 수반하여 전력생산의 일부를 회피할 수 있게 한다. 이때의 발전 비용 감소 역시 해당 수요관리 투자사업의 효과가 되므로 감소된 발전비용은 천연가스 회피비용의 한 구성요소가 되며 이를 회피전력 비용이라 한다.

3. 회피비용 산정기법

3.1 천연가스

3.1.1 회피원료비용

수요관리 투자사업의 시행에 의해 감소한 수요량에 해당하는 도입비용 절감분을 회피원료비용으로 적용할 수 있다. 도입비용은 환율과 유가 변동에 따라 매월 달라지므로 월별 도입비용을 같은 달의 수요 절감량에 적용하여 사업기간동안 합

산한다. 이에 기초한 회피원료비용을 산식은 다음과 같다.

$$\text{회피원료비용} : AC_C = \sum_{i=1}^{12} C_i D_i \quad (1)$$

C_i : i 월의 원료도입비용(원/ton)

D_i : i 월의 수요절감량(ton),

단, 회피원료비용의 경우 수요증가시 $D_i = 0$

3.1.2 회피공급설비비용

회피공급설비비용의 경우 수요관리 투자사업이 수요절감을 통하여 직접적으로 특정 공급설비를 대체하는 것이 아니라 수요절감에 의한 미래 투자소요를 감소시킬 수 있다는 개념하에서 회피비용의 추정이 필요하다.

공급설비에 대한 투자는 천연가스 장기수급계획에 의해 매년 대규모로 수년에 걸쳐 이루어지고 있기 때문에 회피공급설비비용의 계산에서는 수요 증가와 공급설비간의 투자관계를 보다 정확히 규명할 수 있을 만큼의 충분한 기간 동안의 설비 투자비 데이터가 필요하다.

수요관리 사업에 의한 수요 절감으로 회피되는 특정 공급설비를 설정하는 것은 매우 비현실적이므로 본 연구에서는 일반적으로 통용되는 평균증분비용(ATC, Average Incremental Cost, 이하 AIC) 방식을 이용하기로 하며 적용할 공급설비는 점안설비, 기화설비, 배관설비이다. 산정 절차는 다음과 같다.

1) 1단계: 분석기간의 설정

공급설비 투자비 산정에 있어서의 분석기간은 불규칙적으로 이루어지고 있는 공급설비에 대한 비용지출의 연도별 편차를 극복할 수 있을 만큼의 충분한 기간을 고려하는 것이 바람직하다. 이때 사용되는 비용지표는 가능한 미래에 발생할 것으로 예상되는 비용을 비용 산정의 기본자료로 사용한다. 분석기간중 연도 설정을 위한 변수는 다음과 같다.

$$Y_j : \text{분석기간중 } j \text{ 번째 연도(year), } j = 0 \dots N$$

2) 2단계: 분석기간중 수요 및 공급설비 투자비 추정

AIC 방식의 경우 분석기간중 수요증가에 대한 정보와 함께 향후 투입될 것으로 예상되는 공급설비증설을 위한 증분비용에 대한 정보가 제공되어야 한다. 따라서 이 단계에서는 새롭게 증가되는 수요 한 단위(1 ton)의 증가에 대응하는 공급설비비용을 연도별로 산정하고 이를 일정기간 중 평균함으로써 매년도 공급설비 증설 또는 보강으로 인한 비용을 개략적으로 추정한다. 이를 위한 변수는 다음과 같다. 이때 연도별 수요증가분은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$Y_j \text{ 년도의 수요증분 (ton)} : ID_{Y_j} = TD_{Y_j} - TD_{Y_{j-1}} \quad (2)$$

3) 3단계: 단위 부하당 공급설비단가 추정

이 단계에서는 총 공급설비 투자비용의 연도별 증분비용으로부터 단위 부하당 공급설비비용(원/ton)을 도출한다. 이때,

연도별 증분 공급설비 투자비용 및 부하증분은 모두 기준시점(Y_0)으로 할인된 값으로 산정된다. 할인율을 적용한 연도별 현재가계수는 다음과 같다.

$$Y_j \text{ 년도의 현재가계수} : cpv_{Y_j} = \frac{1}{(1+r)^{(Y_j-Y_0)}} \quad (3)$$

r : 적용할인율(%)

현재가계수를 적용하여 기준시점으로 할인된 수요증분현재와 공급설비별 현재는 다음과 같이 구할 수 있다.

TD_{Y_j} : Y_j 년도의 총 예상수요(ton)

CA_{Y_j} : Y_j 년도의 점안설비 투자액(원)

GA_{Y_j} : Y_j 년도의 기화설비 투자액(원)

PL_{Y_j} : Y_j 년도의 배관설비 투자액(원)

Y_j 년도의 수요증분현재 (ton) :

$$ID_{Y_j}^* = ID_{Y_j} \times cpv_{Y_j} \quad (4)$$

Y_j 년도의 점안설비 투자액 현재(원) :

$$CA_{Y_j}^* = CA_{Y_j} \times cpv_{Y_j} \quad (5)$$

Y_j 년도의 기화설비 투자액 현재(원) :

$$GA_{Y_j}^* = GA_{Y_j} \times cpv_{Y_j} \quad (6)$$

Y_j 년도의 배관설비 투자액 현재(원) :

$$PL_{Y_j}^* = PL_{Y_j} \times cpv_{Y_j} \quad (7)$$

현재화된 분석기간 동안의 총 증가된 부하와 공급설비별 총 투자액은 다음과 같다.

분석기간 동안의 수요증분 합계(ton) :

$$Sum ID = \sum_{j=0}^N ID_{Y_j}^* \quad (8)$$

분석기간 동안의 점안설비 투자액 합계(원) :

$$Sum CA = \sum_{j=0}^N CA_{Y_j}^* \quad (9)$$

분석기간 동안의 기화설비 투자액 합계(원) :

$$Sum GA = \sum_{j=0}^N GA_{Y_j}^* \quad (10)$$

분석기간 동안의 배관설비 투자액 합계(원) :

$$Sum PL = \sum_{j=0}^N PL_{Y_j}^* \quad (11)$$

그러므로 분석기간 동안 단위 부하 증가당 공급설비별 투자액은 다음과 같이 구해진다.

단위 부하 증가당 점안설비 투자액(원/ton) :

$$Unit CA = Sum CA / Sum ID \quad (12)$$

단위 부하 증가당 기화설비 투자액(원/ton) :

$$Unit GA = Sum GA / Sum ID \quad (13)$$

단위 부하 증가당 배관설비 투자액(원/ton):

$$UnitPL = SumPL / SumID \quad (14)$$

4) 4단계: 총 균등화 공급설비비용 산정

균등화 공급설비비용은 3단계에서 도출된 분석기간 동안의 단위 부하 증가당 공급설비비용을 공급설비의 수명과 할인율을 고려하여 수명기간 동안 연간 균등화시켜주는 자본회수계수(CRF)를 곱하여 도출한다. 그리고 이 값이 공급설비투자 과정에서 단위 천연가스 부하 증가당 발생하는 비용이므로, 천연가스 수요절감을 통해 회피가능한 단위 회피공급설비비용이 된다. 세 가지 설비의 수명은 같다고 가정하였다.

단위 회피접안설비비용(원/ton):

$$UnitAC_{CA} = UnitCA \times CRF \quad (15)$$

단위 회피기화설비비용(원/ton):

$$UnitAC_{GA} = UnitGA \times CRF \quad (16)$$

단위 회피배관설비비용(원/ton):

$$UnitAC_{PL} = UnitPL \times CRF \quad (17)$$

L: 설비 수명 (공통)

$$CRF = \frac{r \times (1+r)^L}{(1+r)^L - 1} \quad (\text{CRF: 자본회수계수})$$

단위 회피공급설비비용 (원/ton):

$$UnitAC_T = UnitAC_{CA} + UnitAC_{GA} + UnitAC_{PL} \quad (18)$$

단위 회피공급설비비용에 사업기간중 총 수요절감량을 곱함으로써 해당 수요관리 투자사업의 회피공급설비비용을 구하게 된다.

$$\text{회피공급설비비용 (원): } AC_T = UnitAC_T \times \sum_{i=1}^{12} D_i \quad (19)$$

D_i : i 월의 수요절감량(ton),

단, 회피공급설비비용의 경우 수요증가시 $D_i = 0$

3.1.3 회피저장설비비용

수요관리 효과가 적용되었을때의 최대 필요저장탱크 기수와 적용되지 않았을때의 최대 필요저장탱크 기수 사이의 차이가 해당 수요관리 사업에 의해 회피된 저장설비의 규모가 된다. 산정에 필요한 변수는 다음과 같다.

- D_i : i 월의 수요절감량, 회피저장설비비용의 경우 수요증가시(-)(ton)
- S_i : 사업시행시 i 월의 천연가스 총 판매량(ton)
- S'_i : 사업미시행시 i 월의 예상 천연가스 총 판매량(ton)
- B_i : i 월의 천연가스 도입량(ton)
- H_i : 사업시행시 i 월의 천연가스 총 재고량(ton)
- H'_i : 사업미시행시 i 월의 천연가스 총 재고량(ton)
- T : 기준 저장탱크 용량(ton)
- TC : 기준 저장탱크 건설비(원)

ir : 기준 이자율(%)

N_i : 사업시행시 i 월의 필요저장탱크 기수(기)

N'_i : 사업미시행시 i 월의 필요저장탱크 기수(기)

$Max(N_i)$: 사업시행시 사업기간 중 최대필요저장탱크 기수(기)

$Max(N'_i)$: 사업미시행시 사업기간 중 최대필요 저장탱크 기수(기)

AT : 사업시행에 의해 회피되는 저장탱크 기수(기)

이때 S'_i 는 사업시행시의 판매량 S_i 에서 수요관리 효과가 배제한 것이 되므로 다음과 같이 산정될 수 있다.

$$S'_i = S_i + D_i \quad (20)$$

월별 도입량은 사업시행시와 미시행시에 동일하다고 가정한다. 각각의 경우의 천연가스 재고량은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$H_i = H_{i-1} + B_i - S_i \quad (21)$$

$$H'_i = H'_{i-1} + B_i - S'_i \quad (22)$$

이때 각각의 경우 월별 필요한 저장탱크 기수는 다음과 같다.

$$N_i = H_i / T \quad (23)$$

$$N'_i = H'_i / T \quad (24)$$

그러므로 사업시행에 의해 회피가능한 저장탱크 기수는 다음과 같다.

$$AT = Max(N_i) - Max(N'_i) \quad (25)$$

이때 회피저장탱크 기수 AT 에 대한 투자회피효과는 AT 기의 저장탱크 건설 회피에 따른 금융 비용 절감이므로 기준 저장탱크 건설비와 기준 이자율을 곱함으로써 계산된다.

$$\text{회피저장설비비용 (원): } AC_S = AT \times TC \times ir \quad (26)$$

3.1.4 회피전력비용

전력부문의 부하 억제량에 단위전력회피비용을 곱한 값이 다. 전력분야의 회피비용 산정은 본 연구의 범위가 아니므로 기존의 전력분야의 연구결과를 인용하여 산정한다.

$$\text{회피전력비용 (원): } AC_P = P \times UnitAC_P \quad (27)$$

P : 수요관리 투자사업에 의한 전력부문의 부하억제량(MW)

$UnitAC_P$: 단위 전력회피비용 (원/MW)

3.2 지역난방 분야

3.2.1 회피열생산설비비용

전력분야에서 회피발전설비비용은 일반적으로 대리발전기법을 통해 구하고 있다. 즉, 수요관리 사업이 시행되지 않았을

경우에, 전력회사에서 공급측 자원으로 전력수요를 만족시키는데 소요되는 비용을 기준으로 계산하게 된다. 전력분야에서의 발전과정은 지역난방분야에서의 열생산 과정과 같다. 그러므로 회피열생산설비 비용은 전력분야의 대리발전기법을 지역난방의 열생산 설비에 적용함으로써 산정하도록 한다. 대리발전기법을 적용하였을 때의 산식은 다음과 같다.

단위 회피열생산설비비용(원/(Gcal/h)):

$$UnitAC_V = [건설단가 \times 자본회수계수 \times \frac{1}{(1-고장정지율)} \times (1 + 설비에비율) + 운전비단가] \quad (28)$$

회피열생산설비비용(원):

$$AC_V = UnitAC_V \times \left(\sum_{i=1}^{12} D_i / 8760h \right) \quad (29)$$

D_i : i 월의 수요절감량 (Gcal)
단, 회피열생산설비비용의 경우 수요증가시 $D_i = 0$

3.2.2 회피열에너지비용

천연가스와 같은 평균증분방식을 이용하기 위해서는 장기간에 걸친 공급 과정별로 구체적인 투자계획이 있어야 하나, 지역난방의 경우 그러하지 못한 관계로 이전년도까지의 월별 평균 열에너지 공급비용을 월별 수요관리량에 적용하여 사업기간동안 합산한 결과를 토대로 회피열에너지비용을 산정하며 이를 위한 산식은 다음과 같다.

회피열에너지비용(원): $AC_T = \sum_{i=1}^{12} T_i D_i \quad (30)$

T_i : i 월의 열에너지 공급비용(원/Gcal)
 D_i : i 월의 수요절감량 (Gcal)
단, 회피열에너지비용의 경우 수요증가시 $D_i = 0$

3.2.3 회피환경비용

단위 열생산당 오염물질 배출량과 비용 단가를 곱한 결과가 단위 회피환경비용이 된다. 비용 계산에 포함될 오염물질은 이산화탄소, 질소산화물, 황산화물을 선정하였으며, 산식은 다음과 같다.

단위 회피환경비용(원/Gcal):

$$UnitAC_E = ER_{CO_2} EC_{CO_2} + ER_{NO_x} EC_{NO_x} + ER_{SO_x} EC_{SO_x} \quad (31)$$

ER_{CO_2} : 단위 열량당 이산화탄소 배출량(kg/Gcal)
 EC_{CO_2} : 이산화탄소 처리비용단가(원/kg)
 ER_{NO_x} : 단위 열량당 질소산화물 배출량(kg/Gcal)
 EC_{NO_x} : 질소산화물 처리비용단가(원/kg)
 ER_{SO_x} : 단위 열량당 황산화물 배출량(kg/Gcal)
 EC_{SO_x} : 황산화물 처리비용단가(원/kg)

회피환경비용(원): $AC_E = UnitAC_E \times \sum_{i=1}^{12} D_i \quad (32)$

D_i : i 월의 수요절감량 (Gcal)
단, 회피열에너지비용의 경우 수요증가시 $D_i = 0$

3.2.4 회피전력비용

천연가스와 마찬가지로 전력부문의 부하 억제량에 단위전력회피비용을 곱한 값이다. 전력분야의 회피비용 산정은 본 연구의 범위가 아니므로 기존의 전력분야의 연구결과를 인용하여 산정한다.

회피전력비용(원): $AC_P = P \times UnitAC_P \quad (33)$

P : 수요관리 투자사업에 의한 전력부문의 부하억제량(MW)
 $UnitAC_P$: 단위 전력회피비용 (원/MW)

4. 적용 사례

본 절에서는 실제 천연가스와 지역난방 분야의 수요관리 투자사업 시행 결과에 앞서서 설명한 회피비용 산정기법을 적용하였다. 이를 통해 개별 사업 시행을 통한 공급사가 얻게되는 회피비용을 산정하고 그 적용 과정을 기술하였다.

4.1 천연가스 분야

4.1.1 사업 개요 및 수요관리 효과

천연가스 분야에서 적용한 수요관리 투자사업은 ‘가스냉방 보급 확대 사업’으로써 냉방용 수요확대를 통해 동·하절기 부하 편차를 줄이고자 하는 사업이다. 2006년도 사업 성과는 264,000톤 추가 공급과 함께 전력 대체효과 88 MW로 보고되었으며 하계(5월~9월) 월별 추가 공급량은 다음의 <표 1>과 같다. 수요를 증대 시켰으므로 (-)로 표기하였다.

표 1. ‘가스냉방 보급 확대 사업’실적

월	절감량 (톤)	월	절감량 (톤)
1월	-	7월	- 68,000
2월	-	8월	- 93,000
3월	-	9월	- 47,600
4월	-	10월	-
5월	- 15,200	11월	-
6월	- 40,200	12월	-

4.1.2 회피비용 산정

1) 회피원료비용

수요가 증대된 사업이므로 식 (1)에 의하여 $D_i = 0$ 이 되어 회피원료비용은 0원이 된다.

회피원료비용: $AC_C = \sum_{i=1}^{12} C_i D_i = 0$ 원

2) 회피공급설비비용

1단계: 분석기간의 설정

본 연구에서는 ‘제 7차 장기천연가스 수급계획’ 상의 2007년부터 2017년까지를 분석기간으로 설정하였다.

2단계: 분석기간중 수요 및 공급설비 투자비 추정

‘제7차 장기천연가스 수급계획’상의 2017년까지의 투자계획을 통해 투자비를 추정하였다. ‘제 7차 장기천연가스 수급계획’상에서는 연도별 투자액은 적시하지 않고 있으며, 3~5년의 기간단위로 투자액을 적시하고 있다. 그러나 투자 설비 규모는 연도별로 나와 있으므로 이를 바탕으로 연간 투자액을 산정하였으며 <표 2>과 같다.

3단계: 단위 부하당 공급설비 단가 추정

현재계수를 구하기 위한 기준 할인율은 8%를 적용하였다. 그에 따른 단위 부하 증가당 공급설비별 투자액 산정 과정은 <표 3>과 같다.

4단계: 총 균등화 공급설비 비용 산정

3단계에서 도출된 단위 부하 증가당 공급설비 비용에 자본회수계수(CRF)를 곱하여 도출한단위 회피공급설비비용 산정 과정은 <표 3>과 같다.

표 2. 연간 천연가스 공급설비 투자계획

연도 (Y_j)	예상수요(천톤) (TD_{Y_j})	접안(백만원) (CA_{Y_j})	기화(백만원) (GA_{Y_j})	배관(백만원) (PL_{Y_j})
2007	23,958	0	38,100	114,850
2008	23,989	13,880	43,000	13,939
2009	23,782	13,880	28,667	13,939
2010	25,331	13,880	14,333	13,939
2011	25,844	13,880	28,667	7,441
2012	25,630	13,880	14,333	7,441
2013	26,640	23,400	0	12,440
2014	27,714	23,400	60,633	12,440
2015	29,276	23,400	30,317	12,440
2016	30,362	23,400	90,950	12,440
2017	31,657	23,400	0	12,440

자료: 제7차 장기천연가스 수급계획, 한국가스공사.

위 과정을 통해 구해진 천연가스 단위 회피공급설비비용은 다음과 같다.

단위 회피공급설비 비용 : $UnitAC_T = 8,325$ 원/톤

그러나 수요가 증대된 사업이므로 식 (19)에 의하여 $D_i=0$ 이 되어 회피공급설비비용은 0원이 된다.

표 3. 회피공급설비 비용 산정 과정

연도	예상수요(천톤) (TD_{Y_j})	수요증분(천톤) (ID_{Y_j})	현재계수 (cpw_{Y_j})	수요증분 현재(천톤) ($ID_{Y_j}^*$)	접안설비(백만원) ($CA_{Y_j}^*$)	기화설비(백만원) ($GA_{Y_j}^*$)	배관설비(백만원) ($PL_{Y_j}^*$)
2007	23,958	1371	1.00000	1371	0	38,100	114,850
2008	23,989	31	0.92593	29	12,852	39,815	12,907
2009	23,782	-207	0.85734	-177	11,900	24,577	11,951
2010	25,331	1549	0.79383	1230	11,018	11,378	11,065
2011	25,844	513	0.73503	377	10,202	21,071	5,470
2012	25,630	-214	0.68058	-146	9,446	9,755	5,064
2013	26,640	1010	0.63017	636	14,746	0	7,839
2014	27,714	1074	0.58349	627	13,654	35,379	7,259
2015	29,276	1562	0.54027	844	12,642	16,379	6,721
2016	30,362	1086	0.50025	543	11,706	45,498	6,223
2017	31,657	1295	0.46319	600	10,839	0	5,762
현재가치합계 ($SumID, SumCA, SumGA, SumPL$)				5933	119,005	241,952	195,111
균등화단가 ($UnitCA, UnitGA, UnitPL$)					20.06	40.78	32.88
경제수명 (L)					30	30	30
할인율 (r)					8%	8%	8%
자본회수계수 (CRF)					0.088827	0.088827	0.088827
단위회피비용(백만원/천톤)				8.3	1.8	3.6	2.9
단위회피비용(원/톤) ($UnitAC_T, UnitAC_{CA}, UnitAC_{GA}, UnitAC_{PL}$)				8,325	1,782	3,622	2,921

$$\text{회피공급설비비용} : AC_T = \text{Unit}AC_T \times \sum_{i=1}^{12} D_i = 0 \text{ 원}$$

3) 회피저장설비비용

<표 1>에 따른 ‘가스냉방 보급 확대’사업에 의한 월별 수요 절감량 (D_i)의 경우 이 사업을 통해 하계기간동안(5월~9월) 공급한 냉방용 가스판매량은 264,000톤이었다.

앞서 설명하였듯이 2006년의 천연가스 판매물량은 이 사업의 효과가 적용된 결과이므로, 2006년의 월별 천연가스 판매물량에서 위 <표 1>의 월별 수요절감량을 더한 판매물량은 이 사업을 수행하지 않았을 때의 판매물량으로 간주 할 수 있다. 두 경우 모두 도입량은 같다고 가정하면, 각각의 경우에 대한 월별 재고량을 구할 수 있다. 그리고 이를 기준 저장탱크 용량으로 나누면 각각에 대한 매월 필요한 저장탱크 소요량을 구할 수 있다. 산정 과정은 다음의 <표 4>와 같다.

수요관리 사업 시행시 최고 재고수준은 10월에 1,855천톤에 이르고 이에 필요한 저장탱크는 29.4기로 나타났다. 수요관리 사업 미시행시 최고 재고수준은 역시 10월에 2,119천톤에 이르고 이에 필요한 저장탱크는 33.6기로 나타났다. 즉, 수요관리 사업의 시행으로 4.2기의 저장탱크 회피효과가 발생했음을 알 수 있다.

산정에 이용한 기준저장탱크 용량은 63,000톤이며, 총건설비는 800억원이다. 그리고 기준 이자율은 4%로 설정하였다. 식 (26)에 의한 회피저장설비 비용은 다음과 같다.

회피저장설비비용:

$$AC_S = AT \times TC \times ir = 4.2 \times 800\text{억원} \times 0.04 = 134\text{억원}$$

4) 회피전력비용

전력대체효과는 88MW이었으며, 단위 전력회피비용은 전

력분야의 회피비용 산정 연구 결과(207,141,000원/MW)를 인용하였다. 식 (27)에 의한 회피전력비용은 다음과 같다.

회피전력비용 :

$$AC_P = P \times \text{Unit}AC_P = 88 \times 207,141,000 = 182.3\text{억원}$$

5) 총회피비용

‘가스냉방 보급 확대 사업’에 의한 총회피비용과 톤당 회피비용은 <표 5>와 같다.

표 5. ‘가스냉방 보급 확대 사업’회피비용

구 분	회피비용
수요관리량	264,000톤
전력대체효과	88MW
회피원료비용(AC_C)	0원
회피공급설비비용(AC_T)	0원
회피저장설비비용(AC_S)	13,440,000,000원
회피전력비용(AC_P)	18,228,408,000원
총회피비용(AC)	31,668,408,000원
단위회피비용	119,956원/ton

4.2 지역난방 분야

4.2.1 사업 개요 및 수요관리 효과

지역난방 분야에서 적용한 수요관리 투자사업은 ‘열사용량 절감 인센티브 지원 사업’이다. 이 사업은 동절기 에너지 절약 실천가정 또는 단지에 대한 인센티브 지원을 통해 동절기(12월~2월) 열사용량 억제를 목표로 한다. 사업시행의 효과는 6,472Gcal로 보고되었으며 동절기 열 수요에 따라 배분한 결과

표 4. ‘가스냉방 보급 확대’사업에 의한 회피저장설비 비용 산정 과정

(단위: 천톤)

월 (i)	도입량 (B_i)	수요관리 사업 시행시			수요 절감량 (D_i)	수요관리 사업 미시행시		
		판매량 (S_i)	재고 (H_i)	필요탱크 (N_i)		판매량 (S_i')	재고 (H_i')	필요탱크 (N_i')
1월	2,915	2,899	914	14.5	0.0	2,899	914	14.5
2월	2,625	2,785	754	12.0	0.0	2,785	754	12.0
3월	2,800	2,787	767	12.2	0.0	2,787	767	12.2
4월	2,074	2,084	757	12.0	0.0	2,084	757	12.0
5월	2,198	1,496	1,459	23.2	-15.2	1,481	1,474	23.4
6월	1,655	1,335	1,779	28.2	-40.2	1,295	1,834	29.1
7월	1,240	1,226	1,793	28.5	-68.0	1,158	1,916	30.4
8월	1,181	1,354	1,620	25.7	-93.0	1,261	1,836	29.1
9월	1,187	1,280	1,527	24.2	-47.6	1,232	1,791	28.4
10월	1,591	1,263	1,855	29.4	0.0	1,263	2,119	33.6
11월	2,045	2,155	1,745	27.7	0.0	2,155	2,009	31.9
12월	2,750	3,019	1,476	23.4	0.0	3,019	1,740	27.6

는 다음의 <표 6>과 같다.

표 6. 월별 수요관리 실적

월	절감량(Gcal)	월	절감량(Gcal)
1월	2,198	7월	-
2월	1,943	8월	-
3월	-	9월	-
4월	-	10월	-
5월	-	11월	-
6월	-	12월	2,331

4.2.2 회피비용 산정

1) 회피열생산설비비용

식 (28)에 적용할 열생산설비로 154Gcal/h급 열생산 전용 보일러(PLB)를 선정하였으며, 주요 설비 데이터는 <표 7>과 같다.

식 (28)에 적용하였을 때의 단위 회피열생산설비비용은 다음과 같다.

단위 회피열생산설비비용 :

$$\begin{aligned}
 UnitAC_V &= [\text{건설단가} \times \text{자본회수계수} \\
 &\times \frac{1}{(1 - \text{고장정지율})} \times (1 + \text{설비에비율}) \\
 &+ \text{운전비단가}] \\
 &= 5,816,133 \text{ 원/(Gcal/h)} \cdot \text{년}
 \end{aligned}$$

본 사업의 수요 절감량 6,472 Gcal는 연간 0.74 Gcal/h의 열생산 감소와 같다. 식 (29)에 대입하여 구한 본 사업의 회피열생산설비비용은 다음과 같다.

회피열생산설비비용 :

$$\begin{aligned}
 AC_V &= UnitAC_V \times \left(\sum_{i=1}^{12} D_i / 8760h \right) \\
 &= 5,816,133 \text{ 원/Gcal/h} \times 0.74 \text{ Gcal/h} \\
 &= 4,296,967 \text{ 원}
 \end{aligned}$$

2) 회피열에너지비용

식 (30)에 <표 6>의 월별 수요관리 실적과 다음의 <표 8>의 사업년도의 월별 열에너지 공급비용을 대입하여 회피열에너지비용을 구한다. 그 결과는 다음과 같다.

$$\text{회피열에너지비용} : AC_T = \sum_{i=1}^{12} T_i D_i = 229,244,675 \text{ 원}$$

표 7. 열전용 보일러(PLB) 설비 데이터

설비종류	건설단가 (원/Gcal/h)	운전비단가 (원/Gcal)	내용연수 (년)	자본회수계수	고장정지율 (%)	설비에비율 (%)
열전용보일러	64,976,363	44,449	30	0.089	0.0	0.0

자료 : 한국지역난방공사.

표 8. 월별 열에너지 공급비용

월	공급비용(원/Gcal)	월	공급비용(원/Gcal)
1월	30,753	7월	48,096
2월	31,704	8월	50,107
3월	33,997	9월	53,027
4월	37,743	10월	49,088
5월	42,909	11월	44,598
6월	45,530	12월	42,921

자료 : 한국지역난방공사.

3) 회피환경비용

식 (31)의 적용을 위해 필요한 세부 데이터들은 다음과 같이 구하였다. 먼저, 단위 열량당 오염물질 배출량 및 황산화물 처리 비용 단가는 한국지역난방공사에서 산정하고 있는 데이터를 근거로 하였다. 그러나 질소산화물과 이산화탄소 처리 비용 단가에 대한 자료는 산정하지 못하고 있었다.

한국지역난방공사의 경우 질소산화물 처리는 저녹스 버너를 이용하고 있으며, 이에 대한 비용 단가는 환경부 홈페이지 ‘저녹스버너 설치지원사업’의 저녹스버너 관련 데이터를 이용하여 산정하였다. 이산화탄소 처리의 경우 사후처리 설비는 없는 것으로 나타나 관련 설비를 이용한 비용 단가는 산정 불가하다. 그러므로 이산화탄소 비용 단가는 2006년말 EU 배출권 거래 시장에서의 이산화탄소 거래 가격인 2.38 유로/톤CO₂를 적용하였으며, 기준 환율은 1250원/유로를 적용하였다. 향후 이 부분은 국내 배출권 거래 시장이 확립될 경우 국내 데이터를 적용해야 할 것이다.

위의 과정을 거쳐 수집된 데이터는 <표 9>와 같으며 이 값을 식 (31)에 대입하여 구한 단위 회피환경비용은 다음과 같다.

표 9. 오염물 관련 데이터

오염물질	배출량(kg/Gcal): ER	처리비용 단가(원/kg): EC
CO ₂	176.40	2.975
NO _x	0.32	1,699.000
SO _x	0.15	1,283.000

자료 : 한국지역난방공사.

단위 회피환경비용:

$$\begin{aligned}
 UnitAC_E &= ER_{CO_2} EC_{CO_2} + ER_{NO_x} EC_{NO_x} \\
 &\quad + ER_{SO_x} EC_{SO_x} \\
 &= 1,261 \text{ 원/Gcal}
 \end{aligned}$$

6,472 Gcal를 절감한 본 사업의 회피환경비용은 식 (32)에 의해 다음과 같다.

회피환경비용 :

$$\begin{aligned} AC_E &= UnitAC_E \times \sum_{i=1}^{12} D_i \\ &= 1,261\text{원/Gcal} \times 6,472\text{Gcal} \\ &= 8,160,548\text{원} \end{aligned}$$

4) 회피전력비용

전력대체효과는 없었으므로, 이에 의한 회피전력비용은 없다.

$$\text{회피전력비용} : AC_P = 0 \text{ 원}$$

5) 총회피비용

‘열사용량 절감 인센티브 지원 사업’에 의한 총회피비용과 Gcal당 회피비용은 다음의 <표 10>과 같다.

표 10. ‘열사용량 절감 인센티브 지원 사업’ 회피비용

구 분	회피비용
수요관리량	6,472Gcal
전력대체효과	0MW
회피열생산설비비용(AC_U)	4,296,967원
회피열에너지비용(AC_T)	229,244,675원
회피환경비용(AC_E)	8,160,548원
회피전력비용(AC_P)	0원
총회피비용(AC)	241,702,190원
단위회피비용	37,346원/Gcal

5. 결 론

에너지 수요관리 사업의 편익을 비용 측면에서 계량화하기 위해 가장 널리 이용되고 있는 지표는 회피비용이다. 전력분야에서의 회피비용 산정을 위한 방법론은 국내외적으로 다양하게 개발되어 실제 수요관리 사업에 널리 적용되고 있으나 아직까지 천연가스와 지역난방 분야의 회피비용 산정 방법의 개발은 미진한 것이 현실이다.

또한 수요관리 투자사업에 대한 체계적인 평가 시스템의 구축 역시 미흡한 실정이다. 이에 본 논문에서는 천연가스와 지역난방 수요관리 투자사업의 회피비용 산정 방법을 개발하였으며 이를 실제 사례에 적용하였다.

천연가스의 경우 회피비용의 구성요소로써 회피원료비용, 회피공급설비 비용, 회피저장설비 비용, 회피전력비용을 선정하였다. 회피원료비용은 사업에 의한 천연가스 도입 비용 절감분을 바탕으로 산정하였다. 회피공급설비 비용은 평균증분 비용 방식을 도입하여 공급설비에 대한 미래 투자 비용 경감

분을 회피비용으로 고려하였다. 회피저장설비 비용은 수요관리 투자사업을 시행했을때와 시행하지 않았을때의 최대 필요 저장탱크 기수를 구하고 그 차이만큼의 금융비용 절감분을 회피비용으로 적용하였다. 회피전력 비용은 연료대체 효과에 의한 전력 소비 절감 효과에 전력분야에서 산정한 회피비용을 적용하여 비용을 산출하였다.

지역난방의 경우는 회피비용의 구성요소로써 회피열생산설비비용, 회피열에너지 비용, 회피환경 비용, 회피전력 비용을 선정하였다. 회피열생산설비 비용의 산출에는 수요 감소에 의한 열생산설비 건설 대체 효과를 고려한 대리발전기법을 적용하였다. 회피열에너지비용은 열공급과정에 소요되는 월별 변동비를 열에너지비용으로 고려하여 이의 절감분을 바탕으로 산정하였다. 회피환경비용은 오염물질의 단위 처리 비용을 이용하여 산정하였으며, 회피전력비용은 천연가스와 같은 방법을 적용하였다.

본 논문에서 제안한 방법론은 천연가스와 지역난방 분야의 수요관리 투자사업 편익을 비용 측면에서 계량적으로 산정할 수 있게 해준다. 이는 그동안 전력 수요관리 분야에서만 이뤄져왔던 비용효과 측면에서의 사업의 계량적 평가가 천연가스와 지역난방 분야에서도 이루어지는 기초가 될 것이다. 그리고 이러한 체계적인 평가 시스템 구축을 바탕으로 보다 효과적인 수요관리 투자사업의 설계 및 시행이 가능해 질 것이다. 그리고 이는 효율적인 국가 에너지 관리 시스템의 구현에 기여하게 될 것이고, 앞으로의 국가 에너지 문제 극복에도 기여할 것으로 기대된다.

참고문헌

- California Public Utilities Commission (2004), Methodology and Forecast of Long Term Avoided Costs for the Evaluation of California Energy Efficiency, Energy and Environmental Economics, Inc. San Francisco, CA.
- CEC (2001), California Standard Practice Manual-Economic Analysis of Demand-Side Programs and Projects.
- Hahn, H. J. and Lee, J. W. (1998), An Analysis on the Methods of Avoided Cost's Estimation by DSM in Natural Gas Facilities, *Journal of the Korean Institute of Plant Engineering*, 3(1), 203-215.
- IEA (1996), Inventory of available methods and processes for assessing the benefits, costs, and impacts of demand-side options.
- KDHC (2007), The Actual Results of DSM programs in 2006.
- KEEI (2000), Calculation Method of Price for Oil and Gas and Advanced Method.
- Kim, H. C., Lee, K. S., Park, J. B., Shin, J. R., and Shin, J. G. (2002), Cost-Effectiveness Evaluation of Energy Conservation Programs Using Avoided Operating Cost Calculation, *Energy Engg. J.* 11(4), 317-323.
- KOGAS (2004), The 7th Master Plan for the Long-term Supply and Demand of Natural Gas.
- KOGAS (2007), The Actual Results of DSM programs in 2006.
- Lee, J. K. and Hong, S. E. (2000), A Modified EGEAS Model with Avoided Cost and the Optimization of Generation Expansion Plan, *Journal of Management Science*, 17(1), 117-133.
- MOCIE (1998), Methodology for Evaluation and Monitoring of DSM

potential.
NRRRI (1982), The Appropriateness and Feasibility of Various Methods of Calculating Avoided Costs.

Won, J. R., Park, J. B., and Kim, J. H. (2002), Avoided Generation Costs of IPPs Considering Forced Outage Rate and Economic Loading Order, Energy Engg. J. 11(1), 47-58.



최봉하

포항공과대학교 신소재공학과 공학사
포항공과대학교 산업공학과 공학사
포항공과대학교 산업경영공학과 공학석사
현재: 한국에너지기술연구원 정책연구센터



박상용

고려대학교 산업공학과 공학사
고려대학교 산업공학과 공학석사
현재: 한국에너지기술연구원 정책연구센터



이덕기

충북대학교 경영학과 경영학박사
현재: 한국에너지기술연구원 정책연구센터



박수억

아주대학교 산업공학과 공학사
프랑스 EHESS 경제학석사
프랑스 EHESS 경제학박사
현재: 한국에너지기술연구원 정책연구센터