

국내 RE100 이행방안의 경제성 비교분석 연구

안상호 · 우종률*

에너지환경정책기술학과, 에너지환경대학원(그린스쿨), 고려대학교, 서울, 02841

Comparative Economic Analysis of RE100 Implementation Methods in South Korea

Sang Hyo An · JongRoul Woo*

Energy Environment Policy and Technology, Graduate School of Energy and Environment (KU-KIST Green School), Korea University, Seoul, 02841, Korea

Received May 27, 2022; Accepted June 8, 2022

ABSTRACT: The Global RE100 campaign is a one of the voluntary campaign, but it has a lot of influence on domestic companies that have not yet joined the Global RE100. Accordingly, the Korean government introduced the Korean RE100 (K-RE100) system to prepare an institutional mechanism for domestic companies to respond to RE100. However, in Korea, due to the high LCOE of renewable energy and institutional limitations of the power transaction system, there is a limit for companies to implement RE100 in various ways. Therefore, in this study, the implementation cost of RE100 for green tariff, REC purchase, third-party PPA, direct(or corporate) PPA, and self-generation was compared and analyzed to derive the order of implementation with the net present value (NPV) of costs incurred over 20 years. As a result, self-construction was analyzed as the most economical method, but the implementation through the green tariff seemed to be the most realistic implementation method so far. However, considering the gradually falling LCOE, third-party PPA and direct PPA could be secured competitiveness against green tariff in 2025 and 2026. Then it could allow the companies to have various portfolios for implementation of RE100.

Key words: RE100, Green Tariff, Power Purchase Agreement, Net Present Value, LCOE, Photovoltaic

Subscript

RE100 : renewable energy 100%
REC : renewable energy certificate
PPA : power purchase agreement
LCOE : levelized cost of energy
NPV : net present value

1. 서론

인류는 화석연료를 주원료로 발전, 운송 등 주요 산업시설에 지속적으로 사용하며 많은 경제성장을 이루었지만 이는 다량의 온실가스를 배출하며 기후 변화라는 문제점 또한 야기하였다. 이러한 기후 변화 위기에 대응하기 위하여 2015년 파리기후협약을 중심으로 세계 각국은 대응방안을 수립하고 발표하였으며, 우리나라도 최근 2050 탄소중립 시나리오 2개안(案)을

수립하였다¹⁾. 하지만 이러한 각국의 노력에도 기후변화의 마지노선은 예상보다 빠르게 다가오고 있다. 이에 2014년도부터 사용전력을 100% 재생에너지로 조달하는 민간 차원의 자발적 캠페인인 RE100이 시작되었고, 2022년 5월 기준 전세계 371개 기업이 RE100에 가입하였다²⁾. RE100에 가입된 기업은 자신들에게 제품을 납품하는 기업들에게 까지 RE100을 요구하고 있어 아직 RE100에 가입하지 않은 국내 많은 기업들에게도 RE100에 대한 요구가 전달되고 있다. 하지만 우리나라는 이행수단의 부재와 규제 등으로³⁾ 현재까지 19개 기업들만 RE100 가입을 완료하였다. 이에 우리나라 정부는 2021년부터 한국형 RE100 (K-RE100)을 제도화하여 시행하였고, 이는 RE100에 가입을 하지 못하는 기업 및 지자체 등도 참여가 가능하며, 이행방안으로 녹색 프리미엄, REC (재생에너지 인증서, Renewable Energy Certificate) 구매, 제3자 PPA (전력구매계약, Power Purchase Agreement), 지분투자 및 자체건설 등 5가지 방안이 있다⁴⁾. 그리고 2021년 전기사업법 개정을 통해 2022년 10월부터 직접 PPA를 통한 재생에너지 전력을 조달할 시에도 RE100 인정을

*Corresponding author: jrwoo@korea.ac.kr

받을 수 있게 되었다⁵⁾.

이에, 본 연구에서는 여러 가지 RE100 이행방안 별 전기사용자인 국내 기업들이 선택할 수 있는 방안을 경제적인 측면에서 비교 분석하고, 이행방안들에 대한 제도적 한계점 및 개선점에 대한 시사점을 제시하고자 한다. 구체적으로 서술하면 RE100 이행이 가능한 재생에너지원 중 하나를 선정하여 그 LCOE (균등화발전비용, Levelized Cost Of Energy) 값을 분석하고 이를 바탕으로 RE100 이행방안 별 이행 단가 및 전체 이행비용을 산출하여 국내 기업이 이행방안을 선택하는 의사결정에 참고치를 제시하고자 하며, 각 이행방안들에 대한 제도적 한계점 및 개선점을 분석하여 향후 제도 개선 등에 대한 제언을 하고자 한다.

2. RE100 캠페인 동향

2.1 글로벌 RE100 동향

글로벌 RE100 캠페인은 민간의 자발적인 운동으로 전 세계적으로 또는 각국 국내에서 인정받고 신뢰받는 브랜드, 포춘 선정 1,000대 기업 또는 동급의 주요 다국적기업, 100 GWh를 초과하는 많은 전력을 사용하는 기업 등이 가입이 가능하다. 가입을 희망하는 기업은 100% 재생에너지 전기를 사용하는 것을 공개적으로 선언하여야 하고, 2030년까지 60% 이상, 2040년까지 90% 이상 및 최종적으로 2050년까지 재생에너지 100% 조달에 대한 계획과 명확한 전략을 수립하여야 한다⁶⁾. 2022년 5월 기준 전세계 371개 기업이 RE100 가입을 완료하였고, 우리나라는 SK그룹, LG 에너지솔루션 및 현대그룹 등 사기업과 인천공항공사, 한국수자원공사(K-Water) 등 공기업을 포함한 19개 기업이 가입하였다²⁾.

글로벌 RE100을 이행하는 방법에는 Green Tariff (녹색 요금), Unbundled EAC (재생에너지 인증서, Energy Attribute Certificate) 구매, Self-generation (자가발전), PPA (전력구매계약), Direct Line (Grid 연결 없이 제3자 재생에너지를 직접 구매하는 방안) 등이 있으며, 2020년 기준 인증서(EAC) 구매 방식이 전체의 40%로 가장 많았으며, 뒤를 이어 PPA가 전체의

28%로 두 번째로 많이 이행하고 있는 방식이다³⁾. 하지만 2016년부터 2020년까지 기업들의 RE100 이행방안의 추세를 살펴보면 인증서 구매 및 녹색 요금을 통한 이행은 점점 줄어드는 반면 PPA를 통한 RE100 이행은 늘어나고 있다. 이는 PPA를 통해 장기적으로 안정적인 재생에너지 조달을 선호하기 때문으로 판단된다.

‘RE100 Annual Report 2021’³⁾에 따르면 RE100에 가입한 315개의 기업이 2020년 사용한 전체 전력량은 340 TWh로 영국(286 TWh, 2020년) 및 사우디아라비아(307 TWh, 2020년)⁷⁾ 전체 전력사용량 보다 많았으며, 재생에너지 전기 사용량은 152 TWh로 전체 전력사용량의 45% 수준으로 해마다 꾸준히 증가하고 있다. 하지만 국내 기업의 경우 아직 가입한지 얼마 되지 않았지만 2020년의 재생에너지 사용률은 LG 에너지솔루션 및 아모레퍼시픽을 제외하고 모두 0%이다. ‘RE100 Annual Report 2021’에서는 이에 대한 원인으로 우리나라의 RE100 이행장벽 중 이행수단의 부족과 규제 등을 꼽았다.

Table 1. Degree of challenges of RE100 in Korea³⁾

Barriers	Score
Lack of procurement options	9
Limited/no supply available	5
Regulatory barriers	6
Cost	1
No EACs available in small quantities	3
Lack of PPAs	3
Other	1

이에 우리나라 정부도 2021년도부터 한국형 RE100 (K-RE100) 제도를 도입하여 국내 기업이 RE100을 용이하게 이행 할 수 있도록 제도적인 지원을 하고 있다.

2.2 국내 RE100 동향

글로벌 RE100 기업들의 요구와 ESG (Environmental Social Governance) 경영에 대한 수요가 증가하면서 많은 국내 기업들도 RE100 가입을 준비하고 있다. 하지만 국내는 해외의 다른 나라들 대비 좁은 국토 면적과 재생에너지를 위한 자연 조건이 좋지 않으며, 국내 전력시장의 구조 역시 RE100 달성에 많은 제약 조건들이 있다.

이러한 제약 조건들을 보완하고 국내 기업의 RE100 달성을 위해 2021년 한국형 RE100 (K-RE100)이 시행되었으며, 서론에서 언급한 5가지 및 직접 PPA를 통해 이행이 가능하다.

먼저 녹색 프리미엄은 기존에 사용하던 전기요금에 프리미엄 요금을 추가로 한전에 납부함으로써 재생에너지 사용확인서를 발급 받아 RE100 이행이 가능하고, REC 구매는 RE100용 REC 거래 시장을 통해 REC를 구입함으로써 RE100 이행을 할 수 있다. 제3자 PPA는 한전을 중간 매개로 하여 재생에너지발전

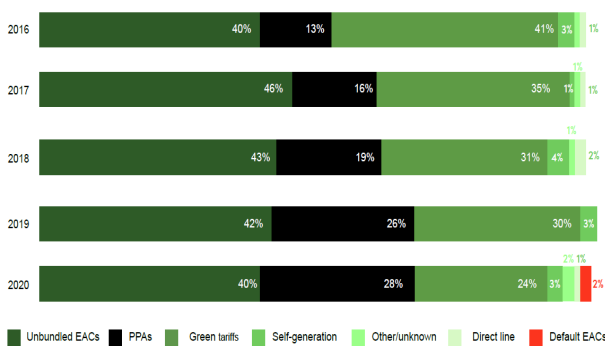


Fig. 1. Sourcing method Distribution Reported by RE100 Members since 2016³⁾

사업자와 전기사용자간 전력구매계약을 체결함으로써 재생에너지 전력을 조달하는 방식이며, 지분참여는 전기소비자가 재생에너지 발전사업에 일정 지분을 투자한 후, 해당 발전사업자와 제3자 PPA 또는 REC 구매계약 체결을 통해 이행할 수 있다. 자체건설은 전기사용자의 자가용 재생에너지 설비를 직접 설치하여 사용하는 것을 의미하며⁴⁾, 직접 PPA는 한전의 중개 없이 재생에너지발전사업자와 전기소비자가 직접 전력구매계약을 체결하여 재생에너지 전기를 조달하는 것을 말한다⁵⁾.

K-RE100의 지난 1년간의 성과를 살펴보면 참여기업의 대부분이 녹색 프리미엄을 통해 이행하였으며, REC 구매는 30건의 실적이 있었지만 거래량은 녹색 프리미엄의 0.3%에 불과하였다⁸⁾. 또한 제3자 PPA는 2021년도에 단 한 차례도 체결되지 않았으며, 2022년 4월 에이치디충추태양광1호 주식회사(발전사업자)와 현대엘리베이터(전기사용자)가 국내 최초로 제3자 PPA를 체결하였고⁹⁾, 그에 앞서 2022년 3월 SK E&S(재생에너지전기 공급사업자)와 아모레퍼시픽(전기사용자)이 국내 최초의 직접 PPA 계약을 체결하였다¹⁰⁾.

제3자 PPA 및 직접 PPA와 관련된 이행 사례가 많이 없는 이유는 전기사용자가 부담하는 전력량 요금 외에 망이용료 및 각종 부가금이 커 PPA를 체결할 유인이 크지 않기 때문이라고 판단하고 있다⁸⁾. 따라서 RE100 이행을 위한 PPA 제도의 활성화는 위해서는 전력량 요금 외 부가적인 요금에 대한 제도적인 지원이 필요하다고 판단된다.

3. 기존 문헌 검토

3.1 연구사례

RE100 관련 기존 연구를 살펴보면 크게 RE100 현황 및 제도 개선 방안에 대한 연구와 이행방안들에 관한 분석 연구로 나눌 수 있다.

3.1.1 RE100 현황 및 제도개선 연구

RE100이 시행되고 나서, 비교적 재생에너지를 위한 자연 조건이 양호하고, 자유로운 전력시장을 기 구축한 해외와는 달리 국내는 자연조건 및 전력시장 시스템 등 재생에너지 조달에 대한 여러 제약조건들이 많이 있다. 이 때문에 국내 RE100 관련 연구는 국내외 RE100 환경 비교와 국내에 도입된 제도의 문제점 및 개선 방안 등을 주로 다루었다.

먼저 이예지, 조민선, 채호진, 김재창, 이수출(2019)은 RE100의 현황 및 개요를 소개하고, 국내의 경직된 전력거래구조를 지적하며, 이는 글로벌 RE100 가입 기업에 대한 우리나라 기업의 수출에도 문제를 야기 시킬 수 있다는 점을 시사하였다¹¹⁾.

신훈영, 박종배(2021)는 국내 RE100 활성화를 위한 방안을 연구하면서, 녹색 프리미엄과 REC 구매는 거래의 편의성은 높

은 편이나 전기소비자의 경제적 부담이 높은 방법이기 때문에 국내 기업이 RE100을 원활하게 이행하기 위해서는 PPA 제도가 활성화 되어야 한다고 제안하였다¹²⁾.

이와 비슷하게 박동기, 김종윤(2021)은 RE100 제도에 대한 개선방안을 연구하면서 국내에서 RE100을 달성하기에 가장 큰 문제는 제도적 한계라고 지적하며, 신재생에너지 부문에 한하여 전력 시장의 로컬화를 제시하였다¹³⁾.

그리고 이우남, 조기선(2021)은 글로벌 RE100 시행현황 소개와 국내 RE100 지원제도 현황을 소개하고 국내 RE100 제도 도입 실효성 제고를 위해 전통 발전원 대비 재생에너지의 비용 경쟁력 강화를 위한 제도적 지원책과 RE100 참여기업의 세제 혜택 등 재생에너지원 조달에 대한 경제성 문제 해결을 위한 방안 등을 제시하였다¹⁴⁾.

또한, 이재협, 박진영(2021)은 국내 기업의 글로벌 RE100 참여율이 저조한 원인으로 법제도의 부재를 지적하고, 전력구매 계약(PPA)을 중심으로 제도적 한계와 송배전망 이용비용에 대한 문제점에 대하여 전력시장의 개편 및 전력요금 체계의 재구성 등을 제안하였다¹⁵⁾.

3.1.2 RE100 이행방안 연구

오지훈(2021)은 RE100에 대응하기 위한 국내의 환경을 분석하고, RE100 참여 기업들이 채택할 수 있는 재생에너지 조달방식 중 녹색 프리미엄과 제3자 PPA를 중심으로 가격 비교를 하였다. 이 논문의 저자는 단기적으로는 녹색 프리미엄이 장기적으로는 제3자 PPA를 통한 RE100 이행이 확산될 것이라고 예상하였다¹⁶⁾.

RE100 이행방식 중 녹색 프리미엄은 REC 구매와 같이 RE100 참여 기업이 채택할 수 있는 가장 용이한 방법이다. 권용오, 이승은, 김태형(2021)은 녹색프리미엄 요금제의 신재생에너지 투자에 대한 효과를 분석하였고, 결론적으로 녹색 프리미엄이 신재생에너지 확대를 위한 투자자금 공급원 역할로서의 유용성을 보여주었고, 이로 인해 신재생에너지에 대한 투자가 활성화 된다면 재생에너지의 발전단가를 낮추고 다양한 재생에너지 전원의 포트폴리오 구축을 통한 RE100 제도 기반 조성에 기여할 것으로 판단하였다¹⁷⁾.

오원택(2018)은 시장기능 강화를 통한 소규모 재생에너지 확대방안을 연구하면서 소규모 태양광 재생에너지 전기를 RE100 기업들에게 판매하는 전력시스템 제도를 제시하였고, 이를 규모화하기 위해 중개사업 형태를 제안하였다¹⁸⁾.

이지우, 김승완(2020)은 RE100 달성을 위한 전력 조달 시나리오를 설정하고 각 시나리오 별 비용을 분석하였다. 이 연구에서 저자는 총 세가지의 시나리오를 제시하였는데, 첫 번째 한전의 전력과 녹색 프리미엄을 통한 조달, 두 번째는 첫 번째 시나리오에 기업 PPA (직접 PPA)를 추가한 조달 방식, 마지막으로 세 번째는 기업 PPA, 전력도매시장 및 인증서 구매를 통한 전력

조달 방식에 대한 비용을 분석하였다. 분석 결과 기업 PPA로 전력을 우선 조달하고, 부족분을 도매시장과 인증서 거래를 통해 조달하는 세 번째 시나리오가 가장 경제적이 수 있다고 제시하였다¹⁹⁾.

3.2 기존 연구와의 차별성

앞서 기존 문헌의 사례를 보았을 때, 제도의 한계점과 개선방안을 제안하는 연구가 많았고, 일부 이행방안들의 비용을 비교하는 연구도 있었으나, RE100 이행방안 전체를 대상으로 비용을 분석하고, 특히 최근 시행된 직접 PPA에 대한 비용 측면의 연구는 찾을 수가 없었다.

따라서 본 연구에서는 현재 기준 K-RE100을 포함한 국내 RE100 참여 기업들이 이행할 수 있는 방안들에 대한 비용을 동일한 단위인 원/kWh로 변환하여 분석하고, 지불 비용 측면에서 가장 경제적인 이행수단을 도출하고자 한다. 이에 따라 전기사용자인 기업의 입장에서 향후 RE100을 이행할 때 어떠한 이행방안을 선택하여야 하는지와 이행방안 별 포트폴리오를 구성하는 의사결정에 참고자료가 될 수 있을 것으로 기대한다.

4. 연구 방법론

본 연구에서 비교 분석하고자 하는 RE100 이행방안들은 총 7가지로 ①녹색 프리미엄, ②REC 구매, ③제3자 PPA, ④직접 PPA 계통연계형, ⑤직접 PPA 비계통연계형 A (부지 사용료 발생有), ⑥직접 PPA 비계통연계형 B (부지 사용료 발생無), ⑦자체 건설이다. RE100 이행방안 중 지분투자의 방식도 있지만, 이는 재생에너지원에 지분을 투자하더라도 REC 구매 또는 제3자 PPA를 통해 재생에너지전기를 구매하여야 하기 때문에 이번 분석에서는 제외하였다. 또한, 직접 PPA의 경우는 제3자 PPA와 같이 한전의 송배전망을 이용한 계통연계형과 한전의 송배전망을 이용하지 않는 비계통연계형을 구분하여 분석하고자 한다. 연구에 필요한 재생에너지원의 종류는 태양광을 기준으로 하고자 하며, 이에 따라 태양광 발전설비의 LCOE와 기업들의 산업용 전기요금 그리고 온실가스 감축 실적을 인정해 주는 이행방안들에 대한 비용적 효과를 분석하기 위하여 탄소배출권 가격도 같이 확인하고자 한다.

4.1 경제성 분석 방법

본 연구에서는 RE100의 각 이행방안 별 이행비용 단가를 분석하고, 재생에너지 발전설비 수명(20년) 동안 기업들이 각 이행방안별 지불하는 전체 비용을 순현재가치(NPV, Net Present Value)로 계산하여 비교하고자 한다.

순현재가치(NPV)란 어떤 사업에 대한 가치를 평가는 척도 중의 하나이며, 최초 투자 일부터 사업의 종료일까지의 연도별

순편익을 현재가치로 환산한 것으로, 전체 편익의 현재가치에서 전체 비용의 현재가치를 차감한 값을 의미하고, NPV>0 일 경우 사업성이 있는 것으로 판단한다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \tag{1}$$

t = 사업연도, n = 사업종료연도, CF_t = t 연도의 순 현금흐름, r = 할인율

RE100 이행방안들의 비용 단가를 분석하기 위한 첫 단계로 먼저 각 이행방안 별 비용이 어떻게 결정되는지 확인할 필요가 있으며, 확인된 사항은 아래와 같다.

Table 2. Cost Structure by Implementation Method of RE100

Method	Cost Structure
Green Tariff	Kepeco's Electricity Charge + Green Tariff Premium
REC Purchase	Kepeco's Electricity Charge + REC price - GHG Reduction Effect
Third-party PPA	PPA Charge + Additional Fees - GHG Reduction Effect
Direct PPA	PPA Charge + Additional Fees - GHG Reduction Effect
Self-Generation	LCOE - GHG Reduction Effect

온실가스 감축인정에 따른 비용적 효과는 탄소배출권 가격(원/ton)에서 환경부의 ‘공공부문 온실가스 목표관리 운영 등에 관한 지침’에 따른 국가 고유 전력배출계수(0.4594tCO₂/MWh)²⁰⁾를 곱하여 계산한다.

제3자 PPA 및 직접 PPA의 전력량 요금은 발전사업자 또는 재생에너지전기공급사업자(이하 공급자)와 전기사용자가 합의하여 결정되는 요금이며, 최소한 재생에너지발전원의 LCOE 보다는 높아야 공급자의 손해가 발생되지 않는다. 따라서 본 연구에서는 태양광의 LCOE를 전력량 요금으로 활용하고자 한다.

LCOE는 발전설비의 운영기간 동안 발생하는 모든 비용을 수치화하여 나타낸 값으로, 서로 다른 발전원의 발전비용을 평가할 때 주로 사용하며, 식 (2)와 같이 계산한다.

$$LCOE = \frac{\sum_n^N \frac{I_n + M_n}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{E_n}{(1+r)^n}} \tag{2}$$

I_n = 연도 n에서의 투자비, M_n = 연도 n에서의 운전유지비, E_n = 연도 n에서의 발전량, r = 할인율, N = 발전기의 수명기간

4.2 RE100 이행방안 별 비용 가정

4.2.1 전기요금

글로벌 RE100에 가입한 국내 기업의 절반 이상은 제조업 기업의 대기업이다. 따라서 이번 연구에서 적용할 전기요금은 산업용전력(을)의 고압C, 선택III의 요금제를 기준으로 분석하였고, 남동발전의 삼천포 태양광 발전소의 2020년 1년치 발전량 데이터²¹⁾를 기준으로 실제 발전시간 구간의 한전 전력량 요금을 계산한 결과 114.2원/kWh 였다. 여기에 전력산업기반기금을 고려하면 118.4원/kWh 이며, 이 값은 기업이 실제 태양광 재생에너지를 사용하게 되면 절감될 전기요금으로 본 연구의 전기요금은 118.4원/kWh를 기준으로 연간 1% 상승을 가정하여 분석하였다.

4.2.2 태양광 LCOE

재생에너지원의 LCOE는 동일 발전원이라도 나라별 자연 조건과 정책 등에 따라 차이가 발생할 수 있다. 본 연구는 국내 기업의 RE100 달성 이행방안을 비교 연구하므로 국내 연구자료 중 에너지경제연구원의 자료를 인용하여 LCOE 값을 도출하였으며, 주요 가정은 아래와 같다.

Table 3. Main Assumptions of LCOE²²⁾

Factors	1 MW PV	3 MW PV
Installation Cost (mil. KRW/kW)	1.346	1.239
Operation Cost (mil. KRW/year)	21.98	69.65
Capacity Factor	15.38%	
Generation Period	20 years	
Discount Rate	5.5%	
Degradation	0.6%	

에너지경제연구원은 2020년과 2030년의 LCOE 전망치를 산출하였으나, 본 연구에서는 기업들이 2023년부터 이행함을 가정으로 하여 에너지경제연구원의 2020년과 2030년 LCOE 전망값을 연평균성장률(CAGR, Compound Annual Growth Rate)로 계산하여 2020년과 2030년 사이의 LCOE 추정값을 산출하였다.

Table 4. Estimated LCOE Between 2020 and 2030 (Unit : KRW/kWh)²²⁾

Year	2020	2023	2025	2028	2030	CAGR
1 MW	144.8	132.7	125.2	114.8	108.3	-2.9%
3 MW	136.1	121.9	113.2	101.4	94.2	-3.6%

이번 연구는 2023년도에 RE100 이행 시작을 가정하였고, 1 MW 초과 발전원만 제3자 PPA 및 직접 PPA가 가능하므로 3 MW 태양광 설비의 LCOE인 121.9원/kWh를 기준으로 연구하였다.

4.2.3 온실가스 감축 효과

온실가스 감축 효과에 대한 비용은 앞서 언급한 바와 같이 탄소배출권 비용에 전력배출계수를 곱하여 계산할 수 있으며, 재생에너지 전력 조달 시점의 배출권 계획기간 동안 실질적 감축에 따른 배출권 잉여량 및 환경부의 ‘온실가스 배출권의 할당 및 취소에 관한 지침’에 따라 무상할당의 기간 동안만 효과가 발생한다.

탄소배출권의 가격은 시장 상황에 따라 가격 변동이 크고, 연구시기 및 연구기관별로도 최소 9,254원/ton부터 최고 43,000원/ton까지 추정 값의 편차가 크다¹⁶⁾. 따라서 이번 연구의 탄소배출권 가정값은 환경부 온실가스종합정보센터의 ‘2020 배출권거래제 운영결과보고서’에 따른 제1·2차 계획기간 거래기간(2015. 1. 1 ~ 2021. 8. 9)의 평균가격인 23,914원/ton²³⁾으로 가정하였고, 이 비용은 10.986원/kWh으로 계산되었다.

4.2.4 녹색 프리미엄 및 REC 구매

녹색 프리미엄의 입찰 평균 가격은 10.9 ~ 14.6원/kWh 수준이었다. 하지만 현재까지 불과 총 3번의 입찰과 향후 가격 변동을 예측 할 만큼의 거래량도 없었기 때문에 가장 최근의 입찰 평균 가격인 10.9원/kWh²⁴⁾를 고정적으로 적용하기로 하였다.

REC 구매 역시 현재까지 향후 가격을 추정할 만큼의 거래량이 없었으며⁸⁾, REC 구매 시점의 REC 공급량 및 수요량과 RPS(신재생에너지 공급의무화, Renewable Portfolio Standard)의 무 대상자들의 의무 이행비율 등에 따라서도 변동이 생긴다. 따라서 본 연구에서는 현재까지의 RE100 이행을 위한 REC 구매 가격의 평균값인 43.7원/kWh를 기준으로 하였다.

4.2.5 제3자 PPA

제3자 PPA의 이행비용은 재생에너지발전사업자와 전기사용자간의 합의된 전력량 요금에 각종 부가금을 더하여 결정되어진다. 현재 제3자 PPA는 단 1건의 체결 사례가 있고, 이 가격 또한 외부 노출이 되어있지 않으므로 본 연구에서는 3MW급 태

Table 5. Estimated Cost of Third-Party PPA^{22, 25)}

Cost Items	Cost (KRW/kWh)	Remarks
PPA Charge	121.9	LCOE of 3 MW PV
Grid Fee (A)	18	Amount of usage
Grid Fee (B)	7	Fixed fee
Grid losses	3	By Electric power Statistics
Additional Fee	4	Calculated by KPX
Service Fee	0	Kepeco
Special Fee	3	Energy welfare etc.
Contribution	5.8	For Electricity Industry (3.7% of total)
Sum	162.7	

양광 설비의 LCOE 값을 제3자 PPA의 전력량 요금으로 적용하였다. 또한 기타 부가요금은 기후솔루션에서 시뮬레이션한 값²⁵⁾을 적용하였다.

4.2.6 직접 PPA

직접 PPA는 제3자 PPA와 달리 한전의 증개 없이 재생에너지 전기공급사업자와 전기사용자간 직접 계약을 통해 거래가 이루어진다. 하지만, 대다수의 재생에너지 발전소는 전기수요처와 물리적으로 멀리 떨어져 있기 때문에 한전의 송배전망을 이용하는 경우가 대부분으로 제3자 PPA와 같이 망이용료 등 각종 부가금이 부과된다. 다만, 전기수요처 내 또는 인근에 재생에너지 발전소를 건설하여 조달하게 된다면 별도의 계통연계 없이 직접 PPA가 가능하므로 설비구축을 위한 투자비 및 일부 부가금을 절감할 수 있다. 따라서 직접 PPA의 비용은 계통연계형과 비계통연계형으로 구분하고, 비계통연계형도 부지 비용이 발생하는 경우(A)와 부지 비용이 발생하지 않는 경우(B)로 구분하여 비용을 분석하였다.

직접 PPA에 따른 비용구성은 Table 6과 같으며, 제3자 PPA에 부과되었던 전력손실 반영금액과 에너지복지/특례할인 비용은 부과되지 않는다. 그 외 부가금은 제3자 PPA와 동일한 가정을 사용하였다.

Table 6. Estimated Cost of Direct PPA^{22, 25)}

Cost Items	Cost (KRW/kWh)		
	With Grid	Without Grid	
		A	B
PPA Charge	121.9	120.6	107.6
Grid Fee (A)	18	0	0
Grid Fee (B)	7	0	0
Additional Fee	4	4	4
Service Fee	0	0	0
Contribution	5.6	4.6	4.1
Sum	156.5	129.2	115.8

비계통연계형 직접 PPA의 경우는 계통연계비용(전체 LCOE의 1.1%)²²⁾의 절감분과, 부지 비용(전체 LCOE의 10.6%)²²⁾의 발생 여부에 따라 전력량 요금을 달리 하였다.

4.2.7 자체건설

자체건설의 설치 단가는 전기사용자가 직접 재생에너지발전 설비를 자기 소유의 부지에 설치하여 전력을 조달하는 조건으로 비계통연계형 직접 PPA(B)의 전력량 요금인 107.6원/kWh를 기준으로 하며, 온실가스 감축 효과를 추가하여 최종 이행단가를 산출할 수 있다. 단, NPV를 계산하기 위하여 발전설비의 설치 비용과 연간 운영비용은 에너지경제연구원의 LCOE 계산 가정 값을 사용하고, 연간 운영비용의 상승률은 2%로 가정하였다.

Table 7. Capex & Opex for Self-Generation²²⁾

Cost Items	Cost (Mil. KRW)	Remarks
Capex	3,717	1.239 Mil.KRW/kW
Opex (/year)	69.65	Inflation rate : 2%

4.3 민감도 분석 방법

민감도 분석은 각 주요 변수들에 대한 조건을 변동시켰을 경우 결과에 영향을 미치는 변화 수준을 확인할 수 있는 방법으로, 본 연구의 경제성 분석을 위한 여러 변수 중 Table 8의 변수와 조건으로 민감도 분석을 하였다.

Table 8. key Variables and Conditions for Sensitivity Analysis

Variables	Conditions
Electricity Price	1) Fixed price 2) Inflation rate : 2%
Green Tariff	1) Inflation rate : 1% 2) Inflation rate : 2%
REC Price	1) Inflation rate : -1% 2) Inflation rate : -2%
Carbon Price	1) Inflation rate : 3% 2) Inflation rate : 5%

먼저 전기요금은 작년과 올해 한전의 많은 영업직자가 예상되어 향후 전기요금의 하락 가능성은 크지 않다고 판단하였다. 하지만 전기요금은 국민 생활경제에도 많은 영향을 주는 요소이므로 기존 가정의 전기요금 수준을 유지하는 조건과 2%의 상승 조건으로 연구를 진행하였다.

녹색 프리미엄은 2021년도 타 이행방안 대비 국내 기업들이 가장 많이 활용한 이행 수단으로⁷⁾ 지속적인 수요 증가에 따라 가격 상승을 고려하여 1% 및 2%의 상승 가정으로 민감도를 분석하였다.

REC 가격은 과거 상승과 하락의 폭이 큰 편이었다. 다만 신규 정부의 RPS 의무사들의 의무비용 조정 검토 및 다른 방안 대비 전체 이행비용이 고가인 점을 고려하여 -1% 및 -2%로 하락 하는 가정에 따른 민감도를 확인하였다.

마지막으로 탄소배출권은 정부의 탄소중립 시나리오의 이행 및 기업 온실가스 유상할당의 비중이 2025년도에 10% 이상의 증가될 전망²⁶⁾ 등에 따라 장기적으로 탄소배출권의 가격은 상승할 것으로 예측되며, 상승률은 3% 및 5%로 가정하였다.

5. 연구 결과

5.1 RE100 이행단가 비교 분석 결과

앞선 가정에 따른 단가를 기준으로 이행방안 별 전기요금 및 온실가스 감축 효과를 반영한 20년간의 최종 평균단가는 다음과 같이 분석되었다.

Table 9. Average Implementation Cost of Each Method²²⁾ (unit : KRW/kWh)

Method		Cost	Portion
a. Green Tariff	Electricity Price	130.4	92%
	Premium	10.9	8%
	Total	141.3	100%
b. REC Purchase	Electricity Price	130.4	78%
	REC Price	43.7	26%
	Reduction Effect	-7.1	-4%
	Total	167.0	100%
c. Third- party PPA	PPA charge	121.9	78%
	Additional fee	40.8	26%
	Reduction Effect	-7.1	-5%
	Total	155.6	100%
d. Direct PPA with Grid	PPA charge	121.9	82%
	Additional fee	34.6	23%
	Reduction Effect	-7.1	-5%
	Total	149.4	100%
e. Direct PPA without Grid A	PPA charge	120.6	99%
	Additional fee	8.6	7%
	Reduction Effect	-7.1	-6%
	Total	122.1	100%
f. Direct PPA without Grid B	PPA charge	107.6	99%
	Additional fee	8.1	7%
	Reduction Effect	-7.1	-7%
	Total	108.6	100%
g. Self- Generation	LCOE	107.6	107%
	Reduction Effect	-7.1	-7%
	Total	100.5	100%

분석결과 자체건설이 RE100 이행 기업의 입장에서 장기적으로 가장 경제적인 방안이었고, REC 구매가 가장 비용이 많이 발생하는 RE100 이행방안인 것으로 분석되었다.

이행방안 별 요금의 비중을 살펴보면 녹색 프리미엄과 REC 구매를 통한 RE100 이행은 기존의 전기요금을 계속 납부하는 방식으로 전기요금의 비중이 92% 및 78% 수준으로 분석되었고, 향후 전기요금의 변동에 많은 영향을 받을 것으로 보인다. REC 구매의 경우 전기요금의 비중이 매우 높기는 하지만 REC 가격도 26%를 차지하면서 향후 REC 가격 변동에 따라 기업들의 선택 여부가 결정되어 질 것으로 보인다.

제3자 PPA 및 직접 PPA는 발전사업자(또는 재생에너지전기 공급사업자)와 맺는 전력량 요금의 비중이 78%~99% 수준으로 발전사업자와 협의하는 비용의 수준에 따라 RE100 이행기업의 경제성이 크게 변동될 것으로 판단된다. 특히 직접 PPA 비계통연계형의 경우는 전력량 요금의 비중이 99%로 재생에너지전기공급사업자와 맺는 비용이 전체 이행비용이라고 해도 무방한 수준이다. 또한 제3자 PPA 및 계통을 이용하는 직접 PPA의 경우 전력량 요금의 비중이 78% 및 82%로 가장 높기는 하나, 부가 요금의 비중도 20%를 상회하는 만큼 부가 요금에 대한 제도적 지

원이 필요해 보인다. 온실가스 감축에 따른 비용 효과는 -4%~ -7%로 다른 요소들에 비하여 비중이 낮지만 탄소배출권 가격이 상승한다면 RE100 이행방안 결정에 주요한 변수로 작용할 가능성이 있다.

5.2 경제성 비교 분석 결과

5.1에서 분석한 이행방안 별 단가를 기준으로 20년간의 재생에너지 전력을 조달한 RE100 이행 비용을 분석한 결과는 Table 10과 같으며, 분석 결과 전체 이행방안의 연평균 비용은 약 4.9 억원 수준이며, 20년간 지출한 이행비용의 평균은 약 99억원, 전체 이행비용의 평균 NPV는 약 61억원 수준이었다. 즉, 기업이 3 MW의 태양광 설비를 통해 재생에너지 전력을 조달하였을 경우 연평균 4.9억원, 20년간 약 99억원의 비용이 필요하다.

다만, RE100 참여 대기업이 한 가지의 이행방안으로는 RE100 달성이 쉽지 않기 때문에 필요 전력량 및 이행 시기에 따라 Table 10의 비용을 참고하여 다양한 이행방안의 포트폴리오를 구성할

Table 10. Result of Implementation Cost and NPV (unit : mil. KRW)

Method		Average (per year)	Total (20 years)	NPV
a	Electricity Price	497	9,940	5,899
	Premium	42	833	503
	Total	539	10,773	6,401
b	Electricity Price	497	9,940	5,899
	REC Price	167	3,338	2,016
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	636	12,725	7,524
c	PPA charge	466	9,312	5,623
	Additional fee	456	3,117	1,882
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	594	11,875	7,115
d	PPA charge	466	9,312	5,623
	Additional fee	132	2,643	1,596
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	570	11,402	6,829
e	PPA charge	460	9,210	5,561
	Additional fee	33	658	397
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	466	9,314	5,568
f	PPA charge	411	8,223	4,965
	Additional fee	31	621	375
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	415	8,290	4,950
g	Capex	177	3,717	3,717
	Opex	85	1,692	977
	Reduction Effect	-28	-554	-390
	Total	234	4,856	4,304
Total Average		493	9,891	6,099

수 있을 것으로 예상된다. 예를 들어 2023년도부터 RE100 이행 시작을 계획하고 있다면 비용이 가장 낮은 자체건설 또는 직접 PPA 비계통연계형을 통해 일부 재생에너지를 조달하고, 전기요금이 비교적 낮은 이행 초기에는 녹색 프리미엄을 통해 부족분을 해소하는 이행방안 구성이 가장 경제적인 것이다. 또한, 향후 전기요금이 상승되고 재생에너지원의 LCOE가 더 낮아지면 직접 PPA 계통연계형 또는 제3자 PPA를 조합한 새로운 RE100 이행방안 포트폴리오를 구성할 수도 있을 것으로 판단한다.

NPV 분석 결과 역시 가장 경제적인 RE100 이행방안은 자체 건설로 확인되었다. 다만 자체건설은 초기 발전설비 설치를 위한 투자비가 많이 발생하므로 직접 PPA 비계통연계형(B) 대비 6.5억원 저렴한 수준으로 큰 차이를 보이지 않았다. 따라서 발전 사업에 경험이 없는 RE100 이행 기업은 장기적인 측면에서 직접 PPA 비계통연계형(B) 방안도 자체건설과 비교해 경쟁력 있는 이행방안이 될 수 있다.

5.3 민감도 분석 결과

4.3의 민감도 분석의 주요 변수와 시나리오에 따른 결과는 Table 11과 같으며, 전기요금이 가장 큰 변화의 폭을 보였고, 다음으로 REC 가격이 변동폭이 큰 것으로 확인되었다.

전기요금은 향후 유지 또는 하락의 가능성이 적은 만큼 전기요금을 포함하는 녹색 프리미엄 및 REC 구매를 통한 RE100 이행은 장기적인 대안 보다는 단기적인 대안으로 활용하는 것이 기업의 입장에서는 더 경제적인 것으로 판단된다.

Table 11. Result of Sensitivity Analysis (unit : KRW/kWh)

Variables	Sensitivity	Ave. Cost (20 years)	Differences
Electricity Price	1%	130.4	Base
	Fixed	118.4	-12.0
	2%	143.9	13.5
Green Tariff Premium	Fixed	10.9	Base
	1%	12.0	1.1
	2%	13.2	2.3
REC Price	Fixed	43.7	Base
	-1%	39.8	-3.9
	-2%	36.3	-7.4
Carbon Price (Reduction Effect)	Fixed	-7.1	Base
	3%	-8.5	-1.4
	5%	-9.7	-2.6

상기의 민감도 분석 값을 기준으로 각 이행방안들의 20년간 평균 이행 단가를 분석한 결과 전기요금의 2% 상승 조건에서만 직접 PPA 계통연계형이 녹색 프리미엄 대비 더 경제적인 이행방안으로 확인되었으며, 기타 이행방안 단가 순서의 변동은 없었다.

이는 녹색 프리미엄과 REC 구매를 제외한 다른 이행방안은 전기요금의 변동에 영향을 받지 않고, 온실가스 감축에 따른 효과는 그 비중이 PPA의 전력량 요금 대비 매우 낮기 때문에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 확인하였다.

6. 결론 및 시사점

6.1 연구 결론

이번 연구는 국내 기업이 RE100을 이행하고자 할 때 여러 이행방안 중 어느 이행방안을 선택하여야 가장 경제적인지에 대한 참고치를 제시하기 위하여 RE100 이행방안 별 비용 구조와 이행단가를 분석하고, 기업이 지불하여야 하는 전체 비용을 순현재가치(NPV)화하여 비교 분석하였으며, 주요 분석 결과는 아래와 같다.

첫 번째, 국내 기업이 RE100을 이행하고자 할 때, NPV 측면에서 가장 경제적인 방법은 자체건설이다. 다만, 2020년 5월 기준 글로벌 RE100에 가입된 국내 기업 중 한국수자원공사(K-Water)는 태양광 발전업에 대한 경험을 보유하고 있으나, 이를 제외한 대다수의 기업은 발전업이 주 업종이 아니며, 다른 이행방안 대비 초기에 많은 비용이 발생하기 때문에 자체건설에 대한 부담감이 발생할 수 있다. 따라서 자체건설의 여건이 되지 않는 기업은 직접 PPA 비계통연계형 B 방안이 가장 경제적인 RE100 이행 방안이라고 할 수 있다.

두 번째, 자체건설과 직접 PPA 비계통연계형은 수요처 내 자가 소유 또는 인근에 재생에너지 발전설비를 설치 할 여유 부지가 필요하다. 하지만 재생에너지를 설치하기 위해서는 1 MW 당 약 9,779.91 m² (약 3천 평) 정도의 부지가 필요하고²²⁾, 이런 부지를 수요처 내부 또는 인근에 소유하고 있는 기업 또한 많지 않을 수 있다. 따라서 2023년 RE100 이행 기준 수요처 내부 공장 (또는 건물) 지붕 및 주차장 등에 설치 여건이 되는 기업은 직접 PPA 비계통연계형 B가 가장 경제적인 방법이며, 여유 부지가 없는 대부분의 기업의 경우에는 녹색 프리미엄을 통한 RE100 이행이 현실적으로 가장 경제적인 방법이다.

세 번째, 본 연구는 에너지경제연구원의 보고서에 따라 태양광 LCOE가 매년 하락하여 2030년에 94.2원/kWh까지 낮아질 것으로 전망하였으며, 한전의 전기요금은 1%씩 계속 상승하는 것을 가정하였다. 이에 따라 한전의 전기요금이 반영되는 녹색 프리미엄 및 REC 구매를 통한 RE100 이행 방안의 이행 단가는 매년 상승할 것이고, 태양광의 LCOE가 반영되는 이행방안의 단가는 매년 하락할 것이다. 본 연구에서 사용한 LCOE 및 한전 전기요금 가정에 따르면, Table 12와 같이 2025년도부터는 직접 PPA 계통연계형이, 2026년도부터는 제3자 PPA도 녹색 프리미엄 대비 경제적인 이행방안으로 판단된다. 따라서 2025년 이전까지는 직접 PPA 비계통연계형 또는 녹색 프리미엄으로 RE100을 이행하고, 2025년 이후부터 직접 PPA 계통연계형 또

Table 12. Average of Implementation Cost in 2025 and 2026
(unit : KRW/kWh)

Method	Ave. Cost for 20 years				
	2023	2025	2026		
Green Tariff	141.3	143.9	145.2		
REC Purchasing	167.0	170.7	169.9		
Third-party PPA	155.6	148.0	141.8		
Direct PPA	W. Grid	149.4	141.8	135.6	
	Wo. Grid	A	122.1	114.3	107.9
		B	108.7	101.8	95.9
Self-Generation	100.5	94.0	88.2		

는 제3자 PPA 등으로 RE100 이행 포트폴리오를 확대하는 방안도 추천한다.

6.2 한계점 및 시사점

6.2.1 연구 한계점

연구의 경제성 분석 결과를 더욱더 정교하게 만들기 위해서는 이행방안 별 모든 변수를 정확하게 예측하는 것이 필요하다. 하지만 이러한 변수들은 국가의 정책 변화, 물가, 글로벌 재생에너지 동향 및 관련 기업들의 의지 등 예측하기 힘든 변화에도 영향을 받기 때문에 정교한 가정 값을 도출하기란 쉽지 않다. 따라서 본 연구의 가정 값과 실제 RE100 이행 시점의 주요 변수들에 대한 비용이 상이 할 경우에는 본 연구와 다소 차이가 나는 결과가 나올 수 있는 한계점이 있다.

다만, 제3자 PPA 및 직접 PPA의 경우, 아직 제도 시행 초기 단계로 향후 각 이행방안들에 대한 사례가 늘어난다면 제3자 PPA 및 직접 PPA의 전력량 요금 거래 수준은 본 연구의 가정 대비 더욱 정교한 예측 값이 나올 것으로 예상된다.

따라서 향후 RE100 기업들의 이행 사례가 늘어나서 보다 더 정교한 가정 값을 유추할 수 있는 경제성 분석과, 이번 연구에서 다루지 못한 주요 변수의 민감도 분석 등은 후일의 연구과제로 남기고자 한다.

6.2.2 시사점 및 제언

RE100은 글로벌 기후 위기에 대응하기 위해 도입된 자발적인 캠페인임에도 불구하고 기업들에게 미치는 영향이 적지 않다. 이에 따라 우리나라도 국내 기업들이 글로벌 RE100에 대응할 수 있도록 지원하기 위해 K-RE100 제도를 도입하여, 여러 가지 RE100 이행방안에 대한 제도를 마련하였다.

K-RE100 제도가 시행된 2021년 1년간 대부분의 기업은 녹색 프리미엄을 이용하여 RE100을 이행하였고, 총 30건 진행된 REC 구매는 녹색 프리미엄 판매량의 0.3%에 불과하였으며, 제3자 PPA 체결 사례는 단 1건도 없었다⁸⁾. 녹색 프리미엄은 RE100 이행차원에서 재생에너지 전력을 조달한 것으로 인정해 줄 뿐 실제로 재생에너지원이 증가가 된 것은 아니다. 향후 녹색

프리미엄의 재원이 재생에너지원 증가에 사용될 것으로 예상되지만, 거래 시점의 탄소 순배출 절감에는 영향이 없다.

실질적인 재생에너지원이 증가하기 위해서는 장기 REC 구매, 제3자 PPA 및 직접 PPA 등 장기적으로 전력을 조달하는 동인이 필요하지만, 본 연구에 따른 이행단가 분석 결과를 보면 향후 3~4년간은 제3자 PPA 및 직접 PPA를 통한 RE100 이행은 녹색 프리미엄 대비 경제적이지 않을 수 있다. 이 역시 태양광 LCOE가 지속적으로 하락하였을 경우이며, 최근 같이 원자재 가격 상승에 따라 태양광 모듈가격이 상승하거나, 풍력같이 태양광 LCOE 대비 높은 재생에너지원 기준으로는 제3자 PPA와 직접 PPA가 녹색 프리미엄 대비 경쟁력을 갖추는 시기는 더 늦어질 것이다.

제3자 PPA와 직접 PPA의 경우 제도 초기라고 해도 아직까지 사례가 많이 발생하지 않고 있으며, 이에 대한 원인으로 많은 전문가들은 과도한 망이요금 및 부가금 등을 꼽는다⁸⁾. 민감도 분석 결과에서도 보았듯이, 전기요금이 1% 이상 상승하더라도 망이요금 및 부가금의 비중이 높아 지속적으로 녹색 프리미엄 대비 가격 경쟁력이 없는 것으로 확인되었다. 따라서 향후 국내 기업들의 RE100 이행 활성화를 위해서는 제도 초기에는 망이요금 및 관련 부가금을 일부 유예 또는 감면 해주는 지원책이 필요하고 판단된다.

또한, 직접 PPA의 경우에는 아직 확정된 관련 고시가 발표된 않았지만 산업통상자원부에서 행정예고한 제정안⁵⁾에 따르면 비계통연계형에 대한 제도적 방침이 아직 모호하다. 직접 PPA 비계통연계형의 경우는 한전의 변전소에 연계되는 계통연계가 불필요함으로 국가 전력계통에도 영향을 덜 주게 된다. 이는 산업통상자원부의 ‘분산에너지 활성화 추진전략’(2021)²⁷⁾에 언급된 분산에너지 추진의 배경이기도 하다. 분산형 전원(에너지)이란 전력수요처 인근에 설치하여 송전선로 건설을 최소화할 수 있는 전원을 말하며, 자가소비 등이 이에 포함되고, 직접 PPA 비계통연계형이 바로 자가소비형 분산에너지와 일치 한다.

하지만, 직접 PPA 관련 고시 제정안에 따르면 한전의 송배전 망을 이용하지 않는 비계통연계형까지도 계통 사용에 따라 부과하는 부가정산금 및 자가소비형 전원에 면제되어지는 전력산업기반기금 부담금 등이 부과되는 것으로도 판단될 수 있기 때문에 제도의 활성화 및 정착을 지연시키는 원인이 될 수 있다.

RE100은 의무적인 제도가 아닌 자발적인 캠페인으로, 기업이 손해를 보면서 까지 이행할 동인은 크지 않다. 따라서 RE100이 필요한 기업은 이행 시점에 가장 경제적인 이행방안을 선택할 확률이 높다. 향후 정부의 제도적 지원이 다양하게 뒷받침되어 제3자 PPA 및 직접 PPA 계통연계형도 다른 이행 방안 대비 경쟁력을 가질 수 있길 희망하며, 이에 따라 많은 RE100 참여 기업들이 다양한 이행방안 포트폴리오를 구성하여 RE100을 이행하기 바란다. 그리고 그 이행방안의 의사결정에 본 연구가 참고용으로 사용되길 바란다.

References

- 2050 Carbon Neutrality and Green Growth Commission, "2050 Carbon Neutrality Scenarios," <https://www.2050cnc.go.kr/base/board/read?boardManagementNo=4&boardNo=101&searchCategory=&page=1&searchType=&searchWord=&menuLevel=2&menuNo=15> (2021).
- RE100, "RE100 members," <https://www.there100.org/re100-members> (2022).
- RE100, "RE100 annual disclosure report 2021(Stepping up : RE100 gathers speed in challenging markets)," RE100 Climate Group & CDP (2022).
- Korea Energy Agency, "K-RE100 Implementation method Guide," https://www.knrec.or.kr/biz/introduce/new_policy/intro_kre100.do?gubun=A (2022).
- Ministry of Trade, Industry and Energy, "Notification on direct PPA of renewable energy electricity suppliers (Proposal for enactment)," Ministry of Trade, Industry and Energy Notification No. 2021-874 (2021).
- RE100, "Frequently Asked Questions (FAQs): Technical," RE100 Climate Group and CDP (2022).
- Enterdata, "World Energy and Climate Statistics," <https://yearbook.enerdata.co.kr/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html> (2022).
- Cho, Y. T., "POSRI Issue Report : Achievements and implications of implementation of the K-RE100 for a year," Posco Research Institute (2022).
- Byun, S. G., "Kepco signed Third-party PPA with Hyundai Elevator for the first time," Etnews, <https://m.etnews.com/20220411000016?obj=Tzo4OiJzdGRDbGFzcyI6Mjpp7czo3O iJyZWZlcmVYJtOO3M6NzoiZm9yd2FyZCI7czo3Mzoid2V iHRvIG1vYm9sZSI7fQ%3D%3D> (2022).
- Yun, B. H., "SK E&S and Amore Pacific signed the first renewable energy PPA in Korea," Electimes, <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=302308> (2022).
- Lee, Y. J., Cho, M. S., Chae, H. J., Kim, J. C., Lee, S. C., "The status of RE100 and its implications in Korea," The Korean Society of Climate Change Research, 14(1), 43-52 (2019).
- Shin, H. Y., Park, J. B., "Analysis of RE100 status in Korean and international and plan of activation for RE100 in Korea," KIEE, 70(11), 2021.11, 1645-1654 (2021).
- Park, D. G., Kim, J. Y., "A study on comparison and improvement of RE100 system," KIEE, 2021.05, 264-265 (2021).
- Lee, W. N., Cho, K. S., "A study on the global status and improvement of the effectiveness of RE100 implementation in Korea," KIEE (2021).
- Lee, J. H., Park, J. Y., "Reorganization of Legal System to Accelerate Distributed Generation - RE100 Campaign and Power Purchase Agreements (PPAs)," Korea Environmental Law Association 43(3): 207-241 (2021).
- Oh, J. H., "Comparison of renewable energy price and proposal policy implications for expending RE100 in Korea," Seoul National University of Science and Technology (2021).
- Kwon, Y. O., Lee, S. E., Kim, T. H., "Analysis of the effect of green premium tariff on renewable investments," KIEE 2021.7 666-667 (2021).
- Oh, W. T., "Market-oriented approach to expand small-scale renewable energy : Focusing on RE100," Soongsil university (2018).
- Lee, J. W., Kim, S. W., "Cost analysis of various corporate sourcing scenarios for achieving RE100," KIEE 2020(7): 163-164 (2020).
- Ministry of Environment, "Guideline for the management of greenhouse gas target in the public sector" (2022).
- Publicdata Portal, "Power generation by PV generation time : KOEN Samcheonpo #5), <https://www.data.go.kr/data/15050344/fileData.do> (2021).
- Lee, K. D., Kim, K. H., "Establishment and operation of midium- and long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy supply(1/5)," KEEI (2020).
- Greenhouse Gas Inventory and Research Center, "2020 Korean emissions trading system report," No. 11-1480906-000001-10 (2022).
- Ministry of Trade, Industry and Energy, "Results of Green Tariff bidding (7th, Feb ~ 21st, Feb) for the first half," MOTIE Press news, (2022).
- Kwon, K. R., Kim, Y. J., Yang, Y. B., Cho, E. B., "Stranded K-RE100, focusing on grid fees and unreasonable third-party PPA guideline," Solutions for Our Climate (2021).
- Lim, J. H., "Increase carbon emission allocation by 10% + α ," Seoul Newspaper, <https://www.seoul.co.kr/news/newsView.php?id=20210518003006> (2021).
- Ministry of Trade, Industry and Energy, "Strategies for promotion of distributed energy" (2021).