

국내 기업 재생에너지 PPA 제도 현황과 과제

연구 보고서 2024년 3월

저자: 박현곤, 부경대학교 | 이시영, 한국공학대학교



개요

이 보고서는 한국의 기업 RE100 목표 달성을 위한 재생에너지 전력구매계약 (재생에너지 PPA) 구조를 개혁하기 위한 종합적인 접근을 다루고 있다. 국제 표준과 관행에 부합하는 방식을 채택함으로써 기업 재생에너지 조달을 촉진할 뿐 아니라, 재생에너지 사용을 통한 지속적이고 장기적인 성장을 위한 환경을 조성하는 데 도움이 될 것으로 본다.

제안된 방안은 규제 조정, 시장 재편, 지원 정책 도입을 통해 재생에너지 부문에서 기업들의 보다 적극적이고 유익한 참여를 촉진하는 것을 목표로 한다.

보고서는 구체적으로 한국의 RE100 전력구매계약 (PPA) 제도를 자세히 살펴보고, 2021년 1월 도입된 기업 재생에너지 조달제도 (한국형 RE100) 중 PPA 제도를 통해 광범위한 재생에너지 조달을 방해하는 여러 문제점을 분석한다. 전 세계 많은 지역에서 기업이 기존 전력 시장을 우회하여 재생에너지 생산자로부터 직접 전력을 구매할 수 있는 PPA를 통해 이를 촉진하고 있다. 이를 통해 기업은 비용을 절감하고 에너지 가격의 안정성을 높이는 동시에 재생에너지 인프라 개발을 지원할 수 있다. 그러나 한국의 PPA 제도는 주로 규제, 금융, 시장 구조 문제에서 비롯된 고유한 문제에 직면해 있다. 보고서는 높은 부대 비용, 중복되는 망 사용료, 불투명한 가격 정책이라는 세 가지 주요 장애물을 분한다. 이러한 문제들은 복합적으로 작용하여 재생에너지 솔루션 도입에 관심 있는 기업들에게 복잡하고 매력적이지 않은 환경을 조성한다.

그리고 재생에너지 PPA 제도 도입의 큰 장벽으로 국내 전력시장구조를 분석한다. 북미와 유럽에서는 경쟁적이고 역동적인 PPA 시장이 활성화되어 있어 자유화된 에너지 시장이 존재한다. 반면, 한국의 에너지 시장은 한국전력공사 (KEPCO) 가 독점적인

망 및 판매 사업자로 존재함으로써 시장 내 유연성과 혁신을 제한한다. 이러한 독점적 구조는 재생에너지 공급자가 안정적이고 비용 효율적인 에너지 공급을 제공하기 어렵게 만들어 재생에너지 시장을 덜 우호적인 환경으로 만든다. 이는 PPA를 통해 재생에너지로의 전환을 고려하는 기업에게 매우 중요한 문제다. 보고서는 한국의 재생에너지 정책을 성공적인 국제 관행에 맞추기 위한 시장 개혁을 제안한다. 여기에는 보다 경쟁적인 시장을 조성하는 규제 조정, 불필요한 비용을 줄이기 위한 구조적 개혁, 재생에너지 조달에 있어 기업에게 더 매력적이고 경제적으로 실행 가능한 인센티브가 포함된다.

또한, 해외 사례를 통해 재생ener지를 지원하는 정책 인센티브의 효과를 살펴본다. 역동적인 PPA 시장을 가진 국가에서는 세금 감면, 보조금, 가격 보장 등의 인센티브를 제공하여 기업의 참여를 장려한다. 이러한 인센티브는 재생에너지에 대한 재정적 사례를 더욱 설득력 있게 만들 뿐만 아니라 기업이 장기적인 계획과 투자를 위한 핵심 고려 사항인 안정적이고 예측 가능한 에너지 가격을 확보할 수 있도록 보장한다.



Contents

01	국내 재생에너지 PPA 제도의 현황 및 문제점 파악	06
1.1	이전 연구 및 해당 연구 목적 검토	07
1.2	국내 재생에너지 PPA 제도 현황	08
	전력시장 구조와 PPA 계약 형태	09
	제3자 PPA 개요	11
	직접 PPA 개요	12
	국내 도매전력시장 내 PPA와 보완공급	13
1.3	RE100 수요기업의 보완공급 직접 조달 시 제도적 문제점	14
	전력량 정산금 분배 측면에서 불합리성	14
	용량가격 정산금 산정 측면에서 불합리성	16
	부가정산금 산정 측면에서 불합리성	19
1.4	국내 전력시장 및 전기요금 결정의 구조적 문제 분석	20
	현행 직접 PPA 제도의 시장구조적 문제	20
	전기요금 결정의 구조적 문제	22



02	해외 재생에너지 PPA 제도와의 비교 분석	24
2.1	재생에너지 사업자의 도매전력시장 참여방식 분석	25
2.2	해외 주요 시장의 재생에너지 PPA 제도 확대를 위한 지원제도	28
	미국	29
	멕시코	32
	인도	34
	대만	36
	한국과 비교	39
03	정책 제언 및 세부 조항 개선 방향	40
3.1	전력거래소의 국내 도매전력시장제도 개편 계획 정리	41
3.2	국내 재생에너지 PPA 제도의 단기적 개선안 제시	43
	직접구매제도 통한 보완공급 시 단가산정 개선안	43
3.3	재생에너지 PPA 제도 실효성 확보 위한 도매전력시장제도 개편 방향 제시	46
	직접 PPA 관련 시장구조적 문제 개선방향	46
	국내 전력시장의 장기적 개선방향	49



01

국내 재생에너지 PPA 제도의 현황 및 문제점 파악

1.1 이전 연구 및 해당 연구 목적 검토

2021년 1월 재생에너지 확대를 목적으로 하는 “한국형 RE100 (K-RE100)” 제도가 도입된 이후로 RE100 활성화와 관련된 다양한 연구가 수행되었다. (기후솔루션, 2021)¹에서는 제3자 PPA 제도의 활성화가 어려운 주요 원인으로 높은 부대비용과 망이용료의 중복 부과, 불투명한 요금 정책 등을 지적하였으며, 정부의 장기적인 부대비용 안정화 노력이 필요하고 분석하였다. (전력거래소, 2022)²에서도 유사한 주제를 다루었는데, 주로 전력시장운영 규칙에 존재하는 정산식을 분석하여 문제점을 지적하고 개선방안을 제시하였다. (기후솔루션, 2022)³에서는 PPA 제도를 포함하여 RE100 이행수단 모두를 살펴보고 기업들이 각 이행수단을 선택하는 데 있어 걸림돌이 되고 있는 주요 이슈에 대해 분석하였다. 동시에 접근성, 재생에너지 추가성, 비용 효율성, 투명성, 전력시장 구조와 거버넌스 측면에서 개선 방향을 제시하였다. (기업재생에너지재단, 2022)⁴에서는 PPA 개념과 글로벌 PPA 현황, 국내 PPA 제도의 문제점, 국내 전력시장과 전기요금 구조, 송배전

이용요금, PPA 제도 개선 정책제안 등을 전반적으로 다루었다. 선행연구에서 다른 연구내용은 본 보고서와 아래와 같은 면에서 구체적인 차이점이 있다.

본 보고서에서는 먼저 북미와 유럽의 전력시장 구조의 차이점을 설명하고 이를 바탕으로 일반적인 PPA 개념에 대하여 설명한다. 일반적인 PPA와 다른 분류기준의 국내 재생에너지 PPA 제도를 살펴보고, 국내 전력시장 및 전기요금 결정 구조의 문제점을 분석한다. 동시에 재생에너지 확대를 위해 해외에서 시행 중인 재생에너지 PPA 인센티브 정책 사례를 분석한다. 기존 연구에서 다른 망 요금 할인 또는 면제 내용 분석 이외에 에너지 बैं킹 모델 등의 새로운 제도를 소개한다. 마지막으로 기존 연구에서 다루었던 국내 PPA 제도의 문제점 중 여전히 개선되고 있지 않은 부분에 대한 내용을 다루고, 이를 바탕으로 직접 PPA 관련 시장구조적 문제 개선방향과 국내 전력시장의 장기적 개선방향을 제시하고자 한다.

1 기후솔루션, 좌초되는 RE100 제도, 높은 망이용료와 불합리한 제3자 PPA 지침을 중심으로, 2021.12
2 전력거래소, 재생에너지 확대를 위한 PPA 구매자의 전력거래 기준 및 정산체계 연구, 2022.02
3 기후솔루션, 한국형 RE100 제도 개선을 통한 기업의 재생에너지 사용 확대, 2022.06
4 기업재생에너지재단, PPA 제도 개선을 위한 연구 및 정책제안 프로젝트, 2022.08

1.2 국내 재생에너지 PPA 제도 현황

국제적으로 RE100 이행 수단 중 다양한 형태의 계약이 가능하며 안정적 가격으로 장기 공급을 보장하는 PPA가 재생에너지 조달 방법으로 점점 더 많이 활용되고 있다. 이러한 배경 하에, 국내에서도 2020년 7월 재생에너지 직접거래를 가능하게 하는 전기사업법 개정안이 발의되었다. 이 개정안은 재생에너지 전기공급사업자가 전력시장을 거치지 않고 직접 전기소비자에게 전력을 공급할 수 있도록 하는 내용을 담고 있다. 한편, 대부분의 해외 전력시장에서 PPA 계약 체결 형태는 해당 시장이 강제 풀 (Gross pool) 인지, 아니면 선택적 풀 (Net pool) 인지에 따라 물리적 혹은 가상 PPA로 구분되는데, 이는 재생에너지 조달 방식의 다양성과 유연성을 더욱 키우는 요소로 작용한다.

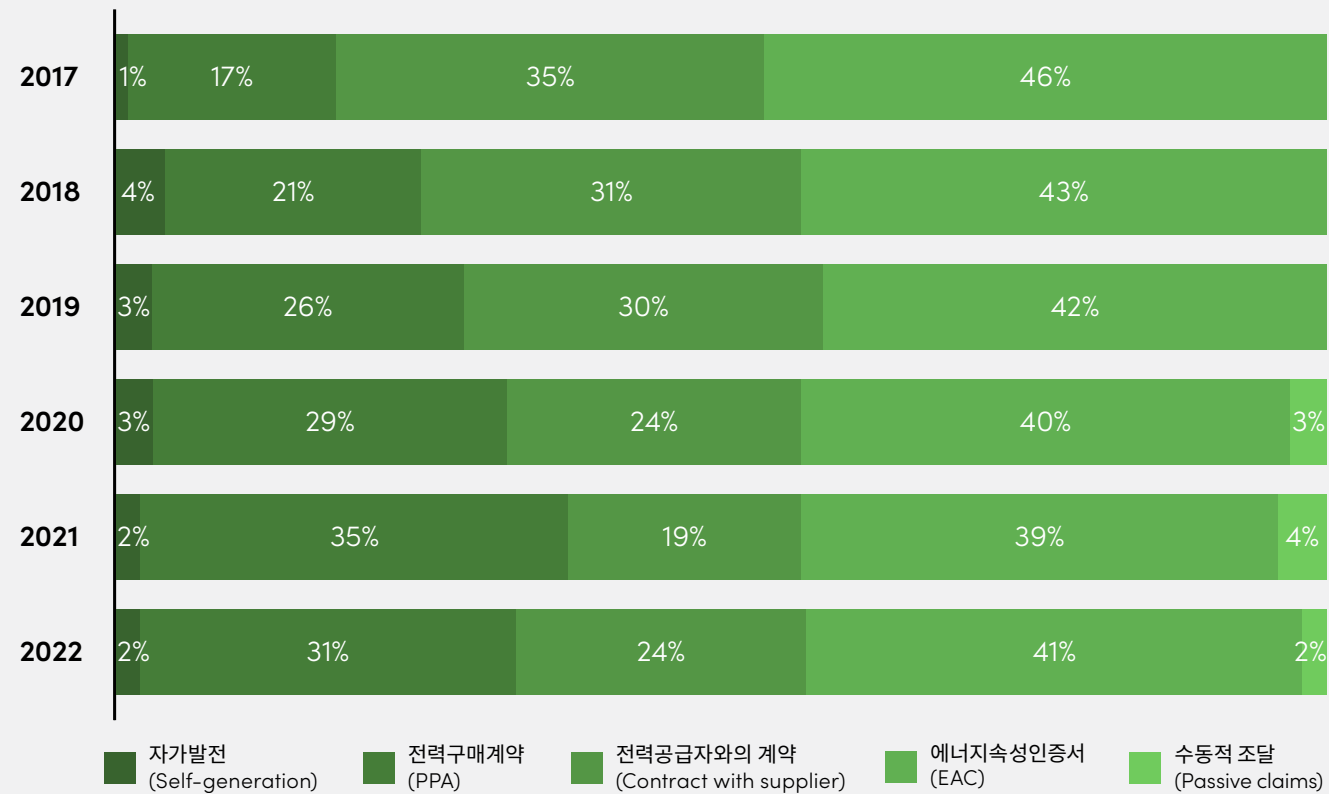


그림 1 2017-2022년 RE100 참여기업 재생에너지 조달 수단 (출처: RE100 2023 Annual Disclosure Report)



전력시장 구조와 PPA 계약 형태

북미 지역을 중심으로 운영 중인 강제 풀 형태의 전력시장에서는 모든 발전자원이 시장에 전력을 입찰해야 한다. 여기서 발전사들은 시장 가격에 따라 전력을 판매하고, 가격 변동 위험을 관리하기 위해 Virtual PPA (VPPA) 를 체결할 수 있다. Virtual PPA 는 실제 전력의 물리적인 거래가 아니라, 발전사와

구매자 사이의 재정적 계약이다. 이 계약을 통해 발전사는 특정 가격으로 전력을 판매할 수 있는 안정성을 확보하고, 구매자는 장기적으로 안정된 가격으로 전력을 구매할 수 있는 혜택을 얻는다. 가격 차이는 금융적으로 정산되므로, 실제 전력의 물리적인 흐름은 계약과 무관하다. 다음 시나리오로 예를 들어 보자.

1. A 와 B은 10kWh를 100원/kWh의 가격으로 거래하기로 계약
2. 정규 풀 시장의 가격은 150원/kWh로 결정되었고, A는 그 결과 11kWh를 발전하고, B은 12kWh를 사용하였음.
3. 그 결과 A는 시장에서 1650원 (11kWh×150원/kWh) 를 정산 받음.
4. 그 결과 B는 시장에 1800원 (12kWh×150원/kWh) 를 지불함.
5. ③&④의 정산 및 지불은 상호계약과는 상관없이 강제적인 정규 풀 시장에서 이뤄짐.
6. A와 B은 “10kWh를 100원/kWh의 가격으로 거래” 라는 계약을 위해, 시장가격과 상호계약가격 사이의 차액만큼을 서로 주고받음.
7. 이 경우 시장 가격이 150원/kWh로 상호 계약가격인 100원/kWh보다 50원 상승하였기 때문에, A는 계약보다 비싸게 전력을 판매하였고 B은 계약보다 비싸게 전력을 구매하였음.
8. 따라서, 정규 시장에서의 정산 이후 A는 B에게 500원 (10kWh×[150원/kWh-100원/kWh])을 지급.

유럽 지역을 중심으로 운영 중인 선택적 풀 형태의 전력시장에서는 PPA를 체결한 발전자원은 시장에 참여하지 않고, 직접적으로 PPA 계약 상대방에게 전력을 공급한다. 이 경우 Physical PPA가 체결된다. Physical PPA는 발전사와 구매자 사이에 실제 전력의 물리적인 거래가 이루어지는 계약이다. 발전사는 계약을 통해 전력을 직접 구매자에게 공급하고, 구매자는 장기적으로 안정된 가격과 공급을 보장받는다. 다음 시나리오로 예를 들어 보자.

1. A와 B는 10kWh를 100원/kWh의 가격으로 거래하기로 계약.

2. 정규 풀 시장의 가격은 150원/kWh로 결정되었고, A는 그 결과 1kWh를 추가 (총 11kWh) 발전하고, B는 2kWh를 추가 (총 12kWh) 사용하였음.

3. 그 결과 A는 시장에서 150원 (1kWh×150원/kWh)를 정산 받음.
4. 그 결과 B는 시장에 300원 (2kWh×150원/kWh)를 지불함.

5. A는 B에게 “10kWh를 100원/kWh의 가격으로 거래”라는 상호계약 그대로 1000 원 (10kWh×100원/kWh)을 지불함.

6. A와 B가 주고받는 금액은 시장상황의 변화와 아무런 상관이 없음.



그러나, 국내 전력계통은 한전에서 독점하여 판매하는 구조로 미국, 유럽 등의 전력시장과는 다소 다른 양상을 보이고 있다. 이에 따라, 도매전력시장이 강제 풀 시장인지 혹은 선택적 풀 시장인지에 따라 물리적 혹은 가상 PPA로 구분하는 해외와는 조금 다른 분류기준으로 PPA를 분류하고 있다. 현재 국내에서는 한전이 PPA 계약 당사자 사이에 직접적으로 관여하고 있는 경우를 제3자 PPA, 상대적으로 간접적으로 관여하고 있는 경우를 직접 PPA로 구분한다고 볼 수 있다. 이는 국내의 경우 한전이 유일한 판매사업자이면서 동시에 유일한 송배전망 사업자이기 때문에, 시장 외에서 벌어지는 사적 전력거래에 있어서도 한전을 완전히 배제한다는 것이 불가능하기 때문이다.

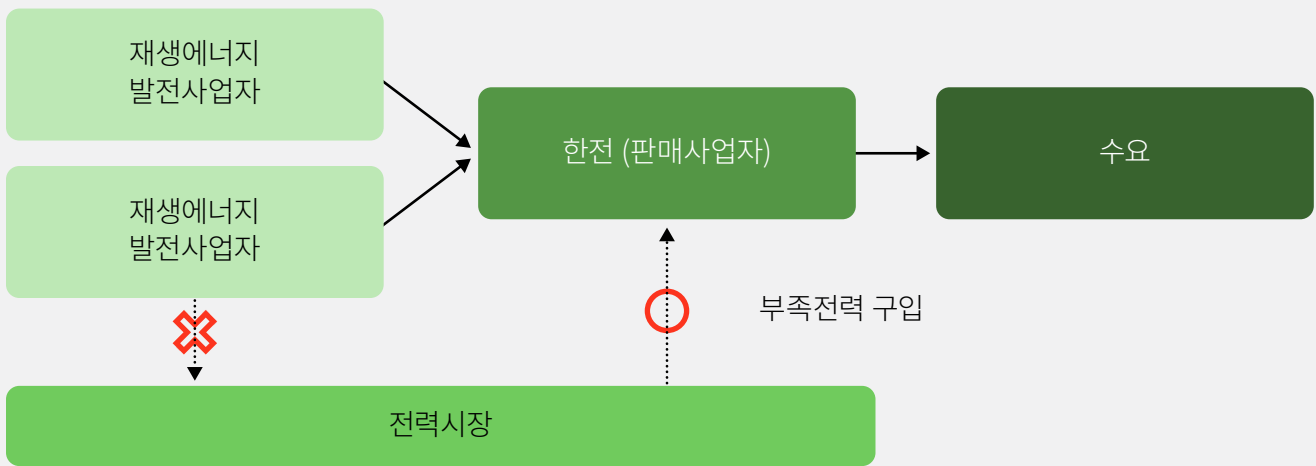


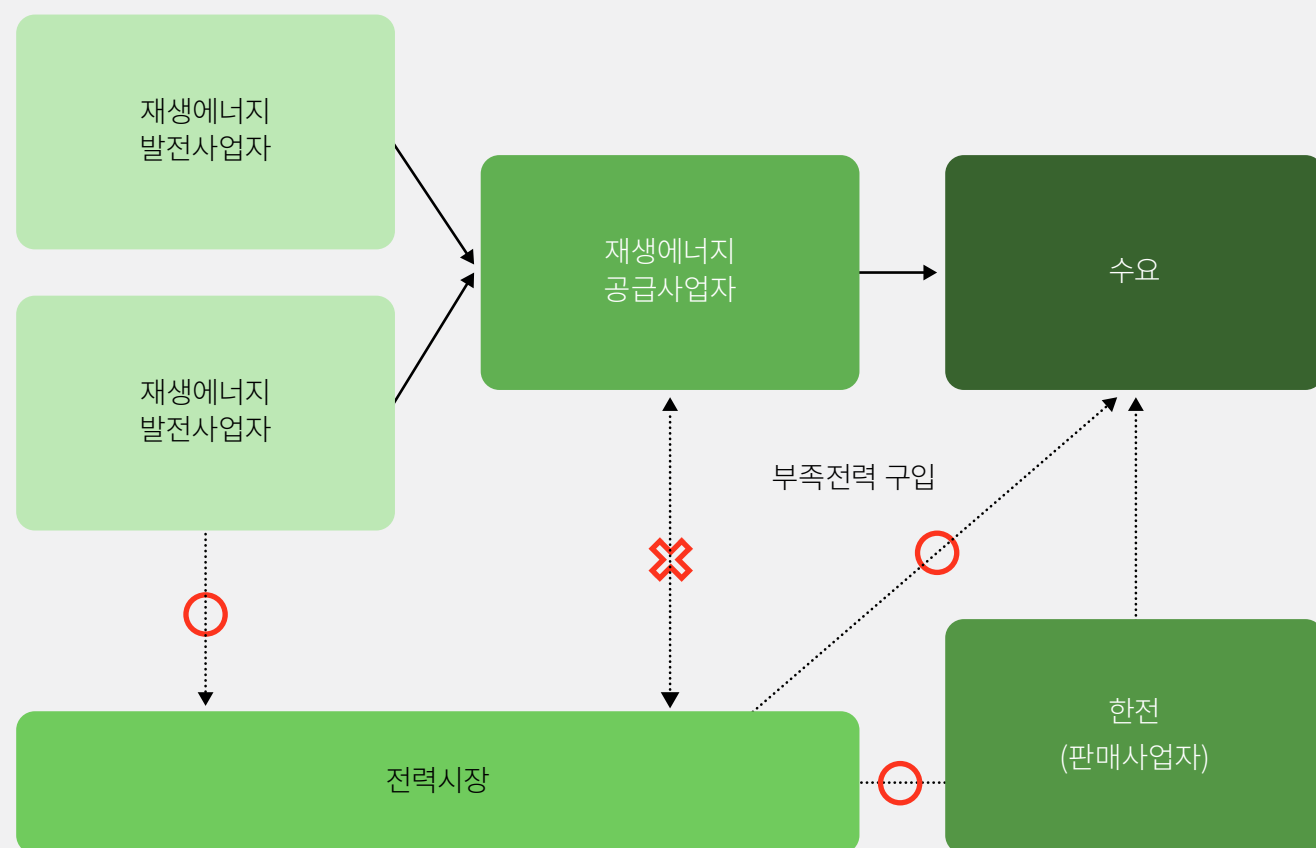
그림 2 제3자 PPA 구조

제3자 PPA 개요

그림 2와 같이 국내 전력계통의 특성상 재생에너지 발전량보다 수요가 높은 시점에 필요한 보완공급을 PPA의 제 3자인 한전이 하게 되는 구조이다. 한전을 중개로 재생에너지 발전사업자와 전기소비자 간 전력거래계약, PPA를 체결한다. 이와 관련하여 산업통상자원부는 2021년 6월 21일 신·재생 에너지 발전전력의 제3자간 전력거래 방법을 규정한 “신·재생 에너지 발전전력의 제3자간 전력거래계약에 관한 지침” (이하 “본 고시”)을 고시하였다. 본 고시는 2021년 1월 12일 개정된 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제3호에 대한 후속 입법으로, 제3자간 전력거래의 대상, 제3자간 전력거래계약의 절차, 요금의 산정 및 지급에 관한 내용을 규정하고 있으며 2021년 6월 21일부터 시행되고 있다. 전기사업법 시행령 개정을 통해

1MW 초과 신재생에너지 발전설비의 경우, 발전사업자와 전기사용자 사이 제3자간 전력거래계약 체결 합의 후, 발전사업자가 생산한 전력을 한전에 공급하고 한국전력이 이를 전기사용자에게 공급하는 제3자간 전력거래의 방식으로 전력거래를 할 수 있게 되었다. 2023년 8월 28일 제3자 PPA 고시가 일부 개정되면서 제3자 PPA 제도를 이용할 수 있는 전기사용자의 기준이 300kW 이상의 일반용전력(을) 또는 산업용전력(을) 고압 고객으로 변경되었다. 제3자 PPA 계약 단가는 일반적으로 SMP (System Marginal Price, 계통한계가격)⁵+ REC (Renewable Energy Certificate) 가격 수준으로 형성될 것으로 예상되며, 추가로 망 사용료, 부가정산금, 전력기반기금 등을 포함되게 될 것이다.

5 SMP (System Marginal Price), 즉 계통한계가격이란 발전 회사가 한국전력에 전력을 판매하는 가격을 나타낸다. 우리나라의 전력시장 구조상 한국전력이 전력거래소를 통해 발전소에서 생산된 전력을 구매하고 소비자에게 공급하는데, 이때 한전이 발전회사들에게 1kWh (킬로와트시) 당 구매하는 전력가격을 SMP (계통한계가격) 라고 말하며, 이는 전력도매가격이라고도 불린다.



직접 PPA 개요

국내의 직접 PPA는 제3자 PPA와 달리
재생에너지공급사업자가 추가되어 한전을 우회할
수 있게 된 구조를 갖는다. 2021년 10월 21일부터
재생에너지를 이용하여 생산된 전기를
전기사용자가 직접 구매할 수 있는 직접 PPA
제도가 시행되었다. 전기사업법령 개정을 통하여
재생에너지 전기공급사업 등록을 한 재생에너지
전기공급사업자는 전력시장을 거치지 않고
전기사용자에게 직접 전력판매를 하는 것이
가능해졌다. 여기서 재생에너지 전기공급사업이란
재생에너지를 이용하여 생산한 전기를
전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로

하는 사업을 말한다. 국내 전기사업법에서 판매사업자는 대통령령으로 정하는 바에 따라 산업통상자원부 장관의 인가를 받아야 한다. 사실상 한전만 판매사업자로 인정하므로 직접 PPA로 인한 전기 판매를 하는 사업자를 판매사업자가 아닌 재생에너지공급사업자로 등록하여 전기의 판매개방을 우회한 것으로 보인다. 이로 인하여 **그림 3**과 같이 재생에너지공급사업자는 전력시장에 직접 참여할 수 있는 법적 지위가 없기 때문에, 보완공급을 PPA 수요기업에 제공할 수 없다. 따라서, 수요기업은 보완공급을 제3자 PPA와 같이 한전으로부터 공급받거나 직접구매제도를 활용하여 전력시장에서 전력을 직접 구매해야 한다.

국내 도매전력시장 내 PPA와 보완공급

앞서 PPA에 대한 개략적 설명 과정에서 보완공급에 대해서도 간단히 설명하였다. 보완공급이란 공급자가 생산한 전력이 부족한 경우 그 전력을 공급하는 것을 말한다. 즉, RE100 PPA에 참여하는 재생에너지원이 수요기업의 부하보다 전력을 적게 생산하게 되면, 전력시장을 통하여 수요기업으로 전력을 공급하는 것을 보완공급이라고 한다. 일반적으로 이러한 불균형 (imbalance)은 계통운영 측면에서 비용 요소로 작용하게 된다. 대부분의 해외 전력시장에서 체결된 PPA의 보완공급 사례를 살펴보면, 재생에너지 발전사업자/PPA공급주체 (국내의 재생에너지공급사업자)/수요기업 모두 시장참여가 가능하기 때문에 PPA 계약에 따라 에너지 및 밸런싱 시장에서 보완공급을 자유롭게 처리하는 것을 확인할 수 있다. 그리고 대부분의 경우 수요기업은 보완공급을 위한 도매전력시장 참여와 같은 RE100으로의 전환과정에서 추가되는 번거로움을 최소화하고자 하기 때문에, PPA 공급주체가 보완공급의 주체가 되는 것이 일반적이다.

하지만, 국내의 경우 앞서 언급한 것처럼 재생에너지공급사업자는 보완공급을 수행할 법적 지위가 없다. PPA를 체결한 수요기업은 PPA 계약용량 외의 전기수요는 지금과 같이 한국전력에게 공급을 받거나 전력시장을 통해 직접 구매하는 방법밖에 존재하지 않는다. 우선적으로, 한전을 통한 보완공급 방안과 관련하여 한전은 직접 PPA에 참여하는 수요 고객의 보완공급 등을 위한 별도의 전력요금을 2022년 12월 30일 전기위원회에 상정하였다. 하지만, 해당 요금변경안은 기존의 한전 전기요금 대비 기본요금이 약 50% 이상 비싸 RE100 관련 업계의 반발을 사고, 현재 무기한 유예상태로 처리되지 않고 있다.

다음으로 수요기업이 시장에 직접 참여하여
보완공급을 조달하는 직접구매제도는 전력시장
개설에 따라 2003년에 도입되었다. 그러나, 한전의
소매요금 대비 SMP는 상대적으로 높은 수준일 뿐만
아니라 시장가격의 변동성 리스크까지 내포하기
때문에, 지금까지 해당 제도에 참여한 기업이
존재하지 않았다. 현재 시행 중인 직접구매제도는
판매사업자(한국전력공사) 또는 구역 전기사업자와
같은 다른 전력구매자들과는 달리, 직접구매자에
대해 차별적인 정산방식을 적용하고 있다.

이처럼 현재 국내 재생에너지 직접 PPA 구조에서는 재생에너지를 조달하는 측에서, 전력 공급에 필수적인 보완공급을 제공할 수 없다. 이로 인해 수요기업이 시장참여를 직접 해야 하면서도 시장에서 차별적인 정산방식을 적용 받아, 사실상 한전으로부터 전력 공급을 받을 수밖에 없는 상황으로 이어지고 있다. 따라서, 전 세계에서 RE100에 효과적이라고 생각되는 PPA제도가 한국에서는 존재감이 덜 두드러지고 있다. 이와 관련하여, 본 보고서의 1.3절에서는 수요기업이 보완공급을 위해 시장에 직접 참여할 경우 받게 되는 차별적 정산에 대해 다루고, 1.4절에서는 관련 문제들을 야기하는 국내 전력시장 및 전기요금 결정의 구조적 문제 분석하고자 한다.





1.3 RE100 수요기업의 보완공급 직접 조달 시 제도적 문제점

앞 절에서 설명한 바와 같이 현재 국내의 RE100 수요기업이 한전을 통하지 아니하고, 직접 PPA에 참여하기 위한 방법은 직접구매자로서 도매전력시장에 참여하여 보완공급을 조달하는 방법이 있다. 본 절에서는 RE100 수요기업이 이러한 방법을 수행하는데 있어 도매전력시장에서 받게 되는 차별적 정산 규정에 대해 각각 전력량/용량/부가정산금 관점에서 살펴본다.

전력량 정산금 분배 측면에서 불합리성

국내 전력시장규칙에 의하면 도매전력시장에서 전력을 구매하는 시장 참여자는 판매사업자/구역 전기사업자/직접구매자가 존재하며, 전력거래소는 이들로부터 정산금을 수령하여 발전사업자에게 지급한다. 현재 전력시장운영규칙에서 각 전력구매자가 지불하는 정산금은 아래와 같은 순서로 결정된다.

1. SMP 기반 직접구매자 정산금 산출 (그림 4의 (B)에 해당, (B)=SMP 유효구매전력량).
2. 발전사업자에 지불할 총 정산금 산출 (그림 4의 (A)에 해당).
3. 발전사업자 총 정산금에서 직접구매자 정산금 차감액 산출 (그림 4의 (C)에 해당).
4. ③의 (C)를 판매사업자와 구역전기사업자의 유효구매전력량 비율로 분배.

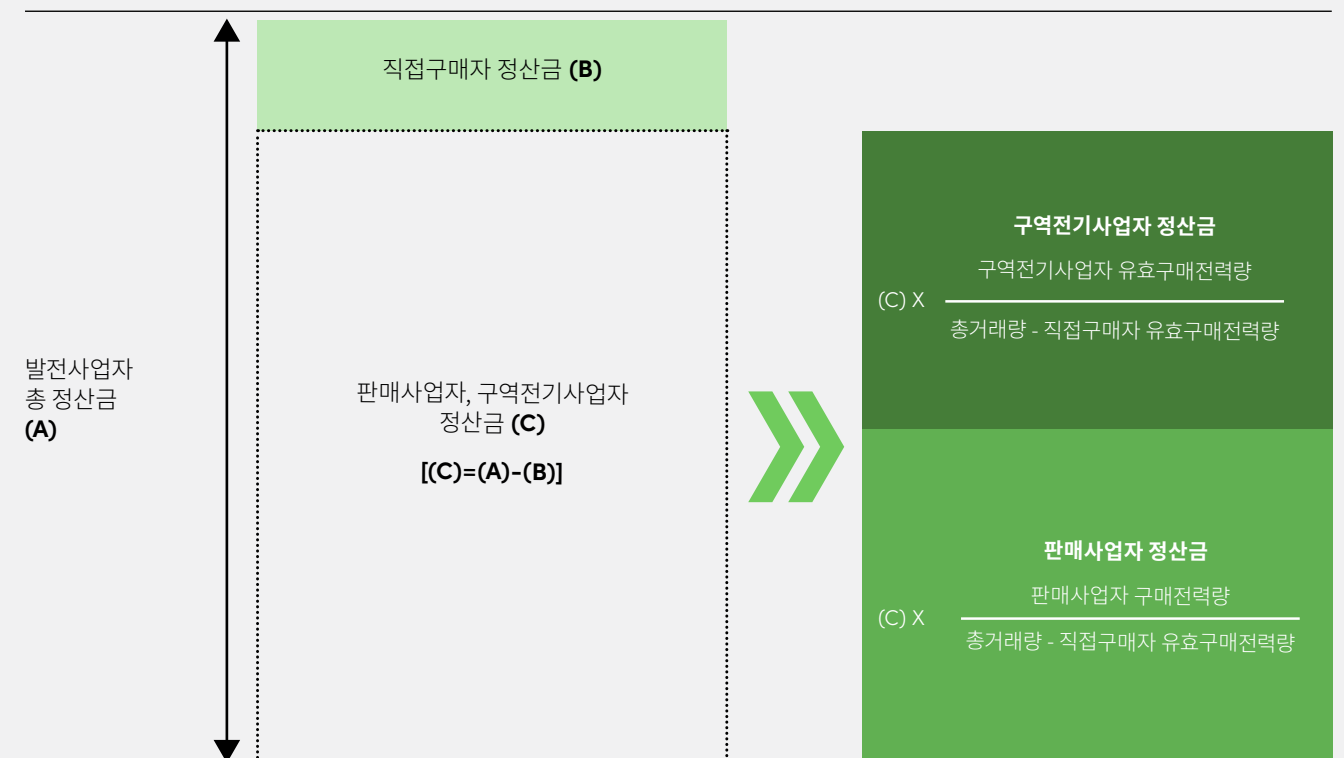


그림 4 전력구매자 정산금 산정 방식 (출처: 전력거래소, 정산규칙 해설서)

이에 따라, 판매사업자와 구역전기사업자는 도매전력시장의 SMP가 아닌 별도의 가격으로 정산을 받고 있는데, 이 가격은 정산조정계수에 대한 발전량 정산금 등을 포함하고 있기 때문에 SMP보다 낮게 형성된다. 최근 10년을 기준으로 판매사업자인 한전과 구역전기사업자가 적용 받은 에너지 정산 단가와 가중평균 SMP를 비교하면 다음 표와 같다.



표 1 에너지 정산단가와 가중평균 SMP 비교

년도	에너지 정산단가 [원/kWh]	가중평균 SMP [원/kWh]	(SMP-단가) 편차 [원/kWh]	(단가/SMP) 비율
2011	60.83	126.63	+65.80	48.04%
2012	69.47	160.83	+91.36	43.19%
2013	66.88	152.1	+85.22	43.97%
2014	69.33	142.26	+72.93	48.74%
2015	64.19	101.76	+37.57	63.08%
2016	62.06	77.06	+15.00	80.54%
2017	66.84	81.77	+14.93	81.74%
2018	76.34	95.16	+18.82	80.23%
2019	74.54	90.74	+16.20	82.15%
2020	63.85	68.87	+5.02	92.71%

이처럼 직접 PPA를 맺은 수요기업은 판매사업자인 한전보다 더 비싼 가격으로 전력을 구입할 수밖에 없는 구조이다. 이러한 구조적 문제로 인한 에너지 정산단가의 차이에 더해 재생에너지 발전사업자는 REC의 수입 또한 PPA 계약에서 보전 받기를 희망할 수밖에 없다. 이러한 결과는 수요기업에 추가적인 부담 요소가 되며, 재생에너지 확대를 위한 직접 PPA 제도가 충분히 활성화되기 어려운 요소로 작용할 수밖에 없다. 이처럼 불합리한 정산단가 기준이 운영되고 있는 것은 국내 전력산업의 구조적인 문제로 이와 관련하여서는 1.4절에서 추가적으로 살펴보겠다.

용량가격 정산금 산정 측면에서 불합리성
국내 전력시장의 경우 북미 PJM, NYISO 등과 마찬가지로 피크시기 현물시장의 가격 급변을 방지하기 위해, 발전기 건설의 고정비에 대한 보상은 용량가격 (CP) 제도를 운영하고 있다. 이에 따라 도매전력시장의 모든 수요는 자신이 구매한 에너지량과는 별개로 전체 계통에 건설되어 있는 발전설비에 지급되는 용량가격 정산금을 지불해야 한다.

현재 전력시장 운영규칙에서는 아래 기준과 같이 직접구매자의 용량가격 적용전력을 산정하고 있는데, 이러한 방식 하에서는 출력 변동이 있는 재생에너지 직접 PPA에 참여하는 수요기업이 다른 전력구매자보다 더 많은 용량가격 정산금을 부담할 수 있다.

직접구매자의 용량가격 적용전력 산정

거래 당월을 포함하지 않은 직접구매자의 직전 12개월 중의 7월, 8월, 9월 및 거래 전월 중의 거래기간 최대 유효구매전력량을 기준으로 한다. 즉, 거래기간 중 전력시장에서 구매한 최대전력을 기준으로 용량가격 적용전력을 산정한다.

그림 5는 직접 PPA를 맺은 재생에너지의 발전량과 수요기업의 수요량을 나타낸다. 그림과 같이 시간대별 평균 기업수요와 재생에너지 발전량이 정해지고 위의 산정방식이 그대로 적용될 경우, 수요기업의 적용 전력은 재생에너지 발전량이 0인 시간대를 기준으로 (그림 α 부분) 결정된다. 그 결과 수요기업은 α를 기준으로 일년 동안 용량가격 정산금을 지급해야 한다. 이러한 방식은 현재 추진되고 있는 재생에너지 발전자원의 용량가격 지급이 시작될 경우 큰 문제가 될 수 있다.

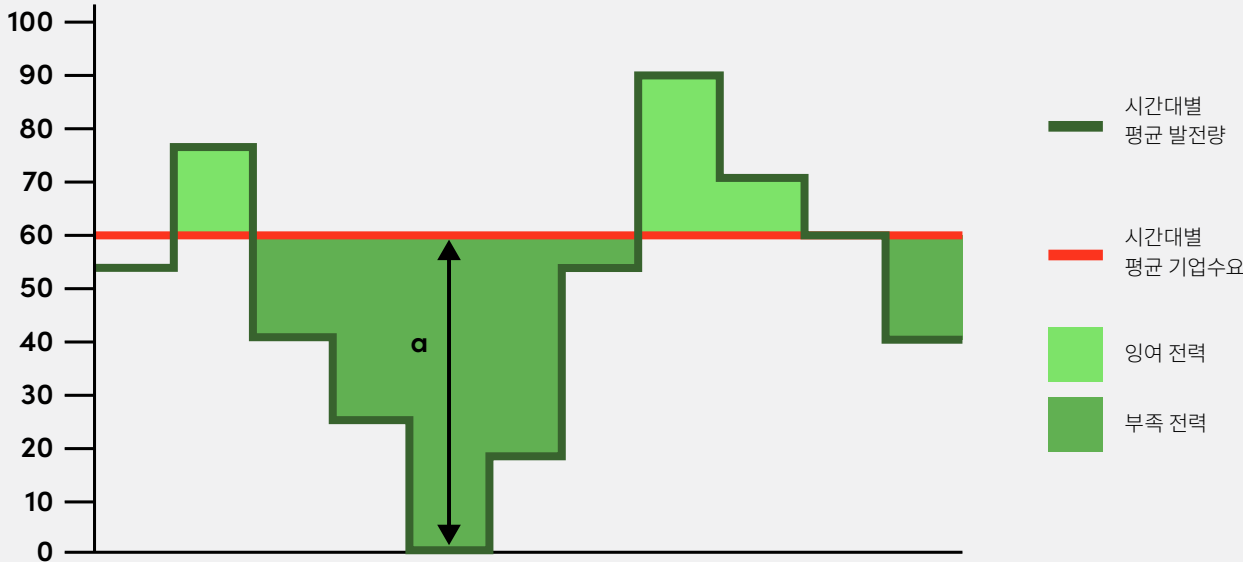


그림 5 시간대별 보완공급 전력량의 변화 예

만약 재생에너지 발전사업자가 용량가격 정산을 받을 수 있을 경우, 이에 상응하는 부분을 수요기업과의 PPA 계약조건에 포함시킬 것으로 예상된다. 즉, 재생에너지 발전사업자는 현재 PPA 가격의 기대 수준인 SMP+REC에서 용량가격이 추가된 만큼을 새로운 PPA 가격으로 기대하게 된다. 한편, 수요기업 관점에서는 PPA 계약에서 재생에너지의 용량과 관련된 가치를 지불하고 나서, 도매전력시장에서 재생에너지 발전량이 적은 시간대의 수요를 기준으로 일 년 내내 용량가격에 대해 정산을 해야 한다. 즉, 일부 용량가격 정산금에 대해 중복적인 지불을 수행하게 되는 것이다.

더욱이 과거 유효구매 전력량의 최대치를 기준으로 하는 직접구매자와 달리, 판매사업자와 구역전기사업자는 매시간 발생하는 용량정산금에서 직접구매자가 지불하는 용량정산금을 제한 값을 유효구매 전력량 비율로 나누어 지불한다. 따라서, 판매사업자와 구역전기사업자의 용량정산에 기준이 되는 전력량은 각 시간대별 유효구매 전력량과 같고, 이들은 상대적으로 적은 부담을 지는 셈이다. 향후 RE100 이행 수단으로 직접 PPA를 선택하는 수요기업이 많아지고 직접구매자 방식으로 용량정산금을 지불하는 경우가 많아지면, 판매사업자와 구역전기사업자가 부담해야 하는 용량정산금은 상대적으로 줄어들며 형평성 문제는 더욱 커질 것으로 보인다.



부가정산금 산정 측면에서 불합리성

부가정산금은 계통 운영에 소요되는 비용으로 모든 전력구매자는 이를 부담해야 할 의무가 있다. 직접 PPA 참여 수요기업은 보완공급 형태로 공급받는 전력에 대한 부가정산금을 지불해야 하는데, 정산기준은 전력량, 용량정산금과 마찬가지로 현행 직접구매자에 대한 정산규칙을 참고할 수 있다. 전력시장운영 규칙에서 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금은 직접구매자 적용 부가정산금 단가에 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량을 곱한 금액으로 정해진다. 이때 사용되는 부가정산금 단가는 비용평가위원회⁶에서 직전 해를 기준으로 연간단위로 산정한다. 반면, 전력량 정산금이나 용량정산금과 마찬가지로, 판매사업자와 구역전기사업자는 매시간 발생하는 계통운영비용의 총합에서 직접구매자가 지불하는 부가정산금을 제한 값을 유효구매 전력량의 비율로 나누어 지불한다.

이러한 현행 직접구매자의 부가정산금 산정방안의 문제는 실제 개별 직접구매자가 계통에 미치는 영향과 무관하게 직접구매자는 모두 동일한 단가로 정산된다는 점이다. 이와 다르게 판매사업자와 구역전기사업자는 매시간 계통운영에 발생한 비용을 해당 시간에 구매한 전력량의 비율로 나누어 부가정산금을 지불한다. 즉, 매시간 판매사업자와 구역전기사업자가 계통에서 차지하는 부분만큼을 정확히 산정하는 것이다. 반면, 직접구매자는 직전 해를 기준으로 연간단위로 부가정산금 단가를 산정하여 해당 연의 전체 구매량에 일괄 부과하는 방식이기 때문에, 개별 직접구매자의 부하사용 패턴과 무관하게 부가정산금이 할당된다. 따라서, 이러한 부가정산금 구조하에서는 계통운영 상황이 개별 직접구매자에게 직접적으로 전달될 수 없고, 재생에너지 비중이 증가하여 계통운영에 대한 부가비용이 증대되는 상황에서 효율적인 시장운영을 담보할 수 없다.

6 한국전력거래소의 전력시장운영규칙 제2.1.1.2조의 규정에 의해 발전비용 관련 자료심사와 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위하여 비용평가위원회를 둔다.



1.4 국내 전력시장 및 전기요금 결정의 구조적 문제 분석

현행 직접 PPA 제도의 시장구조적 문제

앞서 살펴본 바와 같이 도입된 직접 PPA 법안의 재생에너지 전기공급사업자의 경우, 법적으로 도매전력시장에 직접 참여할 수 있는 권한이 존재하지 않는다. 이에 따라, 1.3절에서 살펴본 직접 PPA의 보완공급에 대한 정산도 모두 RE100 수요기업이 직접 기존 시장운영규칙에 존재하는 직접구매자로서 도매전력시장에 참여하는 것을 상정하고 분석하였다. 이 경우 RE100 수요기업은 복잡한 전력시장에 참여하여야 하는 번거로움이 발생한다. 이러한 직접 PPA 구조는 사실상 재생에너지 전기공급사업자의 역할이 없다는 점 이외에도 여러 가지 문제가 있을 수 있다. 우선, 직접 PPA 계약에서 잉여전력이 발생하게 될 경우, 전력거래소가 개별 재생에너지 발전사업자의 계량된

발전량에서 PPA 계약분과 초과발전분을 구분해서 정산해야 한다는 점이다. PPA 도입 초창기의 경우 이러한 잉여전력 발생이 많지 않을 수 있으나, PPA 계약이 다양화될 경우 전력거래소는 다수의 재생에너지 발전사업자에 대해서 이러한 계량 구분 업무를 시간대별로 수행해야 하며 이는 기존 전력거래소의 도매시장운영 업무에 굉장히 큰 부담을 줄 것으로 생각된다. 특히, N:1과 같이 다수의 재생에너지 발전사업자가 참여하는 복잡한 PPA 계약들이 증가할 경우 이러한 어려움은 더욱 가중될 것이다. 마찬가지로 현행 직접 PPA 계약의 수만큼 직접구매자로 시장에 참여하는 수요기업의 숫자가 늘어날 경우에도, 전력거래소의 시장운영 업무는 그만큼 과중 될 수 있다.

다음으로 국내 전력시장에 존재하는 구조적 문제는, 독점적 판매사업자인 한전이 독점적 망사업자의 지위를 동시에 보유하고 있다는 점이다. 이에 따라, 판매사업자로서 한전의 경쟁자로 등장한 재생에너지 공급사업자는 경쟁자인 한전의 전력망을 이용할 수밖에 없으며, 한전이 결정한 망 이용요금을 지불하는 수밖에 없다. 마찬가지로, RE100 수요기업 역시 직접 PPA에 참여함에 따라 한전이 기존보다 높은 전력요금을 요구한다 하더라도, 다른 선택지가 없는 상황이다. 이와 같이 한전 독점적인 시장구조는 전력시장운영규칙에도

많은 영향을 미친다. 앞선 1.3절에서 우리는 직접구매자의 정산금 산정 시 판매사업자와 다른 것을 확인할 수 있었다. 이는 근본적으로 국내 전력시장에서 판매사업자인 한전의 전력사용량을 실질적으로 계량하지 않기 때문에 발생하는 일이다.⁷ 한전 이외의 판매사업자가 존재하지 않기 때문에, 지역별로 판매되는 전력량을 정확하게 계량할 필요가 없고 이에 따라 계량기도 제대로 존재하지 않는다.

직접 전력거래계약(PPA) 전용 전기요금

단위: kWh당 원, 자료: 대한상공회의소

요금제	PPA 전용 전기요금(A)	산업용 전기요금(B)	증감(A-B)
기본요금	9980	6630	3350(50.5%)
경부하(22시~8시 요금)	95.1	94.9	0.2(0.2%)
중간부하(11~12시, 13~18시 요금)	127.1	140.2	-13.1(-9.3%)
최대부하(경부하·최대부하대 외 요금)	179.4	196.4	-17.0(-8.7%)

표 2 직접 PPA 전용 전기요금안

⁷ 한국전력거래소에서 계량 시 측정하는 것은 각 발전기 발전량의 합이며, 한전이 도매전력시장에서 구매하는 전력량의 경우 측정하지 않는다. 사실 계량기가 존재하지 않기 때문에 측정할 수 없다.

전기요금 결정의 구조적 문제

2023년 국내에서 RE100을 위한 PPA 계약의 역할은 매우 미미하였다. 대부분 보여주기 위한 것이거나 제3자 PPA를 통한 것으로 소량만 체결된 경우가 많았다. 해외에서는 RE100 이행수단의 중추적 역할을 하는 PPA가 이토록 한국에서 부진한 것은, 근본적으로 수요기업에게 재생에너지 PPA가 비용 측면에서 상대적으로 훨씬 큰 부담이기 때문이다. 이 문제는 국내 전력시장에서 재생에너지 사업자가 판매할 때 기대하는 도매전력시장의 가격보다 소매전기요금이 낮아질 수 있다는 사실로 인해 더욱 악화되었다. **그림 6**은 2020년부터 2022년까지 국내 도소매 전기요금의 변화를 나타낸다. 실제로

우크라이나-러시아 전쟁으로 국제 가스가격이 급등하여 독일, 영국 등 주요 국가들이 200~300%의 전기요금 인상에 직면했을 때에도, 한전의 소매 전기요금 변동은 상대적으로 미미했다. 반면 다수의 민간기업이 들어와 있는 도매전력시장의 가격은 상대적으로 큰 폭의 변동을 경험했다. 이에 따라 재생에너지를 팔고자 하는 쪽과 사고자 하는 쪽의 협의가 이루어지기 힘들었다. 2023년 국내 산업용 전기요금은 300kW 이상 사용 사업장의 경우 시간대별로 100원/kWh에서 230원/kWh, 계통한계가격 (SMP) 과 신재생에너지공급인증서 (REC) 가격의 합은 140원/kWh에서 390원/kWh으로 큰 차이를 보인다.

전기 도매 기준가격·소매요금

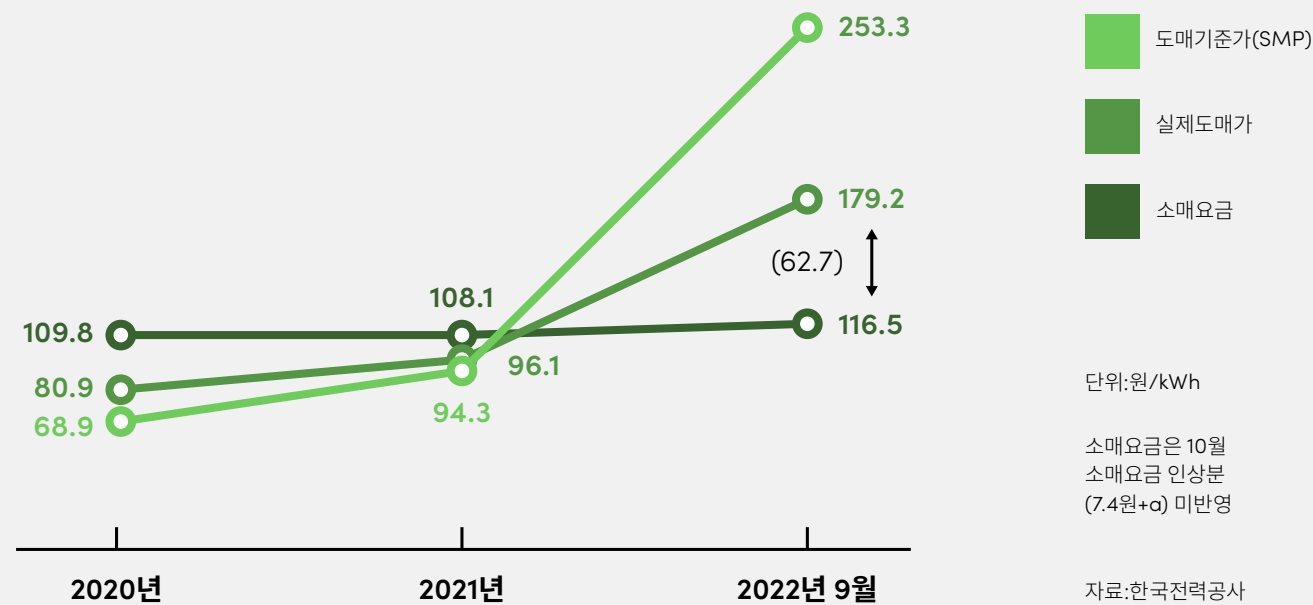


그림 6 국내 도소매 전기요금 변화 비교



이러한 도소매요금 간의 괴리는 현재 시행 중인 연료비연동제 기반 전기요금 결정과정⁸에 그 원인이 있다. 연료비연동제가 도입되면 소매 전기요금과 도매 전기요금을 따라가는 것이 이상적이나 국내 현실은 다르다. 명목상의 연료비연동제에도 불구하고 한국의 소매 전기요금은 실제 원가를 반영하지 못한 채 비현실적으로 낮게 유지되고 있다. 현재 연료비연동제에서는 국제 가스가격 상승 등의 원인으로 한전의 전력구매비용이 상승할 경우, 다음과 같은 절차를 거친다.

1. 한전이 원가를 기반으로 요금 조정안을 산업통상자원부에 신청.
2. 산업통상자원부는 기획재정부와 협의하고 전기위원회 심의를 거쳐 최종 결정.

여기서 핵심은 물가 관리 차원에서 요금 인상 폭을 조정하거나 유보할 수 있다는 점이다. 좌우를 가리지 않고, 우리 정부는 정치적 리스크로 인하여 전기요금 인상을 유보하고 공기업인 한전의 재무 악화를 유발하였다. 이러한 방식은 장기적으로 전력 시장을 왜곡하여 투자 위축, 공급 부족 등의 문제를 야기할 수 있다. 특히나, 탄소배출과 관련하여 재생에너지 사용이 국제 무역장벽으로 동작하는 현 시점에서 이는 더 큰 문제가 될 수 있다. 뿐만 아니라, 이러한 대응책은 결국 한전의 재무적 문제를 국민의 세금으로 해결할 수밖에 없는 임시방편일 뿐이다. 이러한 문제를 해결하기 위해 연료비연동제를 전면적으로 수정하는 등 생산 비용을 보다 정확하게 반영할 수 있도록 전기 가격 책정 메커니즘을 재조정하는 방안을 고려해야 한다.

⁸ 전기 생산에 사용되는 연료의 가격 변동을 한전의 소매요금에 반영하는 시스템이다. 연료비 연동제의 주요 목적은 연료 가격의 변동성을 소비자 전기요금에 실시간으로 반영함으로써, 전기 생산 비용의 변화를 보다 투명하게 소비자에게 전달하는 것이다.

02

해외 재생에너지 PPA 제도와의 비교 분석



2.1 재생에너지 사업자의 도매전력시장 참여방식 분석

PJM⁹에서는 전력시장에 참여하기 위한 목적으로 1개 이상의 분산자원으로 구성된 자원을 VPP (Virtual Power Plant, 통합발전소) 로 정의한다. 배전망에 설치된 태양광, 풍력과 같은 재생에너지 자원은 VPP 로 에너지, 예비력, 용량과 같은 다양한 도매전력시장에 참여할 수 있다. 보조서비스 중에서는 무효전력 제어를 제외한 주파수조정시장과 예비력시장에 참여할 수 있다. 재생에너지 자원 역시 각 상품별로 필요한 요건만 만족한다면 일반 발전기와 마찬가지로 다양한 시장에 참여하고 제공한 서비스에 대한 정산을 받을 수 있다.

표 3 PJM 기준 VPP의 원격계측 (telemetry) 관련 필요 요건

시장 구분	데이터의 원격계측 시간 단위		정확도
용량시장	1분		±2%
에너지시장	10MW 미만	실시간원격계측이 필요하지 않음	±2%
	10MW 이상	1분	±2%
주파수조정 (Regulation)	2/10초		±2%
예비력 (Reserve)	1분		±2%

영국의 전력시장에는 PJM의 VPP와 유사한 개념으로 VLP (Virtual Lead Party) 가 있다. VLP 는 전력시장에 판매하기 위해 소비자 부하 또는 분산 발전 출력의 변화를 하나로 묶는 (bundle) 전력중개사업자 (aggregator) 를 의미한다.

VLP는 기존의 발전자원과 마찬가지로 밸런싱 매커니즘에 참여하는 것이 가능하며, 이 외에도 에너지시장 및 보조서비스 (주파수조정, STOR¹⁰) 시장, 용량시장에 참여할 수 있다. 독일에서도 분산에너지 중심의 공급형 VPP 사업이 운영되고 있으며, 에너지 선물·현물시장에서 거래가 이루어지고 있다.

9 PJM은 미국 13개 주와 콜롬비아 특별구 지역의 전력계통을 운영하는 미국 전력시장을 대표하는 기관 중 하나이다. 도매 전력 시장과 송전망을 관리하는 역할을 하는데 PJM 이름은 설립 초창기부터 참여하였던 주 Pennsylvania, New Jersey, Maryland에서 유래되었다. PJM에서 운영하는 대표적인 도매전력시장에는 에너지시장, 용량시장, 보조서비스 시장이 있다. 용량시장은 최대 3년간의 피크부하에 대비한 시장이고, 보조서비스 시장은 전력계통을 안정적으로 운영하고 주파수 품질을 유지하기 위해 필요한 다양한 상품 (주파수조정, 예비력 등) 을 거래하는 시장이다.

10 Short-Term Operating Reserve를 의미한다

표 4 북미/영국 전력시장 내 재생에너지 VPP 시장 참여 정리

구분	참여개요	참여가능 시장		
		에너지	용량	보조서비스
미국(PJM)	전력중개사업자가 발전자원처럼 직접 전력시장에 참여 매집가능자원: 재생e, ESS, EV, DR 등	■	■ (입찰 참여 자원)	■ (급전지시 가능 자원)
영국	전력중개사업자가 사용자와 계약하거나 전력시장에 참여 매집가능자원: 재생e, ESS, 비상발전기, EV, DR 등	■	■ (입찰 참여 자원)	■ (급전지시 가능 자원)
대한민국	전력중개사업자가 중개거래시장 참여 재생e입찰시장 계획 (제주시범사업)	■	□ (계획 중)	-

위의 표 4는 PJM, 영국 전력시장 내에서 재생에너지 VPP의 시장 참여 가능 여부를 요약한 표이다. PJM과 영국의 재생에너지, 집합자원은 다양한 종류의 도매전력시장에 입찰하여 정산을 받을 수 있다. 급전지시가 가능한 재생에너지 자원의 경우 보조서비스 시장에도 참여하여 일반 발전기와 마찬가지로 정산을 받을 수 있다. 다만, 급전지시가 불가능한 모델은 Self-Schedule을 통해 가격

수용자로 에너지시장에만 참여할 수 있다. 이 경우 용량 및 보조서비스 시장에 참여할 수 없고 정산 또한 받을 수 없는데, 현재 국내 전력시장의 재생에너지와 유사하게 볼 수 있다. 국내의 경우 제주시범사업의 일환으로 재생에너지입찰시장 도입이 검토되고 있으며, 재생에너지 역시 일반 발전기와 마찬가지로 용량정산을 받을 수 있을 것으로 예상된다.

실효용량 개요
[국내] 향후 일정

- ('23.상반기) 전력시장 운영규칙, 비용평가 세부운영규정 개정
 - (현) 전기저장장치의 실효용량 비율 산정 방안 -> 태양광, 풍력, 전기저장장치 확대 적용
- ('23.3월) '23.7~'24.6 적용 태양광, 풍력, 전기저장장치 실효용량 비율案 공개
- ('23.末) 재생에너지 입찰제도 시행
 - (일정) 재생e 입찰제도 규칙개정(~ '23년6월), 제도시행('23末 예정)
 - (내용) VPP 자원의 실효용량에 대해서 용량정산금 지급

그림 7 차세대 전력시장 도입 및 개편 일정 (출처: 전력거래소, 전기저장장치 및 재생에너지 실효용량비율 산정 방식)



2.2 해외 주요 시장의 재생에너지 PPA 제도 확대를 위한 지원제도

본 절에서는 재생에너지를 확대를 목적으로 해외에서 운영 중인 다양한 지원제도에 대하여 정리하였다. 다양한 재생에너지 지원제도 중에서 국내 제3자 PPA와 직접 PPA 개선 방향에 참고할 수 있도록 재생에너지 사업자와 수요기업 사이에 체결한 PPA와 관련이 깊은 지원제도에 대하여 중점적으로 분석하였다.



미국

미국은 재생에너지 PPA만을 위한 전용 지원 제도를 운영하고 있지는 않다. 하지만, 재생에너지 사업자는 PPA 계약을 통해 전력을 공급하는 경우에도 재생에너지 지원정책을 그대로 누릴 수 있다. 아래 자료는 매사추세츠주의 배전계통 전력회사 (Massachusetts electric distribution companies) 와 풍력발전 회사 (Vineyard Wind LLC) 사이의 PPA 계약을 바탕으로 재생에너지 프로젝트의 균등화 발전수입을 추정하는 과정을 나타낸 것이다. 재생에너지 프로젝트의 균등화 발전수입은 PPA 계약가격, 투자세액 공제제도 (Investment Tax Credit, ITC), 용량정산금,

디플레이션 등을 고려하여 계산 가능할 수 있는데, PPA 계약가격과 별도로 ITC의 가치 항목에서 재생에너지 지원정책으로부터 받는 인센티브를 계산에 포함하고 있는 것을 확인할 수 있다. 즉, 재생에너지 사업자는 투자세액 공제제도를 통해 얻는 인센티브와 PPA 계약이 별개이기 때문에 상대적으로 더 낮은 가격으로 PPA 계약을 맺을 수 있다. 이렇게 PPA 계약가격이 낮아질 수 있다면 수요기업 입장에서도 더 적극적으로 PPA에 참여할 수 있다.

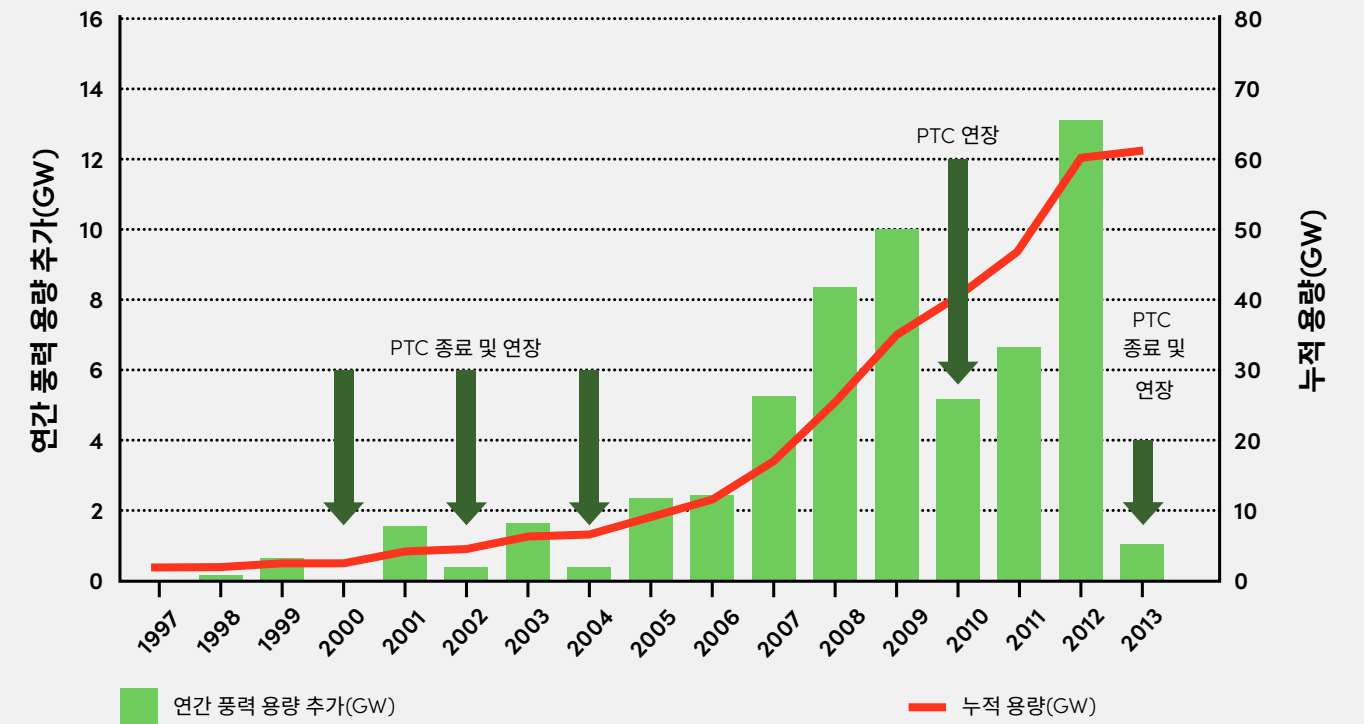
단계	설명	추정치	방법	출처
0	첫 해 PPA 가격 (\$/MWh)	시설 1: 74 \$ ₂₀₂₂ /MWh 시설 2: 65 \$ ₂₀₂₃ /MWh	보고됨	a, b
1	전기 및 REC 판매 수입 (\$/MWh)	시설 1: 89 \$ ₂₀₂₁ /MWh 시설 2: 79 \$ ₂₀₂₂ /MWh	미래 현금 흐름의 현재 가치	a, b
2	ITC의 가치 (\$/MWh)	시설 1: 105 \$ ₂₀₂₁ /MWh 시설 2: 94 \$ ₂₀₂₂ /MWh	t=0에서의 ITC의 가치	a, b
3	용량의 판매 수익 (\$/MWh)	시설 1: 112 \$ ₂₀₂₁ /MWh 시설 2: 101 \$ ₂₀₂₂ /MWh	미래 현금 흐름의 현재 가치	a, b
4	\$2018로 디플레이션 (\$2018/MWh)	시설 1: 104 \$/MWh 시설 2: 92 \$/MWh	할인	해당 없음
5	시설 1 및 2 간의 평균 (\$/MWh)	\$98/MWh	평균	해당 없음

^a 매사추세츠 공공서비스부 (2018a)
^b 매사추세츠 공공서비스부 (2018b)

표 5 재생에너지 프로젝트 균등화 발전수입 추정 (출처: NREL, The Vineyard Wind Power Purchase Agreement- Insights for Estimating Costs of U.S. Offshore Wind Projects)

미국의 대표적인 재생에너지 지원 정책인 투자세액 공제제도 (Investment Tax Credit, ITC) 와 생산세액 공제제도 (Renewable Electricity Production Tax Credit, PTC) 는 재생에너지 투자와 발전을 촉진하기 위해 연방 정부 차원에서 제공하는 세액 공제 제도이다. 투자세액 공제제도는 재생에너지 투자 비용의 일정 비율을 법인세에서 공제해 주는 제도이며, 생산세액 공제제도는 재생에너지 발전량 당 일정 금액의 법인세를 공제해주는 제도이다. 두 제도 모두 한시적인 지원정책으로 설계가 된 것이 특징인데, 재생에너지 투자에 미치는 영향은

매우 크다. 생산세액 공제제도의 연장 여부에 대한 불확실성으로 인해 특정 해에 미국 내 육상 풍력사업이 크게 위축된 적이 있을 정도이다. **그림 8**은 생산세액 공제제도가 종료되고 연장될 때마다 풍력발전 설치용량이 크게 영향을 받는 것을 보여준다. 이처럼 재생에너지 지원 정책의 변화는 투자 활동에 큰 영향을 미칠 수 있기 때문에, 국내에서도 RE100 지원 정책 설계 시에도 장기적인 시각을 가지고 다양한 영향을 사전에 분석하는 것이 중요할 것으로 보인다.



역사적 풍력 배치 변동성 및 생산세 공제

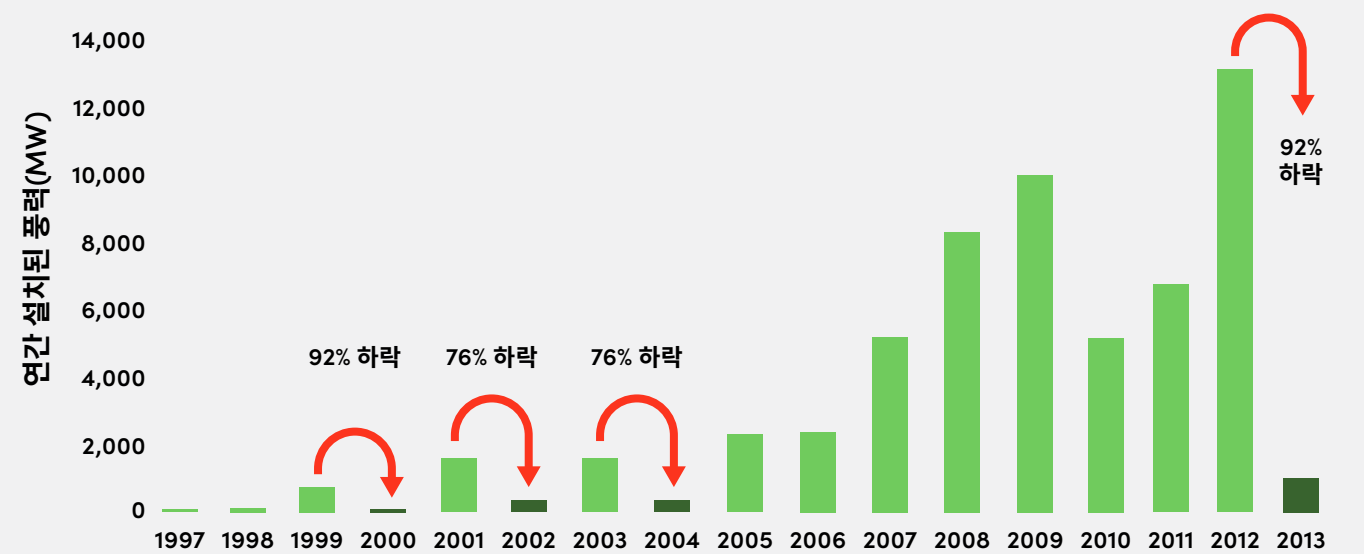


그림 8 생산세액 공제제도 종료와 연장이 풍력발전 설치용량에 미치는 영향 (출처: Department of Energy, American Wind Energy Association)



멕시코

멕시코는 재생에너지 확대를 목적으로 재생에너지 발전과 수요 간 PPA에는 별도의 송전요금 (wheeling fee) 산정방식을 적용하였다. 2008년 제정된 RE Act법 이후로 기존 (traditional) 자원에는 MW-mile 방식을 통한 송전요금을 적용하고, 재생에너지 자원에는 Postage Stamp 방식을 통한 송전요금을 적용하였는데 이는 재생에너지 보급에 있어서 Postage Stamp 방식이 효과적이기 때문이다.

Postage Stamp 방식은 PPA의 발전과 수요간 물리적, 전기적 거리 요소를 반영하지 않고 송전비용을 산정하는 방식으로 전력거래의 크기 (volume)을 고려하여 송전비용이 산정된다. 즉, 전력의 흐름 (power flow)와 송전 혼잡 (congestion) 등과 무관하게 비용이 산정되므로 미래 송전비용의 예측이 쉽다는 장점이 있다. MW-mile 방식은 최대 전력의 흐름, 최대 전력 손실, 부하율, 송전선로의 길이 등의 요소가 반영된 함수를 통하여 송전요금이 계산된다.

멕시코 주요 발전설비의 지리적 위치를 살펴볼 때, 멕시코의 재생에너지 자원이 풍부한 지역과 부하중심 지역은 멀리 떨어져 있다. 만약 일반 발전기에 적용되는 MW-mile 방식의 송전요금이 재생에너지 PPA에 그대로 적용되었다면, 상대적으로 비싼 송전요금과 미래 비용에 대한 불확실성이 재생에너지 신규 투자의 방해 요소로 작용하였을 것으로 판단된다.

멕시코의 재생에너지 지원 정책으로는 차별적인 송배전요금 적용 외에도 에너지 बैं킹 모델이 있다.

그림 9에서와 같이 재생에너지 발전량이 PPA 수요기업의 수요보다 많은 경우와 부족한 경우가

모두 존재할 수 있는데, 멕시코에서는 재생에너지 사업자가 이를 멕시코 州 유틸리티 (state-owned utility) 소유의 에너지 बैं크에 저장하거나 인출하는 것이 가능하다. 실제 에너지 형태로 대규모의 배터리에 저장되는 것은 아니고 재무적 정산만 이루어진다. 만약 저장된 에너지가 연말에 남을 경우 이를 시장가격의 85%에 판매하거나 다음 해로 넘기는 것 역시 가능하다. Energy Regulatory Commission에 규정된 모든 재생에너지 자원은 에너지 बैं크를 무상으로 사용할 수 있도록 하여 재생에너지를 장려하고 있다.

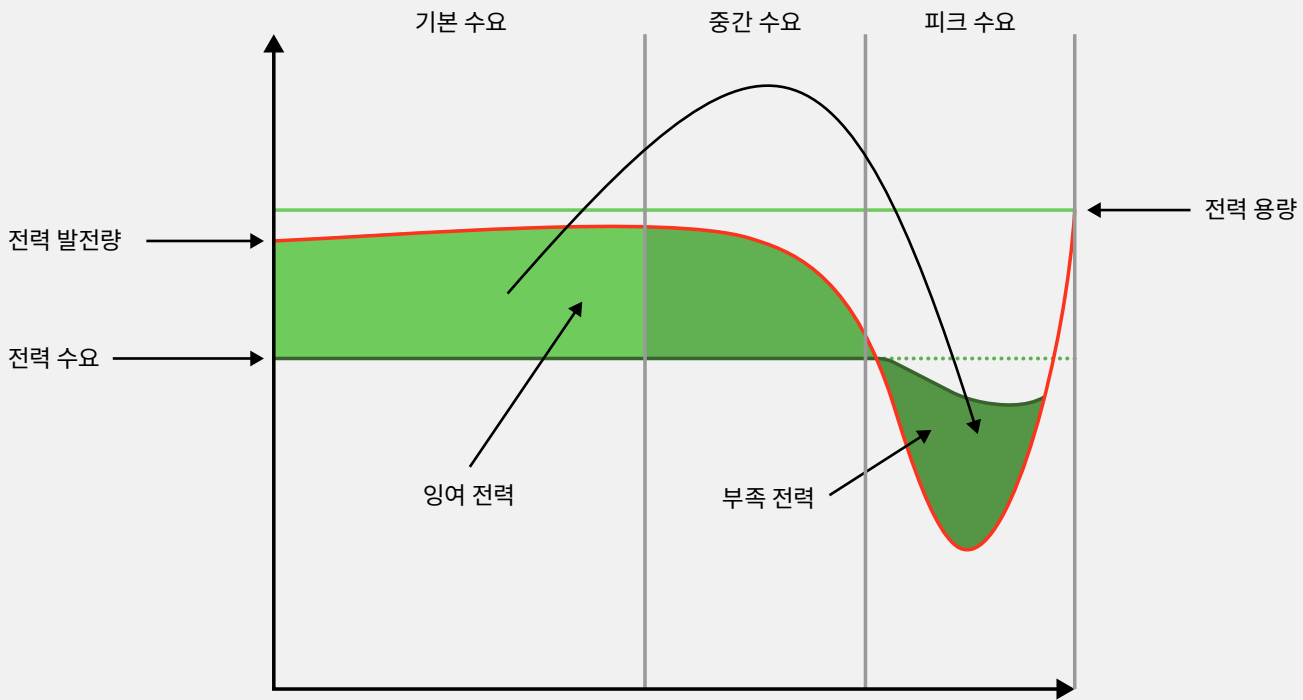


그림 9 에너지 बैं킹 모델 개념도 (출처: NREL, Wheeling and Banking Strategies for Optimal Renewable Energy Deployment: International Experiences)

인도

재생에너지 확대를 목적으로 송배전요금을 할인해주는 정책은 인도에서도 찾아볼 수 있다. 인도의 송배전요금은 설비 이용률 (capacity utilization factor) 을 바탕으로 책정되는데 기저발전 자원의 이용률은 80-90% 수준이고, 재생에너지 자원의 이용률이 19-26.5%이므로 이를 그대로 적용할 경우에는 재생에너지 자원이 4~5 배 비싼 송전 이용요금을 지불하게 된다. 이에 인도 Central Electricity Regulatory Commission (CERC) 은 2010년 재생에너지원의 주(州)간 송전요금 및 손실비용을 면제하는 규정을 발표하였다.¹¹

인도 태양광 발전의 지리적 분포를 살펴보면 발전자원이 다양한 지역에 분포하고 있음을 확인할 수 있다. PPA 재생에너지원이 위치하는 주(州)와 이로부터 전력을 공급받는 수요기업이 위치한 주(州)가 다를 경우 이러한 지원정책은 큰 도움이 될 수 있다. CERC는 2015년 규정 개정을 통하여 망이용요금 면제가 2017년 6월 30일까지 연장될 수 있도록 하였으며,¹² 중앙 정부는 2016년에 개정된 정책을 발표하여 주(州) 간 송전요금 및 손실면제를 풍력 발전까지 확대하였다.¹³



국가 차원에서 운영하는 지원정책 외에 각 주(州)에서 지원하는 별도의 송배전요금 관련 제도 역시 존재한다. **(표 6)** 주(州) 별로 제공하는 지원정책 수준에는 차이가 있는데 에너지 बैंकिंग 요금의 일부를 할인해주는 주(州)가 있는 반면, 카르나타카 (Karnataka) 주(州)에서는 태양광의 경우 송배전요금과 에너지 बैंकिंग 요금을 모두 면제해주고 있다. 여기서 말하는 에너지 बैंकिंग은 멕시코 사례에서 살펴본 것과 동일한 모델이다.

표 6 태양광 관련 송배전요금 감면 (풍력은 별도의 규정 존재) (출처: NREL, Wheeling and Banking Strategies for Optimal Renewable Energy Deployment: International Experiences)

주(州)	송전망 이용요금	송전손실 비용	배전망 이용요금	배전망 손실 비용
Andhra Pradesh	면제	적용	면제	적용
Rajasthan	기존발전의 50%	적용	적용	적용
Punjab	면제	면제	면제	2%

11 Central Electricity Regulatory Commission (CERC). 2010. “The Central Electricity Regulatory Commission.” No.L-1/44/2010-CERC
12 Central Electricity Regulatory Commission (CERC). 2015. “Statement of Reasons Order”
13 Ministry of New and Renewable Energy (MNRE). 2016. Amendment in Tariff Policy, Dated 28th January, 2016. Ministry of Power.



대만

대만에서는 기본적으로 망요금에 전기요금에 포함되어 수요 측에 부과되고 있다. 이는 국내 정책과 유사한 방식이다. 하지만 2017년부터 재생에너지 발전사업자와 수요자 간에 PPA가 가능해지면서 일부 공급 측에도 망요금이 부과되기 시작하였는데, 에너지전환 및 친환경에너지 정책방향에 맞추어 사용 연료별

차등 송·배전망 이용요금이 적용되고 있다. 송배전부문 각종 요금의 산정은 전기사업법(電業法) 제9조 및 제10조에 따른 전력배출계수를 기준으로 이루어지며, 신재생에너지로부터 전기를 송전-수전하는 요금은 제10조 제4항에 따른 전력배출계수에 따라 할인된다.

송·배전망 이용요금은 대만의 송배전사업자가 제공하는 보조서비스, 급전 및 전력전송 서비스를 바탕으로 구성되어 있다. 각 항목의 설명은 아래와 같다.

1. 보조서비스 (Ancillary services): 전력 공급의 안전과 신뢰성을 유지하고, 전력 시스템의 안정성을 확보하며, 전력 품질을 유지함. 예비력을 확보하여 사고에 대비하며, 블랙 스타트 및 기타 (예: 전압 조정) 등의 서비스를 제공.

2. 급전 (Electric Power Dispatching): 발전 계획, 시스템 밸런싱, 실시간 급전, 안전 모니터링 등의 서비스 수행. 송배전 시스템을 통해 전송되는 전력 손실을 관리함.

3. 전력전송 (Wheeling): 송전 및 배전 시스템을 통해 전력을 공급.

표 7은 2017년 전기요금심의회 회의에서 결정된 송배전요금이다. 에너지 전환 정책에 부합하고 친환경 에너지를 최우선적으로 고려하기 위하여 요금에 차등을 두고 있는 것을 명확히 알 수 있다. 회의 자료에는 비용의 소비자 부담 원칙 (spirit of “User Pays”) 이 지켜지면서, 재생에너지의 직접 공급 (direct supply) 혹은 전송 (wheeling) 을 장려할 수 있는 송배전요금이 만들어져야 한다는 내용이 같이 포함되어 있는데 금전적 인센티브와 별개로 정부 차원의 재생에너지 지원에 대한 강력한 의지 표현은 반도체 기업 TSMC가 맺은 PPA와 같은

대규모 재생에너지 PPA 가 이루어지는데 큰 도움이 되었을 것으로 보인다. 2023년 기준 부가서비스 요금으로 탄소배출계수가 0인 재생에너지는 TWD 0.0207/kWh, 모든 연료 유형에 대한 평균 요금은 TWD 0.0414/kWh이 적용되고 있다. 전력전송 항목의 요금 (Power Wheeling Fees) 은 재생에너지와 다른 연료간 차이가 더 큰데, 재생에너지 (탄소배출제로) 는 TWD 0.0183/kWh, 모든 연료 유형에 대한 평균 요금은 TWD 0.183/kWh 로 현재 10배 차이가 나는 요금이 적용되고 있다.

표 7 대만 송배전 요금 구성 표 (출처: 대만 Ministry of Economic Affairs, Convened Meeting for the Review of Electricity Transmission and Distribution Tariffs)

송배전 요금 구성 표

단가: 신대만 달러/kWh

항목	보조서비스	급전	전력전송 (송전)	전력전송 (배전)	
평균 요금	0.0460	0.0802	0.2164	0.3375	
다양한 연료별 요금	재생에너지 (탄소 배출 없음)	0.0230	0.0040	0.0108	0.0169
	재생에너지 (탄소 배출 포함) ^{참고 1}	0.0692	0.1223	0.3299	0.5144
	원자력	0.0230	0.0416	0.1123	0.1751
	석탄	0.0599	0.1060	0.2861	0.4462
	연료유	0.0557	0.0987	0.2662	0.4151
	연료 가스	0.0408	0.0728	0.1963	0.3062
	양수발전	0.0230	0.0416	0.1123	0.1751

참고 1: 재생에너지에 의한 탄소 배출은 쓰레기 및 폐타이어와 같은 폐기물을 이용한 전력 생산으로 발생합니다.



대만의 송배전요금 할인을 통한 지원정책은 재생에너지 발전비중에 따라 할인율이 차이가 있도록 설계한 것이 특징이다. 재생에너지가 전력계통에서 차지하는 비중이 낮은 시기에는 지원 규모가 크고 발전 비중이 증가할수록 인센티브가 낮아지도록

하였는데, 이는 표 8에 정리되어 있다. 재생에너지 사업자 외 다른 전력시장 참여자 관점에서도 합리적으로 수용할 수 있는 방식으로 보인다. 국내 인센티브 제도 설계 시에도 이 규정을 참고하는 것이 도움이 될 것으로 판단된다.

표 8 재생에너지 발전비중에 따른 송배전요금 할인 (환율: 1TWD=40원 가정)

재생에너지 발전비중	기본요금 식 (할인율)	산정 (Average rate 2022 =0.653TWD/kWh)
<10%	10% average rate	$0.653 \times 10\% = 0.065$ (2.6원/kWh)
10% - 15%	30% average rate	$0.653 \times 30\% = 0.195$ (7.8원/kWh)
15% - 20%	50% average rate	$0.653 \times 50\% = 0.327$ (13.08원/kWh)
>20%	70% average rate	$0.653 \times 70\% = 0.457$ (18.28원/kWh)

한국과 비교

현재 국내에서는 RE100 활성화를 위한 목적으로 제3자 PPA 망 사용료 지원사업이 운영되고 있다. 망 사용료 지원사업은 녹색프리미엄을 통해 조성된 예산을 통하여 제3자 PPA를 체결한 전기사용자가 전기판매사업자(한전)에 납부하는 송·배전망 이용요금을 지원하는 사업이다. 지원대상은 아래 조건을 만족하는 전기사업자로 망 사용료 외에는 지원이 되지 않는 것이 특징이다.¹⁴

국내 지원사업은 송·배전망 이용요금 전액을 지원한다는 측면에서 해외 지원제도보다 지원폭이 큰 장점이 있다.

그러나 지원기간이 최대 1년으로 제한되어 있고 대기업 같은 경우에는 혜택을 받지 못한다는 점에서 한계가 있다.¹⁵ 지원 기간을 더 늘리고 대상 기업을 확대하여 투자 유인을 높여 재생에너지 발전 확대 및 탄소중립 목표 달성을 가속화할 필요가 있다. 또한, 망 사용료 지원예산 소진 시 해당 사업이 조기에 종료될 수 있다고 명시되어 있는데, 기적인 지원 가능성을 확보하기 위해서는 녹색프리미엄 재원 외에 안정적인 재원 마련이 필요할 것으로 판단된다.¹⁶

제3자 PPA 망 사용료 지원사업 조건¹⁵

조건 1. K-RE100 참여기업

조건 2. 한국전력공사와 제3자간 전력거래계약을 체결한 전기사용자
(계약전력 1000 kW를 초과하는 일반용 (을) 또는 산업용 (을) 전기사용자)

조건 3. 중소기업 또는 중견기업



¹⁴ 전기신문, "제3자 PPA 망 이용료 지원...올해 36억원 규모", 2022.02

¹⁵ 본 보고서의 내용은 2024년 3월을 기준으로 작성된 것이며, 이후 변동 사항이 있을 수 있다.

¹⁶ 망 사용료 지원사업의 재원이 되는 녹색프리미엄 제도의 경우 그린워싱의 소지가 다분한 이행수단으로 평가받고 있고 재원의 사용처가 투명하게 공개되지 않고 있다. 이에 녹색프리미엄 제도 무용론 또한 제기되고 있는 상황이다.

03

정책 제언 및 세부 조항 개선 방향

3.1 전력거래소의 국내 도매전력시장제도 개편 계획 정리

본 보고서의 제안사항이 향후 국내 전력시장개편 방향과 부합하여 효용성이 지속될 수 있는지에 대한 검토과정이 필요하다. 현재 진행 중인 국내 전력시장개편의 전체적인 과정은 2단계로 구성되어 있으며, 먼저 해당 내용을 정리하면 다음과 같다.

1단계 전력시장 개편: SMP 계통계약 반영 및 AS정산 개편

1

① (낙찰제도) 비계약기반 가격발전계획 → 계약기반 운영발전계획¹⁷

- 기존 가격발전계획 폐지.

2

② (가격제도) 계통한계가격 유지

- 계약운전 발전기를 포함하여 낙찰하므로 가격결정 제외발전기 기준 변경.

3

③ (용량가치) 예비력기회비용 정산항목 신설 (기존 예비력COFF[®] 대체)

- “SMP와 예비력공급발전기 연료비 차이”에 의한 기회비용 분기별 평균.

4

④ (제어비용) 현행 직접비용 정산식을 준용하되, 실적/성능기반으로 개선

- 주파수제어서비스에 대한 마일리지 가중치 도입 등 성능계수 개선.

¹⁷ 1단계 전력시장 개편 이전까지 국내 전력시장에는 가격발전계획과 운영발전계획이 별도로 존재하였다. 가격발전계획 수립 시 계통 제약이 제거된 상태로 SMP를 산출하는데, 이 과정에서 생성된 발전계획은 계통계약이 반영되지 않아 사용할 수 없다. 이에 따라 별도로 운영발전계획을 수립하여 계통을 운영하였다. 전력시장 도입 초창기에 한시적으로 이러한 기형적 구조를 유지하고자 하였으나, 구조개편 중단과 함께 20여년 존속되다가 2022년 9월부터 개선되었다.

¹⁸ 발전 계획에 포함되었으나, 다양한 운영상의 이유 (예: 계통의 안정성 문제, 예측 오차 등)로 인해 실제로는 발전을 하지 못하게 되는 발전소에 대해 그들이 잃어버린 수익 기회를 보상하여, 발전사가 계통의 안정성과 효율성에 부정적인 영향을 미치지 않도록 유도하는데 정산되는 금액을 의미한다.

2단계 전력시장 개편: 실시간시장 및 AS시장 도입

1

① 에너지 실시간 시장 도입 및 이중정산

- 하루전 시장 결과 발표 이후 계통 상황 반영 위한 실시간 시장 도입.
- 실시간 계통 상황을 반영하는 가격으로 실시간 편차를 정산.

2

② 예비력시장 도입

- 매시간 운영예비력제공 발전설비의 기회비용 계산하여 정산.
- 1단계 개편에서 도입된 예비력용량가치 정산금은 분기별 평균 기회비용적용.
- 상품유형 : 주파수제어예비력, 1차, 2차, 3차 예비력.
- 시장구조 : 실시간 보조서비스시장(단일시장) 고려.
- 하루전에너지시장 운영을 위한 계통운영계획시 예비력계약은 고려.

위에서 정리한 국내 도매전력시장제도 개편은 2025년까지 완성하는 것을 목표로 진행 중에 있다. 이번 전력시장개편은 실계통상황을 기반으로 전력시장의 거래가격을 도출하여, 계통상황에 부합하게 운영하는 시장참여자에게 더 큰 이익이 돌아가도록 시장의 인센티브 구조가 수립된다는데 큰 의미가 있다. 특히 현재 존재하지 않는 실시간시장과 보조서비스시장이 수립되어, 계통운영의 보다 세세한 부분까지도 시장참여자가 영향을 받을 수 있다. 이러한 전력시장의 개편방향은 해외 선진전력시장의 발전방향과도 부합한다. 앞서 본 연구진은 PPA 제도개선을 위해 장기적으로 재생에너지 전기공급사업자가 전력시장에 직접 참여하여 보완공급과 초과발전을 처리할 수 있도록 관련 법안의 수정이 필요함을 밝혔다. 하지만, 단순히

PPA 법안을 수정하여 재생에너지 전기공급사업자의 전력시장 참여가 가능해진다 하더라도, 현재의 전력시장제도 하에서는 재생에너지 전기공급사업자가 정상적으로 전력시장에서 보완공급과 초과발전을 수행하기 매우 어려운 것이 현실이다. 즉, RE100 및 PPA 활성화를 위한 법안 수정의 선결조건으로 필요한 것이 현재 진행 중인 전력시장개편이다. 우선적으로 시장개편이 이루어져 시장 참여자가 시장에서 자유로이 에너지와 다양한 보조서비스를 공정하게 거래할 수 있는 환경이 구축된 이후에야, PPA가 보다 활성화되고 RE100에 근접할 수 있을 것이다. 따라서, 본 연구과제에서 제시하고 있는 PPA에 대한 제도적 개선은 현재 진행 중인 전력시장 개편과정에서 그 효용이 증대될 것이며, 정책적 방향성에 부합한다고 볼 수 있다.

3.2 국내 재생에너지 PPA 제도의 단기적 개선안 제시

1.3절과 1.4절에서 살펴본 여러가지 국내 전력시장의 문제점의 근본적인 해결은 국내 전력시장의 구조적 문제의 해소가 선결되어야 가능하다. 하지만, 이러한 문제는 많은 이해당사자가 존재하고 국민여론의 수렴과정이 필요하기에, 근본적 문제해결에는 오랜 시간이 필요할 것으로 보인다. 따라서, 본 보고서에서는 우선적으로 현재 제도의 근간은 유지하면서 세부적인 내용을 수정하여 단기적으로 적용가능한 개선안을 살펴보겠다.

직접구매제도 통한 보완공급 시 단가산정 개선안

보완공급 전력량 정산금 단가산정 개선안

우선, 판매사업자와 동일한 규칙을 따르고 있는 구역전기사업자와 마찬가지로 재생에너지 직접 PPA에 참여한 수요기업도 정산조정계수를 적용하는 방안이 있을 수 있다. 다만, 이를 위해서는 정산조정계수 계수산정 방식에 있어 변경이 필요할

것으로 판단되며, 민간석탄발전기의 정산조정계수 산정기준과 같이 비용기반으로 산정하는 방법이 합리적인 것으로 생각한다. 이렇게 할 경우 구역전기사업자, 판매사업자와 동일한 전력량 정산식을 적용할 수 있는데, 거래시간별 전력량에 대한 정산금액을 모두 더한 뒤에 전력시장 전력거래량에서 차지하는 비중을 이용해서 정산하는 방법으로 볼 수 있다.



다만, 현재 실시간시장 등 제도 개편 이후 정산조정계수가 서서히 사라지고, 원자력 발전과 같은 기저전원에 대해서는 정부승인 차액계약 (Vesting Contract, VC)¹⁹으로 전환하려는 움직임이 있다. 이러한 VC가 도입될 경우, 직접구매자 역시 VC에 참여 대상이 되도록 하는 방안을 생각해 볼 수 있다. 기존에 존재하였던 VC에서도 구역전기사업자가 판매사업자와 함께 계약 당사자가 되었기 때문에 가능한 방안이라고 판단된다. 다만, 구역전기사업자와 달리, 재생에너지 직접 PPA 수요기업의 경우 해마다 참여하는 기업의 수가 달라질 것이기 때문에, 이 방안의 경우 VC 계약의 갱신이 매년 새로 이루어져야 한다는 단점이 있다. 따라서, 중장기적으로 한국수력원자력이 VC를 전력거래소와 맺고, 전력거래소가 해당 비용을 모든 전력구매자들에게 부가정산금처럼 나누어 주는 방안으로 가야 할 것으로 보인다. 이 방안은 정부 정책에 따른 석탄발전 총량제 및 원전 VC 등 非시장가격(SMP)으로 거래되는 비용을 시장참여자 모두에게 공평하게 분배 가능케 한다. 다만, 전력거래소가 해당 에너지 구매를 할 수 있도록 전력거래소의 법적 지위에 대한 재정의 역시 필요하다.

보완공급 용량정산금 단가산정 개선안

용량가격 적용전력 문제의 개선방안 역시 전력구매자 모두 같은 기준을 적용하는 방법을 생각해볼 수 있다. 즉, 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금을 단순히 직접구매자, 판매사업자, 구역전기사업자의 거래시간별 유효구매량 비율대로 나누어 내는 방법이 존재한다. 다만, 이러한 방법을 적용할 경우, 전력거래소는 직접 PPA를 맺은 수요기업의 전력 사용량과 재생에너지 발전량을 비교하여 용량정산금 적용이 필요한 수요기업의 전력을 매시간 계산해야 한다. 즉, 잉여 전력이 생기고 있는지 보완공급이 필요한 상황인지에 대한 계산이 매시간 필요한데, 향후 직접 PPA가 활성화될 경우 이는 전력거래소 입장에서 부담이 될 수 있다. 따라서, 향후 재생에너지 발전원에 용량정산금을 지급하게 될 경우, 재생에너지 발전사업자와 수요기업 사이의 용량가격에 대한 정산은 PPA 계약에 포함하지 않고 각자 PPA 계약 밖에서 처리하는 것이 바람직할 것으로 보인다. 즉, 재생에너지 발전사업자는 수요기업과의 계약과 무관하게 용량시장에서 정산을 받고, 수요기업은 잉여전력, 부족전력 구분없이 물리적 전력사용량 그 자체를 기준으로 용량정산금을 지불한다. 실제 해외 선진국의 PPA 계약에서는 전력량뿐만 아니라, 용량, 세제혜택 등을 거래 대상으로 분리하여 계약마다 거래 대상을 다르게 진행하는 것을 확인할 수 있다.



19 전력시장에서 정부 또는 관련 규제 기관이 승인한 계약으로, 특정 발전사와 전력 구매자 (대개 전력시장 운영기관) 간에 체결된다. 이 계약의 주된 목적은 전력시장의 가격 안정성을 유지하고, 과도한 가격 변동 방지하는 것에 있다.



보완공급 부가정산금 단가산정 개선안

현행 직접구매자의 부가정산금 산정방안의 문제는 실제 개별 직접구매자가 계통에 미치는 영향과 무관하게 모든 직접 구매자가 동일한 단가로 정산된다는 점이다. 앞서 1.3절에서 살펴본 바와 같이 이러한 방식은 시장운영의 효율성을 해치게 된다. 운영에 대한 부가비용이 증대되는 상황에서 효율적인 시장운영을 담보할 수 없다. 따라서, 직접구매자의 부가정산금도 판매사업자, 구역전기사업자와 동일한 방식으로 시간대별 전력량을 이용하는 정산식을 적용하도록 수정하는 것이 필요하다. 또한, 직접 PPA에 참여하는 직접구매자의 경우 부가정산금의

지불기준이 되는 전력량에 PPA 계약물량도 포함시킬 것인지가 문제가 될 수 있다. 현재 판매사업자인 한전의 경우 PPA 계약을 수행하고 있으며, 전력시장에서 부가정산금 지불 시 한전 PPA 물량을 제외하고 지불하고 있다. 부가정산금은 전력계통의 물리적 운영을 안정화/효율화 하는데 사용된 비용이므로, 실제 계통 접속자의 물리적인 사용량을 기준으로 비용을 부과하는 것이 보다 합리적이라고 볼 수 있다. 따라서, 직접구매자 뿐만 아니라 한전 역시 모두 한전 PPA 물량을 포함하여 지불하도록 개선하는 것이 필요하다.



3.3 재생에너지 PPA 제도 실효성 확보 위한 도매전력시장제도 개편 방향 제시

직접 PPA 관련 시장구조적 문제 개선방향

앞서 살펴본 바와 같이 도입된 직접 PPA 법안의 재생에너지 전기공급사업자의 경우, 법적으로 도매전력시장에 직접 참여할 수 있는 권한이 존재하지 않는 것으로 판단된다. 이에 따라, 직접 PPA의 보완공급에 대한 정산도 모두 수요기업이 직접 기존 시장운영규칙에 존재하는 직접구매자로서 도매전력시장에 참여하는 것을 상정하고 분석하였다.

현재 직접 PPA 구조는 사실상 재생에너지 전기공급사업자의 역할이 없다는 점 이외에도 여러 가지 문제가 있을 수 있다. 우선, 직접 PPA 계약에서 잉여전력이 발생하게 될 경우, 전력거래소가 개별 재생에너지 발전사업자의 계량된 발전량에서 PPA

계약분과 초과발전분을 구분해서 정산해야 한다는 점이다. PPA 도입 초창기의 경우 이러한 잉여전력 발생이 많지 않을 수 있으나, PPA 계약이 다양화될 경우 전력거래소는 다수의 재생에너지 발전사업자에 대해서 이러한 계량 구분 업무를 시간대별로 수행해야 하며 이는 기존 전력거래소의 도매시장운영 업무에 굉장히 큰 부담을 줄 것으로 생각된다. 특히, N:1과 같이 다수의 재생에너지 발전사업자가 참여하는 복잡한 PPA 계약이 증가할 경우 이러한 어려움은 더욱 가중될 것이다. 마찬가지로 현행 직접 PPA 계약의 수만큼 직접구매자로 시장에 참여하는 수요기업의 숫자가 늘어날 경우에도, 전력거래소의 시장운영 업무는 그만큼 과중 될 수 있다.

이러한 점에서 현재 규정상 부재한 재생에너지 전기공급사업자의 도매전력시장 참여를 법적으로 보장해 주는 것이 직접 PPA 계약이 늘어났을 때 보다 효율적으로 시장이 운영될 수 있는 방법이라고 판단된다. 따라서 향후 분산자원 확대 및 에너지신사업 활성화를 위해 재생에너지 전기공급사업자를 통한 과부족 전력의 처리방안 고려 필요하였을 때, 장기적으로 필요한 직접 PPA 구조의 개선방향은 **그림 10**과 같다.

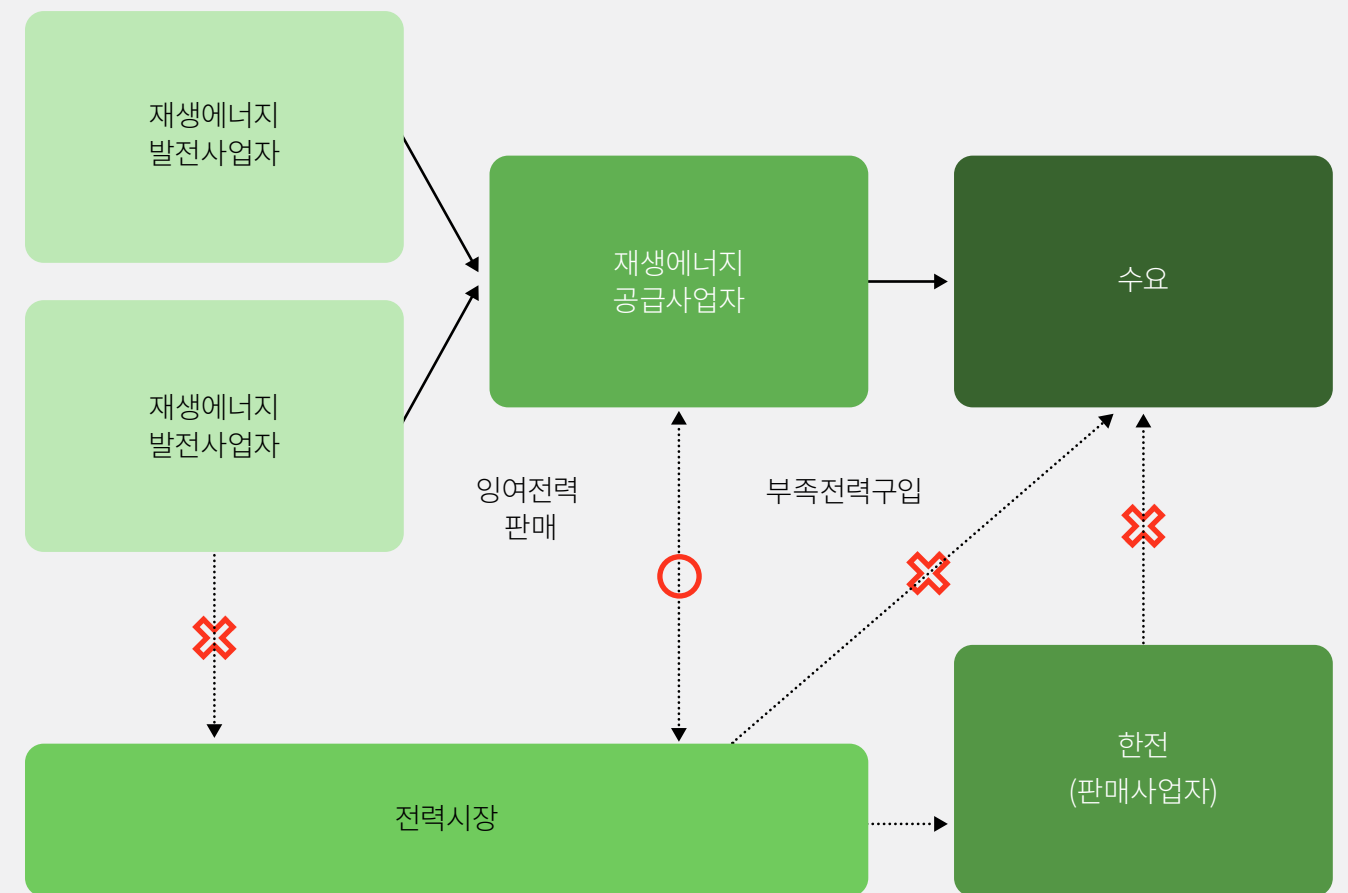


그림 10 장기적 직접 PPA 구조 개선안

위 그림의 구조를 통해, 다수의 소규모
재생에너지발전사업자의 직접 시장참여를 지양하여
전력거래소의 시장업무 과중을 방지할 수 있으며,
재생에너지 전기공급사업자가 중개거래 사업자의
역할도 함께 수행하며 개별 재생에너지발전사업자에
대한 관리역할도 부여하는 것이 가능하다.

이 구조에서는 직접 PPA에서 발생하는
부족전력 구입 및 잉여전력 판매를 재생에너지
전기공급사업자가 전력시장을 통하여 처리하기
때문에, 보다 투명하고 단순한 전력시장 규칙 제정 및
운영에 유리하다고도 볼 수 있다. 이러한 구조 개선을
위해서는 다음의 재생에너지 전기공급사업자를
정의한 전기사업법에 대한 수정이 요구된다.

전기사업법 제 16조의5 - 재생에너지 전기공급사업자의 전기공급

1. 재생에너지전기 공급사업자는
재생에너지를 이용하여 생산한
전기를 전력시장을 거치지 아니하고
전기사용자에게 공급할 수 있다.
2. 제1항에 따라 재생에너지전기 공급사업자가
전기사용자에게 전기를 공급하는 경우
요금과 그 밖의 공급조건 등을 개별적으로
협약하여 계약할 수 있다.
3. 제1항에 따라 공급되는 전기는
「신에너지 및 재생에너지 개발 · 이용 ·
보급촉진법」 제12조의7제1항에 따른
신 · 재생에너지 공급인증서의 발급대상이
되지 아니한다.
4. 그 밖에 제1항에 따른 전기공급에 필요한
사항은 산업통상자원부령으로 정한다.



국내 전력시장의 장기적 개선방향

RE100 달성에 효과적 수단인 직접 PPA 제도가
국내 전력시장에 안정적으로 정착되기 위해서는
재생에너지 전기공급사업자의 전력시장 참여에 대한
보다 개방적인 자세가 필요하다. 위에서 언급한 바와
같이 재생에너지 전기공급사업자가 직접 보완공급의
주체가 되어 전력시장에 참여하게 된다는 것은,
실질적으로 재생에너지 전기공급사업자가 국내
유일 판매사업자인 한전과 동등한 지위로 전력시장에
참여한다는 것을 의미하며 이는 궁극적으로 국내
전력시장의 판매개방을 의미한다. 또한, 재생에너지
전기공급사업자가 보완공급과 함께 초과발전량의
처리도 직접 수행한다는 것은 재생에너지
전기공급사업자가 현재는 금지된 발판검업을
수행한다는 것을 의미한다. “판매개방”이나

“발판검업”과 같은 주제는 해외에서는 1990년대
수직통합적 전력산업이 개방되며 모두 자연스레
허용된 것에 비해, 국내 전력시장에서는 2000년
구조개편이 시작된 이후 일부 논의만 되어왔을
뿐 여전히 미진한 부분이다. 이뿐만 아니라, 본
연구진은 직접 PPA 제도의 정착을 위해서는 현재
국내 유일의 판매사업자이면서 망 사업자인 한전의
역할을 분리하는 “판매분할” 역시 필수적이라
판단한다. 그렇다면 전혀 별개로 보이는 직접 PPA
제도와 한전의 판매분할은 왜 필요한 것일까? 앞서
설명한 바와 같이 직접 PPA 제도가 효율적으로
활성화되기 위해서는 재생에너지 전기공급사업자가
전력시장에서 직접 초과발전과 보완공급을
수행하는 것이 필수적이다. 이러한 재생에너지
전기공급사업자는 전력시장에서 보완공급을 수행하며

판매사업자로서의 역할을 수행하게 되며, 실질적으로 현재 판매사업자인 한전의 경쟁사업자가 되는 것으로 볼 수 있다. 한편, 한전은 국내 유일의 망사업자이기도 하므로, 재생에너지 전기공급사업자는 경쟁 판매사업자인 한전이 운영하는 망을 이용할 수밖에 없다. 이 경우 공정한 경쟁을 담보하기 어려우며, 현재 한전의 전기요금 내 망이용요금 현실화 이슈와 함께 수요기업이 선불리 재생에너지 전기공급사업자가 공급하는 직접 PPA 계약을 선택하는 데 제약이 될 수 있다. 따라서, 한전의 망 사업자로서의 역할을 분리하여 별도의 법인이 설립되는 것이 필요하다. 반면에 판매사업자로서 한전 역시 재생에너지 전기공급사업자가 초과발전을 수행하는 것과 같이 발전기를 보유하여 발판검업을 수행하는 것이 필요하다. 실제 해외 대부분 선진전력시장에

존재하는 유틸리티 회사들은 판매사의 역할과 함께 발전사로서의 역할도 겸하고 있다. 이를 통해 해당 유틸리티 회사들은 전기의 생산과 판매를 동시에 수행함으로써 전력시장 가격의 변동과 같은 리스크를 헷징할 수 있다.

제시된 전략들은 국내 전력 시장의 발전 및 이해관계자 간 공정한 경쟁 환경을 조성하는 데 이바지할 수 있다. 특히, 직접 PPA 제도의 효과적인 시행을 위해서는 다양한 이해관계자들의 참여를 보다 포괄적으로 고려하는 것이 바람직하다. 그러나 이러한 장기적인 변화가 전력 시장을 넘어 다양한 사회 부문에 광범위한 영향을 미칠 수 있음을 감안할 때, 장기적이고 통섭적인 관점에서 접근하여 그 문제를 해결해야 할 것이다.

**제시된 전략들은
국내 전력시장의 발전 및
이해관계자 간 공정한 경쟁 환경을
조성하는데 이바지할 수 있다.**



감사의 말

저자

박현곤, 부경대학교

이시영, 한국공학대학교

본 연구는 Climate Group 및 기후솔루션의 후원을 통해 진행되었으며, 한국사회책임투자포럼의 지원을 받았습니다. 본 보고서에 표현된 의견과 결론은 저자들의 독립적인 견해를 반영한 것이며, Climate Group, 기후솔루션, 또는 한국사회책임투자포럼의 공식적인 입장이나 의견을 나타내는 것은 아님을 밝힙니다.



회사 등록 번호가 있는 기후 변화 기구 (The Climate Group): 4964424 및 자선 단체 등록 번호: 1102909

Climate Group, Inc.는 EIN 43-2073566을 보유한 미국 등록 501 (c) 3 조직입니다

기업 식별 번호 U74999DL2018PTC334187을 보유한 M/s TCCO India Projects Private Limited