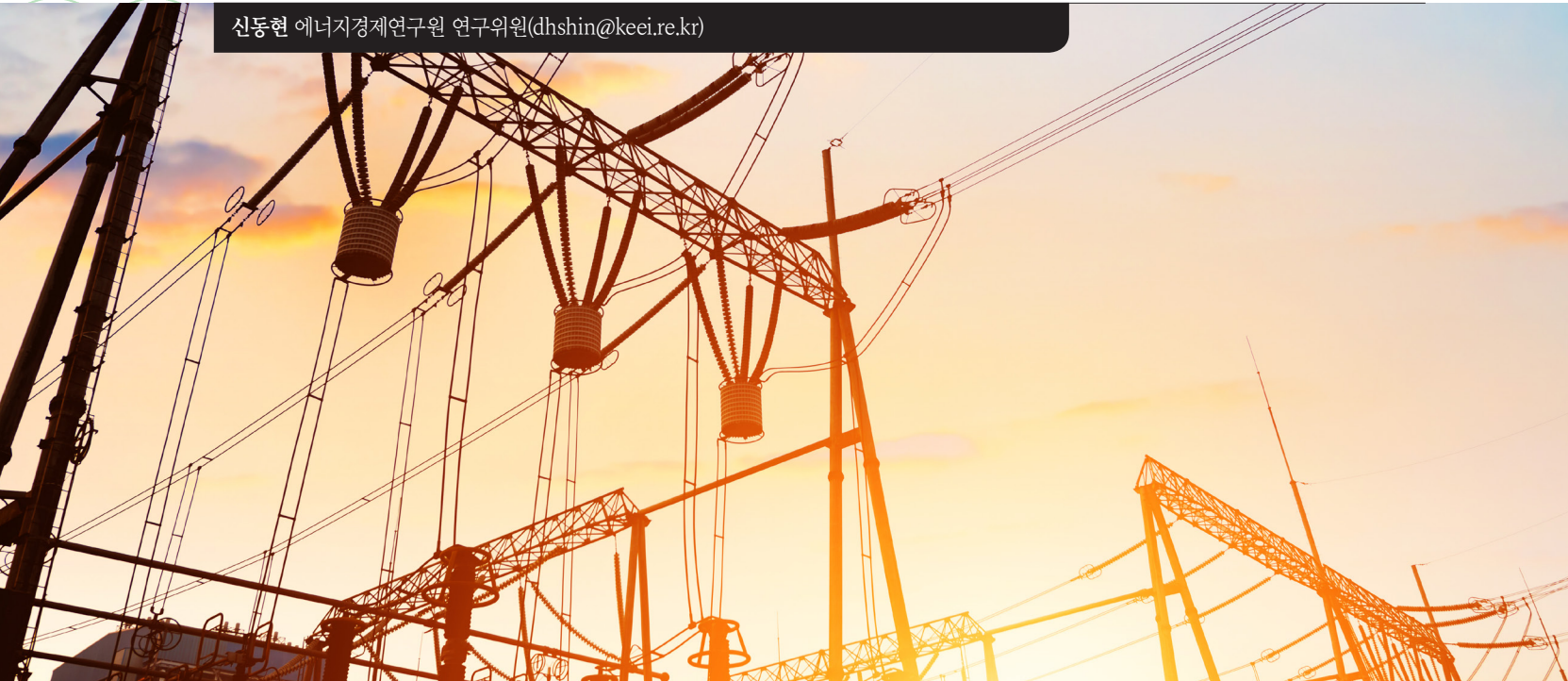


국내 구역전기사업 운영 및 경영현황 분석

신동현 에너지경제연구원 연구위원(dhshin@keei.re.kr)



1. 서론

구역전기사업은 특정한 공급구역의 수요에 맞춰 일정 규모(35,000kW) 이하의 발전 설비를 갖추고 전기를 생산해 전력시장을 통하지 않고 소비자에게 직접 공급하는 사업으로 정의할 수 있다(전기사업법 제2조의 11). 2006년 구역전기사업의 도입이 논의되고 2008년부터 실제로 운영이 시작되어 지금까지 10년 넘게 사업이 진행되었다. 국내 구역전기사업의 가장 큰 특징은 전기만을 공급하는 순수 구역전기사업의 형태는 존재하지 않으며 열을 같이 공급하는 의제구역전기사업의 형태로만 이루어진다는 것이다. 의제구역전기사업자는 ‘전기사업법 보칙’에 따라 지역냉난방사업자로 15만kW 이하의 발전설비용량을 갖추거나, 산업단지집단에너지사업자로 30만kW 이하의 발전설비용량을 갖춘 사업자이다(전기사업법 제92조의 2).

구역전기사업의 도입을 통해 송·배전 건설비용 및 손실 회피, 전력예비율 확보 및 급전 대응, 청정에너지(LNG) 사용으로 환경편익 추구, 전력판매시장 자유화 및 경쟁 활성화, 집단에너지 보급 확대 등의 효과를 기대하였다. 그러나 사업이 진행된 지 약 10년이 지난 2020년 현재 구역전기사업은 폐업, 사업권 반납, 사업전환 등으로 8개 사업자로 축소되었고 남은 사업자들도 사업 개시 이후 만성적인 적자를 겪고 있다.

표 1 구역전기사업자 손익현황

(단위 :억 원)

사업자	용량 (MW)	구분	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	누계
A	9	영업이익	-	-	-	▽9	▽12	▽12	▽13	▽9	▽7	▽3	▽3	▽68
		당기순이익	-	-	-	▽10	▽25	▽26	▽27	▽34	▽30	▽24	▽20	▽196
B	9	영업이익	▽8	▽5	▽13	▽21	▽13	▽12	▽16	▽5	1	10	▽2	▽84
		당기순이익	▽11	▽7	▽15	▽10	▽12	▽11	▽16	▽6	0	8	▽2	▽82
C	50	영업이익	▽38	▽100	▽83	▽74	▽24	▽19	▽49	▽4	23	1	▽11	▽378
		당기순이익	▽59	▽234	▽218	▽216	▽107	▽108	▽138	▽88	▽79	▽105	17	▽1,335
D	46	영업이익	-	-	▽77	▽69	▽38	▽58	▽95	▽57	▽41	▽41	▽51	▽527
		당기순이익	-	-	▽77	▽62	▽27	▽55	▽95	▽54	▽36	▽35	▽43	▽484
E	25	영업이익	-	-	▽40	▽19	▽6	▽16	▽18	▽15	▽15	▽17	▽13	▽159
		당기순이익	-	-	▽51	▽31	▽9	▽18	▽23	▽18	▽18	▽19	▽15	▽202
F	25	영업이익	-	-	-	-	-	▽57	▽50	▽49	▽28	▽34	▽27	▽245
		당기순이익	-	-	-	-	-	▽40	▽41	▽44	▽23	▽20	▽4	▽172
G	21	영업이익	-	▽33	▽31	▽46	▽46	▽31	▽32	▽18	▽17	▽18	▽6	▽278
		당기순이익	-	▽50	▽45	▽155	▽106	▽92	66	1	▽16	▽14	▽10	▽421
H	138	영업이익	-	-	-	▽211	▽320	▽364	▽327	▽240	▽188	▽275	▽258	▽2,183
		당기순이익	-	-	-	▽206	▽297	▽327	▽304	▽240	▽170	▽388	▽256	▽2,188

자료: 한국구역전기협회

구체적으로 위의 <표 1>에서 알 수 있듯이, 대부분의 구역전기사업자는 사업을 시작한 이후 매년 적자에 시달리고 있으며 누계 적자가 2,000억이 넘는 사업자도 존재한다.

구역전기사업의 만성적자 원인으로 구역전기사업 특성을 무시한 열과 전기의 요금규제, LNG 연료비용 상승, 사업설비 규제로 규모의 경제 실현 불가능, 용량요금의 제한적 지급, 전력거래 방식의 제약 등이 거론된다. 국내 구역전기사업은 대부분 소규모 형태로 운영되어 그 비중이나 역할도 상대적으로 작다고 여겨지고 있다. 그런 이유 때문에 <표 2>에서 알 수 있듯이, 분산형 전원 확대라는 정책목적에도 불구하고 정책 우선순위에 밀리면서 사업자의 경제성을 개선할 수 있는 제도개선이 적극적으로 이루어지지 않고 있다. 본고는 구역전기사업이 도입된 지 약 10년이 넘게 경과한 시점에 국내 구역전기사업의 경영현황을 살펴보고 국내 구역전기사업의 경제성을 결정하는 요인을 분석한다. 이를 통해 구역전기사업의 정상화를 위한 정책 및 제도적 시사점을 도출할 수 있을 것이다.

표 2 구역전기사업 관련 제도변화 현황

구분	시기	내용
설비 의무기준 완화	'07.06	설비용량: 공급구역 수요의 70% 이상 → 60% 이상
보완전력요금 조정	'07.12	기본요금 인하(13%), 사용량요금 인상(경부하 80%, 중간부하 20~24%, 최대부하 10~14%)
전력거래기간 확대	'16.09	KPX 거래기간 확대(6~9월 → 3~11월)
주택용 누진요금 개편	'16.12	누진요금 구조 개편(6단계 → 3단계, 주택용 평균단가: 121.3원→109.5원)
사회적 배려계층 지원확대	'16.12	10개 항목 할인 확대 및 출산가구 할인대상 추가
계통 신뢰도 기준고시 개정	'17.04	예비선로, 예비변압기 등 설비 보완과 전기안전공사 수검 강화
용량요금 지급확정	'18.12	20MW 이상 구역전기발전기 대상 용량요금 지급 확정(3개 사업자 해당)
석유수입부과금 환급기간 연장	'19.01	'19년 1~3월분 환급 연장
에너지 세제개편	'19.04	개별소비세: 38원/kg → 8.4원/kg, 석유수입부과금: 23.2원/kg → 3.8원/kg

자료 : 한국구역전기협회

본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서 4절까지 국내 구역전기사업자의 일반현황, 운영현황 및 경영현황을 분석한다. 마지막으로 5절에서는 국내 구역전기사업의 경제성 개선을 위한 정책 시사점을 정리한다.¹⁾

2. 국내 구역전기사업자 일반현황

2020년 9월 기준 국내에서 전기와 열을 공급하는 구역전기사업자는 8개 사업자로 해당사업자의 공급구역은 아래 <표 3>과 같다.

과거 구역전기사업을 수행하던 사업자 중에서 비교적 규모가 큰 사업자인 인천공항에너지, 수완에너지, LH공사(아산) 등은 역송사업자로 전환하였으며, 현재 구역전기사업자는 대부분 소규모의 가스엔진 방식의 CHP를 가동하고 있다. 단, 사업자 C의 경우에 1단계(2008년 10월 준공) 50MW는 구역전기사업으로 운영되나, 2단계(2014년 1월 준공) 추가 열병합발전 50MW는 역송사업으로 운영되는 것으로 알려져 있다. 사업자 B, D, E, F는 도시가스사업과 병행하고 있으나, 사업자 F는 허가받은 공급구역 중 '대전 학하, 덕명, 노은3/4지구'가 구역전기 사업구역이며, 다른 곳은 대전열병합발전(주)로부터 100% 수열 받아 공급하는 구역이다.

1) 사업자의 경영정보에 관한 내용이 포함되고 있어 사업자명은 익명으로 처리하고, 집단에너지사업자 중 규모가 가장 큰 한국지역난방공사는 현황 분석에서 제외하였다. 한국지역난방공사는 구역전기사업에서 누적 적자가 2,000억 원이 넘는 사업자로 분석에 포함된다면 전체 구역전기사업자의 사업여건은 더 악화될 것이다.

표 3 국내 구역전기사업 공급구역 및 사업자 특징

사업자	공급구역	비고
A	서울	일종의 자가소비형 구역전기사업
B	대구	도시가스사업자 (구, 대구도시가스)
C	부산	구역전기와 역송 혼재
D	서울, 광명	도시가스사업자
E	천안	도시가스사업자 (구, 중부도시가스)
F	대전	도시가스사업자 (구, 충남도시가스)
G	경기도 양주	기업회생절차 후 주주변경 (구, 경기CES)
H	서울 및 경기도	집단에너지사업자

자료: 한국구역전기협회

주: 실제 공급구역은 지역 내 지구로 세분화할 수 있으나 사업자 정보를 익명으로 하기 위해 광역단위로 표기하였음

반면에 사업자 A는 자체 건설하여 운영 중인 건물(디큐브시티)에 열과 전기를 공급하는 사업을 하고 있으며, 상대적으로 소규모 사업으로서 구역전기나 집단에너지사업의 정책적 측면보다는 해당 지역 수용가와 협의가 공급안정성에 보다 중요한 요인이다.

다음은 구역전기사업자의 설비구성을 통해 사업의 특성을 살펴본다. 사업자의 설비는 허가기준과 설치기준으로 나눌 수 있다. 현재 사업이 10년 정도 경과된 상황에서 주열원의 설치가 완료된 상황이므로 설치기준으로 설비현황을 정리하면 아래 <표 4>와 같다.

CHP의 발전용량이 40MW이상인 사업자 C와 D의 경우에는 가스 터빈 형식인데 비하여, 나머지 소규모 CHP의 경우에는 가스엔진 형식으로 주로 3MW의 소형 가스엔진이 다수 설치되어 있는 것을 알 수 있다. 가스터빈, 또는 가스엔진의 설비구성은 설치의 효율성, 수요 증가에 맞는 단계적 투자에는 적합할 수 있지만, CHP의 효율은 상대적으로 낮은 것으로 알려져 있다. 그리고 대부분의 구역전기사업 권역에는 인근 소각열 등 저가열원이 존재하지 않기 때문에 사업을 진행하는 과정에서 히트펌프를 설치하거나 연계를 통하여 일부 기저열원을 확보하고 있다.

2018년 말 기준으로 각 사업자의 공급시기를 정리하면 <표 5>와 같다. 대부분 2000년대 중반에 사업허가를 받아서 2000년대 후반에 열(구역전기) 공급을 개시한 것을 알 수 있다. 대부분의 사업자들은 사업허가부터 공급개시까지 3년 이상이 소요되었으며, 2018년 말 기준 공급개시일로부터 약 10년 정도 운영하고 있다는 것을 알 수 있다.

10년의 운영기간을 고려하여 볼 때, 각 사업자의 공급세대수는 허가기준에 근접할 것이라고 예상할 수 있다. 2018년 기준으로 허가세대수 대비 공급세대수 비율을 보면 대부분 90%이상이라는 것을 알 수 있다.

표 4 구역전기사업자 설비구성

사업자	CHP	PLB	기타
A	9MW + 8.1Gcal/h - GE: 3MW × 3기	12Gcal/h = 6Gcal/h × 2기	히트펌프: 0.92Gcal/h = 0.46Gcal/h × 2기
B	9MW + 8.1Gcal/h - GE: 3MW × 3기	36Gcal/h = 12Gcal/h × 3기	소각열: 16.46Gcal/h
C	100.3MW + 70.28Gcal/h - GT: 29.48 × 2기 - ST: 20.67 × 2기 - HRSG: 35.14Gcal/h × 2기	149.92Gcal/h = 74.96Gcal/h × 2기	소각열: 2Gcal/h
D	46MW + 39.8Gcal/h - GT: 17.3MW × 2기 - ST: 11.4MW × 1기 - HRSG: 19.9Gcal/h × 2기	68.6Gcal/h = 34.3Gcal/h × 2기	- 발전배열: 2.2Gcal/h(연료전지) - 연계수열: 20Gcal/h(GS파워)
E	24.99MW + 18Gcal/h - GE: (8.44MW + 6Gcal/h) × 2기 - GE: (8.11MW + 6Gcal/h) × 1기 7.3MW + 6.3Gcal/h - GE: (3.65MW + 3.15Gcal/h) × 2기	40Gcal/h = 20Gcal/h × 2기 36Gcal/h = 12Gcal/h × 3기	히트펌프: 0.8Gcal/h = 0.4Gcal/h × 2기 2Gcal/h = 1Gcal/h × 2기
F	26.08MW + 23.42Gcal/h - GE: (4.18MW + 3.77Gcal/h) × 6기 - GE: (1MW + 0.8Gcal/h) × 1기	68.8Gcal/h = 34.4Gcal/h × 2기	연계수열: 75Gcal/h(대전열병합발전)
G	21MW + 17.5Gcal/h - GE: 3MW × 7기 - HRSG: 2.5Gcal/h × 7기	84Gcal/h = 28Gcal/h × 1기 + 28Gcal/h × 2기	대류발전과 수열거래 있음

자료: 한국에너지공단

이를 달리 표현하면, 구역전기사업의 특성상 인근 지역의 수요개발에 한계가 있는 상황에서 추가 수요증가에 의한 규모의 경제 실현을 기대하기 어렵다는 의미이며, 이는 기 투자된 고정비인 투자비 회수에 장애요인이 될 것으로 예상할 수 있다.

3. 국내 구역전기사업자 운영현황

가. 계약용량

구역전기사업의 수요를 분석하기 위해 수용가 현황 및 열·전기의 계약용량을 2018년 말 기준으로 정리하면 다음 <표 6>과 같다.

먼저, 2018년 말 기준 세대수 및 난방 계약면적에서 사업자 C를 제외하고는 주택용 세대수 기준으로 2만

표 5 구역전기사업자의 공급시기

사업자	사업허가일	공급개시일	허가~개시 기간	공급기간	허가 대비 공급세대수 비율
A	2009년 01월	2011년 08월	약 31.4개월	약 7.4년	100%
B	2005년 01월	2007년 12월	약 35.5개월	약 11.1년	92.4%
C	1999년 12월	2008년 11월	약 108.6개월	약 10.2년	94.6%
D	2005년 12월	2009년 05월	약 41.6개월	약 9.7년	91.6%
E	2005년 06월	2009년 10월	약 52.8개월	약 9.3년	105.7%
F	2006년 09월	2009년 09월	약 36.5개월	약 9.3년	93.3%
G	2005년 03월	2009년 06월	약 51.8개월	약 9.6년	86.82%

주: 허가 대비 공급세대수 비율은 2018년 말 기준이며 편의상 주택용 세대수를 기준으로 계산함
 자료: 한국구역전기협회

세대 이하의 소규모라는 것을 알 수 있다. 사업자 F의 경우에 구역전기사업을 수행하는 권역의 주택용 세대수는 1만723세대로서 업무용과 공공용은 없으며, 대전열병합발전(주)로부터 100% 수혈 받아 공급하는 구역의 주택용 세대수는 1만2,506세대(1,144,146㎡)이다. 그리고 사업자 A와 D는 상대적으로 업무용 용량이 크다는 특징이 있으며, 사업자 A는 공급구역의 특성상 공공용 수용가가 없고, 사업자 G는 업무용 수용가가 없다.

다음으로 2018년 말 기준 냉방계약 용량 및 난방 계약용량 대비 비율을 살펴보면 사업자 D, A, E, C 순으로 냉방 계약용량이 높으며, 공공용에 비해 업무용 비중이 상대적으로 높음을 알 수 있다. 흡수식 냉방은 상대적으로 난방 수요가 적은 하절기에 열 수요를 균등화함으로써 CHP의 운전효율을 높일 수 있다는 측면에서 사업자에게 유리한 측면이 있지만, 일반적으로 가스냉방과의 가격경쟁으로 인하여 낮은 단가를 적용하기 때문에 하절기 기저열원이 부족한 경우에 수익성에 부정적인 영향을 미칠 수 있다.

나. 판매량

2018년 기준 구역전기사업자의 종별 난방 판매량과 비율을 정리하면 <표 7>과 같다. <표 7>에서 알 수 있듯이, 상업용 시설이 주를 이루는 사업자 A를 제외하고 주택용 비중이 대부분을 차지한다.

다음으로 업무용과 공공용 냉방 판매량과 난방 판매량 대비 비율을 살펴보면, 사업자 C를 제외하고 냉방을 공급하는 사업자는 냉방 판매량이 난방 판매량보다 많다는 것을 <표 8>에서 알 수 있다. 그러므로 냉방을 판매하는 구역전기사업자의 경우 하절기 냉방 판매량이 상대적으로 많기 때문에 앞서 언급한 바와 같이 냉방 판매단가 수준 및 하절기 열 생산단가 수준에 따라 수익성에 영향을 받을 수밖에 없는 구조라는 것을 예상할 수 있다.

표 6 2018년 말 기준 세대수 및 냉·난방 계약면적(용량)

	구분	단위	A	C	D	E	F	G
난방	주택용 세대수	세대	524	26,312	19,221	5,726	23,229	7,572
	주택용 계약면적	m ²	70,640	2,515,425	1,513,796	560,505	2,233,748	646,273
	업무용 계약용량	Mcal/h	30,310	17,500	54,887	12,655	5,620	-
	공공용 계약용량	Mcal/h	-	831	432	4,351	4,116	1,499
냉방	업무용	Mcal/h	33,378	5,741	49,273	15,936	-	-
	공공용	Mcal/h	-	816	454	6,169	-	-
	난방대비 냉방 용량비율 (업무용 및 공공용)	%	110.1%	35.8%	89.9%	130.0%	-	-

주: 사업자 B는 자료의 미확보로 제외
자료: 한국구역전기협회

표 7 2018년 구역전기사업자의 종별 난방 판매량

(단위 : Gcal)

구분	A	C	D	E	F	G
주택용	4,938	139,853	112,138	36,591	162,916	53,557
업무용	9,280	4,891	17,425	2,415	753	-
공공용	-	440	316	1,785	1,512	1,559
합계	14,218	145,185	129,879	40,791	165,181	55,117
주택용 비율	34.7%	96.3%	86.3%	89.7%	98.6%	97.2%
업무용 비율	65.3%	3.4%	13.4%	5.9%	0.5%	0.0%
공공용 비율	0.0%	0.3%	0.2%	4.4%	0.9%	2.8%

자료: 한국구역전기협회

표 8 2018년 구역전기사업자의 종별 냉방 판매량 및 난방 판매량 대비 비율

(단위 : Gcal)

구분	A	C	D	E	F	G
업무용	14,406	3,280	20,145	3,042	-	-
공공용	-	391	394	1,321	-	-
합계	14,406	3,671	20,539	4,363	-	-
난방 대비 비율 (업무용)	155.2%	67.1%	115.6%	126.0%	-	-
난방 대비 비율 (공공용)	-	88.8%	124.7%	74.0%	-	-

자료: 한국구역전기협회

다. 생산량

구역전기사업자가 소비자의 수요를 충족하기 위해 생산한 열원별 생산량을 정리하면 아래 <표 9>와 같다. 구역전기 사업은 초기에 기본적으로 CHP와 PLB만으로 열을 공급하도록 계획되어 있었으나, 사업을 진행하는 과정에서 추가적인 열원을 확보하였으며, 아래 내용은 2018년을 기준으로 정리한 것이다.

사업자 A, E, F는 외부수열이 없으며, 사업자 C는 외부수열 비중이 낮다. 그리고 사업자 D는 외부수열 비중이 높은 것으로 분석되나, 이는 2015년 이후 수열계약을 체결한 결과이며, 사업 초기에 고려된 것은 아니다. 특히 사업자 D는 연료전지, 사업자 A는 히트펌프에 투자하여 열 생산원가 감소 및 CHP의 운전효율 향상을 위한 기저열원 확보 등 자구노력을 기울여 왔다.

표 9 2018년 구역전기사업자의 열원별 열 생산량 및 구성 비율

(단위 : Gcal)

구분	A	C	D	E	F	G
외부수열	-	5,957	25,534	-	-	-
사업자간 열거래	-	-	70,396	-	98,400	54,157
CHP	4,287	143,364	52,205	48,106	74,315	4,434
PLB	9,427	4,647	343	890	144	122
연료전지/히트펌프	1,331	-	9,497	-	-	-
합계	15,045	153,969	157,975	48,996	172,860	58,713
외부수열	-	3.9%	16.2%	-	-	0.0%
사업자간 열거래	-	-	44.6%	-	56.9%	92.2%
CHP	28.5%	93.1%	33.0%	98.2%	43.0%	7.6%
PLB	62.7%	3.0%	0.2%	1.8%	0.1%	0.2%
연료전지/히트펌프	8.8%	-	6.0%	-	-	-

자료: 한국구역전기협회

표 10 2018년 구역전기사업자의 전체 직판 및 역송 전력판매량

(단위 : Mcal)

구분	A	C	D	E	F	G
직판 판매량	48,393	200,762	110,821	59,033	32,638	67,683
역송 판매량	11	17,250	44,959	33,160	59,373	-
합계	48,404	218,013	155,781	92,193	92,010	67,683
직판 판매량 비율	100.0%	92.1%	71.1%	64.0%	35.5%	100.0%

자료: 한국구역전기협회

구역전기사업의 가장 중요한 특징은 공급구역 내에 전기를 직판한다는 것이다. 본래 사업의 취지를 고려하면 자체 생산설비에서 전력을 생산하여 공급구역 내에 판매하여야 하나, 현재 국내 구역전기사업은 전력 거래소나 한전으로부터 수전 받은 전력과 자체 생산한 전력을 혼합하여 소비자에게 판매하고 있으며, 생



산한 전기를 전력거래소에 역송하여 판매할 수 있다. 다만, 역송을 하는 경우에도 일반적인 열 제약발전과는 다른 정산단가를 적용받는다.

먼저 전체 직판과 역송 판매량 비율을 보면, 대부분 직판 판매량 비율이 높다는 것을 알 수 있다. 이는 대부분 구역전기사업자의 경우 열수요량을 충족하는 수준에서 CHP를 가동하기 때문에 설비용량에 비해 전기 생산량이 적다는 것을 의미한다. 특히 사업자 G는 2018년 외부수열량 증가로 CHP를 거의 가동하지 않는 것으로 판단된다. 다만, 사업자 F는 직판 판매량 비율이 낮는데, 이는 구역전기 공급구역 내 열 및 전기 수요량이 상대적으로 낮는데 비하여 열원이 CHP만 존재하므로 CHP 가동에 대한 유연성이 떨어지기 때문으로 판단된다.

다음으로 구역전기사업자의 수전전력량을 살펴본다. 집단에너지사업자의 수전전력은 자체 소비를 위한 것이나, 구역전기사업자의 수전전력은 직판에 대한 일종의 지원책이다. 왜냐하면, 자체 전력 생산단가가 수전단가 보다 높으면 수전을 받아서 직판하는 것이 유리하므로 이러한 상황에서 보완공급을 허용한 것이기 때문이다. 다만, 현행 규정에 의하면 이러한 보완공급을 위해 전력거래소와의 전력거래는 1, 2 및 12월을 제외한 월에만 가능하며, 1, 2 및 12월에는 전력거래소가 아닌 한전에서 구입하므로 단가가 높다. 이러한 보완공급 정책에 따라 구역전기사업자는 직판량 및 자체 전력생산량, 그리고 역송 전력시장의 상황 등을 고려하여 수전전력량에 대한 의사결정을 수행하게 된다.

<표 11>에서 직판전력의 대부분을 수전(보완공급)에 의존하는 사업자 A, G의 수전량 비율은 90%를 상회한다. 그리고 외부 열원이 없어서 열 수요에 따라 CHP를 가동해야 하는 사업자 C와 D의 직판 중 수전량 비율이 높다. 특히, 사업자 D는 타 사업자에 비하여 외부열원이 충분하므로 직판 중 수전량 비율을 높게, 즉 상대적으로 CHP 가동률을 낮추는 것이 가능하기 때문에 직판 중 수전량 비율이 높다고 판단된다. 지금까지 열 및 전기의 수요와 생산 관점에서 운영 현황을 검토하였다. 여기서는 발전효율 측면에서 구역

전기사업자의 특징을 살펴본다. 구역전기사업자의 주 열원은 CHP이며, PLB는 피크 부하의 일부를 담당하기 때문에 거의 가동되지 않는다. 따라서 여기서는 열 및 전기를 생산하기 위하여 CHP에 투입된 연료량을 기초로 각 구역전기사업자의 CHP 효율을 분석한다.

표 11 2018년 구역전기사업자의 총 전력 생산량 및 판매량

구분	단위	A	C	D	E	F	G
총 전력생산량	Mwh	57,399	224,571	143,889	98,111	98,173	70,959
자체 CHP생산량		4,345	102,111	58,784	62,794	80,618	5,770
수전 전력량		53,054	122,459	85,105	35,318	17,555	65,189
전력판매량 (직판+역송)	Mwh	48,404	218,013	136,414	92,193	92,010	67,683
총 소내소비 및 손실량	Mwh	8,995	6,558	7,475	5,918	6,162	3,276
총 소내소비 및 손실율	%	15.7%	2.9%	5.2%	6.0%	6.3%	4.6%
수전 전력량 비율	%	92.4%	54.5%	59.1%	36.0%	17.9%	91.9%

자료: 한국구역전기협회

일반 집단에너지사업자의 CHP 복합효율이 약 80%대 중반인 것에 비하여 구역전기사업자의 CHP는 소형이기 때문에 70%대 수준으로 낮다는 것을 알 수 있다. 물론 CHP의 효율은 최적 운전을 위한 다양한 요건이 충족된다는 가정 하에 동일한 조건에서 비교되어야 하지만, 기본적으로 각 사업자가 설치한 CHP설비의 유형, 그리고 시간대별 운전 조건 등에 따라 차이가 발생하며, 위의 자료는 이러한 현실적 요인이 반영된 결과로서 이러한 낮은 효율은 구역전기사업자가 CHP설비 운영으로 일정한 수익을 확보하는데 제약요인으로 작용한다. 결국 상대적으로 낮은 CHP효율과 함께 전력 및 열 시장에서의 낮은 보상으로 CHP 가동률이 낮을 수밖에 없음을 <표 12>에서 확인할 수 있다.

구역전기사업자의 CHP는 모드 운전이나 부분 운전이 어렵기 때문에 전기 생산 용량을 기준으로 산정된 가동률이나 열 생산 용량을 기준으로 산정된 가동률이 유사하다. 다만 사업자 C는 CHP Type이 다르기 때문에 차이가 발생하며, 열 생산을 중심으로 가동했다는 것을 알 수 있다. 열원으로서 CHP를 위주로 운영하고 있는 사업자 E, F의 가동률이 30%를 상회하는 정도이다. 이러한 낮은 가동률은 CHP 운영 증가에 따른 수익성 확보, 즉 고정비 회수를 불가능하게 하며, 과다투자의 문제가 제기될 수 있다는 점에서 낮은 효율과 함께 자체 생산한 전기와 열 공급이라는 구역전기사업의 본래 취지에 부합하지 않는 요인으로 작용한다.

그러나 낮은 가동률의 원인이 사업자의 투자 의사결정 실패라기보다는 구역전기사업을 둘러싼 시장구조의 문제라면, 이는 정책적으로 구역전기사업에 대한 효율적인 자원배분이 이루어지지 않고 있다고 해석할 수 있다.

표 12 2018년 구역전기사업자의 CHP 연평균 복합효율 및 CHP 가동률

구분	A	C	D	E	F	G
CHP 용량						
전기(MW)	9.00	100.30	46.00	24.99	26.08	21.00
열(Gcal/h)	8.10	70.28	39.80	18.00	23.42	17.50
CHP 타입	GE 3기	GT(2기)+ST(2기)	GT(2기)+ST(1기)	GE 3기	GE 7기	GE 7기
CHP 생산량						
전기(MWh)	4,345	102,111	58,784	62,794	80,618	5,770
열(Gcal)	4,287	143,364	52,205	48,106	74,315	4,434
복합 생산량(Gcal)	8,024	231,180	102,760	102,109	143,647	9,396
연료투입량(천Nm³)	980	28,867	13,543	13,813	17,904	1,325
연평균 복합효율(%)	79.6%	77.8%	73.7%	71.8%	78.0%	68.9%
CHP 가동률						
전기생산 용량기준(%)	5.5	11.6	14.6	28.7	35.3	3.1
열생산 용량기준(%)	6.0	23.3	15.0	30.5	36.2	2.9

주: 복합생산량 = 열 생산량(Gcal) + 전기 생산량(Mwh) × 0.86

연평균 복합효율 : 에너지법시행규칙 별표 에너지열량 환산기준 적용, 1 Nm³ = 10,290kcal

자료: 한국구역전기협회

4. 국내 구역전기사업 경영현황

구역전기사업자 중에서 별도 법인으로 운영되는 경우는 2개 사업자만 있으며, 이 중에서 구역전기사업만을 수행하는 사업자는 사업자 C가 유일하다. 이러한 사업형태로 인하여 구역전기사업자의 경영현황을 검토하는데 있어 구역전기사업에 해당하는 손익만을 당기순이익 수준에서 파악하는 것은 쉽지 않다.

따라서 구역전기사업자의 경영현황은 다음과 같은 방법으로 검토한다. 구역전기사업을 포함한 집단에너지 사업과 관련된 매출액에서 연료비를 제외한 공헌이익을 비교하며, 해당 공헌이익을 2018년도 자료를 기초로 세부 분석한다. 분석대상 구역전기사업자는 대부분 10년 정도 운영 중인 사업자이기 때문에 투자비는 매몰비용에 해당하며, 포화년도에 근접하여 연간 고정비도 비교적 일정할 것으로 예상할 수 있으므로 고정비는 과거실적을 기준으로 추정하여 반영한다.

<표 13>에서 보면, 2018년 기준 각 사업자의 공헌이익률은 대부분 20%대로서 큰 편차가 없다. 이는 사업자마다 매출액이나 연료비의 세부 구성 비율이나 효율 등에서 일부 차이가 있지만 전체적으로 유사한 평균 판매단가 및 평균 연료단가가 적용되어 액 대비 연료비의 비율이 유사하기 때문이다. 결국 평균 판매단가가 상승하거나 평균 연료단가가 하락하지 않는 한 사업자들이 자체적으로 공헌이익률을 증가시키는 것은 한계가 있다는 것을 알 수 있다.

표 13 2018년 구역전기사업자 경영현황

(단위 : 백만 원)

사업자	A	C	D	E	F	G
매출액	8,204	40,162	29,787	14,267	14,267	12,241
열 매출액	1,393	12,083	11,830	3,624	3,624	4,239
전기 매출액	5,112	28,080	17,957	10,643	10,643	8,002
냉수 매출액	1,699					
연료비	6,259	31,611	22,124	10,896	10,896	9,863
공헌이익	1,944	8,552	7,663	3,370	3,370	2,378
고정비	2,843	9,638	10,744	4,913	4,913	2,121
영업이익	△899	△1,086	△3,081	△1,542	△1,542	258
공헌이익률	23.70%	21.30%	25.70%	23.60%	23.60%	19.40%
공헌이익 대비 고정비 비율	1.46	1.13	1.40	1.46	1.46	0.89

자료: 한국구역전기협회

사업자의 경영현황을 판단하기 위해서는 이러한 공헌이익률을 분석하는 것도 중요하지만, 실질적으로 더 큰 영향을 미치는 것은 공헌이익의 상대적 크기이다. 즉 공헌이익률이 낮더라도 공헌이익 금액이 고정비 금액을 크게 상회한다면 사업자의 경영(손익)현황은 양호하다고 판단할 수 있다. 그러나 위의 구역전기사업자들의 공헌이익 대비 고정비 비율을 보면 대부분 1보다 크다는 것을 알 수 있으며, 이는 공헌이익으로 고정비를 회수하지 못한다는 것을 의미한다.

결국 공헌이익으로 투자비와 고정 운영비용을 회수하지 못하기 때문에 재투자 자원 확보가 불가능하게 되고, 추가적인 이자비용 부담과 함께 사업의 지속성이나 안정성이 저해될 수 있다.

5. 시사점

지금까지 국내 구역전기사업자의 운영 및 경영 현황에 대해 분석하였다. 분석결과에 의하면 현재 구역전기사업은 사업 지속 여부가 어려울 정도로 경제성이 악화되어 있음을 알 수 있었다. 분석대상이 된 대부분의 사업자가 공헌이익이 고정비보다 낮아 투자비와 운영비를 회수하지 못하고 생산 및 운영효율 향상을 위한 재투자는 현재로서 불가능하다고 볼 수 있다. 그러므로 현재의 사업여건 및 시장상황이 지속된다면 국내 구역전기사업은 앞으로도 위축되고 나아가 사업 자체의 존폐 위기에 직면할 수 있음을 예상할 수 있다. 구역전기사업의 사회적·경제적 편익이 작지 않음을 고려한다면 매우 우려스러운 상황이 아닐 수 없다. 구역전기사업의 경영적자 원인은 사업자의 책임과 시장 구조적 측면에서 구분할 수 있다. 사업자의 책임은

사업자의 잘못된 의사결정으로 인한 비효율적 운영으로 볼 수 있으며, 시장 구조적 측면은 구역전기사업자가 수익을 창출할 수 없는 관련 제도적 요인으로 볼 수 있다. 사업자의 잘못된 의사결정은 사업자의 자구 노력으로 상쇄될 수 있으나, 시장 구조적 요인은 구역전기사업과 관련된 제도 개선을 통해 극복할 수 있다. 구역전기사업자는 시장에서 전기와 열의 가격을 조정하는 권한이 없기 때문에 사업자 측면에서 판매수익을 늘릴 수 있는 조치는 제한적일 수밖에 없다. 그나마 열 수요를 확대하거나 공급 안정성을 저해하지 않는 수준에서 고정비를 절감하기 위한 사업자의 노력이 필요하다. 기저열원을 개발하고 설비의 효율적인 운전 에 필요한 제반 조건을 사업자가 자체적으로 개선할 필요가 있다.

이러한 사업자 측면의 조치는 사업자별로 실현가능성이 불확실하므로 정책적 조치가 반드시 병행되어야 한다. 시장 구조적 요인을 해결하기 위한 정책적 조치로서는 구역전기사업자의 원가를 적절하게 반영하도록 열 판매요금, 전력 직판 및 역송 단가를 인상하여 사업자의 매출액을 증가시키는 것이다. 다만, 이러한 요금 조정은 현재의 전기·열 시장 제도에서 실현하는 것이 쉽지 않다.

현재의 시장상황에서 전기와 열의 판매요금을 조정하기 어렵다면, 사업자의 비용절감 측면에서 용량요금 지급 확대, 구역전기사업용 LNG요금 신설, 전력거래기간 조정 등이 제도개선 방안으로 고려할 수 있다(윤원철, 2009; 박진표 외, 2015). 이러한 제도개선을 통해 연료비 감소와 일부 고정비 회수가 이루어져 CHP 설비를 시장 상황에 맞춰 신축적으로 운영할 수 있도록 할 것이다. 물론 구역전기사업은 전력사업, 집단에너지사업 뿐만 아니라, 도시가스 사업과 밀접하게 연관되어 앞에 언급한 제도개선이 신속하게 이루어지기 어렵거나 적잖은 반발에 부딪힐 수 있다. 그러나 신재생에너지 보급 확대를 위해 신재생에너지의 편익을 경제성보다 최우선하여 정책을 지속하고 있는 것처럼 분산형 전원에 가장 부합하는 구역전기사업의 편익을 최우선적으로 고려할 수 있는 여건 조성이 선행되어야 할 것이다. 이를 위해 제도개선에 따른 구역전기사업의 경제성 변화와 구역전기사업만의 분산편익을 객관적으로 분석하는 연구가 필요한 것이다.

참고문헌

국내문헌

- 박진표·장현국·이근대, 「구역전기사업의 역할 재정립 및 경제성 개선방안」, 한국지역난방공사, 2015.
- 윤원철, 「구역전기사업 중장기 발전방안 수립」, 지식경제부, 2009.

웹사이트

- 국가법령정보센터 전기사업법, <http://www.law.go.kr/lsInfoP.do?lsiSeq=216205&efYd=20201001#0000>