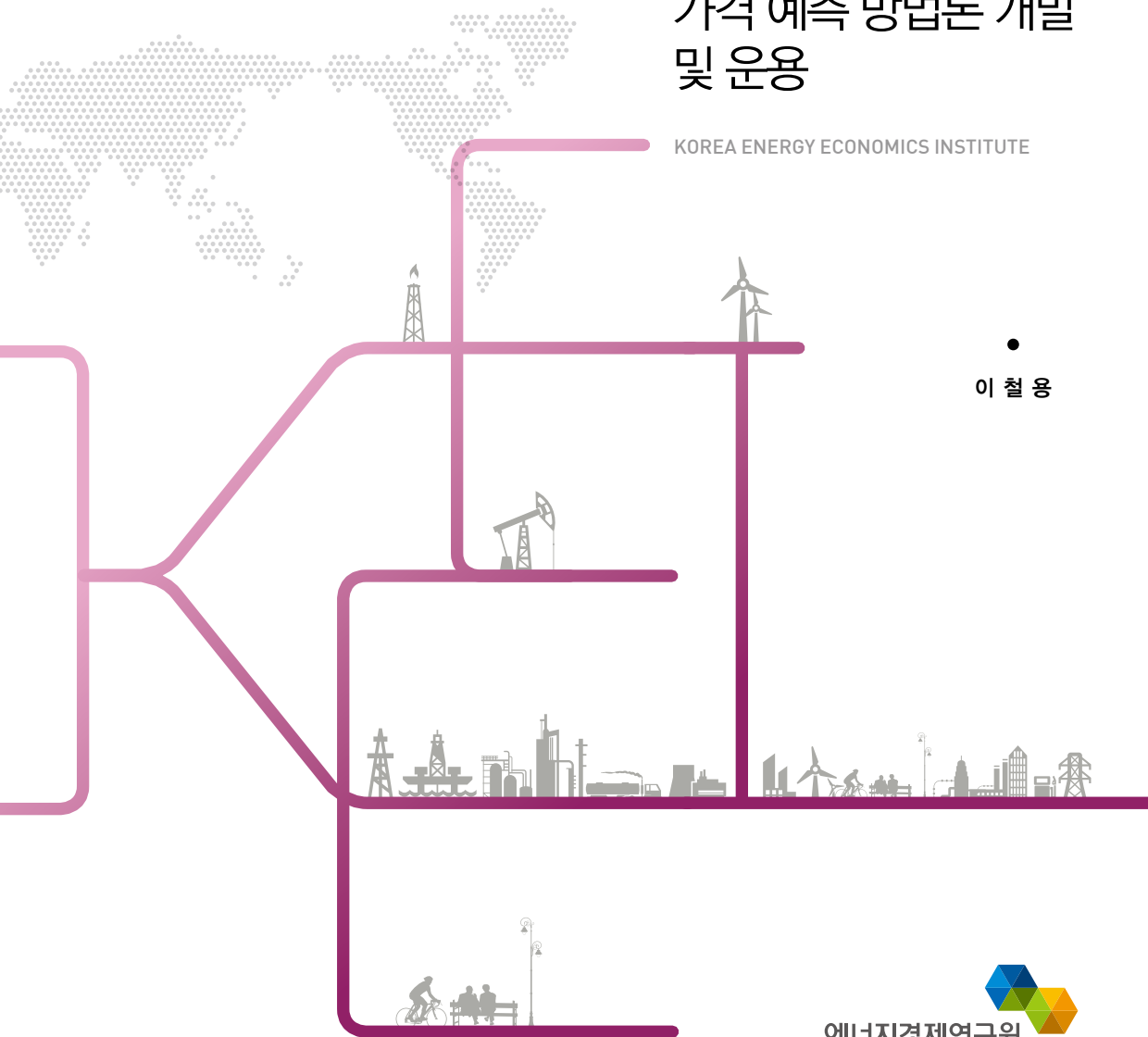


기본
연구 보고서
15-12

신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
이 철 용

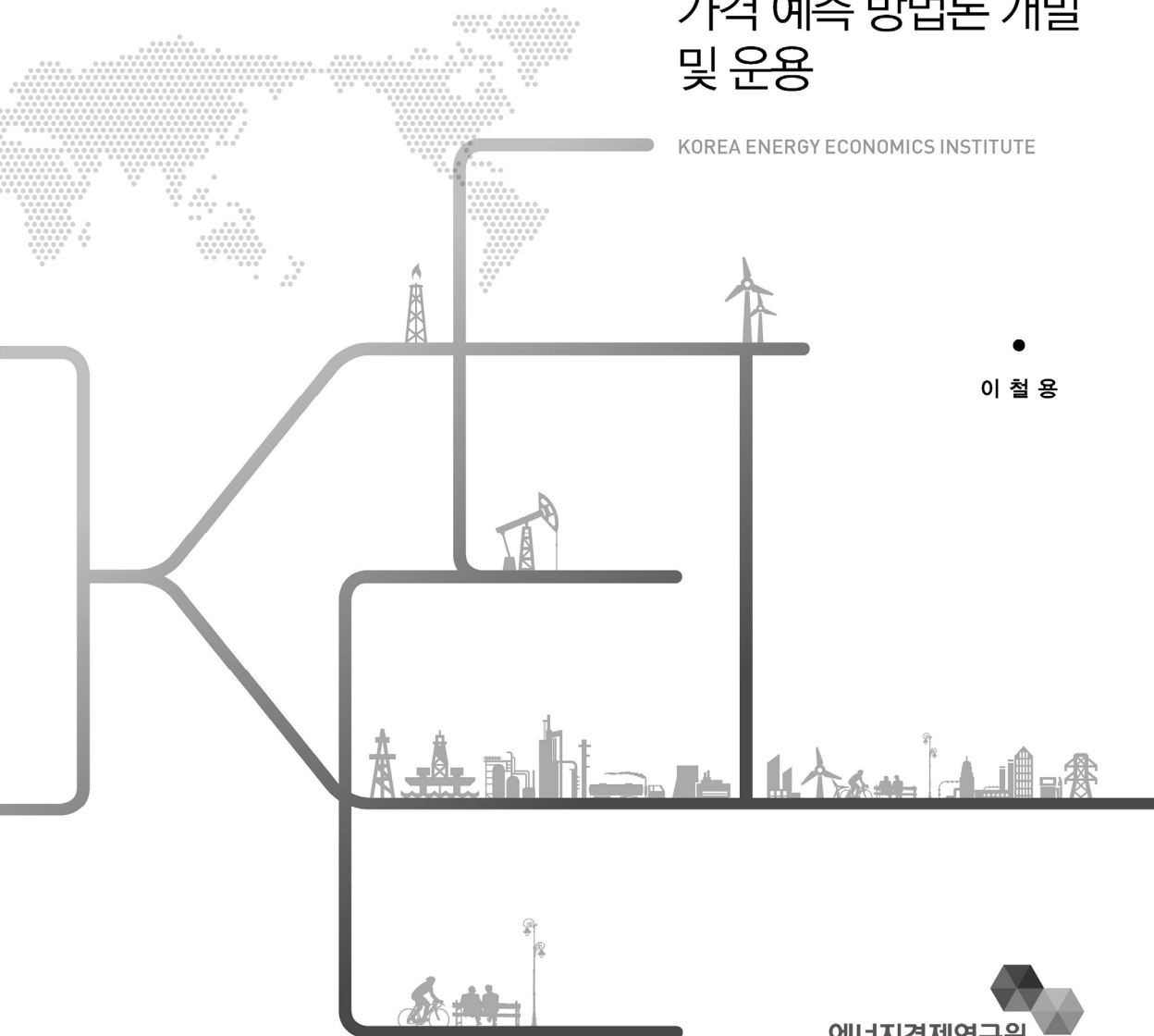


기본
연구 보고서
15-12

신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
이철용



참여연구진

연구책임자 : 연구위원 이철용

연구참여자 : 선임연구위원 박정순

부연구위원 이상림

부연구위원 전우영

위촉연구원 허혜진

위촉연구원 김민지

네모파트너즈엔이씨 대표 윤석호

네모파트너즈엔이씨 컨설턴트 성지영

1. 연구의 필요성 및 목적

전 세계적으로 에너지 수요는 꾸준히 증가하여 2013년~2040년 사이 37% 증가할 것으로 전망된다(IEA, 2014). 한 지역의 산업과 경제가 발전하면서 에너지 사용량이 증가하는 것은 자연스러운 현상이나, 문제는 이에 따라 온실가스 배출량 또한 증가하게 된다는 점이다. 현재 각국은 기후변화 문제에 대응하기 위해 노력하고 있다. 이에 전통적인 에너지원에 비해 친환경적인 신재생에너지원이 주목 받고 있다. 신재생에너지는 온실가스 감축을 통한 기후변화 문제 대응, 화석 에너지 고갈의 대안, 산업화를 통한 경제성장 동력 등 환경적, 경제적으로 긍정적인 효과를 불러올 잠재력을 지녔다. 세계 신재생에너지 공급은 꾸준히 증가해, 2013년 전 세계 신재생에너지 생산량은 약 18억 TOE에 달한다(IEA, 2015). 전력 부문(수력 포함)에서는 신재생에너지 용량이 2004년 대비 2013년 말까지 약 2배 증가하였으며 신규 건설되는 발전설비 중 신재생에너지 설비가 45%에 달하고 있다(IEA, 2015).

우리나라는 2012년 신재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard, 이하 RPS) 제도 시행 이후 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, 이하 REC) 가격의 추이가 중요 관심 대상이 되고 있다. REC 가격은 국민이 지불해야 할 전기요금과 관련되어 있어 향후 추이에 따라 국민의 부담 수준을 파악할 수 있다. 신재생에너지 프로젝트는 향후 REC 가격 전망에 따라 수익이 직결되어 성사 여부가

결정되므로 REC 가격이 중요한 의미를 가진다. 따라서 RPS 정책의 미래 불확실성을 해소하는 차원에서 REC 가격 전망에 대한 연구가 절실한 상황이다.

본 연구의 첫 번째 목적은 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 모형을 개발하는 것이다. 즉, 국내 신재생에너지 RPS 시장의 특징을 분석하여 REC 가격 예측 방법론을 개발하고, 이를 태양광/비태양광 통합시장에 적용할 것이다. 본 연구의 두 번째 목적은 신재생에너지 공급인증서 가격 안정화 방안을 제언하는 것이다. 신재생에너지 공급인증서 가격의 변동성이 높을수록 정부와 신재생 의무공급자, 신재생 발전사업자의 위험성이 높아지므로 가격 안정화를 위한 정책 제언이 필요하다.

2. 내용 요약

REC 가격과 관련된 기존연구는 REC 가격 변동성의 요인을 분석한 연구와 REC의 향후 가격을 예측하는 연구로 분류될 수 있다. 하지만 REC 가격 예측 연구는 중요도에 비해 선행연구가 국내외적으로 활발히 이루어지지 않고 있었다. 따라서 본 연구는 REC 가격 전망 모형을 개발하고 한국의 REC 시장에 적용함으로써 국내 신재생에너지 연구뿐만 아니라 해외 연구의 발전에도 기여할 수 있을 것으로 기대된다. 특히 현재 RPS를 시행하고 있는 국가 및 주정부는 약 80개로 본 연구는 이들 국가의 신재생에너지 시장 및 정책 연구 발전에 큰 역할을 할 수 있을 것이다.

본 연구는 REC 가격 전망을 위해 2가지 방법론을 제시하였다. 첫 번째 방법론은 베이지안 다변량 정규모형으로 과거자료를 이용하여

모형의 모수를 추정한 후, 미래를 예측한다. 첫 번째 모형에서는 REC 가격을 설명하는 변수로 신재생에너지 의무량, 신재생에너지 공급량, 계통한계가격, 균등화 비용, 정책변화 등을 고려한다. 사후분포 추정 방법은 깃스 샘플링을 활용한다. 그런데 추정결과 정책 더미 변수를 제외하고 모든 변수에서 통계적으로 유의미한 계수가 나타나지 않았다. 이에 대한 원인은 크게 3가지로 요약할 수 있다. 첫째, 자료의 한계로, 국내 RPS의 역사가 짧아 충분한 데이터가 구축되지 못했다는 것이다. 둘째, 현물시장에서의 REC 거래량은 전체 REC 시장의 5%에 불과하여 REC 공급량으로 REC 가격을 예측하는 데에 무리가 따랐다. 셋째, RPS 정책 변화로, REC 시장 메커니즘이 지속적으로 변경되어 왔다. 가령 2014년 하반기부터 태양광/비태양광 REC 교차 거래를 비공식적으로 허용했고, 2016년 이후에는 태양광-비태양광 시장이 통합됨에 따라 기존 태양광 및 비태양광 REC 가격의 추이로 미래를 예측하는 것이 더욱 어려워졌다는 것이다. 따라서 시계열 모형과 같이 과거 추세로 미래를 예측하는 방법은 국내 REC 시장에 적용하는데 무리가 따르며 후속 연구에서도 이를 참고할 필요가 있다.

본 연구에서 개발한 두 번째 방법론은 균등화 비용(Levelized cost of energy)과 경험 곡선(experience curve)을 이용한 전망 모형이다. 본 방법론은 신재생에너지 발전의 수익원은 계통한계가격(SMP)과 REC이며, 이들의 합이 적정 투자보수율을 반영한 LCOE보다 크다는 사실에 근거한다. 또한 한국의 RPS 제도 특성을 고려하여, REC 기준 가격을 도출하여 REC 가격의 최대값을 추정한다. 즉 RPS 의무사가 목표 달성을 못했을 경우 이들에게 기준가격 \times 1.5에서 페널티 비용이 부과되는데, 현물시장에서의 REC 가격은 이 값이 상한선으로 작용한다. 우선 균등화 비용 전망을 위해 경험곡선과 Bayus 모형을 추정하

였다. 즉 태양광(풍력)의 모듈(터빈) 가격은 경험곡선을 활용하였고, 비모듈 가격은 Bayus 모형을 이용하였다.

추정결과, 태양광 모듈 가격은 2016년 약 686.6원/W에서 2024년 500.5원/W으로, 비모듈 부문에서는 1,121.7원/W에서 2024년 617원/W로 감소하는 것으로 전망되었다. 따라서 태양광 시스템 가격은 2016년 1,808.4원/W에서 2024년 1,117.9원/W으로 약 38%로 대폭 하락할 것으로 보인다. 또한 태양광 LCOE도 빠른 속도로 하락하여 2016년 167.06원/kWh에서 2024년 106.39원/kWh로 약 36% 하락할 것으로 보인다.

풍력의 경우 터빈 가격은 2016년 약 1,129.9원/W에서 2024년 1,054.8원/W으로 약 6.6% 감소할 것으로 보인다. 풍력의 비터빈 부문의 가격은 대부분 시공비로 가격 하락의 여지가 없기 때문에 약 1,128원/W으로 일정하다고 가정하였다. 따라서 풍력 시스템 가격은 2016년 2,257.8원/W에서 2024년 2,182.7원/W으로 약 3.3% 하락할 것으로 보인다. 이에 따라 풍력 LCOE는 2016년 140.60원/kWh에서 2024년 136.83원/kWh으로 소폭 감소하는 데 그칠 것으로 전망된다.

전력시장모형을 이용한 SMP 추정은 7차 수급계획에서의 불확실성을 고려하여 2개의 안을 가정하여 시뮬레이션을 수행하였다. 첫째 안(S1)은 7차 수급계획에서의 수요예측, 수요관리, 발전소와 송전선 건설, 신재생발전과 분산형전원 목표 달성 등이 차질 없이 진행된다고 가정하였다. 이에 반해 둘째 안(S2)은 공급 측 불확실성을 반영하여 원전, 석탄 발전소 준공지연, 신재생발전 목표 미달성을 가정하였다. 추정결과 SMP는 2016년 약 91원/kWh에서 2024년 76.7~84원/kWh으로 전망되었다. 원자력 및 석탄 화력등 기저발전설비가 추가됨에 따라

SMP 가격이 지속적으로 하락하는 것으로 추론된다.

추정된 태양광 및 풍력의 LCOE와 SMP 예측치에 기반하여 REC 가격 전망을 수행하였다. SMP 전망과 태양광 비중의 변화에 불확실성을 반영하기 위해 6개의 시나리오를 설정하였다. 즉 SMP는 7차 전력수급기본계획이 100% 이행된다고 가정했을 때와, 원자력 발전 및 화력발전 건설이 2년 지연될 경우를 가정하였다. 또한 전체 REC 공급량에서 태양광이 차지하는 비중은 15%, 20%, 25%인 경우를 가정하였다. 추정결과 제7차 전력수급계획대로 기저부하 발전소가 건립되었을 때, REC 현물시장 가격은 2016년 71천원/REC~102천원/REC에서 2024년 54천원/REC~84천원/REC 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지 LCOE가 하락함에 따라 REC 가격도 이에 맞추어 하락하기 때문이다. 현재와 같이 REC 의무량에 비해 공급량이 과부족하게 되면 REC 현물 가격이 상승하게 되어 REC 최고치에서 주로 가격이 형성될 것으로 예상된다. 하지만 신재생에너지 신규 발전 시설이 늘어나 공급량이 충분하게 되면 최저치와 최고치 사이에서 가격이 형성될 것이며, 공급량이 의무량보다 급격히 많을 경우 최저치보다 REC 가격이 더 하락할 수도 있을 것이다.

제7차 전력수급계획에서의 기저부하 발전소 건립이 2년 연장될 경우 SMP 가격은 증가하게 된다. 이러한 상황에서 REC 현물시장 가격은 2016년 71천원/REC~102천원/REC에서 2024년 49천원/REC~76천원/REC 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 계획대비 기저부하 발전소 건립이 늦어지면서 SMP가 시나리오 1보다 상승하는 효과가 발생하고, 이에 따라 REC 가격은 하락하기 때문으로 풀이된다.

3. 정책 제언

향후 REC 수급 등 많은 불확실한 요인 때문에 REC 가격 변동폭이 클 것이기 때문에, 시장 안정화를 위해 REC 가격 안정화 정책이 필요하다. 첫 번째 방안으로 전력판매 경쟁 촉진 및 판매사 RPS 의무가 필요하다. 주요국의 경우 판매사(전력공급사)가 RPS 의무이행사인 반면, 국내의 경우 발전사가 RPS 의무를 부담한다. 한국의 경우 발전사가 신재생에너지 발전 및 RPS 의무를 동시에 부담하므로 REC 가격을 하락시키는 유인이 존재하지 않는다.

두 번째 방안은 계약 당시의 “SMP+REC” 고정가격을 보장하는 것이다. 소규모 태양광의 REC의 경우 12년 장기계약을 체결함에 따라 가격 변동성을 완화할 수 있다. 하지만 대부분의 신재생에너지 REC와 SMP는 시간이 지남에 따라 변동하기 때문에 신재생 발전사업자의 수익 불안 요인으로 작용하게 된다. 이러한 불확실성을 완화하기 위해서는 정부가 SMP+REC 수입을 적정이윤 수준에서 장기계약 가격으로 책정하여 정책적으로 승인하는 것이 필요하다. 이와 유사한 방안으로 REC 가격을 현행과 유사하게 장기계약 형태로 고정하고, SMP도 한전과 PPA 또는 차액정산 계약을 체결함으로써 변동성을 헷징하는 방법도 존재한다.

세 번째 방안은 보험 또는 재보험회사, 은행 등의 금융기관이 신재생에너지 발전사업자에게 SMP+REC 고정수익을 보장하는 금융상품을 개발하는 것이다. 발전사업자는 SMP 및 REC의 가격 변동에 따른 이익 또는 손실 부담을 금융기관에 이전하고 이에 대한 대가로 수수료를 지급한다. 금융기관은 제2의 상품시장을 활용하여 SMP 및 REC 가격 변동에 대해서 헷징하는 방안을 마련하는 것이 가능하다.

네 번째 방안은 호주와 유사하게 REC 선물상품을 도입하는 방안이다. 선물상품을 활용하면 현물시장에서의 가격변동 위험을 헷징하는 것이 가능하다. 기타 방안으로 정부가 장기 SMP 가격을 제시하여 미래에 대한 불확실성을 제거하는 방법이 있다. 또한 영국과 호주와 같이 소규모 사업자에 한해 FIT를 적용하는 방법도 있을 수 있다.

본 연구는 REC 가격 예측을 통해 정부, 신재생에너지 공급의무자, 신재생에너지 발전 사업자, 소비자에게 미래에 대한 불확실성을 완화하는 데 기여할 것으로 기대된다. 즉, 정부와 소비자는 신재생에너지 보급에 따른 미래 발생 비용을 파악함으로써 이에 대한 준비가 가능하다. 신재생에너지 공급의무자는 REC 가격 전망 자료를 활용하여 RPS 범칙금 가늠 및 발생비용 예측이 가능하다. 신재생에너지 발전 사업자는 REC 가격 예측 자료를 통해 미래의 사업 가능성 여부를 타진할 수 있을 것이다.

ABSTRACT

1. Research Background and Purpose

Energy demand has steadily risen worldwide and is expected to increase by 37% between 2013 and 2040 (IEA, 2014). A region's energy use is bound to increase as its industries and economy develop, increasing greenhouse gas emissions. All nations are attempting to address climate change, with an increasing focus on seeking new and renewable eco-friendly energy sources instead of using traditional energy sources. New and renewable energy has potentially positive environmental and economic effects, such as reducing greenhouse gases, which help address climate change, offering alternatives to fossil fuels and driving economic growth through industrialization. As a result, the supply of new and renewable energy has steadily increased, with the global production of new and renewable energy reaching 1.8 billion TOE in 2013 (IEA, 2015). New and renewable energy usage in the electric power sector (including hydroelectricity) roughly doubled from 2004 to the end of 2013, and about 45% of the power generation facilities being built are for new and renewable energy (IEA, 2015).

In Korea, Renewable Energy Certificate (REC) prices have been attracting interest since the Renewable Portfolio Standard (RPS) was

implemented in 2012. As these prices are related to residents' electricity bills, the public's burden will increase or decrease along with them. Renewable Energy Certificate prices are also important because the profits and outcomes of new and renewable energy projects will depend on their prospects. Therefore, to reduce future uncertainty regarding RPS policy, Researchers are required to forecast REC prices.

This study develops a price prediction model for RECs. We analyze the characteristics of the domestic RPS market, develop a methodology for predicting REC prices, and apply it to the overall solar/non-solar market. Finally this study also suggests measures for stabilizing REC prices; a price stabilization policy is needed because higher REC price volatility brings higher risk to the government, new and renewable energy suppliers, and energy generation companies.

2. Summary

Studies on REC prices have either analyzed the factors in REC price volatility or predicted future REC prices. Despite the importance of research predicting REC prices, little research of this type has been done either in Korea or abroad. By developing an REC price prediction model and applying it to Korea's REC market, we seek to contribute to research on new and renewable energy in Korea and to foreign research as well. Close to 80 national and state

governments are implementing RPS, and this study should help further the market and policy research on new and renewable energy in these countries.

This study proposes two methodologies for predicting REC prices. The first is a Bayesian multivariate normal model that uses past data to estimate the model's parameters and predict prices. The variables explaining REC prices include the required amount of new and renewable energy, the supply of new and renewable energy, the system marginal price (SMP), levelized cost, and policy changes. We used Gibbs sampling to estimate posterior distribution. The estimation found no statistically significant coefficients for any variables except for the policy dummy variable. This result had three main causes. First, insufficient data were available because Korea's RPS market is new. Second, we could not predict REC prices by looking only at REC supply because the trading volume of RECs on the spot market accounts for only 5% of the total REC market. Third, alterations in RPS policy have led to constant changes in the REC market mechanism. For example, the former method of predicting price based on trends in solar and non-solar REC prices is less effective because the exchange of solar RECs for non-solar RECs was unofficially permitted in the second half of 2014, and the solar and non-solar markets will be unified after 2016. Therefore, prediction methods that use past trends cannot be applied to Korea's REC market, which should be noted by future researchers.

The second methodology developed by this study is a prediction model using the levelized cost of energy and experience curves. This methodology is based on the facts that the profit source of new and renewable energy is SMP and REC and that their sum exceeds the Levelized Cost of Energy (LCOE) reflecting the ideal rate of return. We also considered the characteristics of Korea's RPS system to derive the standard price for RECs and estimate their maximum price. When a company charged with RPS fails to reach a target, it is charged a penalty of the current price $\times 1.5$; this value is the upper limit of REC prices in the spot market. To predict the levelized cost of energy, we used estimated experience curves and a Bayes model. We used experience curves for the prices of solar modules and wind turbines and a Bayes model for non-module prices.

Our estimates indicate that the price of solar modules will fall from 686.6 KRW/W in 2016 to 500.5 KRW/W in 2024 and that prices in the non-module sector will fall from 1,121.7 KRW/W in 2016 to 617 KRW/W in 2024. Therefore, we expect the price of solar systems to fall by about 38%, from 1,808.4 KRW/W in 2016 to 1,117.9 KRW/W in 2024. We thus expect solar LCOE to fall by about 36%, from 167.06 KRW/kWh in 2016 to 106.39 KRW/kWh in 2024.

For wind energy, we predict that turbine prices will fall by about 6.6%, from 1,129.9 KRW/W in 2016 to 1,054.8 KRW/W in 2024.

As non-turbine prices consist mostly of construction costs, prices will definitely not fall; they will stay at 1,128 KRW/W. Therefore, we expect the price of wind systems to fall by about 3.3%, from 2,257.8 KRW/W in 2016 to 2,182.7 KRW/W in 2024. As a result, we predict wind LCOE to fall slightly, from 140.60 KRW/kWh in 2016 to 136.83 KRW/kWh in 2024.

We estimated SMP using a model of the electricity market assuming two different scenarios to account for uncertainty in the Seventh Master Plan for Electricity in Korea. The first scenario (S1) assumed that the Plan would achieve its goals in areas such as demand prediction, demand management, construction of generators and power lines, the generation of new and renewable energy, and the diversification of energy sources. The second scenario (S2) assumed that the construction of atomic and coal generators would be delayed due to uncertainty in supply and that new and renewable energy generation goals would not be reached. The estimate indicated that SMP will fall from 91 KRW/kWh in 2016 to 76.7-84 KRW/kWh in 2024. We inferred that SMP would continue to fall through the addition of mainstream generation facilities for sources such as atomic and coal energy.

We predicted REC prices based on the estimated LCOE and SMP values for solar and wind energy. We created six scenarios to reflect uncertainty in the SMP predictions and the share of solar energy. For the SMP, we assumed that the Seventh Basic Plan for Electricity

Supply and Demand would be fully implemented or that atomic energy and thermal energy construction would be delayed by two years. We assumed that the share of solar energy out of the total supply of REC would be 15%, 20%, or 25%. Our estimates found that, when mainstream generation facilities were built according to the Seventh Basic Plan, REC prices in the spot market would fall from between 71 and 102 thousand KRW/REC in 2016 to between 54 and 84 thousand KRW/REC in 2024. This would happen because REC prices would fall when new and renewable energy LCOE fell. If the REC supply is far below the required amount (as it is at present), we predict that the REC spot price will rise and reach the maximum level for RECs. However, if more facilities for new and renewable energy are built and supply becomes sufficient, the price will rest between the maximum and minimum levels; if the supply suddenly exceeds the required amount, REC prices may fall below the minimum level.

If construction of the Seventh Basic Plan's mainstream generation facilities is delayed by two years, SMP will rise. In this case, the REC spot market price will fall from between 71 and 102 thousand KRW/REC in 2016 to between 49 and 76 thousand KRW/REC in 2024. If the generation facilities are completed later than planned, SMP will be higher than in scenario 1, and REC prices will fall.

3. Policy Suggestions

Renewable Energy Certificate price stabilization policies are needed to stabilize the market because REC prices will be volatile due to factors such as uncertain REC supply. The first proposal is to stimulate energy sale competition and place RPS obligations on energy sellers. In other large countries, companies selling energy (energy suppliers) carry out RPS duties, whereas Korean generation companies carry out RPS duties. As generation companies must generate new and renewable energy and carry out RPS duties in Korea, there are no forces causing REC prices to fall.

The second proposal is to guarantee a fixed “SMP+REC” price when contracts are being signed. For small-scale solar energy RECs, a 12-year contract is signed, which should reduce price volatility. However, because most new and renewable energy RECs and SMPs change with time, this is an uncertainty factor for new and renewable energy companies. To ease this uncertainty, the government should approve the setting of long-term contract prices at a level where SMP+REC revenue is reasonable. A similar proposal is to fix REC prices in a long-term contract similar to the existing method and hedge SMP volatility with a PPA or contract for differences with the Korea Electric Power Corporation.

The third proposal is for financial institutions such as insurance companies, reinsurance companies, and banks to create a financial product that guarantees generation companies a fixed return from

SMP+REC. The companies would transfer the profit or loss from SMP or REC price fluctuations to the financial institutions and pay fees for this alternative. Financial institutions could use the secondary market to hedge SMP and REC price fluctuations.

The fourth proposal is to introduce REC futures products similar to those in Australia. If futures products might be used, volatility risk on spot market price could be hedged. Another proposal is for the government to suggest long-term SMPs to eliminate future uncertainty. There is also a way to apply FIT to small businesses, as happens in England and Australia. A

We hope that by predicting REC prices this study helps reduce uncertainty about the future for governments, companies obligated to supply new and renewable energy, new and renewable energy generation companies, and consumers. Estimating future costs due to the distribution of new and renewable energy will allow governments and consumers to prepare more thoroughly. Companies obligated to supply new and renewable energy can use REC price prediction data to estimate potential RPS penalties and costs. Companies generating new and renewable energy can use REC price prediction data to examine the feasibility of future projects.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 기존 연구 고찰	3
1. RPS시장 및 REC 가격 변동성 요인 분석 연구	3
2. REC가격 예측연구	5
제3장 국내·외 신재생에너지 RPS 현황	9
1. 해외 RPS 운영 현황	9
2. 국내 RPS 운영 현황	21
제4장 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 방법론	29
1. 모형 1: 베이지안 다변량 정규모형	29
2. 모형 2: 균등화 비용(Levelized cost of energy)을 이용한 전망	32
제5장 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 실증 분석	45
1. 베이지안 다변량 정규모형 추정	45
2. 균등화 비용(Levelized cost of energy)을 이용한 전망	52

제6장 공급인증서 가격 안정화 정책 개발	71
1. 국내 및 미국 전력시장 구조	71
2. REC 가격 안정화를 위한 주요 선진국 사례	79
3. 국내 REC 시장 분석 및 가격 안정화 정책 방안	90
제7장 결론 및 정책적 시사점	97
참고문헌	103
부 록	109

표 차례

<표 2-1> RPS시장 및 REC 가격 선행연구	8
<표 3-1> 신재생에너지 지표 2014	9
<표 3-2> 미국 각 주의 인증서 가중치 부여	11
<표 3-3> 이탈리아 RPS 가중치	15
<표 3-4> 일본의 새로운 태양광 FIT 제도	17
<표 3-5> 호주 RPS 제도 개정 비교	19
<표 3-6> FIT와 RPS의 신규 설비 차이	21
<표 3-7> 연도별 총 의무공급비율 수준	25
<표 3-8> 기타 신재생에너지 공급인증서 가중치	26
<표 3-9> 태양광에너지 공급인증서 가중치	26
<표 3-10> 현물시장 평균거래가격	27
<표 3-11> 소규모 판매사업자 선정제도 확대	28
<표 4-1> LCOE 분석을 위한 전제조건	34
<표 4-2> SMP 전망을 위한 입·출력 데이터	40
<표 4-3> 2016년 시장 통합 후 기준가격 산정식	41
<표 5-1> 예측 모형에 사용된 변수	46
<표 5-2> 베이지안 다변량 정규모형 추정 결과(태양광 REC)	47
<표 5-3> 베이지안 다변량 정규모형 추정 결과(비태양광 REC)	50
<표 5-4> 선형 회귀 모형 추정 결과(태양광 REC)	52
<표 5-5> 선형 회귀 모형 추정 결과(비태양광 REC)	52
<표 5-6> 태양광 모듈 부문의 경험 곡선 추정	53
<표 5-7> 태양광 비모듈 부문의 Bayus 모형 추정	53

<표 5-8> 태양광 가격 전망	54
<표 5-9> 풍력 터빈의 경험 곡선 추정	55
<표 5-10> 육상 풍력 시스템 가격 전망	56
<표 5-11> 6차 vs. 7차 기저설비(정격용량 기준) 변화 비교	58
<표 5-12> RPS 이행률 추이	59
<표 5-13> 시나리오별 전제조건	59
<표 5-14> 시나리오별 시뮬레이션 결과	60
<표 5-15> 시나리오 분석 개요	61
<표 5-16> 2016년 REC 기준가격 산정 예시	62
<표 6-1> 주요국 RPS 거래제도 요약	73
<표 6-2> MPR: RPS 계약가격 결정시 참고가격(CEC)	81
<표 6-3> 호주 REC 선물상품 개요	87
<부록 표 1> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 1)	109
<부록 표 2> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 2)	110
<부록 표 3> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 3)	110
<부록 표 4> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 4)	111
<부록 표 5> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 5)	111
<부록 표 6> 현물시장 REC 가격 전망(시나리오 6)	112

그림 차례

[그림 3-1] 미국 신재생에너지 RPS 정책	12
[그림 3-2] Bundled REC	13
[그림 3-3] Unbundled REC	13
[그림 3-4] New Jersey와 Maryland의 SRECs 현황 비교	14
[그림 3-5] 지역별 태양광 발전소 분포	22
[그림 3-6] 지역별 태양광에너지 누적 공급량	23
[그림 3-7] 지역별 비태양광 발전소 분포	23
[그림 3-8] 지역별 비태양광에너지 누적 공급량	24
[그림 4-1] 태양광 모듈 누적 수요와 모듈 가격	36
[그림 4-2] M-Core 알고리즘 개요	40
[그림 5-1] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Quartiles (태양광 REC)	48
[그림 5-2] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Kernel density (태양광 REC)	49
[그림 5-3] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Quartiles (비태양광 REC)	50
[그림 5-4] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Kernel density (비태양광 REC)	51
[그림 5-5] 태양광의 LCOE 전망	55
[그림 5-6] 육상 풍력의 LCOE 전망	57
[그림 5-7] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 1)	63
[그림 5-8] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 2)	64

[그림 5-9] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 3)	65
[그림 5-10] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 4)	66
[그림 5-11] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 5)	68
[그림 5-12] 현물시장에서의 REC 가격 전망(시나리오 6)	69
[그림 6-1] 국내 전력시장구조	74
[그림 6-2] 미국 전력시장 구조	75
[그림 6-3] 캘리포니아 전력시장 참여자	76
[그림 6-4] 미국 주별 소매경쟁 현황	77
[그림 6-5] 영국 전력산업 구조	78
[그림 6-6] RES 의무이행 비용 요소(예시)	80
[그림 6-7] 콜로라도 Rate Cap 2% Rule	82
[그림 6-8] 영국 PV FIT 추이	84
[그림 6-9] FIT-CfD 운영 방식	86
[그림 6-10] REC 선물 거래 프로세스	89
[그림 6-11] SMP+REC 고정가격 보장	92
[그림 6-12] REC 장기계약 + SMP 차액정산 계약 형태	92
[그림 6-13] 신재생에너지 금융상품 개념도	93
[그림 6-14] 선물(Futures) 거래 개념도	94

제1장 서론

전 세계적으로 에너지 수요는 꾸준히 증가하여 2013년에서 2040년 사이 37% 증가할 것으로 전망된다(IEA, 2014). 한 지역의 산업과 경제가 발전하면서 에너지 사용량이 증가하는 것은 자연스러운 현상이나, 문제는 이에 따라 온실가스 배출량 또한 증가하게 된다는 점이다. 현재 각국은 기후변화 문제에 대응하기 위해 노력하고 있으며, 이에 전통적인 에너지원에 비해 친환경적인 신재생에너지원이 주목 받고 있다. 신재생에너지는 온실가스 감축을 통한 기후변화 문제 대응, 화석 에너지 고갈의 대안, 산업화를 통한 경제성장 동력 등 환경적, 경제적으로 긍정적인 효과를 불러올 잠재력을 지녔다. 세계 신재생에너지 공급은 꾸준히 증가해, 2013년 전 세계 신재생에너지 생산량은 약 18억 TOE에 달한다(IEA, 2015). 전력 부문(수력 포함)에서는 신재생에너지 용량이 2004년 대비 2013년 말까지 약 2배 증가하였으며 신규 건설되는 발전설비 중 신재생에너지 설비가 45%에 달하고 있다(IEA, 2015).

우리나라는 2012년 신재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard, 이하 RPS)제도 시행 이후 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, 이하 REC) 가격의 추이가 중요해지고 있다. REC 가격은 국민이 지불해야 할 전기요금과 관련되어 있어 향후 추이에 따라 국민의 부담 수준을 파악할 수 있다. 신재생에너지 프로젝트는 향후 REC 가격 전망에 따라 수익이 직결되어 성사 여부가 결정되므로 REC 가격이 중요한 의미를 가진다. 따라서 RPS 정책의 미래 불확

실성을 해소하는 차원에서 REC 가격 전망에 대한 연구가 절실한 상황이다.

본 연구의 첫 번째 목적은 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 모형을 개발하는 것이다. 즉, 국내 신재생에너지 RPS 시장의 특징을 분석하여 REC 가격 예측 방법론 개발하고 이를 태양광/비태양광 통합 시장에 적용할 것이다. 본 연구의 두 번째 목적은 신재생에너지 공급인증서 가격 안정화 방안을 제언하는 것이다. 신재생에너지 공급인증서 가격의 변동성이 높을수록 정부와 신재생 의무공급자, 신재생 발전사업자의 위험성이 높아지므로 가격 안정화를 위한 정책 제언이 필요하다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 기존 연구를 분석한다. RPS를 운영 중인 국가를 중심으로 REC 가격 예측 모형을 조사하고, 특히 RPS를 오랫동안 시행해 온 미국을 중심으로 해외사례를 분석한다. 3장에서는 국내 신재생에너지 공급의무화 시장 추이 및 특성을 분석한다. 여기에서는 RPS 제도가 도입된 2012년 이후 시장 추이를 분석하고 RPS 제도 하에서 REC 가격에 영향을 미치는 요인을 파악한다. 4장에서는 국내 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 모형을 제시하고 5장에서는 실증 결과를 제시한다. 6장에서는 REC 가격 안정화를 위한 정책을 제언한다. 이를 위해 RPS를 성공적으로 수행하고 있는 신재생에너지 선도국의 REC 가격 안정화 정책을 조사하고, 한국의 신재생에너지 특성을 고려한 신재생에너지 REC 가격 안정화 방안을 제안한다.

제2장 기존 연구 고찰

RPS에서 신재생에너지 REC와 관련된 선행연구는 크게 두 가지로 나눌 수 있다. 첫 번째는 RPS시장 및 REC가격 변동성의 요인을 분석하고 변동성 완화를 위한 정책 시뮬레이션을 도입하는 경우이다. 두 번째는 본 연구에서 목표하는 바와 같이 REC의 향후 가격을 예측하는 연구이다. 그러나 후자의 연구는 연구주제의 중요도에 비해 선행연구가 국내외적으로 활발히 이루어지지 않았다. 그 이유는 여러 가지가 있을 수 있으나, 주요한 요인은 역시 ‘REC 가격변동성’에 있다. 신재생기술발전 속도, 가중치 변경 등 정책변화, CO₂배출완화의 환경적 측면 등이 복합적으로 작용하기 때문에 현재 또는 가격 추이를 바탕으로 미래를 예측하기는 쉽지 않다.

따라서 본 장에서는 REC 가격 예측에 고려되어야 할 요인과 관련된 연구를 살펴본 후, 실제 가격 예측 연구를 정리 및 소개한다.

1. RPS시장 및 REC 가격 변동성 요인 분석 연구

국내의 전력요금 구조와 달리, 다른 나라의 전력요금 체계에서는 에너지 생산비용이 요금에 즉시 반영되곤 한다. 신재생에너지원은 계절·날씨 변동성이 크기 때문에 투자 위험성으로 작용하고, 나아가 전력요금 변동성을 높이는 경우가 많다.

Eirik et al.(2006)에서는 이를 위한 해결방안으로 बैंकिंग시스템(system of banking or storage)을 제안했다. ‘합리적 기대 시뮬레이션 모형(rational expectations simulation model)’을 적용하여 녹색인증서(Green Certificates,

GCs)시장에 बैं킹 시스템을 도입하면 가격을 낮출 수 있고 변동성을 줄여 사회적 잉여를 증대할 수 있음을 보였다. GCs시장가격은 주로 풍력 발전의 변동성에서 기인하는데, 불가피하게 전력가격 변동을 불러오기도 한다. 이를 완화하기 위해 बैं킹 시스템을 도입하면 서로 다른 시점(intertemporal) 간의 거래제약을 완화함으로써 사회적 편익을 높일 수 있다. 실제 시뮬레이션 결과, 평균 GCs의 가격이 बैं킹 시스템이 없을 때는 있을 때의 2배 이상(बैं킹 시스템無 1.23/有 0.50)으로 나타났다. 연구에서는 추가적으로 가격 하한선과 상한선이 있을 때의 효과도 분석하였는데, 그 결과 가격 하한선이 있을 때는 GC가격이 상승하였고(0.72), 상한선이 있을 때는 GC가격이 하락(0.32)하였다.

영국의 RPS제도인 신재생의무할당제(Renewable Obligation, RO) 하에서 발전사업자는 시장에서 ROC(Renewable Obligation Certificate)를 생산·구입하거나 할당량에 해당하는 고정 매입비용(buy-out)을 지불할 수 있다. Jeff et al.(2013)은 시계열 회귀분석(ROC가격과 매입비용의 차분방정식)을 통해 매입비용 점유율(expected share)이 신재생 발전량 혹은 전기수요와 상관되어 있는지 살펴보았다. 그 결과 현재시점 ROC차분(가격-매입비용)은 이전 시점의 ROC차분과 양의 상관관계가 있는 것으로 나타나, 마지막 시점의 ROC차분은 현재시점 ROC차분으로 예측이 가능한 것으로 나왔다. 또한 영국의 최저기온은 ROC차분에 유의미한 영향을 미쳤지만, 천연가스 가격, 풍속과 강수량은 유의미한 영향을 미치지 않은 것으로 나타났다.

한편, Jacob(2003)은 TGC(Tradable Green Certificats) 투자자에게 위기를 줄 수 있는 두 가지 요인으로 생산의 변동성과 수요-공급 간의 불완전한 정보임을 명시적으로 보였다.

2. REC가격 예측연구

국내에서는 RPS시행기간이 길지 않아 자료의 한계 때문에 REC가격 예측 연구가 적다. 미국의 경우는 태양광 REC 가격 변동이 심하기 때문에 이에 관련된 연구가 주로 이루어지고 있다.

황순현 외(2012)에서 ‘제5차 전력수급기본계획’의 자료를 이용하여 REC 의무량과 REC 공급량을 예측한 바 있다. 균등화 발전단가(Levelized Generation Cost) 방식으로 신재생에너지 발전원별 발전단가를 계산하였으며, 그 결과를 바탕으로 연간 REC 가격을 전망하였다. 먼저 의무공급자 비율(국내 전체 발전량 중 RPS이행 의무를 가진 발전사의 발전 비중)은 '13년 96.3%에서 '22년93.6%로 감소할 것으로 나타났다. REC가격 예측 결과는 태양광 1 REC 가격이 발전 단가 하락을 고려하여 '13년 289천원에서 '18년 247천원, '22년 216.8천원이 될 것으로 도출되었다. 참고로 2015년 9월 현재 1태양광 REC 평균가격은 92.639원으로 위 연구의 예측 결과에서 많이 벗어난 것을 알 수 있다.

최근 연구인 조규철(2014)은 ‘Eco-System: 클라우드 컴퓨팅환경’에서 REC 가격예측을 시뮬레이션하였다. 클라우드 환경¹⁾은 RPS 빅데이터를 활용하여 정보 간 상호연관성과 가격결정 변수 분석을 도와준다. 매물수량과 매매가격을 이용하여 클라우드 환경에서 ‘퍼지로지(fuzzy logic)’기반으로 REC 가격을 예측하였다. 퍼지기반 REC 가격 예측(Fuzzy-based REC Price Prediction, FRPP), 과거 평균거래가격기반 REC(AVG-based REC Price Prediction, ARPP), 거래추이기반

1) 정보의 다양성과 빅데이터를 IT자원을 이용하여 처리할 수 있는 컴퓨팅 개념

REC가격 예측방법론(Trend-based REC Price Prediction, TRPP)을 실제 REC 거래가격과 비교결과 FRPP의 가격정확도 평균은 약 94.2%로 ARPP보다 2.2%, TRPP보다 11.9% 더 유사하게 나타났다. REC 거래비용을 비교하면 14개월('12년 12월~'14년3월) 간의 전체 거래비용 오차합계는 FRPP가 ARPP보다 약 80백만원, TRPP보다 127백만원 적었다.

미국은 30개 주에서 RPS제도가 시행되고 있는데 이 중에서 10개의 주는 태양광의 REC인 SRECs(Solar Renewable Energy Credits) 시장을 형성하고 있다. Dawei et al.(2012)는 SRECs가격과 그 결정요인인 4가지 요소(SRECs 공급, SRECs 수요, 에너지 비용, 주정부 정책)의 관계를 규명하였다. 또한 수요-공급의 균형과 정책 제약 하에서 에너지비용을 최소화하는 선형 최적화(linear optimization) 문제를 풀어 SRECs 가격을 예측하였다. 최적화 문제를 PJM² SRECs 시장에 적용한 결과 일단 최적화과정에서 공급이 정해지면 한계 SREC가격은 공급, 수요와 태양에너지의 비용 간의 관계로 결정되었다.

SREC 시장가격은 변동이 심해 리스크가 크고 잠재적으로 태양광 발전 투자를 감소시키는 요인이다. 뉴저지는 미국의 SREC시장 중에서 가장 규모가 크고, 2028년까지 주 에너지 사용의 4.1%를 태양광으로 충당할 예정이다. 또한 SREC가격의 최고가가 \$700/MWh에 달하기도 했다. 상대적으로 REC시장 규모가 작은 나머지 주들은 2011년 기준으로 규모가 520MW정도였으며, 이는 향후 2025년까지 7,400MW 정도로 성장할 것으로 예상되는데 이 중 뉴저지는 절반 정도를 차지할 것으로 기대된다.

2) 워싱턴DC, 뉴저지 등 총 13개주에 걸친 송전망을 관할하는 지역송전망기구

Michael et al.(2013)은 확률모형인 SMART-SREC(확률모형)을 이용하여 탄소가격 정보와 발전사의 가격에 대한 발전량 조정과 같은 ‘피드백 메커니즘’을 포함한 현실적이고 유연한 가격 전망 모형을 구축하였다. 또한 모형을 뉴저지 SREC 시장에 적용하여, 파라미터 민감성에 대한 태양광 발전을 전망하였다. 뉴저지 SREC 시장은 가격 안정성을 유지하기 위해서 여러 정책 변화를 거쳤다. 따라서 모형에 다수의 बैं킹 시스템(선물, 펀드, 채권 등의 다양한 बैं킹 시스템을 의미)을 추가하여 시장디자인을 시뮬레이션한 결과, 시장수요 증가율이 점차 감소하는 지수계획을 도입하면 장기적으로 안정적이고 높은 가격을 유지할 수 있었다. 또한 다수의 बैं킹시스템은 बैं킹 효과를 극대화하여 가격이 급속도로 떨어지는 것을 막아주었다. 또한, 장기적인 बैं킹시스템은 SREC가격의 편차를 줄여, 위험성이 감소하였고 미래의 공급부족 발생가능성을 최소화하였다.

한편, 폴란드에서는 Christoph et al.(2011)이 폴란드에 도입된 TGC (Tradable Green Certificats) 시장의 경제적 기능을 분석하고 신재생 기술 확산을 위한 장애물을 극복하는 방안에 대해 논의하였다. 현금 유동 모델 (Cash-flow model)을 통해서 TGC가격이 2014년까지(논문 출판 시점으로부터 3년 후) 상한선 €68.34(PLN240)을 형성할 것으로 예상하였다. TGC당 수입은 2009년 €69 수준에서 2028년에는 €3정도로 떨어질 것으로 예측하였다.

〈표 2-1〉 RPS시장 및 REC 가격 선행연구

기존 연구	연구	주요 내용
RPS시장 및 REC 가격 변동성 요인 분석 연구	Eirik et al.(2006)	* 녹색인증서 가격 - 뱅킹시스템無 1.23, 뱅킹시스템有 0.50 - 가격하한선有 0.72, 가격상한선有 0.32
	Jeff et al.(2013)	- ROC차분(가격-매입비용)은 이전시점과 양의 상관관계 있음 - 최저기온은 ROC차분과 상관관계
	Jacob(2003)	- TGC(Tradable Green Certificats)투자에는 생산의 변동성, 수요-공급의 불완전 정보가 위기 요인
REC 가격 예측연구	황순현 외(2012)	- RPS 제도에서 의무공급자 비율 : '13(96.3%)→'22(93.6%)감소 - 1 REC가격 : '13(289천원)→'18(247천원)→'22(216.8천원)감소
	조규철(2014)	- '퍼지기반 REC가격예측'법은 실제 REC 가격과 약 94.2%유사함
	Dawei et al.(2012)	- 선형최적화과정에서 공급이 정해지면 한계 SREC 가격은 공급, 수요, 태양에너지 비용으로 결정됨
	Michael et al.(2013)	- 뱅킹시스템이 SREC 가격 유지에 영향을 줌
	Christoph et al.(2011)	- TGC가격이 2014년까지(논문 출판 시점3년 후) 상한선 €68.34(PLN240)을 형성할 것으로 예상 - TGC당 수입은 2009년 €69 수준에서 2028년에는 €3정도로 떨어질 것으로 예측

제3장 국내·외 신재생에너지 RPS 현황

1. 해외 RPS 운영 현황

전 세계적으로 신재생에너지를 보급하기 위한 정책으로 FIT와 RPS 제도가 가장 많이 채택되고 있다. 그 중에서 신재생에너지 공급의무화(RPS)제도란 신재생에너지 의무자에게 총 발전량의 일정비율 이상을 신재생에너지로 공급토록 의무화하는 제도이다. FIT제도를 시행하는 국가(혹은 주, 지방)는 2004년부터 2013년까지 10년 만에 약 3배가 증가하였고 RPS제도를 도입한 국가(혹은 주, 지방)는 2004년 이후 10년 만에 거의 7배가 증가하였다(REN21, 2015, pp.9). RPS 또는 RES(Renewable Energy Standards) 제도를 운영하고 있는 국가는 미국, 호주, 영국, 스웨덴, 이태리, 폴란드, 벨기에 등이다.

〈표 3-1〉 신재생에너지 지표 2014

연도	2004년 시작	2013년	2014년
정책 대상 국가	48	144	164
RPS/할당량 정책 주/지방/국가의 수	11	99	98
FIT 시행 주/지방/국가	34	106	108
입찰(Tendering) 주/지방/나라의 수	n/a	55	60
바이오연료 의무 /의무 국가의 수	10	63	64

자료 : REN21, 2015, p.9

가. 미국

1) 시행 현황

미국은 연방정부의 RPS정책이 아직 수립되지 않았으며 주를 중심으로 제도가 확산되고 있다. 2008년에는 27개주가 RPS를 도입하였고 주마다 각기 다른 목표량을 가졌으며 권고사항으로 RPS를 시행하는 5개 주가 있었다(전기연구원, 2010). 그러나 설계내용이 수정 및 진화하면서 RPS를 의무적으로 도입하는 주가 증가하였고, 2015년 3월 기준으로 29개주와 워싱턴 DC 및 2개 지역이 RPS를 도입하였다. 이외에도 8개 주와 2개 지역이 자발적 목표인 RPG(Renewable portfolio goal)을 운영하고 있다.

RPS 제도의 가중치는 대부분 기본 가중치인 1.0을 적용하고 있다. 그러나 주 별로 제도를 채택하여 시행하는 만큼 가중치도 주의 정책 방향이나 특징을 고려하여 조금씩 차이를 보이고 있다. 그 예로 Colorado, Nevada, Washington 등의 주에서는 대상 전원의 특성에 따라 1.2~2.45 수준의 가중치를 택하고 있었다. 기본가중치만 채택하는 곳으로는 캘리포니아, 하와이, 뉴욕 외 15개 주³⁾가 있었다. 또한, Arizona, New Mexico는 별도의무량(Set-aside)으로 전환하여 적용하는 특징을 지녔다.

3) 기본 가중치 외의 가중치를 채택하지 않은 주: Connecticut, California, Iowa, Hawaii, Illinois, Massachusetts, Maine, Montana, Minnesota, New Hampshire, New York, New Jersey, Ohio, North Carolina, Pennsylvania, Oregon, Rhode Island, Wisconsin

〈표 3-2〉 미국 각 주의 인증서 가중치 부여

주(state)	가중치	대상 전원
Colorado	1.25	2015년 이전에 운영을 시작한 적격의 에너지 자원으로부터 발전된 전기(소매 DG 제외)
	1.5	“커뮤니티 기반 프로젝트”에서 생산된 전기
	2.0	2014년 12월 31일 이전에 구축된 협동조합 또는 도시 유틸리티 소유의 전기 전송 또는 배전선에 인터커넥트된 30MW까지의 프로젝트에 의해 발전된 전기
	3.0	협동조합 또는 도시 유틸리티 지역에 위치한 태양광으로부터 발전된 전기; 전기는 2015년 7월 1일 전에 운영을 시작한 시설에서 전력 조합을 위해 생산되어야 하며 도시 유틸리티에서 2016년 12월 31일까지 생산되어야 한다.
Nevada	2.0	피크 시간에 발전한 경우
	2.4	지붕 등 소비지에 설치된 경우
Washington	1.2	분산 발전
	2.0	승인된 apprenticeship 프로그램과 함께 2005년 이전의 운영 시설

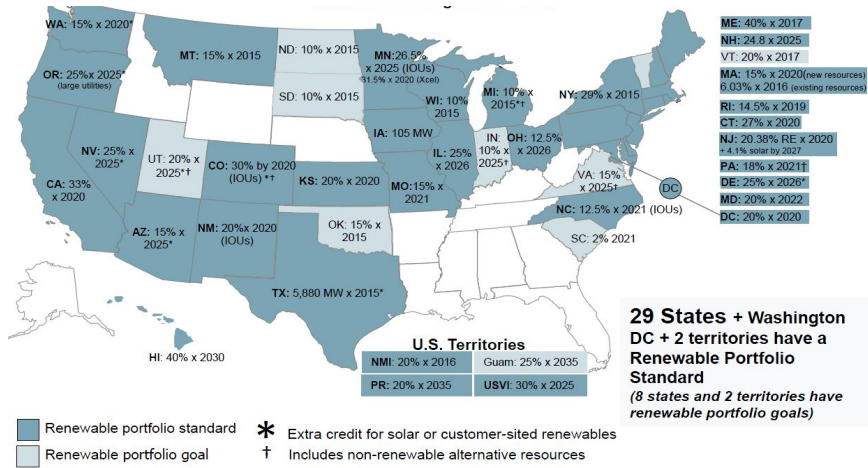
자료: DSIRE, 2015

주: Nevada주는 에너지 포트폴리오 요구량을 충족시키기위해 PECs(portfolio energy credits)를 사거나 판매함

2) 정책

총 에너지 중 신재생에너지 보급 비율의 경우 California에서 2020년까지 33%, Colorado에서 2020년까지 30%, Minnesota에서 2025년까지 26.5%로 이행목표가 설정되었다. 이처럼 2020년 단기목표를 설정한 주가 많이 존재하는 것으로 나타났다. New York은 2015년까지 29%, Maine주는 2017년까지 40% 달성 목표를 내세웠으며 이행 기간을 고려하면 상대적으로 높은 목표를 수립한 것으로 볼 수 있다[그림 3-1].

[그림 3-1] 미국 신재생에너지 RPS 정책

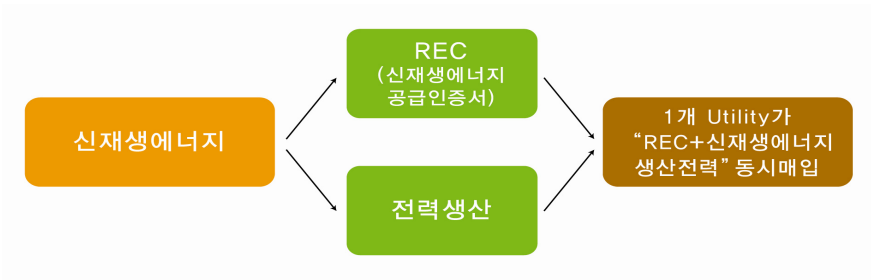


자료: DSIRE, 2015

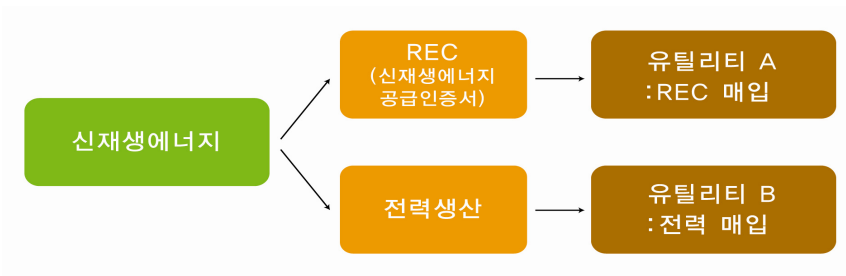
높은 의무이행 목표 수준을 보인 California의 CPUC(California Public Utilities Commission)에 따르면 REC거래가 대체로 장기계약 거래를 통해 형성되며 계약 형태는 Bundled REC 또는 Unbundled REC로 구성된다.

Bundled REC란 신재생에너지원으로부터 발생하는 전력생산량과 이로부터 생성되는 REC를 하나의 유틸리티가 매입하는 방식이다(그림 3-2 참고). 그리고 Unbundled REC란 신재생에너지원으로부터 발생하는 전력생산량과 이로부터 생성되는 REC를 각각의 유틸리티가 매입하는 방식이다(그림 3-3 참고)(Polsinelli, 2013a).

[그림 3-2] Bundled REC



[그림 3-3] Unbundled REC

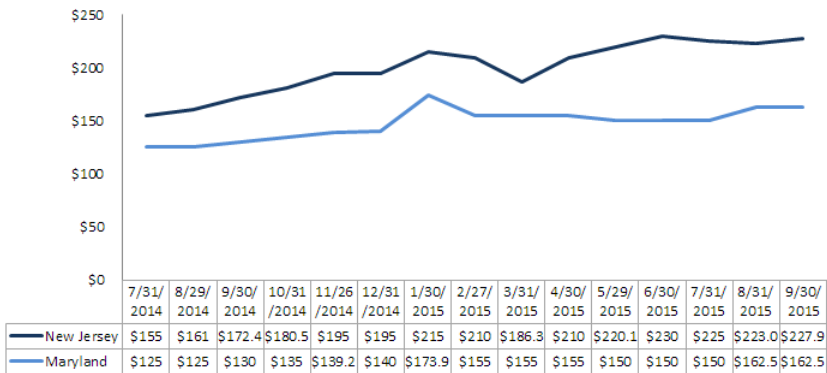


Bundled REC는 보통 한 지역 내에서 전력판매 회사가 신재생에너지와 REC를 동시에 매입하는 경우가 해당한다. 즉 신재생에너지 발전사업자가 1개 주 내에서 사업을 운영하는 경우에는 신재생에너지 송배전 비용 부담으로 인해서 전력판매와 REC 판매를 동시에 해결할 수 있는 Bundled 상품이 유리하다. 반면, 다수의 지역에서 신재생에너지 발전사업을 운영하는 경우 여분의 REC를 타 지역에 판매할 수 있는 Unbundled 상품을 취급하는 것이 유리하다(Polsinelli, 2013a).

New Jersey와 Maryland는 “unbundled”를 채택하였는데, 이는 Flett Exchange라는 전자거래시장에서 거래된다. 2014년 7월에서

2015년 9월까지의 기간 동안 New Jersey와 Maryland의 SRECs 거래가격을 비교하였다. 그 결과 [그림 3-4]와 같이 전체 기간에 서 Maryland의 SRECs 가격이 상대적으로 낮은 수준에서 형성되는 것으로 나타났다.

[그림 3-4] New Jersey와 Maryland의 SRECs 현황 비교



자료: Flettexchange 웹사이트, 2015.11.2. 검색

나. 이탈리아

1) 신재생에너지 현황

이탈리아는 지열발전과 바이오매스분야에서 유망국가로 뽑힐 만큼 유럽에서 신재생에너지 발전에 큰 부분을 담당하고 있다. 또한 차세대 해조류 바이오에너지에 대해 집중적인 연구를 통해 상용화를 목표로 하고 있으며 지열발전에서는 2012년 기준으로 유럽의 80.8%를 차지하며 연구투자와 성과 면에서 긍정적으로 평가를 받고 있다.

이태리의 가중치는 6개 그룹의 대상전원으로 나누어 적용하며 태양광은 FIT로 지원하는 특징을 지녔다. 또한 매립지가스, 하수 가스, 바이오가스 등의 전원에는 가장 작은 가중치인 0.8을 적용하였고 파력, 조력, 농업/축산업/산림(70km이내)에서 얻어진 바이오매스/바이오가스 등에는 가장 큰 가중치인 1.8을 적용하였다(한국전기연구원, 2014).

〈표 3-3〉 이탈리아 RPS 가중치

가중치	대상전원
0.8	매립지가스, 하수가스, 바이오가스
0.9	지열
1.0	육상풍력(200kW 초과), 수력
1.3	생물분해성폐기물, 바이오매스
1.5	해상풍력
1.8	파력, 조력, 농업/축산업/산림(70km이내)에서 얻어진 바이오매스/바이오가스

자료: 한국전기연구원, 2014, pp.10

2) 정책

최종 에너지 소비 중에서 신재생에너지 비율 목표는 2010년 10.1%, 2020년 17%이다. 이는 유럽 회원국(27개국) 2010년 평균목표 12.5%, 2020년 20%에 비해서 낮은 수준으로 목표치가 상대적으로 높은 오스트리아 34%, 포르투갈 31% 등과는 그 격차가 더 크다(Kotra(a), 2014). 그러나 2020년 신재생에너지 발전 목표를 기존 26%에서 2020년 32~35%로 상향하여 공급 증가에 집중하고 있는 것으로 보인다(전력산업연구센터, 2012).

이탈리아에서는 RPS에서 REC를 통해 거래하듯이 의무화된 비율을

자체 생산하지 못하는 경우 녹색인증서를 구매함으로써 의무를 이행할 수 있다(전력거래소, 2009). 그러나 2016년부터 이 제도는 새로운 FIT제도⁴⁾로 대체될 예정이다(Norton Rose Fulbright 웹사이트).

다. 일본

1) 신재생에너지 현황

일본은 신에너지부의 신시장확대조치검토소위원회(2001년 12월)에서 발전사업자에게 비용저감을 위한 인센티브를 제공한다. FIT제도 하에서는 전기사업자가 신에너지를 매수할 의무를 지닌다. 이에 제한적 거래에 대한 개선책으로 시장원리가 강조된 RPS를 2003년 4월 도입하였다. 발전사별로 전년도 전력공급량을 토대로 목표량을 다르게 설정하여 목표 달성을 촉진하였다(전기연구원, 2010).

2011년 동일본 대지진으로 발생한 후쿠시마 원전사고는 일본의 신재생에너지 시장을 변화시켰다. 2012년 기준 화석 연료 공급 비중은 92.9%이고 신재생에너지는 4%였다(KOTRA(b), 2014). 원전사고 이후 전력난 증가는 화석연료 의존도 감소와 신재생에너지의 중요성을 야기하였다. 따라서 정부는 2020년 발전용량 30,000MW이상 및 신재생에너지 비중 20% 달성 계획을 세웠다(한국산업기술진흥원, 2012).

한편 일본의 신재생에너지 정책은 2003년 FIT를 폐지 후 RPS를 도입하였다가 2012년 FIT제도로 회귀하였다.

4) 당해 연도 동안의 전기 판매 평균가격을 기반으로 계산되는 새로운 FIT제도

2) 정책

일본 신재생에너지 정책의 특이한 점은 2012년부터 FIT제도를 다시 부활시킨 것이다. RPS 체제 하에서는 2010년 신재생에너지 비중 1.35%, 2014년 1.63%라는 낮은 목표량과 신재생에너지원별 할당량 대신 총량만을 선정하여 발전비용이 낮은 에너지원 발전에 집중되는 문제점이 지적되었다(김상태·박종원, 2011). 결국 RPS제도를 폐지하고 기존 FIT제도를 보완하여 새로운 FIT제도를 시행하게 된다. 일본의 새로운 태양광 FIT 제도는 <표 3-4>와 같다.

〈표 3-4〉 일본의 새로운 태양광 FIT 제도

카테고리		용량: 10kW 이상 (비거주용)	용량: 10kW 이하 (거주용)
구매된 전기		발전된 전기의 100%	잉여 전기(Surplus electricity)
고정 금액		40엔/kWh+ 세금 (534원/kWh)	42엔/kWh (564원/kWh) (세금 비포함)
구매 기간		20년	10년
계산 가정	비용	건설 비용	325,000엔/kW (436만 원/kW)
		연간 운영유지 보수 비용	10,000엔/kW (134,168원/kW)
	내부수익률 (IRR)	세전 6%	세전 3.2%

자료: 산업통상자원부, 2014

이전 FIT제도가 태양광 발전만 집중적으로 지원했던 것에 반해 새로운 FIT제도는 모든 신재생에너지를 대상(풍력, 태양열, 지열, 소형수력, 바이오매스)으로 하였다. 또한 카테고리를 주택용(Residential)과

비-주택용(Non-Residential)에 한해 지원하던 것을 발전소(비 자가소비)까지 확장하였고 10kW, 10kW~500kW 용량이 지원 대상이었으나 500kW 이상의 규모까지 지원범위에 포함하였다.

새로운 FIT제도의 특이한 점은 6개월마다 위원회에서 새로운 요율을 제안하고 여러 부처의 의견을 수렴하여 가격을 결정하는 방식을 채택하였다는 점이다(산업통상자원부, 2014). 그 결과 태양광 용량 설치가 대폭 증가해 2013년 총 용량이 13.6GW에 달하였다(REN21, 2014, pp.64).

라. 호주

1) 신재생에너지 현황

2010년까지 호주는 MRET(Mandatory Renewable Energy Target, 재생에너지의무목표)제도 아래에서 운영하였고 2011년부터 RET(Renewable Energy Target, 재생에너지목표)제도를 도입하였다. 이 RET는 2015년 6월 23일 호주 의회의 동의로 재개정되면서 신재생에너지 목표수준을 33,000GWh(기존 대비 2배 수준)로 증가시켰다.

2014년 클린에너지 총 발전의 45.9%가 수력, 30.9%가 풍력, 15.3%가 태양광, 7.6%가 바이오에너지로 나타났다. 수력 및 풍력발전의 비중이 전체 클린에너지 발전의 76.8%로 과반을 차지한다.

2013년 대비 2014년의 대규모 신재생에너지에 대한 투자는 88% 감소하였으나 청정에너지 전체 기술에 대한 투자는 16% 증가하였다(Clean Energy Council 웹사이트).

호주에서는 신재생에너지의 효율적인 솔루션 제공과 신재생에너지 사용량 증가를 위해 ARENA(Australian Renewable Energy Agency)

를 설립하였다. ARENA는 약 25억의 자금을 지원하였고 2022년까지 그 양을 확대할 예정이다. 이 자금은 사업 모델을 개선하고 전반적인 산업의 비용을 감소하기 위한 신재생에너지 기술 향상에 사용된다. 이처럼 호주 정부는 기술 개발 투자와 높은 목표 수준 설정을 통해 신재생에너지 보급 확대에 힘쓰고 있다.

2) 정책

2011년부터 RET제도를 도입하여 호주의 신재생에너지 목표 수준이 대폭 상향되었다. <표 3-5>을 보면 RET 제도는 가중치 대상 및 적용, 의무면제 부분을 확대 적용하였음을 알 수 있다. 또한 페널티 비용을 기존보다 50% 이상 올려 목표 달성을 위한 확고한 의지를 보여주고 있다.

〈표 3-5〉 호주 RPS 제도 개정 비교

구분		MRET	RET
관련법		Renewable Energy(Electricity) 2000	Renewable Energy Amendment Bill 2009
제정일		2000년 6월	2009년 6월 9일
시행(예정일)		2002년 1월 1일	2009년 6월 9일
적용기간		2001~2010(2020)	2010~2020(2030)
의무대상자		판매(도소매) 전기사업자	좌동
목표량		2001년: 400GWh 2010년부터: 9,500GWh	2010년: 12,500GWh 2020년부터: 45,000GWh
대상전원		수력, 풍력, 태양열, 지열, 조력, 태양광, 풍력, 조력, 해양에너지, 연료전지, 바이오매스, MSW 등	
가중치 (Solar Credit)	대상	없음	소형(Solar, 풍력), 초소형 수력
	적용	1MWh당 1REC	1MWh당 5REC에서 시작하여 1REC까지 연차별 감소
의무 면제		없음	일부 인정
페널티		MWh당 40\$	MWh당 65\$
Banking		허용	허용(제한없음)

RET제도는 또 다시 SRES(Small-scale Renewable Energy Scheme) 와 LRET(Large-scale Renewable Energy Target)로 나뉜다. SRES는 소형 혹은 주택용 사업이나 커뮤니티 그룹을 대상으로 하며 이들에게 재정적 혜택을 제공한다. LRET는 신재생에너지 발전소의 확장 혹은 설립에 대한 자금을 지원한다.

LRET에서는 LGCs(Large-scale Generation Certificates)라는 인증서 발행이 가능하며, 신재생에너지 발전 사업자는 이로부터 수익을 취할 수 있다. 이 제도는 또한 매년 목표 수준이 올라가, 2020년까지 신재생에너지 발전량이 33,000GWh가 될 전망이다.

LRET제도 아래에서 의무참가자는 SRES 이하의 법적 요구조건 또한 가지기 때문에 이를 준수하기 위해 STCs라는 인증서를 구입할 수 있다. STCs는 신재생에너지 시스템 소유자가 스스로 생산 및 판매를 할 수 있는 특징을 지닌다. 실제로 이들은 현금 할인이나 할부 등을 제공하기도 한다.

이처럼 호주는 신재생에너지 의무준수 수준을 높이기 위해서 제도를 정비하고 목표에 따라 다른 제도를 적용하는 등의 특징을 보인다. 대규모 사업자들에게는 높은 수준의 신재생에너지 목표를 제시하였고 소규모 사업자에게는 인증서 생산 및 판매에 자유를 제공하여 활발한 시장거래가 가능토록 하였다(Australian Government 웹사이트).

장기적으로 호주의 가정에서는 전기 요금을 매년 \$140까지 절약할 수 있을 것이다. 국가적으로 수백만 달러의 전기요금 절약 이외에도 호주 자국의 산업에 투자를 유발하고 수만 개의 직업을 창출할 수 있을 것으로 호주 정부는 기대하고 있다.

2. 국내 RPS 운영 현황

가. FIT와 RPS 제도 비교

한국에서는 신재생에너지 양적인 보급 확대를 위해 '01년도부터 '11년도까지 FIT 제도가 운영되었다. 또한 '12년도부터는 시장경쟁의 원리에 따라 운영되는 RPS제도를 채택해 시행하고 있다. RPS제도로 전환한 이후 신재생에너지에 대한 투자가 기존보다 급속히 확대되고 있는 상황이다(한국에너지공단, 2014).

RPS제도 하에서는 FIT보다 태양광 발전에 대한 투자가 집중되었다. 2015년 5월 기준 RPS 태양광 발전소 수는 11,825개로 FIT 태양광 발전소 수의 6배이다. FIT 제도가 2011년까지 10년간 운영되었고 RPS가 3년 5개월간 운영되었음에도 불구하고 RPS 제도 하에서 태양광 발전소 수는 단기간에 급증하였다. 한편 RPS 태양광 설비용량은 FIT 대비 약 4배 증가하였다.

비태양광 부문에서는 RPS 발전소 수가 185개로 FIT(94개) 대비 3배 증가하였지만 설비용량은 FIT 대비 4.5배 늘어나 2,199MW를 달성하였다. 이는 태양광 설비용량보다 높은 수치다.

〈표 3-6〉 FIT와 RPS의 신규 설비 차이

구 분	FIT(2002~2011년)		RPS(2012~2015년 5월)	
	용량(MW)	발전소수(개)	용량(MW)	발전소수(개)
태양광	497	1,978	1877	11,825
비태양광	489	94	2199	185
계	986	2,072	4076	12,010

자료: 신재생에너지센터 통계

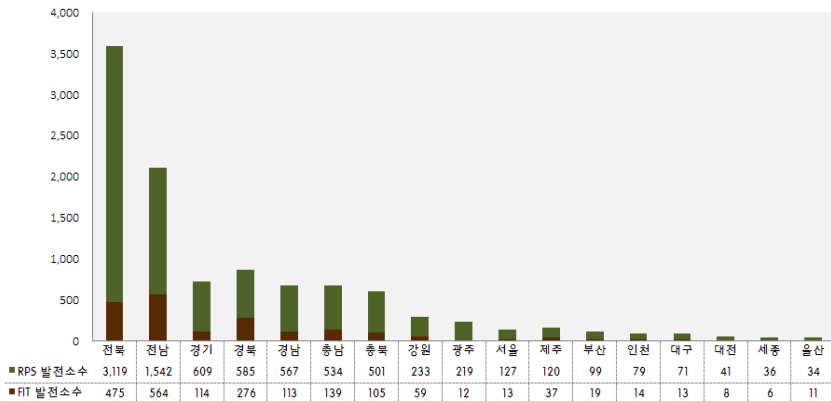
[그림 3-5]부터 [그림 3-8]은 한국에너지공단 신재생에너지통계에서 제공한 지역별 태양광/비태양광의 발전소 개수와 설비용량(MW)의 통계자료를 재구성하였다.

RPS 제도에서 전국 태양광 누적 발전소수와 설비용량이 모두 증가하였다. 일조량이 좋은 전남과 전북 지역에서는 태양광 발전소 구축에 집중하였다. 두 지역의 총 누적 공급량이 전체의 약 45%를 차지한다.

RPS제도의 전국 누적 평균 공급량은 FIT대비 약 3배가 증가하였다. FIT를 시행할 당시 누적 공급량이 0에 가깝던 지역일지라도 RPS 이후 누적 공급량이 폭발적으로 증가하였다. 부산지역에서는 FIT 대비 RPS에 63배 증가하였고, 그 다음 세종 및 서울 지역에서는 47배, 대구지역에서 40배 증가하였다.

[그림 3-5] 지역별 태양광 발전소 분포

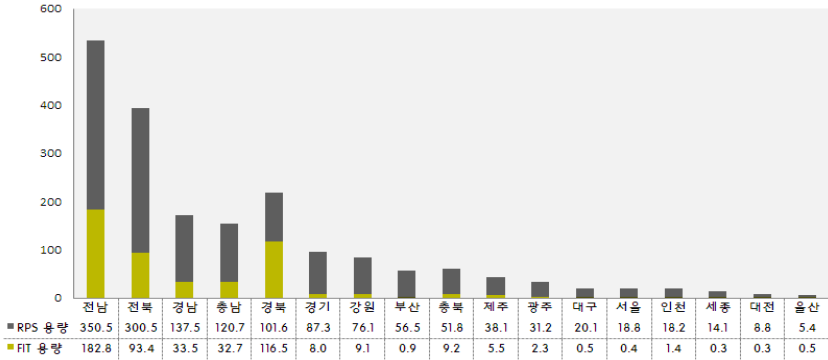
(발전소수: 개소)



자료: 한국 에너지공단 신재생에너지센터, 2014

[그림 3-6] 지역별 태양광에너지 누적 공급량

(용량: MW)

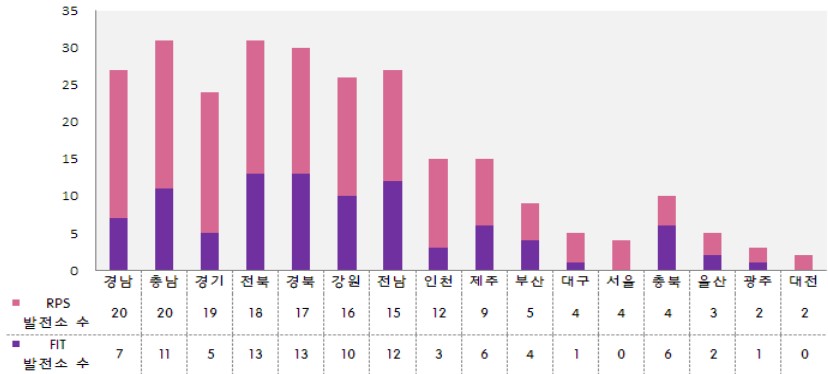


자료: 한국에너지공단 신재생에너지센터, 2014

[그림 3-7]에서 보는 바와 같이 비태양광 분야 역시 RPS로 전환한 이후 전국적으로 발전소 수가 증가하였다. 대체적으로 약 2배 정도 증가하였고 많게는 3~4배의 발전소 수가 증가하였다.

[그림 3-7] 지역별 비태양광 발전소 분포

(발전소수: 개소)

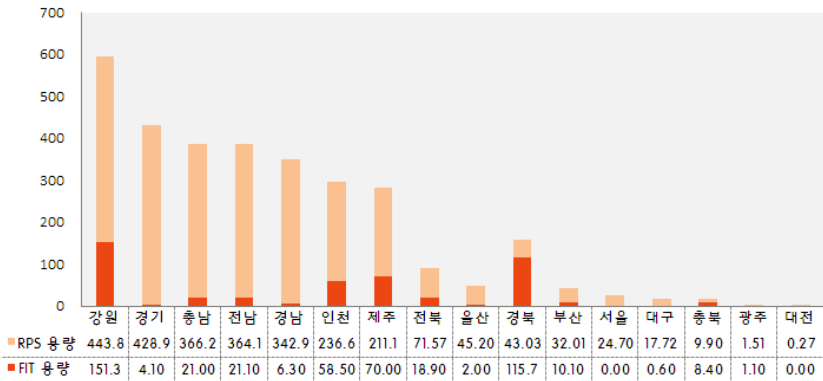


자료: 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2014

[그림 3-8]에서처럼 비태양광 누적 공급량이 태양광 발전소보다 증가 폭이 더 크다. 경기 지역에서 누적 공급량이 약 105배 증가하여 RPS 전환 이후 비태양광 에너지 공급량이 폭증하였다. 그 다음 경남 지역에서 54배, 대구지역에서는 약 30배가 상승하였다.

[그림 3-8] 지역별 비태양광에너지 누적 공급량

(용량: MW)



자료: 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2014

이처럼 RPS 전환 이후 전국적으로 태양광/비태양광 부문 모두에서 공급량이 증가하였다. 시장 경쟁 메커니즘 적용이 공급량 증가에 긍정적인 영향을 미쳤음을 확인할 수 있다.

또한 RPS제도에서는 신재생에너지 의무공급량이 <표 3-7>과 같이 설정되었다. 첫 해(2012년)에는 총 공급량의 2.0%를, 2024년까지 10% 비율로 의무를 이행해야 한다. 이 비율을 공급량으로 보면 2012년 276GWh수준에서 15년 이후에는 1,971GWh 수준까지 상향된 양을 달성해야 한다.

〈표 3-7〉 연도별 총 의무공급비율 수준

연도	비율(%)
'12년	2.0
'13년	2.5
'14년	3.0
'15년	3.0
'16년	3.5
'17년	4.0
'18년	4.5
'19년	5.0
'20년	6.0
'21년	7.0
'22년	8.0
'23년	9.0
'24년 이후	10.0

자료: 한국에너지공단 신재생에너지센터, 2014

RPS를 이행하는 공급의무자는 2014년 14개에서 2015년 17개 발전회사로 3개사가 증가하였다. 2015년에 신규 지정된 대륜발전, 에스파워, 포천파워를 포함해 한국수력원자력, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 남부발전, 동서발전, 지역난방공사, 수자원공사, SK E&S, GS EPS, GS 파워, 포스코에너지, 엠피씨울촌전력, 평택에너지서비스가 이에 해당한다.

우리나라는 앞서 언급하였던 다른 국가들과 다르게 태양에너지와 기타 신재생에너지의 공급인증서 가중치가 다르게 주어진다. 가중치 범위가 태양에너지는 0.7에서 1.5로 상대적으로 작은데 기타 신재생에너지의 경우는 0.25에서 5.5까지 범위가 넓고 설치 유형과 세부 기준이 더 세분화되어 있다(<표 3-8>과 <표 3-9>).

〈표 3-8〉 기타 신재생에너지 공급인증서 가중치

구분	공급인증서 가중치	대상에너지 및 기준	
		설치유형	세부기준
기타 신재생 에너지	0.25	IGCC, 부생가스	
	0.5	폐기물, 매립지가스	
	1.0	수력, 육상풍력, 바이오에너지, RDF 전소발전, 폐기물 가스화 발전, 조력(방조제 有)	
	1.5	목질계 바이오매스 전소발전, 해상풍력(연계거리 5km 이하)	
	2.0	연료전지, 조류	
	2.0	해상풍력(연계거리 5km초과), 지열, 조력(방조제 無)	고정형
	1.0~2.5		변동형
	5.5	ESS설비(풍력설비 연계)	'15년
	5.0		'16년
	4.2		'17년

자료: 한국에너지공단 신재생에너지센터, 2014

〈표 3-9〉 태양광에너지 공급인증서 가중치

구분	공급인증서 가중치	대상에너지 및 기준	
		설치유형	세부기준
태양광 에너지	1.2	일반부지에 설치하는 경우	100kw미만
	1.0		100kw부터
	0.7		3000kw초과부터
	1.5	건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우	3000kw이하
	1.0		3000kw초과부터
	1.5	유지의 수면에 부유하여 설치하는 경우	

자료: 한국에너지공단 신재생에너지센터, 2014

다. 향후 정책방향

2016년부터 태양광에 대해 부여하던 별도 의무량을 폐지하면서 태양광-비태양광 시장이 통합되어 운영될 예정이다. 이에 따라 통합시장의 운영방안이 최근 발표되었다.

먼저 현물시장은 2016년부터 통합 운영된다. 2014년부터 태양광/비태양광의 가격은 이미 비슷한 수준에서 형성되었다. <표 3-10>과 같이 2015년 기준 태양광/비태양광의 현물시장 REC 가격이 모두 9만원/REC 선에서 결정되었다.

〈표 3-10〉 현물시장 평균거래가격

(단위: 원/ MWh)

	2012년	2013년	2014년	2015년
태양광	167,218원	186,476원	106,571원	90,793원
비태양광	64,762원	144,338원	100,303원	92,634원

자료: 산업통상자원부, 2015

중소형 태양광 사업자들은 판매사업자 선정제도를 통해 보호된다. 태양광 별도 의무량이 폐지되더라도 다음과 같은 방법으로 소규모 판매사업자를 지원할 수 있다. ①소규모 판매사업자 선정제도를 기존 계획보다 확대, ②참여대상을 3MW 이하 사업자로 제한, ③100kW 이하 선정 비중을 60% 이상으로 확대 등의 방법이 있다. 이 때 중소형사업자 외에 대형사업자는 통합시장 내에서 사업을 운영해야 한다.

〈표 3-11〉 소규모 판매사업자 선정제도 확대

	2016~2017년	2018~2019년
기존	200MW	250MW
확대	300MW	350MW

자료: 산업통상자원부, 2015

한편 기존 태양광시장에서는 선시공 물량 확대로 2015년 보급목표인 1.5GW를 초과달성한 바 있다. 그러나 비태양광에서는 여전히 공급이 부족하였다. 따라서 통합시장에서는 판매사업자 선정 시 선시공 물량을 일정 비율 배정함으로써 물량해소에 기여할 수 있다.

뿐만 아니라 현재 태양광은 투자비 하락과 참여자 증가로 REC가격이 지속적인 하락세를 보이고 있다. 통합시장에서는 태양광 선정분에 대해 기존처럼 12년간 고정가격으로 비용을 보전해 주게 된다. 이 때 이행비용은 인증서 조달경로별(외부조달, 자체건설, 선정계약)로 분리해 산정한다.

앞으로 운영될 태양광/비태양광의 통합 시장은 REC 가격이 점차 하향 안정화되더라도 가격 급변 가능성은 크지 않을 전망이다. 이는 이행연기 가능량이 20%이고 국가 REC 물량은 전체의 25~30%임을 감안한 결과이다.

또한 시장통합 이후에는 태양광/비태양광 시장이 모두 확대될 것으로 보인다. 그 동안 태양광 별도 의무량이 태양광 시장의 성장을 오히려 제한하였고 비태양광의 공급이 의무량보다 부족하게 하였다. 그러나 저렴한 비용이 비태양광 개발 유인요인이 될 수 있다. 비태양광을 우선적으로 이행하고 태양광이 나머지 부분을 채우는 형태로 시장이 형성될 것으로 기대되고 있다

제4장 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 방법론

본 연구에서는 REC 가격을 예측하기 위해 2가지 방법론을 제시한다. 첫 번째 방법론은 베이지안을 이용한 계량 모형이다. 즉 과거자료를 이용하여 모형의 모수를 추정한 후, 미래를 예측한다. 이는 과거의 가격 패턴이 미래에도 지속된다는 것을 가정한다. 두 번째 방법론은 균등화 비용(Levelized cost of energy)과 경험 곡선(experience curve)에 근거한 전망 모형이다.

1. 모형 1: 베이지안 다변량 정규모형

계량 모형을 이용한 REC 가격 전망을 위해 본 연구에서는 신재생에너지 의무량(D_t), 신재생에너지 공급량(S_t), 계통한계가격(SMP_t), 균등화 비용($LCOE_t$) 등을 고려한다. 이를 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$REC_t = f(D_t, S_t, SMP_t, LCOE_t) + \epsilon_t \quad (1)$$

위 식에서 REC 가격은 함수의 형태에 따라 다양하게 표현될 수 있다. 본 연구에서는 통상적으로 이용되는 선형함수를 가정하고 모형 추정에 접근한다. $T \times 1$ 개의 관측치 REC_t 를 종속변수라고 하면 다변량 정규모형은 아래 식과 같다.

$$REC_t = X_t \beta + \epsilon_t \quad (2)$$

위 식에서 4개의 설명변수를 고려했기 때문에, X_t 는 $T \times 4$ 행렬이고 β 는 4×1 추정해야 할 모수 벡터, ϵ_t 는 $T \times 1$ 오차항의 벡터이다. 위 식에서 ϵ_t 는 평균이 0_T 이고 공분산 행렬이 $\sigma^2 I_T$ 인 다변량 정규 분포를 따른다고 가정한다. 따라서 정의에 의해 우도함수(likelihood function)는 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$p(REC_t | X_t, \beta, \sigma^2) = \frac{\sigma^{-T}}{(2\pi)^{T/2}} \exp\left[-\frac{1}{2\sigma^2} (REC_t - X_t\beta)' (REC_t - X_t\beta)\right] \quad (3)$$

모수의 사전분포를 위해 분포의 형태를 모른다면 널리 알려져 있는 분포족을 이용한다. 즉, 사전분포와 사후분포가 같은 분포족에 포함될 때의 사전분포를 공액사전분포(conjugate prior)라고 한다. 일반적으로 선형모형에서는 모수 β 에 대한 사전분포로 정규분포를, σ^2 에 대한 사전분포로 역감마분포를 활용한다. 즉,

$$\begin{aligned} \beta | \sigma^2 &\sim N(\underline{\beta}, W) \\ \frac{1}{\sigma^2} &\sim G(\underline{s}^{-1}, \nu) \end{aligned} \quad (4)$$

베이저안 모형에서, 추정해야 할 모수의 사후 분포는 사전 분포와 우도함수의 곱으로 표현될 수 있다. 모수의 사후 분포 추정을 위해 최근에는 깃스 샘플러(Gibbs sampler)가 널리 활용되고 있다. 깃스 샘플러는 사후 분포가 복잡하여 랜덤 표본을 생성하기 어려울 때 사용한다. 즉, 각 변수의 조건부확률분포로부터 랜덤표본을 반복적으로 생성

하게 되면 이들의 극한분포가 결합확률밀도함수가 된다. 깃스 샘플링에서 각 모수의 조건부확률분포로부터 반복적으로 생성된 난수들이 결합확률밀도함수를 극한분포로 수렴하는 벡터 마코브 연쇄(Markov chain)를 구성한다.

(식 2) 모수의 사후분포를 추정하기 위해 먼저 모수의 적절한 초기값 $\beta^{(0)}$ 와 $\sigma^{(0)}$ 를 설정하고, 첫 번째 반복을 시행할 때 아래 식과 같이 깃스 표본을 생성한다.

$$\begin{aligned}\beta^{(1)} &\sim p[\beta | X_t, REC_t, \sigma^{(0)}] \\ \sigma^{(1)} &\sim p[\sigma | X_t, REC_t, \beta^{(1)}]\end{aligned}\tag{5}$$

위 식에서 모수 β 의 조건부확률분포는 정규분포를, σ 의 경우 역감마분포를 따른다. 이러한 과정을 적당히 반복해서, n번 반복의 결과는 다음과 같다.

$$\begin{aligned}\beta^{(n)} &\sim p[\beta | X_t, REC_t, \sigma^{(n-1)}] \\ \sigma^{(n)} &\sim p[\sigma | X_t, REC_t, \beta^{(n)}]\end{aligned}\tag{6}$$

따라서 깃스 표본 $\beta^{(n)}$ 와 $\sigma^{(n)}$ 을 얻을 수 있으며, 이러한 과정을 전체 k번 반복하여 깃스 표본 $\beta_1^{(n)}, \dots, \beta_k^{(n)}, \sigma_1^{(n)}, \dots, \sigma_k^{(n)}$ 을 얻을 수 있다. 이 깃스 표본을 이용하여 사후분포를 추정한다.

본 연구에서는 깃스 샘플러를 이용한 모수의 사후분포 추정을 위해 10,000번 반복과정을 수행하였으며 처음 1,000번의 과정에서 발생된 추출물은 버린다. 이렇게 추정된 모수 β 에 대한 사후분포는 REC 가

격 전망을 위한 추정치로 사용된다.

2. 모형 2: 균등화 비용(Levelized cost of energy)을 이용한 전망

일반적으로 신재생에너지 균등화 비용(levelized cost of energy, 이하 LCOE)은 전력 판매로 발생하는 계통한계 가격(System marginal price, 이하 SMP)과 REC의 수익으로 보전된다. 즉 신재생에너지 전력판매 수익인 SMP와 REC의 합이 LCOE 보다 커야 수익성 있는 사업이 가능해진다.

$$LCOE_t \leq SMP_t + REC_t \quad (7)$$

이러한 측면에서 t기의 REC 가격은 LCOE에서 SMP를 뺀 가격보다 높은 값에서 형성될 가능성이 크다. 물론 REC 수급에 따라 이러한 조건은 변동될 수 있지만, 보통 REC 공급이 의무량에 크게 못 미치는 수준이기 때문에 REC 가격이 $LCOE - SMP$ 보다 작을 확률은 거의 미미하다고 볼 수 있다.

$$LCOE_t - SMP_t \leq REC_t \quad (8)$$

따라서 t기의 REC 가격 전망을 위해서는 LCOE 전망과 SMP 전망이 필수적이다.

가. 균등화 비용 추정 및 전망

균등화 비용(이하 LCOE)은 발전량 한 단위(kWh) 당 평균 발전비용으로 발전시설 총비용의 현재값을 총발전량의 현재값으로 나누어 계산한다. LCOE는 투자비용을 어느 수준까지 포함하느냐에 따라 다른 값이 도출되는데, 본 연구에서는 실제 신재생에너지 발전사업에서 고려되고 있는 모든 요소의 비용을 고려한다. 따라서 본 연구에서의 LCOE는 이론적인 비용이라기보다는 실질적인 관점에서의 총 비용을 고려한다고 볼 수 있다. t 시점의 LCOE 계산식은 아래 식과 같다.

$$LCOE_t = \frac{CAPEX_t + \sum_{n=1}^T \frac{OM_n + FC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(days) \times 24(hours) \times Capacity}{(1+r)^n}} \quad (9)$$

위 식에서 $CAPEX_t$ 는 t기의 신재생에너지 발전기의 자본 비용을 의미한다. 태양광 발전의 예를 들면, $CAPEX_t$ 에는 태양광 모듈, 인버터, 주변기기(Balance of plant, BOP), 설계·조달·시공(Engineering procurement and construction, EPC), 기타 비용을 포함한다. OM 는 운영유지비용을 의미하며, FC 는 이자 비용, 보험료 등 금융비용을 나타낸다. r 은 할인율(discount rate), d 는 성능저하율(degradation factor), CF 는 이용률(capacity factor), $Capacity$ 는 신재생에너지 용량을 나타낸다. 마지막으로 T 는 발전기 운영 기간이다. LCOE 추정을 위한 전제조건은 아래 표와 같다.

〈표 4-1〉 LCOE 분석을 위한 전제조건

	태양광(지상)	태양광(건물)	육상풍력
규모	1 MW	20 kW	1 MW
CAPEX	18억원/MW (중국산 15억원)	20억원/MW	25억원/MW
이용률 (%)	14.75%	14.75%	23%
성능저하율(Degradation Rate)	0.8%	0.8%	0.3%
O&M	1,600만원/년	352,000원/년	3,000만원/년
보험료	1,400만원/년	308,000원/년	1,750만원/년
WACC	7%	7%	7%
부채율	70%	70%	70%
대출이자	5%/년	5%/년	5%/년
법인세	22%	11%	22%

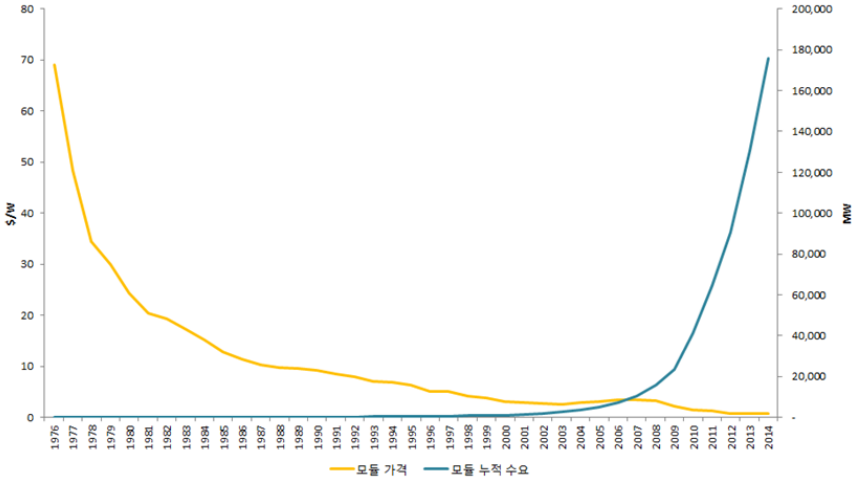
위의 전제조건은 우리나라에서 신재생에너지 발전 사업을 실시하는 경우 발생하는 현실적인 조건을 반영한다. 태양광의 경우 이용률은 통상 15.5%를 적용하지만 본 연구에서는 최근 3년간 실제로 발생한 발전량을 토대로 14.75%를 산정하였다. 성능저하율은 0.8%, 대출이자와 법인세는 각각 5%, 22%를 설정하였다. 다만 자가용 태양광의 경우 세금 혜택이 있어 11%를 적용하였다. WACC(Weighted Average Cost of Capital, 가중평균 자본비용)은 신재생에너지 사업에서 통상적으로 이용되는 적정 수익률인 7%를 가정한다.

한편 LCOE 전망을 위해서는 LCOE를 구성하고 있는 변수들의 예측치를 도출해야 한다. 식 (9)에서 시간에 따라 변하는 변수는 자본비

용인 $CAPEX_t$ 이다. $CAPEX_t$ 는 태양광의 경우 크게 모듈비용과 비모듈비용으로 구분할 수 있다. 비모듈비용에는 인버터, 주변기기, EPC, 기타 비용을 포함한다. 모듈 비용은 국제시세에 따라 움직이고, 비모듈비용은 각국의 상황에 따라 움직이므로 이 둘을 분리해서 전망할 필요가 있다. 풍력의 경우에는 터빈비용과 비터빈비용으로 구분할 수 있다. 비터빈 비용에는 타워, 기반공사, 계통연계, 기타 비용 등을 포함한다.

우선 모듈 및 터빈 비용의 전망은 Arrow(1962)가 제안한 경험 곡선 (experience curve)을 이용한다. 경험 곡선은 일반적으로 기술의 총 누적생산량이 증가함에 따라 기술의 단위당 실질비용이 감소한다는 가정에 근거한다(IEA, 2000). 실질비용의 감소는 투입요소의 규모의 경제, 학습효과로 인한 생산성 향상, 기술의 확산, 기술의 진보 등에 의한 결과이다(Bhandari and Stadler, 2009; Nemet, 2006). 태양광, 풍력과 같은 신재생에너지 기술은 신산업으로 경험 곡선을 이용하기에 적합하며, 실제로 많은 연구에서 널리 활용되어 왔다. 아래 그림은 1976년부터 현재까지 태양광 모듈 누적 수요와 모듈 가격을 나타낸다. 그림에서 나타난 바와 같이 모듈의 누적 수요가 증가할수록 모듈 가격은 하락하는 것을 확인할 수 있다. 즉 태양광 모듈 가격 전망에 경험 곡선을 활용하는 것은 직관적으로 이해될 수 있는 부분이다. 풍력의 경우도 같은 맥락으로 이해될 수 있다.

[그림 4-1] 태양광 모듈 누적 수요와 모듈 가격



자료: 누적 수요는 EPI (2013), 모듈 가격은 Mints (2013)

j 기술에 대한 경험 곡선 식은 아래 식 (10)과 같이 표현될 수 있다.

$$p_{jt} = p_{j0} \left(\frac{CV_{jt}}{CV_{j0}} \right)^{-\alpha} \quad (10)$$

위 식에서 p_{jt} 는 t기의 j번째 신재생에너지원의 가격이며, p_{j0} 는 초기 가격을 나타낸다. CV_{jt} 는 t기의 j번째 신재생에너지원의 누적 보급량이며 CV_{j0} 은 초기 보급량이다. 식 (10)을 용이하게 추정하기 위해서는 양변에 자연로그를 취한 후 선형회귀식을 추정할 수 있다. 즉 식 (10)은 다음과 같이 변형되고 최소자승법(ordinary least square)으로 추정할 수 있다.

$$\ln(p_{jt}) = \ln(p_{j0}) - \alpha \ln\left(\frac{CV_{jt}}{CV_{j0}}\right) + \epsilon_t \quad (11)$$

위 식에서 가장 중요한 모수는 α 로 가격 하락속도가 클수록 α 의 절대값은 커진다(정윤경, 2013).

한편 경험 곡선 추정을 통해 학습률(learning rate)을 추정할 수 있다. 학습률은 누적보급량이 2배로 증가할 때 하락하는 가격의 비율을 의미한다. 학습률 LR을 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$LR = 1 - 2^{-\alpha} \quad (12)$$

한편 비모듈 및 비터빈 부문의 가격 전망을 위해서는 국내 특성을 반영해야 한다. 비모듈(비터빈) 부문에서도 모듈(터빈) 부문과 마찬가지로 학습을 통해 시간에 따라 가격이 감소하는 현상이 보인다. 다만 이러한 가격 하락은 국제 시장에서의 태양광 및 풍력 보급량과 비례하지 않고, 국내 시장 상황에 따라 변한다. 따라서 본 연구에서는 비모듈 가격 전망을 위해 Bayus (1993)에서 제안된 가격 함수를 추정한다. Bayus (1993)는 시간 t 가 기술진보, 규모의 경제, 학습 등의 다양한 요소들을 반영한다고 가정, 다음의 식 (13)과 같이 가격을 시간에 따른 감소함수로 정의하였다.

$$R_{jt} = R_{j0} \times \exp(-\phi_j t) + \epsilon_t$$

위 식에서 R_{jt} 는 t 기의 신재생에너지원 j 의 비모듈 부문 가격이다.

풍력의 경우는 비터빈 부문 가격이라고 볼 수 있다. R_{j0} 와 ϕ_j 는 추정해야 할 모수로서, 각각 j 번째 신재생에너지 원의 초기 가격과 가격 하락 속도를 나타낸다. 신기술 가격이 이와 같은 지수 함수에 따르게 되면 가격 하락의 하방 경직성을 설명하는 데 매우 용이하다. Bayus 모형의 이와 같은 장점 때문에 Cho and Koo (2012), Lee et al. (2006) 등 다양한 연구에서 활용되고 있다.

나. 계통한계가격(SMP) 추정 및 전망

본 연구는 SMP를 전망하기 위해 전력시장모형을 이용하였다. 전력시장모형은 주어진 제약조건하에서 총 발전비용을 최소화하는 시간대별 발전기의 최적 발전량과 기동정지계획을 산출하는데 다음의 식으로 기술된다(김형태 외, 2012).

$$L(\lambda, \mu) = F + \sum_{t=0}^T \lambda_t [D_t - \sum_{i=0}^N P U - \sum_{c=0}^M P_{ct} U_{ct}] + \sum_{t=0}^T \mu_t [D_t + R_t - \sum_{i=0}^N \bar{P}_i U - \sum_{c=0}^M \bar{P}_c U_{ct}] \quad (13)$$

그리고 위의 식은 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$L = \sum_{i=0}^N \sum_{t=0}^T [F_i(P) - \lambda_t P - \mu_t \bar{P}_i] U + \sum_{c=0}^M \sum_{t=0}^T [F_c(P_{ct}) - \lambda_t P_{ct} - \mu_t \bar{P}_{ic}] U + \sum_t [\mu_t (D_t + R_t) + \lambda_t D_t] \quad (14)$$

여기서,

λ_t : 부하제약조건의 Lagrangian multiplier

μ_t : 용량제약조건의 Lagrangian multiplier

F: 총 발전비용

t: 시간

T: 계획 기간

i: 화력발전기

N: 화력발전기 수

c: 복합화력발전기

M: 복합화력발전기 수

F_i, F_c : 화력 및 복합화력발전기 비용 함수

P: t시간에서 i발전기의 발전량

P_c : t시간에서 c발전기의 발전량

U: t시간에서 i발전기의 기동정지 상태

U_{ct} : t시간에서 c발전기의 기동정지 상태

D_t : t시간 부하

R_t : t시간 예비력

$\overline{P}_i, \underline{P}_i$: i발전기의 최대 최소 발전량

$\overline{P}_c, \underline{P}_c$: c발전기의 최대 최소 발전량.

위에서 기술된 동태적 최적화 문제는 SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘을 사용하여 최적해를 구할 수 있다. SUDP는

LR(Lagrangian Relaxation)법과 DP(Dynamic Programming)법을 동시에 사용하는 알고리즘으로, LR법은 개별 발전기의 발전비용을 최소화하고, DP법은 발전비용을 최소화하는 발전기의 기동정지계획을 최적화한다. 그리고 SMP는 이러한 최적화의 결과로 얻어진 발전기의 발전량을 이용하여 계산된다.

[그림 4-2] M-Core 알고리즘 개요



자료: 장인의 공간

<표 4-2> SMP 전망을 위한 입·출력 데이터

입력 데이터	출력 데이터
<ul style="list-style-type: none"> · 전력수요(육지/제주) 자료 · 가격발전 수요, 운영발전수요 별도 반영 가능 · 발전기의 기술적 특성정보 · 복합발전기의 GT/ST 모델링 · 월별 발전기별 연료가격 · 발전기 제약운전 입력 (상한/하한/고정 등) · 중앙급전발전기 신설·폐지 및 정비계획 · 발전기별 정비계획 (또는 입찰량) · 복상 조류, 제주 HVDC 한계량 · 송전손실계수 	<ul style="list-style-type: none"> · 가격발전계획, 운영발전계획 결과 · 각 발전기별 출력 배분량, 이용률 등 · 한계가격 결정결과 · 정산 기능 수행 (*정산보정계수 반영) · 발전기별 소내 전력량, 연료량 등 · 복상 조류량, HVDC 조류량 조회 · SMP 조회 (시간별, 일별, 월별, 연간 등) · 발전기/발전소/발전회사별 정산(CP, SEP, CON, COFF) 조회

자료: 장인의 공간

다. REC 가격 전망

앞서 언급한 바와 같이 신재생 공급인증서 가격은 적정 투자보수율을 반영한 LCOE에서 SMP를 차분한 가격 이상에서 형성된다. 다만 REC 공급 부족으로 가격이 무한정 치솟을 수 있으므로 가격 제한이 주어진다. 이를 이해하기 위해 2016년부터 변경되는 REC 기준가격 산정식을 살펴볼 필요가 있다.

〈표 4-3〉 2016년 시장 통합 후 기준가격 산정식

(단위: 원/REC)

구 분	외부조달 (현물시장+자체계약)	자체건설	선정계약
거래물량	Q0	QR	QS
가중평균단가	P0	PR	PS
기준가격	$\min(P_x, P_y, P_0)$	$\min(P_x, P_y, P_M, P_0, P_R)$	계약단가(12년)

주: (Px,Py)는 해당 반기 직전 2개 반기의 선정분 각 평균단가

REC 거래방식은 위 표에 나타난 바와 같이 현물시장, 자체계약, 자체건설, 선정계약으로 분류된다. 현물시장과 자체계약은 외부조달로 통합하여 기준가격이 결정된다. 선정계약은 소규모 태양광 발전사업 지원을 목적으로 일 년에 2회(상반기, 하반기 각 1회) 한국에너지공단 신재생에너지센터에서 이행하는 방식이다. 태양광 판매사업자에 선정 되면 공급의무자와 공급인증서 장기매매계약(12년 이상)이 가능해진다.

일반적으로 자체계약, 자체건설의 평균 단가는 선정 계약 가격보다 낮게 형성되어 있다. 그 이유는 자체계약과 자체건설에는 비태양광

REC가 약 85%의 비중을 차지하고 있고, 비태양광의 발전단가가 태양광보다 낮기 때문이다. 따라서 위의 산정식에 의하면 REC의 기준 가격은 선정계약 가격 이하에서 형성될 것으로 추론된다. 또한 현재 현물시장의 REC 가격은 RPS 의무사의 페널티 비용인 기준가격×1.5에서 형성되어 있고, REC 공급물량이 부족한 상황에서는 이 추세는 계속될 것으로 보인다. 이러한 기준가격 결정 메커니즘을 통해 향후 현물시장에서의 REC 가격은 선정계약에서의 소규모 태양광 가격에 크게 의존할 것으로 추측할 수 있다. 즉 현물시장의 REC 최소 가격은 선정계약에서 결정된 가격에서 형성될 것이다. 왜냐하면 태양광-비태양광이 통합된 시장에서 선정계약 가격 이하에서는 태양광의 수익이 확보되지 않아 REC 거래가 이루어지지 않을 것이기 때문이다. 한편 현물시장의 REC 최대 가격은 기준가격×1.5에서 형성될 것이다. 그 이유는 RPS 의무사 입장에서는 REC 가격이 기준가격×1.5 이상이 될 경우 REC를 거래하지 않고 페널티 지불을 선택할 것이기 때문이다. 따라서 향후 REC 가격 전망을 위해서는 태양광 선정제도 가격과 REC 기준 가격의 전망이 중요하다.

우선 태양광 선정제도에서는 REC 가격을 12년간 보장해 주므로 치열한 경쟁을 통해 REC 가격이 결정된다. 따라서 소규모 태양광 발전사업자의 적정 투자보수율을 확보하는 수준에서 REC 가격이 결정된다. 즉, REC 가격은 대략 LCOE와 SMP 차분에서 결정된다.

$$REC_t \approx LCOE_t - SMP_t \quad (15)$$

따라서 위에서 추정된 LCOE 전망과 SMP 전망값을 사용하여 REC 가격의 최소값을 예측할 수 있다.

한편 REC 기준가격은 계약별 평균단가의 가중평균으로 결정된다. 즉 현물시장 및 자체계약에서의 태양광/비태양광 평균단가의 가중평균으로 외부조달의 기준가격이 결정된다. 자체건설 기준가격은 태양광/비태양광 자체건설 평균단가의 가중평균을 이용한다. 따라서 기준가격의 전망을 위해서는 비태양광 REC 전망이 중요하다. 또한 태양광과 비태양광의 비중에 따라 가중평균 값이 달라지므로 태양광, 비태양광 각각의 보급량 추정도 동반되어야 한다. 하지만 태양광 및 비태양광의 보급 추정에는 많은 불확실성이 따르므로 본 연구에서는 태양광/비태양광 비중에 따른 시나리오 분석을 통해 결과를 제시할 것이다.

제5장 신재생에너지 공급인증서 가격 예측 실증 분석

1. 베이지안 다변량 정규모형 추정

가. 자료

베이지안 다변량 정규모형 추정을 위해 본 연구에서는 신재생에너지 공급의무량, REC 공급량, SMP, LCOE, 정책적 변수를 설명변수로, 현물시장에서의 REC 가격을 종속변수로 도입하였다. 월별 자료를 활용하며 RPS 제도가 2002년부터 도입되었으므로 약 40개의 시계열 데이터로 모형을 추정하였다.

우선 종속변수로 사용된 현물시장 REC 가격은 태양광 가격과 비태양광 가격으로 분리되며, 자료는 전력거래소에서 운영하는 신재생에너지 인증서 거래시스템⁵⁾에서 확보하였다. REC 공급량 자료와 SMP 자료도 마찬가지로 같은 시스템에서 공개되어 있다. 신재생에너지 공급의무량은 RPS 의무자들에게 부과되는 연간 의무량 자료를 활용하였다. LCOE는 BNEF(2015) 자료를 활용하였다. 정책적 변수는 2013년 하반기 동안 정부에서 REC 현물거래를 활성화하기 위해 도입한 인센티브 정책을 반영한다. 즉 당시에 정부는 REC 현물거래를 많이 한 RPS 의무사에게 국가 REC를 비례하여 분배한 바 있다. 이 기간 동안 REC 가격이 폭등하였으며, 이를 반영하기 위해 더미변수를 도입하였다. 위에서 설명한 변수를 정리하면 다음 표와 같다.

5) 신재생에너지 인증서 거래시스템의 웹사이트: <http://rec.kpx.info/index.jsp>

〈표 5-1〉 예측 모형에 사용된 변수

변수	계수	설명	출처
Y	-	REC 현물 가격	신재생에너지 인증서 거래시스템
CONS.	α	상수	-
DEMAND	β_1	신재생에너지 공급의무량	정부 발표
SUPPLY	β_2	REC 공급량	신재생에너지 인증서 거래시스템
SMP	β_3	계통한계가격	전력거래소
LCOE	β_4	신재생에너지 균등화 비용	BNEF (2015)
DUMMY	β_5	정책 더미 변수	정부 발표

나. 추정 결과

이용 가능한 신재생에너지 과거자료를 이용하여 베이지안 다변량 정규모형을 추정하기 위해 WinBugs 프로그램을 이용하였다. 계수 추정을 위해 10,000번을 업데이트했으며, 처음 1,000번은 제거하였다. 베이지안 모형의 추정결과는 아래 표와 같다. 결과에서 나타난 바와 같이 모든 변수에서 통계적으로 유의미한 계수가 나타나지 않았다. 설명변수로 수요자료인 RPS 의무량과 공급자료인 REC 공급량의 차이로부터 초과수요(DEMAND-SUPPLY)를 구성하여 추정해 보아도 유의한 결과를 얻을 수 없었다. 이외에도 대표적인 시계열 모형인 ARIMA, VAR 등의 모형을 추정해 보았으나 마찬가지로 유의한 결과를 얻어내는데 실패하였다.

〈표 5-2〉 베이지안 다변량 정규모형 추정 결과(태양광 REC)

	평균	표준 편차	2.50% 분위	97.50% 분위
CONS.	254.8	1811	-1700	2183
DEMAND	-0.04554	0.1305	-0.3043	0.2082
SUPPLY	-0.04611	0.4529	-0.9476	0.832
SMP	23.57	927.3	-1822	1868
LCOE	-2.506	999.6	-1945	1969
DUMMY	6.22	1112	-1955	1961

이에 대한 원인은 크게 3가지로 요약할 수 있다. 우선 자료의 문제점을 거론한다. RPS의 역사가 짧아 본 연구에서는 월별 자료를 이용하였지만 RPS 의무량, LCOE 자료 등은 연간 자료로 구성되어 있어 분석에 한계를 드러내었다. 시간이 충분히 지나 연간 자료가 축적이 된다면 보다 유의미한 결과를 도출할 수 있을 것으로 추론된다.

둘째, 현물시장에서의 REC 거래량은 전체 REC 시장의 5%에 불과하다는 것이다. 즉 REC 시장은 현물시장 외에도 자체계약시장, 자체건설시장, 선정계약 시장이 존재한다. REC 현물시장의 거래규모가 작다 보니 REC 현물시장에서의 공급량으로 REC 가격을 예측하는 데에 무리가 따른다고 볼 수 있다.

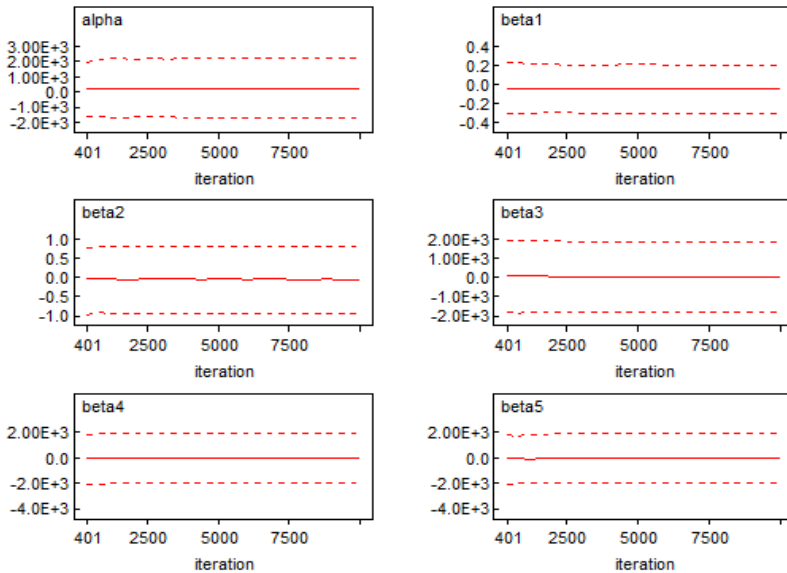
셋째, REC 시장메커니즘의 지속적으로 변경되어 왔다는 사실이다. 물론 이러한 변화를 반영하기 위해 정책 더미 변수를 도입했지만 한계가 있다. 예를 들면, REC 현물 시장은 태양광 시장과 비태양광 시장으로 분리되어 있지만, 2014년 하반기부터 교차 거래를 비공식적으로 허용했다. 이에 따라 REC 시장을 분리하더라도 태양광 및 비태양광 REC 가격이 수렴하는 현상이 발생했다. 왜냐하면 RPS 의무사 입

장에서는 태양광과 비태양광의 REC가 똑같은 가치를 가지므로 시장에서는 유사한 가격으로 결정되기 때문이다. 더욱이 2016년 이후 태양광-비태양광 시장이 통합됨에 따라 기존 태양광 및 비태양광 REC 가격의 추이로 미래를 예측하는 것이 더욱 어려워졌다.

위와 같은 상황을 종합해 볼 때, 시계열 모형과 같이 과거 추세로 미래를 예측하는 방법은 REC 시장에 적용하는 데 무리가 따른다. 본 분석은 후속 연구자가 동일한 시행착오를 겪지 않기 위해 결과를 제시하는 데 의의가 있다.

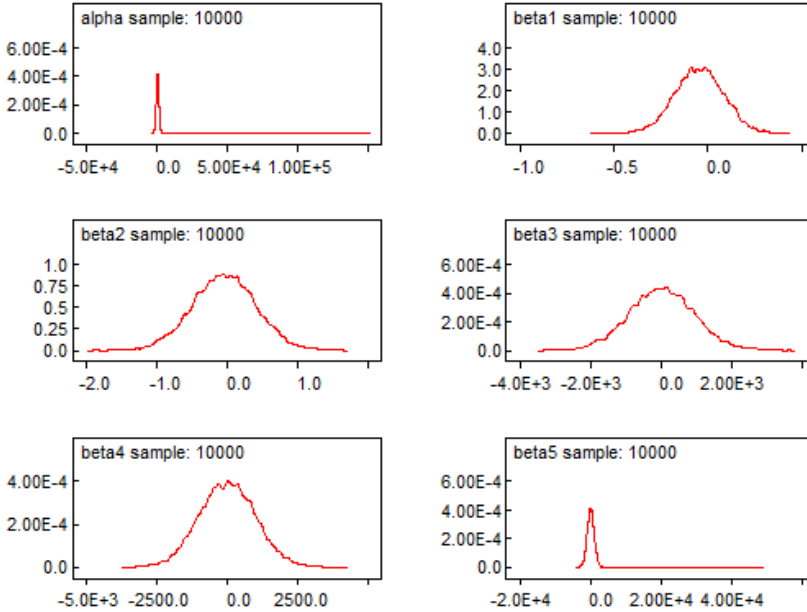
아래 그림은 베이지안 다변량 정규모형 계수의 분위(Quartile)를 나타낸다. REC 현물시장 가격에 의무량, 공급량, SMP, LCOE와 같은 변수가 유의미한 영향을 미치지 않는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-1] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Quartiles (태양광 REC)



이러한 사실은 커널 분포(kernel density)를 보면 더욱 확실하게 알 수 있다. 아래 그림에서 나타난 바와 같이, 분포의 평균값이 0에 근접해 있어 설명변수의 유의미성이 떨어지는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-2] 베이زي안 다변량 정규모형 계수의 Kernel density (태양광 REC)



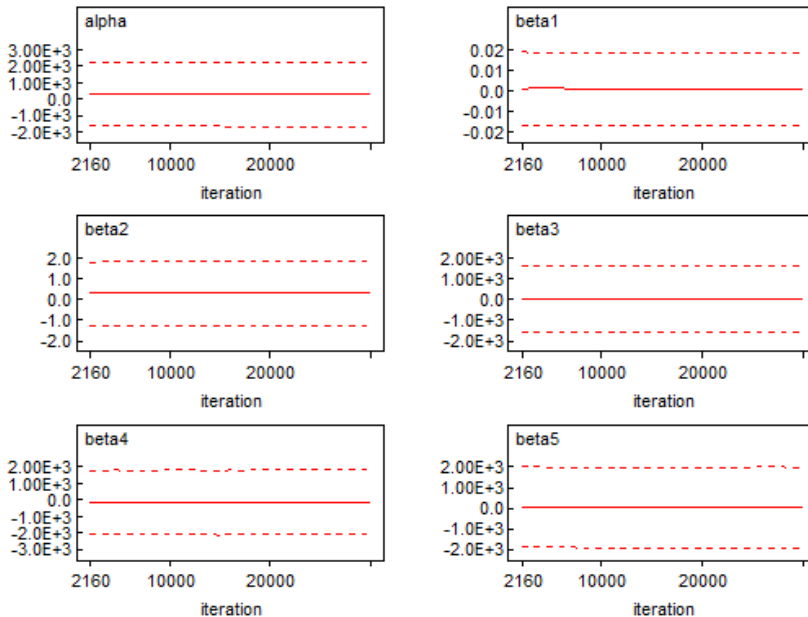
비태양광 부문의 베이زي안 다변량 정규모형 추정 결과도 마찬가지로 해석될 수 있다. 아래 표는 베이زي안 모형의 추정결과이다. 정책 더미 변수를 제외하고 통계적으로 유의미한 변수가 없는 것을 확인할 수 있다. 그 이유는 태양광의 경우와 동일하다.

〈표 5-3〉 베이저안 다변량 정규모형 추정 결과(비태양광 REC)

	평균	표준 편차	2.50% 분위	97.50% 분위
Cons.	298.7	994.4	-1666	2238
Demand	8.78E-04	0.008807	-0.0166	0.01818
Supply	0.3151	0.8045	-1.272	1.899
SMP	36.35	801.9	-1548	1631
LCOE	-145.1	997.2	-2104	1812
Dummy	34.93	1004	-1927	1993

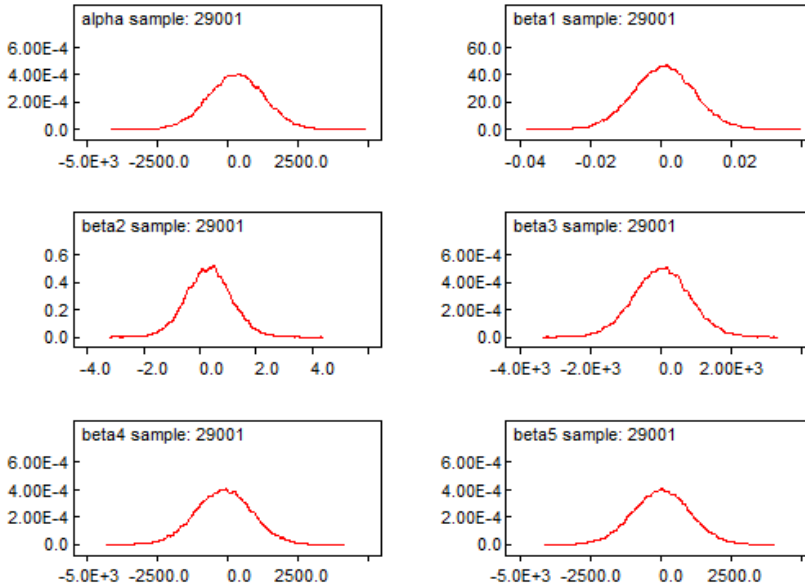
이는 베이저안 다변량 정규모형 계수의 Quartile을 보면 확인할 수 있다. 평균이 0 근방에 있어 REC 현물시장 가격에 설명 변수들이 유의미한 영향을 미치지 않는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-3] 베이저안 다변량 정규모형 계수의 Quartiles (비태양광 REC)



이러한 사실은 커널 분포(kernel density)를 통해 명확하게 확인할 수 있다. 즉 커널 분포의 평균값이 0에 근접해 있는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-4] 베이지안 다변량 정규모형 계수의 Kernel density (비태양광 REC)



분석 모형에 따른 결과의 상이성을 파악하기 위해 통상적으로 널리 활용되는 선형 회귀 모형을 이용하여 동일한 분석을 수행하였다. 아래 표는 선형 회귀 모형의 추정 결과를 나타낸다. 베이지안 모형의 추정 결과와 유사하게 정책 더미 변수를 제외하고 모든 변수에서 통계적으로 유의미한 계수가 도출되지 않았다. 즉, 예측에 통상적으로 사용되는 과거 시계열 자료를 이용한 방법은 REC 시장에 적합하지 않음을 확인할 수 있다.

〈표 5-4〉 선형 회귀 모형 추정 결과 (태양광 REC)

	계수	표준 오차	P-값
Cons.	-240667.809	890200.664	0.7886
Demand	0.035	0.177	0.8433
Supply	-0.040	0.068	0.5532
SMP	307.964	349.864	0.3853
LCOE	1255.689	2938.594	0.6720
Dummy*	49431.854	10727.882	0.0001

*: 신뢰구간 5% 수준에서 통계적으로 유의

〈표 5-5〉 선형 회귀 모형 추정 결과(비태양광 REC)

	계수	표준 오차	P-값
Cons.	471192.364	445913.372	0.2983
Demand*	0.006	0.003	0.0227
Supply	0.103	0.221	0.6438
SMP	22.102	375.732	0.9534
LCOE	-3189.912	3064.873	0.3055
Dummy*	102116.722	16425.304	0.0000

*: 신뢰구간 5% 수준에서 통계적으로 유의

2. 균등화 비용(Levelized cost of energy)을 이용한 전망

가. 균등화 비용 전망

균등화 비용 전망을 위해서 태양광 모듈의 경험 곡선을 추정하였다. 식 10의 모수 추정 결과는 아래 표와 같다. 계수 값은 약 0.3223으로 추정되었으며, 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의하였다. 추정된 모수로 계산한 학습률($LR=1-2^{-\alpha}$)은 약 20%로 도출되었다. 즉 태

양광 모듈 보급이 2배로 확대될 때마다 가격은 20%씩 하락하는 것으로 나타났다.

〈표 5-6〉 태양광 모듈 부문의 경험 곡선 추정

계수	계수	표준 오차	p-value
α^{**}	0.3223	0.0040	3.52E-44
R^2	0.9942		

** : 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의

태양광 비모듈 부문(인버터, 주변기기, EPC 등)은 Bayus의 가격모형 추정을 통해 접근한다. 왜냐하면 비모듈 부문의 가격은 국내 환경 및 상황에 따라 달라지며, 국내 누적 보급에 크게 의존하지 않기 때문이다. 추정 계수는 모두 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의하게 나타났다.

〈표 5-7〉 태양광 비모듈 부문의 Bayus 모형 추정

계수	계수	표준 오차	p-value
R_0^{**}	12.2203	0.5938	0.0000
ϕ^{**}	0.1207	0.0179	0.0003
R^2	0.8661		

** : 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의

추정된 경험 곡선과 Bayus 모형을 이용하여 전망한 태양광 모듈가격과 비모듈 가격, 그리고 이들의 합인 태양광 시스템 가격의 전망치는 아래 표와 같다. 태양광 모듈 가격은 2016년 약 686.6원/W에서

2024년 500.5원/W으로 약 27% 감소할 것으로 보인다. 비모듈 부문에서는 2016년 약 1,121.7원/W에서 2024년 617원/W로 약 45% 감소하는 것으로 전망되었다. 따라서 태양광 시스템 가격은 2016년 1,808.4원/W에서 2024년 1,117.9원/W으로 약 38%로 대폭 하락할 것으로 보인다.

〈표 5-8〉 태양광 가격 전망

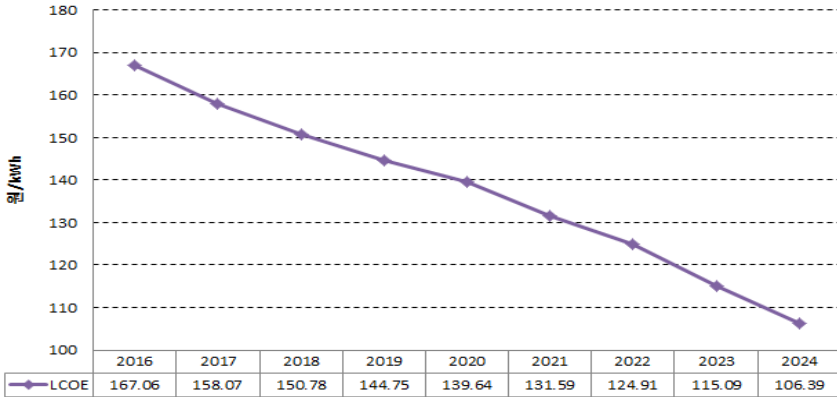
(단위: 원/W)

Year	모듈 가격(A)	비모듈 가격(B)	태양광 시스템 가격(A+B)
2016	686.6	1,121.7	1,808.4
2017	668.8	1,037.3	1,706.1
2018	649.2	973.9	1,623.1
2019	625.5	929.0	1,554.4
2020	595.8	900.6	1,496.4
2021	567.9	836.8	1,404.7
2022	542.8	786.0	1,328.7
2023	520.3	696.6	1,216.9
2024	500.5	617.4	1,117.9

위에서 예측한 태양광 시스템 가격을 이용하여 계산한 태양광의 LCOE 전망치는 아래 그림과 같다. 태양광 LCOE는 빠른 속도로 하락하여 2016년 167.06원/kWh에서 2024년 106.39원/kWh에 도달할 것으로 보인다. 이는 약 36% 하락한 수치이며, 연평균 하락 속도는 5.8%에 달한다. 해외 태양광 발전 프로젝트에서의 LCOE는 현재 최소 95.26원/kWh에서 최대 463.71원/kWh의 값을 가진다. 중간값은 157.15원/kWh 수준이다(BNEF, 2015). 따라서 국내 태양광 발전의 LCOE는 해외 중간값보다 소폭 높은 수준임을 확인할 수 있다. 우리나라의 경우 일조시간이 짧아 이용률이 낮은 수준이며, 금융비용 및

세금 관련된 부분도 LCOE에 영향을 미쳤을 것으로 판단된다.

[그림 5-5] 태양광의 LCOE 전망



풍력 터빈의 경험 곡선 추정결과는 아래 표와 같다. 계수 값은 약 0.1221으로 추정되었으며, 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의하였다. 추정된 모수로 계산한 학습률($LR=1-2^{-\alpha}$)은 약 8.11로 도출되었다. 즉 풍력 터빈 보급이 2배로 확대될 때마다 가격은 8.11%씩 하락하는 것으로 나타났다. 태양광 학습률 20%보다 낮은 것을 확인할 수 있는데, 이는 풍력 시장의 역사가 더욱 오래됨에 따라 가격하락이 안정화되어 있기 때문이다.

<표 5-9> 풍력 터빈의 경험 곡선 추정

계수	계수	표준 오차	p-value
α^{**}	0.1221	0.0056	9.26E-21
R^2	0.9368		

** : 신뢰구간 1% 수준에서 통계적으로 유의

풍력의 비터빈 부문의 가격은 대부분 시공비로 가격 하락의 여지가 없기 때문에 약 1,128원/W으로 일정하다고 가정하였다. 추정된 경험 곡선으로 전망한 풍력 터빈 가격과 풍력 시스템 가격의 전망치는 아래 표와 같다. 풍력 터빈 가격은 2016년 약 1,129.9원/W에서 2024년 1,054.8원/W으로 약 6.6% 감소할 것으로 보인다. 풍력 시스템 가격은 2016년 2,257.8원/W에서 2024년 2,182.7원/W으로 약 3.3% 하락할 것으로 보인다. 즉 육상 풍력 시스템의 가격 하락 폭은 태양광처럼 크지 않을 것으로 전망된다.

〈표 5-10〉 육상 풍력 시스템 가격 전망

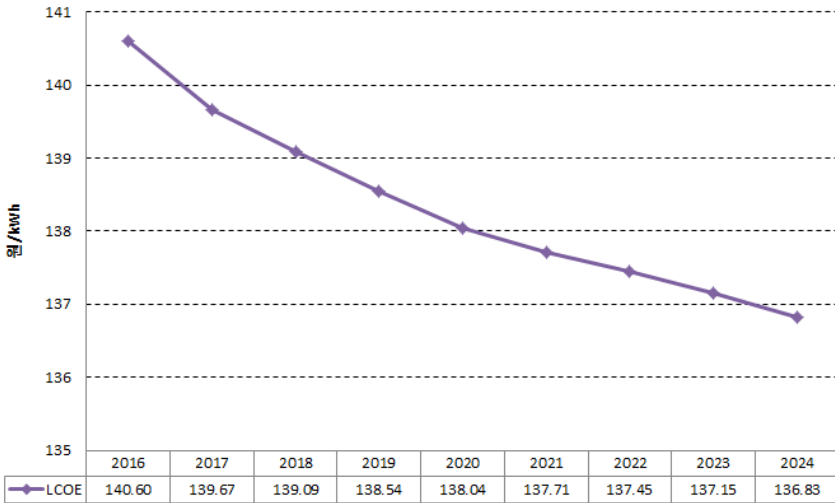
(단위: 원/W)

Year	터빈 가격	육상풍력 시스템 가격
2016	1,129.9	2,257.8
2017	1,111.4	2,239.3
2018	1,099.7	2,227.7
2019	1,089.0	2,216.9
2020	1,079.0	2,206.9
2021	1,072.4	2,200.3
2022	1,067.2	2,195.1
2023	1,061.2	2,189.2
2024	1,054.8	2,182.7

위에서 예측한 태양광 시스템 가격을 이용하여 계산한 육상 풍력의 LCOE 전망치는 아래 그림과 같다. 풍력 LCOE는 2016년 140.60원/kWh에서 2024년 136.83원/kWh으로 소폭 감소하는데 그칠 것으로 보인다. 이는 약 2.7%에 불과한 하락률이다. 해외 육상 풍력 발전 프로젝트에서의 LCOE는 현재 최소 49.03원/kWh에서 최대 307.45원/kWh으로 편차가 큰 것으로 나타나고 있다. 중간값은 90.16원/kWh

수준이다(BNEF, 2015). 따라서 국내 풍력 발전의 LCOE는 해외 중간 값보다 50% 이상 높은 수준임을 확인할 수 있다. 한국의 경우 풍력 조건이 좋지 못해 이용률이 낮은 수준이며, 소규모 풍력 단지가 많아 풍력 시스템 가격 협상에서 불리하게 작용하기 때문으로 보인다. 또한 태양광과 마찬가지로 금융비용 및 세금 관련된 부분도 LCOE에 영향을 미쳤을 것으로 판단된다.

[그림 5-6] 육상 풍력의 LCOE 전망



나. SMP 추정 및 전망

제7차 전력수급기본계획의 수요 측, 공급 측의 자료를 전력시장모형에 적용하여 2016년~2024년까지 SMP를 전망하였다.⁶⁾ 7차 수급계

6) SUDP 알고리즘을 사용하는 M-Core(장인의 공간) 전력시장모형을 이용하여 시뮬레이션을 수행하였음.

획에서의 불확실성을 고려하여 2개의 안을 가정하여 시뮬레이션을 수행하였다. 첫째 안(S1)은 7차 수급계획에서의 수요예측, 수요관리, 발전소와 송전선 건설, 신재생발전과 분산형전원 목표 달성 등이 차질 없이 진행된다고 가정하였다. 이에 반해 둘째 안(S2)은 공급 측 불확실성을 반영하여 원전, 석탄 발전소 준공지연, 신재생발전 목표 미달성을 가정하였다.

2014년에서 2027년까지 기간 동안, 6차 대비 7차 수급계획의 원자력 설비는 평균 2,276MW 차이가 나고 유연탄 설비는 평균 2,236MW 차이가 난다. 이는 기저설비 준공 지연에 따른 결과인데 이와 관련하여 본 연구는 7차 수급계획에서 2020년대 이후로 준공이 계획된 기저설비에 대해 원래 계획보다 2년이 지연될 것을 가정하였다.

〈표 5-11〉 6차 vs. 7차 기저설비(정격용량 기준) 변화 비교

(단위: MW)

연도	원자력(6차)	원자력(7차)	차이	유연탄(6차)	유연탄(7차)	차이
2014	24,516	20,716	3,800	25,149	25,149	0
2015	24,516	21,716	2,800	27,169	26,169	1,000
2016	24,516	23,116	1,400	34,929	33,873	1,056
2017	25,916	25,329	587	35,929	34,873	1,056
2018	27,316	26,729	587	38,299	34,873	3,426
2019	28,716	26,729	1,987	43,669	35,873	7,796
2020	30,116	26,729	3,387	43,669	36,913	6,756
2021	31,516	28,129	3,387	44,669	42,713	1,956
2022	32,916	30,929	1,987	44,669	43,293	1,376
2023	34,416	32,329	2,087	44,669	43,293	1,376
2024	35,916	32,329	3,587	44,669	43,293	1,376
평균			2,327			2,470

자료: 전력수급기본계획

신재생에너지의 경우 RPS 의무이행률 추이는 2012년 64.7% 에서 2013년 67.2%, 2014년 78.1%로 점진적으로 상승하고 있다. 신재생에너지의 불확실성을 반영하여, 7차 수급계획의 신재생발전량에 최근 RPS 이행률 수치인 78.1%를 적용한 발전량을 가정하였다.

〈표 5-12〉 RPS 이행률 추이

	2012	2013	2014
의무량(천REC)	6,420	10,897	12,905
이행량(천REC)	4,154	7,324	10,078
이행률(%)	64.7	67.2	78.1

자료: 산업통상자원부

SMP 시나리오를 정리하면 아래 표와 같다.

〈표 5-13〉 시나리오별 전제조건

시나리오	전제조건
S1	7차 전력수급기본계획
S2	<ul style="list-style-type: none"> · 원전 준공 2년 지연 가정 (신고리#5, 6, 7, 8, 신울진#3, 4, 영덕#1, 2) · 석탄 준공 2년 지연 가정 (동부그린#1, 2, NSP#1, 2, 신서천#1, G프로젝트#1, 2, 동양파워#1, 2) · 신재생 RPS 달성률 78.1% 가정

시뮬레이션 결과 7차 수급계획에서 불확실성이 반영되지 않은 첫째 안의 경우 SMP는 2016년 90.6원/kWh에서 2024년 76.7원/kWh으로 15.3% 하락하는 것으로 나타났다. 이는 7차 수급계획에서의 신규 원

전과 석탄 발전기가 계획대로 준공되어 기저설비가 증가함에 따라 수요에 비해 공급이 충분하여 기저설비(유연탄 발전소)가 SMP를 결정하는 한계발전기로 결정되는 경우가 점점 많아지기 때문이다. 그러나 둘째 안의 경우 SMP는 2016년 91.5원/kWh에서 2024년 84.0원/kWh으로 8.2% 하락하는 것으로 나타났는데 이는 첫째 안과 대비하여 덜 하락하는 추이를 보인다. 그 원인은 둘째 안에서 공급 측의 불확실성이 반영되어 첫째 안과 대비하여 첨두설비가 더 발전하고 기저설비가 한계발전기로 결정되는 경우가 상대적으로 줄어들었기 때문이다.

〈표 5-14〉 시나리오별 시뮬레이션 결과

(단위: 원/kWh)

	S1	S2
2016	90.6	91.5
2017	88.1	88.9
2018	86.9	88.3
2019	87.7	90.1
2020	88.3	91.4
2021	85.3	91.1
2022	79.7	91.9
2023	77.7	89.7
2024	76.7	84.0

다. REC 가격 전망

현물 시장에서의 REC 가격 전망에는 많은 불확실성이 따른다. 특

히 SMP 전망과 태양광-비태양광 시장 통합에 따라 REC 공급량에서 태양광이 차지하는 비중에 따라 REC 가격은 변동될 것으로 보인다. 따라서 SMP 전망과 태양광 비중의 변화를 반영하기 위해 본 연구에서는 시나리오 분석을 실시한다. 즉 SMP는 7차 전력수급기본계획이 100% 이행된다고 가정했을 때와, 원자력 발전 및 화력발전 건설이 2년 지연될 경우를 가정한다. 전체 REC 공급량에서 태양광이 차지하는 비중은 15%, 20%, 25%인 경우를 가정하여 분석한다. 이를 요약하면 아래 표와 같다. 시나리오 분석을 통해 다양한 REC 시장 환경 하에서 발생할 수 있는 REC 가격 전망이 가능하다.

〈표 5-15〉 시나리오 분석 개요

SMP (전력수급기본계획 100% 이행)			SMP (발전소 건설 2년 연기)		
태양광 비중 (15%)	태양광 비중 (20%)	태양광 비중 (25%)	태양광 비중 (15%)	태양광 비중 (20%)	태양광 비중 (25%)
시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6

각 시나리오 별로 REC 가격의 최소값과 최대값을 추정한다. 앞 장에서 언급한 바와 같이 최소값은 위에서 추정한 LCOE 전망과 SMP 전망값으로 추정이 가능하다. 다만 태양광과 비태양광의 REC 시장이 통합됨에 따라 두 에너지 가격 중 큰 값에서 REC 가격이 결정될 것이다. REC 매도자 입장에서는 이윤을 극대화하기 위해 최대한 높은 가격에서 거래를 하기 때문이다. 한편 현물시장의 REC 최대 가격은 페널티 지불 문제 때문에 기준가격×1.5에서 형성될 것이다. REC 기준가격은 현물시장, 선정계약시장, 자체계약시장, 자체건설시장에서의

거래 금액의 가중평균으로 결정된다. 아래 표는 REC 기준가격의 산정 예시를 보여준다. 자체계약 및 자체건설에서의 REC 가격은 기존에 설치된 태양광/비태양광 발전소의 가격이 반영되었다.

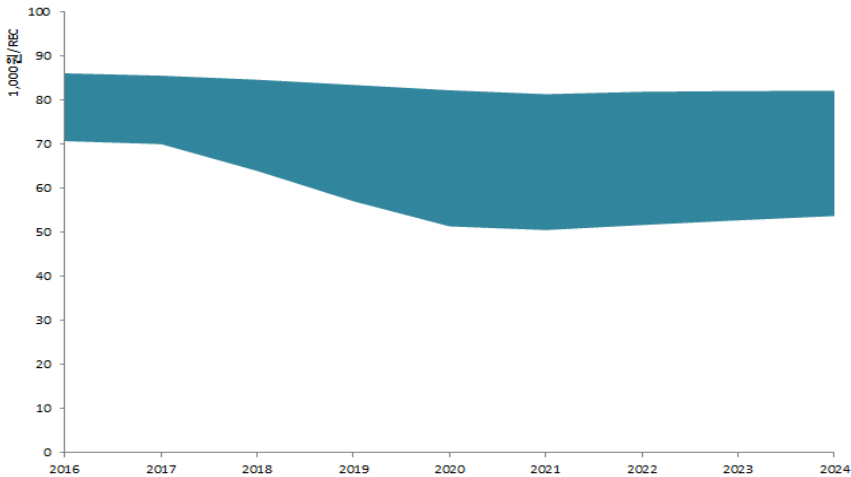
〈표 5-16〉 2016년 REC 기준가격 산정 예시

구분	현물 (태양광+ 비태양광)	선정 계약	태양광 자체 계약	태양광 자체 건설	비태양광 자체계약	비태양광 자체건설	합계 및 가중평균
이행실적 (천REC)	921	887	963	159	3,681	6,537	13,390
비중	7%	7%	7%	1%	27%	49%	100%
평균단가 (천원/REC)	91.58	70.70	107.00	107.00	49.06	49.06	57.38
페널티 (최고)	86.08						
이론 가격(최저)	70.7						

위와 같은 과정을 거쳐 추정된 현물시장에서의 REC 가격 전망은 아래 [그림 5-7]부터 [그림 5-12]에 걸쳐 나타나 있다. 시나리오 1은 제7차 전력수급계획대로 기저 발전소가 건립되었을 때, SMP 가격 전망과, 태양광 비중이 현재와 같이 15% 수준에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 1에서의 결과는 REC의 최저 가격이 2016년 71천원/REC에서 2024년 54천원/REC 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지 LCOE가 하락함에 따라 REC 가격도 이에 맞추어 하락하기 때문이다. 다만 2021년 51천원/REC까지 하락했다가 이후 소폭 상승하는 것으로 나타나는데 이는 SMP 하락속도가 신재생에너지 LCOE 하락속도보다 빨라 이를 REC 가격에서 보충하기 때문으로 풀이된다.

REC 최고 가격은 2016년 86천원/REC에서 2024년 82천원/REC으로 안정된 수준을 유지하는 것으로 나타났다. 이는 비싼 기존 신재생 에너지 발전량과 보다 저렴한 신규 발전량이 고려되면 연간 REC 기준가격의 하락 폭이 크지 않기 때문으로 풀이된다. 현재와 같이 REC 의무량에 비해 공급량이 부족하게 되면 REC 현물 가격이 상승하게 되어 REC 최고치에서 주로 가격이 형성될 것으로 예상된다. 하지만 신재생에너지 신규 발전 시설이 늘어나 공급량이 충분하게 되면 최저치와 최고치 사이에서 가격이 형성될 것이다. 가능성은 적지만 공급량이 의무량보다 급격히 많을 경우 추정된 최저치 보다 REC 가격이 더 하락할 수 있음을 밝혀둔다.

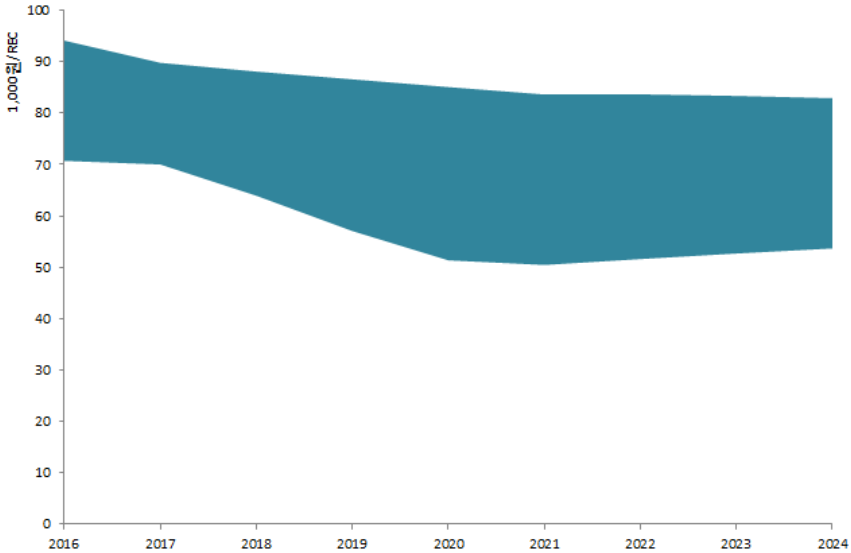
[그림 5-7] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 1)



주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

시나리오 2는 제7차 전력수급계획대로 발전소가 건립되었을 때, SMP 가격 전망과, 태양광 비중이 현재보다 5% 높은 20% 수준에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 2에서의 결과는 REC의 최저 가격이 2016년 71천원/REC에서 2024년 54천원/REC 수준으로 시나리오 1과 동일하게 도출된다. SMP가 고정되고 태양광 비중이 높은 상황에서는 REC 기준가격이 변하지만, 태양광 및 비태양광의 적정 REC 가격에는 변동이 없기 때문이다. 즉 REC 현물 최저가격을 형성하는 태양광/비태양광 적정 REC 가격은 SMP 수준에 따라 변동된다는 것을 확인할 수 있다.

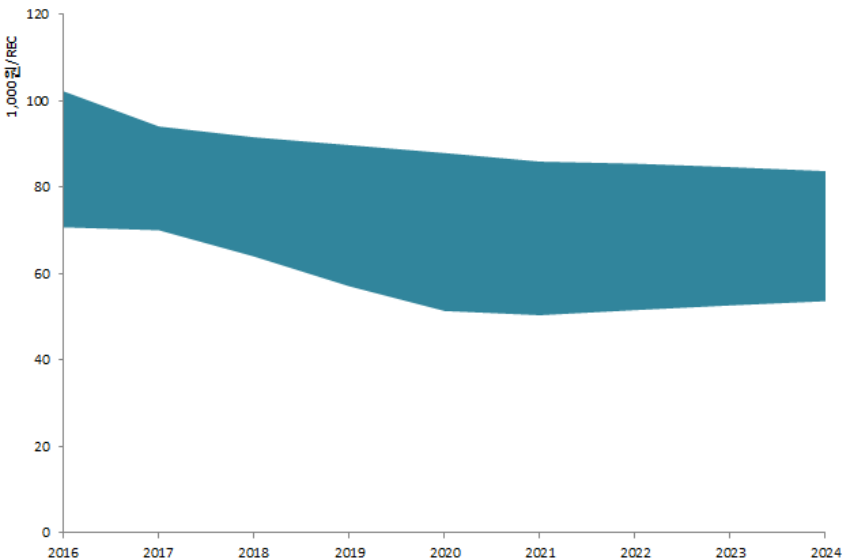
[그림 5-8] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 2)



주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

REC 최고 가격은 2016년 94천원/REC에서 2024년 83천원/REC으로 시나리오 1의 결과보다 소폭 증가한다. 이는 상대적으로 비싼 태양광 비중이 늘어나면서 기준가격이 상승하게 되고, REC 최고 가격에도 영향을 미치기 때문으로 풀이된다. 초기에는 가격 상승폭이 높지만, 향후 태양광 가격이 하락하면서 상승폭은 둔화되는 것을 확인할 수 있다. 시나리오 1과 마찬가지로 현재와 같이 REC 의무량에 비해 공급량이 부족하게 되면 REC 현물 가격이 상승하게 되어 REC 최고치에서 주로 가격이 형성될 것으로 예상된다.

[그림 5-9] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 3)

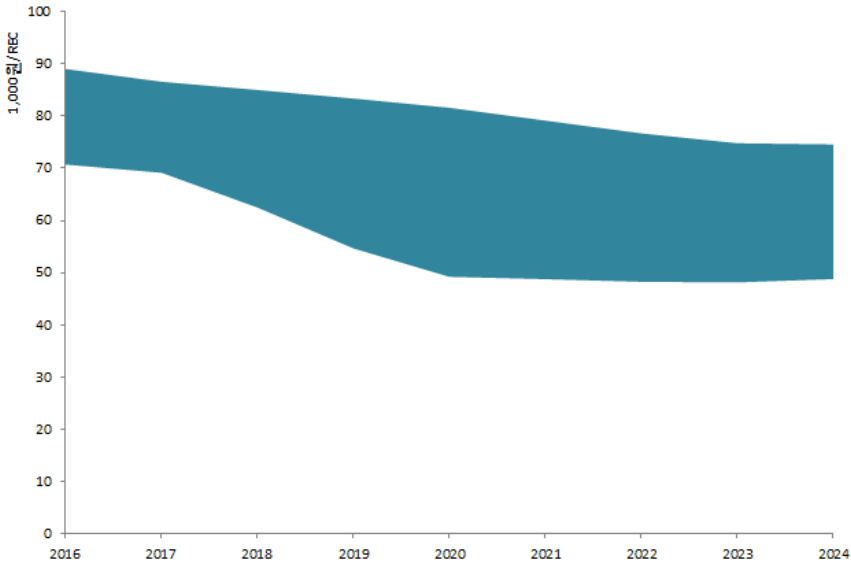


주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

시나리오 3은 제7차 전력수급계획대로 발전소가 건립되고, 태양광 비중이 현재보다 10% 높은 25% 수준에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 3에서의 결과는 REC의 최저 가격이 시나리오 2 및 3과 동일하게 도출된다. REC 최고 가격은 2016년 102천원/REC에서 2024년 84천원/REC으로 시나리오 1 및 2의 결과보다 증가한다. 이는 상대적으로 가격이 높은 태양광 비중이 늘어나면서 기준가격이 상승하기 때문이다.

시나리오 4는 제7차 전력수급계획에서의 기저 발전소 건립이 2년 연장되었을 때 SMP 가격 전망과, 태양광 비중이 현재 수준인 15%에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 4에서의 결과는 REC의 최저 가격이 2016년 71천원/REC에서 2024년 49천원/REC 수준으로 시나리오 1보

[그림 5-10] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 4)



주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

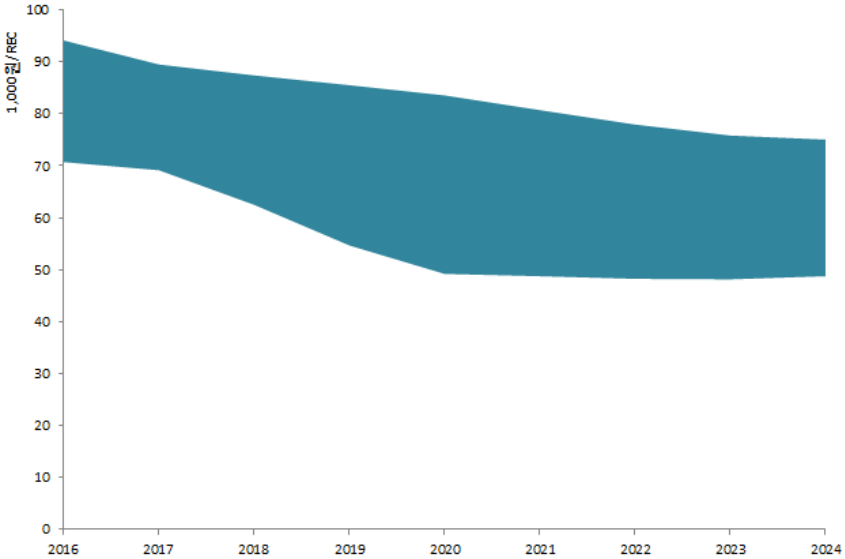
다 소폭 감소하는 것으로 나타났다. 계획 대비 원자력·화력 등 기저부하 발전소 건립이 늦어지면서 SMP가 시나리오 1보다 상승하는 효과가 발생하게 되고, REC 가격은 하락하기 때문에 풀이된다. 즉 REC 가격은 SMP 가격 변동에 따라 움직이며, SMP 가격이 상승할 경우 REC 가격은 하락, SMP 가격이 하락할 경우 REC 가격은 상승하는 것이 일반적이다.

같은 이유로 REC 최고 가격은 2016년 89천원/REC에서 2024년 75천원/REC으로 시나리오 1의 결과보다 낮아지는 것을 확인할 수 있다.

시나리오 5는 제7차 전력수급계획에서의 발전소 건립이 2년 연장되고, 태양광 비중이 현재보다 5% 상승한 20%에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 5에서의 결과는 REC의 최저 가격이 2016년 71천원/REC에서 2024년 49천원/REC 수준으로 시나리오 4와 동일한 결과도출된다. 시나리오 2와 마찬가지로 SMP가 동일한 상황에서는 REC 최저가격의 변동이 없기 때문이다.

REC 최고 가격은 2016년 94천원/REC에서 2024년 75천원/REC으로 시나리오 4의 결과보다 소폭 증가한다. 이는 동일한 SMP 가격하에서 상대적으로 비싼 태양광 비중이 늘어나면서 기준가격이 상승하게 되고, REC 최고 가격에도 영향을 미치기 때문이다. 시나리오 2와 마찬가지로 초기에는 가격 상승폭이 높지만, 향후 태양광 가격이 하락하면서 상승폭은 둔화되는 것을 확인할 수 있다.

[그림 5-11] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 5)

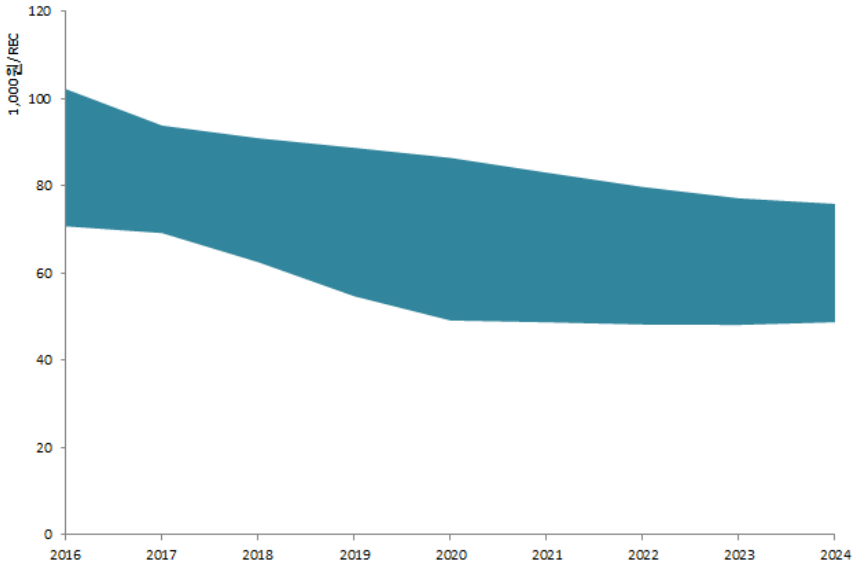


주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

시나리오 6은 제7차 전력수급계획에서의 발전소 건립이 2년 연장되고, 태양광 비중이 현재보다 10% 상승한 25%에 있는 상황을 가정한다. 시나리오 6에서의 결과는 시나리오 5와 마찬가지로 REC의 최저 가격이 2016년 71천원/REC에서 2024년 49천원/REC 수준으로 동일하게 나타난다.

REC 최고 가격은 2016년 102천원/REC에서 2024년 76천원/REC으로 시나리오 5의 결과보다 소폭 증가한다. 상대적으로 비싼 태양광 비중이 늘어나 기준가격이 상승하면서 REC 최고 가격도 같이 상승하기 때문이다.

[그림 5-12] 현물시장에서의 REC 가격 전망 (시나리오 6)



주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소계의 증빙자료로 사용할 수 없음

제6장 공급인증서 가격 안정화 정책 개발

국내 신재생에너지 발전사업자는 신재생에너지를 RPS의무자에게 판매하고 SMP와 REC 가격에 따라서 수익을 얻고 있다. 이러한 수익 구조는 REC와 SMP가 모두 시점별로 가격 변동성이 존재하게 되어 사업의 불확실성을 심화한다. 최근의 경우 2014년 12월 평균 SMP 가격이 143.7원/kW이었던 반면 2015년 9월 평균 SMP가 85.7원/kW으로 약 40%가량 하락하였다. 신재생에너지 발전사업자의 수익이 최근 대폭 축소된 배경이다. 이론적으로는 “LCOE=SMP+REC”가 성립되므로 시장을 통해서 신재생에너지의 원가(LCOE)를 회수할 수 있는 수준으로 SMP와 REC 보상가격이 상호 조정되어야 한다. 하지만 국내에서는 SMP는 전력가격에 따라 결정되는 변동가격이며 REC 가격도 소규모 태양광을 제외하고 고정가격을 제공하지 못하고 있어서 자연적인 조정이 이루어지지 못하고 있다. 이에 따라 신재생에너지 발전사업자의 수익 변동성을 완화할 수 있는 구제책이 필요한 상황이다. 본 장에서는 우리나라보다 RPS를 먼저 도입한 국가들의 REC 가격 안정화 정책들을 살펴보고, 시사점을 도출하고자 한다.

1. 국내 및 해외 전력시장 구조 비교

공급인증서 가격 안정화 정책 제시에 앞서 국내·외 전력 시장 구조 차이에 대한 이해가 필요하다. 왜냐하면 전력시장 구조의 근본적인 차이로 인해 공급인증서 가격의 변동이 커지는 부분이 있기 때문이다. 국내의 경우 REC 시장 형성 및 활성화를 위해서 독점인 판매사 대신

에 다수의 발전사에 대해 RPS 의무를 부과하였다. 다수의 플레이어인 발전사가 시장에 참여하는 경쟁구도를 마련한 것이다. 하지만 국내 발전사의 대부분이 신재생에너지 발전 사업에 참여하고 있기 때문에 발전사 입장에서는 REC 가격이 하락할 경우 발전 수익이 감소하게 된다. 그러므로 REC 매입 당사자인 RPS 의무사가 동시에 신재생에너지 전력을 공급하는 구조에서는 REC 가격 하락의 유인이 크지 않다는 모순이 발생한다.

반면 해외의 경우 기본적으로 RPS 의무를 판매사에 부여한다. 판매사가 REC 매입 주체가 되는 경우 신재생에너지 의무 이행 비용을 대부분 전력요금을 통해서 보전하고 있다. 따라서 RPS 의무대상자인 전력판매사는 값싸고 질 좋은 신재생에너지 발전 유치에 힘쓰게 된다. 또한 규제 당국은 의무 이행 비용 설정 기준을 엄격히 적용하거나 소매전력 가격 상승을 제한(Cap)하는 방식으로 REC 가격 안정화 방안을 마련하고 있다.

미국의 경우 주요 16개 주에서는 소매 판매 경쟁이 자유화되어 있기 때문에 RPS 의무사인 판매사가 발전사와 독립적으로 의사결정을 내린다. 이는 REC 가격 상승 시 판매사에 손실이 발생하기 때문에 REC 가격의 상승 제한 또는 하락 유인으로 작용한다. 다만 콜로라도와 같이 일부 주의 경우 발전-송배전을 일괄적으로 담당하는 수직통합형 전력회사가 신재생에너지 발전과 RPS 의무를 이행하기도 한다. 이 경우 REC 가격 안정화 제도가 함께 도입되고 있다. <표 6-1>에서 볼 수 있듯이 미국, 영국, 호주의 경우 신재생에너지 전력을 발전사가 판매하고 이를 소매판매사가 매입한다. REC 가격은 경매, 역경매 또는 경쟁시장을 통해서 결정되며 이를 기반으로 REC 거래가 성사된다.

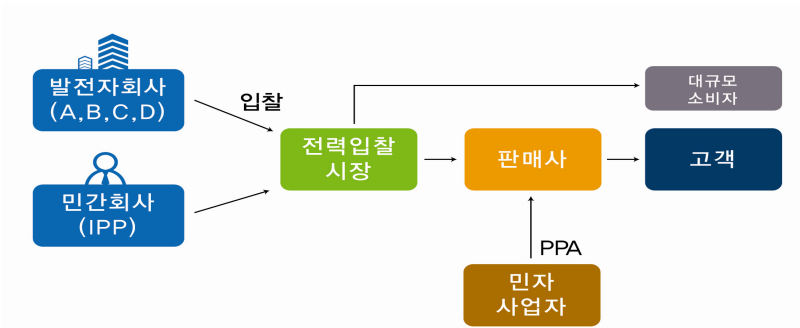
〈표 6-1〉 주요국 RPS 거래제도 요약

구분	미국(CA)	미국(NY)	미국(NJ)	호주	영국
시장관리 기관	CPUC	PSC		ORER	NFPAS
프로그램명	RAM	-	-	-	-
거래시장 성격	RFP 발송	RFP 발송	전자거래시장 (Flett Exchange)	전자거래시장 (LGC Market)	전자거래시장 (e-ROC)
단위설비 제한	20MW	-	-	대규모	-
거래규모 제한	1,000MW	기금(SBC) 범위 내	-	-	-
매도자	발전사업자	발전사업자	공공기관 (학교, 지방정부 등)	도매전기 사업자	발전사업자
매수자	전기사업자 (PG&E, SEC, SD&E)	NYSERDA (뉴욕에너지청)	공급의무자	공급의무이행자 (소매전기, 도매전기 사업자등)	공급(배전) 사업
거래방식	역경매	역경매	경매	경쟁시장	경매
가격체결	Pay as Bid	Pay as Bid	낙찰자 가중평균가격	경쟁시장가격	최고가
거래상품 (인증서명)	전력	Renewable Attribute	SREC (태양광 인증서)	LGC	ROC
전력과 분리여부	Bundle	Unbundle	Unbundle	Unbundle	Unbundle
표준계약	적용	적용			적용
계약기간	최소 10년	10년 중심			
제도적용기간	2년(한시적)	2015년까지	계속	계속	2037년까지
특징		중앙집중식 의무이행			

자료: 전기연구원, 2011

국내 전력시장은 현재 발전부문에 공기업 6개사(한전 자회사)와 민간기업 6개사(GS Power, 지역난방공사, 수자원공사, SK ENS, MPC 울촌, 포스코 에너지)가 진입하고 있다. 도소매 전력판매는 한국전력이 여전히 독점적 지위를 가지고 있으며 한전은 전력시장에서 결정된 가격으로 전력을 구입한다.

[그림 6-1] 국내 전력시장구조



자료: 전력거래소, 국내 전력시장 현황 및 전망(2005)

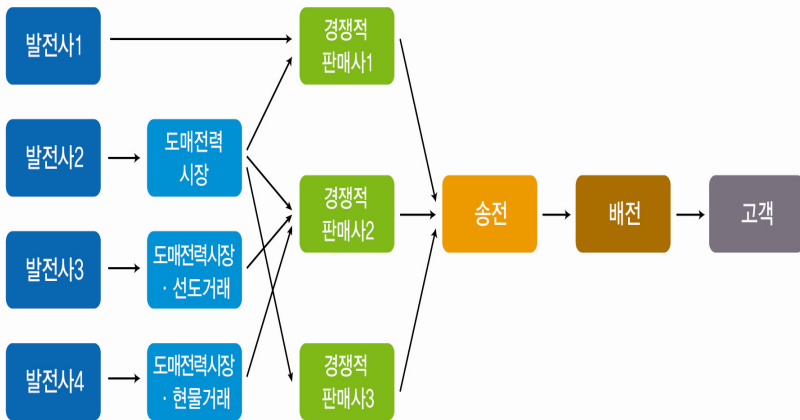
전력시장가격(도매전력가격)은 용량요금(CP: Capacity Payment, 고정비)과 전력량요금(SMP, System Margun Price, 변동비)으로 구성된다. 용량요금은 입찰에 참여한 발전원에 대해서 공급 가능한 용량(Capability)을 측정하여 이에 따라 보상을 지급한다. 전력량 요금은 한계비용개념의 시장가격으로 일반발전기(기저발전 제외)의 경우 계통한계가격(SMP)을 적용한다. SMP는 전력거래소 산하 비용평가위원회가 결정하며 매월 말 다음 달 SMP 수준을 결정하기 위해서 발전기별 발전비용을 심의하여 미리 결정한다. SMP는 가격 변동위험에 노출되어 있다.

미국은 50개 주(州) 별로 전력시장 자유화 수준이 다르다. 2010년 9

월 현재, 발전·도매 및 소매 전력판매 시장이 모두 경쟁체제로 전환된 곳은 동부 주요 도시를 포함한 16개 주이며 이외 주의 경우 소매경쟁이 중단되거나 기존의 전통적 수직통합형(Vertically Integrated Utilities) 형태를 유지하고 있다.

대표적인 소매경쟁 자유화, 즉 탈규제(Deregulated) 지역으로는 동부 ISO-NE 하의 뉴 햄프셔(NH) 주가 있다. 뉴 햄프셔의 경우 다수의 발전사와 경쟁적 소매판매사가 존재한다. 또한 전력 도매시장이 개방되어 있으며 현물 및 선도 거래가 가능하다.

[그림 6-2] 미국 전력시장 구조



자료: “Energy in New Hampshire”

신재생에너지 산업이 발달한 캘리포니아 주의 경우 뉴 햄프셔와 유사하게 1998년 전력 소매시장에 경쟁이 도입된 바 있으나, 이후 2001

7) 오레곤, 텍사스, 미시건, 일리노이, 오하이오, 뉴욕, 펜실베이니아, 뉴저지, 델라웨어, 메릴랜드, 코네티컷, 로드아일랜드, 메사추세츠, 뉴햄프셔, 메인, 워싱턴 D.C 이상 16개 주

년 대규모 정전사태(Black-out)로 인해 소매경쟁을 중단하였다. 캘리포니아는 현재 기존의 대형 IOU(Investor Owned Utility, 민간투자유틸리티) 3개 사가 지역을 구분하여 주 전체 발전 및 송배전의 60%를 공급한다. 다만 전력시장 자유화가 도입되면서 캘리포니아 주의 ISO인 CAISO 시스템을 도입하는 등 탈규제(Deregulation) 즉, 시장중심적 모델의 특성을 유지하고 있다. 이와 같은 시장 모델의 경우 REC 거래 또는 ACP(Alternative Compliance Payment)⁸⁾를 통한 RPS 의무 이행 비중이 높은 것으로 나타나고 있다(Climate Policy Initiative, 2012).

[그림 6-3] 캘리포니아 전력시장 참여자



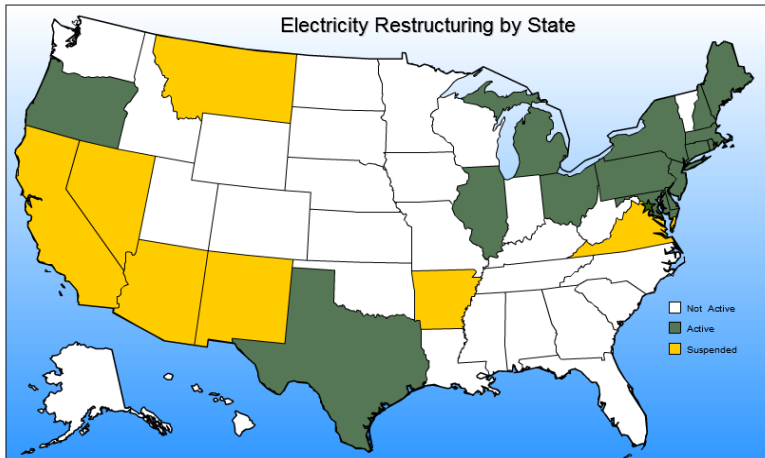
자료: Electric Load Serving Entities in CA, CEC ENERGY ALMANAC

콜로라도 주의 경우 소매경쟁 및 탈규제 제도를 도입하지 않은 대표적인 지역에 해당한다. 현재 콜로라도는 기존 대형 IOU 2개 사가

8) ACP는 RPS 의무 불이행시 부과되는 페널티를 의미함

주 전체의 발전 및 송배전의 60%를 공급하고 있으며 캘리포니아와는 달리 유틸리티의 지역적인 배분은 없으며 소비자가 공급사를 선택할 수 있다. 콜로라도는 전통적인 수직통합형(Vertically Integrated) 전력 시장 구조를 가지고 있으며 규제적 시장 환경 특성을 나타낸다. 이와 같은 규제적 전력 시장의 경우 “소매가격 상한선(Retail Price Cap)”을 통해서 REC 원가를 제한하는 규정을 적용하는 경우가 많다(Climate Policy Initiative, 2012).

[그림 6-4] 미국 주별 소매경쟁 현황

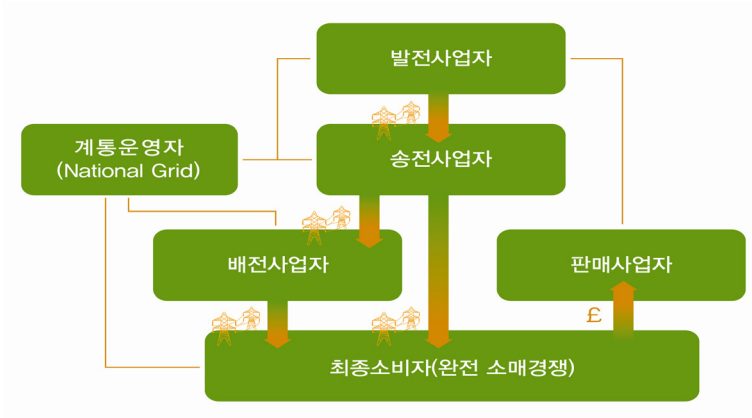


자료: EIA(2010.9 최종 업데이트)

영국은 1990년 선진국 중 가장 먼저 전력시장의 자유화를 추진하였다. 적극적인 전력시장 구조 개편 노력으로 전력산업 분야 전반적으로 민영화를 도입하였다. 전력시장 구조 개편 이후 주요 발전회사들이 경쟁 구도를 지속하고 있다(이창호, 2013). 영국은 전력시장 구조개편을 통해서 현재 38개 발전사업자, 9개 배전사업자, 8개 판매사업자가 시

장에 참여하고 있다.

[그림 6-5] 영국 전력산업 구조



자료: KOTRA, 2013

호주 정부는 1990년대 초 전력시장 구조개편을 통해서 정부 소유의 전력 기업에 대한 민영화 작업을 실시하고, 발전과 송전 및 배전 분야로 분할하였다. 그 결과 4개 지역별로 발전 및 송배전 분야의 민영화 수준이 차등화되었으며, 호주 정부는 전체 발전 설비의 약 2/3를 직접 소유하거나 간접적으로 통제하게 되었다. 주 별로 살펴보면, VICTORIA 주와 SOUTH AUSTRALIA 주의 경우 대부분의 발전사가 민간 소유이며 주요 업체는 AGL ENERGY, TRUENERGY 社 등이다. 반면, QUEENSLAND 주의 주요 발전 사업자는 주정부 소유의 STANWELL과 CS ENERGY로, 총 설비용량의 약 66%를 차지하고 있다. TASMANIA 주는 주정부 소유의 HYDRO TASAMANIA 社가 지역 전력 시장을 독점하고 있다.(AER, 2014)

2. REC 가격 안정화를 위한 주요 선진국 사례

가. 미국

1) 캘리포니아

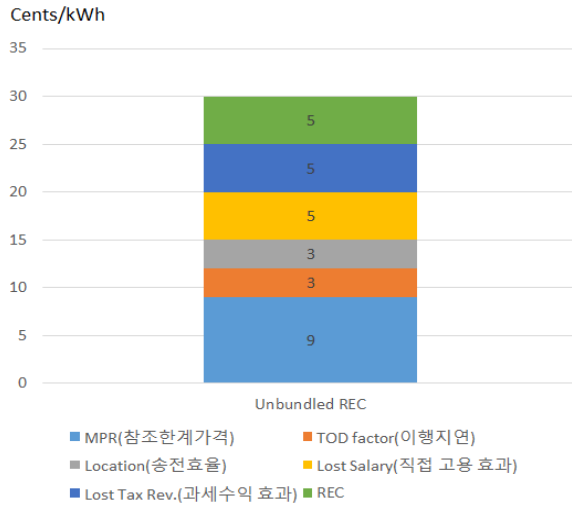
CEC(California Energy Committee)는 MPR(Marginal Price Referent)를 발표하고, RPS 계약당사자 간 REC 계약 설정 시 즉, 의무이행비용⁹⁾ 산정시 이 가격을 기준으로 할 것을 의무화하고 있다. MPR은 CCGT(복합 사이클 가스 터빈)의 수익과 비용이 같은 수준, 즉 NPV(Net Present Value)를 기반으로 하는 현금흐름 모델을 통해서 결정되는 균등화 가격이다. CEC는 엑셀 형태로 MPR 테이블과 모델을 제공하고 있으며 설치비용, 고정 및 변동 O&M 비용, 천연가스 연료 비용, 자본비용 및 환경허가 준수비용 항목 등이 입력값으로 제공된다.¹⁰⁾

아래의 그래프는 캘리포니아 환경보호국(EPA)가 MPR을 포함하여 2010년 RES 의무이행 시 부담하는 의무 이행 비용에 대한 구성요소를 송배전망이 존재하지 않는 분산전원과 비교하여 예시적으로 발표한 내용이다.

9) 신재생의무공급량 이행에 소요되는 비용으로서 기준가격인 REC 거래량 및 해당가격 가중평균에 의해 산정됨(산업통상자원부, 2013)

10) 캘리포니아 상원법안(SB 1078, 107)은 MPR이 500MW 천연가스 CCGT(Combined Cycle Gas Turbine)의 장기 소유권, 운영 및 고정 연료비용을 효과적으로 반영하는 가격이라고 함

[그림 6-6] RES 의무이행 비용 요소 (예시)



자료: 캘리포니아 EPA, 2010

RPS 의무이행가격은 신재생에너지 의무공급 이행 시 소요되는 비용으로, MPR을 포함하여 TOD factor, Location, Lost Salary, Lost Tax Rev.와 REC로 구성된다. TOD factor는 의무 이행 지연 시 발생하는 비용이며 Location은 송전 비용, Lost Salary는 직접적인 고용에 따른 발생 비용, Lost Tax는 과세수익(Tax Revenue) 효과를 의미한다.

CEC는 장기 또는 단기 계약에 대해서 MPR의 가격 테이블을 제공함으로써 계약 당사자들이 우려하는 RPS 계약가격 불확실성을 완화하는 역할을 제공하고 있다.

〈표 6-2〉 MPR: RPS 계약가격 결정시 참고가격(CEC)

2011 Market Price Referent(참조시장가격) - 장기계약				
계약개시연도	10년	15년	20년	25년
2012	0.07688	0.08352	0.08956	0.09274
2013	0.08103	0.08755	0.09375	0.09695
2014	0.08454	0.09151	0.09756	0.10081
2015	0.08804	0.09520	0.10132	0.10464
2016	0.09156	0.09883	0.10509	0.10848
2017	0.09488	0.10223	0.10859	0.11206
2018	0.09831	0.10570	0.11218	0.11572
2019	0.10186	0.10928	0.11587	0.11946
2020	0.10550	0.11296	0.11965	0.12326
2021	0.10916	0.11675	0.12354	0.12712
2022	0.11299	0.12067	0.12752	0.13105
2023	0.11691	0.12469	0.13160	0.13504

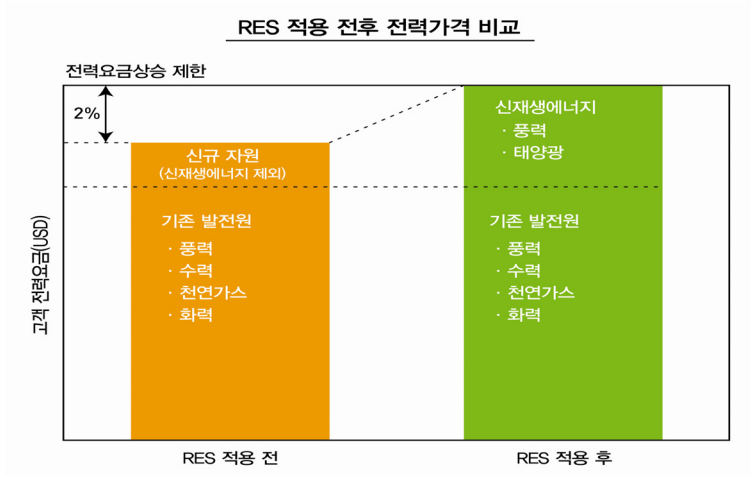
자료: CA PUC Energy Division, Resolution E-4442(2011)

캘리포니아 주는 REC 가격 안정화의 일환으로 RPS 의무이행자가 지불하는 금액이 1REC 당 USD 50을 상회하지 않도록 상한선(Cap)을 적용하고 있다(Climate Policy Initiative, 2012). 이는 REC 원가를 제한하는 주요 정책 중 하나이며 이는 캘리포니아와 몬타나 주 등에서 실시하고 있다(Polsinelli, 2013b).

2) 콜로라도

미국 내 RPS를 시행하는 대부분의 주에서 RPS 의무부과에 따르는 전력 소매가격 상승을 우려하여 REC 가격에 대해서 ‘Rate Cap’ 즉 소매가격 상한선 제도를 적용하고 있다. Rate Cap 적용 시 REC 가격 상승을 억제할 수 있는 등 가격 변동성을 축소하는 데 기여할 수 있다. 이러한 제도는 콜로라도 이외에 일리노이, 미주리, 뉴 멕시코 주에서 실시하고 있다(Polsinelli, 2013b).

[그림 6-7] 콜로라도 Rate Cap 2% Rule



콜로라도 주는 Rate Cap 2% Rule을 적용한다. 위의 그림과 같이 RES 미적용시와 대비하여 RES 적용 시에는 소매전력 가격이 2% 이내로, 상승폭이 제한된다. 신재생에너지 발전 또는 REC 매입 이후 전력 소매가격이 해당 주가 정한 Cap을 상회할 경우에는 RES 의무이행

사들에게 RES 의무이행이 인정되지 않는 페널티가 적용되고 있다.

3) 이외 주에서 실시하는 REC 가격 안정화 방안

① 몬타나 주: 계약가격 상한선 적용(Contract Price Cap)

개별 RPS 계약 중 신재생에너지와 REC를 동시에 거래하는 Bundled REC에 대해서는 주 정부가 계약가격의 상한선(Cap)을 적용한다. 이는 몬타나 주에서 실시하며 신재생에너지 발전이 다른 에너지원에 비해 발전단가가 15% 이상 높을 경우 신재생에너지 발전을 의무이행으로 인정하지 않는다.

② 일리노이 주: RPS 입찰(Auction) 실시

일리노이 주는 RPS 의무이행사가 RPS 스크리닝 입찰을 실시하여 이에 대한 결과 값을 신뢰할 만한 벤치마킹 가격으로 선정한다. RPS 계약 당사자들은 결과 값인 REC를 기반으로 계약을 체결하게 된다.

③ 워싱턴 주: 유틸리티 판매수익 상한(Sales Revenue Cap)

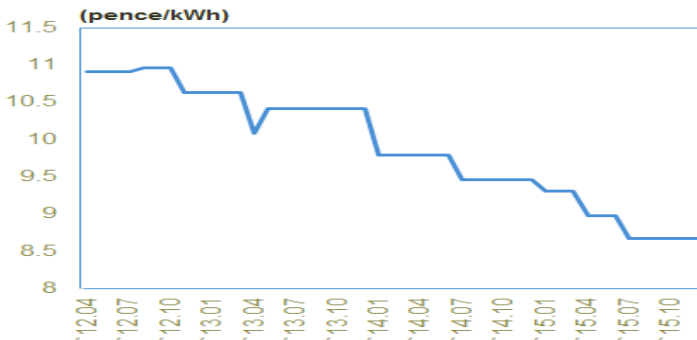
RPS 의무이행사인 유틸리티의 판매수익에 대한 상한선을 규제한다. 이 경우 REC 거래를 통해서 과다 수익이 발생하는 것을 방지할 수 있으며 REC 가격 변동성도 완화할 수 있다. 유틸리티 수익 제한은 워싱턴, 캔자스, 오하이오, 오레곤 주에서 실시한다(Climate Policy Initiative, 2012).

나. 영국

1) FIT rate 차등 적용 및 하향 조정

영국은 FIT 제도 운영에 성공함에 따라 신재생에너지 의무를 확대하고 있으며, RPS(RO, Renewable Obligation)와 FIT를 병행 운영하는 국가로 자리 매김하였다. 아래 그림에서 영국 태양광 분야의 FIT 지원금 효율 변화 추이를 살펴보면 해마다 낮아지는 경향을 보이고 있다. Ofgem(The office of gas and electricity markets)에서 분기별로 태양광(PV)과 비태양광(Non-PV)을 구분하여 FIT rate를 발표하고 있는데, 영국은 FIT 효율을 하락시키면서 재생에너지 공급 의무 시장의 안정화를 도모하고 있는 것으로 보인다. FIT 지원금은 설비용량 크기에 따라서만 구분되는 것이 아니라 조건에 따라 지원금 효율이 다르게 적용된다.(Ofgem e-serve, 2014)

[그림 6-8] 영국 PV FIT 추이



자료: FIT Quarterly Statistics Ofgem data 취합
주: 50kW 이상 100kW 미만 PV, middle rate 대상

첫째, lower rate 형태는 태양광 발전으로 전력이 공급되는 건물의 에너지 효율 등급이 높지 않은 경우에 적용되며 둘째, middle rate은 FIT 에 등록된 태양광발전 설비를 25개 이상 보유할 때 적용이 된다. 마지막으로 lower rate와 middle rate 적용 이외에는 higher rate이 적용된다. 세가지 지원금 요율 조건 외에 stand alone은 미설치되어 있으며 건물에 전력을 공급하지 않는 것을 의미한다. 영국의 FIT 지원금 요율은 고정되어 있는 것이 아니라 시장 상황 및 정부예산에 따라 변동되는데 영국 정부에서는 지원 기간별 금액을 사전에 발표하여 의무행사 또는 신재생에너지 발전업자의 혼란을 예방하고자 노력하고 있다.

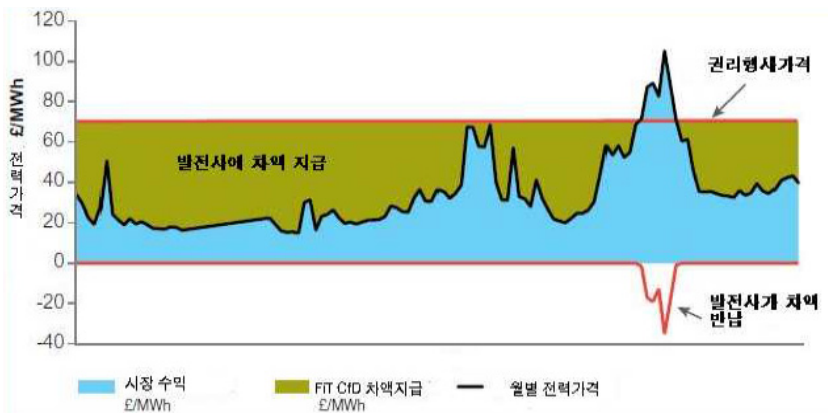
2) FIT with CfD(Contract for Difference)

2012년부터 FIT에 장기 차액정산제도(with CfD)가 포함되었다. FIT with CfD는 정부가 신재생에너지원으로 생산하는 전력의 구매단가를 타 화석 에너지원보다 높은 수준으로 책정·보상하여 발전사업자의 경제성을 확보해 주는 방식이다. 이는 저탄소 발전사업자와 정부기관 간의 계약을 통해 체결된다. 또한 신재생에너지원뿐만 아니라 산업육성을 위해서 타 에너지원에도 활용되고 있다. 영국 정부는 본 제도 하에서 2012년 11.3%인 발전 부문의 재생에너지 비중이 2020년에 30%까지 확대될 것으로 예측하고 있다(에너지경제연구원, 2013). 본 방안은 기존의 FIT를 확대 및 강화하는 동시에 실질적으로 RO를 대체하는 것이 목적이다. RO는 2017년부터 단계적으로 폐지될 예정인데 FIT with CfD로의 순조로운 전환을 위해 2017년까지 전환단계를 거칠 예정이다.

FIT with CfD의 거래 방식은 권리행사가가격(Strike price)과 시장 기준가격(Reference Price)의 체결에 따라 달라진다. 생산전력에 대해 일정수준 이상의 권리행사가가격을 보장하는 것이 특징이다. 계약상의 권리행사가가격이 시장 기준가격보다 클 경우, 발전사업자는 전력공급자로부터 차액만큼 보조금을 기대할 수 있다. 반대로 시장 기준가격이 계약상의 권리행사가가격보다 클 경우, 발전사업자 입장에서는 전력공급자에게 차액을 지급하는 효과가 있다.

권리행사 가격은 에너지기후변화부가 신재생에너지원별 평균 발전단가를 고려하여 전력 생산비용 회수가 가능한 수준으로 책정¹¹⁾하며, 시장 기준가격은 연평균 전력가격으로 결정한다(한국환경정책·평가연구원, 2013). 향후 해상풍력, 육상풍력, 태양광의 권리행사 가격은 2019년까지 순차적으로 인하될 예정이다(에너지경제연구원, 2013).

[그림 6-8] FIT-CfD 운영 방식



자료: 세계에너지시장 인사이트, 에너지경제연구원, 2013

11) 2013년 권리행사 가격(파운드/MWh): 해상풍력: 155파운드, 육상풍력: 100파운드, 태양광: 125파운드, 수력: 95파운드, 바이오매스: 105파운드

다. 호주

〈표 6-3〉 호주 REC 선물상품 개요

거래 단위	1,000 신재생에너지 인증서(REC) 폐목제를 제외한 대규모 발전 사업자 인증서(large scale generation certificates)
계약기간	1월 인수도 기준 최대 5년까지
상품 코드	EO
최소거래가격	REC 가격은 달러, 센트로 표기 최소 변동가인 AUD \$0.05는 AUD \$50.00와 동일 (기본 거래가 1,000단위 이므로)
최종거래일	만기일 기준 3일 전
결산일	만기월 15일 또는 다음 영업일
거래시간	호주동부표준시 9:00 am~4:00 pm
결산방법	Deliverable
Designated Registry	대규모 신재생에너지 인증서 등록 방법은 신재생에너지법에 정의되어 있으며, 청정에너지 감독기관(CER)에서 관장

자료: 호주증권거래소

ASX에 상장된 REC 선물상품은 다양한 측면에서 REC 시장 활성화를 촉진하고 있다. 우선 REC 선물은 파생상품 가격 및 리스크 관리 목적으로 참고할 수 있는 투명한 선물 가격 곡선을 제공하고, 기존 장외거래 선물 상품을 Exchange For Physical(EFP)에 등록하여 거래가

가능토록 하는 등 중앙청산소를 통한 거래상대방 신용 리스크 감소를 촉진하였다. 또한 청정기술, 신재생에너지 분야 업체들에게 진입 시 보다 효과적으로 가격과 의무의 리스크를 줄일 수 있는 관리 방안을 제시하고, ASX의 광범위한 에너지, 환경 상품군의 가스, 전력, 환경 상품 간 교차 거래를 가능케 하여 거래기회를 촉진하였다. 마지막으로 기존 금융 기관 및 거래자들을 원활하게 통하게 하고, 광범위한 글로벌 에너지 및 환경 상품 서비스를 제공함으로써 글로벌 시장에 대한 접근성을 제공하는 발판이 되고 있다(ASX, 2011).

REC 장기 계약자의 경우에도 선물상품을 활용하여 향후 발생 가능한 가격 변동성을 완화할 수 있다. 본 거래 방법을 통해 미래 REC 가격하락에 따른 손실을 피하고, 장기적으로 REC 가격 안정화 및 변동성 완화에 도움을 줄 수 있기 때문이다. 다만 REC 선물시장에서는 신재생에너지법에 명시된 대규모 발전 사업자 인증서((Large-Scale Generation Certificates, LGC)만 거래될 수 있으며, 소규모 시스템 인증서(Small-Scale Technology Certificates, STC)는 불가하다.

REC 거래 과정을 살펴보면, 만기 달 15일 또는 해당일이 영업일이 아닐 경우 그 다음 영업일을 REC 선물 정산일로 정한다. 실제 인수도와 정산은 최종거래일 기준 3일 후 확정되며, 청산소에서 본 과정을 총괄하기 때문에 거래 안정성이 확보된다. 아울러, REC 판매자와 구매자 동의 시 직접 delivery가 가능하나 일반적으로 ASX를 통해 거래 비용이 전달되며, REC delivery는 ASX 계좌 간 이뤄진다. 다음 그림은 호주의 REC 선물 거래과정을 나타낸다.(ASX, 2011).

[그림 6-10] REC 선물 거래 프로세스

포지션 확인 및 인수도 매칭

10.00am - 만기 포지션 확인 ASX에 전달



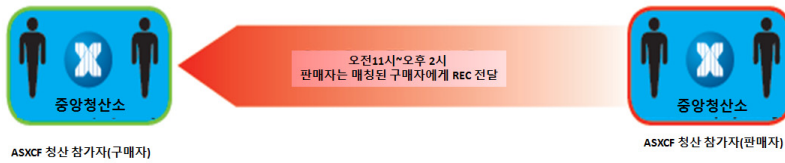
2.00pm - 참가자들에게 인보이스 및 거래 요약 전달



T+3 - 인수도



LGC 등기 전달



인수도 확인



자료: ASX, 2011

3. 국내 REC 시장 분석 및 가격 안정화 정책 방안

가. 국내 REC 시장 분석

선진국의 경우 신재생에너지 의무할당량을 판매사업자에게 부과한 반면, 국내에서는 판매사업자가 아닌 발전사에 RPS 의무를 부과하고 있다. 발전사는 신재생에너지 발전과 RPS 의무를 동시에 이행하므로 발전사에는 REC 가격 하락에 대한 유인이 거의 존재하지 않는다. 그러므로 REC 가격 상승을 억제할 수 있는 정책 대안이 필요한 상황이다.

현재 RPS 제도 하에서 발전사업자의 REC 수입은 소규모 사업자의 경우 판매사업자 선정제도를 통해서 장기계약 가격으로 고정된다. 따라서 REC 가격의 변동위험을 회피하는 것은 가능하다. 반면 도매전력시장의 보상부분인 SMP 변동은 발전사업자가 부담해야 하므로 이에 따른 수익 변동성이 사업 리스크로 작용하게 된다. 가격 불확실성이 발생함에 따라 신재생에너지 발전사업자는 물론 정부 입장에서도 신재생에너지 사업 추진의 어려움이 존재한다.

이처럼 국내 SMP 및 REC 가격은 선진권에 비해 리스크 프리미엄(Risk Premium)이 존재함에 따라 가격 변동폭이 큰 편이다. 앞서 살펴본 RPS 이행 주요 선진국 사례에서 알 수 있듯이 REC 가격 불확실성을 완화해 줄 수 있는 안정화 장치 마련이 필요하다. 미국의 경우 캘리포니아에서는 RPS 계약가격 벤치마킹인 MPR 반영 의무를 부여하고, 콜로라도에서는 RPS 이행에 따른 전력소매가격 상한선(Cap)을 적용한다. 영국은 차액정산을 적용한 FIT 실시와 FIT 요율 하락을 유도하고 있다. 호주는 REC 선물상품 등 파생상품을 도입하여 REC 가격 변동성을 헷징하고 있다.

나. REC 가격 안정화 방안

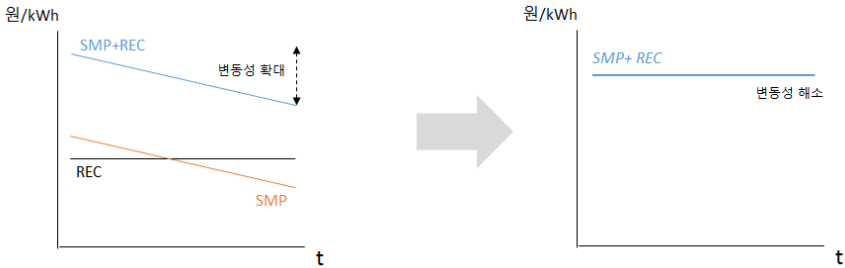
1) 전력판매 경쟁 촉진 및 판매사 RPS 의무 필요

앞서 언급한 바와 같이 주요국의 경우 판매사(전력공급사)가 RPS 의무이행사인 반면, 국내의 경우 발전사가 RPS 의무를 부담한다. 발전사가 신재생에너지 발전 및 RPS 의무를 동시에 부담하므로 이 구조에서는 REC 가격을 하락시키는 유인이 존재하지 않는다. 이를 해소하기 위해서는 전력판매 부문에 다양한 참여자가 진입하고 판매사에 대해서 RPS 의무를 부과하는 것이 필요하다. 즉 전력시장 구조개편 등을 통해서 배전 및 판매 경쟁을 확대할 필요가 있는 것이다. 판매사가 다양한 참여자로 구성될 경우 RPS 의무를 다수의 판매사에 부과하여 REC 시장을 활성화 및 안정화하는 것이 가능하다.

2) 계약 당시의 “SMP+REC” 고정가격을 보장

소규모 태양광의 경우 REC는 12년 장기계약을 체결함에 따라 가격 변동성을 완화할 수 있는 반면에 이외의 신재생에너지원은 REC 가격 변동에 노출되어 있다. 또한 SMP는 시간이 지남에 따라 변동성이 확대됨에 따라 이는 신재생에너지 발전사업자의 수익 불안 요인으로 작용하게 된다. 이러한 불확실성을 완화하기 위해서는 정부가 SMP+REC 수입을 적정이윤 수준에서 장기계약 가격으로 책정하여 정책적으로 승인하는 것이 필요하다. 즉 SMP+REC 번들계약 가격을 신재생 발전사업자에게 고정해 줌으로써 SMP 가격 변동에 따르는 사업자의 수익 불확실성이 축소될 수 있을 것이다.

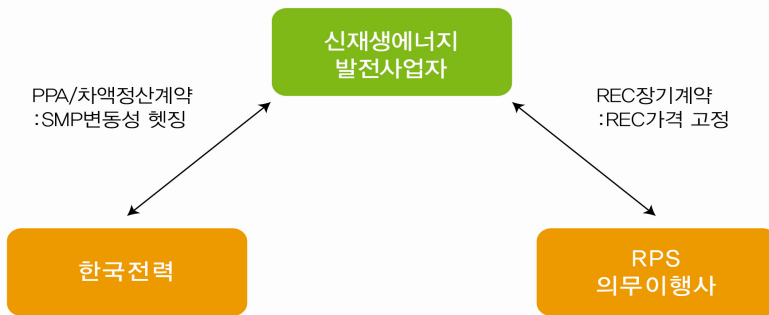
[그림 6-11] SMP+REC 고정가격 보장



3) REC(장기계약) + SMP(차액정산계약)

REC 가격이 현행과 유사하게 장기계약 형태로 고정되는 경우 적용할 수 있는 대안이다. 발전사업자는 한전과 PPA 또는 차액정산 계약을 체결함으로써 SMP 변동성을 헷징하는 것이 가능하다.

[그림 6-12] REC 장기계약 + SMP 차액정산 계약 형태



제안된 방법으로 제도개선이 어려운 경우 SMP 전망치를 공식적으로 발표하여 가격 불확실성을 완화하는 방법이 대안이 될 수 있다. 캘리포니아는 RPS 계약시 MPR 가격 벤치마킹을 의무화하고 있으며 계

약 개시시점 및 계약 기간별로 MPR 테이블을 매년 제공하고 있다. 이와 같은 RPS 가격 벤치마킹을 하거나 SMP 가격 전망치 등을 제공할 경우 RPS 계약 당사자 특히 소규모 발전 사업자가 체감하는 불확실성이 완화될 수 있다.

4) 신재생에너지 금융상품 개발

① “SMP+REC” 고정수익 금융상품 개발

보험 또는 재보험회사, 은행 등의 금융기관이 신재생에너지 발전사업자에게 SMP+REC 고정수익을 보장하는 방식이다. 발전사업자는 SMP 및 REC의 가격 변동에 따른 이익 또는 손실 부담을 금융기관에 이전하고 이에 대한 대가로 수수료를 지급한다. 금융기관은 제2의 상품시장을 활용하여 SMP 및 REC 가격 변동에 대해서 헷징하는 방안을 마련하는 것이 가능하다.¹²⁾ 국내의 경우 ‘신재생에너지 동반성장 보장펀드’를 활용하여 보험상품에 대한 보증 역할이 가능하다.

[그림 6-13] 신재생에너지 금융상품 개념도



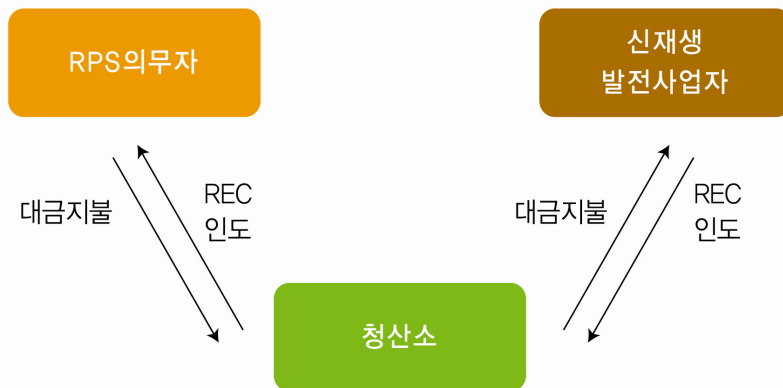
자료: “The Transfer of the Weather risk faced with the challenges of the future”, SCOR Focus publication, 2012

12) SCOR Focus publication(2012) “The Transfer of the Weather risk faced with the challenges of the future”

② REC 선물시장(Futures Market) 도입

호주와 유사하게 REC 선물상품을 도입하는 방안이다. 선물거래는 일반적으로 규격이 표준화되어 있는 특정 대상물에 대해서 선물계약 체결시에 지정한 가격(선물가격)으로 미래 일정 시점에 인도 또는 인수를 약정한다. 선물시장은 선도거래(Forward)와 달리 청산소(Clearing House)를 통해서 다수의 RPS 의무자와 신재생 발전사업자가 REC를 거래하는 것이 가능하다.

[그림 6-14] 선물(Futures) 거래 개념도



선물상품을 활용하면 현물시장에서의 가격변동 위험을 헷징하는 것이 가능하다. 선물매도는 미래의 특정시점에 특정한 기초자산(이 경우 REC)을 정해진 가격에 거래하는 것이다.

③ 기타 제안

- 장기 SMP 가격 제시

현재 태양광 등 신재생에너지 판매사업자 선정과정에서 REC 가격 입찰이라는 경쟁적 방식이 적용되고 있다. 판매사업자 선정 이전에 도매시장 보상가격을 설정하여 제시하는 방안이다. 발전사업자는 이를 전제로 하여서 REC 가격에 입찰하도록 유인할 수 있으며 이 경우 적정 이윤을 보장하는 수준의 수입이 결정될 수 있다.

- 소규모 사업자 별도 FIT 적용

현재 RPS 제도의 불확실성으로 인해서 가장 큰 피해를 보는 것은 소규모 발전사업자이다. 영국 또는 호주와 같이 발전사업자를 규모별로 구분하여 소규모 사업자가 가격 변동성 위험을 헷지할 수 있도록 FIT 제도를 별도로 적용하는 경우 사업 리스크를 완화할 수 있다.

제7장 결론 및 정책적 시사점

본 연구는 2012년 RPS 제도 시행 이후 REC 가격 추이가 중요해짐에 따라 향후 가격 전망을 위해 REC 가격 예측 모형을 개발하였다. 신재생에너지 발전사업자 입장에서는 신재생에너지 프로젝트가 향후 REC 가격 전망에 따라 수익이 직결되어 성사 여부가 결정되므로 REC 가격이 중요한 의미를 가진다. RPS 의무를 이행하는 신재생에너지 공급의무자 입장에서는 RPS 의무량 수준을 이해하고, REC 가격 전망을 파악하는 일이 예산 수립에서 중요하다. 국민 입장에서는 REC 가격이 향후 지불해야 할 전기요금과 관련되어 있어 REC 가격 전망이 중요하다. 정부 입장에서도 RPS 정책의 미래 불확실성을 해소하는 차원에서 REC 가격 전망이 절실하다.

REC 가격과 관련된 기존연구는 REC 가격 변동성의 요인을 분석한 연구와 REC의 향후 가격을 예측하는 연구로 분류될 수 있다. 하지만 REC 가격 예측 연구는 중요도에 비해 선행연구가 국내외적으로 활발히 이루어지지 않고 있었다. 따라서 본 연구는 REC 가격 전망 모형을 개발하고 한국의 REC 시장에 적용함으로써 국내 신재생에너지 연구뿐만 아니라 해외 연구의 발전에도 기여할 수 있을 것으로 기대된다. 특히 현재 RPS를 시행하고 있는 국가 및 주 정부는 약 80개로 본 연구는 이들 국가의 신재생에너지 시장 및 정책 연구 발전에 큰 역할을 할 수 있을 것이다.

본 연구는 REC 가격 전망을 위해 2가지 방법론을 제시하였다. 첫 번째 방법론은 베이지안 다변량 정규모형으로 과거자료를 이용하여

모형의 모수를 추정한 후, 미래를 예측한다. 첫 번째 모형에서는 REC 가격을 설명하는 변수로 신재생에너지 의무량, 신재생에너지 공급량, 계통한계가격, 균등화 비용, 정책변화 등을 고려한다. 사후분포 추정 방법은 깃스 샘플링을 활용한다. 그런데 추정결과 정책 더미 변수를 제외하고 모든 변수에서 통계적으로 유의미한 계수가 나타나지 않았다. 이에 대한 원인은 크게 3가지로 요약할 수 있다. 첫째, 자료의 한계로, 국내 RPS의 역사가 짧아 충분한 데이터가 축적되지 못했다. 둘째, 현물시장에서의 REC 거래량은 전체 REC 시장의 5%에 불과하여 REC 공급량으로 REC 가격을 예측하는 데에 무리가 따랐다. 셋째, RPS 정책 변화로 REC 시장 메커니즘이 지속적으로 변경되어 왔다. 가령 2014년 하반기부터 태양광/비태양광 REC 교차 거래를 비공식적으로 허용했고, 2016년 이후에는 태양광-비태양광 시장이 통합됨에 따라 기존 태양광 및 비태양광 REC 가격의 추이로 미래를 예측하는 것이 더욱 어려워졌다는 것이다. 따라서 시계열 모형과 같이 과거 추세를 미래로 예측하는 방법은 국내 REC 시장에 적용하는데 무리가 따르며 후속 연구에서도 이를 참고할 필요가 있다.

본 연구에서 개발한 두 번째 방법론은 균등화 비용(Levelized cost of energy)과 경험 곡선(experience curve)을 이용한 전망 모형이다. 본 방법론은 신재생에너지 발전의 수익원은 SMP와 REC이며, 이들의 합이 적정 투자보수율을 반영한 LCOE보다 크다는 사실에 근거한다. 또한 한국의 RPS 제도 특성을 고려하여, REC 기준가격을 도출하여 REC 가격의 최대값을 추정한다. 즉 RPS 의무사가 목표 달성을 못했을 경우 이들에게 기준가격 \times 1.5에서 페널티 비용이 부과되는데, 현물 시장에서의 REC 가격은 이 값을 넘는 것이 어렵다. 우선 균등화 비용 전망을 위해 경험곡선과 Bayus 모형을 추정하였다. 즉 태양광(풍력)의

모듈(터빈) 가격은 경험곡선을 활용하였고, 비모듈 가격은 Bayus 모형을 이용하였다.

추정결과, 태양광 모듈 가격은 2016년 약 686.6원/W에서 2024년 500.5원/W으로, 비모듈 부문에서는 1,121.7원/W에서 2024년 617원/W로 감소하는 것으로 전망되었다. 따라서 태양광 시스템 가격은 2016년 1,808.4원/W에서 2024년 1,117.9원/W으로 약 38%로 대폭 하락할 것으로 보인다. 따라서 태양광 LCOE는 빠른 속도로 하락하여 2016년 167.06원/kWh에서 2024년 106.39원/kWh로 약 36% 하락할 것으로 보인다.

풍력의 경우 터빈 가격은 2016년 약 1,129.9원/W에서 2024년 1,054.8원/W으로 약 6.6% 감소할 것으로 보인다. 풍력의 비터빈 부문의 가격은 대부분 시공비로 가격 하락의 여지가 없기 때문에 약 1,128원/W으로 일정하다고 가정하였다. 따라서 풍력 시스템 가격은 2016년 2,257.8원/W에서 2024년 2,182.7원/W으로 약 3.3% 하락할 것으로 보인다. 이에 따라 풍력 LCOE는 2016년 140.60원/kWh에서 2024년 136.83원/kWh으로 소폭 감소하는 데 그칠 것으로 전망된다.

전력시장모형을 이용한 SMP 추정은 7차 수급계획에서의 불확실성을 고려하여 2개의 안을 가정하여 시뮬레이션을 수행하였다. 첫째 안은 7차 수급계획에서의 수요예측, 수요관리, 발전소와 송전선 건설, 신재생발전과 분산형전원 목표 달성 등이 차질 없이 진행된다고 가정하였다. 이에 반해 둘째 안(S2)은 공급 측 불확실성을 반영하여 원전, 석탄 발전소 준공지연, 신재생발전 목표 미달성을 가정하였다. 추정결과 SMP는 2016년 약 91원/kWh에서 2024년 76.7~84원/kWh으로 전망되었다. 원자력 및 석탄 화력 등 기저발전설비가 추가됨에 따라 SMP 가격이 지속적으로 하락하는 것으로 나타났다.

추정된 태양광 및 풍력의 LCOE와 SMP 예측치에 기반하여 REC 가격 전망을 수행하였다. SMP 전망과 태양광 비중의 변화에 불확실성을 반영하기 위해 6개의 시나리오를 설정하였다. 즉 SMP는 7차 전력수급기본계획이 100% 이행된다고 가정했을 때와, 원자력 발전 및 화력발전 건설이 2년 지연될 경우를 가정하였다. 각각의 SMP 가격 조건 하에서 전체 REC 공급량에서 태양광이 차지하는 비중은 15%, 20%, 25%인 경우를 가정하였다. 추정 결과 제7차 전력수급계획대로 기저부하 발전소가 건립되었을 때, REC 현물시장 가격은 2016년 71천원/REC~102천원/REC에서 2024년 54천원/REC~84천원/REC 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 이는 신재생에너지 LCOE가 하락함에 따라 REC 가격도 이에 맞추어 하락하기 때문이다. 현재와 같이 REC 의무량에 비해 공급량이 과부족하게 되면 REC 현물 가격이 상승하게 되어 REC 최고치에서 주로 가격이 형성될 것으로 예상된다. 하지만 신재생에너지 신규 발전 시설이 늘어나 공급량이 충분하게 되면 최저치와 최고치 사이에서 가격이 형성될 것이며, 공급량이 의무량보다 급격히 많을 경우 최저치보다 REC 가격이 더 하락할 수도 있을 것이다.

제7차 전력수급계획에서의 기저부하 발전소 건립이 2년 연장될 경우 SMP 가격은 증가하게 된다. 이러한 상황에서 REC 현물시장 가격은 2016년 71천원/REC~102천원/REC에서 2024년 49천원/REC~76천원/REC 수준으로 감소하는 것으로 나타났다. 계획대비 기저부하 발전소 건립이 늦어지면서 SMP가 시나리오 1보다 상승하는 효과가 발생하고, 이에 따라 REC 가격은 하락하기 때문으로 풀이된다.

이와 같이 많은 불확실한 요인으로 REC 가격 변동 폭이 클 것이기 때문에, 시장 안정화를 위해 REC 가격 안정화 정책이 필요하다.

첫 번째 방안으로 전력판매 경쟁 촉진 및 판매사 RPS 의무가 필요하다. 주요국의 경우 판매사(전력공급사)가 RPS 의무이행사인 반면, 국내의 경우 발전사가 RPS 의무를 부담한다. 한국의 경우 발전사가 신재생에너지 발전 및 RPS 의무를 동시에 부담하므로 이 구조에서는 REC 가격을 하락시키는 유인이 존재하지 않는다.

두 번째 방안은 계약 당시의 “SMP+REC” 고정가격을 보장하는 것이다. 소규모 태양광의 REC의 경우 12년 장기계약을 체결함에 따라 가격 변동성을 완화할 수 있다. 하지만 대부분의 신재생에너지 REC와 SMP는 시간이 지남에 따라 변동하기 때문에 신재생 발전사업자의 수익 불안 요인으로 작용하게 된다. 이러한 불확실성을 완화하기 위해서는 정부가 SMP+REC 수입을 적정이윤 수준에서 장기계약 가격으로 책정하여 정책적으로 승인하는 것이 필요하다. 이와 유사한 방안으로 REC 가격을 현행과 유사하게 장기계약 형태로 고정하고, SMP도 한전과 PPA 또는 차액정산 계약을 체결함으로써 변동성을 헷징하는 방법도 존재한다.

세 번째 방안은 보험 또는 재보험회사, 은행 등의 금융기관이 신재생에너지 발전사업자에게 SMP+REC 고정수익을 보장하는 금융상품을 개발하는 것이다. 발전사업자는 SMP 및 REC의 가격 변동에 따른 이익 또는 손실 부담을 금융기관에 이전하고 이에 대한 대가로 수수료를 지급한다. 금융기관은 제2의 상품시장을 활용하여 SMP 및 REC 가격 변동에 대해서 헷징하는 방안을 마련하는 것이 가능하다.

네 번째 방안은 호주와 유사하게 REC 선물상품을 도입하는 방안이다. 선물상품을 활용하면 현물시장에서의 가격변동 위험을 헷징하는 것이 가능하다. 기타 방안으로 정부가 장기 SMP 가격을 제시하여 미래에 대한 불확실성을 제거하는 방법이 있다. 또한 영국과 호주와 같

이 소규모 사업자에 한해 FIT를 적용하는 방법도 있을 수 있다. 본 연구에서 제안한 방안에 대한 구체적인 설계와 효과는 후속 연구에서 연구될 필요가 있다.

본 연구는 REC 가격 예측을 통해 정부, 신재생에너지 공급의무자, 신재생에너지 발전 사업자, 소비자에게 미래에 대한 불확실성 완화하는 데 기여를 할 것으로 기대된다. 즉, 정부와 소비자는 신재생에너지 보급에 따른 미래 발생 비용을 파악함으로써 이에 대한 준비가 가능하다. 신재생에너지 공급의무자는 REC 가격 전망 자료를 활용하여 RPS 범칙금을 가늠하고 발생비용을 예측할 수 있다. 신재생에너지 발전 사업자는 REC 가격 예측 자료를 통해 미래의 사업 가능성 여부를 타진할 수 있을 것이다.

참 고 문 헌

- 김상태, 박종원, 2011, 일본 RPS법의 법정책적 시사점, 『한양법학』 22권 1호, pp.143-165
- 김현숙, 2004, “우리나라 전력산업 구조개편에 대한 소고”, 한국조세 재정연구원
- 김형태, 이성우, 김규민, 권민성, 김욱, 정해성, 2012, “SUDP 알고리즘을 이용한 SMP 예측에 관한 연구”, 2012년 대한전기학회 추계학술대회 논문집, pp.424-425.
- 대한무역투자진흥공사, 2013, “영국”, 『세계 주요국 전력시장 현황』, pp.43-52.
- 산업통상자원부, 2014a, “2014 신재생에너지 백서”
- 산업통상자원부, 2014b, “제7차 전력수급기본계획”
- 신재생에너지협회, 2014, “호주”, 『신재생에너지 해외시장 정보』
- 에너지경제연구원, 2013, “영국 전력시장 제도개편 움직임”. 『세계 에너지시장 인사이트』제 13-13호.
- 온실가스 종합정보센터, 2013, “국내 실정에 맞는 온실가스 배출권거래제를 위한 온실가스, 대기오염물질, 재생에너지의 거래제 비교 분석”, 『2013년 온실가스 감축 전문가포럼 단기과제별 최종자료집』.
- 이강국, 2002, “캘리포니아 전력산업 구조조정에 관한 연구”. 『전력산업 민영화 정책에 대한 비판과 제안』
- 이상림, 2015, 발전용 LNG 장기 수요전망 연구, 한국가스공사 수탁연

구사업

- 이성호, 2014, “한국의 RPS 제도 이행 점검과 개선 방향”, 『Current Photovoltaic Research』 2권 4호, pp.182-188.
- 이창호, 2010, “해외주요국의 신재생에너지 의무할당제(RPS) 운영사례”, 『전기의 세계』 59(12): pp.22-27
- 장인의 공간, 2014, “M-Core(장기) 소개서”
- 전기연구원, 2007, “전력거래제도 개선을 위한 합리적 구현방안 연구”
_____, 2010, “해외주요국의 신재생에너지 의무할당제(RPS) 운영사례”, 2010.
_____, 2011, “RPS 시행제도 및 REC 거래 시장”, 2011.
_____, 2013, “CAISO”, 『해외전력산업동향』.
- 전기위원회, 2005, “전력시장 운영 및 가격체계”
_____, 2010, “호주”, 『해외전력산업동향』
- 전력거래소, 2009, “해외전력산업동향”
_____, 2012, “해외전력산업동향”
- 전력산업연구센터, 2012, “이태리 정부, 태양광 예산삭감 계획 승인”
- 전북대학교 전력시스템연구실, “국내 전력시장”
- 정윤경, 2013, 태양광 산업 및 모듈가격 전망과 대내외 대응전략 연구, 에너지경제연구원 기본과제
- 조규철, 2014, Eco-System: 클라우드 컴퓨팅환경에서 REC 가격예측 시뮬레이션, 한국시뮬레이션학회논문지 23(4): pp.1-8
- 지식경제부, 2013, “제6차 전력수급기본계획”
- 한국산업기술진흥원, 2012, 미국의 신재생에너지 산업 및 정책 동향.
- 한국에너지공단, 2015, “태양광-비태양광 시장통합 운영방안”
- 한국전기연구원, 2014, “14년 적용 신재생에너지 공급인증서 가중치

- 에 관한 연구”, pp.9-10
- 한국전력거래소, 2005, “국내 전력시장 현황 및 전망”
- 한국환경정책평가연구원, 2013, “온실가스 감축정책 현황 및 개선방안 연구(I)”, 『기후환경정책연구』
- 한전경영경제연구원, 2013, “미국의 전력시장 자유화에 따른 이슈와 시사점”, p.7
- 황순현, 권종환, 안중환, 우필성, 김발호, 2012, 신재생에너지 의무할당제(RPS) 시행에 따른 REC 가격예측에 관한 연구, 대한전기학회, 2012년도대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.19-20
- Advisory Committee, 2013, “Overview of Colorado’s Renewable Energy Standard(CRS 40-2-124)”.
- AER, 2014, “State of the Energy Market”.
- ASX, 2011, “Renewable Energy Certificate (REC) Futures”, 『호주증권거래소』.
- Australian Gov, 2014, “Renewable Energy Target Review”, 『Climate Change Authority』
- Bhandari, R. and Stadler, I. 2009, “Grid Parity Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Germany Using Experience Curve,” Solar Energy 83: pp.1634-1644
- BNEF, 2015, H1 2015 Global levelized cost of electricity update
- Cho, Y., Koo, Y., 2012. Investigation of the effect of secondary market on the diffusion of innovation. Technological Forecasting and Social Change, 79, pp.1362-1371
- Climate Policy Initiative, 2012, Limiting the Cost of Renewables: Lesson for California; CPI Working Paper

- Christoph H., Thomas W., 2011, Economic functioning and politically pragmatic justification of tradable green certificates in Poland, *Environmental Economics and Policy Studies* 13(2): pp.157-175
- Dawei Z., Daniel R. B., Navigant, Inc., Solar renewable energy credits(SRECs) price forecast
- DOER. 2011. Renewable Energy Portfolio Standard Guideline
- _____. 2014. Massachusetts RPS & APS Annual Compliance Report for 2012
- DORA PUC. 2013. What does the Renewable Energy Standard(RES) require?
- DSIRE, 2015, Renewable Portfolio Standard Policies.
- Eirik S. Amundsen, Fridrik M. Baldursson and Jorgen B. M., 2006, Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets, *Environmental and Resource Economics* 35(4): pp.259-287
- Farrokh Albuyeh et al. "Implementation of the California Independent System Operator". IEEE: 2
- Gov. Energy Office. 2010. "Colorado's 30% Renewable Energy Standard: Policy Design and New Markets"
- IEA, 2000, "Experience Curves for Energy Technology Policy"
- _____, 2014, World Energy Outlook
- _____, 2015, Medium-Term Market Report 2015
- Jacob L., 2003, Financial risks for green electricity investors, *Denmark Energy Policy* 31(1): pp.21-32
- Jeff Bryan et al., Estimating the Price of ROCs, 2013, Stirling

Economics Discussion Paper, University of Stirling, Stirling
Management School

- KOTRA, 2014a “유럽 신재생에너지 시장 재편에 따른 시사점 1편”
_____, 2014b, “원전사고 이후 변화 된 일본 신재생에너지 시장 진출
방안”
- Lee, J., Cho, Y., Lee, J.-D., Lee, C.-Y., 2006. Forecasting future
demand for large-screen television sets using conjoint analysis
with diffusion model. *Technological Forecasting and Social
Change* 73: pp.362-376.
- Michael C., Javad K., and W.B. Piwell., 2015, Smart-srec: A
Stochastic Model of the New Jersey solar Renewable Energy
Certificate market, *Journal of Environmental Economics and
Management* 73: pp.13-31
- Navigant Consulting, 2010. “2010 Colorado Utility Report”: 4
- Nemet, G. 2006, “Beyond the learnig curve: Factors influencing cost
reductions in photovoltaics,” *Energy Policy* 34: pp.3218-3232
- Ofgem e-serve 2014, “Feed-in-Tariff: Annual Report(2013-14)”
- Polsinelli Law Firm. 2013a. “All RECs are mot created equal:
Bundling and Geographic Sourcing; Renewable Energy Las
Insider”
_____. 2013b. “All RECs are mot created equal:
Rate Caps and Shelf-Life, Renewable Energy Law Insider
- REN21, 2014, Renewables 2015 Global Status Report: p.64.
_____, 2015, Renewables 2015 Global Status Report: p.9
- RM Group, LLC. 2013. “Analysis of the Rate Impact of Colorado’s

Renewable Energy Standard”

Scor. 2012. The transfer of weather risk faced with the challenges of the future. 『Technical Newsletter』 pp.1-8
SEIA, RPS Solar Carve Out Colorado

웹사이트

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/mpr>

<http://www.shaktifoundation.in>

<http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>

<http://www.energyalmanac.ca.gov/electricity>

<http://www.energy.ca.gov>

<http://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>

<http://www.asx.com.au/products/energy-derivatives/renewable-energy-certificates.htm>

<http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/66177/european-renewable-energy-incentive-guide-italy>(Norton Rosefulbright 웹사이트)

<http://rec.kpx.info/index>(한국거래소 웹사이트)

<http://markets.flettexchange.com/new-jersey-class-i-rec/>(뉴저지 flettexchange 웹사이트)

<http://www.knrec.or.kr>(한국에너지공단 신재생에너지센터 웹사이트)

부 록

1. 시나리오 별 현물시장 REC 전망표

〈부록 표 1〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 1)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	86.1
2017	70.0	85.5
2018	63.9	84.6
2019	57.1	83.4
2020	51.4	82.2
2021	50.5	81.3
2022	51.7	81.9
2023	52.7	82.1
2024	53.7	82.1

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

〈부록 표 2〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 2)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	94.1
2017	70.0	89.8
2018	63.9	88.1
2019	57.1	86.6
2020	51.4	85.1
2021	50.4	83.6
2022	51.6	83.6
2023	52.7	83.3
2024	53.7	82.9

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

〈부록 표 3〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 3)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	102.1
2017	70.0	94.0
2018	63.9	91.5
2019	57.1	89.7
2020	51.4	87.9
2021	50.4	85.9
2022	51.5	85.4
2023	52.6	84.6
2024	53.6	83.7

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

〈부록 표 4〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 4)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	89.0
2017	69.1	86.5
2018	62.5	85.0
2019	54.7	83.3
2020	49.2	81.6
2021	48.8	79.1
2022	48.3	76.7
2023	48.2	74.8
2024	48.8	74.6

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

〈부록 표 5〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 5)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	94.1
2017	69.1	89.5
2018	62.5	87.4
2019	54.7	85.5
2020	49.2	83.5
2021	48.8	80.7
2022	48.2	77.9
2023	48.1	75.8
2024	48.8	75.0

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

〈부록 표 6〉 현물시장 REC 가격 전망 (시나리오 6)

(단위: 천원/REC)

	최저	최고
2016	70.7	102.1
2017	69.1	93.8
2018	62.5	90.9
2019	54.7	88.7
2020	49.1	86.4
2021	48.7	83.0
2022	48.2	79.7
2023	48.1	77.1
2024	48.7	75.8

주: 본 자료는 신재생에너지 사업 투자결과에 따른 법적 책임소재의 증빙자료로 사용할 수 없음

이 철 용

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

『신재생에너지에 대한 지불의사액 추정 및 사회적 수용성(PA) 제고 방안 연구』, 에너지경제연구원, 2014.

“Forecasting Demand for a Newly Introduced Product Using Reservation Price Data and Bayesian Updating”, Technological Forecasting and Social Change, 2012, 79 (7), 1280-1291.

“Diffusion of Renewable Energy Technologies in South Korea on Incorporating Their Competitive Interrelationships”, Energy Policy, 69, 248-257

기본연구보고서 2015-12

신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용

2015년 12월 30일 인쇄

2015년 12월 31일 발행

저 자 이 철 용

발행인 박 주 현

발행처 에너지경제연구원

44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11

전화: (052)714-2114(대) 팩시밀리: (052)422-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 크리커뮤니케이션 (02)2273-1775

©에너지경제연구원 2015

ISBN 978-89-5504-549-9 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

<값 7,000원>



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

