

국내 전력시장의 직접구매제도 개선방안에 관한 연구

윤혁준*

요약

산업용 전기요금의 지속적인 인상, ESG경영, RE100 등 기업들의 재생에너지 구매에 대한 필요성 증대에 따라 기업들의 전력구매에 대한 인식이 전환되고 있다. 기업이 전력시장에서 전력을 직접 구매할 수 있는 직접구매제도는 전력시장 개설에 따라 2003년에 도입되었으나 지금까지 제도에 참여한 기업 없이 사장되어왔다. 현행 직접구매제도는 타 전력구매자들과 차별적인 정산방식을 적용하고 있고, 전력시장비용 중 일부를 부담하지 않는 문제점을 가지고 있다. 이는 직접구매자를 소매 전기요금 체제의 전기소비자와 명확하게 구별하지 못한 구조개편 과정의 인식 부재에 기인한다. 직접구매자에게 타 전력구매자들과 동일한 정산 방식을 적용하고 직접구매자가 유발한 전력시장 비용을 정확하게 할당하는 방식으로 제도를 개선해야 한다. 2020년 시장데이터를 기반으로 제도개선 전·후를 비교한 결과 제도개선 전·후의 총 구매단가는 큰 차이가 없었다. 이는 정산조정계수 반영에 따른 전력량정산금 감소분과 제약발전비용 반영에 따른 부가정산금 증가분이 상쇄되는 결과이다. 또한 직접구매자가 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결할 경우 전력구매에 대한 사례 분석을 통해 현행 전기요금 수준으로 약 30% 수준의 재생에너지 구매 비중을 확보할 수 있음을 보여준다.

주요 단어 : 직접구매제도, 전력시장, 기업의 전력구매, 차액계약, RE100

경제학문헌목록 주제분류 : Q3

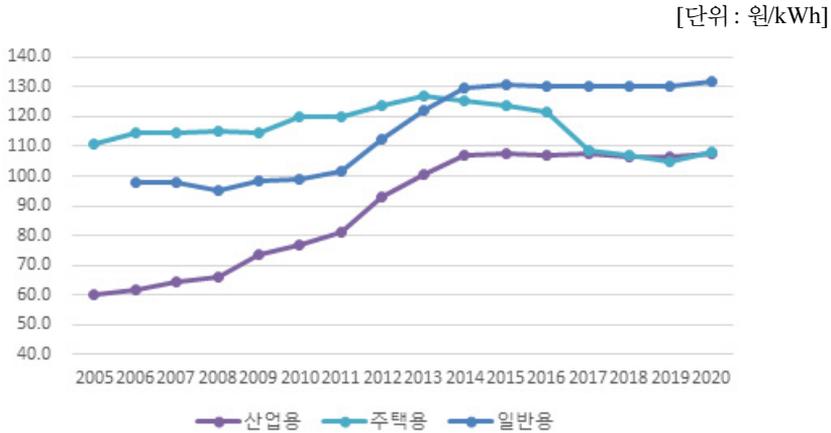
* 고려대학교 에너지환경정책대학원 박사과정(주저자) (e-mail: junism7980@gmail.com)

I. 서 론

최근 RE100, ESG 경영 등에 따라 기업들의 재생에너지 구매에 대한 논의가 활발하다. 정부도 2020년 9월에 국내 RE100 이행방안을 제시하였고, 녹색요금제('21.2)와 제3자PPA('21.6)가 순차적으로 도입되고 있다. 하지만 정부가 제시하는 RE100 이행방안은 기업을 정부의 보호와 관리가 필요한 단순한 전기소비자로 취급하는 한계에서 벗어나지 못하고 있다. 기업의 재생에너지 구매를 위한 제도설계는 전력 또한 기업이 생산 활동을 위해 구매하는 다양한 자원 중에 하나라는 인식 전환에서부터 시작해야 한다. 거래의 자율성은 기업이 자신들의 목적 달성을 위해 필요한 자원들을 최적의 방식으로 확보하는데 매우 중요한 수단이기 때문이다. 1990년대부터 시작된 전력시장 구조개편은 바로 전력이라는 상품을 소비자가 다양한 방식으로 구매할 수 있는 선택권을 확대하는 과정이라고 할 수 있다.

2001년에 시작된 우리나라 전력산업의 구조개편은 2005년 정부의 배전분할 중단 결정에 따라 좌초되어 국내 전력시장은 변동비반영시장(Cost Based Pool)으로 발전 영역만이 경쟁하는 제한적인 방식으로 지금까지 운영되고 있다. 다행스럽게도 전기 소비자의 선택권 확대를 위한 직접구매제도는 2001년에 전기사업법 전면개정을 통해 법적 근거가 마련되었고, 2003년에 하위 법령 및 규칙 개정을 통해 직접구매제도가 도입되었다. 다만 2005년 당시 산업용 판매단가(60.3원/kWh)가 주택용 판매단가(110.8원/kWh)의 54.4% 수준이었던 점을 고려할 때, 기업은 어떤 구매방식보다 판매사업자인 한전을 통해 전력을 구매하는 것이 가장 합리적인 선택이었으며(김현재, 2008), 그 결과 지금까지 직접구매제도에 참여한 기업은 없다.

[그림 1] 용도별 판매단가 변화 추이



* 출처: 한국전력통계

[그림 1]을 보면 전기과소비의 주범으로 산업체의 저렴한 전기요금에 지적받으며 산업용과 일반용 전기요금은 2008년부터 2013년도까지 급격하게 인상되었다. 반면 주택용 전기요금은 2016년 누진제 개편에 따라 하락하였고 결국 2017년부터 산업용 판매단가와 주택용 판매단가는 비슷한 수준이 되었고, 일반용 판매단가는 2014년부터 주택용 판매단가를 역전하여 현재 가장 높은 수준을 보이고 있다. 김대욱 외(2015)에서 산업용 부하는 고압수전으로 인한 비용절감 효과, 높은 부하율에 따른 전력설비 건설 회피비용 등 일반 부하에 비해 22.2원/kWh 이상 저렴한 것으로 분석한 점을 고려할 때, 최근의 전기요금 변화는 기업이 한전을 통한 전력구매가 가장 합리적인 선택인지에 대한 의심을 만들고 있다. 더구나 RE100 이행, 온실가스 배출권거래 등 재생에너지 구매가 선택이 아닌 의무가 되어버린 최근의 경영환경 변화는 기업에게 전력구매에 대한 근원적인 인식 변화를 가져오고 있다. 이러한 배경 속에서 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결할 수 있고, 전력시장에서 직접 전력을 구매할 수 있는 직접구매제도는 매우 경쟁력 있는 대안으로 검토될 수 있다. 다만 현행 직접구매제도는 2003년 도입된 이후 2009년에 참여기준을 완화한 것을 제외하고 지금까지 세부적인 거래규정에 대한 제도개선이 추진되지 않았다. 따라서 직접구매제도와 재생에너지

PPA 연계에 대한 연구를 위해서라도 우선 현행 직접구매제도 자체의 합리성과 완결성을 확보하기 위한 제도개선 연구가 선행될 필요가 있다.

직접구매제도 도입 목적에 대해 법제처의 전기사업법 법령해설(2001)은 발전사업자와 대규모 전기소비자 모두 장기적인 공급계약을 체결하여 안정된 가격으로 전기를 구입하는 것이 장기적인 전기수요의 확보와 저렴한 가격으로 전기를 구입할 수 있다는 점으로 설명하고 있고, 전력거래소(2008)는 직접구매제도는 전기판매사업에 대한 시장개방을 의미하며, 최종전기소비자에게 전력구매방식의 선택권을 허용하는 것으로 설명하고 있다. 전력산업 구조개편에서 전기소비자 선택권 확대는 합리적 가격 신호를 통해 경제적 균형점을 찾아가기 위한 가장 중요한 수단이라고 할 수 있다. Wencon(2014)은 미국 전력시장에서 전기소비자의 역할에 대한 연구에서 1980년대에 미국 기업들이 민간발전사업자와 직접 거래할 수 있는 선택권 확대 요구가 미국 전력시장 구조개편과 소매경쟁 촉진에서 큰 역할을 했다는 점을 설명하였다. 김영산(2017)은 해외 소매경쟁 효과를 분석하면서 소매경쟁이 활발한 국가에서 산업용 전기요금의 에너지 요금이 시장가격에 수렴하는 사례를 보여주며 기업의 선택권 확대 효과를 설명하였다. Nezamodini and Wang(2017)은 ①조직문화, ②불충분한 인센티브, ③위험관리 순으로 직접구매제도와 유사한 실시간 요금제에 기업이 참여하기 어려운 이유에 대한 설문조사 결과를 보여준다. Hopper et al.(2006)도 대규모 전기소비자가 실시간 가격에 반응하는 것은 도매시장과 소매시장의 괴리를 줄여주고 소매경쟁을 촉진할 수 있는 효과를 보여준다. 국내 기업들에게 직접거래제도에 대한 정보를 제공하는 것은 합리적 전기요금 정책 유도, 전기소비자 선택권 확대 등 에너지정책에 긍정적인 영향을 미칠 수 있다. 해외에서는 기업들의 다양한 전력구매 방식에 대한 연구가 활발히 진행되고 있다. Lei et al.(2008)은 중국 난징지역에서 전력회사와 대규모 전기소비자간 쌍무전력구매계약(Bilateral Contract)의 가격 책정 방법에 대해 분석했고 Liu et al.(2017)과 Wang et al.(2018)은 중국 전력시장에서 대규모 전기소비자의 재생에너지 직접구매계약(PPA)에 대한 종합적인 편익과 직접구매계약 이행에 대한 위험성을 평가했다. Khojasteh and Jadid(2015)는 대규모 전기소비자가 전력시장에서 전력을 구매할 경우 이윤극대화 방식이 아닌 최적의 안정적인 구매전략을

제안하였다. Mendicino et al.(2019)는 이탈리아에서 대규모 전기소비자들이 선택할 수 있는 다양한 PPA 제도를 소개하고 실제 PPA 사례에 대한 경제성을 분석하였다. Canelas et al.(2020)은 이베리안 전력시장에서 대규모 전기소비자가 하루전현물시장, 선도계약 및 자가발전을 활용하여 시장가격의 불확실성을 완화할 수 있는 최적의 전력구매 포트폴리오 전략을 제안하였다. 국내에서는 이지우·김승완(2020)가 RE100 달성을 위한 기업의 다양한 전력조달 시나리오별 비용을 분석하였으나, 전력시장 구매에 대하여 연 평균 전력시장가격만을 적용한 점에서 국내 전력시장에 대한 이해가 다소 부족했다고 판단된다. 우리나라 전력시장의 직접구매제도에 대한 연구 문헌은 전력거래소(2008)가 유일하며 이것은 국내 기업의 다양한 전력구매 방식에 대한 연구가 매우 열악한 상황임을 여실히 보여준다.

본 논문은 직접구매제도의 현황 및 문제점을 파악하고, 직접구매제도의 개선방안을 제시하며, 가상의 전기소비자를 전제로 전기소비패턴에 따른 직접구매제도 개선 전·후의 전력구매비용을 비교·분석하고자 한다. 또한 직접구매자가 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결할 경우에 대한 정산방식을 소개하고자 한다. 본 논문은 국내 전력시장에서 전기소비자의 직접구매에 대한 최초의 연구로서 의미가 있다. 또한 전력시장에서 직접구매제도 개선을 위한 참고자료로 활용될 수 있고, 향후 기업의 RE100 이행 관련 연구에서 전력시장 조달 비용에 대한 보다 정확한 정보를 제공할 수 있을 것으로 생각된다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 직접구매제도의 개요 및 현행 제도를 알아보고, 3장에서는 직접구매제도의 문제점을 분석하고 제4장에서는 직접구매제도 개선방안 및 시뮬레이션 결과를 설명하고 직접구매자의 재생에너지발전사업자와의 차액계약에 대해서 소개한다. 5장에서는 결론을 설명한다.

II. 직접구매제도 개요

1. 직접구매제도 개요

직접구매제도는 전기소비자가 전력시장에서 직접 전력을 구매할 수 있는 제도로 2003년에 도입되었다. 전기사업법은 일반 전기소비자의 경우 전력시장에서 직접 전력을 구매할 수 없도록 제한하고 있으나 설비용량이 3만kVA 이상인 전기소비자에게는 전력거래를 허용하고 있다. 직접구매제도 참여기준은 최초 도입 당시에는 설비용량 5만kVA 이상으로 총 165호(일반용 2호, 산업용 163호)가 대상이었다. 2009년에 참여기준이 3만KVA로 완화되었고, 지금까지 유지되고 있다. 정보 청구를 통해 한전으로부터 확보한 자료에 따르면 2020년 12월말 기준 약 495호(교육용 5호, 산업용 437호, 일반용 48호, 주택용 5호)가 현재 직접구매제도에 참여 가능한 대상이며 이 수치는 2003년에 비해 약 3배 증가한 수준이다. 우선 현행 직접구매제도의 정산방식을 살펴보고 문제점을 논의하고자 한다.

1) 전력량 정산금

직접구매자의 전력량정산금은 시간대별 유효구매전력량에 해당 거래시간의 계통 한계가격을 곱하여 산정한다. 유효구매전력량은 직접구매자의 계량기로 측정할 수 전단 전기소비량에 송전손실계수, 배전손실계수 등을 적용하여 전력거래 기준인 송전단으로 전환한 값이다.

2) 용량정산금

국내 전력시장은 발전사업자의 가격입찰이 아닌 발전기의 변동비를 기반으로 계통한계가격을 결정하는 변동비반영시장(CBP, Cost Based Pool)이다. 따라서 한계발

전기의 Missing Money 문제를 보완하고 적정 설비투자 유도를 위해 중앙급전발전기의 시간대별 공급가능용량에 대하여 기준용량가격과 다양한 용량계수를 적용한 용량정산금을 지급하고 있다. 중앙급전발전기에 대한 용량정산금은 공급가능용량에 따라 산정되는 반면 직접구매자의 용량정산금은 직접구매자의 전기소비량에 기반하고 있다. 즉 직접구매자의 용량정산금은 직접구매자용 시간대별 기준용량가격(원/kWh)에 용량가격적용전력(kW)을 곱하여 산정한다. 직접구매자용 기준용량가격은 중앙급전발전기에게 적용하는 기준용량가격에 시간대별용량가격계수, 용량가격계수, 연료전환성과계수 및 직접구매용량보정계수를 곱하여 산출한다. 용량가격적용전력은 직전 12개월 중의 하계(7~9월) 및 거래전월 중 최대의 시간대별 유효구매전력량으로 전기요금의 기본요금에 적용하는 최대수요전력 산정방식과 유사하다. 직접구매용량보정계수는 전년도 전력시장의 시간대별 평균입찰량(MW)을 전년도 계통 최대전력(MW)로 나누어 산정하는데 비용평가위원회 자료에 따르면 2020년에 적용한 직접구매용량보정계수는 0.9560이다. 용량보정계수는 직접구매자의 최대전력 가격신호 제공을 위해 용량요금 산정 시 직접구매자의 최대전력을 적용하고 있지만 계통 최대전력이 아닌 공급가능용량을 기반으로 산출하는 발전기의 용량정산금과의 개념적 정합성을 확보하기 위한 요소라고 판단된다.

3) 부가정산금

전력시장운영규칙은 부가정산금을 “전력량정산금과 공급가능용량에 대한 정산금을 제외한 발전기에 대한 정산금을 말한다. 단, 배출권 거래비용, 신재생에너지 공급의무이행비용 및 수요반응자원에 대한 정산금은 포함하지 아니한다.” 라고 정의하고 있다. 수요와 공급이 항상 일치해야하는 전력의 물리적 특성 상 수요변화, 설비 고장, 계통제약 등 다양한 여건 변화에 따라 하루전시장과 실시간 전력계통의 상황은 다를 수밖에 없다. 따라서 하루전시장과 실시간 전력계통의 편차에 대한 비용을 부가정산금으로 설명할 수 있다. 전통적인 부가정산금은 제약운전에 대한 정산금과 예비력, 자동제어운전 등 계통운영보조서비스를 위한 비용으로 구분할 수 있다. 직접구매자의 부가정산금은 부가정산금 단가를 연간 일정하게 유효구매전력량에 적용하여 산

정하는데 부가정산금 단가는 비용평가위원회에서 전년도의 전력시장에서 발생된 총 부가정산금을 기반으로 1년마다 산정한다. <표 1>은 비용평가위원회에서 2021년 직접구매자에게 적용할 부가정산금 단가를 산정한 자료이다. 2020년에 적용한 부가정산금 단가는 2.372원/kWh 이다.

<표 1> 2021년 적용 직접구매자 부가정산금 단가

[단위 : 백만원, MWh, 원/kWh]

부가정산금 항목	총 정산금액('19년)
계약발전 전력량 정산금(SMP 정산금 제외)	561,492
계약비발전정산금	712,855
복합발전기 계약발전 추가정산금	167,412
공급가능용량 초과발전량 정산금	383
계통운영보조서비스 정산금	42,431
비상대기에비력 정산금	-
기동비용	17,904
기동대기 정산금	80
가스터빈발전기 일부기동비정산금	2,736
열공급발전기 기동비 일부 정산금	1,274
합 계	1,561,978
'19년 총 거래량	529,851,885
'21년 적용 부가정산금 단가	2.948

* 출처 : 전력거래소 2020년 15차 비용평가위원회 회의자료

4) 배출권거래비용, 수요반응자원에 대한 정산금, 공급인증서 이행비용에 대한 정산금

배출권 할당대상 업체 관련 환경부 고시('20.7.15)에 따르면 배출권 할당대상 업체 중 국내 전력시장에 참여하고 있는 발전사업자는 17개이다. 발전사업자의 배출권거래비용은 해당 연도의 전력판매에 따른 온실가스 배출량에 대해 온실가스 감축 의무를 준수하기 위해 사용된 비용을 의미한다. 발전사업자의 배출권거래비용 보상을 위하여 전력거래소는 비용평가위원회에서 정하는 기간까지 이행연도의 배출권거래비

용 기준가격을 결정하고 배출권거래비용을 정산한다. 2014년 전기사업법 개정에 따라 수요반응자원의 전력거래가 허용되었으며, 전력시장운영규칙은 수요반응자원에 대한 정산을 별도로 규정하고 있다. 또한 신재생에너지 공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate) 이행비용은 신재생에너지 공급의무자가 신재생에너지법에 따라 의무공급량 이행을 위해 지출하는 비용이다. 배출권거래비용, 수요반응자원에 대한 정산금은 판매사업자와 구역전기사업자가 원인유발자 부담 원칙에 따라 전력구매량 비율만큼 부담하고 있으나, REC 의무이행비용은 판매사업자인 한전만 단독으로 부담하고 있으며, 직접구매자는 3가지 정산금에 대한 부담에서 모두 제외되어 있다.

5) 송·배전 이용요금

소매전기요금은 송·배전망 건설, 운영 등 관련 비용을 모두 포함하고 있다. 송전망은 발전사업자와 전기소비자가 모두 사용하고 있지만, 발전사업자가 부담하는 송전요금은 결국 전기요금으로 전기소비자에게 전가될 수밖에 없으므로, 발전사업자에게 송전요금을 별도로 부과하지 않는다. 하지만 직접구매자는 발전측 송전이용요금과 수요측 송전요금을 모두 총 전력구매량에 대하여 송전사업자에게 지급해야한다. 수요측 송전요금은 송전사업자인 한전이 산정하여 산업통상자원부 장관의 인가를 받아 공표된다. 발전측 송전요금은 전력시장운영규칙에서 규정하고 있으며 연간 발전측 송전요금 필요수입액을 연간 송전단 발전량으로 나누어 산출한다. 비용평가위원회 자료에 따르면 2020년에 적용한 발전측 송전요금(10월~12월 기준)은 3.63원/kWh이다. 수요측 송전요금은 송·배전용 전기설비 이용규정에 따라 산정하며 한전은 매년 송전이용요금표<표 2>를 공시하고 있다. 구역전기사업자는 전력시장에서 구매하는 전력량에 대해서 송·배전이용요금을 한전에게 지급하고 있다. 직접구매자가 배전망을 이용하는 경우에는 배전이용요금을 별도로 지급해야한다. 하지만 설비용량이 30MW 이상의 대규모 전기소비자는 일반적으로 송전망에서 직접 전력을 공급받는 경우가 많다.

〈표 2〉 수요측 지역별 송전이용요금표

[단위 : 원/kWh, 원/kW]

지역		발전지역		수요지역	
		사용요금	기본요금	사용요금	기본요금
수도권	북부	1.25	667.36	2.44	667.61
	남부	1.20			
비수도권		1.92		1.42	
제주		1.90		6.95	

* 출처 : 한전 송·배전이용요금약관

2. 정리

〈표 3〉은 직접구매자와 판매사업자 및 구역전기사업자의 현행 전력거래방식을 간략하게 정리한 것이다. 현행법상 직접구매자는 판매사업자 또는 구역전기사업자와 동등하게 전력시장에서 전력을 구매할 수 있음에도 불구하고 타 전력구매자들과 차별적인 전력거래 방식이 적용되고 있음을 확인 할 수 있다. 다음 장에서 현행 직접구매제도의 문제점 및 개선방안에 대해서 구체적으로 논의하고자 한다.

〈표 3〉 직접구매자와 판매·구역전기사업자의 전력거래방식 비교

구분	직접구매자	한전	구역전기사업자
전력량정산금	SMP	정산단가 (정산조정계수 반영, 구매량비율)	
용량정산금	최대소비전력×용량가격	정산단가(구매량비율)	
부가정산금	전전년 연 평균 단가	정산단가(구매량비율)	
배출권·수요시장	-	정산단가(구매량비율)	
REC	-	정산단가	-
송·배전 이용요금	고정단가	-	고정단가
거래수수료	0.098원/kWh	0.98원/kWh	

Ⅲ. 직접구매제도의 문제점

현행 직접구매제도의 문제점은 첫째 직접구매자에게 타 전력구매자, 즉 판매사업자와 구역전기사업자와 다르게 차별적인 전력거래 방식을 적용하고 있고, 둘째 직접구매자가 유발한 비용에 대해서 정확하게 정산금을 지불하지 않도록 규정되어 있다는 점이다.

1. 직접구매제도의 차별성

직접구매제도의 차별성은 전력시장에서 전력을 구매하는 동일한 행위에 대해서 전기사업자와 직접구매자를 차별적으로 취급하는 것을 기본 전제로 설정하고 제도를 설계한 결과이다. 전력거래소(2008)는 당시 직접구매제도에 대한 문제점으로 ① 전력량요금 산정 시 계통한계가격을 적용하는 논리적 문제점 ② 한전 소매전기요금제와의 혼란으로 인한 객관성 결여 ③ 정부의 수요관리목적과 상충 ④ 직접구매제도가격체계의 구조적 불균형 및 ⑤ 직접구매제도 용량가격 체계의 논리적 모순, 총 5개 사항으로 설명하고 있다. 이는 타 전력구매자와 직접구매자의 전력거래 방식의 차이점에 대해서는 인지를 하였으나 직접구매제도 개선방안에 대한 기본 전제로 ① 기존 한전 요금체계 및 요금수준과의 공평성 ② 소매전기요금 상 교차보조를 반영 필요 ③ 정부의 수요관리 정책 구현 필요 ④ 대규모 전기소비자의 직접구매제도 참여 가능성 향상, 4가지를 제한함으로써 직접구매자를 소매 전기요금체계의 전기소비자와 동일시 하는 구조개편 초기의 관점에서 전혀 벗어나지 못하였으며 차별성을 더욱 강화하는 방향으로 개선방안을 제시하는 안타까운 결과를 낳았다.

하지만 전력시장가격은 전기사업법 제33조에 따라 시간대별 전력의 수요와 공급에 따라 결정되는 것이며, 정부의 규제를 받는 전기요금과는 다르다. 따라서 전력시

장에서 직접구매자에게 적용하는 시장가격은 소매전기요금과 형평성을 논할 수 있는 대상이 될 수 없다. 더구나 판매사업자를 포함한 전력시장의 모든 이해관계자들에게 비차별적이고 동일한 가격신호를 제공하는 것이 전력시장가격의 가장 중요한 가치임을 고려할 때, 직접구매제도 활성화를 위하여 전력시장가격을 인위적으로 소매 전기요금 수준에 맞추거나, 직접구매자만을 위한 별도의 시장가격을 책정하는 것은 불가하다. 그리고 직접구매자의 전력구매가격에 대해서 소매 전기요금체제와 유사하게 용도를 구별하고 교차보조를 적용하는 것 또한 매우 위험한 발상이다. 왜냐하면 전기사업법 제33조는 전력거래가격을 기초로 전력거래의 정산을 하도록 규정하고 있으며 전력구매자, 특히 직접구매자를 용도에 따라 차별적으로 규제할 수 있는 법적 근거는 없기 때문이다. 결국 직접구매자는 전력시장에서 전력을 구매하는 하나의 가격수용자(Price Taker)일 뿐이며, 안정적인 소매전기요금체제에서 벗어나서 전력시장의 가격변동성 위험에 노출되는 것을 감수하되 투명하고 차별 없는 시장가격에 적극적으로 대응하여 경제적 이익을 추구하는 전력구매자로서 인식되어야 한다.

세 번째 기본 전제는 전력수급 조절 및 장기 설비투자자의 효율 향상을 위하여 전력수요 피크시기에 더 높은 요금을 부담하도록 직접구매제도를 설계해야 한다는 것이다. 계시별 요금제 등 전기요금 가격 신호를 통한 정부의 수요관리 정책은 전력산업의 자원적정성(Resource Adequacy) 문제를 해결하는 매우 효과적인 방법 중 하나이다. 하지만 앞에서 논의한 대로 직접구매자에게 더 이상 소매전기요금체제와 유사한 방식을 적용할 수 없다. 직접구매자는 전력시장에서의 가격신호에 따라 전력구매량을 결정할 뿐이다. 미국 PJM 용량시장은 전력구매자들의 계통최대전력기여도에 따라 용량시장의 비용을 할당함으로써 전력구매자들에게 최대전력 관리를 위한 가격신호를 제공하고 있고, 판매사업자는 소매전기요금의 용량요금 산정에 용량시장과 유사한 기준을 적용함으로써 전기소비자에게 최대전력 관리를 위한 가격신호를 제공하고 있다. 우리나라 전력시장도 피크기간에 가격이 상승하기 어려운 CBP의 한계점을 보완하기 위하여 2014년 시간대별용량가격계수 개선, 2016년 지역별용량가격계수 개선 등을 통해 시간대별 전력수요 및 최대전력에 따라 용량가격 신호를 강화했다. 향후 재생에너지가 확대될 경우 전통적인 피크시간대 기반의 수요관리 효과는 점차 줄어

들 것으로 예상된다. 2021년 하계 최대전력 발생 시간대가 과거 오후 2~3시에서 5~6시로 이전된 것은 훨씬 유연한 수요관리가 필요하다는 증거이기도 하다. 실시간 요금제에 대한 선행 연구결과(정선영·황수동, 2011 : Boisvert et al., 2002 : 이근대, 2011)를 고려할 때, 직접구매제도는 재생에너지 확대에 따른 전력시장가격패턴 변화에 전기소비자가 직접 반응함으로써 더 진화된 개념의 수요관리 효과를 기대할 수 있다.

앞에서 논의한대로 대규모 전기소비자들의 직접구매제도 참여를 활성화하기 위하여 직접구매자에게만 별도의 시장가격을 책정할 수 없으며, 소매전기요금 수준과의 형평성을 고려하기 위한 인위적인 정책 수단을 적용할 수 없다. 직접구매제도 활성화를 위해서는 직접구매제도 자체의 합리성, 투명성, 공정성이 중요하며 용량시장, 실시간시장, AS시장 등 직접구매자가 합리적으로 판단하여 반응할 수 있는 다양한 시장을 개설하고 투명하게 관련 정보를 신속하게 공개하며, 더 나아가 가격 불확실성을 대비할 수 있는 선물시장 등 재무적 위험관리 수단을 제공하는 것이 더욱 중요하다. 전력시장이 선진화될수록 더 많은 대규모 전기소비자들이 합리적 결정에 따라 전력시장에 참여하게 될 것이다.

2. 직접구매제도의 불완전성

시장거래에서 원인유발자 비용부담 원칙은 매우 중요하다. 하지만 직접구매제도는 직접구매자의 전력구매가 유발한 전력시장 비용을 정확하게 부담토록 설계되어 있지 않다. 직접구매자에게 적용하는 부가정산금 단가는 부가정산금 중 가장 큰 비중(2019년 기준 72%)을 차지하는 시장가격으로 정산하는 제약발전정산금(MPCON¹⁾)을 포함하고 있지 않다. 또한 직접구매제도 이후 도입된 배출권거래비용, REC의무 이행비용, 수요자원거래비용에 대해서도 정산 규칙이 마련되어 있지 않다. 따라서 지금 당장 어느 기업이 직접구매제도에 참여하고자 하더라도 직접구매제도 자체의 불완전성 문제에 직면하게 되어 원활하게 운영되기는 어려울 것이다. 이는 직접구매제도

1) 계통계약발전량 시장가격 정산금(Payment by Market Price for energy produced due to system constraints)

자체가 초기부터 타 전력구매자들과 차별적으로 설계되었기 때문에 이후 전력시장에 많은 제도들이 새로 도입될 때마다 직접구매자를 시장 원칙에 따라 처리하지 못한 결과라고 할 수 있다. 더구나 지금까지 직접구매자가 없었기 때문에 어느 누구도 관련 문제를 제기할 필요성도 없었다.

IV. 직접구매제도의 문제점

1. 제도개선 기본방향

3장에서 전력거래소(2008)에서 제시한 개선방안을 바탕으로 직접구매제도의 문제점을 논의한 이유는 직접구매자에 대한 잘못된 인식으로부터 벗어나는 것이 바로 직접구매제도 개선의 핵심 사항이기 때문이다. 직접구매자를 소매 전기요금체제의 전기 소비자로 취급하지 않고, 전력시장에서 다른 전력구매자들과 동등한 법적 지위를 가지고, 유연하고 다양한 전력구매 전략을 수행할 수 있으며, 자신들의 선택에 대해 스스로 책임 질 수 있는 시장참여자로 인식하는 것이 바로 제도개선의 기본방향이다.

2. 세부 개선방안

1) 전력량정산금

직접구매자는 시간대별 SMP로 전력을 구매하지만 타 전력구매자는 정산조정계수가 적용된 정산단가로 전력을 구매하고 있다. 정산조정계수는 정부의 전기요금 규제를 받는 판매사업자의 지분이 50%를 초과하는 발전사업자가 소유한 원자력, 석탄, 국내탄 및 일반 중앙급전발전기와 민간발전사업자의 중앙급전 석탄발전기를 대상으로 해당 발전설비가 SMP로 정산 시 얻게 되는 초과이익에 대해서 정책목표를 반영하여 이익을 조정하는 계수이다. 직접구매자가 전력시장에서 전력을 직접 구매할 수 있

는 법적 근거는 전기사업법 제32조(전력의 직접구매)이다. 동법 제31조(전력거래)에서 전기사업자들의 전력거래에 대한 기준을 규정하고 있다는 점에서 제도 설계 당시 판매사업자와 직접구매자를 차별적으로 취급하는 원인이 되었을 거라고 짐작된다. 하지만 2014년 정부승인차액계약제도 도입을 위해 전기사업법 제34조(차액계약)를 개정할 때 직접구매자와 판매사업자, 구역전기사업자를 개별적으로 나열했던 조항을 전력구매자로 총칭하면서 직접구매자를 전기사업자들과 동등한 정부승인차액계약의 당사자로 규정하였고, 또한 전력거래소가 2021년 1월 공고한 전력시장운영규칙은 “전력시장에서 전력을 구매하는 자로서 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자를 말한다.” 라고 전력구매자 용어를 신설함으로써 전력구매자에 대한 전기사업법의 취지를 이어받았다. 전기사업법과 전력시장운영규칙의 직접구매자에 대한 인식 변화에 따라 직접구매자에게 타 전력구매자와 동일하게 정산단가를 적용하여 전력량정산금을 산정하도록 개선하여야 한다.

2) 용량정산금

직접구매자의 연간 최대 전력소비량을 기준으로 용량정산금을 산정하는 방식은 국내 전력시장의 피크기간의 가격신호가 부족한 점을 보완하면서 계시별요금제와의 형평성을 고려한 결과라고 판단된다. 하지만 현행 방식은 직접구매자가 지급하는 금액과 직접구매자가 유발한 실제 발전사업자에게 지급하는 용량정산금이 차이가 발생할 수밖에 없는 구조이다. 이는 매수자와 매도자가 동일한 가치로 거래하는 전력시장 원칙에 적합하지 않다. 2006년 시간대별용량가격계수가 도입되면서 전력수요 수준에 따라 용량가격에 시간대별 가치를 반영하였고, 2014년 시간대별용량가격계수 제도개선에 따라 월별, 평일/공휴일별, 전력수요 수준에 따라 시간대별 가치 차이를 확대하였다. 따라서 직접구매제도 도입 당시와 비교할 때 현재 전력시장의 용량가격을 통한 수요관리 가격 신호는 훨씬 강화되었다고 할 수 있다. <표 4>는 시간대별용량 가격계수의 최대값과 최소값의 차이가 2007년에는 9.3배, 2020년에는 11배로 증가한 것을 보여준다. 또한 직접구매제도 도입 당시에는 모든 중앙급발전기와 직접구매자에게 동일한 용량가격을 적용하였지만, 2016년 용량요금 제도개선에 따라 중앙

급전발전기에게 적용하는 기준용량가격은 발전기별 시장 참여 연도에 따라 다르며, 지역별용량계수도 개별 발전기의 송전손실계수를 적용함으로써 발전기마다 서로 다른 용량가격이 적용되고 있다. 따라서 현행 직접구매자의 용량정산금 산정 방식은 직접구매자에게 적용하는 하나의 용량가격을 설정할 수 없는 제도상 오류를 가지고 있다. 그러므로 직접구매자의 용량정산금 산정 방식을 타 전력구매자와 동일하게 발전기에게 지급하는 총 용량정산금을 구매자의 구매량 비례하는 정산단가 방식으로 개선하는 것이 바람직하다.

〈표 4〉 시간대별용량가격계수 최대값과 최소값 차이 변화

구분	2003년	2007년	2020년
최대값	1	2.156055	4.386418
최소값	1	0.231085	0.39835

* 출처 : 전력거래소 비용평가위원회 회의자료

3) 부가정산금

현행 직접구매제도의 부가정산금 산정 방식은 두 가지 문제점을 가지고 있다. 첫째는 제약발전정산금 중 계통제약발전 시장가격정산금(MPCON)이 누락되어 있는 점이다. MPCON은 전력거래소의 급전지시에 따라 하루전시장에서 할당받은 가격계획발전계획량을 초과한 전력량에 대해 해당 발전기의 변동비용과 시장가격을 적용한 정산금 중 큰 값으로 산정하고 있다. 즉, 하루전시장은 시간대별 전력수요, 발전사업자가 입찰하는 시간대별 공급가능용량, 비용평가를 통해 사전에 결정된 발전비용, 발전기의 기술적 특성을 반영하여 거래일 전체의 발전비용 최소화를 목적함수로 최적화를 수행하고 그 결과를 바탕으로 계통한계가격(SMP)을 결정한다. 가격결정발전계획 수립 과정에서 피크부하발전기의 경우 피크부하의 변동을 감당하기 위해 시장가격보다 발전비용이 저렴함에도 불구하고 최대출력만큼 할당받지 못하는 경우가 있다. 거래일에 해당 발전기가 전력거래소의 실시간 급전지시에 따라 발전계획량을 초과하여 발전할 경우 시장가격을 적용한 제약발전정산금을 지급하여 전력거래소의 급전지시 이행에 대한 인센티브를 제공할 수 있도록 설계되어 있다. 따라서 MPCON

도 직접구매자에게 전력을 공급하기 위해 발생한 비용인 만큼 직접구매자의 부가정산금 산정에 포함되어야 한다.

두 번째는 부가정산금 산정 기준 기간과 실제 전력거래 발생 시점과의 차이가 크다는 점이다. 전력시장운영규칙에 따르면 부가정산금 단가는 직전년도 발생한 부가정산금 총액을 총 거래량으로 나누어 산출하도록 규정되어 있다. 여기서 직전년도는 비용평가위원회에서 의결하는 시점을 기준하여 직전년도이므로 2021년에 적용할 부가정산금 단가는 2019년의 부가정산금과 전력거래량을 기초로 산출되고 있다. 이는 직접구매자는 2021년의 전력구매량에 대해서 2019년 시장 환경에 따라 산정된 단가로 부가정산금을 지급한다는 것이다. 직접구매자가 유발하는 비용을 정확하게 부담하기 위해서는 타 전력구매자들과 동일하게 시간대별 정산단가 방식으로 개선해야 한다.

4) 온실가스 배출권 거래비용

발전사업자는 해당 연도의 총 온실가스 배출량이 정부가 할당된 배출권을 초과할 경우 배출권거래시장을 통해 부족한 만큼의 배출권을 구매해야한다. 우리나라 전력시장에서 발전사업자의 발전량은 급전순위와 전력거래소의 급전지시에 따라 결정되기 때문에 발전사업자는 의도적으로 발전량을 조정할 수 없다. 해외의 가격입찰시장 (Price Bidding Pool)에서는 발전사업자가 전략적으로 배출권비용을 입찰가격에 반영할 수 있기 때문에 시장가격 자체가 이미 배출권거래비용을 포함하고 있다. 하지만 우리나라는 해당 연도가 지나면 우선 발전기별 온실가스 배출량을 확정하고, 발전사업자들의 배출권거래가 완료된 후 전력시장에서 별도로 배출권거래비용을 보상하는 사후정산 체제이다. 따라서 판매사업자와 구역전기사업자는 해당 연도의 총 전력구매량 비율에 따라 배출권비용을 부담하고 있으며 직접구매자도 동일한 방식으로 온실가스 배출권 거래비용을 부담해야한다.

5) 수요자원거래비용

수요자원거래시장은 수요감축 형태에 따라 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금, 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금, 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 및 의무감축용량에 대한 정산금을 산정하고 있다. 판매사업자와 구역전기사업자는 시간대별 실적 감축량에 대한 정산금을 시간대별 구매량 비율에 따라 부담하고, 의무감축용량에 대한 정산금 월별 구매량 비율로 부담하고 있다. 하지만 직접구매자는 부담 주체에서 제외되어 있다. 2014년에 수요자원거래시장 도입 당시 직접구매자와 수요반응자원을 구성하는 전기소비자를 전력시장의 관점에서 명확하게 구분하지 못하였고, 직접구매제도의 비용부담에 대한 일관성이 결여되어있어 수요자원거래비용을 직접구매자에게 할당하는 방법을 반영하지 못하였다.

수요반응자원의 시간대별 감축량에 대해 해당 거래시간의 계통한계가격으로 보상하는 것은 수요반응자원 연구 영역에서 민감한 이슈 중에 하나이다. 해외 전력시장에서도 수요반응자원의 감축량에 대해 계통한계가격으로 보상하는 곳과 계통한계가격에서 소매전기요금의 단가를 제외하여 보상하는 곳으로 구분되어 있다. 전력거래소(2014)에 따르면 우리나라는 PJM과 유사하게 순편익가격(Net Benefit Price)을 사전에 결정하고 수요관리사업자가 순편익가격 이상으로 입찰하도록 규정함으로써 수요반응자원의 감축량에 대해 계통한계가격으로 보상하고 있다. 이것은 수요반응자원을 소매전기요금과 도매전력시장가격의 편차에 따라 전기소비자들이 전력시장가격에 직접적으로 반응할 수 없는 전력시장의 구조적 한계를 보완하는 수단으로써 수요자원거래시장 활성화를 위한 정부의 정책적 결정이기도 하다. 따라서 직접구매자는 전력시장가격에 직접 반응할 수 있는 전기소비자라는 점에서 직접구매자가 하루전시장에 감축량을 입찰하는 수요반응자원으로 참여하는 것은 부적합하다고 생각한다.

그렇다고 해서 직접구매자가 모든 수요반응프로그램에 참여할 수 없는 것은 아니다. Chawda et al.(2016)은 전력시장에서 대규모 전기소비자의 다양한 역할과 직면할 문제점들을 설명하면서 대규모 전기소비자가 수요반응프로그램에 참여할 수 있음을

보여주고 있다. 국내 전력시장은 실시간 시장이 없어 실시간 수급 상황에 대한 가격신호를 시장참여자에게 제공할 수 없다. 따라서 수요반응자원의 의무감축용량은 실시간 수급 위기상황에 대비하기 위해 사전에 전력거래소가 확보하는 비상 수급대책자원으로 지정되어 있으며 전력거래소의 실시간 의무감축요청에 따라 의무적으로 전력수요를 감축하여야 한다. 이처럼 실시간 가격신호 부재로 시장참여자들의 자발적인 수요반응이 실현될 수 없는 국내 전력시장의 한계를 극복하기 위한 수요반응프로그램일 경우 직접구매자는 전력소비량을 자발적으로 조정할 수 있는 전기소비자로서 관련 수요반응프로그램의 참여를 허용하는 것은 적합하다. 따라서 직접구매자의 수요반응프로그램 참여 가능 여부는 직접구매자와 일반 전기소비자가 동일한 조건인지를 검토하여 결정할 필요가 있다.

직접구매자의 수요반응프로그램 참여 여부와 직접구매자의 수요반응거래시장에 대한 비용 부담은 별개의 사안으로 판단해야 한다. 직접구매자는 수요관리사업자와의 계약을 통해 수요반응자원을 구성하는 하나의 전기소비자로서 수요반응프로그램에 참여하는 것이다. 이 경우 수요관리사업자는 수요반응자원의 실적에 따라 수요자원거래시장에서 정산금을 지급받고 전기소비자는 수요관리사업자와의 계약에 따라 보상받게 된다. 따라서 직접구매자는 수요자원거래시장의 정산금에 대하여 타 전력구매자와 동일한 방식으로 비용을 부담해야 한다.

전력거래소에 따르면 2020년 말 기준 설비용량이 3만kVA 이상인 수요반응자원 참여고객 수는 216개소이다. 이는 직접구매제도 참여 조건을 충족하는 전기소비자(495개, 2020년말 기준) 중 약 43.6%를 차지하고 있다. 비록 수요관리사업자를 통해 간접적으로 수요반응프로그램에 참여하고 있지만, 수요반응프로그램 자체가 전력시장과 밀접하게 연계되어 있다는 점에서 해당 참여고객들은 전력시장에 대한 경험을 축적하고 있으며, 축적된 경험은 향후 참여고객들 중 일부가 직접구매제도에 참여하는데 중요한 배경으로 작용할 것이다.

6) 재생에너지 공급인증서 이행비용에 대한 정산금

2020년 12월 산업부와 한국전력은 기존 전력량요금에 포함돼 있는 기후·환경관련 비용을 별도로 분리하여 전기요금 청구서에 명시하도록 전기요금을 개편하였다. 2021년 1월 적용한 기후환경 요금 5.3원/kWh 중에서 재생에너지 의무이행비용은 4.5원/kWh 수준으로 책정되었다. <표 5>는 2013년부터 2019년까지 연도별 전력시장의 재생에너지 의무이행비용을 총 전력거래량으로 나눈 단가를 산출한 자료이다. 재생에너지 증가에 따라 의무이행비용이 꾸준히 증가하고 있음을 알 수 있다.

<표 5> 전력시장의 재생에너지 의무이행비용 및 단가 추이

[단위: 억원, 원/kWh]

구분	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
총 금액	587	4,909	6,802	11,811	14,631	20,571	22,422
단가	0.1	1.0	1.4	2.3	2.8	3.8	4.2

* 전력시장 통계(2019)

2020년 전기요금 개편에 따라 최근 구역전기사업자에게도 의무이행비용을 부과하려는 논의가 시작되고 있다는 점은 매우 고무적이다. 현재는 판매사업자인 한전만 의무이행비용을 부담하고 있기 때문에 작년의 의무이행비용을 올해의 전력구매량으로 나누어 단가를 산정하더라도 큰 문제가 없다. 하지만 구역전기사업자 및 직접구매자에게 동일한 비용 부담을 적용할 경우, 발전사업자의 의무이행비용은 해당 연도의 전력구매자별 전력구매량 비율로 분배해야 한다. 이 분배 방식은 배출권거래비용과 동일하다.

7) 계량설비 기준

지금까지 직접구매제도 중 가격과 관련된 개선방안에 대해 논의하였다. 하지만 대규모 전기소비자가 직접구매제도에 참여하기 위해서는 가격 이외에 고려해야 할 부분들이 있다. 그 중에서 가장 뚜렷한 진입장벽으로 작용하는 것은 바로 계량설비 기준

이다. 전력시장운영규칙에 따르면 직접구매자는 주 계량설비와 주 계량설비의 고장을 대비하기 위한 비교계량설비를 모두 설치하여야 한다. 더구나 주 계량설비는 전력량계는 0.2급 이내, 계기용변성기는 0.3급 이내, 비교 계량설비는 전력량계와 계기용 변성기 모두 0.5급 이내로 설치하여야 한다. 이것은 20MW 이상의 대규모 발전설비와 동일한 기준을 적용하고 있다.

전력시장에서 20MW 이상의 발전설비에 대해 자동발전제어(AGC, Auto Generation Control)운전, 주파수추종 운전 등 매초 단위로 작동하는 계통운영보조서비스 제공을 의무화하고 있다는 점에서 직접구매자에게 동일한 계량설비 기준을 적용하는 것은 형평성 차원으로 보기엔 다소 부적절하다. 왜냐하면 첫째, 직접구매자와 타 전력구매자와의 형평성은 반드시 확보해야 하나, 전력을 공급하는 발전사업자와의 형평성에 따라 동일한 계량설비를 갖추도록 요구하는 것은 부적절하다. 둘째, 직접구매제도에 참여하기 위하여 계량설비를 설치하는 것은 수 천만원 수준의 계량설비 설치뿐만 아니라 공사기간 동안 정전으로 발생할 수 있는 생산 손실비용이 대규모 전기소비자의 직접구매제도 참여를 방해하는 요소로 작용할 수 있다. 셋째, 전력시장운영규칙은 직접구매제도의 의무준속기간을 1년으로 규정하고 있어 대규모 전기소비자가 직접구매제도에 참여하더라도 1년 뒤에 다시 소매전기요금을 선택할 수 있도록 대규모 전기소비자의 선택권을 보장하고 있다. 하지만 이미 계량설비를 설치하기 위해 소요한 비용은 대규모 전기소비자의 자유로운 선택권 행사에 방해요소가 될 수 있다.

직접구매제도 활성화 및 계량설비 관련 불필요한 비용을 절감하기 위한 방안 중 가장 효율적인 방법은 이미 대규모 전기소비자에게 설치되어 있는 한전의 전력량계를 전력거래용 계량설비로 인정하는 것이다. 이 경우 직접구매자의 계량데이터는 한전과 전력거래소의 협의를 통해 공동으로 수집·관리하고 직접구매자는 직접구매제도 참여 기간 동안 한전에게 전력량계 임대료 및 관련 유지보수 비용을 별도로 지급하여 비용 효과적으로 직접구매제도에 참여할 수 있다. <표 6>은 직접구매제도의 개선방안을 정리한 것이다.

〈표 6〉 직접구매제도 개선방안

구분		현행	개선(안)
전력량정산금		유효전력구매량×SMPt	유효전력구매량×정산단가 (정산조정계수 반영)
용량정산금		연간 최대소비전력×용량가격t	유효전력구매량×정산단가
부가 정산금	계약발전 (CON)	유효전력구매량×부가정산금 단가 (계약발전정산금 중 SMP 정산금 제외)	유효전력구매량×정산단가 (정산조정계수 반영)
	계약비발전 (COFF)		
	기타		
배출권		부담 제외	연간 유효전력구매량×정산단가
수요시장		부담 제외	유효전력구매량×정산단가
REC		부담 제외	연간 유효전력구매량×정산단가
계량설비		중앙급전발전기용 계량기	소매용 계량기

3. 직접구매제도 개선(안) 시뮬레이션

1) 기본 전제

지금까지 직접구매제도의 개선방안에 대해서 논의하였다. 이번 장에서는 직접구매제도 개선에 따른 직접구매자의 전력구매비용 영향과 직접구매자의 전기소비패턴에 따른 영향을 비교 분석하고자 한다. 우선 전기소비패턴이 연중 일정한 경우(A)와 주간 근무 시간에 전기를 더 많은 소비하는 경우(B)를 구분하여 설정하였다. A와 B 모두 휴일과 평일의 전기소비량은 동일한 것으로 가정하였다. 계산 단순화를 위하여 송전손실계수는 1, 개별손실계수는 0으로 적용하였다. 또한 A,B 모두 송전망을 통해 직접 전력을 공급받는 것으로 가정하여 배전손실계수를 적용하지 않았다. 용량보정계수는 비용평가위원회에서 산정한 2020년 적용 값인 0.956을 적용하였다. 기준용량가격은 2020년 기준 2019년 이후 전력시장에 참여한 중앙급전발전기에게 적용하는 값인 10.65(원/kWh)를 적용하였다. 지역별용량계수는 1로 적용하였다. 부가정산금 단가는 2020년 적용 값인 2.372(원/kWh)를 적용하였고, 발전측 송전요금은 2020년 기준 3.81(1월~9월), 3.63(10월~12월)을 가중평균한 3.765를 적용하였고, 수전측 송전요금은 발전지역

중 수도권 남부를 적용하여 기본요금과 전력량요금을 단가로 환산하여 A는 2.114, B는 2.473 적용하였다. A와 B의 수전측 송전요금이 다른 것은 최대전력이 다르기 때문이다. A와 B 모두 산업용전력을 고압전력C 선택요금(III)을 적용하여 전기요금을 산정하였다. 표<7>은 직접구매자의 전기소비패턴별 기본 전제를 정리한 것이다.

<표 7> 직접구매자의 전기소비패턴별 적용 기본전제

[단위 : MW, MWh, 원/kWh]

구분	A	B
전기소비패턴	Flat (모든 시간대 : 25MWh)	Variable (경부하(1~8, 20~24) : 17.3 중부하(9, 19) : 30 피크부하(10~18) : 35)
계약용량(MW)	50	50
최대전력(MW)	25	35
연 전력구매량(MWh)	219,600	219,563
송전손실계수(TLF)	1	1
용량보정계수	0.956	0.956
기준용량가격(RCP)	10.65	10.65
부가정산금단가	2.372	2.372
송전요금	발전측	3.765
	수전측	2.114
전기요금제	산업용 전력(을) 고압전력C 선택요금(III)	

2) 시뮬레이션 방법

직접구매자의 전력구매금액 산정 시뮬레이션은 2020년 전력시장의 정산세부내역별 시간대별 정산금 및 시간대별 전력거래량 데이터를 활용하여 산정하였다. 제도개선 전 정산금은 현행 직접구매 정산방식을 적용하였고, 제도개선 후 정산금은 비중이 큰 전력량정산금, 용량정산금, 제약정산금은 시간대별 정산단가에 시간대별 전력구매량을 적용하여 산정하였고, 그 이외의 기타 부가정산금은 비중이 낮아 계산의 편의를 위하여 연 평균 단가를 적용하였다. 배출권거래비용, 신재생에너지공급의무비용 및 수요시장비용도 연 평균 단가를 적용하였다. <표 8>은 시뮬레이션 방법을 정리한 것이다.

〈표 8〉 현행 직접구매제도와 개선(안) 정산금 산정 방식 비교

구분		현행	개선(안)
전력량정산금		SMP	시간대별 정산단가
용량정산금		최대소비전력×용량가격	시간대별 정산단가
부가 정산금	계약발전 (CON)	부가정산금 단가 (계약발전정산금 중 SMP 정산금 제외)	시간대별 정산단가
	계약비발전 (COFF)		시간대별 정산단가
	기타		연 평균 단가
배출권		-	연 평균 단가
수요시장		-	연 평균 단가
REC		-	연 평균 단가
송전망 비용		발전지역 수도권 남부	
거래수수료		0.098 원/kWh	

3) 시뮬레이션 결과

<표 9>은 현행 직접구매제도와 개선(안)의 구매단가를 비교한 자료이다. 제도개선(안)은 직접구매자가 유발한 비용에 대해 타 전력구매자와 동일한 방식으로 정확하게 부담하도록 하여 직접구매제도의 형평성과 완전성 모두 확보할 수 있다. 전력량정산금에서 정산조정계수를 적용할 경우 A와 B 사례 모두 약 13원/kWh의 단가가 하락함을 확인할 수 있다. 현행 직접구매제도에서 시장가격의 변동성이 기업들의 직접구매제도 참여에 가장 큰 장애물이라는 점에서 정산조정계수를 반영한 정산단가 방식은 시장가격 변동성을 완화할 수 있는 효과적인 위험관리 역할을 할 수 있다. 용량정산금의 경우 A는 개선(안)을 적용할 경우 1.5원/kWh가 증가하나 B는 오히려 1.1원/kWh가 감소하였다. 이는 현행 방식이 일견 수요관리에 유리하다는 점을 보여주지만 직접구매제도의 불완전성을 상쇄할 만큼의 효과를 보여준다고 보기 어렵다. 개선(안)의 부가정산금은 약 10원/kWh이 증가하였다. 부가정산금이 총 구매단가에서 약 14% 비중을 차지한다는 점은 현행 전력시장제도가 송전제약, 열공급 제약 등 많은 제약사

2) 연간 총 정산금을 총 거래량으로 나누어 산정

항들을 시장가격에 반영하지 못하고 있는 현실을 여실히 보여준다. 하지만 최근 실 계통기반 하루전시장 도입을 위한 전력시장운영규칙이 개정되어 ‘22년 1월부터 시운전, 열공급 제약 등 발전기 운영상 제약사항과 하루전 예상되는 송전제약을 모두 반영하여 운영발전계획을 수립하고 계통한계가격이 결정 될 경우, 현재 부가정산금에 포함된 제약비용 중 많은 부분이 전력량정산금으로 이전될 것으로 예상된다. 또한 향후 계통유연성 확보를 위하여 실시간시장 및 계통운영보조서비스시장이 개설 될 경우 시장가격의 변동성은 지금보다 커질 수 있다. 이러한 변동성 증가는 대규모 전기소비자의 직접구매제도 참여를 제한할 수 있다. 따라서 향후 직접구매자의 시장가격 변동성 위험관리 방안에 대한 연구가 필요하다고 생각된다.

〈표 9〉 전기소비패턴에 따른 직접구매제도 현행과 개선(안) 구매단가 비교

[단위 : 원/kWh, 백만원]

구분		A(Flat)		B(Variable)	
		현행	개선(안)	현행	개선(안)
전력량정산금		67.9	54.5 (61%)	68.1	55.0 (60%)
용량정산금		10.2	11.7 (14%)	14.2	13.1 (14%)
부가 정산금	계약발전(CON)	2.4	10.2	2.4	10.1
	계약비발전(COFF)		1.5		1.5
	기타		0.76		0.76
	소 계		12.4 (14%)		12.4 (14%)
배출권거래비용		-	0.3	-	0.3
수요자원거래비용		-	0.5	-	0.5
REC 의무이행비용		-	3.9 (4%)	-	3.9 (4%)
송전망이용 비용		5.9	5.9 (7%)	6.2	6.2 (7%)
거래수수료		0.098			
시장정 산금	금액	18,894	19,570	19,982	20,092
	단가	86.4	89.1	91.0	91.5

배출권거래비용, 수요자원거래비용, REC 의무이행비용은 4.7원/kWh 수준으로 전체에서 약 5.2% 비중을 차지하고 있다. 하지만 기후변화 대응, 에너지전환 정책 등에 따라 배출권거래비용과 REC 의무이행비용은 지속적으로 증가할 수 있다. A와 B 모두에서 현행과 개선(안)의 판매단가의 차이가 크지 않은 것은 전력량정산금에서 정산조정계수를 적용하여 차감된 비용과 부가정산금의 정상화를 위한 추가된 비용이 공교롭게 유사하게 산정된 결과이다. 시뮬레이션 결과는 2020년의 시장데이터를 기반으로 산출한 것으로 국제유가 상승, 예비력 부족 등 시뮬레이션 적용 기간의 전력시장 환경에 따라 변동될 수 있다.

〈표 10〉 전기소비패턴에 따른 직접구매제도(개선안) 및 전기요금 비교

[단위 : 원/kWh]

구분	전기요금		직접구매(개선후)		비고
	A	B	A	B	
기본요금	11.1	15.5	17.6	19.4	용량정산금, 송전망이용요금, 거래수수료
전력량요금	86.1	94.0	71.5	72.1	전력량정산금, 부가정산금, 배출권, 수요자원, REC의무비용
총계	97.1	109.5	89.1	91.5	-

<표 10>은 전기소비패턴에 따라 직접구매제도와 전기요금의 구매단가를 비교한 자료이다. 전기요금의 경우 주간시간대의 요금이 높은 계시별요금제의 영향으로 전기소비패턴에 따른 A와 B의 전기요금은 약 12.4원/kWh의 단가 차이가 발생한다. 이중 설비투자 관련 비용인 기본요금은 약 4.4원, 에너지 관련 비용인 전력량요금은 약 8.0원의 차이를 확인할 수 있다. 하지만 직접구매제도의 경우 A와 B의 전력구매비용은 약 2.4원/kWh의 단가 차이를 보여준다. 직접구매제도가 실제 비용을 기반으로 산정된다는 점에서 동일한 전기소비량에 대하여 직접구매제도와 전기요금의 단가 차이는 꽤 크다고 볼 수 있다. 이와 같은 결과는 2020년 전력시장의 특수성과 발전기의

연료비를 기반으로 하는 현행 CBP시장의 특징에 기인한다. 현행 시장제도에 대한 급격한 변화가 없다는 전제하에서 주간 시간대에 전기소비량이 많은 기업일수록 직접 구매제도에 참여할 유인이 더욱 크다고 할 수 있다.

4) 직접구매제도와 재생에너지 차액계약

2020년 시장 환경을 전제로 전기요금과 직접구매제도를 비교하였을 때 전기소비 패턴에 따라 약 8원~18원 수준의 단가 차이가 발생한다는 것은 RE100을 이행하고자 하는 기업에게 꽤 흥미로운 결과일 수 있다. 왜냐하면 전력거래소(2019)의 RE100 관련 설문조사에 따르면 기업 담당자들은 에너지비용 증가(75.8%), 수출경쟁력 약화(18.2%) 등 RE100 이행에 따른 재정 부담을 가장 큰 장애요인으로 생각하고 있기 때문이다. 국내 RE100 이행방안 중 제3자PPA는 한전 중개에 대한 기업들의 우려를 해소하기 위하여 '21년 3월 김성환 국회의원이 발의한 직접PPA 허용을 담은 전기사업법 개정안이 본회의를 통과했다. 제3자PPA 또는 직접PPA에 참여하는 기업들은 재생에너지로 구매하고 남은 전기소비량에 대해서는 한전의 보완약관을 기반으로 한 별도의 가격정책에 따라 전력을 구매해야한다. 하지만 직접구매자는 시장개설 초기부터 전기사업법 제34조에 따라 발전사업자와 차액계약을 체결할 수 있도록 허용되어 왔었기 때문에 일반 전기소비자와는 다르게 재생에너지로 구매하고 남은 전기소비량에 대해서 전력시장에서 구매할 수 있다.

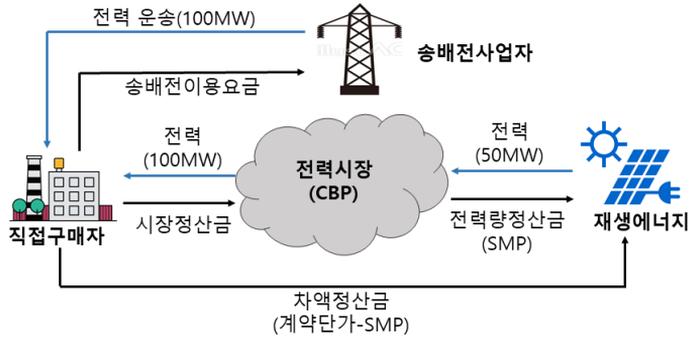
미국 기업의 경우 RE100 초창기에는 인증서 시장 또는 전력회사의 녹색요금제를 통해 재생에너지를 구매했으나, 2018년에는 기업들이 제3의 방식으로 재생에너지를 구매하는 비중이 약 90%를 차지하게 되었다.(Heeter and O'Shaughnessy, 2019) 이는 2012년 구글과 애플이 최초로 PPA를 시행한 후 점차 다른 기업들도 PPA를 통해 재생에너지를 구매하게 되었고 2019년 기준 RE100 기업들의 총 재생에너지 구매량의 약 25.8%를 PPA를 통해 구매하고 있다(CDP, 2020). Tzankova(2020)은 미국 기업들의 PPA를 통한 재생에너지 구매가 구조개편이 완료된 지역에서 활발히 추진되고 있다고 밝히고 있다. 구조개편 여부와 재생에너지 구매의 연관성은 우리나라 전력시장에서 직접구매제도와 차액계약 연계에 대해 시사하는 바가 크다.

RE100에 참여한 기업이 직접구매제도에 참여한 후 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결할 경우 재생에너지구매량으로 인정받을 수 있다. [그림 2]은 직접구매자의 차액계약에 대한 정산 구조를 간략하게 설명하고 있다. 직접구매자가 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결하더라도 직접구매자는 모든 전력을 전력시장으로부터 구매해야하며, 직접구매자의 전력구매가 유발하는 비용을 부담하여야 한다. 구체적으로 직접구매자는 에너지 비용인 전력량정산금, 계통운영(Balancing) 비용인 부가정산금과 수요자원거래비용 및 전력을 운송하는 송·배전망이용비용에 대해서는 시간대별 총 전력구매량에 대해서 부담해야한다. 우리나라 전력시장에서 용량가격계수 산정 시 계통 최대전력시간대의 재생에너지발전량을 공급용량으로 적용하고 있다는 점을 고려할 때 시간대별 전기소비량에서 시간대별 차액계약발전기의 발전량을 차감한 순수 전력구매량에 대해서 용량정산금을 부담하는 것이 적합하다. 이 경우 직접구매자가 RE100을 달성하더라도 재생에너지발전량이 없는 시간대의 전력구매량에 대해서는 용량정산금을 부담하게 된다. 또한 배출권거래비용, REC의무이행비용도 순수 전력구매량에 대해서 부담하면 된다. 왜냐하면 직접구매자가 연간 총 전기소비량만큼 차액계약을 통해 재생에너지를 구매하였다는 것은 이미 기후환경비용을 모두 지급했다는 것을 의미하기 때문이다. 추가적으로 직접구매자는 차액계약발전기의 시간대별 발전량에 대해서 계약가격과 시장가격의 차이만큼 차액정산금을 지급하여야 한다. 직접구매자의 전기소비량보다 발전량이 많은 경우에도 지급해야 한다. 실제 제도가 운영되기 위해서는 전기소비량과 발전량의 송전단 전환, 계통한계가격에서 송전손실계수 제외 방법, 재생에너지발전사업자 사유의 발전기 정지 등에 대한 위약금 산정, 계통운영에 따라 발생한 배출권거래비용에 대한 부담 등 더욱 세부적인 사항들에 대한 검토가 필요하다.

<표 11>은 직접구매제도(개선안)에 참여한 사례 B가 설비용량 50MW의 태양광발전사업자와 차액계약을 체결할 경우 1일 거래일(2020년 8월 19일)의 정산 예시를 보여준다. 일별 시간대별 태양광발전량은 2020년 기준 전력시장에 참여한 태양광발전기의 시간대별 평균 이용률을 반영하여 산출하였다[그림 3]. 차액계약단가는 120원/kWh로 적용하였다. B의 일별 전기소비량은 599.9MWh이나 태양광설비의 발전

량은 184.2MWh로 약 30.7%의 비중을 보인다. 태양광설비의 평균 이용률이 약 15.2%이기 때문이다.

[그림 2] 직접구매자의 차액계약 정산 구조

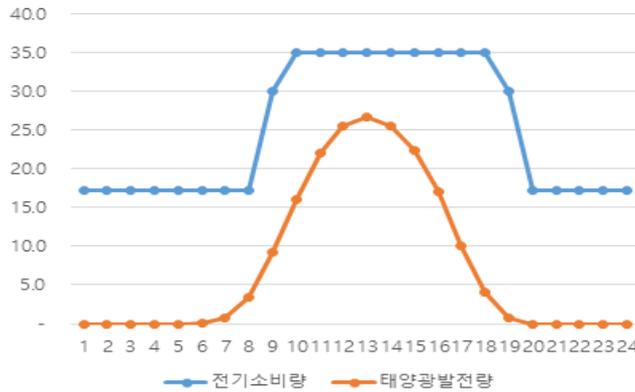


<표 11> 거래일 기준 직접구매자(개선안)와 차액계약 발전사업자 정산내역

구분	기준	정산단가	비고	
직접 구매자	전력량정산금	시간대별 전기소비량	56.0	
	용량정산금	시간대별 전기소비량 - 시간대별 발전량	15.7	
	부가정산금	시간대별 전기소비량	12.9	계약발전, 계약비발전, 기타
	수요자원거래비용	시간대별 전기소비량	0.5	
	배출권, REC비용	연간 총 전기소비량 - 연간 총 발전량	2.9	재생에너지 구매 비중(30.7%)
	차액정산금	시간대별 발전량	16.3	계약가격 - 시장가격
	송배전이용요금	시간대별 전기소비량	5.9	
	거래수수료	시간대별 전기소비량	0.098	
총 계			110.3	
발전 사업자	전력량정산금(a)	시간대별 발전량	67.0	시장가격
	차액정산금(b)		53.0	
	거래수수료(c)		0.098	
	총 계(a+b-c)			119.9

[그림 3] B의 거래일(2020년 8월 19일)의 전기소비량과 차액계약태양광 발전량

[단위 : MWh]



<표 11>과 <표 9>을 비교할 경우 전력량정산금과 부가정산금은 유사한 수준이다. 용량정산금은 전력구매량에서 재생에너지 발전량을 차감했음에도 다소 높게 산출되는데 이는 시간대별용량가격계수에 따라 하계 피크기간에 발전사업자들에게 더 많은 용량정산금이 할당되기 때문이다. 직접구매자의 차액정산금 단가는 총 차액정산금을 전기소비량으로 나누어 산출하기 때문에 발전사업자가 받는 차액정산금 단가와 다르게 보이지만 금액은 동일하다. 거래일 기준 약 30%의 재생에너지 구매비중을 확보하기 위한 B의 총 구매단가는 110.3원/kWh이다. <표 9>의 연간 직접구매 단가(91.5원/kWh) 대비 약 18.8원/kWh 높은 값이다. 하지만 이는 현행 전기요금 부담 수준에서 재생에너지 구매 비중을 약 30%까지 확보할 수 있다는 점에서 매우 고무적이다. RE100 달성은 2030년 이후의 매우 장기적인 과제라는 점에서 직접구매자는 재생에너지 확대에 따른 시장가격 변화와 재생에너지 계약단가 하락을 고려하여 현행 전기요금 기반의 비용 수준에서 단계적으로 재생에너지 구매 비중을 증가시키는 전략을 수립할 수 있다.

V. 결 론

최근 제3자PPA 도입, 직접PPA 관련 법 개정 등 본격적인 PPA기반의 국내 RE100 이행방안이 도입되고 있다. 하지만 미국 등 전력시장 기반의 PPA를 통한 기업의 재생 에너지 구매가 활발한 국가와 비교할 때 전기요금 기반의 국내 PPA는 교차보조 반영 등 정부의 규제, 불투명한 가격 책정 등 한계점을 가지고 있다. 직접구매자는 전력시장에서 전력을 구매할 수 있고, 재생에너지발전사업자와 차액계약을 체결할 수 있는 법적 근거가 시장개설 초기부터 마련되어 있음에도 불구하고 시장가격 변동성 위험 관리 수단 부재, 전기요금의 경쟁력 우위 등 다양한 원인으로 지금까지 직접구매자가 없이 직접구매제도는 사장되어왔다. 또한 직접구매자 역할에 대한 인식 부재에 따른 차별적인 정산방식 적용, 시장가격 정산 제약발전정산금 누락 및 배출권거래비용 등 신규 제도 도입에 따른 정산방식이 규정되지 않는 직접구매제도 자체의 문제점을 가지고 있다. 직접구매자와 타 전력구매자를 동등하게 취급하는 것을 기본 원칙으로 직접구매자가 유발하는 전력공급비용에 대해 전력구매량에 비례하여 배분하는 타 전력구매자와 동일한 정산방식을 적용하는 제도 개선이 필요하다.

2020년 기준 현행과 제도개선(안)의 구매단가는 유사한 수준으로 산출되었지만 이는 정산조정계수 반영에 따른 전력량정산금 감소분과 정산금 정상화에 따른 증가분이 상쇄되는 결과이다. 전력소비패턴의 차이는 전기요금에는 큰 영향을 미치지만 직접구매제도에는 변동비반영시장의 특성에 따라 영향이 크지 않다. 하지만 직접구매제도는 전기요금과 비교하여 약 8~18원/kWh 더 저렴하게 전력을 구매할 수 있는 결과를 보여준다. 특히, 주간 전기소비량이 많은 기업이 직접구매제도에 참여하여 절감한 비용으로 전기소비량의 약 30% 수준의 재생에너지를 구매할 수 있다는 점은 기업의 재생에너지구매를 전략 수립 시 좋은 선택지가 될 수 있다. 직접구매제도의 활성화는 전기요금의 합리성 제고, 전기소비자의 선택권 확대 등 전력산업 구조개편의 공

정적 효과를 기대할 수 있으며, 또한 직접구매제도와 재생에너지구매 연계를 통한 가격경쟁적인 기업의 RE100 이행 및 재생에너지 확대 정책에 이바지 할 수 있을 것으로 예상된다.

본 연구가 직접구매제도를 소개하고 문제점 분석 및 개선방안을 도출하는 것을 목적으로 삼았기 때문에 시뮬레이션 분석 기간이 짧고, 미래 시나리오에 따른 영향을 연구하지 못한 점은 아쉬움으로 남는다. 또한 직접구매제도의 가격 변동성 위험관리에 대한 연구도 필요하다.

접수일(2021년 7월 27일), 수정일(2021년 9월 14일), 게재확정일(2021년 9월 14일)

◎ 참고 문헌 ◎

- 김대욱·김광인·최우진(2015). “우리나라 산업용 전기요금의 적정성에 대한 연구.” 규제 연구 24(2) : 29-55.
- 김현제(2008). “전력산업 구조개편의 추진현황과 전망.” 에너지경제연구 7(2) : 139-160.
- 법제처(2001). 전기사업법령 해설(전력구조개편을 중심으로). 서울 : 법제처.
- 이근대(2011). “해외 전력시장에서의 실시간 요금제.” 전기의 세계 60(5) : 23-26.
- 이지우·김승완(2020). “RE100 달성을 위한 기업의 다양한 전력 조달 시나리오 별 비용분석.” 대한전기학회 학술대회 논문집. 부산. 7월 : 163-164.
- 에너지데일리[웹사이트]. Retrieved from <http://www.energydaily.co.kr/news/articleView.html?idxno=8160>
- 전력거래소(2008). 직접구매 활성화를 위한 직접구매제도 개선방안 검토. 나주 : 전력거래소.
- 전력거래소(2014). CBP 전력시장에서 수요반응 자원 반영 방안에 관한 연구. 나주 : 전력거래소.
- 전력거래소(2019). RE100 이행을 위한 재생에너지 구매제도 연구. 나주 : 전력거래소.
- 정선영·황수동(2011). “실시간전기요금제(RTP)의 수요반응 효과 분석: 우리나라 사례를 중심으로.” POSRI 경영경제연구 11(3) : 189-214.
- 전기신문[웹사이트]. Retrieved from <http://www.electimes.com/article.php?aid=1624196771219026002>
- 전기신문[웹사이트]. Retrieved from <http://www.electimes.com/article.php?aid=1475933952138066002>
- 전기저널[웹사이트]. Retrieved from <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=4042>
- 투데이에너지[웹사이트]. Retrieved from <https://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=223929>

- 한계레[웹사이트]. Retrieved from <https://www.hani.co.kr/arti/society/environment/1004749.html>
- BEG's Energy Choice Supplier Site[웹사이트]. Retrieved from <https://supplier.bge.com/electric/load/plcs.asp>
- CDP (2020). Growing renewable power: Companies seizing leadership opportunities. RE100 Annual Progress and Insight Report 2020.
- Boisvert, R.N., Cappers, P.A. and Neenan, B. (2002). "The benefits of customer participation in wholesale electricity markets." *The Electricity Journal* 15(3) : 41-51.
- Canelas, E., Pinto-Varela, T. and Sawik, B. (2020). "Electricity portfolio optimization for large consumers : Iberian electricity market case study." *Energies* 13(9)
- Chawda, S. Bhakar, R. and Mathuria, P. (2016). "Uncertainty and risk management in electricity market: Challenges and opportunities." IEEE National Power Systems Conference.
- Heeter, J. and O'Shaughnessy, E. (2019). "Status and trends in the voluntary market (2018 data)." Renewable Energy Market Conference.
- Hopper, N., Goldmand, C. and Neenan, B. (2006). "Demand response from day-ahead hourly pricing for large customers." *The Electricity Journal* 19(3) : 52-63.
- Khojasteh, M. and Jadid, S. (2015). "Robust energy procurement strategy of large consumers." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 26(7) : 1585-1600.
- Lei, X., Liu, J., Du, L. and Zhang, L. (2008). "Analysis on large consumer price models electricity market." 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies.
- Liu, D.N., Li, Z.H., Xu, X.F., Zhou, H.M. and Zhao, Q. (2017). "Comprehensive benefit evaluation of direct power-purchase for large consumers." IOP Conference Series : Earth and Environmental Science 69(1).
- Mendicino, L., Menniti, D., Pinnarelli, A. and Sorrentino, N. (2019). "Corporate power purchase agreement : Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study." *Applied Energy* 253.

- Nezamoddini, N. and Wang, Y. (2017). “Real-time electricity pricing for industrial customers : Survey and case studies in the United States.” *Applied Energy* 195: 1023-1037.
- Tzankova, Z. (2020). “Public policy spill-overs from private energy governance : New opportunities for the political acceleration of renewable energy transitions.” *Energy Research & Social Science* 67.
- Wang, Q., Wang, Z., Dai, Y., Xia, T., Zhang, Q. and Li, W. (2018). “Risk assessment of contract execution in large consumer direct power purchase.” *Journal of Physics : Conference Series* 1074(1)

ABSTRACT

A Study on the improvement of direct program by large consumers in Korea Electricity Market

Hyeok Jun Yoon*

According to the continuous increase in industrial electricity bill and the need for renewable energy purchases by companies due to ESG management and RE100, perception of electricity purchases by companies is shifting. The direct purchase program was introduced in 2003 following the opening of the Korea wholesale electricity market, but has been abandoned without companies participating in the program. The current direct purchase program has problems to apply differential settlement methods from other power buyers and not to cover some of electricity market costs. This is due to the lack of recognition of the restructuring process that does not clearly distinguish the direct buyer of the wholesale market from the consumer of the retail market. The direct purchase program should be improved by applying the power purchase method to direct buyers the same as other power buyers and accurately paying for the market cost incurred by direct buyers. A transparent, reasonable and fair direct purchase program could be considered a new option for companies seeking to purchase renewable energy.

Key Words : direct purchase program, electricity market, corporation power purchase, RE100

* PhD Student, Energy and Environmental Policy, KU-KIST Graduate School of Energy and Environmental, Korea University, Corresponding author, junism7980@gmail.com