

전력산업 환경 변화에 따른 전기요금 체계 진화방향¹⁾

정연제 에너지경제연구원 연구위원(yeonjei@keei.re.kr)



1. 서론

전통적으로 전력산업은 안정적 전력공급을 위한 전원구성 및 급전, 설비계획, 운영뿐만 아니라 요금을 포함한 관련 규제 또한 공급 안정성 확보에 목적을 두었다. 하지만 20세기 후반 이후 기술개발, 온실가스 감축 등 전력산업을 둘러싼 환경에 주요한 변화가 발생함에 따라, 정책당국은 신재생보급 확대, 에너지효율 향상, 전력공급체계 현대화 등을 추가적인 목표로 설정하게 되었다. 전통적인 산업목표는 전력공급사 본연의 역할에 기초를 두고 있어 관련 비용이 일반적인 총괄원가의 요건에 부합하며 전력공급을 통해 회수가 가능한 성격을 지니는 반면, 신재생에너지 확대, 에너지효율 향상 등의 새로운 목표로 인해 발생하는 비용의 경우 유틸리티의 일반적인 원가와 성격을 달리하며 해당 비용의 규모도 커져 요금조정에 주요한 부담으로 작용하고 있는 상황이다.

1) 본고는 정연제(2020) 중 제4장의 주요 내용을 요약한 것임.

이로 인해 유틸리티의 재무안정성에 주요한 위협요인이 되고 있어 요금규제 방식 및 요금체계 변화에 대한 필요성이 제기되고 있다.

우리나라도 RPS 의무이행을 통한 신재생보급 확대, 배출권 거래 및 목표관리제도를 통한 온실가스 감축, EERS와 수요관리 투자사업을 통한 에너지효율 향상 등을 시행하고 있다. 이에 따라 판매사업자인 한국전력공사가 부담해야 하는 비용은 '19년 기준 약 2조 5천억 원에 육박하는 것으로 알려져 있으며,²⁾ 향후 RPS 의무비용 및 EERS 의무비용이 높아짐과 동시에 전환부문의 온실가스 감축의무 강화로 인해 장차 한전이 부담해야 할 비용은 더욱 증가할 것으로 예상된다.³⁾

신재생에너지 확대, 에너지효율 향상 등의 새로운 정책목표가 유틸리티의 의무로 부과됨에 따라, 해당 의무 이행 과정에서 유틸리티가 부담한 비용을 어떻게 처리할 것인지가 주요한 이슈로 떠오르고 있다. 이에 본고는 전력산업 환경 변화에 따라 논의되고 있는 정책비용 회수방안의 다양한 형태에 대해 살펴보고, 각 나라별 정책비용 회수방안의 사례를 소개하고자 한다. 본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 정책비용 회수를 위한 요금체계의 진화과정에 대해, 3절에서는 해외 주요국의 정책비용 반영방식 사례를 살펴보고자 한다. 이를 토대로 4절에서는 국내 전력산업 환경에 적용할 수 있는 시사점을 도출한다.

2. 정책비용 회수의 배경 및 설명

가. 정책비용 회수를 위한 요금체계의 진화

1) 배경

전통적으로 많이 사용되고 있는 투자보수율 규제(rate of return regulation)는 전력을 공급하기 위해 소요되는 비용과 적정 이윤을 포함하는 총괄원가가 회수될 수 있는 수준으로 전기요금을 결정한다. 이러한 형태의 규제를 받고 있는 사업자는 총괄원가와 예상수입의 비교를 통해 요금 조정의 필요성을 평가하는 요금심사 과정을 거쳐 최종 요금조정 여부와 수준이 결정된다. 이러한 전통방식은 공공 서비스를 제공하기 위해 소요된 적절한 수준의 비용과 합리적 수준의 이익을 보장함으로써 국민 생활에 필수적인 공공 서비스를 합리적이며 안정적인 가격으로 공급하도록 유도할 수 있다는 장점이 있다. 또한 요금심사 및 이를 통한 요금조정이 1년 이상의 기간 단위로 시행되므로 요금의 안정성을 유지할 수 있다. 하지만 생산비용이 하락하는 시점에 요금심사가 지연되면 요금인하가 그만큼 늦어져 규제대상 기업은 높은 수익을 얻을 수 있는 반면 소비자는 높은 요금을 부담해야 하는 위험요소도 가지고 있다.

100여 년 이상 활용되던 전통적 형태의 투자보수율 규제는 1980년대 이후부터 요금규제 및 요금체계에 변화가 나타나고 있으며, 이러한 변화는 크게 세 가지 측면에 기인하고 있다.

2) 2020년 기준으로 한전이 부담해야 하는 RPS 비용은 약 2조 3천억 원, ETS 비용은 2,700억 원 수준이다. 한국전력공사 홈페이지, "원가연계형 요금제(기후환경요금)"(검색일: 2021. 2. 24).

3) 지난 2월 24일 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회에서는 RPS 의무공급비율을 기존 10%에서 25%까지 단계적으로 확대하는 내용을 담은 신재생에너지법 개정안이 통과되었다. 이투데이, "RPS 의무공급비율 2030년 25%로 확대", 2021. 2. 24.

먼저 전통적 요금규제 방식이 공공 서비스의 안정적 제공이라는 기본 목적 이외에 새로운 정책 목표를 달성하기에 부적합하다는 점이다. 에너지 산업의 환경변화로 인해 신재생에너지 보급 확대, 에너지효율 향상, 신기술 활용 등의 새로운 요구가 발생하고 있으나, 단순히 투자보수를 보상에 기초한 전통적 규제방식 아래에서는 규제기업이 소비자에게 혜택을 줄 수 있는 신기술이나 재생에너지 공급을 적극적으로 시행할 유인이 부족하다. 또한, 규제기업이 비효율적인 방식으로 신기술을 활용하더라도 이에 대해 적절한 규제를 취하기 어려워 산업 및 정책 당국 양쪽 측면 모두에서 한계에 부딪히게 된다.

두 번째 원인은 규제대상 기업의 영업기간이 장기화됨에 따라 동일한 서비스 제공을 위한 설비 대체가 요구되는 시점이 도래하고 있다는 점이다. 설비 대체를 위해서는 거액의 투자비가 발생하지만 이를 통한 판매량 증가는 이뤄지지 않으므로 요금 상승요인이 발생한다. 그러나 요금심사 과정에서 요금인상이 이뤄지지 않을 위험이 존재하므로 규제대상 기업은 설비 대체를 위한 투자를 회피하거나 지연하게 되며, 이로 인해 공공 서비스의 공급 안정성이 저해되는 문제점이 발생한다.

세 번째 원인으로는 경제 성장이 정체된 이후 규제기업의 판매량 확대 등을 위한 노력의 유인이 사라졌다는 점이다. 공공 서비스에 대한 최초 요금제가 적용된 이후 1980년대까지 지속적으로 해당 산업이 성장함에 따라 요금심사 지연 등의 제약요소에도 불구하고 규제기업은 판매량 확대 등을 통해 초과수익 창출 기회가 존재하였으며 실제 매출 확대를 위해 다양한 노력을 기울였다. 이러한 과정에서 더 많은 국민에게 공공 서비스를 제공하는 효과를 얻을 수 있었지만, 경제 성장이 침체된 이후에는 판매량이 정체되거나 감소함에 따라 규제기업의 판매량 확대 등을 위한 노력의 유인이 줄어들게 되었다. 위와 같은 전력산업 환경 변화가 일어남에 따라 학계, 규제대상 기업 및 유관산업, 소비자 단체 등 다양한 이해관계자를 중심으로 전통적 요금규제 방식의 변경 필요성이 제기되었다.

이에 따라 요금규제 및 요금체계의 변화가 나타나고 있는데, 새로운 정책목표 달성을 위해 필수적인 투자를 유도하고 규제기업이 적극적으로 목표를 달성하도록 규제방식이 진화하였으며, 규제방식 변경을 통해 특수한 비용의 회수 가능성을 보장하고 요금심사 빈도를 줄여 행정비용 절감 및 심사지연으로 인한 위험을 낮추는 것이 새로운 규제체계의 특징이다. 미국의 경우 이러한 흐름을 반영하여 요금규제 방식에 새로운 변화가 많이 시도되었는데 <표 1>은 이를 간략히 정리한 것이다. 흥미로운 사실은 하나의 수단이 다양한 목적을 위해 사용되는 사례가 존재한다는 점이다. 가령 Multiyear Rate Plan의 경우 심사지연 해소 및 규제기업 재무위험 완화라는 목적뿐만 아니라 요금심사 빈도 감소라는 정책목표도 달성할 수 있다.

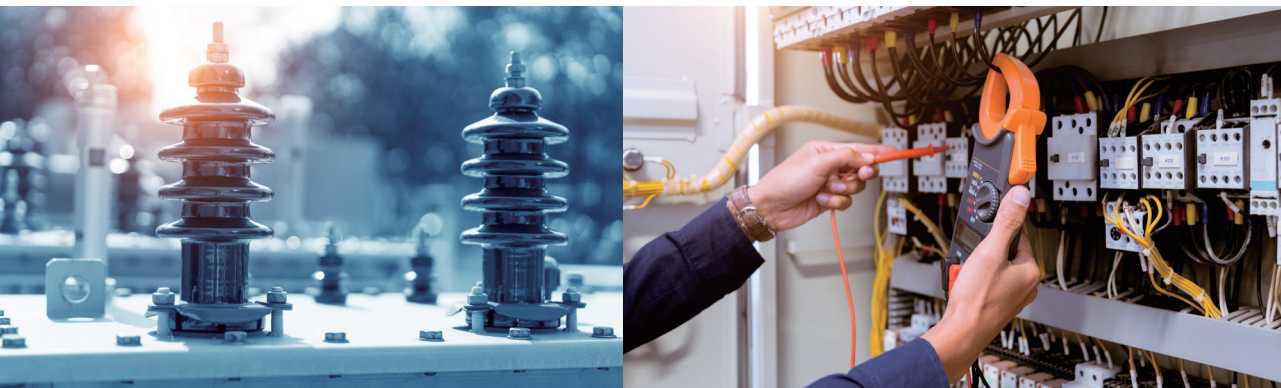


표 1 미국의 목적별 요금규제 수단

목적	주요 수단
심사지연 해소 및 규제기업 재무위험 완화	Cost Trackers, Infrastructure Surcharges, Future Test Years, Construction Work in Progress, Multiyear Rate Plans, Formular Rate Plans
요금심사 빈도 감소	Formular Rate Plans, Multiyear Rate Plans, Future Test Years
에너지효율 향상에 대한 공급자 참여 유도	Revenue Decoupling Riders, Declining Block Rates, Straight Fixed-Variable Rates
저소득층 지원	Inverted Rates, Rate Discounts, Percentage-of-Income Plans
재생에너지 보급 확대	Net Metering Rates
경쟁촉진	Flexible Rates, Special Contracts
시간대별 공급원가 변화 반영	Time-of-Use Pricing, Critical Peak Pricing, Real-Time Pricing, Seasonal Pricing
심사지연 위험 해소 및 공급자 효율향상 유인	Price Caps

자료 : Costello(2014), pp. 32~47의 내용을 바탕으로 정리

2) 정책비용의 요금부와 방안

앞서 설명한 바와 같이 요금제도에 변화가 생기면서 주요한 이슈로 떠오른 것은 각종 정책비용의 처리 방안이다. 에너지효율 향상, 재생에너지 보급 확대 관련 비용이 총 전력 공급원가에서 큰 비중을 차지하는 수준으로 증가함에 따라 이러한 비용을 어떻게 회수하도록 할 것인지에 대한 논의가 이뤄지기 시작한 것이다. 정책비용은 특정한 목적을 달성하기 위한 규제로 인해 발생하며 비용수준이 외생적으로 결정되므로 사업자가 스스로 통제할 수 없는 성격을 지닌다. 또한 연도별 비용 수준의 변동 폭이 크며 이에 대한 예측이 어렵다는 제약요인을 가지고 있다.

사업자가 통제할 수 없는 비용항목이 공급원가에서 차지하는 비중이 과거에 비해 커졌지만, 이에 대한 예측 가능성이 떨어졌고 이는 결국 정확한 총괄원가 추정을 어렵게 만들어 사업자가 전기요금을 통해 관련 비용을 회수할 수 없는 재무적 위험에 처하게 되었다. 또한 총괄원가의 추정이 가능하다 하더라도 소비자의 요금 변동성이 커질 것을 우려한 규제기관이 요금심사 과정에서 해당 비용을 모두 인정해 주지 않는다면, 사업자는 통제할 수 없는 비용항목을 모두 회수하지 못하는 구조적 손실 위험을 부담하게 되는 문제가 있다. 이처럼 정책비용이 주요한 재무위험 요인으로 작용함에 따라 규제대상 사업자는 해당 정책의무를 적극적으로 이행할 동기가 적어지게 되며 이는 정책목표 달성 실패로 귀결되어 안정적인 전력 공급이라는 규제 목적과도 배치되는 결과로 나타난다. 따라서 새로운 정책목표 달성을 위한 규제기업의 참여 유도 및 재무안정성 강화를 목적으로 최근에는 정책비용을 회수할 수 있는 다양한 방안이 등장하였다. 이하에서는 정책비용을 회수하기 위해 사용되는 수단들에 대해 살펴보고자 한다.

나. 정책비용 회수 수단

1) Cost Tracker

Cost tracker는 총괄원가 중 특정 비용 항목에 변동이 생길 경우 일반적인 요금조정 장치인 요금심사와 무관하게 사전에 확정된 조정 조건 또는 조정 산식에 따라 요금을 조정하는 장치를 의미한다. 전력 공급사의 연료비 조정항(fuel adjustment clause), 가스 공급사의 가스공급비 조정항(purchased gas adjustment clause), 송·배전 비용, 에너지효율 향상 및 환경규제 관련 별도 요금 항목, 재산세, 대손상각비 등이 cost tracker를 통해 회수되는 대표적 사례로 들 수 있다. 미국의 경우에는 cost tracker의 활용 사례가 증가하고 있는데, 20여 개 이상의 cost tracker를 활용하여 정책비용을 회수하는 유틸리티도 존재한다.⁴⁾

Cost tracker를 활용할 경우 규제대상 기업의 재무위험을 완화할 수 있을 뿐만 아니라 해당 비용의 보상방안을 심사하기 위한 규제절차를 생략할 수 있어 행정비용이 절감되는 장점이 있다. 특히 규제대상 기업은 스스로 통제할 수 없는 비용의 상당 부분을 보상받을 수 있다. 그러나 해당 비용이 소비자에게 그대로 전가되므로 사업자가 비용절감을 위해 노력을 덜 하게 되는 문제가 발생한다. 또한 규제기관의 영향력을 받지 않게 되는 항목의 비중이 커지며, 부적절한 항목을 연동 대상에 포함시킬 경우에는 불필요한 복잡성과 관리 부담을 가중하는 문제점이 있다. 따라서 cost tracker는 특정 비용항목이 ① 사업자가 통제 불가능하며, ② 전력 공급원가 중 차지하는 비중이 크며 반복적으로 발생하고, ③ 예측하기 어려우며 변동성이 강한 특성을 지닌 경우에만 활용되도록 권고된다.

2) Decoupling Rider⁵⁾

디커플링(decoupling)이란 규제대상 기업이 얻게 되는 수입과 실제 매출액과의 연관성을 제거하여 판매량 변동에 따른 재무위험을 완화하는 방안으로서, 요금심사와 관계없이 규제대상 기업의 판매량이 예상 판매량을 초과하거나 미달할 경우 자동으로 요율을 인하 또는 인상하는 장치를 의미한다. 디커플링은 에너지 효율 정책에 대한 전력 공급사의 참여를 유도하기 위해 도입되었다. 전통적인 방식의 요금규제 아래에서 규제대상 기업은 판매량이 증가할수록 이익이 증가하는 구조이다. 하지만 에너지효율 관련 제도나 분산자원 확대 관련 제도는 규제대상인 유틸리티 측면에서는 자신의 판매량을 감소시켜 이익을 줄여야 하는 제도이므로 사업자가 적극적으로 참여할 유인이 없다. 이로 인해 에너지효율 향상 의무화 등의 제도 도입과정에서 많은 갈등과 경제적 문제가 발생하였다.

논의를 돕기 위해 배경을 자세히 설명하면 다음과 같다. 전력판매사의 비용은 고정비용과 변동비용으로 구분된다. 고정비용은 기본요금(fixed charge) 또는 용량요금(demand charge)의 형태로 부과되며 수용가는 최대 수요전력 혹은 사용기간에 따라 일정 요금을 지불한다. 변동비용은 전력사용량에 따라 일정 요금을 부과하는 전력량요금의 형태로 회수된다. 하지만 이러한 2부 요금체계를 적용하는 대부분의 유틸리티는 고정비용 중 상당 부분을 기본요금이나 용량요금이 아닌 전력량요금을 통해 회수하고 있다. 이는 사용

4) Costello(2014), p. 32.

5) 디커플링과 관련한 내용은 Simeone(2016)을 바탕으로 작성하였다.

량에 따라 요금이 증가하는 구조일수록 소비자가 요금체계를 이해하기 쉬울뿐더러 전력사용량과 무관하게 지불해야 하는 기본요금이나 용량요금에 대한 소비자의 수용성이 낮기 때문이다.⁶⁾ 또한 고정비용을 전력량요금의 형태로 회수하게 되면 (대체로 소득수준이 높다고 알려진) 전력사용량이 높은 고객이 (소득수준이 낮을 가능성이 높은) 전력사용량이 적은 고객이 부담해야 할 고정비용을 대신 부담하는 효과가 생기는데, 이를 통해 소득재분배의 효과를 어느 정도 달성할 수 있다는 기대에 따른 것이다.

하지만 고정비용 중 많은 부분을 전력량요금으로 회수한다면, 유틸리티 입장에서는 전력판매량의 변동에 따라 주요한 수익변동 위험에 노출되는 문제가 발생한다. 소비자들의 전력사용량이 당초 기대에 미치지 못하면 사업자는 고정비용을 제대로 회수하지 못하게 되며, 반대로 유틸리티의 예산을 뛰어넘는 전력 판매실적을 기록할 경우에는 고정비용을 초과 회수하여 규제기관으로부터 허용받은 투자보수율보다 높은 수준의 수익률을 얻게 되는 것이다. 에너지효율 향상 관련 제도는 유틸리티의 전력판매량 감소를 목적으로 하므로 요금에 반영된 기준 전력량에 비해 실제 판매 전력량이 낮아질 가능성이 존재하며, 이로 인해 사업자는 에너지효율 관련 제도 도입에 적극적으로 참여할 유인을 갖기 어려운 것이다. 디커플링은 이러한 문제를 해결하기 위해 도입되었으며, <표 2>의 간단한 예시를 통해 실제 적용방안을 살펴보고자 한다.

표 2 디커플링 운용사례

구분	전통적 요금제도	디커플링(판매량 증가)	디커플링(판매량 감소)
총괄원가	\$13,000,000	\$13,000,000	\$13,000,000
판매량(kWh)	83,000,000	85,000,000	81,000,000
요금(\$/kWh)	\$0.157	\$0.153	\$0.160

자료 : Simeone(2016), p. 6.

어떤 유틸리티의 총괄원가가 1,300만 달러이고 예상 전력판매량이 8,300만 kWh라고 가정하면, 규제기관은 kWh당 15.7센트로 전기요금을 정해 해당 사업자가 총괄원가를 회수할 수 있도록 할 것이다. 하지만 실제 전력판매량이 8,300만 kWh 이하로 감소한다면 15.7센트/kWh의 요금 수준으로는 유틸리티가 총괄원가를 회수할 수 없는 상황에 처하며, 반대로 실제 판매량이 예상 판매량을 초과할 경우에는 총괄원가를 상회하는 수준의 수익을 얻게 된다. 따라서 실제 판매량이 예상보다 줄어든 8,100만 kWh인 경우에는 요금단가를 16.0센트/kWh로 인상해야 하며, 실제 판매량이 8,500만 kWh를 기록하여 예산을 초과할 경우에는 요금단가를 인하하여 사업자가 얻게 되는 수익이 적정 수준이 되도록 조정할 필요가 생긴다. 디커플링은 예상 판매량과 실제 판매량 사이에 차이가 발생할 경우 요금을 조정함으로써 판매량 변화와 관계없이 총괄원가 회수를 보장하는 장치이다.

6) 우리나라의 경우 기본요금과 용량요금을 따로 구분하지 않고 하나의 형태로 묶어 소비자에게 부과하고 있다. 주택용의 경우에는 최대수요전력과 무관하게 수용가 단위로 일정한 금액을 부과하고 있으며, 일반용, 교육용, 산업용은 최대 수요전력에 따라 기본요금 수준이 달라진다.

디커플링은 유틸리티의 수익변동성을 해소하는 수준에 따라 다음과 같이 구분할 수 있다. 먼저 완전 디커플링(full decoupling)은 전력판매량과 상관없이 사업자가 총괄원가를 항상 회수할 수 있도록 하는 구조이며, 부분적 디커플링(partial decoupling)은 유틸리티의 총괄원가 중 일부만을 보장하는 방식이다. 마지막으로 제한적 디커플링(limited decoupling)은 유틸리티의 총괄원가 중 특정 프로그램 및 요소에 해당하는 비용만을 보장해주는 방법이다.

디커플링을 통한 요금조정이 이뤄질 경우, 규제대상 기업 관점에서는 안정적으로 판매수익을 확보할 수 있다는 장점이 있지만 소비자 입장에서는 요금 안정성이 낮아지는 효과가 발생한다. 따라서 신규 고객 유치를 통한 매출 증대가 어렵거나, 예상 판매량을 산정하는 과정에서 과거의 전력판매량 감소 추세가 많이 반영됨에 따라 에너지효율 향상 프로그램 도입에 따른 판매량 감소 효과가 나타날 가능성이 농후하고, 규제기관 입장에서 에너지효율 향상이라는 정책 수단에 대한 의지가 높은 경우 주로 활용된다.

한편 디커플링은 판매량 실적 감소의 원인이 실제로 에너지효율 향상 프로그램에 따른 것인지를 검증하는 절차가 존재하지 않는다. 따라서 프로그램 운용 실적과 무관하게 전력판매량이 감소한 경우에도 사업자가 보상을 받게 되는 문제가 발생한다. 이러한 단점을 보완하기 위해 최근에는 에너지효율 향상 프로그램의 실적 평가에 바탕을 둔 손실조정 메커니즘(Lost Revenue Adjustment Mechanism, LRAM)이 등장하였다.⁷⁾ 디커플링과 LRAM은 에너지효율 향상 프로그램 등으로 감소된 수익을 보장해 준다는 측면에서 목적과 역할이 비슷하지만, 다음과 같은 차이점이 존재한다. 첫째, LRAM은 에너지효율 향상 프로그램 시행에 따른 직접적인 전력판매량 변화 자료를 추정할 것을 요구하지만 디커플링의 경우에는 이러한 과정을 거치지 않는다. 둘째, 디커플링은 전력회사가 과도한 이익을 거두지 못하도록 요금을 조정하지만 LRAM은 전력회사가 과도한 이익을 거두더라도 이를 회수하지 않는다.⁸⁾ 2010년을 전후로 미국 내 약 20개 주에서 LRAM이 채택되었으나, 하와이주와 미네소타주의 사례와 같이 디커플링 제도로 다시 전환하는 경우도 등장하고 있다.⁹⁾

3) Formular Rate Plans

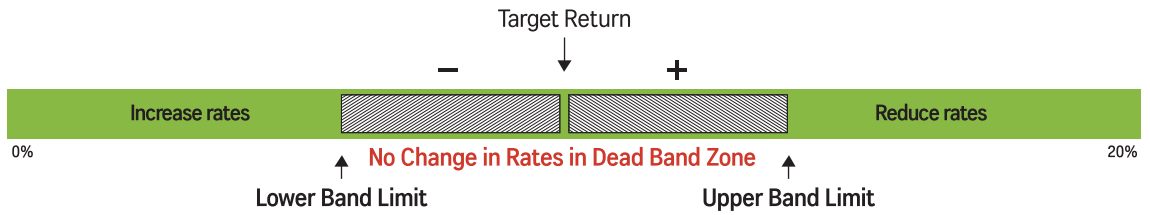
Formular Rate Plans(FRP)는 주기적으로 이뤄지는 요금심사와 관계없이 규제대상 기업의 실제 수익률이 허용된 수익률 범위를 벗어날 경우 요금변동이 이뤄지는 방식을 의미한다. 디커플링이 판매량 차이에 따른 효과만을 고려한다면, FRP는 판매량 변동뿐만 아니라 비용요소의 변화까지 포함한 수익률 자체의 변화가 생길 경우 요금을 조정한다. [그림 1]에 묘사된 바와 같이 수익률이 일정 구간을 벗어나면 요금조정이 이뤄지거나 요금 상한 또는 하한에 대한 별도의 제약이 존재하기도 한다.

7) 손실조정 메커니즘에 대한 내용은 Gilleo et al.(2015)를 참고하여 작성하였다.

8) 2016년을 기준으로 17개 주에서 디커플링 제도를 도입한 적이 있는 것으로 조사되었으며, LRAM은 20개 주에서 운용 중인 것으로 나타났다.

9) Kirsch and Morey(2016), p. 27.

그림 1 Formular Rate Plans 운용방식



주 : Nicdao-Cuyugan(2017), p. 6.

FRP는 허용 수익률과의 차이를 단기에 해소함으로써 규제대상 기업의 적정수익을 유지하고 연 단위의 주기적 조정이 이뤄질 때 발생할 수 있는 요금 조정 폭의 변동성을 낮추는 장점이 있다.¹⁰⁾ 이를 통해 사업자는 재무적 위험을 줄일 수 있으며 대외신용도를 높여 차입자본에 대한 비용을 줄일 수 있게 된다. 또한, 규제대상 기업의 실제 수익이 허용 수익을 초과할 경우 그 차이만큼을 소비자에게 이른 시점에 돌려줄 수 있다는 것도 장점으로 꼽힌다. 그리고 요금조정이 자동으로 이뤄지므로 주기적 요금심사의 빈도를 줄이고 요금심사의 행정 비용을 낮출 수 있다는 장점도 있으며, 점진적인 요금조정을 통해 전력시장 상황의 변화에 좀 더 유연하게 대처할 수 있게 된다.

하지만 전력회사의 재무적 위험을 소비자에게 전가할 수 있다는 단점이 있으며, 전기요금이 자동으로 조정되므로 규제기관이 전력회사의 비용에 대해 제대로 검토하지 못한다는 문제점이 있다.¹¹⁾ 또한, 규제대상 기업이 수익성 하락 방지 또는 향상을 위해 효과적으로 사업을 운영할 유인이 감소하게 된다. 따라서 이를 제어하기 위해 수익성 변동 중 일부만을 요금조정에 반영하거나 수익성 외 공급 안정성, 소비자 만족도 등 수익성과 별도의 이행조건을 충족하는 경우에 한해 자동으로 요금조정을 승인하는 성과지표를 활용할 수도 있다.

4) Infrastructure Surcharge

Infrastructure Surcharge는 전력공급 시설 등 규제대상 기업이 공급을 확대하기 위한 대규모 투자가 이루어지는 기간 동안 발생한 투자비에 대한 기회비용 등을 해당 설비의 완공 이전에 요금에 포함하는 방안을 의미한다. 대규모 설비가 완공된 이후 일시에 요금기저에 반영될 경우 급격한 요금상승 현상이 나타나 요금의 안정성을 저해하게 될 수 있을 뿐만 아니라 장기간의 건설기간 중 규제대상 기업의 자본조달 비용이 증가하게 되어 요금상승의 요인으로 작용할 수 있다. 따라서 대규모 투자사업 진행에 따른 요금 변동성에 따른 위험을 관리하기 위해 Infrastructure surcharge를 활용할 수 있다.

Infrastructure surcharge는 대규모 투자비용을 장기간에 걸쳐 회수함으로써 전기요금의 급격한 상승을 막고 요금심사 결과에 따라 달라질 수 있는 자본비용의 회수 지연을 방지하는 장점이 있다. 그러나 infrastructure surcharge는 전력회사의 고객들이 아직 건설이 완료되지 않은 시설에 대한 비용을 지불하도록

10) FRP의 장점에 대해 설명하고 있는 본 문단의 내용은 Kirsh and Morey(2016, p. 10)를 참고로 작성하였다.

11) 본 문단의 내용은 Kirsch and Morey(2016, pp. 10~11)를 참고로 작성하였다.

요구한다는 점에서 수혜자 지불 원칙(beneficiary pays)을 위반한다는 문제가 있다. 해당 항목 자체는 앞서 논의한 정책비용에 대한 요금규제와 성격이 다르나, 사업자가 통제하기 어려운 비용 항목을 별도 요금항목(surcharge)으로 부과하여 요금 안정성을 강화한다는 측면에서 정책비용의 별도 요금부과 방식과 관련하여 시사점을 가지는 것으로 평가할 수 있다.

다. 정책비용 반영방식

지금까지 다양한 형태의 정책비용 회수 수단에 대해 살펴보았는데, 이를 실제로 소비자에게 부과하는 것은 요금 조정방식과 요금 부과형태에 따라 분류할 수 있다. 이하에서는 이에 대해 보다 자세히 다루기로 한다.

1) 자동 요금조정

자동 요금조정 방식의 대표적인 사례는 FRP이다. 주기적인 요금심사와 무관하게 일정 요건을 충족하거나 사전에 정해진 요금 산식에 따라 자동으로 요금을 조정하는 것이 주요 특징이다. 연료비 조정제도는 자동으로 요금을 조정하는 대표적인 형태인데, 연료비 조정항목에 대해 자동 요금조정 방식이 도입된 이후 다른 비용 항목으로 적용 대상이 점차 확대되었다.

미국은 1978년 Public Utility Regulatory Policies Act(PURPA)를 통해 규제대상 기업에 자동 요금조정 조항(auto adjustment clause)을 도입하였다. PURPA는 자동 요금조정을 강제하지는 않았으나 각 주에서 자동 요금조정 장치를 활용할 수 있도록 연방정부(DOE, Department of Energy) 차원에서 자동 요금조정 장치의 활용방안에 대한 가이드라인을 정하도록 규정하였고, 이에 따라 DOE는 관련 가이드라인을 제정하였다.¹²⁾

PURPA는 전력회사의 주요 비용 중 하나인 연료비용의 경우 사업자가 통제하기 어려운 성격을 지니고 있으며 소비자요금에 미치는 영향이 크기 때문에 요금조정이 지연되면 사업자에게 치명적인 재무적 부담을 발생시킬 수 있으며 요금 안정성을 저해할 가능성이 높다는 점을 지적하면서 연료비의 자동조정이 가능하도록 규정하였다. PURPA가 제정된 1978년은 1차 석유파동 이후이자 연료비용이 재차 급격히 상승하던 2차 석유파동이 시작된 시점으로서 연료비용 변화에 따른 전력회사의 부담이 크게 발생하는 시기였다. 자동 요금조정의 핵심은 PURPA 113(b)에서 규정한 바와 같이 별도의 요금심사를 거치지 않고(without hearing) 사전에 정해진 규정에 따라 요금을 조정하는 것이다. 이를 통해 요금심사 지연에 따른 부담을 줄일 수 있을 뿐만 아니라, 요금심사 과정에 행정부가 개입할 여지를 차단하여 정치적인 요인에 따른 요금조정의 지연 또는 취소를 방지하기 위한 것이다.

자동 요금조정은 전력판매사의 연료비용에 대해 처음 도입된 이후 그 적용대상이 점차 확대되었다. 또한 적용대상이 되는 비용항목도 점차 넓어졌으며, 비용뿐만 아니라 판매량을 기준으로 자동 요금조정을 하

12) U. S. Department of Energy(1980).

는 단계를 거쳐 이제는 수익률을 기준으로 자동 요금조정이 이뤄지는 수준까지 진화하였다. 자동 요금조정 장치 중 FRP는 비용과 판매량을 기준으로 하는 반면, 특정한 비용 항목에 대해 제한적으로 자동 조정이 이뤄지는 경우 해당 비용 항목의 별도 추적을 위해 활용하는 방식인 cost trackers로 이해할 수 있다.

2) 요금 부과형태

정책비용이 요금으로 부과되는 대표적인 형태는 surcharge와 rider가 대표적인 사례로 알려져 있는데, 전기요금에 별도 요금 항목으로 구분하여 부과하는 방식으로 이해하면 된다. 대표적인 별도 부과항목으로는 규제 대상기업의 수입이나 총괄원가와 무관한 세금 혹은 기금 등이 있다. 또한 총괄원가에 포함되는 항목이라 할지라도 별도 관리가 요구되는 항목의 경우 rider의 형태로 부과되고 있다.

과거에는 이러한 별도 요금부과 방식에 대해 규제기관이 보수적인 입장을 취했다. 전력회사가 통제할 수 없는 비용, 예측 불가능하고 변동성이 큰 비용, 중요도가 높고 지속적으로 발생하며 비용 회수가 적절히 이뤄지지 않으면 사업자의 재무 건전성에 부정적인 영향을 미칠 수 있는 비용 등 제한적인 상황에서만 별도 요금부과를 허용하였던 것이다. 하지만 최근에는 이러한 기준을 충족하지 못하는 다양한 추가요금이 많이 등장하는 추세이다. <표 3>은 2012년 기준으로 전력사업자가 부과하고 있는 다양한 별도 요금항목을 정리한 것인데, 실제로 존재하는 사례들 중 일부만 간추린 것이다.

표 3 유형별 별도 요금항목 적용(2012년 기준)

부과대상 항목	적용 주(州)
설비 노후화	Georgia, Kentucky, Missouri, New Jersey, Ohio
디커플링, 기상요건 표준화 (weather normalization)	California, Georgia, Kansas, Kentucky, Maryland, Mississippi, New Jersey, Nevada, Tennessee, Texas, Virginia
에너지효율, 수요관리, 에너지절약	California, Oregon, Maryland, Massachusetts, South Carolina, North Carolina, Indiana, Arkansas, Kentucky, Michigan, Ohio, Oklahoma, Texas, Colorado, Iowa, Georgia, Florida, Illinois, Missouri
환경의무 준수 (environmental compliance)	Washington, Delaware, New Jersey, Iowa, Indiana, Kentucky, Minnesota, South Dakota, Michigan, Ohio, Tennessee, Texas, Virginia, Georgia, New Jersey, Illinois
공공설비 이용료(franchise fees)	Minnesota, Texas, Arkansas, Kentucky, Louisiana, Michigan, Virginia, West Virginia, Georgia, New Jersey, Tennessee, Illinois Colorado
신규 발전소(석탄, 원자력) 건설비용	Alabama, Arkansas, Georgia, Indiana, Mississippi
보조금, 고용수당	Alabama, Arkansas, Georgia, Indiana, Mississippi
재산세	Kansas, Mississippi
재생에너지	Illinois, North Carolina, Ohio, Massachusetts, California, Iowa, Oregon, Utah, Washington, Colorado, Minnesota, New Mexico
스마트미터, 스마트그리드	Colorado, Ohio, Texas

부과대상 항목	적용 주(州)
폭풍 피해 복구	Florida, Ohio, Oklahoma
좌초비용	Connecticut, New Hampshire, New Jersey, Massachusetts
계통 신뢰도, 삼림 관리	Kansas, Ohio, Oklahoma, Tennessee, Texas
송전망 투자	Ohio, Texas, Virginia
대손비용(uncollectibles)	Iowa, Illinois, Ohio, Nevada
보편적 서비스 제공, 저소득층 지원	Arizona, California, Colorado, Washington D.C., Texas, Georgia, Illinois, Ohio, Oregon, Utah, Washington, Maryland

자료 : AARP(2012), p. 8.

3) 정책비용 부과방식 요약

이상에서 살펴본 바와 같이 사업자가 부담하는 정책비용의 부과방식은 요금부과 및 관리주체, 부과형태 및 조정방안을 기준으로 분류가 가능하다. 먼저 정책비용의 부과방식은 부과 및 관리 주체에 따라 기금 또는 요금으로 구분할 수 있다. 주로 그 주체가 규제기관 혹은 외부의 제3자인 경우에는 기금 형태로 부과되며, 규제대상 기업이 주체일 경우에는 요금으로 부과된다. 에너지효율 향상 등 정책목표 달성을 위한 사업을 규제대상 기업이 아닌 외부기관이 시행 또는 비용을 부담하는 경우에는 관련 비용이 기금의 형태로 부과되며, 규제대상인 사업자는 단순히 징수 대행기구의 역할만을 수행한다. 그러나 정책목표 달성을 위한 사업을 전력공급사가 직접 수행하고 관련 비용도 부담해야 하는 경우에는 요금의 형태를 띠는 것이 일반적이다. 요금으로 부과되는 경우 정책비용 부과방안은 별도 항목으로 구분되는지 여부와 자동으로 조정되는지 여부에 따라 세 가지로 분류할 수 있다.

첫 번째는 관련 비용 항목이 일반 요금과 구분된 별도 항목으로 구분되어 부과되며 사전에 정해진 규칙에 따라 자동 조정되는 경우이다. 이러한 방법은 정책비용을 부담하는 규제기업의 재무안정성을 확보할 수 있으며 정책목표 달성을 위한 규제기업의 참여를 유도할 수 있다는 측면에서 장점이 있다.

두 번째는 관련 비용을 별도로 구분하되, 요금심사 과정을 통해 요금 조정 여부 및 회수 수준을 확정하는 방식이다. 해당 비용을 별도의 계정으로 관리함으로써 실제 사용된 비용 수준을 명확히 구분할 수 있다는 장점이 있으나, 요금조정 여부가 다소 불확실하여 사업자 입장에서는 첫 번째 방안에 비해 다소 불리한 측면이 있으며 결과적으로 에너지효율 향상 등의 정책목표 달성이 제대로 되지 않을 수 있다는 단점이 있다. 하지만 요금심사 과정을 통해 비용의 적정성 여부를 검토할 수 있기 때문에 사업자가 관련 비용을 절감할 유인을 갖게 되며, 이는 궁극적으로 소비자의 전기요금을 낮출 수 있는 효과도 가져온다.

마지막으로 관련 비용을 총괄원가에 포함하고 요금심사를 통해 조정하는 방식이다. 이러한 구조 하에서는 정책비용이 일반 요금항목과 별도로 구분되지 않으며 요금조정 여부 및 수준에 따른 위험을 규제대상 기업이 부담하게 되므로 규제대상 기업이 정책목표 달성 의무를 적극적으로 이행할 유인이 약하다는 문제점이 있다.

3. 정책비용 부과사례

본 장에서는 앞서 소개한 정책비용 중 재생에너지 보급 확대에 따른 비용의 처리 방안에 대해 각 국가별 사례를 소개하고자 한다. 참고로 앞으로 소개할 내용 중 미국의 자료는 대부분 DSIRE¹³⁾ 홈페이지¹⁴⁾에서 제공된 1차 자료를 참고하여 정리한 것임을 밝혀 둔다.

가. 미국

1) 미국 뉴욕주

뉴욕주는 재생에너지 보급 확대 및 에너지효율 향상을 위한 제도를 시행하고 있으며 해당 비용을 소비자에게 부과하고 있다. 재생에너지 보급 의무를 유틸리티에게 부과하는 일반적인 사례와 달리 목표 수준에 해당하는 재생에너지 전력을 주 정부기관인 NYSERDA¹⁵⁾가 통합 구매하는 방식을 채택하고 있다. 이로 인해 재생에너지 보급 확대를 위해 사용되는 비용 회수 방안 역시 다른 지역과는 다른 형태를 취한다. 유틸리티는 소비자에게 System Benefit Charge(SBC)를 부과한 후 이를 통해 조성된 기금을 NYSERDA에게 전달하고 있으며, 동 기관은 해당 기금을 이용하여 재생에너지 공급 인증서를 구매한다. 즉, 전력판매사가 부과하는 요금의 일부로 비용이 회수되는 일반적인 사례와 달리 뉴욕에서는 기금의 형태로 비용이 회수되며 유틸리티는 단순한 징수 대행기관의 역할만 담당하고 있다.¹⁶⁾

한편 SBC는 에너지효율 향상 관련 프로그램을 운용할 목적으로 1996년에 신설된 기금이다. 이 기금의 재원은 뉴욕주의 6대 전력 유틸리티의 소비자에게 별도 항목으로 부과하여 마련되며, 이를 통해 조성된 기금은 NYSERDA에서 운용 및 관리한다. 현재 SBC는 에너지효율 향상 목표뿐만 아니라 계통 안정성 강화를 위한 송배전망 현대화, 최대수요 관리, 환경보전 및 경제성장 촉진 등 전력산업 내 다양한 정책목표 달성을 위한 재원으로 활용되고 있다.¹⁷⁾

2) 미국 일리노이주

일리노이주는 RPS 및 에너지효율 향상을 위한 제도를 시행하고 있으며, 연방 정부와 주 정부에 의해 부여된 여러 규정 및 의무를 준수하는 데 필요한 비용을 별도 요금부과 방식을 통해 소비자에게 전가하고 있다. 특히 대부분의 비용 항목에 대해 사전에 정해진 산식을 통해 부과단가를 책정하는 특징이 있다.

13) Data base of State Incentives for Renewables & Efficiency

14) www.dsireusa.org

15) New York State Energy Research and Development Authority

16) 한편 뉴욕주는 2016년 8월 기존의 RPS 제도를 대체할 Clean Energy Standard(CES) 도입을 결정한 바 있다. 동 제도에서는 2030년에 유틸리티가 공급하는 전력의 50%를 재생에너지로부터 조달하도록 규정하고 있으며, 사업자에게 재생에너지 전력 구매의무를 부과한다. 따라서 CES 제도에서는 NYSEDA 뿐만 아니라 유틸리티 또한 재생에너지 공급인증서 구매자로서의 역할을 수행하게 되며, NYSEDA는 구매자인 동시에 판매자의 역할을 맡게 된다. 만약 판매자가 의무량을 달성하지 못한다면 MWh당 18.71달러의 Alternative Compliance Payment(ACP)를 납부해야 한다.

17) New York State Department of Public Service, "System Benefits Charge"(검색일: 2021. 2. 20).

유틸리티는 자신이 공급하는 전력 중 일정 비율을 재생에너지를 통해 조달할 의무가 있는데 해당 의무 이행을 위해 필요한 재생에너지 공급 인증서 구매비용을 REA¹⁸⁾라는 항목으로 소비자에게 부과하며, 현재 REA 단가는 kWh당 0.189센트이다. REA 단가는 해당 연도에 발생한 재생에너지 구매비용 총액을 판매 전력량으로 나눠 산정한 값을 기본으로 하되, 전년도에 발생한 미회수분(혹은 초과 회수분)을 더해 정산하는 방식으로 결정된다. 모든 유틸리티는 REA 운용과 관련한 보고서를 매년 규제기관에 제출할 의무가 있으며, 동 보고서에는 REA 운용 과정에서 발생한 비용 및 수익에 대한 정보가 포함되어야 한다. 특히 ComEd 사의 경우에는 2021년에 과거 4개 연도에 대한 REC 조달비용 및 회수과정 전반에 걸친 회계감사를 받도록 되어 있다. 이를 통해 REA가 고객에게 적절하게 청구되었는지, 비용이 중복으로 회수되지는 않았는지 등에 대한 검토를 하게 되며, 회사는 감사결과를 요약한 보고서를 규제위원회에 제출해야 한다. 에너지효율 향상 프로그램 운용에 따른 비용은 EEA¹⁹⁾ Rider를 통해 회수하는데, REA와 마찬가지로 사전에 정해진 산식에 의해 단가가 책정된다.

3) 미국 캘리포니아주

캘리포니아주는 2030년까지 유틸리티가 재생에너지를 이용해 전력 판매량의 60%를 달성하는 것을 목표로 하는 RPS 제도를 운용 중이다. 유틸리티는 재생에너지 공급 의무를 달성하지 못할 경우 일정 수준의 벌금을 부담하게 되는데, 해당 벌금을 소비자에게 전기요금으로 부과할 수 없는 특징이 있다. RPS 의무비용이 높아짐에 따라 유틸리티가 부담하는 관련 비용 또한 지속적으로 높아지고 있으나, 캘리포니아주는 RPS 관련 비용을 별도의 요금 항목으로 분류하지 않고 일반적인 요금 항목에 포함하고 있다. 이에 유틸리티는 정책적 목적 달성을 위해 발생하는 비용항목의 특성을 고려하여 관련 비용으로 인한 요금 영향 등에 대해 주기적으로 평가를 수행하고, 향후 요금체계 조정이 필요하다는 의견을 제시하고 있다.²⁰⁾

한편 캘리포니아주는 공익적 목적의 사업을 위해 지출된 비용을 회수하기 위해 Public Purpose Program(PPP)을 운용 중이다. PPP를 통해 지원하는 사업은 에너지효율 향상 프로그램, 저소득층 지원 프로그램(CARE), R&D 지원 등이 있으며, 2019년 기준으로 kWh당 1.24센트를 소비자에게 PPP 요금으로 부과하고 있다.

4) 미국 애리조나주

애리조나주는 재생에너지 공급 확대에 소요된 비용을 별도요금 항목을 통해 소비자로부터 회수하고 있다. 전력공급사는 2025년까지 판매량 중 15%를 재생에너지를 통해 조달할 의무를 지니고 있으며, 특히 의무량 중 30%는 분산형 재생에너지 전원을 활용해야 한다. 이러한 의무 달성 과정에서 지출한 비용을 회수하기 위해 사업자는 REST²¹⁾라는 별도 요금항목을 설정하여 전력사용량당 일정액을 소비자에게 부과하고

18) Renewable Energy Adjustment

19) Energy Efficiency Adjustment

20) PG&E, "2019 Senate Bill 695 Compliance Report." 2019.

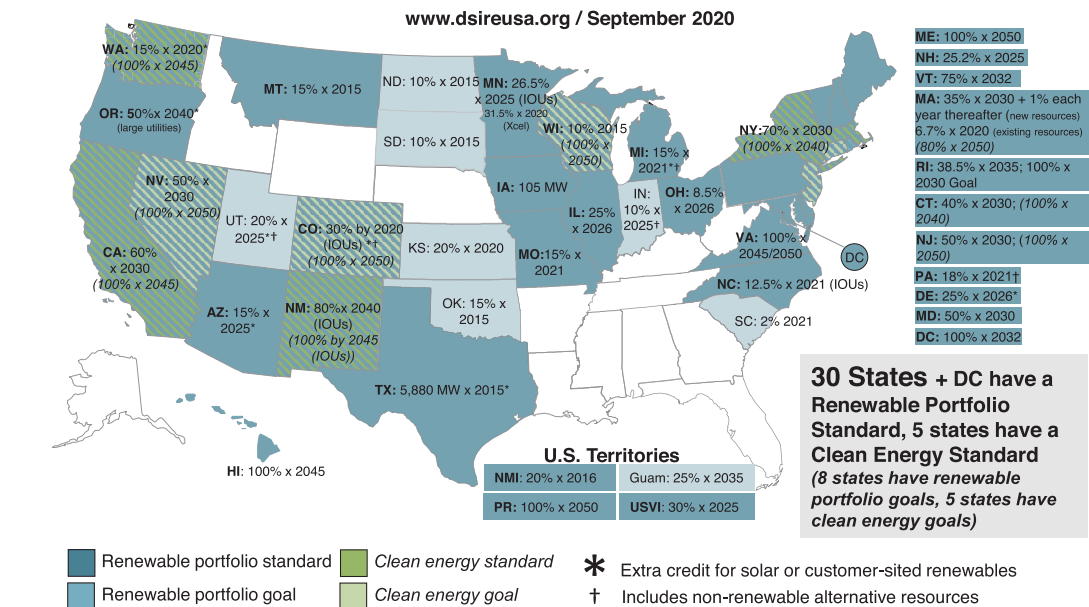
21) Renewable Energy Standard Tariff

있으며, 2019년 기준으로 1.26센트/kWh 수준이다.

5) 미국의 RPS 의무이행비용 부과방식 요약

미국은 재생에너지 보급 확대를 위해 많은 주에서 RPS 제도를 활용하고 있으며, 국제적으로 가장 중요한 RPS 운용국가로 분류된다. 2020년 기준으로 30개 주 및 워싱턴 DC에서 RPS 제도를 운용하고 있으며, 자세한 현황은 [그림 2]와 같다.

그림 2 미국 RPS 도입 현황(2020년 기준)



주 : DSIRE 홈페이지.

RPS 의무를 부담하는 전력공급사는 REC 구매 등에 따른 비용을 부담하고 있으며 최종적으로 관련 비용은 전기소비자에게 부과된다. 하지만 주별로 RPS 관련 비용의 소비자 전가 방식, 즉 소비자 요금 반영 방식에는 차이를 보이는 것으로 나타난다. 요금반영 방식은 크게 표시 방식과 조정 방식의 두 가지 측면으로 나눌 수 있다. 우선 표시 방식의 경우 RPS 관련 비용을 일반요금과 분리된 별도항목(surcharge, rider 등)으로 구분 표시하는 주가 있는 반면, 일부 주에서는 일반요금 내 항목에 포함하여 부과하고 있다. 조정 방식은 사전적으로 정해진 계산식에 따라 RPS 관련 요금을 자동 조정하는 주가 있는 반면, 규제기관의 심사를 통해 조정 여부를 확정하는 주가 있다. 표시 방식상 일반요금 내 포함된 경우 자동조정 방식을 활용하기 어려운 점을 고려할 때 실제 RPS 비용의 요금반영 방식은 별도항목-자동조정, 별도항목-요금심사, 일반요금-요금심사의 세 가지 기준으로 구분할 수 있다.

한편 별도항목을 통해 운용하고 있는 지역 또한 운영주체, 요금부과 기준 및 운영방식 등의 차이를 보인다. 뉴욕주의 경우에는 RPS 목표 달성을 위한 REC 구매 의무를 개별 전력공급사가 아닌 공공기관이 이행하

였으므로, 별도요금으로 분류된 항목은 개별 전력회사의 총괄원가가 아니라 공공기관에 귀속되는 기금을 표시한 것으로 구분할 수 있다. 일리노이주는 RPS 의무이행이 포함된 신재생 관련 비용을 별도 요금항목으로 부과하도록 정하고 있으며, 사전에 확정된 계산식에 따라 일반요금의 조정절차인 요금심사와 별도로 요금조정을 시행 중이다. 다만 계산식에 따라 요금수준이 정해진다 하더라도 최종 요금조정 여부는 규제위원회의 승인을 통해 확정된다. 오하이오주나 애리조나주는 RPS 의무이행 관련 비용을 별도 요금항목으로 구분 운영하고 있으나, 요금조정은 요금심사에 따라 동일하게 이뤄진다. 다만 요금항목을 구분 운영함으로써 대상 비용과 관련 항목에서의 요금수입을 지속적으로 관리하고, 요금조정 과정에서 해당 항목의 조정 필요성 및 조정 수준을 명확하게 구분하는 특징이 있다. 또한 일반적으로 RPS 관련 요금은 전력량당 일정 금액이 부과되는 콜로라도주의 경우 총 요금의 2%를 부과하는 형태로 활용되기도 한다. 캘리포니아주와 메릴랜드주는 RPS 관련 비용을 별도 요금항목으로 구분하지 않고 일반요금에 포함하고 있다. 따라서 요금 조정 또한 일반요금 조정절차에 따라 조정여부 및 조정수준이 정해지며 RPS 관련 항목에 대한 요금수입액을 정확히 구분할 수 없는 한계점을 가지고 있다. 다만 이러한 경우에도 총괄원가 산정 시 RPS 비용은 구분 관리함으로써 해당 비용의 변화 수준을 지속적으로 관찰하고 있다.

나. 유럽

1) 영국

영국은 2000년 재정법(Finance Act 2000)을 통하여 ‘기후변화부과금(Climate Change Levy)’을 발전 사업자 및 판매사업자에게 부과하고 있다. 기후변화부과금은 주택용을 제외한 산업용, 상업용, 농사용 및 공공부문 사용 전력에 부과되며, 탄소배출 저감 및 에너지효율 증대를 위한 재원으로 활용된다. 동 부과금은 소비자의 월 전기요금 청구서에 별도 항목으로 표시되며, 일정 산식에 따라 자동 산정되는 방식이 아니라 연도별로 부과단가를 결정하는 방식으로 운용된다.

한편 영국은 재생에너지 보급 확대를 위해 판매사업자에게 재생에너지 조달 의무를 부여하는 RO(Renewable Obligation) 제도를 2017년까지 운용한 바 있다. 동 제도하에서 판매사업자는 직접 조달을 통해 재생에너지 공급원을 확보하거나, 재생에너지 공급의무 인증서(ROC, Renewable Obligation Certificate) 구매를 통해 공급의무를 달성하는데 만약 공급의무를 달성하지 못할 경우에는 벌금(buy-out price)을 납부해야 한다. 이후 2017년 3월 31일부터 영국 전력시장 개편 과정에서 RO는 폐지되고 차액정산제도(Contract for Difference)가 도입되었다. 동 제도를 통해 사전에 산정된 신재생에너지 관련 정책이행 비용과 실제 발생한 비용 간 차액을 정산하는 구조로 전환되었다. 실제 비용과의 차액 정산에 소요되는 비용의 회수를 위해 전력공급 사업자는 CfD Supplier Obligation 항목을 통해 소비자에게 해당 비용을 별도 징수하며, 이렇게 징수한 비용은 LCCC(Low Carbon Contracts Company)에 전달된다.

2) 독일

독일은 FIT를 통해 재생에너지 발전을 지원하고 있으며 이에 대한 비용을 소비자에게 별도항목으로 구분

하여 청구하고 있다. 2000년 제정된 독일의 EEG²²⁾ 법은 재생에너지 관련 투자에 소요되는 비용을 전기요금을 통해 조달하도록 규정하고 있는데, 이를 EEG 부담금(EEG-Umlage)이라 한다. EEG 부담금은 재생에너지 전력 조달을 위해 추가 지출되는 금액 즉, FIT에 지불된 금액과 유럽 전력거래소(EEX)에서 송전망 관리기관(TSO)들에 의해 판매된 재생에너지 매출액과의 차이를 반영하여 산정된다. 2019년 기준 EEG 부담금은 6.41유로센트/kWh이며, 연간 3,500kWh를 사용하는 소비자의 경우 전기요금 중 EEG 부담금이 차지하는 비중은 약 21.2%다.²³⁾ 참고로 전기요금 구성 요소 중 송배전망 사용료(grid fee)가 24.4%로 가장 높은 비중을 차지하며, 전력 공급비용(22.8%)이 그 다음 순이다.²⁴⁾

3) 프랑스

프랑스는 2030년 발전량 중 재생에너지의 비중을 40%로 확대하는 목표를 설정하였다. 재생에너지 보급을 확대하기 위한 방안으로 FIT와 FIP를 활용하고 있으며, 태양광 등 일부 재생에너지 전원에 대해서는 경매제도를 도입하였다. 각 주의 예산(state budget)을 통해 재생에너지 지원을 위한 재원을 조성한 후 전용 펀드를 통해 운용되며, 해당 펀드에 대한 출자(financing)는 재정법(Finance Law)에 따라 의회에서 결정된다. 현재 해당 재원은 에너지 소비세의 형태로 소비자에게 부과되는데, 다시 말해 프랑스는 FIT 제도를 실시하고 있기는 하지만 동 제도를 운용하는 데 필요한 재원은 전기 소비자에게 별도로 부과하지 않으며 세금을 통해 조달하는 셈이다.

참고로 프랑스의 경우 과거 공공에너지서비스기여금(CSPE)이라는 명목으로 소비자에게 기금을 부과한 후 해당 재원을 활용하여 공공서비스의 목적을 달성하는 데 사용하였으나, CSPE를 폐지 후 전력소비세로 전환한 바 있다.²⁵⁾

4) 덴마크

덴마크는 1993년 제3차 에너지계획(Third Energy Plan, Energi 2000) 수립과 함께 재생에너지 보급 확대를 위해 발전차액지원제도를 도입하였다. 초기에는 재생에너지를 통해 생산된 전력에 대해 약 70~75% 수준의 비용만을 지원했으나, 1996년 전력법(Electricity Act)이 제정된 이후에는 FIT 제도를 법제화하였으며 지원수준도 소비자요금의 약 85% 수준으로 확대하였다. FIT 제도 운용에 따른 재원은 별도항목으로 구분하여 소비자에게 부과 중이다.²⁶⁾ 이후 1999년 전력시장이 개방됨에 따라 녹색인증서 거래 방식이 도입되었다.

에너지효율 향상과 관련된 제도의 경우, 2006년부터 에너지효율 의무화제도 도입을 통해 에너지효율 향상

22) Erneuerbare-Energien-Gesetz

23) Clean Energy Wire, "What German Households Pay for Power"(검색일: 2021. 2. 24).

24) 위의 자료.

25) 자세한 내용은 정연제(2019)를 참고하기 바란다.

26) IRENA(2013), pp. 58~67.

및 수요관리사업 시행에 대한 법적 근거를 마련하였다.²⁷⁾ 이후 2012년 10월 EU가 에너지효율 지침(EED, EU Energy Efficiency Directive)을 제정함에 따라 덴마크 역시 국가 차원의 에너지 효율 계획을 수립하였다. 현재 덴마크 정부는 전력, 열, 가스 부문 대상 사업자를 대상으로 에너지효율 감축 의무를 부과하고 있으며, 석유 부문 사업자에게는 자발적 감축을 권고하고 있다.²⁸⁾ EEO는 에너지 공급자에게 에너지효율 향상 의무를 부여하고 있지만 실제 에너지절감 목표는 최종 소비에 의해 달성되는 특징을 지니고 있다. 덴마크는 재생에너지 보급 확대 및 분산형 전원 구축 등에 소요되는 비용을 회수하기 위해 전력 최종소비자에게 일종의 기금 성격을 지닌 PSO(Public Service Obligation)를 부과하고 있다. PSO는 전기요금 고지서에 별도 항목으로 표시되어 소비자에게 청구되는데, 전력사용량에 비례하여 부과된다. 동 기금은 국영 송전망사업자인 Energinet에 의해 관리되는데, 전기공급법(Electricity Supply Act)에 명시된 공익적 목적의 사업을 위해 지출된 비용의 재원으로 활용되고 있으며, 그중 재생에너지 지원과 관련된 항목이 가장 높은 비중을 차지한다. 한편 2018년 1월부터는 재생에너지 지원과 관련한 제도의 관리가 덴마크 에너지청으로 이관되었다. 참고로 덴마크는 전력소비에 부과되는 높은 세율로 인해 OECD 국가 중 전기요금 수준이 가장 높은 나라로 알려져 있다. 특히 주택용 전기요금 중 PSO를 비롯한 총 세금이 차지하는 비중은 2019년 기준 약 62%이다.²⁹⁾

PSO를 통해 재생에너지 보급 확대를 지원하는 현재의 방식에 대해 크게 두 가지 문제점이 지적되고 있다. 첫 번째는 재생에너지 지원을 위해 막대한 재원이 사용된다 보니 이로 인해 소비자 특히 주택용 수용가가 부담해야 할 전기요금 수준이 너무 높아진다는 점이다. 두 번째는 EU 역내 다른 회원국의 발전사업자가 덴마크에 전기를 수출할 경우 덴마크의 전력회사와 동일한 수준의 보조금을 지원받지 못한다는 점이다. EU 집행위원회는 역내 국가의 보조금이 다른 회원국의 사업자에게도 비차별적으로 평등하게 지원되어야 한다는 EU 협약을 위배하고 있음을 지적하였으며, 이에 따라 덴마크 정부는 2017년부터 PSO를 점진적으로 축소 후 2022년에 완전히 폐지하기로 하였다. 덴마크는 PSO가 폐지됨에 따라 향후 세금으로 관련 재원을 보전할 계획이다.³⁰⁾

PSO 기금을 통해 지원되던 사업비용은 점진적으로 국가 예산으로 편입될 예정이며 PSO가 완전히 폐지되는 2020년부터는 전액 국가 예산으로 편성된다. 한편 PSO의 폐지에 따라 소비자 전기요금 역시 크게 하락할 것으로 전망되는데 주택용의 경우 약 10%, 산업용은 약 25%의 요금 인하 효과가 기대된다.³¹⁾

5) 아일랜드

아일랜드는 2020년까지 최종 에너지소비의 16%를 재생에너지를 통해 조달할 계획이며, 특히 전력부문의

27) EEO 도입 이전에는 자발적 감축 성격의 에너지효율 의무화제도(Danish Energy Efficiency Obligation Scheme)를 1996년부터 운용하였다.

28) Peterson(2018), p. 5.

29) 에너지비용은 20%, 계통비용은 18%를 차지한다. Danish Utility Regulator(2020), p. 12.

30) European Commission(2017), p. 17.

31) Danish Utility Regulator(2018), p. 45.

경우 발전량의 42.5%를 재생에너지로 발전할 계획을 가지고 있다.³²⁾ 아일랜드는 재생에너지 보급 확대 및 온실가스 감축 관련 비용을 확보하기 위해 PSO 및 탄소세를 활용 중이다. 천연가스 소비자를 대상으로 부과되는 탄소세는 조세의 일종인 반면, 전기 소비자에게 부과되는 PSO는 기금 성격의 부담금이다. 아일랜드는 PSO 부담금을 통해 재생에너지 보급 확대와 관련된 국가 정책 목표를 지원할 뿐만 아니라 국산 연료인 토탄(peat) 사용과 관련된 보조금 재원으로도 활용 중이다. 발전사가 차액정산계약을 체결한 상태에서 발전비용이 시장가격보다 높아진다면 해당 차액만큼의 손실이 발생하게 된다. PSO는 이런 상황에 처한 발전사를 지원하기 위한 용도로 주로 사용되는 것이다. 유틸리티는 PSO 부담금을 전기 소비자에게 부과하여 징수 후 아일랜드의 계통운영자인 EirGrid에게 전달하는 징수 대행기관의 역할을 수행한다. PSO 부담금은 매년 10월 1일부터 이듬해 9월 30일까지 동일한 금액이 부과되며 당해 연도의 예상 지출비용과 과거 사업비용 정산액을 고려하여 그 수준이 결정된다. 참고로 2020/21년도 PSO 부담금의 총 규모는 약 3억 9,313만 유로이다.³³⁾ 동 부담금은 소비자의 유형에 따라 각기 다른 단가가 적용되는데, 주택용 소비자는 약 6.52유로, 소규모 상업용 소비자는 약 21.41유로를 매월 납부하며, 중·대형 상업용 소비자는 kVa 당 약 2.78유로를 월간 납부하였다.³⁴⁾

6) 유럽의 정책비용 부과방식 요약

지금까지 영국, 독일, 프랑스, 덴마크, 아일랜드의 재생에너지 확대를 위한 지원 정책 및 관련 비용의 부과 방식에 대해 살펴보았다. 영국, 아일랜드, 독일은 부담금의 형태로 소비자에게 부과하고 있으며, 프랑스는 세금, 덴마크는 별도 요금 항목의 형태로 소비자에게 부과하고 있는 것으로 나타났다.

재생에너지 보급 확대를 위한 의무를 전력 공급사에게 부여하고 이 과정에서 발생한 비용을 사업자가 직접 부담하는 일반적인 RPS에서는 관련 비용을 총괄원가 내에 포함시켜 전기요금으로 회수한다. 하지만 경매제도, FIT 등을 통해 재생에너지를 보급하는 영국, 독일, 프랑스의 경우에는 사업자가 해당 비용을 부담하지 않거나(영국), 사업비용을 직접 부담하더라도 조달 방식 및 조달 가격을 규제기관이 정하고 있다(독일, 아일랜드, 프랑스). 따라서 해당 국가에서는 관련 비용을 전력회사의 총괄원가와 분리된 별도 부담금으로 회수하거나(영국, 아일랜드, 독일) 국세로 지원하는 방식을(프랑스) 채택하고 있는 것으로 나타났다. 다만 녹색인증서 거래를 통한 재생에너지 공급 의무 이행 방식을 채택한 덴마크의 경우에는 일반적인 RPS 사례와 같이 관련 비용을 총괄원가에 포함하여 요금을 통해 회수하되 별도 요금항목으로 구분하여 관리하는 것으로 조사되었다.

32) EU Directive 2009/28/EC에 따라 EU 회원국은 재생에너지 보급 확대, 에너지효율 향상, 온실가스 감축 목표를 달성할 수 있는 방안(2020년 목표)을 요약한 National Renewable Action Plans(NREAP)의 초안을 2014년 EU 집행위원회에 제출한 바 있다. 본문은 아일랜드가 제출한 NREAP의 초안을 참고로 하여 작성한 것이다. European Commission(2014, p. 5).

33) Commission for Regulation of Utilities(2020), p. 9.

34) 위의 자료, p. 13.

다. 기타지역

1) 일본

일본은 재생에너지 보급 확대를 위한 정책 수단으로 2003년부터 2012년까지 RPS 제도를 시행하였으나, 후쿠시마 원전 사고를 계기로 저탄소사회 실현을 주요 정책 목표로 내세우면서 FIT 제도로 전환한 바 있다.³⁵⁾ FIT 매입단가는 조달가격 산정위원회에서 산정되지만, 일정 규모 이상의 태양광 설비는 경매를 통해 적용단가가 결정된다. FIT 대상 설비 지원을 위해 전력회사가 지출한 비용은 전기 소비자에게 부과되는 추가요금(surcharge)을 통해 회수되는데, 해당 비용은 전기요금 고지서에 ‘재생에너지 발전 촉진 부과금’이라는 항목으로 표시되며, 일본 내 모든 전기 소비자에게 같은 수준으로 부과된다. 2019년 기준으로 동 부과금은 kWh당 2.95엔이며 해마다 조금씩 상승하는 추세를 보이고 있다. ‘재생에너지 발전 촉진 부과금’은 FIT 매입에 따른 교부금의 예상액과 과거 과부족 금액 및 전력회사의 예상 전력판매량 등을 기초로 하여 정부가 설정한다. 한편 전력소비량이 많은 산업체의 경우 관계 부처 장관의 인가하에 부과금의 80%까지를 감면받기도 하였으나, 전력소비 감축 노력이 미흡하다고 판단되는 경우에는 감면 혜택이 축소될 수도 있다. 한편 유럽 및 미국의 일반적인 사례와 마찬가지로 일본의 전력회사는 재생에너지 지원 비용을 소비자로부터 징수하는 역할만을 수행하며, FIT 계약 체결에 따라 부담한 비용은 부과금을 통해 조성한 재원으로 보상받는다. 즉, 재생에너지 발전 촉진 부과금은 기금의 성격을 지닌 것으로 분류 가능하며 개별 전력회사의 손익에는 영향을 주지 않는다.

2) 호주

호주는 온실가스 배출량 감축과 재생에너지 발전비중 확대를 위해 우리나라의 RPS와 유사한 Renewable Energy Target(RET) 제도를 연방정부 차원에서 운영 중이다. 100MW 이상의 전력을 공급하는 개인 또는 기업에게 RET 의무가 부여되며 재생에너지 공급 의무량을 달성하지 못할 경우에는 MWh당 65달러의 벌금(Shortfall Charge)을 납부해야 한다. 전력공급사는 RET 의무이행에 따른 비용을 전기요금을 통해 회수하는데 주별 소매부문 개방 여부에 따라 그 방식에 다소 차이가 존재한다. 경쟁이 활성화된 주의 경우 전력공급사가 자율적으로 요금을 정하므로 정책비용의 요금부과 방식 및 요금수준 결정에 대한 명확한 규정 또는 이를 별도 구분하여 산정한 사례를 찾기가 쉽지 않다. 다만 호주의 주요 전력공급사인 Origin Energy와 Energy Australia는 소비자에게 관련비용 항목을 Environmental Charge라는 별도 항목으로 구분하여 부과하고 있는 것으로 확인된다. 한편 아직 소매시장 개방이 이뤄지지 않거나 시장개방이 이뤄졌더라도 경쟁이 활발하지 않은 지역의 경우에는 규제요금 산정과정을 분석을 통해 정책비용의 요금부과 방식을 직접적으로 확인할 수 있다. ACT 지역의 규제를 담당하는 ICRC(Independent Competition and Regulatory Commission)는 전력공급사가 부담한 정책비용은 소비자에게 전가할 수 있다고 규정하고 있으며, 동 규정에 기초하여 RET 관련 비용을 총괄원가 내에 환경비용(national green cost) 중 일부로 포함하여 규제요금 수준을 정하는데, 해당 비용은 총괄원가 중 약 10%를 차지한다.³⁶⁾

35) 임지영(2017), p. 19.

36) ICRC(2019), pp. 19~22.

3) 캐나다

캐나다는 미국과 유사하게 각 주 정부가 독자적으로 재생에너지 관련 정책을 시행 중이며, 지역별 여건에 따라 재생에너지 공급의무 목표수준도 다양한 차이를 보인다. 예를 들어 수력발전의 비중이 높은 브리티시컬럼비아주는 발전량의 93% 이상을 재생에너지를 통해 조달하도록 하고 있는 반면,³⁷⁾ 앨버타주는 2022년까지 재생에너지 공급의무비율을 15%로 설정하였으며 단계적으로 그 비중을 확대하여 2028년에는 26% 달성을 목표로 하고 있다.³⁸⁾

캐나다에서는 앨버타주나 온타리오주와 같이 소매부문 시장개방이 완료된 지역뿐만 아니라 브리티시컬럼비아주처럼 여전히 소매규제가 이뤄지는 주에서도 재생에너지 공급 의무 비용을 회수하기 위해 별도요금 항목을 운영하거나 총괄원가 내에서 해당 비용을 별도로 관리하지 않는 것으로 보인다. 이처럼 재생에너지 관련 비용을 요금으로 부과하는 사례가 드러나지 않는 것은 캐나다의 경우 수력을 중심으로 한 재생에너지의 비중이 높아 재생에너지 보급과 관련된 비용 부담이 다른 국가에 비해 상대적으로 크지 않기 때문인 것으로 판단된다. 즉, 재생에너지 공급의무를 부여받은 전력공급사가 해당 의무를 수행하는 과정에서 부담한 비용이 총괄원가 내에서 차지하는 비중이 크지 않은 것이 그 이유일 것으로 추정된다.

표 4 정책비용 부과방식 해외사례 요약

국가명	정책비용 전기요금 부과방식
미국	(기금운용) 뉴욕 / (일반요금) 캘리포니아, 메릴랜드 등 / (별도요금항-자동조정) 일리노이, 로드아일랜드 등 / (별도요금항-요금심사) 오하이오, 애리조나 등
캐나다	신재생 관련 정책이행 비용에 대해 별도요금을 부과하지는 않으나(일반요금에 포함), 온실가스 감축이나 에너지효율 관련 비용은 별도요금항으로 부과
영국	탄소배출 관련 비용(기후변화부담금) 및 RO 관련 항목('17.3까지)에 대해 별도의 부담금을 부과하여 기금 재원으로 활용
독일	신재생에너지 관련 투자에 소요되는 비용을 EEG 부담금 항목으로 구분하여 별도 부과하고 기금에 반영
프랑스	신재생에너지 구매비용 등에 대해 별도요금을 부과하지 않으며, 세금(전력소비세)을 통해 관련 재원조달
덴마크	신재생에너지 관련 비용을 총괄원가에 포함하고 요금을 통해 회수하되 별도 요금항목으로 구분하여 소비자에게 부과하고 기금에 반영(PSO 기금 운용) 단, 에너지효율사업 및 수요관리사업 관련 제반 비용은 일반요금항으로 부과하여 회수
아일랜드	신재생에너지 관련 정책이행 비용회수를 위해 전력 공급사업자는 전력사용량에 기반하여 소비자에게 별도 요금을 부과하고 이를 PSO 기금 운용 자원으로 활용
일본	기금 성격의 부과금을 소비자에게 별도 부과하여 신재생에너지 관련 비용 회수
호주	규제를 통해 신재생에너지 관련 비용을 별도 항목으로 부과하도록 의무화하지는 않았으나 요금제 설계 과정에서 전력공급사가 신재생 등 정책 관련 비용을 별도로 구분하여 별도요금항 활용

37) British Columbia, "Clean Energy Act 2010"(검색일: 2021. 2. 24)의 Section 2.

38) Alberta, "Renewable Energy Legislation and Reporting"(검색일: 2021. 2. 24).

4. 결론 및 시사점

전기요금은 전통적으로 총괄원가 방식에 기초한 투자보수를 규제에 따라 요금수준 및 요금체계가 정해져 왔다. 이러한 요금규제 방식 아래에서는 주기적인 총괄원가 산정과 예상 판매물량에 대한 검토를 통해 요금을 정하고 요금적용 기간 동안 해당 요금수준이 유지되었다. 하지만 전력산업 환경변화에 따라 이러한 전통적 요금규제 방식을 적용하는 경우 유틸리티의 재무안정성 및 소비자의 요금안정성이 저하됨에 따라 새로운 요금규제 방식이 나타나게 된 것이다. 이러한 새로운 요금규제 방식의 핵심은 전력사업자가 통제할 수 없는 주요한 비용에 대해서 요금의 주기적인 조정 이전에 해당 비용항목의 변화를 고려하여 요금을 조정하는 것이다. 새로운 요금규제 방식에서는 이를 일반요금 항목과 구분하기 위해 별도 요금항으로 구분하는 방식을 활용하게 되었다.

21세기의 전력공급사는 발전, 송배전 자산을 활용하여 전력을 공급하는 본질적 역할 이외에 온실가스 감축, 에너지효율 향상 등 다양한 정책적 목적을 실현하기 위한 활동을 수행하고 있으며 이와 관련한 비용을 부담하고 있다. RPS 의무이행 비용 등 신재생에너지 관련 비용은 이러한 주요한 정책비용 중 하나의 예로 들 수 있다. 신재생에너지 관련 비용의 회수 방안은 FIT, RPS 제도와 같이 신재생에너지 보급 정책의 운영 방식에 따라 기금과 요금으로 구분되며 요금으로 운영되는 경우에는 RPS 비용의 회수가 사업자의 재무안정성에 미치는 영향 및 전기소비자에 대한 신호효과 전달의 중요도에 따라 별도 요금 항목 적용 여부가 결정되고 있는 것으로 조사되었다.

우리나라의 경우 판매사업자인 한국전력공사가 RPS 이행 관련 비용을 부담하고 있으며, 작년 말 요금체계 개편이 이뤄지기 전까지는 이를 총괄원가 내에 포함하여 소비자에게 부과하였다. 하지만 국내 전력정책 특성상 총괄원가 변동을 반영한 요금조정이 이뤄지기 어려운 점과 향후 신재생 의무비율 확대에 따라 관련 비용 수준이 큰 폭으로 증가하는 점을 고려할 때 사업자의 재무안정성 확보와 신재생에너지 및 에너지효율 등에 대한 소비자의 인식을 제고하기 위한 목적으로 별도요금 부과방식이 도입되었다. 이러한 변경된 요금체계는 사업자가 부담해야 할 비용을 모두 소비자에게 자동 전가함으로써 소비자의 요금 부담을 증가시키는 것이 아니냐는 일각의 비판이 제기되고 있는 것도 사실이다. 하지만 지금까지 살펴본 바와 같이 정책비용이 적절하게 회수되지 못할 경우에는 사업자의 정책 목표 달성 노력 회피에 따라 당초 의도했던 효과가 달성되지 못할 위험도 존재한다. 다만 사업자가 부담해야 할 리스크까지 부당하게 소비자에게 전가되는 일은 없어야 할 것이다. 이에 따른 규제체계의 개선방식은 여전히 우리 앞에 남은 과제이다.

참고문헌

국내 문헌

- 임지영, “일본 FIT제도 운영 문제점과 제도 개선”, 세계 에너지시장 인사이트 제17-12호, pp. 19~28, 2017.
- 정연재, “주택용 전기요금 필수사용량 보장공제의 문제점 분석”, 수시연구보고서 19-02, 에너지경제연구원, 2019.
- “해외 주요국 사례 조사를 통한 전기요금 체계 개편과제 도출 및 시사점 연구”, 기본연구보고서 20-01, 에너지경제연구원, 2020.

외국 문헌

- AARP, “Increasing Use of Surcharges on Consumer Utility Bills,” AARP Utility Fee Report, 2012.
- Commission for Regulation of Utilities, “Public Service Obligation Levy 2020/2021,” 2020.
- Costello, K., “Alternative Rate Mechanisms and Their Compatibility with State Utility Commission Objectives,” Report No. 14-03, National Regulatory Research Institute, 2014.
- Danish Utility Regulator, “National Report 2018 for Denmark,” 2018., “National Report 2020 for Denmark,” 2020.
- European Commission, “National Renewable Energy Action Plan: Ireland,” 2014., “Energy Union Factsheet Denmark,” 2017.
- Gilleo, A., M. Kushler, M. Molina, D. York. “Valuing Efficiency: A Review of Lost Recovery Adjustment Mechanisms,” American Council for an Energy-Efficiency Economy, 2015.
- ICRC (Independent Competition and Regulatory Commission), “Electricity Model and Methodology Review 2018-19,” 2019.
- IRENA, “30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets,” 2013.
- Kirsch, L., and L. D. Morey, “Alternative Electricity Ratemaking Mechanisms Adopted by Other States,” Prepared for Public Utility Commission of Texas, Christensen Associates Energy Consulting, 2016.
- Peterson, M. L., “The Danish Energy Efficiency Obligation (EEO) Scheme,” Presentation at ODYSSE-MUER Meeting, 2018.
- PG&E, “2019 Senate Bill 695 Compliance Report,” 2019. <https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442461195> (검색일: 2021. 2. 24).
- Simeone, C., “Rate Decoupling: Economic and Design Considerations,” Kleinman Center for Energy Policy, 2016.
- U. S. Department of Energy, “Automatic Adjustment Clauses Standard,” Guideline No. 3 Under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978, 1980.

뉴스 및 신문기사

- 이투데이, “RPS 의무공급비율 2030년 25%로 확대”, 2021년 2월 24일.

웹사이트

- 한국전력공사 홈페이지, “원가연계형 요금제(기후환경요금)”, <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00211.jsp> (검색일: 2021. 2. 14).
- Alberta, “Renewable Energy Legislation and Reporting,” <https://www.alberta.ca/renewable-energy-legislation-and-reporting.aspx> (검색일: 2021. 2. 24).
- British Columbia, “Clean Energy Act 2010,” https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/consol24/consol24/00_10022_01 (검색일: 2021. 2. 24).
- Clean Energy Wire, “What German Households Pay for Power,” <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power> (검색일: 2021. 2. 24).
- DSIRE 홈페이지, <http://www.dsireusa.org> (검색일: 2021. 2. 24).
- New York State Department of Public Service, “System Benefits Charge,” <https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/58290EDB9AE5A89085257687006F38D1?OpenDocument> (검색일: 2021. 2. 24).