

# 일본 신재생에너지 부과금의 과급효과와 시사점<sup>1)</sup>



한전 경제경영연구원 선임연구원 이 경 진

(leekj@kepco.co.kr)

## 1. 서론

일본은 2011년 3월 11일 발생한 후쿠시마 원전사고 직전에 전력수급의 약 30%를 원자력발전에 의존했으며, 2010년 발표한 「2030 에너지기본계획」을 통해 2030년까지 발전량 대비 원전의 비중을 53%까지 확대할 계획이었다. 그러나 후쿠시마 원전사고 이후, 가동 중인 모든 원전이 정지<sup>2)</sup>되면서 상당기간 전력수급에 어려움을 겪었고, 화석연료에 대한 의존도는 동일본 대지진 이전인 2010년의 약 62%에서 2013년에 약 88%까지 크게 상승<sup>3)</sup>하였다. 원전 정지분의 발전량을 화력발전으로 대체하게 됨에 따라 연료비 증가액은 2011년에 2.3조 엔에서 2014년에 3.4조 엔으로 크게 확대되며 국민 1인당 연간 약 3만 엔 정도의 부담이 증가하는 결과를 초래했다.

이러한 여건변화를 배경으로 일본정부는 안전성(Safety)을 대전제로 에너지 안정공급(Energy Security), 경제효율성 향상(Economic Efficiency)

을 통한 저비용 에너지공급을 실현하며, 더불어 환경에 대한 적합성(Environment)을 구현하기 위해 노력한다는 「3E + S」 정책목표로 에너지정책 방향을 선회하게 된다. 에너지원별 장단점을 고려한 안정적이고 효율적인 공급체계 형성을 추진하고, 해외 정세변화의 파급효과를 최소화하기 위해 기존 에너지원의 활용 뿐 아니라 신재생에너지를 크게 확대하여 에너지자급률을 개선하고자 하였다.

또한 동일본 대지진을 계기로 청정에너지의 중요성이 높아지면서 신재생에너지 도입에 대한 국민의 인식과 선호가 크게 향상되면서, 신재생에너지 확대를 위한 움직임은 더욱 탄력을 받게 된다.

이러한 배경을 바탕으로 2012년 7월에 신재생에너지 고정가격매입제도를 시행하고 되었고, 이로 인해 발생하는 비용을 신재생에너지 발전촉진부과금(이하 신재생에너지 부과금)으로 전기요금을 통해 고객에게 모두 전가하게 된다. 제도 개시 이후 3년이 경과한 현재, 태양광을 중심으로 한 신재생에너지의 급격한 도

1) 본고는 이경진, “일본 신재생에너지 부과금의 파급효과,” 「KEMRI 전력경제 Review」, 제 22호, 한전 경제경영연구원(2015.6.15)의 내용을 수정·보완한 것임.

2) 간사이전력의 오오이원전 가동정지 시점(2013.9월)부터 규슈전력의 센다이원전 원자로가 재가동을 개시(2015.8.11, 9월중 상업운전 개시 예정)할 때까지의 약 2년간, 일본은 원전제로의 상황에 놓임.

3) 1차 오일쇼크 시기의 76%보다 높은 수준.



입확대가 이루어졌고, 이 과정에서 고객에게 전가되는 신재생에너지 부과금 단가도 크게 상승하며 비용 부담 증가에 따라 발생하는 영향에 대한 우려도 높아지고 있는 상황이다. 이로 인해 일본 정부는 신재생에너지법 전반에 대한 개정을 논의하는 등, 신재생에너지 확대정책과 비용부담 증가 억제를 위한 제도개정에 착수하게 된다.

전 세계적으로 신재생에너지 그리드패리티<sup>4)</sup> 도달에 대한 기대가 높아지고는 있지만, 아직까지 신재생에너지원은 화석연료 대비 고비용의 에너지원으로 도입확대를 추진하는 과정에서 요금인상이 발생할 가능성이 높다. 따라서 일본의 신재생에너지 지원정책, 부과금 증가추이 및 파급효과에 대한 사례검토를 통해 우리나라에서도 신재생에너지 도입확대를 추진하는 과정에서 발생할 수 있는 영향에 대한 폭넓은 논의와 정책 수용성을 높일 수 있는 방안을 강구해야 할 필요가 있을 것이다.

## 2. 신재생에너지 지원정책의 변화

### 가. 신재생에너지 공급의무화제도

일본에서는 신재생에너지 도입촉진을 위해 2003년 4월에 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)를 도입하였다. RPS는 소매전기사업자에 대해 전력판매량의 일정비율을 신재생에너지에 의한 전력(RPS 전력)로 충당하도록 의

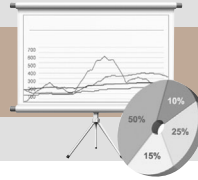
무화하여 신재생에너지 수요의 정책적 창출 및 보급을 도모하는 제도이며, 할당량이 달성되지 못한 경우에는 과징금을 적용하는 등의 대책에 수반되도록 조직화되어 있는 제도이다. 전체 도입량 및 전력회사의 할당량은 정책목표에 기반하여 설정되고 개별 의무대상 사업자가 조달하는 전원, 조달사업자, 가격, 조건 등은 시장거래에 의해 결정되는 것이 일반적이다. 또한 신재생에너지 발전에 대해 증서(Renewable Energy Certificate, REC)을 발행하여 물리적인 전력공급과 분리된 REC 시장거래에 의해 의무달성을 가능하게 하는 증서거래제도를 만드는 것이 일반적인 사례이다. 이러한 특징으로 인해 비용이 낮은 신재생에너지 발전원부터 순차 도입을 추진하는 시장 메커니즘이 작동하는 경우가 많다.

일본의 RPS는 2003년 4월부터 약 9년에 걸쳐 실시되었으며, 제도 도입당시 설정된 최초의 목표량은 2010년에 122억kWh(전력판매량의 약 1.35% 정도) 수준이었고, 2012년 6월까지 제도가 시행되는 동안 대상사업자가 도입한 신재생에너지 전력은 정부가 설정한 목표를 충분히 달성하였으나, 신재생에너지 확대를 위한 정책으로서 아래와 같은 과제를 남기게 되었다.<sup>5)</sup>

신재생에너지 도입 과정에서 경제성을 중시한 나머지, 투자를 촉진하기 위한 방안이 충분하지 못했다는 점이다. 일본에서는 2001년 종합자원에너지조사회 신에너지부회에서 RPS와 FIT의 선택을 위해 주요 국가에서의 제도시행 현황에 대한 검토를 추진하였고, 의무이행에 해당하는 전원선택의 자유 및 비용감

4) 태양광·풍력 등 신재생에너지 전력을 생산하는 데 필요한 발전원가와 화석연료 발전원가가 같아지는 균형점.

5) 일본 에너지경제연구소(IEEJ), 신재생에너지 지원정책의 변천 - 국내외 제도사례에서 얻은 일본의 FIT 개정에 대한 시사, 2015.8.



소 인센티브 등의 관점에서 RPS가 더 우수하다고 결론을 내리고 있다. 그러나 제도 개시 후에는 신재생에너지 발전원에 대한 투자촉진이 원활하지 못했다는 지적이 제기된다. 신재생에너지 발전사업자의 경우, 투자회수에 보통 10년 내외의 기간이 소요되는데 RPS의 목표설정 기간은 8년(2003~2010년)으로 이에 비해 짧아 사업리스크로 작용할 수 있다. 거래가격에 대해서도 RPS 전력의 조달은 주로 당사자 간 개별 교섭에 의해 상대가격으로 유인되고 있어 신규 사업자의 경우에는 가격지표가 없어 구체적인 사업계획을 수립하기에 어려움이 있다는 점이 제기되었다.

일본 정부는 전기사업자에 대해 매년 RPS 전력의 거래가격에 대한 조사를 실시하여 공표해 왔으며, 이에 따르면 풍력발전 거래가격은 10~11.8엔/kWh, 수력발전은 7.2~9.0엔/kWh, 바이오매스는 7.2~9.4 엔/kWh이었고, RPS 거래가격은 일본 도매전력시장의 당시 평균거래가격 및 최근 발전비용 등과 비교하여 낮은 수준으로 책정하였다. 이와 같이 도입목표 자체가 강력하지 않아서, 신재생에너지원의 큰 폭 확대가 이루어지지 않았고, 투자를 유발하기 위한 수준에 이르지 못했다는 지적도 있다.

이러한 일본의 RPS 제도는 전기사업자의 급격한 부담증가를 방지하면서 신재생에너지의 도입을 확대한다는 관점에서는 제도의 목적을 달성했다고는 할 수 있으나, 신재생에너지에 대한 투자확대를 목표한다는 측면에서 본다면 충분히 제도의 목표를 달성했다고 보기는 어려웠다.

## 나. 신재생에너지 고정가격매입제도

2003년 RPS의 시행 이후, 저탄소화에 대한 대응 강화 움직임이 강화되고, 경기부양 대책의 일환으로서 신재생에너지 관련 산업의 육성에 대해서도 관심이 높아지는 가운데, 2009년 11월부터 태양광발전의 잉여전력매입제도가 도입되게 된다.

태양광발전 잉여전력매입제도는 태양광발전에 의한 발전량이 자가사용량을 초과하는 경우 초과한 발전량을 고정가격으로 10년간 전력회사에 판매하는 것이 가능한 제도이다. 태양광발전의 매입에 필요한 비용은 사용전력량에 따라 태양광발전 촉진부가금으로 전기를 사용하는 전 고객에게 전가된다. 2011년부터 2012년 6월까지 매입가격은 10kW 미만 주택용의 경

〈표 1〉 RPS와 FIT의 특징 비교

| 구분      | 공급의무화제도         | 고정가격매입제도           |
|---------|-----------------|--------------------|
| 규정대상    | 전력회사에 도입 의무량 할당 | 신재생에너지원별 매입가격 및 기간 |
| 사업자의 이점 | 시장규모의 점진적 확대    | 수익성 확보 가능          |
| 정부의 기대  | 에너지 도입량 담보      | 급격한 에너지도입 증가 가능성   |
| 부수적 효과  | -               | 연관 산업육성 및 산업진흥     |
| 국민부담    | 완만한 증가          | 급격한 증가 가능성         |

자료: NRI 뉴스레터, 고정가격매입제도의 의의, 2011

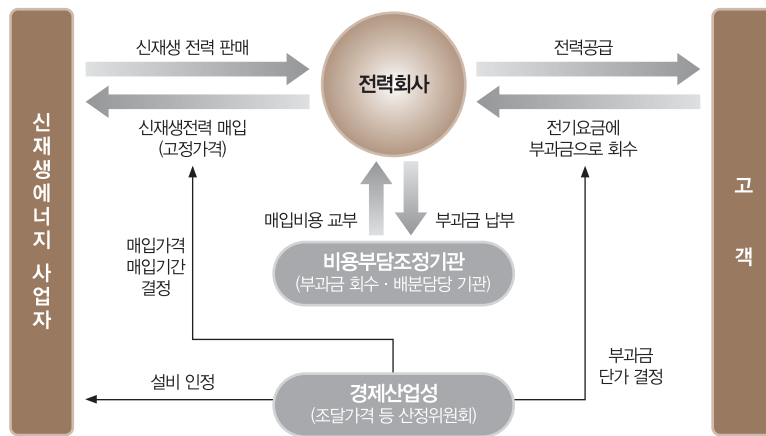
우 42엔/kWh, 10kW 이상 주택용 및 비주택용의 경우에는 40엔/kWh이 매입가격으로 책정되었고, 이후 단계적으로 인하되었다.

태양광발전 잉여전력매입제도의 개시 이후 이전까지 신재생에너지 고정가격매입제도(Feed-in-tariff, FIT) 도입에 신중한 입장을 취해왔던 일본정부는 정책방향을 전환하게 되고, 태양광 이외의 에너지원도 포함한 신재생에너지를 장기적으로 전량 매입을 의무화하는 FIT를 2012년 7월에 시행하게 된다. 기존의 태양광발전 잉여전력매입제도는 FIT의 개시에 따라 신제도로 이행되었고, 신제도하에서도 기존과 동일한 조건으로 거래가 지속되었다.

FIT는 신재생에너지로 발전한 전력을 전력회사가 일정기간에 걸쳐 고정가격으로 매입하도록 의무화하는 제도이다. 매입가격 및 매입조건은 발전비용에 일정이율을 추가하여 정책적으로 설정하고, 도입량의 한도를 설정하지 않아 가능한 많은 투자를 유도하는 방식이 일반적이다. 매입가격 및 매입기간은 비용조정기관의 자문을 통해 경제산업성이 최종 확정한다.

RPS 하에서처럼 발전사업자가 개별적으로 전력의 매입가격 및 매입조건을 교섭을 할 필요가 없어 신재생에너지 발전사업자 수익의 확실성, 안정성을 높이며, 사업자의 사업리스크를 경감할 수 있다는 제도적 장점이 있다.

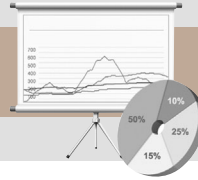
[그림 1] FIT 개요



자료: 일본 경제산업성, 신재생에너지 고정가격매입제도 가이드북, 2015

한편, 신재생에너지 매입비용과 기존의 발전비용과의 차액은 전기요금에 부과금으로서 고객에게 전가되기 때문에 도입확대와 고객부담 증가 사이에서 균형 있는 정책목표를 실현할 수 있는지 여부가 제도이행

의 주요 이슈가 된다. 정책목표는 에너지자급률의 향상, 온난화대책, 산업육성, 고용촉진, 지역 활성화 등으로 다양하나, 이러한 것들은 제도선택에 관계없이 신재생에너지의 보급에 따라 기대되는 효과이다. FIT



고유의 목표로서는 매입대상이 되는 발전에 대해서, 단기간에 도입량을 확대시켜 학습효과를 조기에 이끌어내고, 기술 및 시장의 확립을 촉진한다는 점이다. 단계적으로 신재생에너지원의 매입가격을 인하하여, 장기적으로는 신재생에너지 발전비용의 대폭적인 절

감을 목표<sup>6)</sup>하고 있다.<sup>7)</sup>

신재생에너지 전원별로 조달기간은 태양광발전은 10년, 풍력발전은 20년까지 보장하며, 조달가격은 전원별, 규모별로 최소 27엔/kWh에서 최대 55엔/kWh까지 보장하고 있다.

〈표 2〉 신재생에너지원별 FIT 조달가격 및 조달기간

| 전원   | 조달구분                   |           | 조달가격/kWh              |                   | 조달기간 |
|------|------------------------|-----------|-----------------------|-------------------|------|
| 태양광  | 10kW 미만                | 잉여전력      | 33엔 <sup>1)</sup>     | 35엔 <sup>2)</sup> | 10년  |
|      |                        | 더블발전/잉여전력 | 27엔 <sup>1)</sup>     | 29엔 <sup>2)</sup> |      |
|      | 10kW 이상                |           | 29엔<br>(‘15.4.1~6.30) | 27엔<br>(‘15.7.1~) | 20년  |
| 풍력   | 20kW 미만                |           | 55엔                   |                   | 20년  |
|      | 20kW 이상                |           | 22엔                   |                   |      |
| 해상풍력 | 20kW 이상                |           | 36엔                   |                   |      |
| 지열   | 15,000kW 미만            |           | 40엔                   |                   | 15년  |
|      | 15,000kW 이상            |           | 26엔                   |                   |      |
| 수력   | 200W미만                 |           | 34엔                   |                   | 20년  |
|      | 200kW 이상~1,000W 미만     |           | 29엔                   |                   |      |
|      | 1,000kW 이상~30,000kW 미만 |           | 34엔                   |                   |      |

주: 1) 출력억제 대응기기 설치의무가 없는 경우

2) 출력억제 대응기기 설치의무가 있는 경우

3) 규슈전력, 홋카이도 전력 등 7개 전력회사의 수급지역에서는 2015년 4월 이후 접속계약이 신청 접수된 발전설비에 대해 출력억제 대응기기의 설치를 의무화함

자료: 일본 경제산업성, 신재생에너지 고정가격매입제도 가이드북, 2015

### 3. 신재생에너지 도입현황 및 확대계획

#### 가. 신재생에너지 도입현황

2012년 7월 FIT 개시 이후 2014년 12월 말까지 추가된 신재생에너지 설비용량은 1,582만kW이었고, 신재생에너지 총 누적 설비용량은 3,643만kW, 2014년

6) 2020년 기준 태양광 발전비용 14엔/kWh까지 하락 목표.

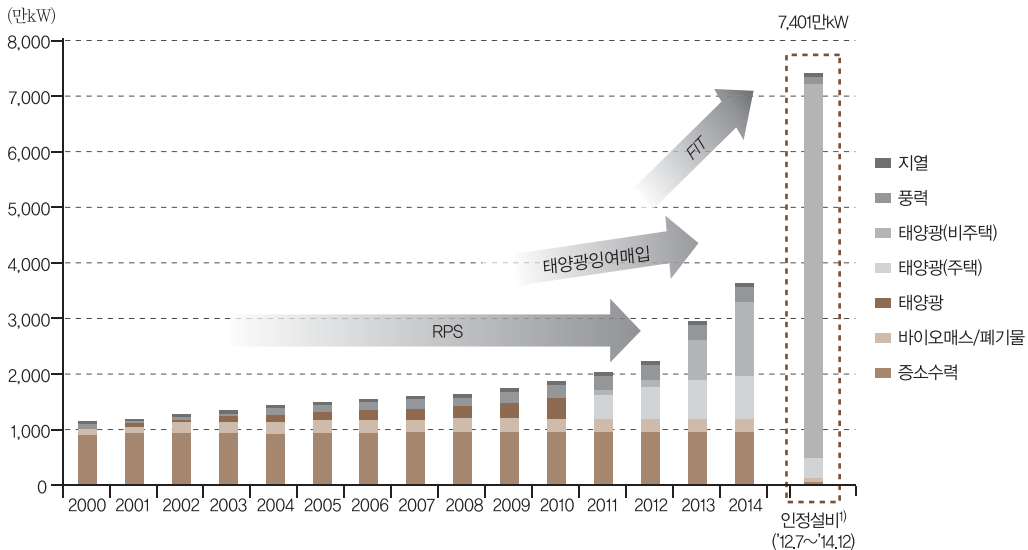
7) 신에너지 산업기술융합개발기구, 태양광발전 로드맵(PV2030+), 2009.6.

12월 말까지는 동 제도에 의해 인정된 설비용량은(기 도입분 포함, 미운전 인정설비 포함)은 7,401만kW에 이른다.<sup>8)</sup> 이후 2015년 4월까지 추가로 430만kW의 설비가 운전 개시되며 누적설비는 2,102만kW, 1,359만kW의 신규 설비가 추가로 인정을 받아 총 누

적 인정 설비용량은 약 8,760만kW에 달하였다.

지금까지의 FIT 제도는 특히 태양광 발전설비 도입량의 급속한 확대를 초래해왔다. 2015년 4월까지의 총 인정설비 8,760만kW 중 태양광발전 설비는 8,247만kW로 총 인증설비의 약 94%를 점유하고 있다.<sup>9)</sup>

[그림 2] 신재생에너지원별 설비용량 추이



주: 1) 인정설비는 FIT 시행 이후의 누적설비용량

자료: 일본 에너지경제연구소(IEEJ), 신재생에너지 지원책의 변경 - 국내의 제도사례에서 얻은 일본의 FIT 개정에 대한 시사, 2015.8

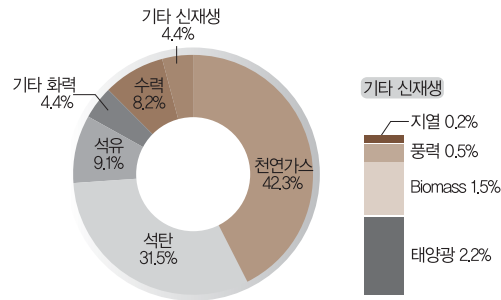
2014년 기준 발전량 대비 신재생에너지 점유비중은 12.6%, 이중 수력을 제외한 풍력/태양광 등의 기타 신재생에너지 점유비중은 4.4%였다. 기타 신재생에너지 점유비중은 FIT 제도 도입이전인 2011년

1.4% 수준에서 3년 동안 약 3배까지 확대되었다. 기타 신재생에너지원 중에서 태양광발전 비중이 2.2%, 바이오매스 1.5%, 풍력발전 0.5%이었다.

8) FIT 제도로 새롭게 도입된 설비 및 기존의 제도(RPS/태양광발전 잉여전력매입제도) 하에서 도입된 발전설비로 FIT 제도로 이행한 설비용량이 881만kW이기 때문에 FIT 적용 설비용량은 총 2,463만kW이 됨. 제도시행 전의 누적 설비용량(약 2,000만kW)과 합해 설비용량은 현 시점에서 최대 약 9,400만kW 수준.

9) 일본 경제산업성 신재생에너지 고정가격매입제도 정보공표 사이트.

[그림 3] 2014년 일본의 전원구성(발전전력량 기준)



주: 자가발전량 포함

자료: 일본 환경에너지정책연구소, 통계데이터로 본 일본의 자연에너지 현황 - 전력편, 2015.6.30

## 나. 향후 신재생에너지 확대계획

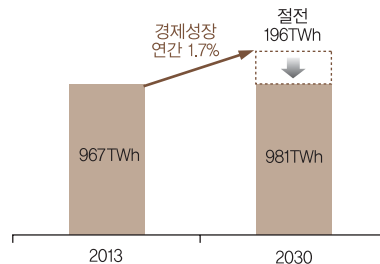
일본 정부는 2015년 7월 최종 확정된 장기 에너지 수급전망을 통해 2030년까지의 에너지정책 방향, 에너지 수급구조 및 전원구성안을 제시하였고, 이를 통해 안전성, 안정공급, 경제효율성 및 환경적합에 관한 정책목표를 동시에 달성하면서, 에너지절약의 추진, 신재생에너지의 최대한 도입, 화력발전 효율화 등을 추진하여 원전에 대한 의존도를 가능한 한 감소시킨다는 기본방침을 밝히고 있다.

에너지자급률 향상, CO<sub>2</sub> 배출억제를 위해서는 신

재생에너지의 확대가 필요하지만 석탄화력의 억제が必要하고, 반면 전기요금 인상억제를 위해서는 신재생에너지를 감소시켜야 하고 석탄화력을 확대할 필요가 있는 등, 안전성, 안정공급, 경제효율성 및 환경적합을 동시에 달성하기 위해서 균형 있는 전원구성으로 변화시킬 필요가 있음을 강조했다.

구체적으로는 우선 경제성장(연간 1.7%)과 전화율 향상 등에 의한 전력수요의 증가를 추정하고 철저한 에너지절약의 추진을 시행하여 2030년 시점의 전력수요를 2013년과 거의 같은 수준까지 억제할 것으로 전망하고 있다.

[그림 4] 2030년 전력수요 전망



자료: 일본 경제산업성 자원에너지청, 장기에너지 수급전망, 2015.7



2030년의 바람직한 전원구성에 대해서는 후쿠시마 원전사고를 감안하여 원전 비율은 동일본 대지진 이전의 약 30% 수준에서 20~22%로 축소하고, 태양광·풍력 등의 신재생에너지 발전원은 현재의 12%에서 원전 수준인 22~24%로 크게 확대할 계획이다.

신재생에너지는 특히 2013년부터 3년 간 도입을 가속화시키고, 이후 일본의 자연조건 등을 고려하면서 각 전원의 특성에 따라 신재생에너지의 최대한 도입을 추진하면서도 자연조건에 관계없이 안정적인 운용이 가능한 지열, 수력, 바이오매스에 의해 원자력을 대체할 것으로 전망하고 있다. 이 과정에서 자연조건의 변화에 따라 출력이 크게 변동하는 태양광 및 풍력 등에 대해서는 비용절감을 도모하면서 국민부담의 증가를 억제할 수 있는 방안도 동시에 추진하면서 최대한의 도입을 추진해나갈 계획이다.

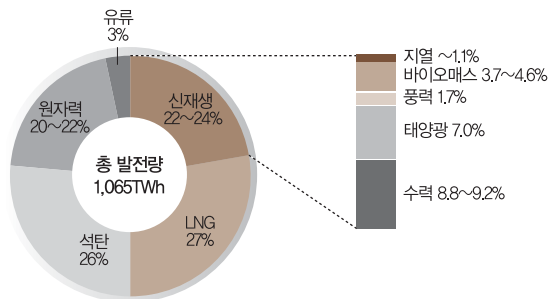
각종 규제 및 제약에 대한 대응, 개발 리스크가 높은 지열발전에 대한 지원, 계통정비 및 계통운영의 광역화, 고효율화, 저비용화 및 계통운영기술의 고도화 등을 위한 기술개발 등에 의해, 신재생에너지가 저비용으로 도입 가능하도록 환경정비를 시행한다. 또한 FIT 제도에 대해서는 신재생에너지 도입추진의 원동

력이 되고 있는 한편, 태양광에 편중된 도입이 진행되고 있다는 점, 국민부담 증가에 대한 우려가 높아지고 있다는 점, 전력시스템 개혁이 추진되고 있는 가운데 전력의 안정공급에 대한 영향 등도 감안하여 신재생에너지의 특성 및 실태를 검토해나가면서, 최대한 신재생에너지원 간의 균형있는 도입, 최대한 도입과 국민부담 억제의 양립이 가능하도록 제도를 개선해나갈 계획이다.

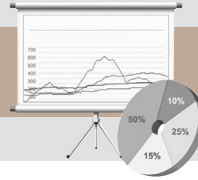
원자력발전은 안전성의 확보를 대전제로 하면서 에너지 자급률의 개선, 전력비용의 절감 및 유럽, 미국 등과 대등한 온실가스 저감이라는 정책목표를 동시에 달성하고, 에너지절약의 시행, 신재생에너지의 최대한 확대, 화력발전의 고효율화에 의한 가능한 한 의존도를 줄여나갈 전망이다.

그 결과 2030년 기준 전력수급 구조는 아래와 같이 전망된다. 이에 따라 동일본 대지진 전에 약 30%를 점유했던 원전의존도는 20~22% 정도로 크게 줄어들고, 수력, 석탄화력, 원자력 등에 의한 기저전원 비중은 56% 정도가 될 것으로 예상된다. 신재생에너지원은 22~24%로 이중 태양광이 7.0%, 풍력 1.7%, 바이오매스 3.7~4.6%를 도입할 계획이다.

[그림 5] 2030년 전원구성 및 신재생에너지원별 비중 전망



자료: 일본 경제산업성 자원에너지청, 장기에너지 수급전망, 2015.7



일각에서는 2030년 기준 22~24%의 신재생에너지 비중이 다소 낮다는 지적도 있으나, 이는 국민부담 증가를 최소화하기 위한 절충이 담긴 것으로 분석되고 있다. 경제산업성은 2030년에 신재생에너지 매입에 따르는 비용이 약 3~4조 엔에 이를 것으로 추정했으며, 이에 따른 가계부담의 급격한 증가를 의식하여 신재생에너지를 통한 발전비중 목표치를 축소하는 것으로 분석되고 있다.<sup>10)</sup> 이와 같은 이유로, 신재생에너지는 20%대 수준까지만 확대하는 대신, 원자력 발전을 신재생에너지와 비슷한 수준까지 확대하는 것을 목표로 하고 있다.

### 3. 신재생에너지 부과금 개요 및 비용추이

#### 가. 신재생에너지 부과금 개요

FIT를 통해 매입한 신재생에너지 비용은 '신재생에너지 발전촉진부과금' (이하 신재생에너지 부과금)

에 의해 충당되고 있다. 신재생에너지 매입에 필요한 총 비용에서 회피가능비용과 비용부담조정기관의 운용비 등을 가감하여 총 전력판매량으로 나눈 금액을 해당년도 단가로 산정한다.

회피가능비용은 전력회사가 화력발전 등 화석연료 발전원으로 전력을 생산하기 위해 소요되는 비용으로 신재생에너지로 대체됨에 따라 줄어드는 연료비 등의 비용규모이다. 신재생에너지 전력의 매입에 의해 화력발전을 감소시킬 수 있기 때문에 이 부분을 신재생에너지 매입비용으로부터 차감하여 부과금 단가를 결정한다.

고객별 부담액은 전력사용량에 비례하며, 부과금 단가는 신재생에너지 매입가격 등을 기초로 매년 어느 정도의 신재생에너지가 도입될지를 예측하여 경제산업성이 결정하고, 전국적으로 동일하도록 조정하고 있다. 신재생에너지 도입 예측치와 실적치의 차이분에 대해서는 다음해의 신재생에너지 부과금 단가로 조정한다.

[그림 6] 신재생에너지 부과금 산정방식

$$\textcircled{1} \text{ 매입비용(1조 8,370억엔)} - \textcircled{2} \text{ 회피가능비용(5,148억엔)} + \textcircled{3} \text{ 비용부담조정기관 사무비(2.7억엔)}$$

$$\div \textcircled{4} \text{ 전력판매량(8,366억kWh)} = 1.58\text{엔/kWh}$$

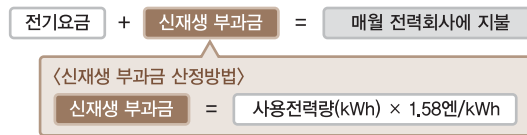
주: 매입비용, 부과금 단가 등은 2015년 적용금액, 단가 기준  
자료: IT Media, 신재생에너지 비용을 국민이 부담하는 「부과금」, 2015.3

10) KOTRA, 일본 원자력발전 재가동을 위한 움직임 시작되나, 2015.5.4.



신재생에너지로 발전한 전력은 고객의 월별 사용전 해 전력을 사용한 모든 고객을 대상으로 매월 전기요력의 일부로서 공급되고 있기 때문에 전력회사를 통 금에 포함되어 청구되고 있다.

[그림 7] 신재생에너지 부과금 청구방법



자료: 일본 경제산업성 자원에너지청, 신재생에너지 고정가격매입제도 가이드북, 2015

단, 전력다소비 사업자에 대해서는 법령상의 요건을 충족하고, 매년 국가가 인정하는 요건에 해당하는 사업자에 한해서는 부과금의 80%가 감면되고 있다.<sup>11)</sup>

#### 나. 신재생에너지 부과금 추이 및 전망

신재생에너지 고정가격매입제도는 단기간에 신재

생에너지 도입확대의 효과를 구현할 수 있는 제도가지만, 도입확대와 비용부담 증가와의 사이에 균형있는 정책을 취하는 것이 어려운 과제로 남아있다. 일본의 신재생에너지 부과금 총액은 최초 도입년도인 2012년도에 1,306억 엔에서 2015년 약 1조 3,222억 엔으로 약 10배 가까이 증가할 것으로 예상<sup>12)</sup>되며, 부과금 단가는 같은 기간 동안 0.22엔/kWh에서 1.58

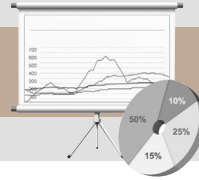
〈표 3〉 연도별 신재생에너지 부과금 총액 및 부과금 단가

| 구분                     | 2012              | 2013               | 2014               | 2015                  |
|------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|
| 부과금 총액<br>(전년대비 증감)    | 1,306억 엔<br>( - ) | 3,289억 엔<br>(152%) | 6,520억 엔<br>(98%)  | 1조 3,222억 엔<br>(203%) |
| 부과금 단가                 | 0.22엔/kWh         | 0.35엔/kWh          | 0.75엔/kWh          | 1.58엔/kWh             |
| 표준가정 월 부담액<br>(연간 부담액) | 66엔/월<br>(792엔)   | 105/월<br>(1,260엔)  | 225엔/월<br>(2,700엔) | 474엔/월<br>(5,688엔)    |
| 부과금 수입실적 <sup>1)</sup> | 1,302억 엔          | 3,190억 엔           | 6,350억 엔           | -                     |

주: 1) 부과금 수입실적 : 부과금 단가 × 전력판매량 실적

자료: IT Media, 신재생에너지 비용을 국민이 부담하는 「부과금」, 2015.3

11) 제조업 사업자의 경우 매출액 전엔당 전력사용량이 제조업에서 평균치 8배를 초과하는 사업을 시행하는 사업자, 해당사업을 시행하는 사업소가 연간 규정된 전력 사용량 이상의 전기를 사용하는 경우, 해당 사업소는 납부대상 부과금의 80% 감면.

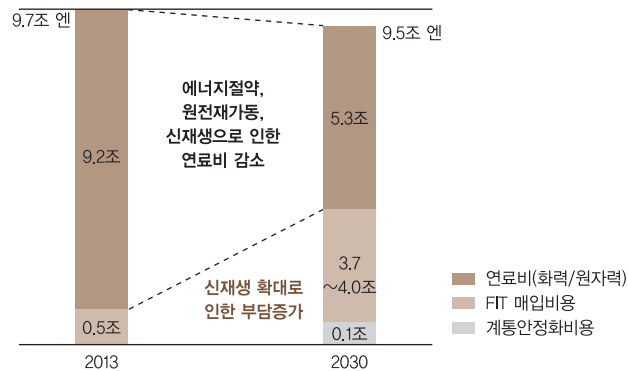


엔/kWh까지 약 7.2배 상승하였다. 이에 따라 표준가정<sup>13)</sup>의 월별 추가 부담금은 66엔에서 474엔 수준으로 증가했으며, 연간 추가부담금은 792엔에서 5,688엔까지 크게 증가했다.

현행법은 FIT 제도에 의한 설비도입량 및 매입비용을 제한하는 구체적인 상한조치 등은 규정하고 있지 않다. 그러나 일본정부는 2030년까지의 전원구성안에서 FIT에 의한 매입비용은 연간 3.7~4.0조 엔, 이중 태양광발전의 매입비용은 지금까지의 인정설비(운전 개시가 전망되는 설비용량)분을 포함하여 2.3조 엔(도입량 6,400만kW 수준)으로 실질적인 상한을 제시<sup>14)</sup>하고 있고, 이후에는 매입가격의 설정방법 및 설비인정에 관한 제도를 전면적으로 개정해 나갈 방침이다.<sup>15)</sup>

구체적으로는 2030년의 전력비용(연료비 + 신재생에너지 부담금 + 계통안정화비용)을 현재보다 감소시킨다는 방침 하에, 2013년의 총 전력비용 9.7조 엔에서 2030년도에는 9.2조 엔 수준으로 5% 정도 전력비용을 감소시키기 위한 전원구성을 검토했다. 또한 신재생에너지 도입량에 대해서는 에너지절약의 추진, 원전의 재가동에 의해 전력비용을 감소시키고, 우선은 지열, 수력, 바이오매스를 물리적 한계까지 도입하는 것으로 원자력을 대체하고, 그 이후에 신재생에너지를 포함한 전체 전력비용이 9.5조 엔에 달할 때까지 자연변동 에너지(풍력, 태양광)를 가능한 한 확대하는 방안을 기본방침으로 하여 전원구성 및 전력비용을 전망했다.

[그림 8] 2030년 전력비용 전망



자료: 일본 경제산업성 자원에너지청, 장기에너지 수급전망 - 참고자료, 2015.7

12) 총 신재생에너지 매입비용은 1조 8,370억엔이며, 이 중 전력회사가 화력발전 등으로 전력을 생산하기 위해 소요되는 비용(회피가능비용)은 5,148억엔을 차감한 금액이 해당년도 매입비용.

13) 월간 전력사용량이 300kWh 수준인 고객.

14) 일본 경제산업성 종합자원에너지조사회 제10회 장기에너지수급전망 소위원회, 회합자료 2 - 장기에너지 수급전망 관련 자료, 2015.6.

15) 일본 경제산업성 자원에너지청, 제12회 신에너지 소위원회 회합자료, 2015.6 등.



## 다. 기타 신재생에너지 도입 관련 비용전망

신재생에너지 발전원의 확대에 따라 화력발전 설비 이용률은 저하되고 연료비가 절감되는 효과가 있는 반면, 자연조건에 따라 출력이 변화하는 신재생에너지의 특성으로 인해 출력변동조정비용이 추가적으로 발생하게 된다. 이에 따라 일본 경제산업성은 신재생에너지의 확대에 따른 2030년의 출력변동조정비용을 추정하였다.

태양광, 풍력 등의 자연변동 전원의 도입에 따라 고려해야 할 계통안정화 비용은 크게 아래와 같은 요소로 가정했다.

첫째 화력발전의 가동률 저하에 의해 발전효율이 악화됨에 따라 발생하는 비용으로 자연변동 전원의 도입에 따라 화력발전의 가동을 억제하는 등 추가적인 출력조정을 시행할 필요가 발생하고, 그 결과 낮은 출력으로 운용하게 됨에 따라 화력발전의 열효율이 저하되게 된다. 또한 조정력이 있는 화력전원을 추가적으로 가동시키게 됨에 따라(석탄에서 LNG나 석유로의 대체) 등, 추가적인 비용이 발생할 것으로 전망된다.

둘째, 화력발전의 정지 및 기동횟수 증가에 따라 발생하는 비용으로 자연변동 전원의 도입을 위해 화력의 출력을 억제할 뿐 아니라, 지금까지 운용에서는 정지까지는하지 않았던 화력발전(주로 석탄화력)의 정지·기동이 필요한 경우에 추가적인 비용이 발생하게 된다.

셋째, 자연변동 전원의 발생 시에 양수발전에 의해 수요를 창출하게 됨에 따라 발생하는 비용으로

지금까지는 야간에 잉여전력을 사용하여 물을 퍼올려서 전력수요가 증가하는 주간에 발전했던 운용방식에서, 자연변동 전원(주로 태양광)을 도입하기 때문에 주간에 양수운전으로 물을 퍼올리고, 주간에 발전하는 운용으로 전환시키게 되어 발생하는 비용이 발생하게 된다.

일본 경제산업성은 이러한 가정 하에 신재생에너지가 2030년에 총 발전량의 22~24% 수준으로 도입될 경우, 화력발전 및 양수발전에 의한 태양광, 풍력발전의 출력변동조정비는 연간 약 4,700억 엔이 상승할 것으로 추정했다. 이는 태양광과 풍력이 총 발전량의 8.7%에 해당하는 약 930억kWh(설비용량 7,690만 kW)가 도입될 경우의 전제이며, 총 발전량의 6~7% 정도에 상당하는 약 650~750억kWh(설비용량 5,500~6,000만kW)가 도입될 경우에는 연간 약 3,000억 엔대로 예상하고 있다.<sup>16)</sup> 신재생에너지 부과금과 함께 출력변동형 신재생에너지의 도입확대에 따른 계통안정화 비용 등이 거액의 비용부담이 과제가 될 전망이다.

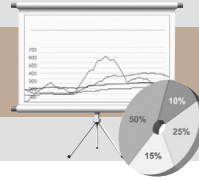
## 4. 신재생에너지 부과금의 파급효과

### 가. 물가지수 영향

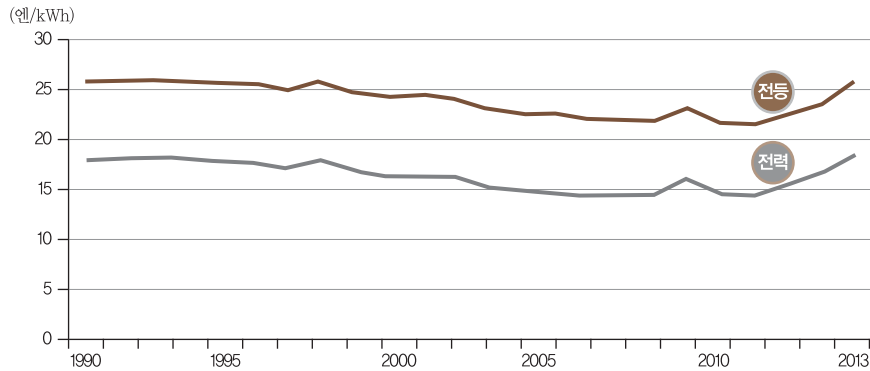
신재생에너지 도입촉진을 위한 FIT 제도가 2012년 7월 도입되었으나, 높은 부과금이 전기요금의 급등의 한 요인이 되고 있는 것으로 나타났다.<sup>17)</sup> 2013년에

16) 일본 경제산업성 자원에너지청, 일본 장기에너지 수급전망 관련 발전비용 검증보고, 2015.5.

17) 일본 에너지경제연구소(IEEJ), FIT 부과금에 의한 가격파급 분석, 2015.5.



[그림 9] 일반전기사업자의 전등 및 전력종합단가



자료: 일본 에너지경제연구소(IEEJ), FIT 부과금에 의한 가격파급분석, 2015.5

일반전기사업자의 전력<sup>18)</sup> 종합단가는 18.40엔/kWh, 전등<sup>19)</sup> 종합단가는 25.55엔/kWh에 이르며, 이는 1986년 이후 최고 수준이다.

신재생에너지 부과금 단가는 2013년까지 0.35엔/kWh에서 2014년은 0.75엔/kWh이 되었고, 태양광 발전축진부과금 단가(2013년, 2014년 모두 0.05엔/kWh)까지 고려할 경우, 전기요금 상승의 요인이 되

고 있다. 또한 2015년 5월부터 2016년 4월분까지는 신재생에너지 부과금 1.58엔/kWh으로 2014년부터 2배로 확대되고, 이후에도 전력가격을 상승시키고 경제에 악영향을 미칠 우려가 있다.

전력은 산업활동에 필수불가결한 투입재이기 때문에 전력가격의 변동은 연쇄적으로 모든 재화의 가격에 영향을 미치고, 일본경제 전체에 영향을 미친다.

[그림 10] FIT 부과금 증가에 따른 물가지수 영향



자료: 일본 에너지경제연구소(IEEJ), FIT 부과금에 의한 가격파급분석, 2015.5

18) 자유화 대상 고객을 포함한 주로 공장 및 사무실 등에 대한 전기요금 평균 단가.

19) 주로 일반 주택부문의 전기요금 평균 단가.



이러한 영향의 정도는 사업구조 및 각 산업의 기술수준, 절전 등의 구조에 큰 영향을 받는다.

일본 에너지경제연구소는 2013년 이후의 신재생에너지 부과금의 증가가 각 산업에서 재화의 생산가격에 미치는 영향을 평가했다. 구체적으로는 2013년의 산업연관표를 활용하여 전기요금에 실질 대비 6.4% 상승할 경우를 분석했다.<sup>20)</sup>

그 결과 신재생에너지 부과금의 상승으로 인해 기업물가지수는 0.19%p, 또한 소비자물가지수는 0.27%p 상승하는 것으로 나타났다. 소비자 물가지수의 상승분이 기업물가지수 대비 크게 나타났다.

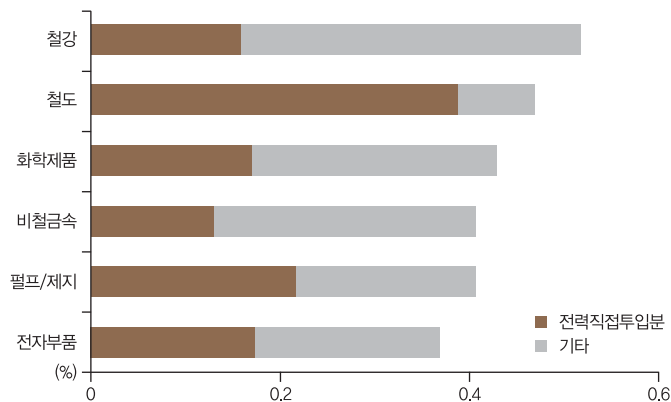
#### 나. 각 부문별 영향

파급효과가 큰 부문은 생산비용 전체에 접하는 전

력비용이 높은 전력다소비형 산업과 생산에 투입되는 에너지원 중에서 전력의 비중이 높은 철도 및 전자부품이 중심이었다.

전력다소비형 산업 중에서는 철강 및 화학제품에서 상승폭이 높았으며, 각각 0.51%p, 0.42%p 상승하는 것으로 나타났다. 이러한 부문은 전기요금 상승의 직접적인 영향은 펄프·제지·목제품, 요업 등과 비교해서는 작게 나타났지만, 전기요금 상승에 따른 타 투입재의 인상으로 인한 기타<sup>21)</sup> 영향이 크게 나타났다. 한편 일반기계 등의 기계산업은 에너지 및 소재계 산업의 가격상승의 영향을 받기는 했지만, 전력소비량이 큰 전자부품을 제외하고는, 가격상승은 대체적으로 적은 편이었다. 또한 철도 및 개인서비스 이외의 서비스 산업은 제조업에 비하면 영향은 크지 않고, 억제되는 경향이 나타났다.

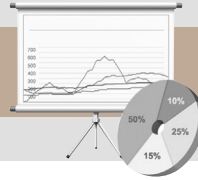
[그림 11] 부과금 증가에 따른 주요부문의 생산물가에 대한 영향



자료: 일본 에너지경제연구소(IEEJ), FIT 부과금에 의한 가격파급분석, 2015.5

20) 신재생에너지 부과금이 0.4엔/kWh에서 1.58엔/kWh까지 확대될 경우 영향 수준.

21) 전기요금 상승에 따른 타 투입재 비용인상으로 인한 영향.



신재생에너지 확대에 따라 부과금의 부담액은 매년 증가해왔다. 2013년부터 2015년의 부과금 확대에 따라 기업물가지수는 0.19%p, 소비자물가지수는 0.27%p 상승하는 것으로 나타났다. 산업별로는 특히 전력다소비형 산업에서 생산가격이 상승하게 되고, 이후에도 부과금은 지속 상승할 것으로 예상되고 있으며, 이로 인해 가정에 대한 부담증가 및 산업의 국제경쟁력에 미칠 영향에 대한 우려도 높아지고 있다.

#### 다. 비용부담 증가에 대한 산업계의 반응

산업계, 특히 중소기업에서는 전기요금 상승 및 연료가격의 급등 등의 에너지비용을 가격에 즉시 전가할 수 없어, 경영이 매우 어렵게 되는 상황을 우려할 수밖에 없다.

경제산업성이 2014년 10월에 실시한 중소기업에 대한 여론조사에 의하면, 1년 전과 비교해서 원재료·에너지비용이 급증한 기업은 약 80%, 이 중에서 약 40%의 기업이 원재료·에너지비용 증가에 따라

경상이익이 10% 이상 압박받고 있다고 응답하고 있다. 또한 절반을 넘는 기업이 원재료·에너지비용 증가를 가격에 전가하는 것이 곤란한 상황이라는 점과 자금부족으로 인해 에너지절약 등의 구체적인 대책에 착수하기 어렵다는 문제점도 제기되었다. 또한 기업에서 연료비 등을 판매가격에 전가하는 상황을 살펴보면, 약 90%의 기업이 연료비, 전기요금을 판매가격에 전혀 전가할 수 없거나 일부 밖에 전가할 수 없다는 상황이었다.

동일본 대지진 직후 1년간인 2011년 4월부터 2012년 3월까지, 그리고 2013년 9월부터 2014년 8월의 1년간, 기업의 전력비용은 약 30%(28.7%) 상승했다. 일본 산업계가 시행한 조사<sup>22)</sup>에서는 이후 전기요금이 추가적으로 상승할 경우에 어느 정도까지 부담이 가능한 지(부담한계)를 확인한 결과, 절반이상인 56.1%의 기업이 1엔/kWh 미만이라고 응답하고 있다. 이러한 부담한계를 초과할 경우의 영향으로 인력감축, 설비투자 포기, 사업존속에 대한 불투명성이 발생할 수 밖에 없는 상황이다.

〈표 4〉 전기요금 상승의 부담한계에 관한 조사결과

| 조사내용                      | 응답률(%) |
|---------------------------|--------|
| “전기요금 상승의 허용액은 1엔/kWh 미만” | 56.1   |
| “전기요금 상승이 사업활동에 영향이 있다”   | 90.8   |
| 전기요금 상승의 대응책으로            |        |
| “인력·인건비 감소를 검토”           | 56.1   |
| “설비투자 및 연구활동의 축소·억제”      | 35.0   |

자료: 일본 상공회의소, 전력비용 상승의 부담한계에 대한 전국조사, 2015.1

22) 일본 상공회의소, 전력비용 상승의 부담한계에 관한 전국조사, 2015.1.



이처럼 에너지 관련 비용의 상승은 산업계에 큰 영향을 미치고 있다. 심지어 금속주조업의 경우는 전기요금 상승에 의해 업계 전체적으로 연간 83억엔의 부담이 증가하는 것으로 추정하고 있다. 이에 대응하기 위해 심야전력을 활용한 생산체제로의 변경, 최대전력 절감을 위한 에너지절약 노력을 시행하고는 있으나, 이러한 대응만으로는 긴급한 에너지 관련 비용의 상승에 대응하는 것이 어렵고, 또한 종업원수 30인 미만의 중소기업이 80% 이상을 점하고 있는 경영기반이 취약한 제조업에서는 에너지 관련 비용의 상승분을 거래가격에 반영하는 것이 곤란한 상황이어서 에너지다소비 산업에서는 에너지 관련 비용의 상승이 기업의 실적, 고용의 유지 등에 직접 큰 영향을 미치고 있다.

#### 라. 비용부담 증가 우려 등에 따른 제도개정 논의 동향

경제산업성은 일정 요건을 충족하는 설비를 인정해 주는 현행 FIT 구조를 개정하기로 하였다. 2017년을 목표로 현재의 인정제에서 전력회사와의 계약성립을 조건으로 하는 등록제를 도입하고, 급증하는 태양광 발전의 총액에 상한을 설정하며 이를 초과할 경우 새로운 매입을 중단하도록 하는 제도로의 개정을 추진할 방침이다. 기후변동에 크게 좌우되지 않는 지열 등을 최대한 확대하고, 국민부담을 억제하여 신재생에너지원별로 균형있는 도입확대를 추진하도록 하는 제도로 근본적으로 개정할 방침이다. 종합자원에너지조사회회의 전문가 회의에서 논의를 추진하여, 2015년 중에 개정안을 확정하고, 내년 국회에서 신재생에너지 특별조치법을 개정할 것으로 전망된다.

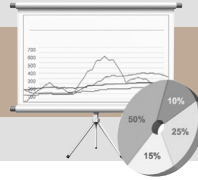
현행 제도 하에서는 전력회사와 매입계약이 성립하지 않더라도 신재생에너지 설비가 정부가 인정한 요건을 충족하기만 하면 매입을 인정해왔다. 실제 발전이 예상되지 않더라도 권리만을 얻는 경우도 발생하여 규슈전력 등 주요 전력회사들이 새로운 신재생에너지 매입을 일시 중단하는 혼란이 초래되기도 하였다.

등록제는 신재생 사업자에게 발전실적 데이터를 제출하도록 하거나, 유지를 의무화하여 가동현황을 감시한다. 이미 발전을 개시했거나, 전력회사와 계약을 체결하거나 한 사업자는 등록제로 전환할 방침이다.

그러나 등록제를 도입하여도 신재생에너지에 의한 부담확대가 억제되지 않는 사태에 대비하여, 발전량이 급증하는 태양광의 매입총액에 상한을 설정할 계획이다. 상한을 초과할 것으로 예상되는 경우에는 신규 매입을 중단할 수 있는 조항 등을 설정하는 방향으로 제도검토를 추진할 방침이다.

2015년도 신재생에너지 부과금 총액은 1조 3,222억 엔으로 표준가정에서의 부담은 연간 5,688엔 정도이다. 정부는 2030년도의 바람직한 전원구성안에서 신재생에너지를 현재의 10%에서 22~24% 정도로 증가시킬 방침으로 표명했고, 이렇게 되는 경우 매입비용은 최대 약 4조 엔, 표준가정의 부담액은 연 1만 엔을 초과할 것으로 예상된다.

태양광의 매입비용은 총액의 약 60%에 이르는 2조 3천억 엔을 상회할 것으로 보이고, 경제산업성은 이 수준을 한도로 상한을 검토하고 있다. 현재의 FIT 제도는 국민부담이 한도없이 확대될 가능성이 있는 구조이기 때문에 상한을 설정하여 적정 수준으로 조절하려는 조치이다.



## 6. 시사점

일본은 청정에너지원인 신재생에너지의 확대를 추진하는 과정에서 FIT 제도를 도입하고, 이로 인해 발생하는 비용을 신재생에너지 부과금으로 전력을 사용하는 모든 고객에게 전가하는 제도를 시행 중이다. 2012년 7월 제도 도입이후 태양광을 중심으로 한 신재생에너지 설비용량은 급격히 확대되었고, 신재생에너지 매입비용 규모 및 고객에 대한 부과금 단가도 크게 상승하였다. 이로 인해 고객부담 증가 및 타 산업에 미치는 영향 등에 대한 우려가 제기되며, 일본 정부는 FIT 제도에 대한 전반적인 개정작업에 착수하여 비용부담 증가를 일정부분 억제하려는 노력을 추진하고 있다.

일본 뿐 아니라 강력한 신재생에너지 확대 정책을 추진해 온 독일에서도 이와 같은 FIT 부과금의 상승 및 국민 부담의 증가가 사회적 이슈로 대두되며, 신재생에너지의 확대과정에서의 비용부담 억제를 위한 노력과 국민의 정책 수용성 확보가 중요한 문제로 대두되었다.

우리나라는 7차 전력수급기본계획을 통해 2029년까지 설비용량 기준 원자력 비중을 23.4%로 유지하며 신재생에너지 비중은 20%까지 현재의 3배 이상으로 확대하는 정책방향을 설정하고 있다. 최근 태양광 패널 등 신재생에너지 관련 비용의 하락으로 신재생에너지의 그리드패리티 달성에 대한 기대가 높아지고는 있으나, 신재생에너지는 아직까지는 화석연료 대비 고비용의 에너지원이다. 따라서 신재생에너지를 확대하는 과정에서 요금 인상요인이 증가할 것으로 예상되며, 이 과정에서 기술개발 등을 통한 발전비용 절감 노력과 함께 신재생에너지 관련 정책의 수용성

확대, 비용 지불의사 증대를 위한 국민적 공감대 확산을 위한 노력을 추진할 필요가 있겠다.

에너지문제는 국민 부담을 최소화해야 하고, 그 부담에 대한 합의가 전제되어야 한다. 국민생활 안정을 위해 안정적 에너지공급이 가능한 것인지 산업 및 경제 전반에 미치는 영향은 어느 정도 수준일지에 대한 철저한 사전 대비와 공감대 확보가 에너지정책 추진 과정에 전제되어야 할 것이다.

향후 우리나라에서도 신재생에너지 도입 확대를 추진하는 과정에서 이로 인한 영향에 대한 폭넓은 논의와 국민의 정책 수용성을 높일 수 있는 방안을 지속적으로 강구하고, 이에 대한 시의적절한 대응책을 동시에 추진해나가는 방안의 모색이 필요할 것이다.

## 참고문헌

### 〈국내 문헌〉

산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획, 2015.8  
오쿠보 노리코, 신재생에너지법 개혁과 시민참가 - 일본에서의 전개, 『환경법과 정책』, 제12권, 2014.2.28  
KOTRA, 원전사고 이후 변화된 일본 신재생에너지 시장 진출 방안, Global Market Report, 14-047, 2014.12.19

### 〈외국 문헌〉

일본 경제산업성 자원에너지청 발전비용검증 워킹그룹, 장기에너지 수급전망 소위원회에 대한 발전비용 등의 검증에 관한 보고 - 참고자료, 2015.5



- 장기에너지 수급전망 소위원회에 대한 발전비용  
등의 검증에 관한 보고, 2015.5
- 일본 경제산업성 자원에너지청, 2015년판 일본 에너지  
백서, 2015.7
- \_\_\_\_\_, 2030 에너지기본계획,  
2010.7
- \_\_\_\_\_, 장기에너지 수급전망  
- 관련자료, 2015.7
- \_\_\_\_\_, 장기에너지 수급전망,  
2015.7
- \_\_\_\_\_, 재생가능에너지 고정  
가격매입제도 가이드북, 2015.3
- 일본 상공회의소, 전력비용 상승의 부담한계에 관한  
전국조사(2014.11~12), 2015.1
- 일본 에너지경제연구소(IEEJ), FIT 부과금에 의한  
가격파급 분석, 2015.5
- \_\_\_\_\_, 신재생에너지 지원  
책의 변천 - 국내외 제도 사례에서 얻은 일본의  
FIT 개정에 대한 시사, 2015.8
- 일본 전기사업자연합회, 2014년 전원별 발전전력량  
구성비, 2015.5
- 일본 환경에너지정책연구소, 통계데이터로 본 일본의  
자연에너지 현황 - 전력편, 인정NPO법인 환경  
에너지정책연구소, 2015.06.30

#### 〈웹사이트〉

- 일본 경제산업성 자원에너지청 홈페이지, <http://enecho.meti.go.jp>
- 일본 전기사업자 연합회 홈페이지, <http://ferc.or.jp>