좌초되는 RE100 제도,
높은 망이용료와 불합리한 제3자 PPA 지침을 중심으로

SFOC
Solutions for Our Climate

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.

좌초되는 RE100 제도,
높은 망이용료와 불합리한 제3자 PPA 지침을 중심으로

SFO°C
Solutions for Our Climate

좌초되는 RE100 제도,

높은 망이용료와 불합리한 제3자 PPA 지침을 중심으로

발간일 2021년 12월

저자 권경락, 김예지, 양예빈, 조은별

디자인 네모연구소

문의 solutions@forourclimate.org

목차

Ⅰ. 한국형 RE100 제도의 현 주소 4

Ⅱ. 제3자 PPA 제도의 현황과 문제점 7

1. 산업용 전기요금 vs. 재생에너지 발전단가 7
2. PPA 활성화를 저해하는 높은 망이용료 8
3. 제3자 PPA 부대비용 체계의 문제점 10
4. 참여자에게 불리하게 적용되는 제3자 PPA 지침 13

Ⅲ. 요약 및 결론 18

I. 한국형 RE100 제도의 현 주소

RE100은 영국 기반의 NGO인 The Climate Group과 CDP(Carbon Disclosure Project)가 추진하는 글로벌 이니셔티브로, 연간 전력소비량이 100GWh 이상인 기업을 대상으로 전력 소비를 재생에너지로 100% 대체하는 것을 목표로 하고 있다. 2021년 12월 현재 BMW그룹, 애플 등 340개 이상의 글로벌 기업이 해당 이니셔티브에 참여 중이다.[1] 국내에서는 SK 주식회사, SKIET, 미래에셋증권, 한국수자원공사, KB금융그룹, 아모레퍼시픽, SK텔레콤, SK하이닉스, LG에너지솔루션, 고려아연 등 총 10개 기업이 참여하고 있다.[2]

그림 1. RE100 이니셔티브 주요 참여 기업[3]

1. https://www.there100.org/
2. https://www.there100.org/re100-members
3. https://www.there100.org/

RE100 이니셔티브에 따르면, RE100 이행수단은 크게 8가지로 정의되어 있으나 다음과 같이 크게 4가지로 분류가 가능하다: (1) 자가발전, (2) 전력구매계약(PPA : Power Purchase Agreement), (3) 녹색요금제, (4) REC(Renewable Energy Certificate) 구매. 과거에는 기업들이 손쉽게 비용을 지불할 수 있는 REC 구매를 선호했지만 최근에는 재생에너지 발전사업자와 장기고정계약 형태로 PPA를 체결하는 비중이 급격하게 증가하고 있다.[4] 재생에너지로 장기고정계약을 체결할 경우 전통적인 전력사업자로부터 전기를 구매하는 비용이 점차적으로 증가하고 있는 상황에서 전기요금 상승 리스크를 줄일 수 있기 때문이다. 또한, 재생에너지 확대 관점에서 볼 때, 자가발전 및 전력구매계약 방식은 녹색요금제나 REC 구매 대비 전기요금 상승 리스크를 줄일 수 있다. 더욱이 녹색요금제나 REC구매는 자가발전 및 전력구매 계약에 비하여 투자 대비 재생에너지 증가 척도인 추가성(Additionality)가 낮다는 이유도 있다.

조달 방법	연도별 구매 비중					2019년 구매량 (GWh)	2019년 참여 기업 수
	2015년	2016년	2017년	2018년	2019년		
REC 구매	60%	40%	46%	43%	42%	50	131
녹색요금제	35%	41%	35%	31%	30%	35.5	149
전력구매계약(PPA)	3.3%	13%	16%	19%	26%	31	76
자가발전	<1%	3%	1%	4%	2.5%	3	151
사업장 임대	<1%	<1%	<1%	2%	<1%	0.8	19

표 1. RE100 참여 기업의 재생에너지 조달 비중[5]

글로벌 차원의 탄소감축 압력이 가시화되면서 국내 기업들도 RE100 이니셔티브 가입을 적극적으로 검토 및 추진하고 있다. 하지만 현행 전력시장 구조로 인해 그동안 국내 기업들은 RE100에 참여할 수 있는 방법이 거의 존재하지 않았다. REC 구매의 경우 재생에너지 공급 의무를 지닌 발전사가 아닌 전기소비자는 REC를 구매할 수 없었으며, 한전이 아닌 재생에너지 발전사업자로부터 직접 전기를 구매할 수 있는 제도적 기반이 전무했기 때문이다.

이에 따라 정부와 국회는 한국형 RE100 제도를 마련하여 (1) REC 구매, (2) 녹색프리미엄 구매, (3) 자체건설, (4) 제3자 PPA, (5) 재생에너지 발전사업 지분 참여를 통해 재생에너지 구매를 일부 가능하도록 하였다.[6] 특히 올해 5월에는 산업통상자원위원회 김성환 국회의원의 발의로 한국형 RE100 뿐만 아니라 재생에너지 발전사업자와 전기소비자가 한전을 통하지 않고 직접 전력거래계약을 체결할 수 있는 전기사업법 개정안이 국회를 통과하였다. 이에 따라 올해 10월 전기사업법 시행령 개정안이 국무회의에서 의결되었으나, 아직까지 '직접 PPA'와 관련된 구체적인 가이드라인을 담은 지침은 공개되지 않은 상황이다.[7]

4. RE100 Initiative, 2020 Annual Report
5. RE100 Initiative, 2020 Annual Report
6. 한국에너지공단, 2021, 한국형 RE100 도입방안 및 인증서 거래시장 시범사업 안내 발표자료
7. 산업통상자원부 보도자료, 2021.10

RE100 이니셔티브의 권고에 따라 목표 이행을 위한 조달 방안 중 가장 추가성이 높은 것은 자체 건설과 재생에너지 구매계약(PPA)에 해당한다. 또한 RE100에 참여하는 기업 입장에서도 한전 전기요금의 상승 가능성과 REC 가격의 높은 변동성, 갈수록 하락하는 재생에너지 발전단가 트렌드 등을 고려할 때, 중장기적으로는 재생에너지 발전사업자와 직접 거래하는 PPA 계약 체결을 확대하는 것이 바람직하다.

하지만, 한국형 RE100 제도가 시행되고 있음에도 불구하고, 기업들의 참여는 매우 저조한 상황이다. 기업들이 가장 손쉽게 이용할 수 있는 녹색프리미엄 구매는 전체 입찰 물량 대비 4.6%에 불과한 수준만 실제 계약으로 이어졌으며[8], 한전이 중개하는 제3자 PPA의 경우에는 현재까지 단 한 건의 계약도 체결되지 못하고 있다. 기업들이 한국형 RE100 제도, 특히 제3자 PPA 참여를 외면하고 있는 것은 한전이 부과하는 높은 수준의 망이용료와 한전이 제시하는 제3자 PPA 지침 및 표준계약서에 포함되어 있는 여러 불합리한 요소 때문이다. 다음 장에서는 구체적인 내용에 대해 살펴보았다.

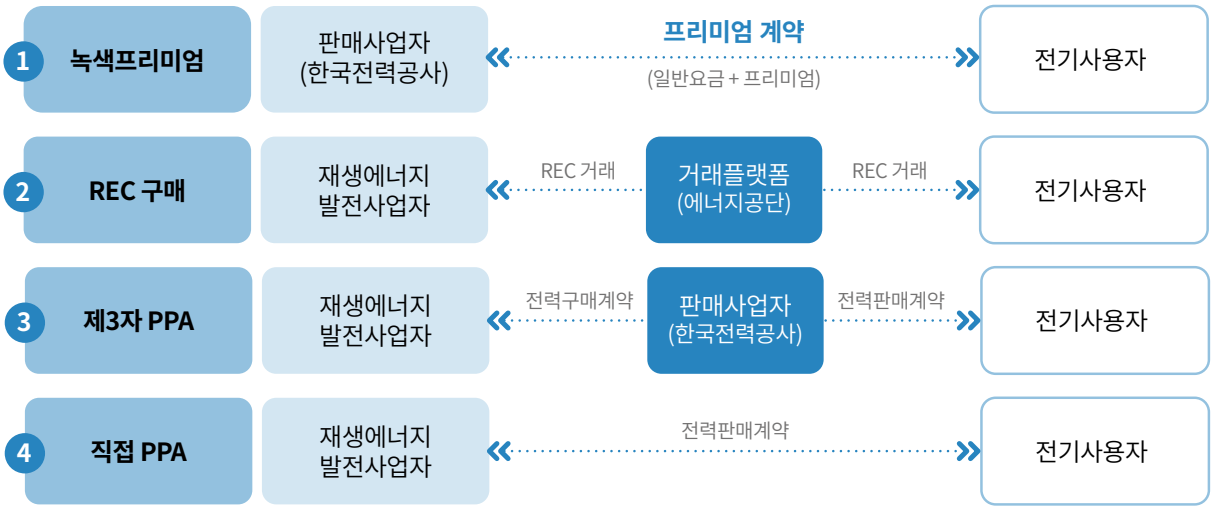

그림 2. 한국형 RE100 제도의 주요 이행수단 개요

8. 투데이에너지, 2021.10 (http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=240742)

II. 제3자 PPA 제도의 현황과 문제점

1. 산업용 전기요금 vs. 재생에너지 발전단가

재생에너지 PPA가 활성화되기 위해서는 전기소비자 관점에서 한전 같은 전통적인 판매사업자의 산업용 전기요금 대비 재생에너지 구매단가가 저렴하거나 타 이행수단 대비 가장 비용 효과적이어야 한다.

즉, 재생에너지 전력을 20년 장기고정계약을 체결하는 경우 해당 계약의 구매단가가 동일한 기간 동안의 산업용 전기요금의 상승분 대비 저렴하다고 판단될 때, 기업들의 재생에너지 구매가 확산될 수 있다. 또한 글로벌 이해관계자의 압력이 증가하여 재생에너지 전력을 의무적으로 구매해야 할 경우, REC 구매나 녹색프리미엄 구매 같은 다른 이행수단 대비 재생에너지 PPA 단가가 상대적으로 저렴해야 재생에너지 PPA 계약이 확산될 수 있다.

하지만, 국내의 경우 산업용 전기요금 대비 재생에너지 발전단가가 상대적으로 높기 때문에 단기 관점에서 재생에너지 PPA 계약이 체결되기 어려운 상황이다. 한전의 2020년 기준 산업용 전기요금 평균 단가는 약 107원으로, 태양광 혹은 풍력의 발전단가(LCOE : Levelized Cost of Electricity) 대비 낮은 상황이다.[9]

그림 3. 산업용 전기요금 대비 재생에너지 발전단가 비교(2020년 기준, 원/kWh)

산업용 전기요금이 재생에너지 발전단가 대비 낮은 상황에서, 글로벌 압력으로 인해 RE100에 참여하는 국내 기업들은 단기적으로 조달 비용이 낮은 녹색프리미엄 혹은 REC 구매를 선택할 수밖에 없다. 2021년 산업통상자원위원회 국정감사에 따르면, 현재까지 한전이 소비자와 발전사업자를 중개하는 형식의 제3자 PPA는 한 건도 체결되지 못했으며, 대부분의 기업들이 약 10원 수준의 가격 프리미엄을 지불하는 한전의 녹색프리미엄제를 선택하고 있는 실정이다.[10]

9. 한국전력공사 홈페이지(https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00104.jsp)
10. 투데이에너지, 2021.10 (http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=240742)

현재 재생에너지 의무공급제도인 RPS(Renewable Portfolio Standard)와 배출권거래제가 시행되고 있으나, 타 국가 대비 규제의 강도가 높지 않아 해당 비용이 전기요금에 일정 부분 반영되고 있음에도 불구하고 실질적으로 산업용 전기요금 현실화는 이루어지지 않고 있다. 정부는 환경급전 제도를 2022년부터 적용하여 전력시장에서의 온실가스 배출 비용을 반영할 계획이나, 아직 구체적인 내용은 공개된 바 없다.[11] 아직까지 규모의 경제와 인허가 절차 간소화 등을 통해 본격적인 발전단가 하락이 나타나지 않는 국내 재생에너지 산업 구조를 고려할 때, 가장 우선적으로 환경비용이 기존 전통적인 화석연료 기반 발전기에 제대로 부과되는 것이 필요하다. 또한, 향후 강화되는 2030년 NDC에 따라 배출권 할당계획을 수정할 경우 이러한 규제 압력도 적극 반영될 필요가 있다. 결과적으로 이를 통해 중장기적으로 한전의 전기요금은 지속적으로 증가할 수밖에 없다는 시그널을 기업들에게 제공하는 것이 필요하다.

앞서 언급한 바와 같이, 재생에너지 확대에 직접적으로 기여하기 위해서는 녹색프리미엄 혹은 REC 구매가 아닌 PPA 방식이 확산되어야 한다. 문제는 국내 전력시장이 전기소비자로 하여금 PPA를 자유롭게 체결할 수 있는 제도적 환경을 뒷받침하지 않는 것에 있다

2. PPA 활성화를 저해하는 높은 망이용료

전기소비자 관점에서 산업용 전기요금과 재생에너지 발전단가 차이가 크게 유지되고, 이 상황에서 한전이 부과하는 망이용료 등 부대비용이 추가로 발생할 경우 PPA 계약 체결을 더욱 기피할 수밖에 없다.

망이용료 등 재생에너지의 유통 비용은 전기사업법 및 관련 지침에 따라 한전이 전기사용자에게 부과하게 되어 있으며 아직까지 공식적으로 가격이 발표된 바는 없다. 하지만 최근 한전은 별도 플랫폼인 '에너지마켓플레이스'를 통해 제3자 간 PPA를 체결할 경우, 사용자 입장에서 망이용료 등 부대비용을 모두 포함한 가격을 산정할 수 있는 시뮬레이션 툴을 공개하였다.[12]
우리는 한전이 공개한 '제3자간 계약 요금계산 시뮬레이션'을 활용하여 실제 국내 전력시장에서 재생에너지 발전사업자와 전기소비자가 PPA를 체결할 경우, 어느 수준의 부대 비용이 발생하는지 조사하였다. 다음은 태양광 발전과 풍력 발전에 대해 가장 대표적인 케이스를 적용하여 부대비용을 산정한 결과이다.

11. 한겨레, 2020.10 (https://www.hani.co.kr/arti/society/environment/976234.html)
12. 한전 에너지마켓플레이스, (https://en-ter.co.kr/ft/ppa/thpty/fee/simulation.do)

망이용료 기준 시나리오	태양광 Case 1 (중대형)		태양광 Case 2 (소형 : 500kW 이하)		풍력 Case	
발전사업자	비수도권		비수도권		비수도권	
전기사용자	수도권		수도권		수도권	
발전사업자 망접속	고압 배전망		저압 배전망		송전망	
전기사용자 망접속	배전망		배전망		배전망	
변전소	타 변전소		타 변전소		타 변전소	
	단가 (원/kWh)	백분율	단가 (원/kWh)	백분율	단가 (원/kWh)	백분율
재생에너지 발전단가	136	77%	136	72%	170	78%
부대비용 총계	40	23%	53	28%	45	22%
망이용료(기본요금)	18	10%	22	12%	13	6%
망이용료(사용요금)	7	4%	15	8%	15	7%
전력손실반영금액	3	1%	3	1%	3	1%
부가정산금	4	2%	4	2%	4	2%
거래수수료	0	0%	0	0%	0	0%
복지/특례할인	3	2%	3	2%	3	1%
전력산업기반기금	6	4%	7	4%	7	4%
합계	**176**	**100%**	**189**	**100%**	**215**	**100%**

표 2. 재생에너지 시나리오별 부대비용 산정

위에서 제시되어 있듯이, 한전이 제시한 재생에너지 구매에 따른 총 부대비용은 ▲망이용료, ▲전력손실반영금액, ▲부가정산금, ▲거래수수료, ▲복지 및 특례할인 금액, ▲전력산업기반기금 등으로 구성되어 있고, 이 중 망이용료는 기본요금과 사용요금으로 구성되어 있다.

이 중에서 전력손실반영금액은 발전부터 전기소비자에게 전기가 도달하기까지 일정 부분 전력 손실이 불가피하기 때문에 이러한 전력손실률을 감안하여 요금에 포함하는 부분이며, 부가정산금은 하루 전 시장(Day Ahead Market)으로 운영되는 전력도매시장의 구조 상 실제 발전량과의 오차가 발생할 수밖에 없으므로 이러한 차이를 감안하여 제약발전 혹은 비제약발전에 해당하는 발전기 가동 비용을 요금에 포함하는 개념이다.
이와 별도로 한전이 중개하는 제3자 PPA에는 한전에 제공하는 거래 수수료가 추가되며 기타 에너지복지 등 한전이 제공하는 특례할인 금액 및 전력산업기반기금 등의 비용 항목이 일반 전기요금과 같이 동일하게 적용된다.

우리는 한전이 공개한 시뮬레이션 툴을 활용하여 3가지 시나리오를 제시했는데, 태양광 Case 1은 고압 배전망을 통해 타 지역에 송전하는 중대형 태양광을 전제한 것이며, 태양광 Case 2는 500kW 이하 소형 태양광이 저압 배전망을 통해 송전하는 경우, 풍력 Case는 발전사업자가 송전망을 통해 수도권 지역에 공급하는 경우를 전제하였다.

현재 재생에너지 보급 속도와 유형을 고려할 때, 가장 대표적인 경우는 태양광 Case 1(중대형)에 해당할 것으로 예상된다. 전력의 수요처와 공급처가 일치하지 않는 국내 환경을 고려할 때, 지역 태양광 발전의 대부분이 수도권 혹은 광역시 및 산업단지 등으로 공급될 가능성이 높기 때문이다.

태양광 Case 1(중대형)에 대한 부대비용 시뮬레이션 결과, 망이용료를 포함한 부대비용은 총 40원/kWh에 달하는 것으로 나타났다. 현재 태양광의 발전단가 수준 136원/kWh를 고려할 때, 부대비용을 모두 합치면 전기소비자 입장에서 최종 구매 단가는 176원/kWh에 달하는 것으로, 산업용 전기요금 대비 1.6배 비싼 것이다.

태양광 Case 2의 경우처럼, 500kW 이하인 소규모 발전사업은 발전사업자가 저압 배전망을 통해 접속하게 되는데, 이럴 경우 망이용료를 포함한 부대비용은 더욱 증가하여 53원/kWh에 달하는 것으로 나타난다. 현재까지 보급된 태양광 발전의 약 63%가 500kW 이하 태양광이라는 점을 감안할 때, 이러한 높은 부대비용은 향후 PPA 체결의 가장 큰 장애요인이 될 것으로 예상된다.[13]

풍력발전은 태양광에 비해 발전용량이 크기 때문에 송전망을 통해서 전력을 공급하고 소비자가 배전망을 통해 수전하는 경우를 상정하였으며, 풍력발전의 경우에도 부대비용이 45원/kWh에 달하는 것으로 나타났다. 풍력발전의 발전단가를 170원/kWh으로 가정할 경우, 부대비용을 모두 합치면 실제 구매단가는 215원/kWh에 달하는 것으로 나타나 실질적으로 기업 입장에서는 한전이 제공하는 산업용 전기요금 대비 약 2배 높은 전기를 구매하게 되는 셈이다. 결국 현재 구조에서는 기업이 상대적으로 높은 비용을 지불하고 재생에너지 PPA를 체결할 유인이 없다.

3. 제3자 PPA 부대비용 체계의 문제점

(1) 망이용료 기본요금의 중복성

한전이 에너지마켓플레이스를 통해 제시하는 PPA 부대비용 체계 중 가장 개선이 필요한 항목은 망이용료 기본요금이다. 한전은 제3자 PPA 부대비용 시뮬레이션을 통해 망이용료에 대한 기본요금을 포함해서 참여자들에게 제시하고 있는데, 이 부분이 재생에너지를 구매하는 기업 입장에서는 중복 부과에 해당하기 때문이다.

13. 한국에너지공단, 2020년 신재생에너지보급통계

실질적으로 한국형 RE100에 참여하는 기업들은 신규로 사업장을 운영하는 것이 아니라 기존 사업장에서 사용하던 전력을 재생에너지 PPA를 통해 변경하는 것이므로 재생에너지 PPA 계약 체결 전후로 실제 사용하는 전력량은 동일하다. 즉, 기업들이 재생에너지 PPA 계약을 체결하더라도 해당 기업이 사용하는 전기사용량이 증가하는 것은 아니기 때문에, 기본적으로 기본요금은 변동이 없어야 한다. 하지만 현재 한전이 제시하는 바와 같이 기업이 한전의 전기요금과 별도로 재생에너지 PPA 계약 체결에 따른 망이용료 기본요금을 추가로 지불해야 한다면 이는 실제 전기 사용과 관계없이 중복으로 요금을 청구하는 셈이다.

참고로 아래와 같이 제3자 PPA 제도의 전기사용자에 대해 한전이 제시하는 표준계약서 를 보면, 제18조 제2항 제1호에 기본요금에 대한 설명이 제시되어 있으나, 기존에 납부하는 기본요금과의 중복 면제와 관련된 내용은 존재하지 않는다. 현재 요금 부과 체계에서 중복 부과되는 기본요금은 결국 부대비용의 상승으로 이어지고 더 나아가 기업들의 PPA 참여 의지를 훼손하게 된다.

> ② 본 계약 제17조 제2호에 따른 요금은 본 계약 제14조에 따라 확정된 사용전력량 및 최대수요전력을 기준으로 관련 약관 규정에 의거 기본요금, 전력량요금, 역률요금 등을 합산하여 산정하며, 세부 산정기준은 다음 각 호와 같다.
>
> 1. 기본요금은 약관 제68조(요금적용전력의 결정)에 따라 적용한다.
> 2. 전력량요금은 본 계약 제14조에 따라 확정된 사용전력량을 기준으로 해당 종별의 요율을 곱하여 부과하며, 전력거래량이 해당시간대의 사용량을 초과하는 경우 지침 제6조 제1항에 따라 고객은 전력공급자가 생산하는 전체발전량을 구매한 것으로 보아 전력량 요금은 “0” 원으로 산정한다.
> 3. 역률요금은 고객측 전력량계에 계량된 전체 전력사용량과 전체 무효전력량을 기준으로 부과한다.

표 3. 한전의 제3자 PPA 표준계약서 내 기본요금 내용

현재 요금 부과 체계에서 망이용료 기본요금은 발전 측 송전요금, 수요 측 송전요금, 배전 이용요금 각각에 대해 부과되는데, 앞선 시뮬레이션 결과에 따르면 세 가지 기본요금을 모두 합치면 망이용료 기본요금이 태양광 발전의 경우 18~22원/kWh 수준에 달하는 것으로 나타난다. 이는 전체 부대비용의 약 50%에 달하는 수준이다. 더구나 현재 한전의 부대비용 산정 로직에 따르면 기본요금 수준에 따라 전력산업기반기금 관련 부과금도 결정되므로, 전기소비자 입장에서 불합리한 가격 구조가 가중되는 셈이다.

14. 한전 에너지마켓플레이스, (https://en-ter.co.kr/ft/ppa/thpty/fee/simulation.do)

(2) 부대비용의 불투명한 산정근거

망이용료 기본요금 이외에 사용요금과 부가정산금에 대해서도 구체적인 산정 근거가 제시되어야 한다. 망이용료 사용요금은 재생에너지 PPA를 통해 공급받는 전력량에 비례하는데, 현재 이용요금 수준에 대해서는 전기사업법 제15조 제1항, 동법 시행령 제6조 제2항, 동 시행령에 따른 「송전이용요금산정기준」, 「배전이용요금산정기준」에 따라 송배전 사업자가 전기위원회 승인 및 산업통상자원부 인가를 받도록 규정되어 있다.[15]

문제는 구체적인 산정 근거가 공개되지 않기 때문에 전기소비자 입장에서 해당 요금이 적정하게 마련되었는지 알 수 없다는 점이다. 향후 재생에너지 PPA가 확대되기 위해서는 전력 네트워크에 모든 사용자가 공정하게 접속할 수 있는 권리가 보장되어야 하며, 이러한 관점에서 제반 이용요금이 보다 투명하게 공개되어야 한다.

부대비용에 포함되어 있는 부가정산금은 안정적인 전력수급을 위해 하루 전 시장과 실제 발전량의 차이를 조정하는 과정에서 제약발전과 비제약발전에 따른 비용을 전기소비자에게 부과하는 개념에 해당한다. 전력 수요와 공급이 항상 일치해야 하는 전력계통의 특성을 감안할 때, 부가정산금을 재생에너지 PPA 망이용료에 포함시키는 것은 필요할 수 있으며 실제 다른 국가의 경우에도 최종 소비자가 부담하는 전기요금에 이러한 부가정산금에 해당하는 비용을 포함하고 있다.[16]

하지만 부가정산금은 현재 하루 전 시장(Day Ahead Market)의 단일 시장으로만 구성되어 있는 낙후된 전력시장 거래제도에 기반하고 있다는 점도 고려해야한다. 미국, 유럽 등 선진화된 전력시장의 경우 하루 전 시장 이외에도 당일 시장, 실시간 시장 등 다양한 시장을 운영하고 있어 실제 발전량과 계획량과의 차이를 최대한 줄일 수 있는 효율적인 전력 수급 시스템을 운영하고 있다. 정부도 탄소중립 달성을 위해서는 낙후된 전력시장 시스템의 개편이 필요하다는 인식 하에 제도 개선안을 준비하고 있으나, 아직 구체적인 내용은 공개되지 않은 상황이다.

일반 전기요금에 포함되어 있는 전력산업기반기금에 해당하는 부과금을 동일하게 재생에너지 PPA에 부과할 것인지도 정책적 판단이 필요하다. 현재 전력산업기반기금의 적립금 규모가 5조 원을 상회하고 있고, 2022년 기금 전체 예산의 60% 이상이 재생에너지 관련 분야에 배정되고 있다는 점을 고려할 때, 재생에너지 활성화에 기여하는 전기소비자에게 전력산업기반기금을 동일하게 부과하는 것은 재검토가 필요하다. 전기차 보급 활성화를 위해 전기차 충전요금을 대폭 할인해서 초기 시장 형성에 기여했던 사례를 적극 참고할 필요성이 있다.

15. 국가법령정보센터, 전기사업법 제15조 제1항, 동법 시행령 제6조 제2항, 동 시행령에 따른 「송전이용요금산정기준」, 「배전이용요금산정기준」 등에 의하면 관련 요금은 적정하게 산정되어야 하며, 이에 따라 이해관계 당사자가 적정성 여부를 다툴 수 있어야 함.
16. 한전경영연구원, 2021, 주요국 송배전망 이용요금 부과제도 현황 및 시사점
17. 이투뉴스, 2021.04 (https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=231528)
18. 한국경제, 2020.04 (https://www.hankyung.com/economy/article/202004135249i)

4.참여자에게 불리하게 적용되는 제3자 PPA 지침

정부의 한국형 RE100 제도 마련에 따라 지난 6월 산업통상자원부는 제3자 PPA 지침을 고시했다.[19] 해당 고시는 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제3호 및 같은 조 제3항에 따른 것으로, 제3자 PPA에 참여하고자 하는 발전사업자와 전기사용자에 대해 구체적인 전력거래 대상 및 방법, 절차를 규정하고 있다. 제3자 PPA는 재생에너지 발전사업자와 전기사용자가 계약을 체결하는 직접 PPA 방식이 아닌 중간에서 판매사업자인 한전이 거래를 중개하는 방식이므로, 발전사업자와 전기사용자가 각각 한전과 계약을 체결하는 구조로 구성되어 있다.

하지만, 애초 정부의 기대와 달리 한전을 통해 중개되는 방식인 제3자 PPA 제도는 아직까지 계약 실적이 전무한 상황인데, 이는 앞서 살펴본 높은 수준의 망이용료 및 부대비용 뿐만 아니라 제3자 PPA 제도 참여자에게 불리하게 적용될 수밖에 없는 지침의 세부적인 내용에 기인한다.

(1) PPA 체결 시 발전량 전량 구매 의무의 문제점

동 지침 상의 가장 큰 문제는 제3자 PPA에서는 전기사용자인 기업이 생산된 재생에너지 전력을 전량 구매하게 되어 있다는 점이다. 지침 제6조에 따르면, '전기사용자는 발전사업자가 생산하는 전체 발전량을 구매하여야 한다'고 규정되어 있어서 전기소비자가 원하는 만큼 재생에너지 전기를 구매하지 못하는 기형적인 구조로 설계되어 있다.

전기소비자 입장에서 필요한 전력이 100이라고 할 때, 재생에너지 발전사업자의 발전량이 100을 초과하게 되는 경우 나머지 필요가 없는 잉여 전력에 대해서도 의무적으로 구매가 필요하다는 의미이다. 만약 일상적인 조업 중단 혹은 주말 및 공휴일로 인한 휴무가 발생하더라도 기업은 안 쓰는 전력을 구매해야 하기 때문에 기업 입장에서는 제3자 PPA를 통해 추가로 비용을 지불하는 구조가 발생하는 것이다.

기업이 사업장 운영을 7일 중 2일만 할 경우, 재생에너지 PPA 계약을 체결한 구매량의 약 30%에 해당하는 양은 해당 기업에 공급되지 않으므로 결과적으로 한전을 통해 다른 전기사용자에게 공급될 수밖에 없고, 이 과정에서 재생에너지 전력 판매로 인한 이익은 한전에게 귀속되는 구조가 발생하는 것이다.

> 제6조(목적물 및 단가) ① 전기사용자는 발전사업자가 생산하는 전체 발전량을 구매하여야 한다.
> ② 제1항에 대한 단가는 발전사업자와 전기사용자와 합의하여 [별지 제1호서식]에 기재한다.

표 4. 제3자 PPA 지침 중 전력 구매 방식

19. 산업통상자원부, 「신재생에너지 발전전력의 제3자간 전력거래계약에 관한 지침」

즉, 전기사용자 입장에서 구매할 필요가 없는 전력도 의무적으로 구매해야 하는 상황이 발생할 수밖에 없는데 이러한 잉여전력을 어떤 방식으로 처리할 지에 대한 구체적인 방안이 현재 미흡한 상황이다. 지침 제11조에는 발전사업자의 초과발전량 거래에 대한 내용을 규정하고 있지만 해당 내용에는 전기소비자가 파산하는 경우 등 전기사용자가 PPA 계약에 따른 대금지급 의무를 이행하는 것이 불가능한 경우를 제외하고 이러한 잉여전력을 발전사업자가 별도로 전력시장에서 거래할 수 있도록 허용하는 규정이 존재하지 않는다. 잉여전력에 따른 판매 이익이 자동적으로 한전에 귀속되는 현재 방식으로는 제도 활성화가 어려울 수밖에 없다. 따라서 반드시 초과 발전량을 전력시장에서 거래할 수 있도록 지침 개정이 필요한 상황이다.

> 제11조(발전사업자의 초과발전량 거래) 제6조 제1항에도 불구하고 「채무자 회생 및 파산에 관한 법률」에 의한 파산선고 등 전기사용자가 통제할 수 없는 사유로 전기사용자가 발전사업자가 생산하는 전체 발전량을 모두 구매하지 못하는 경우, 발전사업자는 전기사용자가 구매하고 남은 발전량에 대해 전력시장에서 거래할 수 있으며, 이에 대한 절차, 방법 등은 「전략시장운영규칙」에 따른다.

표 5. 제3자 PPA 지침 중 초과발전량 거래 내용

(2) 전량구매 의무로 인한 PPA 계약 체결의 제약성

두 번째로는 지침 제6조에 따라 전기사용자가 발전사업자가 생산하는 전체 발전량을 구매해야 하므로, 하나의 발전소에서 여러 전기사용자와 PPA를 체결할 수 없다는 이슈가 존재한다. 특히 통신 기지국, 대형마트 등 소규모 사업장 단위로 전력을 사용하는 통신사업자나 유통사업자와 같은 경우, 전국 단위 소비량은 매우 크지만 개별 사업장 단위의 소비량이 작아 적절한 규모의 발전사업자를 찾기 어렵고 사실상 PPA를 체결할 수 없는 문제가 발생한다. 또한 대규모 재생에너지 발전사업자는 발전소 규모가 커서 단일 사업장이 재생에너지 발전량을 모두 소진하기도 어려운 측면이 있다. 결국 한전이 제3자 PPA를 중개하면서 거래 방식을 매우 제한적인 방식으로 규정하고 있기 때문에 발생하는 문제에 해당한다. 생산된 제품을 어느 소비자에게 얼마나 판매할지는 전적으로 거래 당사자간의 문제인데, 이를 한전 같은 유통 중개인이 제약하는 문제가 있으므로, 이에 대한 지침 개정이 반드시 진행되어야 한다.

(3) 부족발전량 페널티 규정의 모호성

세 번째 이슈는 지침 제10조에 따른 전기사용량의 부족발전량 거래 규정이다. 현행 지침에 따르면, 전기사용자가 재생에너지 발전사업자로부터 전력을 공급받고도 전력이 부족한 경우 한전이 전기소비자에게 부족한 전력을 직접 공급하도록 규정하고 있다.

문제는 지침 제10조 제2항에 따라 한전이 재생에너지 발전사업자가 고의 또는 중대한 과실이 있다고 판단할 경우 등에 대해 재생에너지 발전사업자를 대상으로 도매가격인 계통한계가격(SMP : System Marginal Price)과 경부하

시간대 전력량 요금과의 차액에 1.3배에 달하는 페널티를 부과할 수 있다는 점이다.

법적인 측면에서 해당 규정은 여러 문제의 소지를 내포하고 있는데, 우선 지침 제9조 제2항 제1호에서 규정하고 있는 '발전사업자가 전기설비를 개조, 변조, 훼손 및 조작하여 부정하게 전력을 거래한 경우' 이외에는 재생에너지 발전사업자가 고의 및 중대한 과실에 해당하는 경우를 사전적으로 예측하기 어렵다는 점이다. 또한 고의 및 중대한 과실 여부에 대한 명확한 기준이 제시되어 있지 않기 때문에 전적으로 한전의 판단 및 해석에 따라 부당하게 확장될 위험도 존재한다. 이러한 요소들은 모두 재생에너지 발전사업자 입장에서 리스크 요인이 되므로 제3자 PPA 참여를 꺼리게 되는 주요 요인이 된다.

또한, 전기소비자는 이미 기본요금을 한전에 지급함으로써 부족발전량을 언제든 공급받기 위한 비용을 지불하고 있다는 점을 고려할 때 한전이 재생에너지 발전 사업자에게 페널티를 부과하는 것이 적절한지 판단이 필요하다. 물론, 전력수급을 담당하는 한전이 발전사업자에게 페널티를 부과함으로써 재생에너지 발전사업자가 고의로 발전을 하지 않는 것을 사전에 방지하기 위한 목적이 일부 있을 수 있으나, 재생에너지 발전사업자가 전력을 공급하지 않을 경우 당장의 매출 손실이 발생한다는 점에서 과도한 페널티 규정에 해당한다고 볼 수 있다.

제10조(전기사용자의 부족발전량 거래) ① 전기사용자가 제6조 제1항에 따라 발전사업자로부터 전력을 공급받고도 전기사용자의 수요를 충당하는 데 부족하여 발전량이 추가로 필요한 경우, 이는 「전기사업법」 제31조에 따라 전기판매사업자가 전력시장에서 대신 구매하여 전기사용자에게 공급한 것으로 본다.
② 전기판매사업자는 제1항의 경우 중 제9조 제2항 제1호 따른 사유 등 발전사업자의 고의 또는 중대한 과실로 인해 공급하지 못한 전력량에 대하여 해당 시간대 계통한계가격과 약관에 따른 전기사용자의 경부하 시간대에 적용하는 전력량 요금과의 차액에 100분의 130을 곱한 금액을 발전사업자에게 부과한다.
③ 제1항의 경우 전기판매사업자과 대신 구매하여 전기사용자에게 공급한 전력에 대해서는 전기판매사업자의 약관에 따른 요금을 적용한다.
④ 전기사용자는 제1항에 따라 발전사업자가 전력을 부족하게 공급하여 「신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 규정」에 따른 재생에너지 사용 확인 등과 관련된 손해가 발생하는 경우 발전사업자에게 그 손해의 배상을 청구할 수 있다.

표6. 제3자 PPA 지침 중 부족발전량 거래 내용

(4) 표준계약서 상의 일방적인 재생에너지 송수전 제한

또한, 위 지침에 따라 한전이 제3자 PPA 계약을 체결하고자 하는 발전사업자에게 제시하고 있는 표준계약서 상의 문제도 있다. 표준계약서 제21조에 따르면 한전이 출력제어를 포함하여 재생에너지 전력의 송수전을 일방적으로 중지 또는 제한할 수 있도록 규정하고 있는데, 이러한 내용은 명백하게 재생에너지 발전사업자의 권리를 침해할 수 있는 소지가 존재한다.

특히, 표준계약서 제21조의 6호부터 9호에 해당하는 내용들은 재생에너지 발전사업자의 귀책 사유가 아닌 전력 수급을 담당하는 한전의 귀책 사유에 해당함에도 불구하고, 이러한 경우에도 재생에너지 발전사업자에 대한 실질적인 보상 방안은 전무하다. 전력 계통 운영 차원에서 불가피하게 재생에너지에 대한 송전 및 수전을 제한할 사유가 발생하는 경우라도 한전은 재생에너지 발전사업자의 권리가 침해되지 않도록 유통사업자의 관점에서 최대한 보장할 필요가 있다. 그러나 현재 표준계약서는 그러한 내용이 전혀 포함되어 있지 않다. 결국 이러한 내용은 재생에너지 전력의 유통 및 거래를 중개하는 판매사업자로서의 책임을 지지 않는 것이며, 해당 책임을 제3자 PPA 제도에 참여하는 발전사업자에게 모두 전가하는 것과 다름없다.

제21조(전력수급의 중지 등) 한전은 다음 각 호에 해당할 경우에는 전력공급자의 전력 송·수전을 중지 또는 제한할 수 있으며(신재생발전기 출력제어 포함), 이 경우 한전은 그 내용을 전력공급자에게 미리 통지한다. 다만, 긴급하거나 부득이한 경우에는 중지 또는 제한 후에 통지할 수 있다.
1. 전기설비를 개조, 변조, 훼손 및 조작(趙作)하여 부정하게 전기를 수급하는 경우
2. 고의 또는 중대한 과실로 한전의 전기공급을 저해하거나 저해할 우려가 있는 경우
3. 제9조(피해방지장치 등의 설치)의 규정에 의한 조정장치나 피해방지장치를 설치하지 않은 경우
4. 한전 직원의 출입을 정당한 이유없이 거절한 경우
5. 법령에 의하여 산업통상자원부장관 또는 기타 행정기관의 장이 요청하는 경우
6. 전기의 수급조절로 인해 부득이한 경우
7. 한전의 전기설비에 고장이 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우
8. 한전의 전기설비에 대한 수리, 변경 등의 공사로 인해 부득이한 경우
9. 전압 및 주파수에 심한 불균형이나 변동이 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우

표 7. 제3자 PPA 표준계약서 상의 재생에너지 송수전 제한 내용

(5) 한전에게 유리한 손해배상 면책 규정

마지막으로 제3자 PPA 표준계약서 상의 손해배상 면책 조항과 법령 위반 시의 책임 조항에 있어서도 일방적으로 한전에게 유리하게 규정되어 있는 내용도 개선이 반드시 필요하다. 현재 표준계약서에 따르면 발전사업자 및 전기사용자와의 계약에 있어 한전은 손해배상 책임에서 광범위하게 면제되고 발전사업자 또는 전기사용자가 법령 위반과 관련된 분쟁에 있어 모든 민형사상의 책임을 지도록 되어 있다. 이는 재생에너지 유통 및 판매를 담당하고 있는 한전의 책임을 전혀 고려하지 않은 것으로 정부의 공공 조달 계약에 있어서도 불합리한 계약 관행을 개선해나가고 있는 현재 트렌드를 고려할 때 향후 반드시 개선이 필요하다.

제26조(손해배상의 면책) 한전은 다음 각 호에 해당하는 사유로 고객이 받은 손해에 대해서는 배상책임을 지지 않는다.
1. 고객과 전력공급자 간 합의에 의해 제3자간 전력거래계약을 해지한 경우
2. 한전의 고의 또는 중대한 과실이 아닌 사유로 전력 송·수전이 이루어지지 않는 경우
3. 한전의 책임이 아닌 원인으로 누전 또는 기타 사고가 발생한 경우
4. 전력공급자의 귀책사유로 제3자간 전력거래가 제한 또는 중지되는 경우

제27조(법령 위반시의 책임) 고객은 본 계약과 관련하여 「전기사업법」, 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 등 관련 법령을 위반한 경우, 이로 인해 발생한 분쟁에 대하여 모든 민·형사상의 책임을 진다.

표 8. 제3자 PPA 표준계약서 상의 손해배상 면책 규정

Ⅲ. 요약 및 결론

파리협정 이행 및 탄소중립 달성을 위해 RE100 이니셔티브에 참여하는 글로벌 기업이 증가하고 있다. 이는 갈수록 증가하는 탄소규제 압력 뿐만 아니라 빠르게 하락하는 재생에너지 발전단가, 안정적인 전력 공급을 통해 비용효과적으로 규제를 이행하고자 하는 기업의 니즈에 기인한다.

RE100 참여를 요구하는 글로벌 압력에 대응하기 위해 국내에서도 한국형 RE100 제도를 신설하여 현재 제도를 운영하고 있으나, 근본적으로 낙후된 전력시장 구조, 낮은 온실가스 규제 수준, 환경 비용이 제대로 반영되지 않는 도매시장 등의 구조적 요인으로 인해 현재 참여가 저조한 상황이다.

특히, 재생에너지 확대라는 RE100 제도의 취지를 고려할 때, 녹색프리미엄이나 REC 구매보다는 실질적으로 재생에너지 확산에 직접 기여할 수 있는 PPA 제도가 활성화되는 것이 바람직하지만 현재 제3자 PPA에 참여하는 기업은 없는 상황이다.

제3자 PPA 제도가 실질적으로 활성화되기 어려운 이유는 (1) 망이용료 등 높은 부대비용과 (2) 관련 지침 및 표준계약서 상에 따른 여러 제약요건 때문이다. 특히 망이용료의 경우, 중복 부과에 해당하는 망이용료 기본요금이 포함되어 있고 사용요금과 기타 부대비용들에 대한 투명한 정보공개가 이루어지고 있지 않은 문제점들이 존재한다. 정부가 기업들로 하여금 제3자 PPA 참여를 활성화시키기 위해서는 중장기적으로 망이용료를 포함한 부대비용이 안정적이고 합리적인 수준에서 부과된다는 신호를 제공해야 하지만, 현실은 그렇지 않다.

제3자 PPA 지침 및 표준계약서 곳곳에 포함되어 있는 여러 제약사항들도 반드시 해결되어야 한다. 한전이 중개하는 현재의 계약 구조는 발전사업자와 소비자의 자유로운 계약을 침해할 뿐만 아니라, 실질적으로 PPA 이행에 있어서 여러 리스크 요인으로 작동하고 있다. 향후 시행될 예정인 직접 PPA의 지침과 가이드라인, 표준계약서에는 이러한 불합리한 내용들이 모두 반영되어야 할 필요성이 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.