

국내·외 수요자원시장 동향과 시사점

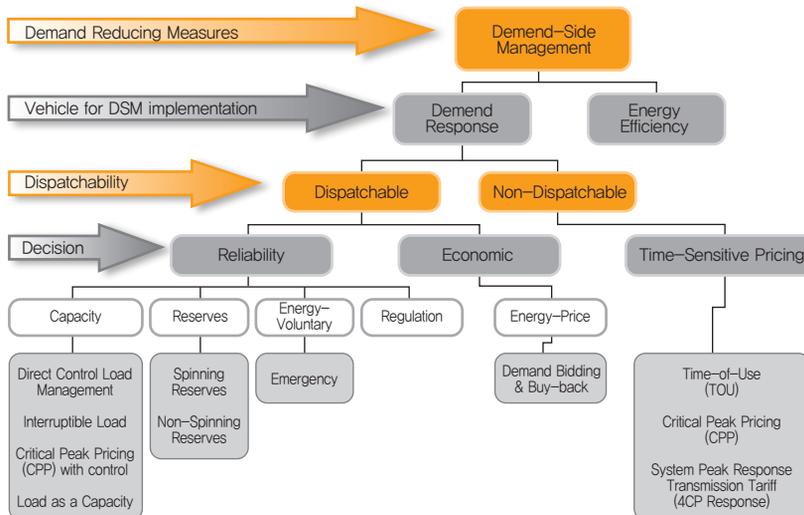
이윤경 한전 경제경영연구원 책임연구원 (imyklee@kepeco.co.kr)

1. 서론

전력산업의 환경이 변화하면서 수요자원(Demand Response, DR)에 대한 관심이 증가하고 있다. 그 배경에는 중앙운영방식의 시스템에서는 전력을 저장하는 것이 어렵거나 혹은 비싸다는 문제가 있다. 전력공급

의 안정성과 안전성을 확보하기 위해서는 수요와 공급이 항상 맞춰져야 한다. 전통적으로 이를 조정하는 것은 공급측의 몫이었고 수요측은 수동적으로 취급되어 왔다. 운영자는 시간에 따라 변화하는 수요를 예측해서 수요를 충족시키는 공급용량을 확보하고, 이에 따라 변화하는 시장의 가격 신호는 설비용량을 확보하는

[그림 1] 수요관리의 유형과 구분



자료: RAP, Demand Response as a Power System Resource, 2013



시그널로 작용한다.

공급측에서 조정하지 못하는 부분은 수요측의 부하를 일시적으로 줄이거나 이동시키는 등의 수요관리(Demand Side Management, DSM)로 보완했지만, 최근에는 수요를 공급측 자원(발전소)과 동일하게 간주하려는 관심이 증가하고 있고 여기는 기술적·경제적·정책적 배경이 있다.

기술적인 변화는 공급측과 수요측에서 모두 발생하고 있는데, 공급측에서는 발전특성이 불규칙한 신재생에너지가 점차 확산되면서 통제가 어려운 전력이 증가하고 있다. 수요측의 가장 큰 기술적 변화는 스마트미터와 스마트가전 보급이다. 지역에 분산된 발전자원(분산전원)이 증가하는 것도 한 요인이다. 수요자원(DR)이 기존의 자원에 비해 직접적인 통제가 어려움에도 불구하고 이를 이용하려는 움직임은 점차 증가하고 있다.

경제적인 변화는 기술개발로 전력수요의 조정·수집(aggregation)과 원격감시·소비를 제어하는 비용 등이 점차 감소하고 있다는 점이다. 또한 공급지장이 발생할 경우에 수반되는 사회적 손실비용, 즉 공급지장비용(Value of Load Lost, VOLL)¹⁾도 감소 추세에 있다. 공급측에서도 경제적인 변화가 있는데 간헐적으로 발전하는 신재생에너지가 증가하면서, 이를 보완하기 위해 발전원에 잦은 출력 조정과 운전시간 감소 등 유연성이 필요해졌다. 결과적으로 동일한 매출액이 발생하는 상황에서 기동 및 증감발 비용 부담은 증가하는 효과가 있으므로 공급측에서 경제적인 유연성 확보가 필요하다.

정부 또는 규제기관의 정책도 변화하고 있는데 특히 탈탄소와 환경 영향 최소화가 강조된다. 최근에는 통

제하기 어려운 신재생에너지 또는 기타 저탄소 전원을 장려하는 정책이 대다수이다.

이와는 별개로 아직 경제성이 확보되지 않았지만 에너지저장기술의 등장도 변화요인으로 작용한다. 과거와 달리 다양한 저장기술이 대두되면서 저장된 에너지가 수요자원(DR)의 대안으로 여겨지고 다양한 활용도를 모색하고 있다.

최근 우리나라도 기존 수요관리제도 운영의 한계점을 극복하고자 수요자원 거래시장을 개설하고 전력공급 비용 절감과 온실가스 배출감소 감소 등의 효과를 기대하고 있다.

이에 본고는 국외 수요자원시장의 현황과 특징을 살펴보고 국내 수요자원 거래시장의 원활한 운영과 제도의 진화 등에 활용하고자 하였다. 본고의 구성은 다음과 같다. 2절에서는 주요국의 수요자원시장 현황을 조사하였다. 수요자원 거래시장이 가장 활발한 미국과 캐나다, 그리고 영국, 프랑스 등 유럽의 선도국가와 싱가포르 시장 현황에 대해 분석하였다. 3절에서 국내 수요자원 거래시장의 도입배경과 추진성과를 기술하였다. 4절에서는 국외 수요자원시장 현황 조사에서 도출된 국내 수요자원 거래시장에의 시사점과 고려사항 등을 제시하고자 한다.

2. 주요국 수요자원시장 현황

가. 수요자원시장 개요

DR 프로그램은 크게 가격기반(price-based) DR과

1) 공급지장비용 : 수요가 공급보다 커서 공급지장이 발생할 경우, 발생하는 사회적 손실비용으로 전력시장에서 가격상한을 정하는 참고가격으로 사용하며 전력량 1kWh를 공급하지 못함에 따라 발생하는 소비자 비용(원/kWh)으로 정의.

인센티브 기반(incentive-based) 으로 나누고 수요반응의 활용 목적에 따라서 경제적 편익을 추구하는 경우 경제성 DR, 신뢰도 유지가 목적인 경우 신뢰도 DR로 구분하기도 한다.

가격기반 DR에는 계시별차등요금(TOU), 피크요금(CPP), 실시간요금(RTP) 등이 있고 소비자가 가격신호에 따라 가격이 비쌀 때 수요를 자발적으로 줄

이는 경우를 말한다. 인센티브 기반 DR은 의무적 참여 프로그램과 자발적 참여 프로그램으로 나누어지는데, 의무적 참여 프로그램의 경우 참여하고자 하는 감축용량을 사전에 약정하고 약정한 조건 또는 약정 감축시간만큼 감축을 이행한다. 약정조건이나 경매 결과에 따라 가격이 결정되고 약정 용량만큼 정산금을 지급하며 계약대로 시행하지 않았을 경우에는 강

〈표 1〉 수요반응 프로그램의 유형과 이행수단

프로그램	내용	급전	목적	참여대상
유틸리티 프로그램				
Time of Use	시간대별 차등요금	불가	최대부하 이전	모든 고객
Interruptible/ Curtailable Load programs	부하차단시 요금할인, 리베이트, 미행시 벌금	가능	신뢰도 확보 비상시 응답	대형 산업용 일반용
Emergency DR	이벤트 발생시 부하감축에 대해 인센티브 지급	가능	신뢰도 확보 비상시 응답	대규모고객 Aggregator
Aggregator Programs	사전에 협의를 가격기준에 따라 감축한 수요만큼 Aggregator에 계약한 비용 지불	가능	최대부하 감축 경제성 DR 비상시 응답	Aggregator
Peak Time Rebates	예측 Baseline 대비 줄어든 부하 만큼 리베이트 지급	가능	최대부하 감축	주택용
Direct Load Control	고객 동의 하에 고객장비를 원격 으로 제어	가능	최대부하 감축	주택용
Critical Peak Pricing	TOU를 기본으로 특정조건에서 높은 요금 적용	불가	시장가격 인하 계통스트레스 완화	일반용 산업용
Real Time Pricing	도매가격을 기준으로 요금변화, 사전 고지	제한적 가능	부하 감축	대형 일반용 산업용
도매시장 프로그램				
용량시장	시스템용량과 동일한 기준의 비용 지불, 미행시 패널티	가능	용량	Aggregator 대규모고객
보조서비스	운영예비력과 동일하게 지불	가능	운영예비력	
에너지	전력시장의 에너지상품과 동일	불가	경제성 DR	-

자료: Paulson Institute, Demand Response, 2015



력한 패널티가 부과된다. 자발적 참여 프로그램은 시장 개설시 자발적 의사로 참여할 수 있고 사전에 약정된 가격 또는 경매에서 정해진 가격으로 정산한다. 계통 신뢰도 유지 또는 전력시장 가격 안정을 위해 운영하는데 약정 미이행시 패널티가 없어 신뢰도가 낮은 편이다.

급전가능 프로그램과 비급전 프로그램으로 나누기도 하는데, 급전가능 프로그램(dispatchable program)은 계통운영자 및 유틸리티가 시스템 신뢰도 확보 또는 도매시장 가격이 높아질 때 등 필요시에 부하 감축을 요청할 수 있는 프로그램이고, 비급전 프로그램(non-dispatchable program)은 고객이 가격신호에 따라 반응하는 시간대별 차등요금 등과 자발적 참여 프로그램

등이 해당한다.

수요자원시장을 도입하는 지역 또는 국가의 전력 산업구조에 따라서 적용하는 수요자원 모델도 상이하 다. 도매시장과의 연계 정도에 따라 수요자원을 구분 하기도 한다. 도매시장과 완전히 연계되어 있는 경우 (full integration)에는 수요자원이 에너지시장(전일 혹은 실시간 시장), 보조서비스(주파수조정, 공급예비 력-spinning reserve, 대기예비력-non-spinning reserve) 또는 용량시장에 참여하고 가격을 결정할 수 있다.

두 번째로 도매시장에 반응할 수 있도록 설계된 DR 프로그램도 있는데, 이런 경우에는 시장에 참여 하는 범위와 가격결정에 제한이 있다. 다만 시장 신

〈표 2〉 전력산업 구조와 수요자원 모델

시장구조	제공 주체	DR 프로그램			
		가격기반 (급전불가 프로그램)		인센티브 기반 (급전가능 프로그램)	
		유형	이행수단	유형	조달
수직통합	수직통합 유틸리티	수요반응 요금 (TOU, CPP)	요금	DLC, 부하차단	쌍무계약 관리자 제안 지정 경매 (dedicated auction)
단일구매자 모델	단일구매 주체 (또는 계통운영자)	수요반응요금 (TOU, CPP)	요금	DLC, 부하차단	쌍무계약 관리자 제안 지정 경매
도매시장 경쟁	계통운영자, 배전유틸리티	수요반응 요금 (TOU, CPP, RTP)	요금, 도매시장과 연계	DLC, 부하차단, 도매시장 참여	쌍무계약 관리자 제안 지정 경매, 도매시장
완전경쟁	계통운영자, 배전계통운영자, 소매사업자	수요반응요금 (TOU, CPP, RTP)	요금, 도매시장과 연계	DLC, 부하차단, 도매시장 참여	쌍무계약 관리자 제안 지정 경매, 도매시장

자료: ECI, Assessment of Demand Response Market Potential and Benefits in Shanghai, 2015

호에 따라 급전은 가능하다. 마지막으로 시장과 관련 없는 DR 프로그램도 있다. 도매시장이 없거나 혹은 도매시장에 수요자원이 참여하지 않는 경우로 유틸리티 혹은 관련 기관이 필요에 따라 DR 프로그램을 운영할 수 있다.

나. 글로벌 수요자원시장 현황

1) 주요 국가별 현황 비교

지역별 시장환경에 따라 일부는 에너지를 공급할 수 있는 용량자원을 인정하고 다른 시장은 용량 메커니즘은 인정하지 않는 에너지(energy-only) 시장만 운영한다. 또한 수요자원을 계통운영자의 요구에 응답할 수 있는 계통보조서비스(auxiliary service)로 활용하기도 한다.

각 국가 또는 지역은 전력산업 환경에 따라 아래와 같이 도매시장에서 수요자원을 활용하고 있다. 호주, 앨버타, ERCOT, 싱가포르 등은 에너지시장에서만 수요자원을 인정하고, PJM이나 ISO-NE는 용량시장에서 공급자원과 동일하게 취급하고 있다. Aggregator 참여 여부도 상이한데 호주, ERCOT과 앨버타의 에너지시장 경우에는 Aggregator가 참여하지 않는다.

2) 미국

가) 개요

미국의 DR 역사는 1970년대로 거슬러 올라간다. 1970년대에 석유파동을 겪으며 수요관리정책이 태동되었고 초기에는 절감한 전력량에 대해 리베이트를 지급하는 방식으로 시행되었다.

〈표 3〉 주요국 수요자원시장 개요

구분	미 국			캐나다		호주	싱가폴
	PJM	ISO-NE	ERCOT	온타리오	앨버타		
설비투자 유인을 위한 마케팅모델	용량시장	용량시장	Energy Only	관리자 계획 (용량시장 개발 중)	Energy Only	Energy Only	Energy Only
에너지마켓	Nodal, 실시간 하루 전	Nodal, 실시간/ 하루 전	Nodal, 실시간/ 하루 전	1개지역 (border pricing) 실시간	단일존, 실시간	Zonal, 실시간	Nodal, 실시간
에너지마켓 가격 상한	\$2,700/MWh	\$4,050/MWh	\$9,000/MWh	\$2,000/MWh	\$1,000/MWh	\$13,800/MWh	\$4,500/MWh
수요관리 사업자	있음	있음	Energy market에는 없음	있음	Energy market에는 없음	없음	있음

주: 에너지마켓 가격상한 단위 : USD(단, 캐나다는 CAD), ERCOT과 앨버타는 에너지시장에 수요관리사업자(Load Aggregator)가 없지만 각각 긴급 응동서비스와 보조서비스에는 수요관리사업자가 있음

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015



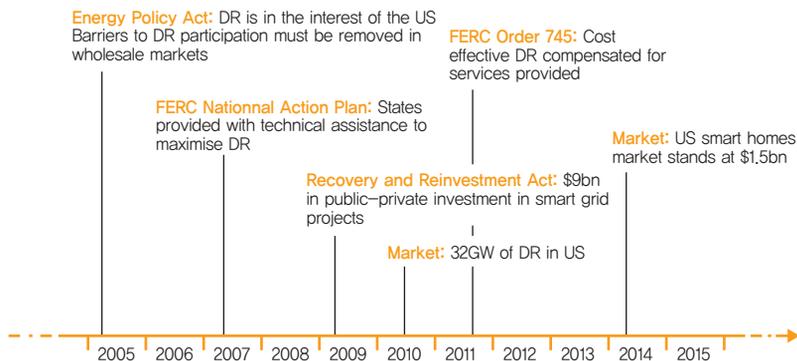
1978년 PURPA²⁾와 1992년/2005년 EAct³⁾의 제정을 계기로 일부 주에서 수요반응 프로그램을 다양하게 하는 기반이 마련되었다. 2005년 EAct에서는 연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)가 전력신뢰도기구(Electric Reliability Organization)를 지정하고, 원활한 전력공급을 위한 기준으로 제정하도록 하여 수요반응이 피크전력 소비억제의 수단으로 자리매김하고 본격적으로 수요반응 프로그램이 확대되는 계기가 되었다.

2009년의 ARRA(American Recovery and Reinvestment Act)는 스마트그리드 기술 적용에 중

요한 부분을 담당했는데, \$8310억 규모의 경제적 유인 패키지로 2015년까지 이 중 약 \$90억이 스마트그리드 프로젝트에 민관 투자형태로 집행되었고, 여기에는 AMI, 센서, 통신 및 제어기술, 통신 네트워크 등을 포함한다. 위와 같은 투자로 전력시스템이 개선되면서 수요반응 프로그램 적용 범위도 점차 확대되었다.

연방에너지규제위원회(FERC)는 2011년 제정한 Order 745에서 DR을 가격기반 DR과 인센티브 DR로 구분하고 거래시장에 참여하는 수요관리사업자에 대한 보상방안을 명기하고 있으며, 보상은 지역별한계가격(Locational Marginal Price, LMP)를 기준으로 한다.

[그림 2] 연방정부의 수요반응 관련 정책 추이



자료: E3G, Harnessing Demand Side Resources in Electricity Markets, 2015

미국의 DR 시장은 소프트웨어의 발달 정도에 따라 DR 1.0, DR 1.5, DR 2.0으로 구분할 수 있고, DR 1.0은 초기 수요반응 시장 모델로 서비스 공급자인 수요

관리사업자가 등장하기 이전의 상태이다. DR 1.5은 수요관리사업자의 등장으로 수요반응 시장이 확대되기 시작했고, 대상 소비자가 중소형 C&I(Commercial

2) Public Utility Regulator Policies Act(공익산업규제정책법) : 1970년대 석유파동과 천연가스 수급 불균형으로 인해 발전비용이 증가하면서 효율적인 발전설비 건설의 중요성이 부각됨에 따라 신재생에너지와 열병합의 확대를 위해 제정.

3) Energy Policy Act(에너지정책법).

and Industrial) 및 일부 주거용으로 넓어졌다. DR 2.0은 시장이 모든 주거용 고객까지 확대되고 새로운 프로그램 및 보조서비스가 소개되는 단계를 의미한다.

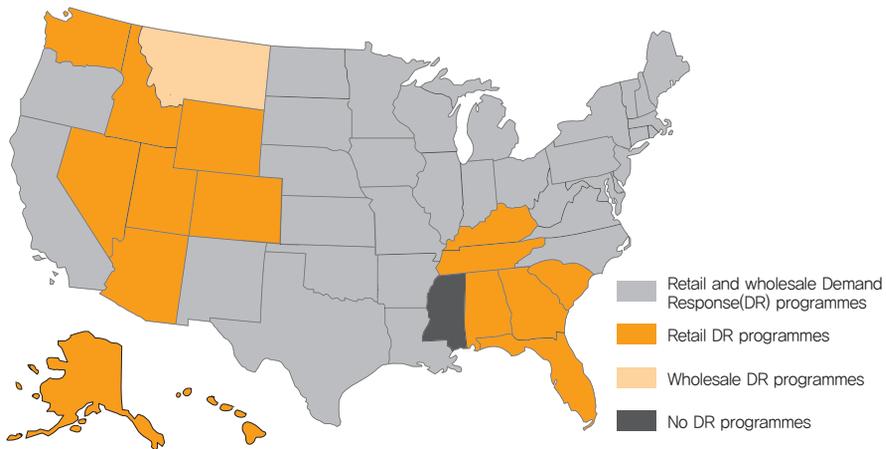
미국은 권역별로 계통운영사업자(ISO)와 도매시장이 나누어져 있고 권역별로 수요자원시장도 상이하다. 1990년대 이후 권역별로 송전계통운영, 전원구성 및

[그림 3] 미국 수요반응의 단계별 특징

특징	DR 1.0	DR 1.5	DR 2.0	변화방향
용량	33GW (2008)		188GW (2019)	DR 용량 확대
부하 대상	대형 C&I	중소형 C&I 및 일부 주거용 고객	모든고객	부하관리 범위 확대
DR 옵션	소수	확대	수많은 서비스 존재	DR 프로그램, 서비스 증가
유틸리티 관리방식	1:1	CPS 등장	다양한 관리대상 확대	관리대상 확대
실행 기관	C&I 관리자	CPS 등 관리자	스마트그리드 확대로 자동 조절	직접적인 부하관리
반응 시간	수분내 (수동)		수초내 (수동)	반응시간 단축

자료: KEPCO, KEMRI 전력경제 Review, 2016년 제3호

[그림 4] 미국의 지역별 수요반응 프로그램 진행 현황



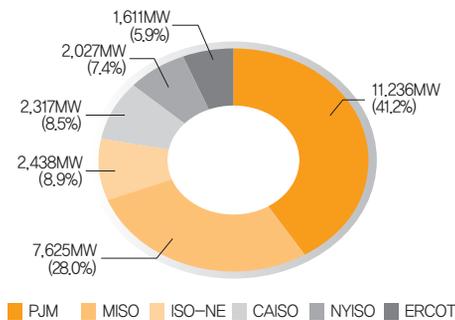
자료: E3G, Harnessing Demand Side Resources in Electricity Markets, 2015



장기계획을 책임지는 지역계통운영사업자(Regional Transmission Operators, RTO) 또는 독립계통운영

사업자(Independent System Operators, ISO)가 등장했다.

[그림 5] ISO별 수요자원 규모(2014년)



자료: KEPCO, KEMRI 전력경제 Review, 2015년 제42호

[그림 6] ISO의 DR 시장운영 현황

시장 ISO	에너지	예비력	주파수 조정	용량
PJM	●	●	●	●
MISO	●	●	●	●
ISO-NE	●	●		●
CAISO	●	●		
NYISO	●	●	●	●
ERCOT		●	●	●

나) PJM

PJM은 미국 동북지역의 뉴저지, 펜실베이니아, 메

릴랜드, 버지니아 등 13개 주의 전력시장과 계통을 운영하는 북미에서 가장 큰 규모의 전력시장이다.

1997년 도매시장 운영을 시작했고 수요자원이 파일

<표 4> PJM의 수요반응 역사

시기	내용
1997	PJM 도매시장 개장
2000	고객의 부하감축 파일럿 프로그램 개시
2001	파일럿 프로그램에서 부하감축에 경제성 요소 추가 부하감축 보상을 위한 제3자의 개입 허용
2002	LMP로 보상하는 비상시 및 경제성 DR에 의한 부하감축 추가
2006	보조서비스 제공 시작
2007	RPM(Reliability Pricing Model) 도입 및 수요측 참여 허용
2008	경제성 DR 지급가격 인하
2011	용량시장에서 2014/15 조달을 목표로 한 2개의 상품 도입
2012	경제성 DR 지급가격 인상
2014	2017/18 용량을 대상으로 RPM에 Maximum Limited DR과 Maximum Sub-Annual DR에 제약 도입

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

릿 프로그램으로 시장에 참여하기 시작한 것은 2000년이다.

2007년에는 RPM(Reliability Pricing Model) 시장을 개설하였고 용량시장, 보조서비스, 에너지시장 등에 수요자원이 참여할 수 있는 기회를 만들고 참여

프로그램의 숫자를 늘려왔다. RMP는 3년 후 가동설비를 미리 입찰하는 3년 선도시장으로 수요예측과 건설 불확실성 등을 고려하여 3번의 추가 경매를 실시한다.

PJM은 미국에서 가장 확고하고 성공적이며 신속

[그림 7] PJM의 RPM 경매스케줄 개요



하게 DR 성과를 이뤘다. 성공적인 수요자원 조달이 PJM 시장이 자리잡는데 기여했다고 평가된다. PJM은 유틸리티나 재판매사업자를 활용하는 방법보다 수요관리사업자의 직접적인 시장 참여를 허용했다. 또한 기술적으로 발전자원과 수요자원의 정의에 차이가 있기는 하지만 용량시장에서 수요자원을 발전과 거의 동일하게 취급하려 노력한다. 그 결과 2015/2016년 선도 용량 경매에서 DR 용량은

15,000MW에 달한다.

보조서비스 시장에서 DR은 하루 전 예비력(30분 spin), 동기화 예비력(10분 spin), 순동 예비력(Regulation) - 실시간 부하 변동 프로그램에 참여 가능하고, 이들은 신뢰성 DR로 계통운영자의 요구에 따라 참여한다.

용량시장에 DR은 LSE(Load Serving Entity, PJM 지역에서 최종소비자에 전력을 공급하는 부하서비스회사, 판매사업자)와 소매사업자만 참여가 가능

<표 5> PJM의 용량시장 변경(안)

구분	Capacity Performance	Base Capacity
비중	80%	20%
성격	<ul style="list-style-type: none"> • 하계 및 동계 피크부하와 극심한 기상 조건 하에서 1일 16시간 이상 3연속일간 지속적으로 운전 가능한 자원(또는 효율/DR) • 정상조건에서 24시간 내에 기동 가능한 자원 • 더위 또는 추위 경보 조건에서 14시간 내에 기동 가능한 자원 • 불이행시 패널티 강화 	<ul style="list-style-type: none"> • 지속적이고 예상가능한 운전이 불가능한 자원 • CP 자원으로 요건을 충족하지 못하는 발전자원, 효율 또는 수요반응 자원 • 모든 발전자원은 최소 이용 가능 용량(ICAP)으로 입찰해야만 함 • 기동시간 48시간 이내

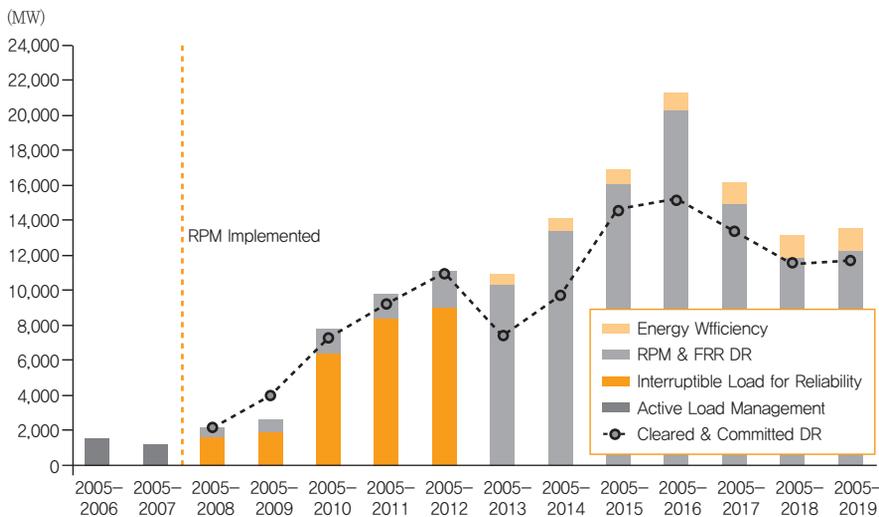
자료: PJM



하다. 용량시장은 Limited DR, Extended Summer DR, Annual DR로 구성되어 있는데, 이는 2018/19년부터 없어지고 Base Capacity DR과 Capacity Performance DR로 대체될 예정이다. 2013/14년 강

추위로 인해 설비고장이 증가하면서 신뢰도 확보를 위해 용량시장 개선 필요성이 제기되었고, 이에 따라 엄격한 운영기준과 불이행시 패널티 강화 등으로 성과향상에 중점을 두었다.

[그림 8] 용량시장에서 DR 참여 추이



자료: PJM, EE and DR/Perfect Together : a Wholesale Market Perspective, 2016

다) ISO-NE

6개 주(코네티컷, 메인, 메사추세츠, 뉴햄프셔, 로드아일랜드, 버몬트)의 시장과 계통운영을 담당한다. ISO-NE는 2010년 FCM(Forward Capacity Market)을 도

ISO-NE(NewEngland)는 미국 북동부 뉴잉글랜드

<표 6> ISO-NE의 수요관리 역사

시기	내용
2001	최초의 부하감축 프로그램 도입
2003	실시간 DR 프로그램 이행
2005	하루 전 반응 프로그램(Day-Ahead Load-Response Program, DALRP) 런칭
2010	선도 용량시장(FCM) 개편 DR 프로그램
2012	과도기적 DR이 DALRP와 RTPR 프로그램을 대체

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

입하고 수요자원과 에너지효율을 용량자원으로 인정한다.

2011년 발전자원과 수요자원을 동일하게 취급하기 위해 용량시장 규칙 개정을 제안하였다. 2014년 제안한 도매시장에 수요자원을 완전히 연계하고 운영예비

력으로 활용하기 위한 규칙개정이 2015년 FERC의 승인을 얻었으며, 2017년부터 수요자원을 도매시장에 완전히 연계할 예정이다. 수요자원은 에너지시장과 선도 용량시장에 참여가 가능하다. 보조서비스시장 참여는 2017년에 시작한다.

〈표 7〉 ISO-NE의 DR 프로그램 요약

프로그램	DALRP (하루 전)	Action	목적	지불
선도 용량시장(FCM, 현재 운영)				
RTDR	○	급전가능	신뢰도	용량정산가격 × 정산용량(+에너지시장성과(LMP))
RTEG	×	급전제약	신뢰도	
前 FCM 프로그램(운영 중단)				
Real-Time Profiled Response	○	급전가능	신뢰도	max(\$100/MWh or LMP)
Real-Time 2hr DR	○	급전가능	신뢰도	max(\$350/MWh or LMP)
Real-Time 30min DR	○	급전가능	신뢰도	max(\$500/MWh or LMP)
에너지시장 프로그램(2012년 6월 1일까지 운영)				
RTPR	○	자발적	경제성	max(\$100/MWh or LMP)

주: RTDR(Real-Time Demand Response), RTEG(Real-Time Emergency Generation), RTPR(Real-Time Price Response), DALRP(Day-Ahead Load-Response Program)

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

ISO-NE의 FCM은 수요전망에 따라 3년 후 가동할 설비를 미리 입찰하는 3년 선도시장으로 발전자원과 수요자원이 경매방식으로 참여하게 된다. 용량시장에서는 RTDR과 RTEG 두개의 프로그램을 제공하는데, RTDR은 지시 후 30분 이내에 부하를 줄여야 하는 반면 RTEG는 계통에 연계되어 있는 수요를 지역의 비상발전기로 이전시켜서 부하를 감축하는 방식이다.

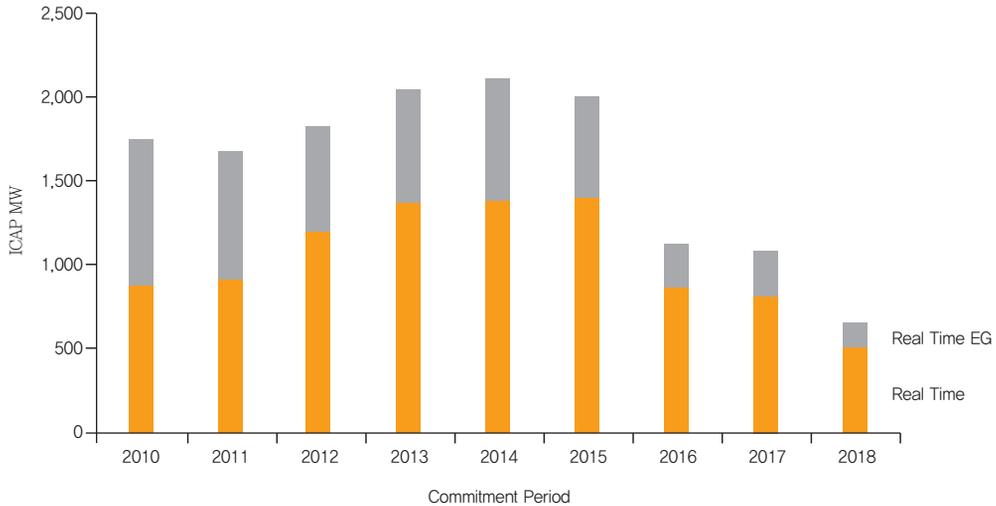
에너지시장의 RTPR은 경제성 DR로 자발적으로 참여하는 방식이며 시장가격이 \$100/MWh를 초과할 때 수요를 감축하기 위해 시행한다.

라) ERCOT

ERCOT(Electric Reliability Council of Texas)는 2002년 시장 운영을 시작하였고 하루 전 시장으로 실



[그림 9] ISO-NE 선도 용량경매에서 DR 정산 추이



자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

시간 에너지 시장을 운영한다.

ERCOT 시장에는 몇 가지 유형의 DR 프로그램이 있다. 비상용 DR에는 SOP(Standard Offer Program)

또는 CLM(Commercial Load Management)

과 ERS(Emergency Response Service), 그리고 LR(Load Resources)이 있으며, 경제적 DR에는

<표 8> ERCOT의 수요관리 프로그램 역사

시기	세부내용
2002	도매시장 개장, LaaR(Load act as a Resource) 도입
2006	LaaR이 공급하는 응답예비력 제약
2008	EILS(Emergency Interruptible Load Service) 운영
2011	Nodal Market이 Zonal Market 대체, CLR(Controllable Load Resources) 전면 시행
2012	EILS에 분산전원을 허용하고 ERS(Emergency Response Service)로 개명
2014	부하도 실시간 시장에 참여 가능

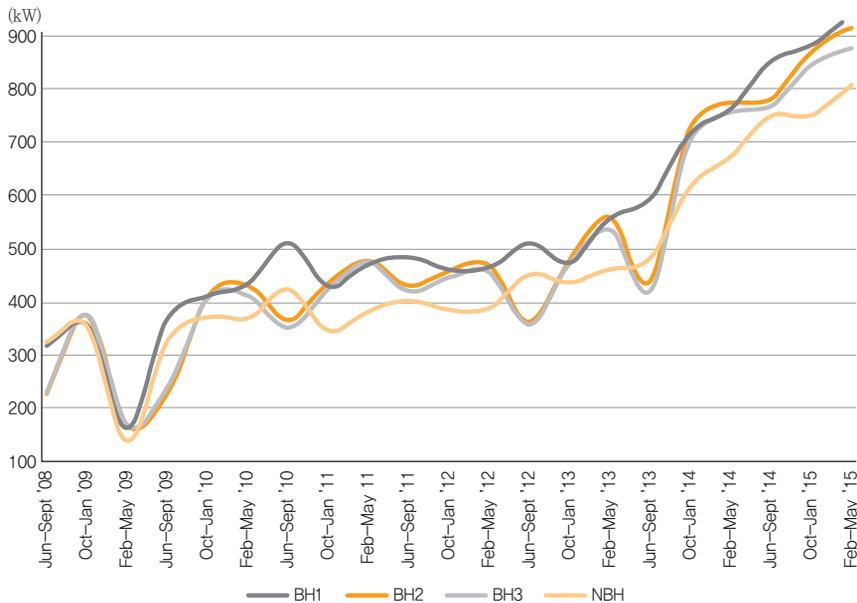
자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

4CP(Four Coincident Peak)와 EDR(Economic DR)이 있다.

SOP는 선착순으로 마감하는 프로그램으로 CenterPoint, ONCOR, AEP 등 유틸리티가 주관한

다. 프로그램은 6월~9월 오후 1시~7시를 대상으로 운영되고 유틸리티에 따라 요구하는 용량과 이벤트 발생일 등이 다르다. ONCOR사의 경우 2016년 예산은 \$2,400천이고 DR을 이용한 절감목표는 6만kW이다. 인센티브 지불 조건은 \$40/kW로 \$12,000kW가 참여할 수 있는 상한선이다.

[그림 10] ERCOT 시장의 ERS 용량 추이



자료: M2P Energy, Demand Response Opportunities in ERCOT, 2016

ERS(Emergency Response Service)는 기본적으로는 비상시에만 활용하는 자원으로 availability payment를 지급받는다. ERS 자원은 ERCOT에서 직접 급전지시를 받고 참여 기간이 하계로 제한되어 있지 않으므로, 자원의 가용기간은 참여자가 등록할 수 있다. ERS 자원은 1년에 3번 이루어지는 4개월 경매를 통해 조달되어, 10분 고지 또는 30분 고지 프로그램으로 나누어진다. 최소용량은 100kW 이상이다.

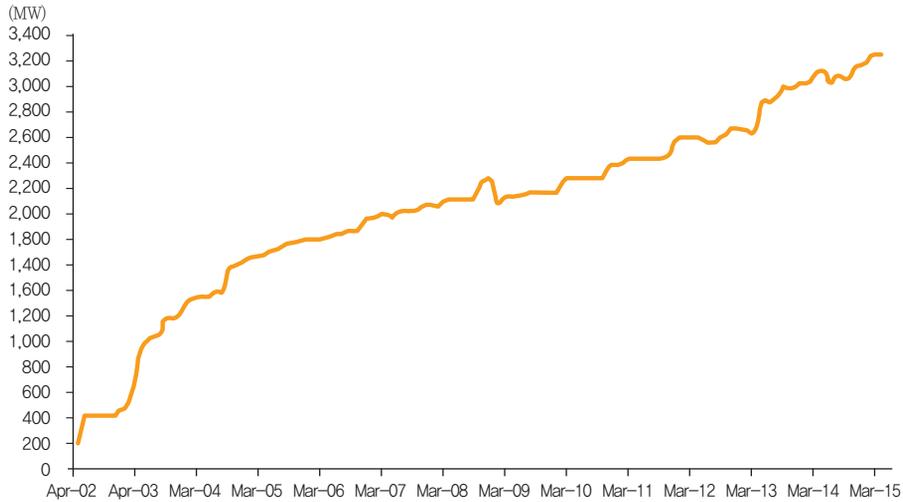
LR 자원은 주파수 조정이 목적이므로 응답속도가

신속한 자원만 참여할 수 있다. [그림 11]에서와 같이 보조서비스 시장에서 LR 자원의 참여량은 점진적으로 증가하고 있다. LR 자원은 최소용량 100kW로 1년/24시간 참여하고 매월 말 보상을 받는다.

4CP는 송전 및 배전 비용 감소를 목적으로 하고 하계에 15분 동시피크 이벤트가 발생했을 때 참여한다. EDR은 실시간 시장에서 시장가격이 높아질 때 사용하는 자원이다. 수요자원을 투입해 비싼 발전자원을 대체할 수 있다.

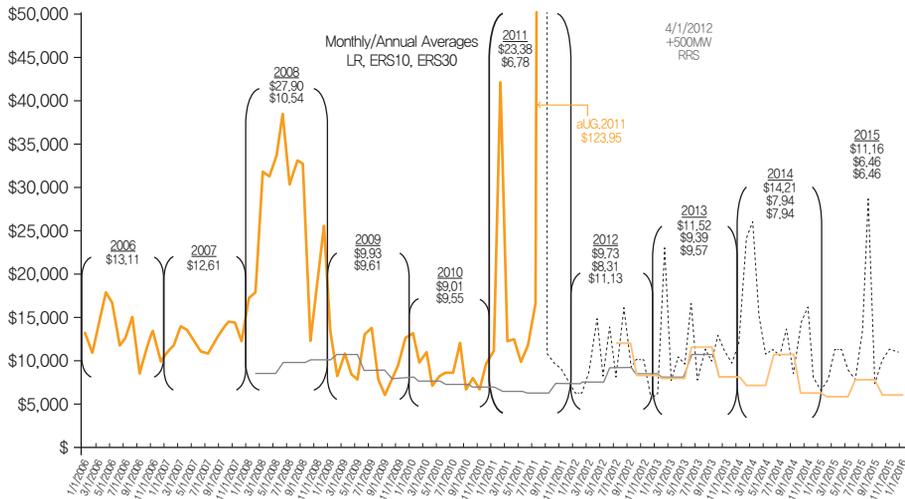


[그림 11] ERCOT 보조서비스시장에서 LR 등록용량



자료: M2P Energy, Demand Response Opportunities in ERCOT, 2016

[그림 12] LR, ERS 10, ERS 30의 월간/연간 평균가격 추이



자료: CPOWER, Texas Demand Response, 2016



3) 캐나다

가) Ontario

온타리오의 급전가능 부하(Dispatchable Load)는 2002년 도입되었다. 대용량 산업용 부하에 대해 에너지 및 운영 예비력 시장에서 지시가 가능하고 시장가격을 기준으로 보상해 주는 시스템이다.

DR 1 프로그램은 2006년~2010년 동안 시행되었고 IESO의 전통적인 DR이라 할 수 있다. 자발적인 프로그램은 주로 대형 산업용 고객이 참여한다. 참여자

는 최저가격(floor price)을 기준으로 부하감축 여부를 판단하고 감축량을 기준으로 참여자에게 보상이 이루어진다.

DR 2 프로그램은 2009년~2014년까지 시행되었는데 영구적인 부하이동 프로그램이다. 참여자는 부하를 최대부하 시간에서 경부하시간대로 옮기고 기본급(availability payment, \$/MW)과 성과급(utilization payment, \$/MWh)을 지급받는다. 5년간 계약이 이루어졌고 만기가 2014년에 도래한다.

DR 3 프로그램은 2008년에 시작해 지속되고 있는

〈표 9〉 온타리오의 수요반응 프로그램 역사

시기	세부내용
2002	온타리오 전력시장 개장
2003	IESO, 한 시간 전 급전가능한 부하와 과도기적 DR 프로그램 착수
2005	DR 1 program 개시
2006	비상용 부하감축 프로그램과 지역별 DR 목표 설정
2008	DR2 프로그램 시작
2009	DR3 프로그램 시작
2015	DR 파일럿 프로그램 시작
2016	첫 번째 DR 경매 시작 예정

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

프로그램으로 약 400MW(2014년 기준)가 계약 중이다. 이 역시 5년 계약이고 참여자는 공지가 있을 때 부하를 줄인다. 패널티와 베이스라인 방법이 엄격해진 차이점이 있다. 수요관리사업자(Aggregator)와 직접 참여가 모두 가능하며, Availability payment와 utilization payment를 지급한다.

나) Alberta

AESO(Alberta Electric System Operator)는 2003년 설립되었고 계통계획과 시장 운영을 담당한다. AESO는 보조서비스를 구매하는 유일한 사업자이고 세 가지 운영예비력 상품(regulating reserves, spinning, supplemental/non-spinning)을 조달한다. 신뢰성 DR만 운영하고 경제성 DR은 없으며 실시간으로 가격신호에 반응하는 부하만 존재한다.



〈표 10〉 Alberta의 수요반응 역사

시기	세부내용
2003	Transmission Planning과 Market Operations을 통합하여 AESO 설립
2005	DR 촉진을 위한 정책적 프레임워크 도입
2008	시장참여를 위한 검토 착수
2011	LSS(Load Shed Service for Imports) 개시
2014	Spinning Reserves 제공에 필요한 기술적 요구조건 평가

자료: Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015

4) 유럽

가) 개요

유럽에서는 저탄소 시대에 대비하여 수요반응 자원의 시장 참여를 위한 효율적인 규제제도와 시장구조를 만드는 것이 중요하다고 판단하고 있다. 이에 따라 여러 나라에서 수요반응을 실시하고 있다.

유럽에서는 수요자원의 활성화를 위한 기본 전제로 발전기와 공평한 기회를 갖는 것이라고 평가한다. 전력시장에서 수요자원에 보장해야 할 3가지 조건은 시장에 대한 공평한 접근, 공평한 보상, 공정하고 합리적인 위기 관리로 구성된다. 이를 위해 수요자원의 시장 참여를 위한 규칙을 개발하였고 이 규칙은 4단계로 분류하였다.

유럽에서 DR에 대한 규제 프레임워크는 다음과 같다.

〈표 11〉 유럽의 수요자원시장 참여를 위한 4단계

구분	내용	세부설명
1단계	소비자를 포함시킬 것	소규모 소비자는 직접 에너지, 밸런싱, 예비력, 보조 서비스시장에 참여가 어려우므로 독립적인 수요관리사업자를 통해 참여기회 제공
2단계	실현가능한 상품을 구현할 것	다양한 자원의 참여에 적합한 상품을 설계하고 참여할 수 있는 범위를 규정
3단계	계량과 검사를 위한 요구조건을 개발할 것	미국의 수요반응 성공이유는 시장참여자 간의 계약과 준비된 통신기술이 있어 가능했고 잘 정의된 계량과 검사 규약이 있기 때문임
4단계	공정한 지불과 투자 안정성 확보	현재는 에너지에 대해서만 보상하고 용량이나 유연성에 대해서는 보상이 없는 구조로 이로 인해 자원의 시장 참여가 저해되고 있음

자료: KPX, 효율적인 전력시장 운영을 위한 수요반응 자원 적정용량 산정, 2015

Electricity Directive 2009/72/EC에서는 에너지 효율향상과 수요관리의 개념에 대해 정의하고 있다. The Energy Efficiency Directive(EED, 2012/27)

에 의거 EU는 유럽의 DR 개발을 위한 주요단계로 평가할 수 있다. 여기서는 회원국의 에너지효율 잠재량 평가를 요구하고 있고 국가별로 도매와 소매시장에

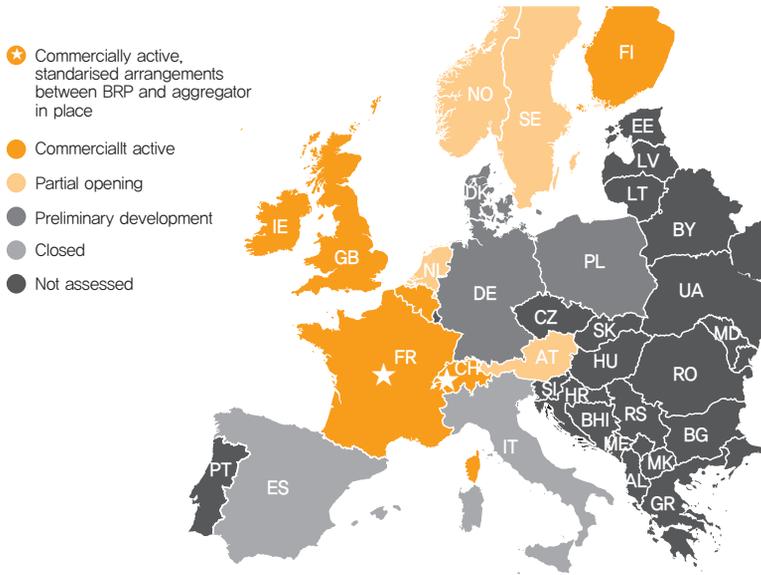
서 DR과 같이 수요관리가 가능한 수단을 장려해야 한다고 언급한다. ENTSO-E(European Network of Transmission System Operator for Electricity)가 제안하는 The Network Codes는 앞서 DR을 언급한 두 가지 Directives의 내용을 현실화하는 기초가 된다. 마지막으로 State aid Guidelines for Energy and Environment에서는 회원국에 용량메커니즘의 도입을 허용한다.

신재생에너지원 확대에 인한 전력계통의 불안정성을

해결하기 위해 최근 수요반응 활용에 적극적인 입장을 취하고 있다. [그림 13]은 유럽 각국의 수요반응 개발 현황을 표시한 것으로 강주황색이 상업화단계로 DR 시장이 존재하는 지역이고, 노란색은 부분적으로 시장이 형성되는 단계를 의미한다.

강주황색에 해당하는, DR 시장이 존재하는 지역은 영국, 아일랜드, 프랑스, 벨기에, 체코, 핀란드 등이 있고 이 중 수요반응이 가장 활성화된 것은 영국, 프랑스, 벨기에 등이며 나머지 국가에서 확대가 진행 중이다.

[그림 13] 유럽의 수요반응 현황 맵



자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

나) 영국

2000년대 중반 이전에는 부분적으로 DR 사용이 허용되었고 2000년대 중반이후 기후변화 대응, 에너지 공급 안보, 효율향상 등을 목적으로 DR 사용이 증가하

기 시작했다. 영국은 유럽 중 소비자의 시장 참여를 허용한 첫 번째 국가로 용량시장은 2014년 말 도입되었지만 수요자원을 발전자원과 동일하게 취급하고 있지는 않다. 예를 들어, 신규 발전기의 경우 2015년 용량 계약이 가능하지만 수요자원은 1년 계약만 가능하다.



밸런싱 시장과 보조서비스시장에는 2007년 이후 STOR(Short Term Operating Reserve)가 참여하고, National Grid가 관리하며 수요자원시장의 수요 수단으로 활용한다. STOR은 실제 수요가 예상했던 것보다 증가하거나 발전소 가용량이 예측치보다 작아져 수요가 높아지는 경우를 대비한 발전 혹은 수요반응 자원을 의미한다. STOR 용량은 입찰자에 의해 정해지고 결과에 따라 가격이 상이다. 초기에는 연간 수익이

MW당 £40,000~£50,000에 달했지만 2012년 정점을 찍은 이후 지속적으로 하락하고 있고, 2015년에는 £20,000~£30,000로 감소하였다.

National Grid는 2016년 예비율(용량)에 대해 2개의 새로운 파일럿 밸런싱 서비스를 개발했다. 그 중 하나는 DSBR(Demand Side Balancing Reserve)로 에너지 다소비고객의 자발적인 참여를 목적으로 하는 경제성 DR인데, 동계 평일 저녁(오후 4시~8시)

〈표 12〉 영국 밸런싱 시장 상품과 수요자원 접근성

밸런싱 시장 상품			계약용량	수요자원 접근	Aggregated 자원 허용
ENTSO-E	National Grid(영국)				
FCR	FFR	Dynamic	180MW	가능	가능
		Non-Dynamic	0MW	가능	가능
FRR	FRFS	Dynamic	2313MW	가능	가능
		Non-Dynamic	54MW	가능	가능
RR	STOR	보장형	2420.6MW	가능	가능
		가변형	757.7MW	가능	가능
RR	DSBR		318.7MW	가능	가능
FCR	FCDM		-	가능	가능

주: FCR(Frequency Containment Reserve), FRR(Frequency Restoration Reserve), RR(Replacement Reserve)
 자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

〈표 13〉 영국 밸런싱 시장의 주요 서비스별 요구조건

구분	최소규모	고지시간	활성화	Triggered
FFR	10MW	n/a	자동	수회/일
FRFS	50MW	2분	자동	10~15회/일
STOR	3MW	4시간	수동	수회/일
DSBR	0.1MW	2시간 이하	수동	없음
FCDM	3MW	2초	자동	n/a

주: FFR(Firm Frequency Response), FRFS(Fast Reserve Firm Service), STOR(Short Term Operating Reserve), DSBR(Demand Side Balancing Reserve), FCDM(Frequency Control Demand Management)
 자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015



〈표 14〉 영국 시장에서 보상기준

구분	기본급(Availability Payment)	성과급(Utilisation Payments)	방법
FFR	£ 4.99/MW/h	£ 4.55/MW/h	입찰
FRFS	£ 3.67/MW/h	£ 0.94/MW/h	입찰
STOR	£ 1.33/MW/h 보장 £ 0.60/MW/h 가변	£ 164/MW/h 보장 £ 100/MW/h 가변	입찰
DSBR	-	£ 250~12500/MWh	입찰
FCDM	> £ 4/MW/h	-	쌍무계약
Capacity	£ 19.4/kW/y	-	입찰

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

이 대상 구간이다. 다른 하나는 SBR(Supplemental Balancing Reserve)로 발전소가 목표인 프로그램이다. 2016년 예비용량이 기대보다 높아져 DSBR 연장할 것인지 여부를 검토하고 있다.

나) 프랑스

2003년 이후 대규모 산업용 고객이 밸런싱 메커니즘에 참여하기 시작했으며 2007년부터 주택용 부하를 모

아 활용하기 위한 파일럿 테스트가 실시되었다. 2014년 산업용 고객이 최초로 FCR 또는 1차 예비력 서비스를 제공하기 시작했고, 이 프로그램은 FRRa(2차 예비력)과 함께 2014년 7월 1일 이후 참여가 허용되었다.

2014년에 도매시장에서 에너지로 부하를 감축하는 NEBEF(Notification d'Echange de Blocs d'Effacement) 메커니즘의 첫 실험결과가 발표되었다. 1차년도에 이행 실적은 313MWh였고 아직 개발이 진행 중이다. 2017년 용량시장 등 새로운 제도도 예정되어 있다.

〈표 15〉 프랑스 밸런싱 시장 상품과 수요자원 접근성

밸런싱 시장 상품		계약용량	수요자원 접근	Aggregated 자원 허용
ENTSO-E	프랑스			
FCR	Primary Control	600~700MW	허용(실적 약 40MW)	허용
FRRa	Secondary Control	600~1000MW	허용(실적 0MW)	허용
FRRm	Fast Reserve	최대 1000MW	허용	허용
RR	Complementary Reserve	최대 500MW	허용	허용
DSR-RR	Demand Response Call for Tender	2014 : 최대 750MW 2015 : 최대 1800MW	허용(2014 : 750MW, 2015 : 1800MW)	허용

주: FCR(Frequency Containment Reserve), FRRa(Frequency Restoration Reserve-Automatic), FRRm(Frequency Restoration Reserve-Manual), RR(Replacement Reserve)

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015



밸런싱 메커니즘에는 Demand Side Replacement Reserve, Replacement Reserves, Frequency Restoration Reserves 세 가지 DR과 수요관리사업자

의 참여가 가능하다. 보조서비스는 DR과 Aggregation 이 가능하도록 2014년 테스트가 시작되었고, 상품으로는 Frequency Containment Reserves, Automatic

〈표 16〉 프랑스 밸런싱 시장의 주요 서비스별 요구조건

구분	최소규모	고지시간	활성화	Triggered
Primary Control	1MW	30초 미만	자동	연속적
Secondary Control	1MW	15분 미만	자동	제한없음
Fast Reserves	10MW	13분	수동	제한없음
Complementary Reserves	10MW	30분	수동	제한없음
DR Call for tender	10MW	2시간	수동	60일/년 까지

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

Frequency Restoration Reserves가 있다.

도매시장에서는 NEBEF 메커니즘 테스트가 2013년 12월에서 2014년 12월까지 시행되었다. 최종 결과 약 310MWh가 참여하였다(참고로 2014년 EPEX 하루 전 현물시장에서 거래된 양은 총 67.8TWh였다). NEBEF에 참여하기 위한 최소용량은 0.1MW이고, 하루 전 오후 5시30분에 마지막 고지가 이루어진다.

용량시장은 2017년 시작할 예정이며 발전자원과 수요자원 모두 참여가 가능하다.

다) 벨기에

보조서비스 및 밸런싱 시장은 1차와 3차 예비력에는 수요자원참여를 허용하지만 2차에는 허용하지 않는다.

〈표 17〉 프랑스 시장 내 보상기준

구분	기본급(Availability Payment)	성과급(Utilisation Payments)	방법
Primary Control	의무인 경우 160k€/MW/y	의무인 경우 10.43€/MWh	발전회사 이행의무
Secondary Control	자유계약	자유계약	자유계약
Fast Reserves	36k€/MW(15/16년)	-	급전순위에 따라(에너지)
Complementary Reserves	21k€/MW(15/16년)	-	급전순위에 따라(에너지)
DSR-RR	10k€~40€/MW/y	최대 200€ 또는 현물가격의 2배	급전순위에 따라(에너지)

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015



〈표 18〉 벨기에 밸런싱 시장 상품과 수요자원 접근성

밸런싱 시장 상품		계약용량	수요자원 접근(실적)	Aggregated 자원 허용	
ENTSO-E	Elia(벨기에 TSO)				
FCR	Primary frequency control(R1)	R1-200mHz	28MW	불가	불가
		R1-Down	27MW	불가	불가
		R1-Load(Up)	27MW	가능(27MW)	가능
FRR	Secondary reserve(R2)	R2-Down	140MW	불가	불가
		R2-Up	140MW	불가	불가
FRRm	Tertiary frequency(R3)	R3-Prod	400MW	불가	불가
		R3-DP	400MW	가능(60MW)	가능
FRRm	Tertiary frequency control Interruptible Clients(R3 ICH)		261MW	가능(261MW)	가능
RR	Voltage control and reactive power control		2700 MVar	불가	불가
RR	Black start		-	불가	불가
RR	Strategic Reserve(SR)	SGR	750MW	불가	불가
		SDR	97MW	가능(97MW)	가능

주: FCR(Frequency Containment Reserve), FRRa(Frequency Restoration Reserve-Automatic), FRRm(Frequency Restoration Reserve-Manual), RR(Replacement Reserve)

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

수요자원은 전략적 예비력(SR) 용량의 약 1/10을 차지 되었으며, 특히 최근 원자력 발전설비 동시 고장을 고 한다. 이 용량은 동계기간의 예비력 확보를 위해 도입 려한 사항이다.

〈표 19〉 벨기에 밸런싱 시장의 주요 서비스별 요구조건

구분	최소규모	고지시간	활성화	Triggered
R1-Load(Up)	1MW	15초(50%) 30초(100%)	속도, 회전, 주파수 자동	제한은 없으나 80분/년이 적정 수준
R3-DP	1MW	15분	원격제어	최대 40회/년
R3 ICH	1MW	3분	원격제어	4회/년 이하
SDR	SDR_4	6.5시간(기동)+ 1.5시간(감발)	TSO 하루 전 예측+일일시장 보정	최대 40회/년
	SDR_12			최대 20회/년

주: SDR_4(활성화시 유지시간 4시간), SDR_12(활성화시 유지시간 12시간)

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015



〈표 20〉 벨기에 시장에서 보상 기준

구분	기본급(Availability Payment)	성과급(Utilisation Payments)	방법
R1-Load	5€~6€/MW/h	0	매월 입찰
R3-DP	3,07€/MW/h	0	입찰
R3 ICH	1,41€/MW/h	최소 75€/MWh	입찰
SDR	-	68€/MWh	매년 입찰

자료: SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today 2015

도매시장의 경우 소비자는 Belpex 현물시장의 가격 신호에 따라 수요입찰에 참여할 수 있다. 그러나 참여율은 낮은 편이다.

5) 싱가포르

Singapore Electricity Pool로 불리는 하루 전 도매시장이 1998년 개장되었다. NEMS(National

Electricity Market of Singapore)는 실시간 도매시장과 소매시장을 총괄하고 2003년 운영을 시작하였다. NEMS는 에너지시장과 1차·2차 보조서비스 시장, contingency reserves, regulation을 조달한다.

DR은 공식적으로 2004년부터 NEMS에 포함되었고 차단가능 부하제도(Interruptible Load Scheme, IL)가 도입되었다. IL 프로그램에 참여하면 relevant reserve price(발전기에 지급하는 1차, 2차 및 contingency

〈표 21〉 싱가포르의 수요반응 프로그램 역사

시기	주요내역
1998	싱가폴 전력시장(Pool) 개장
2003	NEMS 운영 시작
2004	IL 프로그램 운영 개시
2012	DR 프로그램에 대한 연구 페이퍼 발표
2013	DR 프로그램 최종 확정
2015	DR 프로그램 착수

주: NEMS(National Electricity Market of Singapore), IL(Interruptible Load)
 자료: EMA Singapore

reserves 가격과 동일)로 보상을 받게 된다.

2012년 EMA(Energy Market Authority)는 도매 시장에서 수요자원 입찰을 허용하여 시장에 참여하는

DRM(Demand Response Mechanism)을 제안하고, 이해관계자의 의견을 수렴했으며 2015년 DR 프로그램이 시행되었다.



〈표 22〉 Allowable activity based on license type

라이선스 유형	DR 프로그램 참여	IL Scheme 참여	소매전력사업자
도매사업자(DSP)	Yes	No	No
도매사업자(IL)	No	Yes	No
소매전력사업자	Yes	Yes	Yes

주: DSP(Demand Side Participation), IL(Interruptible Load)
 자료: EMA Singapore

DR 프로그램에 참여하려면 최소 0.1MW 이상의 용량을 확보하고 있어야 하고 허가를 받은 사업자를 통해 시장에 참여가 가능하다. 사업자는 소매전력사업자(Retail Electricity) 허가를 받은 경우에는 모든 프로그램에 참여가 가능하지만, 기타 사업자의 경우 신규 라이선스를 받아야 참여가 가능하다.

3. 국내 수요자원시장 동향

가. 개념과 도입배경

수요반응자원은 거래시간 동안 의무감축용량에 대해 실시간 급전지시 이행의무를 지고 하루 전 시장에 자

[그림 14] 수요자원 시장 개념



자료: KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015

발적으로 입찰이 가능한 자원을 말한다. 수요자원 거래시장은 전기사용자가 일상 속에서 전기를 아끼면 만큼 전력시장에 판매하고 금전으로 보상받는 수요반응 제도로 시장에서 발전자원과 수요자원의 통합경쟁으로 시너지를 창출하고자 도입되었다. 수요자원 거래로 전

력수요가 높은 시기에 가동되는 고비용 발전기를 저렴한 수요자원이 대체하여 전력공급비용의 절감이 가능하고, 온실가스 배출감소 및 전력구입비용 감소 등의 효과도 기대할 수 있다.

국내 수요자원 거래시장은 2013년 4월 입법 발의를



〈표 23〉 국내 수요자원 거래시장 추진경위

일시	추진내용
2013. 4	전기사업법 의원입법 발의 - 수요관리사업자의 전력시장 참여 허용
2013.12	국회 산업통상자원위원회 상임위 통과
2014. 4	국회 법사위 및 본회의 통과(전기사업법 5월 개정 공표)
2014. 7	기후변화 대응 에너지 신시장 창출방안 발표 - 전력수요관리사업을 에너지 신사업 모델에 포함 · 제안
2014.11	수요자원 거래시장 개설

자료: KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015

〈표 24〉 기존 수요관리 대비 수요반응자원 비교

구분	기존 수요관리	수요반응자원	복합화력발전기
감축의무	없음	있음	있음 (발전의무)
신속성	하루 전 (긴급시 대응 취약)	1시간 전	2시간 전 (열간기동시)
신뢰성	패널티 없음 (자발적 참여에 의존)	위약금, 거래제한 등 패널티 부과	고장정지율 1.13%로 높은 신뢰성
검증	사전검증 없음	3단계 검증	주기적 검증

자료: KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015

시작으로 2014년 11월에 개설되었는데, 아시아 국가 중에서는 최초이다.

비용과 효율성 측면에서 기존 수요관리제도 운영의 한계점이 나타난 점을 보완하여 시장에 참여하는 수요 자원에 대해 중앙급전 발전기 수준의 신속성 및 신뢰성을 확보하도록 하였다.

나. 운영방법과 성과

수요자원시장에는 수요관리사업자, 전력거래소, 한전 및 소비자가 참여하며, 수요관리사업자는 빌딩, 아

파트, 공장 등에서 고객이 아낀 전기를 모아 시장에 판매하고 판매수익을 고객과 공유한다. 전력거래소는 발전사의 전력공급가격과 수요자원의 입찰가격을 비교하여 가격이 낮은 쪽으로 공급되도록 시장을 운영하고, 소비자는 아낀 전기를 수요관리 사업자에 제공하고 아낀 양만큼의 수익을 창출할 수 있다.

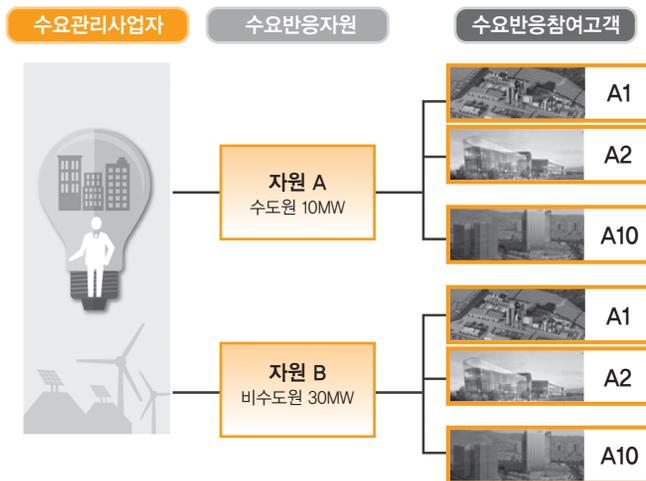
수요자원은 수도권과 제주를 포함한 비수도권으로 구분하여 등록하고, 의무감축 용량은 10MW 초과 및 500MW 이하로 규정한다. 수요자원 참여고객의 지역과(수도권 또는 비수도권) 참여고객의 소재지가 일치해야 하며, 2개 이상의 중복 등록은 불가하다. 또한 1

[그림 15] 수요자원 시장참여자와 역할



자료: KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015

[그림 16] 수요관리사업자의 자원 구성



자료: KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015

개의 수요자원에 최소 10개의 참여고객 등록이 필요하다.

시장개장 후 등록용량 2016년 1월 기준으로 1.95배, 참여고객은 1.6배로 증가하였고, 등록용량은

<표 25> 수요자원시장 운영성과

구분	2014.12월 기준	2015.12월 기준	2016.1월 기준
등록용량	1,480MW	2,417MW	2,889MW
참여고객	950개	1,329개	1,519개
사업자	11개	15개	14개

자료: 1) 산업은행, 네가와트시장의 개화와 시사점, 2014; 2) ETNEWS(2016.1)



〈표 26〉 수요자원시장 사업자 현황(2015.12.23)

그리즈위즈	아이디알서비스(IDRS)	케이티(KT)
그리드파워	에너지코리아(ENERNOC)	포스코아이시티
매니지온	에너지클	한국엔텍
벽산파워	에스원	효성
삼천리이에스	지에스칼텍스	-

자료: 산업부, 수요자원 거래시장 중장기 발전방향, 2015

〈표 27〉 수요자원시장 사업자 현황(2015.12.23)

구분 (2015.10월 기준)	일반용	산업용	농사용	합계
참여고객(개)	532개 (40%)	634개 (48%)	157개 (12%)	1,323개
감축용량(MW)	95 (4%)	2,297 (94%)	51 (2%)	2,444MW
고객당 감축용량 (MW/개)	0.18	3.62	0.33	1.85

자료: 산업부, 수요자원 거래시장 중장기 발전방향, 2015

2,889MW에 달한다.

4. 시사점

과거 공급측에 일방적으로 의존하고 중앙공급방식을 고수해 온 전력산업의 패러다임이 수요반응의 중요성이 증가하면서 변화하고 있다. 미국은 세계 최대의 수요자원시장을 운영 중이며 EU도 점차 그 중요성을 인식해 시장을 확대해 나가는 추세다. 앞으로도 지역을 막론하고 전세계적으로 수요자원시장은 확대될 것으로 전망된다. 서론에서 잠깐 언급한 바와 같이 에너지저장장치의 경제성이 향상되면서 다양한 활용방안과

실증사례가 나타나고 있는데, 여기에는 전기자동차 배터리도 포함되며 실제 주요 자동차 제작사도 수요반응 프로그램 참여에 관심을 보이고 있다.

우리나라는 아시아 최초로 수요자원 거래시장을 개설했지만 아직은 초기단계로 미국 등 선진시장의 운영 현황과 정책 사례를 검토해, 국내에 적합한 시장제도 및 사업모델을 지속적으로 보완해 나아갈 필요가 있다. 또한 다양한 에너지소비자와 이해관계자의 선호도를 파악하여 유의미한 비즈니스 모델 수립에 활용해야겠다. 더불어 시장의 효율성을 훼손하지 않는 최적의 보상수준 등에 대해서도 고민이 필요하다. 주기적으로 수요자원 거래시장의 효과성을 검증하고 공정성과 투명성 확보를 위한 노력도 필수적이다.



참고문헌

〈국내 문헌〉

- 녹색기술센터, 전력수요증가와 수요관리정책, 2014
 산업부, 수요자원 거래시장 증장기 발전방향, 2015
 KDB 산업은행, 네가와트 시장의 개화와 시사점, 2015
 KEPCO, 수요자원 거래시장 사업운영지원 가이드북, 2015
 _____, KEMRI 전력경제리뷰, 2015 제42호, 2015
 _____, KEMRI 전력경제리뷰, 2016 제3호, 2016
 KPX, 효율적인 전력시장 운영을 위한 수요반응자원 적정용량 산정 및 제도개선 방안 연구, 2015

〈외국 문헌〉

- Brattle, International Review of Demand Response Mechanisms, 2015
 CPOWER, Texas Demand Response, 2016
 E3G, Harnessing Demand Side Resources in Electricity Markets, 2015
 ECI & Oxford Institute for Energy Studies, Assessment of Demand Response Market Potential and Benefits in Shanghai, 2015
 IESO, Demand Response Pilots, 2014
 M2P Energy, Demand Response Opportunities in ERCOT, 2016
 Oncor, Commercial Load Management Standard Offer Program, 2016
 Ontario Power Authority, Demand Response Programs in Ontario, 2014
 Paulson Institute, Demand Response, 2015
 PJM, EE and DR/Perfect Together : a Wholesale Market Perspective, 2016

RAP, Demand Response as a Power System Resource, 2013

SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today, 2015

TCAP, Demand Response Program Overview