

# SFO°C

Solutions for Our Climate

사단법인 기후솔루션(Solutions for Our Climate, SFOC)은  
보다 효과적인 기후변화 및 대기오염 대응 정책 마련을 위해  
2016년 한국에서 설립된 비영리법인입니다.

에너지·기후변화 정책에 전문성을 가지고 있는  
법률, 경제, 금융, 환경 전문가 등으로 구성되어 있고,  
국내외 비영리단체들과의 긴밀한 협력 하에 활동하고 있습니다.

## RPS 시장 제도의 문제점과 개선방향: 풍력발전을 중심으로

SFO°C  
Solutions for Our Climate



---

# RPS 시장 제도의 문제점과 개선방향: 풍력발전을 중심으로

# 목차

## RPS 시장 제도의 문제점과 개선방향: 풍력발전을 중심으로

발간일 2021년 9월  
저자 권경락, 김예지  
디자인 네모연구소  
문의 solutions@fourclimate.org



### Supported by:

This publication was produced with the financial support of the European Union's Partnership Instrument. Its contents are the sole responsibility of Solutions for Our Climate (SFOC) and do not necessarily reflect the views of the European Union.

<b>I. 재생에너지 보급의 현 주소</b>	<b>2</b>
1. 2030 NDC 강화에 따른 재생에너지 보급 목표 상향 요구	2
2. 국내 재생에너지 보급 현황	5
3. RPS 제도의 구조적 문제 : 풍력발전에 미치는 영향	8
<b>II. 풍력 RPS 제도의 주요 이슈와 문제점</b>	<b>11</b>
1. 비정상적인 REC 계약 방식 유지	11
2. REC 계약단가의 불투명성과 과도한 개입	16
3. 정산 손실에 따른 사업성 악화	20
<b>III. 개선을 위한 제언</b>	<b>23</b>
1. 계약가격과 정산 기준가격의 일원화	23
2. 풍력에 대한 REC 시장 분리	23
3. 판매사업자와의 FIT 혹은 PPA 체결	24

# I. 재생에너지 보급의 현 주소

## 1 2030 NDC 강화에 따른 재생에너지 보급 목표 상향 요구

한국 정부는 지난해 10월 '2050년 대한민국 탄소중립 비전'을 발표하고 재생에너지를 중심으로 에너지 시스템을 전환하겠다고 선언했다. 기후변화에 대한 위기감이 커지면서 적극적인 대응이 필요하다는 국내외 인식에 따른 선택이다.

이미 글로벌 차원에서 주요 선도국들은 탄소중립을 선언하고 실질적인 이행계획을 수립하고 있는 중이다. 대표적으로 미국은 지난해 조 바이든 정부 출범 뒤 탄소중립을 위한 기틀을 본격적으로 마련하고 있다. 올해 4월 개최된 기후정상회의에서 바이든 미국 대통령은 2005년 대비 온실가스를 2030년까지 절반 수준으로 낮추겠다고 발표했다. 영국도 2035년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 78% 감축하겠다고 발표했다. 일본도 2013년 대비 2030년 온실가스 배출량을 26% 줄이겠다는 기존 목표를 46%로 대폭 상향 조정했다.



그림 1 주요 국가의 2030 NDC 목표 상향 계획

이와 비교할 때 한국의 NDC(Nationally Determined Contribution: 국가 온실가스 감축목표)는 미진한 상태다. NDC는 2050년 탄소중립을 위해 2030년까지 감축할 온실가스 중간 목표를 의미하는데, 한국은 2030년까지 2017년 배출량 대비 24.4%를 감축하는 목표를 유엔기후변화협약 사무국에 제출했다. 이는 박근혜 정부 당시 제시한 목표(2030년 배출전망치(BAU) 대비 37% 감축)와 동일하다.

현재 한국의 NDC는 '매우 불충분(Highly Insufficient)'하다고 평가받는다. 글로벌 싱크탱크인 클라이밋 애널리틱스(Climate Analytics)는 세계 각국의 기후 목표가 한국처럼 미흡하다면 파리협정 목표의 2 배 수준인 3-4°C까지 지구온난화가 진행될 것으로 예상했다.<sup>1</sup> 이 때문에 한국은 탄소중립을 선언했음에도 실효적인 목표는 제시하지 않고 있다는 비판을 받고 있다. 특히 지난 5월 P4G(Partnering for Green Growth and the Global Goals 2030) 정상회의를 개최하면서도 구체적인 목표 설정은 미뤄 기후위기 앞에서 책임을 외면한다는 평가를 받기도 했다. 최근 국회 탄소중립기본법 제정 과정에서 해당 법안에 한국의 2030 NDC 목표를 2018년 배출량 대비 최소 35% 이상 감축하는 것을 제안하기도 했는데, IPCC의 권고 수준과 글로벌 주요 국가들의 적극적인 감축 노력 수준을 고려할 때 매우 미흡하다는 의견들이 제시되고 있다.

에너지 전환에 대한 필요성이 높아지면서, 한국 정부가 기존에 수립한 재생에너지 이행 목표도 대폭 강화해야 한다는 목소리가 높아지고 있다. 정부는 '재생에너지 3020 이행계획'(2017.12)에서 2030년까지 재생에너지 발전량을 전체 발전량의 20%까지 증가시키겠다고 발표했다. 신규 재생에너지 설비(48.7GW)의 95% 이상을 태양광 및 풍력 등으로 보급하겠다는 것이다. 이 밖에도 정부는 제3차 에너지기본계획을 통해 2040년까지 재생에너지 발전량 비중을 30~35%로 확대하겠다고 발표하였으며, 제9차 전력수급기본계획을 통해 2034년까지 신재생에너지 설비 용량을 77.8GW 증가시키는 방안을 제시했다.

그러나 2021년 현재 2030년까지 재생에너지 20%, 2040년까지 30~45% 수준의 재생에너지 발전비중 목표만으로는 탄소중립을 달성할 수 없다는 비판이 나오고 있다. 계획보다 더 빠르게 석탄, 가스 등 화석연료를 퇴출하고 재생에너지로의 전환을 결정해야 한다는 것이다. 특히 전력부문에 있어서는 완전한 탈탄소화를 위한 노력을 경주해야 한다는 분석이 잇따라 나오고 있다.

1. Climate Analytics. 탈탄소 사회로의 전환 : 파리협정에 따른 한국의 과학 기반 배출 감축 경로, 2020

	풍력	태양광
3020 재생에너지 이행계획('17)	17.7 GW ('30)	36.5 GW ('30)
2030 온실가스 감축 로드맵('18)	전환 부문 7% 감축	
제3차 에너지기본계획('19)	재생에너지 발전비중 30~35% 달성('40)	
그린뉴딜 계획('20) <sup>2</sup>	태양광 42.7GW, 풍력 12.7GW ('25)	
제9차 전력수급기본계획('20)	신재생에너지 77.8 GW 달성('34)	
제5차 신재생에너지 기본계획('20)	재생에너지 발전비중 22.2% 달성('34, 80.8GW)	
2050 탄소중립 시나리오안('21) <sup>3</sup>	1안) 재생에너지 발전비중 56.6%(121.4TWh)	
	2안) 재생에너지 발전비중 58.8%(121.4TWh)	
	3안) 재생에너지 발전비중 70.8%(891.5TWh)	

표 1 한국 정부의 재생에너지 보급 목표

한국이 1.5도 목표 달성을 위해서는 발전부문의 탈탄소화, 즉 탈석탄과 함께 재생에너지 목표가 상향되어야 한다는 연구 결과는 꾸준히 제시됐다. 클라이밋 애널리틱스는 2029년까지 발전부문에서 탈석탄을 이루고 재생에너지를 확대해야 파리협정의 1.5°C 목표를 달성할 수 있다고 지적한 바 있으며<sup>4</sup>, 국내에서도 2050년 탄소중립 달성을 위해 다양한 연구기관에서 필요한 재생에너지 보급 용량 규모를 제시한 바 있다. 녹색에너지전략연구소는 2050년까지 최소 365GW의 태양광 설비, 최소 132GW의 풍력설비가 필요한 것으로 전망했으며, 기후솔루션과 KAIST가 함께 개발한 한국형 통합평가모형(GCAM-KAIST)에 따르면 재생에너지는 태양광 348GW, 풍력 139GW 규모의 설비가 신규 설치되어야 할 것으로 전망되었다.<sup>5</sup>

	이창훈 외(2019) <sup>6</sup>	에너지 전환포럼 이성호 (2020) <sup>7</sup>	녹색에너지 전략연구소 (2021) <sup>8</sup>	기후솔루션-KAIST (2021)
태양광	305 GW	400 GW	365 GW	348 GW
풍력	152 GW	100 GW	132 GW	139 GW
합계	457 GW	500GW	497GW	487 GW

그림 2 2050 탄소중립 달성을 위한 재생에너지 보급 수준 전망

2. 산업통상자원부. '탄소중립 사회를 위한 그린뉴딜 첫걸음' 보도자료, 2020.07.16  
 3. 2050 탄소중립위원회. 2050 탄소중립 시나리오 초안, 2021  
 4. Climate Analytics. 탈탄소 사회로의 전환 : 파리협정에 따른 한국의 과학 기반 배출 감축 경로, 2020  
 5. 녹색에너지전략연구소. 2050년 한국 탈탄소 시나리오 : 섹터커플링의 역할, 2021  
 6. 이창훈, 김태현, 박현주, 김태현, 김남일, 박명덕, 이민찬. 지속가능발전과 에너지-산업전환: 기후변화 정책목표 1.5°C 대응을 중심으로. 경제인문사회연구회협동연구총서, 2019  
 7. 이성호. "2장 전력부문" 대한민국 2050 탄소중립 달성을 위한 부문별 전략 및 정책개발 연구. 에너지전환포럼, 2020  
 8. 녹색에너지전략연구소. 2050년 한국 탈탄소 시나리오 : 섹터커플링의 역할, 2021

## 2 국내 재생에너지 보급 현황

OECD가 2020년 발간한 보고서에 따르면, 한국의 재생에너지 사용량은 1차 에너지 소비량 기준 2%에 불과하여 재생에너지 보급 수준이 최하위에 머물러 있다.

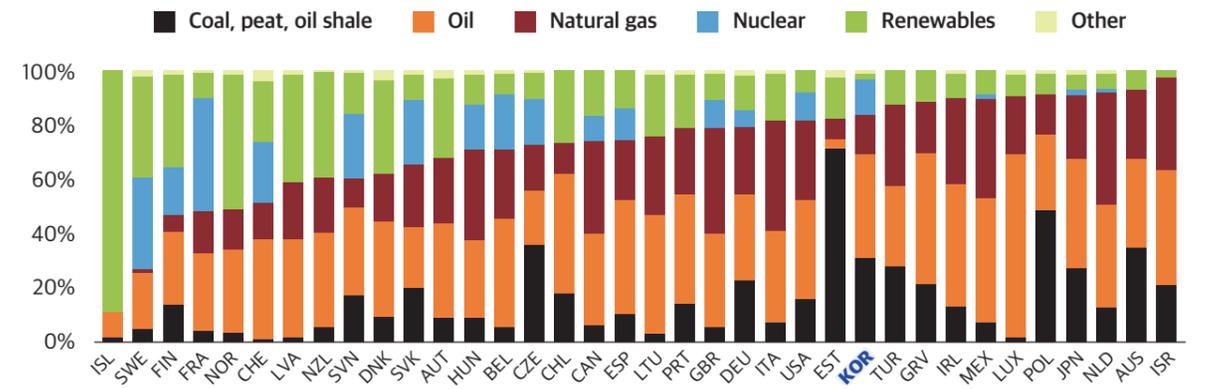


그림 3 OECD 국가의 재생에너지 보급 비중(1차 에너지 기준)<sup>9</sup>

에너지원 유형	설비용량(MW)	비중
신에너지	815	0.62%
태양광	11,768	50.8%
풍력	1,494	6.4%
수력	1,809	7.8%
해양	256	1.1%
바이오	3,141	13.6%
폐기물	3,888	16.8%
합계	23,171	100%

표 2 국내 신-재생에너지 보급 현황누적 용량(2019년 기준)<sup>10</sup>

9. OECD. 2020 OECD 한국 경제보고서, 2020  
 10. 한국에너지공단. 신재생에너지보급통계, 2020

정부 통계에 따르면, 2019년 기준 전력 부문의 신재생에너지 보급 용량은 23.1GW이다. 이 중, 화석연료 기반 신에너지를 제외한 재생에너지 보급 용량은 22.3GW이며, 태양광과 풍력의 보급 용량은 각각 11.7GW, 1.49GW에 불과하다.

한국에너지공단이 분기별로 발표하는 재생에너지 보급 통계를 추가로 고려할 경우, 2020년 기준으로 태양광 누적 발전시설 용량은 15.8GW, 풍력은 1.7GW 수준에 달하는 것으로 나타나고 있으며 앞서 살펴본 2030 NDC 상황을 고려한 국내 재생에너지 보급 목표와 비교해볼 때, 보급 속도가 매우 느린 것을 확인할 수 있다.

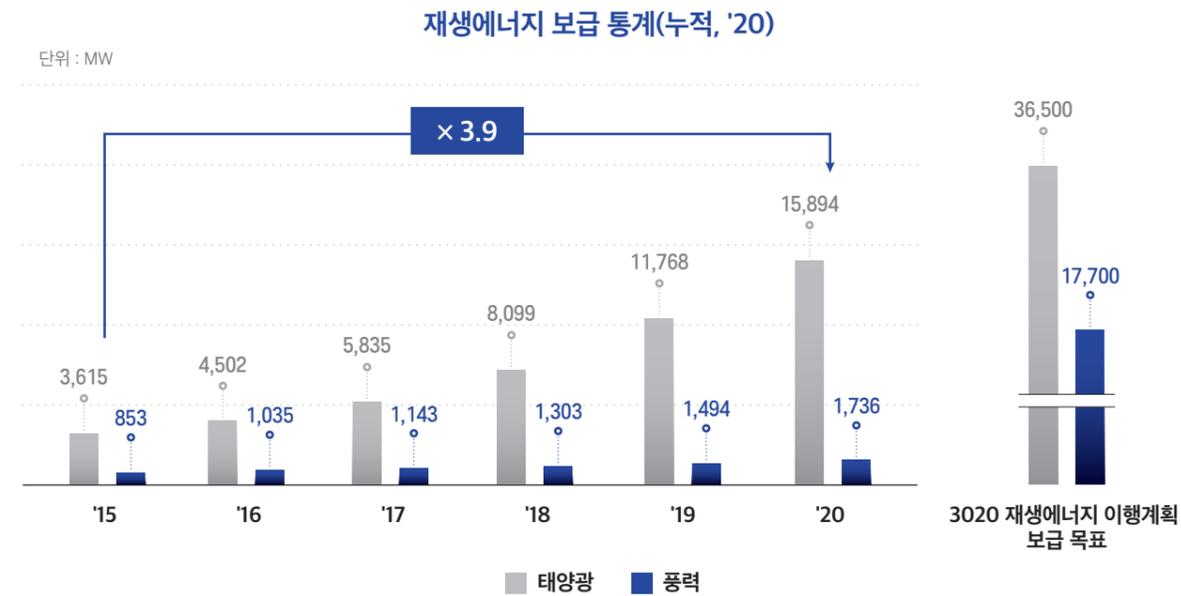


그림 4 연도별 재생에너지 보급 통계(누적 기준)

현재 수준의 보급 속도를 고려하면 '2020 재생에너지 이행계획'에 따른 정부의 목표 수준을 달성하기 어려울 것으로 예상된다. 문제는 2030 재생에너지 이행계획은 기존 NDC 목표 수준과 연동되어 있기 때문에, 향후 탄소중립기본법 입법 과정에서 NDC 목표가 대폭 상향될 경우, 2030년 기준 재생에너지 보급 목표 수준도 대폭 증가할 수 밖에 없다. 단순 가정 시, 태양광은 최소 연간 약 11~12GW, 풍력은 4~5GW 보급되어야 2050년경 약 460GW~510GW의 재생에너지 발전설비를 설치할 수 있을 것으로 예상된다.

심각한 부분은 태양광과 비교해서 풍력의 보급 속도가 매우 지체되고 있다는 점이다. 2020 이행계획에서 제시한 풍력 발전의 보급 목표는 17.7GW에 달했으나, 2020년 현재까지 풍력발전 보급 현황은 1.7GW로 10%에 미치지 못하는 수준이다.

### 태양광·풍력 설치용량 현황

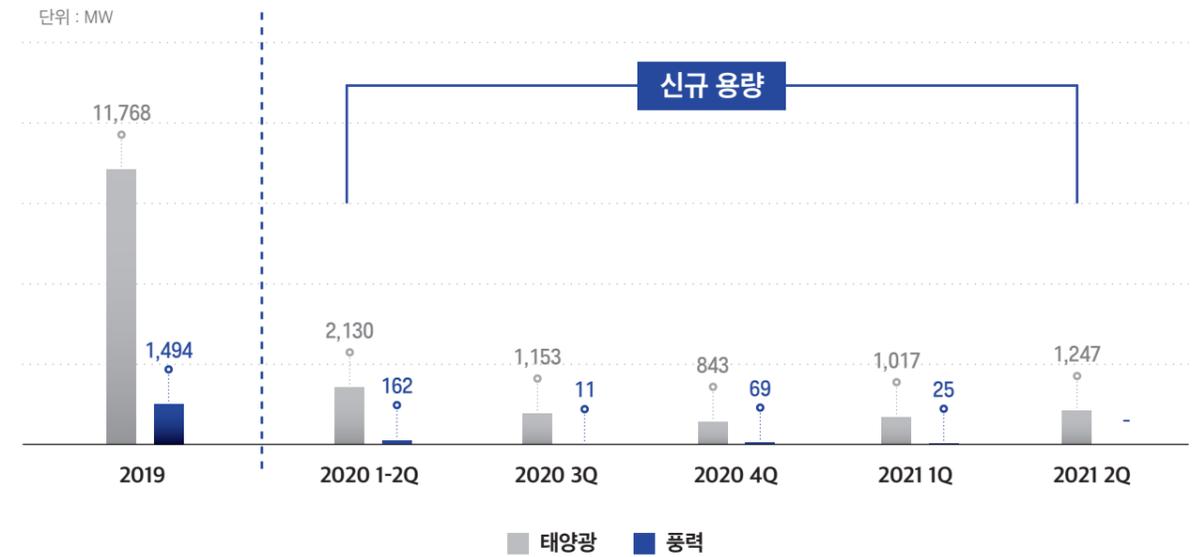


그림 5 분기별 재생에너지 보급 용량

특히 2020년 분기별 보급 실적을 살펴보면, 풍력발전 보급의 부진이 두드러진다. 2019년까지 1.5GW의 풍력발전이 보급되었지만, 2020년 3분기 이후 실질적으로 설치되고 있는 풍력발전은 100MW 미만으로, 올해 2분기에는 신규 보급이 전무했다.

### 3 RPS 제도의 구조적 문제 : 풍력발전에 미치는 영향

신·재생에너지 공급의무화제도(RPS : Renewable energy Portfolio Standard)는 재생에너지 보급 활성화를 위해 도입됐다. 정부는 기존 발전차액지원제도(FIT; Feed-in Tariff) 운영에 따른 여러 문제를 해결하기 위해 2012년부터 RPS 제도를 도입해 운영했다. FIT는 재생에너지 판매 가격이 정부가 정한 기준가격보다 낮을 경우 그 차액을 지원해주는 제도로, 정부는 이를 통해 태양광·풍력 등 재생에너지의 부족한 시장 경쟁력과 기술력을 지원했다. 그러나 발전사업자 간 경쟁 격화, 기술개발 유인 부족 등 여러 문제가 발생하여 해당 제도를 종료하고 RPS 제도로 변경하였다.

RPS는 500MW 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자(공급의무자)에게 총 발전량의 일정 비율 이상을 신·재생에너지로 공급하도록 규정하고 있다. 공급의무자는 신·재생에너지 공급인증서(REC : Renewable Energy Certificate)를 구매하거나 직접 재생에너지 전력을 생산해 REC를 확보해야 한다. 이 과정에서 재생에너지 발전사업자는 전력 판매뿐 아니라 REC 판매에 따른 수익을 창출할 수 있다. 도매전력가격(SMP: System Marginal Price, 계통한계가격)과 REC 단가에 발전량을 곱한 값이 재생에너지 발전사업자의 총 매출이 된다. 이 때 재생에너지의 유형과 설치 방식에 따라 가중치(인센티브)가 부여되어 수익에 영향을 준다.

우리나라 RPS 제도의 특징은 전력판매 독점 전력시장 구조로 인해 신·재생에너지 보급 의무가 판매사업자가 아닌 발전사업자에게 부여됐다는 점이다. 이 때문에 REC 계약 방식의 불합리가 발생하고 있다. 신·재생에너지 공급의무자인 발전공기업이 REC 구매자이면서 REC 생산을 위해 민간발전사와 경쟁하기도 하는 이중적 역할을 담당하면서다. 이로 인한 비정상적인 계약 방식, 불투명성 증대 등이 재생에너지 보급을 방해하는 장애물로 작용하고 있다.

이는 우리나라 전력산업 구조의 특징 때문으로, 2004년 전력산업 구조개편이 중단되면서 한전은 사실상 유일한 전기판매자로 남게 되었다. 전기판매사업 독점 지위를 가진 한전에게 신·재생에너지 공급의무를 부여할 경우 시장의 공정성을 담보할 수 없고, 신·재생에너지 비용의 경쟁 및 하락을 유도하기 어렵기 때문에 정부는 재생에너지 공급의무를 판매사업자가 아닌 발전사업자에게 부여하는 재생에너지 보급 지원 제도를 운영하고 있다. 이 같은 구조는 다른 나라에서는 찾아보기 어려운 기형적인 특징이다.



그림 6 우리나라 RPS 제도의 비용 정산 흐름

이러한 특징은 현재 풍력발전 보급에 걸림돌이 되고 있다. 국내에서 풍력 발전 사업은 민간 발전사업자가 인허가 및 환경영향평가 등 사업 개발을 진행한 후 공급의무자인 발전공기업과 고정가격계약을 체결한다. 발전공기업과 민간 발전사업자는 SMP와 REC를 더한 고정가격으로 장기 계약을 체결하는 데, 해당 계약을 통해 발생하는 REC

비용은 판매사업자인 한전에 부과된다. 이후 한전은 소비자로부터 REC 비용을 회수해 공급의무자에게 REC 구매 비용을 정산해준다.

하지만 이 과정에서 여러 문제가 발생한다. 민간사업자는 장기적으로 REC 판매 계약을 맺을 대상이 필요한데, 이때의 선택지가 RPS 공급의무자 중에서도 발전공기업 밖에 없기 때문이다. 발전공기업이 풍력사업의 유일한 REC 구매자인 구조가 형성되는 것이다. 발전공기업은 정부의 통제를 받는 공공기관이므로, 정부는 고정가격계약의 계약 단가에 개입할 수 있는 명분을 가진다. 이 과정에서 최근 계약 단가의 적정성과 불투명한 계약 절차에 대한 문제제기가 지속되고 있다.

이 외에도 바이오매스, 태양광, 풍력 등 모든 재생에너지원을 단일 REC 시장에서 거래하도록 규정하고 있는 특징도 풍력발전의 성장을 저해하는 요소로 지적된다. 풍력발전 사업의 경제성에 가장 큰 영향을 미치는 것은 REC 가격인데, 단일 REC 시장을 운영할 경우 다른 재생에너지원의 수요와 공급에 따라 풍력발전의 경제성이 좌우될 수밖에 없다. 아래는 공급 측면의 재생에너지원별 REC 발급량 통계를 나타낸 것이다.

재생에너지 유형	REC 발급량('16)	REC 발급량('20)	발급 비중('20)
태양광	3,605,930	20,764,073	48%
풍력	802,123	2,863,173	7%
수력	1,137,121	1,491,821	3%
연료전지	1,051,536	6,475,570	15%
바이오에너지	5,299,921	9,956,421	23%
폐기물	1,024,982	1,008,776	2%
IGCC	105,101	392,566	1%
합계	13,026,713	42,952,400	100%

표 3 REC 발급량 현황('20년 기준)<sup>11</sup>

2020년 REC 발급 통계를 보면, 태양광 발전이 전체 발급량의 약 50%를 차지하고 있고, 바이오에너지와 연료전지가 차지하는 비중도 각각 23%와 15%에 달하는 것을 알 수 있다. 2016년 REC 발급 통계와 비교할 때, 가장 큰 변화는 태양광 발전의 확대이다. 태양광 발전의 경우, 모듈 가격 하락에 따른 발전단가의 변화가 가장 급격하게 나타나고 있으며 이러한 태양광 발전의 급속한 확대는 REC 가격 하락으로 이어지고 있다.

11. 공공데이터개방 통계자료(2021.07 기준)

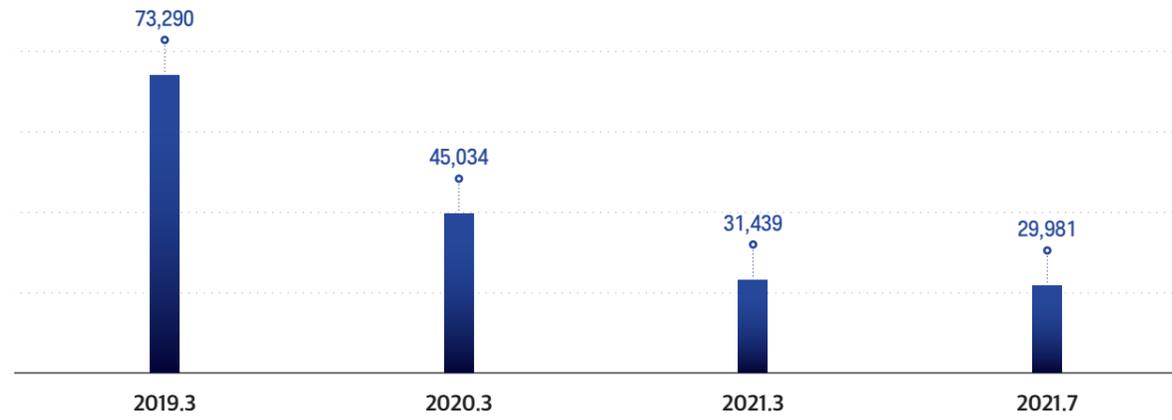


그림 7 REC 현물시장 가격 추이(원/REC)<sup>12</sup>

온실가스 감축에 부정적인 영향을 미치는 바이오에너지와 연료전지의 비중이 높은 점도 REC 가격 하락에 영향을 미친다. REC 가격은 기본적으로 수요와 공급에 따라 결정되는데, REC 생산 단가가 낮은 바이오에너지와 태양광이 공급의 높은 비중을 차지하고 있고 여전히 화석연료 기반의 연료전지에 대한 REC 공급이 지속되고 있어 REC 가격이 급속히 하락하는 추세다.

정부는 REC 가격의 급격한 하락을 안정화시키기 위해 중장기적으로 최대 의무공급비율을 10%에서 25%로 상향시키고 REC 가중치 조정 등 다양한 시도를 하고 있으나 이는 미봉책에 불과하고 근본적인 대안이 되기 어렵다.<sup>13</sup> 풍력발전 사업자 입장에서는 REC 가격이 급락하면 발전공기업과의 계약 시 계약 단가 하락 압박을 받을 가능성이 높아진다. 발전공기업이 추후 한전으로부터 정산받을 REC 구매비용의 기준가격 역시 하락하기 때문이다. 이는 풍력발전 사업 투자 활성화의 주요한 장애요인이 된다.

요약하면, 현행 RPS 구조에서 풍력발전에 미치는 영향은 아래와 같이 3가지 정도로 정리할 수 있다. 1) 전력산업 구조의 한계로 인한 비정상적인 REC 계약 방식 유지, 2) REC 계약단가에 대한 과도한 개입과 불투명성 증대, 3) 단일 REC 시장 운영에 따른 사업성 악화 등이 해당한다. 본 보고서에서는 위 3가지 이슈에 대해 보다 자세하게 문제와 개선 방향을 짚어보려고 한다.

12. 이투뉴스, REC 2만원대까지 추락...수익악화로 사업자 한숨, 2021.08

13. 이투뉴스, RPS 의무공급비율 2030년 25%로 확대, 2021.3

## II. 풍력 RPS 제도의 주요 이슈와 문제점

### 1 비정상적인 REC 계약 방식 유지

앞서 언급한 바와 같이 국내 전력산업 구조의 특성을 고려한 RPS 제도의 운영은 해당 제도를 운영 중인 다른 국가와 달리 기형적인 방식으로 설계되었다. RPS 공급 의무를 전력 판매사업자가 아닌 발전사업자에게 부과함으로써 발전공기업이 민간 발전사업자에 대한 REC 구매자(off-taker)의 역할을 하고 있기 때문이다. 즉, 국내에서는 발전공기업이 민간 발전사업자와 상호 경쟁하면서, 동시에 REC 구매자로서의 역할도 담당하는 기형적인 구조가 정착되었다.

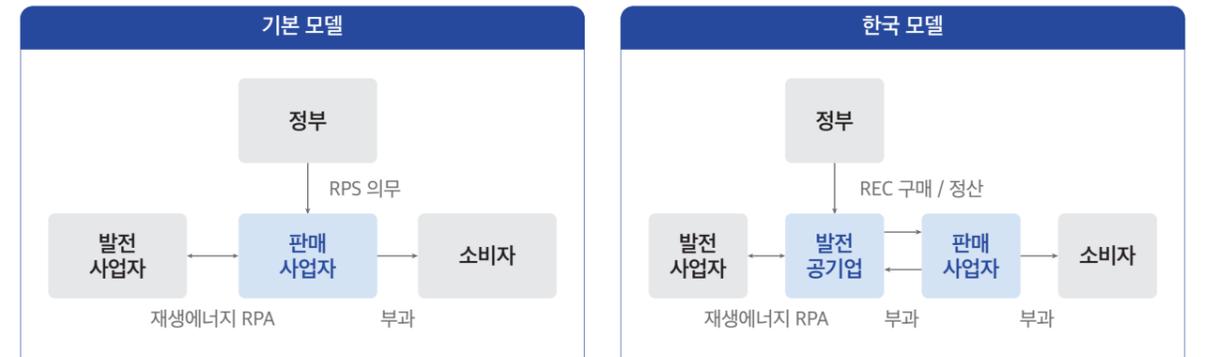


그림 8 우리나라 RPS 제도의 구조적 특징

특히 육상풍력은 대부분 사업개발을 발전공기업이 아닌 민간 발전사업자가 초기부터 개발한다. 민간 발전사업자가 인허가 등 사업개발을 마치면 해당 사업에 대한 REC 구매 계약을 발전공기업과 체결하는 것이 일반적인 구조다.

2016년 이전에는 발전공기업과 민간 발전사업자가 개별적으로 자유롭게 수의계약을 체결했으나, 2016년 12월 감사원이 발전공기업-발전사업자 간 수의계약 절차적 보완이 필요하다는 의견을 냄에 따라 발전공기업이 지분을 출자하는 경우에 한해 수의계약을 맺는 것이 관행으로 정착되었다.<sup>14</sup> 이후 민간 발전사업자는 발전공기업과 REC 계약을 맺기 위해 풍력발전 사업의 특수목적법인(SPC)을 만들고, REC 계약 당사자인 발전공기업이 해당 SPC에 지분을 출자하는 것이 일반적인 절차로 자리잡았다.

14. 2016년 12월 감사원은 감사보고서에서 "산업부는 한전의 6개 발전자회사가 공급의무를 이행하기 위해 현물 시장 거래와 별도로 공급인증서 자체계약을 체결할 때에는 <공기업·준정부기관 계약사무규칙> 등에 따른 수의계약 사유에 해당되지 않는데도 수의계약을 체결하여 공정한 거래환경 조성 및 거래시장 활성화를 저해하는 일이 없도록 하는 방안을 마련하는 것이 타당하다"면서 "산업부는 공급인증서 구매계약 방식에 대한 관리·감독방안 등을 마련하지 않고 있는 실정"이라고 지적했다. 이후 산업부는 발전공기업이 풍력발전사업 SPC에 출자할 시 REC 계약을 맺을 수 있도록 권고했고 이 같은 계약구조가 관행으로 자리잡았다

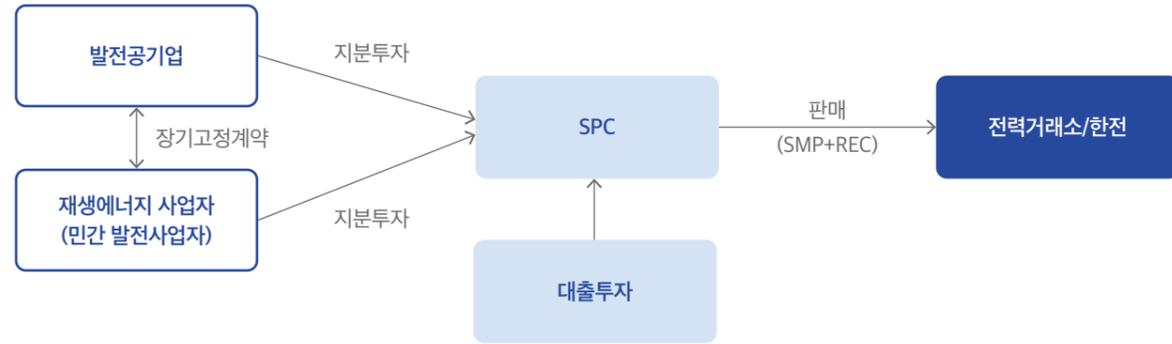


그림 9 국내 풍력발전 사업의 지분출자 구조

민간 발전사업자는 발전공기업과 REC 계약(장기고정가격계약)을 맺어야 하는데, 이는 해당 사업의 금융조달 (PF;Project Financing)을 받기 위해서다. 대체로 금융기관들은 풍력발전사업 운영기간 동안 매출 변동 리스크를 축소하고 고정적인 매출을 담보받기 위해 REC 계약이 이뤄진 사업에 금융을 조달한다.

민간 발전사업자 입장에서는 REC 판매에 대한 장기고정계약이 전제되어야 금융조달을 용이하게 받을 수 있으므로, 감사원의 지적사항과 산업부의 지침, 안정적인 PF 조달 등 여러 이해관계자의 니즈를 고려한다. 이 결과 위와 같은 구조가 관행으로 자리잡았다.

이러한 사업 구조는 앞서 언급한 바와 같이 발전공기업이 REC 최종 구매자로서 존재할 수밖에 없는 국내 RPS 제도의 특성에 기인한 것으로 민간 발전사업자가 독자적으로 REC를 전력 판매회사에게 직접 판매할 수 없는 구조적 한계 때문이다. 물론 민간 발전사업자가 전력은 도매시장에서, REC는 현물 시장에서 거래하는 방식도 가능하나, 전술한 바와 같이 각 시장에서의 가격 변동성이 매우 높기 때문에 수억~수십 억 단위의 금융 조달이 필요한 풍력사업의 경우 동 방식은 실행이 어렵다.

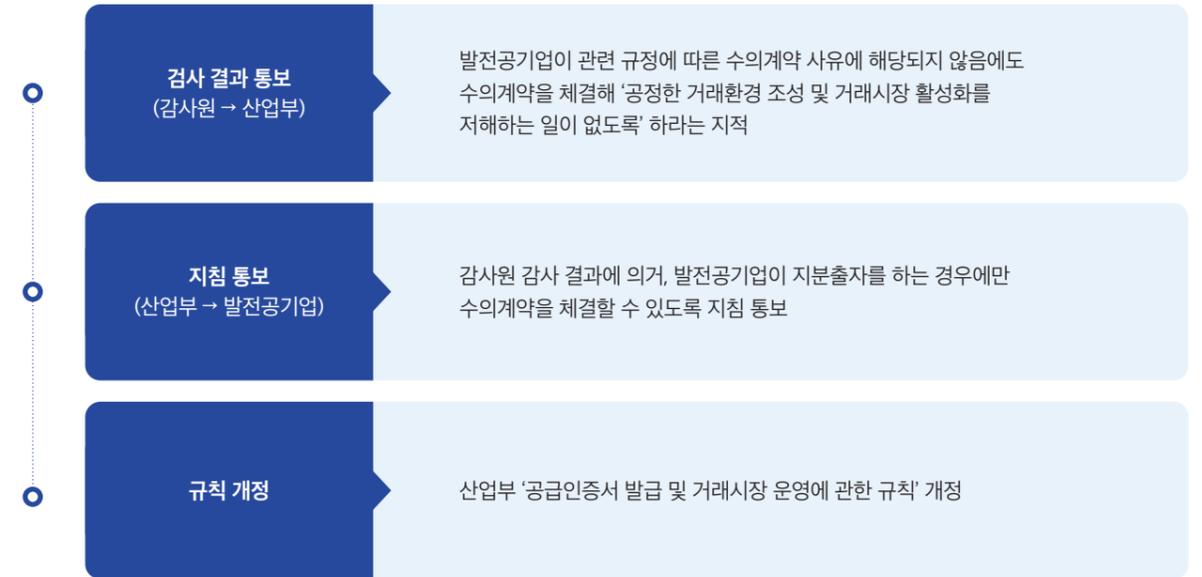


그림 10 감사원 지적에 따른 지분출자 강제 구조

최근 들어 정부가 직접 PPA 계약의 전 과정을 통제하는 구조는 더 공고해졌다. 2020년 4월 정부가 '공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙'을 개정하면서 발전공기업이 출자하는 신재생에너지 사업의 경우 전력거래소와 한국 에너지공단, 최종적으로 산업부와 기재부의 협의를 거쳐 발전공기업 이사회에서 최종 확정되는 계약 절차가 된 것이다.<sup>15</sup> 이는 RPS 제도를 시행 중인 다른 국가에서는 찾아보기 힘든 형태로, 민간이 개발한 풍력발전 사업에 대해 발전공기업이 직접 출자해야 하는 구조에서 기인한다. 공공기관이 출자한 사업은 계약 체결에 대한 적정성을 정부가 평가해야 하는 기재부 지침에 따라 PPA 계약의 적정성에 대해 정부가 평가하는 근거가 발생한 것이다.

15. 공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙(2020.04.17개정)

제42조(운영위원회)

- ① 신·재생에너지센터의 장은 신·재생에너지 공급의무화제도의 효율적 운영을 위하여 산·학·연 전문가 등을 위촉하여 운영위원회를 구성·운영한다.
- ② 운영위원회는 제3항에서 위촉된 위원들을 대상으로 위원장을 포함하여 12인 이내로 구성·개최하며, 다음 각 호의 내용에 대하여 자문, 검토 및 의결할 수 있다.

6.「공공기관 운영에 관한 법률」제51조의2의 규정에 따른 산업통상자원부와 의 출연·출자기관의 설립 및 출연·출자하는 사업에 대한 검토(단, 한국전력공사법에 따른 한국전력공사의 자회사(이하 "발전자회사"라 한다)와 집단에너지사업법에 따른 한국지역난방공사(이하 "한난"이라 한다)의 신·재생에너지 사업의 경우에 한함)

제42조의2(출자사업 적정성 검토)

- ② 제1항제1호의 비용 적정성검토는 전력거래소가 정하는 세부운영지침에 따라 운영하는 신·재생에너지사업성검토실무위원회의 검토결과를 바탕으로 검토하되, 산업 및 정책기여도 등을 고려하여 조정할 수 있다. 단, 이 경우 운영위원회는 2주 이내에 검토를 완료하여야 한다.



그림 11 풍력발전 계약 심의 및 체결 절차

국내 모든 풍력발전 사업자들은 위 절차에 따라 계약을 체결하여야 하는데, 해당 절차가 지나치게 중복적이고 복잡한 측면이 있어서 민간 발전사업자에게 부담으로 작용하고 있다. 사업자들이 토로하는 어려움은 사업에 필요한 비용과 예상수익률이 정부 정책에 따라 변경, 불확실성이 커진다는데 있다. 현재 풍력발전사업은 절차상 초기 투자 비용이 얼마로 계산되던 추후 정부의 계약 단가는 이와 관계없이 확정된다. 위 계약 프로세스에 따르면 비용 평가는 인허가 완료 후에 진행되는데, 인허가 과정에서 필수적으로 요구되는 터빈공급, 건설, 시공, 각종 인허가 비용 등이 향후 발전공기업과의 계약 과정에서 변경될 가능성이 높다는 점은 민간 발전사업에게 매우 큰 리스크로 작용한다.

전력거래소 및 에너지공단의 각 위원회가 실시하는 비용평가의 절차나 계약 가격 책정 기준, 위원회 구성, 세부 평가결과 등이 모두 공개되지 않는다는 점 역시 또 다른 문제다. 사업을 개발한 주체인 민간 발전사업자는 평가 과정에 참여하지 못하며, 각 위원회에 입장을 소명할 기회가 없고 해당 사업 SPC에 출자할 발전공기업만이 평가 과정에 참여할 수 있다.

더해서 해당 과정에서 비용평가에 대한 부분을 전력거래소만 평가하는 것이 아니라 에너지공단과 산업부, 기재부, 발전공기업 이사회 등 여러 주체가 중복적으로 같은 내용을 평가해 사업 지연 가능성이 높아지고 있다. 현 규정대로라면 민간 발전사업자는 추진 중인 풍력발전사업의 SPC 출자 및 REC 계약을 위해 최소 약 8개월<sup>16</sup>의 비용평가 기간을 갖게 된다. 비용평가 협의가 단번에 진행되지 않을 경우 사업이 기약없이 지연되는 구조로, 특정 사업의 경우 최대 2년 정도의 기간이 소요되는 것으로 알려졌다. 결국 사업 부지 발굴부터 인허가까지 완료된 사업이라도 발전공기업과의 계약 체결에만 추가로 1년 정도의 시간이 소요된다는 점은 풍력 발전 보급 속도를 저해

16. 일반적으로 비용평가 단계별로 '발전공기업 위험도평가관리위원회' 약 1개월, 전력거래소 및 한국에너지공단, 산업부 협의 약 3개월, 기재부 협의 약 1개월, 내부 투자 심의 및 이사회 약 3개월의 기간이 소요된다고 알려져 있다.

하는 주요한 원인이 될 수 있다.<sup>17</sup>

“비용평가 협의가 지연되는 과정에서 원자재 가격 상승 등 비용이 추가 발생하는 측면이 있는데, 이는 비용평가에 반영되기 어려운 구조다.”  
- 국내 A 발전사

“에너지공단 RPS 위원회의 비용평가 협의 기간은 2주 내 완료하도록 규정되어 있지만 실제로는 이런 기한이 정확하게 지켜지지 않으며 최대한 중복적인 요소를 제거하는 방향으로 제도가 반드시 개선되어야 한다.”  
- 국내 B 발전사

“우리 회사야 아직 눈 앞에 닥친 일은 아니지만, 주위를 둘러보면 1년 가까이 REC 가격을 발전공기업과 협의하느라 착공 못하는 경우가 많다. 재작년 착공 예정 사업이 한 해 밀려 작년으로, 작년 착공 예정사업이 올해 물망에 올라와 있는 형국이다.”  
- 해외 C 발전사

표 4 풍력발전사업자 인터뷰 결과 #1

17. 일반적으로 비용평가 이전에 풍력발전 사업 개발을 위해 사업성 예측, 인허가 획득, 주민수용성 확보 등에 최소 4~5년이 소요됨을 고려할 때, 비용평가 과정이 길어질수록 사업의 수익(예측률)은 낮아질 가능성이 높다.

## 2 REC 계약단가의 불투명성과 과도한 개입

두 번째 이슈는 발전공기업과 민간 발전사업자가 체결하는 REC 계약 단가에 대한 정부의 심사 과정이다. 정부가 계약단가의 적정성에 개입하는 이유는 크게 2가지로 추정할 수 있는데, 첫 번째는 발전공기업이 체결하는 구매 계약이 너무 높은 금액으로 책정되는 것은 아닌지를 살펴보기 위함이며, 두 번째는 REC 비용이 결국 소비자의 전기요금에 전가되므로 전기요금 상승 요인을 최대한 억제하고자 함이다.

하지만 이러한 정부 의도에도 불구하고 실제 계약 단가에 대한 심사가 적정하게 이루어지고 있는지, 결과적으로 풍력발전의 보급 활성화 측면에 기여하는지에 대해서는 또 다른 평가가 필요하다.

발전공기업과 민간 발전사업자가 체결하는 계약 단가의 적정성에 대한 평가는 대부분 전력거래소 산하의 신재생 에너지 사업성검토 실무위원회에서 진행하는 것으로 알려져 있다. 규정상 전력거래소 이후의 심사 과정인 에너지 공단의 운영위원회에서도 해당 비용의 적정성에 대한 평가를 진행할 수 있는 근거는 존재하나, 실제 전력거래소의 비용평가 결과를 실질적으로 수정하는 수준의 심사는 진행되지 않는 것으로 알려져 있다.<sup>18</sup>

전력거래소에서 진행하는 비용평가의 기준은 에너지원별 가중평균 발전단가(LCOE : Levelized Cost of Electricity)를 분석한 결과를 기반으로 한다. 이때 전력거래소는 발전공기업과 민간 발전사업자에게 특정 계약단가 수준 이하로 계약을 체결할 것을 요구하고 있으며, 해당 계약 단가를 맞추지 못할 경우 전력거래소의 심사를 통과하는 것이 매우 어려운 상황이다.<sup>19</sup>

이 같은 상황에서 민간 발전사업자들은 전력거래소가 제시하는 풍력발전 발전단가 계약단가 기준이 불투명하고 모호하다는 점을 지적하고 있다. 전력거래소가 이소영 국회의원에게 제출한 자료에 따르면, 전력거래소는 에너지경제연구원이 수행한 풍력발전의 LCOE에 대한 연구 자료를 토대로 발전사업자에게 계약단가 기준을 제시하는 것으로 알려져 있다.<sup>20</sup>아래는 에너지경제연구원의 연구자료에서 제시한 LCOE 추정 자료이다.

18. 이소영 국회의원 요구 자료에 대한 한국에너지공단의 답변 결과, 2021.07

19. 전력거래소 기준으로 총 27건 검토 실적 중 기준금액보다 높게 통과된 건수 10건 중 풍력은 단 1건으로 알려져 있음

20. 이소영 국회의원 요구 자료에 대한 한국에너지공단의 답변 결과, 2021.07

구분	태양광	육상풍력	해상풍력	소수력	바이오	폐기물	해양	연료전지
2020	155.1	169.9	282.1	252.6	156.5	95.9	233.3	220.0
2021	145.7	163.6	249.7	252.6	156.5	95.9	233.3	205.6
2022	138.6	157.6	227.0	252.6	156.5	95.9	233.3	197.3
2023	132.8	151.7	207.5	252.6	156.5	95.9	233.3	191.8
2024	126.4	150.3	194.6	252.6	156.5	95.9	233.3	187.5
2025	121.2	149.0	188.1	252.6	156.5	95.9	233.3	184.1
2026	116.8	147.8	181.6	252.6	156.5	95.9	233.3	181.2
2027	112.5	146.7	175.1	252.6	156.5	95.9	233.3	178.8
2028	108.8	145.8	171.9	252.6	156.5	95.9	233.3	176.6
2029	105.6	144.8	168.6	252.6	156.5	95.9	233.3	174.7
2030	102.4	144.0	165.4	252.6	156.5	95.9	233.3	173.0
2031	99.2	143.7	162.1	252.6	156.5	95.9	233.3	171.8
2032	96.0	143.3	158.9	252.6	156.5	95.9	233.3	170.7
2033	93.5	143.0	155.6	252.6	156.5	95.9	233.3	169.7
2034	91.3	142.7	152.4	252.6	156.5	95.9	233.3	168.7
2035	89.3	142.4	152.4	252.6	156.5	95.9	233.3	166.9
2036	87.3	141.4	149.2	252.6	156.5	95.9	233.3	164.3
2037	85.3	140.3	145.9	252.6	156.5	95.9	233.3	161.3
2038	83.3	139.3	142.7	252.6	156.5	95.9	233.3	158.1
2039	81.3	138.3	142.7	252.6	156.5	95.9	233.3	154.9
2040	79.3	137.3	139.4	252.6	156.5	95.9	233.3	151.9
2041	77.3	136.3	139.4	252.6	156.5	95.9	233.3	149.0
2042	75.3	135.3	139.4	252.6	156.5	95.9	233.3	146.3

표 5 재생에너지원별 LCOE 추정 결과 (원/kWh)<sup>21</sup>

에너지경제연구원의 연구 결과에 따르면 사실상 태양광, 풍력을 제외하고 나머지 재생에너지의 기술발전이 따른 향후 발전단가의 하락은 기대하기 어려운 것으로 나타나고 있다. 특히 국내에서 풍력발전보다 태양광 발전단가의 하락 속도가 상대적으로 빠를 것으로 나타나고 있으며, 2040년 기준으로는 육상풍력과 해상풍력의 발전단가 차

21. 에너지경제연구원. 중장기 REC 가격전망 분석 용역, 2021.07

이가 거의 발생하지 않는 수준으로 나타났다. 육상풍력의 2020년 발전 단가는 169.9원/kWh로, 에너지경제연구원 수행한 다른 연구결과(166.8원/kWh)와 비교할 때, 크게 차이가 나지 않는 것을 보아 어느 정도 현실을 상당 부분 반영하는 것으로 볼 수 있다.<sup>22</sup>

전력거래소의 비용평가 과정의 가장 큰 문제는 전력거래소가 획일화된 계약가격 기준을 사업자에게 요구한다는 점이다. 태양광 발전사업과 달리 풍력발전 사업은 지역, 바람 조건 등에 따라 직접 시공 및 기자재 비용, 간접비, 계통연계비, 토지임대료, 민원보상비 등이 상이할 수 밖에 없다. 이러한 풍력 발전 사업의 특성을 고려하지 않고 정부에서 일괄적으로 일정 수준의 계약 단가를 기준으로 제시할 경우, 인허가를 완료한 사업의 경제성에 대해 매우 큰 리스크 요인이 될 수 밖에 없다.

최근 보도에 따르면, 전력거래소는 육상풍력에 대해 계약금액의 기준을 2020년도에는 164.9원/kWh, 2021년 5월에는 147.1원/kWh, 2021년 9월에는 137원/kWh로 설정한 것으로 알려졌다. 전력거래소가 제시하는 LCOE의 가격 수준을 에너지경제연구원의 연구 결과와 비교할 경우, 약 2033년 기준의 발전단가를 현재 시점에 적용하는 것과 동일하게 된다.<sup>23</sup> 이러한 상황이 지속될 경우, 전력 당국과 민간 발전사업자와의 계약 단가의 설정 근거에 대한 불신은 해소되기 어렵다.

에너지경제연구원이 제시한 LCOE에 따른 수익률 일괄 적용에 대한 비판도 존재한다. 민간 발전사업자들은 풍력 발전 사업에 대한 적정 수익률 기준으로 가중평균자본조달비용(WACC : Weighted Average of Cost of Capital)을 적용할 때<sup>24</sup>, 추진하는 사업에 요구되는 WACC이 발전공기업 기준인 4.6% 수준에 불과하다고 주장한다. 발전공기업과 민간 발전사업자가 고려하는 기대 수익의 차이가 발생하는 것이다. 사업 간 차이를 고려하지 않고 일괄적으로 설정된 WACC은 발전공기업이 수행하는 사업 수준의 수익률을 민간 발전사업자에 동일하게 요구하는 것으로, 이는 사업 개발 초기 과정에서의 리스크를 부담할 수 밖에 없는 민간 발전사업자의 프리미엄을 고려하지 않는 경직적인 투자 의사결정이다.

이 밖에도 전력거래소 및 에너지경제연구원의 LCOE 추정 근거가 불확실한 문제가 있다. 해당 연구 결과가 LCOE 산출을 위한 충분한 모집단을 확보하고 있는지 알 수 없기 때문이다. 풍력 발전의 경우 해당 개발입지의 조건 및 기자재 사용 여건에 따라 발전단가의 편차가 태양광 등 타 재생에너지 전원에 비해 크고, 현재까지 풍력발전의 보급 수준이 태양광 대비 매우 낮은 수준이기 때문에 발전단가의 세부 구성 요소에 대한 편차가 매우 클 것으로 예상된다.<sup>25</sup>

22. 에너지경제연구원. 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영, 2021

23. 이투뉴스, REC가중치 높이더니 계약價 낮춘 '풍력 조삼모사', 2021.08

24. 가중평균자본비용. 기업의 자본비용(부채, 우선주, 보통주, 유보이익 등)을 시장가치 기준에 따라 각각이 총자본 중에서 차지하는 비중(자본구성비율)로 가중 평균한 것

25. 풍력산업협회 관계자 인터뷰 결과, 2021.06

현재 전력거래소가 발전공기업과 민간 발전사업자 사이의 계약단가에 대해 일정 수준의 기준단가를 제시하는 것은 사실상 FIT와 다르지 않다. 정부가 매년 계약단가를 고시하고 해당 단가를 맞추지 못하는 경우에는 사업이 진행될 수 없는 구조와 동일하기 때문이다. 하지만 현재 정부의 REC 계약단가 심사 과정은 FIT 제도보다 오히려 후퇴한 결과를 낳았다. FIT 단가는 사전에 고시가 되어 사업자로 하여금 사업성을 미리 판단할 수 있는 투명한 근거를 제시하는 반면 현 RPS 제도 내에서는 사업자로 하여금 인허가 이후 실제 계약 체결 직전까지 어떤 단가로 계약을 체결할 수 있을지 알 수 없어 불확실성이 높아졌기 때문이다.

“최근엔 전력거래소가 발전공기업에게 SPC와 REC 계약시 특정 가격(147원/kwh) 선을 맞춰야 한다고 말했다고 한다. 올해 이 가격이라면 내년엔 더 떨어질텐데, 이 가격을 맞추려면 REC 계약가가 너무 낮아질 뿐 아니라 앞으로 얼마나 떨어질지도 불확실하다.”  
- 국내 D 발전사

“정부는 LCOE보다 사업가가 높으면 안 된다는 입장이다. (자사) 이사회에서도 이런 식의 가격 협의 과정을 보고하면 풍력사업에 회의적인 입장을 보인다. 당연하게 적자가 예상되기 때문이다. 동시에 정부에서는 ‘아직도 사업비에 거품이 있는 것 같다’고 말한다.”  
- 국내 E 발전사

“경제성 평가는 시장에 맞추고, REC 가이드라인은 확실히 주고, 사업자가 알아서 선별하게 하면 된다. 시장에서 경제성 판단하게 해야지, 일괄적으로 수익률을 몇 % 맞추겠다, 하면 경제성 없는 것도 맞춰준다는 얘기 아닌가. 오히려 난개발을 부추기는 것과 다름없다.”  
- 해외 C 발전사

“투자비를 항목별로 비용 검증은 자꾸 하려고하니 사업자 역시 비용을 부풀리지 않겠다. 비용을 검증할 게 아니라, 가격을 정하는 방식만 정해주면 맞춰서 사업을 할 사람은 하고 못하는 사람은 도태될 것이다.”  
- 해외 D 발전사

“풍력 프로젝트는 투자비 항목을 균일하게 잡는 게 어렵다. 육상도 지형이 다르고 토목공사비도 프로젝트별로 다르다. 그런 특수성을 알면서 LCOE를 제시하는 건지 모르겠다.”  
- A 발전공기업

“어떤 기준으로 해상풍력 LCOE를 책정한 건지 알 수 없다. 기업들에게 질문한 적 없고, 자료 요구받은 적도 없다. 대체 그 가격은 어떻게 조사한건지, 실제 사업하는 사람들 목소리를 듣지 않은 것 아닌가 싶다.”  
- B 발전공기업

표 6 풍력발전사업자 인터뷰 결과 #2

### 3 정산 손실에 따른 사업성 악화

풍력발전 사업의 경제성과 관련된 또 하나의 장애요인은 RPS 제도 하에서의 정산 기준가격의 불합리성이다. 발전공기업은 RPS 의무이행 비용을 전력거래소의 비용평가 세부운영 규정에 따라 보전받게 되는데, 이에 대한 정산 기준가격의 산정 방식에 대한 이슈가 존재한다.

앞서 언급한 전력거래소의 비용평가 세부운영 규정에 따르면 발전공기업의 RPS 의무이행비용 보전은 전력거래소의 비용평가 이후 책정된 계약가격이 아닌 REC 계약년도 최초 고정가격으로 확정되고, 해당 가격은 풍력발전 뿐만 아니라 태양광 발전도 포함하여 산정하도록 규정되어 있다.

구분	외부구매	자체건설	고정가격계약		
			자체계약	선정계약	소형태양광계약
이행정산물량	$Q_O$	$Q_R$	$Q_T$	$Q_S$	$Q_V$
가중평균단가	$P_O$	$P_R$	$P_T$	$P_S$	$P_V$
기준가격	$\frac{P_O \times Q_O + P_R \times Q_R + P_T \times Q_T + P_S \times Q_S + P_V \times Q_V}{Q_O + Q_R + Q_T + Q_S + Q_V}$		18.5.1조 ①항 적용	18.5.1조 ②항 적용	18.5.1조 ③항 적용

표 7 전력거래소의 정산 기준가격 산정 기준<sup>26</sup>

동 규정에 따르면, 모든 풍력발전 사업에 해당하는 자체계약의 정산 기준가격은 해당 연도에 계약 체결된 모든 자체계약, 선정계약, 소형태양광 계약의 물량과 단가를 가중평균하여 산정하도록 규정되어 있다. 이는 단일 REC 시장 운영을 통해 원별 경쟁을 유도하여 의무이행비용을 낮추는 유인을 제공하고자 하는 제도의 취지가 반영된 것이라고 볼 수 있다.

26. 전력거래소, 비용평가세부운영규정, 18.5조의 1, 제1항  
 ① 고정가격계약으로 체결하는 자체계약의 기준가격은 해당년도에 계약 체결된 전체 고정가격계약(선정분 포함)의 계약체결용량에 대한 가중평균가격을 최초 고정가격으로 하여 해당 고정가격에서 18.4.2조 제2항 본문의 각 호 단가를 차감한 가격을 계약기간동안 적용한다. 이 경우 계약가격에 설비별 가중치가 포함된 계약의 최초 고정가격은 가중치별로 산정하여 적용한다.

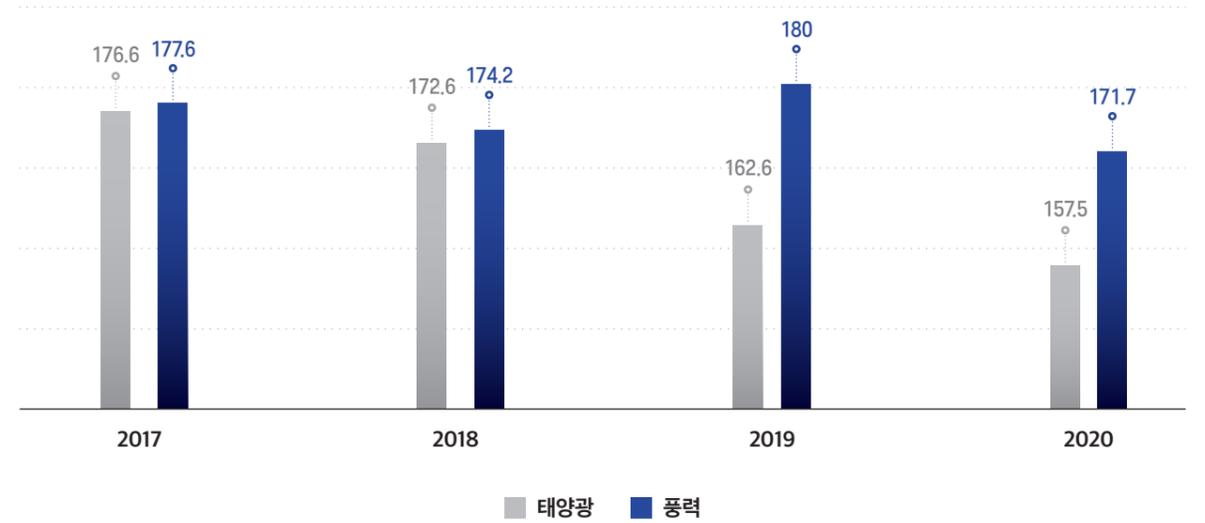


그림 12 태양광 및 풍력의 연도별 평균 계약가격(원/kWh)<sup>27</sup>

하지만 현재 RPS 대상 재생에너지 설비 용량 비중이 태양광이 83.8%에 달하고, 풍력발전은 5.0%에 불과한 구조와 풍력 대비 태양광 발전단가가 상대적으로 낮은 점을 감안할 때, 전력거래소가 정하는 정산 기준가격은 풍력의 발전단가(LCOE) 보다 낮아질 수 밖에 없다.<sup>28</sup> 위 그래프는 2017년부터 2020년까지 태양광과 풍력의 고정자체계약의 연도별 평균 계약가격을 나타낸 것인데, 2017년에 크게 차이가 발생하지 않던 태양광과 풍력의 발전단가가 현재 시점에서는 약 10% 이상 차이가 발생하는 것으로 나타나고 있다. 이는 태양광 모듈 가격의 하락과 소규모 사업자들의 경쟁 심화 등이 발전단가 하락으로 나타나는 태양광과 달리 풍력 발전의 경우 단기간 내 가격 하락이 쉽지 않은 구조임을 보여주고 있다. 아래는 연도별 고정가격 계약 기준가격(최초 고정가격 추이) 현황을 정리한 표이다.

	2018년	2019년	2020년
육지(원/kWh)	180.032	169.626	159.161

표 8 연도별 고정가격(SMP+REC)계약 기준가격<sup>29</sup>

	2018년	2019년	2020년
상반기(원/kWh)	167.276	151.493	136.128
하반기(원/kWh)	159.269	143.682	-

표 9 한국에너지공단 고정가격계약 경쟁입찰(태양광) 낙찰 평균가격

27. 이소영 국회의원 요구 자료에 대한 전력거래소의 답변 결과, 2021.07  
 28. 에너지경제연구원, 중장기 REC 가격전망 분석 용역, 2021.06  
 29. 기후솔루션이 업계 인터뷰 후 종합

정산 기준가격과 계약단가가 차이날수록 풍력 사업을 추진하는 민간 발전사업자는 손해를 본다. 예를 들어, 2020년 발전공기업과 민간 발전사업자가 170원/kWh의 계약 가격을 체결했는데 그 해에 태양광 발전 사업의 단가를 반영한 최초 고정가격이 이 보다 낮은 159원/kWh로 책정된다고 가정하자. 해당 풍력발전의 연간 발전량이 100,000 MWh에 달한다면 실질적으로 매년 15억원의 정산 손실이 발생하는 것이며, 해당 풍력발전의 수명을 20년으로 가정할 경우에는 총 300억원 수준의 손실이 발생할 수 있다.

즉, 전력거래소의 비용평가를 통해 정부가 제시하는 LCOE로 계약 가격을 낮춘다고 하더라도 이후 실제 정산 기준가격은 태양광 단가가 포함되므로 사업자 입장에서는 손실을 받을 수 밖에 없는 구조로 되어 있으며, 이러한 상황이 지속될 경우 국내에서 풍력발전의 보급 활성화는 요원한 상황이 될 수밖에 없다.

“공급의무자가 보전받는 기준가격은 원별 분리되어 평균가를 내는 것이 아니고, 대체로 태양광 가격이 반영된 가격이어서 풍력 원가보다 낮아지는 현상이 발생하고 있고, 풍력 입장에선 왜곡돼 있는 구조여서 원별로 기준가격을 분리할 필요가 있다.”  
- A 국내 건설사

“현재 RPS 제도의 구조가 바뀌지 않는 이상 정산 문제는 계속 있을 수밖에 없다. 특히 REC 가격이 하락하면서 정산 손실 이슈가 수면 위에 들어난 것인데, 이는 RPS 구조에 기인한 것이므로 제도 자체를 바꿔야 하고, 특히 풍력 발전은 태양광과 같은 속도로 LCOE가 하락하기 어려우므로 현재 RPS 단일 시장 구조에서는 역차별이 발생할 수 밖에 없다.”  
- B 해외 발전사

“발전공기업의 입장에서 육상풍력이 손실이 발생할 수 밖에 없는데 배당 수익 등 여러 여건을 고려해서 이사회 승인을 받는 상황이며, 앞으로 육상풍력이 아닌 해상풍력 차원으로 접근할 경우, 정산 손실에 따른 규모가 육상풍력과 비교할 수가 없으므로 분명히 문제가 될 수 밖에 없다.”  
- C 발전공기업

“현재 발전공기업들의 REC 확보에 문제가 없어서 지금 이슈가 안되고 있지만 당장 이 정산수준으로는 풍력을 더 이상 할 수 없는 상황이 올 수 밖에 없다. 추후 이사회에 보고하게 되면 정산 손실 이슈가 나오지 않을 수 없고, 분명히 ‘이 사업 해야하나?’ 얘기가 나올 수 밖에 없다.”  
- D 발전공기업

표 9 풍력발전사업자 인터뷰 결과 #3

### III. 개선을 위한 제언

앞서 살펴본 바와 같이, 국내 풍력발전은 정부의 재생에너지 보급 목표와 비교할 때 보급 속도가 매우 뒤처져 있으며, 이렇게 국내에서 풍력발전 보급이 활성화되지 않는 주요 원인 중 하나는 가격 결정 프로세스에 있다. 즉, 풍력발전 활성화를 위해서는 인허가 프로세스의 간소화/투명화와 더불어 풍력발전 사업자의 장기간 안정적인 수익을 확보해주는 것이 필요한데, 후자에 있어서는 제도 개선이 현재까지 이루어지지 않고 있기 때문이다. 특히 전력거래소와 한국에너지공단, 산업부와 기재부 등 중복적이고 불투명한 의사결정 구조가 여전히 계약 단가 절차를 결정하고 있으며, 이에 대한 해결방안이 부재할 경우 2030 NDC 달성은 물론 2050 탄소중립을 위한 풍력발전의 보급은 이루어지기 힘들 것이다.

이 문제를 해결하기 위해 기후솔루션은 아래와 같이 단기, 중장기 해결 방향을 제시하고자 한다.

#### 1 계약가격과 정산 기준가격의 일원화

RPS 제도를 지속한다는 전제 하에, 단기 관점에서는 정산 기준가격과 계약가격의 불일치가 만들어내는 구조적인 정산손실을 우선적으로 해결해야 한다.

민간 발전사업자 입장에서는 정산 기준가격이 실제 계약가격에 미치지 못하는 경우 풍력 사업에 대한 최소한의 경제성을 확보하기 어려운 것이 현실이다.

이러한 측면에서 단기적으로는 풍력 발전 사업자의 정산 손실을 방지하기 위해 계약 단가에 맞춰서 정산 기준가격을 100%로 설정하는 방식을 도입할 필요가 있다. 다만 이러한 방향은 (1) 전력거래소와 에너지공단의 가격 적정성 심사 기준과 기간을 오히려 장기화시킬 수 있다는 점, (2) 민간 발전사업자가 계약 단가를 낮출 유인을 제공하지 못하는 점, (3) 단일화된 LCOE 기준을 적용하기 어려운 풍력 발전 사업의 특수성을 고려할 때, 중장기 관점에서 바람직한 대안이 되기는 어렵고 단기 관점에서만 의미가 있을 수 있다.

#### 2 풍력에 대한 REC 시장 분리

풍력발전 사업과 관련해 정산 이슈가 발생한 배경에는 태양광과 풍력 발전단가의 하락 속도 차이가 있다. 태양광은 수년 간 모듈 가격이 빠르게 하락하면서<sup>30</sup> 발전단가도 크게 낮아졌다. 또한 풍력에 비해 설치 및 시공, 운영이

30. 태양광 모듈단가는 2014년 0.64\$/Watt에서 2017년 0.33\$/Watt로 절반 수준 감소했다.

상대적으로 단순하고 표준화가 쉬워 지속적으로 발전단가의 하락세가 예상된다. 그러나 국내 풍력발전 사업은 과도한 인허가 비용 및 규제로 인해 단기간 내 급격한 발전단가의 하락을 기대하기 어려운 상황이다.

이러한 상황에서 태양광과 풍력을 단일 REC 시장으로 운영하는 것은 현 시점에서 원별간 상호 경쟁이 어려운 현실을 반영하지 못하는 것이며, 향후 2030년 NDC 목표 달성은 물론 2050 탄소중립을 위해 태양광 뿐만 아니라 풍력도 주요한 달성 수단임을 고려할 때 일정 부분 풍력 발전에 대한 보호가 필요한 시점이다. 정부는 RPS 제도 시행 초기에는 단일 REC 시장이 아닌 태양광과 비태양광 부문을 별도로 시장을 운영한 바 있는데, 이는 당시 경제성이 낮은 태양광 산업에 대한 일정 부분의 보호를 전제로 동 제도를 운영했기 때문이다. 따라서 현재 에너지공단 등이 시행하고 있는 선정시장의 사례 등을 고려하여 태양광 뿐만 아니라 풍력에 대한 별도의 선정계약 시장을 조성하는 방안 혹은 의무공급사에 풍력 발전 REC에 대한 별도의 구매 쿼터를 도입하는 방안 등 다양한 대안을 검토할 필요가 있다.

### 3 판매사업자와의 FIT 혹은 PPA 체결

근본적으로는 재생에너지 사업자에게 장기간 안정적인 수익을 제공할 수 있는 방향으로 현행 RPS 제도를 전면 개편해야 한다.

한전이 단일 판매사업자로 구성되어 있는 현행 전력산업 구조를 고려하여 발전공기업 등에 재생에너지 공급의무 비율을 설정한 것은 현재 시점에서 재생에너지 시장 활성화에 크게 기여하기 어려운 것이 현실이다. 발전공기업이 REC 최종 구매자이면서 동시에 시장에서 사업 개발자로 존재할 경우, 민간 발전사업자와 이해상충이 발생할 수 있기 때문이다. 또한 민간 발전사업자로 하여금 시장에 새롭게 진입하고자 하는 수요를 저해하게 된다.

독일, 미국 등 재생에너지 투자가 활성화된 지역을 살펴보다도 발전공기업이 REC 최종 구매자로 설정되어 있는 경우는 없으며, 대부분 판매사업자에게 직접 재생에너지 전력을 판매하는 것이 일반적이고 자연스러운 구조에 해당한다.

단일화된 REC 시장 운영을 통해 원별 경쟁을 활성화하려는 애초의 RPS 제도의 취지는 현재 상황에서 제대로 작동하기 어려우므로, 현행 RPS 시장 제도를 전면 개편하여 발전공기업 등이 아닌 판매사업자에게 구매 의무를 부과하고, 재생에너지 발전 사업자가 직접 판매사업자에게 전력을 판매할 수 있는 구조를 만들어야 한다. 이를 위해 재생에너지 발전 사업자 대상 FIT 제도를 다시 도입하는 방안 혹은 경매 기반의 장기고정계약을 체결하는 방안 등 다양한 대안을 마련할 필요가 있다.

# SFO°C

Solutions for Our Climate

사단법인 기후솔루션(Solutions for Our Climate, SFOC)은 보다 효과적인 기후변화 및 대기오염 대응 정책 마련을 위해 2016년 한국에서 설립된 비영리법인입니다.

에너지·기후변화 정책에 전문성을 가지고 있는 법률, 경제, 금융, 환경 전문가 등으로 구성되어 있고, 국내외 비영리단체들과의 긴밀한 협력 하에 활동하고 있습니다.