

ENERGY FOCUS

에너지포커스
2021년 봄호

#에너지경제연구원 성과발표회
#에너지 관련 기본계획 모음



권두칼럼

텍사스 정전 사태를 바라보는 어떤 시선

특별기획

2020년도 연구성과 발표회 – 탄소중립 실현으로 가는 길

이슈와 시선: 2020년 발표된 에너지 관련 기본계획

제9차 전력수급기본계획의 주요 내용과 향후 과제

제5차 신재생에너지 기본계획의 주요 내용과 향후 과제

제6차 에너지이용 합리화 기본계획의 주요 내용과 향후 과제

제5차 집단에너지 공급 기본계획의 주요 내용과 향후 과제

동향과 분석

2020~2021년 에너지 수요 전망

전력산업 환경 변화에 따른 전기요금 체계 진화방향

개도국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 추정

(칠레, 폐루, 베트남, 스리랑카를 중심으로)

인포그래픽

연구원 소식

연구원 사람들

국민을 위한 자부심과 소신 – 최병렬 선임연구위원

즐거운 삶, 좋은 연구 – 박광수 선임연구위원

연구원 뉴스

교육서비스



에너지경제연구원

CONTENTS



ENERGY FOCUS

2021년 봄호 Vol.79

「에너지포커스」는
에너지 정책 수립 관련
정보를 담은 매거진입니다.



권두칼럼



특별기획

- 04
텍사스 정전 사태를
바라보는 어떤 시선
이호무 연구기획조정실 실장

- 06
2020년도 연구성과 발표회
- 탄소중립 실현으로 가는 길

발행일 2021년 4월 30일
발행인 조용성
편집인 이대연
기획위원 이호무, 김지효, 김강, 김성균, 김지현, 김병조(동서발전)
발행처 에너지경제연구원
44543 울산광역시 중구 종가로 405-11(성안동)
Tel.052-714-2215
디자인 흐민디앤피 Tel.051-807-5100



이슈와 시선

주제: 2020년 발표된 에너지 관련 기본계획

22

제9차 전력수급기본계획의
주요 내용과 향후 과제

유승훈 서울과학기술대학교
에너지정책학과 교수

28

제5차 신재생에너지 기본계획의
주요 내용과 향후 과제

공지영 에너지경제연구원 부연구위원

36

제6차 에너지이용 합리화
기본계획의 주요 내용과 향후 과제

박기현 에너지경제연구원 연구위원

44

제5차 집단에너지 공급 기본계획의
주요 내용과 향후 과제

마용선 에너지경제연구원 연구위원



동향과 분석

50

2020~2021년 에너지 수요 전망

강병옥 에너지수급연구팀 연구위원
이성재 에너지수급연구팀 부연구위원

62

전력산업 환경 변화에 따른 전기요금 체계
진화방향

정연제 에너지경제연구원 연구위원

84

개도국 소수력발전 CDM 사업의
온실가스 감축비용 추정
칠레, 폐루, 베트남, 스리랑카를 중심으로
노동운 에너지경제연구원 선임연구위원
손인성 에너지경제연구원 부연구위원
임정민 부경대학교 조교수
김수인 에너지경제연구원 연구원



연구원 소식

103

인포그래픽

108

연구원 사람들

국민을 위한 자부심과 소신

최병렬 선임연구위원

즐거운 삶, 좋은 연구

박광수 선임연구위원

110

연구원 뉴스

112

교육서비스

텍사스 정전 사태를 바라보는 어떤 시선

INTERRUPTION OF ELECTRIC SERVICE



이호무
연구기획조정실 실장
선임연구위원

필자가 워싱턴DC에 파견 나가 있던 시기에 알고 지냈던 현지 에너지 전문가 한 분이 있다. 식견과 인격 모두 흡사할 데 없는 분이었는데 어느 날 이야기를 나누다가 왜 한국의 에너지 시장은 여전히 강력한 정부 규제하에 있는지 궁금 하다며 질문을 하신 적이 있다. 나는 70년대 오일쇼크의 트라우마가 에너지의 안정적 공급이 정부와 공기업의 절대적 책임이라는 인식을 국민들에게 강하게 심어주었다는 말과 함께 2000년대 초반에 전력산업 구조개편이 시도되었으나 결국 좌초되어 지금까지 오고 있다는 설명을 하였다. 그런데 구조개편 중단 배경으로 당시 엔론 사태의 여파로 시장 자유화의 부작용에 대한 우려가 급증한 것도 있다고 생각한다는 말을 하자 그분께서 괜히 멋쩍게 웃더니 나도 거기에는 좀 책임이 있다는 생뚱맞은 말을 하셨다. 내가 의아해 하자 사실 그때 자기도 비록 경영진은 아니었지만 엔론 직원이었다고 밝히면서 회사가 불쌍사납게 망한 여파가 멀리 한국에서 지금까지 나타나고 있다는 것이 놀랍다고 덧붙이셨다.

한국에서는 에너지가 자유롭게 거래되지 않는다는 사실, 그리고 이런 독특한 상황이 유지될 수 있는 이유 중 하나가 다른 나라의 실패 사례를 보면 갖게 되는 우려라는 점은 내가 이 주제로 대화를 나눠본 미국, 유럽 전문가들이 모두 흥미로워 했던 부분이다. 절대 부족한 에너지 부존량과 사실상 섬처럼 고립된 우리의 에너지 네트워크, 지금까지 국민들에게 에너지를 저렴하게 안정적으로 공급해 온 산업구조 등 저간의 사정을 내가 구구절절 설명했다고 하더라도 지금과 같은 경직적 시장 구조에서 파생되는 경제적, 환경적 비효율성을 어떻게 처리할 수 있는지에 대한 그들의 의문은 아마도 해소되지 않았을 것이다. 그리고 지난 2월 텍사스에서 벌어진 정전 사태와 시장 혼란 소식을 접하면서 ‘엔론의 추억’ 그리고 워싱턴의 미국 의회도서관 옆 커피숍에서 나눴던 대화와 그 비슷한 여러 경험들이 자연스럽게 떠올랐다.

에너지전환을 통한 탄소중립 달성이이라는 원대한 목표는 설정되었지만, 거기에 도달하는 경로와 수단에 대해서는 여전히 대척점만큼이나 멀리 떨어진 다양한 관점들이 존재한다. 이런 상황에서 텍사스 일부 가정에서는 전기요금이 우

리로 치면 한 달에 400만 원을 훌쩍 넘는 수준까지 올라갔다거나 400만 가구 이상이 전기, 가스가 끊어진 채로 평년보다 30도 이상 낮은 살인적 추위를 견디고 있다거나 하는 속보에 사람들이 관심을 갖게 되고, 그러면 각자에 유리한 방향으로 국내 여론을 이끌기 위한 해석들이 백가쟁명으로 등장하는 것은 으레 있는 일이다. 물론 어떠한 경우에라도 에너지 공급에 차질이 생기면 안 되겠으나 사막기후에 북극한파가 들이닥친 0.1%의 이례적인 상황에서 벌어진 현상들이 99.9%의 이례적이지 않은 상황에 대한 논의를 크게 좌지우지하게 되는 것은 마땅히 경계해야 한다고 본다. 정부출연연구기관인 에너지경제연구원은 나라의 에너지 정책 수립에 이바지하는 것을 설립 목적으로 삼고 있다. 따라서 에너지 정책의 근간인 각종 에너지 계획이 짧게는 2년, 길게는 5년 주기로 새로 세워질 때마다 우리 연구원이 일익을 담당해 왔다는 것은 당연한 일이면서도 구성원의 한 사람으로서 자긍심을 갖게 된다. 금번 에너지포커스의 <이슈와 시선>에서는 2019년의 3차 에너지기본계획 발표에 뒤이어 작년에 속속 발표된 후속 계획들에 대해서 다루고 있다. 전력, 재생에너지, 집단에너지, 에너지 효율 및 수요 관리 등 이미 발표된 분야와 천연가스 등 올해 발표될 분야에서 우리 연구원이 맡은 역할을 들이켜 보면 새삼 막중한 책임감이 어깨에 전해져 온다. 그리고 에너지전환이라는, 에너지보다 훨씬 크고 세대도 뛰어넘는 국가의 대계(大計)를 세움에 있어 지엽적 해프닝이 자칫 본질을 흔드는 우를 범하지 않도록 하는 데에 우리 연구원이 어떻게 기여해야 할는지도 되돌아보게 된다.





2020년도 연구성과 발표회

탄소중립 실현으로 가는 길





발제 1

한국판 그린 뉴딜의 방향 : 진단과 제언

에너지경제연구원 심성희 본부장

작년 7월 한국판 그린 뉴딜이 발표된 후 각계에서 한국판 그린 뉴딜에 대해 갑론을박이 있었습니다. 연구원은 정부의 정책을 뒷받침하고자 그린 뉴딜 TF를 운영하였고, 11월에 ‘한국판 그린 뉴딜의 방향 : 진단과 제언’이라는 에너지 현안 브리프를 발간하였습니다. 오늘 그 내용을 중심으로 발표를 하겠습니다.

그린 뉴딜 추진 배경

그린 뉴딜은 녹색 투자를 통해서 경기를 부양하고 기후 변화와 환경 문제에 대응하자는 아이디어에서 출발하여, 2008년 글로벌 금융 위기가 발생하였을 때 그린 뉴딜을 통해 극복하고자 UNEP에서 제안되었습니다. 이후 2018년에 발간된 IPCC 1.5°C 특별보고서에서 2050년까지 글로벌 탄소중립을 달성하지 않으면 지구생태계가 돌이킬 수 없는 심각한 피해를 입을 수 있다고 발표하면서 그린 뉴딜이 재조명을 받았습니다. 여기에 작년에 코로나19가 발생하면서 이로 인한 경제 위기를 극복하고 기후 위기에 대응하기 위한 정책적인 패키지로 그린 뉴딜이 추진되었습니다.

한국판 그린 뉴딜 : 개요

한국판 그린 뉴딜은 생활환경 인프라와 에너지 인프라를 녹색 전환하고, 녹색 산업의 혁신을 통해 탈탄소 중심의 인프라를 구축하여 탄소중립 사회를 지향한다는 방향성을 가지고 있습니다. 한국판 그린 뉴딜의 주요 내용에는 크게 도시·공간·생활 인프라의 녹색 전환, 저탄소·분산형 에너지 확산, 녹색산업 혁신 생태계 구축이라는 세 가지 분야가 있으며, 총 8개의 세부 과제가 추진되고 있습니다. 그린 리모델링부터 스마트그린산단에 이르는 5개의 대표 과제를 중심으로 2025년까지 총 사업비 73.4조 원을 투입하여 일자리 65.9만 개를 창출하는 것을 목표로 하고 있습니다.

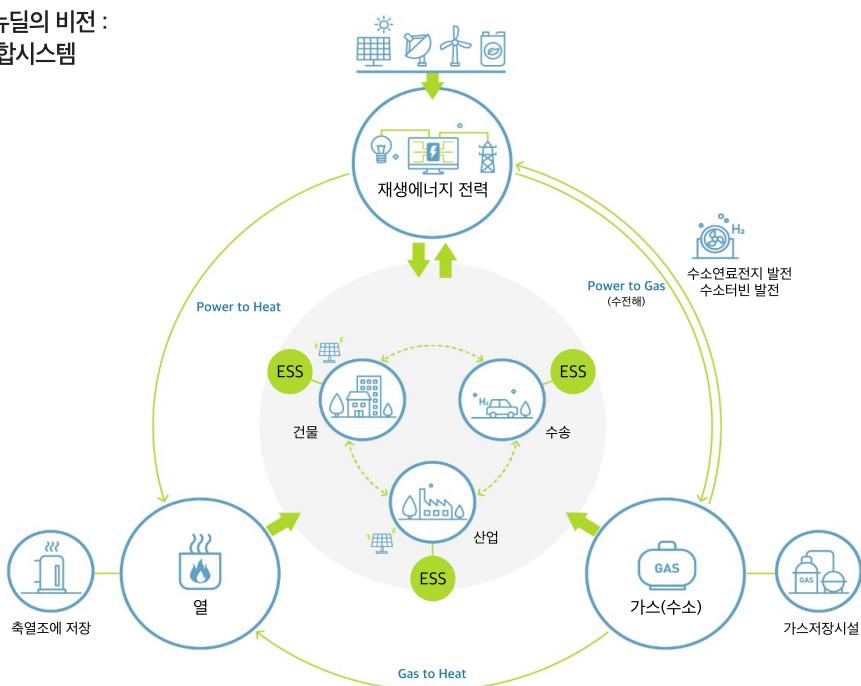
[2020 Research Performance Presentation]

한국판 그린 뉴딜을 들여다보면 화석에너지 중심의 인프라를 저탄소 중심의 인프라로 전환하기 위한 토대를 마련한다는 차원의 중기 이행 계획의 성격이 강합니다. 따라서 장기적인 안목과 시야를 가지고 지속적으로 정책 과제를 점검·보완해 나갈 필요가 있습니다. 그런 차원에서 장기적인 에너지시스템을 어떻게 가져가야 할지에 대한 명확한 비전을 설정할 필요가 있고, 글로벌 에너지시스템 전환의 추세와 특징을 반영하고, 우리 고유의 여건을 반영한 형태의 정책 과제들을 보완해 나가야 할 필요가 있습니다. 그리고 정책과제 추진 과정에서 직면하는 장애요인들을 식별하고 해결할 수 있는 대안을 제시하는 것이 중요합니다.

한국판 그린 뉴딜 : 비전과 방향

한국판 그린 뉴딜이 추구해야 할 비전은 탄소중립 사회를 향한 지속가능한 미래 에너지시스템을 구축하는 것을 목표로 해야 합니다. 지속가능한 미래 에너지시스템은 친환경성, 신뢰성, 회복성이라고 하는 3가지 요소를 충족시켜야 합니다. 첫 번째로 친환경적이고 탈탄소 중심의 에너지시스템이 되어야 하고, 친환경 에너지시스템을 구축하다 보면 태양광이나 풍력과 같은 변동성 재생에너지의 비중이 높아지게 되는데 이로 인해 에너지시스템 불안정성에 대한 부담이 늘어날 수밖에 없습니다. 그런 부분에서 보다 유연하고 에너지를 안정적으로 공급

한국판 그린 뉴딜의 비전 : 그린에너지통합시스템



할 수 있는 신뢰성 있는 수급 체계를 구축하는 것이 중요합니다. 마지막으로 앞으로 기후 위기 상황에서 극단적인 이상 기후 현상이 빈번하게 나타날 가능성 크기 때문에 그런 부분에서 적응력이 높고 신속하게 회복할 수 있는 형태의 에너지시스템을 구축하는 것이 중요하다고 판단됩니다.

그런 차원에서 KEEI 에너지현안브리프에서는 한국판 그린 뉴딜이 가져가야 할 미래 에너지시스템 비전으로 그린에너지 통합 시스템을 제시하였습니다. 이는 재생에너지를 기반으로 에너지 공급과 소비가 상호 통합·연계되는 에너지시스템을 의미합니다. 현재는 전력이나 가스, 열과 같은 에너지원이 독립적인 형태로 별도의 주체들에 의해 공급되고, 소비 부문 역시 독자적인 형태로 소비가 이루어지고 있는 체계입니다. 그러나 그린에너지 통합 시스템 체계에서는 재생에너지 기반으로 생산된 잉여 전력을 활용해서 그린수소를 만들고 재생열을 만들어서 일부공급하며, 전력이 부족할 경우에는 저장된 수소를 활용하여 전력을 공급할 수 있는 체계를 구축해서 전력, 가스, 수소, 열에너지원들이 전력을 중심으로 통합되는 형태입니다. 그리고 소비 부문에서는 배터리와 각 부문에서 가지고 있는 재생에너지 설비를 이용해서 필요할 때 에너지를 생산하고 경우에 따라서는 산업, 수송 건물 등 각 부문 간 서로 에너지 교환이 이루어지게 함으로써 소비 부문 간에도 하나의 시스템으로 연계되는 형태가 우리가 가야 될 이상적인 시스템이라고 생각합니다. 이런 에너지시스템이 구축되면 기본적으로 태양광, 풍력과 같은 변동성 재생에너지가 크게 늘어날 텐데 에너지시스템에서 효과적으로 통합할 수 있고, 각 소비 부문에서 에너지 프로슈머 역할 제고 등을 통해 에너지시스템의 안정성과 신뢰성을 확보할 수 있을 것이라고 생각합니다. 철강, 시멘트, 석유화학과 같은 다소비 업종이나 난방 부문, 대형 화물차 수송 부문에서는 전기화를 통해 온실가스를 감축할 수 있는 탈탄소 전략을 적용하기에 용이하지 않은 부분이지만 이런 부문에 그린수소나 재생열들을 활용함으로써 온실가스 감축이 어려운 분야에도 탈탄소화에 기여할 것으로 판단하고 있습니다.

글로벌 에너지시스템 추세를 보면 탈탄소화, 분산화, 디지털화 3가지 특징을 보이고 있습니다. IoT를 활용하여 에너지를 관리하는 서비스나 태양광이나 ESS를 서로 공유하는 서비스를 제공하는 다양한 형태의 에너지 신사업이 출현하고 있습니다. 우리 환경은 그런 신사업들이 출현할 수 있는 정책적인 환경이 성숙되지 못한 부분이 있기 때문에 규제 개선을 통해 에너지 신사업을 창출할 여건을 조성할 필요가 있습니다. 또한 분권화 혹은 지역주민 참여가 중요해지고

[2020 Research Performance Presentation]

있는 반면, 아직 그런 차원에서 주변 여건들이 성숙되지 못해서 에너지 민주화가 굉장히 중요한 이슈라고 판단되고, 5D(탈탄소화, 분산화, 디지털화, 탈규제, 에너지 민주화) 경향들이 정책 과제에 잘 녹아나도록 추진될 필요가 있습니다.

한국판 그린 뉴딜 : 장애요인과 제언

에너지 공급, 소비 인프라, 시장 제도의 관점에서 한국판 그린 뉴딜의 추진 과정에서 직면하는 장애요인에 대해 살펴보면 가장 먼저 공급 인프라 관점에서 변동성 재생에너지의 급격한 확대에 따른 전력 계통 혼잡도와 불안정성이 커지는 것이 장애 요인이 아닐까 생각합니다. 그리고 소비 측면에서는 한국판 그린 뉴딜 정책이 온실가스 감축이 어려운 분야에 대해서는 탈탄소화 정책이 충분하게 들어 있지 않기 때문에 이에 대한 보완이 필요합니다. 그런 뉴딜 정책은 정부 재정 투자를 중심으로 한 정책 패키지인데, 정부의 재정 투자만으로는 정책 효과가 제한적일 수밖에 없기 때문에 정책 효과 극대화를 위해서는民間 부문의 자발적인 투자와 참여가 필요합니다. 그리고 그런 사업들이 지역의 특성과 주민의 수요 등을 잘 반영하여 개발될 필요가 있다고 판단됩니다.

정책제언으로 첫 번째, 늘어나는 재생에너지에 따른 계통 혼잡도를 줄이기 위한 선제적인 전력망 보강 투자가 필요할 것으로 보고 있습니다. 그리고 계통 안정성을 강화하기 위해 재생에너지 유연성 자원들이 적절하게 보상을 받을 수 있도록 시장제도를 개선하고 차세대 진행형 전력망 관리 시스템을 통해 전력망 관리체계를 고도화할 필요가 있습니다.

두 번째로 철강, 시멘트, 석유화학과 같은 온실가스 난(難)감축 업종 관련하여 온실가스를 줄이기 위한 기술들이 있지만 기술 비용과 R&D 위험도가 높아民間에 맡길 경우 자발적인 투자를 기대하기 어렵기 때문에 정부의 역할이 중요하다고 생각합니다.

세 번째로 현재의 그린 뉴딜의 사업들이 개별 단위과제 중심으로 분산되어 추진되는 경향이 있는데 이를 적절하게 패키지화하고 커뮤니티 차원에서 적용될 수 있는 융·복합 중심의 사업을 개발하여 지역 여건과 특성, 지역 주민들의 요구에 부합할 수 있도록 추진될 필요성이 있습니다. 지역 차원에서 발생하는 융·복합 사업들의 성공 사례들을 잘 만들어 내고, 이를 밖으로 확산시키는 선순환 메커니즘을 만들어 나가는 것이 중요하다고 생각합니다.

마지막으로 공공부문의 주도만으로는 한계가 있을 수밖에 없기 때문에民間의 참여와 투자를 유인하는 것이 필요할 텐데, 융·복합 사업 추진 시 필요한 제도

개선을 통해 다양한 신사업 모델이 창출되는 시장을 조성하는 것이 중요합니다. 필요시 규제샌드박스나 규제자유특구와 같은 제도적인 장치를 활용하여 제도적인 개선을 추진하는 것이 필요합니다.

요약을 하면 한국판 그린 뉴딜의 초점은 인프라/기술에 맞춰져 있는데, 인프라/기술 위에서 여러 가지 비즈니스 모델이나 시장이 작동하는 체계가 중요하고, 공공부문뿐만 아니라 민간부문의 투자를 같이 견인할 수 있기 때문입니다. 이를 위해 적재적소의 제도개선이 같이 병행되어야 성공적인 한국판 그린 뉴딜을 이끌 수 있을 것입니다.



[2020 Research Performance Presentation]



발제 2

주요 제조업의 온실가스 배출 탈동조화 촉진 방안

에너지경제연구원 김동구 연구위원

이 발표는 지난해 손인성 박사님이 공동 연구 책임자로 수행한 기본 연구 보고서의 일부를 발췌한 내용입니다.

연구의 필요성 및 목적

최근 온실가스 감축에 대한 국내외 압박이 본격화되고 있습니다. 2018년 12월 파리협정 이행을 위한 시스템 구축이 대부분 완료되었고, 2018년 10월 IPCC 가 1.5°C 특별보고서를 채택했습니다. 그리고 작년 12월까지 UN에 2050년 장기 저탄소 발전 전략을 제출해야 되는 상황이었습니다. 이런 상황에서 우리나라의 온실가스 배출량은 계속 증가하는 추세였습니다. 2017년에 3년 연속 증가 해서 7억 톤을 넘었고, 보고서 작성 이후인 2018년에는 2.5% 증가하여 7억 2천 7백만 톤까지 도달했습니다. 그리고 온실가스 직접배출량의 1/3을 차지하는 제조업은 2017년에 2억 4천만 톤으로 다시 상승세로 전환하였습니다. 이런 상황에서 온실가스 감축 로드맵 수립안이 확정되면서 산업 부문의 온실가스 감축 노력이 더욱 강화될 필요가 있습니다. 특히 우리나라 제조업 부문은 전력 소비량의 50%를 넘게 차지하는데 이로 인해서 발전에 따른 온실가스 간접배출량에 미치는 영향 또한 막대합니다. 탄소중립 선언으로 온실가스 감축을 이루어 내면서 경제 발전을 지속하기 위해서는 제조업에서 온실가스를 줄이는 동시에 부가가치나 생산량을 늘리는 탈동조화 달성이 필요합니다. 온실가스 감축을 위해 생산 활동을 인위적으로 축소하는 것은 일자리 확대나 삶의 질 개선 측면에서 전혀 바람직하지 않기 때문입니다. 특히, 국내 경제에서 제조업의 중요성을 고려 할 때 탈동조화는 지속가능한 저탄소경제 구축을 위한 주춧돌로 평가 가능합니다. 이런 측면에서 저희 연구는 국내 주요 제조업의 탈동조화 상황을 점검하고 원인을 분석하였습니다. 한국 자료뿐만 아니라 독일이나 일본같이 제조업의 선도 국가들도 함께 분석하였습니다.

국가별 탈동조화 지수 및 상태

국가	탈동조화 지수	탄력성	탈동조화 상태
한국	GI > 1, EI > 1, DI > 1	1.392***	확장적 동조화
독일	GI < 1, EI < 1, DI ≈ 1	0.347***	상대적 동조화 또는 침체적 탈동조화 (최근 절대적 재동조화)
일본	GI > 1, EI > 1, DI < 1	0.238***	상대적 탈동조화

분석 방법론 및
이용 자료

분석 방법론 및 자료를 간단하게 설명드리면, 방법론은 주로 해외 선행 연구들의 방법론을 이용했습니다. 자료는 주로 경제지표와 온실가스 자료를 이용했는데, 경제지표는 한국은행의 GDP 자료와 경제활동별 부가가치 자료를 이용했습니다. 온실가스는 UN에 공식적으로 제출되는 국가 온실가스 인벤토리 보고서에 수록된 배출량 자료를 이용했습니다. 여기에는 에너지뿐만 아니라 산업공정, 농업, 폐기물 등도 포함됩니다. 기존 연구와의 차별점을 말씀드리자면 기존 연구는 에너지 사용에 따른 배출량 또는 CO₂ 배출량만 다루는데, 저희 연구는 에너지 연소에 따른 배출량과 산업 공장에 따른 배출량 그리고 전력 사용에 따른 간접배출량까지도 모두 고려했습니다. 선행연구에서는 연구가 간편하다는 이유로 CO₂ 배출량만을 주로 다루는 연구가 많은데, 저희 연구에서는 CO₂뿐만 아니라 교토의정서상의 6가지 온실가스를 다 다루었습니다. 분석 기간은 1990년부터 2017년까지이고, 우리나라뿐만 아니라 독일과 일본에 대해서도 연구를 진행했으며, 업종은 경제 전반, 제조·건설업, 철강, 화학, 비금속 그리고 반도체와 자동차 등이 포함된 조립금속업을 대상으로 분석하였습니다.

철강업의 탈동조화
분석 결과

이번 시간에는 다양한 업종 중에서 철강업을 바탕으로 분석 결과를 발표하겠습니다. 한국 철강업의 경우를 먼저 살펴보면, 지속적으로 배출량이 증가하였는데, 특히 2000년대 중반 이후에 부가가치 대비 온실가스 배출량이 급증했습니다. 먼저, 배출 현황부터 살펴보면 철강의 부가가치와 배출량은 각각 제조건설업 대비 5%, 그리고 30.7%에 해당됩니다. 배출량이 1억 톤 이상으로 상당히 많은 것을 알 수 있습니다. 우리나라 배출량이 7억 톤 조금 넘으니 얼마나 비중

[2020 Research Performance Presentation]

이 큰지 알 수 있습니다. 부가가치 대비 온실가스 배출량이 급증한 것은 2000년대 중반 이후 부가가치 증가 속도가 대폭 둔화된 반면, 배출량은 증가세가 유지되고 특히 2011년 이후 큰 폭으로 증가한 것이 가장 큰 영향을 미쳤다고 할 수 있습니다. 당시 중국발 철강 공급과잉 이슈가 있었고, 2010년 이후에는 일관제 철 설비가 대폭 들어온 것이 배출량 증가에 기여했다고 할 수 있습니다. 탈동조화 분석 결과를 살펴보면 부가가치와 배출량이 모두 증가하면서 같이 움직이는 확장적 동조화 상태로 분석할 수 있습니다. 그리고 탄력성은 1.392가 나오는데, 1 이상이면 동조화 상태를 의미하기 때문에 우리나라 철강업에서는 부가가치와 배출량이 증가하면서 같이 움직인다고 분석할 수 있습니다.

독일의 경우, 1990년대에서 2000년대 중반까지 부가가치 대비 온실가스 배출량이 일정 수준을 유지하였으나, 2000년대 중반 이후 다시 상승세로 전환하여 배출 원단위가 나빠졌습니다. 철강의 배출량은 제조건설업 대비 20% 수준으로 상당히 높은데 부가가치는 글로벌 금융위기 시기에 크게 하락한 이후 계속 부진한 상태이고, 배출량은 1990년대 초반 하락한 이후 계속 정체된 상태를 유지하고 있습니다. 탈동조화 지수를 살펴보면, 분석 기간 내내 상대적 동조화 또는 침체적 탈동조화에 해당한다고 볼 수 있지만, 최근 금융위기 이후 절대적 재동조화 양상을 보이고 있습니다. 절대적 재동조화란 부가가치와 배출량이 같이 움직이는 상태로 돌아왔다는 것을 의미합니다. 탄력성은 0.347로 숫자로만 보면 탈동조화이지만 이는 금융위기 이후 부가가치는 감소하고 배출량은 증가하는 바람직하지 않은 형태의 탈동조화가 발생했습니다. 좀 더 자세히 살펴보면, 2010년 이후 부가가치와 배출량 간에 음의 관계가 형성됩니다. 이와 같은 상황은 2014년 이후부터 부가가치는 감소하는 반면, 배출량은 증가하는 최악의 상황으로, 부정적인 의미의 관계가 형성되었습니다. 그래서 이 같은 상황을 고려하지 않고 단순히 수치만을 받아들여서 독일의 철강업을 바람직한 탈동조화라고 해석하는 것은 무리가 있겠습니다.

일본은 2000년대 초반 이후 부가가치 대비 온실가스 배출량이 대체로 하락세입니다. 일본 역시 철강의 배출량은 제조건설업 대비 28.4% 수준으로 굉장히 높은데, 부가가치는 2000년대 초반부터 완만한 증가세를 유지하는 반면 배출량은 2010년대 초반 이후에 완만한 하락세를 보이고 있습니다. 그래서 배출원단위가 2000년대 초까지는 악화되다가, 이후 대체로 개선되는 바람직한 양상입니다. 이는 분석한 탈동조화 지수에서도 확인할 수 있는데, 둘 다 증가하고

있으나 상대적으로 부가가치 증가 속도가 배출량 증가 속도보다 더 느린 형태인 상대적 탈동조화가 진행되고 있습니다. 탄력성 추정치도 0.238로 상당히 낮은 수준입니다.

이를 요약해보면 한국은 확장적 동조화 상태, 독일은 탈동조화 상태이나 과연 바람직한지 의문이 있는 상태, 일본은 상대적 탈동조화로 바람직한 형태로 진행이 되고 있다고 분석할 수 있습니다.

시사점

철강 산업은 공정상 불가피한 배출의 비중이 높은데, 철강 속에서 탄소를 떼어내고 환원시키는 과정에서 나오는 양이 많기 때문에 배출량 자체를 감축하는 게 굉장히 어려운 업종입니다. 독일과 일본도 지표상으로는 상대적 탈동조화 상태라고 나오지만 타 업종에 비해 탈동조화 지표가 상당히 낮게 나와 있습니다. 우리나라로 철강은 동조화 상태지만, 다른 업종들은 상대적 탈동조화를 이루고 있습니다. 그래서 철강 업종의 고유한 특성을 고려할 필요가 있고, 탄소포집 저장(CCS)이나 수소환원제철 같은 근본적인 온실가스 감축 기술에 대한 연구 개발 및 적용이 필수라고 생각합니다.

국내에서도 온실가스 감축 노력을 지속하고 있지만 일부 일본에 비해, 에너지 절약 설비 보급이 덜 된 부분이 있습니다. 예를 들어 코크스 건식냉각 폐열 회수(CDQ) 같은 설비를 추가로 도입할 필요가 있겠습니다. 또한, 일본 철강업계는 과거 내수 침체나 글로벌 수출 환경 변화에 대해서 자구 노력을 굉장히 많이 했습니다. 철강제품 품질 고도화나 구조개편 등을 통해서 철강 산업의 경쟁력 강화나 고부가가치를 많이 이루었습니다. 그다음에 유통 측면에서 일본 상사들은 일본 시장 장악력을 여전히 유지하고 있어서 중국산 철강제가 일본 시장을 상대적으로 덜 잠식했다는 측면도 있습니다.

마지막으로 우리나라 철강업도 품질 고도화와 품목 다변화를 통해 부가가치를 더 높일 수 있는 쪽으로 나아가야 할 것 같습니다. 또한, 수요산업과의 연계와 협력이 굉장히 중요하다는 생각이 드는데, 맞춤형 철강재 공급 강화를 통해 애초에 소재 개발, 제품화 단계부터 협력해서 해외시장 점유율을 제고하는 노력이 필요하다고 생각합니다.

[2020 Research Performance Presentation]

토론

에너지경제연구원
소진영 본부장

심성희 박사님께서는 한국판 그린 뉴딜의 주요 내용을 소개하셨고, 계속 검토하고 보완해야 할 현재진행형의 정책이라고 말씀해주셨습니다. 그리고 향후 추구해야 할 비전과 방향을 제시하고 이를 달성하기 위해 필요한 4가지 정책을 제언해주셨습니다. 김동구 박사님께서는 철강업을 중심으로 탈동조화 지수를 활용해서 독일, 일본, 한국 3개국의 탈동조화 정도를 분석하고 차이 나는 요인을 분석하셨고, 분석을 기반으로 우리나라 탈동조화를 촉진하기 위한 시사점을 제안해주셨습니다. 지금부터는 두 분 패널의 토론을 부탁드리고, 나머지 시간에는 유튜브로 시청하고 계신 여러분의 온라인 질문에 대한 답변을 드리는 시간으로 순서를 진행하겠습니다. 먼저 박호정 교수님께서 총평과 함께 구체적인 연구 결과에 대한 평가와 제언을 부탁드리겠습니다.

고려대학교
박호정 교수

에너지경제연구원은 우리나라 최고의 에너지 경제 정책에 관련한 싱크탱크인데 최고의 전문가 두 분의 말씀을 듣고 저도 많이 배웠습니다. 짧은 시간이라 제가 생각하는 몇 가지 사항들에 대해서 말씀 나누도록 하겠습니다. 지난 2월 한국 경제 학회의 특별 세션에서 제가 발표한 논문 주제가 ‘탄소중립이 지속 가능한 경제 성장과 양립하는가’였습니다. 주요 내용은 그린 뉴딜과 달리 탄소중립이 갖는 시간적인 기간이 훨씬 더 넓기 때문에 나라의 경제 성장 관점에서 봐야 한다라는 내용입니다. 심성희 박사님 말씀에서 “이 제도가 제대로 되기 위해서는 시장 제도가 많이 개선되어야 하고 또 이를 통해서 기술 투자가 이루어져야 한다”라는 관점이 제대로 녹아 들어갈 때에 지속 가능한 경제 성장과 양립할 수 있는 것 아닌가라는 생각이 듭니다.

그런데 현재 정부에서 추진하고 있는 탄소중립 정책은 아직까지 “국가 자본의 확충, 자본 확대에 대한 개념은 아직 약한 것이 아닌가?”라는 생각이 듭니다. 코로나로 인해 국가부채가 1,000조를 넘었는데 이런 위기가 한두 번 더 오게 되면 과연 우리가 감당할 수 있는 국가적 규모의 큰 자본과 재정에 여력이 있을지 의문이 들며, 우리가 온실가스 감축, 탄소중립을 이야기한다는 것은 기후변화에 대응하기 위한 것인데 향후 2040년, 50년, 60년 기후 변화에 적응할 수 있는 국부도 충분히 축적해야 된다는 관점에서 심성희 박사님께서 말씀하신 그런 시장 제도를 통한 여러 가지 과학 기술 투자 이런 부분들에 대한 의미들을

연구성과 발표회

탄소중립 실현으로 가는 길

2021. 4. 1.(목) 13:00 - 17:00 유튜브 온라인 생중계



저희들이 가질 수 있을 것 같습니다. 향후 이 부분에 대한 더욱 촘촘한 고민들이 담겼으면 합니다.

요즘 에너지 환경 관련 정책들이 쏟아지고 있는데 많은 경우에 정밀한 설비가 필요하지 않은가, 특히 탄소 국경 조정세를 우리가 이야기할 때 이미 국내에서 부담하고 있는 탄소비용을 계량화해서 향후 국제 협상에서 대응할 수 있는 자료로 사용할 수 있고, 이와 관련된 일원화된 모니터링 사령탑이 있었으면 하는 관점입니다. 그러한 점에서 에너지경제연구원의 역할이 굉장히 중요하다고 봅니다. 탄소 국경 조정세에 대해 조금 더 노력을 기해주시기를 부탁드립니다.

그리고 말씀하신 그린에너지 통합 시스템에 대해 아주 흥미롭게 들었는데 지금 우리가 전력 거래와 가스, 열, 수소에 대한 부분에서 에너지가 모든 게 다 연계 되었고, 이제는 실시간으로 관리가 되어야 하는 입장이기 때문에 그린에너지 통합 시스템이 그런 걸 염두에 두고 하셨는지, 전력과 가스, 열, 수소에 최적화된 통합시스템, 거래 시스템, 그러면서도 그 안에 시장 메커니즘이 들어가는 방향으로 설계가 되면 좋지 않을까라고 생각합니다.

[2020 Research Performance Presentation]

김동구 박사님의 발표도 아주 잘 들었습니다. 말씀하신 지속가능한 경제성장 관련해서 시사하는 바가 클 것 같습니다. 한 가지 궁금한 점이 철강 산업을 대표적으로 분석하셨는데 그 이유가 있는 것인지, 연구결과를 보면 상당히 경기에 민감한 것 같은데 그런 부분을 분리해서 분석하실 필요가 있지 않은가 생각합니다. 왜냐하면 철강 산업은 그 자체 수요라기보다 일종의 파생 수요인데 말씀하신 것처럼 철강산업 부분에서 저탄소를 위한 노력들이 더 필요하지만 경기에 대한 반영도 필요한 것이 아닌가라는 생각이 듭니다.



국민대학교
최봉석 교수

정부가 시장을 이길 수 없는데 시장을 이기려다가 문제가 발생한다는 어려움이 있습니다. 아직까지 그린 뉴딜의 정부 재정 확장이 주가 되는 정책에서 제가 느끼기에는 정부는 여전히 기술을 이용하여 시장을 이기려는 느낌이 듭니다. 사실 정부 언론 에너지 환경 전문가들의 그린 뉴딜에 관한 토론 내용이나 언론 기사를 보면 주로 그린에 초점을 두고 있고, 새로 추경된 정부 예산 배분을 어떻게 할 것인가에 대한 논의가 주였던 것 같습니다. 저는 그보다 뉴딜에 초점을 두고 있는데 뉴딜은 경기 위기 상황에 정부 재정 확장, 고용 확대를 통해 극복한다는 그런 표면적인 의미로만 받아들이는 것 같은데 이것에 대해 더 논의를 하고 싶습니다.

원조 뉴딜은 1929년 대공황을 극복하기 위한 미국의 뉴딜 정책의 시행 결과가 사실 이후 장단기 미국 경제에 반드시 긍정적인 영향을 미친 것은 아니라는 일부 주장도 있었고 학파 간 논쟁도 있었습니다. 하지만 그 당시 균형 예산의 문제 라든지 시장 메커니즘에 대한 정책 당국과 학자들의 깊은 고민의 결과는 그 정책 결과 전후 94%에 달하는 최고한계소득세율 부가로 소득재분배 정책에 의해 서 이후 미국 정치 경제 사회에 큰 영향을 미쳤습니다. 이처럼 원조 뉴딜에서는 세입 세출 포함한 재정과 시장에 대한 깊은 고민이 있었다는 느낌이 듭니다. 또한 EU가 시행하고 있는 앞서가는 그린 뉴딜에서도 역시 원조 그린 뉴딜에서의 특징을 찾아볼 수 있습니다.

독일은 우리보다 훨씬 예전부터 기후변화 대응과 환경 보호라는 높은 곳에 큰 가치를 두고 사회 구성원 합의를 끌어내고, 사회 인식 제도 변화를 이루어 왔습니다. 그리고 오늘날 그린 뉴딜은 그런 장기적인 노력에 함께 하고 있는 것입니다. EU는 탑다운 하향식 방식으로 정해진 목표에 현실을 끼워 맞추는 데 급급

하지 않고, 단순하게 재생에너지 비중 확대 방안뿐만 아니라 먼 훗날에 발생할 재정 이슈까지 고민한 혼적을 볼 수 있습니다. 예를 들어서 화석에너지가 클린 에너지로 전환이 빨리 진행되면서 정부의 주요 세수인 화석연료 세수가 감소할 수 있고, 발생하는 재정 빈틈을 결국 클린에너지에 세금을 부과해서 채워야 한다는 고민도 있습니다. 더불어 조세 왜곡이나 탄소 누출 이슈와 같은 미래와 현재에 발생하는 모든 이슈를 해결하기 위해 방책을 고민하고 있습니다. 이런 EU의 장기 고민 혼적으로 제시된 정책이 바로 요즘 뜨겁게 논의되고 있는 탄소 국 정세라고 봅니다. 시행 시 바로 우리나라 철강 산업에 큰 타격을 줄 수 있는데, 오늘 발표하신 김동구 박사님의 글로벌 가치 사슬 연구가 향후 발생할 이런 타격이 얼마나 큰가를 가늠할 수 있는 기초 연구라고 봅니다.

이에 반해 우리는 아직도 시장가격을 수시로 규제하고 정상적인 가격 메커니즘을 통해서 알 수 있는 개별 소비자들의 수요 패턴 정보를 놓치고, 사실상 대표 소비자의 전력소비 패턴을 가정하고 발전사로부터 비용 정보만 받아서 비용 최소화 문제를 풀고 있지 않은가, 과거부터 해오던 패턴을 유지하고 있는 것이 한계라고 봅니다. 또한 에너지전환 정책을 지지하는 측면이나 반대하는 측면을 보고 있으면 모두 이후의 깊은 고민의 혼적을 쫓기 보다는 단편적인 사실만 갖고 다투는 급급한 상황이라는 느낌도 듭니다. 여기서 남는 의문점은 이처럼 한 수 앞만 내다보고 제도를 설계하는 우리가 앞으로 5수, 10수를 멀리 내다보고 장기 설비를 하고 있는 EU를 향후의 발생할 어떤 환경 무역 분쟁에서 이길 수 있는가에 대한 의문과 그 비용은 결국 시장을 이용하지 않는다면 그 설계는 그대로 재정 부담으로 올 수 있다는 생각이 듭니다. 그래서 보다 장기적인 설계의 방안을 제시하기 위해서 이와 같은 의견을 제시합니다.



에너지경제연구원
심성희 본부장

먼저 박호정 교수님께서 전력이나 가스, 열이 실시간으로 관리되고 있는 그런 체계까지 염두에 두고 있는지에 대한 질문에 대해 장기적으로는 그런 형태의 체계로 가야 된다는 것이 깔려있다고 생각하시면 될 것 같습니다. 다만 지금 당장 손에 잡히는 체계를 만드는 것이 쉽지는 않을 것 같고 지금 현재 잉여 전력을 활용한 그런 수소를 만들고 P2H(Power to Heat)와 같은 새로운 기술들을 통해서 결국은 전력 계통의 안정성을 유지하고 필요로 하는 난방열, 가스, 수소와 같은 에너지를 공급하는 하나의 체계로서 일단은 먼저 출발을 해야 하지 않을까라는 생각이 들었습니다.

[2020 Research Performance Presentation]

그리고 최봉석 교수님께서 지적하신 것처럼 보다 좀 포괄적이고 장기적인 형태의 시야를 갖춘 고민이 필요하다는 부분에 적극적으로 동의합니다. 그리고 최봉석 교수님께서는 EU와 미국의 뉴딜 히스토리까지 짚어주시면서 사회적 합의라고 하는 부분들에 대한 지적을 하셨는데, 그린 뉴딜 정책이 사실 인프라와 기술과 관련된 투자 중심으로 형성되어 있는 것이 사실이고, 중기 이행 계획의 성격을 띠고 있다고 볼 수 있습니다.

보다 장기적인 안목을 가지고 설계해나갈 제도를 다시 디자인하는 형태의 체계가 필요한 것 같습니다. 그런 차원에서 진정한 뉴딜이 되려면 제도의 개선 과정에서 이해 당사자들 간에 어떤 합의를 도출하는 과정 이런 부분이 중요하다는 생각이 듭니다. 그런 차원에서 제도개선이라는 부분의 중요성과 시장의 중요성에 대한 부분을 말씀드렸던 것이라고 생각하시면 될 것 같습니다.



에너지경제연구원
김동구 연구위원

철강 산업 위주로만 분석한 것은 아니고, 보고서에는 주요 제조업에 대한 분석 결과가 다 수록되어 있습니다. 그런데 오늘 짧은 시간에 결과를 소개해드리다 보니 철강에 대해서만 소개 드렸으며, 철강이 배출량이 제일 많은 산업이기 때문에 우리가 탈동조화와 탄소중립을 이루기 위해서는 배출량이 제일 많은 산업 쪽에 대해서 분석 결과를 소개해드리는 것이 맞겠다 싶어서 그걸 중심으로 소개해드렸습니다. 그다음에 경기에 민감한 것은 맞습니다. 경기와 부가가치가 움직이는 것, 온실가스 배출량이 움직이는 것 모두 경기에 민감하게 움직입니다. 그래서 굳이 이를 나누지 않더라도 그 자체 두 개가 같이 움직이느냐 아니면 경기에 따라서 다르게 움직이느냐 그것 자체를 보는 게 의미가 있습니다. 사실 선행연구에는 경기 요인을 분해해서 따로 보거나 추세만 보는 형태의 연구도 있는데 추후에 더 연구하는 것이 좋을 것 같습니다.

최봉석 교수님이 말씀하신 글로벌 벤류 체인 관점에서 봐야 한다는 부분에 대해 저도 계속 연구를 하고 있습니다. 우리나라 철강업이 온실가스 배출량이 많다고 해서 철강업의 온실가스 배출량을 무조건 줄여야 한다는 식의 접근법이 저는 굉장히 잘못됐다고 생각합니다. 2019년에 손인성 박사님과 수행한 연구결과에 따르면 그런 식으로 접근했다가는 결국 우리나라 철강 수요가 그대로 있는 상황에서 고급 철강 제품은 일본산이 잠식하고 저급 제품은 중국산이 잠식하는 형태로 이끌려 갈 가능성이 굉장히 높은 것으로 나타났습니다. 이렇게 되

면 중국산 철강 제품은 우리나라보다 온실가스 배출량이 훨씬 높습니다. 글로벌 관점에서 온실가스 배출량은 오히려 더 높아지게 됩니다. 굉장히 바람직하지 않은 형태로 흘려가게 되고, 그런 의미에서 기후변화는 전 세계가 같이 움직여야 하고 우리나라의 배출원단위가 경쟁국보다 높아야 탄소중립에 관한 우리의 목소리가 설득력을 가질 수 있겠습니다. 그런 의미에서 제가 오늘 설명 드린 게 온실가스 감축을 위한 기술 투자가 더 선도적으로 많이 이루어져야 한다고 말씀드린 것입니다.

마지막으로 유튜브 시청자께서 “김동구 박사님 발표에서 일본의 사례대로라면 철강 산업이 해외로 나가면서 국내 일자리가 사라지지 않을까요? 탄소중립이 되면 철강 산업의 미래가 더더욱 어두울 것 같네요.”라고 질문 주셨습니다.



에너지경제연구원
김동구 연구위원

제가 이 연구를 시작한 계기가 바로 이 관점입니다. 철강 산업의 온실가스 배출량이 많으니 무조건 줄이자 이렇게 압박을 하게 되면 설비가 해외로 나갈 수밖에 없습니다. 그건 국내 경제나 고용의 관점에서 굉장히 안 좋은 상태로 흘러갈 것입니다.

그다음에 제가 아까 소개 드린 2019년 연구에서도 ‘그런 식으로 흘러갔을 때 글로벌 온실가스 감축이 이루어질 것인가에 대해 제가 분석한 결과 오히려 중국산 철강이 우리 국내 시장을 잠식하면 온실가스 배출량이 늘어날 수도 있다’라는 연구 결과를 얻었습니다. 그래서 이번 연구를 통해 탈동조화 연구를 하였고, 이를 통해 우리의 철강 산업이 해외로 유출되지 않기 위해서는 어떤 노력을 해야 하는지에 대해서 고민한 것입니다.



에너지경제연구원
소진영 본부장

오늘 좋은 발표와 토론을 해주신 네 분께 감사를 드립니다. 그리고 경청해주신 유튜브 시청자분들께도 감사드립니다. 해당 주제들에 대한 이해를 넓히는 데 도움이 되는 유익한 시간이 되었기를 바랍니다. 오늘 발표된 연구들의 보고서뿐만 아니라 저희가 수행한 연구 보고서들이 저희 연구원 웹사이트에 다 업로드되어 있음을 참고하시기 바랍니다.

제9차 전력수급기본계획의 주요 내용과 향후 과제

유승훈 서울과학기술대학교 에너지정책학과 교수
(shyoo@seoultech.ac.kr)

1. 서론

전력수급기본계획은 전력 분야 최상위 국가계획으로서 법적 근거는 전기사업법 제25조이다. 전기사업법 제25조 제6항은 전력수급기본계획이 담아야 할 내용으로 ① 전력수급의 기본방향에 관한 사항, ② 전력수급의 장기전망에 관한 사항, ③ 발전설비계획 및 주요 송전·변전설비계획에 관한 사항, ④ 전력수요의 관리에 관한 사항 등 4가지를 제시하고 있다.

전력수급기본계획은 향후 15년 동안 우리나라 전력산업이 나아가야 할 방향을 담고 있기에 많은 관심을 모으고 있다. 특히 전력은 2차 에너지로서 1차 에너지 대부분을 원료로 사용하여 생산될 뿐만 아니라 소비에서 있어서 1차 에너지와 대체 관계에 놓여 있기에, 전력부문이 아닌 1차 에너지 부문도 전력수급기본계획의 내용에 주목하고 있다. 이에 본고에서는 제9차 전력수급기본계획(이하 9차 계획)의 주요 내용 및 향후 과제에 대해 소개하고자 한다.

2. 제9차 전력수급기본계획의 주요 내용

가. 제9차 전력수급기본계획의 경과

정부는 '19년 3월 전문가 워킹그룹을 구성하여 9차 계획 수립에 착수한 이후, 90여 명의 분야별 전문가를 중심으로 한 60여 차례 회의를 거쳐 초안을 마련하였다. 이후 전략환경영향평가 및 관계부처 협의, 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고, 공청회 및 전력정책심의회를 거쳐 지난 12월 28일 제9차 계획이 확정·공고되었다. 9차 계획은 2020년부터 2034년까지 15년간의 전력수급 전망, 수요관리, 전력설비 계획, 전력시장제도 개선, 온실가스 감축 방안 등을 담고 있다.

과거 계획과 달리 1년 10개월이란 장기간이 필요했던 이유는 환경영향평가법 제9조 및 동법 시행령 제7조 제2항, 별표2에 의거한 전략환경영향평가를 최초로 실시해야 했고 대통령 직속 녹색성장위원회 보고도 요구되었기 때문이다. 이때 가장 관심을 모았던 이슈는 온실가스 감축목표 달성을 위한 구체적인 이행계획을 담는 것이었다.

나. 제9차 전력수급기본계획의 기본 방향

금번 9차 계획에서는 3차 에너지기본계획('19.6), 온실가스 감축 수정 로드맵('18.7), 한국판 뉴딜 종합계획 ('20.7) 등 8차 계획 이후의 정책환경 변화를 적극 반영하였다. 이에 따라, 안전하고 깨끗한 전원믹스로의 에너지 전환 정책추진, 온실가스 추가 감축을 위한 전환부문 이행방안 마련, 저탄소 경제·사회로의 이행을 위한 신재생에너지 투자 가속화 방안 등이 포함되었다.

특히 온실가스 감축과 관련하여, 9차 계획 수립 시작부터 전문가위원회를 중심으로 '30년 온실가스 배출목표인 1.93억 톤 달성을 위한 실질적 방안을 논의하였다. 그 결과, 석탄발전의 과감한 감축과 '40년까지 재생에너지 발전량 비중 30~35%를 달성하기 위한 구체적 방안을 마련할 수 있었다.

9차 계획의 기본 방향은 다음과 같다. 첫째, 산업구조 변화, 기온변동성 고려 등 수요전망 방법론 보완을 통해 수요전망의 예측 오차를 최소화했다. 둘째, 기존 수요관리 수단의 이행력을 강화하고 혁신기술 기반의 신규 수단을 도입함으로써 전력수요 절감을 적극 추진하였다. 셋째, 안정적 전력수급을 전제로 친환경 전원으로의 전환을 가속화하고, '30년 전환부문 온실가스 배출량 목표 달성을 위한 구체화하는 설비계획을 마련하였다. 넷째, 재생에너지 확대에 대비하여 선제적 계통 보강·확대를 추진하고, 인센티브 도입 등을 통해 분산형 전원 확대를 유도하였다. 다섯째, 친환경·재생에너지 확대를 고려해 시장제도를 개선하고자 하였다.

다. 제9차 전력수급기본계획의 주요 내용

9차 계획의 주요 내용은 <표 1>에 요약되어 있다. 본고에서는 수요전망, 수요관리, 설비계획, 설비운영계획, 전력계통 및 전력시장의 5가지 측면에서 주요 내용을 설명하겠다.

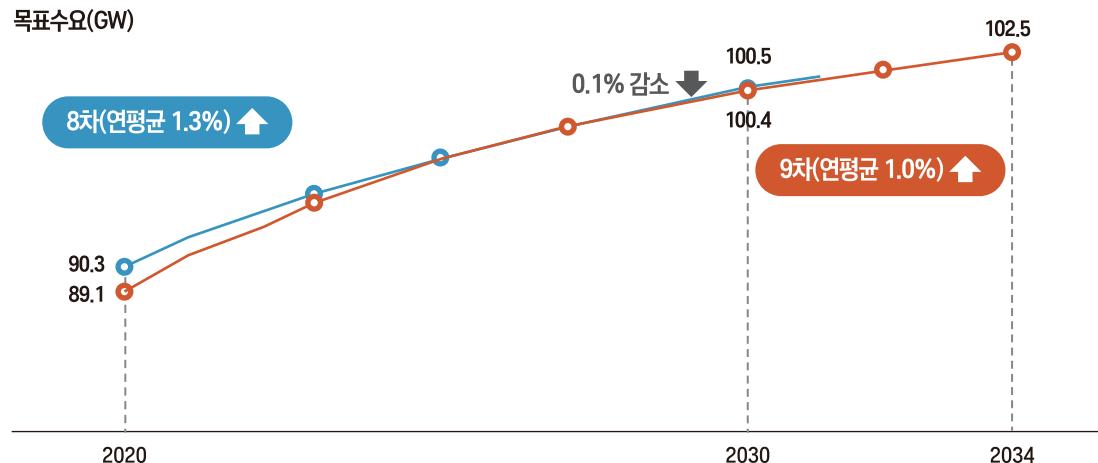
1) 수요전망

분석의 일관성 유지를 위해, 지난 7차 및 8차 계획과 동일한 모형인 전력패널 모형을 활용하였으며, 수요전망 워킹그룹 관련 전문가들과 함께 경제성장을 전망, 산업구조 변화, 인구전망, 기온 자료 등 최신 통계치를 반영하여 과학적인 방법으로 전망치를 도출하였다. 아울러 수요전망 정확도 향상을 위해 기온분석 자료 변경, 기온민감도 상향 등을 통해 분석방법을 보완하였다. 그 결과, '34년 최대전력 기준수요는 117.5GW로 전망되었으며, 수요관리 목표 및 전기차 보급 확산 등을 종합적으로 고려하여 목표수요를 102.5GW로 도출하였다. 금번 9차 계획 최대전력의 연평균 증가율(1.0%)은 연평균 경제성장을 전망 하락에 따라 8차 계획 대비 소폭 감소($\nabla 0.3\%$)할 것으로 전망되었다.

표 1 제9차 전력수급기본계획의 주요 내용

구 분	주요내용
수요관리	<ul style="list-style-type: none"> ○ 기준수요 대비 최대전력 12.6% 절감 추진 ⇒ '34년 최대전력 102.5GW 도출
발전설비구성	<ul style="list-style-type: none"> ○ 석탄발전 60기 중 30기 폐지, 그 중 24기는 LNG로 전환 <ul style="list-style-type: none"> ⇒ 석탄설비 : ('20년) 35.8GW → ('30년) 32.6GW → ('34년) 29.0GW (6.8GW↓) ⇒ 원전설비 : ('20년) 23.3GW → ('30년) 20.4GW → ('34년) 19.4GW (3.9GW↓) ⇒ LNG설비 : ('20년) 41.3GW → ('30년) 55.5GW → ('34년) 59.1GW (17.8GW↑) ⇒ 신재생설비 : ('20년) 20.1GW → ('30년) 58.0GW → ('34년) 77.8GW (57.7GW↑)
온실가스 배출량 목표 달성	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전원 Mix 전환, 석탄발전 운영제한 등 온실가스 감축방안 제시 ⇒ '30년 온실가스 배출량 목표(1.93억 톤) 달성
미세먼지 감축	<ul style="list-style-type: none"> ○ 석탄발전 축소, 재생에너지 및 LNG 발전 확대 등 추진 ⇒ 발전부문 미세먼지 배출량 : ('19) 2.1만 톤 → ('30) 0.9만 톤 (57%↓)

그림 1 제9차 전력수급기본계획의 목표수요



자료 : 산업통상자원부(2020), 제9차 전력수급기본계획(2020~2034).

2) 수요관리

기준수요 대비 전력소비량을 14.9%(96.3TWh), 최대전력수요를 12.6%(14.8GW) 감축하는 등 8차 계획(감축 목표 : 전력소비량 14.5%, 최대전력 12.3%) 대비 향상된 수요관리 목표를 제시했다. 효율관리제도 기준 개선과 고효율 기기 및 에너지관리시스템(EMS) 보급확대 등 효율향상을 통해 최대전력 6.7GW를, 수요자원(DR) 시장 개선, 에너지저장시스템(ESS) 보급 등 부하관리를 통해 최대전력 7.08GW를, V2G(Vehicle to Grid) 기술 및 스마트 조명 확산, 수요관리형 요금제 등 신규수단을 통해 1.0GW를 감축할 계획이다.

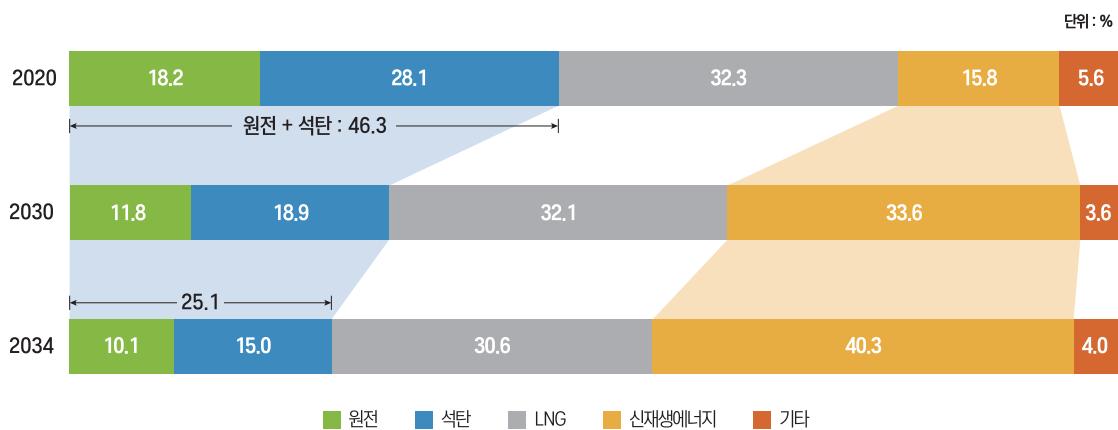
3) 발전설비계획

'34년 기준 목표 설비용량은 목표수요 102.5GW에 기준 설비예비율 22%를 반영한 125.1GW로 산출되었으며, 이를 충족하기 위해서는 기준 설비계획 122.2GW 외에 신규로 2.8GW의 추가설비 확충이 필요하다. 이에 따라, 신규 설비 2.8GW는 신재생 변동성 대응을 위한 백업 설비인 LNG(1.0GW) 및 양수발전(1.8GW)으로 확충할 계획이다.

주요 발전원별 추이를 살펴보면, 원전 및 석탄발전 감축, 신재생 및 LNG 발전 확대로 요약된다. 석탄발전의 경우 현재 60기 중 30기(15.3GW)를 폐지하고 신규 7기(7.3GW)를 준공함으로써 '20년의 35.8GW를 '34년 29.0GW로 6.8GW만큼 줄인다. 폐지되는 석탄발전 30기 중 24기(12.7GW)를 LNG 발전으로 전환하는 등 LNG 발전은 '20년의 41.3GW에서 '34년 59.1GW로 17.8GW만큼 늘어난다. 원전의 경우 4기(5.6GW)를 준공하고 노후 11기(9.5GW)는 수명연장을 금지하여, '20년의 23.3GW를 '34년 19.4GW로 3.9GW만큼 줄인다. 신재생에너지의 경우 3차 에너지기본계획('19.6) 및 그린 뉴딜 계획('20.7) 보급목표를 달성하기 위해 '20년의 20.1GW를 '34년 77.8GW로 57.7GW만큼 늘린다.

전원별 설비(정격용량 기준) 구성을 보면 '34년까지 원전(18.2%)과 석탄(28.1%)은 각각 10.1%, 15.0%로 감소되고, 신재생에너지는 현재의 15.8%에서 40.3%로 증가하며, LNG 발전은 30.6%로 현재에 비해 다소 감소될 것으로 전망되었다.

그림 2 제9차 전력수급기본계획의 전원별 설비용량 비중



자료 : 산업통상자원부(2020), 제9차 전력수급기본계획(2020~2034).

4) 설비운영계획

'30년 기준 전환부문 온실가스 배출 목표 1.93억 톤을 달성하도록 전원별 발전량을 구성함으로써 목표의 이행 방안을 구체화하였다. 이는 '17년 2.52억 톤 대비 23.6% 감소한 것으로써, 석탄발전량 비중은 '19년 40.4%에서 '30년 29.9%로 대폭 감소될 것으로 전망된다. 이에 따라, 발전부문 미세먼지 배출도 '19년 2.1만 톤에서 '30년 0.9만 톤으로 약 57%가 줄어든다. 분산편의 보상 등 제도개선으로 분산형 전원을 활성화함으로써 분산형 전원의 발전량 비중은 '20년 12%에서 '34년 21%로 크게 확대될 것이다.

표 2 제9차 전력수급기본계획에 제시된 전원별 발전량 비중

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	기타	계
'19년 (실적)	25.9%	40.4%	25.6%	6.5%	1.6%	100%
'30년 (전망)	25.0%	29.9%	23.3%	20.8%	1.0%	100%

자료 : 산업통상자원부(2020), 제9차 전력수급기본계획(2020~2034).

5) 전력계통 및 전력시장

재생에너지 집중지역의 계통 수용능력 제고를 위한 선제적인 송전선로 보강 등 재생에너지 밀집 지역별 맞춤형 대책을 추진할 계획이다. 아울러, 소규모 재생에너지 확대에 따른 추가적인 접속대기를 방지하기 위해, 40MW 미만의 재생에너지를 지역단위로 조사·예측하여 '재생에너지 송변전설비계획'을 금년 내 수립할 것이다. 안정적 전력공급을 위한 송전선로·변전소 및 발전소 연계선로의 적기 준공과 지연 중인 사업에 대한 보완 대책(제주 출력제어 완화방안, ESS를 활용한 발전제약 최소화 방안 등)을 병행해 나갈 계획이다.

발전사 간 공정한 경쟁환경을 조성하고, 친환경에너지가 안정적으로 확대될 수 있도록 전력시장 제도를 개선

할 것이다. 배출권 비용을 원가에 반영하는 환경급전을 도입하고, 단계적으로 가격입찰제를 도입하여 발전사 간 비용절감 경쟁을 촉진하는 한편, 신재생 발전량 입찰제, 보조서비스 시장 도입 등 신재생 변동성 대응을 위한 시장제도를 마련한다.

3. 향후 과제

전력수급계획은 현재 시점에서 예측을 통해 미래를 전망해야 하는 특성상 불확실성을 항상 내포하고 있다. 이를 보완하기 위해, 타 국가 계획과 달리 2년 주기로 전력수급기본계획을 수립하고 있으며, 세계 경제 상황, 연료수급 등 변화요인 발생 시 이를 차기 계획에 반영하여 불확실성을 최소화하고 있다. 특히 9차 계획은 깨끗한 전기의 안정적 공급 및 국가 온실가스 감축 목표의 실천적 이행방안을 담으면서 재생에너지 수용 확대를 위한 실무적 방안을 제시했다는 점에서 에너지전환의 큰 틀을 설계한 것으로 평가받을 수 있다.

그럼에도 불구하고, 현재 우리에게는 탄소중립이라는 새롭고 중요한 과제가 주어져 있다. 2050 탄소중립 선언이 지난 10월에 이뤄졌기에 12월에 발표한 9차 계획에는 탄소중립이 반영되어 있지 않다. 올해 상반기 설립될 탄소중립위원회를 통해 연내 탄소중립 경로가 확정될 예정이다. 그렇게 되면 9차 계획의 대폭 수정이 불가피하다. 탄소중립을 위한 저탄소 발전원 구성의 확대와 함께 타 부문에서의 급속한 전기화(electrification)로 인한 전력수요 증가를 반영한 설비 확충이 필요할 것이기 때문이다. 따라서 9차 계획의 확정은 10차 계획을 위한 또 다른 시작일 것이다.



제5차 신재생에너지 기본계획의 주요 내용과 향후 과제¹⁾

공지영 에너지경제연구원 부연구위원(jkong@keei.re.kr)

1) 본 원고는 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획(2020~2034)(산업통상자원부, 2020.12.29.)을 참고하여 작성하였음.

1. 서론

에너지 전환은 세계적 흐름으로 자리 잡았으며, 주요국은 기후변화 대응과 경기 부양을 동시에 달성할 핵심 수단으로 재생에너지를 적극 육성하고 있다. 정부는 이러한 흐름 하에서 재생에너지 3020 이행계획, 제3차 에너지기본계획 수립을 통해 2030년 재생에너지 발전 비중 20%, 2040년 30~35%의 목표를 제시하는 등 신재생에너지 보급 확대 기반을 마련하였다. 또한, 정부가 그린뉴딜(2020.7), 2050 탄소중립 추진전략(2020.12) 등을 발표하면서 신재생에너지 부문에 대한 구체적인 실행계획의 필요성이 부각되는 한편, 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」제5조에 따라 제5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(이하 제5차 기본계획)이 5년 단위로 수립되는 시기가 도래하였다. 이에 정부는 지난 12월 에너지부문 최상위 계획인 「제3차 에너지기본계획」과 연계하고 신재생에너지 중장기 목표 및 이행방안을 제시한, 제5차 기본 계획을 발표하였다. 금번 제5차 기본계획에서는 계획 기간을 2020년부터 2034년까지로 하여 비슷한 시기에 수립된 제9차 전력수급기본계획과 계획 기간을 일치시키는 한편, 2050년 탄소중립 시대의 신재생에너지 분야의 과제를 제시하였다. 본고에서는 제4차 신재생에너지 기본 계획을 평가하고, 제5차 기본계획의 주요 내용과 특징들을 알아보고자 한다.

2. 제5차 신재생에너지 기본계획의 주요 내용

가. 제5차 신재생에너지 기본계획의 특징

기존의 기본계획에서는 신재생에너지 보급 초기단계에 보급 기반을 마련하기 위해서 신재생에너지 양적 확대와 공급·의무화에 중점을 둔 측면이 있다. 제5차 기본계획에서는 이전 계획과 동일하게 신재생에너지 보급을 위한 공급 측면에서의 과제를 제시하는 한편, 신재생에너지 확대로 발생할 수 있는 도전과제 해결을 위한 계통 보강과 시스템 구축 측면의 세부 과제를 제시하였다. 우리나라가 제5차 기본계획에 맞추어 태양광과 풍력을 보급할 경우 2034년 태양광·풍력 발전 비중은 19%로, 계통 수용성 측면의 과제가 예상된다.²⁾ 이외에도 추진과제에 수요 창출 전략을 제시하고, 수소산업 생태계 육성을 포함하는 등 이전 계획과 비교하여 대폭 보완하였다. 또한, 계획 기간을 넘어 2050년 탄소중립 시대의 신재생에너지 분야 도전과제를 선제적으로 제시하였다는 점도 주요 특징이다.

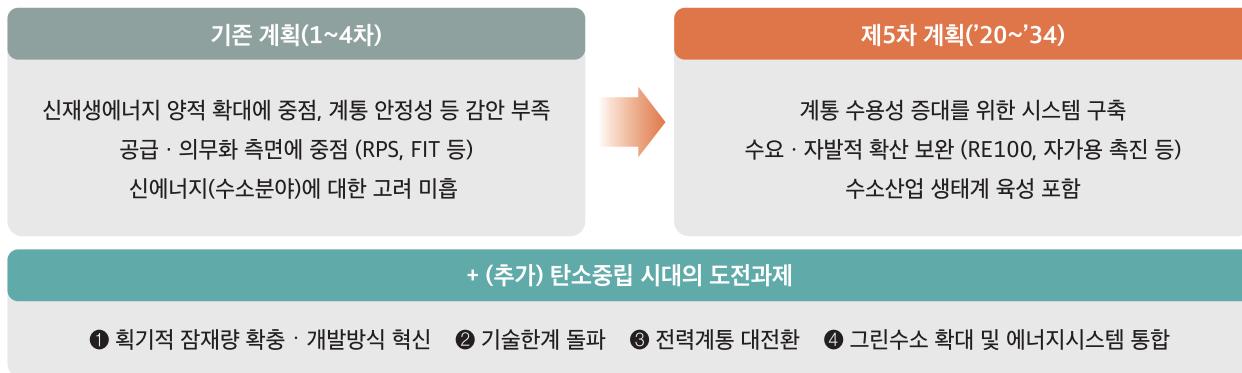
나. 제5차 신재생에너지 기본계획 주요 내용

1) 제4차 신재생에너지 기본계획의 평가

우리나라는 2014년 9월 제4차 신재생에너지 기본계획을 발표하였고, 이후 2017년 12월 재생에너지 3020 이행계획 발표로 이를 반영한 제4차 신재생에너지 기본계획 수정계획을 수립하였다. 해당 계획에서는 2030년

2) IEA(2017)에서는 태양광·풍력 비중이 15~25%일 경우 출력예측 시스템을 구축하고 유연성 지원을 확대해야 함을 제시한 바 있다.
(IEA, 2017, Getting Wind and Sun Onto the Grid)

그림 1 제5차 기본계획 특징



자료 : 산업통상자원부(2020.12.29) 제5차 신재생에너지 기본계획(2020~2034) 발표 보도자료

까지 총에너지의 14.3%, 발전량의 21.6%를 신재생에너지로 공급한다는 목표를 제시하였다. 2019년 신재생에너지 보급실적은 총에너지 기준 6.2%, 발전량 기준 9.8%로 각각의 보급 목표에서 0.2%와 0.4%를 초과달성을 하였다.³⁾ 다만 태양광은 목표를 초과달성한 반면, 풍력과 신에너지 등은 미달하여 원별 성과가 다소 상이하다. 제4차 신재생에너지 기본계획 기간 중에는 한국형 FiT 신설('18.6), 양방향 REC 시스템 도입('17.3), 현물시장 주기 확대, 국유재산 임대 기간 연장('20.3) 등으로 단기간 내 재생에너지 발전 설비가 증가하면서 재생에너지 확산이 본격화되었다. 하지만 전력 이외에 타 분야 재생에너지 확대는 제한적이었으며, 정보제공 및 홍보 인식 개선을 위해 노력하였음에도 사회적 논란이 지속되고 있다. 또한, 에너지 저장수단으로서 재생에너지를 보완 할 수 있는 수소에 대한 정책방향 제시가 아직 미흡하였다.

표 1 제4차 신재생에너지 기본계획 주요 내용

구분		제4차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획('14.9)
계획 기간		'14~'30(17년)
목표*	1차E 비중	'30년까지 14.3%
	전력 비중	'30년까지 21.6%
	온실가스 감축	'30년까지 누적 9.9억 tCO ₂
	달성 여부	달성 '19년 1차E 비중 6.2% / '19년 전력 비중 9.8% / '19년 CO ₂ 누적 2.0억 톤↓
주요 정책	보급	한국형 FIT 도입 / 발전소 온수배수 등 신규에너지지원 발굴 / 태양광 대여사업 신규추진
	R&D	보급확대 적정기술 중점개발 / 실증R&D 강화
계획 의미		민관파트너십 기반 시장 생태계 조성 / 에너지전환 비전 반영
'30년 (전망)		100%

* : 제4차 기본계획 수립 당시에는 목표에 비재생폐기물이 포함됨에 따라 달성 여부도 비재생폐기물을 포함

자료 : 산업통상자원부(2020.12) 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획, p.6.

3) 산업통상자원부(2020.12.29) 제5차 신재생에너지 기본계획(2020~2034), p.4.

2) 제5차 신재생에너지 기본계획 주요 내용

제5차 기본계획의 계획 기간은 2020~2034년으로 2034년 최종에너지 중 신재생에너지 비중은 13.7%(재생에너지 12.4%, 신에너지 1.3%), 발전량 중 비중은 25.8%(재생에너지 22.2%, 신에너지 3.6%)로 설정하였다. 제5차 기본계획에서는 국제 추세를 고려하여 최종에너지 기준으로 목표를 설정하고, 폐기물을 제외하고 목표를 설정한 것이 기존 계획과의 차이점이다.⁴⁾ 2034년 발전용량 보급목표는 재생에너지 80.8GW, 신에너지 3.6GW이다. 원별로는 태양광과 풍력 중심으로 보급 확대될 것으로 보인다.

표 2 2034년 발전량 기준 신재생에너지 비중 목표

구분	'19년 실적	'34년 목표	증가량
신재생에너지	5.6% (19.3GW)	25.8% (84.4GW)	20.2%p (65.1GW)
재생에너지	5.0% (18.5GW)	22.2% (80.8GW)	17.2%p (62.3GW)
신에너지	0.6% (0.8GW)	3.6% (3.6GW)	3.0%p (2.8GW)

* (): 누적 설비용량, 폐기물 제외, 2019년 신재생에너지보급통계(한국에너지공단)

자료 : 산업통상자원부(2020.12) 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용 보급 기본계획, p.10.

정부는 2034년 신재생에너지의 주 에너지원으로의 도약을 위해서 보급, 시장, 수요, 산업, 인프라 측면에서 추진전략을 제시하였다. 보급혁신에서는 1) 참여주체 및 입지의 다변화 및 규제개선과 2) 투자 활성화 및 안정강화를 중점과제로 제시한다. 이를 위해서는 풍력 인허가 통합기구 도입, 설비수명 증가에 따른 부지 임대 기간 확대, 이격거리 규제 합리화 등 인허가·규제 개선을 추진한다. 또한, 지역주도의 신재생에너지 확산 균형을 마련하고, 다양한 금융지원으로 투자 활성화를 유도한다.

시장혁신에서는 1) 신재생에너지 공급의무화 시장을 고도화하고, 2) 열·수송 등 비전력 분야 및 분산에너지 등 신재생에너지 저변 확대를 제고한다. 주요 정책 수단으로는 경쟁입찰 장기계약을 중심으로 RPS 시장을 개편하고, RPS 의무비율 상향 및 공급의무자 확대를 검토한다. 특히, 신재생열 보급제도 도입방안을 마련하고, 신재생 연료혼합 의무화 대상 다각화 등을 검토·추진하여 비전력 분야 신재생에너지 보급 활성화를 도모한다. 수요혁신에서는 재생에너지의 다양한 수요기반을 창출한다. 이를 위해서는 RE100 이행이 가능하도록 다양한 이행수단을 가동한다. 그리고 자가용 재생에너지 활성화를 위한 인센티브 부여, 시간대별 수요를 초과하는 재생에너지는 수요이전과 공급이전 등을 통해 수요 창출을 도모한다.

산업혁신에서는 산업성장 선순환 구조를 마련하고, 해외진출 역량을 강화한다. 수소 소부장(소재, 부품, 장비), 고효율 태양전지('30년 35%), 초대형 풍력터빈(12MW 이상), 그린수소 양산('30년 100MW), 수열(대용량 히트펌프 등) 등의 R&D로 핵심기술을 국산화한다. 한편, 차세대 핵심인력 양성 및 신규 일자리 창출, 해외진출 역량강화로 국내 신재생에너지 산업의 글로벌화를 촉진한다.

인프라 혁신에서는 계통 수용성 증대를 위해 계통 보강 및 운영 관리 체계를 정비한다. 계통 혼잡 완화를 위해서는 기존 고정(Firm) 접속방식에서 선로별 접속용량 차등, 최대출력 제한, 先접속·後제어 등 유연한(Non-Firm) 접속방식을 도입한다. 재생에너지 변동성 대응을 위해서는 설비 스스로의 예측·제어능력 제고는 물론,

4) 2019년 10월 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 일부개정법률'을 공표하여 비재생폐기물을 재생에너지 분류에서 제외하였다.

유연성 자원 및 관성 자원 확보, 재생에너지 관계 인프라 통합 등 대응 인프라를 강화한다.

표 3 제5차 신재생에너지 기본계획 중점과제 및 주요 정책 수단

구분	주요 정책 수단
(보급혁신) 질서 있고 지속 가능한 확산체계 마련	이익공유제도의 체계화 지자체 주도의 확산체계 구축 풍력 인허가 통합기구(One-Stop Shop) 도입 부지 임대 기간 상향 및 이격거리 규제 합리화 수요 맞춤형 융자 및 금융조달 모델 다양화 안전관리 기준 강화 및 기술개발 확대
(시장혁신) 시장 효율성 제고 및 다양화 촉진	RPS 시장을 장기계약 중심으로 전환 RPS 의무비율 상향 및 공급의무자 확대 검토 신재생에너지 열에너지 및 연료에 대한 제도 신설 및 개선 가상상계 등 분산 에너지자원 이용 활성화
(수요혁신) 재생에너지의 다양한 수요기반 창출	RE100 이행수단 다양화와 인센티브 제공 자가사용 인센티브 제공 출력제어를 고려하여 재생에너지 공급/수요 이전 및 섹터커플링 촉진
(산업혁신) R&D 혁신역량 제고 및 생태계 활성화	신재생 원별 유망분야 R&D 지원 강화(태양광 소부장, 초대형 풍력, 그린수소, 재생열 등 R&D 강화) 최저효율제, 탄소인증제 고도화 신재생에너지 서비스 중심의 에너지 혁신기업 육성 전문인력 양성과 국가기술자격 활성화 해외진출 역량강화 및 활로 개척 지원
(인프라혁신) 계통 보강 및 운영관리 체계 정비	계통 혼잡 완화를 위해 유연한(Non-Firm) 접속방식 도입 계통 수용성 보강 계통 복원력(Resilience) 강화 재생에너지 통합관제 인프라 구축

자료 : 산업통상자원부(2020.12) 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획, p.11~36.

3) 탄소중립 시대의 신재생에너지 정책과제 주요 내용

금번 제5차 기본계획의 계획기간은 2020~2034년(15년)이다. 하지만 2050년 탄소중립이라는 세계적 흐름과 정부의 의지를 고려할 때, 탄소중립으로 나아가기 위한 신재생에너지 분야의 정책과제를 살펴볼 필요가 있다.





이에 제5차 기본계획에서는 탄소중립 달성을 위해 잠재량, 기술, 계통 측면에서 신재생에너지 정책방향과 수단을 선제적으로 제시하였다. 여기서 제시한 대응방향은 올해 ‘에너지 탄소중립 전략’ 수립 과정에 활용될 예정이다.⁵⁾

탄소중립 시대의 신재생에너지 정책과제의 주요 내용은 <표 4>와 같다. 첫 번째 과제는 잠재량 확충 및 보급·개발방식의 혁신이다. 탄소중립 달성을 위해서는 건물 벽면, 농지 등 우리가 가진 잠재량을 최대한 활용하고, 태양광, 풍력 외의 유망재생에너지 발굴도 필요하다. 또한, 지자체별 재생에너지 설치 의무 부여 등의 공공주도 대규모 개발 활성화, 마을-지역 중심의 재생에너지 개발 확대가 고려된다.

두 번째 과제는 기술한계 돌파 및 에너지 안보 강화이다. 초고효율 태양전지, 초대형 풍력터빈, 고효율 액화수소 등 한계를 돌파하는 공급기술의 혁신이 요구된다. 재생에너지 변동성 대응을 위해서는 AC-DC 하이브리드 송배전 시스템, P2X 등의 차세대 전력계통 기술개발과 함께 ICT를 활용한 재생에너지 거래기술도 필요하다. 한편으로는 에너지 안보 강화를 위해 신재생에너지 핵심소재 및 부품 기술확보와 공급 안정화도 필요하다. 세 번째 과제는 전력계통 대전환이다. 재생에너지가 주력 전원으로 부상하면 변동성과 불확실성이 크게 증가하고, 이에 따라 새로운 도전과제가 제기될 것이다. 이에 대응하기 위해서는 전력망 규정과 전력 수급균형 등을 고도화하여 전력 공급 및 수요 측면에서의 유연성 강화가 필요하다. 또한, 배전망 운영자의 책무와 역량을 단계적으로 강화시키고 AC-DC 하이브리드형 전력망 투자 등으로 장기적 관점에서 대전환을 준비해야 한다. 마지막 과제는 그린수소 확대 및 에너지시스템 통합이다. 탄소저감이 어려운 열, 수송분야 등의 탈탄소화와 재생에너지에 대한 에너지시스템의 수용성을 확대하기 위해서는 섹터커플링이 필수적이다. 이를 위해서는 우선 그린수소 의무화와 대규모 공급능력 확보 등을 통해 그린수소의 활용을 극대화하고, 그린수소를 활용한 에너지원 간-에너지부문 간 섹터커플링을 추진할 필요가 있다. 또한, 더 나아가 에너지공급지원과 수요지원 간의 통합에너지시스템 도입을 통해 탈탄소화를 효율적으로 달성해야 한다.

5) 산업통상자원부(2020.12.29.) 제5차 신재생에너지 기본계획(2020~2034) 발표 보도자료, p.2.

표 4 탄소중립 시대의 신재생에너지 정책과제

도전과제	대응방향
(보급) 잠재량 확충 및 보급·개발방식 혁신	건물 벽면, 농지 등 활용하여 잠재량 대폭 확충 해양, 바이오 연료, 심층수 활용 온도차 냉난방 등 개발
1. 수용성 갖춘 입지 및 유망 에너지원 발굴 2. 공공·커뮤니티 주도 개발방식 확산	공공주도 대규모 재생에너지 개발 활성화 자가 소비 및 커뮤니티 단위의 지역 내 소비 활성화
(기술) 기술한계 돌파 및 에너지 안보 강화	초고효율 태양전지, 초대형 풍력터빈, 고효율 액화수소 등 한계를 돌파하는 공급기술의 혁신
1. 신재생 공급·전달·거래기술 초격차 확보 2. 핵심소재 재활용·재제조 및 공급망 안정화	신재생 변동성 대응을 위한 차세대 전력계통 기술개발 ICT를 활용한 신재생에너지 거래기술 고도화
(계통) 전력계통 대전환	신재생에너지 핵심소재 기술 확보 등을 통한 에너지 안보 강화
1. 전력 공급·수요·저장 자원의 유연성 강화 2. DSO(배전망 운영자) 강화 및 AC-DC 하이브리드 계통 투자	전력망 규정(Grid Code) 고도화를 통한 공급자원의 유연성 강화 전력수급균형 고도화를 위한 전력수요 및 저장자원의 유연성 강화 배전망 운영자(DSO)의 안정적 계통운영 책무·역량 강화 AC-DC 하이브리드형 전력망 투자와 배전망 중심 계통투자 촉진 및 연계범위 확대
(통합) 그린수소 확대 및 에너지 시스템 통합	그린수소 사용 의무화와 의무비율 점진적 확대 그린수소 공급능력 확보를 위한 대내외 노력 강화
1. 그린수소 의무화로 발전·수송·산업 등 활용촉진 2. 재생e 변환 및 시장제도 간 연계 강화	그린수소 중심의 공급 섹터커플링 활성화 공급-수요자원 간 통합 에너지시스템 도입

자료 : 산업통상자원부(2020.12) 제5차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획, p.37~p.48.

3. 향후 과제

제5차 기본계획은 중기적 관점에서 2020~2034년 계획 기간의 신재생에너지 보급과 산업육성을 위한 추진전략뿐만 아니라, 2050년이라는 장기적 관점에서의 대응방향도 제시하였다. 앞으로 남은 과제는 신재생에너지 보급 목표를 달성하기 위해 추진전략을 성실히 이행하는 것이다. 추진의 성과를 높이기 위해서는 정부, 산업, 국민 등 각 주체의 노력이 뒷받침되어야 한다. 정부는 정책 일관성을 가지고 방향성을 유지하면서 나아가되, 신재생에너지 보급에 대한 주민 수용성 제고를 위해서는 정부 관계 기관의 노력이 필요할 것이다. 산업체에서는 정책 방향성을 인지하고 R&D 투자와 설비 투자가 필요하다. 특히 태양전지 초고효율화, 초대형 풍력터빈, 수전해와 에너지 저장 기술, 신재생에너지 핵심 기술 확보 등이 주요 과제이다. 국민은 정부가 2050년 탄소중립을 체계적으로 준비해 가고 있는지 관찰할 필요가 있다. 신재생에너지 보급 확산이 정부의 정책 기조 유지, 산업의 투자, 국민의 관심으로 탄소 중립을 이루고, 신시장을 선점하여 경제성장에 기여하길 바란다.

제6차 에너지이용 합리화 기본계획의 주요 내용과 향후 과제

박기현 에너지경제연구원 연구위원(pkihyun@keei.re.kr)



1. 서론

전 세계적으로 에너지 정책 방향이 에너지전환과 탄소중립 목표를 달성하기 위하여 화석연료 사용에서 탈피해 에너지수요 관리 및 신재생에너지 확대에 심혈을 기울이고 있다. 우리나라도 예외는 아니다. 탈원전, 탈석탄 정책을 추진하면서 야기되는 에너지의 안정적인 수급 문제를 해결하기 위해 에너지수요 관리와 신재생에너지 보급 확대 정책을 적극적으로 추진하고 있다. 주요 선진국과 IEA(International Energy Agency)에서는 에너지수요 관리를 ‘첫 번째 연료(First Fuel)’로 간주하고, 보다 엄격하고 단호한 정책의지를 반영하는 수요관리 목표량을 제시하고 있다. 수급 안정성뿐만 아니라 ‘청정하고 안전한’ 에너지 소비에 대한 요구가 증가함에 따라 수급 안정과 기후변화 대응이라는 두 마리 토끼를 쫓을 수 있는 ‘에너지수요 관리’의 중요성이 새삼 강조되고 있다. 4차 산업혁명, 에너지전환 및 그린뉴딜 등 국내외 에너지환경의 급변하는 트렌드를 반영한 합리적인 에너지수요 관리 계획이 요구되는 시점이다. 이를 위하여 정부는 제6차 에너지이용 합리화 기본계획을 수립하였다. 기본계획에서는 먼저 해외 에너지 정책환경 및 국가 에너지계획에 대한 현주소를 살펴본다. 다음으로 국내 에너지소비 현황과 지난 제5차 이용 합리화 기본계획에 따른 추진성과를 평가하여 종합적인 분석을 실시한다. 마지막으로 국가 에너지이용 합리화를 위한 기본계획의 주요 내용과 추진전략을 제시한다. 이에 본고는 제6차 에너지이용 합리화 기본계획의 주요 내용 및 추진전략을 살펴보고 향후 과제를 살펴보자 한다.

2. 에너지이용 합리화 기본계획의 주요 내용

가. 기본계획의 개요 및 소비 현황

1) 개요

에너지이용 합리화 기본계획은 에너지이용 합리화법 제4조에 의거하여 5년을 계획 기간으로 수립 및 시행되며 이번이 6차(‘20~’24) 계획¹⁾이다. 에너지이용 합리화계획의 목적은 에너지 분야 최상위 계획인 에너지기본계획의 수요 측면 중장기 실행 전략으로 합리적 에너지 이용을 위한 목표 및 비전과 추진과제를 제시하는 것이다. 이번 계획은 3차 에너지기본계획에 명시한 소비구조 혁신을 이행하기 위한 2024년까지의 중장기 실행 전략 및 에너지효율 혁신전략(KIEE, 2019년)의 핵심내용을 보완하여 수립되었다. 또한 한국판 뉴딜(그린 뉴딜)과 연계하여 그간 에너지 정책에서 다루지 않은 새로운 이슈(포스트 코로나, 데이터 활용 등)에 대한 내용들도 검토하였다.

이번 6차 에너지이용 합리화 기본계획의 비전은 「에너지전환 정책 및 확산을 위한 고효율·저소비 경제 기반 확립」으로 정부 중심 및 규제 위주의 수요관리 정책에서 민간투자 활성화와 지자체 중심으로의 수요관리 정책을 지향하는 방향으로 수립되었다. 특히, 자금 및 세제지원 확대를 통하여 민간 시장에서 에너지효율 개선 사업이 활성화 될 수 있도록 체질 개선을 꾀한다. 이와 더불어 최근 분산전원 확대 정책 기조에 부응하여 그간 중앙정부에서 추진해오던 에너지 진단 및 개선을 위한 권한을 지자체에 이양하는 등 지자체의 권한과 역할을

1) 이전의 계획은 다음과 같다. (1차) '93~'97, (2차) '99~'03, (3차) '04~'08, (4차) '08~'12, (5차) '13~'17.

강화함과 동시에 지자체에서 자발적으로 에너지수요 관리 역할을 수행할 수 있도록 제도적 기반을 구축한다.

2) 글로벌 동향 및 국내 에너지소비 현황

세계 최종에너지 수요는 신흥국 에너지소비 확대에 힘입어 꾸준히 증가해왔으며, 향후 인구증가, 도시화 등으로 인해 지속적으로 증가할 전망이다.²⁾ 특히, 전력 소비는 중국·인도 등 신흥국의 경제적 성장 및 선진국의 전력화 심화 등으로 대폭 증가가 예상되며 향후 전기차, 디지털 기기 등의 이용 확대로 높은 증가세가 유지될 전망이다.

표 1 세계 최종에너지 수요 실적 및 전망 (IEA)

(단위 : M toe)

구분	실적			전망		
	'00	'17	'00-'17 연 증가율	'25	'40	'17-'40 연 증가율
전체	7,030	9,717	1.9%	10,997	12,672	1.2%
전력	1,092	1,838	3.1%	2,245	3,061	2.2%
(전력 비중)	(15.5%)	(18.9%)		(20.4%)	(24.2%)	

자료 : IEA 홈페이지의 정보를 바탕으로 재구성

2021년부터 새로운 기후체제가 출범할 예정으로 온실가스 배출 비중이 높은 에너지부문(2/3 이상)의 과감한 효율향상과 수요관리 정책 추진이 필요하다. 2015년 12월 파리협정에 따라 장기 온도상승 목표를 산업화 이전 (1850~1900년) 대비 2°C 이내로 설정하였다. 장기 목표를 달성하기 위해 세계 각국은 온실가스 감축 목표를 제시하고 이행해야 한다. 주요 국가들은 목표 달성을 기여한다는 차원에서 2050년까지 탄소중립을 달성하겠다는 국가별 선언이 이어지고 있다. 우리나라도 2020년 10월 2050 탄소중립을 선언한 바 있다.

2020년 코로나19를 계기로 비대면화가 확대되면서 에너지소비 패턴의 변화가 예상된다. 특히 온라인 비즈니스와 IT·데이터 활용 확대로 데이터센터 등 디지털 인프라 확충이 가속화되면서 에너지수요에 영향을 줄 전망이다. 에너지수요증가, 기후변화, 포스트 코로나 시대에 선제적으로 대응하기 위해서는 적극적이면서도 유연한 에너지효율 및 수요관리 정책이 추진될 필요가 있다.

한편, 국내의 최종에너지 소비는 2000~2017년 동안 연평균 4.3% 증가하였다. 부문별로는 산업부문이 에너지 소비를 견인하였는데 특히 제조업의 증가세가 두드러졌다. 수송 부문은 도로와 항공 부문이 소비 증가를 견인해 왔다. 가정과 상업 부문의 경우 가스와 전력의 소비가 지속적으로 증가하는 가운데 전력의 비중이 빠른 속도로 증가하였다. 에너지소비 증가의 주요 요인으로는 에너지 집약 산업³⁾의 생산량 증가, 업무용 및 주택 면적 증가, 차량 보급 대수 증가 및 차량 대형화 등이 있다.

2) '17~'40년 기간 중 연평균 1.2% 증가 전망(World Energy Outlook 2019, IEA)

3) 대표적으로 석유화학산업과 철강 산업이 있음.

나. 기본계획의 주요 내용 및 추진 과제

1) 에너지이용 합리화 기본계획의 주요 내용

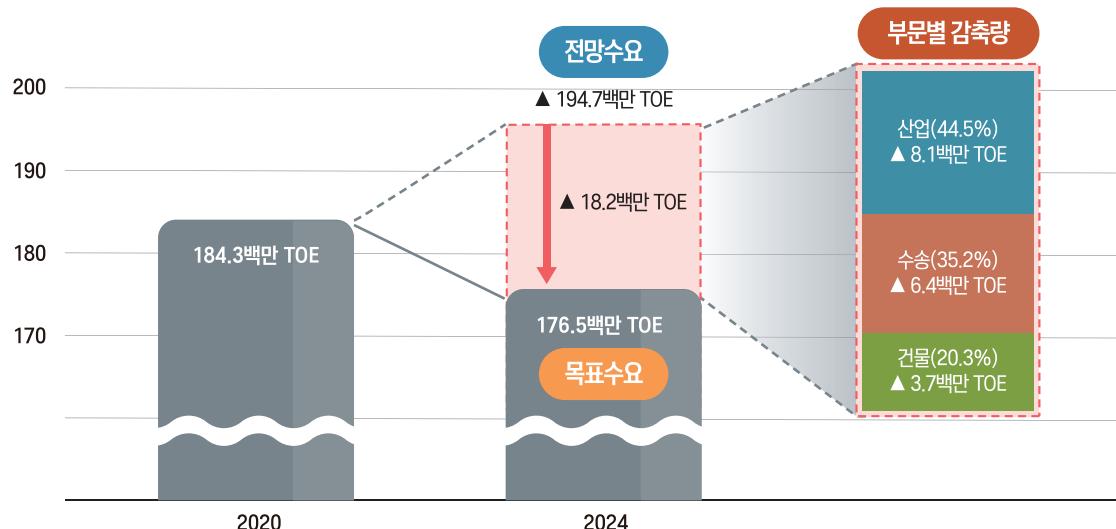
가) 에너지절감 목표

이번 계획에서 달성해야 하는 목표 수요는 2024년 기준수요(BAU)⁴⁾ 대비 9.3%(18.2백만 toe) 절감한 176.5백만 toe로 설정하였다. 부문별 최종에너지 절감 목표를 살펴보면, 산업부문은 8.1% 절감한 8.1백만 toe, 수송부문은 14.1% 절감한 6.4백만 toe, 건물부문은 7.5% 절감한 3.7백만 toe를 달성할 계획이다.

나) 추진 방향 및 추진 과제

목표를 달성하기 위해 투자 활성화, 실시간 데이터 활용, 지방분권·국민참여 중심으로 에너지효율 및 수요관리 정책을 추진할 계획이다. 아래는 3대 방향과 12대 추진과제를 도출한 결과를 보여준다.

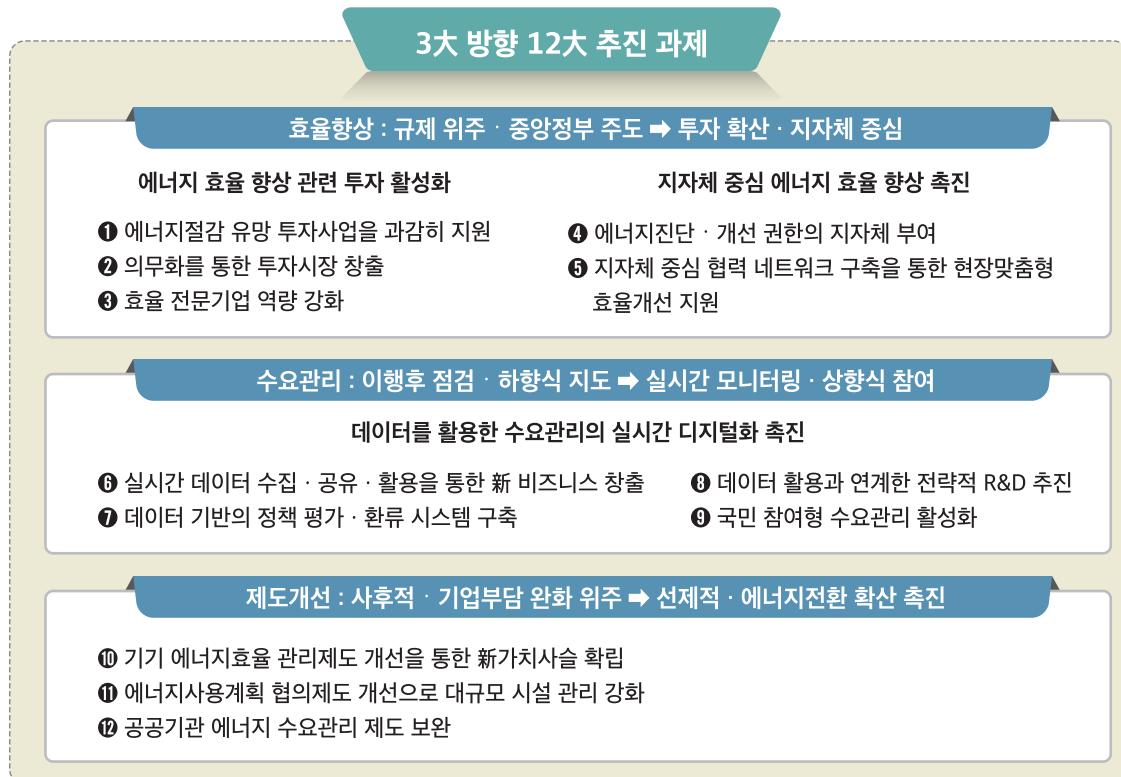
그림 1 2020~2024년 최종에너지 기준수요 전망 및 목표수요



자료 : 제6차 에너지이용 합리화 기본계획

4) 기준수요(BAU) : 3차 에너지기본계획에 따라 '24년 194.7백만 toe로 설정되었는데 이는 기준연도('20) 수요 184.3백만 toe 대비 연평균 1.4% 증가하는 수준임.

그림 2) 에너지이용 합리화 기본계획의 3대 추진 방향 및 12대 추진 과제



자료 : 제6차 에너지이용 합리화 기본계획

2) 에너지이용 합리화 기본계획의 중점 추진과제

가) 투자확산·지자체 중심의 효율향상 추진

에너지효율 향상 관련 투자 활성화를 위해 먼저 유망 투자 사업을 과감히 지원한다. 산업부문의 경우 에너지 효율 향상 투자 사업에 대한 자금 및 세제지원을 확대하여 효율을 도모한다. 에너지 절감률이 높은 효율개선 사업을 발굴하여 고효율설비 구축 등 투자를 우선 지원한다. 투자세액공제제도 개편 및 세액감면 연장을 통해 투자확대 유인을 제공한다. 건물 부문은 국민시설과 밀접한 공공건물(예 : 도서관 등)에 제로에너지화를 위한 투자를 지원한다. 공공건물 대상 단열 보완, 창호 개선 등을 통해 고효율화를 이루고, 노후학교를 대상으로 단열재를 보강하는 그린 스마트 스쿨을 통해 효율을 제고한다. 기기 부문에서도 유통 효율등급의 가전 제품 구매 시 비용의 일부를 소비자에게 환급해주는 방식으로 개체지원을 통한 투자를 촉진한다. 수송 부문도 평균연비 기준 강화 및 타이어 효율등급 제도 도입을 통해 효율개선을 도모한다. 또한, 에너지 다소비 부문의 효율개선 의무화 제도를 통해 투자시장을 창출하고 이를 뒷받침할 수 있는 역량 있는 효율 전문기업을 육성한다는 계획이다.

또한, 지자체 중심의 에너지효율 향상을 추진한다. 에너지수요 관리 추진에 있어 지자체별 여건 차이가 큰 상

황이므로 일률적·강제적 이양보다는 지자체의 자율성을 존중하는 방식을 통해 점진적으로 이양한다. 단순 창구역할이나 집행업무 등의 분절적 이양은 지양하고, 전체 업무 흐름을 고려한 기획 등 능동적인 역할을 지자체에 부여하는 것이다. 먼저 에너지 다소비 사업장의 진단 및 개선 권한을 공유하고, 에너지진단 후 진단 결과에 대한 개선명령 및 과태료부과 권한을 지자체에 이양한다. 이를 위해 에너지이용 합리화법 제34조, 제50조 개정이 이루어진다.

표 2 에너지 다소비 사업장 진단·개선 권한의 공유 및 이양 방안

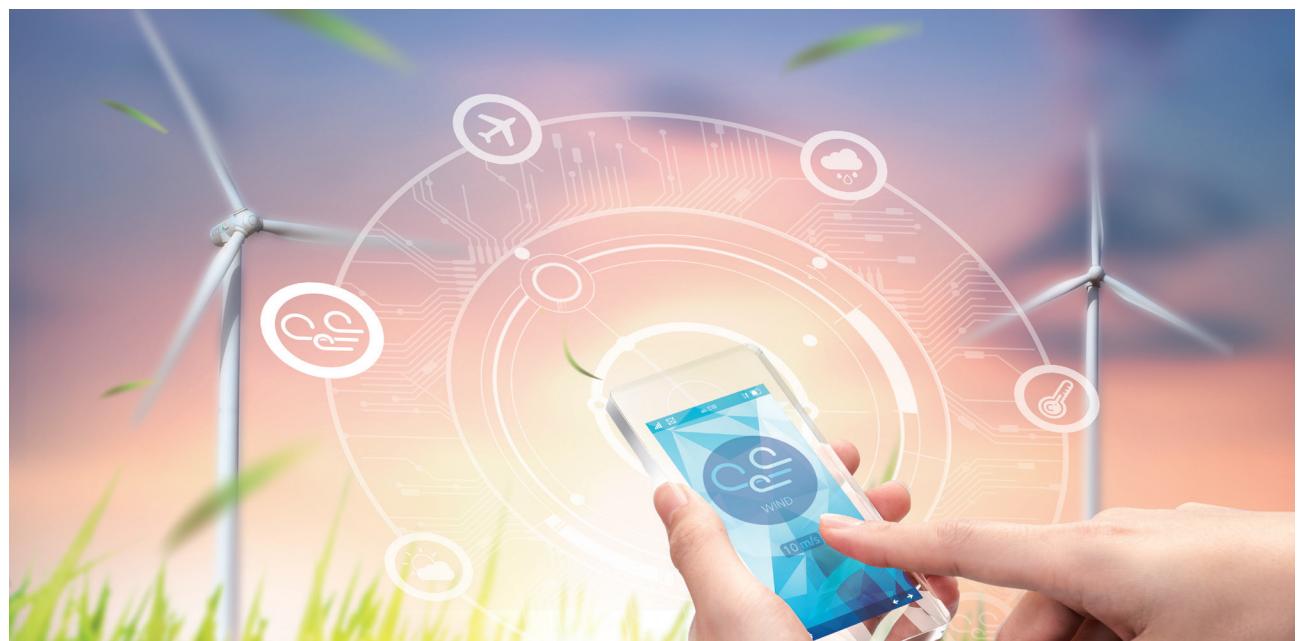
에너지진단 범위·내용		에너지진단 결과	개선명령	과태료
<현행>	산업부 고시	에너지공단이 접수·관리	산업부	산업부
	↓	↓	↓	↓
<변경>	산업부, 시·도지사	시·도에 공유	시·도지사	시·도지사

자료 : 제6차 에너지이용 합리화 기본계획

또한 지자체 중심으로 협력적 네트워크를 구성해 현장 맞춤형 효율개선을 지원한다. 지자체, 기업, 대학, 연구 기관 등 정례적인 모임 구성을 통하여 컨설팅과 설비교체를 지원하는 지역 중소사업장 현장 맞춤형 효율개선을 추진하고 사후관리도 지원하는 등 다양한 활동을 한다는 계획이다.

나) 실시간 모니터링·상향식 참여 기반 수요관리 강화

에너지의 소비 정보를 파악할 수 있는 AMI 보급을 통해 실시간 데이터를 수집하고, 그 데이터를 공유하고 활





용하여 新 비즈니스를 창출한다. 전기는 아파트 500만 호의 전력량계를 AMI로 교체('20~'22년)하는 등 AMI를 지속적으로 보급하여 실시간 사용량 데이터 수집을 확대한다. 가스는 6개 시범지역(제주·서울·경기·강원·대구·광주)에 3만 대의 AMI를 보급('19~'20년)하고 효용을 검증(~'21년)하여 가스 AMI 활용을 촉진한다. 중장기적으로 전력, 가스, 열에너지 정보를 통합한 '에너지 빅데이터 개방·공유 플랫폼'⁵⁾을 구축하여 활용한다. 이렇게 수집된 에너지 소비정보를 활용하여 다양한 서비스 사업을 추진하여 다양한 비즈니스를 창출한다. 또한 산업단지에 스마트에너지 플랫폼을 운영하여 입주기업을 대상으로 에너지사용 데이터 분석을 통한 소비 효율화 지원 서비스를 추진한다.⁶⁾ 산업·건물 분야의 효율향상 및 수요관리 제도를 활용하여 주기적으로 확보 가능한 에너지소비 데이터를 통합적으로 저장하고 관리한다. 산업부문은 에너지효율 목표제를 통해 사업장과 업종별로 세부 데이터를 확보한다. 건물은 건물 에너지진단 DB구축 및 건물 에너지효율 인증제도 등을 통해 건물별 에너지사용량과 절감잠재량 등의 데이터를 확보한다. 확보된 에너지수요 관리 데이터를 기반으로 정책별 에너지절감 성과를 정량적으로 검증한다. 정책별 성과를 관리하기 위해 실적분류체계를 정립·코드화하고, 세부사항을 에너지이용 합리화법령 하위 고시로 제정한다. 정책 수립 이후 주기적인 이행 점검 체계를 마련하고, 평가 후 보완사항을 에너지수요 관리 정책에 반영하는 등 정책 평가 및 환류 시스템도 구축한다.

제6차 에너지이용 합리화에서 중점적으로 추진하고 있는 정책은 국민 참여형 에너지수요 관리 활성화이다. 에너지쉼표(국민DR)⁷⁾ 참여 확대, 가스냉방 전력피크 대체 기여금 신설 등 국민들의 참여를 기반으로 자발적 전력사용 절감을 유도한다. 여기에다 소통·참여형 에너지절약 홍보를 강화하여 에너지절약 문화를 확산한다. 정·점포 등 소규모 전기사용자의 참여 확대를 위해 제도를 개선하고 지자체의 인센티브와도 연계를 추진한다. 전력사용이 집중되는 하절기 피크시간대(오후 2~5시)의 가스냉방 권장 가동기준을 설정하고 이를 초과 달성

5) 플랫폼 구축에 필요한 기반기술(데이터 수집·저장·관리 기술, 데이터 가공·분석 및 시각화, 개인정보 비식별화 등) 개발은 '23년까지 완료할 예정임.

6) '22년까지 10개 산단 공장 내 제어장치, 전력량계, 기계부품 등에 IoT 센서를 설치하여 데이터 수집 및 에너지 흐름 시각화, 에너지사용 정보 분석, 효율 개선 지원 등을 추진할 예정임.

7) 소규모 사용자(가정·소형점포 등)가 전력거래소가 요청한 시간에 전기사용량을 줄이면 금전으로 보상받는 제도('19.12월 시행).
4개 수요관리사업자(파란에너지, 벽산파워, LG전자, 메탈로랩)와 249개 고객이 참여 중임

하는 수요처에 기여금을 지급한다. 또한 생활방식의 非대면화를 감안하여 유튜브·SNS 등 디지털 뉴미디어를 활용한 온라인·모바일 에너지절약 캠페인 활동을 추진한다.

다) 에너지전환 확산을 촉진하는 수요관리 제도개선

소비효율 등급제도 개선을 통해 기기 효율화의 가치사슬을 확립하고 사용계획 협의제도 개선을 통해 대규모 에너지사용 시설관리를 강화하며, 공공기관 수요관리 제도를 보완하여 에너지절약 및 효율개선을 촉진한다. 기기 에너지효율 관리제도 개선의 일환으로 품목별 규제와 선정절차를 체계화하고, 최고 및 최저 등급에 대한 중장기 목표기준을 제시하여 기기 생산업계의 효율성 제고를 위한 경쟁을 유도한다. 고효율기기 구매를 촉진시키기 위해 최고 효율등급 제품 구매 시 구매 비용의 일부를 소비자에게 환급하는 방식으로 고효율기기 시장을 확대한다. 에너지사용 계획 협의 제도를 개선하여 대규모 시설들에 대한 관리를 강화한다. 협의 단계의 계획서 검토 기준에서 효율개선 기준을 추가하고 관리 대상을 확대하는 등 실효성을 제고한다. 민간사업자 협의 대상 기준을 공공사업자 수준으로 확대하여 민간 주도의 개발·시설사업에 대한 에너지사용 관리를 강화한다.^{⑧)}

마지막으로 공공기관 수요관리 제도를 보완하여 에너지수요 관리 실효성을 제고한다. 먼저 경영평가 지표 개편을 통해 평가 실효성을 높이고 에너지절약을 유도한다. 전력피크 시기 전력수요 저감 목표제 도입으로 전력 수급 안정에 기여한다. 공공클라우드센터에 에너지효율 기준을 신설하여 데이터센터 전체 단위와 주요 기기 단위의 효율개선 및 관리강화를 위한 조치사항을 추가한다.

3. 향후 과제

제6차 에너지이용 합리화계획은 에너지기본계획의 기본 정신을 계승하면서 기존의 규제 중심의 정부 주도형 수요관리로부터 '시장'을 기반으로 민간부문의 역할을 제고하는 방향으로 정책 패키지가 구성되어, 전체적인 정책의 방향성이 잘 잡힌 것으로 평가된다.

하지만 계획을 세우는 것보다 더 중요한 것은 정부가 얼마나 강력한 실천의지를 가지고 계획에서 제시한 정책 과제들을 어떻게 이행해나갈 것인가이다. 사실 지난 제5차 이용 합리화 기본계획에서도 원가에 기초한 전기요금체계나 다양한 선택형 요금 메뉴 제공 등 에너지 가격체계 혁신을 주요 정책과제로 내세웠음에도 불구하고 이를 적시에 이행하지 못해 에너지소비의 전력 편향화로 인한 만성적인 전력수급난을 겪어야 했던 사실을 상기할 필요가 있다.

따라서 이번 계획안에서 제시된 여러 정책 과제들이 적시에 차질 없이 이행될 수 있도록 하고, 주기적인 이행 실적 점검 및 평가를 통해 문제점을 개선해 나가는 '정책 선순환'을 만들어 내는 것이 무엇보다 중요할 것이다.

8) 예 : 도시개발사업 민간 협의대상 면적기준 : (현행) 60만m² 이상 → (향후) 30만m² 이상

제5차 집단에너지 공급 기본계획의 주요 내용과 향후 과제

마용선 에너지경제연구원 연구위원(ysma@keei.re.kr)



1. 서론

집단에너지 확대 보급의 일환으로 1990년 8월 제1차 공급 기본계획이 수립된 이후로 집단에너지사업법 제3조에 따라 5년마다 산업통상자원부 장관은 집단에너지 공급 기본계획을 수립하고 공고하도록 되어있다. 이에 따라 2020년 2월 28일 향후 집단에너지 공급목표와 관련 정책과제의 방향을 정하는 제5차 집단에너지 공급 기본계획(이하 ‘제5차 기본계획’)이 수립·공고되었다. 본고에서는 ‘제5차 기본계획’의 주요 내용과 향후 집단에너지 부문의 과제를 제시하고자 한다.

본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 이번에 공고된 ‘제5차 기본계획’의 주요 내용과 정책과제의 핵심 내용을 제시하며, 제3절에서는 집단에너지 부문의 향후 과제를 제시하고자 한다.

2. 제5차 집단에너지 공급 기본계획의 주요 내용

집단에너지 공급 기본계획에 포함되어야 할 내용은 집단에너지사업법 제3조에 다음과 같이 규정하고 있다. 본고에서는 집단에너지사업법에 규정된 내용 중심으로 ‘제5차 기본계획’의 주요 내용을 제시하고자 한다.

- 집단에너지 공급에 관한 중·장기계획
- 집단에너지 공급의 대상 및 기준
- 집단에너지 공급에 따른 에너지 절약목표 및 대기오염물질 배출량의 감소 목표
- 그 밖에 집단에너지 공급에 관하여 필요하다고 인정하는 사항

가. 집단에너지 공급에 관한 중·장기 계획

‘제5차 기본계획’에서는 지역난방 공급세대수를 2023년까지 2018년 대비 31% 증가한 408만 호로 확대하겠다는 목표를 설정했다. 기존 허가된 공급지역에서 395만 세대를 보급하고, 신규개발(신규 지역지정, 택지개발 및 재개발)에 대한 제도개선과 사업자 자구노력을 통해 13만 세대를 추가 보급하는 것이 주요 내용이다. 이에 따라 지역난방 보급률은 2018년 17.6%에서 2023년에는 20.9%로 증가할 것으로 전망하였다.

표 1 지역난방 연도별 공급 계획							(단위 : 천 호)
지역 난방 보급 (천 호)	구분	2018년	2019년	2020년	2021년	2022년	2023년
	총 주택 수 (천 호)	17,633	18,029	18,420	18,799	19,166	19,552
	증가 세대수(기존 공급지역)	210	126	133	218	231	135
	증가 세대(신규개발)	-	15	26	28	32	30
	세대수(누계)	3,106	3,248	3,406	3,652	3,916	4,080
	보급률	17.6%	18.0%	18.5%	19.4%	20.4%	20.9%

자료 : 산업통상자원부, 제5차 집단에너지 공급 기본계획 공고안, 2020.2.28

지역냉방 역시 2023년까지 2018년 대비 68.7% 증가한 188만 USRT 공급을 목표로 하고 있으며, 공동주택 3,000세대에 제습식 냉방기를 시범 공급키로 하였다. 이러한 지역냉방의 확대 보급에 따라 2023년 피크전력 저감량은 569kW로 제8차 전력수급계획(목표수요) 하계 전력피크 대비 기여율은 0.61%에 달할 것으로 예상된다. 지역난방 및 지역냉방 보급 확대를 위해 2023년까지 모두 5조 9,549억 원을 투자한다는 계획을 제시하고 있다. 산업단지 집단에너지(산단 열병합)는 2023년까지 모두 5개의 신규 공급을 마무리, 모두 51개 사업장으로 늘릴 방침이다. 이들 신규 사업장은 현재 건설 중으로, 산업단지 집단에너지 신규 설비에 모두 7,695억 원을 투자할 것으로 예상하고 있다.

나. 집단에너지 공급의 대상 및 기준

집단에너지 사업 기준은 자가소비량을 제외한 열 생산용량이 시간당 5Gcal 이상일 경우이며, 사업기준을 충족하는 집단에너지 사업에 대해 최대열부하, 열사용량, 열밀도를 감안하여 지역냉난방 공급대상지역을 지정하게 되어있다. ‘제5차 기본계획’의 지역 지정기준^①은 독립된 열원시설 필요시 최대열부하는 100Gcal/h, 열사용량 15만Gcal/y, 열밀도를 30Gcal/km²·h로 정했다. 인근 10km 이내에 가용열원시설이 있으면 최대열부하 30Gcal/h, 열사용량 4만 5,000Gcal/y를 반영하도록 하고 있다.

표 2 지역냉난방 공급대상지역 지정기준

구분	최대열부하(Gcal/h)	열사용량(Gcal/y)	열밀도(Gcal/km ² ·h)
독립된 열원시설이 필요한 경우	100	150,000	30
인근 10km 이내에 가용열원시설이 있는 경우	30	45,000	30

주 : 연계가 가능한 2개 이상의 택지개발지역이 있는 경우 각 지역의 열수요를 합산하며, 1개 조건이 미달되더라도 다른 조건이 월등히 뛰어날 경우 타당성을 별도 검토하여 결정

자료 : 산업통상자원부, 제5차 집단에너지 공급 기본계획 공고안, 2020.2.28

이번 ‘제5차 기본계획’에서는 집단에너지 보급 확대를 위해 기존 계획에 대비하여 몇 가지 변화가 있었다. 수도권과 비수도권 구분을 폐지하고, 연간 열수요량 감소추세를 반영하였다.^② 더불어 집단에너지 공급 협의대상이 아니더라도 개발사업자가 집단에너지 공급을 신청할 수 있는 절차를 신설하는 방안도 마련하였다. 집단에너지사업법 제4조의 협의대상^③ 외의 개발사업을 추가하였으며, 협의대상 외의 개발사업 계획을 수립하는 자는 법에 따라 산업통상자원부장관에게 공급대상지역 지정 신청 가능하도록 하고 있다. 그리고 지역수용성 강화를 위해 공급지역 지정 단계부터 수용성을 고려하는 한편, 지정 이후에도 주민소통과 정보제공을 강화하도록 하고 있다.

1) 공급대상지역 지정기준은 총 세 가지 측면을 검토하도록 되어있는데, 첫 번째 기준이 최대열부하, 열사용량, 열밀도이며, 두 번째는 국가·사회적 편익, 세 번째는 소비자 편익을 검토하도록 되어 있음.

2) 비수도권의 집단에너지 경제성 상승에 따라 비수도권의 지역 지정기준을 완화하였으며, 최대열부하 대비 열 사용량이 감소한 추세를 반영하여 독립 열원시설 (100Gcal/h 규모)의 경우 열사용량을 기존 18만Gcal/y에서 15만Gcal/y로 조정하였음.

3) 중앙행정기관, 지방자치기준오단체, 공기업 또는 공공단체의 장이 계획하는 일정규모 이상의 주택건설사업, 택지개발사업, 산업단지 개발사업 등

다. 집단에너지 공급 효과

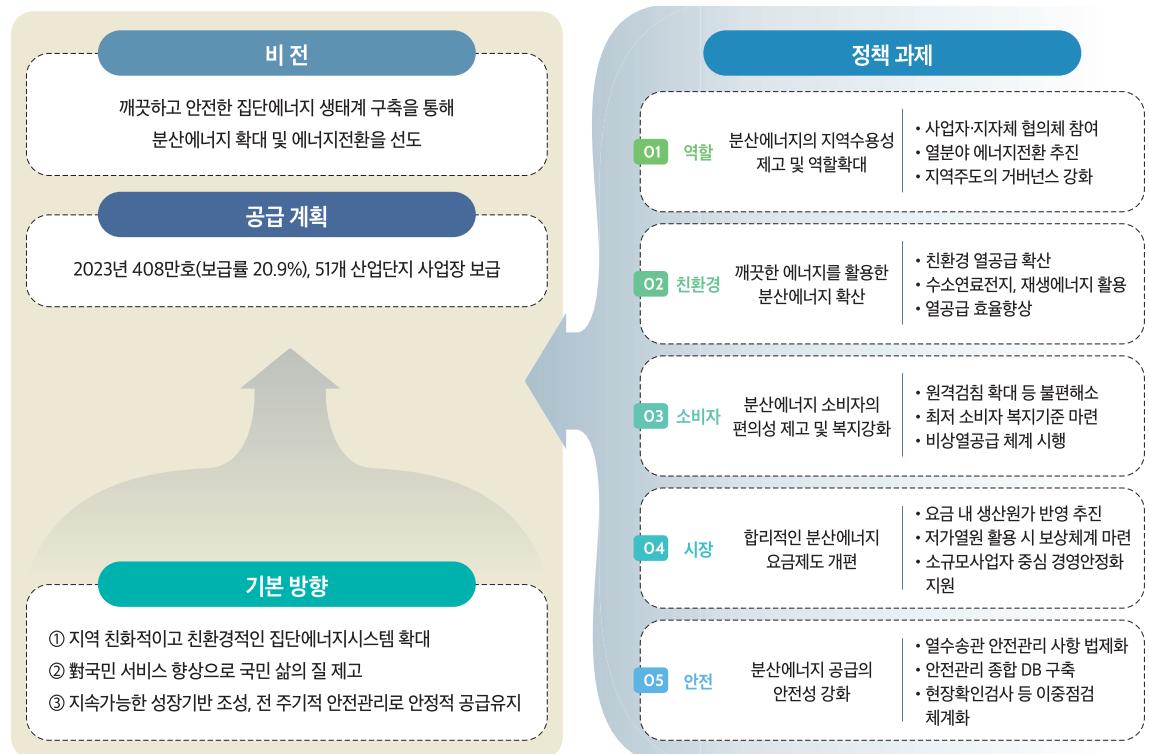
‘제5차 기본계획’에서는 집단에너지의 다양한 편익 중에서 에너지 절감 효과, 온실가스 감축 효과, 대기오염물질 감축 효과를 제시하고 있다. 집단에너지 공급목표를 달성하는 경우, 지역냉난방 부문의 5년간(‘19~’23) 에너지사용 절감량 1,643만 toe(절감률 31.5%), 산업단지 부문은 5년간(‘19~’23) 에너지사용 절감량 1,967만 toe(절감률 22.9%)로 추정된다. 대기오염물질의 배출 절감량은 지역냉난방 부문 5만 톤(절감률 53.3%), 산업단지 부문 26.2만 톤(절감률 27.3%), 온실가스 절감량은 지역냉난방 부문 3,850만 톤(절감률 31.1%), 산업단지 부문 6,371만 톤(절감률 26.2%)으로 추정된다.

라. 집단에너지 정책 과제

1) 제5차 집단에너지 기본계획의 비전 및 기본 방향

‘제5차 기본계획’에서는 깨끗하고 안전한 집단에너지 생태계 구축을 통해 분산에너지 확대 및 에너지전환을 선도하는 비전 아래 ① 지역 친화적이고 친환경적인 집단에너지시스템 확대, ② 对국민 서비스 향상으로 국민 삶의 질 제고, ③ 지속가능한 성장기반 조성, 전 주기적 안전관리로 안정적 공급유지를 3가지 기본방향으로 설정하였고 이를 위한 역할, 친환경, 소비자, 시장, 안전 5개 부분으로 정책과제를 제시하고 있다.

그림 1 5차 집단에너지 공급 기본계획 기본 방향 및 정책 과제



자료 : 산업통상자원부, 제5차 집단에너지 공급 기본계획 공고안, 2020.2.28



2) 정책과제1 : 분산에너지의 지역수용성 제고 및 역할 확대

첫 번째 정책과제에서는 LNG 열병합발전소를 수요지 인근(수도권, 대도시)으로 유도하고, 저온열공급망, 미활용열 등 열에너지 분산화를 추진하는 것과 분산에너지자원의 지역수용성 강화를 위해 지역거버넌스, 중규모 택지개발 연계 강화, 지역환경감시단 등 관리체계 개선 등을 세부 내용으로 하고 있다.

상대적으로 낮은 분산형 전원 보상 개선에도 나서 열병합발전소의 분산편익(송전혼잡, 송전건설 회피 등)을 바탕으로 열병합발전소 생산전력의 공정가격을 검토한다는 내용도 ‘제5차 기본계획’에 제시되어 있으며, 향후 분산에너지 활성화 로드맵에서 열병합발전소의 분산편의 보상방안에 구체적으로 제시할 예정이다.

3) 정책과제2 : 깨끗한 에너지를 활용한 분산에너지 확산

두 번째 정책과제에서는 집단에너지 연료를 친환경 연료로 전환을 유도하고 산업단지 집단에너지를 집중 관리하는 것과 수소연료 전지, 재생에너지와의 연계를 강화하여 친환경성을 높이고 고효율화를 통해 친환경적인 열공급체계를 정착하는 것 등을 세부 내용으로 하고 있다.

4) 정책과제3 : 분산에너지 소비자 편의성 제고 및 복지 강화

세 번째 정책과제에서는 사용자편의 제고에 있어서 설비를 확충하고對사용자 서비스관리 체계를 도입하여 사용자 경험을 제고하는 것과 열에너지 복지체계를 개선하고 열공급 안정성 향상을 위한 제도를 구축하는 것 등을 세부 내용으로 하고 있다.

5) 정책과제4 : 합리적인 분산에너지 요금제도 개편

네 번째 정책과제에서는 열생산원가 반영을 강화하여 합리적 요금체계로 개편하고, 소규모사업자의 경영안정을 위해 연료비 안정화, 경영지원, 수요발굴을 지원하여 소비자 예의 열공급 안정성 향상하는 것 등을 세부 내용으로 하고 있다.

6) 정책과제5 : 분산에너지 공급의 안정성 강화

마지막 정책과제에서는 열수송관에 대한 새로운 관리체계(안전진단, 법정검사 강화, 종합 DB)를 구축하고 진단·모니터링에 첨단기법 도입하는 것과 서비스 공급중단에 대한 신속한 지원체계를 구축하는 한편, 안전관리 비용지원을 강화하여 안전중심의 사업운영기조를 정착하는 것 등을 세부 내용으로 하고 있다.

3. 집단에너지 향후 과제

2020년 7월 한국형 뉴딜 종합계획 발표, 2020년 12월 ‘2050 탄소 중립’ 선언 등 친환경적이고 안전한 에너지로의 전환 정책이 정부의 에너지 정책의 기조가 되어있는 상황이다. 에너지·기후 목표 달성을 수단으로 분산에너지 역할이 확대되고 있는 상황에서 분산에너지로서의 집단에너지의 중요성이 점차 증대되고 있다. 집단에너지는 저탄소 사회로의 가교역할과 함께 에너지전환을 이끄는 역할을 동시에 담당하는 것을 요구받고 있다.

집단에너지는 다양한 에너지 신산업 활용이 가능하며 다양한 사업과 연계가 가능하기 때문에 에너지 신사업 활성화를 위한 플랫폼 기능이 가능하다. 특히, 재생에너지 중심의 통합 스마트에너지 구축사업(Sector Coupling)에 집단에너지 시스템이 활용 가능하다는 점은 중요하다. 열에너지를 재생에너지 잉여전력으로 공급할 수 있도록 하는 P2H가 재생에너지 변동성 완화, 신재생에너지 공급확대에 큰 역할을 할 수 있는 점은 집단에너지 시스템 활용의 좋은 예가 될 것이다.

다만 열에너지가 최종에너지에서 높은 비중을 차지함에도 불구하고 아직까지 냉난방 분야에서 저탄소화에 관심이 제한적인 상황이다. 건물부문의 난방에너지나 산업부문의 열에너지에서 저탄소화를 위한 정책 목표 및 수단 등에 대한 구체적 내용이 다른 부문에 비해 부족하다. 유럽에서 기후변화 대응을 위해 냉난방 부문 탈탄소화 수단으로 지역냉난방을 중요하게 인식하는 것과는 큰 차이가 존재하고 있다. 지역냉난방 정책도 분산전원 관점뿐만 아니라 저탄소 냉난방 정책 이행 수단으로 중요하게 다루어질 필요가 있다.

마지막으로 이러한 장기적 목표를 달성하기 위해서는 친환경 분산에너지로서의 집단에너지의 산업경쟁력을 강화할 필요가 있다. ‘제5차 기본계획’에서도 소규모 사업자의 경영안정을 위한 저리용자 및 리파이낸싱 지원, 발전용량에 따라 차등 적용되는 연료비 형평성 확보 등을 정책과제로 제시하고 있지만, 집단에너지 사업의 영속성을 확보하기 위해서는 실질적인 방안이 검토될 필요가 있으며 중장기 집단에너지 산업의 발전방안에 대해서도 심도 있는 검토가 필요할 것이다.



2020~2021년 에너지 수요 전망¹⁾

강병욱 에너지수급연구팀 연구위원(byunguk.kang@keei.re.kr)
이성재 에너지수급연구팀 부연구위원(james@keei.re.kr)



1. 서론

2020년 에너지 수급에 있어 가장 큰 이슈는 코로나19였다. 2020년을 시작할 때만 하더라도 전년인 2019년에 총에너지 소비가 이례적으로 감소하여²⁾, 이에 따른 기저효과로 2020년에는 에너지 소비가 증가할 것으로 예상되었다. 그러나 2019년 말 중국에서 시작된 코로나19(COVID-19)가 2020년 초 국내에서도 확산되며 상황이 급변하였다.

가장 먼저 영향을 받은 것은 수송 부문으로 코로나19로 인해 이동 수요가 급감하며 도로 부문 에너지 소비가 빠르게 감소했고, 국가 간 이동이 통제되며 항공 부문의 소비는 유례없이 큰 폭으로 떨어졌다.

1) 본고는 에너지경제연구원의 'KEEI 에너지 수요 전망(2020년 하반기호)' 내용을 요약·수정·보완한 것이며, 본고의 일부 내용은 「원자력 산업」 1월호에도 게재되었다. 에너지 소비 통계는 에너지정보통계센터의 에너지통계월보 각 호를 바탕으로 한 것이다.

2) 에너지경제연구원에서 1983년 에너지밸런스 작성을 시작한 이후 총에너지 소비가 감소한 것은 외환위기로 우리 경제가 큰 폭으로 역성장한 1998년과 제조업 생산 활동 둔화와 낸드방도일 급감 등 감소 요인이 겹친 2019년뿐이었다.

또한, 코로나19로 촉발된 전 세계적 경기 침체는 산업 생산 활동을 둔화시키면서 산업 부문 에너지 소비도 빠르게 감소했다. 건물 부문에서는 ‘사회적 거리두기’로 인해 상업 부문의 에너지 소비는 감소한 반면, 재택 시간 증가로 가정 부문의 소비는 증가하는 모습을 보였다.

이러한 과거 에너지 소비 추이를 바탕으로 본고에서는 2020년과 2021년의 에너지 수요 전망을 논의하고자 한다.³⁾ 먼저 전망에 사용된 전제를 설명한 후, 총에너지 수요, 에너지원별 수요, 최종 소비 부문별 수요의 전망 결과를 차례로 설명한다. 또한, 코로나19가 에너지 소비에 미친 영향에 대해 최종 소비 부문별로 설명한다.

2. 주요 전망 전제

에너지 수요전망에 이용되는 주요 공통 전제로는 경제성장률, 국제유가, 냉·난방도일이 있다. 우선 국내총생산(GDP)은 코로나19의 확산으로 2020년에 1.1% 감소한 후, 2021년에는 내수 회복이 제한되는 가운데 상품 수출이 개선되며 3.1% 회복할 것으로 전제되었다.⁴⁾ 2020년에는 민간소비가 감소하고 건설투자가 정체된 모습을 보였지만, 2021년도에는 소비와 투자가 전년 대비 개선되는 모습을 보일 전망이다. 특히 설비투자는 반도체와 자동차업종 등 신성장 산업에 대한 투자가 지속되면서 회복 국면에 접어들 전망이다. 에너지 가격 전제의 기준이 되는 국제유가는 2020년에 35.3% 하락하겠으나 2021년에는 11.8% 상승하는 것으로 가정하였다.⁵⁾ 국제유가는 2020년에 코로나19의 충격에 의한 글로벌 경기 위축과 여행 제한 등으로 석유 수요가 급감하면서 전년 대비 대폭 하락할 전망이다. 2021년에는 세계 석유수요 회복으로 유가가 상승하겠으나 OPEC+ 감산 축소와 누적된 재고 부담으로 코로나19 이전 수준까지의 회복은 어려울 것으로 전망하였다. 그러나 2021년 2월에 들어서 유가가 배럴당 60달러 수준으로까지 상승하면서 기존 전제보다는 높아질 것으로 예측된다.

에너지 수요 전망을 위한 또 다른 중요한 자료인 기온은 2020년 11월 30일까지의 일평균 실적치를 사용하였고, 이후 전망 기간에 대해서는 과거 10년의 일평균 기온 평균값을 이용하였다. 이를 통해 난방도일과 냉방도일을 계산한 결과, 난방도일은 2020년과 2021년에 각각 1.2%, 4.8% 증가하고, 냉방도일은 2020년에 23.2% 감소, 2021년에는 12.6% 증가하는 것으로 전제되었다.

3) 본고를 작성한 시점인 2021년 1월 7일 현재 에너지경제연구원에서 작성하는 에너지밸런스는 2020년 9월까지 발간된 상태이며, 따라서 2020년 연간 에너지 소비량은 집계가 안 된 상황이다.

4) 국내총생산(GDP) 전제는 한국개발연구원(KDI)의 2020년 11월 ‘KDI 경제전망(2020년 하반기)’보고서를 기반으로 한다.

5) 2021년 상반기까지의 전망 수치는 에너지경제연구원의 ‘2020 하반기 국제 원유 시황과 유가전망’보고서(2020.7)를 참고하였고, 2021년 하반기 수치는 EIA의 ‘Short-term energy outlook’ 보고서(2020.11)를 이용하여 계산하였다.

표 1 전망의 주요 전제

구분	2019p	2020e			2021e		
		상반기	하반기	연간	상반기	하반기	연간
경제성장률(%)	2.0	-0.7	-1.5	-1.1	2.9	3.4	3.1
기준유가(US\$/bbl)	63.55	40.65	41.60	41.13	44.17	47.76	45.96
냉방도일(%)	-42.4	-	-26.2	-23.2	-	17.3	12.6
난방도일(%)	-9.8	-4.8	11.9	1.2	9.1	-1.8	4.8

주 : 1) p는 잠정치, e는 전망치

2) 경제성장률은 KDI(2020.11)를 이용, 국제유가(두바이유 기준)는 2020년 3분기까지의 실적과
에너지경제연구원의 국제유가 전망(2020.7)을 이용, 난방도일과 냉방도일의 기준온도는 각각 18°C, 24°C

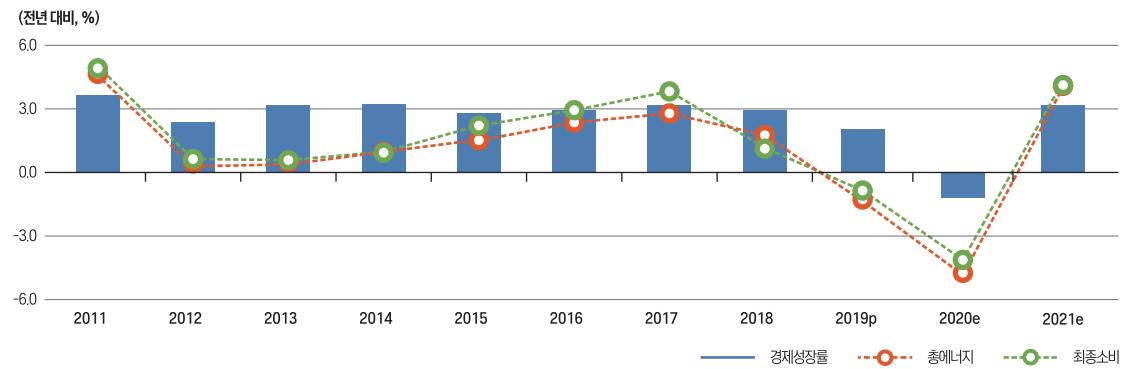
3. 2020~2021년 에너지 수요 전망

가. 총에너지 수요

위 전제를 이용하여 에너지 수요를 전망한 결과, 총에너지 수요는 2020년에 코로나19의 영향으로 전년 대비 4.6% 감소하나 2021년에는 전년 대비 4.1% 반등할 것으로 전망되었다. 총에너지 수요가 2019년에 이어 2020년에도 감소하면서 에너지밸런스 작성 이후 처음으로 총에너지 수요가 2년 연속 감소할 것으로 예상된다. 에너지원별로는 원자력과 신재생·기타 수요가 각각 전년 대비 7.0%, 6.1% 증가하는 반면, 석탄, 석유, 가스는 각각 9.7%, 5.1%, 5.7% 감소할 전망이다. 그러나 2021년에는 코로나19 백신 개발 및 보급 등으로 우리 경제 및 사회가 코로나19의 충격에서 서서히 벗어나며 총에너지 수요도 증가로 전환될 전망이다. 2021년에는 GDP가 전년 대비 3.1% 증가할 것으로 전제되었는데, 제조업과 서비스업이 점차 코로나19의 영향으로부터 회복되며 생산 활동이 활기를 되찾고 에너지 수요도 2년 연속 감소에서 벗어날 것으로 전망된다. 에너지원별 수요는 원자력, 석유, 가스, 신재생·기타 수요가 각각 전년 대비 11.5%, 4.4%, 7.5%, 6.8% 증가 하겠으나, 석탄은 발전용의 감소세가 이어지며 2.2% 감소할 전망이다.

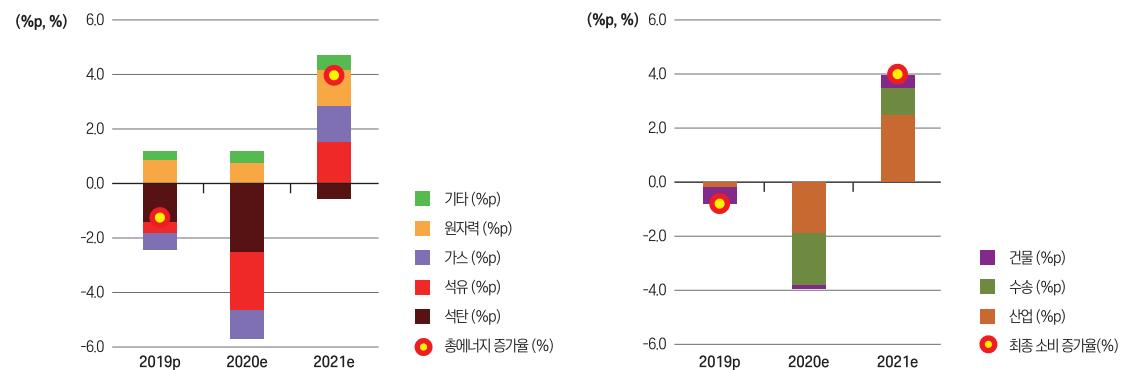
에너지 효율 지표로 활용되는 에너지원단위(toe/백만 원)는 2020년에도 2019년에 이어 2년 연속 빠르게 개선될 전망이다. GDP가 전년 대비 1.1% 감소하는 반면 총에너지는 4.6%나 감소하며 원단위가 3.6% 개선될 것으로 예상된다. 2019년의 에너지원단위 개선은 냉·난방도일이 전년 대비 감소한 것이 주된 요인이다. 2020년은 코로나19의 영향에도 정부 지원 확대로 GDP 하락폭이 크지는 않았으나, 사회적 거리 두기로 인한 산업 및 수송 부문의 에너지 수요 감소가 두드러지면서 개선된 것처럼 나타난 것으로 판단된다. 그러나 2021년에는 기저효과로 총에너지 소비가 GDP(3.1%)보다 빠르게 증가(4.1%)하면서 원단위가 소폭 악화될 전망이다.

그림 1 총 및 최종에너지 증가율 및 에너지원별, 부문별 기여도



주 : p는 잠정치, e는 전망치

그림 2 총 및 최종에너지 증가율 및 에너지원별, 부문별 기여도



주 : 총에너지 증가율(%)=원별 기여도(%p)의 합, 최종에너지 증가율(%)=부문별 기여도(%p)의 합

나. 에너지원별 수요

1) 석유

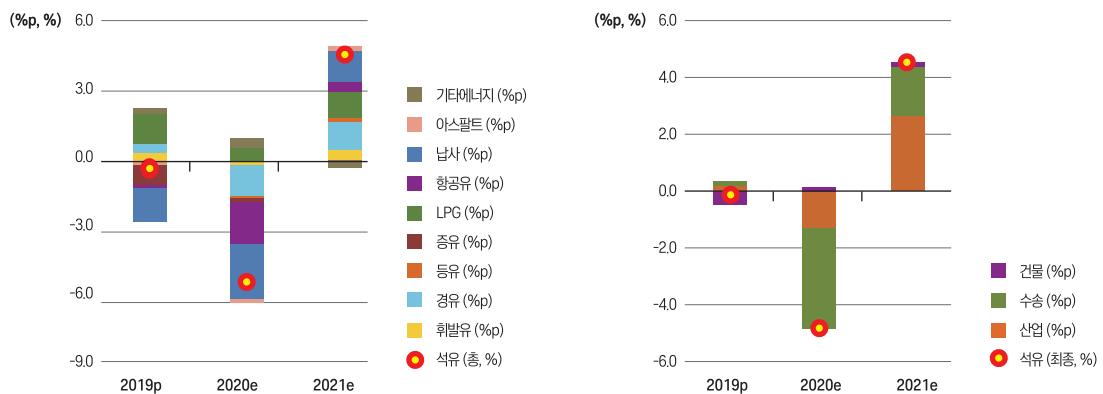
석유 수요는 2020년에는 코로나19에 따른 사회적 거리두기의 영향으로 수송 부문을 중심으로 전년 대비 5.1% 감소하겠으나, 2021년에는 산업과 수송 부문의 수요가 큰 폭으로 증가하여 전년 대비 4.4% 증가할 전망이다.

수송 부문 석유 수요는 2020년에는 코로나19의 영향으로 급감하여 전년 대비 11% 정도 감소할 것으로 예상된다. 특히 코로나19 확산이 전 세계적으로 본격화된 3월 이후 국제노선이 대부분 폐쇄되면서 국제선 항공 운항 편수가 80%가량 감소하여 항공유 수요가 전년 대비 46%가량 감소할 전망이다. 도로 수송용 유류 제품(휘발유 -3%, 경유 -7%)도 사회적 거리두기의 영향으로 감소할 전망이다. 그러나 2021년에는 백신 접종이 시행되고 이에 따라 이동 수요가 회복되며 수송 부문 석유 수요도 전년 대비 5% 중반 정도 증가할 것으로 보인다.

산업 부문 수요는 2020년에 코로나19로 인한 국내외 경기 위축과 롯데케미칼 대산 NCC 공장의 폭발사고(2020.3)로 인한 장기간 휴업 등으로 전년 대비 2% 정도 감소할 전망이다. 특히 NCC 공장 사고로 납사수요는 5% 가까이 감소하는 반면, 원료용으로 쓰이는 LPG 수요는 12% 이상의 증가세를 보일 전망이다. 2021년에는 경기가 회복되며 납사와 LPG 등 원료용 수요를 중심으로 석유 수요가 4% 정도 반등할 것으로 예상된다.

건물 부문 석유 수요는 2020년에 코로나19 유행 상황과 유가 변동에 따라 큰 폭의 증감을 반복하였으나 연간 전체로는 유가 하락의 영향으로 전년 대비 1.7% 증가할 전망이다. 2021년에는 코로나19의 백신 접종과 함께 서비스 활동이 회복되고 난방도일이 전년 대비 4.8% 증가하면서 석유 수요도 2% 정도 증가할 전망이다.

그림 3 총, 최종 석유 수요 증가율 및 석유제품별, 부문별 기여도



주 : 석유(총) 증가율(%)=유종별 기여도(%p)의 합, 최종에너지 증가율(%)=부문별 기여도(%p)의 합

2) 석탄

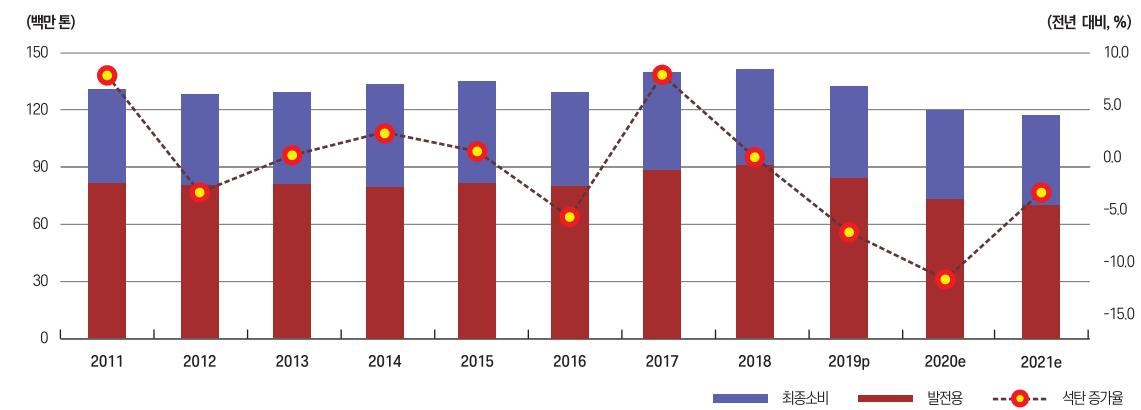
석탄 수요는 2020년에는 발전용과 제철용이 모두 급감하여 10% 가까이 감소하겠으나 2021년에는 발전용은 여전히 감소하는 반면 제철용이 기저효과 등으로 반등하여 2% 초반 감소에 그칠 전망이다.

발전 부문 석탄 수요는 2020년에 전력 수요 감소와 ‘겨울철 전력수급 및 석탄발전 감축 대책’에 따른 가동률 하락으로 전년 대비 10% 이상 감소할 전망이다. 2021년에는 석탄 발전 설비 증설 효과에도 불구하고 노후 석탄 발전소 폐지로 인해 그 효과가 상쇄되고 가동률도 미세먼지 저감 노력 등으로 지속 하락하여 여전히 전년 대비 5% 정도 감소할 전망이다. 2021년에는 준공이 연기되었던 신서천1호기와 고성하이1·2호기 등 3.1GW의 신규 유연탄 발전소가 진입하는 반면, 삼천포1·2호기, 호남1·2호기가 폐지될 예정이다. 2020년 11월 정부는 관계부처 협동으로 「제2차 미세먼지 계절관리제 시행계획」을 수립하여 2020년 12월부터 2021년 3월까지 석탄 발전 가동 중지 및 상한 제약을 실시하기로 하였으며, 노후 석탄화력발전소 조기폐쇄, 환경설비 지속 투자, 봄철 저유황탄 사용 등을 상시대책으로 제시하였다.

산업 부문 내 제철용 원료탄 수요는 2020년에 코로나19로 인한 경기 하락과 포스코 광양3고로의 장기간

개수공사(2020.2.12~7.10) 등으로 인해 대폭 감소하겠으나 2021년에는 우리나라를 비롯한 전 세계 철강 수요 산업 회복 등으로 철강 경기가 회복되어 반등할 것으로 기대된다. 시멘트용 유연탄 수요는 2020년에는 급감하였으나 2021년에는 건설 경기 회복과 기저효과 등으로 2% 정도 증가할 전망이다.

그림 4 용도별 석탄 소비 증가율 추이 및 전망



3) 가스

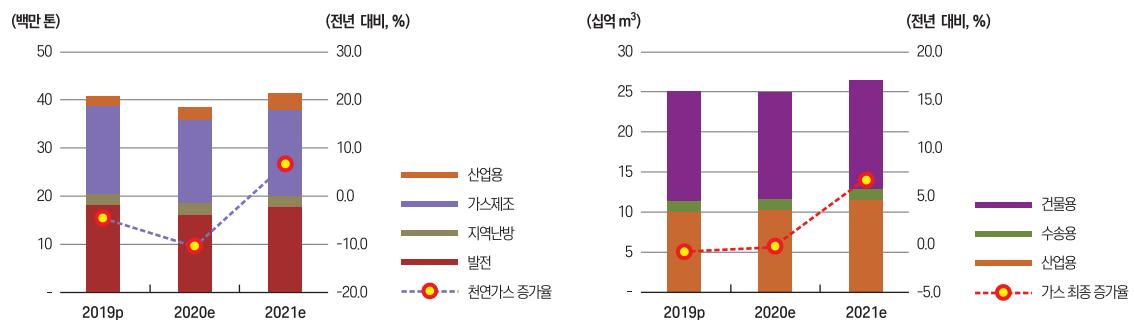
천연가스 수요는 2020년에 도시가스 제조용과 발전용 수요가 모두 감소하여 전년 대비 6% 정도 감소하겠으나 2021년에는 기저효과 등으로 도시가스와 발전용이 모두 증가하여 전년 대비 7% 이상 증가할 전망이다.

발전 부문 가스 수요는 2020년에 전기 수요가 3% 가까이 감소하고 신재생에너지 발전 증가 등으로 9% 정도 감소하겠으나 2021년에는 원자력을 중심으로 한 기저발전의 증가에도 불구하고 전기 수요가 다시 증가하면서 7% 정도 증가할 전망이다.

산업 부문의 가스 수요(직도입 천연가스 포함)는 2020년에 코로나19와 유가 급락으로 인한 가격경쟁력 약화의 영향에도 직도입 물량 증가의 영향으로 소폭 증가할 전망이며, 2021년에는 산업 생산 회복과 기저효과 등으로 전년 대비 10% 이상 증가할 전망이다. 특히 산업 부문 천연가스 직도입 물량은 고려아연이 2020년 말부터 연간 28만 톤, 한화케미칼이 2021년 상반기부터 연간 12만 톤을 도입할 예정이어서 지속적으로 빠르게 증가할 전망이다.

건물 부문 도시가스 수요는 2020년에 소폭 감소하였는데, 가정 부문에서는 재택시간 증가로 인해 증가한 반면, 상업·공공 부문에서는 코로나19로 인한 생산 활동 부진으로 감소하는 패턴을 보였다. 그러나 2021년에는 겨울철 추운 날씨로 인한 난방도일 증가와 경기 회복 등으로 3% 이상 증가할 전망이다.

그림 5 용도별 천연가스, 부문별 가스 최종 소비 추이 및 전망



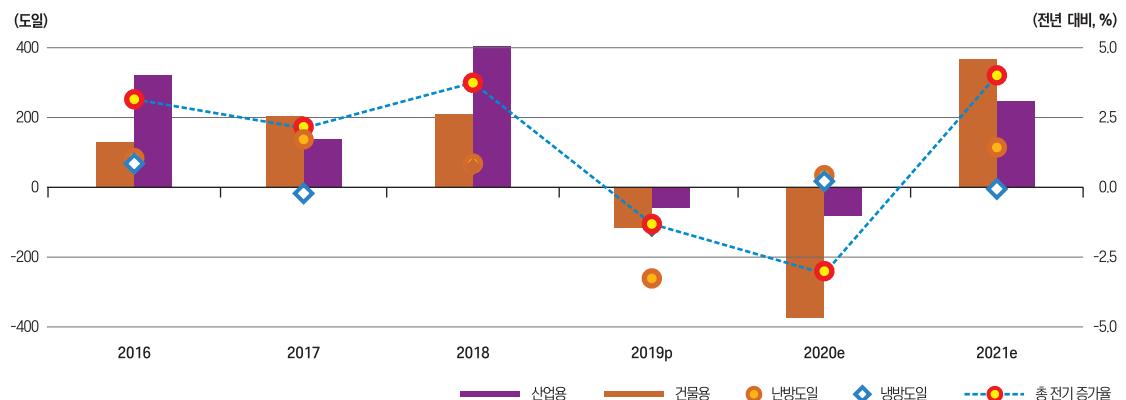
주 : 산업용 최종 소비는 도시가스와 천연가스의 합

4) 전기

전기 수요는 2020년에는 산업과 상업 부문을 중심으로 전년 대비 3% 가까이 감소하겠으나 2021년에는 경제 회복과 2년 연속 감소에 따른 기저효과 등으로 전년 대비 4% 가까이 반등할 것으로 예상된다.

산업 부문 전기 수요는 2020년에 코로나19로 인한 전 세계적 경기 침체에 따른 제조업 생산 활동 둔화로 4%대의 감소율을 보이겠으나 2021년에는 코로나19의 충격에서 서서히 벗어나면서 경기가 반등하여 4% 이상 증가할 것으로 기대된다. 특히 산업용 전기 수요가 2019년과 2020년 2년 연속 감소한 데 따른 기저효과가 크게 작용할 것으로 판단된다.

그림 6 부문별 전력 소비 증가율 및 냉·난방도일 변화



주 : 냉·난방도일은 전년 대비 증감

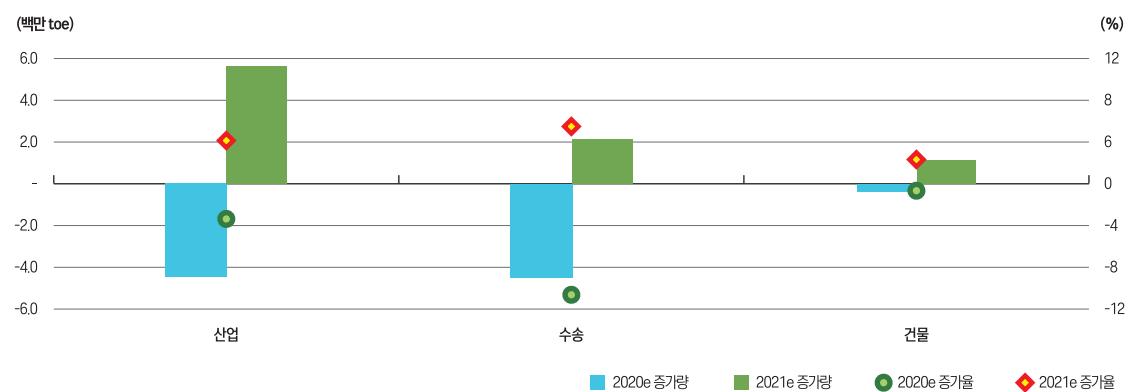
상업 부문에서도 2020년에는 사회적 거리두기 등의 영향으로 생산 활동이 대폭 감소하며 전기 수요가 감소하는 반면, 2021년에는 우리 사회가 코로나19로부터 서서히 회복되며 전기 수요도 반등할 것으로 예상된다. 가정 부문에서는 코로나19의 영향이 다른 부문에서와는 반대로 나타날 것으로 예상된다. 즉, 2020년에는 재택시간이 늘어나며 전기 수요가 5% 정도 증가하겠으나 2021년에는 난방도일과 냉방도일의 증가에도 불구하고 전년의 기저효과로 소폭 감소할 전망이다.

다. 최종 소비 부문별 수요

최종 소비 부문 에너지 수요는 2020년에 전년 대비 3.9% 감소하겠으나 2021년에는 전년 대비 4.0% 증가할 전망이다. 산업 부문 에너지 수요는 2020년에 코로나19의 영향으로 산업 생산 활동이 위축되며 3% 정도 감소하겠으나 2021년에는 경제가 회복됨에 따라 4% 정도 증가할 전망이다. 2020년 산업 부문 에너지 수요는 석유화학과 1차 금속의 부진으로 소비 비중이 높은 납사와 원료탄이 각각 5%, 4% 정도 감소하고, 전반적 제조업 경기 부진으로 전기 수요도 4% 중반으로 감소하여 전체 에너지 수요 감소를 주도할 전망이다. 그러나 2021년에는 경제 회복으로 인한 생산 활동 증가와 전년의 에너지 수요 감소에 따른 기저효과가 크게 작용하며 모든 에너지원의 수요가 증가로 전환될 것으로 예상된다.

수송 부문 수요는 2020년에 코로나19의 영향으로 인해 도로와 항공 부문을 중심으로 전년 대비 10% 중반 감소하겠으나, 2021년에는 하반기를 중심으로 이동 수요가 회복되어 에너지 수요가 5% 이상 증가할 것으로 예상된다. 2020년에는 연초 유가 급락에 따른 가격 효과에도 불구하고, 코로나19로 인한 사회적 거리 두기와 국제 이동 급감 등의 영향으로 도로 부문과 항공 부문의 에너지 수요가 빠르게 감소할 전망이다. 2021년 초까지는 코로나19의 영향이 지속되겠으나 상반기 중 국내외 백신 접종이 시행되고 하반기에 들어서며 여행 및 이동 수요가 본격적으로 회복되며 수송 부문 에너지 수요도 회복될 것으로 전망된다.

그림 7 2020년, 2021년 최종소비 부문별 수요 증감량과 증가율



주 : e는 전망치, 건물은 가정, 상업, 공공 부문의 합

건물 부문에서는 코로나19의 영향이 가정 부문과 상업 부문에서 각각 다른 방향으로 나타나는 가운데, 냉난방도일의 영향으로 에너지 수요가 2020년에는 정체되겠으나 2021년에는 전년 대비 2% 중반으로 증가할 전망이다. 2020년에는 코로나19로 상업 부문에서는 도·소매, 음식·숙박, 공연·예술·스포츠 등의 업종을 중심으로 전반적인 생산 활동이 감소하여 에너지 소비가 빠르게 감소하겠으나 가정 부문에서는 재택시간이 증가하며 에너지 수요가 증가할 것으로 전망된다. 2021년에는 코로나19의 영향이 소멸됨에 따라 전년 증감에 따른 기저효과는 상업 부문에서는 증가요인, 가정 부문에서는 감소요인으로 작용할 것으로 예상

된다. 상업 부문과 가정 부문의 에너지 수요 증감이 서로 상쇄되는 가운데, 냉방도일과 난방도일은 2020년에 각각 전년 대비 -23.2%, 1.2%, 2021년에 각각 12.6%, 4.8%로 증감하여 건물 부문 에너지 수요의 주요 변화 요인으로 작용할 전망이다.

4. 코로나19의 영향

가. 산업 부문

코로나19가 산업 부문 에너지 수요에 미치는 영향은 크게 직접적인 영향과 간접적인 영향으로 나눌 수 있다. 직접적인 영향은 산업 현장에서의 코로나19 확진자 발생에 따른 공장 가동 중단을 의미하며, 간접적인 영향은 코로나19로 인한 국내외 제품 수요 감소로 생산이 둔화되는 부분을 의미한다. 우리나라에서 코로나19가 산업 부문에 미친 영향은 직접적인 영향보다는 간접적인 영향이 더 큰 것으로 판단된다. 코로나19가 전국적으로 확산됨에 따라 생산라인 근로자의 확진으로 공장 가동이 중단되는 사례가 산발적으로 발생하고 있으나, 대부분의 경우 공장 가동 중지는 1~3일 정도에 그쳐 에너지 소비에 큰 영향을 미치지는 않는 것으로 판단된다. 예를 들어 국내 코로나19 확산 초기부터 삼성전자 구미사업장은 4명의 확진자가 발생하여 2월 22~24일, 2월 29~3월 3일 오전까지 가동을 중단한 바 있으며, LG이노텍 구미IA 공장에서도 확진자가 발생하여 3월 1~2일까지 공장 가동을 중단하였다. 또한, LG디스플레이에서도 확진자가 발생하여 3일 간 일부 생산시설의 가동이 중단되었고, 현대건설기계 2공장에서도 확진자 발생으로 3월 3일 저녁 10시부터 5일까지 생산 시설이 폐쇄되었다. 최근에도 코로나19 확진자 발생으로 인해 현대차 전주공장(12.8), 현대차 울산4공장(12.30) 등의 가동 중지 사례가 발생하고 있으나 가동 중단 기간이 짧아 에너지 수요에 미치는 영향은 크지 않을 것으로 예상된다.

이러한 직접적인 영향보다도 전 세계적 코로나19 확산으로 인해 국내외 수요가 감소하고 국내 제조업 생산 활동이 위축되는 등의 간접적 영향으로 산업 부문 에너지 소비는 빠르게 감소하였다. 코로나19의 전 세계적 확산이 본격화된 4~6월의 수출은 각각 25.6%, 23.8%, 10.8% 감소하였고, 이러한 영향으로 광공업 생산지수는 각각 5.0%, 9.8%, 0.5% 하락하였다. 이에 따라 산업 부문 에너지 소비는 1분기 0.5% 감소에 그쳤으나 2분기에는 3.4% 감소로 감소폭이 크게 확대되었다. 2분기를 기준으로 주요 업종별 생산지수를 살펴보면 ICT업종은 여전히 상승했으나 상승세가 둔화되었고, 에너지 다소비 산업인 철강과 석유화학은 각각 14.0%, 7.5% 하락하였다. 이러한 영향으로 철강, 석유화학, 조립금속의 2분기 에너지 소비는 각각 9.0%, 1.1%, 4.2% 감소하였다.

향후에도 산업 부문 에너지 수요는 국내뿐만 아니라 전 세계 코로나19 상황에 영향을 받을 전망인데, 이는 국내 산업 활동의 수출의존도가 높기 때문이다. 2021년도에 백신 접종이 시작되고 이로 인해 코로나19의 영향이 점차 소멸된다면 하반기부터는 생산 활동이 회복되며 에너지 수요도 증가할 것으로 예상된다.

나. 수송 부문

수송 부문은 코로나19의 영향을 직접적으로 받으며 2020년에 에너지 소비가 크게 줄었다. ‘거리두기’의 단계에 따라 변동이 있었으나, 코로나19 발생 이후 이동 수요가 전반적으로 크게 감소하였다. 2020년 고속도로 교통량은 전년 대비 3.9% 감소하였고, 국내와 국제 항공편은 전년 대비 각각 11.8%와 68.3% 감소하였다. 에너지 소비도 비슷한 수준으로 감소할 전망인데, 특히 항공 유 소비 감소가 두드러질 전망이다. 도로 수송에서는 코로나19 감염 공포에 따른 ‘대중교통 회피·자가용 선호’ 경향이 관찰되고 있는데, 에너지 소비 패턴에서 그 영향은 명확하지 않은 것으로 나타났다. 버스의 경우 일부 운행 횟수를 축소하고는 있으나 노선 운영이 경직적이어서 승객 수가 감소하였음에도 운행을 유지하여 연료 소비량 감소에 바로 반영되지 않는 것으로 판단된다. 그러나 앞으로 승객 수가 지속적으로 감소하여 운행 횟수와 노선이 대폭 축소된다면 에너지 수요에도 영향이 나타날 것으로 전망된다.

2021년에는 코로나19 백신 접종이 본격화되고 경제가 회복되면서 이동 수요도 증가할 전망이나, 항공 부문의 경우는 다른 나라의 백신 접종 상황과 개방 여부에 따라 회복이 상당 기간 지연될 것으로 예상된다. 국내의 도로 부문 이동 수요는 백신 접종의 효과가 나타나고 경기가 살아나면 바로 회복될 가능성이 높지만, 해외로의 이동은 다른 나라, 특히 개발도상국의 코로나19 접종 상황에 따라 국경 통행 재개가 지연될 전망이므로 항공 부문 에너지 수요는 여전히 정체될 전망이다.

다. 건물 부문

코로나19가 건물 부문 에너지 소비에 미친 큰 영향은 가정 부문 소비 증가와 상업·공공 부문의 소비 감소 패턴을 야기한 것이다. 이러한 현상은 국제 유가 급락 등으로 수요가 급증하면서 에너지 소비 패턴 변화에 왜곡을 일으킨 석유 수요를 제외하면 더욱 확연하게 나타난다. 건물 부문 석유 소비는 유가가 급락했던 2020년 5월에만 56.1% 증가하였고, 6월에도 14.5% 증가하였는데, 이러한 소비 급증은 석유 소비 통계 자체가 소비량 자료가 아닌 판매량 자료인 것과 석유는 전기나 가스와는 다르게 저장이 가능하다는 특징 때문에 가격이 저렴할 때 소비자들이 대량으로 구입했기 때문인 것으로 판단된다.

석유를 제외한 나머지 에너지원으로 분석해 보면 가정 부문의 소비는 증가하고 상업·공공 부문의 소비는 감소하는 패턴이 확연하게 나타난다. 코로나가 본격화된 3~6월의 실적을 보면 가정 부문 전기 소비는 전년 대비 7.0%, 도시가스는 5.3%, 열은 8.5% 증가한 반면, 상업·공공 부문 전기 소비는 2.1%, 도시가스는 14.3%, 열은 2.5% 감소하였다. 가정 부문 소비 증가는 사회적 거리두기로 인해 외부활동을 자제하고 집에 머무는 시간이 증가한 것이 주된 요인이었다. 상업·공공 부문 소비 감소는 대면 서비스업종을 중심으로 운영 시간 단축, 휴·폐업 등이 늘어나고, 대학교와 초·중·고등학교 수업이 대부분 온라인으로 전환되었으며, 지자체의 체육시설이나 도서관 등도 일정 기간 휴관한 것이 주된 요인이었다.

2021년에는 코로나19 확산 정도와 백신 보급 시기에 따라 건물 부문 소비에 변화가 클 전망이다. 1분기에 는 코로나19의 3차 유행으로 확진자 수가 급증했던 것과 사회적 거리두기가 격상된 것, 그리고 겨울철 기

온이 낮았던 것의 영향 등으로 에너지 소비 증가와 더불어 위와 같은 패턴이 지속될 전망이다. 이후에도 코로나19 백신 접종이 본격화되고 사회적 거리두기가 점차 완화된다면 가정 부문에서는 증가하고 상업·공공 부문에서 감소하는 패턴이 점차 완화되겠지만, 코로나19가 완전히 종식되기 전까지는 그 변화가 빠르지는 않을 것으로 판단된다.

5. 결론

본고에서는 2020~2021년 에너지 수요 전망에 대해 논의하였다. 2020년에는 코로나19의 영향으로 최종 소비 전 부문에서 에너지 수요가 감소하고, 에너지원별로도 신재생과 원자력을 제외한 모든 에너지원의 수요가 감소할 것으로 예상된다. 그러나 2021년에는 우리 사회가 코로나19의 그늘에서 서서히 벗어나며 경제가 회복되고 에너지 수요도 덩달아 반등할 것으로 보인다. 모든 최종 소비 부문에서 에너지 수요가 증가할 것으로 기대되며, 에너지원별로는 발전용 때문에 수요 감소세가 지속되는 석탄을 제외하고, 다른 모든 에너지원이 증가로 전환될 전망이다.

그러나 이러한 전망 결과는 서두에 언급한 경제, 에너지 가격, 기후 등의 전제를 기반으로 도출한 결과이다. 특히, 경제와 에너지 가격 변수는 향후 코로나19 사태가 어떻게 전개될지에 따라 큰 영향을 받을 수밖에 없다. 이러한 전제 외에도 코로나19 상황에 따라 ‘사회적 거리두기’ 등의 정부 지침이 달라지며 사람들의 행태가 영향을 받는다. 따라서 본고의 내용은 코로나19라는 특수한 상황 가운데 작성된 것이며, 코로나19 상황 변화를 고려하여 본고의 내용을 해석 및 활용할 것을 당부하며 글을 맺고자 한다.

표 2 총에너지 소비 추이 및 전망

구분	2019p	2020e			2021e		
		상반기	하반기	연간	상반기	하반기	연간
총에너지 (백만 toe)	303.7 (-1.2)	145.5 (-4.1)	144.3 (-5.1)	289.8 (-4.6)	149.6 (2.8)	152.1 (5.4)	301.7 (4.1)
석탄 (백만 톤)	133.0 (-5.7)	55.9 (-11.3)	64.2 (-8.3)	120.0 (-9.7)	53.4 (-4.5)	64.0 (-0.2)	117.4 (-2.2)
석유 (백만 bbl)	927.9 (-0.4)	441.7 (-3.0)	439.1 (-7.1)	880.8 (-5.1)	448.6 (1.6)	470.9 (7.2)	919.5 (4.4)
LNG (백만 톤)	40.9 (-3.2)	20.9 (-2.5)	17.7 (-9.2)	38.6 (-5.7)	22.6 (8.0)	18.6 (6.9)	41.5 (7.5)
수력 (TWh)	6.2 (-14.1)	3.2 (5.7)	3.9 (21.4)	7.1 (13.8)	3.3 (3.0)	4.5 (14.7)	7.8 (9.4)
원자력 (TWh)	145.9 (9.3)	82.1 (2.8)	74.1 (12.1)	156.2 (7.0)	93.5 (13.9)	80.6 (8.8)	174.1 (11.5)
신재생·기타 (백만 toe)	18.3 (6.7)	9.6 (3.7)	9.8 (8.5)	19.4 (6.1)	10.2 (6.5)	10.5 (7.1)	20.6 (6.8)

주 : p는 잡정치, e는 전망치, ()는 전년 대비 증가율(%)

자료 : 에너지경제연구원

표 3 최종 소비 추이 및 전망

구분	2019p	2020e			2021e		
		상반기	하반기	연간	상반기	하반기	연간
최종 소비 (백만 toe)	231.0 (-0.8)	112.8 (-3.4)	109.2 (-4.4)	221.9 (-3.9)	115.4 (2.3)	115.5 (5.8)	230.8 (4.0)
석탄 (백만 톤)	48.2 (-2.1)	22.0 (-9.0)	23.5 (-2.3)	45.5 (-5.6)	22.9 (4.3)	23.7 (0.9)	46.7 (2.6)
석유 (백만 bbl)	918.6 (-0.2)	438.9 (-2.4)	436.3 (-6.9)	875.2 (-4.7)	446.2 (1.7)	468.0 (7.3)	914.2 (4.5)
도시가스 (백만 m ³)	23.3 (-4.1)	12.7 (-6.8)	9.4 (-2.0)	22.2 (-4.8)	13.0 (2.3)	9.8 (3.8)	22.8 (2.9)
전력 (TWh)	520.5 (-1.1)	252.3 (-2.9)	253.1 (-2.9)	505.4 (-2.9)	260.1 (3.1)	264.6 (4.5)	524.7 (3.8)
기타 (백만 toe)	9.3 (2.6)	4.7 (-0.6)	4.7 (2.7)	9.4 (1.0)	4.9 (2.7)	4.9 (3.2)	9.7 (2.9)
산업 (백만 toe)	142.6 (-0.2)	69.0 (-1.9)	69.2 (-4.2)	138.2 (-3.1)	70.8 (2.6)	73.1 (5.6)	143.9 (4.1)
수송 (백만 toe)	43.0 (0.0)	19.1 (-11.2)	19.5 (-9.5)	38.5 (-10.3)	19.3 (1.4)	21.3 (9.7)	40.7 (5.6)
건물 (백만 toe)	45.4 (-3.2)	24.7 (-0.8)	20.5 (-0.2)	45.2 (-0.5)	25.2 (2.1)	21.0 (2.7)	46.2 (2.4)

주 : p는 잡정치, e는 전망치, ()는 전년 대비 증가율(%)
자료 : 에너지경제연구원

참고문헌

국내 문헌

- KDI. “KDI 경제전망 2020 하반기.” 2020.11.
- 관계부처 합동. “제2차 미세먼지 계절관리제 시행계획(안).” 2020.11.2.
- 에너지경제연구원. “에너지경제연구원 유가 전망.” 2020.7.
- 에너지경제연구원. 에너지통계월보 각호
- 에너지경제연구원. KEEI 에너지수요전망(2020년 하반기)

해외 문헌

- EIA. “Short-term Energy Outlook.” 2020.11.

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 회수 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 위험요인이 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 의무비율 및 EERS 의무비율이 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 것인가 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 적정한 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 수익은 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 신재생에너지 법 개정안이 통과되었다. 이투뉴스, "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 투자보수율 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 적정한 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 사라졌다 는 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 달성을 할 수 있다.

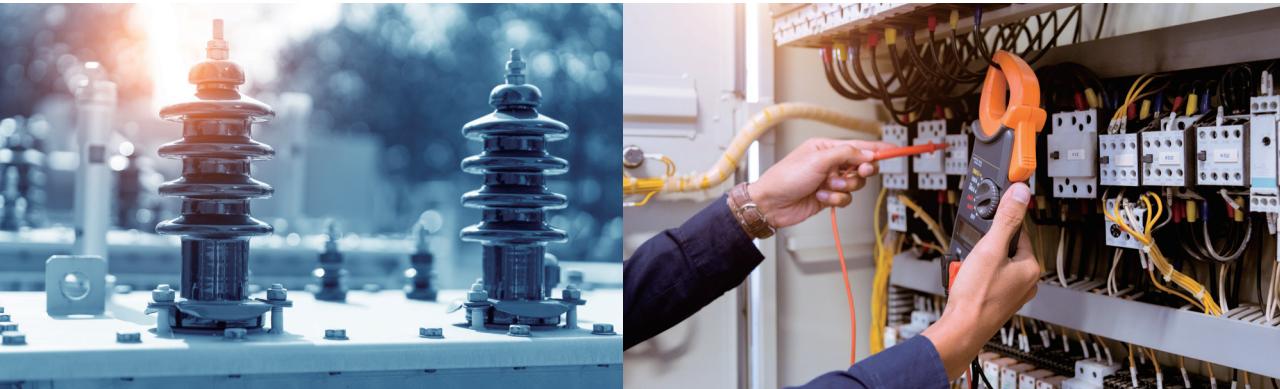


표 1 미국의 목적별 요금규제 수단

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 요금부과 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 달성을 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 유트리티도 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 유트리티 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 돋기 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 요율을 부과하는 전력량요금의 형태로 회수된다. 하지만 이러한 2부 요금체계를 적용하는 대부분의 유트리티는 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, 유ти리티 입장에서는 전력판매량의 변동에 따라 주요한 수익변동 위험에 노출되는 문제가 발생한다. 소비자들의 전력사용량이 당초 기대에 미치지 못하면 사업자는 고정비용을 제대로 회수하지 못하게 되며, 반대로 유ти리티의 예상을 뛰어넘는 전력 판매실적을 기록할 경우에는 고정비용을 초과 회수하여 규제기관으로부터 허용받은 투자보수율보다 높은 수준의 수익률을 얻게 되는 것이다. 에너지효율 향상 관련 제도는 유ти리티의 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 살펴보자 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 유ти리티의 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 유ти리티가 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 요금 단가를 16.0센트/kWh로 인상해야 하며, 실제 판매량이 8,500만 kWh를 기록하여 예상을 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 가능성성이 높후하고, 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

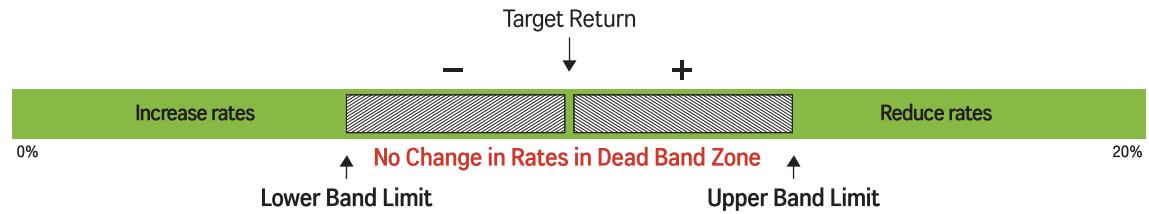
Formular Rate Plans(FRP)는 주기적으로 이뤄지는 요금심사와 관계없이 규제대상 기업의 실제 수익률이 허용된 수익률 범위를 벗어날 경우 요금변동이 이뤄지는 방식을 의미한다. 디커플링이 판매량 차이에 따른 효과만을 고려한다면, FRP는 판매량 변동뿐만 아니라 비용요소의 변화까지 포함한 수익률 자체의 변화가 생길 경우 요금을 조정한다. [그림 1]에 묘사된 바와 같이 수익률이 일정 구간을 벗어나면 요금조정이 이뤄지나 요금 상한 또는 하한에 대한 별도의 제약이 존재하기도 한다.

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 번도를 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 살펴봤는데, 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, 비용뿐만이 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 항으로 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 비용 항목을 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 DSIRE^[13] 홈페이지^[14]에서 제공된 1차 자료를 참고하여 정리한 것임을 밝혀둔다.

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 NYSERDA^[15]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 정수 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 기준의 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 NYSERDA 뿐만 아니라 유틸리티 또한 재생에너지 공급인증서 구매자로서의 역할을 수행하게 되며, NYSERDA는 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 발생된 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 운영에 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 의무비율이 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 달성을 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.

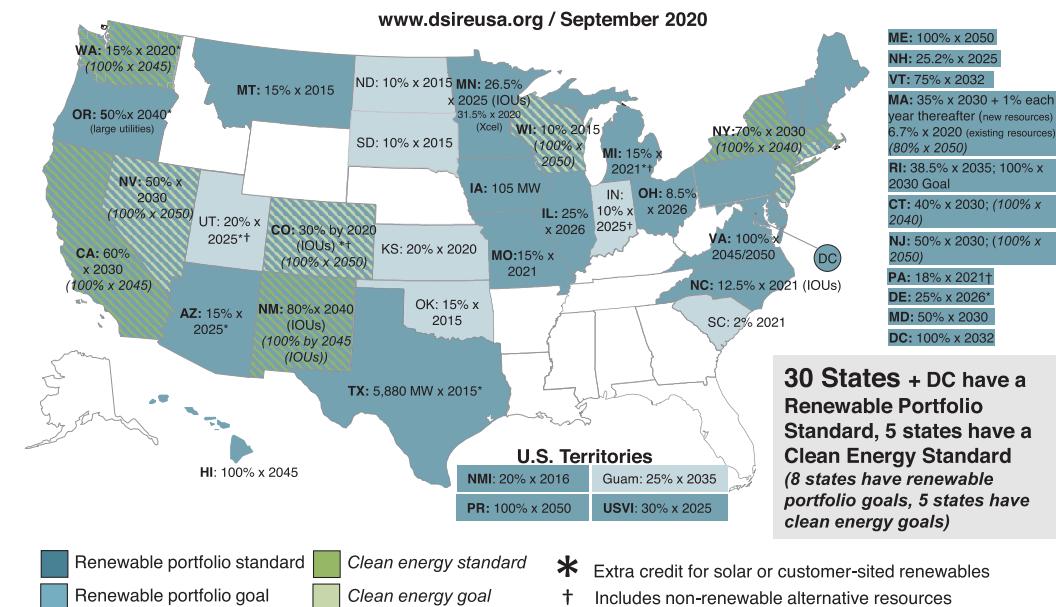
21) Renewable Energy Standard Tariff

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 운영하고 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 재생 에너지 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(Publis 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 사용되다 보니 이로 인해 소비자 특히 주택용 수용자가 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 kVa당 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 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 Energy 와 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 산정과정 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 규제 요금 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 2022년 까지 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 투자보수율 규제에 따라 요금수준 및 요금체계가 정해져 왔다. 이러한 요금규제 방식 아래에서는 주기적인 총괄원가 산정과 예상 판매물량에 대한 검토를 통해 요금을 정하고 요금 적용 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 정책 비용이 적절하게 회수되지 못할 경우에는 사업자의 정책 목표 달성을 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.
- 정연제, “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, 에너지경제 연구원, 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

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

웹사이트

- 한국전력공사 홈페이지, “원가연계형 요금제(기후환경요금)”, <https://cyber.kepco.co.kr/ckeprco/front/jsp/CYH/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).

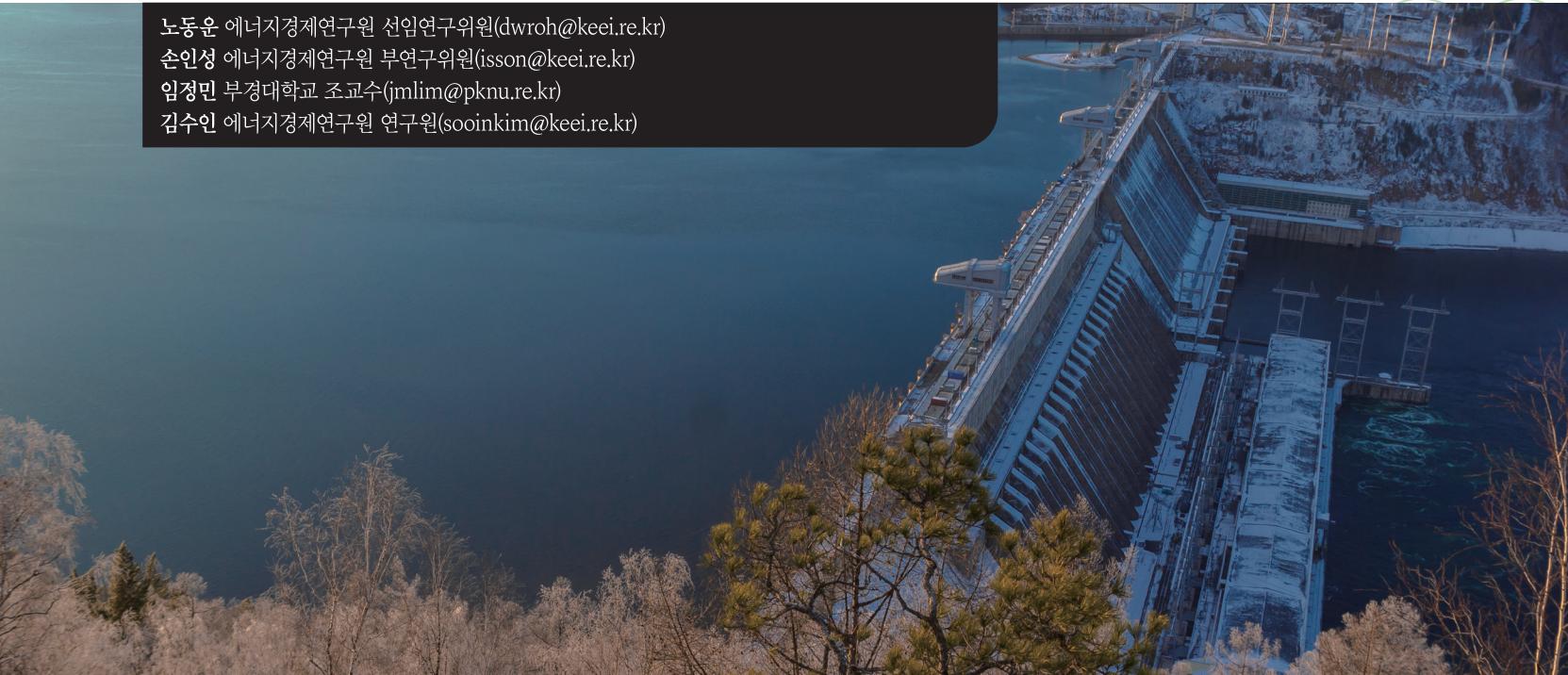
개도국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 추정 칠레, 페루, 베트남, 스리랑카를 중심으로

노동운 에너지경제연구원 선임연구위원(dwroh@keei.re.kr)

손인성 에너지경제연구원 부연구위원(isson@keei.re.kr)

임정민 부경대학교 조교수(jmlim@pknu.re.kr)

김수인 에너지경제연구원 연구원(sooinkim@keei.re.kr)



1. 서론

2015년 12월 프랑스 파리에서 개최된 제21차 기후변화협약당사국총회(COP21)¹⁾에서는 파리협정(Paris Agreement)이 체결되었다. 선진국(부속서 I 국가)만 온실가스 감축에 참여했던 교토의정서 체제와 달리 파리협정체제에서는 개도국(비부속서 I 국가)도 기후변화 대응노력에 참여해야 한다. 3년간의 논의를 거쳐 2018년 12월 폴란드 카토비체에서 개최된 제24차 기후변화협약당사국총회(COP24)에서는 제6조 시장메커니즘을 제외한 파리협정 이행을 위한 세부이행규칙(rulebook)이 마무리되었다.

파리협정 제6조인 시장메커니즘의 세부이행규칙은 다음 해인 2019년 12월 스페인 마드리드에서 개최된 제25차 기후변화협약당사국총회(COP25)에서 마무리될 예정이었으나 합의에 도달하지 못했다. 따라서 2020년 12월에 개최될 제26차 기후변화협약당사국총회(COP26, 2020.12, 영국 글래스고우)에서 논의가 마무

1) 유엔 기후변화협약당사국총회(COP, Conference of Parties)는 기후변화협약 관련 최고의 의사결정기구이다.

리될 예정이었으나 코로나 바이러스로 인해 제26차 기후변화협약당사국총회가 2021년 11월로 연기됨에 따라 시장메커니즘의 세부이행규칙은 2021년 말에 완료될 것으로 예상된다.

파리협정 제6조의 시장 메커니즘에는 협력적 메커니즘과 지속가능 메커니즘 및 비시장 메커니즘이 정의되어 있다. 협력적 메커니즘은 일본의 양자 협력사업(JCM)과 같이 국가와 국가 간 협력을 통해 온실가스를 감축하고 그 결과를 활용하는 제도이다. 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제의 청정개발제도(CDM)와 유사한 제도로서 유엔의 중앙집권적인 구조를 통해 온실가스 감축사업이 관리되고 감축결과가 시장에서 거래되는 제도이다. 비시장 메커니즘은 지속가능 개발에 대한 기여 차원에서 사업이 추진되지만 온실가스 감축사업의 결과는 거래되지 않는 제도이다. 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래된다는 점에서 협력적 메커니즘과 지속가능 메커니즘을 파리협정의 시장 메커니즘이라고 정의할 수 있다.

주요 선진국과 개도국들이 탄소중립을 선언하고 있으며, 이를 반영한 장기저탄소개발전략(LEDS)을 유엔에 제출하고 있다. 2030년의 감축목표를 설정한 자발적 기여(NDC)가 파리협정의 장기 온도상승 목표를 달성하기 어려울 것으로 평가되고 있어 2023년에 파리협정의 지구적 이행점검(global stock taking)이 시행되면 자발적 기여를 강화해야 한다는 요구가 더욱 강하게 제기될 것으로 예상된다. 2030년의 감축목표 강화와 2050년의 탄소중립 선언으로 온실가스 감축노력이 강화되면 파리협정의 시장 메커니즘 활용이 활성화될 것으로 예상된다.

우리나라는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용하여 16.2배만 CO₂톤을 확보할 계획이다. 국제탄소시장 활용에는 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안과 해외 온실가스 감축사업에 투자하는 방안이 가능할 것으로 예상된다. 지속가능 메커니즘의 방법론은 교토의정서 청정개발제도(CDM)의 방법론을 기반으로 개발될 예정(파리협정 6.4조 초안, 2019.12)이며, 협력적 메커니즘의 방법론 개발에 대한 구체적인 지침은 없지만 온실가스 감축결과 역시 경제적 타당성을 기반으로 발생될 것으로 예상된다. 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래되는 교토 메커니즘 중에서 CDM이 가장 활발하게 추진되었으며, 일부 CDM 사업과 감축결과(CER)는 파리협정의 시장 메커니즘으로 이전될 계획이다(파리협정 6.4조 초안, 2019.12).

2030년 온실가스 감축목표 달성에 필요한 해외 온실가스 감축결과를 비용 효과적으로 확보하기 위해서는 감축비용에 대한 분석이 필요하다. 우리나라가 베트남, 미얀마, 스리랑카, 칠레, 페루 등 5개 국가와 기후변화 양자협력을 추진하고 있기 때문에 이들 국가에서 온실가스 감축사업을 추진할 가능성이 높다. 본 원고에서는 우리나라와 양자협력이 추진되고 있는 국가 중에서 자료 이용이 가능한 4개 국가(칠레, 페루, 베트남, 스리랑카) 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 추정하고 국가 간 비교를 분석하기로 한다. 소수력발전은 발전설비 능력이 15MW 이하인 사업으로서 우리나라가 감축사업으로 추진 가능한 사업이다.

2. 분석 방법론

가. 방법론 개요

CDM의 추가성(additionality)을 평가하는 방법에는 최초기술 분석법, 장애요인 분석법, 투자분석법, 일상

활동 분석법이 있다. 추가성 평가에는 장애요인 분석법과 투자분석법 중에서 하나를 적용할 수 있으며, 일상활동 분석법은 추가성 평가의 신뢰도를 향상시키기 위해 보조적으로 사용되는 평가 절차이다(Lambert Schneider, 2009)²⁾. 투자분석법(investment analysis)은 추가성 평가 방법 중에서도 경제적 추가성을 평가하는 방법이라고 할 수 있다.

투자분석법은 CDM 사업에서 발생되는 온실가스 감축결과(CER)를 판매하지 않으면 CDM 사업의 경제적 타당성이 확보되지 않는다는 점을 입증하는 방법이다. 즉, CER 판매가 이루어질 경우에만 CDM 사업의 경제적 타당성이 확보될 수 있다는 점을 말해주고 있다. 본 연구에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 추정하는 방법으로서 투자분석법의 정보를 활용하기로 한다. CDM 사업의 경제적 타당성이 확보된 경우의 CER 판매단가를 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의했으며 비용은 모두 2019년 가격으로 전환했다.

나. 투자 분석법을 이용한 감축비용 추정 방법론

투자분석법은 제안된 CDM 사업이 최소 한 개 이상의 다른 대안에 비해 경제적으로 가장 매력적이지 않거나 혹은 제안된 사업이 경제적으로 매력적이지 않다는 점을 증명하는 방법이다. 제안된 CDM 사업이 가장 매력적이지 않거나 매력적이지 않다고 평가되면 사업이 추가적(additional)이라고 평가되어 CDM 사업으로서의 자격을 갖추게 된다. 즉, 투자분석법은 CER 판매수입이 없다면 투자가 투자 대상 선정 시 제안된 CDM 사업을 선호하지 않고 다른 사업을 선호할 것이라는 점을 증명하는 방법이다. 추가적이라는 의미는 제안된 사업이 CDM 사업으로 등록되어 발생된 감축실적(CER)을 판매할 경우에만 경제적 타당성을 갖게 된다는 의미이다.

투자분석법에는 단순비용분석(simple cost analysis), 투자비교분석법(investment comparison analysis), 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)이 사용되고 있다(Lambert Schneider, 2009).

단순비용분석법은 CDM 사업의 감축결과인 CER 이외의 수입(전력판매수입 등)이 없을 경우에 적용되는 방법으로서, 제안된 사업으로 인해 추가적인 비용이 발생된다는 점을 입증하는 방법이다. 추가적인 비용이 발생하면 사업이 추가적이라고 평가된다.

투자 비교분석법은 CER 이외의 수입이 있을 경우, 그리고 사업의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 적용되는 방법론이다. 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 다른 대안의 지표보다 양호하지 않으면 제안된 사업이 추가적이라고 평가된다. 그러나 전력망에 전력을 공급하는 태양광이나 풍력발전사업은 대안적인 사업에서도 비슷한 산출물(전력)을 생산한다는 점에서 투자비교 분석법을 사용하지 않고 내부수익률 방법을 적용해야 한다. 기준 내부수익률 분석법은 CER 이외의 수입이 있고 태양광발전이나 풍력발전과 같이 제안된 사업의 산출물이 다른 사업에서도 생산되는 경우에 적용되는 방법론이다. CER 판매수입을 제외할 경우, 제안된 사업의 내부 수익률이 투자 유치국 정부가 제시하는 기준

2) 최초 활동법(first of its kind)은 제안된 CDM 사업이 해당 지역에서 최초의 기술이나 활동인지의 여부를 파악하는 방법으로서, 최초의 활동으로 평가되면 제안된 CDM 사업이 추가적이라는 결론에 도달하게 된다. 장애요인 분석법(barrier analysis)은 제안된 사업이 CDM으로 등록되지 않으면 사업 추진을 저해하는 요인이 존재한다는 점을 증명하는 접근법으로서 장애요인이 존재한다면 사업이 추가적이라고 평가된다. 일상활동 분석법(common practice analysis)은 제안된 사업이 관련 부문이나 지역에서 일상적으로 행해지는 것이 아니라는 점을 증명하는 접근법으로서 일상적인 활동이 아니라면 사업이 추가적이라고 평가된다.

내부수익률(혹은 할인율)에 미치지 못하면 제안된 사업이 추가적이라고 평가된다.

본 연구에서는 대부분 기준 내부수익률 분석법을 사용했으며, 일부 사업에서는 단순비용분석법이 적용되기도 했다. 세 종류의 투자분석법은 모두 기본적으로 CDM 사업의 투자비와 운영비 등의 모든 비용을 회수하고 일정 수준의 이윤이 확보될 경우의 CER 판매단가를 도출하는 방법론으로 활용되었다.

단순비용분석법이 적용되는 경우에는 CER 판매가 유일한 수입이기 때문에 CER 판매수입을 온실가스 감축량으로 나눈 값을 CER 판매단가로 추정했으며, 이를 온실가스 감축비용으로 정의했다. 투자비교 분석법의 경우에는 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV 등)를 가장 매력적인 대안의 경제적 지표와 일치시킬 경우의 CER 판매가격을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하게 된다.³⁾ 기준 내부수익률법의 경우에는 제안된 사업의 내부수익률이 투자유치국의 정부가 제시한 기준 내부수익률과 일치하도록 CER 판매수입을 조정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하게 된다.⁴⁾

단순비용분석법은 CER 판매 이외의 수입이 없기 때문에 비용을 회수하기 위해서는 CER 판매수입이 최소한 비용을 회수할 수 있는 수준이 되어야 한다. 투자비교분석법과 내부수익률법의 경우에는 전력판매단가가 해당 정부에 의해 결정되기 때문에 전력판매수입을 조정하기는 현실적으로 어렵다. 따라서 CER 판매수입을 조정하여 사업의 경제적 타당성을 확보하는 것이다.

경제성 평가 방법에 사용된 경제지표에는 내부수익률(IRR)과 순현재가치(NPV)가 주로 많이 사용되었다. 내부수익률(IRR)은 사업평가기간 동안 CDM 사업의 현금 유입액의 합계와 현금 유출액의 합계를 일치시켜주는 할인율이라고 할 수 있으며, 내부수익률 도출 식은 다음과 같다.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1 + IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + IRR)^t}$$

R_t : t 연도의 현금 유입액 C_t : t 연도의 현금 유출액 t : 기간 IRR : 내부 수익률

순현재가치는 CDM 사업의 사업평가기간 동안 현금 유입액에서 현금 유출액을 차감했을 경우의 현재가치를 의미한다. 순현재가치가 양의 수준이면 사업이 경제적으로 타당하며 순현재가치가 음의 수준이면 사업의 경제성이 없는 경우를 의미한다. 순현재가치 도출 식은 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1 + r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + r)^t}$$

NPV : 순현재가치 R_t : t 연도의 현금 유입액 C_t : t 연도의 현금 유출액 t : 기간 r : 할인율

3) 예를 들면, 제안된 사업의 순현재가치(NPV)가 -\$100억이고, 대안 중의 가장 매력적인 사업의 순현재가치가 \$50억이 되도록 CER 판매수입을 조정하고 이를 온실가스 감축량으로 나눈 값이 CER 판매단가이며 이를 온실가스 감축비용으로 정의했음

4) 예를 들면, 제안된 사업의 내부수익률이 8%이고, 투자유치국 정부가 제시한 기준 내부수익률이 10%일 경우 제안된 사업의 내부수익률이 10%가 되도록 CER 판매수입을 조정하고, CER 판매수입을 온실가스 감축량으로 나눈 값이 CER 판매단가가 되며 동시에 제안된 사업의 온실가스 감축비용으로 정의됨

다. 투자 분석법 활용에 필요한 정보

CDM 사업의 투자분석에 필요한 정보는 크게 비용(cost)과 수입(revenue)으로 대별된다. 비용은 사업의 투자비와 운영비로 구분된다. 사업의 투자비에는 사업에 필요한 기계 및 설비의 구매비용뿐만 아니라 대지 구입, 설계비용, 시공비용 등이 포함된다. 운영유지비용에는 연료비용과 인건비, 보험료, 수리비용 등이 포함된다.

CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 수입은 전력판매 수입, CER 판매수입, 열판매 수입 등으로 구성된다. 전력판매 수입은 주로 전력망에 연계되는 신재생에너지 사업에 해당되는 수입이며, CER 판매수입은 CDM 사업이 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 등록되고 운영되어 온실가스 감축이 발생하면 이를 판매하여 얻게 되는 수입이다.

투자분석에 필요한 또 다른 정보는 프로젝트의 온실가스 감축량으로서, CER 발행기간(crediting period)에 발생될 감축량을 의미한다. CER 발행기간은 갱신형(renewable)인 경우에는 최대 21년(산림부문 CDM은 최초 20년의 발행기간 설정 이후에 2회 갱신 가능한 60년, 기타 부문의 CDM은 최초 7년의 발행기간 설정 후 2회 갱신 가능한 21년)이며, 고정형(fixed)인 경우에는 10년(산림부문은 30년)이다. 본 연구에서는 소수력발전의 CDM 사업을 분석 대상으로 설정했기 때문에 갱신형 CDM 사업의 최대 발행기간은 21년, 고정형의 발행기간은 10년이다.

CDM 사업 문서(PDD)에서는 CER 발행기간이 갱신 가능형인 경우에는 1차 발행기간(7년)에 대해서만 온실가스 감축량이 제시되어 있다. CDM 사업 문서와 함께 제시되기도 하는 재무분석 자료(IRR 분석자료)에 21년(고정형은 10년)과 상이한 발행기간과 연도별 온실가스 감축량이 제시되어 있으면 제시된 발행기간과 감축량을 본 연구에 사용했다. 그러나 발행기간과 연도별 감축량이 제시되지 않는 경우에는 방행기간을 21년(고정형은 10년)으로 설정하고, 제1차 발행기간과 동일한 규모의 온실가스 감축량이 발생될 것으로 가정했다.

표 1 투자분석방법별 온실가스 감축비용 추정에 필요한 정보

투자분석방법	비용	수입	경제성 지표
단순비용분석	투자비, 운영비	-	cost
투자비교분석	투자비, 운영비	전력/열 판매수입, CER 판매수입	IRR, NPV, BC Ratio, LCOE
기준내부수익률	투자비, 운영비	전력/열 판매수입, CER 판매수입	IRR

투자분석에 필요한 정보는 모두 CDM 사업문서(PDD)와 재무분석 자료에서 확보했다. CER 판매가격은 해당 국가의 GDP deflator를 이용하여 2019년 가격으로 환산했다.

라. 분석대상 CDM

본 연구에서 분석대상으로 설정한 소수력발전 CDM 사업은 베트남, 스리랑카, 칠레, 페루 등 4개 국가에서 추진되었던 소수력발전 CEM 사업이다. 우리나라와 기후변화 양자협력이 추진되고 있는 5개 국가 중에서 소수력발전 CDM 사업이 존재하지 않는 미얀마를 제외한 4개 국가를 분석대상으로 선정했다.

베트남에서는 2021년 1월 현재 203개의 수력발전 CDM 사업(대수력과 소수력 포함)이 유엔에 등록되어 있으며 이 중에서 자료가 이용 가능한 20개 사업을 분석대상으로 설정했다. 스리랑카는 13개의 등록 CDM 중에서 5개를 분석대상으로 설정했으며, 칠레에서는 34개의 등록된 CDM 중에서 9개의 소수력발전을 분석대상으로 설정했다. 페루에서는 42개의 등록 CDM 중에서 9개를 분석대상으로 설정했다. 4개 국가에서 총 43개의 소수력발전 CDM 사업을 분석대상으로 설정했다. 분석대상으로 선정한 대부분의 CDM 사업은 온실가스 감축비용 추정에 필요한 비용 및 수입과 관련된 자료가 존재한 사업들이다.

표 2 국가별 분석대상 소수력발전 CDM 사업(2021년 1월 기준)

구분	베트남	스리랑카	칠레	페루	합계
등록 CDM	203	13	34	42	292
분석대상 CDM	20	5	9	9	43

자료 : UNFCCC, CDM DB

3. 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

가. 칠레 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 9개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 2.25~9MW의 분포를 나타내며, 평균 설비용량은 7.2MW이다. 연평균 전력 생산량은 29,883MWh, 사업당 평균 투자비는 \$17,736천, 발전설비당 투자비는 \$2,484천/MW, 사업당 연간 운영비는 \$468천으로 나타났다.



소수력발전 CDM 사업의 평균 온실가스 감축량은 19,649tCO₂/년, CER 발행기간(10년, 21년)의 온실가스 감축 예상량 평균은 399,879tCO₂으로 분석되었다. 9개 전력망(1개 사업만 SEN(북부전력망)에 전력을 공급하고, 나머지 8개 사업은 SIC(중부전력망)에 전력을 공급)의 평균 온실가스 배출계수는 0.5704tCO₂/MWh, CDM 사업의 전력 판매단가는 \$58.37/MWh, 2020년 8월 기준 발행 CER이 온실가스 감축량에서 차지하는 비중은 5%로 분석되었다.

표 3 칠레 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 배출계수

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량 (tCO ₂)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
1267	Puclaro Hydro	SIC	0.4380	15,418	323,778	67,078	0.21
3791	La Paloma Hydro	SIC	0.5112	9,713	203,973	3,426	0.02
4337	Trueno Hydro	SIC	0.6040	16,098	338,058	13,809	0.04
3830	Guayacán Hydro	SIC	0.6040	24,230	508,830	20,665	0.04
4800	San Clemente Hydro	SEN	0.4433	12,620	265,020	28,100	0.11
8162	DONGO Hydro	SIC	0.5680	20,503	410,060	-	-
8914	Bonito Hydro	SIC	0.6550	37,594	751,880	-	-
8981	Nalcas Hydro	SIC	0.6550	21,770	457,170	-	-
8867	Ensenada Hydro	SIC	0.6550	18,897	340,146	-	-
(소수력 평균)		-	0.5704	19,649	399,879	14,786	0.05

소수력발전 CDM 사업의 CER 판매단가는 \$10.67/tCO₂(2019년 가격)로 분석되었으며, 가장 높은 감축비용(\$19.21/tCO₂, San Clemente Hydro)은 가장 낮은 감축비용(\$3.20/tCO₂, Puclaro Hydro)의 6배에 이르고 있다. 전력판매수입과 CER 판매수입 등 수입을 고려하지 않고 비용만 고려할 경우 CER 판매단가는 \$74.98/tCO₂으로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 7배 수준에 이르고 있는데, 이는 비용만 고려한 감축비용이 실질 감축비용을 왜곡할 수 있다는 점을 말해주고 있다.

8개 사업이 투자분석법으로 내부수익률 분석법을 사용했으며, 1개 사업이 투자비교 분석법을 사용했다. 내부수익률 분석의 기준이 되는 기준 내부수익률은 6개 사업이 10.0%를 적용했으며, 나머지 3개 사업은 각각 10.3%, 9.7%, 13.15%를 적용했다. 칠레 정부가 10.0%의 기준 내부수익률을 제시했으나 사업 추진기관이 정부와 상이한 수익률을 적용했다.

표 4 칠레 소수력 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
1267	Puclaro Hydro	bench-analy	10.0	-	-	3.20	31.76
3791	La Paloma Hydro	inv-comp	9.70	-	-	13.65	96.66
4337	Trueno Hydro	bench-analy	10.30	10.30	14.08	13.56	63.69
3830	Guayacán Hydro	bench-analy	10.00	8.42		5.56	73.39
4800	San Clemente Hydro	bench-analy	10.00	8.78	10.70	19.21	96.94
8162	DONGO Hydro	bench-analy	13.15	8.27	-	8.03	87.51
8914	Bonito Hydro	bench-analy	10.00	8.54	-	13.10	77.13
8981	Nalcas Hydro	bench-analy	10.00	6.44	-	12.53	70.40
8867	Ensenada Hydro	bench-analy	10.00	8.57	-	7.17	77.32
(소수력 평균)		-	9.24	6.59	2.75	10.67	74.98

나. 페루 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

페루의 분석대상 9개 소수력발전의 단위 용량은 1.8~12.6MW의 분포를 보이며 평균 설비용량은 9MW, 전력 생산량은 54,714MWh로 분석되었다. CDM 사업당 투자비는 \$14,249천, 발전설비당 투자비는 \$1,613 천/MW, 사업당 운영비는 \$448천으로 나타났다.

소수력발전의 전력 공급가격은 \$37/MWh, CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간의 온실가스 감축량은 각각 32,462CO₂/년, 638,204CO₂으로 분석되었다. 전력망의 온실가스 배출계수는 0.622tCO₂/MWh이며, 2020년 8월 기준 발행된 CER(46,144 tCO₂)은 온실가스 감축량 대비 2.2%의 비중을 차지하고 있다. 페루 소수력발전 CDM 사업의 CER 판매단가는 \$7.83/CO₂이며, 비용만 고려한 온실가스 감축비용은 \$38.29/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 3~8배 수준으로 나타났다. CDM 사업의 투자분석에는 모두 내부수익률 분석법이 사용되었으며, 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 12%로 제시되었다. 사업번호 5538의 CER 판매단가가 높게 나타난 이유는 CER 발행기간이 10년의 고정형 사업으로서 투자비 대비 CER 판매수입 발생 기간이 짧기 때문이다.

사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 낮고, 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 높은 수준으로 나타나고 있어서 규모의 경제 효과가 어느 정도 나타난 것으로 평가된다. 페루 소수력발전 CER 판매단가를 기준으로 한 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에서는 설비당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높고, 반대로 사업당 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향이 있다.

표 5 폐루 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)		
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준		비용 기준
						2019년	등록연도	
1424	Carhuaquero IV Hydro	Benchmark	12	10.46	12.23	3.18	2.26	24.50
1889	La Joya Hydro	Benchmark	12	7.74	10.66	8.4	6.13	40.05
3337	Santa Cruz II Hydro	Benchmark	12	8.29	10.84	6.64	5.41	34.01
5400	Pias I Hydro	Benchmark	12	8.41	-	7.5	6.30	29.01
5455	Purmacana Hydro	Benchmark	12	7.29	9.49	11.89	9.99	38.89
6693	Nuevo Imperial Hydro	Benchmark	12	10.65	13.83	5.15	4.38	32.95
5538	Baños V Hydro	Benchmark	12	7.48	10.47	14.33	12.04	82.74
9318	Taurichuco Hydro	Benchmark	12	10.3	12.73	5.41	4.60	41.24
7746	Nueva Esperanza	Benchmark	12	6.42	7.43	7.97	6.77	21.22
(소수력 평균)			-	-	-	7.83	6.43	38.29

다. 베트남 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 20개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 0.5~7.5MW의 분포를 나타내고 있으며, 평균 설비용량은 8.36MW, 사업당 연간 전력 생산량은 34,074MWh로 나타났다. 사업당 투자비는 \$10,532천, 설비당 투자비는 \$1,239천/MW, 사업당 운영비는 \$155천으로 분석되었다.

소수력발전의 전력 공급가격은 \$36/MWh, 사업당 온실가스 감축량은 19,163tCO₂/년, CER 발행기간(10년, 21년)의 예상 온실가스 감축량은 384,124tCO₂로 분석되었다. 전력망 온실가스 배출계수는 0.5745tCO₂/MWh, 발행 CER(755,619tCO₂)은 감축량(7,682,474tCO₂)의 9.8%에 해당된다.

소수력발전 CDM사업의 CER 판매단가는 \$9.80/tCO₂이며, 최소 \$1.99/tCO₂에서 최고 \$23.12/tCO₂로서 최고 가격이 최소 가격의 11.6배에 이르러 편차가 크게 나타나고 있다. 비용만 감안한 온실가스 감축비용은 \$65.19/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 6.6배 수준에 이르고 있다. 투자분석법으로는 모두 내부수익률법이 적용되었으며 기준 내부수익률 평균은 13.24%이며, 20개 사업 중에서 6개 사업이 13.8%를 적용했으며 나머지 사업은 다양한 내부수익률을 적용했다.

전반적으로 CDM 사업의 등록 연도가 최근일수록 온실가스 감축비용이 낮아지는 경향이 나타나고 있다. 사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 높고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 낮은 경향을 보이고 있다. CER 판매단가와 설비당 투자비는 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있으며, 설비당 투자비는 최근 등록된 사업일수록 완만히 상승하는 추세를 나타내고 있다.

표 6 베트남 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용기준
2367	Phu Mau hydropower	bench-analy	11.70	9.09	12.44	3.98	44.04
2371	Muong Sang hydropower	bench-analy	12.38	9.32	12.51	1.99	39.75
2368	Suoi Tan hydropower	bench-analy	12.38	9.96	12.58	7.34	84.67
2372	So Lo hydropower	bench-analy	12.38	9.96	13.09	22.40	253.86
2627	Nam Pia Hydropower	bench-analy	14.30	9.91	-	11.80	51.43
3256	Coc Dam Hydropower	bench-analy	13.44	9.81	-	6.81	46.44
3514	Pa Khoang hydropower	bench-analy	12.38	10.47	15.19	8.45	59.87
3505	Dak Rung Hydropower	bench-analy	12.38	10.60	13.06	3.20	38.76
3942	Dak N'Teng Hydropower	bench-analy	12.38	10.45	12.61	4.08	48.11
4117	Song Ong Hydropower	bench-analy	12.60	10.83	-	4.13	44.38
4417	Ha Nang Hydropower	bench-analy	13.13	8.73	13.99	15.39	114.01
4392	Dak Hnol Hydropower	bench-analy	13.57	9.07	15.60	6.96	31.60
4384	Dak Doa Hydropower	bench-analy	12.31	8.88	14.27	18.90	101.99
5030	Nam Khanh Hydropower	bench-analy	12.50	7.86	-	6.77	32.39
6397	Ha Tay Hydropower	bench-analy	15.00	10.40	-	6.20	28.01
6393	Trung Ho & Van Ho	bench-analy	16.81	8.87	-	20.03	51.78
6937	A Roang Hydropower	bench-analy	13.80	10.04	15.46	14.31	81.60
7069	Ia H'Rung and Chu Prong	bench-analy	14.10	11.91	14.33	4.32	41.08
8813	Chieng Ngam Thuong	bench-analy	13.50	11.07	12.65	5.78	32.34
10097	Dak Pring Hydropower	bench-analy	13.80	8.60	13.83	23.12	77.78
(소수력 평균)		-	13.24	9.79	13.69	9.80	65.19

라. 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 5개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 1.3~3.3MW의 분포를 나타내고 있으며, 평균 설비용량은 5.79MW, 평균 전력 생산량은 17,473MWh로 나타났다. CDM 사업당 투자비는 \$8,676천, 설비당 투자비는 \$1,508천/MW, 사업당 연간 운영비는 \$403천으로 분석되었다.

CDM 분석대상 사업은 모두 스리랑카 국가전력청인 Ceylon Electricity Board(CEB)의 전력망에 전력을 공급하고 있으며, 소수력발전의 평균 전력 공급가격은 \$90.41/MWh로 나타났다. CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상) 온실가스 감축량은 각각 13,573tCO₂/년, 283,143tCO₂이며, 전력망의 온실가스 배출 계수는 0.7269tCO₂/MWh로 분석되었다.

스리랑카 CDM 사업의 평균 CER 판매단가는 \$5.41/tCO₂이며, 최소 \$0.6/tCO₂에서 최고 \$12.55/tCO₂로서 최고 가격이 최소 가격의 21배에 이르고 있다. 비용만 고려한 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$76.62/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가 대비 14배 높은 수준으로 분석되었다.

CER 판매단가와 사업당 온실가스 감축량은 부의 상관관계를 나타내고 있는데, 사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 낮고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 높게 나타남으로써 규모의 경제 효과가 나타나고 있는 것으로 평가된다. CER 판매단가와 설비당 투자비는 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있다.

표 7 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)		감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)		
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	bench-analy	18.31	16.13	18.59	4.53	45.48
5753	Grid connected hydro	bench-analy	10.00	9.8	11.64	0.60	172.38
9743	Kiriwaneliya Hydro	bench-analy	19.17	17.12	18.99	5.15	71.03
9831	Denawaka Ganga Hydro	bench-analy	19.61	16.53	-	4.24	42.71
9760	Kirkoswald Hydro	bench-analy	19.38	15.23	21.42	12.55	51.51
(소수력 평균)			17.29	14.96	17.66	5.41	76.62

마. 4개국의 온실가스 감축량 비교 분석

4개 국가(칠레, 페루, 베트남, 스리랑카)의 43개 소수력발전 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5994tCO₂/MWh에 이르고, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 21,164tCO₂/건이며, 설비당 온실가스 감축량은 2,687tCO₂/MW로 분석되었다.

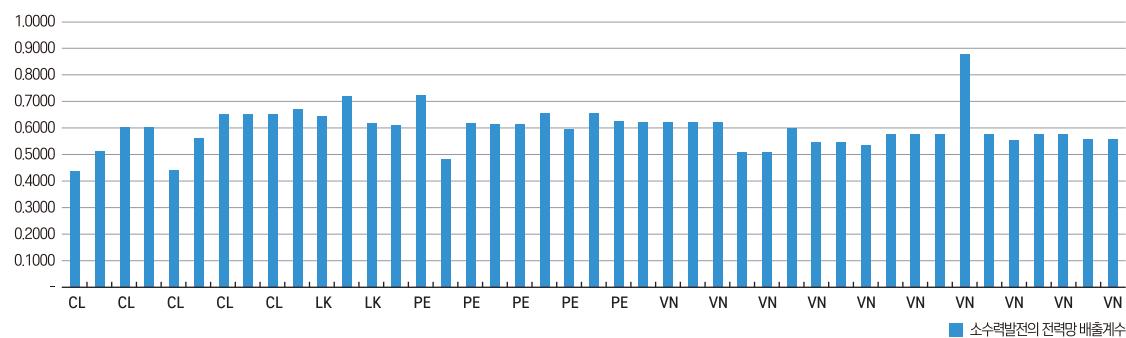
표 8 4개국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 평균 배출계수 (tCO ₂ /MWh)	사업당 연간 온실가스 감축량 (tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량 (tCO ₂ /MW)
칠레	0.5704	19,649	2,743
베트남	0.3420	19,163	2,349
페루	0.6223	32,462	3,741
스리랑카	0.6563	11,560	2,040
전체	0.5994	21,164	2,687

전력망의 온실가스 배출계수는 스리랑카가 가장 높은 0.6563tCO₂/MWh, 다음으로는 페루 0.6223tCO₂/MWh, 칠레 0.5704tCO₂/MWh 순이며, 베트남이 가장 낮은 0.3420tCO₂/MWh로 분석되었다. 전력망 온실가스 배출계수가 높다는 점은 동일 규모의 CDM 사업을 추진할 경우 더 많은 온실가스 감축량을 확보할 수 있다는 것을 의미한다. 전력망의 배출계수는 배출계수 산정방법, 산정 시기, 전력망에 연결된 화력발전의 규모에 의해 영향을 받게 된다. 전력망의 배출계수 산정에는 운영발전원의 배출계수(operating margin)와 최근 건설된 신규 발전원의 배출계수(build margin), 그리고 두 배출계수에 가중치를 부여한 혼합배출계수(combined margin) 방법이 있다. 대부분 혼합배출계수를 적용하는데 운영발전원 배출계수와 신규발전원 배출계수의 비중에 따라서 전력망의 배출계수에 차이가 발생하게 된다. 또한 배출계수를 산정하는 시기에 따라서 배출계수 수치가 달라질 수 있으며, 전력망 배출계수는 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량과 경제성에 직접적인 영향을 미치는 요인이다.

그림 1 4개국 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수

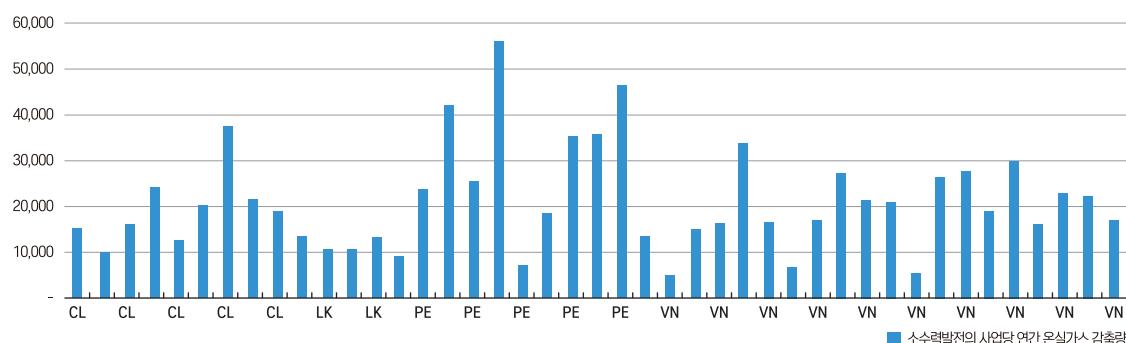
(단위 : tCO₂/MWh)



소수력발전 CDM 사업당 온실가스 감축량은 페루(PE)가 가장 높은 32,462tCO₂/건이며, 다음으로는 칠레(CL) 19,649tCO₂/건, 베트남(VN) 19,163tCO₂/건이며 스리랑카(LK)가 가장 낮은 11,560tCO₂/건으로 분석되었다. 사업당 온실가스 감축량은 사업의 규모를 나타내는 지표로서, 전력망의 배출계수와 CDM 사업의 규모에 의해 영향을 받게 된다. 페루의 사업당 온실가스 감축량이 높은 이유는 전력망의 배출계수가 높고 소수력발전 CDM 규모가 대규모이기 때문이다.

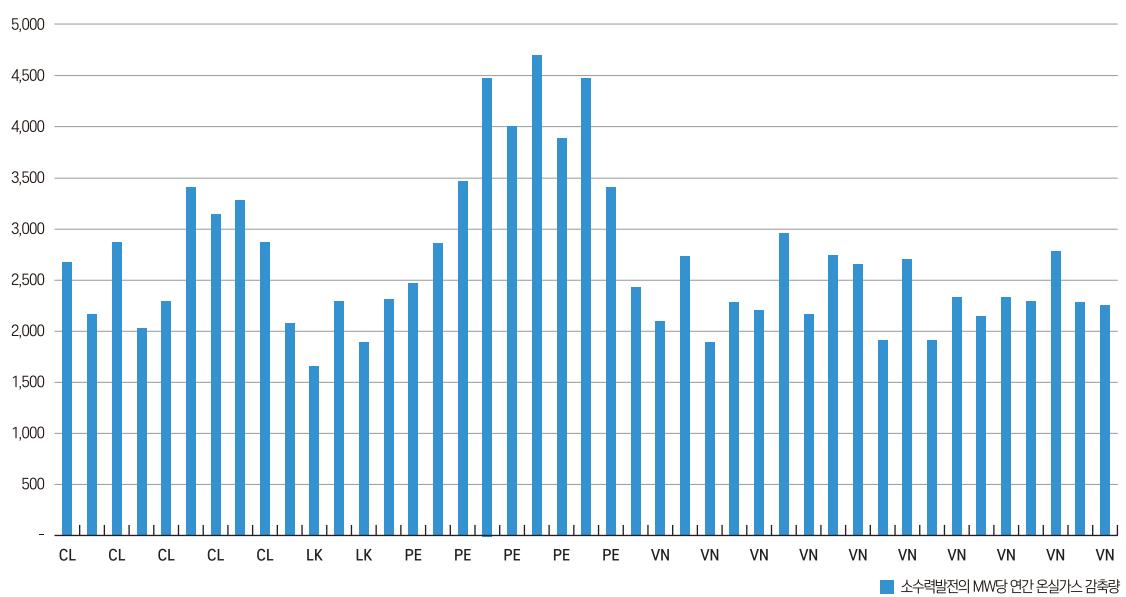
그림 2 4개국 소수력발전의 CDM 사업당 온실가스 감축량

(단위 : tCO₂/건)



소수력발전의 설비당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,741tCO₂/MW이며, 다음은 칠레 2,743tCO₂/MW, 베트남 2,349tCO₂/MW이며, 스리랑카가 가장 낮은 2,040tCO₂/MW로 분석되었다. CDM 사업당 온실가스 감축량과 설비당 온실가스 감축량은 높은 상관관계를 나타내고 있는데 이는 규모가 큰 사업일 수록 온실가스 감축량도 많다는 점을 말해주고 있다. 스리랑카의 전력망 배출계수가 가장 높았음에도 불구하고 설비 용량당 온실가스 감축량이 가장 낮은 요인은 설비 이용률이 낮기 때문인 것으로 해석된다.

그림 3 4개국 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량

(단위 : tCO₂/MW)

바. 4개국의 온실가스 감축비용 비교분석

4개 국가 43개 소수력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 \$9.23/tCO₂이며, 비용만 고려한 감축비용은 \$61.43/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가에 비해 6.7배 높은 수준으로 분석되었다. 이는 소수력발전 CDM 사업은 대부분 전력판매수입이 존재하므로 비용만을 온실가스 감축비용으로 설정하는 것은 실질적인 감축비용을 왜곡시킬 수 있다는 점을 말해주고 있다.

CDM 사업의 등록 연도를 기준으로 분석한 평균 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 \$6.53/tCO₂로서 2019년 기준의 CER 판매단가의 71% 수준으로 나타났다. CDM 사업의 등록 연도가 각각 상이하기 때문에 등록 연도 기준의 온실가스 감축비용에 각국의 GDP deflator를 반영하여 2019년 기준의 감축비용을 추정했다. 따라서 등록 연도 기준의 온실가스 감축비용과 2019년 기준의 온실가스 감축비용은 해당 국가의 GDP Deflator 효과라고 할 수 있다.

표 9 4개국 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격

(단위 : \$/tCO₂)

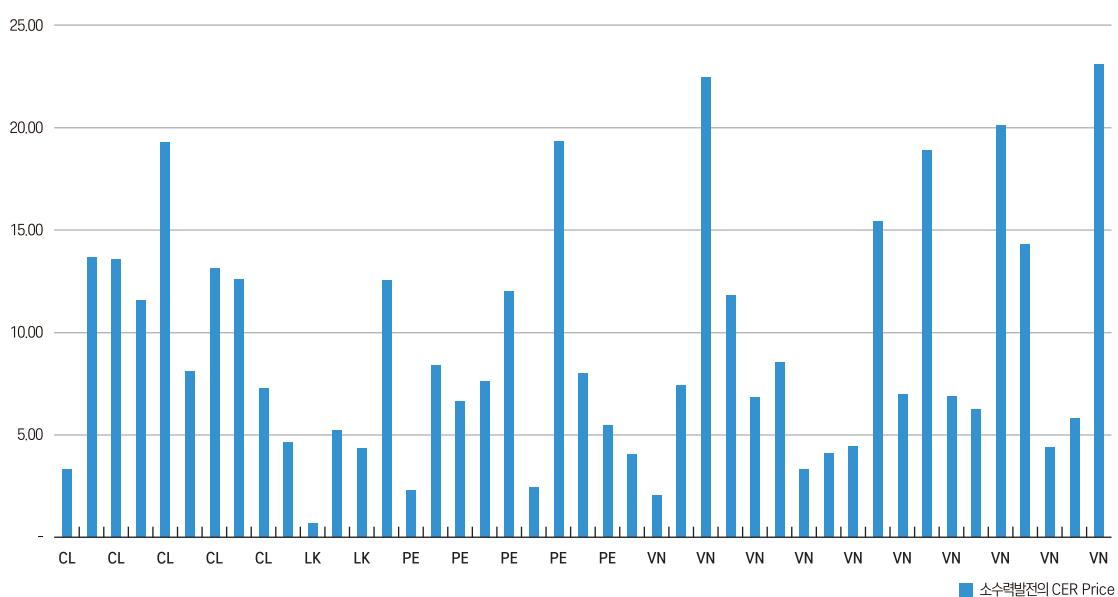
국가	등록 연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	8.48	11.33	72.86
베트남	6.22	9.81	62.97
페루	6.56	7.97	38.11
스리랑카	4.22	5.41	76.62
전체	6.53	9.23	61.43

소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 칠레가 가장 높은 \$11.33/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$9.81/tCO₂, 폐루 \$7.97/tCO₂이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$5.41/tCO₂로 분석되었다. 온실가스 감축비용에 미치는 영향은 매우 다양하기 때문에 국가 간 감축비용 차이의 원인을 파악하기는 쉽지 않지만, 구조적으로 보면 투자비와 운영비, 그리고 전력망 온실가스 배출계수가 가장 큰 영향을 미친 것으로 추정된다.

칠레(CL)의 2019년 가격 기준 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 페루(PE)의 감축비용 역시 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 베트남(VN)의 경우에는 시간에 따른 특별한 추이를 나타내지 않고 있다. 물가상승에 따른 가격효과를 제외한 경상가격을 기준으로 살펴보면 칠레와 페루의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이가 더욱 뚜렷하게 나타나고 있다.

그림 4 4개국 소수력발전의 온실가스 감출비용

(단위 : \$/tCO₂, 2019년 기준)



사. 4개국의 소수력발전 설비당 투자비 비교 분석

분석대상 43개 소수력발전 CDM 사업당 평균 투자비는 \$12,601,907이며 발전설비당 투자비는 \$1,609,267/MW로 나타났다. CDM 사업의 연간 운영비는 \$310,715이며 발전설비당 연간 운영비는 \$41,415/MW으로 나타났다.

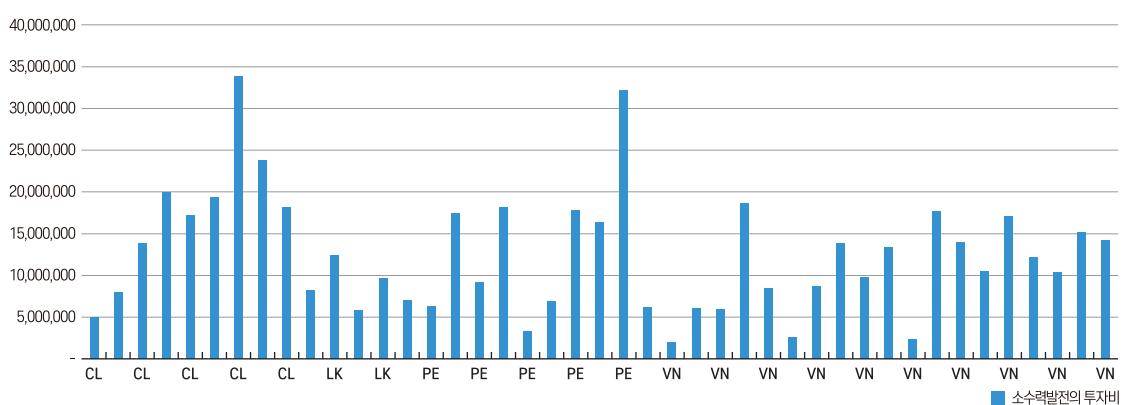
표 10 4개국 소수력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비 (\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	17,736,423	468,021	2,483,951	65,747	14.47
베트남	10,531,715	154,992	1,239,233	18,018	4.40
페루	12,248,617	448,372	1,612,935	55,388	8.48
스리랑카	8,676,463	402,669	1,508,372	66,051	22.15
전체	12,601,907	310,715	1,609,267	41,415	9.42

소수력발전 CDM 사업당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$17,736,423이며, 다음으로는 페루 \$12,248,617, 베트남 \$10,531,715이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$8,676,463으로서 최저와 최고의 사업당 투자비가 두 배 수준에 이르고 있다.

그림 5 4개국 소수력발전의 투자비

(단위 : \$, 2019년 기준)

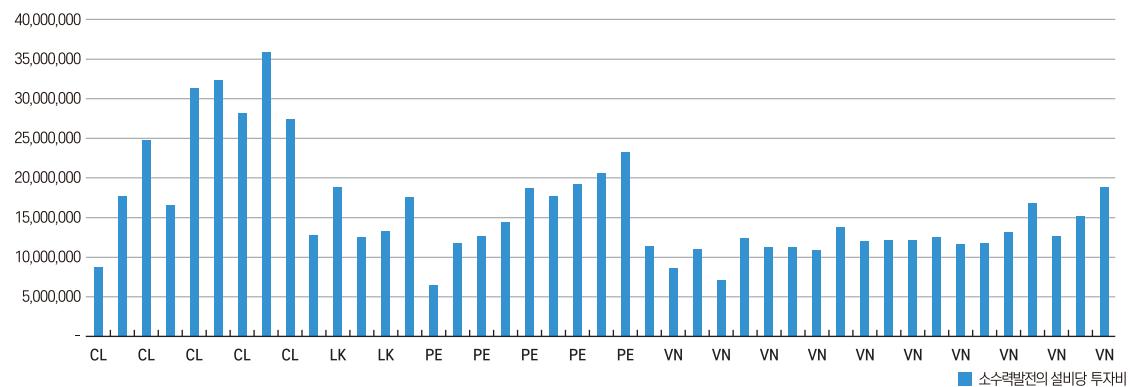


소수력발전 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$2,483,951이며, 다음으로는 페루 \$1,612,935, 스리랑카 \$1,508,372이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,239,233으로 나타났다. 발전설비당 투자비 역시 가장 높은 국가의 투자비가 가장 낮은 국가의 투자비에 비해 두 배 높은 수준으로 나타나고 있다. 베트남의 발전설비

당 투자비가 가장 낮다는 점은 수력발전 잠재량이 풍부하고 소수력발전 건설에 유리한 조건을 갖추고 있다는 점을 말해주고 있다.

그림 6 4개국 소수력발전의 설비당 투자비

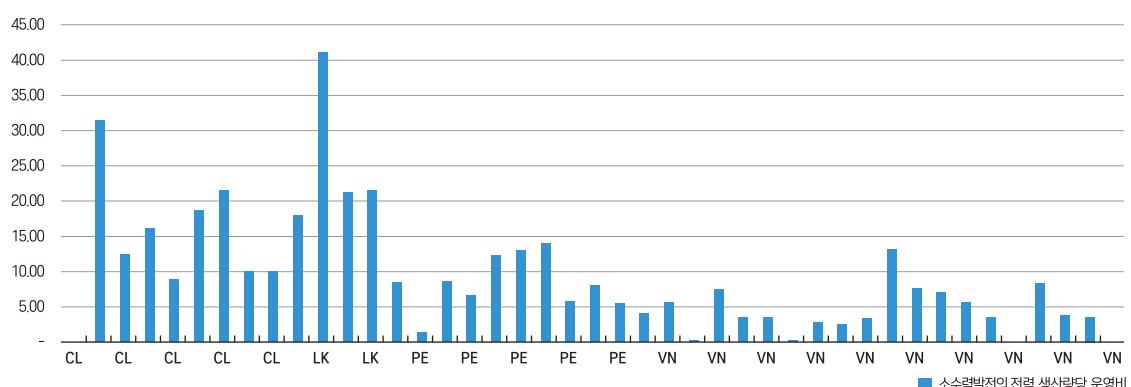
(단위 : \$/MW, 2019년 기준)



소수력발전의 사업당 운영비는 칠레가 가장 높은 \$468,021이며, 다음으로는 폐루 \$448,372, 스리랑카 \$402,669이며, 베트남이 가장 낮은 \$154,992로 나타났다. 소수력발전의 전력 생산당 운영비는 스리랑카가 가장 높은 \$22.15/MWh이며, 다음으로는 칠레 \$14.47, 폐루 \$8.48이며, 베트남이 가장 낮은 \$4.40으로서 가장 높은 국가의 운영비가 가장 낮은 국가 운영비의 5배 수준에 이르고 있다. 베트남의 전력 생산당 운영비가 가장 낮다는 점은 베트남이 수력발전에 유리한 국가임을 말해주고 있다.

그림 7 4개국 소수력발전의 전력 생산량당 운영비

(단위 : \$/MWh, 2019년 기준)

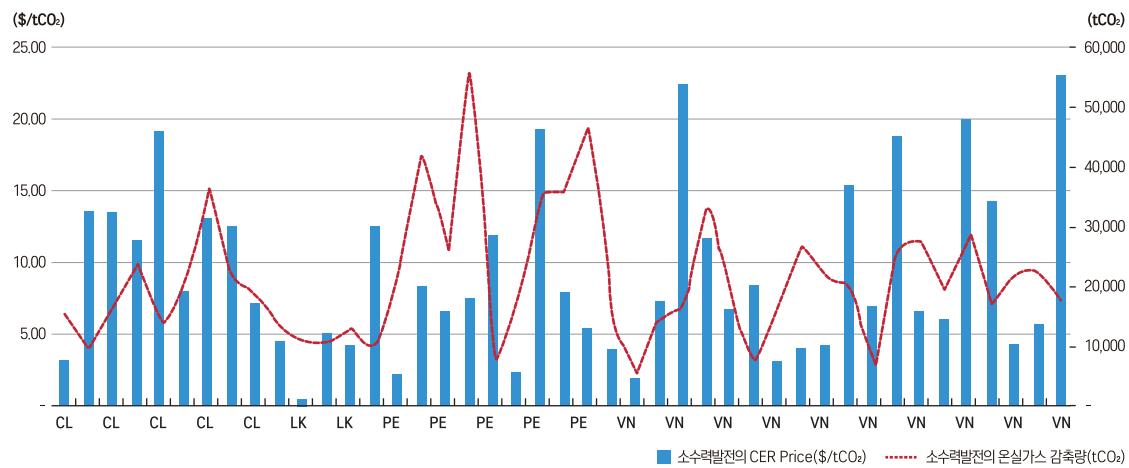


아. 4개국의 온실가스 감축규모와 감축비용 관계

분석대상 43개 소수력발전은 전반적으로 온실가스 감축규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축비용이 높은 관계를 나타내고 있어서 소수력발전 CDM 사업에서는 규모의 경제 효과가 나타나지 않은 것으로 분석되

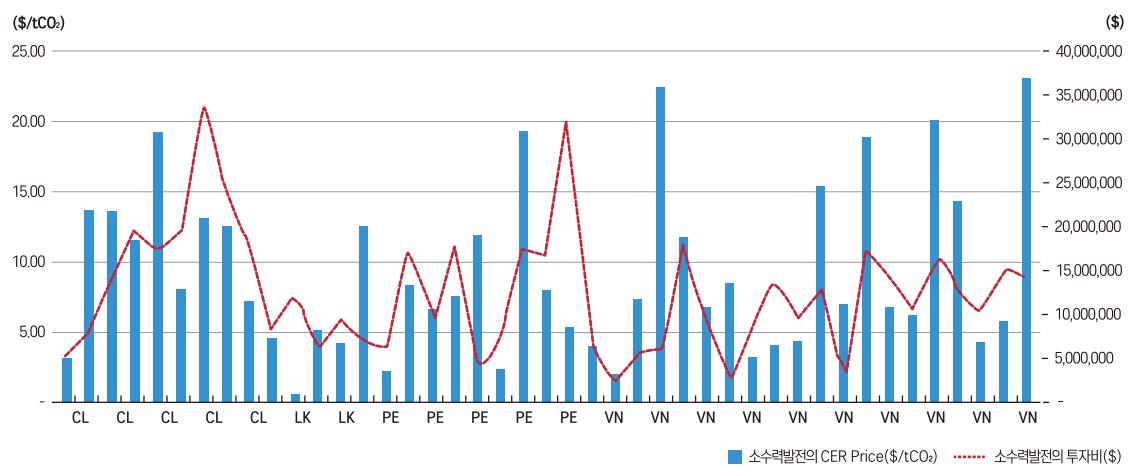
다. 사업 규모가 큰 사업일수록 CER 판매단가도 하락할 것으로 예상되었지만 현실적으로는 이러한 효과가 나타나지 않은 것으로 분석되었다.

그림 8 4개국 소수력발전의 온실가스 감축규모와 감축비용(2019년 기준)



소수력발전 CDM 사업의 투자비와 온실가스 감축비용을 비교해 보면 전반적으로 사업당 투자비가 높을 수록 온실가스 감축비용이 높은 것으로 분석되었다.

그림 9 4개국 소수력발전의 투자비와 온실가스 감축비용(2019년 기준)



이상의 결과를 종합하면 소수력발전의 비용은 전반적으로 베트남이 가장 낮은 수준을 나타내고 있으며, 칠레와 폐루가 높은 수준을 나타내고 있다. 이는 베트남의 수력발전 여건이 양호하다는 점을 반영하고 있는 것으로 해석할 수 있다.

4. 시사점

2050년까지의 탄소중립을 선언하는 국가가 증가하면서 파리협정의 시장 메커니즘을 활용하는 국가가 증가할 것으로 예상된다. 파리협정의 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제하의 청정개발제도(CDM)와 유사한 구조를 지니며, 협력적 메커니즘은 정부 간 협력을 통한 사업이지만 투자 사업을 추진한다는 점에서 시장 메커니즘의 기능이 작동될 것으로 예상된다. 우리나라가 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서는 16.2백만CO₂톤의 온실가스 감축실적을 해외에서 공급해야 하며, 감축실적 확보에 필요한 온실가스 감축비용을 예상하는 것이 중요하다.

본 연구에서는 칠레, 폐루, 베트남, 스리랑카 4개 국가 소수력 발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석했다. 개별 CDM 사업의 PDD와 재무분석 자료를 이용하여 각 CDM 사업의 CER 판매단가를 추정했으며 이를 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의했다.

소수력발전을 감축사업으로 추진하기 위해서는 수력발전 자원 잠재량과 수력발전, 특히 소수력발전으로 개발 가능성, 연결될 전력망에 대한 기술적인 조사가 선행될 필요가 있다. 칠레의 수력발전은 대부분 중앙 전력망(SIC)에 연결되어 건설되고 있는데 이는 중부지역의 소수력발전 여건이 비교적 양호하다는 점을 말해주고 있다. 소수력발전의 경우에는 대부분 농업 용수와 수력발전이 함께 운용되는 경우가 다수이기 때문에 농업용수 사용에 따른 발전제약 가능성도 함께 고려하는 것이 필요하다. 1999년에 가뭄으로 인해 중앙전력망의 전력공급이 차단되자 칠레 정부가 법을 도입하여 가뭄을 자연재해 목록에서 제외시켰다. 따라서 가뭄으로 인한 전력생산 중단에 대한 책임이 발전사업자에게 귀속되도록 되어 있으므로 향후 수력발전 사업 개발 시 이를 참조할 필요가 있다.

참고문헌

해외 문헌

- Lambert Schneider, Assessing the additionality of CDM projects : practical experiences and lessons learned, Oko-Institut, 2009

웹사이트

- UNFCCC Clean Development Mechanism(CDM),
Available at <https://cdm.unfccc.int/> 최종접속일: 2020. 10. 27.
- UNFCCC Database for PAs and PoAs,
Available at <https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html> 최종접속일: 2020. 10. 05.
- UNFCCC, Draft Text on Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement : Rules, modalities, and procedures for the mechanism established by Article 6, paragraph 4, of the Paris Agreement, Version 3 of 15 December 1:10 hr, 2019
- Worldbank World Development Indicators.
Available at <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>; 최종접속일: 2020. 12. 13.



2020 하반기

에너지수요전망

※ KEEI 에너지수요전망 2020년 하반기 내용을 요약 정리한 것임.



경제 전망

※자료: KDI 경제전망 2020 하반기 (KDI, 2020.11)

1.1% 감소



코로나19 확산

2020년

2021년

국내총생산

3.1% 증가



기저효과와 수출반등

코로나19의 확산으로 2020년에 -1.1%의 역성장을 기록한 후, 2021년에는 상품수출의 개선에도 코로나19 확산 지속에 따른 내수 회복 제한되면서 3.1% 성장에 그칠 전망

국내총생산 및 부문별 증가율 추이

국내총생산 증가율

2020년

민간소비

-4.3%



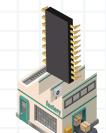
건설투자

0.0%



설비투자

6.0%



-1.1%

3.1%

2021년

민간소비

2.4%



건설투자

2.0%



설비투자

4.7%



총에너지

4.6% 감소

2020년

코로나19의 영향으로 감소

에너지수급통계 작성 이후
처음으로 총에너지 수요
2년 연속 감소 전망



2021년

4.1% 증가

코로나19 백신 개발 등으로
경제 및 사회가 코로나19의
충격에서 서서히 벗어나며
총에너지 수요
반등 전망



총에너지 수요

2021년에는 석탄을 제외한 대부분 에너지원의 수요가 증가할 것으로 전망

2020년

5.1% ↓

코로나19로 인한
사회적 거리두기
영향으로 수송 부문
중심으로 감소



2021년

↑ 4.4%

산업 및 수송 부문
수요 회복으로 증가

석유

2020년

9.5% ↓

미세먼지 저감을 위한 화력발전 출력제한에도,
신규 석탄화력발전소 가동 등으로 감소세 완화



2021년

↓ 2.2%

석탄

2020년

↑ 7.0%

신고리4호기(1.4 GW, 2019.8),
신한울1호기(1.4 GW, 2021년 초)와
신한울2호기(1.4GW, 2021.8)
신규 진입으로 발전량 증가



2021년

↑ 11.5%

원자력

2020년

5.7% ↓

코로나19로 인해
발전용, 도시가스용
소비감소



2021년

↑ 7.5%

기저효과 등으로
2021년에 모두 증가



가스

2020년

2.9% ↓

산업, 상업 부문
중심으로 감소



2021년

↑ 3.8%

경제 회복 및
기저효과로 반등



전력

최종 소비

3.9% 감소

2020년

산업 및 수송 부문에서
크게 감소



2021년

4.0% 증가

모든 부문에서 증가하나
수송 부문은 회복세가 더딜 전망



산업 부문



2020년 3.1% ↓

코로나19로 인한 생산활동 위축

2021년 4.1% ↑

경기 회복 기대

수송 부문



2020년 10.3% ↓

사회적 거리두기, 국제 이동 급감

2021년 5.6% ↑

여행 이동 수요 일부 회복 기대

건물 부문



2020년 0.5% ↓

상업 부문은 대면 서비스(도·소매, 음식·숙박, 공연·예술·스포츠)를 중심으로 감소

가정 부문은 재택 시간 증가로
수요 증가

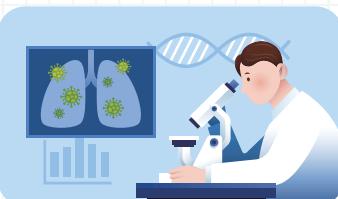
2021년 2.4% ↑

기저효과로 증가 전망

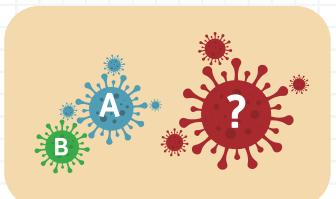
2021년 에너지 수요 전망 변동성



코로나19 유행 규모와 지속 기간



백신의 효과성과 보급 속도



변이바이러스의 위험성 정도



전세계 코로나19 확산 및 대응

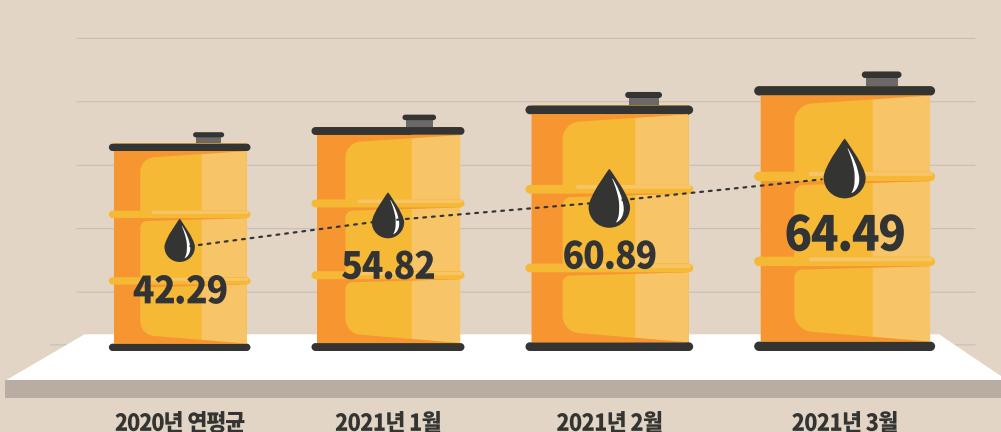
상황에 따라서 2021년 에너지수요 전망 결과가 달라질 수 있음.

국제 유가동향 및 전망

※ 자료: 국제유가 동향 및 전망(에너지경제연구원, '21.1)



유가 상승 추이 (단위 \$/b)

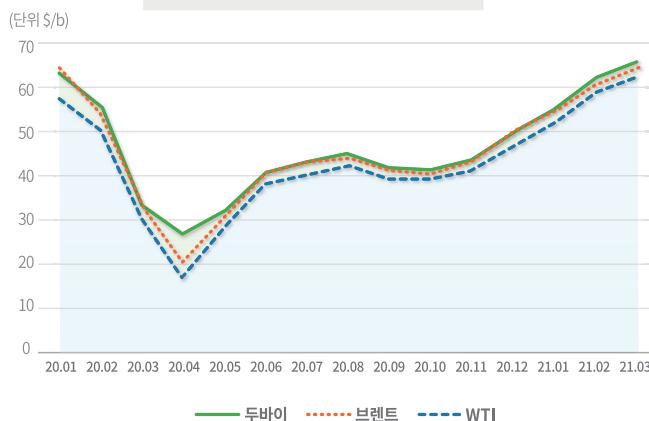


두바이유 상승

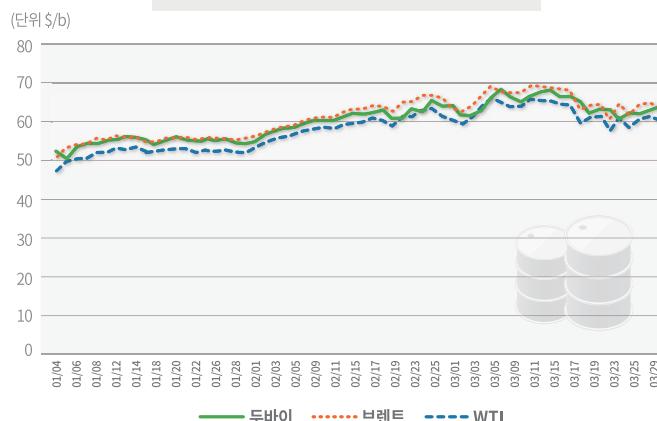
금년 최고가격은 3월 8일의 \$68.32/b로
최저가격 \$50.5/b(1월 5일)에 비해
35% 이상 상승



월별 유가 추이 ('20.1~'21.3)



일별 유가 추이 ('21.1.4~3.30)



자료: www.petronet.co.kr

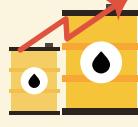
유가 상승 요인



세계 경제가 COVID-19의
영향에서 회복되면서
2021년 완만한 성장 예상



OPEC+에서 2021년
1분기에 강화된
감산 정책에 합의



COVID-19에서 회복되면서
선진국과 신흥국을 중심으로
세계 석유수요가 급격하게 증가

2021년 국제 유가 전망 및 영향 변수

2021년 국제 유가 전망

두바이유가(명목) 2021년 분기별 전망치

자료: 2021 국제 원유 시황과 유가 전망(에너지경제연구원, '21.1)



(단위: \$/b)

- 고유가
- 기준유가
- 저유가



기준유가 시나리오

세계 석유수요 회복, OPEC+의 감산, 사우디의 자발적 추가 감산 등의 영향으로 상승할 것이 전망되나 누적된 재고 부담으로 상승폭은 제한될 것으로 전망되는 경우

고유가 시나리오

백신 보급의 효과로 세계 경제와 석유수요가 예상보다 빠르게 회복되며 지정학적 사건에 의해 예기치 못하는 공급 차질이 발생하는 경우

저유가 시나리오

COVID-19의 재확산으로 석유수요 회복이 지연되고 OPEC+의 감산 준수율이 저조한 경우

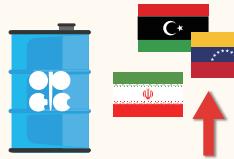
주요 유가 영향 변수

세계 석유수요



세계 경제가 COVID-19의 영향으로부터 회복되면서 석유 수요 증가

OPEC 공급



OPEC+의 감산 합의, 감산 면제 3개국의 증산

비OPEC 공급



노르웨이, 브라질 및 캐나다의 증산, 러시아의 감산 완화

달러화 가치



미국 연준(Fed)의 제로 금리, 양적완화 등의 통화정책으로 달러 가치의 소폭 하락 예상

지정학적 리스크

베네수엘라의 정치·경제 상황, 사우디-이란 이슬람 종파 갈등, 미국의 에너지 정책 변화

INTERVIEW

국민을 위한 자부심과 소신

최병렬 선임연구위원

세월의 강물을 거슬러 지난날들을 그려본다.

1985년 에너지경제연구원의 전신인

동력자원연구소 시절에 입사한 그는 장성탄광 막장에 들어가기도 하는 등의 초창기 시절을 회고했다.

에너지이용효율과 집단에너지 분야에서 20년 가까이 매진한 그는 집단에너지 사업자 선정 과정에서 기술평가위원으로 참여하기도 했다.

공정한 심사 끝에 제대로 된 사업체가 낙찰되었을 때의 보람을 떠올리자 입가에 미소가 번졌다.



후배들에게 남기는 발자취

최병렬 선임연구위원은 연구원의 복지에도 많은 이바지를 했다. 특히 박사학위가 없는 연구원에게 해외 유학의 길을 열어주는 제도는 초창기 그와 그의 동료들이 함께 힘을 쏟았던 노동조합 활동이 빚어낸 결과다. 1988년도부터 노동조합 활동을 통해 여러 건의를 했고, 그것이 잘 반영되어 지금 연구원 복지의 틀이 상당 부분 잡힌 것이다. 지나온 길을 소회한 그는 연구원 발전을 위한 조언도 잊지 않았다.

“연구원의 인프라는 정보와 통계입니다. 이를 경시하면 안 됩니다. 특히 요즘처럼 구체적인 정책이 필요한 때에는 세밀한 통계 자료가 절대적으로 필요합니다. 통계자료 생산에 연구원이 투자를 아끼지 말았으면 합니다.”

퇴임 후에도 평생 연구해온 에너지 분야에 재능을 기부하고 싶다는 그는, 후배들에게도 중요한 메시지를 남겼다.

“연구원 종사자들이 자부심을 가졌으면 합니다. 특히 연구직 개개인은 연구원을 대표하는 얼굴입니다. 그만큼 소신을 가지고 다른 누구도 아닌 국민을 위해 양심껏 연구해야 합니다.”

수시로 바뀌는 정무적 판단에 휘둘리기보다는 연구자로서의 소신을 지켜나가길 당부하는 말이었다. 그는 다시 지난 연구원 생활을 되짚으며 자신에 대한 아쉬움도 술회했다. 바로 인생에 대한 목표를 빨리 정립하지 못했다는 점이었다.

“후배들은 인생의 목적에 대한 철학적 바탕을 갖추고 지냈으면 좋겠습니다. 내가 왜 사는지, 내가 태어난 목적이 뭔지를 확실히 정립한다면 나도 더 잘되고 옆의 동료도, 연구소도 더 잘될 겁니다. 환갑 진갑 다 지나고 보니 그런 것들을 좀 더 빨리 알았더라면 하는 아쉬움이 듭니다.”

즐거운 삶, 좋은 연구

1987년 입사한 그는 91년에 퇴직을 하고 유학을 마치고 돌아와 2001년에 에너지경제연구원에 재입사했다. 그 이후로는 전력, 수급, 세제 정책, 에너지복지사업 등 다양한 분야를 두루 섭렵하며 폭넓은 지식으로 연구원에 이바지해왔다.

“여러 분야를 옮겨가며 일했는데, 다시 돌아간다면 한 가지 분야에서 꾸준하게 연구해보고 싶습니다. 전력 분야에 있어 자타가 전문가로 인정하는 노동석 박사처럼 말이죠. 폭이 넓은 것도 좋겠지만, 깊이에서 아쉬움이 남는 건 사실입니다.”

노동석, 김현재 박사와 연구원 생활을 하며 희로애락을 함께했다는 그는 선배를 추어올리며 겸양의 미덕을 보였다. 그의 폭넓은 지식이 연구 결과로 나타나 정부 정책에 반영될 때면 무척이나 보람스러웠다. 긴 세월을 연구원에서 보내며 연구원과 함께 익어간 그의 눈에서 지난 시절의 필름이 돌아가고 있었다. 그는 연구 환경이 옛날에 비해 훨씬 좋아졌다고 했다. 연구원 규모가 커지며 독립된 공간이 제공되고 체계도 잡혀, 다양한 연구를 할 수 있게 되었다는 것. 하지만 아쉬운 점도 내비쳤다.

“10여 년 전에는 열심히 하는 사람이 그에 상응하는 대가를 받았는데, 지금은 그런 부분이 좀 부족합니다. 남들보다 더 일해도 받아 가는 건 차이가 없다면 열의가 꺼집니다. 열심히 하는 사람을 좀 더 대우해 주는 그런 분위기가 만들어졌으면 좋겠습니다.”

그는 ‘자기 밥값을 하는 연구’를 강조하면서도 그 말에 담긴 의미를 반추했다. 물론 책임감을 가지고 연구를 해야겠지만, 가정이나 건강까지 희생하는 무리한 연구는 지양해야 한다는 것이다. 삶이 재미있어야 연구도 재미있게 할 수 있다는 그는 퇴임 후에는 요리를 배워볼까 생각 중이다. 맛있는 것 많이 먹으면서 즐거운 삶을 살아가길 희망하는 그의 소탈한 모습에서 인생의 진리를 엿볼 수 있었다.

즐거운 삶, 좋은 연구

박광수 선임연구위원

“일도 중요하지만 인생을 좀 더 풍요롭게 하는 취미를 개발해서 재미나게 살았으면 좋겠습니다. 자기 할 것은 하되, 보다 삶을 풍부하게. 자기가 행복해야 좋은 연구도 나오는 것이지, 일에 치여서 한다면 좋은 연구를 진행하기 힘듭니다. 삶의 밸런스가 중요한 것이죠.”



연구원 뉴스



울산경제자유구역 혁신생태계 구축을 위한 산업부·울산시·지원기관 간 업무협약

일시 : 2021년 1월 14일 (목) 14:00

장소 : 울산경제자유구역청 시민홀

에너지경제연구원(원장 조용성)은 산업통상자원부(장관 성윤모)와 울산광역시(시장 송철호), UNIST(총장 이용훈), 울산대학교(총장 오연천), 한국석유공사(사장 양수영), 한국동서발전(주)(사장 박일준), 한국에너지공단(이사장 김창섭)과 함께 혁신기업 육성과 경제자유구역 활성화를 도모하고 경제자유구역 혁신생태계 구축을 위해 지원기관 간 업무협약을 체결하였다.

전기요금 체계 개편안에 대한 평가와 향후 과제 모색 토론회

일시 : 2021년 1월 21일 (목) 10:00~11:00

장소 : 비대면

에너지경제연구원(원장 조용성)은 2021년 1월 21일 '전기요금 체계 개편안에 대한 평가와 향후 과제 모색 토론회'를 개최했다. 연료비 조정요금 및 기후환경요금 도입에 대한 평가와 지속가능한 전기요금 체계 확립을 위한 향후 과제 제언 등을 목적으로 개최되었다. 토론회는 코로나 19로 인해 ZOOM 화상회의 형식으로 진행되었다.





「학생 미래에너지 교육」 운영에 관한 협약

일시 : 2021년 1월 27일 (수) 10:00 장소 : 비대면

에너지경제연구원(원장 조용성)은 에너지전환 정책, 그린 뉴딜, 탄소중립 등의 에너지이슈에 대한 인식개선 및 성과확산과 초·중학생을 미래 창의적인 인재로 육성하기 위해 울산 남구청(청장직무대행 박순철), 한국에너지공단(이사장 김창섭)과 「학생 미래에너지 교육」 운영에 관한 협약을 체결하였으며, 코로나19 3차 대유행에 따라 비대면으로 협약을 체결하였다.



교육서비스

Education service

에너지 분야 유수기관 기업의 임원(에너지고위경영자 과정) 및 중간관리자(차세대에너지리더 과정)를 대상으로 에너지 분야의 전문지식을 제공하고 정보교류의 장을 마련

Next Generation Leader

Korea Energy Economics Institute

Education service





에너지고위경영자 과정

가. 목적

- 국내 에너지 관련 유수기관 및 기업의 임원급 직원을 대상으로 국내외 주요 에너지 이슈에 대한 전문지식을 심도 있게 전달함으로써 글로벌 시대 에너지리더로서 필요한 자질 육성
- 에너지경제연구원은 2002년부터 '에너지고위경영자 과정'을 개설하여 2020년까지 총 19기 691명의 수료생을 배출

나. 교육현황

- 교육기간 : 매년 상반기 금요일(15주간 국내연수 및 해외연수 포함)
- 지원자격 : 에너지 관련 분야에 종사하는 정부·공공기관·기업·단체·협회 등의 고위 경영자 및 기타 동등한 자격을 갖춘 자

다. 운영현황

- 강사진 : 연구원장·에너지 관련 기관 및 공기업 대표·학계·문화예술계·체육인 등
- 출석 관리 및 수료증 수여 조건
 - 출석부를 통한 개인별 출결 상황 매주 확인
 - 전 강좌의 2/3 이상 출석한 참가자에 한하여 수료증 수여



차세대에너지리더 과정

가. 목적

- 국내 에너지 관련 기관 및 기업의 중간관리자를 대상으로 국내외 주요 에너지 이슈에 대한 전문지식을 심도 있게 전달함으로써 대한민국 에너지 산업을 이끌어 갈 차세대 에너지 리더를 조기에 발굴하여 육성
- 에너지경제연구원은 2009년부터 '차세대에너지리더 과정'을 개설하여 2020년까지 총 12기 489명의 수료생을 배출

나. 교육현황

- 교육기간 : 매년 하반기 금요일(15주간, 국내연수 및 해외연수 포함)
- 지원자격 : 에너지 관련 분야에 종사하는 정부·공공기관·기업·단체·협회 등의 중간관리자 및 기타 동등한 자격을 갖춘 자

다. 운영현황

- 강사진 : 에너지경제연구원 부서장급 이상 연구진 및 학계·문화예술계·체육인 등
- 출석 관리 및 수료증 수여 조건
 - 출석부를 통한 개인별 출결 상황 매주 확인
 - 전 강좌의 2/3 이상 출석한 참가자에 한하여 수료증 수여





봄 그리고 KEEI

‘열정’이라는 에너지!
에너지경제연구원의
‘열정’은 불변이며
끊임없이 생성됩니다.



에너지경제연구원
www.keei.re.kr



ISSN 1739-1342