



International
Energy Agency
Secure
Sustainable
Together

전력시장의 리파워링

저탄소 전력시스템으로의
전환기의 시장설계와 규제

2016

Electricity Market Series

국제에너지기구

국제에너지기구(IEA)는 석유·가스·석탄 수급, 재생에너지, 전력시장, 수요관리, 에너지 효율, 에너지 접근성 등 에너지 산업 전 분야에 걸친 심도있는 분석을 통해 30개 회원국과 7개의 준회원국이 지속 가능하고, 신뢰성있는 에너지 시스템을 구축하는 데에 기여하고 있다.

IEA가 다루는 4대 핵심 영역:

- 에너지 안보: 에너지 수입 경로의 다변화, 에너지 수급의 유연성 제고 및 에너지 효율 향상
- 경제 성장: 에너지 빈곤을 없애고, 경제 성장을 효과적으로 지원하기 위한 에너지 시장 구조 설계
- 지속 가능성: 기후변화 방지 및 대기오염 저감을 위한 정책 방안 분석
- 국제 협력: 회원국 뿐만 아니라 전 세계 주요 개발도상국들이 다양한 에너지 현안을 논의하는 협력의 장 마련

IEA 회원국:

호주
오스트리아
벨기에
캐나다
체코
덴마크
에스토니아
핀란드
프랑스
독일
그리스
헝가리
아일랜드
이탈리아
멕시코
일본
대한민국
룩셈부르크
네덜란드
뉴질랜드
노르웨이
폴란드
포르투갈
슬로바키아
스페인
스웨덴
스위스
터키
영국
미국



**International
Energy Agency**
Secure
Sustainable
Together

© OECD/IEA, 2018

International Energy Agency

Website: www.iea.org

본 출간물은 그 사용과 배포에 있어 특정한 제한을 받고 있음에 주의하십시오. 관련 조건 및 조항은 다음 주소에서 온라인으로 확인할 수 있습니다:
www.iea.org/t&c/

유럽 연합 집행위원회 역시
IEA의 업무에 참여하고 있다.

번역본 발간에 기여하신 분들

한국어 번역본을 발간하는데 다음과 같은 분들이 기여를 하였습니다.

요지 : 양민승님, 송경자님
제1장: 양민승님, 송경자님
제2장: 양민승님, 송경자님
제3장: 양민승님, 신선용님
제4장: 양민승님, 신선용님
제5장: 조강욱님, 신선용님, 이강재님
제6장: 조강욱님, 이강재님
제7장: 조강욱님, 이강재님
제8장: 전유정님, 백선희님
제9장: 전유정님, 백선희님
제10장: 조강욱님, 백선희님

한국어 번역본 전체에 대하여 용어의 일관성을 확보하여 주신 조강욱님, 김영호님에게 감사의 말씀을 드립니다. 또한 한국어 번역본의 완성도를 높여주신 IEA에 파견 근무 중인 SK E&S의 김근형님 등 IEA의 한국인 직원 분들에게도 감사의 말씀을 드립니다. 그리고 그림, 도표 배열 등 한국어 번역본의 전반적인 구조를 검토하여 주신 김동준님에게 감사의 말씀을 드립니다.

이 한국어 번역본은 이 출판물의 공식 버전인 영문판과 그의 일본어 번역본인 일어판을 참고로 하였습니다. 본문에서 사용된 주석 가운데에서 일어판의 주석은 ‘일주’로 표기하였습니다.

●●● 서문

2015년 IEA 각료 회의는 IEA를 세계적 청정에너지 기술의 허브로 전환하기 위한 새로운 전략적인 비전을 수용하였다. 중요한 것은 이 새로운 비전은 에너지 확보라는 IEA의 핵심 임무를 유지·강화하도록 한다는 점이다. 청정에너지와 에너지의 확보에 가장 큰 영향을 미치는 것은 규제 정책과 전력시장의 설계 분야이다. 에너지 확보의 문제를 가장 상징적으로 보여주는 것은 대도시의 정전이다. 소비자의 행복이 조명과 가전제품에 의존하듯이, 정보 통신과 기계 장치로 서로 연결되는 경제는 고품질의 전력공급에 달려있다.

지난 세기는 이산화탄소 배출량이 많은 중앙집중형 전력계통이 문명을 밝혀 왔지만, 그 대가는 세계 이산화탄소 배출의 1/3에 이르렀다. 탈탄소화에 대한 전폭적인 사회적, 정치적 지원을 얻기 위해, 사회가 기대하는 안정적인 공급을 양보할 수는 없다. 브라질, 프랑스 등 일부 국가는 대규모의 전통적인 저탄소화 기술을 토대로 한 탈탄소 전력계통을 만들고 있다. 이들은 독특한 부존자원과 정책적인 면에서 혜택을 받고 있는 예외적인 나라이다. 현재 가장 유망한 기술 발전은 풍력 발전과 태양광 발전에서 나타나고 있으며, 최근 저탄소화 보급의 대부분을 차지하고 있다.

하지만 간헐성을 가진 이 재생에너지 자원은 전력계통 운영과 규제의 관점에서는 기존 자원과는 질적으로 다르다. 풍력과 태양광 발전은 다양한 지역과 다양한 연계수준에서 중앙급발전기를 대체하고 있다. 따라서 이러한 전환을 위해서는 전력계통 운영과 규제의 개선이 수반되어야 한다.

이것 때문에 전환을 중지할 수는 없다. IEA의 선행 보고서인 “The Power of Transformation”에서 유연성 자원을 활용함으로써 재생에너지 발전을 안정적이고 경제적인 방법으로 높은 점유율까지 전력계통에 통합하는 것이 기술적으로 가능하다는 것을 보여 주었다. 저탄소 전력, 수요반응, 에너지 저장의 급속한 기술 개선은 더 똑똑하고 더 효율적이고 더 안정적인 전력계통으로 이어졌지만, 그 잠재력을 최대한 실현하기 위해서는 정책과 규제에서 새로운 접근이 필요하다. 기술이 크게 발전하고 있지만, 송배전망 인프라의 개발은 이에 뒤처지고 있다. 혁신은 스마트 미터뿐만 아니라 수많은 전기소비자를 포함한 새롭고 유연한 비즈니스 모델을 위한 스마트한

규제도 필요하다. 중앙 집중 전력계통에서 한 방향으로 전력을 보내고, 일 년에 한 번 만 계량치를 읽는다는 전제로 설계된 기존 규제 패러다임으로는 새로운 기술과 새로운 저탄소 전력계통이 필요로 하는 실시간 유연성을 제대로 구현할 수가 없다. 규제 체계, 시장 설계, 전력계통 운영이 기술 보급에 뒤처지게 되면, 전력의 공급 안정과 궁극적으로 저탄소 에너지 시스템으로 전환 자체도 손상될 것이다.

이 보고서는 저탄소 전력계통을 위한 전력시장의 구조를 분석한 IEA의 첫 공식 간행물이다. 이는 전력시장 설계와 관련된 모든 사항을 언급하고 있지만, 특히 정책 결정자가 유지해야 하는 혁신과 경쟁 간의 균형을 강조하고 있다. 이 책에서는 에너지 전환을 위한 시장 설계의 적합성 기준, 즉 유연성과 자원적정성(adequacy)에 대한 적절한 가격신호와 경쟁적 조항을 가지고 있어야 한다는 점을 기술하고 있다. 또한 전력망이라고 하는 사회에서 무엇보다 필수적이면서 개혁을 필요로 하는, 세계에서 가장 크고 가장 복잡한 기계에 관련된 정책과 규제의 관점에 관하여 상술하고 있다. 이 책은 IEA의 Electricity Security Action Plan(ESAP)의 가장 중요한 보고서이자 파리 협정 후 에너지 변화에 대한 IEA의 주요한 공헌이다.

Fatih Birol
Executive Director
International Energy Agency

●●● 목차

서문	4
감사	14
요지	17
서장	25
제1장 전력시장의 리파워링: 배경과 주요 과제	30
1.1 전력산업의 구조개편	31
1.2 에너지 전환에 있어 전력 부문이 직면한 과제	36
1.3 전력시장의 리파워링	49
제2장 저탄소 발전에 투자	62
2.1 전력시장 설계와 저탄소 전력의 정합 : 무엇을 목표로 할까?	65
2.2 시장 가격과 탄소 가격의 불확실성은 저탄소 투자를 방해한다.	78
2.3 규제의 전환 : 저탄소 투자의 지원 수단	86
제3장 단기시장	106
3.1 변동 출력의 대규모 분산 자원 도입에 따른 새로운 운영 요건 : 유연성 증대 ..	108
3.2 시장 설계의 세분화 정도	118
3.3 재생에너지의 높은 점유율에 적합한 단기 시장 설계 : 초안	129
제4장 신뢰도 · 자원적정성 · 공급 부족 시 가격	141
4.1 신뢰도에 관한 규제	143
4.2 시장 설계에 대한 의미 : 공급 부족 시 가격	158
제5장 용량 시장의 설계	179
5.1 용량 메커니즘의 확산	180
5.2 용량목표기반의 용량 메커니즘	188
5.3 시장기반의 용량 메커니즘	195
5.4 광역단위 시장 및 용량 거래	218
제6장 수요 반응(Demand Response)	227
6.1 수요반응의 편익	228
6.2 수요의 전력시장 참가	235
6.3 동적 가격 제도	247

제7장 지역간 송전망 연계	256
7.1 전력시장의 근간으로서의 전력망	258
7.2 송전망 현황	264
7.3 새로운 연계선에 대한 투자	270
7.4 시장 기반의 송전망 인프라 투자	282
제8장 배전망의 규제	290
8.1 분산형 자원을 위한 규제 재검토	292
8.2 분산형 자원의 시장 플랫폼 설계	298
8.3 DSO 규제 2.0을 향해	304
제9장 소매 요금	322
9.1 소매 요금 : 경쟁과 계량기 후단의 발전	323
9.2 소매 요금 개편	334
제10장 종합적 결론과 주요 제언	346
약어 모음집	357

| 그림 목록 |

그림 1.1 전력 산업의 구조	32
그림 1.2 세계 각 국의 자유화 현황	33
그림 1.3 유럽 OECD 국가에서 기술별 전원 증설 추이 1960년 ~ 2014년	36
그림 1.4 연간 CO2 배출량의 요인별 감축 기여도 (6° C → 2° C 시나리오)	37
그림 1.5 탈탄소화가 급전우선순위에 미치는 영향(450 시나리오, EU의 2015년~2040년)	38
그림 1.6 변동성 재생에너지의 점유율 증가에 따른 순 전력부하의 변화	43
그림 1.7 대륙, 지역, 분산 수준의 전력시장	45
그림 1.8 전력시장의 각종 구성 요소의 개관	52
그림 1.9 PJM의 전력 공급 비용의 내역	55
그림 2.1 시장과 기술의 매트릭스	67
그림 2.2 영국에서 2020 년까지 전원별 균등화 발전 원가의 내역 (할인율 7%)	69
그림 2.3 풍력 발전 프로젝트의 현금 흐름(US\$/MWh)	71
그림 2.4 2050년 동계 3주간 전력시장 가격	72
그림 2.5 ETP 시나리오에 근거한 모델에 의한 2050년의 가격 지속 곡선	73
그림 2.6 분산형 자원을 최적화하기 위한 올바른 가격과 구조	76
그림 2.7 독일, 프랑스, 네덜란드의 일 년 전 선도시장 가격 추이, 2008년~2015년	79
그림 2.8 탄소 가격, 가스 가격에 대한 전력 가격의 민감도 분석 2020년~2050년	80
그림 2.9 FIT(왼쪽)와 시장 가격 플러스 보조금(오른쪽) 개념도(예시)	87
그림 2.10 지원 수단 별 재생에너지 점유율(OECD 유럽, 2005년~2014년)	90
그림 2.11 독일의 풍력 및 PV 점유율과 시장 가치의 관계	92
그림 2.12 도매 시장 가격에 연동하는 조정 프리미엄 지원 수준(도해)	94
그림 2.13 육상 풍력의 IRR의 확률 분포(지원 & 미지원의 경우)	97
그림 2.14 육상 풍력의 IRR의 확률 분포(지원 제도별)	98
그림 3.1 2013년 독일의 풍력과 PV의 부하 지속 곡선	110
그림 3.2 캘리포니아 ISO의 장기 수급 전망 시나리오 2024년 3월 24일	112
그림 3.3 2014년 독일의 실시간 24시간 전 다양한 인자의 예측 오차	115
그림 3.4 집중식 시장과 비집중식 시장의 시간표	122
그림 3.5 지점별 가격 제도	131
그림 3.6 조정 시간대의 가격 변화	132
그림 3.7 비용을 반영한 복합 입찰	133

그림 3.8 조정 시간의 타임 라인(예시)	134
그림 3.9 전력시장 설계의 진화 개요	136
그림 4.1 각국의 정전 시간 추이(2008년~2012년)	157
그림 4.2 호주(NEM)의 공급 부족시 가격	163
그림 4.3 ERCOT의 운영예비력 수요 곡선(안)	165
그림 4.4 시장 가격이 입찰 상한에 도달한 월별 시간	167
그림 4.5 투자 사이클과 신뢰도 기준	170
그림 4.6 2월의 일주일간 네 지역의 모델링 가격	171
그림 4.7 가스 화력 발전기 추가 규모에 따른 전체 신뢰도 비용의 변화	173
그림 5.1 간단한 의사 결정 구조, 에너지 단일 시장 對 용량 메커니즘	181
그림 5.2 전략적 예비력이 있는 경우 도매 시장의 공급 곡선(참고)	189
그림 5.3 스웨덴 전략적 예비력의 추이	193
그림 5.4 PJM의 도매 시장 가격의 구성	197
그림 5.5 PJM용량 시장에서 수익의 전원 별 내역	198
그림 5.6 2017/18년 인도기간의 PJM의 자원 수요 곡선	200
그림 5.7 LDA별 RPM 청산 가격	206
그림 5.8 NYISO의 2014/15년도 ICAP수요 곡선	213
그림 5.9 NYISO의 ICAP시장 현물 가격 추이	214
그림 5.10 2014년 영국의 용량 시장에서 낙찰자	216
그림 6.1 EU의 2050년에서 DR의 공급 곡선 모델	229
그림 6.2 재생에너지(RE) 높은 점유율에서 DR의 다양한 역할(시뮬레이션)	230
그림 6.3 PJM(2014/15년)의 DR자원	234
그림 6.4 DR 기법	236
그림 6.5 PJM의 2008-2014년 DR수익	241
그림 6.6 고객기준부하수준 산정기법 사례	245
그림 6.7 DTE Energy에서 평일의 전기 요금	249
그림 6.8 Xcel Energy 콜로라도의 최대 수요 시 리베이트	250
그림 7.1 송전과 배전망 계획의 3대 도전요소(trilemma)	257
그림 7.2 신정책 시나리오 2015-40년의 투자	257
그림 7.3 유럽 각 국의 2014년 12월 발전 전력량 점유율	260
그림 7.4 유럽 16개국의 최대 수요	262
그림 8.1 미래의 송배전망과 전력 조류의 구조	293

그림 8.2 독일의 전형적인 분산형 재생에너지 계획	295
그림 8.3 이탈리아의 전압별 고객 수	300
그림 8.4 배전시장과 도매전력시장의 인터페이스	303
그림 8.5 배전망 규제의 핵심 과제와 새로운 목적	305
그림 8.6 독일 풍력 발전의 연간 출력 지속 곡선	308
그림 8.7 프랑스 배전사업자(ERDF)의 2014년~17년 허용 수익과 투자계획	310
그림 8.8 호주의 일부 주의 송배전망 요금의 변천	311
그림 9.1 신정책 시나리오(NPS)에서의 EU산업 부문의 평균 전기료와 비용 내역	323
그림 9.2 미국, 프랑스, 독일의 평균 가정용 전기 요금 추이	324
그림 9.3 프랑스(CSPE)와 독일(EEG)의 MWh당 부가금 추이	325
그림 9.4 미국의 소매 판매 사업자의 매출 비중	326
그림 9.5 대표 국가에서 2014년의 소매 사업자 전환율	328
그림 9.6 2015 년 2 월 5 일 스페인에서 소규모 소비자용 자발적 가격	330
그림 9.7 독일의 PV 균등화 발전 원가와 평균 소매 가격의 비교	333
그림 9.8 대표적인 소매 가격(파리, 베를린, 암스테르담의 평균)의 비용 요소와 요금구조	334
그림 9.9 자가 소비를 향한 ‘미끄러운 사면’	335
그림 9.10 스페인의 송배전망 접속 요금 구조 추이	337
그림 9.11 가정용 부하와 PV출력의 시간별 변화 양상 사례	341
그림 10.1 기존 전원, 저탄소 전원, 송전 인프라의 잠재적인 시장수익(%)	347

| 지도 목록 |

지도 5.1 PJM의 LDA	206
지도 5.2 NYISO의 부하 영역	211
지도 5.3 서유럽 주요국의 인접한 용량 시장	218
지도 5.4 미국 북동부의 용량 시장들	220
지도 7.1 미국의 PV 자원 (왼쪽)과 풍력 자원(오른쪽) 비교	259
지도 7.2 RTO, ISO, NERC 지역 운영 주체	266
지도 7.3 현재 PCI가 완성된 후 2020년 EU의 연계 수준	267
지도 7.4 PCI에 근거한 송전선로, TYNDP 2014	272
지도 7.5 텍사스 주 경쟁적 재생가능 에너지 지역(CREZ)	278

| 표 목록 |

표 1.0 탈탄소화를 위한 시장 틀의 중요한 특징의 개관	18
표 2.1 발전소 프로젝트 관련 주요 위험의 배분과 완화책	103
표 3.1 시장 운영의 기술적 세분화 정도	119
표 4.1 유럽의 신뢰도 기준	154
표 4.2 북미 특정 지역의 신뢰도 기준과 측정 지표	155
표 4.3 복수의 영역을 포함한 대규모 정전	156
표 5.1 주요 시장에서 용량 메커니즘의 경험	183
표 6.1 PJM의 DR 제도 개요	240
표 7.1 두 기간의 Pentalateral 지역의 LOLE 비교	263
표 7.2 연계선의 상업용 송전선에 대한 투자 절차를 가진 관할 구역	283
표 8.1 배전망의 투자비용 산정	291
표 8.2 분산형 발전기술의 예	292
표 8.3 배전망 운영자(DNO) 성과 평가를 위한 산출물 예시 목록	314
표 9.1 송배전 요금 구조	338
표 10.1 탈탄소 시장 시스템의 개요	348

| 글 상자 목록 |

글 상자2.1 2050년 전력 가격의 모델링을 통해 무엇을 배울 수 있을까?	72
글 상자2.2 탄소 가격, 가스 가격에 대한 전력 가격의 민감도	80
글 상자2.3 독일의 재생에너지 변동 프리미엄 제도	89
글 상자2.4 미국의 다양한 정책	93
글 상자2.5 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 다양한 지원 제도의 투자 위험에 대한 모델링	96
글 상자3.1 전력계통의 기술적·경제적 특성: 물리 법칙과 자산의 장기성	109
글 상자3.2 모션 가격 방식을 채택한 하루전 시장 - 미국의 사례 연구	120
글 상자4.1 공급지장비용(VoLL)	144
글 상자4.2 유효 수요 대응 능력(ELCC: Effective Load Carrying Capability)	148
글 상자4.3 시장은 정전을 최적화할 수 있을까?	159
글 상자4.4 ERCOT의 공급 부족시 가격	166

글 상자4.5 재생에너지의 높은 점유율 하에서 자원적정성의 경제학적 모델링	171
글 상자5.1 CONE 추정을 위한 참조 기술	202
글 상자6.1 프랑스의 DR	237
글 상자6.2 벨기에의 DR에 대한 공평한 시장	242
글 상자7.1 동부 연계망 강화	264
글 상자7.2 ENISO-E의 송전망 개발 10개년 계획	268
글 상자7.3 텍사스 주의 재생에너지 통합과 송전망 계획	277
글 상자8.1 기존의 분산형 발전 방식	293
글 상자8.2 장래의 배전망 운영자의 역할: 유럽의 관점	306
글 상자8.3 영국의 산출물 규제	316
글 상자9.1 스페인의 전기 요금 개혁	330

감사 ●●●

이 책은 IEA의 가스·석탄·전력국(GCP)이 IEA의 다른 부서의 협력을 받아 추진하였다. 이 책은 국의 책임자인 Laszlo Varro와 에너지 시장·안보 부문 이사인 사다 모리 케이스케씨의 감독 하에 Manuel Baritaud씨가 담당했다.

주요 저자 및 분석 담당은 Manuel Baritaud (Chapters 1, 2, 3, 4, 6), Sylvia Spruck (Chapters 5, 7, 8, 9), Christelle Verstraeten (Chapters 6, 9), Matthew Wittenstein (Chapter 5) Simon Muller (Chapter 2) Noor Miza Razali (Chapter 9), Jesse Scott (Chapter 2) 그리고 Charlotte Vailles (Chapter 4)이다. 또한 Jessica Isaacs, Tomi Motoi와 Luis Munuera의 기여와 지원에 대해 특별히 감사를 드립니다. Janet Pape는 이 책의 전반에 걸쳐 일관성 있는 편집 체계를 잡고, 행정적인 지원을 하였다.

이 책의 집필에 있어서는 많은 IEA 전문가, 특히(알파벳 순) Marco Baroni, Simon Bennett, Sylvia Beyer, Paolo Frankl, Christina Hood, Cedric Philibert, Keisuke Sadamori, Daniele Sinopoli, Johannes Truby, Brent Wanner, 그리고 Dave Wilkinson 씨 등으로부터 많은 조언을 받았다.

Justin French-Brooks와 Therese Walsh는 이 책의 주요 편집을 맡았다. IEA Communication and Information Office의 문서 편집과 출판에 관한 조언, Bertrand Sadin의 도표 작성의 도움에 감사를 드린다.

전문가에 의한 검토 및 기여

이 책의 공식 검토자는 경제 협력 개발기구(OECD)의 Richard Baron이 맡았다. 또한 아래에 알파벳순으로 열거한 많은 고위 정부 관계자, 국제 전문가들이 보고서에 대한 의견과 초안을 검토하였으며, 이들의 의견과 제안은 귀중한 역할을 하였다.

Carsten Lehmkoester (Amprion GmbH),
Gonzalo Saenz De Miera (Director of Energy Policy at Iberdrola),
Stefan Ulreich (E.ON),
Bernard De Clercq (Elia System Operator, Belgium),
Juan Alba (Endesa, Spain),
Juan Perez (EPEX Spot),
Philippe Vassilopoulos (EPEX Spot),
Tom Howes (European Commission),
Manuel Sanchez Jimenez (European Commission),
Matti Supponen (European Commission),
Matt Wieckowski (European Commission),
Richard Lavergne (Ministere de l' Ecologie, du Developpement Durable et de
l' Energie, France),
Mark Pickup (Ministry of Business, Innovation and Employment, New Zealand),
Tomasz Dabrowski (Ministry of Economy, Poland),
Doug Arent (National Renewable Energy Laboratory NREL, USA),
Jan-Horst Keppler (Nuclear Energy Agency),
Craig Glazer (PJM Interconnection),
Stephen Woodhouse (Poyry),
Graham Weale (RWE),
Katrín Schaber (Stadtwerke München SWM),
Elaine O Connell (Department of Energy & Climate Change DECC),
Mike Hogan (The Regulatory Assistance Project, United States),
Marion Labatut (The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC),

Avi Gopstein (U.S. Department of State) and
Michael Grubb (University College, London).

본 연구에 기여한 개인과 기관은 여기에 기술된 의견이나 판단에 대해 어떤 책임도 지지 않으며, 모든 오류와 결함은 IEA의 책임이다.

본 연구는 세계의 많은 정부 기관, 기구, 기업의 도움 없이는 이루어질 수 없었고, 일본(경제산업성)에서 후원을 받았다.

워크숍

IEA 전력 공급 안정 자문위원회(Electricity Security Advisory Panel: ESAP) 하에서 수차례의 워크숍과 회의가 파리에서 열려 본 검토에 대한 기본적인 지식을 제공해주었다.¹⁾ 참가자는 본 연구에 귀중한 새로운 통찰, 피드백, 데이터를 제공해 주었다.

- 전문가 워크숍 I: 공급부족가격과 ‘유연성’의 가격 - 2014년 7월 2일
- 전문가 워크숍 II: 수요반응 - 2014년 7월 3일
- 전문가 워크숍 III(EPRI와 공동 워크숍): 장기 탈탄소화를 위한 전력시장 설계 - 2014년 10월 8일
- 전문가 워크숍 IV(CEER과의 공동 워크숍): 송배전망 투자와 규제 - 2015년 1월 14일
- 전문가 워크숍 V(CEER과의 공동 워크숍): 통합자원 공급적정성 - 2015년 1월 15일
- 전문가 워크숍 VI: 자원적정성과 신기술의 통합 - 2015년 9월 28일

이 문서에 대한 의견이나 질문은 Manuel Baritaud (manuel.baritaud@iea.org)에게 하기 바란다.

1) 이 워크숍의 회의기록은 다음 사이트를 참고할 것
<http://www.iea.org/topics/electricity/electricitysecurityadvisorypanel/>.

요지 ●●●

전력생산의 탈탄소화 필요성은 경쟁적 전력시장에 도전이 되고 있다. 2015년 12월 UNFCCC COP21 파리 협정 타결로 인해 기후 변화와 저탄소 에너지로 전환에 대한 정부 대책이 새롭게 강화될 것으로 기대된다. 그러나 도전은 만만치 않다. OECD 회원국에 대한 IEA의 예측에 의하면 세계의 기온 상승을 2℃ 이내로 제한하기 위해서는 전력의 이산화탄소 배출 원단위를 2015년의 411g/kWh에서 2050년에는 15g/kWh로 감소시켜야 한다. 또한 많은 연구에 의하면 이 감소는 기술적 그리고 경제적으로 가능하지만, 그러기 위해서는 새로운 시장 설계가 필요하다.

이 책에서는 전력시장 설계가 공급 안정성을 확보하면서 최소의 비용으로 저탄소 전력계통으로의 전환을 어떻게 가능하게 할 것인가에 대해 검토한다.

저탄소 전력계통을 위한 시장 설계에 관한 논의는 종종 대조적인 두 정책 옵션을 제시한다. 즉, 하나는 높은 탄소 가격을 적용한 도매 전력시장의 옵션이고, 다른 하나는 특정 기술에 대응하는 정책과 규제의 옵션을 말한다. 그러나 시장과 정책 양쪽에 실패가 염려되고 있다. 이러한 두 옵션 중의 하나를 선택하는 것은 시장 체계(프레임)를 정의하는 데 있어서 더 이상 충분하지 않음이 점점 명확해지고 있다.

저탄소 전력계통으로 전환은 탄소와 지원 정책을 일관된 전력시장 체계에 넣을 필요가 있다. 경쟁 시장은 중요한 도구이지만, 최소의 비용으로 저탄소 전력으로 전환하기 위해서는 규제에 의한 보완이 절대적으로 필요하다. 표 1.0은 탈탄소화를 위한 전력시장 체계에 대한 개요, 즉 정부의 규제 형태와 전력시장의 역할을 나타낸다.

표 1.0 탈탄소화를 위한 시장 틀의 중요한 특징의 개관

목적	정책	규제의 유형	경쟁 시장
저탄소 투자	탄소가격	탄소규제	탄소가격(거래방식) 장기계약
	추가정책 : 지원방식	저탄소 장기 지원	경매에 의한 지원수준 결정 시장에 통합
운영 효율 / 신뢰도와 자원 적정성	단기 에너지 시장	시장 규칙 공급부족시 가격 신뢰도 기준	에너지 시장의 지리적 세분화 에너지 시장의 시간적 세분화 동적 가격 제도
	추가 정책 : 요량 시장	용량 요구량 DR 상품의 정의	용량 가격 DR 참여
송배전망 효율	규제	지역 계획 송배전망 비용 배분	송배전망 혼합 수입 송전 경매
소비자	소매 요금	망 요금 구조 세금 및 부가금	경쟁적 소매 요금 분산지원

장기적으로 전력시장의 설계는 활용 가능한 기술 포트폴리오에 달려있다. 전력의 저탄소화를 실현하기 위한 시장 설계를 완벽하게 만들어주는 절대적인 해답은 없다. 대신에 시장은 점진적으로 진화하며, 기술과 시장 규칙의 상호 작용을 반영한다.

본 보고서는 오늘날의 유럽과 미국을 중심으로 이루어지는 전력시장 설계의 모범 사례를 조사해서, OECD 회원국과 그 외 모든 국가에서 전력시장 재구축 과정에 적용할 수 있는 실현 가능한 다음 단계로의 시사점을 제공한다. 본 보고서를 통해서 발견한 주요 내용은 다음과 같다.

저탄소화에 대한 투자: 장기 지속적인 지원과 시장 가치의 파악

저탄소 발전기는 가능한 한 전력시장에 참여하는 것이 필요하며, 거기에서 수익의 대부분을 창출해야 한다. 발전기의 시장 참여에 의해 중요한 가치평가 과정이 형성되고, 다양한 저탄소화 기술의 가치를 분명히 할 수 있다. 저탄소화에 대한 지원이 주요 수익원인 현 상황을 개선해, 저탄소 기술에 대한 투자자도 어느 정도 전력 가격의 불확실성에 노출되게 할 필요가 있다. 전력계통 운영의 의사결정 왜곡을 피하기 위해 전력의 가치가 마이너스인 시간과 지역에 대해서는 발전 인센티브가 제공되지 않아야 한다.

현행 전력시장 가격은 필요한 양의 저탄소 투자를 적시, 최소 비용으로 유인할 수 없을 정도로 너무 낮다. 오늘날 대부분 국가의 전력 가격은 재생에너지 및 원자력 발전을 포함한

다양한 저탄소 기술 투자비용을 회수하기에는 너무 낮다. 높고 안정된 탄소 가격이 필요하지만, 그러한 것을 도입하거나 또는 기존 탄소 가격을 높이는 것은 시간이 걸리고 사회적 수용성에 대한 문제가 발생해 정치적 결단을 내리기 어려워 장래 투자 리스크가 된다. 더욱이 2030년까지 저탄소 목표 달성을 위해서는 저탄소 기술의 도입을 기존 전원의 예상 폐지 시기가 도래하기 전에 도입해야 하는 것을 의미하고, 이런 상황, 즉 기존 발전기에 새로운 저탄소 발전기가 추가되어 용량 과잉이 된 상황은 에너지 전환기의 가격 하락을 초래한다.

따라서 충분한 양의 저탄소 전원을 유인하기 위해서는 정부 지원에 의한 장기 시책이 여전히 필요하다. 저탄소 투자는 자본 집약적이며 비용 구조는 단기 한계비용 구조와 잘 조화되지 않는다. 투자자의 위험 감소와 금융비용을 낮추기 위해서는 장기적인 접근법이 필요하다.

탄소 가격과 저탄소 투자 지원책을 포함한 새롭고 일관된 시장의 틀이 필요하다. 투자 위험은 투자자, 소비자, 정부가 분담해야 한다. 예를 들면 시장가격의 등락에 따라 지원금 수준을 조절하고, 시장가격이나 탄소가격이 상승할 때는 부분적으로 지원금을 감축하는 구조를 만들어서 서로 위험을 분담할 수 있다.

필요한 지원 수준을 결정하기 위해 경매방식을 도입하는 것도 하나의 방안이 될 수 있다. 경매 방식은 저탄소 발전기의 비용 정보와 시장 가격 간의 정보 비대칭을 완화하여 가장 경쟁력 있는 저탄소 기술을 찾아낼 수 있어서 보급 용량을 비용 효과적으로 제어할 수 있다.

단기 시장: 시장가격의 지리적, 시간적 세분화 강화

단기 시장은 중추적 역할을 한다. 전력계통의 필요에 따라 분산형 자원, 수요관리 사업자, 인접 시장의 자원이 잘 반응하도록 유인하기 위해서는 시장가격이 실시간 계통운영 수 시간 전까지 수급상황에 상응하여 변동해야 한다. 풍력 발전과 태양광 발전의 점유율이 높아짐에 따라 발전기의 출력변화에 신속하게 대응하고, 또한 이러한 높은 변동성에 의한 송전혼잡을 해소하고, 수요예측 오차에도 대응해야 할 필요성이 높아진다. 하루전, 당일, 실시간 수급, 보조서비스(AS) 시장으로 이루어진 전력시장은 시장가격에 의해 단기적으로 전력계통을 최적화하고 전력의 가치를 찾아주는 장이다. 이는 결과적으로 장기 투자의 가치를 찾아주는 곳이다.

시장 설계에는 시간적, 지리적 가격 세분화가 필요하다. 계통운영자는 공급 안정을 확보하

기 위해 다수의 운영 의사 결정을 내리고, 이러한 것들이 전력시장가격에 반영되도록 단기 전력시장의 진화가 필요하다. 또한 언제, 어디에서 발전하고 투자할지에 대한 올바른 인센티브를 제공하기 위해서는 지역별 가격과 시간별 가격이 세분화되어야 하고 투명하게 운영되어야 한다.

지역별로 세분화된 가격 제도가 하루전 시장과 실시간 시장에서 노드가격(Nodal Pricing)의 형태로 미국 여러 지역에서 이미 시행중이다. 이 노드가격은 모든 ISO와 RTO에서 점진적으로 채용하고 있다. 하지만, 유럽과 달리 미국은 하루전 가격 및 실시간 가격 사이의 당일 시장(intra-day)은 없다²⁾. 향후 가능한 변화는 지역별 가격이 당일시장에서도 적용되고, 투명하게 공개되도록 시장제도가 진화할 수 있을 것이다.

유럽에서는 하루전 시장에서 지리적으로 더 세분화된 가격 제도는 시행되지 않고 있다. 여기에는 여러 가지 이유가 있지만, 혼잡이 적고 지리적으로 경쟁이 없기도 하나, 더 중요한 이유는 한 국가 내에서는 도매전력 가격이 균일하기를 바라는 정치적 요구 때문이다. 모든 전력계통은 동일한 물리 법칙에 따르며 대부분의 유럽 밸런싱 시장(미국의 실시간 시장에 해당)은 이미 계통운영자에게 수급균형을 유지하고 송전 혼잡을 해결하도록 발전기별 정보를 제공하고 있다. 따라서 향후 단기 시장 설계에서 개선이 필요한 점은 지점별 가격과 실시간에 근접한 시간까지 한계비용의 변화를 보다 투명하게 반영하는 것이 필요하다.

기존 시장의 모범사례를 통해서 위에서 언급한 개선 사항들을 도출할 수는 있지만, 한 가지 제도가 어디에나 다 통용되는 것은 아니다. 따라서 더 심도 있는 진화를 위해서는 심층적이고 다양한 분석이 필요하다.

자원적정성(adequacy): 소비자를 위한 신뢰도 가격

OECD 국가에서 전력의 공급 안정의 수준은 매우 높으며, 이는 디지털 경제의 필수 조건이다. 최근의 대규모 정전은 송전망 사고로 인해 초래되었지만, 대부분의 정전은 배전망 수준에서 발생하고 있다. 풍력 발전과 태양광 발전의 도입은 기존 전원의 노후화와 함께 신뢰

2) 역주: 이 책의 집필 당시에는 미국에 당일(intra-day) 시장이 없었으나, PJM은 2017년 11월 당일 시장을 개설하였다.

도에 새로운 과제를 제기하고 있다. 정부는 에너지 전환 과정에서도 지속적으로 높은 신뢰도 기준을 정의할 필요가 있다.

수요를 포함한 모든 자원이 가장 필요로 할 때 제대로 역할을 할 수 있도록 유인하기 위해서 공급 부족시 가격(scarcity price)은 필수적이다. 그러나 이 공급 부족시 가격에는 규제 기관의 개입이 불가피하다. 전력계통 운영이 어려운 상황은 드물게 발생하지만, 시장 참여자가 이를 예측하기는 어렵다. 또한, 발전 사업자는 이 시간대에 시장 지배력을 행사하고 정책 담당자는 일반적으로 가격 급등을 용인하지 않기 때문에, 많은 전력시장에서 높은 신뢰도 기준에 대응하기 위해 필요한 수준보다 상당히 낮은 가격 상한이 설정되어 있다.

하나의 가능한 방안은 규제 기관이 사전에 공급 부족시 가격을 설정하는 것이다. 호주의 전력시장과 미국 ERCOT에서는 규제 기관이 시장 체계를 정교하게 정의하고 있다. 공급 부족시 가격은 공급지장비용(10,000~20,000US\$/MWh)을 상한으로 부하 차단 가치와 공급 지장 확률을 반영하고 있다. 규제 기관은 일정 연수(기간)의 누적 수익이 일정치를 초과하지 않도록 시장 지배력 완화 규정을 사전에 설정할 수도 있다.

용량 시장: 안전망 구축

대부분의 규제 완화된 전력시장은 단기 시장에서 공급 부족시 가격뿐만 아니라, 장기 공급 적정성을 보장하기 위한 소위 용량 메커니즘 제도를 포함하고 있다. 저탄소로 전환 과정에 정책의 불확실성과 불충분한 수요반응에 직면했을 때, 용량 메커니즘은 안전망을 제공할 수 있어 장기 신뢰도 목표를 충족시키기 위한 도구로 생각된다.

전략적 예비력과 같은 용량목표 제도는 단기 공급 안정의 과제에 대한 유용한 수단이다. 새로운 발전기나 폐지되었을 발전기를 전략적 예비력으로 계약함으로써 용량확보 문제를 신속하고 간단하게 해결할 수 있다. 그러나 이것으로는 투자 위험을 해결할 수는 없고, 도리어 신규 투자를 미래의 새로운 용량을 모집할 때까지 지연시키는 인센티브로 작용한다.

시스템 전반에 영향을 미치는 용량 시장 제도는 장기적인 자원적정성의 목표 달성에는 유용하지만, 전력계통에 광범위하게 영향을 미치므로 비효율성을 피하기 위해서는 잘 설계되어야 한다. 용량 시장은 기술에 대해 중립적이어야 하고, 공급 측 자원뿐만 아니라 수요 측 자

원도 포함해야 하며, 미래 지향적이어야 한다. 계약한 용량의 가용성을 보장하기 위해서는 적절한 페널티도 필요하다.

용량 메커니즘에서 월경(cross-border) 용량의 참여는 구역을 확장함으로써 자원적정성을 획기적으로 개선할 수 있다. 이를 위해서는 통합지역 차원의 자원적정성 예측이 필요하며, 용량 상품에 대한 정의가 서로 모순되지 않아야 한다. 월경 용량(가용성과 송전능력의 관점에서)의 최대 기여량과 공급 부족시에 효과적인 전력 조류를 계산하는 것이 필수적이다. 구역간의 용량 제도가 일관성이 유지되지 않으면 월경 거래를 저해하고 경쟁을 왜곡하게 된다.

수요반응: 동적 가격 제도의 적극적인 활용

시장 설계에 있어서 오랜 역사를 가진 또 다른 특징은 전력 소비의 가격 탄력성이 매우 낮다는 점이다. 현재까지 가격에 대한 반응은 주로 도매 전력시장에 직접 참여하는 대규모 소비자에 한정되어 왔다. 이 상황은 탈탄소화 및 신기술 개발에 따라 변하고 있다.

새로운 정보기술과 자동화 기술을 통해 소규모 소비자가 도매 전력 가격의 변동에 반응하여 보다 유연하고 낮은 비용으로 전력계통에 기여할 수 있게 된다. 이로 인해 전력생산을 에너지 서비스 및 에너지 저장과 더 잘 결합할 수 있어, 출력이 변동하는 재생에너지를 통합하고 전력 공급 안정을 개선하기 위한 전력계통 전체의 유연성을 높일 수 있다. 소매 사업자는 동적 가격 제도를 활용하고 다양한 구성의 부하를 공급하기 위해 도매전력시장에 참여하면서 수요반응(DR) 잠재력을 개발하는데 필수적인 역할을 한다.

수요반응을 에너지와 용량에서 발전기와 동등하게 취급하는 진일보한 개념이 적용되고 있다. 수요반응 시장이 일부 지역(미국의 PJM 등)에서 이미 시작되었다. 그러나 수요반응을 발전기처럼 급전하기 위해서는 복잡한 시장 규칙이 필요하다. 수요반응은 통상적으로 사용하는 고객기준부하수준(CBL)에 의해서만 감축량을 평가할 수 있다. 고객기준부하수준에 의한 평가는 감축량을 정의하기가 쉽지 않아서 숨겨진 보조금이 될 가능성이 있다. 수요관리 사업자에 대해 적절한 보상을 설정하는 것은 매우 복잡한 절차이다. 대신에 스마트 미터 등 새로운 계량과 자동화 기술을 이용한 동적 가격을 장려해야 한다.

송전선 투자: 지역 이해를 넘어

전력망은 전력시장의 규모와 경쟁의 정도를 결정한다. 분산형 자원의 증가에도 불구하고 여전히 송전망은 풍력과 태양광 발전의 높은 점유율을 가능하게 해주는 비용 효과적인 수단이다. 또한, 송전망은 전력 공급 안정을 위해 필수적이라는데 변함이 없다.

많은 송전선 프로젝트는 그 비용 이상의 편익이 있지만, 주민의 수용성 문제로 인해 개발이 제한된다. 송전선을 건설하는 것이 풍력이나 태양광 발전의 건설보다 더 장기간 소요되어 종종 송전망 혼잡을 야기한다. 정부는 신설 송전선 특히 관할 구역 경계 간의 송전선 건설에 높은 우선순위를 두어야 한다. 정부는 여러 관할 구역을 통합한 넓은 범위의 편익을 고려하여 적절한 규제를 하여야 한다.

상업용 송전선 건설에 대한 유력한 방안은 송전선 경매이다. 수익성이 예상되는 송전선의 건설·소유자를 결정하는 경쟁적 절차는 적용 가능한 방법이다. 송전선은 여전히 규제 대상이지만, 경매 제도를 도입함으로써 혁신을 유도하고 기존 송전 사업자를 경쟁에 노출되도록 할 수 있다.

배전망 규제 2.0

태양광 발전, 에너지 저장, 전기 자동차, 히트 펌프, 마이크로 터빈, 수요반응 등의 분산형 자원(DER)을 도입하기 위해 배전망의 규제를 현대화할 필요가 있다. 새로운 배전 모델은 정보 기술에 큰 투자가 필요하며, 운영비용(OPEX)은 증가하지만, 기존 모델에 비해 배전선이나 변압기에 대한 자본비용(CAPEX)은 절감할 수 있다. 이런 의미에서 규제는 산출물을 기준으로 해야 하며, 이렇게 함으로써 배전 사업자는 투자의 효율적인 수준을 탐색할 수 있게 된다.

규제 체계는 분산형 자원이 지역적 소매 시장과 도매 시장에 모두 참여할 수 있도록 해야 할 필요가 있다. 현재 여러 모델이 제안되고 있다. 배전운영자가 분산형 자원을 통합하는 기존 모델을 포함하여 분산형 자원에 대한 지역 수준의 시장 플랫폼에 기초한 시장 기반 모델(뉴욕의 ‘에너지의 미래상 개혁’ 과 같은) 등이다. 이런 진화에는 배전망의 규제 체계의 현대화가 필요하다.

소매 요금: 소비자에게 제공하는 올바른 신호

소매요금 제도는 비용 구조와 그 수준을 제대로 반영할 수 있도록 당장 개선되어야 한다. 현재 적용되는 모든 시간에 동일한 요금과 세금이 부과되는 구조는 비효율성을 야기한다. 전기요금이 전력계통에 대한 회피비용을 적절히 반영하지 않기 때문에 분산형 자원에 대한 투자는 비효율성을 내포할 수 있다. 태양광과 소규모 에너지 저장 장치의 건설과 대규모 인프라의 건설에 소요되는 기간이 큰 차이가 발생하여 이 문제를 악화시킬 가능성이 있다.

소매 경쟁은 요금 제도와 서비스에서 혁신을 유도한다. 경쟁적인 소매 요금은 도매시장가격을 거쳐서 최종적으로 소비자에게 전가된다. 이렇게 함으로써 소비자 입장에서 본 소비와 투자의 시장가치를 요금에 적절히 반영할 수 있다.

특히 송전 요금은 고정비 요소를 더 잘 반영할 수 있도록 재설정하는 것이 필요하다. 소매 요금 구조는 에너지에 대한 시간대별 차등가격 외에도, 분산형 자원의 투자 및 운영에서도 효율성을 기할 수 있도록 소비자에게 올바른 신호를 제공하는 것이 필요하다.

서장 ●●●

에너지 부문의 미래는 상당 부분 전력 부문의 진화에 의해 형성될 것이다. 따라서 전력 부문의 발전은 기후 변화에 대한 대책을 검토하는 대부분의 논의에서 중심적인 주제가 되고 있다. 이것은 놀라운 일이 아니다. 2014년에 경제협력 개발기구(OECD) 회원국 내에서 소비된 1차 에너지의 약 40%, 에너지 관련 CO₂ 배출량의 42%를 전력 부문이 차지하고 있다. 또한 수력 발전, 원자력 발전, 풍력 발전, 태양광 발전(PV), 바이오매스 발전, 탄소 포집 저장(CCS) 등 매우 중요한 저탄소 에너지 기술이 전력 생산과 연관되어 있다. 이미 실용화된 저탄소 발전 기술과 수송 및 열 분야 전기화 가능성으로 인해, OECD 각국의 전력 부문은 2050년 목표 달성을 위한 기후정책의 최전선에 있다. 2015년 12월에 개최된 UNFCCC COP21 회의에서 파리 협정이 체결된 것은 향후 기후 변화와 저탄소 에너지로의 전환 정책에 신호가 되어 투자자에게 명확한 메시지를 제공할 것이다.

필요한 변화는 화석 연료에 기초한 구조에서 저탄소 전력을 기초로 한 새로운 구조로 전환이 필요하다. 이러한 창조적 파괴는 다른 산업에서는 이미 경험한 과정이다. 교통 분야에서는 20세기에 증기 엔진이 내연 기관에 의해 혁신되었고, 통신 분야에서는 인터넷과 무선 통신이 기존 시스템을 대체하였다.

현행 저탄소 발전 기술은 여러 측면에서 화석 연료 발전보다 우수하지 못해 전력의 탈탄소화가 복잡해지고 있다. 재생에너지는 지속적인 비용 절감에도 불구하고 탄소 가격 없이는 가스화력 발전이나 석탄화력 발전보다 더 비싼 경우가 많다. 원자력 발전은 CO₂를 배출하지 않지만 여러 나라에서 안전성에 대한 우려에서 단계적으로 폐지하는 방향에 있고, 재생에너지와는 반대로 가격이 상승하고 있다. CCS는 대규모 상용화에 이르지 못하고 있다. 또한 풍력과 PV 등 핵심적인 발전 기술은 날씨에 따라 출력이 변동하여, 전력 계통의 새로운 제약이 되기도 한다. 이러한 문제는 많은 주목을 받고 있으며, 국제에너지기구(IEA)의 몇몇 연구에서 이러한 변동성에 대해 분석을 하였다(Grid Integration of Variable Renewables[GIVAR], World Energy Outlook[WEO], Energy Technology Perspectives[ETP]). 현재 저탄소 전력으로 전환이 기술적으로 실현 가능하다는 점에는 이의가 없다.

그러나 이러한 변화가 실제로 실현 가능할지는 적합한 시장 설계와 규제 체계에 달려 있다.

전력계통은 많은 나라에서 구조가 개편되어, 자유 경쟁 체제이다. 오늘날 대부분의 대규모 전력계통은 기능적으로 분할되어 독점적 송배전망과 경쟁에 노출된 발전 사업자로 구성된다. 풍력 발전, PV, 바이오매스 발전은 상대적으로 규모가 작아서 대부분의 투자는 소규모 프로젝트 개발자에 의해 이루어진다. 일반 가정에서도 자가용 발전기를 설치할 수 있고, 대개 상계 계량(behind the meter)으로 요금을 정산한다.

역사적으로 볼 때 전력시장 제도는 효율적인 운영을 확보하고, 효율적인 투자를 촉진하며, 최적화된 신뢰도를 유지하고자 하는 3개의 목표를 동시에 달성하고자하는 취지에서 도입되었다. 시장 제도와 시장 가격은 기능이 분리되어 분화된 산업구조에서 의사결정의 조화를 찾는데 있어서 핵심적인 역할을 한다. 그러나 정책결정자는 전력시장이 두 번째와 세 번째의 목적을 담당하는 것을 허용하지 않았다. 첫째, 공급의 신뢰도는 강력한 규제 하에 있고, 둘째, 탄소 가격은 유럽과 다른 지역에서 도입되었지만 시장 기반의 저탄소 투자를 촉진하는 성과를 보여주지는 못했다.

공평하게 말하면, 규제기관은 제대로 작동하는 전력시장을 구현하는 데 실패하였다. 전력시장 구조는 여전히 중앙 집중적이고, 규제기관은 도매 전력 가격에 대한 강한 통제를 행사하여 공급이 어려운 상황에서 효율적인 가격 결정을 방해해왔다. 그리고 아직도 많은 관할 구역에서 소매 요금에 대한 지속적인 규제가 유지되고 있다.

아무튼 정책은 올바른 방향으로 변화해야 하는 것이 여전히 필요하다. 탄소 가격은 기후 변화의 외부성을 내부화하는 효율적인 수단이 될 수 있다. 탄소 가격 제도가 국제 규모로 확실하게 실시될 경우 산업 부문과 국가를 넘어 최소 비용으로 CO2 배출량을 절감하게 될 것이다. 유럽 연합(EU)에 이어 국제기구의 노력을 통해 더 많은 국가나 주(州)가 탄소 가격을 도입할 것으로 예상된다.

그러나 지금까지 강구한 시책은 실제로 효과를 거두기에는 불충분했다. 시책이 시행되고 있는 국가에서 탄소 가격은 CO2 1톤당 20달러를 밑돌아, 상대적으로 낮은 경향이 있다. 그 원인은 2008년에 시작된 경제 위기와 CO2 배출량을 줄이도록 한 다른 기후 정책 때문이다. 높은 탄소 가격이 야기한 소득 분배 효과와 높은 가격에 대한 부담 능력

은 정책적인 이슈가 되고 있다. 장기적으로 안정된 탄소 가격이 아직은 확립되지 않았다. 그러나 배출량 감소는 전력 정책 목표들 중의 하나일 뿐이다. 특히 디지털 경제 시대에 전력의 안정적인 공급은 매우 높은 수준으로 요구된다.

탄소 가격 제도는 절대적으로 필요하나, 아직까지는 필요한 행동을 실행하도록 하는 데는 불충분한 수준이었다. 또한 기존 시장설계도 저탄소화 기술에 적절한 투자를 유발하기에는 불충분하였다.

시장 설계에 대해서는 관점의 전환이 요구되고 있다. 현행 전력시장은 가스복합화력(CCGT)이 기존의 석탄·가스 발전기에 비해 저렴해짐으로써 가능해졌고, 이는 기본적으로 대규모 화력 발전기 위주의 기존 기술을 적용한 발전기를 최소비용으로 운영하도록 하는 것이다. 이에 반해, 미래 전력시장은 저탄소화 전환기에 신기술을 효율적으로 도입할 수 있도록 설계되어야 한다. 이러한 신기술은 풍력과 PV, DR, 에너지 저장, 수력, 바이오 에너지 및 기타 재생에너지뿐만 아니라 국가에 따라서는 원자력 발전, 그리고 잠재적으로 CCS도 포함된다.

‘자유 시장’ 대 ‘전력 회사 규제’ 또는 ‘비집중적인 결정’ 대 ‘중앙 집권적인 계획’이라고 하는 일반적인 단순한 양자택일을 넘어서서 생각하면, 전력시스템의 탈탄소화를 달성하기 위해서는 여러 수단을 조합할 필요가 명백해지고 있다.

그럼에도 불구하고 전력시장이 필요하다는 것에는 거의 의심의 여지가 없다. 첫째, 시장 가격은 지역적 범위나 여러 제어 구역에 걸치는 광대한 지리적 범위에서 분산형 자원을 조율할 수 있도록 해준다. 또한 시장 가격은 자원이 최소비용으로 운영되도록 하고 전력계통에서 가장 필요한 시점에 반응하도록 인센티브를 제공한다. 더욱이 시장 가격은 서로 다른 발전기술들의 계통에 대한 상대적인 가치를 평가하여 우선순위를 결정하고 가격의 투명성을 부여한다.

전력 부문의 개혁을 성공적으로 추진하기 위해서 시장 제도와 규제 사이의 적절한 균형을 찾는 것은 여전히 필요하다.

전력 부문은 지금까지도 항상 강하게 규제되어왔고 앞으로도 규제는 지속될 것인데, 송배전망 인프라뿐만 아니라 전원 믹스가 규제 대상이다. 원자력 발전에 대한 투자는 여

전히 정책에 의해 결정되어 왔으며, 대부분의 경우 재생에너지도 마찬가지이다. 전력시장의 지역 간 통합 역시 시장의 자발적인 움직임과 업계의 자연스러운 융합이 아니라 정치적 결정에 의한 영향이 컸다.

또한 경쟁 전력시장에서 투자자들이 늘 규제 기관보다 더 좋은 성과를 보여줬는지는 분명하지 않다. ‘가스로의 질주(dash for gas)’ 시기에 민간 투자자는 전력 수요의 성장률을 과대평가하고 재생에너지의 보급 속도를 과소평가했다. 그 비용은 소비자와 납세자가 부담할 이유는 없다고 하더라도, 과잉 설비, 좌초 자산과 낮은 투자 수익률의 요인이 되었다.

이 책의 주제는 저탄소 전력계통으로 전환을 최소 비용으로 그리고 효과적으로 추진하고, 규제 형태를 띤 정책과 경쟁 시장의 성과 사이의 균형점을 모색하는 것이다.

OECD 각국이 전력시장 제도와 규제의 30년 역사에서 얻은 하나의 중요한 교훈은 하나의 방법으로 모든 문제를 해결할 수 없다는 사실이다. 이 책에서는 저탄소 전력계통으로 전환에 종사하는 정책 결정자를 위해 벤치마크가 될 수 있는 모범 사례를 조사하였다. 이 책의 목적은 시장 제도와 규제 간에 균형을 유지하는, 적용 가능한 해결책을 모색하는 것이다.

이 책에 대하여 ●●●

이 책은 전력의 공급 안정과 시장 설계에 대한 IEA의 준비 작업에 기초한 지식을 집대성한 것으로, 2011년에 개최된 IEA 회원국 각료회의에서 처음으로 승인된 활동의 성과이다. 2014년과 2015년에는 IEA 전력 공급 안정 자문위원회(ESAP: Electricity Security Advisory Panel)의 틀 안에서 여러 워크숍이 개최되고 있다(IEA ESAP의 Web 페이지 참조³⁾).

이 책은 OECD 각 국에 있어서 자유 경쟁이 이루어지고 있는 전력시장에 관한 시장 설계 과제에 초점을 맞춘 것이다. 또한 전력 자유화의 모든 것을 망라하고 있지는 않지만 OECD 국가 이외에도 전력시장의 자유 경쟁을 지향하는 국가나 시장에 도움도 될 것이다. 따라서 이 책은 전력산업의 구조에 대한 지식을 가진 독자를 대상으로 하고 있다.

이 책은 전체 전력계통의 주요 요소에 대해 설명한다.

- 제1장에서는 이 책의 배경과 주요 과제를 소개한다.
- 제2장에서는 저탄소 발전에 대한 투자에 대해 고찰한다.
- 제3장에서는 전력계통의 단기 운영을 위한 시장을 검토한다.
- 제4장에서는 신뢰도, 자원적정성 및 공급 부족시 가격 규제를 제시한다.
- 제5장에서는 용량 시장의 설계에 대해 서술한다.
- 제6장에서는 수요반응(DR)을 분석한다.
- 제7장에서는 전력망과 연계선 투자에 대해 논의한다.
- 제8장에서는 배전망의 규제를 다룬다.
- 제9장에서는 소매 요금 경쟁 및 소매 요금 개혁을 개략적으로 해설한다.
- 마지막 장에서는 결론 및 주요 권고 사항을 정리한다.

3) 역주: <https://www.iea.org/topics/electricity/electricitysecurityadvisorypanel/>

제1장 전력시장의 리파워링: 배경과 주요 과제

요약

- 발전 부분은 CO2 배출량 삭감 노력을 기울여야 할 핵심 분야이다.
- 많은 국가에서 지난 30년간 전력시장 개혁을 추진하고 있으며, 그 대부분에서 전력의 탈탄소화를 확실하게 하기 위해서는 새로운 개혁이 필요하다.
- 저탄소로의 전환은 타이밍이 중요하다. 탈탄소화를 촉진하기 위해 석탄발전을 줄일 필요가 있다. 저탄소 발전의 투자 또한 탈탄소화를 꾸준히 유지하기 위해 촉진되어야 한다.
- 안정적인 공급이 보장되지 않으면 탈탄소화를 할 수 없다. 주요 위기 대책이 우선시 되어 다른 목적은 지연되기 쉽다.
- 효율적인 시장은 저탄소 전력계통으로 전환기에 필요하며, 에너지 효율과 마찬가지로 저렴한 전기 요금을 유지하는데 도움이 될 것이다. 전력시장은 장기적으로 오늘날 우리가 알고 있는 것과는 전혀 다른 것이 될 수 있지만, 전력시장 체계는 저탄소 투자를 가능하게 하고 저탄소 전력으로 전환시에 내제된 불확실성에 대처하기 위해 필요하다.

이 장에서는 저탄소 전력계통으로 전환에 적합한 전력시장 설계에 대한 중요한 과제를 소개하고 그 개요를 설명한다.

경쟁적인 전력시장은 1980년 칠레, 1990년 영국에서 도입되어 많은 지역으로 확산되고 있다. 일본과 멕시코는 현재 전력계통의 개혁과 경쟁적인 전력시장의 도입을 추진하고 있다. 지금까지 겪은 많은 시행착오들이 다른 지역의 전력시장 설계에 도움이 될 것이다.

지난 10년간 전력 부문의 탈탄소화 정책은 전력시장에 큰 영향을 주었다. 앞으로도 이러한 상황은 계속될 듯하다. 탄소 가격 제도는 유럽과 미국의 일부 지역에서 시행되고 있고 저탄소화에 영향을 주었지만, 가장 큰 영향을 끼친 것은 재생에너지 지원 정책이다. 구체적으로는 풍력 발전과 태양광 발전은 전력시장에서 중요한 요소가 될 정도로 규모가 커지고 있다. 탈탄소화

정책이 지속됨에 따라, 재생에너지, 원자력 발전, 탄소 포집 저장(CCS) 기술이 성장할 것으로 전망된다.

이 장에서는 제1.1절에서 경제 협력 개발기구(OECD) 회원국 및 비 OECD 국가에서 전력산업 구조개편의 중요성에 대해 기술한다. 제 2절에서는 탈탄소화가 전력시장에 제기한 중요한 이슈에 대해 고찰한다. 마지막 절에서는 탈탄소화에 의해 발생한 과제를 해결하는데 있어서 전력시장의 다양한 구성 요소들이 어떠한 역할을 할 수 있는지에 대해서 설명한다.

1.1 전력산업의 구조개편

대부분의 나라에서 전력산업 구조개편 시행

지난 20년간 OECD 국가뿐만 아니라 비 OECD 국가의 아주 많은 전력산업구조는 심대한 변화가 있었다(Sioshansi, 2013)(그림 1.2). 이 절에서는 지금까지 시행된 다양한 구조개편의 개요를 설명한다.

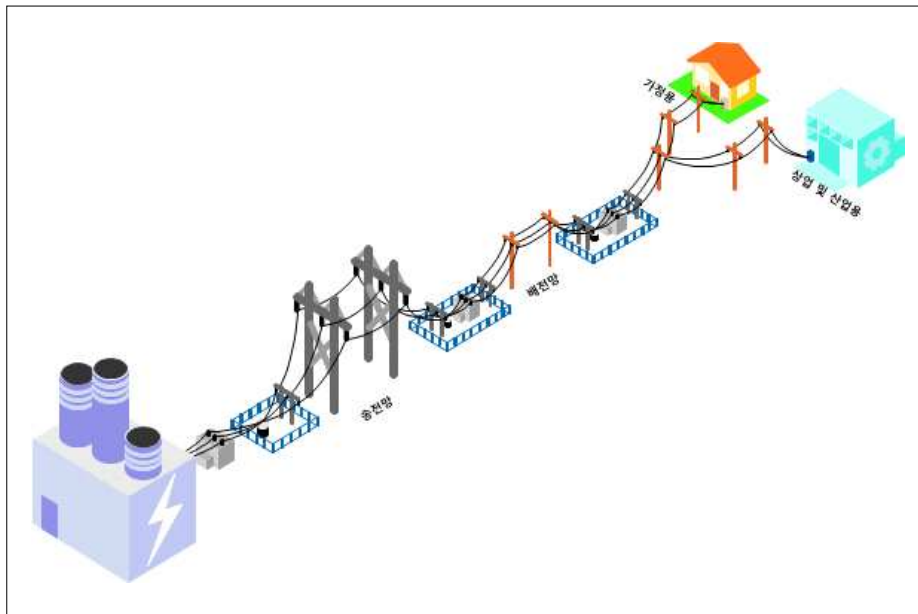
역사적으로 전력산업은 규제 산업이며, 수직통합 체제이었다. 1990년대까지 대부분의 국가가 이 형식을 채용하고 있었으며, 지금도 이 형태는 대부분의 아프리카 국가와 전력 사용이 제한되어 있는 다수 작은 국가에서 발견된다. 이 같은 전력 회사는 거의 국영이거나 정부에 속한다. 국제에너지기구(IEA)의 분석에 따르면, 이런 순수 독점 체제는 2012년 세계 전력 소비의 6%에 불과하다.

경쟁의 가장 초보적인 수준은 수직통합 전력회사가 독점하는 시장에 독립발전 사업자(IPP)를 허용하는 형태이다. IPP는 발전기를 건설, 소유, 운영하고 사전에 설정된 가격으로 지역의 전력 회사에 전력을 판매한다. 미국 의회가 1978년에 통과한 공익사업규제정책법(PURPA)에 따라 IPP 참여를 허용하였는데, 이 구도는 여전히 미국의 많은 주에서 볼 수 있다. 또한 IPP는 인도네시아와 태국 등 아시아 대부분의 국가와 많은 중동 국가들에서도 인기가 있다.

전력시장 구조개편의 다음 단계는 수직통합 회사를 기능에 따라 별도의 회사로 분리하는 것이

다. 즉 각 회사는 발전 자산 또는 송전망과 배전망을 소유 또는 운영하며 관련 서비스를 제공한다(그림 1.1). 대규모 전력계통에서 이러한 접근은 종종 시장기반 메커니즘의 도입을 위한 첫 번째 단계이다. 예를 들어 중국의 2002년의 개혁은 국가전력공사를 두 개의 송배전망 회사와 다섯 개의 발전회사로 분리하였다(Andrews-Speed, 2013). 이는 2012년 $4,326 \times 10^3 \text{TWh}$ 의 총 전력 소비를 기록한 세계 최대의 구조 개편된 전력계통이었다. 또 다른 사례로 인도에서 전력 부문은 인도전력망공사(Power Grid Corporation of India)를 중심으로 구성되어 있으며, 이는 국가에서 운영하는 전력회사와 발전회사를 연계하고 있다(Sen and Jamasb 2013). 대부분의 경우 모든 회사를 국가가 소유하고 있어서 구조개편으로 인해 발생할 수 있는 분리된 기관 간의 조율 문제를 피할 수 있다.

그림 1.1 전력산업의 구조



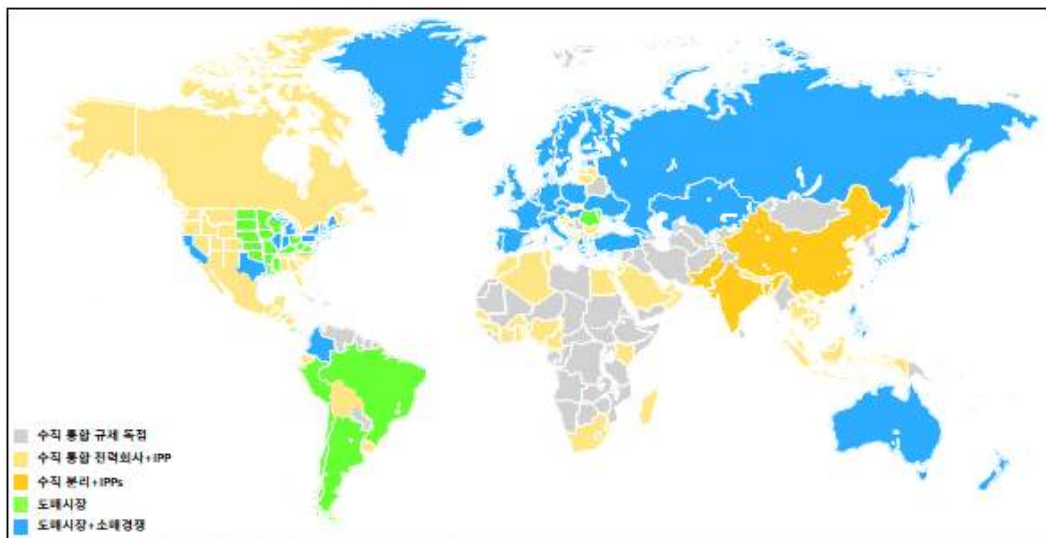
요점: 종래 수직통합 전력회사는 분리되어, 송배전 분야는 규제된 독점체제로 남았지만 발전 회사는 경쟁 체제로 되어, 소비자는 공급자를 선택할 수 있게 되었다.

구조 개편의 중요한 목적 중 하나는 전력계통을 보다 광역화된 경쟁적 도매시장으로 통합하는 것이다. 하지만 기능별로 분할되고 광역화된 전력계통을 효율적으로 조율하는 것은 매우 복잡한 일이다. 현재까지 의욕적인 구조개편이 OECD 국가에서 추진되었다. 미국의 일부 주에서 전력 산업 구조가 개편되었다(Joskow 2007; Borenstein, 2014). 또한 미연방 의회는 1992년에 전력산업에 경쟁을 도입하는 국가에너지정책법을 제정하고 이에 따라 독립발전 사업자(IPP)는 전

력회사에 전력을 판매할 수 있도록 하였다.

미국의 일부 관할 구역에서는 소규모의 수급균형기관들을 하나의 큰 도매시장으로 통합하기 위한 목적으로 전력시장이 개설되었다(IEA, 2014A). 독립계통운영자(ISO)나 지역송전기관(RTO)은 송전제약을 고려하여 발전기의 입찰 자료를 기초로 발전기에게 급전지시를 하는 중앙 기구이다. 예를 들어 미국 PJM은 14개 이상의 주에 걸쳐 150GW의 부하에 대한 전력 공급을 담당하는 RTO이다. 송전망을 수직통합에서 분할하고, 더 나아가 단일 소유의 발전자산은 복수 회사로 분할되었고 이 분할된 발전사들은 전력공급을 놓고 서로 경쟁하여야 한다. PJM은 안전도(security) 제약을 고려한 경제급전(SCED: Security Constrained Economic Dispatch) 알고리즘을 적용하여 수요를 충족하는 최종 발전기의 입찰가격을 토대로 지점별 한계가격(LMP)을 산출하고, LMP는 시장에서 낙찰된 모든 발전기에 동일하게 적용하여 보상한다. ISO와 RTO는 미국의 소비 전력량의 약 60%를 차지한다(EIA, 2011).

그림 1.2 세계 각국의 자유화 현황



출처: IEA 및 재생에너지 및 에너지 효율 파트너십(REEEP) 정책 데이터베이스 2012-2013

요점: 경쟁의 정도가 다르기는 하지만 대부분 지역에서 전력산업 구조개편이 이루어졌다.

유사한 시스템이 뉴질랜드, 폴란드에 도입되었고, 멕시코에서도 도입을 추진 중에 있다. 호주에서는 주별 조직을 통합해(4,000km에 이르는) 지리적으로 세계 최대의 시장인 National Electricity Market(NEM)을 설립하였다(Glachant and Leveque, 2009). 유럽 국가들은 전

력시장의 국가 간 통합에 중점을 두는 색다른 접근법을 채택하였다. 유럽 연합(EU)은 수차례 EU 지침(Directive)을 통해서 모든 회원국에 구조개편을 의무화하도록 했다. 첫 번째 명령이 1996년, 두 번째는 2003년, 세 번째는 2009년에 발령되었다(IEA, 2014b). 그러나 유럽의 일부 국가는 자국의 전력 회사를 여러 발전 회사로 분할하지 않기로 결정함에 따라 경쟁은 주로 국가 간 전력 유통에 한정되기도 한다.

유럽의 시장 결합은 다양한 국가 간의 전력시장을 통합하기 위한 방법으로 사용되었다(Glachant, 2010). 시장 결합 과정은 2010년에 프랑스, 독일, 베네룩스에서 시작되었다. 이러한 구도에서는 도매 시장의 전력 가격은 국경을 넘어 주고 받을 수 있는 송전용량을 고려하되 각 국가별 전력시장 플랫폼별(전력거래소)로 동시에 계산된다. 유럽의 역내 전력시장은 17개 유럽 국가에서 송전망 운영자와 전력 거래소 사이의 강한 협력 관계 위에 구축되어있다. 2014년 남서유럽(SWE)과 북서유럽(NWE)의 하루전 시장의 완전한 가격 결합이 달성되었다.

도매 전력시장에 소매 경쟁을 추가하는 것은 시장 자유화의 마지막 단계이다. 대부분의 OECD 국가에서 소매경쟁이 도입되었지만, 아직까지는 상업 혁신과 신규 시장 참여자의 시장 점유율의 관점에서 제한적이다(제9장 참조).

경쟁의 정도가 다른 것은 국가별로 전력 시스템과 그 목표가 국가마다 다른 데서 기인하며, 이러한 차이에 따라 시장 구조도 차이를 보이고 있다. 일부 시장에서는 자유화 정책이 후퇴하기도 하였다. 2001년 캘리포니아 전력위기의 여파로 자원적정성과 신뢰성을 확보하기 위해 기존의 도매 전력시장 외에 용량만을 구매하는 시장(용량 시장)을 채택하기도 하였다(Joskow 2001). 캘리포니아 사태는 규제 실패로 인해 엔론사가 전력시장을 조작하는 사태를 초래했고, 그로 인해 결국 강제 부하 차단을 일으켜 소비자에게 높은 요금을 부과하게 되었다.

마찬가지로, 브라질은 1990년대에 전력 부문을 자유화했지만, 새로운 시장은 충분한 투자를 유인하지 못했다. 가뭄으로 2001년~2002년에 역사상 가장 심각한 에너지 위기에 직면했던 브라질은 전력 부문에 대한 장기 종합 계획을 수립하였다(Pinguelli et al., 2013). 이 위기는 가뭄으로 인한 수력발전 부족, 신설 발전기의 준공 지연과 송전선 문제로 인해 발생하였다.

마지막으로, 영국에서는 최근 전력시장 개혁이 다시 규제강화 추세로 가고 있다(Newbery, 2012). 충분한 신뢰도 용량을 확보하기 위해 용량시장을 도입하였지만, 훨씬 더 시장 기반의 녹색인증서 제도를 대체하고 원자력 발전에 대한 투자를 지원하기 위해 차액계약제도(CFD)를 도입하였다.

이러한 부침에도 불구하고, 새로운 국가들이 현재 전력산업 구조개편을 추진하고 있다. 최근에는 일본과 멕시코가 자국의 전력계통을 개혁하고 경쟁을 도입하기로 결정했다.

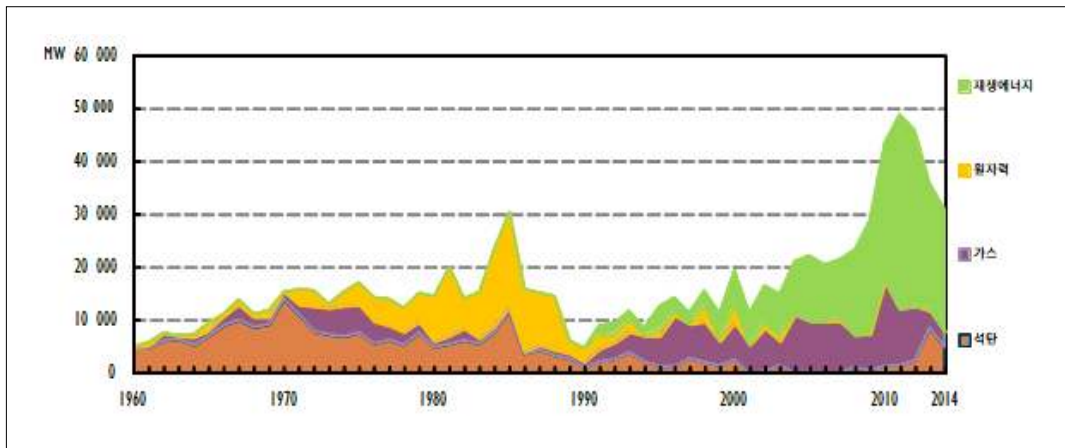
경쟁 전력시장의 성과

규제 완화와 구조 개혁은 더 큰 시장을 창조하고 전력거래를 촉진하여 전력계통의 전반적인 비용을 절감한다는 당초 목표를 달성했다. 북미와 유럽에서 전력 거래가 증가하고 있는 것이 실증적으로 보여준다. 또한 구조개편은 설비운영의 효율성을 향상과 관련이 있다(Davis and Wolfram 2012). 이는 주로 발전기의 고장 정지 빈도와 정지 시간의 감소로 나타난다.

경쟁적 전력시장도 역시 비교적 단기간 가스 도매가격의 하락이나 지역 전력회사의 전원 다양화 요구 등의 요인에 영향을 받아 가스 화력발전기에 대한 투자 붐을 일으켰다. 예를 들어, 영국에서 이름 붙여진 ‘가스로의 질주(dash for gas)’는 새로 민영화된 전력 회사에 의한 1990년대의 가스 화력발전기 건설에 대한 정책 전환을 상징하고 있다. 그 요인은 북해 가스의 개발이었다. 1990년에는 가스 발전기는 영국의 설비용량의 4.5%에 불과했지만, 2002년 새로운 가스복합발전기(CCGT)는 설비용량의 30.9%로 증가하였다.

기후변화 대책의 요구로 인해 오늘날 정책 결정자의 전력 분야의 두드러진 의제는 탈탄소화로 전환이며, 이는 전력시장의 역할에 대한 관점을 크게 변화시켰다. 시장에서는 주로 가스 화력 발전에 투자가 이루어지고 있지만(그림 1.3), 시장기반의 저탄소 발전기에 대한 투자는 극히 일부였다. 2000년 독일의 재생에너지법(EEG) 채택, 2005년 교토 의정서 실시에 따라 정부들은 전력시장에 의미 있는 영향을 미치는 배출 감축 정책을 도입하기 시작했다. 유럽에서는 탄소 가격이 2006년에 도입되었고, 2009년에는 EU의 20-20-20 기후 및 에너지 패키지로 강화되었다.

그림 1.3 유럽 OECD 국가에서 기술별 전원 증설 추이 1960년~2014년



요점: 시장 기반 투자는 주로 가스 화력 발전기에 이루어지는 한편 석탄 화력 발전이나 원자력 발전은 규제 체계 하에 건설되고, 재생에너지는 지원 제도에 의해 건설된다.

이러한 상황에서 지난 10년 동안 재생에너지에 대한 투자의 대부분은 지원 제도와 보조금 등 정부 주도로 이루어졌다. 많은 나라에서 재생에너지의 확대는 해당 산업분야의 챔피언을 만들어 그 기술을 수출하는 것을 지향하는 산업정책과 관련이 있다.

IEA의 ‘세계 에너지 전망(WEO)’의 특별 보고서인 ‘에너지 및 기후 변화 2015년’(IEA, 2015a)에 의하면, 에너지 전환의 속도는 재생에너지 용량 증가와 관련된다. 여러 OECD 국가에서 전력 수요는 감소하거나 정체하고 있어서 과잉 설비의 상황은 10년 후에도 지속될 것으로 생각된다. 그 결과 석탄 화력 발전기와 최근 가스 화력 발전기는 도태되고 이로 인해 증가한 좌초 비용은 더 깨끗한 에너지 추진을 위한 대가로 지불되어야 할 것이다. 이러한 맥락에서 화석 연료 발전기의 폐지에 대한 속도와 형태는 새로운 과제가 되고 있다.

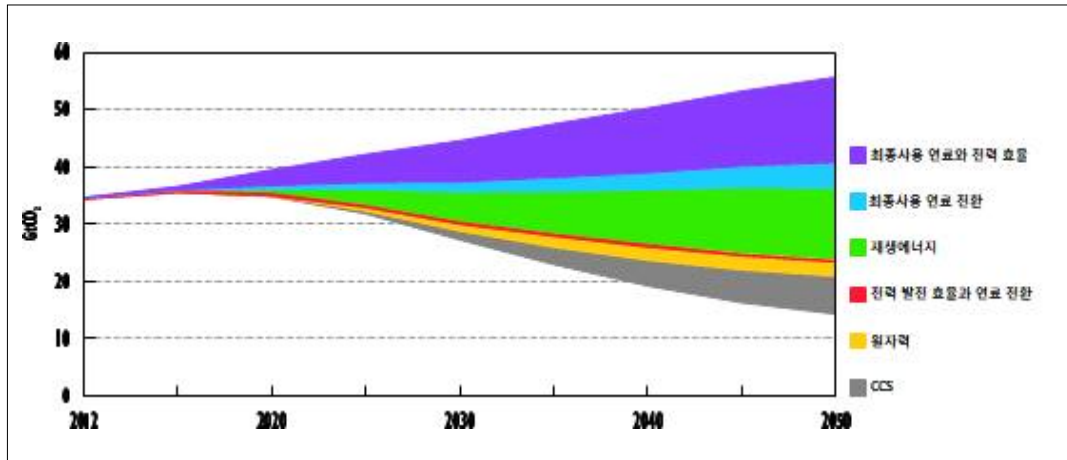
1.2 에너지 전환에 있어 전력 부문이 직면한 과제

여기서는 지속 가능성, 공급 안정, 경제성이라는 에너지 시스템이 직면하는 세 가지 본질적인 과제를 검토한다. 첫째, 전력계통은 크게 CO2 배출량을 획기적으로 감축해야 한다. 둘째, 전력을 안정적으로 공급해야 한다. 셋째, 탈탄소 비용을 최대한 저렴하게 유지하기 위해 효율성을 확보해야 한다.

CO2 배출 저감

첫 번째 목표인 전력 부에서 저탄소로의 변화는 주로 정책 주도 과정이다. 원칙적으로 탄소 가격을 활용한 기후 정책은 다양한 결과를 기대할 수 있다. 즉, 높은 에너지 가격에 의한 수요 감소, 고배출 시설에 대한 투자 억제, 저탄소 발전에 대한 인센티브와 지원, 그리고 고배출 설비의 운영 중단 등이다. 그러나 EU 배출권 거래제(EU Emissions Trading System: EU ETS)에서 그러하듯, 대부분의 관할 구역에서 탄소 가격이 의미 있는 효과를 얻기에는 너무 낮은 상태이다.

그림 1.4 연간 CO2 배출량의 요인별 감축 기여도(6°C → 2°C 시나리오)



출처: IEA, 2015b.

요점: 에너지의 탈탄소화는 근본적으로 전력의 생산과 소비의 기술에 달려있다.

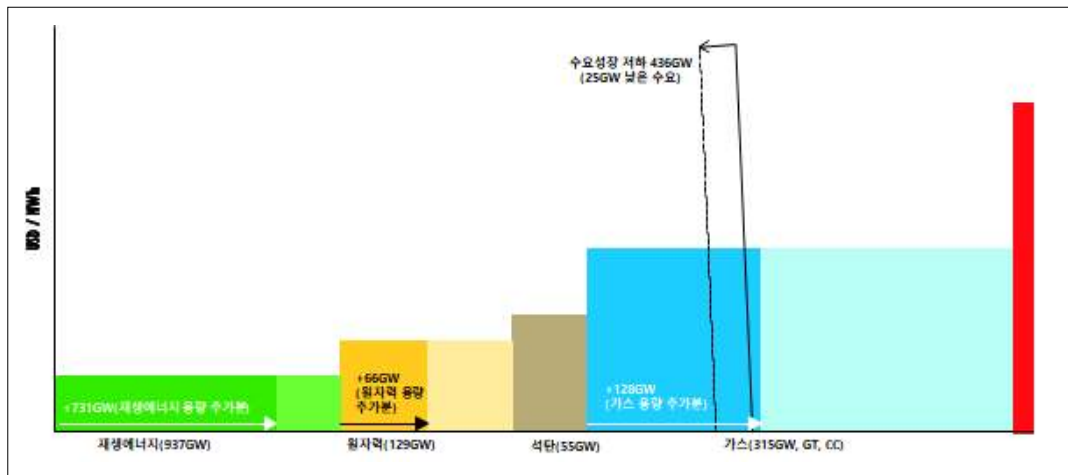
한편, 높은 탄소 가격이 이론적으로 가져 오는 효과를 구현하기 위해 다양한 구체적 시책들이 채택되고 있다. 이러한 기술과 관련된 정책은 ‘2030년을 향한 EU의 목표’와 같은 정책 목표에 의지하고 있다. 이러한 접근법은 시장 기반 접근법과 잘 조화되지 않고, 심지어는 해당 전력 시장의 기능을 훼손할 수도 있다. 일반적으로 기후 정책은 불확실성을 내포하고 있어서, 투자자는 규제 위험이 증가하는 것을 우려하고 있다. OECD 여러 국가에 걸쳐서 탈탄소 정책은 운영과 투자 양면에서 장기적인 투명성(visibility)을 충분히 보여주는데 실패했다는 비판을 받고 있다.

전력 수요 예측: 감소냐 증가냐?

전력 수요는 2008년 경제 위기 이후 많은 OECD 국가에서 감소하고 있다. OECD 국가의 2014년 총 발전 전력량(양수 발전량 포함)은 10,773TWh이었다. 이는 2013년 대비 0.8%, 2010년 대비는 1.4% 감소한 것이다(IEA, 2015c). 이는 건물의 가전기기에 대한 효율 표준과 전력 소비 산업의 에너지 효율화가 부분적으로 기여했다. 향후 다수 OECD 국가에서 GDP와 전력수요의 상관관계가 낮아질 것으로 예상된다.

수송 부문과 건물의 냉난방 부문으로부터 배출량의 대폭 감축이 기대됨에도 불구하고, 새로운 요인은 수요를 증가시키는 방향으로 작용한다. 2015년 전기자동차의 보급률은 0.1% 미만으로(Cobb, 2015), 미래의 수요 성장 전망은 불확실하다(IEA, 2013). WEO의 평가에 따르면 유럽 OECD 국가의 전력 수요는 신정책 시나리오 하에서 연간 0.4% 증가가 예상된다(IEA, 2015b). 한편 450 시나리오⁴⁾ 하에서 연간 성장률은 0.2%로, 이는 연간 평균전력이 신정책 시나리오 대비 25GW 감소함을 의미한다(그림 1.5).

그림 1.5 탈탄소화가 급전우선순위에 미치는 영향(450 시나리오, EU의 2015년~2040년)



참고: 괄호안의 GW 값은 450 시나리오 하에서 2040년의 발전 용량을 나타낸다. 풍력과 태양광의 평균 이용률은 각각 29%, 13%이며, 이에 상응하여 해당 설비용량을 감소하여 반영함.

요점: 탈탄소화는 전력시장 가격의 기초가 되는 발전기의 급전우선순위에 큰 변화를 준다.

4) IEA WEO 450 ppm 시나리오는 대기 중 온실 가스를 약 450 ppm CO2 제약함으로써 세계의 온도 상승을 2℃로 제한하는 목표와 일관성 있는 에너지의 향후 추이를 제시하고 있다.

미래의 수요 성장과 감소에 영향을 미치는 각종 요인은 아직 잘 밝혀지지 않았다. 미국 에너지 정보청의 기준 시나리오에 따르면, 미국의 전력 수요는 2012년부터 2040년까지 매년 평균 1% 이하의 성장이 예측되고 있다(EIA, 2014). 이에 비해 저수요 시나리오의 경우는 2040년의 미국의 전력 수요량은 2012년보다 조금 상승할 것으로 예측되고 있다. 이 경우 이미 계획된 설비가 준공되면 더 이상의 신규 설비는 거의 필요 없다.

전력 수요 성장에 대한 불확실성은 투자 소요에 막대한 영향을 준다. 수요 감소의 시나리오는 정제하고 있는 전력계통에 새로운 투자는 거의 필요하지 않음을 의미한다. 과잉설비가 1~2년 내에 다 해소되는 고성장 국가와 달리, 이 과잉 설비를 다시 흡수하려면 적어도 10년 이상 소요되며 그 결과 높은 경제적 비용 및 좌초 자산을 초래한다.

수요가 예상보다 높고 투자가 부족한 경우에는 용량 부족과 공급 안정의 위험은 물론, 전력 가격이 상승하여 소비자에게 막대한 경제적 부담을 준다. 정부는 본질적으로 보수적이며, 과잉 투자의 경향이 있다. 확실히 1980년대에 전력 부문을 괴롭힌 ‘호화 설비(gold plating)’와 과잉 설비의 비용을 회피하고자 하는 것이 시장 자유화의 주요 원동력이었다. 그러나 지난 수십 년의 경험에 의하면 시장 참여자들이 정부보다 수요를 잘 예측할 수 있는지는 분명하지 않다.

석탄 화력 발전 축소

고탄소 배출로부터 저탄소 배출로 전원믹스의 전환은 수요 전망보다 훨씬 더 심도 있게 분석되었다. 2050년까지 80%에서 95%의 배출량을 감축하기로 한 EU의 배출목표와 같은 정책 선언은 저탄소 투자 시나리오의 기초가 된다. 이는 현재의 전력 포트폴리오에 대한 명확한 출발점이 되지만, 상당한 불확실성도 있다.

오늘의 OECD 국가에서 높은 탄소 배출 발전의 가장 큰 원천은 석탄 화력이며 그 시설은 노후화되고 있다. WEO 450 시나리오에서는 OECD 유럽에서 석탄 화력 발전 용량의 총 제외량은 140GW로 2013년 설비 용량의 73%이다. 전력 부문의 투자는 석탄 화력 발전기에 적용되는 단계적 폐지 및 설비 개조(retrofit)에 대한 일련의 정책이 기후 변화 목표와 탈탄소 전환 사이에 어느 정도의 일관성을 요구할 필요가 있다. 정책에 일관성이 없는 경우 개정되어야 할까?

미국은 환경청(EPA: Environment Protection Agency)이 청정 발전 계획(CPP: Clean

Power Plan)에 의해 각 주의 전력분야의 발전 포트폴리오의 전체 배출량을 제한하는 성능 기준을 부과하고 있으며, 이로 인해 고배출 발전기의 비중이 낮아지고 있다. 영국은 신규 발전기의 배출 성능 기준으로서 기저 부하 운전시 발전기에서 450gCO₂/kWh 수준이 도입되어(DECC 2014) 있어, 사실상 CCS를 갖추지 않은 석탄 화력 발전기의 건설을 막고 있다. 또한 네덜란드에서는 배출 성능 기준이 360gCO₂/kWh로 설정되어 있다. 독일에서는 2015년 7월 기후 예비력(Climate Reserve)의 신설과 2.7GW의 석탄 화력 발전기의 폐지에 합의했다(German Energy Blog, 2015).

석탄 화력 발전의 미래는 전력시장의 기능에 대한 몇 가지 이슈를 제기한다. 석탄 화력 발전기의 폐지 시기가 불확실하다는 것은 미래 투자 소요를 파악하는 데 불확실성을 준다. CCS 기술은 탈탄소화에 이바지할 것으로 예상되고 있지만, 이 기술은 다른 저탄소 기술과는 달리 상업적 규모에서는 아직 이용할 수 없다. 또한 CCS는 전력계통에서 재생에너지와 함께 운영하기에 충분한 유연성이 있는지 여부가 분명하지 않다. 마지막으로 높은 CO₂ 배출량에도 불구하고, 석탄은 많은 나라에서 국산 연료이며, 연료의 안정적 공급에 기여하고, 탄소 가격만 고려하지 않으면 다른 어떤 기술보다 저렴하다. 기저 부하 전원으로 석탄 화력 발전은 전력망의 관성, 안정성 및 필요시 유연성을 제공한다는 의미에서 여전히 중요하다. 석탄 화력 발전기를 줄여나갈 때는 시장이 이러한 목적을 달성할 수 있을지를 정부가 확실히 할 필요가 있다.

저탄소 발전에 대한 투자 인센티브

최대 과제는 에너지 전환 시 저탄소 발전에 대한 대규모 투자 자금을 확보하는 것이다. 예를 들어, WEO에 의하면 유럽에서 450 시나리오에 따라 2015~2040년 사이에 재생에너지는 731GW, 원자력 발전은 66GW 신설된다고 추정하고 있다. 풍력과 PV의 한계 비용(그림 1.5)은 매우 낮기 때문에 재생에너지 발전기는 바람과 햇빛이 있는 한 전력을 생산한다. 예상되는 신규 용량은 도매 전력 가격을 낮출 것으로 생각된다.⁵⁾

에너지 시장에서 저탄소 투자는 가능한가? 이론적으로 에너지 단일 시장(Energy Only Market)과 충분히 높은 탄소가격과의 조합을 통해 장기적으로 탈탄소화를 보장할 수 있을 것이다. 그러나 일반적인 경제 이론이 그렇듯이, 외부효과의 완전한 교정, 효율성과 공정성/배분 목

5) 일주: 2016년 5월 12일 독일 시장에서는 PV와 풍력 발전 점유율이 80%를 기록하고 동시에 시장 가격(EPEX spot intraday continuous power prices)은 -178.01유로/MWh까지 하락하였다.

표의 분리, 비용 함수의 우상향(convexity)과 완전 경쟁 등의 전제조건을 충족하여야한다. 그러나 실제로는 이러한 전제조건이 모두 충족될 수는 없고, 그 결과 시장 기반의 저탄소 투자는 많은 어려움에 직면하고 있다.

첫 번째 문제는 현재의 전력시장 가격이 너무 낮은 것이다. 미국에서는 가격이 30~40US\$/MWh, 유럽에서는 30~50유로/MWh이며, 저탄소를 포함한 투자를 유인하기에 충분한 수준은 아니다. 효율성이 증가하고 저탄소 발전을 보급함으로써 전력계통의 탈탄소화가 순조롭게 진행된다면 가격은 향후 몇 년간 낮은 상태가 예상된다. 에너지 전환을 위해 장기적인 투자를 이끌어 내기 위해서는 2008년~2009년의 가격(약 80유로/MWh)까지 올라야 하지만 중단기적으로는 그럴 것 같지 않다.

두 번째 문제는 전력시장은 단기 한계 비용을 토대로 가격을 설정하는 것이다. 한계 비용에 의한 가격은 가격 불확실성으로 이어져 재생에너지, 원자력, CCS 등의 고정비 회수를 보장할 수 없다. CO₂ 1톤당 100달러 이상의 매우 높은 탄소 가격을 설정하면 이론상으로는 고정비를 회수 가능한 수준으로 시장 가격이 올라갈 수 있지만, 대부분 정부는 이로 인한 높은 가격 시나리오의 신뢰성을 훼손하는 불로 소득, 가격의 적정성, 경쟁성 등의 문제를 우려한다. 또한 대부분의 재생에너지 등 단기 비용이 낮은 기술의 급속한 보급은 도매 전력 가격을 더욱 더 낮춰 재생에너지가 대량 도입되면 시장 가격이 제로가 되는 시간도 나온다. 이 문제에 대해서는 제2장에서 자세히 분석한다.

마지막으로, 정부는 각 기술의 보급을 위한 개별 목표를 가지고 있다. 정부에게 CO₂ 배출량 감축이라는 단일 목표만 있다면, 시장과 탄소가격이 탈산소와 에너지 믹스를 결정하도록 내버려두는 것은 그 자체로 문제가 되지 않는다. 그러나 정부는 일반적으로 복합적인 목표를 가지고 있으며, CO₂ 배출량보다 더 우선적으로 재생에너지인가 원자력 발전인가를 선택한다.

여러 국가들이 정책적으로 원자력 발전 중지 또는 단계적인 폐지를 검토하고 있다. 일부 국가는 가스 발전에 대한 의존도를 줄이는 것을 선호할 수도 있다. 왜냐하면 가스는 수입되고 소비자를 장기적인 가격 리스크에 노출하기 때문이다. 또 다른 나라는 PV를 선호할 수도 있을 것이다. 전원 믹스에 관한 주요 결정은 국가 차원의 에너지 정책의 영역임을 인식할 필요가 있다.

지금까지 기존 저탄소 전원은 규제 체계 하에 건설되었다. OECD 회원국에서 저탄소 전원의

80%를 차지하고 있는 원자력 발전이나 수력 발전 모두 경쟁적 전력시장 도입 전에 건설됐다. 나머지 20%는 재생에너지 지원 제도에 의해 지원을 받았다. 보조금이 없는 시장기반의 저탄소 전원에 대한 투자는 무시할 정도로 미미하다.

저탄소 재생에너지에 대한 지원은 과도적인 수단으로 2000년 이후 도입이 되었다. 이는 재생 에너지가 완전히 성숙한 단계에서는 경쟁력을 완전히 확보하거나 그에 근접한 수준이 되겠지만 보급 초기나 걸음마 단계에서는 과도적으로 지원이 필요하기 때문이다(IEA, 2011). 정부는 보급 초기 단계에서 보조금을 지급하면 결과적으로 대량 보급이 필요할 때 가격을 낮출 수 있는 이점이 있기 때문에 보조금 지급의 필요성을 인식하였다.

여러 유럽 국가에서는 육상 풍력과 PV가 비싼 가격에 빠른 속도로 도입되었다. 이 정책은 투자비용 절감에 성공했다. 육상 풍력과 PV는 이제 성숙한 기술이며, OECD 국가에서는 풍력과 PV가 매년 50GW 이상 도입되고 있다. 그러나 스페인, 이탈리아, 영국을 포함한 여러 정부에서 비용이 충분히 하락하지 않은 상태에서 지원을 중단하여 신규 도입이 멈춰있다. 이 예는 특정 기술에 대한 지원 제도와 관련된 위험을 잘 보여주고 있다.

전력의 안정적 공급

OECD 국가의 전력계통은 안정적이고 적정 가격으로 필요할 때 전력을 공급한다. 탈탄소화는 기본적인 전력 서비스의 품질을 개선하고자 하는 의도보다는, 도리어 오늘날 전력공급 방식에서 야기되는 해로운 영향을 감소하는 것이 목적이다. 전력 부문의 전환은 노후화된 기존 전원을 폐지하고 이를 재생에너지와 다른 자원으로 보충하는 것을 포함한다. 전환의 규모와 속도는 관심이 고조되는 높은 신뢰도를 유지해야 하는 필요성과 함께 새로운 도전을 제기한다.

실제로 전력의 공급 안정은 전환을 추진하는 데 있어서의 우선되는 제약이다. OECD 경제에서 매우 높은 수준의 안정적 공급은 현대 디지털 경제의 기반이다. 전력의 공급 안정에 문제가 생기면 탈탄소화의 실현을 어렵게 할 것이다. 신뢰도를 당연 것으로 받아들여서는 안 된다.

전력의 공급 안정은 연료 확보, 전력계통 안전도, 그리고 자원적정성이라는 여러 관점을 포함한다.

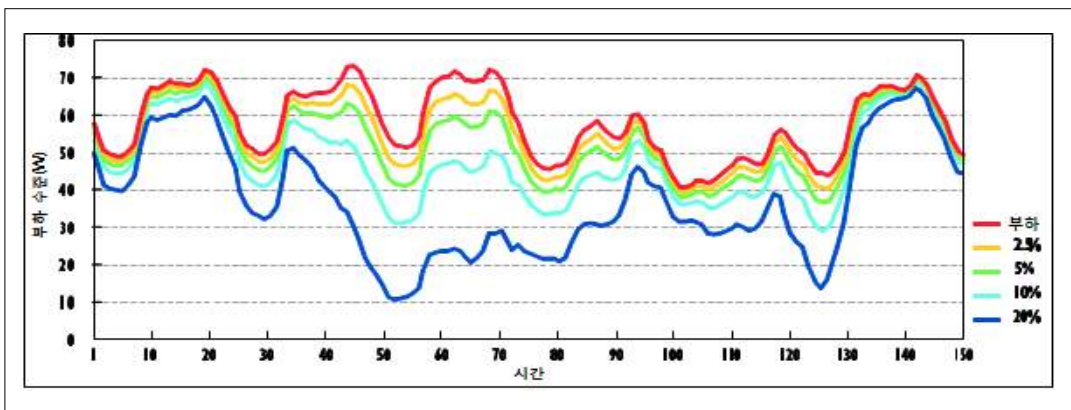
연료의 안정적 확보

연료의 안정 공급은 가장 직관적으로 이해할 수 있는 부분이며, 이 시점에서 재생에너지 등 저탄소 발전은 유럽 국가들, 일본, 한국에서 수입연료, 특히 천연 가스에 대한 의존도를 낮추는데 기여할 수 있다. 또한 우리나라는 저장이 용이해서 원자력 발전은 연료 확보를 강화할 수 있다.

전력계통의 안전도

전력계통의 안전도는 전력계통의 안정성 유지에 필수적이다. 이런 관점에서, 풍력과 PV를 전력계통에 통합시키는 것은 그 출력이 날씨에 영향을 받아 변화하고 예측하기 어려워서 수많은 문제를 일으킨다(그림 1.6). IEA 보고서(2014c)에 따르면 풍력과 PV의 점유율을 높이는 것은 기술적으로 문제가 없는 것으로 평가되었다. 풍력 발전은 이미 덴마크 발전 믹스의 40%를 차지하고, 스페인은 풍력과 PV를 합해서 2014년 발전 믹스의 1/3에 달한다. 이것은 2050년까지 풍력과 PV를 합한 비중을 31.5%로 하는 탈탄소화 목표를 이미 달성한 셈이다.

그림 1.6 변동성 재생에너지의 점유율 증가에 따른 순 전력부하의 변화



주: 전력 부하 및 풍력은 2010.11.10~16 독일의 자료이다. 그림의 풍력 발전 자료는 2.5~10%로 규모를 조정하였다. 실제 연간 풍력 발전의 점유율은 7.3%이다. 규모의 조정은 변동성의 영향을 과대평가할 수 있다. 이 도표는 예시 목적이다.

요점: 풍력과 PV의 변동성으로 인해 전력의 공급 안정 확보를 위해서는 전력계통의 중대한 변화가 필요하다.

높은 유연성을 유지하기 위해서는 날씨에 좌우되는 출력 변동성을 잘 소화할 필요가 있다. 기술적 유연성은 수요, 송배전망, 에너지 저장, 전통적인 발전을 풍력 발전과 PV와 통합한 전력계통의 모든 요소에서 기인한다. 한편, 상업적 유연성은 비용 구조와 시장 수익에 의한 인센티브에 달려있다. 풍력 발전이나 PV와 같이 한계 비용이 매우 낮은 기술은 상업적으로 유연성이

낮은 경향이 있다. 전력계통의 안전도를 유지하면서 유연성의 잠재력을 발휘하도록 하기 위해서는 단기 전력시장 제도에 대한 설계 개선이 필요하다(제3장 참조).

유연성을 높이기 위해서는 전력계통의 보다 근본적인 변화가 필요하다(IEA, 2014c). 장기적으로 전력계통을 재 최적화할 필요가 있다. 계통에 풍력과 PV가 증가함에 따라 기저 부하 발전량이 적어진다. 장기적으로 기존 가스 화력 발전기는 필요하지만 풍력과 PV가 부족하지 않을 때는 정지하거나 낮은 출력으로 가동될 것이다. IEA WEO 450 시나리오 하에서 EU에 도입되는 가스 화력 용량은 2040년 총 315GW(이 중 128GW는 순 증가 용량, 그림 1.5)가 되며, 이때 연간 가동 시간은 1,081시간으로 평균 부하율은 12%가 된다(IEA, 2014a).

자원적정성

저탄소 전력으로 전환 시 공급설비가 예상 수요를 충족할 수 있을까 하는 질문은 여전히 숙제로 남는다. 전력계통의 신뢰도 기준을 충족하기 위해서는 충분한 발전 용량과 가격에 반응하는 수요가 필요하다. 향후 25년 동안 설비 용량의 약 40%가 폐지될 전망이며 전체 원자로의 절반은 기술적인 수명을 다할 것이다. “World Energy Outlook Investment Report 2015” (IEA, 2015a)에 따르면 환경상의 이유로 약 610GW의 석탄 화력 발전기는 단계적으로 폐지된다. 또한 전력 산업은 최근에 건설했지만 비효율적인 가스 발전기의 가동을 중단하거나 폐지함으로써 용량이 감소하고 있다. 항상 과잉 설비가 유지될 거라고 기대할 수는 없다.

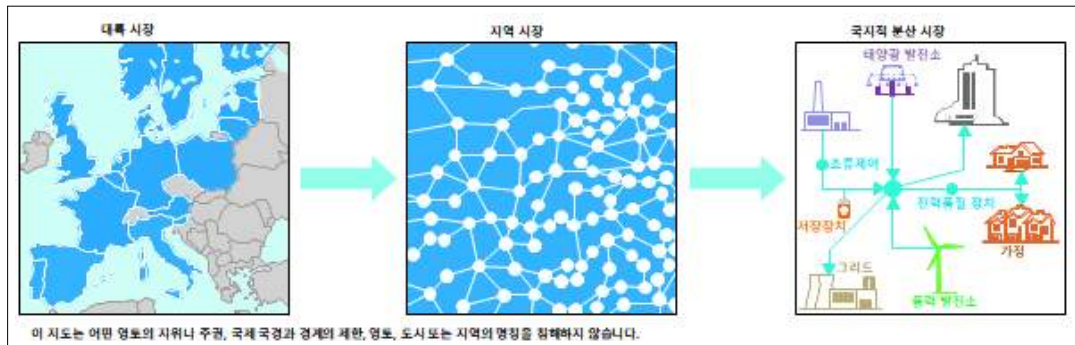
풍력과 PV를 보완하는 기존의 발전기는 향후 발전량과 가동 빈도가 감소할 것으로 예상된다. 지금까지 사례는 시장 기반으로 투자된 가스복합 발전기는 주로 기저 부하 전원으로 역할을 했다. 전력시장이 중간 부하 전원과 첨두부하 전원에 대한 투자 인센티브를 줄 수 있는지 여부는 전력시장 설계에 관한 가장 활발한 논란거리 중의 하나이다(제4장의 신뢰도, 자원적정성과 공급 부족시 가격, 제5장 용량 시장 참조).

효율성

경쟁적 전력시장의 주요 목적은 전력계통의 효율 향상이다. 향후 전력산업의 여건을 예상할 때, 최소 비용으로 에너지 전환을 달성하려면 점점 복잡해지고 다양하면서 기능이 분할된 전력계통을 효율적으로 조율하는 것이 필요하다. 시장은 분산형 자원을 통합할 수 있도록 국지적

(local) 수준에서 설계되어야 한다(그림 1.7). 또한 운영과 투자가 적절한 장소에서 이루어질 수 있도록 설계될 필요가 있다. 아울러 풍력과 PV 자원의 변동성에 대응하기 위해서는 대륙(continent) 수준의 전력시장 통합이 필요하다.

그림 1.7 대륙, 지역, 분산 수준의 전력시장



요점: 국지적 수준에서 대륙 규모까지 효율적인 상호 조율이 필요

이러한 모든 지리적 수준에 공통된 것은 전력망이다. 전력망은 분산형 전원이 보급되어도 없어지는 것은 아니고, 반대로 전력계통의 근간으로 남게 된다. 전력망 비용은 총비용의 30~50%를 차지하기 때문에 송배전망에 대한 규제는 주목을 받을 만하다.

분산 기술의 수용

전력계통에서 소규모 자원의 역할이 점점 더 중요해지고 있다. 가스 화력, 석탄 화력 및 원자력 발전기는 송전망에 연결되는 반면 PV나 풍력 발전은 배전망에 연결되어있다. 예를 들어 독일은 풍력과 PV의 발전 용량의 90%가 중·저전압망에 연결되어있다. 정보 기술 (IT)의 발전으로 풍력과 PV의 통합에 필수적인 유연성을 향상시킬 수 있는 소규모 가전 기기나 전기 저장 장치의 원격 조작도 가능하다.

분산 기술의 진보에 따라 시장 설계에 큰 변혁이 요구되고 있다. 전력 소비자는 전통적으로 수동적이며, 재생에너지 정책으로 인한 비용의 충당 등을 위해 높은 세금이 부과되는 요금의 지불자 정도로 인식되어 왔다. 분산 전원 기술의 발달로 인해 적극적인 소비자는 전기 생산 설비를 설치하여 요금을 절감할 수 있다. 이런 소비자가 전기요금을 절감하기 위해 고액의 분산 설비에 투자했지만 전체 전력계통의 비용은 감소하지 않은 역설적인 현상이 발생할 수 있다.

전력 소매요금은 시장 가격 요소뿐만 아니라 정책 비용 회수를 위한 부가금이나 세금과 같은 규제 요소가 추가되어 있어서 이러한 현상이 발생할 수 있다.

분산형 자원은 점유율이 높아져서 배전 계통은 물론 기간 전력계통에 대한 계통운영과 시장운영에 있어서 중요성이 높아지고 있다. 시장 기반의 보급과 조율의 가능성은 국지적 수준의 시장에서는 완전히 새로운 경지이다. 따라서 유럽과 일본에서 실증시험이 다수 수행되었고, 뉴욕, 캘리포니아, 하와이에서도 분석중이다. 어쨌든 배전 계통에 연결되는 소규모 전원, 수요반응(DR) 및 저장 기술은 배전망에 접속되지만 도매 전력시장에 통합되어야 한다.

지점별 신호

배전망, 송전망, 기타 어디에 접속되는지에 관계없이 전력계통에서 신규 발전원의 접속 위치는 중요하다. 새로운 저탄소 전원은 신규 부지에 건설될 가능성이 높지만 역사적으로 중앙 집중식 전원을 위해 개발된 기존 송배전망에 접속해야 한다. 이런 전력망 비용은 2~3US\$/MWh에서 약 10US\$/MWh에 달하는 높은 금액이다(IEA/NEA, 2015). 효율적인 저탄소화를 지향하기 위해서는 발전과 송배전망 비용을 관리해야 한다.

신규 전원 입지는 시장의 설계와 규제 요건에 따라 영향을 받는다.

- 재생에너지와 전력망은 모두 규제 대상이라는 점을 고려하면, 투자 결정을 위한 상세한 통합자원계획은 중요한 의미가 있다. 규제기관은 재생에너지 입지선정에 영향을 미치는 접속요금과 재생에너지 허가에 대한 변수를 결정해야 한다.
- 지점별 가격은 위치에 따라 다른 전력의 가치를 보여주고, 투자 및 운영의 판단을 위한 기준을 투명하게 제공한다.

따라서 통합자원계획(IRP)과 지점별 가격 신호에 따른 시장 기반 투자 결정의 사이에서 적절한 균형을 잡을 필요가 있다(즉, 계획 대 시장 사이의 균형). 전환을 위해 필요한 변화 수준을 감안하면, 기능 분할된 송배전망과 발전 사이에 원활한 조율이 필요하게 된다. 하지만 통합자원계획은 중앙 기관이 이를 담당해야 한다는 것을 의미하는 것이 아니며, 오히려 공개된 시장 정보를 기반으로 한 의사결정을 위한 투명성을 확보하는 중요한 도구로 봐야한다.

광역 제어 구역에 걸친 전력시장의 통합

저탄소로 전환은 여러 지역에 걸친 시장들을 광범위하게 통합할 필요가 있으며, 이는 풍력과 PV가 대규모로 보급된 경우에는 특히 중요하다. 전력시장의 발전은 지역의 통합과 불가분의 관계이다(IEA, 2014c). 예를 들어, 미국의 PJM 및 MISO, 호주 NEM 등의 대형 RTO는 다수의 소규모 제어 지역을 하나의 큰 시장으로 통합하는 것을 목적으로 창설되었다. 유럽에서도 유사하게 주로 국경간의 전력 거래를 실현하기 위해 전력시장이 설계되었다. 2014년 12개국의 시장 통합을 실현한 것은 주요한 성과로 평가된다.

재생에너지의 변동성과 예측 오차에 대응하기 위해서는 시장 통합을 더 강화할 필요가 있다. 일부 지역에서는 수급균형 범위를 확대할 필요가 있는데, 예를 들어, 밸런싱 시장(balancing market)은 캘리포니아가 불균형 에너지를 해소하기 위해 인접 지역과 수급자원을 공유할 수 있도록 해준다. 다른 지역의 경우, 하루전 시장의 통합은 상당한 성과를 보이고 있지만, 더 나아가 당일 시장, 실시간 시장까지도 통합하는 것이 바람직하다. 이러한 상황은 대부분의 유럽 시장에 해당된다. 여러 수급균형 지역을 통합한 광역 시장의 효율성을 높이기 위해서는 이들 간의 강력한 협조와 통합이 필요하다.

전력시장의 광역 통합에는 여전히 많은 장벽이 있다. 시장 통합의 효율성이 중요하다면 이에 따른 배분의 문제도 중요하다. 예를 들어, 통합의 효율성에 비해 개별 시장에서 전력 가격의 상승이 더 클 수 있다. 규제기관은 시장 통합을 위한 새로운 연계선에 대한 투자를 결정할 때(제 7장), 국지적인 소비자의 이해관계를 넘어서 통합 시장의 광범위한 영향을 고려해야 한다. 즉 광역 시장은 광역적인 관점에서 판단이 필요하다.

효율적인 전력망 투자

전력시스템의 전환은 전력망과 관련된 분야에서도 도전이 된다. 일부 상업용 송전선을 제외한 전력망은 광범위하게 자연 독점으로 간주되어 규제 영역에 속한다. 1990년대 유럽에서는 규제 개편이 이루어져 독립 경제 규제기관이 설립되고 시장의 원리를 구현하고자 하는 목적으로 인센티브 기반의 규제가 도입되었다. 그럼에도 불구하고 규제 기관과 정부는 규제 체계를 탈탄소화에 적합하도록 완전히 변모했다고 볼 수 없다.

앞서 언급한 바와 같이, 전력시장의 지역 통합의 이점을 완전하게 누리기 위해서는 국경을 넘어서 전체적인 범위에서 판단해야하는데, 아직은 실현되지 않고 있다.

또한 규제는 기술의 진보에 보조를 맞출 필요가 있다. 분산형 자원과 스마트그리드가 가져다 주는 새로운 가능성을 효율적으로 활용하고 통합해야 한다. 예를 들어, 배전망에 접속된 재생에너지원을 적극적으로 관리함으로써 배전망에 대한 투자를 줄이거나 늦출 수 있다. 이것이 잘 작동하지 않으면 비효율성을 초래하여, 재생에너지를 공급하는 배전망 용량 증설이 필요한 반면, (재생에너지로 인해) 순 소비 전력량은 줄어들어 요금기저가 감소하여 결과적으로 단위 전력요금의 상승 요인이 될 수 있다. 호주가 경험한 것처럼 새로운 배전망에 대한 투자가 전기 요금의 대폭 상승으로 이어질 수 있다(제8장).

합리적인 전력요금

저탄소 전력계통으로 전환기에 저렴한 전기 요금을 유지하는 것은 제1 우선순위로 유지되어야 한다. 일부 국가에서는 2005년~2014년에 걸쳐 가정용 전력 요금이 크게 상승했다. 예를 들어, 미국의 약 150US\$/MWh에 비해, 덴마크와 독일에서는 300유로/MWh에 달한다(제9장). 저탄소 정책을 가장 의욕적으로 추진하는 국가에서도 합리적인 요금 문제는 중요하다.

한 가지 중요한 문제는 에너지 전환 비용을 납세자가 부담하거나, 완전히 전력 소비자가 부담할 것인가의 판단이다. 미국은 재생에너지는 세액 공제 형태의 보조금이 지급되어 재정 수익을 감소시키고 있다. 한편, 유럽에서는 재생에너지 정책 비용은 완전히 전력 소비자가 지불하는데, 꼭 소비량에 비례하는 것은 아니다. 유럽의 접근법은 전력 소비자가 전력비용을 모두 부담하지만, 여기에는 산업 정책의 비용이나 재생에너지에 관련된 연료의 공급 안정 정책 비용도 포함된다. 그러나 전기 요금을 올리는 것은 에너지 부문 전체에서 CO2 배출량을 줄이기 위해 필요한 운송부문과 열(heat)의 전기화를 막게 된다.

마지막으로, 정책 당국자는 효율성만 보는 것이 아니라 사회적 형평성도 고려한다. 원칙적으로는 과도한 전기요금은 소득분배의 왜곡을 초래하는데, 이는 일반 과세나 재분배에 의해서 해소되어야지, 가격의 왜곡을 통해서 하면 안 된다. 현실적으로 정책 입안자는 특히 전력 등 공공 서비스에 대해서 저렴한 가격을 유지하는 것을 중시하는 경향이 있다.

경쟁 시장에서 발전기의 전망

많은 OECD 국가의 전력 회사는 운의 변화를 겪어왔다. 2000년대에는 안전하고 높은 수익성과 낮은 투자 위험으로 간주되었으나, 현재는 금융 기관으로부터 투자 위험은 높고 수익은 나지 않는 부문으로 평가되고 있다. 유럽의 전력 부문은 '투자 부적격'으로 판단되어(Financial Times, 2014), 5,000억유로를 잃었다(Economist, 2013). 2000년대에 신규 발전기 건설 및 인수에 수십억유로를 투자한 많은 전력 회사는 향후 투자를 더 추가할 경우 신용 평가는 더 떨어질 것이다.

이러한 상황은 경제 위기, 수요 감소와 송전망 같은 규제 대상 자산의 매각 등 다양한 요인에서 기인한다. 또한, 이는 재생에너지, 분산 자원의 대두 등 탈탄소화와도 관련이 있으며, 시장 설계를 검토할 때 중요한 영향을 미친다. 원론적으로 전력 회사의 전통적인 역할은 전력시장과 관련된 리스크를 관리하는 것이다. 만약 전력회사가 이러한 리스크를 점점 회피한다면, 점점 더 저탄소 투자는 기존 전력회사와 다른 위험 수용범위를 가진 투자자에 의해서 이루어 질 것이다.

1.3 전력시장의 리파워링

도매 전력시장의 중추적인 역할

대체로 저탄소 전력계통을 위한 미래 시장 설계에 대한 논의는 종종 상반된 두 진영으로 나뉜다. '순수 시장주의자'는 시장 가격을 왜곡하는 정책 개입을 모두 제거하고, 기후 변화의 외부성을 높은 탄소가격으로 내부화하고 싶어 한다. 한편 '기후 변화 계획주의자'는 저탄소 발전 프로젝트의 전력구매계약을 경매를 통해 체결하도록 하여 투자자를 투자위험으로부터 격리하여 투자에 대한 금융비용을 최소화하고자 한다. 후자의 논리를 따르면, 궁극적으로 시장 경쟁의 포기로 이어진다.

탄소 가격이 미흡한 것에 더불어 경쟁 시장 자체에는 문제가 없을까? 에너지 단일 시장이 2050년의 탈탄소 전력계통에서 목표 달성에 적합하지 않을 경우, 한계 비용에 기초한 시장 설계를 재고해야 할까? 이 문제에 대한 관심이 점점 높아지고 있다.

저탄소화 기술은 선 투자된 고정비가 높지만, 문제는 시장은 본질적으로 변동성이 크다는 점에 있다. 하지만 탄소 가격이 높고 안정적인 경우에도, 저탄소 발전기가 장기적으로 불안정한 가스 가격 하에서 투자비용을 회수할 수 있는 보장은 없다. 결과적으로 시장 리스크가 증가함에 따라 자본 비용이 상당히 증가한다. 풍력과 PV의 점유율이 높은 시장에서 이들의 발전량이 과다할 경우 도매시장 가격이 떨어지기 때문에 이 문제는 더욱 심각해진다. 그러므로 에너지 단일 시장에서 탈탄소화 비용이 높아져, 탈탄소화 목표 달성을 위태롭게 할 수 있다.

이러한 투자 관련 문제에도 불구하고, 시장 참여자 증가와 함께 더욱 복잡해진 대규모 전력계통을 제대로 기능하도록 하기 위해서는 도매전력시장이 어느 때보다 더 필수적이고 필요하다는 데는 의문의 여지가 없다. 도매 전력시장은 다음과 같은 역할을 한다.

- 수백만의 분산형 자원(DR 및 저장장치를 포함)을 한 지역 관점이나 연계된 다수의 광역 관점에서 자원을 최적으로 조율한다.
- 성과 인센티브를 제공하여 운영비용을 최소화하고 전력계통이 자원을 가장 필요로 할 때 이용 가능하도록 한다.
- 다양한 자원, 특히 재생에너지 자원이 전력계통에 제공하는 상대적인 가치에 대한 투명성과 자원선택을 위한 정보를 제공한다.
- 전력계통을 혁신하도록 인센티브를 제공한다.

이상의 사항에 대한 좀 더 깊이 있는 논의는 다음과 같다.

시장이 필요한 첫 번째 이유는 많은 자원 간의 조율이 필요하기 때문이다. 탈탄소화는 자원이 더 다양해지고, 더 많은 자원이 소비지에서 더 떨어져 국지화되고 분산화 됨을 의미한다. 이 상황은 송전혼잡이 더 자주 발생하도록 한다. 전력시장이 동적인 거래를 촉진하도록 하는 것은 저탄소 전력계통 운영의 효율화와 비용 최소화를 촉진하는 가장 확실한 방법이다.

시장 메커니즘에 의한 자원의 배분이 없는 시기에는 수직 통합형의 독점 기업이 비교적 효율적으로 이 역할을 해 왔지만, 수직통합의 경우는 제어 지역에 있는 수십 개의 발전기만이 대상이 되었다. 현재는 분산형 자원의 점유율 증가와 함께 수천 또는 수백만의 분산형 자원(DR, 비상용 전원 등)에 대해서 급전해야 한다.

또한 전력계통의 규모의 편익을 거두기 위해서는 상당히 지리적으로 광범위한 규모의 시장이 필요하다. 정확하게 말하면, 북미의 ISO와 RTO의 1차 목적은 단편화된 제어 지역 간의 전력 거래를 실현하는 것이었다. 마찬가지로 유럽 권역 시장을 설립한 것은 국가 간 전력 거래를 통해 편익을 거두고자 하는 가장 중요한 하나의 목적을 위해서였다. 대규모 시장은 재생에너지의 변동성과 예측의 어려움을 완화하고, 풍량과 일조량이 풍부한 지역의 잠재력을 이끌어내며, 최소 비용으로 급전을 하고, 가능한 한 탈탄소화 비용을 낮게 유지한다. 매시간 또는 15분마다 변화하는 거래 스케줄에 매번 상응해나가기 위해서는 투명한 시장이 필수적이다.

전력시장이 필요한 두 번째 이유는 효율적으로 발전기를 운전하기 위함이다. 많은 실증 연구를 통해 시장이 효율성을 높이는 것으로 알려져 있다. 시장 참여자를 시장 가격에 노출시키는 것은 발전기와 DR자원이 시장에서 가치가 가장 높은 때에 이용 가능할 수 있도록 하는 인센티브를 제공한다. 만약 전기 요금이 높을 때 발전기가 운전 못하면 발전기의 소유자는 수입을 잃게 된다. 그러나 규제를 받는 총괄 원가 제도 하에서는 어떤 상황에서도 수익이 보장된다.

전력시장이 필요한 세 번째 이유는 전력시장이 투자 신호를 보내는 것이다. 이유는 제2장에서 자세히 언급하고 있지만 현재의 시장은 저탄소 투자에 충분한 인센티브를 주지 않는다. 그것은 전력시장에 영향을 주는 탄소 가격과 관련된 정책의 불확실성 때문이다. 그러나 저탄소 투자의 가치를 노출하기 위해서 시장은 필요하다. 풍력과 PV의 점유율이 높은 경우에도 시장에서 거둔 수익은 투자비용 회수에 필요한 총 수익의 큰 비중을 차지하며 시장에서 수익이 클수록 투자 효율은 높다.

예를 들어, 평균 도매 시장 가격은 50US\$/MWh일 때, 새로운 풍력 발전기의 평균 시장 수익은 매우 낮아 20US\$/MWh를 밑도는 경우를 가정해보자. 이것은 이미 충분한 풍력 발전기가 보급된 상태에서 새로운 풍력 발전기가 투입되어 가치가 낮아졌을 때 발전함을 의미한다. 이는 풍력과 다른 출력 양상(profile)의 저탄소 기술이 선호된다는 신호이다. 예를 들어, PV는 총괄 원가가 풍력 발전기보다 높지만 출력 패턴의 차이에 의해서 시장에서 수익은 50US\$/MWh이다. 비록 이 시장 수익만으로는 비용을 완전히 회수하지 못하더라도, 이러한 가치의 차이는 투자 판단 시에 충분히 고려되어야 한다.

마지막으로, 전력시장은 전력 부문의 혁신을 촉진하는 기능을 한다. 신규 참여자는 새로운 저탄소 기술과 수요측 기술 중에서 선택할 수 있다. 또한 시장이 없다면 업체를 독점하는 수직 통합 독점 기업은 탈탄소화 속도를 늦추어 자기 자산이 매몰되지 않도록 하려할 것이다.

시장은 혁신기술이 시장으로 최대한 진입하도록 인센티브를 제공한다. 혁신은 2050년 전력 시장이 운영되는 방식을 변화시킬 것이다. 즉 배터리가 전력을 저장하고 소비자가 공급에 따라 수요를 증감할 수 있게 되면, 가격은 더 안정되고 단순한 시장 구조로도 충분히 그 기능을 할 수 있을 것이다. 그리고 현재는 풍력과 PV가 주목을 받고 있으나, 바이오 에너지가 여러 시나리오에서 중요한 역할을 할 것이다.

도매 전력시장의 정의

전력시장은 지금까지 언급한 과제를 해결하는데 도움을 제공하며, 단기, 중기, 장기의 세 단계로 구분된다(Cramton 2015).

단기시장(분 단위에서 시간 단위까지)

단기 시장은 모든 전력시장의 토대이며, 대부분 하루전 시장과 실시간 시장으로 구성된다. 하루 전 시장에서는 다음날 매시간 단위의 전력 거래를 위해 시장 참여자는 입찰을 하고, 시장은 입찰 자료에 기초하여 시장을 청산하고 시간대별 가격을 결정한다. 발전기는 이러한 가격에 기초하여 기동되고, 그 이후 하루 동안 계속 변동되는 수급 상황에 따라 부하 조절이 이루어져야 한다. 이러한 조절은 계통운영자 혹은 발전기에 의해 이루어진다. 유럽에서는 시장 참여자는 실시간 전에 당일 시장이 있어서, 계통운영자가 수급균형 시장의 청산가격을 정하기 전, 당일시장에서 전력을 거래할 수 있다(그림 1.8). 한편, 북미에서는 계통운영자가 실시간 가격을 5분마다 계산한다.⁶⁾

그림 1.8 전력시장의 각종 구성 요소의 개관



요점: 일련의 상호 관련된 시장이 단기, 중기, 장기의 수급 균형을 잡는다.

6) 역주: 이 책의 집필 당시에는 미국에 당일(intra-day) 시장이 없었으나, PJM은 2017년 11월 당일 시장을 개설하였다.

또한 계통운영자는 발전기와 송전선의 고장 정지의 경우에도 지속적으로 전력계통의 균형을 맞추기 위해 충분한 유연성을 확보해야 한다. 계통운영자는 주파수를 회복하기 위해 운영예비력을 포함한 여러 종류의 계통운영 보조서비스(Ancillary Service, AS)를 조달한다. 명칭은 시장마다 다르지만 운영예비력은 일반적으로 주파수 응답 예비력 또는 1차 예비력, 순동, 대체 예비력을 포함한다. 이러한 예비력은 전력계통에 사고가 발생하면 매 순간 수급조정을 위해 사용된다. 예비력은 일반적으로 총 비용에서 차지하는 비중은 작다(그림 1.9 참조). 수급균형 서비스에 대한 정확한 정의는 복잡하며 나라마다 다르다.

단기 시장 가격은 발전기의 위치와 수요의 위치에 따라 달라진다는 점에서, 위치 차원을 가진다고 할 수 있다. 미국은 지점별 한계 가격을 채택하고, 유럽에서 전력 가격은 대부분 국경으로 설정되는 큰 영역 내에서 균일하다. 송전 혼잡과 송전 손실이 없는 전력계통에서는 위치가 달라도 가격이 동일하지만, 송전 혼잡이나 송전 손실을 고려하면 가격은 위치에 따라 다르다. 가격의 위치 차원은 송배전망의 각기 다른 지점의 한계비용에 기초하여 수요와 공급에 대한 신호를 제공한다.

단기 시장은 전력계통의 유연성을 유인하는데 있어서 중요한 역할을 하며, 그 설계의 세부 내용에 따라 재생에너지의 통합 범위에 영향을 미친다. 또한 단기 시장은 광역에 걸친 전력계통들을 통합하는데 필수적이다. 단기 시장 가격은 중장기적인 가격에 대한 참조가격이 되며, 단기적, 그리고 장기적으로 시장 참여자에게 동기를 부여한다.

전압 조정, 광역 정전 복구를 위한 자체기동 설비, 1차 주파수 조정 예비력 등의 특정 기술적 계통운영 보조서비스에 대해서는 양적 측면에서 상대적으로 중요도가 낮은 점과 그 복잡성과 다양성을 고려하여 이 책에서는 언급하지 않겠다.

중기 시장(월 단위에서 3년)

중기 시장에서는 소비자들이 가격 위험을 잘 관리할 수 있다. 잘 작동하는 시장에서는 몇 달에서 3~4년 전에 대부분의 에너지가 거래된다. 중기적인 시장은 선물이나 선도의 표준화된 상품을 공식적이고 조직화된 시장에서 장외 거래하거나, 비공식적인 시장에서 거래자 또는 소매

사업자간에 임의로 합의된 규모나 조건으로 거래된다. 유럽 유동성 시장에서 에너지의 약 90%는 중기 시장에서 거래된다. 단기 시장은 계약은 했지만 소비되지 않는 중기시장의 가격과 사전에 계약하지 않았지만 사용하기 위해 구매하는 현물 시장 간의 가격 차이를 해소하여 두 가격을 수렴하도록 하는 필수적인 역할을 한다.

장기투자시장 (3년~25년)

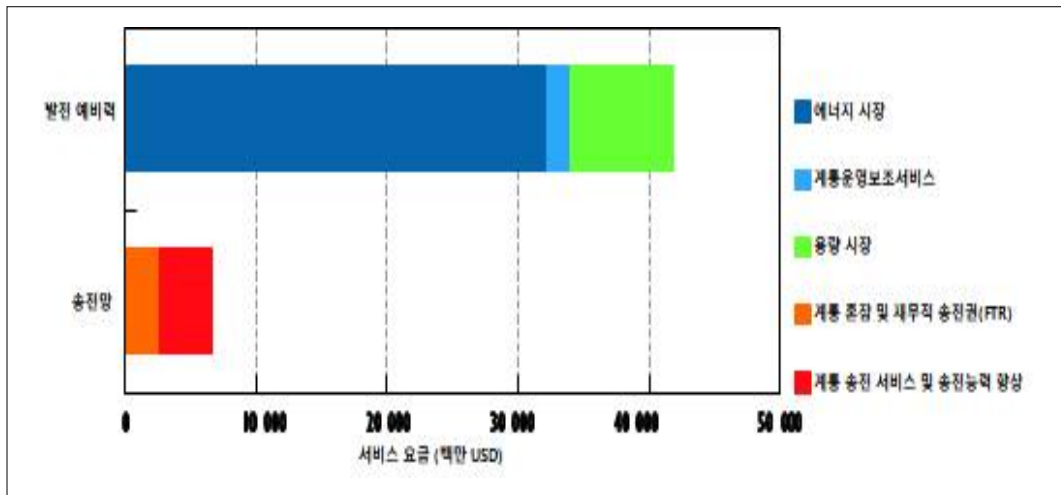
장기 투자는 3년을 초과하여 운영하는 장기 자산에 대한 의사 결정이 포함된다. 장기 투자자를 위해서는 장기 수요 성장, 전원 믹스의 변화, 연료 가격 등 시장 가격에 영향을 미칠 수 있는 모든 요소에 대한 장기 예측을 해야 한다.

장기 시장에는 두 종류가 있다. 첫째는 용량 시장이며, 둘째는 사전에 정한 가격으로 에너지를 거래하는 장기 계약 시장이다.

용량 시장은 전형적으로 3~4년 전에 계통운영자가 필요한 용량(MW)을 구매하거나 소매 사업자에게 용량 의무를 부과하는 메커니즘이다. 용량 입찰에는 다양한 자원, 즉 발전기는 물론 수요반응(DR), 때로는 에너지저장장치나 송전선 증설 용량 등이 참여하여 공급할 용량 가격을 입찰한다. PJM의 용량 시장은 발전 사업자의 수익의 약 20~30%를 차지하며(그림 1.9), 용량은 실제로 전력을 생산함을 의미하지 않고 다만 요구되는 경우에 가용할 수 있음을 의미한다.

전력의 장기 공급 계약은 전력 구매 계약(PPA: Power Purchase Agreement) 또는 고정가격 매입제도(FIT)가 있다. 계약 기간은 원자력 발전기와 같은 장기 투자에 대해서는 10~35년 정도이다. 이런 계약은 전력회사와 독립발전 사업자(IPP: Independent Power Producer) 간 쌍방계약의 형태를 띠기도 한다. 그러나 신규 투자를 촉진하기 위한 목적으로 의무를 부과하거나 규제가격의 형태로 정부의 개입이 흔하게 발생한다. 이러한 장기 계약은 경매와 같은 조달 절차의 결과에 따라 체결할 수 있다.

그림 1.9 PJM의 전력 공급 비용의 내역



요정: 발전 사업자는 주로 에너지 시장과 (용량 시장이 존재하는 경우) 용량 시장에서 대부분의 수익을 얻는다.

규제

규제 영역에는 주로 송전망과 배전망이 해당된다. 발전 사업자와 소비자가 지불하는 송배전망의 사용 요금은 경제적 규제의 대상이자 투자 수익률 등의 모든 합리적인 비용의 회수 방안이다. 규제된 요금은 접속요금, 계획과 계통 투자를 포함한다.

규제 기관은 일반적으로 단기 및 장기 시장에 대한 시장 규칙을 승인한다. 수급 균형과 보조 서비스를 위한 기술적 규칙을 세세하게 정함으로써 피규제 사업의 비용을 증가시킬 수 있고, 이 사업의 보수는 규제기관의 승인을 받아야 한다. 예를 들면, 용량 시장의 도입은 자발적으로 이루어진 것이 아니라, 법률 또는 행정 명령에 따라 정부나 규제 기관에 의해서 결정된다. 또한 규제 기관은 다양한 시장에서 시장 지배력을 완화한다.

또한 장기 계약의 가격은 일반적으로 새로운 투자를 확보하기 위해 규제되고, 적용된 기술의 투자비용에 따라 정해진다. 현재까지 재생에너지의 요구 사항을 충족하기 위해 계약된 고정 가격 매입 제도나 전력 구매 계약과 같은 장기 가격은 시장 가격보다 높게 설정되었다. 이러한 추가 비용은 규제 기관에 의해 계산되어 부가금의 형태로 최종 소비자에게 전가된다.

소매시장

소매 시장에서 소비자가 지불하는 요금은 지금까지 설명한 시장과 규제 활동에서 발생하는 모든 비용을 포함한다. 이 요금은 에너지 비용, 용량요금, 송배전망 비용, 다양한 요구 사항에 따른 비용 그리고 특히 재생에너지에 대한 세금 등을 포함한다. 대규모 산업 수요를 제외하고 일반소비자는 전력시장에 직접 참여하지는 않고, 소매 사업자로부터 필요한 전력을 구매한다. 매우 소수의 소비자만이 단기 시장에서 가격 변동에 노출된다. 소매 사업자는 일반적으로 단순한 가격 구조의 소매 요금 체계를 제공한다.

유럽, 호주, 미국의 일부 주에서는 소매 시장의 자유 경쟁을 도입하였다. 이 제도 하에서 소매 사업자는 경쟁을 통해 전력을 소비자에게 공급하고, 최종 소비자가 선택할 수 있는 다양한 요금 제도를 제공한다. 요금제도는 전력의 속성(예를 들면, 재생에너지인지 아닌지 등), 평균 가격, 요금 구조와 시간대 등에 따라 다양하게 제공된다. 또한 일부 소매 사업자는 에너지 소비를 관리해주거나 더 나아가 상계 계량(behind the meter)으로 처리되는 전기를 생산하거나 저장하는 서비스들을 통합하여 제공하기도 한다.

저탄소 정책과 전력시장의 상호 작용

저탄소 전력계통으로 전환하는 것은 시장 설계 및 규제 체계에 큰 도전을 야기한다. 탄소 시장이 도입되면 단기 및 중기 시장 가격에 그리고 어느 정도는 장기계약 가격에 반영된다. 그러나 정부는 동시에 에너지 절약, 재생에너지, 그리고 경우에 따라서는 원자력 발전과 CCS도 추진하고 있으며, 정책의 다각화는 이미 복잡한 시장들을 더욱 복잡하게 한다.

저탄소 정책과 전력시장 설계의 상호 관계는 의도하지 않은 결과를 가져올 수 있다. 탄소 가격이 전력시장에서 가격을 상승시키는 한편, 재생에너지 정책과 에너지 절약 정책이 전력시장 가격을 하락시키는 상반된 효과를 초래하고 있다. 이로 인해서 전력시장은 투자자가 원자력 발전이나 CCS 심지어 재생에너지에도 투자할 인센티브를 제공하기 어렵게 만든다.

마찬가지로, 재생에너지의 증가는 저탄소 발전을 증가시키고, 유럽에서 배출한도를 준수하기 쉽게 함으로써 탄소 가격을 하락시킬 가능성이 있다. 따라서 전력시장은 저렴한 화력 발전기를

우선 급전하고, 탄소 배출은 적지만 더 비싼 가스 화력 발전기를 도태시킬 가능성이 있다. 이는 재생에너지가 성장해도 CO2 배출량을 줄일 수 없다는 모순이 발생하게 된다. EU의 배출권 거래 제도에서 탄소 가격의 붕괴는 경제 위기와 국제적인 온실가스 배출 감축 사업을 통해 벌어들인 배출권의 유입이 늘어난 결과로 초래되었다. 탄소 시장 설계를 통해서 이러한 문제를 해결할 수 있다. 즉 EU ETS에서 시장 안정화 준비제도(MST: Market Stability Reserve)를⁷⁾ 채택한 것은 외부 요인이나 정책들의 상호 작용에 의해 야기된 위험에 대해 탄소 시장을 안정화시키는 것을 목표로 하고 있다.

재생에너지 지원 정책은 재생에너지의 도입에 성공하였지만, 여러 국가에서 재생에너지는 전기 요금을 크게 증가시켰다. 풍력과 PV의 급속한 보급은 기존 화력 발전의 퇴출을 초래하여 결과적으로 재생에너지가 최대 수요를 충족하는 공급자원으로서 제한적으로만 기여하였다. 제2장과 제4장에서 설명하고 있는 바와 같이 이 사실은 용량 시장의 도입을 정당화하는 이유 중 하나가 되고 있다.

반대로, 용량 시장은 다양한 정책 수단 간에 부정합을 보여주는 또 다른 예이다. 전문가의 분석에 의하면, 용량 시장의 도입은 석탄 화력의 발전량을 감축해야 하는 상황에서, 석탄 화력 발전기가 잔류할 수 있도록 추가적인 수익을 제공하는 역설적인 상황을 초래한다는 것이다. 이 결과 석탄 화력 발전기는 생존이 가능하며, 발전기를 더 오랫동안 가동할 수 있어서 그 만큼 CO2를 더 배출하여 미래의 탄소가격을 상승시킨다. 용량에 대한 보상 메커니즘은 CO2의 배출량을 감소하기 위한 목적은 아니지만, 다양한 목적을 성취하기 위한 정치적 산물이다.

다양한 정책들은 상호작용을 하고, 때로는 의도하지 않는 방향으로 영향을 미쳐 전력부문이 지향하는 변혁에 항상 부합하는 것은 아니라는 점은 분명하다(OECD, 2015).

7) 역주: 시장 안정화 준비제도(MST: Market Stability Reserve)는 배출권 거래시장에서 유통되는 배출권량이 일정 수 미만일 때는 비축량을 풀어서 시장에 투입하고, 일정 수 이상일 때는 배출권을 흡수하여 거래가격의 안정화를 목표로 하고 있으며, 2019년부터 발효될 예정이다.

| 참고문헌 |

Andrews-Speed P. (2013), “Reform Postponed: The Evolution of China’ s Electricity Markets” in Sioshansi P. Ed., Evolution of Global Electricity Markets, Elsevier.

Borenstein (2014), “The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring” , <https://ei.haas.berkeley.edu/research/papers/WP252.pdf>.

Cobb J. (2015), "One Million Global Plug-In Sales Milestone Reached".
HybridCars.com
www.hybridcars.com/one-million-global-plug-in-sales-milestone-reached/.

Cramton P. (2015), Market Design in Energy and Communications
www.cramton.umd.edu/papers20152019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf.

Davis L. W. and Wolfram, C. (2012), "Deregulation, Consolidation, and Efficiency: Evidence from U.S. Nuclear Power", American Economic Journal: Applied Economics,
Vol. 4, No. 4.

DECC (Department of Energy and Climate Change) (2014), “Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales” , DECC, United Kingdom,
www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/357217/implementing_emissions_performance_standard.pdf.

EIA (Energy Information Administration) (EIA)(2014), Annual Energy Outlook for 2014, EIA, United States.

The Financial Times (FT) (2014), “Lobbyist’ s take on renewables causes it to lose friends”, www.ft.com/intl/cms/s/0/9b05ad2a-5ab0-11e4-b449-00144feab7de.html#axzz3qLtGE1dY

German Energy Blog (2015), “Climate Reserve Agreement on Closing 2.7 GW of German Lignite Fired Power Stations – Expected Closure Costs EUR 1.61 Billion” , www.germanenergyblog.de/?p=19505.

Glachant, J.-M. (2010), “The achievement of the EU electricity internal market through market coupling” , European University Institute, EUI Working Paper RSCAS 2010/87.

Glachant, J.-M. and F. Lévêque (eds.) (2009), Electricity reform in Europe, Edward Elgar.

IEA (International Energy Agency) (2015a) World Energy Outlook (WEO) Special Report, Energy and Climate Change 2015, OECD/IEA, Paris.

IEA (2015b), Energy Technology Perspectives, OECD/IEA, Paris.

IEA (2015c), Electricity Information
www.iea.org/publications/freepublications/publication/Electricitytrends.pdf.

IEA (2015d), World Energy Outlook 2015, IEA/OECD, Paris.

IEA (2014a) Energy policy of IEA countries – the European Union, OECD/IEA, Paris, www.iea.org/bookshop/486-Energy_Policies_of_IEA_Countries_-_The_European_Union.

IEA (2014b), World Energy Outlook2014, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014c), Seamless Power Markets: Regional Integration of Electricity Markets in

IEA Member Countries, Insights paper, OECD/IEA, Paris,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/SEAMLESSPOWERMARKETS.pdf.

IEA (2013), The Global EV Outlook, OECD/IEA, Paris,
www.iea.org/publications/globalevoutlook_2013.pdf.

IEA (2011), Deploying renewables, OECD/IEA, Paris.

IEA/NEA (Nuclear Energy Agency) (2015), The Projected Cost of Generating Electricity, OECD Publishing, Paris,
www.iea.org/bookshop/711-Projected_Costs_of_Generating_Electricity.

Joskow, Paul L. (2001), “California's Electricity Crisis” , Oxford Review of Economic Policy, Oxford University Press, Vol. 17, No. 3.

Joskow P. J. (2007), “Lessons learned from electricity market liberalisation” ,
<http://economics.mit.edu/files/2093>.

Newbery, D.M. (2012), “Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets, Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 1, No. 1, pp 69–82.

OECD (2015), Aligning Policies for the Transition for a Low-Carbon Economy, OECD publishing, Paris.

PJM (2015), Annual report 2014 – Financial report, PJM,
<http://www.pjm.com/~media/aboutpjm/newsroom/annual-reports/2014-financial-report.ashx>.

Pinguelli Rosa L. et al. (2013), “The Evolution of Brazilian Electricity Market” , in Sioshansi P. Ed., Evolution of Global Electricity Markets, Elsevier.

REEEP (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership) (2013), “Policy Database 2012–2013” , www.reeep.org/policy-database.

Sen A. and T. Jamasb (2013), “Not Seeing the Wood for the Trees? Electricity Market Reform in India” , in Sioshansi P. Ed., Evolution of Global Electricity Markets, Elsevier.

Sioshansi F. P. (ed.), (2013), Evolution of Global Electricity Markets, Elsevier.

The Economist (2013), “How to lose half a trillion euros” , www.economist.com/news/briefing/21587782europes-electricity-providers-face-existential-threat-how-lose-half-trillion-euros.

제2장 저탄소 발전에 투자

요약

- 저탄소 발전에 대한 신규 투자를 유치하기 위해 높은 탄소 가격의 도입이 필요하며, 이는 기후 변화의 외부성을 내부화하는 효율적인 방안이다. 그러나 정부가 알아야 할 것은 이러한 노력은 시간이 오래 걸릴 가능성이 높고 잠재적인 투자자에게 시장위험의 인식을 높인다는 것이다.
- 2050년까지, 탄소 가격을 포함한 에너지 가격에 의존하는 에너지 단일 시장은 일부 시나리오 하에서 저탄소 전력계통으로 전환을 추진하는 동력이 될 수 있다. 이는 탄소가격과 가스 가격에 기초한 도매 시장 가격이 보조금을 포함한 저탄소 투자비용을 회수할 만큼 상승하거나, 수요반응이 지속적으로 발전하고 에너지 저장비용이 내려가는⁸⁾ 경우에 가능해질 수 있다.
- 다른 시나리오들은 기본적인 방법으로 에너지 단일 시장 설계에 도전한다. 예를 들어, 풍력 발전과 태양광 발전의 점유율이 매우 높은 시나리오의 경우, 도매 시장 가격이 하락해 높은 투자비를 회수하기 어렵게 만든다. 유사하게, 분산 전원이 신규 투자를 주도하는 경우는 소매 시장 가격의 역할도 현저하게 증가할 것이다.
- 어떤 경우에도 시장은 시장 가격을 통해 다양한 저탄소 기술의 상대적인 가치에 대해 매우 중요한 가치평가 과정을 제공할 수 있다. 저탄소 발전은 그 수익의 상당 부분을 시장에서 얻을 수 있다. 저탄소 발전을 시장에 완전히 통합함으로써 저탄소 프로젝트가 전력계통에 대한 자신의 가치를 극대화하도록 하는 인센티브를 제공할 수 있다.
- 그러나 전력시장에서 수익만으로는 필요한 속도와 규모로 저탄소 투자가 실현되지 않을 가능성이 있다. 현재 유럽과 북미의 도매 전력 가격은 30~50US\$/MWh의 범위에 있다. 현재 도매 전력 가격은 투자비용을 회수하기에 너무 낮고, 급격한 저탄소 투자로 인해 설비 과잉 기간이 장기화되면, 대부분의 전환 기간 동안 낮은 상태로 유지될 우려가 높다.
- 저탄소 발전으로 전환기에 장기적인 구도를 위해 정부의 개입이 필요하다. 저탄소 투자는 자본 집약적이며 비용 구조는 탄소 가격 위험과 화석 연료 가격 위험이 존재하기 때문에,

단기 한계 비용과는 잘 어울리지 않는다. 이에 비해 장기적인 구도는 미래에 대한 예측 가능성을 주고, 투자자의 위험을 완화해 자금 조달 비용을 낮게 유지할 수 있다. 이러한 구도는 발전 기술별로 차별화해야 할 것이다.

- 예를 들면, 탄소가격을 높여 조정되는 시장 프리미엄의 형태로 지원을 제공하는 것은 시장 가격 위험을 완화하면서 저탄소 투자를 시장에 통합하는데 기여할 것이다.
- 시장가격에 추가로 지원해야 할 보조금 수준을 결정하는데 경매 제도를 도입할 수 있다. 경매 제도는 비용에 대한 정보와 시장 예측의 비대칭을 완화할 수 있다.

저탄소 발전기 건설에 자본을 유치하는 것은 투자자에게는 저탄소 전환과 관련된 정책과 기술에 대해 ‘내기’ (making a bet)하도록 하는 것과 같다. 저탄소 발전기에 대한 일부 투자는 탄소 배출 감축 목표와는 상관없이 순전히 비용 경쟁에 따라 이루어진다. 그러나 비용 경쟁으로 투자가 부족할 경우에는 현재는 정책 당국과 규제 기관은 저탄소 투자를 촉진하고, ‘내기’를 장려하기 위해 두 가지 접근법을 채택하고 있다. 첫 번째는 화석연료 발전에 대해 탄소배출 규제를 부과하며, 이는 탄소가격에 한정되지는 않는다. 두 번째는 장기전력 구매계약(PPA)을 포함한 다양한 형태의 우대 제도이다.

전력 부문을 탈탄소화하기 위한 정책의 개시 초기에 많은 정책 입안자는 탈탄소화를 보장하기 위해 높은 탄소 가격 도입에 초점을 맞췄다. 이 전략은 기후 변화의 외부성을 교정한다는 교과서적인 시각에서 따라 도입되었으며, 탄소세나 캡 & 트레이드 방식의 배출권 시장 형태가 있다. 이러한 방안은 2003년에 유럽 연합(EU), 2008년부터 미국의 일부와 캐나다, 2015년 1월부터는 한국에도 도입되었고, 2016년부터 2020년의 제13차 5개년 계획의 일환으로 국영 탄소 시장이 중국에도 도입되었다(World Bank, 2015). 이론적으로는 탄소 가격의 신호를 강화하고 그 적용을 확대함으로써 미래 저탄소 발전에 대한 투자를 장려해 2050년 목표 달성을 충분히 가능하게 할 것으로 생각된다. 그러나 이 방안은 도매전력 가격을 매우 높이는 동시에 불안정하게 할 수 있어, 탄소 가격 제도는 여러 나라에서 정치적으로 도전적인 것이라고 입증되었다.

사실, 새로운 저탄소화 기술(풍력, 태양광, 바이오매스 발전 등)에 대한 최근 투자는 탄소 가격뿐만 아니라 일반적으로 저탄소화 기술 도입을 촉진하기 위한 고정가격 매입 방식과 같은 PPA 형태의 추가적인 우대를 받고 있다. 이러한 장기 계약의 대부분은 어떤 형태로든 정부에

8)역주: 역설적으로 들리지만, 수요반응이나 저장비용이 내려가면 재생에너지를 효과적으로 쓸 수 있어서 시장가격의 지나친 하락을 방지할 수 있기에 가능해진다.

의해 지원되고 있다. 이러한 계약은 종종 저탄소 투자에 보조금을 줄뿐 아니라 전력시장의 위험으로부터 투자자를 보호한다. 2014년 수력 발전 이외의 재생에너지는 OECD 국가의 발전 전력량의 6.3%에 달했다.

이 모델은 수직 독점 전력 회사가 직접 자금을 조달하여 건설한 원자력 발전기나 수력 발전기로 구성된 과거 저탄소 발전 믹스와는 상당히 다르다. 원자력이나 수력 발전기는 결국 폐지되기 때문에 새로운 저탄소 전원의 도입이 필요해진다. 특히 노후화된 원자력 발전기를 다른 설비로 대체하지 않거나 수명기간 이전에 폐지하기로 한 국가에서는 더욱 필요하다. 최근 원자력과 수력 발전은 OECD 국가의 총 발전량의 약 1/3을 차지하고 있으며(2014년 기준 31.9%), 원자력 발전만으로 2014년에는 약 18.4%로(2005년 22.4%에서 감소), 수력을 제외한 재생에너지의 발전량의 3배이다.

또한 지난 10년 동안 유럽의 경험은 에너지 정책과 경제 전반의 상호 작용에서 발생한 많은 이외의 결과로 대표될 수 있다. 이는 기후정책을 둘러싼 불확실성을 더욱 가중시킨다. 유럽에서 전통적인 전력 회사의 경영자들은 전력 부문은 ‘투자 부적격’이며(Magritte Group, 2015), 현재 정책 틀은 신규 저탄소 투자를 EU 로드맵 시나리오 하에서 예견되는 규모로 실현하기에 충분한 인센티브를 제공할 것 같지는 않다고 말한다.

그 결과 탄소 가격 접근법과 장기 PPA 접근법 사이에서 눈에 띈 긴장이 나타나고 있다. 이해관계자 입장에서 보면, 주로 우대 PPA를 통해서 저탄소 투자를 촉진하려고 하면 시장을 양분시킬 수 있다. 즉 저탄소 발전에 대한 규제 시장과 기존 발전에 대한 경쟁시장으로 분리될 수 있다. 한편, 탄소 가격 ‘일변도’의 기후변화 정책으로는 불충분하다는 주장도 있는데, 그 이유는 기존 정책의 목적은 기후 목표 외의 다른 목표도 달성해야 하며, 높은 탄소 가격은 정치적으로 부담이 되기 때문이다.

이 장에서는 이러한 상황 하에서 탈탄소 발전의 투자 요구와 관련된 시장 설계에 관해 간단히 논의한다. 먼저 제2.1절에서는 최종 목표, 즉 2040년 또는 2050년에 탈탄소화된 전력 부문을 구성하는 기술 종류와 이들 각각의 기술이 시장 기능에 대해 갖는 의미를 생각한다. 다음 제2.2절에서는 전환 기간 동안 저탄소 발전에 대한 투자 감소를 야기한 다양한 시장과 규제 실패에 대해 논의한다. 이후 제2.3절에서는 야심찬 탈탄소화를 비효율적인 ‘영 금엄금 기다가 전력질주’ 하는 식이 아닌 꾸준한 ‘보행 속도’로 달성하기 위해서는 정부의 개입이 필요하다는 점을 결론으로 제시하고, 다양한 실현 수단과 그것의 장단점을 설명한다.

2.1. 전력시장 설계와 저탄소 전력의 정합: 무엇을 목표로 할까?

탈탄소화에 대한 투자를 촉진할 수 있는 전력시장 설계는 다면적인 과제이다. 핵심 목표는 외부성에 대한 가격 설정, 자본 집약적인 기술 투자를 가능하게 하는 보상 제공, 기존 고탄소 발전의 단점 극복, 또한 유연성 자원에 대한 충분한 투자를 촉진하면서 운영 효율성의 확보 등이다.

탈탄소 전력계통을 촉진할 수 있는 전력시장을 설계할 때 이러한 과제의 두 가지 요소를 구별할 필요가 있다.

- 첫째는 미래 완전히 탈탄소화된 전력계통의 최종 전원 믹스는 어떤 모습일까라는 질문이다. 이는 저탄소 전력계통에서 어떤 기술을 사용할 수 있는지를 중심으로 논의한다. 이는 현재 모두 개발이 진행 중인 후보 기술인, 재생에너지, 원자력 발전, 탄소포집 저장(CCS), 전력 저장장치, DR의 상대적인 가치와 비용에 대해서 고려해야 한다.
- 두 번째 요소는 첫 번째 요소와 연관되어, 전력시장 설계의 현재 패러다임이 미래의 상황에서 어느 정도까지 유효할까하는 문제이다.

이 점에 대해 자주 논의되는 문제는 단기 한계 비용에 따른 가격으로는 기술에 대한 비용이 필요로 하는 높은 수준의 자본 지출을 충당할 수 없다는 것이다. 이것은 탈탄소의 정도에 관계 없이 모든 시나리오의 특징이다. 이것은 진정한 도전인가? 아니면 오해인가?

저탄소 시장의 설계와 기술의 선택

전력은 다른 상품과 달리 기존 전력계통 설계를 형성하는 현저한 3가지 특징이 있다. 첫째, 전력 수요는 변동성이 높고 단기적으로는 가격 탄력성이 낮다. 둘째, 전력계통의 품질(주파수 등)을 유지하기 위해 실시간 전력수급의 균형이 유지된 전력망을 통해서만 전력을 수송할 수 있다. 셋째, 전력 에너지는 현재 합리적인 비용으로 대량으로 저장할 수 없다. 이러한 결과 도매 전력시장의 가격은 변동성이 높고, 전력 거래는 송배전망의 물리적 요건에 의해 제약을 받는다.

2050년 이들 제약의 대부분은 기술 진보에 의해서 극복될 가능성이 있다. 첫째, 축전 기술은 몇 초에서 몇 시간의 단기 이용과 PV에게 핵심인 낮에 저장하고 밤에 방전하는 주야간 이용의

양 측면에서 발전하고 있다. 수일의 기상 패턴과 계절 주기에 대응하는 장기 에너지 저장 기술도 연구되고 있다. 단기 축전지에 대한 막대한 투자는 전기 자동차, PV와 모바일 정보기술(IT)의 적용을 통한 시너지로 인해서 탄력을 받고 있다. 저장 기술은 실시간 전력의 공급과 수요의 균형의 필요성을 배제하는 하는 것은 아니지만, 첨두부하 및 중간 부하 전원을 크게 줄일 수 있어, 자본 집약적인 전원 설비를 보다 효율적으로 활용할 수 있도록 해준다. 더 과감한 시나리오에서는 저장 기술이 발전 믹스에 큰 영향을 미쳐 출력이 변동하는 전원이 훨씬 높은 비율로 보급되는 것을 가능하게 해준다.

둘째, 대규모 산업용 수요에 어느 정도 유연성을 제공하는 DR 기술은 이미 성숙한 기술이다. 비용이 지속적으로 감소하면서 폭발적인 능력을 가진 IT 덕택에 규모는 더 크지만 훨씬 파편화된 업무용과 가정용 부문으로 확대가 가능해지고 있다.

축전과 마찬가지로, DR은 첨두 및 중간 부하를 담당하는 발전기를 줄일 수 있으며, 기저 부하 발전기의 발전 시간대에 수요를 증가시킴으로써 발전설비의 과잉을 완화할 수 있다. 축전 및 수요반응 기술은 수십 년 동안 전력부문의 '성배(holly grail)'였으나, 기술의 진보는 이를 현실로 만들어 줄 가능성을 보여주고 있다.

공급 측면에서는, 다양한 저탄소 발전 기술을 사용할 수 있다. 저탄소로 전환과 현재 기술 진보의 과정을 고려할 때, 미래 전력산업은 출력이 변동하는 재생에너지(VRE)가 전력생산의 큰 비중을 차지할 가능성이 농후하다. 그러나 VRE 발전의 변동성을 보완하는 원자력 발전과 CCS의 상대적인 역할은 불투명하다. 이러한 모든 대안은 적어도 저렴한 비용을 확보해야 하는 점을 포함하여 기술 개발의 불확실성이 있으며, 또한 사회적 수용성이나 소비자의 선택에 관한 의문도 있다.

이용 가능한 기술을 제한하면, 시장설계에 있어서 합리적인 가정을 설정하는 것이 갑자기 복잡해진다. 원자력 발전이 받아들여지지 않을 경우, 또한 CCS에 의한 CO₂를 저장할 저장소가 없을 경우, 바이오매스 발전을 지속 가능한 방법으로 이용함에 있어 제약이 있는 경우에는, 다른 대안은 배제되고 풍력과 PV가 해결책이 될 수 있다. 여러 연구에서 보듯이 재생에너지로 전력수요를 100% 충당하는 것이 기술적으로는 가능하다는 결론이지만, 이러한 시나리오는 DR과 에너지 저장이 없는 VRE를 상정하지는 않는다. 발전량을 저장할 수 없는 저 한계비용 발전기(공급 측에 에너지가 저장되지 않는 VRE)만이 단기 현물시장 입찰에 참여하게 되는 시나리오에서는 경쟁 시장 환경에서 비용을 충분히 회수할 정도의 수익을 얻을 수 없다.

향후 기술의 가용성과 수용성에 관한 불확실성이 장기적인 시장설계에 대한 논의를 압도한다. 가능성을 고려한 다양한 미래는 그림 2.1에 두 축의 매트릭스로 나타낸 네 가지 기술적인 발전으로 대표될 수 있다. 가로축은 이용 가능한 저탄소 발전 기술의 수를 나타내며, 수력, 풍력, PV뿐만 아니라 바이오매스, 원자력, CCS도 포함된다. 세로축은 수요와 저장 기술에 의한 유연성을 높여주는 기술 개발의 정도를 나타낸다. 현재 이러한 기술 수준은 비교적 낮지만 향후 수십 년에 걸쳐 발전이 기대된다.

그림 2.1 시장과 기술의 매트릭스



이 매트릭스는 시장 설계에 있어서의 네 가지의 ‘가능한 미래’를 나타낸다.

- ‘공급 다변화’는 가용한 저탄소 기술의 비용 구조가 상이한데 기인한다. 다양한 공급기술의 단위 투자비는 현재 기술보다 일반적으로 높지만, 이론상으로 기존 시장 제도는 높은 탄소 가격이 안정적으로 유지된다면 잘 작동할 수 있을 것이다. 이렇게 하면 탄소를 감축하지 않는 가스 발전이 생존 가능하여, 탄소배출이 낮기는 하지만 제로는 아닌 배출 상태로 귀결된다.
- ‘한정된 기술’은 수요반응과 전력 저장 기술의 유연성은 제한적인 상황에서, 풍력과 PV(VRE 발전)가 지배적으로 주도하고, 몇몇 국가에서는 원자력 발전을 폐지하기로 결정했지만, CCS는 상업용 규모로 실용화되지 않은 상태를 상정한다. 이 경우 탈탄소화는 설비용량이 첨두 수요보다 훨씬 많아서, 거의 모든 시간대에서 낮은 한계비용의 발전기가 시장가격을 결정하는 상황을 의미한다. 이 시나리오 하에서, 한계 비용에 의한 시장 가격의 결정은 투자비용을 충분히 회수하기 어려울 것이다. 그러나 이는 제어 가능하고 기저 부하 전원이 되는 재생에너지, 즉, 수력, 지열 발전, 바이오매스 발전에 대한 혁신과 투자를 유도하는 압력으로 작용할 것으로 기대된다.
- ‘VRE + 유연성’은 VRE와 유연성 높은 저장 기술과 수요 반응의 조합을 나타낸다.

이 조합은 비교적 장기간 전력을 저장할 수 있다. 이 시나리오에서는 높은 유연성이 전력 가격의 변동을 평활화하지만 시간대별 시장 가격의 차이는 저장 기술과 수요반응에 대한 투자를 촉발하는데 여전히 중요한 역할을 할 것이다.

- ‘상품’은 다양한 기술이 상용화되고, 전력의 저장은 가능하고, 수요는 전력의 공급에 따라 조절이 가능한 상태의 미래를 의미한다. 간헐성 자원, 기저 전원을 막론하고 제약 없이 최대 출력으로 발전할 수 있다. 이에 따라 전력시장은 다른 상품시장(가스 등)과 훨씬 흡사하게 되어, 시장 가격은 며칠 또는 몇 개월 단위에서는 변동성이 훨씬 줄어든다.

이러한 가능한 미래 중에서, ‘한정된 기술’에서 ‘VRE + 유연성’ 또는 ‘공급 다변화’로 전환함으로써 이용 가능한 기술의 포트폴리오를 확대하게 되는 이점은 분명하다. 이러한 이용 가능한 기술의 선택은 에너지 저장과 수요반응의 정도에 따라 결정적인 영향을 받는다. 저장 기술의 비용이 현저하게 낮아지고, 수요가 가격에 더 잘 반응하면 ‘상품’ 시나리오의 실현 가능성은 더 높아진다. 만약 풍력과 PV의 출력을 경제적으로 저장할 수 있으면, CCS를 갖춘 전원이나 원자력 발전 등 24시간 언제든지 발전할 수 있는 전원의 출력을 저장하는 것도 용이하게 된다. 이 ‘상품’ 시나리오에서는 전력의 수요와 공급의 변동을 서로 일치시키기 위한 비용이 전력시장 가격의 변동성을 충분히 완화할 수 있을 정도로 낮아져야 한다.

현재 수력 발전이 지배적인 전력계통은 ‘상품’ 시나리오 하에서 전력계통이 어떻게 작동할 것인가에 대한 흥미로운 통찰을 제공한다. 예를 들어, 브라질에서는 수력 발전이 1~2 주간의 시장 가격을 매우 안정된 상태로 유지시킬 수 있다. 저수지의 수량이 충분하지 않으면, 가스 화력을 가동해야 한다. 이 가스 발전기가 수력의 기회비용을 결정한다. 단기 전기 요금의 변동은 완전히 없어지지는 않지만 현저하게 감소된다. 그러나 최근 브라질에서는 계속된 가뭄 때문에 이 모델은 어려운 상황에 봉착하였다. 이러한 상황은 2℃ 시나리오에서 조차, 심각해진 기후 변화의 결과로 세계 일부 지역에서 자주 발생하게 될 것으로 생각된다. 수력 발전이 지배적인 전력계통의 다른 예는 캐나다와 노르웨이에서 나타난다. 이들 전력계통의 사례는 계절과 연간에 걸친 공급 측면의 변동성을 부각시킨다. 수력의 연간 변동성이 풍력이나 태양광보다 더 크다.

요약하면, 2050년의 저탄소 전력시장 설계는 중요한 기술을 사용할 수 있는지 여부에 달려있다. 더 많은 VRE 자원이 전력계통에 통합됨에 따라 신규 투자비용을 회수하기 위한 한계 비용에 의한 가격 설정에 기반을 둔 시장의 기능은 점점 더 중요한 도전이 되고, 이 기능의 실현은 DR과 에너지 저장기술 진보에 의존할 것이다.

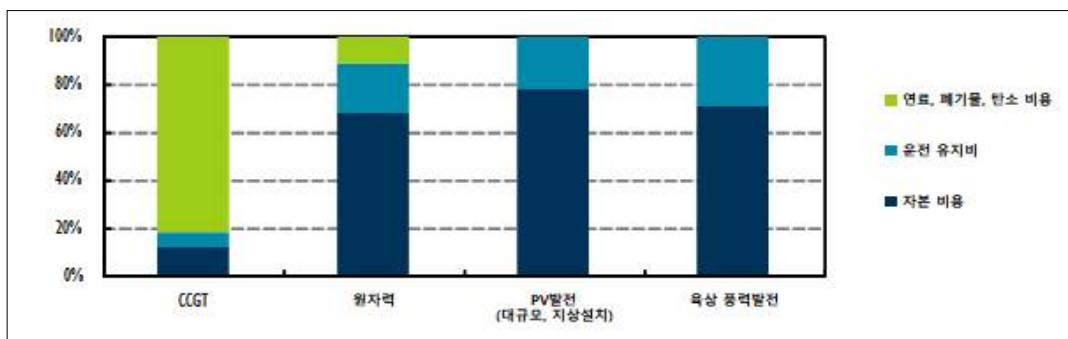
자본 집약적인 투자: 인프라에 대한 자본조달을 둘러싼 수수께끼

오늘날 저탄소 발전 기술은 균등화발전원가에서 투자비가 차지하는 비율이 가스 화력 발전기보다 보통 2~5배 높은 것이 특징이다(그림 2.2). 가동시간이 늘어나면 높은 자본 비용은, 풍력, PV, 원자력 발전의 낮은 연료비에 의해 어느 정도 상쇄될 수 있지만, VRE 기술은 바람이 불든가 태양이 비칠 때만 발전하기 때문에 PV나 풍력 발전 설비이용률은 상대적으로 낮으며, PV는 9%~30%, 풍력은 20%~50%의 범위에 있다. 후술하는 바와 같이, 높은 초기 비용은 시장 구조가 어떠한지 저탄소 투자에 관련된 큰 위험이다.

저탄소 투자 프로젝트의 규모와 성숙도는 다양하다. 수력과 원자력 발전은 많은 전력회사가 충분히 이해하고 있고, 대규모 프로젝트로 개발된다. PV와 육상 풍력은 좀 더 최근 기술이지만, 현재 점점 더 많은 시장에서 성숙 단계에 있다. 해상 풍력 발전과 CCS는 성숙도가 상대적으로 낮고, 대규모로 개발되며, 기술적 리스크가 상존하고 있다. 대규모 비용 절감에도 불구하고 대부분의 저탄소화 기술은 아직 상대적으로 설비비가 비싸고 일부는 저탄소 전력계통으로 전환기에도 여전히 비싼 채로 남을 가능성이 있다(IEA 2015 참조).

따라서 일반적으로 정책 당국은 저탄소 투자 프로젝트의 자금 조달을 촉진하는 데 관심이 있다.

그림 2.2 영국에서 2020년까지 전원별 균등화 발전 원가의 내역(할인율 7%)



출처: IEA/NEA, 2015.

재생에너지에 대한 투자는 주로 전력회사나 프로젝트 개발자의 재무제표를 기초로 한 기업 금융을 통해 이루어지고 앞으로도 그럴 것이다. 이런 프로젝트는 개발자의 재무 상태에 근거해

대출을 받기 때문에, 개발자의 부채와 자산을 구입하고자 하는 투자자의 의지, 그리고 개발자의 신용도와 재무제표의 건전성에 의존한다. 특히 자본이 안정된 국유 기업은 그 재무제표를 토대로 한 금융을 통해 프로젝트를 위한 대출을 잘 받을 수 있는 여건이다. 그러나 개발자의 재무상태가 문제가 있다면, 기업 금융 대신 프로젝트 금융을 대안으로 생각할 수 있다.

자본 집약적 투자 자금을 낮은 금융비용으로 조달하려면 확실한 수익성이 요구된다. 예를 들어, 육상 풍력은 브라질과 미국은 약 50US\$/MWh, 이집트에서는 41US\$/MWh에 입찰이 된다고 알려졌다. PV 프로젝트는 두바이에서 58.4US\$/MWh, 남아프리카에서는 63US\$/MWh에 입찰된다(IEA, 2015).

자본 집약적 투자의 자금조달은 수익이 불확실해도 가능은 하지만 이 경우 자본 비용이 높아진다. 장기적인 불확실성이 존재하는 한 저렴한 자본비용으로 자본 집약적 프로젝트의 자금을 조달하는 것은 매우 어려운 문제이다. 저탄소 에너지로 전환을 실현하기 위해서는 새로운 해결책이 필요하다.

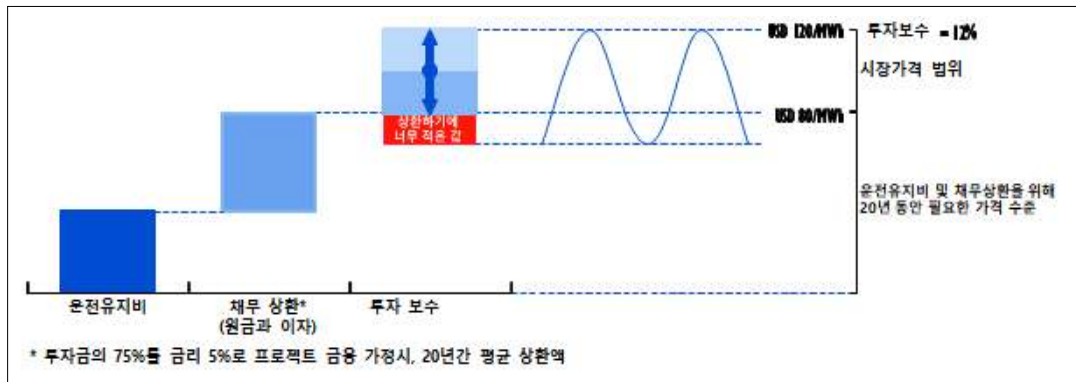
높은 고정 비용의 존재 그 자체는 시장 실패가 아니기 때문에 그것이 규제 개입을 정당화하는 이유가 되지 않는다는 점을 유의하라. 종종 ‘높은 고정 비용을 수반하는 산업은 한계비용 기반의 시장 설계에서 그 비용을 회수할 수 없다’고 말하고 있다. 예를 들어, 풍력 발전기는 고정 비용은 높지만, 발전의 한계비용은 반비례해서 낮은 것이 사실이다. 그러나 이것은 재생에너지가 자연 독점임을 의미하는 것은 아니다. 태양광과 풍력처럼 대부분 저탄소 전원의 건설은 모듈형 구조로 되어 있어서, 투자 위험 부담을 줄이면서 전력시장에서 투자비용을 충분히 회수할 수 있는 수익을 벌어들일 수 있을 때 건설된다.

인프라 설비의 금융 조달에 관한 골치 아픈 문제는, 대부분 투자 보수를 포함한 투자비용의 회수를 위해 필요한 현금 흐름과 관련된 위험으로부터 발생한다. 대표적인 프로젝트의 현금 흐름은 그림 2.3에서 보는 바와 같다.

- 전력가격 중 최초 20US\$/MWh는 운전유지비를 충당할 수 있다.
- 80US\$/MWh의 시장가격이 확실히 된다면, 이것은 투자비용의 75%에 해당하는 프로젝트 채무의 원금과 이자를 상환할 정도의 금액이 된다. 대출금이 이 금액을 초과하게 되면 보장된 시장 수익으로는 상환 능력이 미달하게 되므로, 대출 기관은 더 이상 대출을 거부할 것이다.

- 따라서 나머지 투자금액은 자기 자본으로 충당되어야 한다. 이 자기 자본 투자자가 투자를 확신하기 위해서는 적절한 투자보수를 확보할 수 있는 수준인 100US\$/MWh의 시장가격이 충분한 빈도로 발생해야 한다. 시장 가격이 80US\$/MWh에 머무르면 자기자본 투자자는 투자금을 회수할 수 없다. 시장 가격이 80US\$/MWh 이하가 되면 차입금을 상환하기에 불충분한 현금흐름이 되어, 프로젝트 금융의 경우는 결국 채무 불이행으로 귀결된다.

그림 2.3 풍력 발전 프로젝트의 현금 흐름(US\$/MWh)



석유와 같은 시장가격 위험이 높은 산업에서는 일반적으로 프로젝트가 수익성이 충분히 높아야 한다. 예를 들어, 새로운 석유 프로젝트는 시장가격이 80~100US\$/배럴인 경우에도 일반적으로 기준 손익분기점이 40~50US\$/배럴 수준으로 개발된다. 저탄소 투자의 경우에는(자본비용이 낮은 경우에도) 비용을 회수하고 시장가격 위험에 상응하는 보상을 확보하기에 충분한 정도로 시장가격이 높지 않다.

이론적으로는 시장 가격에 탄소 가격을 추가하면 문제를 해결할 수 있다. 그러나 탄소 가격의 변동성을 일정 범위 이내로 완벽하게 제한한다고 가정해도(가격의 상·하한이 없다면 캡 & 트레이드 제도 하에서 이러한 안정성을 실현하기 어려움), 화석연료 가격에 따라 변동하는 시장가격의 위험을 보상할 수 있도록 탄소가격이 충분히 높아야 한다. 리스크가 높은 투자를 유인하고 보상하기에 필요한 탄소 가격 수준은 지금까지의 어떤 탄소 시장 가격보다 훨씬 높을 가능성이 있다. 탈탄소화를 위한 핵심적인 성공 요소는 탈탄소화 비용을 가능한 한 낮게 유지하는 것이다. 이 어려운 숙제에 대한 답은 고위험 투자의 금융 조달에 저리의 자금을 끌어들이는 것이다.

분산형 발전과 소매 요금의 설계

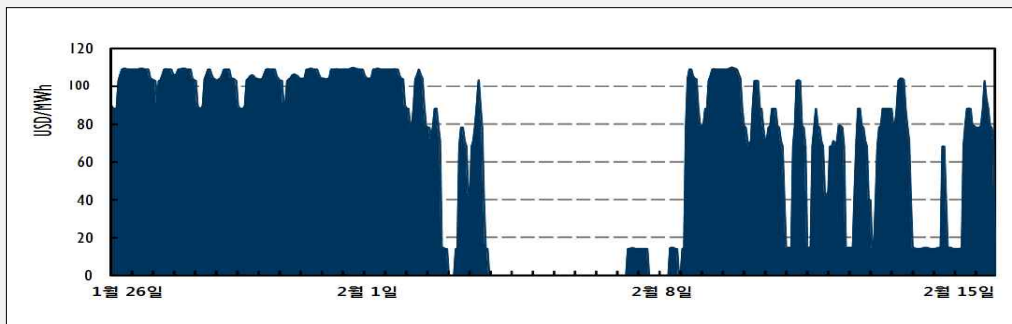
재생에너지 발전은 대체로 송전망보다 배전망에 접속되는 경향이 있다. 풍력, PV, 바이오매스 발전이 전력망 운영방식을 변화시킬지라도, 여전히 전통적인 규제 체제는 상당히 견고하게 남아있다. 발전된 전력은 일반 전력망으로 송전되어 다른 고객에게 공급된다. 이 발전 전력은 계량되고 정산되며, 중요한 점은 과세 대상이기도 하다.

글 상자 2.1 2050년 전력 가격의 모델링을 통해 무엇을 배울 수 있을까?

가격 문제를 살펴보기 위해 단순화된 급전 모델의 도식적인 사례가 사용되었다. 이 사례에서는 유럽의 2월에 대한 시장가격 근사 예측치를 제공하기 위해 IEA의 ETP(에너지 기술 전망) 모델에서 나온 데이터를 사용하였다. 시나리오는 앞(그림 2.1)에서 설명한 매트릭스 중 '공급 다변화' 시나리오에 상당하다. 즉, 발전기술은 다양화되었지만 DR과 저장 용량은 성숙되지 않은 상태이다.

ETP 2014의 IEA 2°C 시나리오(2DS)에서 전력은 2050년경 거의 완전히 탈탄소화된다. 기존 화석연료 발전은 유럽에서는 거의 사라진다. 전력의 60% 이상은 원자력 발전(21.5%), 풍력(31%), PV(11%) 등 모두 낮은 한계비용 기술의 조합이다. 그림 2.4에 나타난 바와 같이, 풍력 발전 및 PV 출력의 변동으로 인해 60분 단위 가격은 높은 가격 시간 사이에 깊은 협곡이 있는 '협곡의 풍경' 양상이다. 가스 화력 발전이나 석탄 화력발전(10%)은 대부분의 경우 CCS를 설치하여, 이들이 급전될 시간대의 가격은 높다. 한편, 풍력 및 PV 출력이 큰 시간대에서 가격은 0 또는 매우 싼 값이 된다. 공급이 수요를 초과할 때 어느 정도의 출력 통제가 일상적으로 적용되는데, 송배전망의 안정성 제약이 있는 경우는 공급 안정을 위해 출력이 제한된다.

그림 2.4_ 2050년 동계 3주간 전력시장 가격



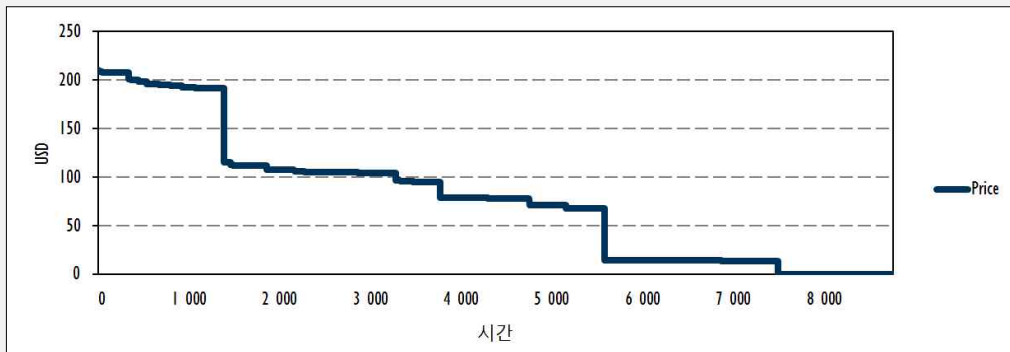
ETP2014에서 제시된 IEA 2°C 시나리오(2DS)에서 전력은 2050년 거의 탈탄소화된다.

풍력 및 PV 출력은 날씨에 의존하기 때문에 이 유형의 모든 발전기는 동시에 운전되는 경향이 있다(이는 일명 자기상관 효과 또는 동족상잔(cannibalization) 효과라고 함). 풍력 및 PV 출력이 높을 경우 전력시장 가격은 시스템의 유연성 수준에 따라 아주 낮거나 0 수준이 된다.

그림 2.5와 같이 시간대별 도매시장 가격은 연간 8,760시간에 대해 가격이 높은 순으로 정렬한 가격지속 곡선으로 나타낼 수 있다. 전력계통의 안정성 유지를 위해 계통에 운전 중인 발전기의 20%는 전통적인 발전기가 담당한다고 가정하면, 2050년의 도매가격은 연간 약 1,000 시간 동안은 0, 연간 약 3,000 시간 또는 연간 1/3 시간 동안은 0~20US\$/MWh의 매우 낮은 가격이 형성되고, 풍력과 PV가 전체 발전량의 43%를 차지한다. 이점을 넘어서면, 도매가격이 0인 시간은 더욱 증가한다.

이 '가격 억제' 효과에 의해 발전 사업자가 기대할 수 있는 시장 수익이 감소한다. 2050년 평균 도매가격은 78US\$/MWh로 비교적 높은 수준을 유지하는 것으로 추산되고 있다. 한계 비용 0의 발전 시간 증가에 따라 시장가격은 100달러/t-CO₂ 이상의 높은 탄소가격으로 벌충되어야 한다. 이는 3,500시간 이상에서 시장가격을 100US\$/MWh 이상으로 끌어올릴 것이다. 개별 가격은 변동성은 크지만, 평균 가격은 지속 가능한 범위에서 유지된다. 평균 가격은 VRE의 증가에 따라 감소하지만, 대부분의 전통적인 기술과 원자력 발전은 '공급 다변화' 시나리오 하에서 거의 완전한 탈탄소 전력계통이 되어도 상당한 수익을 기대할 수 있다.

그림 2.5 ETP 시나리오에 근거한 모델에 의한 2050년의 가격 지속 곡선



풍력 및 PV 발전이 많아져 전력 가격이 낮아지거나 0이 되는 결과, VRE가 시장에서 얻는 수익도 평균시장 가격 이하로 급속하게 하락한다.

2050년 풍력 발전이 발전 전력량 전체의 31%를 차지하기까지 그 시장에서 수익은 평균 40US\$/MWh 또는 평균 시장 가격의 50%가 된다.

이것은 2050년 60US\$/MWh 정도가 될 것으로 보이는 육상 풍력 발전의 균등화 발전 원가 (LCOE)의 2/3이다. 이 모델은 과거 풍력 발전 추세를 확대하여 적용하였고, 이는 신규 터빈 모델보다는 풍력 발전기의 점유율이 높을 때 시장 가격을 낮추는 경향이 있다는 점을 유의할 필요가 있다.

PV는 2050년 전력의 11%를 차지하는데 그쳐, 시장에서 수익은 평균 70US\$/MWh 또는 평균 시장가격의 90%가 된다. PV시장 수익은 2050년 대용량 PV의 LCOE에 근접한다.

이런 상황에 비추어 볼 때, 2050년 저탄소 전원의 수익에서 전력시장 수익이 차지하는 비중은 상대적으로 높은 것으로 해석될 수 있다. 이 모델의 결과는 이해하기 쉽지만 그것은 서로 다른 방향으로 영향을 미칠 수 있는 다수의 단순화된 가정에 기초하고 있다. 한편, 이러한 결과를 이끌어낸 모델은 높은 출력 증발 비용과 기동 비용을 유발하는 전통적인 전원의 기술적 제약을 완전히 모사하지 않았고, 또한 전형적인 한 해만을 대상으로 했다. 다른 한편, 이 모델은 높은 전력 가격을 야기하는 이상 수요 증가를 고려하지 않았고, 평균 전력가격을 상승시키는 에너지 저장 및 수요반응에 대한 더 낙관적인 가정을 고려하면 전력가격이 0인 시간이 줄어든다. 아무튼, 이 모델은 틀릴 것이 거의 확실하지만 불확실성은 서로 다른 방향으로 작용한다.

더욱 결정적인 것은 이 모델은 외생적 전원(기존 용량, 증설 및 폐지 예정 용량) 믹스를 사용한다는 것이다. 풍력 발전과 PV의 점유율이 매우 높은 시나리오에서는 평균전력 가격이 하락하고, 풍력과 PV의 시장 수익 감소로 이어진다. 이와는 대조적으로 모든 저탄소 기술에 대해 필요한 모든 비용을 전력시장을 통해서 충족하도록 하려면, 2050년까지 전원 믹스는 크게 달라져야 한다. 예를 들어, Lion Hirth(2013)는 다양한 가정 하에서 풍력 발전의 최적 점유율을 산정하고 있다. 바람의 변동성이 계산 결과에 큰 영향을 미치므로 다양한 세부 사항들을 고려해야 한다.

주: 이 모델의 주요 가정은 www.iea.org/media/topics/electricity/repoweringmarkets/annexes.pdf에 기술되어있다. 이 단순화된 모델은 전력계통의 안정성을 확보하기 위해서는 최소한의 재래식 자원을 운전하여야 하고, 신속하게 출력변동이 가능해야 한다고 가정하고 있지만, 발전기 고유의 기동비용이나 출력 증감발률이 시장가격에 미치는 영향은 고려하지 않았다.

대조적으로, 소규모 분산형 발전의 부상은 전력 부문에 더 파괴적인 잠재력을 가지고 있다. 구체적으로는 옥상 PV나 소형 발전기는 수용가의 계량기 후단(behind the meter)에 설치할 수 있으며, 직접 일반 배전망에 접속되지 않는다(그림 2.6). 분산형 축전지, 전기자동차, 스마트 온수기 등의 분산형 전원은 가정에서 사용하는 전기를 자체 발전할 수 있다. 일부 소비자는 이미 보다 더 ‘자급자족’ 할 수 있도록 투자하려고 하고 있다. 더 미래를 생각하면, 계량기 후단의 발전, 다수의 마이크로 그리드, 극소규모 전력 회사, 작은 협동조합을 통해 전력계통이 단편화될 가능성이 있다.

이러한 경향은 종종 다양하게 정의되는 ‘그리드 패리티’의 개념과 관련이 있다. 그것은 어떤 경우에는 PV 등의 기술이 대안적 기술에 비해 경쟁력을 갖는 것을 의미한다. 또 다른 경우에는 패리티의 개념을 소매 요금의 관점에서 사용한다. 혼란을 피하기 위해 IEA는 주어진 기술(예를 들어 PV)의 균등화 발전 원가가 전력계통으로부터 공급되는 kWh당 소매가격(즉 소비자의 전기 요금 총량 단가) 이하로 떨어지는 점을 ‘소켓 패리티’라는 용어로 나타낸다. 많은 시장에서 소켓 패리티가 달성되었다. 그러나 PV의 발전과 고객의 수요 사이의 시간적 불일치로 인해 직접 자가 소비할 수 있는 전력량은 제한적이다(IEA, 2014A).

에너지 서비스 기업의 발전으로 인해 특히 PV에 대한 혁신적인 금융 솔루션의 발전이 더욱더 가속화될 것으로 기대된다. 예를 들어, 미국의 솔라시티는 건물 옥상의 PV 투자를 위해 2~4% 금리의 ‘태양 본드’ 형태로 수 억달러의 자금을 조달하였다(Greentech Media, 2014). 계량기 후단의 발전의 경제성 분석을 어렵게 하는 또 다른 측면은 발전기 소유자가 자가 발전에 매기는 경제적 가치가 불확실하다는 점이다.

송배전망에 접속된 발전기와는 달리 계량기 후단의 발전의 보급은 도매 전력 가격이 아닌 소매가격에 의존한다. 이 관점에서 가장 중요한 것은 다음과 같은 사항을 고려하여 소매요금을 설계하는 것이다. 1)발전량과 소비량을 상계한 순 전력의 계량(상계 계량, net metering) 능력, 2)요금 구조(고정 요금, 용량 요금, 종량 요금) 3)에너지 정책 비용을 충당하기 위한 부가금 4)

전력에 대한 과세. 특히 중요한 요소는 집중형과 분산형 자원의 기여도에 형평성을 유지하기 위해서는 소매시장과 도매시장 간의 가격 신호(실시간 가격, 동적 가격 제도)가 정합되어야 한다(제8장, 제9장).

그림 2.6 분산형 자원을 최적화하기 위한 올바른 가격과 구조



효율적인 탈탄소화의 길을 확실하게 하기 위해서는 계량기 후단의 발전 및 저장 기술의 도입에 대한 인센티브가 전력계통에 대한 비용과 편익에 부합하여야 한다(그림 2.6). PV가 전력계통 전반에 제공하는 가치는 연료비용의 회피, 송배전 비용의 증감, 용량 가치(즉, PV의 도입으로 다른 추가적인 발전기 용량의 추가 필요성 감소 가치), 송배전 손실 감소, 외부성(CO2 및 기타 배출 등)에 대한 가격 설정을 포함한 수많은 요소에 의존한다. 또한 전력 가격은 올바른 투자에 대한 신호를 ‘미터’에서 제공해야 한다.

결론: 강력한 탄소 가격 신호를 갖춘 에너지 단일 시장은, 2050년까지 저탄소 전력계통을 위한 투자를 가능하게 할까?

본 절에서는 에너지 단일 시장에 탄소 가격을 더한 것에 기반을 둔 현행 전력시장 설계의 패러다임이 탈탄소화의 자본 집약적인 전력계통에서 제대로 작동할 것인지에 대해 논의했다. 이 분석을 통해서, 시장은 탈탄소화에 가용할 기술과 에너지 믹스에 따라 설계해야 한다는 명백한 시사점에 이르렀다.

○ IEA의 장기 가정 하에서, 높은 탄소 가격과 DR과 에너지 저장뿐만 아니라 재생 가능 에너지 · 원자력 · CCS · 가스 화력 등의 전원 믹스 구조에서 저탄소 자원의 고정비 회수에 필요한 수익의 대부분은 전력시장에서 충당할 것이다. 이 결과는 2050년까지 2℃ 시나리오의 경우도

마찬가지이다. 에너지 단일 시장은 충분히 높은 탄소 가격이 있다면, 이러한 조건에서 저탄소 투자를 유인에 대해 적절하게 기능할 것이다.

- 다른 시나리오 하에서는, 탄소 가격이 있는 에너지 단일 시장에만 의존해 저탄소화로 전환하는 것은 불가능하였다. 주된 이슈는 ‘기술 제약’ 시나리오에서 투자비용을 회수하는 문제나 소매 수준에서 올바른 투자신호를 제공하는 문제 중의 하나가 된다.
- 원자력, CCS, 지속 가능한 바이오매스 발전이 현저히 제한되는 경우, 탈탄소화는 풍력과 PV를 중심으로 할 수밖에 없다. 에너지 저장비용의 대폭적인 절감이 없으면, 부하를 발전력에 따라 조절할 필요가 있다. 그리고 매우 큰 저탄소 설비용량이 필요하게 되어, 한계비용이 낮은 발전기가 아주 빈번하게 시장 가격을 정하게 된다. 이 시나리오에서는 에너지의 한계 비용에 의한 시장 가격으로 선행 투자비용을 확실하게 회수하기 어렵다. 이 시나리오는 현재의 시장 설계에 대한 더 근본적인 도전이 된다.
- 아직 그럴 것 같지는 않지만, 계량기 후단의 발전기가 급속하게 보급되면, 아직 그럴 것 같지는 않지만, 문제는 더 이상 도매 전력시장의 설계 문제만이 아니게 되며 전반적인 소매요금 설계와 소매요금의 도매 시장과의 연계가 더 중요해진다(제9장 참조).

이상의 분석은, 장기 시장 설계에 관한 논의는 대상 기술의 향후 가용성과 수용성에 대한 불확실성에 크게 좌우된다는 것을 보여주고 있다. 도달점이 서로 다른 기술 시나리오는 시장 설계에 있어서 현저하게 다른 의미를 갖는다. 2050년에 일어날 수 있는 하나의 시나리오에서는 현재 시장에 안정적인 탄소 제약을 추가함으로써 장기 저탄소 투자를 실현가능하지만, 다른 시나리오에서는 현재의 틀은 더 이상 적용할 수 없어 투자 프레임의 더 근본적인 재설계가 필요하다.

이런 불확실성을 감안할 때, 시장 설계에 대한 보다 적절한 접근법은 이를 진화 과정으로 취급하는 것이다. 현재 단계에서는 단기적인 효율 개선만을 위한 것이라면, 에너지 단일 시장과 탄소 가격이 있으면 좋지만, 장기적으로 저탄소화를 지원하는 추가 정책이 없으면 불충분하다는 것은 널리 공감되고 있다.

또한 탈탄소화 실현은 시장 설계 규칙이 현재 시장 현실 하에서 향후 15년간 과도기에 저탄소 발전에 대한 새로운 투자를 유인해야 한다는 것을 의미한다. 따라서 시장에 대한 보완이 필요하다는 점으로 결론을 내리기에 앞서 저탄소 투자에 대한 현재의 문제를 검토할 필요가 있다.

2.2. 시장 가격과 탄소 가격의 불확실성은 저탄소 투자를 방해한다.

저탄소 프로젝트에 대한 시장 기반 투자를 고려하는 투자자는 다음 네 가지의 중요한 문제점에 직면하고 있다. 즉, 현재 너무 낮은 도매 전력시장 가격, 높은 탄소가격 실현의 불확실한 전망, 불확실한 화석 연료 가격, 그리고 자본 시장이 투자 위험을 감수하거나 그 위험을 분산시킬 준비가 되어 있지 않다는 점이다.

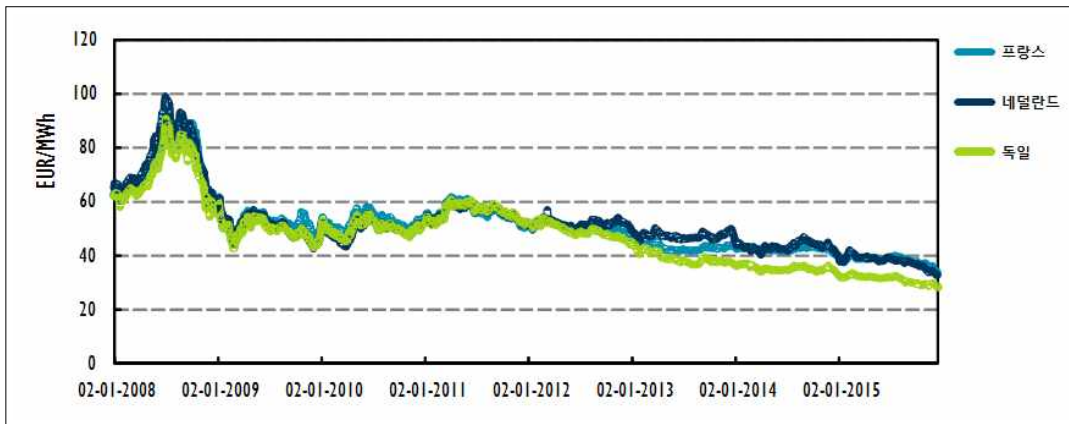
도매 전력 가격은 전환 과도기에도 낮을 것이다

VRE를 비롯한 한계 비용이 낮은 전력 공급이 증가함에 따라, 전력 거래 가격이 하락하고 있다. 많은 저탄소화 기술은 일단 건설되면 저렴한 비용으로 발전이 가능하며, 즉, 급전우선순위가 가장 높은 전원이다. 그 결과, 저탄소 발전이 출력하는 시간에는 도매 전력시장 가격이 하락하고 모든 전원은 수익이 적을 수밖에 없다.

자유화된 시장에서는 새로운 저탄소 전원이 수요 증가와 노후 인프라의 교체에 대응하기 위한 신규 투자 필요성보다 빠른 속도로 진입하면 모든 전원의 수익에 악영향을 미친다. 그 결과 연료비가 상대적으로 높은 기존 전원은, 보다 높은 수요성장이나 신규 전원 진입이 완만한 상황과 비교하면, 운전 시간이 감소하게 된다. 또한 과잉 설비에 의해 도매 전력시장에서 공급 부족시 가격(scarcity price)을 무력화시킨다(제4장 참조).

이 도매 시장 가격 하락은 수요 성장은 정체되면서 인센티브에 의해 풍력과 PV가 급속히 성장하는 시장에서 볼 수 있는 경제적 도전에 대한 이유가 된다. 이러한 상황은 기존 자원과 신설 발전원 모두의 가치를 저하시키고, 저탄소 전원과 전통적 전원에 대한 투자 환경을 악화시킨다. 결과적으로 점점 더 많은 발전기, 특히 가스 터빈은 운영을 계속하기 위한 재무적인 문제나 휴지 보전의 위험에 직면할 것이다. 이는 전력시스템의 신뢰도와 자원적정성 문제로 이어진다(제4장).

그림 2.7 독일, 프랑스, 네덜란드의 일 년 전 선도시장 가격 추이, 2008년~2015년



출처: Bloomberg.

유럽(그림 2.7)과 북미에서 현재 도매 전력시장 가격은 하락하고 있으며, 이것은 주로 낮은 가스, 석탄, CO2 가격과 과잉 설비가 원인이다. 이전의 분석에 의하면, 도매가격은 낮은 상태로 유지되고, 과잉 설비 상황은 노후 발전기가 서서히 폐지될 때까지 계속될 것이다(Green and Léautier 2015). 저탄소 발전에 적합한 시장설계의 개선을 추구함에 있어서, 효율적인 저탄소 발전에 대한 투자를 유인하기 위해 과도적인 과잉 설비 문제를 해결하는 것이 중요하다.

탄소 가격 책정의 신뢰성

195 개국의 정부는 유엔 파리 협정을 채택하고 지구 평균 기온을 산업 혁명 이전 수준에서 2℃ 이하 상승을 목표로 억제할 것을 약속했다. 이 다자간 협약은 투자자에게 새롭고 명확한 장기적인 신호를 제공한다. 그럼에도 불구하고, 이 약속을 대책과 행동으로 옮기기 위해서 각국 정부가 씨름해야 할 하나의 결정적인 문제는 탄소가격 설정과 관련된 정책적 위험이다.

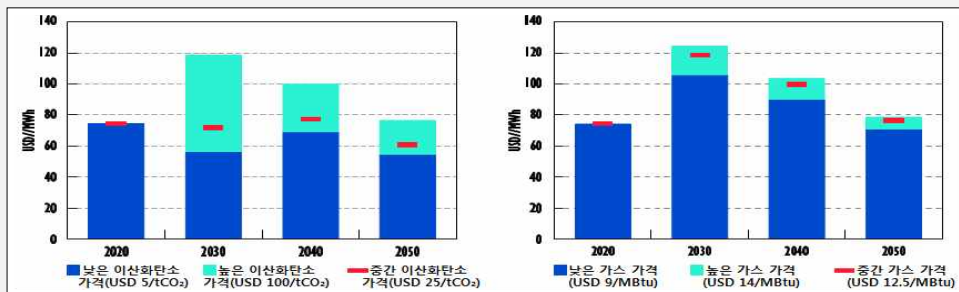
유럽에서는 2003년 EU 배출권 거래제도(EU ETS)에 의해 배출 상한이 도입되었지만 배출량의 억제 기준이 너무 느슨한 것이 밝혀지고 있다. 또한 지금까지 EU ETS 공급 메커니즘은 경제 상황과 수요와 무관하게 운영되고 있으며, 탄소 가격 수준은 운영과 투자의 의사결정 어디에도 영향을 미치기에는 너무 낮은 상황이다. 새로운 시장 안정화 준비제도(MST: Market Stability Reserve)가 배출권 거래 제도를 강화할 의도로 도입되었지만, 탄소 가격은 아직 10유로/t-CO2를 밑돌고 있다. 또한 EU 정상들은 2030년 및 그 이후의 장기적인 예측 가능성을 투자자에게

제공하기 위해, EU ETS 배출 상한의 감소율을 의미 있게 강화시킨다는 주요 목표에 합의했다.

글 상자 2.2 탄소 가격, 가스 가격에 대한 전력 가격의 민감도

탄소 가격이나 가스 가격에 따른 전력 가격의 불확실성을 정량화하기 위해, 글 상자 2.1에 나타난 단순화된 급전 모델을 통해서 2020년, 2030년, 2040년, 2050년의 다양한 가정 가격에 대해 분석하였다.

그림 2.8 탄소 가격, 가스 가격에 대한 전력 가격의 민감도 분석 2020년~2050년



도매 시장의 평균 가격은 2030년까지 탄소 가격에 따라 55~117US\$/MWh의 범위로 산출되었다. 2050년까지 저탄소 발전이 늘어남에 따라 그 영향은 다소 줄어들지만, 탄소 가격은 도매 전력 가격에 중대한 영향을 계속 미칠 것이다. 이에 따라 발전 사업자는 일반 시장리스 크 이외에 에너지 전환 기간 동안 매우 높은 정책리스크에 처할 수도 있다.

장기 가스 가격 가정에 의하면, 낮은 가스 가격과 높은 가스 가격의 시나리오 사이의 도매전력 가격 편차는 2030년까지 20US\$/MWh로 전망된다. 2030년 이후는 에너지 믹스에서 가스의 중요성이 낮아짐에 따라 이 폭은 작아진다.

한편, 영국과 호주에서는 탄소 가격 설정이 투자자에게 불확실성의 원인이 되고 있다. 영국에서는 정부가 2011년에 ETS에 세금을 추가하여 탄소 가격의 하한을 도입했고, 이것은 2030년 70파운드/t-CO₂에 달할 것으로 보였다. 도입한 1년 후인 2013년 정부는 하한가격의 이행을 2020년까지 연기하기로 결정했다. 호주는 탄소가격을 EU ETS와 연계할 목적으로

23AU\$/t-CO₂의 초기 고정 가격으로 배출권 거래 제도가 2012년 도입되었다. 그 후 2013년에 선출된 새 정부는 이 정책을 중단했다.

미국의 경우는 2010년 연방정부 차원에서 탄소 가격 도입을 시도하였지만, 왁스 맨 마키 법안은 상원을 통과하지 못해 무산되었다. 州 단위 지역 온실가스 이니셔티브(RGGI: Regional Greenhouse Gas Initiative)와 캘리포니아 ETS 같은 지역적 계획들이 개발되었지만, 실현된 탄소 가격은 5~15달러/t-CO₂로 상당히 낮은 상태이다.

탄소 가격 제도를 도입한지 10년 이상 경과한 이 시점에서, 이 정책은 2℃ 시나리오로 전환에 실패하고 있다고 말하는 것은 타당하다. 예측 가능하고 높은 탄소 가격에 의해 기후의 외부성을 교정하기 위한 정부의 실패에는 근본적인 원인이 있다. 탄소 가격은 승자(기존 저탄소 생산자)와 잠재적인 패자(저탄소 프로세스를 개발하지 않는 고배출 산업)를 양산해낸다. 이렇듯 이해관계가 얽혀있어서 집중적인 로비활동으로 인해서 투명한 정책수립이 반복적으로 궤도를 벗어나곤 하였다.

높은 탄소 가격은 잠재적으로 큰 분배효과와 경쟁효과가 있다. 예를 들어, 탄소 가격이 50달러/t-CO₂보다 높을 경우, 평균 도매 전력 가격은 약 20~40US\$/MWh 정도 증가해 원자력 발전이나 수력 발전 등 기존 저탄소 발전에 큰 초과 이익을 안겨준다. 예를 들어, 50달러/t-CO₂의 탄소 가격으로 전력 가격이 20US\$/MWh 상승한다고 가정하면, 원자력 1기의 수익은 연간 약 1.5억달러 증가한다.

현재까지 정부는 CO₂ 배출의 사회적 비용을 투자 결정에 적절하게 내부화되도록 하는데 실패하였다. ‘가다말다’ 한 정책적인 경험도 탄소 가격의 신뢰성을 훼손하고 있다. 전반적으로, 높고 안정적인 탄소 가격이 여러 관할 구역에서 예상 가능한 미래에 고탄소 발전의 폐지나 저탄소 발전의 투자에 대한 유일 내지 중요한 추진력이 될 것으로 예견하기는 어려운 상황이다. 현재 상황에서는 탄소 가격 말고도 저탄소 투자에 대한 인센티브를 제공하는 수단이 필요하다.

그럼에도 불구하고 탄소 가격은 중요한 역할을 해야 하며, 정부는 탄소가격을 도입하고 강화하는 노력을 계속해야 한다. 특히, 국제적인 기후 협정을 지원하기 위해 탄소 시장을 글로벌 범위로 연계할 가능성이 있고, 배출권 경매에서 얻은 수익으로 국내 또는 국제적인 저탄소 투자를 위한 금융 재원으로 제공할 수 있다.

탄소 가격 책정은 현재 여러 어려운 문제가 있기 때문에, 일부 정부는 직접 규제하는 방법으로 제한하는 대안적 조치를 시행하고 있다. 이것은 2℃ 시나리오로 전환을 위한 촉매로는 유용하지만, 저탄소 발전 사업자에게 충분한 수익은 보장하지 못하고, 전력시장에 참여하는 투자자에 대한 규제 리스크로 작용할 것이다.

직접적인 규제의 일례로 미국 오바마 행정부는, 환경 보호국(EPA)에 의한 청정발전계획(CPP: Clean Power Plan)⁹⁾을 통해 전력 부문의 CO₂ 배출량을 제한하는 규제를 시행하고 있다. CPP는 발전기에서 탄소 배출에 대한 국가적 기준을 책정하고, EPA는 8개 단위의 배출 목표를 설정하며, 각 주는 거기에 맞게 배출량을 감소하기 위한 계획을 수립하고 시행한다. 주는 기술적 관점이나 전력시장 관점에서 아주 다양한 메커니즘을 시행할 수 있다. 기술적인 관점에는 발전 설비 개량, 운전의 제한, 에너지 절약 또는 재생에너지 투자가 있고, 전력시장의 관점에는 탄소배출 가격 설정, 탄소세, 주와 주를 넘는 월경 배출권 거래 사업 등을 들 수 있다.

화석 연료 가격의 불확실성

탄소 가격뿐만 아니라 화석 연료 가격도 전력 가격의 장기적인 불확실성의 큰 원인이 된다. 특히 천연 가스는 완전한 탈탄소화 시나리오를 향한 움직임 속에서 많은 시간대에 한계 연료가 되어 전력시장 가격을 결정할 것으로 예상되며, 더욱이 향후 가스 가격과 CCS 비용은 저탄소 발전이 도매전력시장에서 고정투자비용을 회수하는 정도를 결정할 것이다(Newberry, 2012). 그러나 가스 가격의 불확실성은 지역에 따라 약간 다르다.

미국에서는 2000년부터 천연 가스 가격의 하락세가 천연 가스 산업 자체는 물론 발전 투자의 수익성에까지 영향을 미치고 있다. 천연 가스 가격은 2008년에 12.7달러/MBtu로 정점을 찍은 후 2013년 3달러/MBtu로 하락했다. 현재는 셰일 가스의 풍부한 매장량으로 인해 향후 수십 년 동안 천연 가스의 가격이 3~7.5달러/MBtu의 비교적 낮은 범위에 머물 것으로 예상되지만, 향후 30년간 천연 가스 가격이 그 범위보다 높거나 낮아질 가능성을 배제할 수 없다.

9) 역주: 트럼프 행정부는 CPP에 대해 반대 입장이며, '17.3 행정 명령을 통해 EPA로 하여금 CPP 폐지를 검토토록 하였으며, '17.10 EPA는 CPP 폐지를 위한 법률개정 입법예고를 하였으며, 공식적인 절차는 2년 정도 소요될 것으로 전망된다.

아시아에서는 액화 천연 가스(LNG)의 가격은 장기 계약을 통해 원유 가격에 연동되고 있으며, 따라서 원유 가격의 변동에 따라 변한다. 유가가 100달러/배럴 수준에 있던 몇 년간 천연 가스 가격도 약 12달러/MBtu에 달했지만 이후 2015년에는 절반으로 되었다. 아시아의 새로운 거래 허브의 출현(IEA, 2012)에 의해 원유가격을 지표로 사용하는 방식은 줄어들 가능성이 있지만, 이러한 노력이 장기 천연가스가격의 불확실성을 줄일 것으로 기대할 수는 없다.

유럽에서도 가스 가격은 주요 공급 국가(러시아, 네덜란드, 노르웨이, 알제리)와 장기 계약의 경우에는 원유 가격에 부분적으로 연동하고 있다. 천연 가스 가격은 미국보다 높지만 가격 변동은 작고 안정적인 경향이 있다. 말할 것도 없이 글로벌 시장에서의 LNG를 이용가능성과 러시아의 천연 가스 공급관을 통한 수입에 의존과 같은 이슈는 유럽의 전원 믹스에서 가스 화력 발전의 역할을 고려할 때 매우 중요하다.

장기 가스 가격의 전제는 일반적으로 CO₂ 배출 시나리오와 일치해 움직인다. 대부분의 에너지 시장의 모형 분석에 따르면, CO₂ 배출량 감소에 따라 가스 사용량도 감소하고 그 결과 가스 가격도 떨어질 것이다. 이런 상관관계는 IEA 세계 에너지 전망(WEO: World Energy Outlook)의 시나리오에 나와 있으며, 가스 가격의 전제는 현행 정책 시나리오에 비해서 450ppm 신정책 시나리오에서 도리어 3달러/MBtu 정도 낮다. 탈탄소화 시나리오가 BAU 시나리오보다 비용이 결코 높지 않다는 결론에 이르기 위해서는 이러한 반비례 관계가 종종 중요하다. 그러나 저탄소 경제로 전환기에는 천연 가스 사용은 정책에 의해 증가될 수 있다. 예를 들어, 미국에서는 CPP가 중기적으로 천연 가스의 수요를 촉진할 수 있다.

그러나 기후 정책 시나리오는 가스탐사 비용곡선(세일가스 혁신에서 보여준 것처럼), 15년 이상에 걸친 투자 사이클, 석유 지표에 의한 가격 산정 방식의 존속, 알제리아, 카타르, 러시아와 같은 가스 수출 국가의 지정학적 상황 등과 같은 가스에 관한 불확실성의 한 측면일 뿐이다.

이러한 배경과 반대로, 저탄소 투자가 천연가스 가격변동 위험에 노출될 경우의 기회에 대해서도 심층적인 논의가 이루어지고 있다. 투자자는 기본적으로 화석 연료 가격 변동 위험에 노출되어있다. 사실, 석유 및 가스 사업 자체, 광업, 전기 통신 업계 등의 다른 산업에서도 장기 불확실성 하에서 설비 투자는 이루어지고 있으며, 그리고 이런 투자는 통상 수익성이 있는 것으로 기대된다. 기대되는 보상이 충분히 높다면 화석 연료의 가격 위험을 떠안고 기꺼이 투자할 투자자를 찾을 수 있을 것이다. 결국, 문제는 가스 가격의 변동에 노출되어 있는 저탄소 프로젝트에 대한 투자를 촉진하기 위해서는 높은 탄소 가격이 필요하다는 것이다.

자본 시장의 제약

과거 금융 기관은 다양한 대형 전력회사에 대한 투자는 위험도가 낮은 것으로 간주하였기 때문에 큰 전력 회사는 필요로 하는 만큼 많은 자금을 차입할 수 있었다. 전통적인 규제 시장에서 전력 회사의 건전한 대차대조표는 전력 부문의 성장에 필요한 대출을 위한 기준이었다. 이러한 전통적인 규제 하에 있는 전력 회사는 요금을 인상하여 소비자에게 전가함으로써 새로운 설비를 위한 투자비용을 충당할 수 있었다. 일반적으로 투자보수율은 재무적 투자가 장려될 수 있고, 경쟁력 있는 수준으로 허용된다. 또한 전력 회사는 프로젝트 포트폴리오나 지역적 포트폴리오를 통해서 위험을 분산할 수 있기 때문에 프로젝트 고유의 위험을 흡수할 수 있다. 그러나 이 전통적인 모델은 현재 난관에 봉착했다.

한편, 많은 시장에서 규제 완화는 전력 회사의 투자 전략에 변화를 주었으며, 대차대조표에 근거한 기업 금융보다는 프로젝트 금융을 선호하고 있다. 다른 한편, 저탄소 발전에 대한 투자는 변화된 금융 규제 환경의 맥락(가장 눈에 띄는 것은 자기자본 비율 규제를 강화한 바젤 III)에서 추진되어야 한다. 이러한 변화는 신용평가를 필요로 하고, 위험이 높은 투자에 대출하는 것을 어렵게 만들고 있다. 대차대조표에 기록되는 어떠한 신규 투자도 대규모 전력회사는 물론 최대 규모 전력 회사조차도 그 신용 등급에 영향을 주기 때문에 현재는 대출자(은행 등)에 의해 신중하게 심사된다. 그 결과 신규 발전기의 투자는 마치 프로젝트 금융처럼 그 자체의 가치를 기반으로 평가되는 경향이 있다.

정보의 불완전성 때문에 자본 시장에 어려움이 생긴다. 일반적으로 대출자는 차입자에 비해 프로젝트의 위험과 전력시장의 기능에 대한 정보가 적다. 또한 대부분의 기관 투자자는 당연히 위험을 회피한다. 이것은 전력부문에만 특유한 것은 아니지만 통상 대출자는 PPA나 시장위험이 적거나 전혀 없는 위험도가 낮고 알기 쉬운 프로젝트를 좋아한다.

현재까지 기관 투자자의 에너지 인프라에 대한 투자는 증권시장을 통한 참여 이외에는 그다지 활발하지 않다. 하지만 기관 투자자는 장기 투자를 지향하고, 에너지 인프라에 대한 투자와 부합하기 때문에 이에 대한 풍부한 자금원이 될 수 있다. 투자 기회를 찾고 있는 기관 투자자의 보유자산은 2013년에 926조달러로(OECD, 2015b), 이는 450ppm 시나리오에서 지속 가능한 에너지에 대해 요구되는 투자액 88조달러(IEA, 2014b)의 열 배도 넘는다. 그러나 연기금과 국부 펀드는 장기 책임을 이행해야 하고, 일반적으로 위험 회피를 바라고 있어 그들은 가격이 보장되는 장기 계약에서 이익을 전제로 인프라에 투자한다.

이러한 경향은 OECD 국가에서 현재 국채 금리가 매우 낮은 현실에서 더 강해지고 있다. 유럽에서는 일부 국가에서 실질 금리는 마이너스조차 있어서, 장기 채무를 이행해야 하는 기관 투자자에게 높은 수익을 달성하도록 포트폴리오를 다양화하도록 하는 압력을 가하고 있다.

지분 투자자는 투자 지분에 대해 더 높은 수익을 추구한다. 지분은 채무(원금 및 이자)를 갚은 후에만 보상이 되기 때문에 프로젝트의 현금흐름 위험의 대부분이 지분 투자에 집중된다. 지분이 30~40%를 차지하는 전형적인 프로젝트의 지분 투자자는 무위험 수익률 보다 6~8% 이상 더 높은 프리미엄을 기대하고 있다. 또한 투자자가 프로젝트의 복잡성을 완전히 이해하지 못하는 경우는 자본 비용에 위험 프리미엄을 추가하는 것이 일반적이고 편리한 관행이다. 이로 인해 더 큰 위험이 있는 프로젝트에는 투자가 부족해지는 현상으로 이어진다. 궁극적으로 높은 위험은 저탄소 투자의 자본 비용의 문제뿐만 아니라 자본 조달 자체가 문제가 되기도 한다. 프로젝트나 기술이 위험이 높은 것으로 판단되면, 투자 자금을 끌어 들일 수 없다.

저탄소 정책의 설계에 있어서 기금이나 자본 조달의 잠재적인 출처에 대한 이해를 높이는 것이 중요하다. 금융 부문의 역할은 자금원과 투자 필요처 중간에서 여러 프로젝트나 경제 전체에 걸쳐 위험을 분산하는 방식으로 금융적 중개를 하는 것이다. 현재 상황 하에서 금융 부문이 이러한 역할을 충분히 할 수 없었다. 저탄소 투자를 유인할 때 다양한 자금원과 그 자본 비용을 신중하게 평가할 필요가 있다.

결론: 저탄소발전 투자를 장려하는 정책은 몇 가지 핵심적인 문제를 해결해야 한다.

저탄소 발전에 대한 투자를 촉진하기 위해서는 몇 가지 중요한 문제에 대한 해결이 필요하다. 첫째, 도매 전력 가격은 현재 낮고 그로 인해 저탄소화로 전환 시에도 낮을 수 있다. 저탄소 발전에 대한 투자를 효과적으로 추진하는 방법을 고려할 때 이 문제를 인식하는 것이 필요하다. 둘째, 많은 정부가 탄소 가격을 도입하고 있지만 저탄소 전력으로 전환을 추진할 만큼 높은 탄소 가격이 실현될 것이라고는 생각지 않는다. 셋째, 화석연료 가격은 변동하고 그 예측이 어려워 저탄소 발전에 대한 투자자는 화석 연료의 가격 위험에 노출될 수 있다. 넷째, 저탄소 발전에 대한 투자 전망은 유동적이며 정책 결정자는 정책에 따라 다양한 투자자를 어떻게 유인할 수 있을지를 검토해야 한다.

2.3 규제의 전환: 저탄소 투자의 지원 수단

불확실성 하에서도 자금 조달 비용을 낮게 유지하면서 저탄소 투자를 유인하려면(즉, 위에서 언급한 인프라 대출의 까다로운 문제) 앞에서 설명한 바와 같이 에너지 전환 기간 동안 지속적인 정책 개입이 필요하다. 도매 전력 가격은 현재 매우 낮고 에너지 전환 기간에 발전 설비가 더 증가하면 낮은 상태에 머물 것으로 예상된다. 가스 가격은 장기적으로 상승할 것으로 예상되는데 이 전망은 여전히 불투명하고 자본 시장이 이런 위험을 감수할 능력은 제한적이다. 많은 정부는 탄소 가격의 도입이나 기존 체제를 강화하겠다고 천명한 상태로 있다. 그러나 또한 정부는 탄소 가격의 신뢰성을 회복하기에는 시간이 걸린다는 점을 인식할 필요가 있다. 이는 투자자의 관점에서 규제 리스크가 그대로 포함되게 된다. 요약하면 저탄소 투자를 정체시키는 요인으로 인해서 2°C 시나리오 목표를 충족하는 데 필요한 진전이 방해받고 있다. 따라서 추가 대책이 필요하다.

실제로 정부는 저탄소 투자를 유인하기 위해 이미 개입을 하고 있다. 현재의 저탄소화 지원정책은 주로 재생에너지 보급에 적용되며, 저탄소 수익을 늘리거나 일정 비율의 청정에너지를 의무화하는 방식을 통해 작동한다. 많은 경우 이러한 지원 방식은 투자자에게 가시성을 제공하는 장기 계약의 형태를 취하거나 투자자들이 PPA를 체결할 적절한 상대를 찾을 수 있는 상황을 조성해준다. 그렇게 함으로써 저탄소 발전 사업자가 위험을 회피할 수 있도록 해준다.

우리는 그간 재생에너지 지원 정책의 경험으로부터 저탄소로 전환기에 전력시장이 추가적인 지원 수단으로서 기능할 수 있도록 시장 제도를 보완하는 방법에 대한 귀중한 시사점을 얻을 수 있다. 그러나 이러한 수단은 이들의 새로운 역할을 반영하여 심도 있게 개발되어야 한다. 즉, 미성숙 기술의 큰 비용 격차를 메워주는데서 벗어나 에너지 전환기의 수익의 예측성과 가시성을 제공하는 방향으로 개발되어야 한다.

저탄소 투자를 지원하는 기존 유형

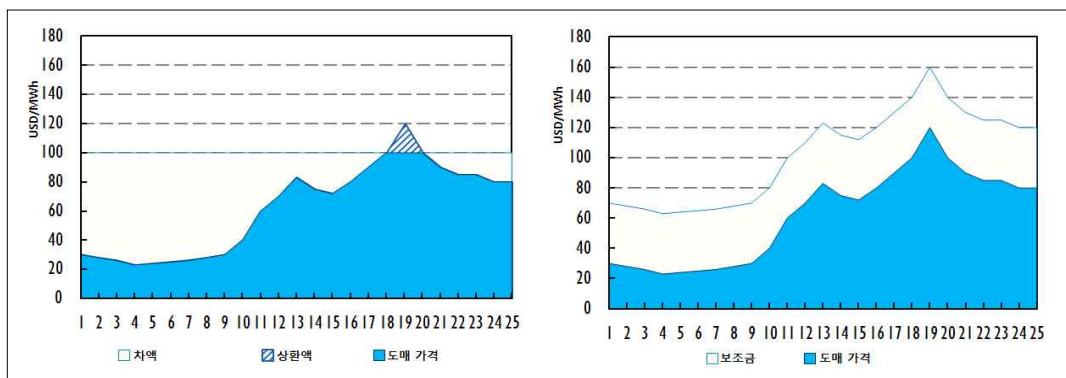
저탄소 투자를 지원하는 수단은 다양한 방식으로 설계할 수 있고, 이 방식에 따라 시장 리스크를 정부, 투자자, 저탄소 발전 사업자 사이에서 분담하는 형태가 다양해진다. 발전과 가장 관련이 깊은 위험의 범주는 전력시장으로부터 온다. 즉, 가격위험, 발전량 및 불균형(imbalance)

리스크이다. 정책 스펙트럼의 한 극단은 이러한 모든 리스크로부터 저탄소 발전 사업자를 완전히 보호하는 것이고, 다른 극단은 저탄소 발전 사업자가 이들 세 리스크를 다 떠안는 것이다(그림 2.9).

수익의 확실성을 제공하는 수단은 매출량을 보장하고 불균형 비용을 사회적 비용화를 통해 투자자에게 미래 가격에 대한 완전한 예측 가능성을 제공한다. 고정가격 매입제도(FIT: Feed in Tariff)가 이 범주에 속한다(더 자세한 논의는 후술).

시장 수익에 보조금을 추가로 지원하는 것(‘시장가격 플러스 보조금’)은 투자자의 저탄소 에너지 프로젝트의 비용을 줄여주거나 시장가격에 추가적인 보조금을 지원함으로써 보급률을 높이려는 수단이다. 미국의 생산세 공제(PTC: Production Tax Credit)와 같은 세제 혜택은 시장 플러스 보조금의 수단이다. 이러한 수단은 투자자의 수익을 증가시키지만 투자자를 모든 시장 위험에 노출시킬 수 있다¹⁰⁾.

그림 2.9 FIT(왼쪽)와 시장 가격 플러스 보조금(오른쪽) 개념도(예시)



이 두 극단 사이에는 당사자 간에 위험을 분담하는 다양한 중간 접근법이 존재한다. 정책, 특히 탈탄소화 정책이 진화함에 따라 이러한 수단에 의한 위험 배분도 다양해진다. 따라서 적절하게 위험을 배분하기 위해 지원 정책을 재검토하고 정비할 필요가 있다.

기존 정책의 사례는 차세대 저탄소화 지원 수단을 개발하기 위한 기초를 제공할 수 있다. 따

10) 엄밀히 말하면, 시장수익에 고정된 보조금을 지급하면, 발전기는 자기의 실제 단기 한계비용을 밑도는 입찰을 할 인센티브가 생기기 때문에, 발전기의 발전량 위험을 완화해준다. 그러나 시장 가격이 마이너스인 구간의 프리미엄 요금 지불을 제외하는 규정을 도입할 수도 있다.

라서 이하에서 상세하게 논의하고자 한다.

저탄소 발전 사업자는 시장가격, 발전량, 불균형 위험과 같은 수익에 영향을 줄 수 있는 다양한 위험에 직면한다. 다음 리스트는 다양한 저탄소에 대한 재정적 지원 수단을 소개한다. 첫째는, 위험에서 발전 사업자를 보호하는 정책, 둘째는, 위험 공유 제도, 셋째는, 발전 사업자가 모든 리스크를 부담하는 시스템이다.

• 시장 위험에서 발전 사업자를 보호하는 고정가격 제도:

FIT는 일반적으로 표준화된 장기 PPA와 마찬가지로 전력 회사 또는 송배전 사업자와 계약하고 정부가 이를 보증한다. 그러나 FIT의 안정성과 일관성은 그것을 지원하는 법률의 연속성에 따른다.¹¹⁾ 지원 비용은 일반적으로 전기 요금에 대한 부가금의 형태로 소비자가 부담한다. 우선 급전과 출력 제한 시 보상을 하게 되면, 이는 투자자에게 사실상 모든 시장 위험을 제거한다. 그러나 건설 위험과 기술 위험은 여전히 투자자에게 있다.

FIT는 새로운 재생에너지 용량을 급속하게 도입하기 위한 유효한 수단이 되어 왔다. 2009년부터 2013년까지 OECD 국가는 75GW의 풍력 발전 용량과 91GW의 PV 용량을 도입하였고 이는 OECD 국가들의 발전 용량의 36.4%에 해당한다. FIT는 종종 재생에너지인증서(REC) 거래에 기반을 둔 제도보다 저렴한 비용으로 재생에너지 개발을 촉진하였다. 그러나 PV의 최근 경험에서 나타난 바와 같이 통제할 수 없는 급속한 도입을 피하기 위해 안전장치의 도입이 필요하다. FIT의 장점은 자금 조달 비용을 낮추어 소규모 프로젝트 개발자라고 하더라도 큰 부채의 사업자금 조달이 가능하다는 점이다. 예를 들어, 자본 비용이 실질 기준으로 8%에서 6%로 떨어지면 풍력 발전의 LCOE는 100US\$/MWh에서 90US\$/MWh로 감소한다. 도매 전력시장 위험으로부터 투자자를 보호하는 것은 보조금의 비용을 가능한 낮게 유지하는데 도움을 준다.

• 위험 공유 제도:

영국의 차액계약제도(CfD: Contracts for Difference)와 독일의 재생에너지에 대한 변동 프리미엄 제도(글 상자 2.3)와 같은 변동 프리미엄 제도는 재생에너지를 위한 - 최근에는 원자력

11) 법률의 연속성이 문제가 될 경우에는 정부가 보증하는 기업 간의 계약법규를 따른 계약으로 시행된다. 이는 투자자에게 장기 계약의 효력을 유지하는 힘을 제공한다.

발전도 포함 - 표준화된 장기 PPA를 제공한다는 점에서 FIT와 유사하다. FIT와 차이점의 하나는 발전 사업자는 변동 프리미엄의 대상이 되는 전력을 전력시장에 직접 판매하기 때문에 발전량에 차질이 발생한 경우는 밸런싱 위험에 노출됨을 의미한다. 시장 수익이 예정가격(행사 가격)에 미달하는 경우에는 투자자는 시장 수익과 보조금 수익을 합한 것이 행사 가격과 동일하도록 추가 보상을 받는다. 반대로 시장 수익이 행사 가격을 초과할 경우 투자자는 행사 가격을 초과한 금액을 환불해 준다.

글 상자 2.3_ 독일의 재생에너지 변동 프리미엄 제도

발전기가 전력을 직접 전력시장에 판매하여, 밸런싱 위험을 부담하도록 시장 프리미엄 제도를 확립하는 것은 강화된 시장통합으로 향한 첫 조치로 볼 수 있다. 프리미엄 수준은 특정 기술(예를 들어 풍력 발전)의 평균 발전기가 시장 수익과 시장 프리미엄을 통해 받아야 하는 금액이 FIT(그림 2.9 왼쪽)와 전력시장에 판매하기 위해 소요되는 관리비용을 합한 금액이 되도록 산출한다.

독일 프리미엄 제도의 중요한 특성에 주목해야 한다. 주어진 기술에 대해서 평균적인 발전에 대해 MWh당 프리미엄 수준이 계산되기 때문에 발전기가 평균보다 더 높은 가치(시장 가격)로 발전할 경우 추가 이익을 올리는 것이 가능하다. 이렇게 함으로써 전력 가격이 특히 높을 때 즉 가치 있을 때 발전할 수 있도록 발전기의 위치를 찾아서 건설하도록 하는 동일 유형의 발전기 간에 경쟁이 일어난다.

• 시장수익에 보조금 추가:

직접 현금 교부, 리베이트, 세금 우대, 세액 공제는 투자비용을 절감하도록 하여 투자자의 수익성을 개선한다. 현금 교부 제도에서 재생에너지 프로젝트의 개발자는 투자 비용의 일정 비율을 현금으로 회수한다. 이것은 납부할 세금을 경감해 줌으로써 동일한 효과를 거둘 수 있다. 세금 우대 및 세액 공제는 종종 투자자의 관점에서 재생에너지 프로젝트의 비용 절감에 사용된다. 이 메커니즘에는 설비 및 전력 판매에 대한 세율 경감이나 면제가 해당된다. 때로 자산에 대한 가속 감가상각의 형태로 우대를 제공하기도 한다. 가속 감가상각처럼 세금을 납부하는 시점을 조정해주는 것은 위험 배분에 영향을 미친다.

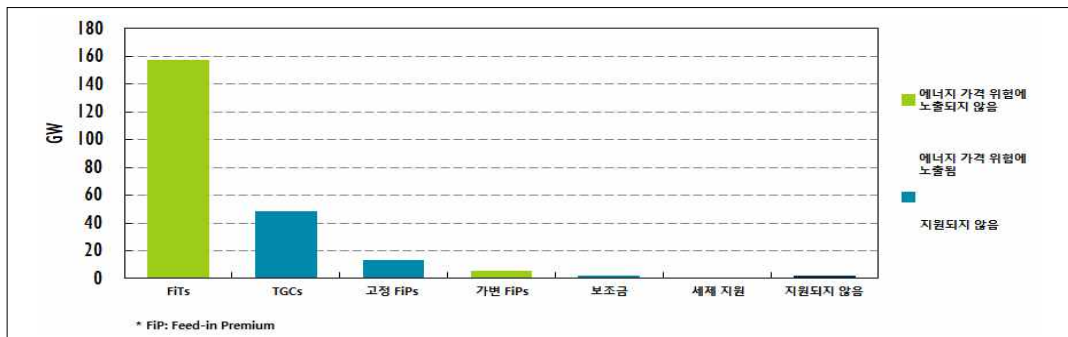
고정 시장 프리미엄(fixed market premiums)은 발전 전력량에 따라 고정 프리미엄을 투자

자에게 지불해서 전력시장에서 수익을 보충하고자 하는 것이다. 이것은 직접 보상하거나 미국의 PTC처럼 납세 의무의 경감을 통해서 할 수 있다. 세법을 통해 이루어지는 경우 발전 사업자가 아닌 사업자에게도 납세 의무 경감 혜택을 제공하는 수많은 재정적인 수단이 있을 수 있다(글 상자 2.5).

거래 가능한 청정 전력 증서(TGC: Tradable Green Certificates)와 함께 운영되는 저탄소 발전량 할당 제도는 저탄소 자원에 의해 생산되어야 하는 전력량을 설정한다. 이 의무는 일반적으로 판매 사업자에게 부과된다. 이 의무를 보다 효율적으로 준수할 수 있도록 하기 위해, 생산된 청정 전력량에 상응하는 만큼 발행되는 TGC를 위한 시장이 형성되고 이를 거래하면, 저탄소 발전의 소유자는 추가적인 소득을 얻을 수 있다. 청정 전력 증서 시장은 실제 전력의 가치와 그 ‘청정성’의 가치를 분리한다는 개념에 바탕을 둔 부가적인 시장이다. 전력으로서 가치는 전통적인 자원과 마찬가지로 예를 들면, 도매전력시장의 거래를 통해서 보상을 얻는다. TGC 제도는 일반적으로 의무가 있는 기업이 충분한 증서를 구입하지 못하면 페널티를 부과한다. 대부분의 경우 이 페널티는 청정 전력 증서의 가치의 상한을 결정한다(글 상자 2.5).

모든 저탄소 투자가 지원되는 것은 아니다. 금융 지원 정책이 없지만 저탄소 에너지가 비용 경쟁력이 있을 때, 저탄소 발전 사업자는 장기 계약을 체결하지 않고 상업적 전력 판매, 즉 현물 시장에서 직접 판매하게 되는 완전히 시장 가격 위험에 노출된다. 유럽에서 2005년~2014년에 지원 없이 도입된 용량은 불과 2.4GW이었다(그림 2.10).

그림 2.10 지원 수단 별 재생에너지 점유율(OECD 유럽, 2005년~2014년)



기존 저탄소 지원 제도는 투자위험을 완화(보조금)하거나 투자위험을 시장에 완전히 노출(시장가격)시키는 것이었다. 유럽에서는 위험공유 제도를 통해서 저탄소 발전 사업자가 임밸런스

리스크에 노출되도록 하였지만, 전원 믹스의 장기 전망과 탄소 가격, 가스 가격의 불확실성 리스크에 대해서는 노출되어 있지 않다. 다음 절에서는 시장 위험의 일부를 전가하는 중간단계의 지원 제도에 대해서 설명한다.

시장 리스크의 부분적 전가를 향해: 조정 프리미엄

고정 가격 제도의 문제는 전력계통에서 저탄소 전원 프로젝트의 가치를 최대화하도록 하는 인센티브가 없다는 것이다. 따라서 투자 결정을 할 때 발전된 전력의 가치를 고려하도록 하는 인센티브가 작동하지 않는다. 반대로, 시장 플러스 보조금 제도는 탄소 가격 위험을 포함한 시장 가격 위험에 투자자를 완전히 노출시킨다. 정부가 탄소 가격을 강화하면 저탄소 발전 사업자에게 뜻밖의 이익을 가져다 줄 수도 있다. 어떤 경우이든 이러한 지원 제도는 투자자를 탄소 가격 리스크에 노출시키게 되어, 금융비용을 과도하게 상승시키는 요인이 된다.

자금 조달 비용을 낮게 유지하는 것은 저탄소 투자가 불필요한 정책 리스크에 노출되어서는 안 된다는 것을 의미한다. 많은 관할 구역에서 FIT에서 갑자기 시장 기반 구조로 완전히 전환시키는 것은 무리한 조치이며, 이는 지속적인 저탄소 투자 실현에 실패하였음을 증명하게 될 가능성이 있다.

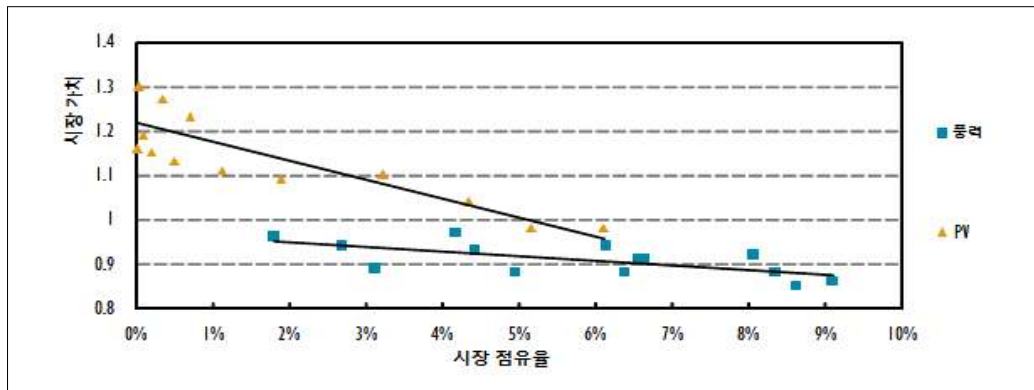
또한, 시장 가격은 다양한 자산이 전력계통에 제공하는 가치에 대한 유용한 평가수단을 제공하고, 따라서 올바른 방향으로 가게하기 위해 필수적이다. 예를 들어, VRE의 시장 가치는 전력 계통의 유연성을 높이기 위한 조치가 없는 경우에는 보급률의 증가에 따라 그 시장 가치가 크게 저하될 가능성이 있다(그림 2.11)(IEA, 2014a).

저탄소 발전 사업자를 모든 시장 위험으로부터 보호하는 제도와 장기적인 가격의 불확실성에 완전히 노출시키는 제도의 사이에서, 전부는 아니지만 일부의 전력시장 가격 위험에 저탄소 발전가를 노출시키는 제도를 찾을 수 있다. 이러한 제도를 채택하기 위해서는 시장가치에 대한 평가수단을 유지하는 것과 자본 집약적인 투자에 대한 확실성을 제공하는 것 사이의 균형점을 찾는 것이 필요하다.

한 가지 방법은 여러 제도의 특성을 결합하는 것이다. 이러한 조합은 ‘조정 프리미엄(modulated premium)’이라 부를 수 있다. 이 유형의 제도는 투자자 관점에서 시장 가격 위

험을 완화함으로써 저탄소 프로젝트의 도입을 촉진하면서 저탄소 프로젝트를 전력시장에 통합한다. 조정 프리미엄은 고정 가격 제도와 시장 플러스 보조금 제도의 중간 유형의 제도이다(그림 2.10). 이러한 조정 프리미엄 시스템은 투자자에게 전가되는 위험의 정도를 조정할 수 있도록 하는 다양한 방법의 집합이라고 생각한다. 따라서 그들은 시장의 신호를 완전히 무효화하지 않고 투자 인센티브를 주는 유망한 대안이다.

그림 2.11 독일의 풍력 및 PV 점유율과 시장 가치의 관계



출처: Hirth, 2015.

유럽에서는 FIT의 점진적 개선과 시장 프리미엄 제도 도입 등 더 바람직한 시장 통합을 위한 작은 조치들이 이미 착수되었다(글 상자 2.4 참조). 예를 들어, 시장 가격이 마이너스가 되는 과잉 발전의 경우 FIT 프리미엄을 지불하지 않는 것은 이러한 조치의 일환이다. 저탄소 사업자는 기상 조건으로 인한 발전량 위험은 물론 전력 판매량에 대한 시장 위험을 부분적으로 지게 된다. 주목해야 할 것은 일부 유럽국가가 더 정교한 시장 프리미엄 제도로 개선하는 것은, 해당 기술에 대한 최적 입지를 선택하고, 다른 저탄소 기술에 비해 우위를 확보하기 위해 운영을 개선하며, 전력시장 가치가 낮은 기간 동안 정기 보수를 추진하도록 인센티브를 제공하게 되었다.

그럼에도 불구하고 전력시장에서 장기 가격은 투자자의 가장 큰 위험원이다. 낮은 가격이 투자자에게 전가되는 정도는 투자자가 감내해야 하는 위험 수준에 직접적인 영향을 미친다. 따라서 규제 기관은 발전 사업자가 실제로 노출될 수 있는 것보다 더 높은 수준의 시장 위험(불확실성)을 부과하는 것과 자금 조달 비용을 낮게 유지하기 위해 충분한 확실성을 부여하는 것과 사이에 균형을 찾아야 한다.

글 상자 2.4_ 미국의 다양한 정책

미국은 재생에너지 도입을 촉진하는 다양하고 중첩된 정책을 시행하고 있으며, 이 정책들 덕분에 시장이 크게 성장하였다. 미국의 정책을 살펴보면, 다양한 촉진책과 인센티브가 재생에너지의 실질적인 성장의 견인차 노릇을 했음을 확인할 수 있다.

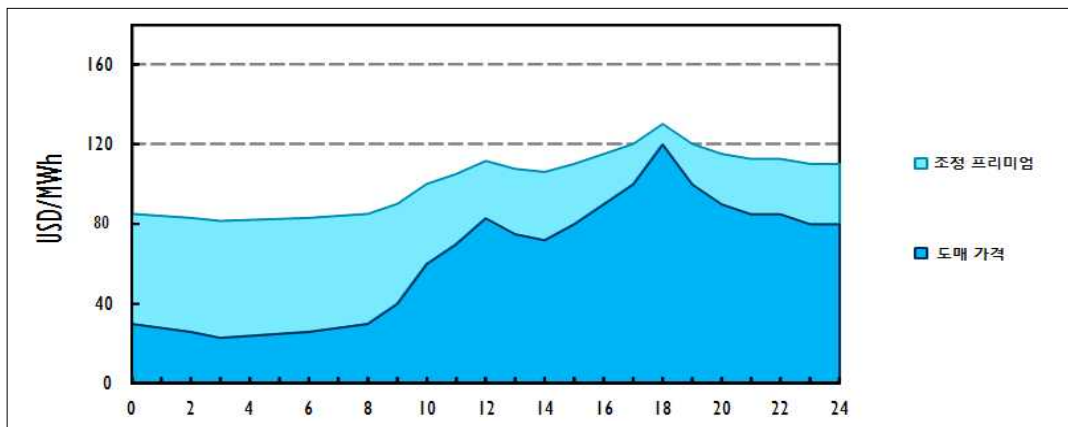
미국 재생에너지 도입의 가장 중요한 촉진자는 30개 주에서 채택하고 있는 재생에너지 공급 의무제도(RPS: Renewable Portfolio Standards)이다. 이는 부하의 일정비율을 재생에너지로 공급하도록 하는 제도이다. RPS를 채택한 주의 절반은 전통적인 규제를 받는 지역이고, 나머지 절반은 구조 개편이 되어 부분적으로 규제가 완화된 지역이다. RPS 준수 메커니즘은 두 종류의 시장에 따라 아주 다르다. 전통적인 규제를 받는 주에서는 전력 회사가 직접 프로젝트를 소유하거나 재생에너지 사업자와 장기 PPA를 계약하는 경향이 있다. 구조 개편된 시장에서는 소매 사업자(LSE: Load-Serving Entity) – 이들은 수직통합 전력회사일 수도 있고 아닐 수도 있음 – 는 미래 수요예측 능력이 높지 않아서, 재생에너지 인증서(REC: Renewable Energy Certificate)를 구입하여 RPS의무를 이행하는 경향이 있다. RPS 정책은 종종 대체 이행 부담금(ACP: Alternative Compliance Payment) 제도를 두고 있으며, ACP는 사실상 REC 가격 상한 역할을 한다. ACP는 통상 50~100달러 사이에 있으며, 고비용의 기술을 별도로 구분하기도 한다. 예를 들어 태양광과 같은 고비용 기술에 대한 할당량을 별도로 구분하는 주와 같은 경우는 이에 대한 별도의 ACP를 정한다. 구조 개편된 시장의 경우, 한 프로젝트에서 나온 전력과 REC는 별도로 판매되고, 따라서 재생에너지 프로젝트는 잠재적으로 시장 가격 위험에 노출된다. 하지만 구조 개편된 주에서 개발된 프로젝트도 PPA 계약을 체결하기도 한다. 계약 상대자는 전력회사나 상업 회사가 될 수 있는데, REC를 구입해야 하는 의무가 없는 회사가 될 수도 있다.

신용이 있는 구매자와 PPA 체결은 종종 재생에너지 사업의 자금 조달에 필수적이지만, 일부 지분 투자자는 장기 PPA를 체결하지 않고 단기 계약이나 현물 시장에 판매함으로써 에너지 가격 위험이 있는 프로젝트에 투자하기도 한다. 이런 경우는 주로 풍력 분야에서 발생하며, 2014년 이런 용량의 대부분은 텍사스에서 투자되었는데, 이곳의 경우는 풍력 발전이 도매 전력시장에서 가격 경쟁력이 있고(생산 세액 공제의 적용 이전에도), 다양한 시장 장치들이 위험 회피를 가능하게 해주었다. 일반적으로 이와 같은 소위 ‘상업적’ 프로젝트는 프로젝트 소유자의 위험을 줄이기 위해 10~12년의 가격 변동 위험을 대비하는 수단을 포함한다.

미국에 투자하는 재생에너지의 대부분은 재생에너지 산업을 지원하는 세제 혜택을 받고 있다. 이러한 세제는 발전량에 따라 세액을 공제해주는 생산 세액 공제(PTC), 투자비에 대해 세액을 공제해주는 투자 세액 공제(ITC: Investment Tax Credit), 재생에너지 투자에 대한 가속 상각이 포함된다. 이러한 정책은 재생에너지 비용을 절감하고, ACP 대신 재생에너지 투자를 통한 RPS의 이행을 가능하게 하고, 투자 위험을 줄여준다. 특히 PV 분야의 일부 프로젝트는 에너지부의 대출 보증의 혜택을 받았고, 이는 자본에 대한 접근성을 높였다. 이러한 다양한 인센티브는 재생에너지 투자에 대한 전력 가격 위험을 줄이는데 도움을 준다. 이러한 지원 정책은 RPS와 함께 미국의 재생에너지 분야에 막대한 투자를 촉진하는데 도움이 되고 있다. 그러나 최근에는 재생에너지의 많은 투자는 RPS 의무에 의해서가 아니라 사업의 수익성, 전력 회사의 지속 가능성 목표 또는 기업의 자발적인 구매와 같은 자발적인 동기에 의해서 이루어지고 있다.

도매 전력시장으로부터 나온 가격 신호(그림 2.12)에 전부는 아니지만 부분적으로 노출시키는 조정 프리미엄 제도는 이러한 균형을 맞춰주는 역할을 한다. 조정 프리미엄은 실제 시장 가격에 상응하여 변동한다. 그림에서와 같이 높은 시장 가격일 때는 낮은 프리미엄이 된다(시장 가격이 20US\$/MWh일 때 조정 프리미엄은 60US\$/MWh, 시장 가격이 60US\$/MWh일 때 프리미엄은 40US\$/MWh, 시장 가격이 100US\$/MWh일 경우 프리미엄은 20US\$/MWh 정도가 된다). 이러한 지원 방식은 필요 수익과 실제 시장 수익과의 격차를 부분적으로 보상함으로써 시장 수익을 보충하기 위한 목적을 가지고 있다.

그림 2.12 도매 시장 가격에 연동하는 조정 프리미엄 지원 수준(도해)



전력시장 가격에 연동하여 조정하는 방식이 아닌 다른 대안은 실제 탄소 가격에 연동하여 프리미엄을 조정하는 것이다. 탄소가격이 높으면 프리미엄은 낮아진다(예를 들어, 조정 사전 프리미엄은 탄소 가격이 0인 경우에는 60US\$/MWh, 25달러/t-CO₂인 경우 60US\$/MWh로, 50달러/t-CO₂보다 높은 경우는 0으로). 탄소 가격 지수에 따라 조정하는 것은 사실상 탄소가격 위험을 투자자로부터 소비자나 납세자에게 전가한다. 이는 규제 위험과 이를 가장 잘 완화할 수 있는 수단을 잘 결합한 것이다. 이는 탄소 가격 위험에 상응하여 투자자가 요구하는 시장가격 위험 프리미엄을 낮추고, 결과적으로 자본 조달 비용을 낮게 유지하는 데 기여할 것이다.

조정 프리미엄은 시장 가격 위험의 일부는 저탄소 투자자에게 전가한다. 글 상자 2.4에서 설명하는 바와 같이, 지원금을 조정하는 체계 하에서 프로젝트의 리스크 수준은 매우 위험이 높은 프로젝트와 FTT의 혜택을 입어 어떤 시장 위험에도 노출되지 않는 프로젝트의 중간에 존재한다. 지원금을 조정하는 체계는 다음과 같이 인센티브를 개선할 것이다:

- 프로젝트 개발자에게는 저속 풍력 발전기 같이 전력계통이 선호하는 설비를 선택하고, 풍질이 양호한 위치에 발전기를 설치하도록 하는 인센티브를 제공한다.
- 투자자에게는 극단적인 손실의 위험을 줄이도록 조정 상환 방식으로 설계할 수 있도록 한다. 예를 들어, 위험 공유 계약에 하한이나 손절 조항을 도입하면 꼬리 위험(tail risk)¹²⁾을 방지할 수 있다.
- 정부에게는 보다 예측 가능한 재생에너지 도입 정책을 수립하고 탄소가격 상승을 촉진하기 위해 위험 분담 계약을 활용하도록 한다. 이러한 정책은 소비자가 부담해야 할 조정 지원 제도의 비용을 줄여준다(탄소 가격이 높아짐에 따라 지원을 적게 한다).

조정 프리미엄 제도는 시장 가격이나 탄소가격과 프리미엄 수준과의 관계를 결정해야 하는 등의 제도 자체의 시행 상 과제도 있다. 저탄소 에너지 도입을 최적화하기 위한 정책들의 적절한 조합을 찾아내기 위해서는 해당 시장 상황에 대한 면밀한 분석이 필요하다. 시행 상의 과제

12) 역주: 꼬리 리스크는 발생 가능성이 낮고 예측하기 어렵지만 한번 발생하면 큰 영향을 미친다. 사람의 키나 몸무게 등 많은 자연 현상은 대개 특정한 평균치를 중심으로 대칭을 이루는 종 모양의 정규분포 곡선을 따른다. 바깥 쪽으로 갈수록 높이가 낮아지는 꼬리모양을 이루는 것이다. 그러나 경우에 따라 발생확률이 적은 현상이 나타나면서 빈도가 정규분포가 예측하는 것보다 훨씬 커져 꼬리가 굽어질 경우 꼬리 리스크가 발생한다.

는 다음 사항들을 잘 결정해야 하는 것이다. 즉 프리미엄 수준과 보급량의 결정, 제도의 기술 중립성 대 기술 특정성, 위험을 분담하는 조정 수식의 결정이다. 그러나 전부는 아니지만 일부 시장 위험에 투자자를 노출시키는 일반 원칙이 다양한 상황에서 유효함을 입증해야 한다.

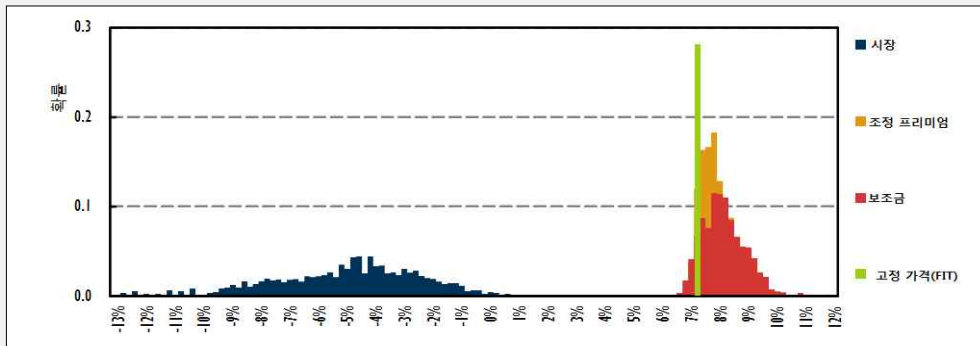
글 상자 2.5 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 다양한 지원 제도의 투자 위험에 대한 모델링

투자 위험의 정량화는 위험에 상응하는 자본 비용을 계산하기 위한 금융권의 리스크 프리미엄의 평가를 포함한 다양한 기법을 사용한다. 경제학에서는 위험 회피라는 개념이 사용되지만 정량화는 더 어렵다. 다른 널리 사용되는 방법은 확률론적 몬테카를로 시뮬레이션을 실행하는 것이다.

이 글 상자에서 언급하는 분석은 순수한 시장의 체제와 다양한 지원 메커니즘 하에서 육상 풍력 발전 프로젝트의 내부 수익률(IRR)을 계산하는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 확률론적 분석이다.

위의 글 상자에서 언급한 매시간 급전 모델에 2020년에 운전을 개시하는 발전기의 사업 계획을 계산하기 위한 2개의 모델 구성 요소와 Crystal Ball이라는 소프트웨어를 이용하여 몬테카를로 분석을 수행하기 위한 모듈이 추가되었다. 시뮬레이션에서는 네 가지 확률 변수가 고려되고 있다. 가스 가격은 9~14달러/MBtu에서 균일분포 확률로 변동한다. 탄소 가격은 중앙값이 25달러/t-CO₂이고 표준 편차가 13인 대수(對數) 정규 분포를 따른다(이는 약 5~100 달러/t-CO₂의 범위가 된다). 연료 가격 불확실성뿐만 아니라 재생에너지 도입 속도도 불투명하다. 예를 들어, 첨두 수요가 56GW의 계통에서 설비 용량 (ICAP: Installed Capacity)은 2030년까지 풍력 발전은 27~35GW의 범위, PV는 16~18GW의 범위에서 변화한다. 이상의 다양한 변수는 서로 상관관계가 없다. 육상 풍력 발전은 투자비용은 1,479달러/kW, 수명은 25년이고, 풍차의 이용률은 23%로 가정한다. 이러한 수치는 "Projected Costs of Generating Electricity 2015"(IEA/NEA, 2015)를 바탕으로 했다.

그림 2.13 육상 풍력의 IRR의 확률 분포(지원 & 미지원의 경우)



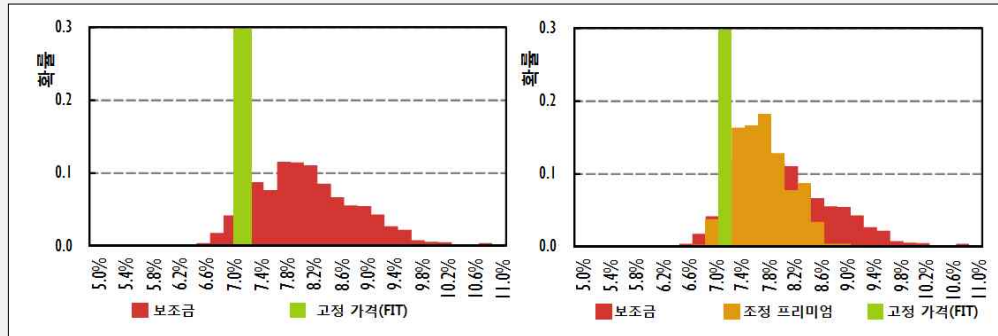
이 일련의 가정 하에 도매가격만으로 수익을 얻는 풍력 발전기의 IRR은 거의 항상 큰 음수가 된다(그림 2.13). 높은 가스 가격과 높은 탄소 가격 시나리오의 경우 IRR이 경미하게 양수가 되는데, 이는 대부분의 투자자가 프로젝트에 조달하는 자본 비용을 크게 밀돌고 있다. 이 예시에는 시장 기반의 투자는 이루어질 수 없다.

투자를 유인하기 위해서는 IRR이 대부분의 시간에서 자본 비용을 상회하는 수준에 있도록 지원 제도를 통해 수익을 올려줘야 한다.

FIT 같은 고정 수익 제도는 자본 비용(여기에서는 건설 및 운영 위험은 고려하지 않음)에 IRR을 정확하게 설정할 수 있다. 이 시뮬레이션의 경우 FIT를 104US\$/MWh로 설정한 경우의 IRR은 7%가 된다. 그러나 이 제도를 사용하는 경우에는 그림 2.14의 수직 막대(그래프는 0.3에서 잘려져 있지만, 확률은 1임)로 표시된 것처럼 투자자는 모든 시장 위험에서 격리된다.

고정 프리미엄(투자 프리미엄도 동일한 효과)과 같은 보조금은 IRR을 증가시키지만 투자를 시장 가격 위험에 완전히 노출시킨다. 보조금은 대부분의 시간에 수익을 확보하기 위해서는 충분히 높아야한다. 이 계산에서는 58US\$/MWh의 고정 프리미엄은 90% 이상의 확률에서 IRR 7% 이상을 보장한다. 보조금을 지급하는 경우에 대하여, 빨간색으로 표시된 수익률은 낮은 경우도 있지만, IRR의 확률 분포는 요구 수익률 7%보다 높은 8.5% 정도이다.

그림 2.14 육상 풍력의 IRR의 확률 분포(지원 제도별)



그러나 탄소 가격과 가스 가격이 높고 VRE 보급률이 낮은 시나리오에서, 보조금의 IRR은 약 10% 정도이다. 이러한 수준의 보상은 해당 투자에 대한 리스크가 아주 높다고 생각되는 경우에도 그 위험을 감수할 수 있다. 이는 정부가 탄소 가격을 높이는 정책을 쓰면 생길 수 있는 시나리오이다.

조정 프리미엄은 도매 전력 가격에 의존한다. 이 계산으로는 도매 전력 가격이 65US\$/MWh의 경우 프리미엄이 55US\$/MWh로 설정되어 있기 때문에 총수익은 115US\$/MWh가 된다. 시장 위험은 투자자와 50 대 50으로 공유된다. 따라서 예를 들어 도매가격이 25US\$/MWh로 떨어지면 프리미엄은 $(65-25)/2 = 20$ 이 증가되어 75US\$/MWh되고 총 수익은 경우 $25 + 75 = 100$ US\$/MWh로 된다. 따라서 투자자는 시장 가격 변동 위험에 노출되어있다. 도매 전력시장 가격이 높을 경우 프리미엄이 감소함에 따라 IRR의 확률 분포의 폭은 좁아진다. 그 결과 조정 프리미엄 제도는 저탄소 투자를 전력시장에 통합시키면서 비록 무위험 수준은 아니지만 자본 비용을 낮추는 데 기여한다.

몬테카를로 시뮬레이션에 사용된 모델 가정의 자세한 내용은 IEA의 웹 사이트 (www.iea.org/media/topics/electricity/repoweringmarkets/annexes.pdf)에 있다.

지원 방법의 설계

저탄소 투자 지원 메커니즘을 시행하는 경우, 일부의 설계 요소는 단기 시장 가격과 다양한 기술의 선택에 영향을 미치게 된다.

제2.2절에서 언급한 바와 같이 저탄소 발전기의 도입은 급전우선순위와 기존 발전기에도 영향을 미친다. 또한 프리미엄의 설계와 그 수준도 저탄소 발전기의 입찰 양상을 변화시키고, 나아가 단기 시장 가격에 영향을 미친다. 프리미엄을 받기 위해서 자신의 한계 비용 이하로 입찰하는 발전기 때문에 마이너스의 시장 가격이 발생하고, 기존 발전기의 유연성 부족으로 더욱 가중되는 현상이 일부 전력시장에서 경험되었다. 독일 시장의 경우는 풍력과 PV를 합해 약 15%의 점유율에서 마이너스 가격이 발생하는 것은 2013년과 2014년에 연간 64시간, 즉 전체의 0.7%로서 매우 드물게 발생하였다.

정부에게 또 다른 중요한 문제는 저탄소 자원의 도입 속도를 조절하는 것이다. 많은 국가에서는 PV의 도입은 비용이 아직 매우 높은 상태에서 예상보다 훨씬 높은 수준에 도달하였다. 이는 소비자에게는 발전기의 수명 기간인 20년간 높은 비용을 견뎌내야 하는 유산으로 작용하기 때문에, 많은 나라에서 갑작스런 정책 변경이나 중단으로 이어졌다. 독일에서는 2010년~2012년에 연간 7 GW를 도입하였지만 정부의 목표치는 약 절반이었다. 또한 FIT의 빈번한 개정에도 불구하고, 정부는 때때로 PV 비용 하락에 보조를 맞추는데 실패하였고, 이는 예상보다 더 많은 용량이 진입해 목표치를 초과하게 되었고, 이는 투자비에 대해 더 많은 보상을 해야 하는 결과로 이어졌다. 특히 스페인, 이탈리아, 일본에서 이런 현상이 발생하였다.

풍력 및 PV 비용에 대한 정보 비대칭을 줄이기 위해 미국의 전력 회사와 유럽의 정부는 신규 건설에 대해 경쟁적인 경매 절차를 도입하고 있다. 이런 경매 제도는 프랑스에서는 2004년부터 바이오매스 발전기에 대해 적용하고 있고, 2012년 최초의 해상 풍력 발전 프로젝트가 경매에서 150유로/MWh의 가격에 낙찰되었다. 2015년 4월 독일에서 100kW~10MW 규모의 육상 PV 발전기에 대해 최초의 경매가 진행됐다. 이 경매에서 보상 수준은 84.8~94.3유로/MWh(96~106US\$/MWh)로 결정되었다. 경매는 투자 단계에서 최소 비용의 프로젝트를 선택하도록 하는 경쟁 압력을 가함으로써 재생에너지의 보급량과 속도 그리고 수반되는 비용을 더 잘 통제할 수 있도록 해준다.

그러나 이상의 논의는 기술 특정한 접근법을 전제로 하고 있는데, 이는 지원해야 할 특정한 기술을 정한 상태에서, 탄소 배출이 0이거나 낮은 기술을 장려하는 방법이다. 정책 결정자는 학습에 의한 비용 절감, 최종 소비자 요금 인하 가능성, 전체 전력계통에 대한 각 기술의 가치 등을 이유로 특정 기술을 선택하는 것이 바람직한 것이라고 판단할 수도 있다.

이런 맥락에서, 기술의 최적 조합을 결정하는 것은 쉬운 일이 아니고, 이를 위해서는 전체 전력계통에 대한 기술의 가치를 평가하는 것이 필수적이다. 경제적 효율성의 관점에서 기술 중립적인 정책은 최소 비용의 기술을 선택하도록 장려하여, 결과적으로 최소 비용으로 의무를 이행하도록 하고, 특정 기술을 선택해야 하는 정치적인 부담을 덜 수 있다.

조정 프리미엄의 시행은 다양한 프로젝트가 투자를 위해 필요로 하는 단위 발전량당 프리미엄을 결정해야 한다. 따라서 프로젝트의 시장 가치가 낮은 경우에는 도매 시장 수익이 낮기 때문에 요구 프리미엄은 높을 것이다. 이것은 다양한 저탄소 기술 사이에 오로지 비용만을 기준으로 하지 않는 경쟁을 도입하는 길을 연다. 이 경쟁을 통해서 다양한 기술과 프로젝트가 전력계통에 주는 가치를 확인할 수 있다. 예를 들어, 어떤 기술이 균등화 발전 원가 기준으로는 풍력 발전보다 저렴할 수 있다. 그러나 만약 이 기술이 시장에서 수익이 적을 경우 다른 프로젝트보다 높은 프리미엄을 붙여 입찰할 필요가 있으며 이는 그 프로젝트가 선택되어서는 안 된다는 것을 의미한다.

여름철 수요가 최대인 전력계통에서의 PV의 사례가 이러한 효과를 나타내고 있다. 100US\$/MWh의 비용이 드는 PV가 80US\$/MWh의 평균 시장 보상 밖에 받지 못하는 경우 20US\$/MWh의 프리미엄이 필요하다. 85US\$/MWh 걸리는 육상 풍력 발전이 시장에서 60US\$/MWh를 받을 경우 25US\$/MWh의 프리미엄을 필요로 한다. 이 예에서는 풍력 발전의 FIT는 낮지만 전력계통에 대한 풍력 발전의 가치는 PV보다 낮은 것이다. 필요한 프리미엄의 수준에 관한 기술 간의 경쟁의 결과 PV에 대한 지원이 더 낮은 수준에서도 문제없다는 것이 명백해진다. 풍력 발전은 PV보다 낮은 비용이지만 비용과 시장 수익 간의 격차를 벌충하기 위해 더 높은 프리미엄을 필요로 한다. 풍력과 PV 시장 가치는 도입되는 전력계통에 따라 다르며, 점유율이 증가하면 하락하기 때문에 이러한 고려 사항은 특히 중요하다(그림 2.12, Hirth 2013; Mills and Wiser 2012; NEA, 2012; IEA, 2014a).

다양한 기술의 시장 가치가 아닌 전력계통상의 가치 요인을 고려하는 경매 시스템의 사례가 멕시코에서 시행 중이다. 이 제도 하에서 발전기는 기저 가격으로 입찰을 하고, 이 기저 가격은

해당 발전기가 전력계통에 15년간 발전량을 제공하는 가치를 반영하여 조정된다. 전력이 가장 가치를 지니는 장소와 시간에 전력을 공급하는 기술은 입찰 기저 가격에 더하여 주어지는 프리미엄을 받는다. 이것은 동일한 경매에서 다양한 기술의 비교를 가능하게 한다. 그러나 기술의 전력계통 가치를 계산하는 문제는 발전의 다양한 장소와 시간에 따라 기저 가격에 더하여 지급 되는 프리미엄의 정확한 값을 결정하는 것으로 바뀌었다.

위험 배분

위험의 크기는 고정이지 않다. 위험의 배분 방법에 따라 위험을 감수해야 하는 이해 관계자에게 위험을 줄이는 인센티브를 주어 위험의 전반적인 수준을 줄일 수 있다. 일반적으로 각 위험(표 2.1)을 줄일 조치를 취할 수 있는 이해 관계자에게 프로젝트에 관련된 위험을 배분하는 것이 가장 효율적이다. 예를 들어, 프로젝트의 건설 위험은 프로젝트 개발자가 책임을 짐으로써 올바른 설비 제작사를 선택하고 프로젝트와 그의 건설을 효과적으로 관리하도록 하는 인센티브를 줄 것이다.

특히 탄소 가격은 이런 맥락에서 의의가 있다. 정부는 투자자에 비해 탄소 가격에서 유래된 규제 리스크에 대처하기에 좋은 입장에 있다. 이 관점에서 탄소 가격에 따라 지원 수준을 조절하는 지원 제도에서 이 위험은 정부 및 소비자에게 할당해야 한다. 이 경우 정부는 탄소 가격 설정 규칙을 변경할 때, 이러한 영향을 고려할 것으로 기대된다. 투자자는 이러한 규제 리스크에 노출되면, 높은 프리미엄을 요구하고, 이는 자본 비용을 불필요하게 증가시킨다. 이와 대조적으로, 탄소 가격에 따라 프리미엄의 수준을 조정하는 것은 이것의 본래 책임자인 정부에게 그 위험을 할당하는 것이 당연할 것이다.

그러나 실제로는 위험 분석은 복잡한 작업이며 다양한 위험을 분리하고 독립적으로 배분하는 것은 쉽지 않다. 예를 들어, 일반적으로 탄소 가격 위험, 재생에너지 보급, 화석 연료와 수요의 위험은 전부 도매 전력시장 가격 위험에 영향을 미치므로, 현실적이고 논쟁의 여지가 없는 방법으로 이러한 위험을 개별적으로 평가하는 것은 불가능하다. 예를 들면, 현실적으로 전력시장 가격에 대한 탄소 가격의 영향을 분리하는 것은 어렵지만, 만약 그렇게 한다면 상황은 단순한 위험 공유 메커니즘으로 환원된다.

결론 : 다수의 유력한 대안과 함께 탄소가격을 넘어선 지원 정책이 필요

이론적으로 탄소 가격은 저탄소 에너지 도입의 효과적인 추진력이지만, 실제로는 2°C 시나리오 목표를 달성하기에 필요한 충분한 신규 저탄소 발전 용량을 확보하기 위해서는 추가적인 장기 지원 제도를 개발하고 시행해야 한다. 여기에는 고정 가격 제도, 위험 공유 제도, 시장 수익에 보조금을 추가하는 제도 등이 포함될 수 있다. 다양한 지원 제도는 저탄소 에너지 투자를 다양한 위험 수준에 노출한다.

미래 전력 가격에 대해 높은 불확실성을 특징으로 하는 환경 하에서 관련된 모든 위험(예를 들어, 과도적인 과잉 설비에 의한 가격 하락, 탄소 가격의 불확실성, 전력계통의 유연성을 유지할 수 있는 방안에 대한 불투명성)을 저탄소 발전 사업자에게 전가하는 것은 저탄소 투자를 방해하거나, 잠긴 투자를 열기 위해서는 높은 자본 비용의 보상이 필요해 매우 높은 지원 수준으로 이어질 수 있다. 순수한 시장 기반의 수익 전망이 더 명확해질 때까지는 조정 프리미엄 제도 등의 지원 메커니즘은 과도기적 위험을 보상하고, 저탄소 투자를 본류로 확산하기에 적절한 중간 단계의 지원 정책이 될 수 있다.

표 2.1 발전소 프로젝트 관련 주요 위험의 배분과 완화책

위험	설명	규모	배분	배분 수단	위험 부담자	위험 부담 완화 조치
운영상 위험	발전기가 계획대로 동작하지 않거나 필요할 때 사용할 수 없는 경우 수익 및 수익성이 낮아짐	중간	투자자	정부 - 전력 요금	투자자	- 공장 부지 선정 - 기술 선택 - 유지 보수 계획
구조상 위험	발전소의 수익성이 낮거나 음수일 때 비용 초과 또는 지연이 발생한 경우 (원자력, 해상풍력)	낮음 높음	투자자	정부 - FiT 또는 PPA - 탄소 가격에 대한 지원 계약	투자자	- 프로젝트 관련 개선 - 기술 선택 - 엔지니어링, 조달 및 건설 (EPC) 계약자
전력 수요	전력 수요가 낮으면 시장 가격이 하락하고 발전소는 공정한 수익을 포함한 투자 비용을 회수하지 못함	중간	투자자	정부 - 전기 시장에 저탄소 투자를 통한	투자자	- 전기 수요 증가에 대한 예측 지원 개선(전력 대비) - 조달 용량 방지
가스, 석탄 가격	가스와 석탄 가격이 낮으면 발전소는 공정한 수익을 포함한 투자 비용을 회수하지 못함	높음	투자자	정부 - 위험 부담 합성 - 가스 가격에 대한 지원 계약	투자자	- 연료 가격 예측 - 수직 상류 통합
풍력, 태양광 도입	풍력 및 태양광 발전 도입이 많아지면 발전소의 투자들은 낮아지고 수익은 감소 (물량 및 가격 위험)	중간	투자자	정부 - 위험 부담 합성 - 재생 가능한 정책 목표에 따른 지원	투자자 (기술) 정부 (정책)	- 재생 가능 쿼터 사용 - 산업 R&D 투자 및 경쟁력 있는 정보
정책 수용성	발전소 허가 과정이 프로젝트를 지연 또는 중단시킬 경우, 발전소의 비용은 증가	기술력에 따라 달라짐	투자자	정부 - 인허가 지연 또는 현장 형으로 사업 지연 발생 시 대기 지원	정부	- 정부는 사건에 정책 목표를 명확히 하고 프로젝트가 성공적으로 수행될 수 있도록 보증해야 한다
탄소 가격	탄소 가격이 낮으면 발전기들은 공정한 수익을 포함한 투자 비용을 회수하지 못함	높음	투자자	정부 - FiT 또는 PPA - 탄소 가격에 대한 지원 계약	정부	- 정부는 탄소 가격 수준과 확실성을 높일 수 있다 (탄소세)

| 참고 문헌 |

Greentech Media (2014), "SolarCity starts selling 'solar bonds'online to public investors “
www.greentechmedia.com/articles/read/SolarCity-Innovates-Again-With-a-Public-Offering-of-SolarBonds.

Green, R. and T-O. Léautier (2015), “Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets,” Working paper, Toulouse School of Economics, July 2015.

Hirth, L. (2015), “The market value of variable renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price” , personal communication.

Heptonstall, P. et al. (2012), “The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future” , Energy Policy, Vol. 41, pp. 815–821.

IEA, (2015), Medium-Term Renewable Energy Market Report, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014a), “The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems” , <http://dx.doi.org/10.1787/9789264208032-en>, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014b), “Attracting finance for low-carbon generation” , in Energy Technology Perspectives 2014, OECD/IEA, Paris.

IEA (2012), “Developing a natural gas trading hub in Asia” ,
www.iea.org/media/freepublications/AsianGasHub_WEB.pdf, OECD/IEA, Paris.

IEA/NEA (Nuclear Energy Agency) (2015), Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition, OECD/IEA, Paris.

Magritte Group (2015), “Magritte group call for more convergence and integration in European Energy Policy” ,
www.engie.com/wp-content/uploads/2015/04/magritte-group-calls-for-more-convergenceand-integration-in-european-energy-policy.pdf.

Mills A. and R. Wiser (2012), “Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: A pilot case study of California” , Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory,
<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-5445e.pdf>.

NEA (Nuclear Energy Agency) (2012), Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems, OECD Publishing, Paris,
<http://dx.doi.org/10.1787/9789264188617-en>.

Newbery, D.M. (2012), “Reforming competitive electricity markets to meet environmental targets” , Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 1, No. 1, pp. 69–82.

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2015a), Aligning Policies for the Transition to a Low-Carbon Economy, OECD Publishing, Paris.

OECD (2015b), “Mapping channels to mobilise institutional investment in sustainable energy” , OECD report to G20 finance ministers and central bank governors, Paris,
<https://g20.org/wpcontent/uploads/2015/04/Mapping-Channels-to-Mobilize-Institutional-Investment-in-SustainableEnergy.pdf>.

The World Bank (2015), “carbon pricing is expanding: Initiatives now valued at nearly \$50 billion”
www.worldbank.org/en/news/feature/2015/05/26/carbon-pricing-initiatives-nearly-50-billion.

제3장 단기시장

요약

- 풍력 발전과 태양광 발전(PV)의 도입으로 계통운영자는 새로운 운영 요구조건을 충족시켜야 한다. 재생에너지 발전은 바람과 햇빛이 없을 때는 전력 수요를 충족시키는데 기여할 수 없고, 풍부할 때는 과잉 발전으로 이어질 수 있기 때문에 이들의 변동성과 예측오차를 관리해야 하는 것이 중요하다.
- 기존 시장 설계는 두 범주에 속한다.
 - 세분화의 정도가 높은 시장은 미국의 지점별 한계 가격(LMP)과 같이 송전망 제약과 한계 발전비용에 대한 세분화된 시간별, 지점별 가격 정보를 제공한다.
 - 세분화의 정도가 낮은 시장은 유럽에서 발달했으며, 비집중식이며 국경간의 전력 거래를 성공적으로 촉진하였다.
- 탈탄소 전력시스템의 수급 변동성이 더 커짐에 따라 계통운영자는 실제 한계 발전 비용에 부합하는 시장가격이 형성되도록 해야 한다. 시장 설계는 전력망의 물리적 실재를 세분화의 정도가 높게 표현할 필요가 있다.
- 단기 시장은 개선되어야 하는데, 당일 시장과 실시간 시장은 다음 원칙에 따라 개선될 수 있을 것이다. 즉 혼잡 가격을 더 정확하게 반영할 수 있도록 지리적으로 세분화의 정도가 높인다. 수급 균형에 사용되는 모든 실시간 에너지에 대해서는 한계 비용을 반영하기 위해 균일 가격을 사용한다. 수시 예측을 반영하고, 실시간의 몇 시간 전까지 계속적으로 가격을 갱신한다.
- 단기 시장에서 가격 기능을 향상함으로써 분산형 자원이 전력시스템의 필요에 어떻게 기여하고, 복잡한 대규모 전력시스템 간의 조정에 협조해야 하는지를 파악할 수 있다. 이러한 개선은 기존 시장 기반 위에 구축될 수 있는데, 기존 시장을 당일 시장으로 확대하고, 정보를 보다 투명하게 제공할 수 있다.

본 장에서는 탈탄소 전력시스템의 안정적이고 효율적인 운영을 확보하기 위해 필요한 전력시장 설계에 주목한다. 안정적인 전력 공급은 현대의 기술 중심 경제에 필수적이나 새로운 기술

도입과 탈탄소화 정책으로 인해 전력시장의 미래가 불안정해지고 있다.

일부 시장은 이미 송전 수준에서의 전력시스템 운영의 물리적 실재를 반영하기 위해 정교한 제도를 실시하고 있지만, 다른 시장은 물리적 실재를 지나치게 단순화한 모델에 기반하고 있는데 이는 기존 시장 구조 개편 시점에 송전 혼잡이 낮았기 때문이다.

그러나 빠른 속도로 증가하고 있는 날씨에 좌우되는 분산형 발전량을 수용하기 위해선 기존 시장 제도에 다음과 같은 개선점이 필요하다.

첫째, 저탄소 전력시스템은 분산화 되는 경향이 있다. 육상 풍력과 PV는 중압 혹은 저압 수준, 어떤 경우는 계량기 후단에 접속된다. 계통운영자는 특히 수급이 빠듯한 기간에 이러한 자원을 직접 또는 간접적으로 제어할 필요가 있다.

둘째, 풍력과 PV의 출력은 날씨에 의존하기 때문에 전력시스템이 필요로 할 때 공급할 수 없는 제약이 있다. 그 출력은 일사량(PV)과 기상 패턴에 의해 크게 변동하여 비교적 큰 변화를 보일 수 있으며, 전력시스템과 조류에 대한 예측 오차를 야기한다. 변동성 증가와 예측력 감소로 인해 계통운영자는 전력시스템의 안정 운영을 확보하기 더 어려워진다.

셋째, 저탄소 전력은 이미 연계되어 안전성과 신뢰도 측면에서 상호 의존하는 대규모 광역 전력시스템으로 통합된다. 이 결과 한편으로는 시장의 범위가 확장되어 재생에너지의 변동성을 평활화하고 예측 오차 감소에 기여하고, 다른 한편으로는 밸런싱 지역이나 국가 간의 전력의 융통으로 인해서 전력조류가 불안정해지며, 이는 전력시스템의 안정 운영을 더 어렵게 한다.

이러한 문제는 국제 에너지기구(IEA)가 출판한 “The Power of Transformation” (IEA, 2014)에서 기술과 비용의 관점에서 분석되었지만, 이 장에서는 새로운 에너지 패러다임에 필요한 운영상의 안정성과 유연성을 제공하기 위한 단기 시장의 설계에 초점을 둔다.

본 장 제3.1절에서는 출력이 변동하는 분산형 전원의 점유율이 높은 전력시스템에서 필요로 하는 새로운 운영 요건에 대해 논의한다. 제3.2절에서는 단기 시장 설계를 보다 상세하게 설명하고 출력이 변동하는 재생에너지(VRE)의 점유율이 높은 상황에서 전력시스템을 안정적으로 운영하기 위한 능력에 대해 분석한다.

3.1 변동 출력의 대규모 분산 자원 도입에 따른 새로운 운영요건: 유연성 증대

NREL(2015), PJM(2014), IEA(2014) 등 여러 기술적 연구에 의해 출력이 변동하는 재생에너지를 받아들이는 데 필요한 유연성이 다각도에서 상세하게 분석되었다. 연구 결론은 점유율이 높은 풍력과 PV를 수용하는 것은 기술적으로 가능하다는 것이며, 이는 실제로 여러 전력시스템에서 경험으로 확인되었다. 이 절에서는 효율적인 시장 설계를 위한 주요 요구 사항과 운영상의 문제를 검토하고자 한다.

전력시스템은 기존의 집중형 발전의 기술적 특성을 활용하여 발전해왔다. 규모의 경제는 오랫동안 전력 산업의 금과옥조이었지만 육상 풍력과 PV로 대표되는 분산형 자원의 열기는 전력 부문에서 새로운 패러다임을 제시한다.

전체 설비가 재생에너지 도입과 발을 맞춰 조화롭게 개선된다면 저탄소화 비용을 낮출 수 있을 것이다.(IEA, 2014). 하지만 설비의 긴 수명기간을 고려할 때, 기반 설비는 적응 속도가 완만하여, 저탄소 전력의 급속한 도입에 뒤처질 수 있다. 몇 GW 규모의 태양광이나 풍력 발전은 1년 이내에 계통에 진입할 수 있지만, 통상적으로 전력시스템은 이러한 급속한 자원을 수용하도록 설계되지 않았다. 전력시스템은 재생에너지의 진입 속도에 맞춰 변화될 수 없기에 전력시스템의 운영이 어려운 것이다.

대부분 기존 발전기는 20~40년 전에 건설되어 그 용량의 절반은 기저 부하로서 가동하도록 설계되었기 때문에 풍력 발전이나 PV의 출력 변동에 추종할 수 없다. 경제 협력 개발기구(OECD) 회원국의 기존 설비 용량의 55%는 2030년에도 여전히 가동될 것이다. 그러나 보다 길게 보면 2050년까지 대부분 노후 인프라를 교체할 필요가 있다. 이는 전력 부문을 효율적으로 변화시킬 수 있는 기회를 의미한다.

단기 시장의 설계를 저탄소 발전으로 전환하기 위해서는 여러 운영상의 문제(예를 들어, 분산형 발전 전력의 제어성, 단기 자원적정성, 과잉 발전, 출력증감발에 대한 요구사항, 예측 오차, 송배전망 혼잡)를 해결해야 한다. 이러한 도전 요인을 검토한 결과, 전력시스템이 효율적이고 안정적으로 기능하기 위해서는 단기 시장이 실시간 운영 수 시간 전까지 큰 조정을 수용할 수 있어야 한다는 결론에 이른다.

글 상자 3.1 전력시스템의 기술적·경제적 특성: 물리 법칙과 자산의 장기성

재생에너지의 대규모 보급은 전력시스템이 이를 감당할 수 있는 수준까지 발전했는지와 무관하게 실현될 수 있다.

전력시스템 관리에 있어 두 물리적 특성을 주의할 필요가 있다. 첫째는 교류 전기는 수요와 공급이 목표 수준의 주파수(50Hz 또는 60Hz)를 유지하도록 초 단위로 수급 균형을 유지해야 한다. 둘째, 전기는 물리 법칙(키르히호프의 전기 회로 법칙)에 따라 전력망을 통해 흐르고, 물리적 법칙에 의해 정해진 한도 내에서만 제어될 수 있다. 현대식 제어설비의 도움이 없이는 전기 흐름을 효과적으로 제어할 수 없다. 전력시장 설계는 이러한 물리적 실재를 반영할 필요가 있다.

또 다른 두 가지 물리적 특성이 오랫동안 전력시장을 대표하였지만, 지금은 이로 인한 제한성이 낮아졌다. 첫째, 전력 수요는 전통적으로 가격에 대한 탄력성이 매우 낮았고 당분간은 이 특성이 유지될 것으로 생각되지만, 향후 정보 기술에 의해 가능해진 수요반응(DR)은 수요 탄력성을 향상시킬 것이다. 둘째, 전기저장 비용은 여전히 비싸지만, 새로운 기술에 의해 전지에 대한 비용은 계속 감소하고 있다. DR 및 전력 저장 가능성은 전력시장의 설계를 크게 변화시키고 전력은 가스 또는 다른 상품과 동일하게 될 가능성이 있다(제2장과 제6장 참조).

이러한 네 가지 특징(실시간 수요와 공급의 일치, 키르히호프 법칙, 비탄력적 수요, 고가의 전력 저장)에서 기인한 운영상의 과제는 새삼스러운 것이 아니다. 전력시스템 운영은 수요 예측 오차, 발전기나 송전선의 고장 등에도 대비해야 한다. 또한 자류식 수력 발전도 출력이 변동한다. 풍력과 PV의 점유율이 매우 높은 경우, 변동성과 비예측성은 수력 발전의 경우보다 크며, 기존 운영상 과제에 추가적인 문제를 야기한다.

배전망은 부하 패턴에 따라 설계되었고 분산형 발전을 수용하기 위해 설계되지는 않았다. 하지만 배전망에 대한 투자는 매우 고가이며 기존 케이블과 전선을 최대한 활용할 필요가 있다. 송전선의 신규 건설은 잘해도 5년, 인근 주민 등의 심각한 반대에 직면할 경우에는 보통 10년에서 20년이 걸린다. 그 결과 송전망은 필요에 적절하게 대응하지 못하는 경향이 있고 송전 혼잡이나 전압 문제가 더 빈발할 것으로 예상된다. 출력이 변동하는 분산형 발전의 보급률이 높은 저탄소 체제로 급속한 전환은 운영상의 많은 제약에 직면할 가능성이 있다.

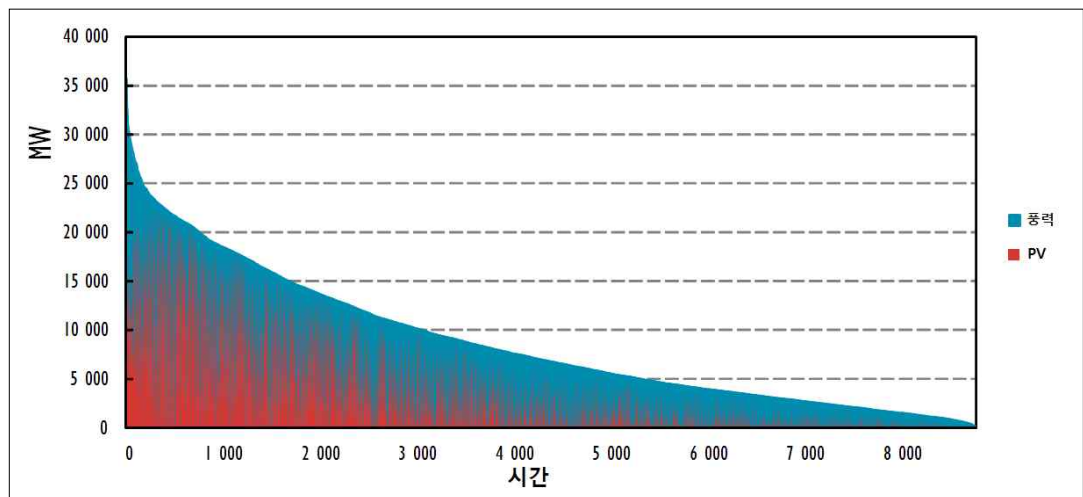
분산형 발전의 예측과 제어능력

출력이 변동하는 분산형 발전의 주요 운영 요건은 실시간 가시성, 예측성, 그리고 제어력이다. 보급률이 낮은 단계에서는 출력이 변동하는 분산형 발전은 큰 운영상의 제약 없이 항상 전력시스템에 수용되었고, 풍력과 PV는 송전망으로부터 공급되는 에너지를 줄일 뿐이다. 정확하게 예측하는 것(실시간에 적절한 측정이 필요하다)을 제외하고는 절차를 별도로 바꿀 필요는 적다. 재생에너지의 우선 급전은 문제없이 처리할 수 있고, 분산형 자원의 출력을 조절할 필요가 없다.

그림 3.1에 보이는 바와 같이 풍력과 태양광은 짧은 시간에 출력이 집중되는 경향으로 인해, 풍력과 PV의 점유율이 증가함에 따라 전력망에 제약을 초래한다. 풍력과 PV로부터 출력이 동시에 발생함으로 해서 배전망과 송전망에 국지적으로 취약 개소(전압 또는 열적 제약)가 발생한다. 따라서 분산형 발전의 출력 제어는 전력시스템 안전도에 중요하다.

스마트 기술은 1kW 이하 부하를 원격 제어할 수 있도록 해주었는데, 이는 몇 kW 급 발전기를 충분히 제어할 수 있다는 것을 의미한다. 따라서 충분한 양의 분산형 발전기에 양방향 통신 시스템을 구비하여 원격 제어를 가능하게 하는 것이 중요하다.

그림 3.1 2013년 독일의 풍력과 PV의 부하 지속 곡선



재생에너지의 출력을 부분적으로 억제하는 것이 송전망 인프라를 재정비하는 것보다 비용 효과적일 경우가 많다. 분산형 발전의 출력 억제는 풍력과 PV 접속 용량을 크게 증가시켜 그 보급을 가속할 수 있다. 독일 배전 사업자 EWE Netz의 연구에 따르면, PV에서 발생한 에너지의 5%를 동적으로 억제함으로써 새로운 송전망 투자 없이 접속 용량이 약 225% 증가했다(EWE Netz 2015). 프로젝트 개발자에게는 쉽게 이해가 되지 않을 수 있는 부분이지만, 출력 억제는 전체 비용을 줄일 뿐 아니라 풍력 발전과 PV의 보급을 가속화할 수 있다.

급전가능 발전기의 필요성

풍력과 PV의 가용 여부에 관계없이 수요와 공급의 균형을 위해선 충분한 발전설비가 필요하다. 이 설비는 전력시스템이 필요시 이용 가능해야 하고 때로는 매우 촉박한 급전지시에도 대응해야하며, 신속하게 출력을 올릴 수 있어야 한다.

발전기의 출력 증감발과 기동·정지의 빈도도 늘어날 것으로 예상된다. 예를 들어, PV의 점유율이 높은 전력시스템에서 중간 부하 담당 전원의 기동 정지는 하루에 한 번이 아니라 두 번이 될 것이다. 즉 아침 수요가 증가할 때 기동해 일조가 강한 시간대에는 운전を 정지한 후, 저녁 부하에 운전을 재개한 후 다시 야간에 정지하는 것처럼. 이렇게 운전하면 기동비용이 증가하고 발전기의 기술적 수명이 줄어든 것이다.

특정 운영 조건은 해당 전력시스템의 특성에 달려있다. 하계 첨두 수요가 있는 전력시스템에서 최대 수요는 냉방이 이루어지는 낮에 발생하므로 PV는 수요를 낮춤으로써 전력시스템의 필요에 기여한다. 반대로 동계 첨두 수요가 있는 전력시스템에서 최대 수요는 전혀 햇빛이 없는 야간에 발생한다. 따라서 풍력 발전과 PV의 용량이 증가할수록 자원적정성에 대한 기여도가 낮아진다.

그 결과 전통적인 설비는 여전히 필요하지만, 부하율과 이용률은 감소할 것이다. 저탄소 전환기에 전통적 설비의 부하율 하락은 전통 설비와 신규 설비 모두에게 문제가 된다. 특히 중간 부하 전원(예를 들어, 유럽의 가스 화력)은 저탄소로 전환 과정에 시장에서 퇴장될 것으로 보인다. 이는 주로 많은 나라에서 설비가 과잉되고, 수요가 감소한 결과지만, 이 보고서에서 검토된 야심찬 기후 정책 하에서는 과잉설비를 해소한 경우에도 전통적인 발전기 이용률이 낮아질 것이다. 이용률 저하로 인해서 당초 기저 부하로 설계된 발전기는 투자비용을 제대로 회수할 수 없게 된다.

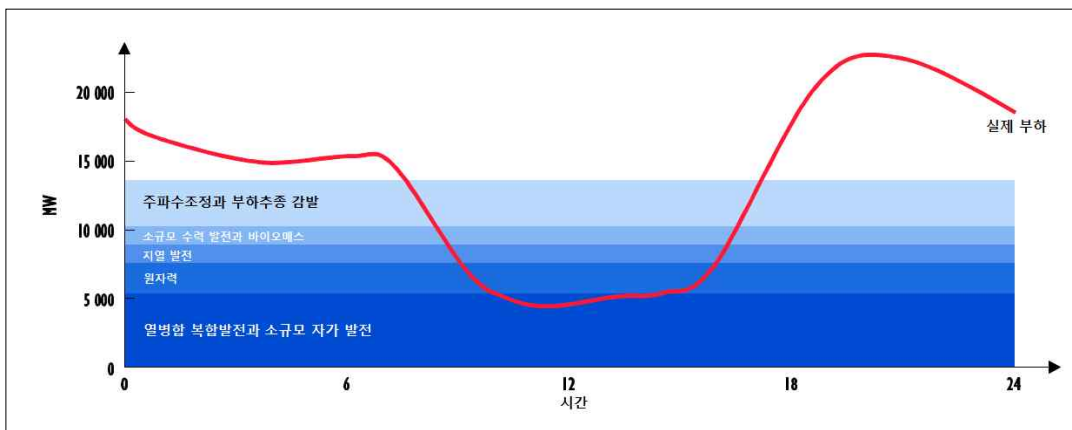
과잉 설비가 넘치면 오래된 발전기는 폐지되고, 더 새로운 발전기는 휴지 보전 상태가 될 것이다. 전력 회사에서 신규 발전기의 이설을 검토하기도 했지만, 이는 비경제적인 것으로 전망되어 실제 사례는 매우 드물다. 노후화되어 오염 물질을 더 많이 배출하는 발전기를 폐지하는 것은 예상 가능한 탈탄소화 과정의 결과이다. 수년간 휴지 보전된 발전기는 과잉 설비를 줄이는 역할을 하고, 이런 발전기는 전력시스템이 필요로 하면 운전이 가능한 상태로 신속히 복귀할 수 있다.

발전기 휴지 보전의 경제성은 복잡하다. 발전기 재가동을 위해서는 직원을 유지할 필요가 있으며 30달러/kW·년의 전형적인 유지 관리비를 상정하더라도 기존 발전기는 상대적으로 낮은 전력 가격에서도 운전을 지속할 수 있다(IEA/NEA, 2015). 제4장 자원적정성에서 논의하는 바와 같이 첨두부하 또는 중간 부하 설비의 투자에 대한 인센티브를 주는 것은 또 다른 문제이다.

과잉 발전

과잉 발전은 낮은 수요 시간대(예를 들면, 공휴일 및 극한대 지역의 여름)에 풍력과 PV의 출력이 높은 경우에 발생할 수 있다. 그림 3.2는 캘리포니아 ISO가 모델링한 2024년 봄의 하루를 보여주고 있다. 낮에 PV 발전에 따라 순 수요는 5GW까지 감소하고, 그 값은 이 그림에서 열병합발전¹³⁾, 원자력 발전, 지열 발전, 소규모 재생에너지의 출력을 합한 것보다 작다. 과잉 발전은 비용이 매우 낮거나 0인 전력이 수요를 초과하는 것을 의미한다.

그림 3.2 캘리포니아 ISO의 장기 수급 전망 시나리오 2024년 3월 24일



출처: CAISO, 2015.

13) Co-generation은 열병합 복합발전을 가리킨다.

과잉 발전의 시간대에서는 이러한 저비용 전원의 출력을 억제할 필요가 있다. 실제 계통운영자는 특히 시장이 이러한 운영상의 제약을 반영하지 않는 경우에는 풍력과 PV의 출력을 억제하는 이유를 전력시스템의 안전도 때문이라고 말한다. 원리적으로는 그런 시간대의 시장 가격이 매우 낮거나 음수가 될 수 있고, 발전기는 출력을 삭감하는 것을 선택할 수 있다. 순수한 기술적 요건 이외에도 예를 들면, 우선 급전 원칙이나 열병합 발전기의 출력 기반 보상과 같은 계약상 조건으로 인해서 전력시스템 운영이 경직되기도 한다. 마지막에 진입한 전원인 풍력과 PV를 출력 제한하도록 하는 것이 실용적인 기술적 해결책이지만, 이렇게 하면 최소비용에 맞출 수 없게 된다.

효율적인 전력시스템 운영에서는 과잉 발전이 있을 때에도 연료비뿐만 아니라 발전기의 기동 비용, 출력 증감발률, 최저전력, 기타 기술적 특성을 고려하면서 수급을 일치시킬 필요가 있다. 최적화를 위해 계통운영자는 각각의 비용을 비교하면서 다양한 기술을 사용하는 다수의 분산 전원을 고려하는 것이 필요하다. 분산형 전원과 저장 시설의 숫자가 증가하면 계통운영자는 더 이상 모든 정보를 통합 관리할 수 없다. 시장 가격은 분산화된 조율을 위한 수단으로서 중요한 역할을 한다.

출력 증감발률 요건

수요 변동성의 영향은 풍력과 PV의 변동성과 겹쳐서 전력시스템의 불안정성을 가중시킨다. 예를 들어, 한 국가에서 사람들이 깨어나 조명이거나 난방을 켜고, 일을 시작하는 아침 시간에는 전력수요가 한 시간에 10%씩 증가할 수 있다. 예를 들어 프랑스에서는 2012년 3월 22일 5시 15분부터 7시 45분 사이에 수요는 52GW에서 64GW로 증가했다. 이러한 변화가 풍력 발전의 출력 감소와 동시에 발생하는 경우 전통적인 발전 설비는 수요에 의해 발생하는 변화보다 큰 변동을 보상하여야 한다.

전력시스템의 변동성은 시간당 MW 단위로 표시되는 순 부하(수요에서 풍력과 PV의 출력을 뺀 나머지 값)의 변동률로 표시된다. 그림3.2는 저녁 시간대에 해가 저서 PV의 발전은 급감했지만 사람들은 여전히 근무 중이어서 조명을 밝힌 상태이기 때문에, 캘리포니아가 씨름해야 할 출력의 급증이 필요한 상황을 보여준다. 하나의 근본적인 문제는 계통운영자가 5GW에서 20GW 이상으로 400% 순 부하 변화에 직면하면 기존 전원은 매우 낮은 출력에서 출력을 증가

시켜야 한다. 그러므로 전력시스템 운영상의 새로운 도전은 낮은 출력에서 출력을 급격히 증가시키는 능력이다.

기술적인 관점에서는 급출력 증감발을 충족시킬 다양한 해결책을 활용할 수 있다. 예를 들면, 유연성 발전 설비, 지리적 범위 확장에 따른 변동성의 완충, 수요반응이나 에너지 저장, 그리고 재생에너지 발전기 자체의 출력을 조정하는 것 등이다. 특히 일몰이나 바람이 그치기 직전에 풍력 혹은 PV 출력을 조절하거나 감소시킬 수 있다. 이와 같은 재생에너지의 출력 제어는 신뢰도 높은 전력시스템 운영에 도움이 되는 것으로 입증되었다(Smith et al., 2010).

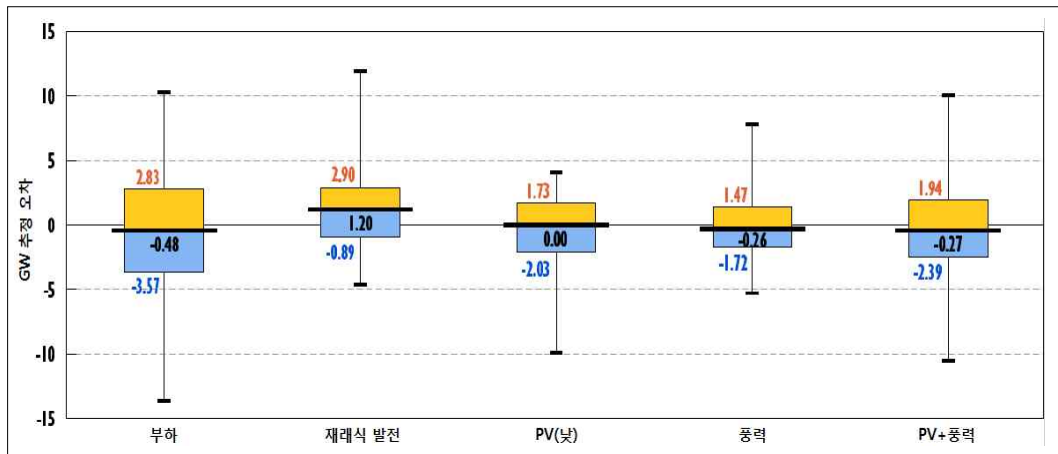
예측 가능성과 예측 오차

풍력과 PV의 불확실성은 수요의 불확실성보다 크거나 적어도 동등한 수준이다.(그림 3.3). 예측 정확도는 향상되고 있으며, 예측 프로그램을 개발하는 회사는 24시간 전에 5% 이내의 예측 오차율을 달성할 수 있다고 한다. 기상 예보 정보를 일원화하면 넓은 지리적 영역에 걸친 집합적인 예측의 불확실성은 감소한다. 그러나 배전망 수준에서 예측 오차는 높은 상태이다.

신뢰도 관점에서, 매우 드문 경우지만 극단적인 현상의 가능성에 대해서도 분석이 필요하다. 극단적인 예측 오차의 확률은 기동 정지 계획이나 운영의 다양한 단계에서 전력시스템에서 유지해야 할 송전선의 마진과 예비력의 크기를 결정한다. 또한 너무 강한 바람으로 풍력 발전기가 자신의 필요에 의해 자동으로 탈락되는 경우는 전력시스템의 안정 운영에 심각한 위험을 제기한다. 스페인 REE(Red Eléctrica de España)는 10GW의 풍력 발전을 위해 추가 500MW의 예비력이 필요하다고 추정했다. 마찬가지로 독일의 에너지 기관 DENA는 36GW의 풍력 발전을 위해 3GW의 예비력을 추가해야 할 것으로 예상했다(DENA, 2010).

풍력 및 PV에 의해서 가해진 전력시스템 운영에 대한 새로운 기술 요건은 시장 설계에 중요한 의미가 있다. 일반적으로 전력시스템이 더 불안정할 경우는 실시간 운영 수 시간 전에도 발전 계획을 더 자주 조정하는 것이 유용하다. 운영 범위가 지리적으로 확장됨에 따라 변동성이 완화될 수 있다.

그림 3.3 2014년 독일의 실시간 24시간 전 다양한 인자의 예측 오차



참고: 오차의 90%는 상자의 범위 내에 있다. 직선의 양끝은 오차의 최대/최소값을 의미한다. 예를 들어, 부하의 경우 실제부하는 5%의 시간 수에서 2.83GW 이상의 양(+)의 예측오차가 발생하였다.

출처: EEX-transparency와 ENTSO-E 데이터에 근거

송배전망의 혼잡

재생에너지가 주도하는 급속한 탈탄소화는 송전과 배전 모두에서 혼잡이 발생할 가능성이 증가한다는 것을 의미한다. 계통운영자는 변동성은 높아지고 조류의 예측성은 하락한 전력시스템을 관리하면서 운영의 안정성을 확보해야 한다. 기존 인프라를 효율적으로 사용할 수 없다면, 탈탄소화의 비용은 극적으로 증가할 것이다.

송전과 연계

저탄소 전원이 분산형이라는 사실에도 불구하고 저탄소 체제로 전환은 배전과 송전을 포함한 전체 전력망에서의 혼잡을 야기할 것이다. 오랜 역사를 가진 기존 송배전망과 신설 탈탄소 전원 위치가 서로 어울리지 않기 때문이다. 또한 가공 송전선에 대한 강한 반대와 지중 송전선의 높은 비용은 송배전망을 확충하는데 제약이 된다.

신설 저탄소 전원은 폐지되는 고탄소 배출 전원과 동일한 위치에 건설되는 것은 아니다. 역사적으로는 수직 통합 전력 회사에 의해 대규모 집중형 전원과 송전선이 조화될 수 있도록 계획적으로 설치되기 때문에 전력 회사의 공급 영역 내에서 송전 혼잡은 낮은 수준이었다.

이러한 송배전망과 자원의 협력은 구조 개편된 규제 환경에서 더욱 어려워졌다. 접속 요금 및 탁송 요금이 일반적으로 발전기 건설 위치에 영향을 미칠 만큼의 중요한 지리적 요소로 작용하기 않기 때문에, 발전과 송전의 분할은 발전기를 송전선과 관계없이 유리한 장소에 설치하게 됨을 의미한다. 신설 가스 화력 발전기는 기존 부지나 소비지에 가까운 위치에 건설할 수 있는 반면, 풍력 및 PV는 대부분 장거리 송전을 필요로 한다.

광역 수급균형 지역에서는 VRE 전원의 효율적인 통합이 가능하여 수요 변동이 완화될 수 있다. 또한 대수(大數)의 법칙에 따라 대규모 전력시스템에서는 집합 화에 의해 예측 오차를 줄일 수 있다. 풍력과 PV를 광역 규모에서 통합하면 전력 조류는 제어구역 간에, 날짜에 따라, 시간에 따라 크게 변동한다. 송전 인프라 건설이 용이하고 비용이 싼 경우라 할지라도, 상시 송전 제약이 없도록 송전선을 건설하는 것, 특히 연간 몇 시간만 사용되는 극단적인 상황에 대응하기 위한 경우는 비용이 너무 많이 든다. 즉 최소 비용으로 송전혼잡을 해소한다는 것은 실제 송전망의 혼잡을 어느 정도 허용한다는 것을 의미한다(제7장 참조).

또한 PV의 건설은 1년, 육상 풍력 발전은 2년(허가 절차에 따라 그 이상) 정도가 필요하다. 새로운 송전선의 건설 기간은 종종 10년을 넘는다. 건설 과정이 계획대로 진행되어도, 송전망을 준공하기 전에 풍력 발전기가 준공되는 경우가 많다. 이 경우 풍력 발전기는 처음 몇 연間は 출력을 제한해야 할 것이다.

마지막으로 대규모 신설 가공 송전선에 대한 지역 단체의 반대 또한 고려되어야 한다. 지역 단체의 반대 논리는 새로운 송전선이 건강과 자연 경관에 영향을 준다는 것이다. 기술적 장애물로는 지중선에 의한 직류 송전은 가능하지만, 이는 가공 송전선보다 4~5배 비싸 송전 혼잡을 완화하기 위해 대규모로 건설할 수 없다는 점이다.

배전

배전망도 점점 혼잡해질 것이다. 잘 알려져 있는 것과는 달리 PV나 풍력 발전 등의 분산형 발전이 도입되어도 배전망이 사라지게 되는 일은 없을 것이다. 오히려 도입이 일정 수준을 초과하면 대량의 분산형 PV는 배전망의 양방향 전력 조류를 필요로 하며, 배전망의 전압 제약이나 열 제약을 유발한다.

배전망을 지중화 하는 경우는 특히 그 길이나 관련 토목 공사에 의해 배전망 비용이 높아진

다. 배전망 비용은 전력 부문의 총 투자액의 40%에 이른다(제8장 참조). 새로운 옥상 PV가 설치될 때마다, 배전망을 보강하는 것은 비용이 너무 높다. 그러므로 분산형 발전을 고려하여 계획 기준을 미래의 요구에 맞추도록 하는 것이 중요하다. 또한 맑은 여름날 발전이 과잉될 경우, 발전량의 마지막 1kWh까지 전력망에서 수용해야 하는 것은 비경제적이다. 배전망의 혼잡 문제는 분산형 전원을 활용하되 필요시는 PV나 풍력 발전의 출력을 차단하고, 백업 전원인 가스 화력과 석유 화력, 수요 반응, 분산 전력 저장 장치 등을 활용하여 관리할 필요가 있다.

기타 기술적 과제

탈탄소 시나리오의 다른 기술적 측면인 전력시스템의 관성, 전압 제어, 공통 모드 고장(common mode failure)이나 광역정전 복구 기능도 신중하게 분석할 필요가 있다(O'Malley, 2015). 이러한 중요한 기술적인 사항들이 안정 운영에 무시할 수 없는 위험이 되지 않도록 하기 위해서는 이들을 과소평가해서는 안 된다. 그러나 시장 제도를 통해서 이러한 기술적인 문제를 어느 정도까지 해결할 수 있을지는 명확하지 않다. 대안으로 기술적인 규제나 접속 계약 조건 등을 통해서 전력시스템의 안정 운영을 확보할 필요가 있다.

결과: 운영 직전 몇 시간 전까지 조정을 강화

기상 조건에 따라 출력이 변동하는 전원에 의한 송배전망의 혼잡이 증가함에 따라 실시간 효율적인 전력시스템 운영과 안전도 유지가 보다 중요해질 것이며 이 점에서 기존 시장 제도의 여러 요소에 대한 개선이 필요하다. 기존 전력시스템은 하루전의 예측에 근거해 운영되며, 이어지는 24시간에 약간의 편차를 관리하는 것을 전제로 한다. 출력이 변동하는 재생에너지의 도입에 따라 향후 전력시스템은 더 많은 조정이 실시간 직전의 몇 시간, 즉 실제 운영의 3~12 시간 전에 실시간 조정을 필요로 한다. 더 동적으로 된 전력시스템에서는 출력의 변동과 전력망의 혼잡을 완화하기 위해 발전기의 출력 증감발의 빈도를 증가해야 하며, 더 가팔라지며, 긴박한 지시에 의한 기동이 가능해야 한다. 이런 맥락에서 향후 시장 제도 개선에서는 이러한 기술적인 현실을 반영해 비집중적 시장 제도가 시스템 안정도를 훼손하지 않고 달성 가능한 목표를 정의해야 한다.

3.2 시장 설계의 세분화 정도

이절에서는 VRE 비중이 높은 저탄소 전력시스템의 모범 사례를 찾아내기 위해 기존 전력시장 제도에 대해서 설명하고자 한다. 향후 OECD 국가 전력시스템 탈탄소화가 예상됨에 따라 서로 유사한 물리적 도전에 직면할 것이다. 한 가지 대책이 모두에 들어맞게 할 수는 없지만, 공동으로 직면한 과제를 해결하기 위해서는 다양한 시장에 가장 효과적인 공통 규칙을 찾아 낼 수는 있을 것이다.

시장 설계: 높은 수준의 세분화 대 낮은 수준의 세분화

전력시스템의 효율적인 운영을 위해서는 전력시스템의 제약을 고려하면서 부하를 충족하기 위해 가장 저렴한 비용의 발전을 사용하는 것이 필요하다. 더 기술적으로는 전력시스템의 주파수를 50Hz 또는 60Hz로 유지해야 하고, 또한 송전선이 갑자기 차단된 경우에도 안정적으로 전력을 공급할 수 있도록 전력 조류를 일정한 허용 범위 내로 제한해야 한다. 구조개편이 된 전력시스템에서 이러한 역할은 계통운영자의 책임이다.

전력을 공급하는 비용은 일반적으로 위치에 따라 분 단위로 변한다. 예를 들면, 이를 이해하기 위해 소비자가 정오에 에어컨 스위치를 넣는 것을 생각하자. 이 소비자가 타 소비자들이 PV를 많이 설치한 중압 송전선에 접속된 경우 에어컨에 의한 전력 사용량의 증분 비용은 매우 낮고, 만약 발전이 과잉 상태라면 아마도 0 또는 마이너스가 될 것이다.

반대로 만약 PV가 거의 설치되지 않고, 바람이 없고 기온이 높은 날에 소비자가 에어컨을 켜게 되면 이때의 증분 비용은 훨씬 높을 것이다. 이 에어컨이 필요한 전기를 공급하기 위해 300달러/MWh의 한계비용을 가진 값비싼 석유 화력 발전기가 가동되어야 하기 때문이다. 만약 더 이상의 발전기가 없다면 계통운영자는 소비자의 요구를 충족하기 위해 산업체 고객의 부하를 강제로 감축해야 되는 상황으로 몰리고, 이에 대해 1,000달러/MWh 또는 그 이상의 가격으로 보상해야 할 것이다.

전력시스템의 운영은 최종적으로는 물리 법칙에 따르지만, 이런 종류의 운영상 문제를 해결하는 방법은 전력시장의 설계에 따라 상당히 달라진다.

기존 시장은 도입 당시에 가장 두드러진 현안을 해결하도록 설계되었다. 미국에서는 북동부의 PJM 등의 지역 송전 기관(RTO)의 첫 번째 목적은 연계가 부족한 소규모 제어지역간의 조율을 확실히 하는 것이며, 유럽에서는 각 국의 대규모 제어 지역 간의 국경을 초월한 전력거래를 가능하게 하는 것이었다. 이러한 사정 등으로 인해 시장설계에 큰 차이 있음은 놀랄 일이 아니다.

일부 시장에서는 세분화 정도가 낮은 단순한 시장 설계를 채택했다. 즉 기본적인 전력시스템의 물리적 특성은 거의 반영되지 않고, 계통운영자가 처리하도록 남겨둔다. 다른 시장에서는 전력시스템의 물리적 실재를 시장가격의 결정에 반영하도록 세분화 정도가 높은 시장 설계를 채택했다. 여기서 말하는 세분화 정도는 지리적 세분화(모선 가격 대 광역 가격)와 시간적 세분화(5분 단위 실시간 가격은 현 시장에서 최대 세분화된 가격이다)를 가리킨다. 또한 세분화의 개념은 당일 시장에서 시장 정보의 품질을 포함한다.

세분화 정도가 높은 시장 설계는 미국 약 절반의 주(州)에서 시행되고 표 3.1에 나타난 바와 같이 전력시스템을 여전히 간략하기는 하지만, 훨씬 더 상세하게 표현하고 있다. 이 시장 설계는 시장 참여자에게는 더 복잡하고 까다롭다.

표 3.1 시장 운영의 기술적 세분화 정도

	높은 수준의 세분화	낮은 수준의 세분화	중간 수준의 세분화 (낮은 지리적 세분화, 높은 시간적 세분화)
시장의 예시	PJM	독일	호주
전력시장 플랫폼	시스템 운영자	전력거래소	전력거래소
입찰정보	발전기, 복합입찰	포트폴리오, 통합 입찰	발전기
지리적 세분화	지점별	단일가격(국가 전체)	지역적
초기 시장	실시간 시장	하루전 시장	실시간
실시간 밸런싱 가격	단일 한계가격	비대칭적 가격	단일 한계가격
급전지시 간격	5분	15분 이상	5분
운영예비력	에너지와 동시 최적화	개별 시장	개별 시장

세분화 정도가 낮은 시장 설계는 유럽에서 볼 수 있다. 전력 가격은 실제 전력시스템의 경제적인 상황을 개략적으로 표현한다. 세분화 정도가 낮은 전력시스템의 가장 큰 장점은 단순함에 있으며, 이는 유럽에서 하루전 시장에서 전력의 국가 간 거래를 촉진하도록 전력시장에 경쟁을 도입했던 1990년대에 적합한 제도였다.

세분화 정도가 높은 시장 설계

세분화 정도가 높은 전력시장은 실제 전력시스템 운영 상태를 경제적으로 정확하게 모사하고자 한다. 이를 위해 계통운영자는 시장운영시스템(MMS: Market Management System)이라는 소프트웨어를 사용하여 입찰이 수집되는 시장 플랫폼을 관리한다. 예를 들어 PJM은 Alstom Grid가 개발한 e-terramarket라는 소프트웨어를 사용하고 있다. 각 발전기는 변동비, 기동비, 최소 가동시간과 같은 복잡한 자료를 포함하여 입찰한다. 또한 계통운영자는 각 발전기의 기동 소요 시간과 출력 증감발률을 고려한다.

계통운영자는 시장운영시스템 소프트웨어를 사용하여 안전도 제약을 고려한 최소비용 급전(LCSCD: Least Cost Security Constrained Dispatch) 계획을 수립하고, 이 결과에 따라서 실시간의 시간별 가격이 달라진다. 예를 들어 PJM은 10,000개 이상의 가격 모션이 12개의 입찰 허브로 재구성된다. 중앙 집중식 알고리즘은 방대한 양의 정보를 적용하여 각 모션별 5분 단위 전력 가격을 계산한다.

세분화 정도가 높은 시장 설계의 중요한 시장 분야는 실시간 시장이다. 예를 들어 PJM은 전력시스템의 실제 상황에 따라 5분 단위로 지점별 한계 가격(LMP: Locational Marginal Price)을 산출하고, 10분 이내에 PJM의 웹 사이트에 게시해 시장 참여자가 알 수 있게 한다. 구매자와 판매자 사이의 거래는 시간 단위로 정산되고, 청구서는 일주일 단위로 시장 참여자에게 발행된다.

‘실시간 가격은 특정 지점에서 추가 1MW를 공급하기 위한 비용을 시장 참여자에게 알려준다. 이 가격의 계산에서는 전력시스템 제약을 고려하면서, 공급비용이 최소가 되는 발전기의 조합을 찾아낸다. 지점별 한계 가격 결정에서 전력시스템의 운영 상황과 전력 조류를 반영함으로써 전력망의 효율적인 사용을 촉진하고, 신뢰성을 향상시킬 수 있다.’ (PJM, 2015)

글 상자 3.2 모션 가격 방식을 채택한 하루전 시장 - 미국의 사례 연구

경쟁적 도매 전력시장이 도입된 미국의 지역에서 ISO와 RTO는 하루전 시장과 실시간 시장을 개설하고 있다. 연방 에너지 규제위원회(FERC)에 따르면 거래의 95%는 하루전 시장에서 결정되고, 나머지 5%는 실시간 시장에서 이루어진다. 실시간 시장에서는 5분 단위 가격이 결정되고, 정산은 시간 단위로 이루어진다.

다양한 물리적(즉, 선도), 금융적(즉, 선물) 상품이 시장에서 취급된다. 전력의 거래는 다양한 형태가 있는데, ISO의 물리적 거래뿐만 아니라 쌍무계약을 통한 거래도 있으며, 또한 뉴욕 상품 거래소(NYMEX)나 대륙 간 거래소(ICE)를 통한 거래도 종종 이루어진다. 통상 거래소를 통한 거래는 장기 상품이다. ISO/RTO는 또한 물리적 발전 자산을 가지고 있지 않은 경우에도 재무적 거래자가 하루전 시장에 금융 참가(거래)를 할 수 있는 가상 입찰을 제공한다.

구체적인 예로 PJM은 하루전 시장과 실시간 시장의 에너지 시장, 보조서비스 시장, 용량 시장, 재무적 송전권(FTR: Financial Transmission Right) 시장을 가지고 있다. FTR은 송전 혼잡비용을 회피하는 계약이다. FTR 소유자는 특정 송전선의 송전혼잡 비용을 지급받으며 FTR은 일반적으로 경매를 통해 배분된다. PJM에서는 송전권 경매 수익 권리(ARR: Auction Revenue Right)가 소매 사업자(LSE: Load Serving Entity)에게 주어진다.

소매 사업자는 FTR 경매에서 거둔 수익을 취하거나 ARR을 FTR로 전환할 수 있는 권리가 있다. 또한 FTR은 매우 적은 양이지만 쌍방시장에서 거래되기도 한다. PJM의 에너지 가격은 모선에 따라 정해지는 (송전혼잡이 가격에 포함된) LMP를 채택하고 있기 때문에, FTR 시장은 시장 설계의 매우 중요한 요소이다.

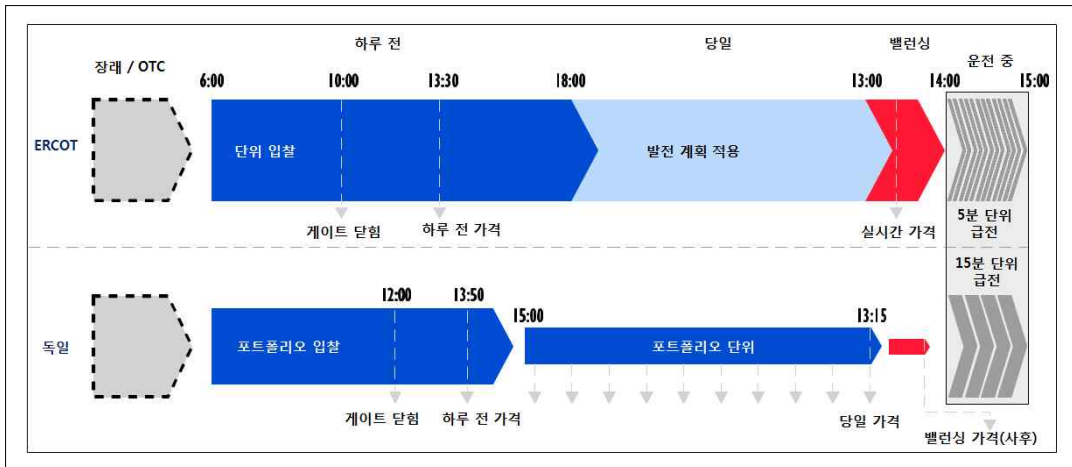
PJM의 전력시스템은 20개 송전망 제어 영역(zone)에 걸친 10,000개 이상의 가격 모선이 있다. 전력거래는 개별 모선, 여러 모선의 집합, 수백 개의 모선을 포함한 12개 허브, 다른 제어 지역과 사이에 전력을 인출·인입하는 17개의 연계 지점에서 가능하다.

미국의 PJM과 다른 전력시장의 거래는 하루전 시장에서 청산이 되고, 하루전과 실시간 가격이 서로 수렴되도록 한다. 특히, 가상 입찰 시장에서 거래자는 하루전 시장에 증분 입찰(INC), 감소 입찰(DEC) 또는 혼잡 완화 거래(UTC)를 제안할 수 있으며, INC는 발전기 입찰을, DEC는 수요 입찰을 모사하며, 시장 청산 시 이들이 포함된다.

UTC는 전력시스템 내의 두 점 사이의 혼잡과 손실을 사는 것이다. 이러한 입찰은 하루전 시장의 발전계획(기동정지 및 출력 할당)과 가격 결정에 영향을 미친다. 모선 가격 제도는 실시간 시장에서 발전력의 조정, 변동성 자원과 DR의 효율적인 활용, 그리고 특정 발전기에 의한 시장 지배력의 제한을 도모할 수 있다.

PJM 하루전 시장은 선도 시장이며 거기에서는 발전측이 입찰한 에너지양, 소비측이 필요로 하는 에너지양, 그리고 구매자와 판매자의 쌍방 간에 사전에 약정된 거래를 반영하여 다음날 시간별, 지점별 한계 가격이 산출된다. 하루전 시장 가격은 선물가격이라는 점을 이해하는 것이 중요하다. 그림 3.4는 하루전과 실시간 시장 사이의 연결을 나타낸다. 일련의 단시간 시장의 단순화된 예시에서 수요와 발전의 예측 오차가 작으면 실시간 시장과 하루전 시장의 가격이 동일한 것은 명확하다. 실제로는 수요예측 오차 외에도, 수급균형을 위한 발전기가 소수이고, 이 발전기는 비용이 높은 경향이 있다는 사실을 감안해야 한다. 실시간 직전에 변동이 생기면 비용이 더 높을 수 있지만, 하루전 시장 가격은 실시간 시장 가격의 최선의 예측이며 양자는 본질적으로 상관관계가 있기 때문이다.

그림 3.4 집중식 시장과 비집중식 시장의 시간표



참고 : ERCOT = Electric Reliability Council of Texas; OTC = 장외 거래(over the counter)

계통운영자는 발전기의 불시 고장 정지 및 예상치 못한 수요 변동에 대해서도 전력시스템의 수급 균형을 유지할 수 있어야 한다. 이를 위해 계통운영자는 운영에 필요한 계통운영보조서비스(AS)의 일부로서 운영예비력을 계약해 순동 예비력, 주파수 제어 예비력과 같은 서로 다른 범주의 운영예비력을 사용한다. 시장에 따라 전력시스템의 수급 균형을 맞추는데 필요한 계통운영보조서비스 상품에 대한 정의가 다르다.

시장 설계의 관점에서 이러한 운영예비력은 실제로 발전을 하는 것 대신 발전이 가능한 용량의 형태를 취한다. 일부 시장에서는 예비력은 실시간 전력 가격을 계산할 때 동시에 최적화된다. 이 알고리즘은 중앙집중식이며, 최소공급비용 원칙에 따라 에너지와 예비력을 통합하여 최적화한다.

세분화 정도가 높은 시장에서는 고도의 집중관리가 이루어진다. 수천 모선의 가격을 실시간으로 5분마다 계산하기 위해 시장운영시스템은 송전망 제약을 준수하면서 모든 발전기의 입찰과 송전망의 상태에 대한 모든 정보를 통합 관리한다. 알고리즘의 복잡성은 복잡한 시장청산 절차를 반영하기 때문이다. 또한 계통운영자는 발전기의 운전을 직접(즉 발전 회사가 아닌) 지시하고 개별 발전기를 매 순간 제어해야 한다.

이와 같이 전력시스템의 고도의 집중화 때문에, 분산형 자원이 참여하기 위해서는 개선이 필요하다. 작은 발전기와 DR 자원은 세분화 정도가 높은 시장에 직접 참여하기 위한 최소 규모를 충족한 것은 아니다. 그 이유는 a) 이러한 복잡한 전력시스템에서 입찰과 급전 지시를 받기 위해서는 거래 비용이 높고, b) 안전도 제약 급전 알고리즘은 실시간으로 처리할 수 있는 입찰과 참여자의 수에 기술적인 한계가 있기 때문이다. 사실상 분산형 자원의 입찰은 개별 분산형 자원 단위가 아닌 집합적 포트폴리오 단위로 하고, 계통운영자가 개별적으로 분산형 자원을 직접 제어하지 않는다는 의미에서 분산형 자원의 참여로 인하여 집중형 시스템은 더 이상 집중형 시스템이 아니다. 대신 DR과 재생에너지의 집합관리자가 입찰을 하도록 함으로써 집중화된 시스템에서 분산형 자원을 효과적으로 수용할 수 있다.

어떤 경우에 계통운영자는 실시간 몇 시간 전에 비상 DR을 발령해왔다. 이는 실시간 시장에서 가격 급등을 억제할 수 있는 효과가 있다. 재생에너지의 도입 확대에 따라 풍력과 PV의 예측 오차를 보완하기 위해 하루전 시장과 실시간 사이에 발전 계획을 조정해야 할 필요성이 높아진다. 당일 시장 가격 신호가 없으면 재생에너지의 집합관리자나 다른 시장 참여자가 전력시스템의 수급균형에 효과적으로 기여하기 위해 자신의 발전계획을 재조정할 인센티브가 없어진다. 사실, 재생에너지가 발전 한도를 정해서 입찰함으로써 스스로 유연성을 제공할 수도 있다. 그러나 이러한 입찰은 전력시스템 상태에 대한 최신 정보가 알려진 즉시, 예를 들어 실시간 6~2시간 전에 실행되어야 한다. 세분화 정도가 높은 집중화된 전력시장에도 당일 기간에 가격 신호가 없는 곳도 있다.

이 집중화된 모델은 많은 시장에서 채택되지 않았는데, 그 이유는 지방 정부나 규제 기관이 이러한 집중화를 과도한 것으로 간주하고, 자신의 통제권 상실을 수용할 준비가 부족한 탓이다. 미국 전력시장의 약 2/3는 ISO나 RTO가 운영하고 있다. 하지만 많은 지역에서는 2001년~2003년 FERC가 제안한 표준시장 설계 기준을 이행하지 않고 있으며, 전력시스템이 매우 단편화된 상태로 남아있어서, 약 130개의 제어 지역은 서로 조율되지도 않고, 풍력과 PV의 높은 점유율을 수용할 대비가 되어 있지도 않다.

세분화 정도가 높은 시장 설계의 또 다른 단점은 송전선 혼잡이 적은 경우에도 시스템이 복잡하다는 점이다. 예를 들어, 유럽 국가에서는 대부분 국내 시장은 최근까지 국내 송전 혼잡 문제가 발생하지 않았다. 프랑스에서는 두 지역(브레타뉴, 프로방스-아루프-코트 다줄)이 구조적인 혼잡을 겪고 있지만 비용에 미치는 영향은 제한적이다. 마찬가지로 독일에서는 북부에 풍력 발전이 개발된 2011년 이후 국내 송전 혼잡 문제가 발생하지 않았다. 벨기에, 스페인 등 다른 유럽 국가 또한 지금까지 국내 송전 혼잡을 경험하지 않았다. 재생에너지의 높은 점유율에도 불구하고 스페인은 2000년대 송전선에 대한 집중적인 투자와 2007년 경제위기 이후 전력 수요의 감소 덕택에 큰 혼잡이 발생하지 않았다. 유럽에서는 아직까지 지점별 한계가격 제도는 시행되지 않은 상태이다.

세분화 정도가 낮은 시장 설계

유럽에서는 단순화된 비집중식 시장 설계(여기서는 세분화 정도가 낮은 전력시장 설계라 칭함)를 채택하고 있다. 유럽 전력시장의 제1의 목적은 국경 간에 전력 거래를 가능하게 하는 것이었다. 제어 지역은 RTO나 ISO의 도입 전의 미국 제어지역보다 훨씬 크다. 기존 전력회사는 여러 발전회사로 수평 분할되지 않고, 발전회사 간 경쟁은 주로 국경 간 거래를 통해서 이루어지고 있다.

동일한 가격 구역(price zone) 내에서 전력가격은 계통운영자가 아닌 전력거래소가 송전 혼잡과 전력시스템 제약을 고려하지 않고 산출한다(실제 발생하는 혼잡은 더 비싼 발전기를 급전함으로써 처리하지만, 이는 시장 가격에 영향을 주지 않는다). 가격 구역 간에 발생하는 혼잡은 역사적으로 매우 간단한 방식으로 처리되었다. 자주 언급했던 바와 같이, 유럽 시장의 목적은 궁극적으로 전체 영역에 대해 하나의 가격을 갖게 하는 것이다. 예를 들어, 프랑스와 독일에서는 에너지 소비와 침투 수요 측면에서 PJM에 필적하는 크기를 갖지만 유럽의 경우에는 각 국가는 가격이 하나인 반면 PJM은 수천 개이다.

이 가격 구역은 일부 국가에서 개량되었다. 예를 들어, 스웨덴은 2010년에 다섯 개의 가격 구역을 도입하였다. 유럽에서는 더 많은 입찰 영역을 도입하여 전력시장에서 사용되는 전력시스템의 지리적 표현의 세분화 수준을 높이기 위한 절차가 진행 중이다. 재생에너지의 증가에 따라 송전망의 부하와 혼잡을 예측하는 것이 더 어려워질 것이라는 점을 감안하면, 더욱 동적인 방법으로 이러한 가격 구역을 정의할 필요가 있을 것이다.

세분화 정도가 낮은 시장 설계에서 핵심적인 시장은 하루전 시장이다. 대부분 거래는 장외

거래를 통한 쌍방 거래나 직접적인 공급 계약으로 이루어진다. 그 결과 보통 하루전 시장에서의 유동성은 예외적인 경우를 제외하고는 그리 높지 않다. 2014년 독일과 오스트리아 소비의 50%가 EPEX 현물시장에서 거래되었지만, 프랑스는 15%에 불과했다(EPEX Spot, 2015). 스페인에서 2013년에 78%가 OMIE 현물 시장에서 거래되었고, 북유럽 국가에서는 85%가 Nordpool 현물시장에서 거래되었다(ACER/CEER, 2012). 그럼에도 불구하고 일반적으로 전력시장 가격은 시장 참여자에게 준거 가격 역할을 한다.

유럽에서 하루전 시장의 결합은 유럽 전력시장의 주요 성과이며 현재 Nordpool 지역, 영국, 중앙 서유럽(CWE), 이베리아 반도, 이탈리아가 연계되어있다. 동일한 알고리즘이 전역에 걸쳐 동시에 가격 결정을 위해 사용되며, 이는 항상 전력이 더 낮은 가격 구역에서 높은 가격 구역으로 흐르도록 한다. 2015년 서유럽 국가에서 도입된 조류 기반의 시장 결합은 이전보다 송전망에 대해 더 정교하게 표현함으로써 국경에 걸쳐서 발생했던 루프 조류 문제를 완화하는데 도움을 주고 있다. 흥미로운 점은 유럽의 당일 시장 및 밸런싱 시장은 세분화 정도가 높은 시장과는 달리 서로 독립적이고, 상대적으로 작은 자투리 시장으로 간주된다. 이 시장은 전력시스템의 수급 균형을 맞추기 위해 필요한 몇 GW 정도에 한정된다. 시장 참여자들은 이러한 서로 다른 시장에 입찰해야 하며, 그 결과는 예측하기 어렵다.

당일 시장에 관한 유럽 모델의 목표는 전력을 연속적으로 거래하는 것이다. 거래는 쌍방거래이며, 최상의 가격을 토대로 이루어진다. 2014년 EPEX Spot 당일 시장의 연속된 거래량은 독일, 오스트리아, 스위스, 프랑스 전체에서 30.7TWh를 기록하고 있다(EPEX Spot, 2015). 사실상 유동성을 갖춘 유일한 당일 시장은 독일에만 있는데 그것은 재생에너지의 시장 거래 때문인데, 풍력 발전의 예측 오차를 조정하는 거래가 당일 시장의 유동성의 주요 원천이다.

당일 시장의 입찰마감은 점점 실시간에 가까워지고 있으며 현재는 국경을 넘지 않는 거래는 30분 전에, 국경간의 당일 거래는 60분 전으로 되어있다. 시장 참여자는 입찰마감까지 입찰할 수 있다. 입찰마감을 실시간에 가깝게 함으로써 시장 참여자 자신의 불균형을 감소시켜 결과적으로 전력시스템 전체의 불균형도 감소된다. 하지만 계통운영자는 시스템을 안정적으로 운영하기 위해 대응할 시간이 더 짧아진다.

결과적으로, 계통운영자가 수급균형을 관리할 시간이 짧아져서, 수급불균형을 줄이기 위해 많은 밸런싱 시장이 도입되었다. 수급균형 책임자(대개 대규모 공급자)가 자신의 발전과 부하의 포트폴리오를 맞추도록 인센티브가 주어진다. 인센티브는 밸런싱 시장의 정산에 균일한 한계

가격을 사용하지 않고 평균가격이나 pay-as-bid(입찰한 가격대로 지급) 방식을 적용하고 비대칭적인 가격 시스템을 채택하여 발생한다. 예를 들어, 네덜란드에서는 평균적으로 출력을 증가시키는 에너지의 가격은 하루전 시장 가격보다 높은 데 비해, 출력을 낮추는 에너지는 더 낮다. 시장 설계에 관하여, 밸런싱 가격은 한계 발전기의 한계 비용을 반영하지 않는다.

그러나 실제로는 계통운영자는 안정적으로 전력시스템의 제약을 해소하기 위해 발전기를 재급전하는 최후 1분까지 기다릴 수 없다. 많은 계통운영자는 입찰마감 전 혹은 종종 하루전 시장 기간에 발전기 출력 증감을 지시할 필요가 있다. 이러한 재 급전 지시는 분명히 단기시장 기간 외의 시간에서 발생하여 시장 가격에 반영되지 않는다. 시장 설계와 계통운영자의 요구 사이에는 큰 차이가 존재한다. 일부 경우 재 급전 지시는 시장에 의한 급전보다 자동화되어 있지 않다. 재생에너지 도입 등에 의해 송전 혼잡이 증가하면, 시스템의 안정 운영에 위험을 초래할 수 있다.

운영예비력은 서로 다른 시장에서 거래된다. 거래자와 발전 사업자는 입찰 여부와 어떤 시장에 입찰할지를 결정해야 한다. 서로 다른 시장 간에 상관관계와 예측가능성이 낮기 때문에, 실시간 에너지와 예비력을 동시에 최적화하는 알고리즘을 적용하는 집중형보다 거래 결정이 훨씬 복잡하다. 또한 거래 결정은 상대적으로 소수의 자원 포트폴리오를 대상으로 행해지고, 예비력 상품은 실시간에 임박해서 거래될 수 없다. 비집중적 시장에서는 대규모 자원이 선호되므로 전체적인 효율이 저하된다.

세분화 정도가 낮은 전력시장은 집중도를 낮출 수 있어 정치적 환경이 단일 시장을 도입하는 것이 여의치 않을 경우에는 이점이 있는 설계로 인정된다. 세분화 정도가 낮은 시장은 강제적이지 않고, 상대적으로 비용이 적게 들며, 지리적으로 넓은 지역에 걸쳐 전력 거래를 할 수 있다는 이유에서 널리 사용되고 있다.

세분화 정도가 낮은 방식의 단점은 시장이 송전 혼잡을 관리할 수 없어 시장과는 별도로 대응이 필요한 것이다. 계통운영자는 입찰마감 전에 가격 구역 내에서 재 급전 지시를 하는데 이는 시장 가격에 비효율적인 영향을 끼친다. 따라서 세분화 정도가 낮은 시장 설계는 재생에너지의 도입 증가와 함께 송전망의 혼잡이 증가하면 비효율성이 증가할 것이다.

궁극적으로 전력시스템 운영과 시장이 연계되지 않으면 재생에너지의 점유율 증가에 따라 전력시스템의 안정 운영에 대한 위험이 증가한다. 유럽의 계통운영자는 시장에 의한 송전망을 고려하지 않는 발전 계획이 증가하는 문제에 직면하고 있다. 시장 참여자가 송전망의 물리적 상태

를 고려하지 않으면 전력시스템 운영은 더 어려워지고 더 많은 개입이 필요해진다. 특히 이런 상황은 실시간 운영의 불과 1 시간 전에 입찰을 마감하여 계통운영자가 발전 계획을 조정할 수 있는 시간이 극히 짧기 때문에 전력의 안정공급에 문제를 일으킬 수 있다.

사실 계통운영자는 전력거래소와 긴밀히 협조하여 안전도 분석을 시행하고, 두 시장 플랫폼 즉 전력거래소와 브로커에 의해 운영되는 당일 시장, 그리고 계통운영자에 의해 운영되고 전력 시스템 수급 조정에 사용되는 밸런싱 시장을 활용한다. 독일에서는 추가적인 시장 플랫폼이 있어서 계통운영자가 재 급전을 할 수 있도록 한다. 세분화 정도가 낮은 시장은 수평적 시장의 복잡한 조합에 의존하고 있으며 전력시스템이 요구하는 유연성을 충족하기 위해 지속적으로 새로운 시장 상품을 도입하고 있다. 이것은 시장 설계를 더 복잡하게 해 플랫폼간의 상호 작용과 협력의 문제를 일으킨다.

유럽에서는 이미 독일 국경에서 이러한 문제를 경험하고 있다. 전력조류 기반 시장의 결합이 아직 실시되지 않은 국가에서는 예상치 못한 전력조류가 발생할 수 있다. 예를 들어, 독일 오스트리아는 국경에서의 상호 연계선 용량이 비교적 작음에도 불구하고 양국은 같은 가격 구역에 속한다. 이 때문에 폴란드와 독일간의 연계선에서 발생하는 대규모 계획되지 않은 전력조류는 전력시스템의 안정성에 대한 우려를 높이고, 폴란드와 독일간의 거래 기회를 저하시키고 있다. 비슷한 문제는 독일과 체코의 국경에서도 2012년부터 2015년에 발생하고 국경간의 흐름을 제어하기 위해 위상조정 변압기가 설치되었다.

요약하면, VRE의 도입을 높여 저탄소 체제로 전환하는 것은 송전 혼잡과 하루전 시장의 시간 프레임에서의 예측 오차를 증가시키기 때문에 세분화 정도가 낮은 시장 설계는 단기 시장의 모범 사례가 아니다. 세분화 정도가 낮은 시장을 낙관적으로 평가하는 경우에도 이는 가격에 반영되지 않은 전력시스템 운영을 초래한다. 이런 현상이 자주 발생하면, 계통운영자는 송전선 여유 용량을 증가시키고, 전력시장에서 사용할 수 있는 송전용량을 감소시키게 되며 이는 단지 안정 운영이라는 이유로 자산의 비효율적인 사용으로 이어진다.

이러게 송전망 인프라의 활용이 불충분하면 저탄소 체제로 전환 비용이 증가하고 그 실행을 더욱 어렵게 한다. 마지막으로 시장의 세분화 수준과 물리적 실재 사이의 괴리는 공급 안정에 문제를 야기할 가능성을 높인다.

시장 지배력과 단기 시장의 지리적 세분화 수준

전력시장은 시장 지배력에 취약하고, 단기 시장에서 송전 혼잡을 완화하기 위해 자주 급전되는 특정 발전기가 시장지배력을 향유한다. 많은 경제학자는 세분화 정도가 높은 시장은 시장 지배력에 덜 취약하다고 주장한다(Holmberg and Lazarczyk, 2012; Green, 2007). 그러나 시장 지배력과 전력시장의 상호 작용의 분석은 너무 복잡하고 동일한 소유자의 각 발전기의 지리적 분포에 의존한다. 예를 들어, 시장 지배력이 있는 발전기의 수익을 늘리는 한편 같은 발전기 소유자의 다른 발전기의 수익을 감소시킨다. 궁극적으로 시장 지배력의 과제는 각 전력시장에서 발전기 각각에 대한 규제 조치로 완화해야 한다.

미국 ISO/RTO 시장에서 에너지 입찰은 보통 1MWh 당 1,000달러의 상한이 부과되어, 발전기 입찰에 기초하여 시장 지배력을 가지고 있다고 판정되는 경우 시장 지배력 완화 규정이 적용된다. 일반적으로 이 경우 당 년도 발전기의 입찰값은 그 당시 연료 가격에 따라 해당 발전기에 대해 정해진 기준까지 감소된다. 또한 국지적 시장 지배력은 넓은 영역에 걸쳐 균일 가격을 가진 세분화 정도가 낮은 시장에 존재한다. 2000년부터 2001년 캘리포니아 전력 위기 당시 제어구역 내 혼잡이 하루전 시장에 의해서가 아니라 재 급전 지시에 의해서만 해결되었기 때문에 지역단위 방식, 즉 세분화 정도가 낮은 가격 설정 시스템이 게이밍에 취약하다는 것이 소위 재 급전 지시 게임¹⁴⁾에 의해 밝혀졌다. Alaywan et al(2004)은 캘리포니아가 지역 가격제에서 모션 가격제로 전환하여 시장 지배력 문제가 감소했다고 밝혔다.

유럽에서는 독일이 지역적 시장 지배력에 대해 매우 상세한 규정을 시행하고 있는데, 발전기는 재 급전 플랫폼 상에서 한계 비용으로 입찰해야 한다. 마찬가지로 프랑스에서는 프로방스-아루프-코트 다줄지역에서 존재하는 시장 지배력을 해결하기 위해 두 개의 발전기와 장기 계약을 체결하여 규제 기관의 감독 하에 사전에 정해진 바에 따라 입찰하도록 하였다. 세분화 정도가 낮은 단계에서 세분화 정도가 높은 단계로 시장 설계 전환 그 자체만으로는 지역적 시장 지배력 문제를 해소하는 것은 아니다. 이 문제를 해결하는 방법은 미국과 독일에서 채택하고 있듯이, 발전기 각각에 대한 규제 개입이다. 세분화 정도가 높은 시장 설계에서는 발전기는 사전에 가격을 입찰해야 하고(그림 3.4 참조), 실시간에 임박하여 송전 제약을 악용할 수 있는 여지가 감소한다. 직관적으로 세분화 정도가 높은 시장은 송전망 인프라를 잘 활용할 것으

14) 이 게임은 송전망 혼잡 배후에 있는 발전기가 통상 송전계약으로 송전할 수 없음을 알고 있어서, 하루전 시장에서는 낮은 가격으로 입찰하여 낙찰을 받고, 실제로는 송전계약으로 발전하지 않거나 출력을 낮추도록 재 급전 지시를 받음으로써 시장가격으로 보상을 받을 수 있는 것을 말한다.

로 인식되고, 원리상 송전 혼잡의 빈도를 줄여서 시장 지배력에 대한 전력시스템의 취약성을 완화한다. 새로운 송전선의 투자만이 시장 지배력을 구조적으로 감소 할 수 있다(Wolak 2014).

이상 기존 시장 설계의 배경에 대하여 기술하였지만, 다음 절에서는 유럽과 북미 및 저탄소 VRE의 보급률이 높은 경쟁적인 전력시장에서 시행된 모범 사례를 보여준다. 이러한 모범 사례는 모든 상황에 적용할 수 있는 '청사진'은 아니지만 유용한 교훈으로 제시하고자 한다.

3.3. 재생에너지의 높은 점유율에 적합한 단기 시장 설계: 초안

이 절에서는 전력시장 설계를 개선하고자 하는 정책 결정자를 위한 로드맵을 보여준다. 앞 절에서 언급한 기존 시장 설계의 특징은 제1절에서 언급한 다섯 가지 도전(자원적정성, 과잉 발전, 출력변화 속도의 유연성, 예측 가능성, 송전 혼잡)에 반드시 적합하지 않다. 시장 설계에서는 어느 경우에도 들어맞는 만능의 대책은 존재하지 않지만 모범 사례를 찾아내는 것은 처한 상황에 가장 적합한 시장 규칙을 찾아내는 데 도움을 줄 것이다.

북미에서 발생한 문제는 유럽과는 다르다. 북미에서는 기존 RTO는 이미 세분화 정도가 높은 시장 설계를 시행하고 모범 사례를 수집하고 있다. 유럽과 비교하면 북미의 전력시장은 분산형 자원 시장 참여를 도와줄 당일 가격 신호의 도입으로 개선될 것으로 생각된다. 그러나 북미의 (구조개편 되지 않은) 규제된 시장에서는 인접한 제어 지역을 더 크게 통합하는 것이 필요하며, 유럽에서의 비집중식 전력시장 경험이 유용할 것이다.

유럽에서 시장설계는 세분화 정도가 낮으며 진화가, 특히 당일과 밸런싱 시간대에서 필요하다.

외관은 달라도 북미와 유럽 시장 사이에는 유사점도 있다. 물리 법칙은 모든 전력시스템에서 동일하며 계통운영자는 실시간 운영의 45~60분 전에 전력시스템의 제어를 집중 방식으로 전환해야 한다. 이 단계에서는 계통운영자는 모든 대형 발전기의 급전을 위한 가시성과 원격 제어를 할 수 있고, 개별 발전기에 대한 정보는 재 급전 지시를 위해 항상 접근 가능해야 하며, 변전소는 제어 또는 차단이 가능해야 한다. 실제운영 한 시간 전에 계통운영자가 이용할 수 있는 시장 정보는 대체로 동일하다. 이러한 유사점과 기존 시장 구조를 바탕으로 전력시장을 개선해 나갈 수 있다.

조정 시간대(실시간 운영 직전의 마지막 몇 시간)의 시장설계 원칙

이 조정 시간은 실제 운영 바로 전 몇 시간이고 그 사이에 재생에너지와 수요 예측 정확도가 크게 향상된다. 또한 계통운영자는 송전망 제약이 고려되는지 확인해야 한다. 이 조정 시간은 지리적으로 큰 영역에 걸쳐 재생에너지의 통합과 전력시스템의 안정 운영에 중요하다.

단기 시장을 풍력과 PV의 점유율이 높은 저탄소 체제에 적응토록 하는 것은 주로 조정 시간대의 시장을 개선하는 것과 관련된다. 이를 위해 시장이 충족해야 할 상위 수준의 5가지 원칙을 제안한다. 1) 지점별 가격제 2) 균일 가격제 3) 비용 반영 입찰 4) 신뢰도에 대한 행정 가격 설정 5) 당일 시장의 투명성

1) 지점별 가격제

송전 제약에 의한 발전 비용의 차이를 반영하기 위해 지리상 지역별로 전력 가격을 세분화하는 제도

모든 전력망은 송전 혼잡이 발생할 때는 조정 시간대의 한계 발전 비용이 위치에 따라 다른 점을 반영하여 운영되고 있다. 이는 안정적인 공급을 확보하기 위한 기술적인 요구 사항이다. 지점별 가격의 도입은 가격이 공개되고 상응하는 재무적인 정산에서 전력시스템의 실제 조건이 충분히 반영된다는 것을 의미한다.

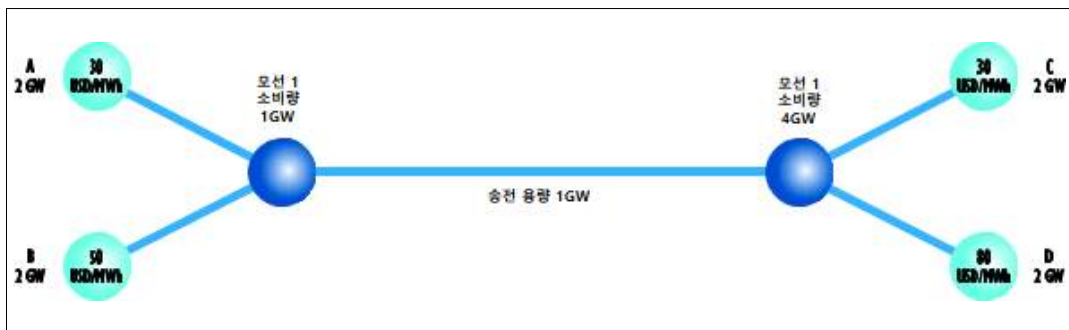
기존 여러 시장 설계는 지점별 가격의 정확성과 단순성 사이의 절충을 반영하고 있다. 지점별 한계 가격이 시행되어도 거래 허브(예: PJM Western Hub)에서 거래되는 것도 일반적이다(상자 글3.2). 이 거래 허브는 종종 다수 인접 모선에서 가격과 동일하고, 높은 유동성이 있다. 송전 제약이 항상 같은 송전선에서 발생하거나 방사형 송전망의 경우, 호주에서처럼 지역별 가격은 송전망의 물리적 실재를 충분히 반영한다.

그러나 적절한 지리적 세분화로 지점별 한계 가격을 보여주지 않으면 시장 효율성의 문제가 발생할 수 있다. 예를 들어, 그림 3.5과 같이 네 개의 2GW 발전기 A, B, C, D의 한계 비용이 각각 1MWh당 30달러, 50달러, 30달러, 80달러인 경우를 가정해 보자. 부하는 모선 1에서 1GW, 모선 2에서 4GW이며, 1GW의 용량의 송전선에 접속되어있다고 한다. 균일 가격 제도라면 그 시장은 50달러/MWh로 청산된다. 그러나 이 시장의 결과는 송전선 용량의 제약 조건을

위반하고 있다. 계통운영자는 송전제약을 해소하기 위해 발전기 B의 출력을 1GW에서 0GW로 줄이고 발전기 D의 출력을 증가하도록 재 급전 지시한다. 즉, 발전기 B 대신 발전기 D의 80달러/MWh의 전력을 요구한다. 재급전 후 시장 가격 50달러/MWh는 이 전력시스템의 한계 비용 80달러/MWh를 반영하지 않은 것이다. 발전기 A는 30달러/MWh 받아야하지만, 50달러/MWh를 받게 된다. 발전기 B는 50달러/MWh를 받지만 발전을 하지는 않는다. 발전기 C와 D는 위치는 동일하지만, 가격은 다르게 받는다. 소비자는 이러한 가격에 노출되지 않아서, 노드 2에서 과잉소비를 하게 되고, 도리어 노드 1에는 용량이 남게 된다.

풍력 및 PV는 전력 조류의 변동성을 증대하여 송전 혼잡을 야기할 것으로 예상되며, 아직은 대규모 송전혼잡이 발생하지 않은 전력시스템에서도 효율적인 지점별 가격은 필요하다. 이러한 송전혼잡이 조정 시간대에 나타난다는 점을 감안하면, 지점별 가격은 실제 운영의 한 시간 전뿐만 아니라 몇 시간 전에도 필요하다.

그림 3.5 지점별 가격제도



또한 효율적인 지점별 한계 가격을 산출하는 것은 계통운영자가 송전 용량, 특히 국경간의 송전 용량에 대해 과도한 공급 안정 여유를 남겨두지 않도록 보장하는 유일한 해결책이다. 예를 들어, ERCOT는 2010년의 지점별 한계 가격을 시행하여 제어 지역 전체가 동일한 가격이 되는 시간이 증가하고 있다. 즉, 모순이 있는 것처럼 들리지만, 물리적 송전망을 충분히 이용하고 기술적으로 가능한 한 자주 모선별 가격의 수렴을 유도하기 위해서는 지점별 가격 설정 알고리즘을 채택할 필요가 있다.

2) 균일 가격제

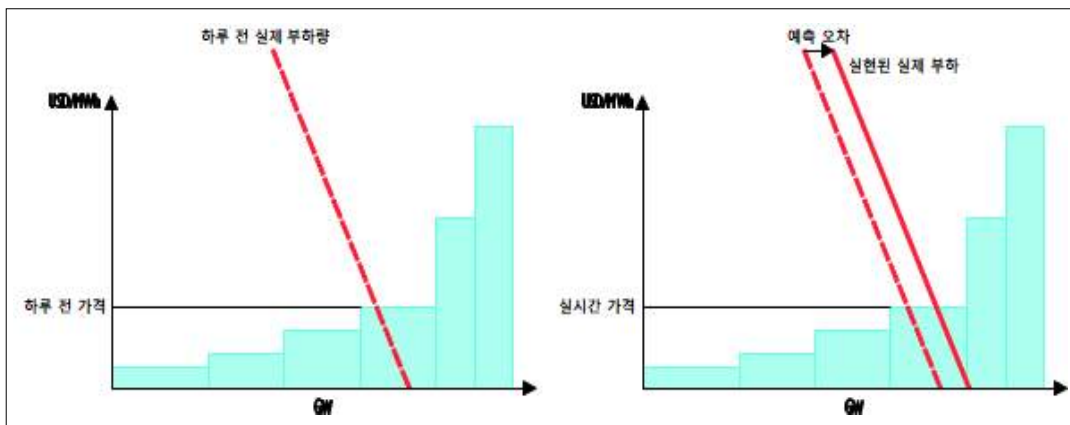
어떤 지역에서 수급균형에 사용된 한계 자원의 한계 비용을 반영할 수 있도록, 실시간 에너지에

대해 균일가격을 적용

전체 조정 시간대에 균일 가격이 적용되어야 한다. 이 균일 가격은 지역 각각의 수급균형에 사용된 한계 자원의 한계 비용을 반영하여야 한다. 이렇게 함으로써 자원들이 스케줄을 조정하도록 올바른 신호를 보낸다. 이것은 현재 유럽의 많은 시장에는 다 적용되지는 않는다. 이런 시장에서 밸런싱 가격은 한계가격이 아닌 평균가격이 적용되어, 하루전 시장에 비해 50% 낮거나 높은 경우가 종종 발생한다. 원칙적으로 단일 가격을 적용하면 당일 시장과 밸런싱의 시간 프레임에서 가격이 상관관계가 형성된다.

간단한 급전우선순위를 가진 시스템을 생각해 보자(그림 3.6). 하루전 시장에서, 수요와 재생 에너지의 순 발전에 대한 최상의 정확한 예측을 가정하면, 시장 청산 가격은 발전기의 한계비용을 반영한다. 그러나 예측 오차 때문에 순 부하가 실시간에 더 높아져도 이 예제에서는 한계 비용은 변하지 않는다. 따라서 이 예제에서 당일 및 실시간의 가격은 동일해야 한다.

그림 3.6 조정 시간대의 가격 변화



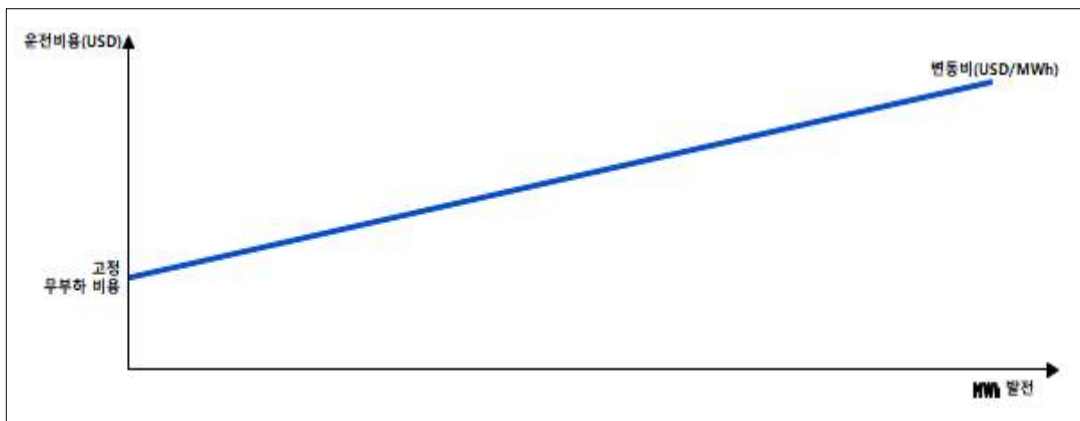
그러나 현실적으로는 기동 정지 문제와 전원 믹스의 경직성으로 한계 비용이 하루전 시장과 실시간 시장에서 일치하는 것은 드물다. 어떤 발전기는 출력 증감발률이 작고, 기동비용이 높아서 예측 오차를 보완하는데 사용할 수 없다. 이러한 제약은 전력시스템 운영 전체 비용을 증가시킨다. 그림 3.6에 나타난 바와 같이, 전력시스템의 한계 비용은 수요를 충족하는 마지막 발전기의 한계 비용에 달려있는데, 이 한계 비용은 수요에 따라 변하지만 예측 오차가 발생한 경우에 급격하게 변동하지는 않는다. 하루전, 당일 및 실시간 가격은 매우 근사한 값이 되어야 한다.

3) 비용을 반영한 입찰

전 조정 시간대에 걸쳐 각각의 위치에 상응하는 한계자원의 한계비용을 반영한 입찰을 도입

경쟁적인 전력시장에서 한계 비용에 의한 가격 설정은 시장 참여자의 비용을 반영한 입찰이어야 한다. 세분화 정도가 높은 시장 설계에서는 이 개념은 입찰이 지점별로 행해지는 것을 의미한다. 이 입찰은 집중형 전원의 경우 발전기 기반으로, 분산형 자원과 가상 발전기의 경우는 위치 단위로 집합하여 포트폴리오 기반으로 해야 한다. 또한 이상적으로 볼 때, 이러한 입찰은 한계 비용의 변동 성분과 기동비용 또는 집합된 DR의 동원에 소요되는 비용과 같은 운전비용의 고정비 부분을 반영해야 한다. 이러한 기동 비용은 발전기가 급전지시 되었을 때는 에너지 가격에 반영된다(그림 3.7).

그림 3.7 비용을 반영한 복합 입찰



시장 가격이 결과적으로 음수가 될 수 있다. 이것은 일부 발전기는 마이너스 가격을 받는 것보다 출력을 줄이는 것이 비용이 더 클 수 있다는 사실을 반영한다. 또한 계통운영자는 출력 변화 속도 등의 다른 기술적인 제약을 고려하여야 한다.

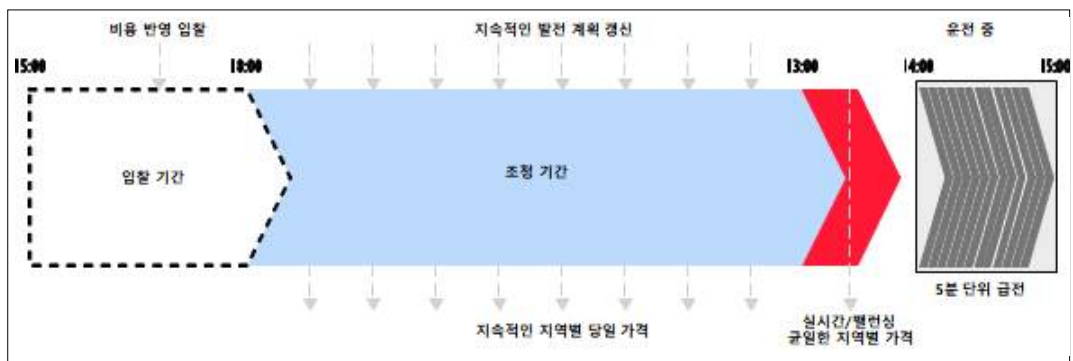
규제 기관은 경우에 따라서는 특정 장소에서 시장 지배력을 누리는 발전기의 입찰을 규제할 필요가 있다. 그러나 지점에 의한 시장 지배력은 지점별 가격제나 균일 가격제에 관계없이 존재하고 행사될 수 있어서, 시장 설계와는 별개이다(제3.2절 시장 지배력 논의 참조).

4) 공급 부족시 규제적 가격

용량 부족 상태 즉 부하와 예비력 요구를 충족할 용량이 부족할 때 전력가격을 규제하는 것

공급 부족시 규제 가격은 정부의 전력시장 개입의 한 형태이다. 정부가 전력의 공급 안정에 충분한 노력을 함에도 불구하고, 드물기는 하지만 용량 부족이 발생할 가능성이 있다. 다시 말해, 용량 부족이 절대 발생하지 않는 것은 설비 과잉을 의미한다. 용량 부족은 강제 부하 차단 위험을 증가시킨다(그림 3.8).

그림 3.8 조정 시간의 타임 라인(예시)



공급 부족 시간(제4장 참조)에 가격을 정확히 형성할 수 있도록 일정 형태의 공급 부족시 규제 가격이 필요하다. 시장 참여자가 매우 높은 가격으로 입찰할 수 있도록 허용하면, 이는 아주 높은 시장가격으로 이어지고 많은 문제를 야기한다. 첫째, 대규모 시장 참여자는 사후에 불공정 경쟁행위로 조사받는 것을 원하지 않는다. 하지만 일부 소규모 소비자는 아주 높은 가격으로 입찰을 하고, 이 결과가 공급 부족시 가격이 되는데, 이는 안정된 가격이 아니다. 둘째, 용량 부족 상황이 실제로는 거의 발생하지 않기 때문에 대부분 전력거래자는 그것을 예측하는 큰 노력을 기울이지 않기 때문에, 공급량이 부족하지 않은 경우에는 가격이 높고, 반대로 부족시에는 가격이 낮은 불합리한 결과가 종종 발생한다.

공급 부족시 가격 설계의 구체적인 내용은 기존 시장의 설계에 따라 다양하다. 시간 프레임에 따라 가격의 상관관계가 잘 유지되는 경우에는 운영예비력 부족시 가격 규제에 충분할 수 있다. 운영예비력 부족시 가격은 실시간 가격에 영향을 미치고, 실시간 가격은 당일 가격에, 당일 가격은 하루전 시장 가격에 영향을 미친다.

신뢰도에 대한 가격 제도의 실시에 관한 자세한 논의는 제4장을 참조하기 바란다. 규제 가격의 당위성, 규제 가격 곡선의 구성에 대한 착안사항, 시장 지배력 완화 규칙의 적용 경험 등에 대하여 자세하게 논의하고 있다.

5) 당일 시장의 투명성

당일 시장 가격의 투명성은 한계 비용을 모든 시장 참여자들에게 알리기 위해 필요하다.

유럽 및 북미의 시장 모두에서 투명성의 개선은 중요하다. 당일 가격 정보의 투명성이 증가한 덕분에, DR이나 가상 발전기 등의 분산형 자원 모집자는 재생에너지 점유율 증가에 따라 발생하는 당일 시간대의 수급 변동에 대응하여 비집중식으로 발전계획을 조절할 수 있다.

급작스런 발전기의 동원은 대개는 비용이 더 높은 발전기를 사용해야 하기 때문에, 조정 시간 동안 지속적으로 발전계획을 갱신하는 것이 중요하다. 계통운영자는 실제 수요와 변동성 발전기의 출력에 대한 확실한 정보를 입수하는 대로 최소 비용 자원이 이용되도록 해야 한다. 분산형 발전이 풍부한 전력시스템에서는 당일 가격을 지속적으로 갱신하여 분산형 자원들이 가격에 확실하게 반응하도록 해야 한다.

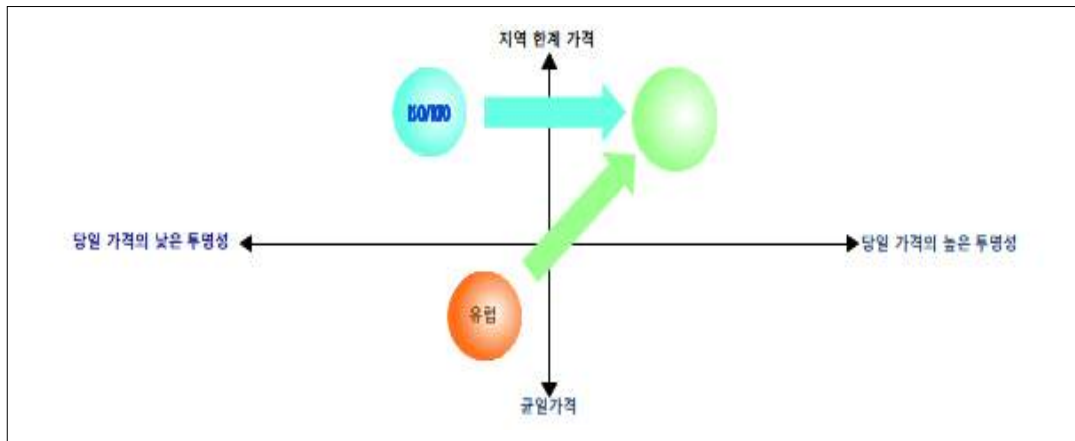
요약하면, 저탄소 전력시스템에서 시장 설계는 수요와 발전에 대한 예측이 조정되는 시간대에서 중요하다. 그림 3.9에 나타난 바와 같이 IEA 국가의 경험을 통해 시장 참여자와 계통운영자의 운영 단계에 대한 모범적인 사례를 다음과 같이 도출할 수 있다.

- 하루전 시장 직후 시장 참여자는 그 한계 비용을 반영한 지점별 입찰을 제출한다. 시장은 영시스템은 조정시간 전체에 걸쳐 동일한 자료를 적용함으로써 전력 수급이 빠듯한 경우에도 계임을 방지할 수 있다.
- 입찰 시간이 지나면 시장 참여자는 입찰을 변경할 수 없지만, 당일 가격의 변화뿐만 아니라, 발전기의 가용성, 각 지역의 풍력 발전과 PV의 예측 오차 등에 대응할 수 있도록 발전계획을 지속적으로 갱신할 수 있다.
- 전력시장 운영자는 발전기의 기동(준비)시간, 비용, 출력 증감발률 등의 기술적 제약을 고려하여 공급비용최소 발전계획을 지속적으로 계산하기 위해 이용 가능한 모든 정보를 사용한다.

- 시장 운영자는 지속적으로 갱신되는 지점별 당일 가격을 공표한다.
- 발전계획 조정용 시장의 입찰은 실시간 운영 약 1시간 전에 마감된다. 그 이후 시장운영자는 지점별 실시간 균형 가격을 계산한다.
- 모든 입찰이 마감된 후 계통운영자는 예비력에 의존하여 수급을 맞춘다.

이 절에서는 유럽과 북미 양측의 경험을 바탕으로 효율적인 시장 설계에 대한 자세하고 구체적인 몇몇 예를 들어 설명했다. 내용은 세세하게 기술되었지만, 제안된 시장의 기본적인 틀은 기존 시장 설계의 큰 변경은 아니며 실제로는 기존 구조 위에 구축된 것이다. 기존 시장 설계에 필요한 변경 사항은 사실 최소한이 될 수 있다.

그림 3.9 전력시장 설계의 진화 개요



기존 시장 설계에 대한 최소한 변경

기존 전력시장의 모범 사례를 수집한 결과에 따르면, 전력시스템 운영에 대한 권고 사항은 다음과 같다

북미

RTO/ISO에 의한 전력시장은 이 보고서에 나타난 모범 사례의 대부분을 시행하고 있지만, 심화된 발전을 위해서는 당일 시장 시간대에 지점별 가격 변화의 투명성을 제고할 필요가 있다.

이렇게 함으로써 DR 및 가상 발전기의 모집자가 전력시스템의 필요에 더욱 잘 부응하고 자원의 스케줄을 비집중식으로 조정할 수 있도록 도와준다.

한편 북미의 규제 시장은 조정 시간대의 모범 사례를 도입하는 것을 고려할 수 있다. 이를 통해 높은 자율성과 분권화를 유지하면서 제어 구역을 통합한 이점을 취할 수 있다. 예를 들어, 특정 제어 지역에서는 발전기 단위가 아니라 포트폴리오 단위로 참여할 수 있게 하는 등 다양한 형태의 시장 참여가 가능하도록 하는 유연성이 필요하다.

유럽 시장

밸런싱 시장에 관하여 대부분 시장 설계는 송전망의 혼잡을 완화하기 위해 발전기 단위의 입찰에 의존하고 있다. 독일에서는 발전기를 재 급전하기 위한 특별한 플랫폼이 있다. 시장 정보와 입찰 인터페이스는 이미 모든 시장에 존재하고 있다. 수급 조정을 위해 필요한 유일한 변화는 균일 가격의 도입과 각각 지점에서의 정보 공개이지만 현재는 재 급전 가격이 공개되지 않고 있는 실정이다. 따라 수급 조정 가격 정보의 더 높은 투명성이 요구된다.

유럽 당일 시장에서도 핵심적인 변화가 요구된다. 당일 시장은 비교적 규모가 작고 최근에 도입되었음에도, 전력망 규정의 변화에 따라 빠른 개선이 필요하고, 일부에서는 이미 개선을 완료했을 수도 있다.

이 장에서 주창한 원칙은 당일 시장은 균형 시장의 확장이라는 점이다. 밸런싱 시장처럼, 계통운영자는 송전제약과 기술적 제약에 대한 상세한 정보를 바탕으로 경제급전을 준수해야 한다. 경제급전에서는 모든 자원에 대해 동일하게 발전기별 입찰 자료를 사용하고, 각 지점의 당일 가격을 지속적으로 공표하여야 한다.

| 참고 문헌 |

ACER/CEER (Agency for Cooperation of Energy Regulators/Council of European Energy Regulators) (2012), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011, ACER, Ljubljana.

Alaywan, Z., Wu, T. and Papalexopoulos, A.D. (2004), “Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: An operational perspective” , Power Systems and Exposition 2, pp. 862–867.

CAISO (California ISO) (2015), “CAISO Energy Imbalance Market” , presentation given by CAISO at the IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP) and CEER Workshop on Regional Resource Adequacy,

www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopv/Rahman.pdf.

DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2010), Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015–2020 with an Outlook to 2025, DENA,

www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena_Grid_Study_II_final_report.pdf.

EPEX Spot (2015), Annual report 2014, www.epexspot.com/document/33486/EPEX%20SPOT_Annual%20report_2014_SD.pdf.

EWE Netz (2015), “EWE’ s approach to double grid connection capacity by using DER flexibility” , presentation to co-operation workshop on energy on 19 March 2015, https://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/EWE_%2020150319_Aachen_Merkel.pdf.

Green R. (2007), “Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong?” Journal of Regulatory Economics, Vol. 31, pp. 125–149.

Holmberg, P. and E. Lazarczyk (2012), “Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing” , Cambridge Working Papers in Economics 1219, Faculty of Economics, University of Cambridge, www.econ.cam.ac.uk/research/repec/cam/pdf/cwpe1219.pdf.

IEA (International Energy Agency) (2014), The Power of Transformation, IEA/OECD, Paris, www.iea.org/bookshop/465-The_Power_of_Transformation.

IEA (2013), Electricity Networks: Infrastructure and Operations, IEA Insights Series, www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ElectricityNetworks2013_FINAL.pdf.

IEA/NEA (2015), Projected Costs of Generating Electricity, OECD Publishing, Paris. NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2015), “Western wind and solar integration study” , www.nrel.gov/electricity/transmission/western_wind.html.

O’ Malley (2015), “Integration of variable renewables: What the market can do to help or hinder” , Presentation at the conference, Elements of a New Target Model for European Electricity Markets, www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Mark_OMalley_Target_Model_Final.pdf.

PJM (2015), Locational Marginal Pricing, fact sheet, www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/locational-marginal-pricing-fact-sheet.ashx.

PJM (2014), Renewable Integration Study Reports, www.pjm.com/committees-and-groups/subcommittees/irs/pris.aspx.
Smith J.C. et al. (2010), Impact of Variable renewable energy on US Electricity Markets, Power and Energy Society General Meeting, Conference publication, 2010 IEEE, http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5589715.

Wolak, F. A. (2014), Measuring the Competitiveness Benefits of a Transmission Investment Policy: The Case of the Alberta Electricity Market,
http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/alberta_transmission_benefits-energy-policy-wolak.pdf

제4장 신뢰도·자원적정성·공급 부족 시 가격

요약

- 현재 경제 협력 개발기구(OECD) 회원국에서 전력 공급 신뢰도의 수준은 매우 높다. 사실, 대부분의 정전은 배전 수준에서 사고로 인해 야기된다.
- 신뢰도의 기준은 특히 수요반응(DR)과 같은 신기술 개발과 함께 진화해야 한다. 당분간 신뢰도의 기준은 여전히 필요하고, 출력이 변동하는 재생에너지는 확률적인 방법이 적합하다 (예를 들어, 미국에서 10년에 1회, 또는 프랑스, 영국, 벨기에의 1년에 3 시간의 공급지장 기대치(LOLE: Loss of Load Expectation)).
- 신뢰도 기준을 정할 때, 이것은 복잡한 문제이지만, 정부는 보수적인 값을 채택하는 경향이 있다. 이것은 과잉 투자를 초래하지만, 추가 비용은 다른 정책보다 상당히 낮고 전기 요금에 미치는 영향도 상대적으로 제한적이다.
- 공급 부족시 가격은 신뢰도를 확보하는 데 중요한 역할을 하고 있다. 수요 측면에서는 높은 요금의 수요를 감소시키는 데 효과적이다. 발전 측면에서는 공급 부족시 가격이 가장 필요할 때 발전을 사용 가능하도록 장려하고, 첨두 발전기 고정 비용의 회수를 가능하게 한다.
- 정치적 문제와 시장 지배력의 문제를 해소하면서 적절한 공급 부족시 가격 형성을 개선하기 위해, 규제자는 용량 부족시 신뢰도에 가격을 매기고, 시장 지배력을 해소할 수 있는 공급 부족시 가격 제도를 개발해야 한다.
- 신뢰도 기준을 충족하는 데 충분한 DR이 있으면, 공급 부족시 가격에 의해 평균적인 자원적 정성을 확보할 수 있지만, 항상 높은 신뢰도 기준을 충족하기 위해서는 용량 메커니즘 등의 추가적인 수단이 필요하다(제5장 참조).

오늘날 일상 경제에서 전력은 매우 중요하며, 정전은 산업, 업무, 가정의 모든 수요에 큰 영향을 미친다. OECD 각국 정부가 전력의 안정적인 공급을 중요 사항으로 내걸고 있는 것은 놀라운 일이 아니다. 전력의 공급 안정은 광범위한 개념이며 세 가지 범주로 구성된다.

- 연료의 공급 안정(예를 들면, 전력 생산을 위한 가스·석탄·원자력·수력의 가용성)
- 전력시스템 운영 안전도(정전 방지)
- 자원적정성(용량 부족으로 인한 부하 차단 방지)

극단적인 열파와 한파가 더 빈번하게 발생하여 발전기의 가용성과 송배전망의 열용량에 영향을 미치고, 극단적인 수요를 유발하기도 하는 상황에서, 기술적인 신뢰도 기준을 설정할 때 전력시스템의 회복 탄력성은 점점 더 중요해지고 있다.

오늘날 전력이 안정적으로 공급되게 된 성과와 이에 대한 규제 체계는 주로 1960년대 1970년대 투자의 유산이다. 그러나 가까운 장래 전력의 공급 안정을 확보하는 것은 어려운 과제가 될 수 있다. 노후 전원은 교체가 필요하며, 이상적으로는 전력의 탈탄소화 추세 속에서 교체는 경쟁 환경 하에서 이루어져야 한다. 이러한 상황이 전력의 공급 안정에 있어서 폭풍을 몰고 올 수 있다.

전력의 공급 안정은 시장 설계에서 새로운 요소가 아니다. 전력산업 구조개편으로 인해 공급 안정을 확보하기 위해 필요한 새로운 투자를 시장이 유인할 수 있는가라는 질문이 제기되었다. 이 문제는 용량 시장의 지지자에 반해 에너지 단일 시장을 주장하는 순수주의자의 의견에 반대하는 치열한 학술적인 논쟁을 일으켰다.

이 장에서는 자원의 적정성 문제에 초점을 맞춘다. 전력시스템 운영의 안전도에 관한 논의는 단기 시장을 다룬 전 장에서 다루어졌다. 연료의 공급 안정과 탄력성 또한 전력의 공급 안정에 중요하지만 시장 설계에 직접 관련되지 않기 때문에 이 책에서는 자세히 설명하지 않는다(IEA, 2013; IEA, 2014A 참조).

4.1 신뢰도에 관한 규제

신뢰도에 대한 규제 프레임은 대규모 전력시스템에 대한 기준을 사전에 설정하고 사후에 실적을 보고하는 것을 광범위하게 포함한다.¹⁵⁾ 공급 지장 기대치(LOLE: Loss of Load Expectation) 혹은 공급되지 않는 에너지를 정의할 때 규제 기관은 기준을 정의하고, 그 기준은 시장에 우선한다. 간단히 말해서 LOLE는 임의 기간에 사용 가능한 발전 용량보다 첨두 수요가 높은 시간의 수로 정의된다.

스마트 전력 기술은 소비자 스스로 신뢰도의 수준을 선택할 수 있는 능력을 준다. 반면에, 신뢰도의 규제는 오늘날 강제 부하 차단을 피할 수 없는 것을 전제로 하고 있다.

전력산업 이외의 다른 많은 산업에서는 신뢰도는 시장에 의해 설정된다. 예를 들어 자동차 산업에서 엔진이 기동될 확률을 99.998%로 하도록 정하는 규제 기관은 존재하지 않는다. 구매자는 더욱 신뢰도가 낮은 즉, 어느 날 아침 움직이지 못하게 되는 위험을 가진 자동차도 자유롭게 선택할 수 있다. 통신 산업에서도 마찬가지로 통신선로의 고장이나 과부하로 인해 전화 통화가 불가능할 확률이 존재한다. 예를 들어 12월 31일 자정 시간은 종종 통신망이 혼잡해진다.

왜 신뢰도를 규제하는가?

전력산업이 시작된 이래 실시간 검침 기술이 없었기 때문에 소비자에게 실시간 요금 부과 불가능했다. 전력 수요의 비탄력성과 에너지 저장에 고비용이 소요되어, 부하 차단이나 순환 정전과 같이 보상하지 않고 수요를 통제하는 방식에 의존하는 위험이 상존하고 있다. 신뢰도의 규제는 이러한 기술적인 제약 속에서 발전해왔다.

15) 북미 전력 신뢰도 협의회(NERC: North American Electric Reliability Corporation)에 따르면, 신뢰도 기준은 안정적인 전력시스템을 지원하고 유지하기 위한 계획과 운영상의 규칙이다(NERC 2014). 신뢰도에 대한 NERC의 전통적인 정의는 자원적정성 및 운영 신뢰도이라는 두 개념에 근거한다. 자원적정성은 '전력시스템 요소의 계획 정지 및 합리적으로 예상 가능한 불시 정지의 기대치를 고려하여 소비자의 전력 및 에너지 요구량을 공급하기 위한 전력시스템의 능력'을 말한다. 운영 신뢰도는 '단락 사고나 예기치 않은 시스템 요소의 사고 등 갑작스런 외란에 견딜 전력시스템의 능력'으로 정의된다. 신뢰도와 적정성은 크게 다른 시간 스케일을 가진다. 시스템의 적정성은 송전 및 발전의 적정성의 관점에서 분석된다. 후자는 전력시스템의 수요에 맞는 발전 능력으로 정의된다. 이것은 수요 측 자원의 역할 증대를 감안하여, 일반적으로 자원적정성이라고 불린다.

스마트 기술이 큰 변화를 가져올 수 있다. 원리적으로는 도매 전력 가격이 높을 때 소비자가 가격에 반응하여 수요를 줄일 수 있다면 항상 수급 균형을 유지할 수 있다. 공급력이 부족한 경우 공급 능력과 균형을 맞추는 수준으로 충분히 수요가 감소될 때까지 가격이 상승한다. 소비자는 강제 공급 할당(rationing)을 당할 일이 없고, 신뢰도는 항상 보장된다(Cramton, Ockenfels, Stoft 2013).

결국에는 소비자가 전력 공급의 품질에 대해 서로 다른 선호를 가질 수 있는 상황을 예상할 수 있다. 일부 소비자는 자신의 전력 소비를 줄이지 않기 때문에 높은 요금 지불 의사가 있고, 다른 소비자는 싼 전기 요금을 위해 종종 전력 소비를 줄이는 것을 받아들일 가능성이 있다. 우리는 후자의 소비자를 신뢰도에 관해 낮은 선호도를 가진 소비자라고 파악할 수 있다. 왜냐하면 그 소비자는 전력 소비의 일부를 자진 삭감하는 것을 허용하기 때문이다. 다양한 범주의 소비자의 공급지장비용(VoLL: Value of Lost Load)을 평가하는 것은 각 소비자가 신뢰도에 대해 가지는 가치의 유효한 지표가 된다(글 상자 4.1).

글 상자 4.1 공급지장비용(VoLL)

신뢰도 기준을 설정할 때 규제 기관은 소비자가 공급 신뢰도에 두는 가치와 전력시스템의 전체 비용 사이의 득실을 확인하지 않으면 안 된다. 높은 신뢰도 기준은 공급 중단과 관련된 비용을 줄일 수 있지만, 소비자의 지불을 증가시킨다. 신뢰도 기준은 소비자가 원하는 신뢰도를 최소 비용으로 제공하는 것을 목표로 한다.

공급지장비용(VoLL)은 전력시장에서 유효하고 중요한 평가 기준이다. VoLL은 평균적인 소비자가 정전을 피하기 위해 지불할 의사를 나타내고 있다. 전력시장에 있어서 VoLL은 보통 달러/MWh 단위로 측정된다. VoLL은 주로 시장의 계획과 운영의 두 측면에서 사용된다. 계획 측면에서 VoLL은 발전, 송전, 배전에 대한 투자 비용 · 편익 분석에 사용된다. 운영 측면에서 VoLL은 자원적정성 규칙과 공급 부족시 가격 책정의 알고리즘을 평가할 때 사용된다.

정전 시에는 전력이 공급되지 않기 때문에 VoLL을 계산할 수 있는 아무런 거래 정보가 없다. 대신에 VoLL의 평가는 계량경제학적 분석에 의존할 수밖에 없다. 경제학적 VoLL을 평가하기 위해 4가지 주요 방법론, 즉 선호도 조사, 선택 의향 조사, 거시 경제 분석, 사례 연구 분석이 사용된다.

선택된 방법에 상관없이 VoLL은 1) 수요 부문 또는 소비자의 유형, 2) 정전 발생 시각, 3) 정전 지속 시간, 4) 정전과 그 준비를 위한 사전 통지 시간에 따라 크게 변한다(Ofgem, 2012). 평가 방법, 정전 지속 시간과 발생 시각, 소비자 유형에 따라 VoLL은, 예를 들어 713~59,000파운드/MWh의 큰 범위에서 변화하는 것으로 밝혀지고 있다(London Economics, 2013). 많은 나라에서 약 10,000달러/MWh의 범위가 대표적인 값으로 사용되며, 일부 국가에서는 20,000달러/MWh까지 비싼 값이 사용되고 있다.

영국에서 용량 메커니즘의 도입을 준비하는 과정에서, London Economics가 소비자의 VoLL을 평가했다(2013). 그들은 다양한 방법을 사용했지만 가정 및 중소기업에게 두 시나리오 중에서 하나를 선택하게 함으로써 정전을 수용할 수준에 대한 의지를 평가하는 선택 실험에 초점을 맞췄다. 결과는 겨울 평일 침두 수요 시 VoLL은 가정에서 10,289파운드/MWh, 중소기업은 35,488파운드/MWh가 되었다. 중소기업의 값이 비싼 것은 가정에 비해 생산물의 시간당 가치가 높고, 침두 시간대에 전기를 사용하지 않는 활동으로 대체할 가능성이 적은 때문으로 추측된다. 산업용과 상업용의 소비자에 대해서는, 최대 손실액 접근법으로 추정된 결과 평균 VoLL은 1,400파운드/MWh 정도로 나타났다.

공급 부족시 계통운영자는 정전을 피하기 위해 전압을 낮추어 운영하도록 배전 사업자에 지시할 수 있다. 영국에서는 약 500MW의 수요 감소가 전압 저하에 의해 이루어진다. 전압 저하에 의한 비용 분석 결과, 법령에 따른 전압 범위와 최대 6%의 전압 감소를 고려하면 가정용 및 중소기업의 소비자는 큰 비용이 들지 않을 것이란 점을 시사한다.

London Economics(2013)는 정전을 당할 소비자를 지정하거나 선호도에 따라 그 순서를 정할 수 없다는 점을 감안하면, 공급신뢰도 계산을 위해서는 동계 침두 수요 날의 가중 평균 VoLL이 가장 적절한 수치라고 제안하였다. 더 나아가 대규모 산업 및 상업용 소비자는 현재 또는 장래에 수요반응(DR), 자가 발전 등의 자위 방법을 선택할 수 있다는 점을 고려하여, 가정 및 중소기업의 소비자의 VoLL만을 London Economics 평가의 기준으로 사용하였다. 이 계산 결과 영국의 겨울 침두 수요 가중 평균 VoLL 값은 16,940파운드/MWh이다.

신뢰도 규제의 당위성

계량, 검침, 청구에 관한 기술의 큰 발전에도 불구하고 가격에 반응하는 수요 구현의 실현에는 제도적 장벽이 가로막고 있다.

첫째, 전력소비량 데이터 통신에 개인의 사생활 문제가 있고 일부 국가는 배전 혹은 소매 사업자가 (가정용)소비자가 가전제품을 쓰는 시간을 추적하는 것을 꺼린다.

둘째, 스마트 미터가 설치되어 실시간 전력 가격에 따라 청구된다하더라도 소비자가 가격에 반응하지 않을 수 있다. 그 이유는 반응에 필요한 시간과 노력에 비해 수요를 조정하는 편익이 작기 때문이다. 이 문제는 소비자의 수요 감축의 자동화를 통해 경감될 수 있지만, DR의 개발 속도는 완만한 상태이며, 이는 결과적으로 신뢰도 관점에서 DR이 없는 상태가 계속되는 셈이 된다.

셋째, 일반적으로 전기는 공공 서비스 측면을 지니고 있어 시장 기반 솔루션의 역할이 제한된다. 실시간 요금 도입과 차단 가능한 계약의 도입은 서비스의 질 저하로 간주되어 그 결과 혁신적인 전기 요금은 더 효율적이 되어도 그 도입은 대중과 정치적인 저항에 직면하기 쉽다. 소매 요금 구조의 혁신은 아주 천천히 진행된다(제9장).

그러나 신뢰도의 규제에 더 많은 이유가 있다. 그것은 대규모 정전이나 전체 전력시스템 붕괴의 위험이다. 전력시스템 붕괴는 더 이상 작동할 시장이 없음을 보여주고 있다. 만약 전력이 수송되지 않으면 거래는 발생하지 않으며 시장 기반의 가격도 있을 수 없다(Joskow and Tirole, 2007). 이러한 시장 실패는 지속적인 규제의 개입을 정당화한다.

당분간 전력 신뢰도는 시장만의 문제라기보다는 규제 기관의 문제로 남을 것이다. 발전설비나 수요 반응이 불충분하여 시장 청산과 가격 결정이 불가능한 시간이 지속될 수도 있다. 시장에서 청산 가격이 형성되지 않으면, 시장은 최적의 설비 용량을 결정할 수 없어 규제 기관이 신뢰도를 규제하기 위해 개입한다.

신뢰도 규제는 항상 과잉 용량을 초래하는가?

실제로, 많은 전력시스템은 신뢰도 기준을 엄격하게 충족하기 위해 필요한 용량보다 많은 용

량을 가지고 있다. OECD 국가의 신뢰도가 매우 높은 상황을 설명하는 몇 가지 이유가 있다.

첫째, 계통운영자 및 정책 당국은 보수적인 경향이 있으며 넉넉한 설비 예비율을 가짐으로써 안전한 쪽을 선호한다. 계통운영자의 CEO는 용량 부족이 생겼을 경우에는 해임 당할 가능성이 있지만 과잉 설비를 신경 쓰는 사람은 거의 없다.

둘째, 용량이 부족한 경우 대규모 정전 위험은 예견 가능한 위험이며, 계통운영자는 충분한 발전 용량을 가지는 것을 선호한다. 비록 계통운영자가 발전 용량의 부족에 의해 발생하는 대규모 정전을 방지하는 방법을 알고 있다하더라도 큰 충격이 될 수도 있기 때문에 이런 상황은 피하고 싶어 한다.

셋째, 신설 전원은 예상보다 빨리 배치되어 과잉 설비를 초래할 수 있음에도 불구하고 수요 예측이 과대해지는 경향이 있다. 신규 발전기의 건설에 필요한 기간(가스 터빈의 2년부터 원자력 발전의 8~10년까지)을 감안하면, 수요 성장은 미래 자원적정성 검토에 중요한 역할을 한다. 전력 수요 증가의 불확실성 하에서 보수적인 정책 당국과 계통운영자는 마음 편히 낙관적인 수요 예측에 따라 전력시스템을 구축하는 것을 선호한다.

마지막으로, 그리고 이것이 아마 가장 중요한 이유이지만, 과도한 신뢰도는 그리 비싸지 않다. 여러 정량 분석에 따르면, '예비력 목표를 몇 %p 늘려도 연간 평균 비용은 조금 밖에 증가하지 않는 반면 큰 대가를 요구하는 사건을 경험할 가능성을 크게 감소시킨다.' (Brattle Group and Astrape consulting, 2013). 국제 에너지기구(IEA)의 계산에 따르면, 비록 최후의 1MWh의 전력비용이 60,000달러/MWh이었다 해도 전기의 평균 비용 증가는 몇 센트이다. 재생에너지 지원 제도 같은 다른 전력 정책의 목적에 소요되는 비용에 비해, 과도한 신뢰도는 분명히 100분의 일 정도의 작은 문제이다.

정부가 시장이 전력의 공급 안정의 수준을 결정하게 하지 않고, 신뢰도를 안전한 쪽으로 오차를 유발하려는 경향이 있는 것은 놀라운 일이 아니다. 자원적정성의 이론적 의문에 대한 관심에도 불구하고 정부는 충분한 용량을 확보하기 위한 실용적이고 간단한 해결책을 선호한다.

풍력 및 태양광 발전의 점유율 증가에 따른 신뢰도

풍력 발전과 태양광 발전(PV)의 빠른 보급에 따라 가스 화력과 석탄 화력의 많은 발전기 가동

시간이 줄어들고 일부 발전기에서 손실이 발생하고 있다. 예를 들면, 스페인에서 2014년에 기존 발전기 이용률이 가스 화력 발전기와 석탄 화력 발전기에서 각각 15% 이하, 40% 이하로 떨어졌다. 이러한 경향은 재생에너지 점유율이 상당한 에너지 단일 시장에서는 전통적인 발전설비의 신규 건설을 유인할 수 없고, 그 결과 전력시스템의 신뢰도를 확보할 수 없다는 논란을 불러일으켰다. 출력이 변동하는 에너지(VRE)가 전력의 안정적인 공급에 대한 우려를 초래하는 이유는 다음과 같이 정리할 수 있다.

첫째, 풍력 및 PV의 공급 안정에 대한 우려는 이들의 출력 변동 특성에 기인한다. 풍력 및 PV 출력은 변화하고 그 용량을 이용하고 싶을 때 이용할 수 있는 것은 아니어서 첨두 수요에 대한 기여는 제한적이다. 최대 전력수요가 조명 및 전기 난방 스위치가 켜지는 겨울 저녁 시간에 발생하는 유럽의 PV가 이에 해당된다.

그 결과 VRE에 대한 투자는 신뢰도에 거의 기여하지 않는다. 낮은 보급 수준에서 계통운영자는 통상 첨두 시간대에 풍력과 PV 출력의 기대치를 고려하여 재생에너지의 용량 가치를 계산한다. 풍력 발전의 첨두 수요 기여도는 설비 용량의 8%~12% 범위이다.

글 상자 4.2 유효 수요 대응 능력(ELCC: Effective Load Carrying Capability)

ELCC의 목적은 어떤 발전기가 전체 전력시스템의 자원적정성에 기여하는 정도에 따라 용량 값을 산출하는 것이다. ELCC의 개념은 모든 유형의 자원에 적용 가능하지만, 발전기 가동률을 기반으로 용량 가치를 평가하기 어려운 VRE 발전의 경우에 특히 적합하다.

ELCC는 수요의 증가 또는 동등한 발전 용량으로 계산된다. ELCC는 일반적으로 LOLE에 근거하여 산출되거나, 공급부족전력량(EUE)과 같은 다른 적합한 신뢰도 기준을 사용하여 산출되기도 한다. 예를 들어 LOLE에 근거하여 풍력 발전의 ELCC는 다음과 같은 단계를 거쳐 계산된다(NERC, 2011).

- 풍력 발전기를 제외한 상태에서 신뢰도 목표(예: 0.1일/년)를 충족할 수 있도록 전력시스템의 소요 용량을 계산
- 부하의 시계열에서 풍력 발전의 시계열을 차감
- 신뢰도 목표에 다시 합치할 때까지 부하를 추가

이 추가된 수요가 풍력 ELCC이다. 이 방법으로 계통운영자는 풍력 발전의 전체 전력시스템에 기여는 정격의 8%로 계산하였다. 풍력 발전 시스템에 추가되는 용량의 증가에 따라 재생에너지의 용량 가치는 감소한다.

그러나 용량 가치의 산정은 풍력과 PV의 보급률이 높을수록 정확하지 않다. 전력시스템 스트레스가 높은 기간이 반드시 수요가 최대가 되는 기간과 일치하지 않고, 풍력 및 PV 출력은 낮을 때 수요는 상당히 높은 시기인 연중 1,000~2,000 시간에 발생할 수 있다. 따라서 신뢰도에 재생에너지의 기여도를 분석하는 데에는 재생에너지가 있는 전력시스템에 더해지는 추가 첨두수요를 평가하는 유효 수요 대응 능력(ELCC)(글 상자 4.2 참조)과 같은 더 정교한 확률적인 수법이 필요하다.

둘째, VRE의 변동성으로 인해 중간 부하 및 첨두부하 전원에 대한 투자 수요를 증가시킬 것이다. 재생에너지는 전통적인 전원의 이용률을 낮추고 발전량과 전력 가격의 변동을 증가시켜 가스 발전에 대한 투자 위험을 높인다. 중간 부하 및 첨두부하 전원의 시장 기반 투자 실적은 거의 없다.(도리어 최근 시장 기반 투자는 주로 기저 부하 운전이 예상되는 가스 화력 발전기와 석탄 화력 발전기가 중심이다.) 이로 인해 공급 부족 기간의 가격 형성은 용량 비용을 회수하기 위한 미래 투자에 있어서 특히 중요하다.

셋째, VRE가 신뢰도에 영향을 미치는 이유는 그 출력의 변동 특성이 아니라 개발 속도가 상대적으로 불안정하다는 사실과 관련이 있다. 다양한 이익 단체가 압력을 가해 정책의 관점이 변함으로 해서 재생에너지의 도입 시기, 장소, 종류에 대해 큰 불확실성이 초래된다. 재생에너지는 유럽의 전통적인 전원의 경제성 악화를 설명하는데 의심의 여지가 거의 없지만, 기존 가스 화력 발전의 낮은 부하율은 탄소 가격의 침체, 전력 수요의 감소, 투자 판단의 잘못에 의해 설명된다. 한편 투자자는 전통적 전원에 대한 투자 기회, 미래의 에너지 믹스, 미래의 가격과 관련된 규제 불확실성의 증가에 직면하고 있다. 이로 인해 조율된 투자 결정 또는 예를 들어 적어도 용량 시장 등에 의한 안전망을 구축하는 것이 유용할 것이라는 주장이 힘을 받고 있다.

또한 VRE 전원은 전력시스템을 기상 조건의 영향에 노출시킨다. 송배전망은 항상 폭풍과 홍수로 인한 피해와 기상으로 인한 수요 변동에 노출되어 왔기 때문에 이 문제는 새로운 것이 아니다. 그러나 풍속이 너무 커지면 다수의 풍력 발전이 자동으로 일제히 차단되어 전력시스템에 스트레스를 준다. 눈이 내리는 경우에 PV는 갑자기 출력이 떨어진다. 2015년 3월 20일 유럽에

서 일식은 극단적인 출력 변화를 가져와 독일 전력시스템의 유연성을 실제 시험하게 되었다.

또한, PV의 효율은 높은 온도가 되면 저하한다. 예를 들어, 2015년에 스페인에서 기록적인 폭염으로 수요가 급증했지만 PV 출력은 열 때문에 더 떨어졌다. 이것은 전력시스템 신뢰도 유지에 새로운 과제가 된다.

풍력과 PV의 보급률이 증가하면 계통운영자의 전력시스템 관리 방법도 달라진다. 이러한 재생에너지 진입으로 인해 기존 발전기의 기동과 급속한 출력증감발의 빈도와 그 폭이 증가해, 발전기의 최저출력에서 운전이 빈발해진다. 또한 예측 오차에 대처하기 위해 더 많은 운영예비력을 필요로 한다. 이러한 현상의 대부분은 이미 제3장에서 논의했다.

마지막으로, VRE에 의해 주파수와 지역단위 전압을 소정의 범위 내에 유지하는데 문제가 생긴다. 기존 배전 시스템에서 VRE 발전은 전압을 허용 수준 이상으로 상승시킬 가능성이 있다. 이 문제는 PV 인버터에 제어기능을 추가하거나 변압기에 온라인 탭 절환 장치를 설치하여 VRE에 대응할 수 있는 능력을 제고함으로써 완화할 수 있다(IEA, 2014A). 송전망 제어 시스템의 속도가 단주기 주파수 등락을 보상하는 데 불충분하면 주파수 편차가 발생할 수 있다. 전력시스템 주파수가 감소하면(SCADA 같은) 제어 시스템은 급전을 늘려 불균형을 개선해야 한다. 주파수 안정도가 심각한 기간에 안정도 문제를 해결하기 위해 VRE 전원의 출력을 차단하는 것은 주파수 변화에 대응하는 기술적 능력이 없는 발전기에 한정할 수 있다.

신뢰도 규제와 시장의 범위

신뢰도를 관리하는 조직의 권한은 국가와 국가 간 경계에 한정되지만 이 상황은 수십 년간의 시장 발전을 감안하면 분명 부적절하다. 신뢰도를 위한 제도의 틀은 시장의 범위(확대)에 상응하여 그 범위를 확대할 필요가 있다. 시장과 신뢰도 규제의 영역을 보다 잘 조화시키기 위해 자원적정성 전망은 상응하는 지리적 수준에서 이루어져야 한다.

유럽 연합(EU)의 전력시장 통합 과정에서 공급 안정은 보완성의 원칙(subsidiarity principle)¹⁶⁾에 속한다고 천명하는 것 말고는 별다른 주의를 기울이지 않고 시장 통합에 치중하

16) 역주: 보완성의 원칙(subsidiarity principle)은 어떤 사안에 대한 조치가 회원국 개별 국가에 의해서보다는 유럽 연합에 의해서 취해지는 게 바람직하다는 원칙이며 각 회원국에 대해 배타적 행사가 보장되는 것은 아니다. 이는 유럽 연합의 중요한 원칙 중의 하나이다.

였다(공급 안정에 관한 지침 2005/89/EC). 그 결과 유럽 규제 프레임은 매우 세분화되어 있으며 따라서 많은 유럽 국가들이 현재 대부분 협조 없이 자국의 용량 시장을 도입하고 있는 것은 놀라운 일이 아니다. 이 상황은 신뢰도 확보의 전체 비용을 증가시킬 가능성이 있다.

미국에서는 신뢰도의 지역 수준의 협조가 더 개선되고 있다. 약 50년 전에 정의된 NERC 지역과 10년 전에 설립된 RTO의 제어지역은 그 범위가 일치하지 않는다. 이제는 잘 확립된 통합적 평가는 국가와 주 경계에 관계없이 여러 RTO 및 제어 구역의 범위에 걸쳐서 자원적정성을 평가하고 있다.

신뢰도와 그 규제에 관한 조사

1960년대와 1970년대의 전력 수요가 높은 성장을 보여주는 시기에 정부는 일반적으로 적시에 적절한 투자가 가능한 수직 통합형으로 규제된 독점에 의존하고 있었다. 정부 규제는 비교적 가벼운 것으로 충분하였고, 안정적인 공급과 신뢰도 기준에 관한 법제를 적용한 나라는 몇 개국에 불과했다.

그러나 경쟁적 전력시스템의 시작과 함께 공급 안정의 확보책임을 명확하게 할 필요성이 생겼다. 본 절에서는 IEA 회원국에서 사용되는 신뢰도 기준의 조사 결과를 보여주고, 최적 신뢰도의 개념과 신뢰도 기준을 설정하는 다양한 접근법을 논의한다.

신뢰도는 다양한 맥락에 따라 다양한 의미로 해석된다. NERC의 정의는 전력의 공급 안정을 두 가지 차원, 즉 전력시스템 운영의 안전도와 자원적정성으로 규정하고 있다. 신뢰도 기준의 개념은 일반적으로 강제 부하 차단 위험을 나타내는 지표를 의미한다.

신뢰도 기준

IEA 대부분의 회원국에서 신뢰도 기준은 정부에 의해 명확하게 설정되어 있다. 조사한 30개국 중 22개국이 신뢰도 기준을 가지고 있다. 이 조사는 일본, 한국, 뉴질랜드가 포함되어 있지 않다. 이러한 기준의 설정 방법은 결정론적 방법 또는 확률론적 방법이 있다.

OECD 국가의 전력시스템에 적용되는 신뢰도 기준은 최종 사용자의 공급지장의 연간기대치로 표현되고, 이는 전체 전력시스템에서 연간 평균 몇 분 이하로 규정된다(Brattle Group and

Astrape Consulting, 2013). 예를 들어, 호주의 신뢰도 기준(0.002%)은 소비자가 일 년에 부하 차단되는 시간이 평균 10분임을 의미한다.

공통으로 사용되는 결정론적 기준은 ‘계획 예비력 마진(planning reserve margin)’이다. 그것은 정상적인 기후 조건 하에서 첨두 수요를 만족하는 데 필요한 공급 능력을 초과한 이용 가능한 용량을 측정하는 것이다(NERC, 2013a). NERC는 독립적으로 신뢰도를 평가하고 주로 화력 발전으로 구성된 전력시스템에 대해서는 15%, 수력 발전으로 구성된 전력시스템에 대해서는 10%의 기본 예비력 목표를 가진다.¹⁷⁾ 이것은 100GW의 정상적인 첨두 수요를 가진 화력 발전 시스템은 적어도 115GW의 설비 용량이 필요하다는 것을 의미한다.

유럽의 ENTSO-E 또한 예비력 마진에 대해 결정론적 정의를 이용하고 있다. 이 기준의 명백한 이점은 개념이 이해하기 쉽기 때문에, 정책 결정자에게 단순함을 제공한다. 그러나 이 결정론적 기준은 VRE가 첨두 수요에 기여하는 정도가 날씨에 따라 달라지기 때문에 VRE 전원 용량에 대해 적용하기는 적합하지 않다.

일반적으로 사용하는 다른 방법은 확률적인 방법이며, 이 기준은 수요를 충족할 정도를 예측하는 확률 모델의 결과이다(NERC, 2012). 가장 일반적인 확률론적 지표는 다음과 같다.

- LOLE(Loss of Load Expectation): 연간 정전발생 횟수의 기대 값(Astrape Consulting, 2013)
- LOLP(Loss of Load Probability): 정전이 발생할 확률, 일반적으로 ‘연간 총 시간’에 대한 정전 시간의 비율로 표시(Astrape Consulting, 2013), 혹은 ‘주어진 기간’ 동안 수요가 가용한 발전용량을 초과할 확률(NERC, 2013b)
- LOLH(Loss of Load Hours): 연간 정전 기대 시간 수
- EUE(Expected Unserved Energy): 정전 기대치를 전력량(MWh) 단위로 표시되는 연간 정전 기대치, 정전의 규모를 고려할 수 있음

결정론적 방법과 확률론적 방법은 서로 관계가 있으며 계획 단계의 예비력 확보의 목표를 확률론적으로 검토에서 얻는다하더라도 결정론적 방법과 같은 결과가 될 수도 있다. 규제 측면에

17) NERC는 자원적정성을 위한 신뢰도 기준(예비력 마진 기준)을 설정하거나, 전원이나 송전선의 건설을 지시할 수 있는 권한을 가지고 있지 않다.

서 볼 때 정책 결정자에게 익숙한 방법으로 신뢰도를 설명하는 것도 중요하다. 따라서 규제 기관은 일반적으로 간단한 방법을 선호한다.

유럽

신뢰도의 규제는 유럽 내에서 통일되어 있지 않다. 신뢰도 기준이 없는 나라도 있고, 신뢰도 기준은 존재해도 구속력이 없는 나라도 있다. 표 4.1에 일부 유럽 국가의 공급 신뢰도 기준을 나타낸다.

유럽의 다양한 신뢰도 기준은 확률론적인 것으로 정전 시간 기대치를 사용해 표현되는 내용이 늘어나는 추세다. 벨기에, 영국, 네덜란드, 프랑스 등 일부 국가는 연간 3~4시간이라는 유사한 기준을 가지고 있다.

‘유럽 역내 에너지 시장 (European Union Internal Energy Market)’ 이 설립되어 많은 시장과 기술 규칙의 협조가 진행되고 있지만 안정적인 공급은 EU내 각 국의 권한으로 남아있다.

유럽 국가는 송전 계통운영자(TSO: Transmission System Operator)가 자원적정성을 모니터링하고 보고하는 책임을 진다(CEER 2014). ENTSO-E는 개별 ENTSO-E 회원국, 지역 블록, ENTSO-E 구역 전체 등의 세 가지 다른 수준에 관한 ‘유럽의 전원 적정성 전망 (European generation adequacy outlook)’ 을 공표하고 있다(ENTSO-E, 2015). 그러나 이 결과는 회원국을 구속하는 것은 아니다.

일부 유럽 국가는 지역 그룹으로 신뢰도를 정의하는 노력을 하고 있으며, Pentalateral Energy Forum에서는 지역 수준의 안정적인 공급을 평가하는 일반적인 방법을 검토하고 있다.¹⁸⁾ 또한, ‘역내 에너지 시장 틀에서 전력 공급 보장에 관한 지역 협력의 정치적 선언’ 에, 독일, 덴마크, 폴란드, 체코, 오스트리아, 프랑스, 룩셈부르크, 벨기에, 네덜란드, 스웨덴, 스위스, 노르웨이가 서명했다. 이 선언은 공급 안정에 관한 것을 포함한 각 국의 에너지 정책의 새로운 협력을 도모하는 정치적 합의를 규정하고 있다.

18) Pentalateral Forum은 중서유럽 지역적인 협력을 위한 틀이다. 이것은 국경 간 전력 거래의 협력을 추진하기 위해 2005년에 베네룩스 국가, 오스트리아, 독일, 프랑스(스위스는 영구 옵서버)의 에너지 장관에 의해 설립되었다. (http://europa.eu/rapid /press-release_IP-15-5142_en.htm).

표 4.1 유럽의 신뢰도 기준

유럽국가	RS 없음	결정론적 RS	확률론적 RS	구속력이 있는 RS	구속력이 없는 RS
오스트리아	✓				
벨기에			3 hr/yr		✓
체코	✓				
에스토니아	✓				
핀란드			✓		✓
프랑스			3 hr/yr	✓	
독일	✓				
영국			3 hr/yr	✓	
헝가리			✓		✓
아일랜드			8 hr/yr	✓	
리투아니아	✓				
몰타	✓				
네덜란드			4 hr/yr		✓
노르웨이	✓				
루마니아	✓				
스페인		✓		✓	
스웨덴		✓		✓	

* hr/yr = 연간 당 시간, RS = reliability standards (신뢰도 기준)

* 출처 : CEER(2014)

북미

북미에서는 명시적인 신뢰도 기준과 기준 값이 사용되는 경우가 많다. 대부분 시장은 예비력 마진 산정에 결정론적 방법을 이용하고 있지만 그 방법은(10년에 1번이라고 했다) 확률론적인 기준치로부터 도출되거나 확률론적인 기준치에 대해 벤치마킹한 것이다. 일부 지역에서는 경제적인 방법을 사용한다. 예를 들어 소비자의 비용을 최소로 하는 수준으로 신뢰도 목표를 설정하는 등이다. 수력 발전에 크게 의존하고 있는 시장에서는 가뭄의 발생을 관리하기 위해 에너지 기준치를 가지고 있다. 표 4.2에 나타난 북미의 예에서는 10년에 한 번 정전이라는 기준이 널리 사용된다. 이는 10년에 한번(0.1 LOLE) 또는 10년 하루(2.4 LOLH)로 해석될 수 있다.

NERC는 북미 전역에서 신뢰도 규제의 협조를 담당하고 있다. NERC는 1965년의 대정전 이후

에 비영리 국제 규제 기관으로 설립되었으며 그 임무는 북미의 기간 전력시스템의 신뢰도를 확보하기 위한 것이다. NERC는 발전기 수준의 세부 데이터에 직접 접근할 수 있는 권한을 가지고 있으며, 각 지역의 계절별 또는 장기 신뢰도를 매년 평가한다.

표 4.2 북미 지역의 신뢰도 기준과 측정 지표

구분	목표 예비력 마진	0.1 LOLE/yr	24 LOLH/yr	경제성 평가	에너지 기준	기타 확률적 기준
MISO (Midcontinent Independent System Operator)	✓	✓				
PJM	✓	✓				
NYISO (New York ISO)	✓	✓				
ISO-NE (ISO-New England)	✓	✓				
SPP (Southwest Power Pool)	✓ *		✓			
Maritimes	20%	✓				
Québec	✓	✓			✓	
Saskatchewan	EUE* 기반					EUE
Manitoba	12%				✓	
SERC/SoCo				✓		
SERC/Duke Energies Carolinas	✓			✓		
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	✓	✓				
CAISO (California ISO)	15% LOLE 기준 벤치마킹					

* LOLE (Loss of Load Expectation) : 1년동안 공급지장 기대치

* LOLH (Loss of Load Hours)

* EUE (Expected Unserved Energy, 공급지장 에너지) : 1년동안 공급되지 못할 총 전력량의 기대치

* 스팀발전기의 설비마진은 12%, 수력은 9%로 설비유형마다 예비력마진이 다르게 설정

* 출처 : The Brattle Group and Astrape Consulting, 2013

호주

호주의 신뢰도 규제는 호주 에너지 시장위원회(AEMC: Australian Energy Market Commission)의 신뢰도위원회에 의해 감독되고 있다. 신뢰도 기준은 EUE의 최대치, 즉 소비자에게 공급되지 않을 위험이 있는 전력량의 기대치의 최댓값으로 정의된다(Hendersonten 2014;

AEMC 2014). EUE는 본질적으로 소비자의 공급 신뢰도 가치와 신뢰도 수준을 달성하기 위해 필요한 전력시스템 전체의 비용 사이의 절충을 반영한다. EUE는 GWh의 단위로 측정되고 해당 지역의 연간 수요 전력량에 대한 비율(%)로 표현된다. 현재 신뢰도 기준은 0.002%로 설정되어있다. 이것은 수요가 100,000MWh의 수요에 공급되지 않는 전력량을 2MWh 이하로 억제하라는 것을 의미한다.

신뢰도의 실상

기간 전력시스템

전력시스템의 성능은 일반적으로 공급의 연속성을 사용하여 평가된다. 전력시스템 신뢰도 지표는 정전 빈도, 지속 기간, 영향의 정도에 초점을 맞춘다. 그 지표는 전력시스템의 성능에 대한 전체적이고 결과 지향적인 관점을 제공하고 일반적으로 거시적인 해석이나 적용이 용이하다. 이러한 지표는 계통운영자와 규제 기관에 의해 수집된다.

그러나 신뢰도의 규제와 실제의 신뢰도는 일치하는 것은 아니다. 앞 절에서 논의한 신뢰도 기준(예를 들어 일 년에 서너 시간 또는 10년에 한 번)은 기간 전력시스템에 적용되며, 발전 용량의 적정성을 결정하기 위해 주로 이용된다. 실제로는 OECD 대부분의 국가는 최근 수십 년간 큰 자원적정성 문제는 경험하고 있지 않다. 2006년 11월에 유럽 7개국은 송전선의 개폐로 인한 대규모 정전을 경험했다. 최근에는 2011년의 일본과 2013년의 한국에서, 후쿠시마 사고의 영향으로 인한 원자력 발전기의 가동 중지 등으로 정전이 발생했다.

표 4.3 복수의 영역을 포함한 대규모 정전

일자	지역	정전영역 내 인구수	정전영역 포함 계통 수	정전 발생 사유
1965.11.9.	미국 북동부	3,000만	5 (세인트 로렌스-오스웨고, 엡스테이트, 뉴욕, 뉴잉글랜드, 메인)	계전기 정전 오류로 송전선로에 파부하 발생
2003.8.14.	미국 북동부 및 캐나다 동부	5,000만	5 (Ontario, MISO, PJM, NYISO, ISO-NE)	발전기 정지 이후 송전선로 순차적 트립
2003.9.28.	이탈리아	5,600만	3 (프랑스, 스위스, 이탈리아)	스위스 송전선로의 수목접촉에 대한 빠른 대응 실패로 인해 트립
2006.11.4.	서부 유럽	1,500만	7 (프랑스, 독일, 네덜란드, 벨기에, 이탈리아, 스페인, 포르투갈) - 유럽 전역 계통에 영향	변전소 실무자 인적 실수

출처: IEA, 2013.

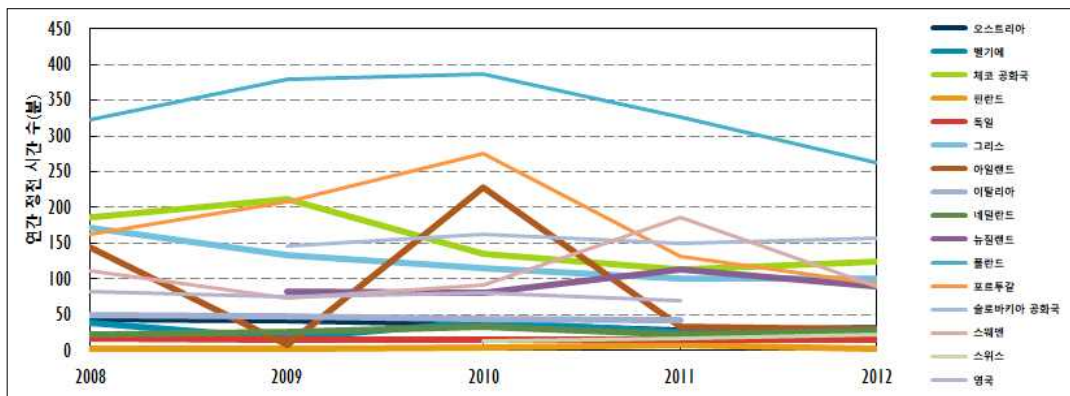
IEA 회원국의 전력시스템에서 최근 발생한 대부분 대규모 정전은 계통운영자간의 조율 부족이 근본 원인이었다(표 4.3). 예를 들어, 2003년 이탈리아의 대규모 정전은 이태리와 스위스 사이에 조율의 문제가 있었다. 1965년 북미 북동부 대규모 정전의 결과 1968년 NERC가 설립되었다.

배전

실제로 각 소비자의 연간 정전 시간은 평균 수백분이 되는데 그 주된 원인은 배전선 사고이다. 배전 수준의 정전은 일반적으로 국지적인 문제이다. 이러한 정전은 폭풍이나 눈 등의 국지적인 기상 현상의 결과로 종종 발생한다. 이러한 영향이 비교적 한정되어 있으며 배전 회사는 서둘러 비상용 발전기를 투입하고 선로를 복구할 수 있다. 이러한 이유로 배전 수준의 정전은 일반적으로 전국 신문의 헤드라인에 게재되는 일은 없다.

2013년 IEA는 정전 빈도, 지속 시간 영향에 관한 조사를 실시했다. 그림 4.1은 각 국가의 사고 정전 시간의 추이를 나타내고 있다. 정전 시간은 핀란드, 독일, 스위스는 연간 20분 미만인 반면 폴란드는 400분에 임박한 해가 2년이나 있는 등 국가에 따라 연도에 따라 크게 차이가 있다. 이러한 차이는 정전 시간의 지표에 크게 영향을 미치는 예외적인 사건과 각각의 전력시스템의 특성 차이 등 여러 요소의 조합을 반영하고 있다. 전력시스템의 차이로는 전력망의 규모와 구성, 소비자의 분포, 지표의 작성에 사용되는 데이터 수집 및 계산 방법의 차이가 포함된다.

그림 4.1 각국의 정전 시간 추이(2008년~2012년)



참고 : 호주, 독일, 그리스의 데이터는 예외적인 경우를 제외하였다. 벨기에와 이탈리아의 데이터는 배전망에 대한 자료는 제외되었다. 벨기에 데이터는 소비와 고객 수에 가중치를 두고 있다. 호주의 데이터는 불완전하였다. 뉴질랜드와 슬로바키아의 2008년 데이터, 스위스의 2008년, 2009년의 데이터, 이탈리아의 2012년의 데이터는 누락되었다.

출처: CEER 2012; Ofgem 2012; EnelDistribuzione 2013.

배전망의 신뢰도 규제는 종종 신뢰도보다는 품질 규제가 되며 이에 대한 대응은 주로 신규 투자를 필요로 한다. 예를 들어, 기상 이변에 대한 배전망의 탄력성 개선에 투자하고 중간 전압의 배전망 다중 연계와 지중화 등이다. 이 같은 방안은 규제 기관이 규제된 배전망 운영자의 투자 계획을 승인할 때 고려하지 않을 수 없는 비용을 수반한다.

4.2. 시장 설계에 대한 의미 : 공급 부족 시 가격

시장 설계의 주요 목적 중 하나는 장기적인 전력시스템의 요구에 맞는 자원의 적절한 공급을 확보하기 위한 것이다. 여기서는 신뢰도와 자원적정성 확보에 있어서 에너지 가격의 역할을 논의한다.

이 관점에서 첫 번째 생각해야 할 점은 효과적인 공급 부족시 가격(Scarcity Pricing)의 도입이다. 이 아이디어는 종종 에너지 단일 시장이라고 불린다. 미국의 ERCOT과 호주의 전력시장(NEM: National Energy Market)의 경험은 공급 부족시 가격이 제대로 작동하려면 다음과 같은 사항이 충족되어야 한다.

- 신뢰도 기준과 일치한 높은 가격 상한
- 시장 지배력 사전 완화
- 전력시스템의 스트레스가 높은 기간의 공급 부족시 가격 형성에 대한 규제

또한 여기서는 가격 스파이크의 발생이 드물고 전력산업에 투자 사이클이 존재한다는 전제하에 효율적인 공급 부족시 가격이 신뢰도 기준을 충족시킬 수 있는지에 대해 논의한다. 이 책에서는 저탄소 전력시스템으로 전환될 때까지, 효과적인 공급 부족시 가격에 추가해 안전망으로서의 용량 메커니즘이 필요할 수 있다는 결론에 이르고 있다(제5장).

공급 부족시 가격에 대한 시장의 실패와 규제의 실패

에너지 단일 시장이 전력시스템 신뢰도를 유지하기에 충분한 투자를 촉진시킬 수 있는지의 여부에 대해서는 많은 문헌이 있고, 일반적으로 두 가지의 에너지 시장의 '결함'이 주목된다.

첫째, 에너지 단일 시장에 충분한 DR이(적어도 현재는) 없기 때문에 항상 시장 청산이 되는 것은 아닐 수가 있다. 특히 대부분 소비자는 물리적 기반도 시장적 기반도 없어서 실시간 전기 요금에 노출되어 있지 않다. 도매 전력시장에 가격 상한이 없다고 해도 전력시장에서 청산이 되지 않을 수도 있다. 이러한 특별한 경우에 발전 용량은 한정되어 있기 때문에, 계통운영자가 붕괴적인 대정전을 방지하는 유일한 방법은 부하 차단이다. 게다가 전력시스템의 고장 또는 정전 시에는 발전기는 전혀 보상을 받을 수 없기 때문에 시장은 대규모 정전의 위험을 최적화할 수 없다(글 상자 4.3 참조).

글 상자 4.3 시장은 정전을 최적화할 수 있을까?

경제학 논문들에서 얻을 수 있는 하나의 중요한 통찰은 전력시장은 정전이나 부하 차단의 지속 시간을 최적화할 수 없다는 것이다. 그 이유는 정전 시간은 그것을 피하기 위해 건설된 발전 용량에 따라 결정되고 정전을 피하기 위해 발전기를 건설하는 인센티브는 정전 시에 지급되는 가격에 의해 결정되지만 정전 사이에 경쟁 시장 가격은 존재하지 않는다. 정전 시에 발전기에 지불하는 가격은 행정 규칙에 의해 설정해야 한다.

정전을 최적화할 수 없는 시장의 실패는 순환 정전에 한정되지는 않는다. 예를 들어, 용량이 부족한 경우 전력망의 붕괴 확률이 높아진다(Joskow and Tirole, 2007; Joskow, 2008). 그러나 전력망의 붕괴는 시장의 붕괴를 의미한다. 왜냐하면 전력시스템 붕괴 시에는 전력이 소비자에게 공급되지 않기 때문에 소비자는 대가를 지불하지 않기 때문이다. 이 결과 시장 메커니즘은 붕괴적인 정전 비용을 파악할 수 없고, 정전 발생을 최적화할 수 없다.

최대 수요와 공급 부족시 가격 그리고 전력시장의 투자 인센티브에 관한 문헌은 Boiteux(1949)가 처음이다. 공급 부족시 가격은 시장 청산 가격에 의존하고 있다. 기본적인 개념은 사용 가능한 전원이 모두 사용되는 경우 물리적으로 발전 가능한 최후 발전기의 한계 비용에 상응하는 시장가격에서 수요가 공급을 초과할 수 있다. 이러한 공급 부족시에는 공급이 수요를 충족시킬 수 없기 때문에 수요측은 시장이 청산 가능한 수준까지 구매 입찰 가격을 올릴 필요가 있다. ‘공급 부족시 가격’의 결과 전력을 공급하고 있는 모든 발전기는 공급 부족시 초과수익(scarcity rent)을 얻을 수 있고, 이는 발전기의 고정비를 회수하는데 소용된다. 이 메커니즘은 모든 에너지 시장에서 투자 인센티브를 주기 위해 필요불가결하다(Grimm and Zöttl, G, 2013). 그러나 이 메커니즘은 수요측의 결함으로 인해 시장 청산 가격이 존재하지 않을 가능성이 있는 경우는 정전을 최적화한다든지 효율적인 가격을 찾아낸다든지 하는

것은 불가능하다. 자원적정성 문제는 궁극적으로 수요측의 시장 결함의 결과이지 규제 가격 억제에 의한 결과는 아니다(Cramton, Ockenfels, Stoft 2013).

둘째, 우선 에너지 시장 가격은 최대치가 제한되어, 부하 차단을 피하기에 충분한 발전에 대한 투자를 촉진할 수 없다. 일 년에 몇 시간 밖에 가동하지 않는 발전기에 대한 투자는 투자자가 짧은 가동 시간 동안에 투자비용을 회수해야 한다는 것을 의미한다. 이러한 발전기는 (대부분의 발전기가 그렇지만) 변동비 차익에 의해 고정 비용을 회수 할 수 없고 이 몇 시간 사이에 가격이 한계 비용을 초과할 수 있도록 하지 않으면 안 된다. 바꾸어 말하면 이러한 발전기가 어느 정도 시장 지배력을 행사하는 것을 허용해야 함을 의미한다.

이러한 높은 가격은 대부분 경우 정치적으로 수용하기 어려운 것으로 간주되고, 시장 지배력의 남용을 계속해서 억제할 수 있는 자연적인 메커니즘이 없기 때문에, 종종 규제 기관은 도매 전력시장 가격에 상한 가격을 설정하여 왔다. 그러나 공급 부족시 가격을 제한하는 것은 자원적정성을 위해 필요한 점두 전력에 대한 투자 인센티브를 잃게 한다. 또한 도매 전력시장만으로는 자원에 대한 투자비용을 회수할 수 없는 이른바 ‘잃어버린 돈(missing money)’의 문제를 초래한다.

가격 상한의 존재는 용량 시장 도입에 대한 가장 잘 알려진 설명이 된다. 최근 몇몇 연구가 이 논쟁을 새롭게 조명하고 있다(Hogan, 2013; Brattle Group, 2013; Cramton, Ockenfels and Stoft 2013; FERC 2014; RTE, 2014).

규제의 관점에서 에너지 단일 시장도 용량 시장도 모두 규제 기관이나 계통운영자의 높은 수준의 개입을 수반한다. 순수하게 비집중적¹⁹⁾ 시장만으로는 신뢰도 기준을 충족하는데 필요한 정확한 공급 부족시 가격을 제공할 수 없을 것이다.

신뢰도 기준에 상응하는 가치로 가격 상한 인상

심각한 수급 상황에서 공급 부족시 가격 형성을 개선하기 위해서는, 규제 기관은 시장 지배력을 억제하고, 에너지 단일 시장에 개입하거나 규제자가 정한 공급 부족시 가격 곡선(scarcity

19) 역주: 미국 ISO의 집중적인 시장에 대한 유럽의 상황 차이를 의미한다.

price curve)을 도입하는 등의 시장에 개입할 필요가 있을 것이다.

에너지 단일 시장에서는 발전기는 발전하는 경우에만 수익을 창출한다.(엄밀하게는 에너지 단일 시장에서 발전기는 적은 부분이기는 하지만 용량 단위의 운영예비력에 대한 수익을 거둔다.) 에너지 수익만을 기초로 한 시장은 1990년대에 미국과 유럽에서 도입되었고, 호주 동부, 미국 텍사스, 일부 유럽 국가에서는 현재도 사용되고 있다.

이러한 시장에서는 신뢰도를 보장하기 위해 필요한 발전기는 일 년에 몇 시간 밖에 가동되지 않는다. 연료 및 탄소 가격에 따라 다르지만 일반적으로 30~50달러/MWh의 범위에 있는 도매 전력시장의 평균 가격에 비해, 원리적으로 발전기의 비용을 회수하기 위해 필요한 현물 시장 가격은 10,000달러/MWh 또는 그 이상으로 튀어 오르지 않으면 안 된다. 이는 시장가격이 가장 비싼 발전기의 한계 가격을 크게 초과하여 상승하지 않으면 안 되는 것을 의미한다.

당연하게도, 가격 스파이크에 관련한 여러 가지 우려를 제기했다.

- 첫째, 한계 발전기의 한계 비용을 초과하는 가격은 발전기에 의한 시장 지배력의 행사에 기인하나 이는 원칙적으로는 경쟁법에서 금지되어있다. 게다가 극단적인 가격 발생은 신문의 헤드라인에 올라 정치적 개입을 야기한다.
- 둘째, 가격 스파이크는 기대했던 것보다 자주 발생하지 않고 가격도 낮고 침투 수요 시간의 가격 형성에 대한 의문을 야기했다.
- 셋째, 비록 가격 형성이 옳았다하더라도 실제로 이러한 스파이크 가격에 의한 수익에 의존하는 신규 설비가 얼마나 투자될지는 확실하지 않다.

시장 지배력은 사전에 규제해야 한다.

모든 발전기가 수요를 충족하기 위해 필요한 기간에 대해 모든 발전기는 시장 지배력을 향유하고 자신의 한계비용을 초과하는 가격으로 입찰할 수 있다. 그러나 이것은 이론적으로는 효율적이긴 하지만 현실적으로 어렵다.

가격 스파이크는 전력 수요가 가격에 반응하지 않기 때문에 발생할 수 있다. 발전기는 1,000, 10,000, 100,000달러/MWh의 응찰도 가능하며 소비자들에게는 높은 비용으로 연결된다. 예를

들어 가격이 10,000달러/MWh에 도달하면 1kW의 전기 히터를 한 시간 멈추면 10달러 절약할 수 있다. 그러나 대규모 산업용 수요를 제외한 소비자는 실시간 가격에 직접 영향을 받지 않기 때문에 보통은 소비 행태를 바꾸지 않는다.

더한 우려는 빈번한 침두 수요 가격이 발전기에 매우 높은 이익을 가져오는 것이다. 이론적으로 가격 스파이크가 침두부하 전원의 고정비 회수에 필요하다고 해도 일반적으로 시장 지배력의 행사는 법률로 금지되어있다. 사후에 법적으로 고소를 피하기 위해 시장 참여자는 한계 비용을 초과하는 가격으로 입찰을 억제한다. 또 다른 우려는 극단적인 침두 가격은 일반적으로 신문의 헤드라인을 장식하여, 정책 결정자로 하여금 다시 그러한 일이 발생하지 않도록 하는 조치를 취하는 계기가 될 것이다.

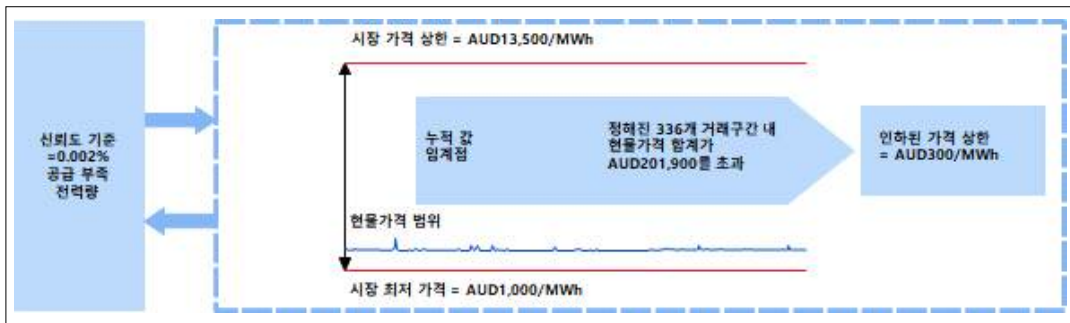
시장 참여자의 시장 지배력 완화를 위해 일부 규제 기관은 가격이나 입찰 가격에 상한을 도입했다. 예를 들어, 높은 발전기의 한계 비용에 상한을 설정하면 높은 가격은 300달러/MWh 정도가 된다. 이 상황에서는 침두부하 전원은 변동비용은 회수할 수 있지만 고정 비용은 결코 회수할 수 없을 것이다.

사실, 대부분 기존 가격 상한은 2,000~3,000달러/MWh로 설정되어있다. 이로 인해 수익은 증가하지만 이 가격 수준은 연간 세 시간 밖에 가동하지 않는 발전기에 있어서는 6,000~9,000 달러/MW 수익으로, 연간 60,000~90,000달러/MW의 범위에 있는 연간 고정비 비용을 회수하기에는 너무 낮다.

현존하는 신뢰도 기준에 상응하도록 하기 위해, 적절한 가격 상한 수준은 VoLL로 설정해야 한다. 이 방식은 호주의 AEMC에서 채택하고 있으며, 0.002%의 공급 부족 전력은 13,500\$/MWh의 가격 상한으로 환산된다. 이론적으로 시장 균형 상태에서 이 가격에 의해 침두부하 전원을 포함한 최적화된 모든 용량은 고정 비용을 회수할 수 있어야 한다.

시장은 결코 균형을 이룰 수는 없고 용량 부족은 최고 가격을 빈번하게 발생시켜 기존 발전기에 높은 이익을 주는 것으로 알려져 있다. 따라서 호주와 텍사스의 규제 기관은 침두 가격 기간에 발전기가 얻을 수 있는 수익에 상한을 설정하고 있다. 호주에서 규제 기관은 가격의 누적 값에 임계치를 도입했다. 만약 미리 정한 336개의 거래(단위) 구간에서 현물 가격의 합계가 201,900\$를 초과하면 가격 상한은 당초 13,500\$/MWh에서 300\$/MWh로 인하된다(그림 4.4).

그림 4.2 호주(NEM)의 공급 부족시 가격



출처: Henderson, 2014.

텍사스의 경우 2014년 공익 사업위원회가 ERCOT 지역의 가격 상한을 2011년 3,000달러/MWh에서 2015년 이후 서서히 끌어 올려 최종으로 9,000달러/MWh까지 끌어올리기로 결정했다. 이 장의 뒷부분에서 논의되는 다른 기술적인 조치와 함께, 가격 상한 인상은 예비력을 회복하도록 새로운 투자를 촉진할 것으로 기대되고 있다(Potomac Economics, 2015).

요약하면, 가격 스파이크와 시장 지배력은 불가분이며 여전히 도매 전력시장의 과제이다.

공급 부족시 가격 규제의 필요성

전력시스템의 신뢰도는 최종적으로는 계통운영자의 책임이다. 계통운영자는 대규모 정전을 방지할 책임이 있다. 따라서 모든 시장 설계에서 순수하게 분권적인 운영에 의존하는 것이 아니라 전력시스템의 제어 권한을 계통운영자에 맡기고 있다. 그리고 이러한 계통운영자는 대형 사고를 방지하기 위해 운영 규약을 개발했다.

계통운영자는 부하 차단 및 대규모 정전을 피하기 위해 예방 조치를 취한다. 즉, 긴급 DR 계약, 또는 차단 가능한 계약의 발동, 운영예비력의 일부 활용 등이다. 또한 계통운영자는 수요 감소와 같은 효과가 있는 일시적인 전압 저하 조치도 할 수 있다.

시장의 관점에서는 이러한 모든 대응이 ‘시장외부에서’ 실행될 위험이 있다. 사실, 운영상의 의사 결정들이 어떤 방식으로든 문서화되어어도, 여전히 ‘회색 지대’는 상존할 수 있다. 왜냐하면 빠듯한 수급 상황은 발생이 드물고, 그것은 대부분 예상치 못한 상황에서 유발되기 때문이다. 예를 들어 PJM은 긴급 DR의 발동으로 몇 GW 수요를 줄일 수 있으며 실시간 시장의

공급 부족시 가격을 억제할 수 있다. 또한 운영예비력의 감축 및 전압 저하와 같은 시장외의 운영상 결정도 가격 억제 효과를 가진다. 실시간 시장 가격을 낮추는 효과를 가진 모든 전력시스템 운영은 금전적 보상과 무관하다.

더 어려운 것은 일반적으로 전력거래자는 전력시스템의 정확한 상태에 대한 정보가 부족하다. 예를 들어 프랑스에서 최근 2,000유로/MWh의 최고 침두 가격이 2012년 2월9일 오전 10시~11시 발생했지만 실제 침두 수요는 그 전날 19시 발생했다. 거래시장은 공급 부족시에 가격을 적절하게 매기는 데 필요한 자원을 항상 가지고 있는 것은 아니다. 이것은 특히 분산적인 시장에서는 문제가 된다.

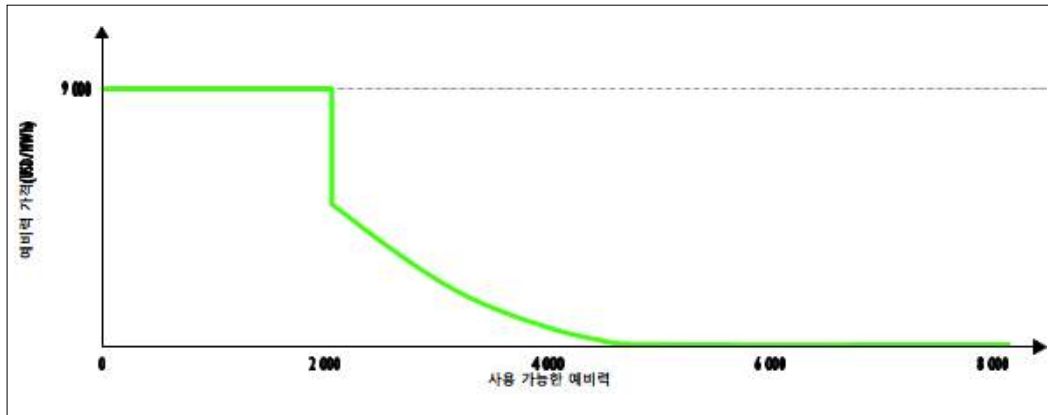
빈약한 가격 형성의 또 다른 예는 2014년 미국에서 ‘극지 한파(Polar Vortex)’ 기간에 보인다. 전력 가격이 몇 시간 동안 단지 800달러/MWh에 불과했지만, PJM은 운영 신뢰도를 보장하기 위해 ‘시장 밖’의 조치를 취해야 했다. 그 결과 1월 21~30일 비용은 4.38억달러에 달했지만 특정 시장 참여자에 할당할 수는 없어 ‘부가 비용(uplift)’으로 모든 사용자에게 균등하게 할당했다. 극지 한파를 계기로 해서 가장 정교한 RTO 시장에서조차 심각한 수급 상태에서 전력 가격을 정확하게 매긴다고 하는 시장에 내재된 어려움을 돌아보게 된다.

극지 한파에 의한 한파 이후 미국 연방 에너지 규제위원회(FERC)는 일련의 기술 회의를 하고 이 문제에 대한 기술 보고서를 발행했다(FERC 2014).

FERC의 설명에 의하면, ‘계통운영자가 시스템의 요구를 충족할 수 없는 때는 그 비용이 시장 가격에 반영되는 것을 보장하는 규제적 가격 설정 규칙을 적용한다. 그 비용은 최소 운영예비력을 충족시키지 못하여 발생한 비용 등을 포함한다. 개념적으로 이 가격은 강제 부하 차단을 피하는데 대한 소비자의 가치 평가를 반영한다. 이러한 상황에서는 가격이 상승해서, 발전 자원의 성능을 높이도록 유도하고 수요의 감소를 촉진하여, 계통운영자가 신뢰도를 유지하기 위해 강제로 부하를 차단하지 않도록 해준다. 소비자의 신뢰도 가치와 계통운영자의 신뢰도 유지를 위해 취하는 조치에 대한 가치가 시장에서 적절하게 반영되지 못하면, 에너지 시장과 보조서비스 시장 가격은 비효율적으로 되어 전력시스템 자원의 이용 효율을 낮추고 투자 신호를 약화시킬 수 있다. 이러한 비효율성을 줄이는 것은 더 신뢰할 수 있고 더 경제적인 전력 서비스로 이어진다.’

규제 기관은 공급 부족시 가격 형성을 개선하기 위해 개입할 수 있다. 예를 들어 텍사스 주 공익 사업위원회가 그림 4.3에 표시된 공급 부족 조건에서 가격을 행정적으로 설정하는 운영예비력 수요 곡선(ORDC: Operating Reserve Demand Curve)을 2014년 6월 1일부터 도입하기로 결정했다(Hogan, 2013; Pfeifenberger 2014).

그림 4.3 ERCOT의 운영예비력 수요 곡선(안)



출처: Potomac Economics, 2015.

규제적인 공급 부족 가격의 제도를 시행하는 경우 규제기관이 이 가격을 설정한다. 이것은 순수한 시장 기반 가격 결정과 대조되는 에너지 시장에 대한 규제 개입의 한 형태이다. 실시간 에너지의 가격과 운영예비력을 동시에 최적화하여 계산하는 시장에서는 운영예비력에 대한 규제 가격을 높게 설정하면 에너지 가격도 상승한다. 높은 운영예비력의 가격은 실시간 가격, 하루전 가격, 선도가격으로 파급된다.

유의해야 할 것은 이러한 공급 부족시 가격 곡선이 있으면 실제 부하 차단이 없을 지라도 운영예비력이 고갈되면 공급 부족시 초과 이익(rent)이 증가한다. 따라서 가격 스파이크의 시간 수는 정전 시간 수보다 많아지고, 그 결과 발전기의 공급 부족시의 수익이 증가한다. 공급 부족시 수익을 연간 30,000달러/MW, 예비력 부족에서 얻은 수익을 20,000달러/MW라고 가정하면 총 수익은 연간 50,000달러/MW된다. 공급 부족시 가격 곡선은 예비력이 부족할수록 수익을 증가시키도록 정해진다.

공급 부족시 가격은 가격에 대한 사전 규제이다. 공급 부족시 가격을 도입하는 규제 기관은 가격 스파이크를 용인한다는 뜻으로, 그 규제의 개념은 장기에 걸쳐 안정되어야 한다. 그러면

이러한 높은 가격이 출현해도 정책 입안자나 규제 기관이 개입하지 않는다고 보장함으로써 투자자를 안심시키는 데 기여한다.

유의해야 할 것은 규제에 의한 공급 부족시 가격은 용량 시장을 가진 시장에도 채택할 수 있는 것이다. 수급 조건이 심각한 상태에서 정확한 가격 형성은 원칙적으로 에너지 시장에서 수익을 증가시키고 그 결과 용량 시장에서 발전기의 입찰 가격을 인하시킨다. 전체적으로 공급 부족시 가격 형성을 개선하여 용량 가격을 인하하고 용량 시장의 상대적인 중요성을 낮출 수 있다.

뉴질랜드는 수력 발전이 지배적이어서 한정된 저수량과 강우에 의존하여 에너지 제약이 있는 전원 구성의 특성을 반영하여 공급 부족시 가격을 채택하였다. 긴급 부하 차단이 일어날 때 공급 부족시 가격은 10,000NZ\$/MWh로 설정되어있다. 또한, 만약 공급 중단 위험이 10%를 초과하는 경우에는 계통운영자는 공적인 절전 캠페인을 요구할 수 있다. 만약 이런 일이 발생하면 소매 사업자는 고객에게 절전을 의뢰하고 주당 10.50NZ\$/kWh를 상한으로 해서 보상금을 지급한다. 이것의 의도는 소매 사업자가 충분한 발전기와 계약하도록 인센티브를 제공하는 것이다.

에너지에만 규제가격을 설정하는 것으로 DR과 충분한 발전 용량에 대한 새로운 투자가 촉발될지(용량 시장이 있으면 용량가격은 제로가 된다)는 추가 검토가 필요하다.

글 상자 4.4 ERCOT의 공급 부족시 가격

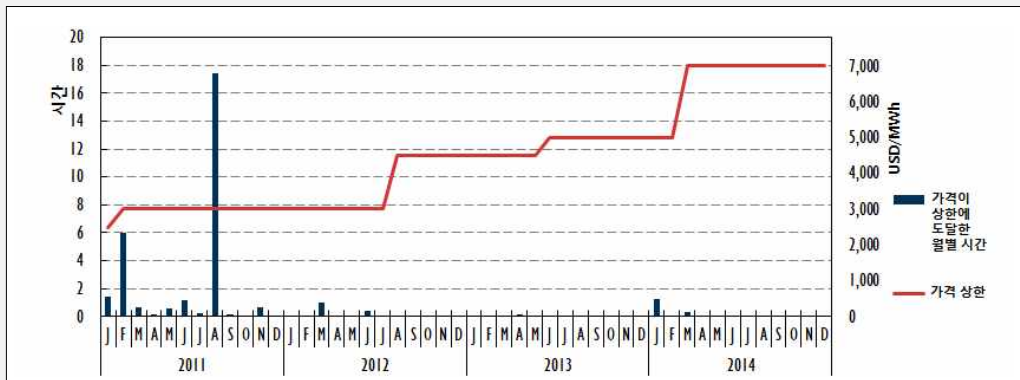
ERCOT는 에너지 단일 시장의 도매 전력시장을 운영하고 있으며 명시적인 용량 보상제도(제5장 참조)는 없다. ERCOT는 10년에 한 번 정전이라는 신뢰도 기준에 따라 13.75%의 예비력 마진 목표를 가지고 있다(의무는 아님). ERCOT의 경우 10년에 한 번이라는 것은 10년에 한 번의 부하 차단으로 정의되어 있으며 상대적으로 보아 엄격한 기준이다.²⁰⁾ DR은 전일 도매 전력시장에서 직접 입찰을 통해 발전 자원과 경쟁한다(Pfeifenberger 2014).

집중형 용량 시장이 없으면 발전기는 고정 비용과 변동비용을 회수하기 위해 도매 전력시장에서 충분한 수익을 필요로 한다. 따라서 ERCOT는 공급 부족시 가격 메커니즘을 도입하고 도매가격은 가상의 첨두 발전기가 충분한 수익을 확보할 수 있는 충분한 수준까지 상승한다. ERCOT의 도매시장에서 판매 입찰은 전력시스템 전체의 입찰 상한 가격에 제한을 받고 있으

며, 사실상 이 상한가격이 도매 전력 가격의 상한 역할을 하고 이 상한을 초과한 입찰은 거부된다. 판매 입찰 상한은 2011년의 3,000달러/MWh에서 2014년 7,000달러/MWh까지 대체로 매년 인상되고 있다. 2015년 6월 1일 상한은 9,000달러/MWh로 인상되었다(PUCT 2012). 이 상한은 표준 첨두 전원의 순 이익이 연간 총 300,000달러/MW에 도달하면 자동으로 인하된다. 그림 4.4는 2011년 1월~2014년 12월 기간에 시장 가격이 전체 전력시스템의 판매 입찰 상한에 도달한 시간을 보여준다.

2011년 이후 실적을 보면 공급 부족 현상은 상대적으로 드물게 발생하였고, 일반적으로 도매 가격은 상대적으로 낮았다. 2014년에는 도매가격이 300달러/MWh를 초과한 것은 34시간에 불과하였다. 최근 2013년, 도매 전력시장은 예비력 마진 목표를 충족하기 위해 전력 분야에 대한 투자를 촉진하기에 충분한 수익을 제공하지 못한다는 우려가 있어 ERCOT는 2017년까지 예비력 마진이 목표를 밑돌 것으로 예측했다. 그러나 최근 ERCOT는 예상과는 반대로 첨두 수요가 감소하는 현상을 반영하여 수요 예측을 수정하였다(Potomac Economics, 2015). 최근 예측에 따르면, 예비력 마진은 적어도 2020년까지는 목표치를 웃돌 것으로 전망된다.

그림 4.4 시장 가격이 입찰 상한에 도달한 월별 시간



출처: Potomac Economics, 2015.

- 20) 일주: 정전 지속 시간이 짧더라도 한 번의 부하차단으로 간주한다. 예를 들어 10년에 하루라는 기준에 비하면 상대적으로 엄격한 것이다.

가격 스파이크의 빈도와 투자 인센티브

가격 스파이크 빈도가 낮은 것은 전통적 발전 기술에 투자하는 투자자에게 심각한 우려 사항이다. 비록 공급 부족시 가격이 제대로 형성되어도 첨두 가격 예측은 곤란하다. 1회/10년 혹은 3시간/년이라는 신뢰도 기준은 높은 가격은 매우 드물게 밖에 발생하지 않는다는 것을 의미한다. 사실상 높은 가격은 매년 발생하는 것은 아니고 평균 몇 년에 한 번이며 기상 조건의 영향을 받는다. 예를 들어 프랑스에서는 1956년과 1963년에 수 주간의 한파를 경험하고 1985년과 1987년에도 경험했다. 프랑스에서는 첨두 수요가 2012년 동계에 102GW가 되었지만 그만큼 극단적인 추위도 아니었고 기간도 짧았다. 3시간/년이라는 기준에 근거하면 정전 기대치는 10년에서 30시간 정도이다.

투자자에게 가격 스파이크에서 수익을 얻을 확률이 낮다는 것은 매력적인 투자 제안은 아니다. 3개월마다 부채를 상환해야하는 독립 발전 사업자에 의한 상업적 프로젝트를 생각해 보자. 첨두부하 전원은 예정된 해에 운전에 들어가도 첫 수익이 5년 후나 10년 후가 될지도 모른다. 이러한 발전기가 이러한 예측 불가능한 현금 흐름만을 기준으로 자금을 조달할 수는 없다.

극단적인 기상 조건의 문제는 전력산업에 국한된 이야기가 아니다. 보험 회사는 사고의 경우처럼 거의 발생하지 않는 극단적인 현금 흐름을 상시적인 현금 흐름으로 변환함으로써 그러한 위험을 관리할 수 있는 금융 상품을 제공하고 있다. 보험 및 재보험 업계는 이러한 방식으로 위험을 경제 전반으로 분산시키고, 예측할 수 없는 사건에 대한 헤지 수단을 구입할 수 있도록 해준다.

이 관점에서, 첨두부하 발전기는 공급이 빠듯할 때 전력을 공급하도록 하는 옵션 상품으로 간주될 수 있다(Pöyry 2015). 공급 부족시 가격이 정확히 형성된다면, 금융 회사는 잠재적 투자자를 위해 더 안정적인 소득 흐름을 창출하는 헤지 상품을 제공할 수 있고, 그렇게 함으로써 투자에 대한 인센티브를 제공하게 될 것이다.

그러나 현재까지 이렇게 순수하게 금융적인 방법은 개발되어 있지 않다. 그런 제품을 개발하는데 몇 가지 장벽이 있다. 예를 들어, 금융 업계는 전력시장 가격 스파이크의 확률 분포와 정치적 개입 위험을 평가하는 정보가 부족하다. 사실 전력산업계는 더 나은 정보를 가지고 있으며 규제 기관 및 계통운영자를 포함한 전력산업계 내에서 그 해결책을 찾아야 할 것이다.

이는 결국 가격 스파이크의 빈도가 낮을 경우 투자에 대한 인센티브를 어떻게 제공할 것인가라는 당초의 문제로 환원된다. 에너지 단일 시장에서는 정확한 공급 부족시 가격이 있다고 해도, 투자자는 여전히 투자 판단의 부담을 져야 하고, 이것은 전력시스템의 설비 용량에 영향을 미친다. 금융 위험이 있으면 투자자는 높은 위험 프리미엄을 요구한다. 예를 들어, 실질 자본 비용이 12%라고 가정하면, 신규 진입비용은 연간 120,000달러/MW된다. VoLL을 20,000달러/MWh 가정하면 6시간/년의 정전 기대치에 상당해 대부분의 신뢰도 기준보다 정전 시간이 길어아한다. 즉, 에너지 단일 시장에서는 규제 기관이 정한 신뢰도 기준을 유지할 수 없을 가능성이 있다.

투자 사이클과 신뢰도 기준의 충족

신뢰도의 규제는 일반적으로 적절한 용량이 기준을 딱 만족하는 것을 가정하지만 실제 전력시스템이 평형 상태에 있는 것은 매우 드물고 발전 투자의 동학(dynamics)을 관리할 필요가 있다(RTE, 2014). 많은 IEA 회원국의 시장은 20년 이상 설비 과잉 상태에 있다. 이 사실은 왜 실제 신뢰도가 기준보다 높은지를 매우 잘 보여준다.

과잉 설비는 자유화된 시장에서도 발생할 수 있다. 미국에서는 2000년경 가스로의 질주(dash for gas)가 그 후 15년 지속적인 설비 과잉 상태를 만들어 냈다. 유럽에서는 2010년대에 운전 개시한 복합 사이클 가스 터빈(CCGT) 발전기 투자 러시가 2008년 경제 위기 이후 다시 용량 과잉 상태를 만들어 냈다. 발전기 수명은 25~30년이기 때문에 과도한 투자는 장기간 과잉 용량을 낳을 가능성이 있다. 이것은 특히 수요가 정체 또는 감소하는 국가에서 현저해진다. 이 상황에서 설비 잉여는 수요에 의해 재 흡수되지 않고 설비의 기술적인 수명까지 지속될 수 있다.²¹⁾

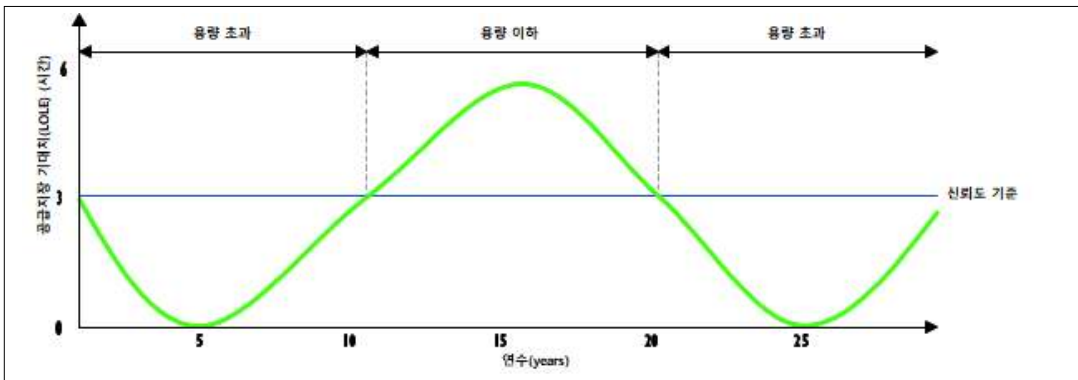
설비 과잉의 결과 가격 스파이크 빈도는 낮아지고 투자 요구 신호도 발령되지 않는다. 자원적정성 우려가 없는 경우에는 정부는 경제 시그널을 회복하기 위해 개입할 이유는 거의 없다.

반대로 자원적정성 평가 결과 안정적인 공급이 위협에 직면하게 된 경우에는 정부가 시장에

21) 경쟁적인 전력시장에서는 원칙적으로 과잉 설비는 전력 회사와 투자자가 과잉 설비를 폐지함으로써 해소되어야 한다. 그러나 사실, 투자자는 여러 이유로 잉여 설비를 곧바로 폐지하지 않는다. 그 이유는 폐지를 금지하는 정부 규제나 자본 비용은 매몰 비용이 되었지만, 투자자는 최소한 고정 운영비용이라도 회수하는 것을 바라기 때문이다.

개입한다. 5년간은 과잉설비로 LOLE가 거의 제로이고 다음 5년간은 LOLE가 6시간/년 인 경우를 가정하면, 정전은 3시간/년을 초과하지 않으며 신뢰도 기준을 충족하게 된다(그림 4.5). 그러나 5년 동안 6시간/년의 정전 기대치를 경험한 정부는 개입할 가능성이 높다. 실제로 정부는 신뢰도 기준을 장기간에 걸친 평균치가 아니라 매년 충족해야 하는 값을 하한으로 해서 지키려는 경향이 있다.

그림 4.5 투자 사이클과 신뢰도 기준



따라서 에너지 단일 시장의 경우 신뢰도 기준의 하한 값이 항상 충족되는 일은 거의 없다. 설비 잉여 기간 동안 공급 부족시 가격과 초과 수익은 불충분하다. 불안한 수급 상태가 되면, 정부는 신뢰도 하한을 충족하기 위해 개입하는 경향이 있다. 즉 평균적으로 보면 이러한 정부의 개입 결과, 적절한 공급 부족시 가격이 있었다고 해도 그 발생 빈도는 너무 낮아 고정 비용을 회수하는 데 필요한 수익을 확보할 수 없게 된다.

결론

시장 설계에서 정부의 신뢰도 규제 방법을 고려해야 한다. DR이 강제 부하 차단을 줄이거나 없앨 수 있는 잠재력을 가지고 있을지라도, 물리적 기반도 시장적 기반도 미비하여 대부분 소비자는 당분간 그리고 가까운 장래에 실시간 전기 요금에 노출될 일이 없을 것이다. 따라서 신뢰도 기준이 필요하다.

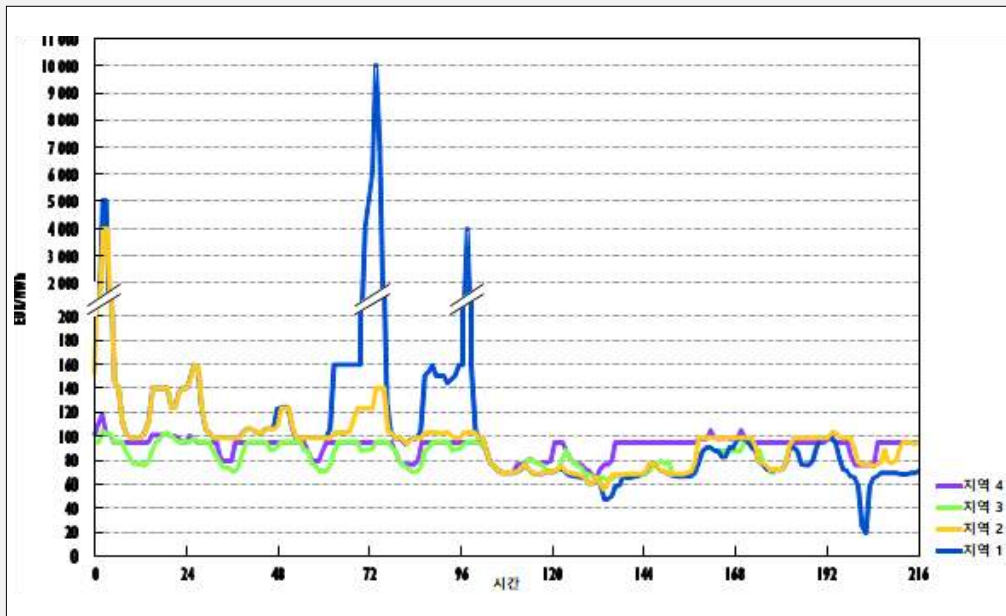
공급 부족시 가격 형성은 관리되어야 하며, 또한 시장지배력의 문제는 수익 상한 등을 설정하여 해소할 필요가 있다. 이런 조건에서는 정확한 공급 부족시 가격을 가진 에너지 단일 시장에서

도 시장 메커니즘을 통해 필요한 용량을 확보할 수 있다. 그러나 만약 정부가 더 높은 신뢰도를 원하거나 또는 전력산업의 투자 사이클 하에서도 신뢰도의 하한 이하로 내려가는 것을 원하지 않는다면 공급 부족시 가격 형성이 효율적이라고 해도 안전망으로서 용량 시장의 도입이 필요할 수 있을 것이다.

글 상자 4.5 재생에너지의 높은 점유율 하에서 자원적정성의 경제학적 모델링

이 글 상자는 자원적정성 유지에 대한 다양한 솔루션의 비용과 이익을 분석하기 위해 실시된 모델링의 주요 결과에 대해 기술한다. 이 분석에서는 Brattle Group and Astrape Consulting(2013)에 의해 개발된 방법론을 이용하여 강제 부하 차단 비용과 그 저감 대책의 비용을 고려했다. 발전 비용의 증가와 강제 부하 차단의 비용 감축은 상호 절충의 관계에 있다. 이 모델은 에너지 단일 시장의 설계에 의해 전력시스템의 신뢰도를 확보하는 방법을 보여주고 있다. 모델에 대한 자세한 설명은 IEA의 웹 사이트 (www.iea.org/media/topics/electricity/Repoweringmarkets/annexes.pdf)에서 볼 수 있다.

그림 4.6 2월의 일주일간 네 지역의 모델링 가격



이 모델은 상호 연계된 가상의 전력시스템에 풍력 및 PV가 대량 도입되었다고 가정하고 있다. 모델링된 전력시스템은 연계된 지역으로 구성되며 각 영역은 전원 구성이 상이하고 어느

정도 연계되어 있다. 이 모델은 지역 간의 사용 가능한 송전 용량을 고려하여 전체 지역의 동시 최소비용 발전 계획을 계산할 수 있다.

전력수급의 스트레스는 첨두 전력 가격으로 나타난다. 그 목적을 위해 모델은 규제된 공급 부족시 가격 곡선을 가정한다. 그림 4.6은 2007년 2월 1주의 결과를 보여주고 있다. 2월 18일에 영역 1과 영역 2에서 운영예비력이 필요량에 부족하고 모델의 가정에 따라서 부하 차단이 아니라 운영예비력을 사용하여 발전하고 시장 가격을 5,000유로/MWh로 밀어 올렸다. 2월 21일에 구역 1에서 부하를 차단하지 않으면 안 되어 가격을 VoLL까지 끌어 올렸다. 수입 용량이 최대한 이용되고 그 결과 다른 지역의 가격을 상승시켰다. 2월 26일에 영역 1에서 재생에너지가 많이 발전되어 가격을 20유로/MWh 이하로 낮췄다.

이 시나리오에서 부하 차단이 필요했으며, 이는 자원적정성 문제가 발생했다는 것을 의미한다. 분석 목적상 정확한 이유의 분석이 중요하지는 않지만, 이러한 문제가 발생한 이유는 예상보다 높은 수요 증가, 계획되지 않은 원자력 발전의 폐지, 재생에너지 도입의 지연 등을 들 수 있다. 모델링 된 연간 17시간의 LOLE는 합리적인 신뢰도 기준보다 훨씬 크다.

또한 (예비력 마진이 목표치보다 낮은) 수급 상황이 빠듯한 시간은 연간 150시간을 넘어 2011년의 기상 이변이 있었던 해는 500시간에 달했다. 그 결과 시장 가격은 극도로 높아질 것으로 예상되며 신설 용량 투자 촉진이 기대된다.

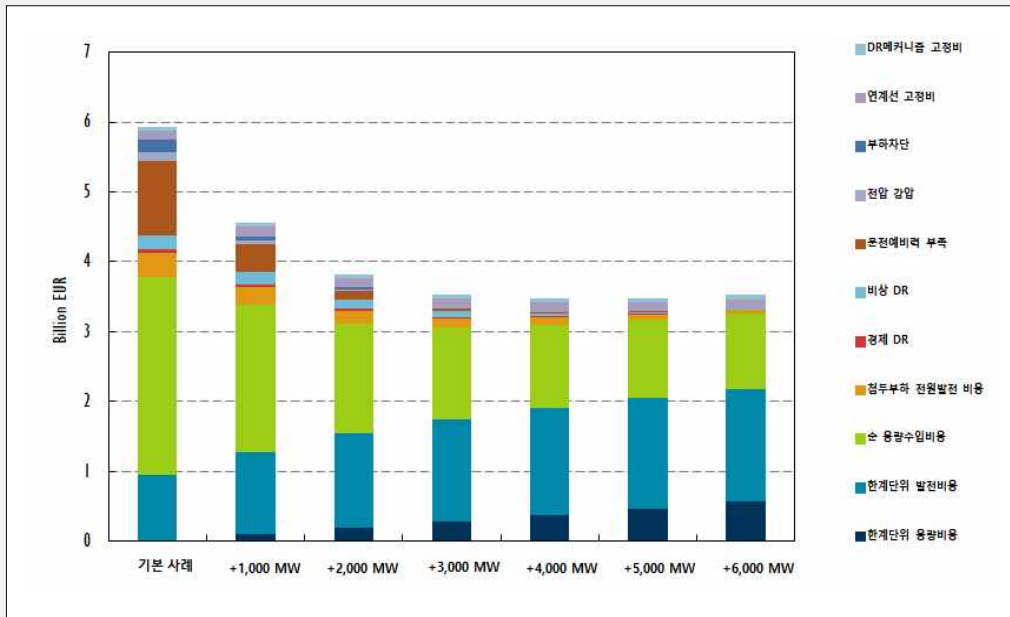
자원적정성 상황을 회복하고 신뢰도 기준을 충족하기 위해 신규 발전기 건설, DR의 증가, 연계 강화 등 다른 시나리오의 시뮬레이션이 이루어졌다.

더 많은 용량을 건설하는 것은 자원적정성을 회복하는 1차적 선택이다. 영역 1(설비 용량 104GW)의 관점에서 가스 화력 발전기를 추가하는 것이 '신뢰도 비용'을 최소화할 것이다(그림 4.7 참조). 신뢰도 비용이란 부하 차단의 경우에 있어서 VoLL 외에도 신설 한계 발전기의 투자비용, 한계 발전기의 발전 비용, DR, 운영예비력 저하 및 전압 저하의 비용 합계로 정의된다. 이러한 계산에서 신뢰도 비용을 최소화하는 LOLE는 매우 낮은 11분으로 확인되었다.

이 모델은 DR을 발전 용량에 대한 대안으로 고려한다. DR은 산업용 첨두 수요의 5%로 가정

하고 연간 9~12유로/kW 정도로 비용이 저렴한 것으로 가정한다. DR은 가정용 및 소규모 비즈니스 소비자의 첨두 수요의 8.5%로 가정한다. 이러한 가정에서 DR 개발은 강제 부하 차단보다 항상 비용이 적다.

그림 4.7 가스 화력 발전기 추가 규모에 따른 전체 신뢰도 비용의 변화



마지막으로, 새로운 연계선 건설이 발전 투자 대안이 된다. 이 모델은 새로운 연계선이 LOLE를 줄이는 효율적인 해결책이 됨을 보여주고 있다. 전혀 연계선이 없으면 발전설비용량의 불과 몇%p의 연계 용량의 증가가 신뢰도를 크게 향상시킨다. 이미 5%의 연계 용량이 있는 경우에는 연계선의 한계 편익은 감소한다. 그래도 연계선은 발전기 신설보다 비용이 적다.

이 결과의 이면에 있는 직관은 신뢰도는 연계선의 상대방 자원적정성 상황에 의존한다는 것이다. 특정 국가에서 용량 수입이 자원적정성에 기여하는 정도를 평가할 때는 전체 시스템의 기존 발전기와 풍력 및 PV의 가용성, 수요 수준을 고려해야 한다. 그 결과, 연계 용량은 통상 최대 용량으로 하지 않고, 그보다 낮은 수준이 된다.

전력시스템이 자원적정성을 유지하기 위해 필요한 최적 용량을 정하는 것은 데이터 집약적인 과제이다. 여기에 소개된 모델은 단지 참고용일 뿐이며 재생에너지를 가진 전력시스템에

필요한 용량 적정 수준의 권장 사항과 지침을 주는 것은 아니다. 그래도 일련의 가정에 따라 이 모델은 신뢰성 유지에 대해 DR과 연계 용량의 증가가 발전기 증설보다 비용이 적을 가능성을 보여주고 있다. 만약 DR이 충분히 싸면 강제 부하 차단을 완벽하게 방지할 수 있다. 또한 이 모델은 신뢰도에 대한 과잉 투자와 관련된 비용을 정량화할 수 있다. 적용한 신뢰도 기준치를 몇 퍼센트 포인트(2~3%) 정도만 초과한 과잉 설비가 있으면 요금에 영향은 적지만, 상기 언급된 바와 같이 빠듯한 수급 상태에서 전력시장의 기능에는 큰 영향을 미친다.

| 참고 문헌 |

AEMC (2014), Fact sheet: the NEM reliability standard, AEMC,
www.aemc.gov.au/Media/docs/Factsheet---reliability-standard-d451eb88-58bf-4efd-8b18-f3bc38b24fbb-0.pdf.

Astrape Consulting (2013), The Economic Ramifications of Resource Adequacy White Paper,
www.naruc.org/grants/Documents/Economics%20of%20Resource%20Adequacy%20WhitePaper_Astrape_Final.pdf.

Boiteux, M. (1949), « La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au cout marginal » [Pricing for advanced applications: Application of the theory of the sale at the marginal cost] Revue Générale d' Electricité, Vol. 58, pp. 321-40.

Brattle Group and Astrape Consulting (2013), Resource Adequacy Requirements: Reliability and Economic Implications, report prepared for FERC,
www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/02-07-14-consultant-report.pdf.

CEER (Council of European Energy Regulators) (2014), Assessment of electricity generation adequacy in European countries,
www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-ESS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf.

Cramton, P., A. Ockenfels and S. Stoft, (2013), “Capacity Market Fundamentals” , Economics of Energy and Environmental Policy 09/2013; Vol. 2, No. 2,
ftp://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-stoft-capacity-market-fundamentals.pdf.

Enel Distribuzione (2013), “Electric Network Operation Key Challenges” , presentation to the IEA 2013 Emergency Response Review of Italy, 31 October 2013, Rome.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2015), 2015 Scenario Outlook and Adequacy Forecast, www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2014), Price Formation in Organized Wholesale Electricity Markets, Staff Analysis of Shortage Pricing in RTO and ISO Markets, FERC staff report, www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/AD14-14-pricing-rto-iso-markets.pdf.

Grimm, V. and G. Zöttl, (2013), “Investment incentives and electricity spot market competition “, Journal of Economics and Management Strategy 2013, Vol. 22, No. 4, p. 832–851.

Henderson N. (2014) “Role of scarcity pricing in Australia” , AEMC, presentation to the IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP) workshop on scarcity pricing, 2 July 2014, Paris, www.iea.org/media/workshops/2014/esapworkshop/Neville_Henderson.pdf.

Hogan, W. (2013) “Electricity Scarcity Pricing through Operating Reserves” , Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 2, Issue 2, pp. 65–86.

IEA (International Energy Agency) (2014a), The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, OECD/IEA, Paris, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264208032-en>.

IEA (2013), “Resilience of the energy sector to climate change” , webpage, www.iea.org/topics/climatechange/subtopics/resilience/.

Pfeifenberger, J.P. (2014), “Resource adequacy requirements, scarcity pricing, and electricity market design implications” , IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP)

presentation, 2 July 2014,

www.iea.org/media/workshops/2014/esapworskhopi/Hannes_Pfeifenberger.pdf.

Joskow, P. (2008), “Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design, Utilities Policy, Vol. 16, pp. 159–170.

Joskow, P. and J. Tirole (2007), “Reliability and Competitive Electricity Markets” Rand Journal of Economics, Vol. 38, No. 1, pp. 60–84.

London Economics (2013), “The value of lost load (VoLL) for electricity in Great Britain” , final report for OFGEM and DECC,

www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/224028/value_lost_load_electricity_gb.pdf.

NERC (2013a), 2013 Long–Term Reliability Assessment, www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2013_LTRA_FINAL.pdf.

NERC (2013b), NERC Probabilistic Assessment, Addendum to the 2012 Long–Term Reliability Assessment,

www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_2012_Probabilistic_Assessment_Final.pdf.

NERC (2012), Reliability Assessment Guidebook, NERC, www.nerc.com/pa/RAPA/rg/ReliabilityGuidelines/Reliability_Assess_Guidebook_3_1Final.pdf

NERC (2011), Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning, NERC, www.nerc.com/files/ivgtf1–2.pdf.

Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2012), Electricity Distribution Annual

Report for 201011, Ref: 46/12, Ofgem, 30 March 2012, London.

Pfeifenberger P. J. (2014), Resource Adequacy Requirements, Scarcity Pricing, and Electricity Market Design Implications, IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP), Paris.

Potomac Economics (2015), 2014 ERCOT State of the Market Report, Potomac Economics LTD, July 2015,
www.potomaceconomics.com/uploads/ercot_documents/2014_ERCOT_State_of_the_Market_Report.pdf.

Pöyry, (2015), Decentralised reliability options, Pöyry Management Consulting,
www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/decentralisedreliabilityoptionsfullreport_v300.pdf.

PUCT (Public Utility Commission of Texas) (2012), Texas Administrative Code, Electric Substantive Rules, Chapter 25, Subchapter S, 11 November 2012,
www.puc.texas.gov/agency/rulesnlaws/subrules/electric/25.505/25.505.pdf.

RTE (2014), “French capacity market – report accompanying the draft rules” , RET, Paris, www.rte-france.com/sites/default/files/2014_04_09_french_capacity_market.pdf

제5장_ 용량 시장의 설계

요약

- 용량 메커니즘 또는 용량 시장은 신뢰도 요건을 충족시키는 것을 목적으로 일부 전력시스템에 도입되고 있다. 시장의 왜곡을 방지하도록 신중하게 용량 메커니즘을 설계할 필요가 있다.²²⁾
- 용량 메커니즘을 도매 전력시장의 가격 신호가 제대로 작동되도록 하기 위한 대안이 아니라, 오히려 정책차원의 신뢰도 목표를 달성하기 위한 안전망으로 생각해야 한다.
- 전략적 예비력과 같은 용량목표기반의 용량 메커니즘은 신속하게 구축할 수 있으며, 단기적인 전력 공급 안정의 문제를 해결하거나 높은 신뢰도 수준을 확보할 수 있다. 그러나 용량 메커니즘에 의해 전력시장에서 장기적으로 충분한 투자의 달성이 보장되는 것은 아니다.
- 이러한 사실을 염두에 둔다면, 시장기반의 용량 메커니즘은 기술에 대해 중립적이어야 하고, 공급측 자원뿐만 아니라 수요측 자원도 포함해야 하며, 미래 지향적이어야 한다. 계약한 용량의 가용성을 보장하기 위해서는 적절한 페널티도 필요하다.
- 월경(cross-border) 용량의 참여가 가능하도록, 인접 지역의 전원 및 단기 월경 전력조류의 계약에 관한 명확하고 투명한 규칙, 특히 각 전력시장의 신뢰도 기준을 반영하는 규칙이 필수적이다.

중장기적인 전력의 공급 안정 우려에 부응하여 자유화된 전력시장을 가진 여러 지역에서 여러 형태의 용량 메커니즘을 도입하거나 도입이 검토되고 있다. 용량 메커니즘은 자원적정성을 확보하기 위해 자원에 대한 충분한 투자를 장려하거나 경제적인 이유에 의한 자원의 퇴출을 방지하려고 한다. 용량 메커니즘은 신뢰도 유지에 필요한 한계 전원에만 중점을 둔 용량목표기반 예비력 확보 의무에서부터 모든 시장 참여자를 포함하는 시장기반의 메커니즘까지 다양한 형태가 있다.

22) 용량 메커니즘은 시장을 통한 조달을 행하는 용량 시장을 포함하는 보다 넓은 개념이다.

이 장에서는 용량목표기반 용량 메커니즘과 시장기반의 용량 메커니즘의 두 디자인 요소를 분석한다. 세계의 많은 지역이 어떻게든 용량 메커니즘을 도입하고 있지만 이 장에서는 10년 이상 용량 시장이 도입되어 온 미국에서의 경험과 유럽의 보다 최근의 발전에 주로 초점을 맞추고 있다.

5.1 용량 메커니즘의 확산

에너지 단일 시장 對 용량 메커니즘

용량 시장의 도입에 관한 주요 논점은 에너지 단일 시장은 자원적정성을 보장하기에 충분한 발전자원(또는 수요반응(DR)과 같은 발전자원의 대안)에 대한 투자를 촉진할 수 없다는 것이다 (세부 논의는 제4장 참조).

즉, 공급 부족시 가격(scarcity pricing)이 너무 낮은 수준으로 제한되고 수요반응이 신뢰도 기준을 항상 충족하기에 불충분한 경우에, 용량 시장이 필요하다. 그림 5.1은 정책 결정자를 위한 단순화된 의사 결정 구조를 보여준다. 즉, 공급 부족시 가격 제도가 없거나 상한 가격이 너무 낮은 경우에는, 발전 자원이 고정 비용을 회수할 수 있도록 용량 메커니즘이 필요하다.

이론적으로는 충분한 수요반응이 있으면 에너지 단일 시장에서는 항상 수급이 균형을 이루고 시장가격이 결정된다. 그러나 공급 부족시 가격 제도와 어느 정도의 수요반응이 있다고 하더라도 용량 시장이 필요할 수 있다. 용량 시장의 필요 여부는 신뢰도 기준의 수준과 성격 모두에 의해 좌우된다. 신뢰도 기준이 단지 유도 목표(indicative target)에 불과하며 정책 입안자가 제한된 기간(예를 들어, 몇 년간)에 걸쳐 높은 가격과 낮은 신뢰도를 받아들이는 경우에는, 공급 부족시 가격 제도를 갖춘 에너지 단일 시장이 수급 균형과 시장가격을 결정하기에 충분할 수 있다. 하지만 항상 충족되어야 하는 자원적정성의 하한 값으로서 신뢰도 기준이 정의되는 경우에는 용량 메커니즘이 필요하게 된다.

여기서는 좀 더 구체적으로 이 의사 결정 구조를 논의하고 용량 시장의 설계 개념을 제시한다.

그림 5.1 간단한 의사 결정 구조, 에너지 단일 시장 對 용량 메커니즘



공급 부족시 가격(scarcity pricing) 제도에 의한 용량 비용의 회수

도매 에너지 시장 가격에 가격 상한이 부과되는 경우, 그 상한은 부하 차단을 피할 수 있을 정도로 충분한 전원에 대한 투자를 촉진하기에는 너무 낮은 수준인 경우가 많다. 일 년 중 몇 시간 밖에 가동되지 않는 전원은 그 짧은 가동 시간에 모든 투자비용을 회수하지 않으면 안 된다. 즉 발전기가 변동비 차익을 얻을 수 있는 다른 기회가 없기 때문에 그 짧은 시간 동안의 시장 가격은 발전기의 한계비용보다 높은 값으로 상승되도록 허용되어야 한다.

대부분의 경우 제한이 전혀 없는 시장 가격을 허용하는 것은 정치적으로 용인되지 않는다. 그 이유 중 하나는 이러한 한계 발전기들이 투자비용을 회수하는데 필요한 수준 이상으로 시장 가격을 상승시킬 가능성이 있다는 것이다. 이러한 시장 지배력의 남용을 방지할 자연스런 메커니즘이 없기 때문에 규제 기관은 도매 전력시장 가격에 상한 값을 종종 적용해 왔다. 그러나 소비자들이 느끼는 신뢰도의 가치를 정확하게 반영한 적절한 수준의 가격 상한을 설정하는 것은 어렵다.

그 이유를 이해하기 위해 공급시장 비용(VoLL)을 20,000달러/MWh로 가정한다. 한편 가격 상한은 통상 3,000달러/MWh에 가까운 값이다. 연간 3시간 동안의 공급시장 용인이라는 신뢰도 기준인 경우 즉 연간 3시간 동안 공급 부족시 가격이 적용된다고 가정하면, 한계 첨두발전기의 평균 수익은 연간 총 9,000달러/MWh가 된다. 이 경우 ‘잃어버린 돈’ (공급시장 비용과 평균 수익 간의 차이)은 51,000달러/MWh $((20,000 - 3,000) \times 3)$ 가 된다.²³⁾

23) 공급시장 비용은 평균적인 고객이 전력 공급의 강제 차단을 회피하기 위한 지불의 사용액을 나타낸다. 실제 값은 고객 또는 지역에 따라 다르다. 공급시장 비용의 더 자세한 논의 내용은 제4장 글 상자 4.1을 참고.

따라서, 높은 가격상승이 정치적으로 용인 될 수 있도록 공급 부족시 가격은 사전에 규정되어야 한다. 신뢰도 기준에 부합하는 충분한 수준으로 가격 상한을 설정함으로써 가격 결정 산식을 개선할 필요가 있다. 가격 상한을 공급시장 비용 수준으로 설정하거나, 운영예비력 수요 곡선을 도입할 필요가 있다. 규제적 가격 곡선에 의해 공급 부족시 가격을 정의할 필요도 있다. 이 경우 이 가격 곡선은 용량 부족시 소비자를 대신하여 가격을 설정한다. (제3장과 제4장 참조).

일부 지역에서는 용량 메커니즘의 도입 필요성을 피하기 위해 이러한 방법 또는 이와 유사한 방법을 선택했다(제4장 글 상자 4.1 참조). 또한 용량 메커니즘의 설계와 도입은 과장하지 않아도 논쟁의 대상이 되고 있다는 것을 주목할 필요가 있다. 선도 용량 메커니즘이 도입된 지역에서는 신뢰도 기준을 충족시키는데 필요한 용량보다 많은 용량이 확보될 가능성이 있다. 이것은 ‘용량 부족 가능성을 최소화하기 위해 더 높은 수준의 자원적정성을 요구하는 정책 입안자 측의 선호에 따라 용량 메커니즘의 도입이 추진된다.’ 는 사실을 반영한다.

공급 부족시 가격 제도의 개선을 통해 ‘잃어버린 돈’의 문제가 완화된다. 그렇지만 예를 들어 현금 흐름의 불확실성 등 공급 부족시 가격 제도로부터 파생되는 다른 과제들은 해소될 수가 없다. 공급 부족시 가격 제도를 선택하기 전에 ‘수요반응과 신뢰도 기준’의 측면들을 생각할 필요가 있다.²⁴⁾

수요반응

공급 부족시 가격 제도를 갖춘 시장에서 조차도 가격 기반의 충분한 수요반응이 필요하다. 그러나 지금까지 에너지 단일 시장 형태가 직면한 과제는 공급 부족 상황에서 수요반응이 부족하다는 것이다. 따라서 가격 상한이 없는 시장에서 조차도 시장이 청산되기에 충분히 높은 가격이 없을 수 있다. 수요반응은 수급 균형을 유지하는데 필요한 강제 부하 차단을 감소시키거나 심지어 대체할 가능성을 내포하고 있음에도 불구하고, 물리적 기반도 시장적 기반도 없기 때문에 대부분의 경우 소비자는 당분간 실시간 전력 요금에 노출될 일은 없다.

24) 분산의 신뢰도 옵션(poyry,2015) 또는 운영예비력 수요 곡선의 채용(Hogan,2013)을 포함한 자원적정성을 확보하고 용량의 비용을 회수하는 일부 대체 메커니즘이 제안되고 있다. 용량 비용을 회수하는 모든 방법과 다양한 대안을 언급하는 것은 이 책의 범위를 넘고 있어 모든 시장에 대응하는 이상적인 디자인을 하나 선택하는 것이 좋다. 따라서 이 장에서는 지금까지 소개되어 왔던 용량 시장의 경험에 초점을 맞춘다.

신뢰도 기준

수요반응의 부족은 정책 입안자가 일반적으로 소비자를 대신하여 계속해서 신뢰도 기준을 정의하고 설정한다는 것을 의미한다(제4장 참조). 신뢰도 기준이 유도 목표인 경우, 투자에 따라 신뢰도가 더 높은 기간과 더 낮은 기간이 있지만 평균적으로는 신뢰도 기준에 도달하도록 규제적 가격 곡선을 설계할 수 있다.

반드시 지켜져야 할 최소한의 수준으로 신뢰도 기준이 정의되는 경우 사전에 정의된 신뢰도 기준을 항상 충족시키기에는 규제적 공급 부족시 가격 제도만으로는 충분하지 않다. 전력 산업에는 투자 주기가 있어 새로운 투자 결정이 이루어지기 전에 시장에서는 낮은 신뢰도와 높은 공급 부족시 가격이 몇 년 동안 발생할 수 있다. 이러한 여건 하에서 용량 메커니즘을 통하여 저탄소 전력시스템으로의 전환과정에서 수요와 발전소 폐지 및 신설의 불확실성이 증가하는 와중에도 자원적정성을 확보할 수 있다.

더 일반적으로 용량 시장은 안전망을 만들기 위해 필요할 수 있다. 특히 전력시스템 전환 시기와 정책적으로 설정된 목표가 있는 시기에, 그리고 정부가 높은 신뢰도 수준을 유지하고자 하거나 혹은 신뢰도가 소정의 수준을 밑돌지 않도록 하고자 하는 경우에 필요할 수 있다.

용량 메커니즘의 현황

용량 메커니즘은 자유화된 시장에서 다양한 형태로 속속 도입되고 있다. 표 5.1에 미국과 유럽 연합(EU)의 주요 시장에서의 용량 메커니즘에 대한 경험이 정리되어 있다.

표 5.1 주요 시장에서 용량 메커니즘의 경험

지역/시장	용량 메커니즘	내용
United States		
PJM	시장 전체	미국에서 가장 오래되고 큰 용량 메커니즘
NYISO (New York ISO)	시장 전체	현물시장에서 매달 주목할 만 한 점
ISO-NE (ISO-New England)	시장 전체	수직적 수요곡선 사용

CAISO (California ISO)	용량 입찰	안정성과 유연성을 충족한 현재 고려되고 있는 대체 용량 메커니즘
MISO (Midcontinent ISO)	용량 입찰	
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	뚜렷한 용량 메커니즘 부재	발전기들은 밸런싱 및 에너지시장, 그리고 수요반응이 형성되어있는 경매시장에서 추가적인 수익을 얻음
유럽연합		
영국	시장 전체	용량 입찰에 대한 참여 선택 가능
프랑스	시장 전체	분산됨
이탈리아	시장 전체	
독일	목표한 용량에 기초한 메커니즘	
스웨덴	목표한 용량에 기초한 메커니즘	전략적 예비력
스페인	목표 메커니즘	용량 지급
벨기에	목표한 용량에 기초한 메커니즘	전략적 예비력

미국

미국에는 완전하게 규제되고 수직 통합된 전력 회사로 구성된 시장과, 부분적으로 또는 완전히 재편된 시장이 혼재되어 있다. 미국의 많은 지역은 다양한 지역 송전 기관(RTO : Regional Transmission Organization)과 독립 계통운영자(ISO : Independent System Operator)들에게 속해있다. 즉 ISO 뉴잉글랜드(ISO-NE : ISO New England), 뉴욕 ISO(NYISO : New York ISO), PJM ISO (PJM), Midcontinent ISO (MISO : Midcontinent ISO), 캘리포니아 ISO (CAISO : California ISO), Southwest 파워 풀(SPP : Southwest Power Pool) 및 텍사스 주 전력 신뢰도 협의회(ERCOT : Electric Reliability Council of Texas)등 이다. 이들 중 ISO-NE, NYISO와 PJM은 제대로 된 용량 시장을 가지고 있다. MISO는 용량 경매 형태로 제한된 기능의 용량 메커니즘을 가지고 있다. CAISO는 판매 사업자(LSEs : Load Serving Entities)에게 용량 확보 의무를 부과하고 표준화된 용량 구매 메커니즘을 가지고 있지만 현재는 정형화된 용량 시장을 가지고 있지 않다. 그리고 ERCOT는 에너지 단일 시장만을 가지고 있다.²⁵⁾

25) SPP는 스스로의 신뢰도 요구 사항을 충족 완전한 수직 통합 전력 회사로 구성되어있다. SPP가 공식적인 예비율 요건을 가지고 있지만, 그 요건을 확보하기 위한 강제적인 방법은 존재하지 않는다.

이 장에서는 PJM과 NYISO 두 지역의 용량 시장을 주로 설명한다.²⁶⁾ PJM 용량 시장이 가장 오래되고 성숙되어 있기 때문에 이 PJM 사례를 통하여 용량 시장에 대한 이론적 논의의 대부분을 설명할 수 있다. PJM과 ISO-NE가 선도시장의 개념을 채택하고 있는 반면, NYISO의 용량 메커니즘은 단기 현물 시장인 것이 다소 독특하기 때문에 여기에 소개한다.

유럽 연합

용량 메커니즘은 유럽의 개별 국가 내에서 다양한 형태로 최근 도입되어 왔다. 영국, 이탈리아, 아일랜드, 스페인은 용량 지불 방식(capacity payment)을 이용하고 있는 반면, 스웨덴과 핀란드는 전략적 예비력을 2003년에 도입했다. 시간이 지나면서 일부 메커니즘은 폐지되었고 일부는 남아있다(Süssenbacher, 2011).

최근에 에너지 공급 안정성의 문제가 다시 부상하고 있다. 영국, 프랑스, 이탈리아는 시장기반의 용량 메커니즘을 도입하기로 결정했다. 반면 벨기에는 용량목표기반의 용량 메커니즘, 즉 전략적 예비력을 선택했다. 아일랜드, 폴란드, 덴마크 등의 기타 지역은 어느 방향으로 나아갈 지 계획한 메커니즘을 도입할 지 여부를 아직 결정하지 못했다.

유럽 차원에서는 용량 메커니즘에 관한 포괄적 지침이 개별 국가 단위 지원에 관한 지침(EC, 2014a)의 형태로 현재 존재한다. 이 지침은 주로 에너지 공급 확보에 이바지할 수 있는 기술들을 위한 공통의 경쟁의 장 마련과 이웃 국가들에 속한 용량의 고려 방안에 관련된 것이다. 이 지침은 또한 EU 회원국들에 대한 용량 메커니즘 도입의 전제 조건, 예를 들어 에너지 절약과 수요 탄력성을 촉진하는 조치를 포함하고 있다. 이 지침은 자원적정성 문제의 원인에 대한 상세한 평가와 규제적 개입²⁷⁾이 없는 경우 시장에 의한 충분한 용량 확보가 어려운 이유에 대한 설명을 요구하고 있다.

용량 메커니즘의 체계

용량 메커니즘은 다양한 형태를 취할 수 있지만, 어떤 경우에도 자원적정성 요건을 충족하기에 충분한 용량 확보라는 목적은 동일하다. 유럽위원회는 용량 메커니즘을 1) 신뢰도 목표치를

26) 논의에 관련된 경우, ISO-NE의 용량 시장이 예로서 이용된다.

27) 용량 메커니즘은 시장 개입으로 간주하고 있다.

충족하기 위해 필요한 자원들에게 시장의 외부에서 보상하는 용량목표기반의 용량 메커니즘과 2) 시장에 있는 모든 자원들에게 보상하는 시장기반의 용량 메커니즘의 두 가지 범주로 크게 분류하고 있다. ²⁸⁾

이 장에서는 분류된 두 종류의 용량 메커니즘에 초점을 맞춘다.

- 용량목표기반의 용량 메커니즘(범주 1)
- 시장기반의 용량 메커니즘, 생산자 중심의 모델(범주 2)

이 메커니즘들은 미국과 유럽의 여러 지역에서 이미 다양한 형태로 실시되고 있으며, 다른 나라에서도 도입될 수 있는 메커니즘의 대표적인 예이다.

용량목표기반의 용량 메커니즘은 공급 부족 상황에서만 사용되는 전원이거나 DR과 계약하기 위한 수단으로 주로 사용된다. 이 때문에 이 메커니즘은 전략적 예비력 또는 용량 예비력으로 종종 불린다. 이 메커니즘 아래에서는 가까운 장래에 폐지 또는 운전 정지될 것 같은 전원이 공급 부족시에 대비하여 ‘사용 가능한 상태’로 유지된다. 그러나 이러한 메커니즘 하에서도 신규 전원이 건설되는 것 또한 가능하다. ‘사용 가능한 상태’는 공급 부족이 발생할 확률이 높은 단지 몇 개월 정도에만 요구되는 것이 보통이다. 이 메커니즘은 전원이거나 DR에 추가 수익을 제공하지는 않지만, 계약을 맺은 전원은 시장의 왜곡을 방지하기 위해 에너지시장에의 참여가 허용되지 않기 때문에 이 메커니즘은 그들에게 유일한 수익 수단이다.

시장기반의 용량 메커니즘은 특정 기간(일반적으로 전력시스템 운영이 어려운 시기)동안에 사용 가능한 모든 용량자원(전원, DR, 기타 기술)에게 수익을 주도록 설계된 규제 수단으로서 광의적으로 정의될 수 있다. 용량자원은 시장에서의 전력 판매 수익에 더하여 이 용량 메커니즘을 통하여 추가적인 수익을 거두게 되어, 결과적으로 최대수요를 충족하기에 충분한 용량이 ‘사용 가능한 상태’로 유지될 수 있게 된다. 특히 이 메커니즘은 거의 사용되지 않고 도매 에너지 가격 상한에 일반적으로 직면하고 있는 첨두 전원의 고정 비용 회수를 위한 것이다. 시장기반의 용량 메커니즘은 용량목표기반의 용량 메커니즘에서 발생할 수 있는 특정 기술에 대한 편향성을 피하기 위해 모든 용량자원에게 보상한다. 어떤 시장 참여자도 이 메커니즘에 의해서 우대받지는 않는다. 이론적으로는 이 메커니즘에 의해서 다양한 용량의 구성이 최소 비용으로 달성된다.

28) 이 분류는 명시적인 용량요금을 지불하지 않는 방법은 제외한다. 예를 들어, 공급 부족시 가격 및 신뢰도를 위한 옵션 (에너지시장 수익을 시간이 지남에 따라 완화)을 가지는 에너지 단일 시장

자원적정성을 확보하기 위해 ‘신뢰도 옵션’ (reliability options)을 충분히 마련하기 위한 수단이라고 시장기반의 용량 메커니즘을 해석할 수도 있다. ‘신뢰도 옵션’은 요구되는 신뢰도를 충족하기 위해 자원을 가동시킬 수 있는 권리(의무는 아님)를 말한다. 자원은 ‘사전에 설정된 조건에 따라서 필요시 가동되는데 동의한다.’에 대한 대가로 보상을 받는다.

전반적으로, 메커니즘 범주에 관계없이 용량 메커니즘에는 세 가지 기본 요소가 있다.

- 첫째, 용량에 대한 수요 수준을 결정해야 한다. 총 수요가 개별 의사결정의 총합으로 표현되는 전형적인 도매 시장과는 다르게, 소비자들의 신뢰도에 대한 선호(preference)를 집합적으로 표현할 수 있는 방법이 현재 없기 때문에 용량 시장에서의 수요는 규제적으로 결정되어야 한다. 따라서 용량에 대한 수요 수준은 어떤 특정 신뢰도 기준(예를 들면 10년에 한번 정도는 정전을 용인)을 충족하기 위해 필요한 예비력으로 일반적으로 정의된다.
- 수요를 결정할 때 신뢰도 유지비용을 부담하는 책임 주체 또한 설정되어야 한다. 예를 들어 미국에서는 계통운영자가 신뢰도 소요량을 결정하고 판매 사업자는 그 소요량을 충족할 의무를 부담한다. 따라서 판매 사업자는 용량 시장에서 발생하는 비용을 부담해야 하며, 이러한 비용은 전기 요금에 가산하는 형태로 소비자에게 종종 전가된다.
- 둘째, 용량 시장의 관리자는 용량 가격을 결정하기 위한 방법(이상적으로는 경매방식)을 개발하여야 한다. 시장기반의 용량 메커니즘에서는 이는 앞에서 설명한대로 규제적으로 결정되는 용량 수요 곡선을 개발하여야 한다는 것을 의미한다. 그리고 이 수요 곡선은 자원적정성 목표와 자원의 시장 신규 진입 촉진을 유인하기 위한 보상 기대치에 달려있다. 용량목표기반의 용량 메커니즘(예를 들어 전략적 예비력)에서는 관리자가 어떤 비용을 입찰 과정에 포함시킬지를 결정할 필요가 있다.
- 셋째, 용량 상품을 잘 정의하여야 한다. 용량은 본질적으로 전력을 공급하기 위한 ‘신뢰도 옵션’ (reliability options)이므로, 자원이 제공할 수 있는 용량의 크기는 통상적인 시장 상황에서 실제로 공급되는 전력의 크기와는 다를 수 있다. 어떤 발전소의 용량은 이것이 확실하게 공급할 수 있는 예비력의 크기이다. 예를 들어 천연 가스 발전기는 실제 운전 조건에서는 약간의 시간 밖에 가동되지 않지만, 확실하게 가동될 수 있기 때문에 ‘사용 가능한 상태’를 높은 수준으로 유지할 수 있다. 반면, 풍력 발전기는 비록 실제 부하율이 높더라도 긴급한 경우(첨두 수요 기간이거나 공급이 부족한 경우 등)에 극히 일부의 용량만이

확실하게 이용된다면 ‘사용 가능한 상태’를 낮은 수준으로 유지하고 있다고 할 수 있다. 대상이 되는 기술의 특성을 용량 상품에 포함할 수도 있다.

설계에 관계없이 용량 메커니즘의 목적은 자원적정성을 확보하기 위해 도매 전력시장을 보완하는 것이다. 도매 전력시장의 가격 신호가 제대로 작동되도록 하기 위한 대안으로 용량 메커니즘을 보아서는 안 된다. 특히 단순히 발전기의 수익성을 보장하기 위한 방법으로 용량 메커니즘을 도입하여서는 안 된다. 수요에 비해 상대적으로 용량이 과다한 경우(시장 도입 전에 이루어진 과잉 건설의 잔재 때문에 혹은 특정 유형의 발전기에 대한 과잉 투자를 유발하는 장외 시장 구조 때문에) 모든 발전기들이 그들의 비용을 회수하기에는 도매가격이 불충분할지도 모른다. 이런 상황에서는 수익성이 없는 발전기를 시장에 잔류시키기 위한 방법으로서 용량 시장을 바라볼 수도 있다. 그러나 용량 시장이 제대로 기능하려면 신뢰도 목표를 달성하기에 충분한 자원적정성을 확보한다고 하는 유일한 목표에 집중해야한다.

전력시장 특성이 변화됨에 따라(특히 출력이 변동하는 재생 가능 전원의 대량 도입 등) ‘신뢰도’에 대한 정의가 달라질 수 있다. 한계 비용이 0인 출력이 변동하는 재생에너지 전원의 확산은 도매가격을 낮추어 ‘잃어버린 돈’ 문제를 악화시킬 수 있다. 또한 공급과 수요 모두에 대해 유연성(flexibility) 서비스의 필요성을 증가시킬 수 있다. 일부 지역에서는 출력이 변동하는 재생에너지 전원의 확산에 따라 전력시스템의 신뢰도를 확보한다는 명확한 목표를 가지고 용량 메커니즘을 도입하려고 하고 있다.

5.2. 용량목표기반의 용량 메커니즘

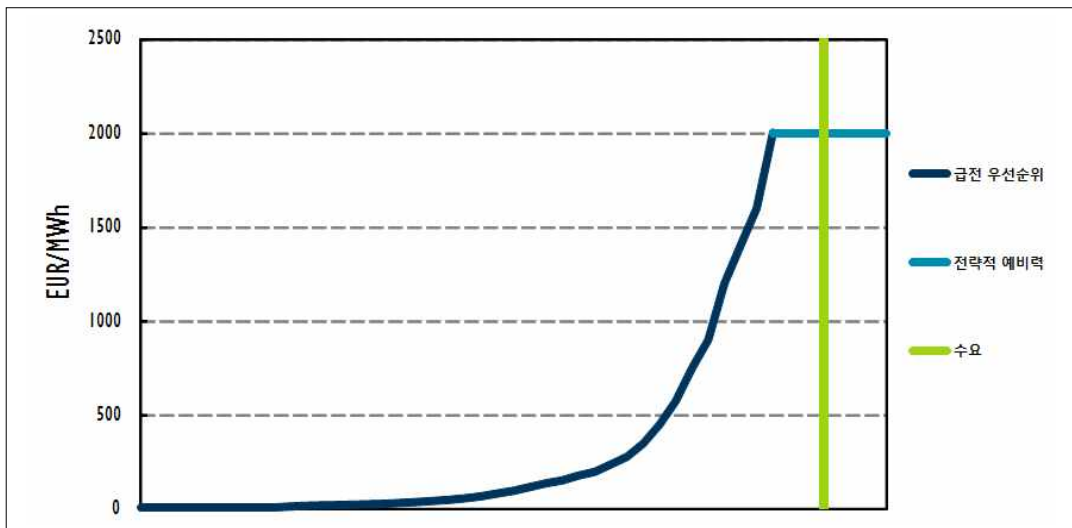
전략적 예비력의 일반 원칙

용량목표기반의 용량 메커니즘으로서의 전략적 예비력은 자칫 시장에서 철수하려는 오래된 전원과 주로 계약함으로써 단기 공급 안정을 확보하는 유용한 수단이다. 도입이 빠르고 도입과 거래 비용이 적다. 그러나 전략적 예비력은 미래의 에너지 정책과 전력시장 자체의 불확실성 때문에 파생되는 신규 전원 투자의 장기적 위험을 줄이는 것은 아니다. 따라서 투자자가 시장 위험이 너무 높다고 지속적으로 판단하고 DR이 충분히 개발되지 않는 경우, 전략적 예비력을

도입하고 있는 국가는 전략적 예비력 전원을 증가시키거나 신규 전원에 투자할 수밖에 없게 될 가능성이 있다(Cramton, Ockenfels and Stoft 2013). 이는 에너지 단일 시장에 참여하는 시장 참여자 수를 더욱 감소시키고, 전략적 예비력으로 장기 계약하는 신규 전원의 수를 증가시키는 것으로 귀착된다. 그러므로 전략적 예비력은 단기적인 신뢰도 요구를 해결하는데 적합한 메커니즘으로 봐야한다. 도입 목적이 공급 안정의 최저수준을 유지하는 것이라면 다른 용량 메커니즘이 장기 공급 안정을 보장하는데 더 적합할 수도 있다.

전략적 예비력은 본질적으로는 신뢰도가 위협받는 기간(즉 시장 수요에 맞는 공급 능력을 충분히 제공할 수 없는 기간)에 사용될 수 있도록 ‘사용 가능한 상태’로 배타적으로 유지되는 자원(발전 설비, 저장 장치, 수요반응자원)이다(그림 5.2). 송전망 운영자(TSO: Transmission System Operator) 등 독립 기관이 전략적 예비력 발전기를 가동시킨다. 가동할 자원의 규모 및 종류 등의 구체적인 사항은 전력시스템 신뢰도 여건에 대한 특정한 분석 결과에 일반적으로 근거한다. 계약 용량의 규모는 일반적으로 다소 제한되어 있지만, 이 규모는 도매 전력시장에 적지 않은 영향을 미친다.

그림 5.2 전략적 예비력이 있는 경우 도매 시장의 공급 곡선(참고)



전략적 예비력은 에너지 시장이 충분한 용량을 제공할 수 없는 경우에만 가동되도록 되어 있기 때문에, 시장 가격이 공급 부족을 나타내는 어떤 기준을 초과했을 때 예비력 발전기를 가동시켜야 한다. 예비력 발전기는 하루전 시장, 당일 시장 또는 밸런싱 시장에서 사용될 수 있다. 전략적 예비력의 가동 시기를 결정하는 규칙은 시장 가격에도 또한 직접 영향을 미친다.

예비력 가동은 일반적으로 사전에 결정된 임계 가격에 연동되어 있다. 이것은 소비자를 비싼 공급 부족시 가격으로부터 보호하면서(임계 가격이 공급시장 비용보다 낮은 경우에 해당) 사실상 시장의 가격상한으로 작용한다. 그 결과 투자자들이 신규 전원을 건설하려는 인센티브가 줄어들 수 있다. 따라서 공급시장 비용을 효과적으로 평가하는 것은 어려운 과제이지만 전략적 예비력의 설계에 있어서 중요한 요소이다.

전략적 예비력 용량은 정해진 규모(MW)에 대한 입찰을 통해 예를 들어 일 년마다 조달된다. 이러한 입찰을 발주하기 전에 경쟁적인 입찰 과정이 되도록 사용 가능한 용량이 충분한 지 여부를 철저히 평가하여야 하며, 시장 지배력을 악용할 가능성을 제한하도록 경매를 설계하여야 한다.

용량 여유가 빠듯한 시장에서는 도매 시장 차원에서 시장교란과 시장 지배력이 행사될 가능성이 있다. 예를 들어 발전 사업자는 가격을 올리기 위해 공급을 자제할 가능성이 있다. 전략적 예비력은 최후의 수단으로서만 가동되기 때문에 전략적 예비력이 있다고 해서 시장 지배력 남용의 가능성이 줄어들지는 않을 듯하다. 따라서 에너지 시장에서 상당한 가격 스파이크가 발생할 가능성은 남아있으므로, 공급 부족 상황에서 시장 지배력 남용을 줄이기 위한 수단이 강구되어야 한다. 낮은 가격에서 전략적 예비력을 가동시키는 것은 시장교란의 기회를 감소시키지만 훨씬 많은 예비력이 필요하게 된다.

전략적 예비력은 기존 전원 또는 예비 용량을 위해 건설된 신규 전원으로 구성되며 DR이 포함될 수도 있다. DR은 전력 소비를 줄이도록 요청받았을 때 지정된 수준까지 전력 소비를 충분히 신속하게 줄이는 의무를 진 소비자들로 구성된다. DR을 전략적 예비력에 포함할지 여부는 국가별 상황에 따라 다르다. 사용 가능한 노후 전원이 넘쳐나는 경우에 DR이 충분한 용량 확보를 위한 최소 비용의 방법이라고는 생각하기 어렵다. 따라서 DR을 포함할지 여부는 순전히 정책적인 선택이다. 예를 들어 스웨덴은 전략적 예비력의 증가분을 DR로 채우도록 규정하였다.

전략적 예비력 공급자에 대한 보상 방법은 입찰 서류에 규정되고 그 내용은 경우에 따라 다르며 직접 지불, 옵션 형태의 지불, 또는 양자를 조합한 지불 방법 등이 있다. 전략적 예비력 계약은 통지 기간이나 가동 시간 등의 규정을 포함할 수도 있다. 이러한 계약들이 다양할수록 전략적 예비력은 더 복잡하게 되어, 계약된 용량이 신뢰도 목표를 충분히 만족시킬지를 평가하는 것이 어렵게 된다.

전략적 예비력 운영비용은 일반적으로 송전 요금이나 밸런싱 요금을 통해 회수되며, 이후 이

운영비용은 사실상 소비자에게 전가된다.

원하는 신뢰도 수준을 효율적인 비용으로 제공하는 것은 모든 용량 메커니즘에서 중요한 고려 사항이다. 전략적 예비력은 공급 부족에 대비하여 추가 용량을 확보함으로써 원하는 수준의 공급 안정을 실현할 수 있다. 그러나 전략적 예비력 제도를 채택한다는 것은 예비력으로 선정되지 않는 발전소가 폐쇄를 선택할 수 있다는 위험을 받아들이는 것을 의미한다. 이는 신뢰도 목표를 달성하기에 충분한 용량을 확보하기 위해서 예비력이 점점 더 커져버리는 ‘의도치 않은 결과 (slippery slope effect)’로 귀결될 수도 있다.

에너지 단일 시장의 경우 발전소는 급전우선순위 즉 단기 한계 비용에 의한 순서로 가동된다. 그러나 전략적 예비력이 도입되면 일부 발전소는 에너지 시장 밖으로 나가게 되기 때문에 이 급전우선순위는 왜곡되고 그 결과 사용 가능한 가장 비용 효율적인 발전소들에 의해서 전력이 생산되지 않을 수도 있다. 그러나 예비력이 규모가 작고 예외적인 상황에서만 가동되는 한 전략적 예비력에 의해 발생할 수도 있는 시장의 비효율성은 적을 것이다.

또한 예비력이 필요하지 않은 경우에, 구매된 용량의 규모가 작고 예비력 자체가 장기 계약의 형태를 취하지 않는 한 퇴출 비용은 제한적이다.

스웨덴

스웨덴은 출력 변화가 크고 날씨에 의존하는(날씨는 댐의 저수 정도와 최대 수요 모두에 영향을 미침) 수력 발전의 비율이 높기 때문에 전략적 예비력을 2003년에 도입했다. 초기에는 1년간의 한시적 조치로 구상되었지만 2020년까지 연장되었다.

스웨덴 TSO인 Svenska kraftnät(SvK)는 공급 부족의 경우에도 사용할 수 있는 충분한 용량을 확보할 법적인 책임이 있다. SvK는 동계 기간(11/16~3/15)에 대비하여 매년 입찰을 실시한다. 전략적 예비력에 대한 규제 법률에 입찰 규모가 기재되어 있으며, 발전과 DR 모두가 입찰에 참여할 수 있다. 스웨덴 법은 최대 1,750MW의 전략적 예비력을 2011년~2013년에는 요구했지만, 현재 계획으로는 2017~2020년에는 그 규모가 750MW까지 감소하고 그 이후로는 0MW로 될 예정이다(그림 5.3). 그러나 예비력을 2020년 이후까지 연장하자는 논의도 있다. 최근 입찰에서 법적 상한은 1,500MW이었다.

2014/15년에 대비하여 SvK은 법적 상한보다 적은 1,346MW를 확보하는 것을 선택하였다. 전략적 예비력은 스웨덴 최대 수요인 26GW의 5.7%이다.

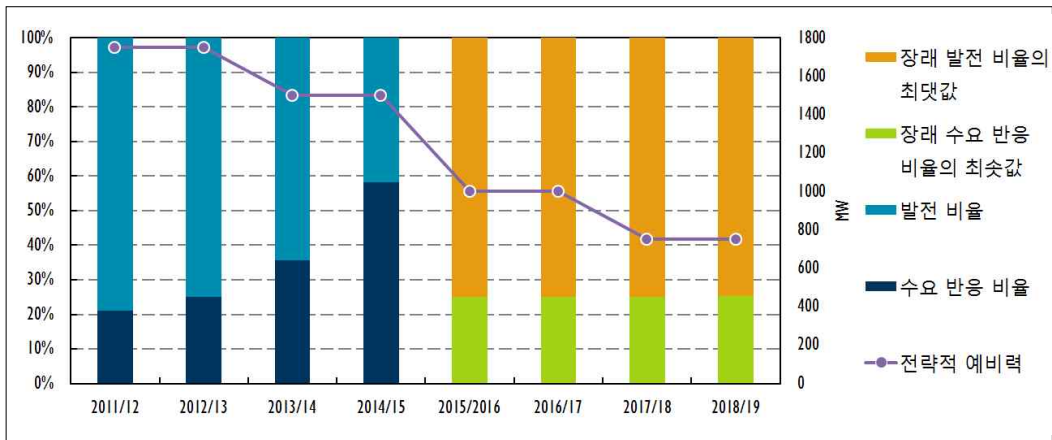
수요측이 전략적 예비력에 참여하기 위한 요구 사항은 다음과 같다.

- 스웨덴 전력망에 접속되어 있을 것
- 단일 수급 지점에서 적어도 5MW의 수요 규모가 있을 것
- 밸런싱 책임 당사자로서 또는 밸런싱 책임 대리인을 통해 밸런싱 시장에서 최소 5MW의 입찰을 한 번 이상 지속적으로 실시할 것
- 기동 시간이 30분 미만일 것
- 적어도 두 시간 동안 수요를 감소할 것
- 24시간 이내에 전력소비기기를 재가동할 수 있을 것

전력소비기기들이 동일한 입찰 구간에 있다면 예비력은 다양한 전력소비기기들로 구성될 수 있다. 수요 측 자원은 1MW당 관리 비용을 입찰한다. 또한 수요 예비력이 가동될 수 있고 계약되어 있는 매 시간에 대해서 수요 측 자원은 밸런싱 시장에서 주파수 조정 입찰을 한다. 입찰 가격은 변동비용과 마진의 합계이다. 전력소비기기 소유자는 지속적으로 자원의 상태를 TSO에 보고하고, 자원이 ‘사용 가능한 상태’가 아닌 경우 신속하게 TSO에 통지하여야 한다. 수요 측 시장 참여자는 하루전 시장에 자원을 입찰할 수는 있지만 이 경우 SvK는 대가를 지불하지 않는다. 이를 통해 소비자는 공급 부족 상황에서 소비를 감소시켜 부하 차단의 위험을 감소시킬 수 있다. 만약 수요 입찰이 현물 시장에서 낙찰되지 않는 경우에 그 자원의 소유자는 주파수 조정 시장에 그 자원을 입찰하여야 한다. 주파수 조정 시장에서는 다른 모든 가용 자원이 사용된 후 수요 감축이 사용되며, 가장 높은 입찰 가격과 사전에 합의했던 가격 중 높은 값으로 수요 감축에 대한 가격이 매겨진다.

전략적 예비력 가운데 수요자원의 점유율은 당초 2017년에 100%까지 증가할 예정이었다. 2014년 6월부터 발효된 규제 법률에 대한 수정으로 이 요건은 완화되었지만, 전략적 예비력의 단계적 폐지에 따른 예비력 규모와 일정은 유지되고 있다. 이 변경으로 인하여 SvK는 구매 대안들을 넓혔지만, 2014/15년에 대비하여 SvK는 공급 측면과 수요 측면의 자원을 거의 50:50의 비율로 구매하였다. SvK은 가동시간이 긴 예비력과 반응이 빠른 예비력을 적절한 비율로 유지하는 것이 중요하다는 이유로 수요 감축의 점유율 변경을 요청하였다. 단기 에너지 시장에 수요자원의 참여를 높이기 위한 수단으로서 전략적 예비력을 사용하려는 목적은 아직은 실제로 실현되고 있지 않다. 또한 긴 계획 기간과 항상 ‘사용 가능한 상태’ 이어야 한다는 요건으로 인하여 수요 감축은 전략적 예비력으로서는 다소 적합하지 않게 되었다.

그림 5.3 스웨덴 전략적 예비력의 추이



출처: Svenska kraftnät (2015), (2012).

전략적 예비력의 가격은 북유럽 전력시장(노르드 풀)의 하루 전 경매시장인 Elspot에서 가장 높은 입찰가격을 기초로 한다. Elspot 폐장 후 미사용 전략적 예비력 용량이 남아 있으면 그 예비력은 뱈런싱 시장에서 '사용 가능한 상태'가 된다. 뱈런싱 시장에서 모든 시장 입찰이 가동된 후에만 이 예비력을 이용할 수 있다.

전략적 예비력의 가동 원칙은 제한적이다. 주요 기준은 구매 입찰이 가용한 판매 입찰을 초과하여야 한다는 것이다. 사용 가능한 옵션은 수요 입찰에 따른 부하차단 또는 전략적 예비력 사용 중 한가지이다. 전략적 예비력은 공급을 한 단위 더 증가시키는 경우 또는 수요를 한 단위 더 감소시키는 경우에 대응하는 입찰 가격보다 0.1유로/MWh 높은 가격으로 현물 시장에 입찰된다.

전략적 예비력에 속하는 전원은 시장에 입찰할 수 없으므로 시장에서 벗어나 있다. 그러나 전략적 예비력에 속하는 전원은 시장 상한가격보다 낮은 가격에서 가동 지시를 받을 수 있어 도매시장 가격에 영향을 미칠 수 있다. SvK는 또한 기저 부하 전원에 대한 투자 문제를 전략적 예비력으로 해결하려고 해서는 안 된다고 생각한다. 전략적 예비력은 현물시장 문제 해소 목적으로 2003년 도입된 후 2014년 5월까지 총 8시간 이용되었다. 즉 2009년 12월 17일 17시와 18시의 2시간 동안(약 1,400유로/MWh), 2010년 1월 8일 8시, 9시, 10시의 3시간 동안(약 1,000유로/MWh), 2010년 2월 22일 9시, 10시, 11시의 3시간 동안(약 1,400유로/MWh)에 이용되었다(Elforsk, 2014).

벨기에

2014년에 벨기에는 전력시장 구조에 우려를 다룬 전력 법에 의해 전략적 예비력을 도입했다. 전략적 예비력의 목적은 2025년까지 원자력 발전²⁹⁾의 폐지가 예상되는 가운데 원자력 발전소와 관련된 단기적인 문제 발생 시에도 안정적 공급을 보장하는 것이었다. 850MW의 전략적 예비력이 2014/15년 겨울 동안 계약되었고, 이는 750MW의 발전과 100MW의 DR로 구성되어 있었다. 2015/16년 겨울에 대비하여 에너지부는 전략적 예비력의 규모를 3,500MW로 늘릴 것을 결정했다(Elia, 2015a).

벨기에 송전운영자인 Elia는 전략적 예비력의 입찰 절차를 관리한다. 집합거래자, 송전이용자 또는 송전접속담당자(발전 사업자, 주요 소비자, 판매 사업자 또는 거래자)는 전략적 예비력 입찰에 참가할 수 있다. 매년 겨울 5개월 동안 ‘사용 가능한 상태’에 있어야 하고, 통지시점으로부터 5.5시간 이내에 가동될 수 있어야 발전용량자원은 입찰에 참가할 수 있는 자격이 있다. 벨기에 제어 지역 내의 이미 폐지된 발전기도 입찰에 참가할 수 있다. 계약된 발전기는 Elia와 계약한 용량만큼 시장 외부에서 가동될 것으로 간주된다.

개별적으로 또는 집합적으로 부하는 수요반응자원으로 입찰에 참가할 수 있다. 낙찰된 DR은 일 년 단위 계약을 체결한다. 두 가지 종류의 계약이 수요 반응에 대하여 고안되었는데, 첫 번째 종류의 계약은 4시간 이내에 가동해 4시간 동안 지속되는 계약으로 연간 가동 횟수는 최대 40회이며, 두 번째는 12시간 이내에 가동해 4시간 동안 지속되는 계약으로 연간 가동 횟수는 최대 20회이다.

매년 연방 에너지장관은 EU 에너지 총국(DGE : Directorate-General for Energy)의 자문과 공급 안정에 관한 Elia의 통계 분석을 토대로 Elia로 하여금 전략적 예비력을 산정하도록 지시할 수 있다. 장관은 전략적 예비력의 규모(MW)를 연간 단위로 설정한다. 동일한 절차에 따라서 전략적 예비력은 필요에 따라 매년 변화한다. 즉, 장관은 필요한 규모를 결정하고 시장은 전략적 예비력의 가격을 입찰을 통하여 설정한다.

29) 원자력은 2013년 발전량의 35%에 달했다.

전력시장에서 에너지 부족의 위험이 감지되면 전략적 예비력이 가동된다. 하루전 시장 또는 당일 시장에서 수요에 비하여 공급 응찰 총량이 부족한 것으로 나타날 경우, 벨기에 전력거래소는 전략적 예비력으로부터의 추가 에너지를 할당하기 위한 절차에 착수한다. 이 때 에너지 거래는 Belpex DAM (Belpex : 벨기에 거래소, DAM : Day Ahead Market)에 적용되는 상한 가격(현재 3,000유로/MWh)으로 이루어진다(Elia, 2015b).

5.3 시장기반의 용량 메커니즘

일반 원칙(PJM의 신뢰도 가격 모델 기준)

시장기반의 용량 메커니즘에 대한 설계가 다수 존재하는 가운데, PJM 메커니즘은 풍부한 경험과 흥미로운 교훈을 제공한다. 본 절에서는 PJM의 예를 사용하여 시장기반의 용량 메커니즘 설계에 필요한 일반 원칙을 논의한다.

PJM의 신뢰도 가격 모델(RPM : Reliability Pricing Model)은 미국에서 가장 규모가 크고 가장 복잡한 용량 메커니즘이다. 그 복잡성을 감안할 때 그것은 보다 더 작은 목표(예를 들면, 신뢰도 요건의 일시적 충족)를 추구하는 지역에서의 용량 시장 설계 모델로는 반드시 들어맞지는 않는다. 그러나 신뢰도 가격 모델은 여러 가지 이유로 상세하게 검토할 가치가 있다. 먼저 신뢰도 가격 모델은 시장의 힘을 사용하여 용량에 대한 투자를 촉진하려는 가장 발전된 방안이다. 둘째, 신뢰도 가격 모델은 매우 크고 복잡한 지역의 자원적정성을 확보한다는 기본적인 목표를 달성하는 데 성공하였다. 셋째, 그 구조를 분석하면 메커니즘의 형태에 관계없이 모든 용량 메커니즘에 관련된 중요한 시사점을 얻을 수 있다.

PJM은 1999년에 설립된 현재 미국에서 가장 큰 RTO이다. PJM은 13개 주와 컬럼비아 특별구를 관할 구역으로 포함하며, 2014년 6월에 141,673MW의 최대 수요를 기록했다. 2014년의 설비 용량은 183,724MW이었다.

용량 시장 개설에 대한 필요성은 시장 개혁 특히 소매 경쟁 도입에 부응하여 PJM 설립 직후

에 시작되었다. 신규 판매 사업자는 기존의 판매 사업자와 동일한 용량 확보 의무를 저야했다. 이는 다른 발전 사업자와 쌍방 계약을 체결하거나 완전한 본격적인 전력회사가 되어 전원을 건설해야 한다는 것을 의미했다. 신규 시장 참여자들은 자신의 용량 확보 의무량이 종종 단일 발전 설비 용량보다 작았기 때문에 그 용량 확보 의무가 그들에게 불리하게 작용한다는 것을 깨달았다. 또한 판매 사업자의 고객 수는 연중 변하기 때문에 연간단위 용량 상품은 용량 확보 의무를 효과적으로 이행하는 데에는 유연성 측면에서 적합하지 않았다.

PJM은 도매 에너지 시장으로부터의 수익은 장기적으로 신뢰도를 유지하기에 불충분하고 단일 용량 시장 가격으로는 가장 필요한 곳에 용량 건설을 촉진할 수 없다는 것을 인식하여, 2007년에 신뢰도 가격 모델을 도입했다. 이 모델 내에서 용량은 연간단위 상품으로 정의되며 용량 확보 의무는 계속해서 판매 사업자에게 부과되었다. 또한 신뢰도 가격 모델은 3년 후의 용량을 다루는 선도 시장, 가격에 계통 제약이 반영되도록 하는 지역 차등, 시장 지배력 행사 가능성을 줄이는 사전 규칙 등으로 특징지어질 수 있었다.

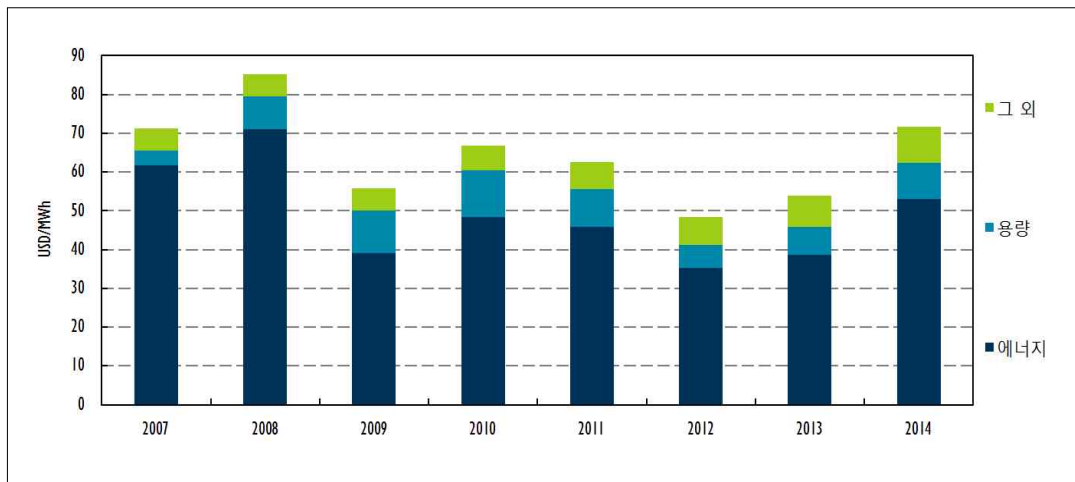
용량 상품

용량 상품의 정의는 모든 용량 시장 설계에 있어 핵심적인 사항이다. 가장 일반적으로 정의하면 용량 상품은 신뢰도의 필요성을 충족시키기 위해 사용할 수 있는 자원이다. 그러나 신뢰도 요건을 충족시키는 것과 에너지를 공급하는 것은 같지 않다는 것을 특별히 주목할 필요가 있다. PJM의 용량 상품은 물리적 상품이므로, 공급 요청을 받았을 때 실제로 에너지를 공급해야만 한다. 예를 들어 금융 상품으로 용량 확보 의무를 대체할 수는 없다.

그러나 일반적인 용량의 정의에 따르면, 다양한 자원들(급전 가능한 발전기, 가변출력의 재생 에너지 발전기, DR과 에너지효율 등의 수요측 자원, 송전선 투자 등)이 용량 시장에 참여할 수 있다. 계통운영자의 관점에서 중요한 것은 용량 상품이 신뢰도 요건을 충족시키는데 기여하여야 한다는 것이다. 즉 용량 상품은 전력을 생산하거나, 수요를 줄이거나, 전반적인 신뢰도 필요를 줄일 수 있다. 용량 시장에 참여한 발전기는 낙찰 용량 전체를 에너지 시장에 일간 단위로 입찰하여야 한다. 이에 따라 계통운영자는 전원이 ‘사용 가능한 상태’에 있다는 것을 확신할 수 있다. 용량 시장은 에너지 시장을 보완하기 위해 구상된 것이지만 에너지 시장의 대안으로서 구상된 것은 아니다(Bowring, 2013). PJM에서 용량 시장의 비용은 에너지 비용에 비해 여전히 적지만 도매가격의 상당한 비율을 차지하고 있다(그림 5.4).

출력변동 자원도 신뢰도에 기여하지만, 계통운영자가 그 자원을 필요에 따라 가동시킬 수 없기 때문에 실제 등가용량을 결정하는 것은 일반적 전원보다 어렵다. 첫 번째 과제는 실제 전력 시스템 운영에서 출력변동 전원의 특성과 동작에 관한 일반적인 경험부족에서 발생한다. 두 번째 과제는 출력변동 전원의 동작 특성이 설치 장소에 크게 의존한다는 것이다. PJM 지역 서부에 있는 풍력 발전기의 동작 특성을 알 수 있다고 해도 동부 지역에 있는 풍력 발전기의 동작 특성을 분석하는데 거의 쓸모가 없다. 따라서 성능 측정 기준에는 자원의 종류 이외에 그 위치에 대한 고려가 포함되어야 한다. 그러나 계통운영자는 자원이 송전 제약이 있는 지역에 존재하여 그 지역 밖에 공급하지 못하는 것인지, 제약이 없는 지역에 존재하여 더 넓은 지역의 자원적 정성 충족에 기여할 수 있는지를 알 필요가 있기 때문에 설치 장소에 관한 정보만으로는 등가용량을 결정하는데 불충분하다.

그림 5.4 PJM의 도매 시장 가격의 구성



출처: Monitoring Analytics, 2015.

PJM은 신규 출력변동 자원에 대해서 기본 등가용량 계수를 적용할 예정이다. 기본 등가용량 계수는 풍력 발전에 대해서는 명판 용량의 13%, 태양광 발전(PV)에 대해서는 38%이다(PJM, 2014A). 여기서 유의해야 할 것은 PV의 기본 등가용량 계수는 PV의 전형적인 연간 부하율보다 높다는 것이다. 이것은 PV의 발전 시점과 최대 수요 발생시점이 일치하고 있고 양쪽 모두 날씨의 영향을 크게 받기 때문이다. 즉, PJM의 최대 수요는 일반적으로 여름의 덥고 맑은 날에 발생하는데, 이 때 PV전원의 발전량이 많다.

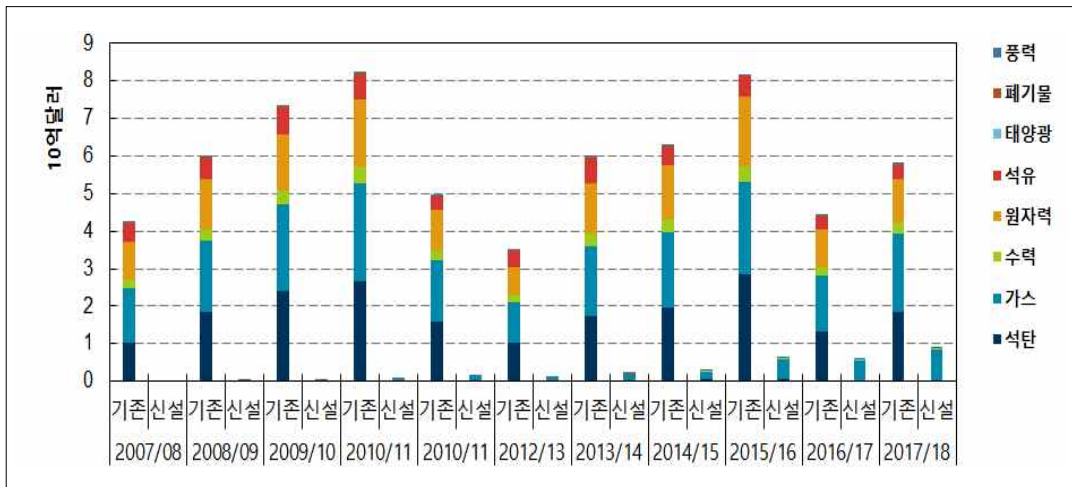
일단 재생에너지 발전기가 발전을 시작한 이후에는 등가용량 계수는 실제 동작 특성에 따라 조정될 수 있다. PJM은 자원의 실제 발전량의 3년 이동 평균과 최대 수요 실적을 비교하여 이를 조정한다.

자원의 참가 자격은 용량 시장을 둘러싼 논쟁거리의 하나이다. 특히 이 문제는 용량 수익을 기존 자원도 받을 수 있는 것인지, 아니면 신설 자원만 받도록 해야 하는가하는 점을 중심으로 논의가 전개되고 있다.

그림 5.5에 나타난 바와 같이 기존 자원이 용량 시장 수익의 대부분을 얻고 있다. 신규 자원은 증가하고 있지만, 2017/18년에 대한 경매에서 신규 자원은 10억달러 이하를 받은 반면, 기설 자원은 거의 60억달러를 받았다.

몇몇 사람들은 도매 전력시장에서 이미 충분한 소득을 올린 자원이 용량 지분의 형태로 추가 혜택을 받을 필요가 있는지에 대해 의문을 제기한다. 하나의 대답은 에너지의 공급이 서비스인 것처럼 용량의 제공을 서비스로 인식하는 것이다. 도매 에너지 시장에서 무슨 일이 있든지 해당 자원은 용량 시장에 참여함으로써 신뢰도 필요를 충족시키기 위해 ‘사용 가능한 상태’를 유지하겠다고 약속을 하는 것이다. 따라서 이러한 자원이 용량 시장에서 수익을 얻는 것은 합리적이다.

그림 5.5 PJM용량 시장에서 수익의 전원 별 내역



출처: Monitoring Analytics, 2015.

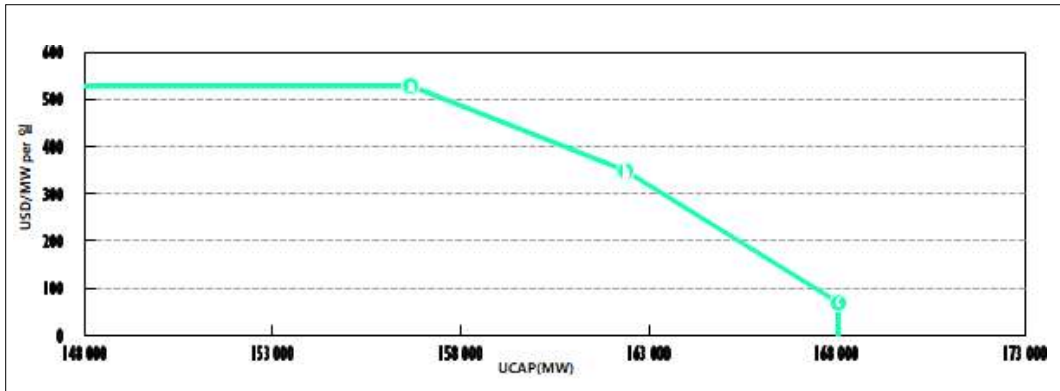
이 문제를 고찰하는 또 다른 방법의 하나는 용량 시장이 없고 또한 도매 전력시장 가격 상한이 없다면 어떻게 될지 생각해 보는 것이다. 공급 부족 기간 동안에 도매 전력시장 가격은 시장의 모든 전원의 한계 비용을 초과한 값까지 상승하고 모든 발전기는 변동비 차익을 받는다. 용량 시장은 안정적인 수익을 제공함으로써 공급 부족 기간에 얻을 변동비 차익을 대체 또는 상쇄시킨다. 도매 에너지 시장에 참여하는 특정 자원에 대한 차별이 없는 것과 마찬가지로 용량 시장에서도 차별이 없어야 한다.

수요 곡선

PJM 내에서 부하측이 용량에 대한 수요를 명시적으로 표현하는 메커니즘은 존재하지 않는다. 따라서 용량에 대한 수요는 규제적 절차에 따라 결정될 필요가 있다. 이것은 조달해야 하는 용량의 양과 그에 대응하는 가격 모두를 결정하는 것을 의미한다. 용량 시장의 목적은 자원적정성을 확보하기 위한 충분한 투자를 촉진할 수 있도록 하는 것이기 때문에, 자원적정성 목표를 용량 수요량으로 간주한다. 자원적정성 목표는 일반적으로 최대 부하에 예비력 마진(IRM: Installed Reserve Margin)을 더한 것이다. 그 중 가장 간단한 형태는 모든 가격에 대해 수요량이 자원적정성 목표에 고정되는 수직형 수요 곡선이다.

용량에 대한 실제 가격은 용량의 공급곡선과 수요곡선(그림 5.6에 표시된 자원 수요 곡선)의 교차점에서 결정된다. 그러나 수요가 고정되어 있고 또한 사전에 알려져 있기 때문에 공급자는 용량을 철회하여 고정 비용 회수에 필요한 수익을 훨씬 초과하는 가격으로 끌어올릴 수 있다. 또한 용량 시장은 여러 판매자가 있지만 구매자는 하나이며 구매자가 시장 지배력을 남용하는 구매자 독점의 문제가 있다. 시장 지배력 완화 내용은 본 장의 뒷부분에서 보다 상세하게 다루어진다. 수요 곡선의 관점에서 보면 시장 지배력 남용에 대한 대응책은 용량 가격의 상한 제한을 적용하거나, 어떤 경우에는 용량 가격의 하한 제한을 적용하는 것이다. 이 상한 제한은 신뢰도를 위해 고객들이 전체적으로 지불할 수 있는 최대치를 의미한다. 이 상한 제한은 공급시장 비용으로 종종 설정된다.

그림 5.6 2017/18년 인도 기간의 PJM의 자원 수요 곡선



출처: PJM, 2014b.

PJM의 초기 용량 시장의 설계에서는 수직형 수요 곡선이 사용되었다. 그러나 수직형 수요 곡선은 큰 가격 변동(용량이 매우 적은 경우 가격 상한을 발생하고 신설 용량이 가해지면 즉시 가격 하한까지 하락)을 일으킨다는 것이 곧 밝혀졌다. 그 이유는 실제 추가적인 용량의 필요량은 종종 매우 작은(수십 MW 수준) 반면 신설 발전기의 용량은 더 큰 데 따른 것이다. 이런 상황에서 예비력 마진 목표를 충족하지 못하는 시장은 신규 전원의 진입을 유인하지는 못하면서 높은 용량 가격을 지불하게 되는 어색한 상태에 놓이게 된다. 왜냐하면 일단 진입하게 되면 신규 전원은 고정 비용을 회수하기에 충분한 기간 동안 높은 용량 가격을 받을 수 없게 되기 때문이다. 수직형 수요 곡선에 대한 대안은 조달할 용량이 가격에 따라 변화하는 우하향 수요 곡선이다.³⁰⁾ PJM은 그림 5.6에 나타낸 바와 같은 가변형 자원 수요(VRR : Variable Resource Requirement) 곡선이라고 이름 붙인 오목형(concave) 수요곡선을 이용하고 있다.

PJM의 수요 곡선은 세 개의 점으로 정의된다.

- 점 (a)는 가격 상한선과의 교차점이다. 이 점은 용량 상한 가격[복합가스터빈(CCGT)의 순 신규 진입비용(net CONE : net Cost of New Entry, 신규 진입비용에서 에너지시장과 계통운영보조서비스시장에서 얻을 수 있는 수익을 제외한 금액)의 150%와 신규 진입비용(CONE)의 100% 중 큰 쪽]과 ‘목표설비예비력 마진(IRM) - 3%’의 교점이다.³¹⁾

30) ISO-NE는 시간과 함께 가격이 내리는 경매로 설정된 가격을 이용하여 용량 시장에서 수직 수요 곡선을 계속 사용하고 있다.

31) 이러한 비용을 살펴보면 PJM의 총 신규 진입비용은 전체 143,000달러/MW·년(또는 392달러/MW·일)보다 약간 큰 것으로 추정되지만, 순 신규 진입비용은 약 121,000달러/MW·년(또는 332달러/MW·일)로 추정된다. 총 신규 진입비용과 순 신규 진입비용은 양쪽 모두, 비용과 수익 양쪽의 차이를 고려하여 지점별로 측정할 수 있다.

- 점 (b)는 $IRM + 1\%$ 로 가격이 순 신규진입비용의 100%에 해당하는 점이다.
- 점 (c)는 $IRM + 5\%$ 로 가격이 순 신규진입비용의 20%에 해당하는 점이다. 예비력 마진은 공급시장 기대치(LOLE : Loss of Load Expectation)가 10년에 한 번이 되는 값을 기반으로 계산된다.

우하향 곡선을 사용함으로써 용량의 공급이 자원적정성 목표보다 작거나 커져도 가격 상한과 가격 하한 사이의 어딘가에서 시장이 청산되므로 용량 가격 변동 가능성이 작아진다. 우하향 곡선은 공급자가 용량을 철회할 때 가격에 미치는 영향을 제한함으로써 시장 지배력의 남용 가능성을 낮게 한다.

그러나 그림과 같이 우하향 곡선을 이용하면 실제로 필요로 하는 용량보다 많거나 적은 용량을 확보하게 될 수도 있다. 따라서 수요 곡선의 기울기는 신중하게 결정해야 한다. PJM에서는 수요 곡선이 오목형(concave)으로 용량이 예비력 마진 목표치를 초과한 구간에서는 목표치 이하의 구간에 비해 보다 기울기가 급하게 된다. 이것은 용량 초과와 경우에는 용량의 가치가 상대적으로 작아지는 것을 의미한다. 이것이 전원의 과잉 투자 방지 인센티브가 된다. 그러나 최적 투자 수준은 예비력 마진 필요량을 정확하게 충족하는 수준이지만, 신뢰도 측면에서 보면 준 최적(sub-optimal)의 결과 가운데에서는 과소 투자보다는 과잉 투자가 더 바람직하다. PJM은 최적 예비력 마진 필요량보다 1% 높은 용량을 명시적 목표로 설정하여 이 문제에 대응하고 있다. 그러나 일부 시장에서는 볼록형(convex) 수요 곡선의 도입을 좋아할지도 모른다. 볼록형(convex) 수요 곡선은 공급이 수요를 초과할 때 용량 가격의 변동성을 줄임으로써 공급이 신뢰도 확보 요구량보다 상대적으로(경제성이 있는 신규 건설 용량 크기에 비해) 적은 용량만큼 부족한 때에도 투자를 촉진시키는데 효과적이다.

신규 진입비용(CONE)

용량 수요 곡선의 중요한 구성 요소는 추정된 신규 진입비용이다. 왜냐하면 이것은 조달되는 용량의 규모와 관계없이 용량 가격이 새로운 투자를 시장으로 유인하기에 충분하여야 하기 때문이다. PJM에서는 수요 곡선의 기울기는 신규 진입비용에 의해 결정된다. 따라서 수요 곡선이 확정되기 전에 시장관리자는 적절한 신규 진입비용을 예측할 필요가 있다.

신규 진입비용은 경매에 의해 구입된 용량이 인도되는 해에 대한 참조 기술의 균등화 비용 예상 값에 근거한다. PJM은 용량이 인도되는 해로 3년 후를 상정하고 있다.

신규 진입비용은 총 진입비용 또는 순 진입비용 중의 하나로 계산될 수 있다. 이상적으로는 순 신규 진입비용은 기대 수익에 따라 계산되어야 하며 과거 수익에 근거해서는 안 된다. 그것은 일시적 시장 상황이 순 신규 진입비용 분석에 편향성을 가할 가능성을 피하기 위해서이다.

글 상자 5.1 CONE 추정을 위한 참조 기술

참조 기술을 결정하는 것은 CONE 추정 시에 중요하면서도 논란이 되는 사안이다. 이것은 분명히 시장의 상황별로 상이하다. 따라서 이상적인 자금 조달상황과 고려대상 기간 내에서 해당 시장에서 건설될 것 같은 설비를 반영할 필요가 있다. 그러나 일반적으로 가스터빈(CT) 또는 복합가스터빈(CCGT)이 참조기술이라고 인정되어 왔다(FERC 2013a).

용량 시장의 목적이 첨두 수요를 충족시키기에 충분한 용량을 확보하는 것이므로, CT가 명백하게 대안인 것처럼 보인다. 왜냐하면 CT는 첨두 수요용 기술이며 첨두 수요를 충족시키기 위해서 가동될 가능성이 높은 기술이기 때문이다. 그러나 도매 전력시장에서 CT 건설의 사례가 CCGT 건설사례에 비하여 상대적으로 많지 않고 따라서 가용한 비용 자료가 상대적으로 적다. 따라서 시장에서 향후의 실제 신규 CT 건설비용을 추정하는 것이 실제 신규 CCGT 건설비용을 추정하는 것보다 더 어렵다.

첫 번째 대안은 Brattle Group이 제안한 바와 같이 CCGT와 CT의 평균 비용에 따라 신규 진입비용을 추정하는 것이다(Pfeifenberger et al., 2014). 이는 시장 변동성이나 추정 오차의 영향을 저감할 수 있다. 두 번째 대안은 전혀 다른 기술을 선택하는 것이다. 특히 DR (소비자가 소비를 차단하고자 하는 의향을 반영하는 대안 기술로서 간주될 수 있음)의 채택을 지지하는 논의도 있을 수 있다. 그러나 DR 자격에 해당할 수 있는 수많은 기술들이 있기 때문에, 다양한 잠재적인 신기술을 대표하는 단일 신규 진입비용을 추정하는 것은 (PJM의 경우 향후 3년간에 대해 실시) 극히 곤란하다.

신규 진입비용을 추정하기 위해 시장관리자는 전력과 연료의 미래 가격, 운영 유지 보수비용, 건설비용 등에 대한 가정을 하여야 한다. 신규 진입비용은 장소에 따라 다를 수 있다. 예를 들어, 농촌 지역보다 인구 밀도가 높은 지역에서 새로운 CCGT를 건설하는 것이 비쌀 가능성이 높다. 따라서 시장이 처한 상황에 따라서는 다수의 신규 진입비용들이 (각 신규 진입비용은 지점별 용량 시장 경매에 필요) 필요할 수 있다.

기술의 선택에 관계없이 모든 결정은 반드시 편향성을 수반한다는 것을 인식해야 한다. 잘

가능하는 도매 시장 및 용량 시장을 가정하면 투자 결정은 장기간에 대해 최적의 전원 믹스를 이끌어낸다. 한편 예를 들어 중요한 매개 변수(연료비용 등)의 단기 변동성이 장기적으로 지속될 것이라고 가정해 버리는 등 만일 신규 진입비용이 잘못된 가정 하에 계산되어 있으면, 특정 기술 또는 기술의 조합을 단기적 관점으로 선택할 경우 과잉 투자 또는 과소 투자가 발생할 수 있다.

기본적인 시장의 상황은 시간의 경과에 따라 변화하기 때문에 신규 진입비용의 전제 조건들을 규칙적으로 갱신하여야 한다. PJM에서 신규 진입비용은 3년에 한 번 검토되지만 물가상승률에 따라서 매년 갱신된다. 신규 진입비용을 확립하는 과정은 다양한 이해 관계자를 참여시키면서 가능한 한 공개적이고 투명하여야 한다. 그럼에도 불구하고 이상적인 절차에서조차도 CONE이 특정 기술에 기반을 두고 있다는 사실은 긴 안목으로 보면 그 기술(또는 유사하거나 낮은 비용의 기술)이 주요 신규 진입 발전기로 될 수 있음을 의미한다(글 상자 5.1 참조).

우하향 수요 곡선을 가진 시장에서 순 신규 진입비용은 수요 곡선과 예비력 마진 목표 값의 교차점을 나타낸다. 시장의 용량이 과소한 경우 청산 가격은 순 신규 진입비용보다 크다. 이러한 경우는 이론적으로 새로운 전원의 시장 진입을 촉진하게 된다. 용량이 과다한 경우 용량 가격은 전원 신설을 추진하기에 불충분할 수 있으며, 일부 기존 용량이 시장에서 퇴출할 정도로 이상적으로는 충분히 낮아야 한다.

장기적으로는 용량 가격은 순 신규 진입비용으로 수렴해야 한다. 수렴하지 않는다는 것은 순 신규 진입비용의 평가가 잘못되었거나 혹은 어떤 다른 요인(예를 들어, 추가 정책이나 규제 개입)이 공급에 영향을 미치고 있다는 것을 시사한다.

선도 경매와 이행 기간

용량 시장의 개발에 있어서 두 가지의 시간 개념에 유의할 필요가 있다. 첫째, 목표는 예상된 미래의 신뢰도 요구를 충족하기에 충분한 용량을 확보하는 것이다. 따라서 용량 시장은 어떤 용량이 어느 정도 앞선 시점(선도 기간)에 전력시스템에 접속될지를 명시하여야 한다. 둘째, 용량 시장은 발전기가 ‘사용 가능한 상태’를 유지하는 것에 동의한 것에 대한 대가로 일정기간 동안(이행 기간) 안정적인 금액을 지불하여야 한다. 지불 기간은 투자자가 지게 되는 위험(용량 가격이 단기간 밖에 보증되지 않으면 가격의 불확실성에 직면)과 소비자가 부담할 위험(장기간

용량 지불 의무 비용을 부담) 사이에 균형을 유지하는 선에서 결정된다.

PJM 용량 시장에서는 향후 신설 전원이 경쟁에 참여할 수 있도록 선도 기간은 3년이다. 신설 전원은 미래 어떤 시점에 일정한 용량의 제공을 약속하고, 그 대가로 일정 정도의 가격 확실성을 보장받는다. 선도 경매는 기존 전원에게도 미래 수익의 확실성을 높여 운전 지속 또는 폐지 여부를 결정하는데 이바지하는 점에서 가치가 있다. 투자자의 관점에서 보면 더 긴 선도 기간이 더 바람직할 지도 모른다. 더 긴 선도 기간은 송전망계획자에게도 유익하다. 송전망계획자는 송전확장계획 수립에 있어서 장기 공급 가용성을 알 필요가 있기 때문이다.

그러나 선도 기간의 장기화는 예측에 항상 수반되는 불확실성 문제를 유발한다. 투자자는 특정 기간에 특정 사양의 전원을 건설하기 위해 노력하지 않으면 안 될 뿐만 아니라, 송전망계획자도 ‘계통 신뢰도’ 필요요건을 결정하기에 충분할 정도로 선도 기간 종료 시점의 ‘용량 신뢰도’ 요건에 대한 자신의 견해를 신뢰할 수 있어야 한다. 신뢰도 필요성을 과다 예측할 때(예를 들어 높은 수요 증가로 틀리게 가정) 과잉 투자를 초래할 수 있다. 그러나 과도한 용량은 전원의 폐지로 귀결되기 때문에 과잉 투자는 긴 안목으로 보면 반드시 문제가 되는 것은 아니다. 계통운영자의 관점에서 더 걱정스러운 것은 신뢰도 필요성을 낮게 예측할 가능성이다. 이것은 과소 투자를 의미하며, 추가적인 투자가 불가능한 기간 동안에 그런 투자가 필요할 수도 있다는 것을 의미한다.

PJM의 선도 기간은 신규 CCGT의 예상 건설 기간에 따라 결정된다. CONE을 결정하기 위한 참조 기술의 경우에서처럼, 선도 기간 결정과 관련된 기술의 선택은 특유의 편향성을 수반한다. 더 긴 건설 기간을 필요로 하는 전원(예를 들어 원자력 발전)을 검토하고 있는 투자자는 용량 시장이 충분한 가격 확실성을 제공한다고 보지 않을 수도 있다. 건설 기간이 비교적 짧은 기술(PV, DR)도 장기 선도 기간으로 인해 불이익을 받을 가능성이 있다. 해당기술 투자자는 용량요금을 받기 훨씬 전에 운전을 개시시키거나 실제 이행 기간에 가까워질 때까지 투자를 늦추거나 중 하나를 선택해야하기 때문이다.

PJM이 이런 문제를 해결하기 위해 취한 방법 중 하나는 ‘조정 경매’를 이용하는 것이다. 이 ‘조정 경매’를 통해 계통운영자는 시장 상황 변화를 반영한 신뢰도 필요량을 이행 기간이 도래하기 전에 갱신할 수 있으며, 투자자도 투자자 측의 상황 변화를 반영하기 위해 입찰 가격을 갱신할 수 있다. 예를 들면 건설 지연에 직면한 발전기는 ‘조정 경매’에서 철회를 선택하여 약속한 용량을 제공할 수 없는 것에 대한 페널티 지불 위험을 피할 수 있다.

PJM의 기본 이행 기간은 1년이지만, 송전 제약이 있는 지역(발전기 한 대 추가로 인해 용량 가격이 크게 영향을 받는 지역)에서 시장 참여자는 받을 수 있는 용량 가격을 최고 3년 동안 고정할 수 있다.

이행 기간의 길이는 누가 어떤 위험을 감수하는지에 대해 중요한 의미를 갖는다. 오랜 이행 기간은 신뢰도 유지 관점에서는 유리하고 용량 조달 비용을 줄일 수 있지만 요금지불자에게는 비용을 장기간 부담시키게 된다. 그러나 긴 이행 기간은 투자자에게도 위험을 부담시킨다. 즉, 투자자들은 시장 상황에 관계없이 ‘사용 가능한 상태’로 계속해서 있어야만 한다. 용량 가격이 어떤 발전 사업자에게 있어 장기적으로 불충분하다는 것이 들어난 경우 그 발전 사업자는 손실로 보면서 운전을 계속하거나 폐지 후 미이행 페널티에 직면할 것인지를 선택해야만 할 수도 있다.

한편 짧은 이행 기간은 지불자 측에는 과잉 지불 위험을 줄일 수 있지만 더 많은 자본을 필요로 하는 투자를 줄이는 인센티브로 작용할 가능성이 있다. 만약 투자자들이 용량 시장을 충분한 가격 확실성을 제공하는 장소로 간주하지 않으면 투자자들은 초기 투자가 가장 적은 기술에 투자함으로써 전력 가격 위험에 대한 가장 자연스러운 헤지 수단을 선택하는 수도 있다. 그 결과 용량 시장은 신뢰도 필요를 충족시키기에 충분한 새로운 투자를 촉진하지 못하게 되고, 결과적으로 용량 가격이 더 높아질 수도 있다.

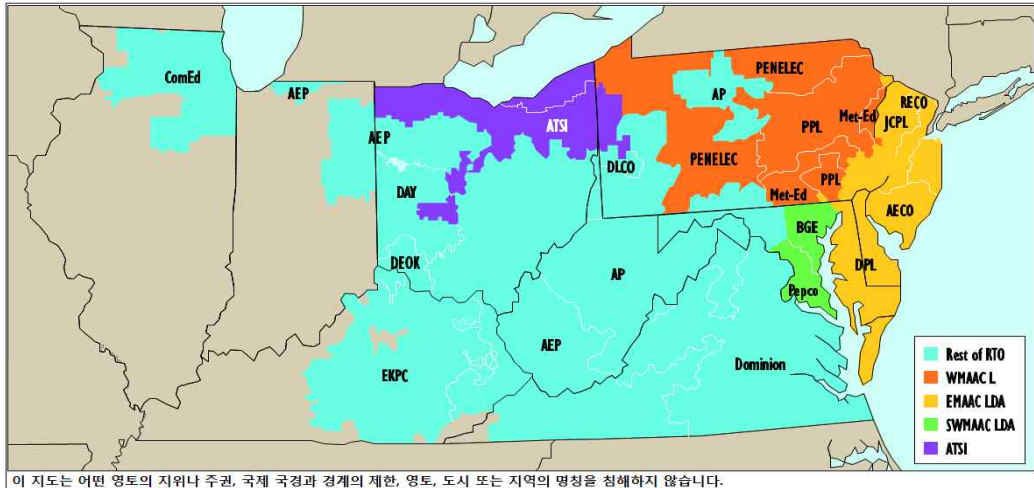
이행 기간에 대해 유일한 대답은 아니지만 다른 시장이 제대로 기능하고 규제의 불확실성이 억제되어 있는 한 장기간보다 단기간 쪽이 위험을 더 적절히 분산시킨다. 이것은 장기적인 가격 신호의 필요성을 부정하는 것이 아니라 용량 메커니즘(신뢰도 필요에 중점을 둠)은 장기 신호를 제공하는 적절한 방법이 아닐 수 있다는 것이다. 투자자들은 장기간 가격 확실성을 보장하는 용량 지불을 선호할지도 모르지만, 장기 이행 기간은 위험을 투자자로부터 수요자로 이전시켜 버린다. 일부 시장에서는 시장의 신규 진입자에게만 장기 이행 기간을 선택할 수 있도록 하는 절충안이 제시되었다.

지점별 용량 가격

PJM은 전체적으로 신뢰도 목표를 달성할 수 있지만, 일부 수요 중심지는 송전 제약으로 인하여 충분한 신뢰도를 확보하지 못할 수도 있다. 이에 대처하기 위해 PJM 용량 시장에서는 송전 제약지역(LDA : Locational Deliverability Areas)³²⁾의 형태로 지리적 요소가 포함된다. PJM에는 총 27개의 LDA가 있으며, 지역 자체와 지역의 하위지역이 여기에 포함된다. 용량

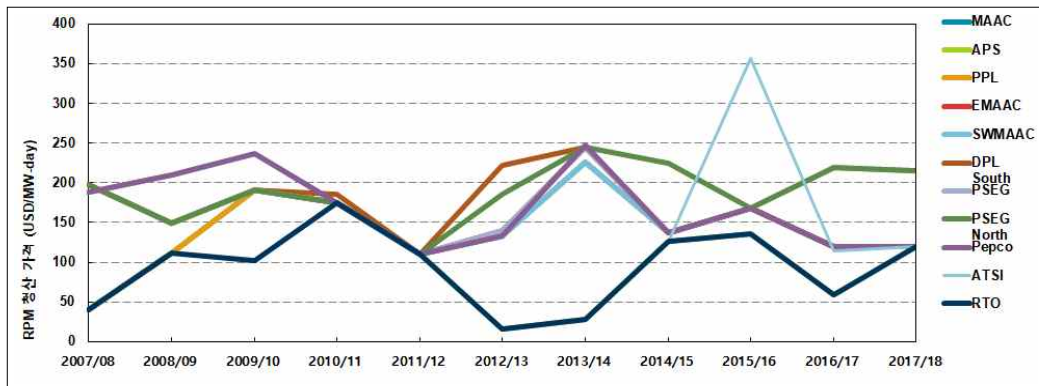
시장의 절차는 RTO 전체 차원과 마찬가지로 LDA 차원에서도 수행되지만 각 LDA는 지역 상황을 반영하는 자체 신뢰도 요건이 있다.

지도 5.1 PJM의 LDA



출처: Monitoring Analytics, 2015.

그림 5.7 LDA별 RPM 청산 가격



출처: Monitoring Analytics, 2015.

RTO 차원의 용량 가격은 각 LDA 차원의 용량 시장의 용량 가격 하한치로 작용한다. 만약 어떤 LDA의 지점별 신뢰도 요건을 충족시키는데 최소 비용의 용량자원이 송전 제약으로 인해 이용될 수 없는 경우, 해당 LDA 내의 높은 비용의 용량자원이 해당 지역의 용량 가격을 결정하

32) PJM의 송전 사업자의 관할 구역.

며 해당 LDA의 용량 가격은 RTO 차원의 용량 가격보다 높게 된다. 실제로 이러한 상황은 PJM의 용량 경매에서 거의 매번 일어나고 있다(그림 5.7).

PJM 지역 밖의 자원

2017/18 용량경매부터 PJM은 LDA 자원 필요성에 대한 평가에 외부 용량 수입 한계량을 포함한다. 따라서 PJM 외부의 용량자원은 국지적인 신뢰도 요건을 충족시키는데 기여할 수 있다. PJM 외부의 용량자원은 해당 LDA로 인도될 수 있어야 하므로 PJM은 충분한 송전 용량이 확보된 다섯 개의 외부 지역에 한해서만 PJM 용량 시장 참여를 허용했다.

PJM은 각 외부 지역에 대해 용량 수입 한계량을 정의한다. 이 한계량은 PJM으로 수입될 수 있는 용량의 최대치를 의미한다. 한편 개별 용량자원은 세 가지 조건(PJM으로의 장기 송전권을 확보할 것, PJM내의 자원과 동일하게 입찰 의무를 준수할 것, 물리적으로 PJM내에 있는 자원과 똑같이 재 급전 지시와 지역별 가격규칙을 따를 것)을 충족하면 상기 한계량 적용에 대한 제의를 신청할 수 있다.

성능 요건

자원의 종류에 관계없이 계통운영자가 사용 가능한 자원을 최대한 정확히 파악하는 것은 매우 중요하다. 만일 자원 또는 자원 유형에 대한 용량 인정량이 너무 작으면 용량 시장은 과도한 용량을 확보하게 되고, 만약 용량 인정량이 너무 큰 경우 계통운영자는 ‘예비력은 확보되고 있다’는 잘못된 가정 하에 전력시스템을 운영하게 된다.

그러나 용량자원의 관점에서 보면 가능한 한 많은 용량을 입찰하는 인센티브가 있다. 검사를 받지 않는 경우, 어떤 자원은 기대 가용성을 속이는 행위로 용량 인정량에 영향을 미칠 수 있다. 시간이 지나면 실제 운영을 통해 허위 보고는 서서히 밝혀지지만, 계통운영자는 우선적으로 인센티브를 제거하기 위하여 모든 조치를 취해야 한다. 출력변동 전원에 대해 기본 용량 인정값을 사용하는 것은 조작의 가능성을 없앨 수 있지만 용량의 과소 또는 과잉구매의 가능성을 없앨 수는 없다. 이외에 계통운영자는 불이행에 대해 큰 페널티를 부과할 수 있다. 만약 자원이 용량 의무에 따라 가동지시를 받고서 에너지를 송전할 수 없거나 또는 의무보다 적은 에너지 밖에 송전할 수 없는 경우에, 자원 소유자는 미달 페널티를 부담해야 한다. 선도 시장에서도 만약 전원이 이행 기간 내에 접속되지 않으면 페널티가 부과된다.

PJM에서 성능을 발휘하지 못하는 용량 자원은 용량 지불금이 낮아지는 형태로 처벌을 받는다. 용량 지불금은 불이행 첫 해에는 50%로 줄어들고, 불이행 두 번째 해에는 25%로 줄어들고, 불이행 세 번째 해에는 0%로 줄어든다. 이러한 불이행에 대한 페널티는 수력과 출력변동자원(풍력, PV)에는 부과되지 않는다.

성능 요건은 비상시 특히 중요하다. 2014년 미국에서 극지 한파시 PJM의 최대 수요는 같은 시기의 정상적인 수요보다 25% 증가하였고(Poulos 2014), 동시에 PJM 용량의 22%가 기계적인 고장과 천연 가스 공급 부족으로 사용할 수 없게 되었다. 따라서 PJM은 ‘용량 성능’이라는 새로운 상품을 만들어 일정 성능 요건을 충족하는 용량자원에게는 용량 가격을 초과하여 프리미엄을 지불하도록 하였다.³³⁾ ‘용량 성능’ 상품의 도입으로 사실상 두 가지 범주의 용량이 생긴 셈이다. 즉 용량 시장의 최소 요구 사항을 충족하는 ‘기저’ 범주와 가용성을 보장하기 위해 추가 조치를 취한 ‘신뢰’ 범주가 생긴 셈이다. 예를 들어, 천연 가스 화력 발전소는 두 종류의 연료를 사용하는 기능을 갖추거나 연료 공급 고정 계약을 체결하는 조치를 취할 수 있다. 또 풍력 발전소는 어떤 저장장치를 갖추는 조치를 취할 수 있다. 또한 예를 들어 유연성 없는 원자력 발전소와 DR을 묶는 등 상호 보완적인 자원을 결합하는 조치를 취할 수 있다. DR 자원 자체도 지금까지는 여름철 성능에 초점을 맞추고 있었지만 겨울철 성능에도 중점을 두는 조치를 취할 수 있다.

시장 지배력 완화

용량 시장은 용량 공급 수준이 용량 수요에 비례하기 때문에 일반적으로 시장 지배력 남용 가능성에 노출되어 있다. PJM 시장은 구조적으로 시장 지배력의 문제를 안고 있어³⁴⁾ 전체 전력시스템 차원과 LDA 차원의 거의 모든 경매에서³⁵⁾ ‘주요 공급 3사(TPS : Three Pivotal Supplier) 테스트’는 만족스럽지 못하지만 실제 성능 분석에서 PJM 용량 시장은 경쟁적이라고 간주되고 있다(Monitoring Analytics, 2015).

PJM 용량 시장이 경쟁적이라는 첫 번째 이유는 사전에 시장 지배력을 완화하는 규칙이 있다

33) PJM이 ‘용량 성능’ 상품을 처음 도입한 것은 아니다. 2014년 5월에 연방 에너지 규제위원회 (FERC : Federal Energy Regulatory Commission)는 ISO-NE의 ‘성능 보상 계획’(PI : Pay-for-Performance Initiative)을 승인했다. PI하에서 용량 지불은 두 부분으로 나누어져있다. 용량 자원은, 먼저 용량 경매에 의해 결정된 기본 지불금을 받는다. 다음으로, 실제 공급 부족시 용량 자원은 스스로의 의무에 비해 어느 정도의 용량을 제공 할 수 있는지에 따라 추가 지불을 받거나 페널티를 부과 받는다.

34) 기본으로 송전선 혼잡이 있다는 것.

35) TPS는 시험 대상 공급자와 가장 큰 2개의 공급자 없이도 용량 시장이 청산가능한지를 측정하는 것.

는 것이다. PJM 시장규칙에 따르면 ‘주요 공급 3사 테스트’를 통과하지 못한 공급자는 한계 비용으로 용량 시장에 자신의 용량을 공급해야 한다. 이 경우 용량의 한계 비용은 ‘자원의 연간 변동비용 - PJM의 다른 시장 수익 + 용량 시장에 참여하기 위해 전원을 온라인 상태로 유지하는 데 필요한 모든 고정 비용’으로 정의된다(Bowring, 2013). 이러한 비용은 개별 자원 단위로 산정될 수 있다. 또는 자원 보유자는 각 기술에 대해 PJM이 결정한 기본비용을 사용할 수 있다(한계 비용은 여전히 해당 발전기의 다른 시장에서의 수익을 이용하여 계산된다).

PJM의 용량은 수요와 공급 모두의 측면에서 빠듯하기 때문에 구매자 측 시장 지배력의 가능성을 줄이기 위한 규칙 또한 존재한다. 그래서 구매자 측 시장 지배력의 가능성을 줄이기 위한 규칙도 있다. 최소 입찰 가격 규칙(MOPR : Minimum Offer Price Rule)에 따르면 시장에 신규로 진입한 천연 가스 자원은 경매에 참여하는 첫 해에 최저 가격으로 자신의 용량을 입찰하여야 한다. 이것은 용량 시장가격을 낮추게 만드는 인위적인 저가 용량 입찰을 방지하기 위함이다.

최소 입찰 가격은 발전 자원의 순 신규 진입비용으로 정해진다. 이 규칙은 천연 가스 발전에만 적용되고 석탄, 원자력, 재생에너지 발전에는 적용되지 않는다. 이러한 자원들은 건설된 사례가 상대적으로 적거나 동일한 발전기술 내에서조차도 자원별 비용 변동 폭이 커서 기준 가격을 결정하는 것이 상대적으로 어렵다는 이유로 적용되지 않는다. 게다가 원자력 발전은 건설에 필요한 착수 기간이 길기 때문에 용량 가격을 낮출 목적으로 건설된다고는 생각하기 어렵다는 이유로 적용되지 않는다.³⁶⁾ 마찬가지로 재생에너지 전원의 용량 인정량이 상대적으로 낮기 때문에 용량 시장가격을 낮출 목적으로 투자자들이 재생에너지 발전을 건설할리는 없다.

수요 측 자원

일반적으로 DR과 에너지 효율화라는 두 가지 수요측 자원이 용량 경매에 참여한다. DR은 수요 감축이 필요할 때(일반적으로 공급 부족시) 계통운영자에 의해 가동되어, 결과적으로 전력 시스템 신뢰도 유지에 필요한 발전자원 규모를 줄여준다. DR은 부하 이전(예를 들면, 공장 가동 시간을 첨두시간대에서 기저 부하시간대로 이동)의 형태를 종종 띠기 때문에, DR로 인해 총 부하가 반드시 줄어들지는 않는다. 에너지 효율화 자원은 특히 첨두 수요 시간대의 에너지 사용을 영구적으로 감소시킨다. 수요측 자원은 다양한 정도로 주요 용량 시장에 포함되어 있지만, 최소한 물량의 관점에서는 PJM이 가장 성공적이라고 할 수 있다. PJM의 2017/18년 경매에서 체

36) PJM Interconnection L.L.C.의 EL11-20-000에 답변: 건설 착수 기간이 길고 자본 집약적인 기술인 석탄 화력 발전소도 같이 말할 수 있다.

결 량은 12GW를 초과했다(11GW의 수요반응과 1.4GW의 에너지 효율화).

PJM은 DR을 실제 가용성에 따라 연중 형, 확장 여름 형, 제한 형의 세 범주로 나누고 있다. 이는 DR이 경제 활동을 억제하는 적극적 선택과 관련이 있고 따라서 가스 화력 발전기 정도로 가용성을 유지하지는 않는다는 사실을 반영한다. 연중 형 DR자원은 이름에서 알 수 있듯이 계통운영자가 일 년 내내 이용할 수 있는 것이다. 확장 여름 형 DR자원은 특정 기간(대략적으로 말하면 여름과 그 전후의 몇 달)에서만 가용하다. 마지막으로 제한 형 DR자원은 주의 특정 요일(PJM은 공휴일을 제외한 평일)에만 가용하다. 각각의 경우에서 DR 자원은 부하 감축 지속 시간과 호출일 수의 두 가지 측면에서 제한을 받는다.

이러한 DR의 분류는 DR과 공급 측 자원을 명확하게 구분 짓게 한다. 용량 시장에 참여하는 발전기는 역사적으로 그 운전 특성에 따라 구분되지 않고, 오직 용량 인정량, 즉 전력시스템에 제공할 수 있는 용량의 크기를 통해서만 구별된다. DR은 서비스가 발동될 수 있는 시간에 따라 구분되므로 DR을 용량 시장에 통합시킬 때 문제가 발생할 수 있다.

수요 측 자원을 용량 시장에 참여시킬 것인지 여부와 어떻게 참여시킬지에 대해서는 지금도 논의가 이루어지고 있다. 미국에서는 용량 시장이 DR에 대한 투자의 주요 견인차인 것은 분명하다(IEA, 2013). 용량 시장은 수요관리 사업자와 기타 DR 공급자가 수요반응 참여자들에게 대가를 미리 지불하는데 사용할 수 있는 안정적인 미래 현금 흐름을 제공한다. 그러나 DR자원은 소매 시장에도 참여하고 있기 때문에 소매전력 회피비용의 형태로 추가적인 혜택을 얻는다(제6장 참조). 하나의 해결책은 DR이 공급 측면에 참가하는 것을 허용하는 한편 DR이 서비스의 제공을 요구받았을 때 소매 요금 상당액을 계속 지불하도록 하거나 또는 소매 요금 상당액만큼 용량요금 지불액을 줄이는 것이다.

DR을 용량 시장에 포함시키는 것에 대한 다른 해결책은 DR의 서비스(첨두 수요를 줄이는데 기여하는 한도만큼 용량수요를 줄임)에 대해 별도의 대가를 지불하고 수요측에 DR을 포함시키는 것이다.³⁷⁾

NYISO

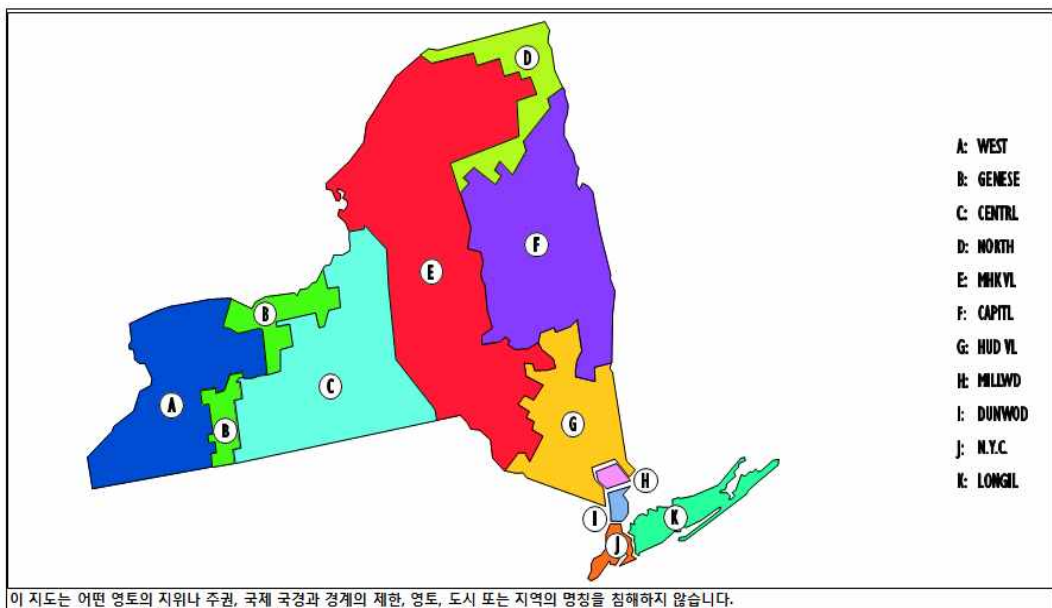
NYISO는 설비 용량(ICAP : Installed Capacity) 시장을 운영하는데, 이는 PJM의 신뢰도 가격 모델과 대조를 이룬다. 신뢰도 가격 모델과 공통의 요소도 있지만 결정적인 특징은 단기

37) 미국에서 이 논쟁에 대해 FERC에 관한 소송에 대한 연방 법원의 판결이 2016년 1월에 나왔다.

시장이라는 것이다. ICAP시장은 장기적인 자원적정성을 확보하는 것을 목적으로 하지만, 장기 가격 신호도 제공하지 못하거나 용량가격을 수년간 고정시키지도 못한다.

NYISO는 1999년 12월에 발족하였으며, 1개 주를 서비스 지역으로 두고 있는 미국의 ISO들 중 하나이다. 2014년에 NYISO의 설비 용량은 41,297MW이며, 예상 최대 수요는 33,666MW이다. 용량 시장은 2003년에 시작되었다.

지도 5.2 NYISO의 부하 영역



출처: NYISO, 2015.

NYISO는 A에서부터 K까지 이름이 붙여진 11개의 수요 ‘지역’으로 구분되어 있지만, NYISO는 ‘지점별’ 가격 시장(nodal pricing market)이다. PJM과 마찬가지로 NYISO의 ICAP시장은 지점별 요소를 가지고 있다. 뉴욕 제어 권역(NYCA : New York Control Area) 전체를 아우르는 용량가격뿐만 아니라 뉴욕시(J 지역)와 롱아일랜드(K 지역)의 지점별 용량가격이 매겨질 수도 있다.

NYISO는 2014년 4월에 G, H, J 지역들을 포함하는 ‘허드슨 밸리 남부’ 지역(뉴욕시를 하위 지역으로서 포함한다)을 새롭게 추가했다.

용량 경매 및 용량 상품

NYISO의 ICAP시장은 두 가지의 6개월 단위 이행 기간(겨울과 여름)을 가진다. 용량은 다음의 세 가지 경매를 통해 확보되며 현물시장 경매에는 의무적으로 참여하여야 한다.

- 계절 경매 (strip auction) : 다음 이행 기간에 대한 용량을 조달하기 위한 경매
- 월간 선도 경매 : 현 이행 기간 중 남아있는 모든 달에 대한 용량을 조달하기 위한 경매
- 현물 경매 : 당월에 대한 용량을 조달하기 위한 경매

신뢰도 가격 모델과는 달리 ICAP시장은 단기 용량 가격을 제공하는 것으로, 장기 투자를 위한 신호를 제공하지는 않는다. 대신 ICAP시장은 판매 사업자가 장기 계약 또는 자체 공급만으로는 신뢰도 요구 사항을 충족시킬 수 없을 때 신뢰도 요구 사항을 충족하는 방법으로 기능한다 (Kirsch and Money, 2012). 그러나 ICAP시장은 조달 방법에 관계없이 계통운영자에게 신뢰도 요구 사항이 충족되었다고 확신을 줄 수 있도록 용량 상품을 표준화하고 있다.

용량 자원으로 자격을 갖추기 위해서 각 발전기는 이행 기간의 ‘최대 순 보증 용량(DMNC : Dependable Maximum Net Capability) 검사’를 받는다. 이것은 신설 전원에도 동일하게 적용되므로 자원의 정상 운전 개시 이전에는 용량 시장에 참여할 수 없음을 의미한다.

최대 순 보증 용량 검사는 발전 기술별로 상이하여 서로 다른 운전 특성들에 고려할 수 있고, 실제 운영 데이터를 기반으로 이루어진다. 기저 부하 전원인 화석 연료와 원자력 발전소들은 최대 출력을 4시간 이상 유지할 수 있음을 입증하여야 하며, 가스 터빈은 1시간 이상이면 된다. 출력 변동 자원(풍력과 PV, 자류식 수력 발전 등)의 최대 순 보증 용량은 전체 발전기들의 순 합성 명판 정격이다. 용량 자원은 운영 데이터와 유지 보수 일정을 정기적으로 보고하여야 한다.

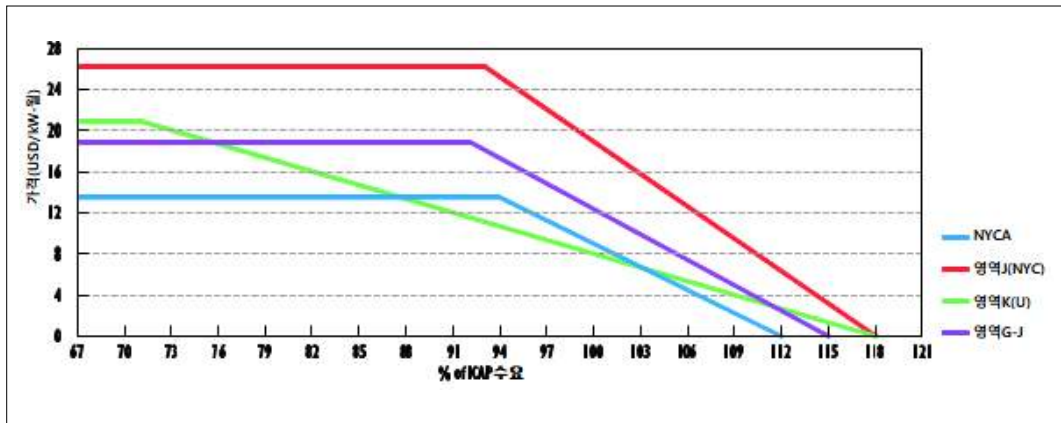
수요 곡선

신뢰도 가격 모델과 마찬가지로 ICAP시장은 우하향 수요 곡선을 사용한다. 그러나 이러한 곡선은 변곡점을 가지지 않기 때문에 신뢰도 가격 모델보다 다소 더 단순하다(즉 선형으로 오목형(concave)이 아니다). 4개 ICAP 지역들의 각각은 해당 지역의 예비력 마진 필요량을 반영한 수요 곡선을 가지고(그림 5.8), 예비력 마진 필요량은 10년에 한 번의 정전 기대치(LOLE) 기준

에 따라 뉴욕 신뢰도 협의회(NYSRC : New York State Reliability Council)에 의해 연간 기준으로 결정된다.

NYCA의 외부에 있는 자원도 충분히 송전 가능함(충분한 송전 용량이 있고, NYISO에 피해를 주면서 해당 자원이 속한 제어 지역에 의해 차단되지 않음)을 보여줄 수 있다면 ICAP시장에 참여할 수 있다.

그림 5.8 NYISO의 2014/15년도 ICAP수요 곡선



출처: NYISO, 2015.

용량 가격과 시장 지배력 완화

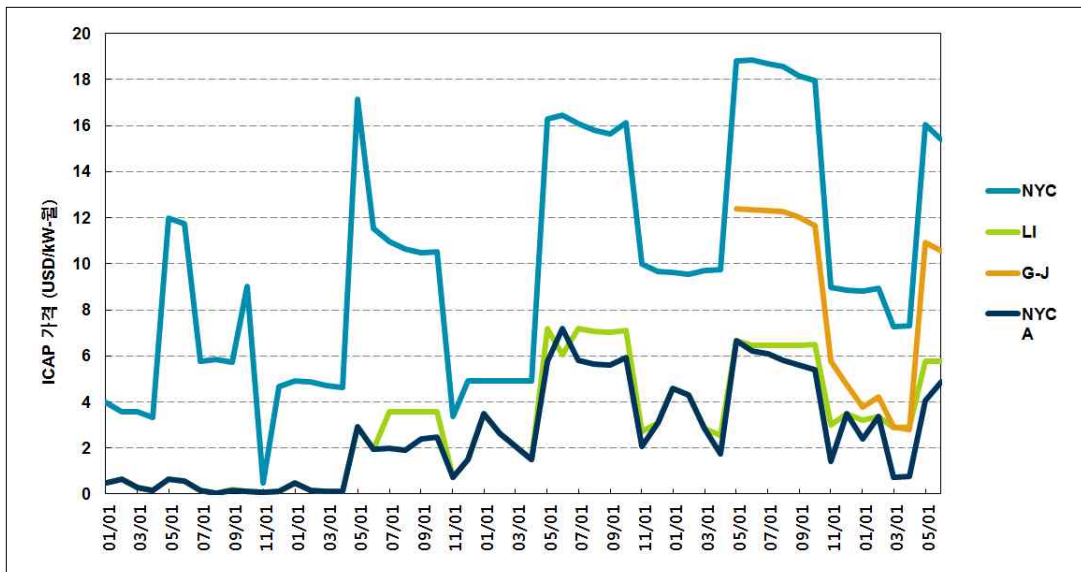
ICAP시장의 단기 선도 기간으로 인하여 가격 불확실성이 더 커지고 가격 변동성이 더 커질 가능성이 있다(그림 5.9).

따라서 투자의 관점에서 NYISO 용량 시장은 장기적인 가격 변동 위험을 줄일 도구로서가 아니라, 가용한 용량이 단기 신뢰도의 요구를 만족시킬 수 없을 때 투자 필요성을 나타내는 가격 신호로 기능한다. 어떤 식이든 가격 보증을 원하는 투자자는 판매 사업자와 장기 전력 구매 계약(PPA : Power Purchase Agreement) 체결을 선호하고, 판매 사업자는 자신의 용량 의무에 이 용량을 추가할 수 있다(Nelson, 2014).

그러나 선도 기간이 짧으면 기존의 전원만 용량 시장에서 경쟁하게 된다. 이는 용량 공급의 잠재적 총 범위를 제한하고 나아가 시장의 유동성을 제한한다. PJM과 마찬가지로 뉴욕 시장은

송전 제약 하에서 비교적 높은 수요 요구량을 가지는 지역들을 포함하고 있기 때문에 짧은 선도 기간은 시장 지배력에 대한 우려를 더 심화시킨다. 이 대표적인 예는 수입 용량에 제한이 있고 신설 전원용 부지가 한정되어 있는 뉴욕시이다. 이러한 이유로 NYISO의 ICAP시장은 시장 지배력 남용을 방지하기 위해 시장 지배력 사전 완화 규칙이 있다.

그림 5.9 NYISO의 ICAP시장 현물 가격 추이



출처: NYISO, 2015.

영국

영국 전력시장 개혁의 일환으로 중앙집중형 용량 메커니즘이 도입되었다. 2018/19년 겨울부터 1년 동안 용량을 인도하기 위한 첫 경매가 2014년에 수행되었다. 매년 용량 경매 실시 여부가 결정되며, 이 결정은 영국의 TSO인 National Grid가 시행하는 전력 용량 평가결과를 기초로 이루어진다. National Grid는 유럽 본토로부터 기여용량과 DR을 고려하여 향후 15년간의 예비력 마진을 평가하고 신뢰도 기준을 충족하는 데 필요한 용량 규모를 권고한다. 정부는 그 후 용량 경매의 필요 여부를 판단한다(EC, 2014b).

용량 시장은 예상되는 수요를 충족하기에 충분한 발전 용량의 가용성을 항상 확보할 목적으로

도입되었다. 이는 일정한 인센티브가 없다면, 에너지시장만으로는 필요한 용량을 가용상태로 유지할 수 없을 수도 있다는 영국 정부의 인식에 따른 것이다. 용량 시장 참여는 의무는 아니며, 전원과 DR 모두 참가할 수 있다.

용량 인도시점 4년 전에 1차 단일가(pay-as-cleared) 경매가 이루어진다. 용량 지불금을 받지 않고 전력시장에 남아있거나 혹은 용량을 인도하여야 할 해당년도 이전에 폐지 예정 발전소는 불참을 선택할 수 있다. 용량인도 시점보다 1년 앞서 2차 단일가 경매가 이루어진다. 이 경매는 용량 계약량의 미세 조정을 가능하게 하며, 건설기간이 짧은 DR의 참여 여지를 제공한다.

기설 발전소는 1년 동안의 용량 계약을 체결한다. 대규모 보수 작업이 필요한 발전소는 최대 3년 동안의 용량 계약을 체결할 수 있으며 신설 발전소는 최장 15년의 용량 계약을 체결할 수 있다. 용량 지불금 비용은 전기사업 면허를 가진 판매 사업자가 부담한다. 이 비용은 전력시스템의 연간 최대 수요 발생 시 각 판매 사업자의 수요 예측에 따라 배분되고, 계량기 데이터를 사용할 수 있게 된 시점에서 판매 사업자의 수요 실적에 따라 조정된다. ‘수급 조정 서비스(relevant balancing service)’를 제공하는 발전기도 용량 시장에 참여할 수 있다. ‘수급 조정 서비스’를 제공하는 발전기는 수급이 어려운 기간에 National Grid의 지시를 따르는 경우 에너지를 제공한 것으로 간주된다. 그러나 이 발전기가 ‘수급 조정 서비스’에 대한 급전 지시에 응하지 못할 경우에 용량 시장과 수급 조정 서비스 계약 모두로부터 페널티를 부과 받는다.

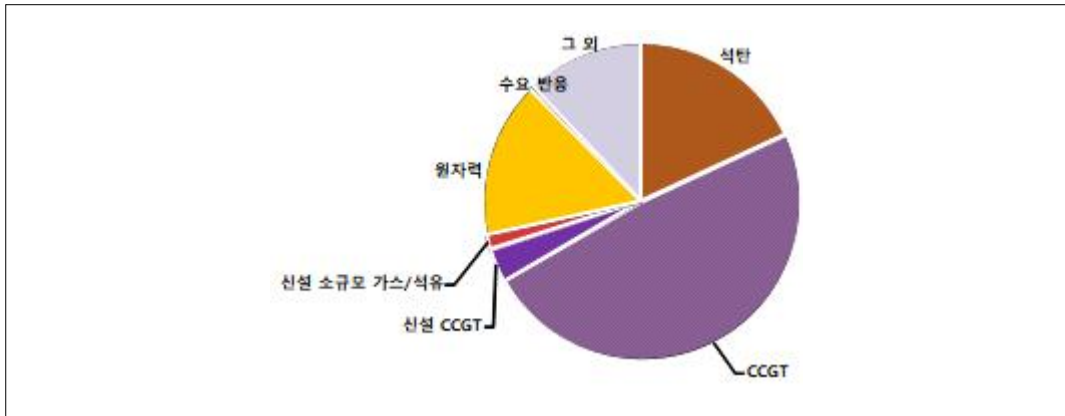
시장 참여자들이 경매와 용량인도기간 사이에 이차적인 거래를 통해 계약량을 조정할 수 있도록 이차 시장이 설립될 예정이다.

용량 시장은 에너지의 공급을 요구한다. 즉, 용량 공급자는 공급 안전 확보가 필요할 때는 언제든지 에너지를 공급하여야 한다. 용량 공급자가 이에 실패할 경우 페널티를 부담한다. 이 모델은 용량에 관한 추가적인 물리적 검증을 포함한다. 필요한 횟수마다 일정 수준의 용량을 제공할 수 있음을 입증할 수 없는 경우 입증될 때까지 용량 지불금을 몰수당한다.

기대 수준 이하의 동작 특성을 보이는 발전기는 페널티를 부과 받는 반면, 기대 수준을 초과하여 동작 특성을 보이는 발전기는 추가 지불금을 받는다. 페널티는 다음의 세 가지 요소로 구성된다.

- 용량 공급자의 월별 용량 수익의 200%를 월간 페널티 총액의 상한액으로 한다. 전력시스템 수요에 따른 매월 용량 지불 금액의 대소에 따라, 이 상한액 때문에 공급자는 어떤 달에는 연간 수익의 20%에 이르는 페널티를 부과 받는 위험에 처할 수도 있다.
- 연간 페널티 총액은 연간 용량 소득의 100%를 초과할 수 없다.
- 페널티 요율은 공급자의 연간 용량 지불금의 1/24로 설정된다.

그림 5.10 2014년 영국의 용량 시장에서 낙찰자



출처: Ofgem (2015)

전력시스템의 수급이 빠듯한 경우에 발전하는데 합의한 또는 수요 감소를 합의한 시장 참여자는 National Grid로부터 4시간 전에 통지를 받아 그 시한까지 발전하거나 또는 수요를 감소시켜야 한다. 그렇지 않으면 공급지장비용에 연동된 페널티를 지불하여야 한다.

2018/19년에 대한 첫 번째 용량 시장 경매에서는 19.4파운드/kW의 청산가격으로 49.3GW의 용량이 구매되었다. 기존의 용량은 54.9GW이며 경매 구매량보다 5.6GW 많았다. 새로운 용량은 2.8GW가 계약했지만 8.4GW의 노후화된 석탄 화력 발전소와 CCGT가 용량 계약을 체결할 수 없어 잠재적으로 불안정한 상태가 되었다(DECC, 2015).

프랑스

프랑스 용량 메커니즘의 규칙은 2015년 2월에 승인되었다. 이 분산적 용량 메커니즘에서 각 판매 사업자는 2017년 1월부터 최대 수요 기간 동안에도 모든 고객들에게 충분한 전력을 공급

할 수 있다는 것을 보증할 수 있어야 한다. 판매 사업자는 발전 사업자 또는 DR운영자로부터 용량 인증서(capacity certificate)를 구매할 수 있다.

프랑스는 전기 난방 및 급탕에 크게 의존하기 때문에 전력시스템은 온도에 매우 민감하다. 1℃의 온도 저하가 2.4GW의 수요 증가로 이어지며 이것은 원자력 발전소 2기 이상의 용량에 해당한다. 한파가 있었던 2012년 프랑스는 102GW의 최대 수요를 기록했지만 2014년 최대 수요는 82.5GW에 불과했다. 이와 관련 국영 TSO인 RTE는 향후 공급 예비력의 저하가 지속될 것으로 예상하고 있으며 2015/16년 겨울에는 900MW, 2016/17년의 겨울철에는 2,000MW가 부족할 수도 있다고 한다.

용량 메커니즘에서 RTE는 충분한 발전 용량을 유지하는 발전 사업자와 수요를 줄이는 수요 관리 사업자에게 용량 인증서를 발행한다. 이 메커니즘은 가용성에 따라 모든 발전 자산에게 보상을 한다. 가용성은 원자력 발전소는 약 80%, 가스 화력 발전소는 약 85%, 풍력은 20~25% 정도이다

인증된 용량은 정해진 최대 수요 기간에 예상 가용성을 유지할 의무를 2017년부터 지닌다. 동시에 판매 사업자는 해당 최대 수요 기간에 고객의 수요에 상응하는 용량 인증서를 보유할 의무가 있다. 인증서는 EPEX 전력시장에서 거래될 수 있지만, 당사자 간에 장외에서도 거래될 수 있다.

이른바 ‘최대 수요 기간’에 대한 정의는 구조 설계의 중요한 요소이다. 최대 수요 기간은 연간 100~250시간으로 예상되며, 공급의 안전이 위협할 수 있는 기간(프랑스의 경우 겨울)과 일치한다. 최대 수요기간 일은 하루전에 통보되며 수요 조건(최대 수요가 예상되는 날)에 의해 발동된다.

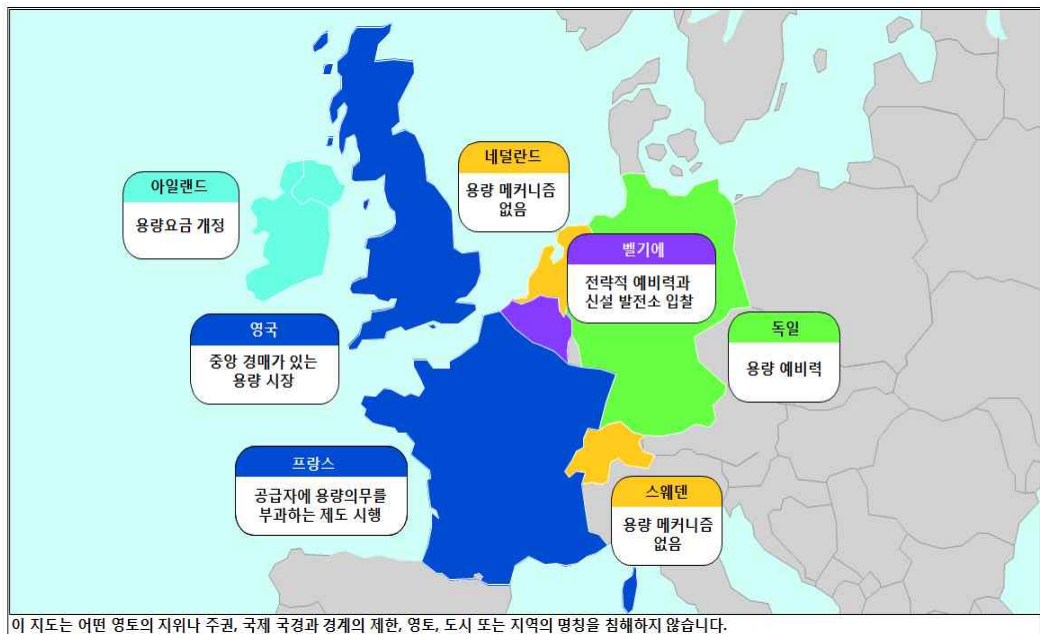
5.4. 광역단위 시장 및 용량 거래

미국과 유럽, 그리고 세계의 다른 지역에서도 전력시장의 상호 연계가 늘고 있다. 그런 환경에서 신뢰도 요구를 충족시키는 것을 더 이상 순전히 하나의 국가나 관할 구역 관점에서만 생각

할 수 없게 되어 있음에도 불구하고, 신뢰도 기준과 용량 시장은 정치적 경계로 나뉘어져 개발되고 있다.

유럽에서는 국가단위의 용량 메커니즘 도입이 유럽차원의 에너지 시장을 왜곡하고 있는지에 대한 논의가 진행되고 있다. 이러한 논의의 주된 등장 배경은 유럽의 중심부에 있는 점점 더 많은 국가들(예 : 프랑스, 독일)이 공급 안정을 확보하는 어떤 메커니즘의 필요성을 논의하기 시작한 것이다. 이탈리아, 영국, 아일랜드 같은 나라도 그러한 메커니즘의 도입을 논의하거나 이미 도입하고 있다(지도 5.3).

지도 5.3 서유럽 주요국의 인접한 용량 시장



용량 메커니즘은 새로운 현상은 아니지만, 월경(cross-border)하는 전력조류에 관한 국가 간 조율이 하루전 시장의 통합을 통해 더 긴밀해지면서 국가단위의 용량 메커니즘들이 상호 작용을 하여야 하는가에 대한 의문이 제기되고 있다. 특히 국가 또는 광역 단위의 용량 시장으로 인해 광역단위간의 에너지 시장의 기능이 손상을 입지는 않는지 그리고 외부 자원은 어떻게 용량 시장에 참여하는가 하는 문제가 제기된다.

국가 또는 광역 단위의 용량 시장으로 인해 광역 단위간의 에너지 시장이 손상을 입지는 않는가?

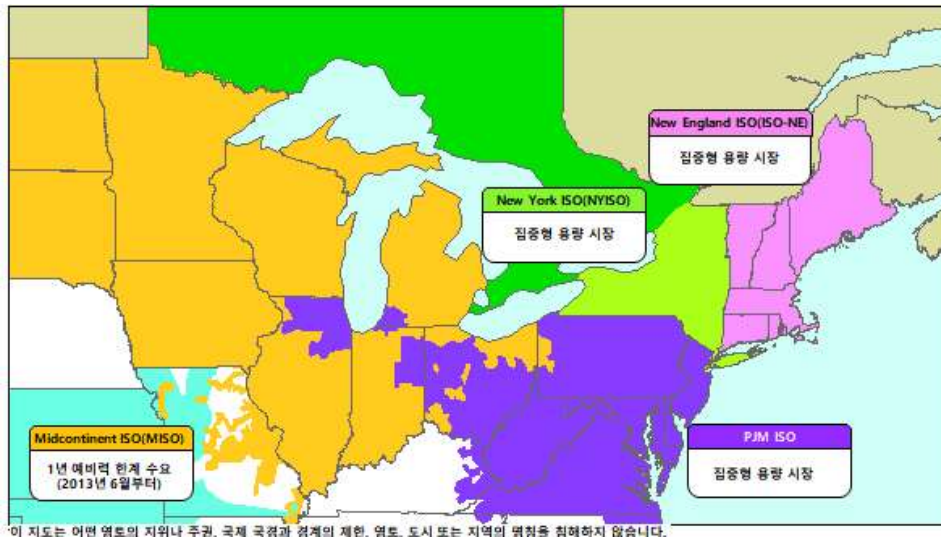
용량 시장은 이상적으로는 에너지 시장과 같은 물리적인 경계를 가져야 한다. 용량 시장의 영향으로 공급 부족시 가격의 발생 빈도가 줄어들 가능성이 있다. 공급 부족시의 이익을 용량 시장에서의 수익으로 대체하면 수익 변동의 위험이 줄어든다. 에너지 단일 시장 A국과 용량 시장을 가진 국가 B의 두 시장 중 하나를 선택하려고하는 투자자는 용량 시장을 가진 국가가 더 매력적이라고 생각할 것이다. B국의 용량의 증가는 도매 전력시장 가격을 하락시키지만 A국은 B국과 연계되어 있기 때문에 A국 또한 도매가격 하락의 혜택을 누릴 것이다. 따라서 광역 단위 도매 전력시장 중의 일부 영역에 용량 시장이 존재하면 모든 시장 참여자의 도매가격이 하락하는 한편 용량 시장이 있는 영역내 시장 참여자만이 수익 손실을 회수할 수 있다.

하나의 광역단위 에너지 시장 내에 여러 개의 지역단위 용량 시장이 있는 경우, 용량 시장 설계 간에 일관성이 없는 경우에는 용량 시장은 다음과 같은 왜곡을 낳을 가능성이 있다(IEA, 2014).

- 1 : 설비 용량의 이용 양상의 변화
- 2 : 풍력 및 PV가 자원적정성에 기여하는 바의 과소평가
- 3 : 용량 시장 자체 내에서 시장 지배력 남용 가능성
- 4 : 신규 투자 위치 선정에 대한 영향

외부 용량이 지역 내의 용량과 동일한 조건으로 용량 메커니즘에 참여할 수 있다면 용량의 이용 양상은 더 최적화된다. 예를 들어, 한 시장에서의 잉여 용량이 용량 부족을 겪는 다른 시장에 참여할 수 있는 경우이다. 한편, 외부 용량이 참여하려면 해당 시장들 간에 이른바 ‘이음매’ 문제를 다루는 방법에 대해 합의하여야 한다. 즉 시장규칙이 해당 시장들 간에 용량의 이전을 방해하거나 제한하지 않는다는 것을 보장해야 한다. 여기에는 송전 용량의 할당, 용량 상품의 정의, 송전선 및 발전기 정지의 협조 등의 과제가 포함된다(FERC, 2013b; MISO, 2012).

지도 5.4 미국 북동부의 용량 시장들



미국의 용량 시장은 외부 용량의 참여 허용에 대해 풍부한 경험을 가지고 있으나(지도 5.4), 시장 규제의 틀이 다를 수 있어 이러한 경험을 다른 지역에 적용하기에는 한계가 있다.

다른 용량 시장 간의 상호 작용과 관할 구역을 넘는 참여를 고려하면 관할 구역을 넘는 참여는 매력적이지만 참가 자격 및 제도 설계에 대한 여러 과제가 있다. 공급 안정, 경제적 효율, 경쟁에 대한 기여 등의 이점들이 충분히 정량화되어 있지 않다(FTI Compass Lexecon 2015).

외부 자원은 어떻게 용량 시장에 참여하는가?

용량 시장의 설계에서 외부 용량을 고려하는 방법에는 여러 선택지가 있다. 가장 간단한 방법은 시장참여를 내부 자원으로만 제한하고 외부 자원을 전혀 고려하지 않는 것이다. 프랑스에서는 연계선 효과를 통계적인 방법으로 일방적으로 평가한다. 영국에서는 2014년에 열린 첫 번째 용량 경매에서 외부 용량 자원은 참가하지 못했지만 2015년에 시작하는 경매에 입찰할 수 있다. 유럽위원회의 압력에 의해서 양국 시장은 국가별 용량 시장에 외부 용량 자원이 명시적으로 참가할 수 있도록 하고 있다(State Aid Guidelines 2014). 또 하나의 방법은 여러 지역을 아우르는 용량 시장을 설계하는 것이다(FTI Compass Lexecon 2015).

PJM의 경우, 외부 용량 자원은 지역 내의 용량 자원과 구별되는 추가적인 제약을 부담한다,

즉 외부 용량 자원은 확정된 송전 용량을 확보해 자원의 인도 가능성을 보여주어야 한다. 계통 운영자는 내부의 자원만을 제어할 수 있으므로 외부 자원에 대해서는 요청했을 때 사용될 수 있다고 가정할 수밖에 없다. 이 때문에 종종 송전망에 대한 분석이 수반된다. 예를 들어, 미국에서 인접한 시장인 MISO와 PJM은 지점간(PtP : Point-to-Point) 분석을 이용하여 주어진 지점에 대한 제약 조건 하에서 완전히 인도할 수 있는 용량을 산정한다. 그러나 이러한 분석은 지역단위로 개별적으로 이루어지기 때문에 적어도 방법론에 대한 지역 간 조율이 필요하다. 그렇지 않은 경우 한 시장이 어떤 자원이 공급할 수 있는 용량을 과대평가하는 위험이 있으며 그 결과 용량수입 지역의 시장이 확실히 공급 가능하다고 생각했던 자원을 용량수출 지역이 공급을 삭감해 버릴 가능성이 생긴다.

또 다른 우려는 에너지와 용량 각각에 대한 송전 용량 할당을 구별하는 것이다. 에너지 공급자도 용량 공급자도 확정된 송전 용량에 대한 권리를 얻기 위해 입찰할 수 있다. 그러나 공급 부족시에는 용량 공급자만 에너지를 공급하는 의무를 진다. 미국에서는 에너지 단일 시장과 용량 시장 간의 경쟁이 용량 수출에 가용한 용량의 공급을 제한하고 있을 가능성이 있다. 송전권의 할당이 용량의 의무와 일치하지 않으면 시간축의 문제도 나온다. 외부 용량이 1년 단위 이행 기간으로 3년 선도 용량 시장 참여를 희망하는 경우 미리 3년 전에 1년간의 확정된 송전 용량을 확보하지 않으면 안 된다. 따라서 용량 자원이 외부의 용량 시장에 참여하려면 용량을 수출하는 측의 시장은 수입하는 시장의 요구 사항을 충족하는 송전 용량의 할당 규칙을 정비할 필요가 있다.

계통운영자의 관점에서 보면 외부 용량 자원의 가용성에 대한 확실성이 내부 용량보다 낮다는 것에 주의가 필요하다. 공급 부족 상황 하에서 부하 차단이 이루어지는 경우는 일반적으로 지역의 소비자에게 공급이 우선되고 연계선이 먼저 차단된다. 유럽의 경우 전력 수출 국가 내에서 부하를 차단하지 않으면 안 되는 경우에 이웃의 수입 국가가 어떻게 반응할지를 예상하기는 어렵다. 이 관점에서 관할 구역 간의 부하 차단 절차를 명확하게 정의하는 것은 계통운영자간의 상호 신뢰를 확보해서 관할 구역 간 용량 거래 여건을 조성하는데 선결조건이다.

두 지역에 용량 시장이 존재하는 경우 양측의 자원이 같은 송전선을 사용하여 반대 방향으로 용량을 팔 가능성이 있다. 이것은 송전선의 초과 할당을 방지하기 위해 송전 용량 할당이 동시에 양방향으로 그리고 선도적이고 확정적으로 조율되어야 한다는 것을 의미한다.

용량 시장의 효율적인 조율을 위한 원칙

외부 용량이 지역 시장에 최적으로 참여하기 위해 상호 연계된 모든 시장 사이의 송전 능력을 결정하는 공통적인 방법이 필요하다.

유럽에서는 Eurelectric(유럽 전기 사업 연합회)이 유럽 전력시장을 위한 표준 모델을 개발했다(Eurelectric 2015). 이 Eurclectric은 용량을 가용성으로 정의하고 관할 구역 너머의 용량 시장 참여는 유럽 차원의 용량 시장을 향한 발판으로 간주하고 있다. 용량 시장의 협력에 대한 논의는 초기 단계이며 앞으로 몇 년간은 더 큰 관심을 끌 것이다.

완벽한 시장 통합에 미치지 못하더라도 용량 시장 통합의 기초를 닦기 위한 몇 가지 조치를 생각할 수 있다.

- 광역단위 자원적정성 예측을 활용하여 용량 필요량을 결정하여야 하며, 이 예측은 에너지 시장의 영역과 일치할 필요가 있다. 이 광역단위 자원적정성 예측을 활용하여 연계선이 다른 지역 시장에 기여하는 용량과 연계된 지역 사이의 용량의 인도 수준을 산정하여야 한다.
- 용량의 월경 거래가 가능하도록 용량 상품에 대한 정의들 간에 모순이 없도록 한다. 용량 상품의 정의는 사용 가능한 기간, 선도 착수 기간, 페널티 제도를 포함한다. 수입 용량 상품의 인도가능성도 중요한 고려 사항이다.
- 에너지의 월경 거래에 대한 간섭을 피한다. 용량 시장은 도매 전력시장의 가격 형성을 왜곡하지 말아야 한다. 특히 에너지의 흐름의 실제 방향을 결정하는 선도, 하루전, 당일, 밸런싱 시장 등을 왜곡시키지 않도록 관할 구역 너머의 용량을 용량예비력으로서 삼지 말아야 한다.

결론

자유화된 시장에서 용량 메커니즘은 충분한 자원적정성을 확보하는데 중요한 역할을 할 수 있다. 용량 메커니즘은 공급 측 자원을 위주로 운영되는 전력시장에 대체 자원들이 참여하는

것을 또한 허용할 수 있다. 용량 시장은 적절하게 설계된다면 에너지 시장을 왜곡하지 않으면서 ‘잃어버린 돈’ 문제를 해결하는데 도움이 될 수 있다.

그러나 도매 전력시장의 문제를 해결하는 도구로서 용량 시장을 바라보아서는 안 된다. 용량 시장이 제대로 기능하기 위해서는 도매 전력시장의 올바른 설계가 중요하다. 용량 시장은 에너지 자원의 수익 부족을 메울 수 있지만 수익성을 확보하는 도구로 생각되어서는 안 된다. 대신에 용량 시장은 안전망으로서 생각될 수 있으며 에너지 시장의 공급 부족시의 이익을 보완할 수 있다.

다양한 종류의 용량 메커니즘을 볼 수 있지만 이 장에서는 주로 유럽의 일부에서 볼 수 있는 전략적 예비력(용량목표기반의 용량 메커니즘)과 미국의 자유화된 지역에서 가장 흔히 볼 수 있는 모델(시장기반의 용량 메커니즘)에 주로 초점을 맞추었다. 형태에 관계없이 적절히 설계된 용량 시장은 세 가지 주요 요소들을 담고 있다.

- 계통운영자에 의한 자원적정성의 요구 평가에 근거하여 미리 정해진 용량 수요 수준
- 경매 형식 등을 통한 가격 결정 방법
- 자원적정성에 대한 용량의 기여량이 고려되고 가능한 한 기술 중립적으로 잘 정의된 용량 상품

용량 메커니즘은 외부 용량의 참여를 가능하게 함으로써 지역의 다양한 자원을 활용해야 한다. 이에 따라 용량이 관할 구역 너머로 실제로 인도되도록 광역단위의 협력이 필요하지만 용량 시장의 메커니즘들이 완벽하게 상호 조화를 이루고 있을 필요는 없다.

자원적정성 확보의 문제는 한계 비용이 0인 출력 변동 전원의 대량 도입에 의해 더 도드라지고 있다. 용량 시장은 많은 경쟁 시장에서 도입되어 있기 때문에 가장 높은 신뢰도를 제공할 수 있는 방식으로, 최소의 비용으로 그리고 가능한 한 시장친화적인 방법으로 용량 시장을 도입하는 방법을 더 잘 이해하는 것이 중요하다.

| 참고 문헌 |

- Bowering, J. (2013), “Capacity Markets in PJM” , Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 2, No. 2,
www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=47.
- Cramton P., A. Ockenfels and S. Stoft (2013), “Capacity market fundamentals”
www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a02.pdf.
- DECC (Department of Energy and Climate Change) (2015), “Cross-border participation in gb capacity market” ,
www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopv/OConnell.pdf.
- Elia (2015a), “Adequacy calculations for Belgium – Strategic reserve volume” ,
http://publications.elia.be/upload/UG_upload/BG3KPBOHX4.pdf.
- Elia (2015b), “The strategic reserve – A mechanism to cover structural shortages in generation” ,
www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/E-Evenwicht/E9_E_Strategic_Reserve.pdf.
- Elforsk (2014), “Demand response in the strategic reserve – The case of Sweden” ,
www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/ER_14_29.pdf.
- Eurelectric (2015), “A Reference Model for European Capacity Markets” ,
[www.eurelectric.org/
media/169068/a_reference_model_for_european_capacity_markets-2015-030-0145-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/169068/a_reference_model_for_european_capacity_markets-2015-030-0145-01-e.pdf).
- EC (European Commission) (2014a), “Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020” ,
[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN).
- EC (2014b), “State aid: United Kingdom electricity market reform – Capacity market” ,
http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2013a), “Centralized capacity market design elements” ,

www.ferc.gov/CalendarFiles/20130826142258-Staff%20Paper.pdf.
 FERC (2013b), “Order on initiatives to address SEAMS issues” , Docket Nos. AD12-16-000, www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/121913/E-3.pdf.
 FTI Compass Lexecon (2015), “Towards a European approach to capacity mechanisms” ,
www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Charles_Verhaeghe-FTI-Presentation_-Dauphine_-Target_Model_-08072015.pdf.
 Hogan, W., (2013) “Electricity Scarcity Pricing through Operating Reserves” , Economics of Energy and Environmental Policy, Vol. 2, No. 2, pp. 65-86.
 IEA (International Energy Agency) (2013), “Energy provider-delivered energy efficiency: A global stock taking based on case studies” ,
www.iea.org/publications/insights/EnergyProviderDeliveredEnergyEfficiency_WEB.pdf.
 IEA (2014), Seamless Power Markets: Regional Integration of Electricity Markets in IEA Member Countries, Insights Paper, OECD/IEA, Paris,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/SEAMLESSPOWERMARKETS.pdf.
 Kirsch, L. and Morey, M. (2012), “New York state capacity market review” , Christensen Associates Energy Consulting, 19 September 2012,
www.publicpower.org/files/PDFs/CAEnergy_NY%20Capacity%20Market%20Study_120919_Final.pdf.
 MISO (Midcontinent Independent Transmission System Operator) (2012), “Comments of the Midwest Independent Transmission System Operator” , Docket No. AD12-16-000,
www.misoenergy.org/Library/Repository/Tariff/FERC%20Filings/2012-08-10%20Docket%20No.%20AD12-16-000.pdf.
 Ministry of the Environment and Energy Sweden (2015), “The strategic reserve – why and how?” ,
http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/strategic_reserve_en.pdf.
 Monitoring Analytics (2015), “PJM state of the market – 2014” ,
www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014.shtml.
 Nelson, E. (2014), “Written statement of Emilie Nelson, Vice President – Market Operations, on behalf of the New York Independent System Operator, Inc.” , FERC Docket No. AD14-18-000.

- NYISO (2015), “Installed capacity manual” ,
www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/icap_mnl.pdf.
- Ofgem (2015), Annual report on the operation of the capacity market,
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/annual_report_on_the_operation_of_the_cm_final_0.pdf.
- Paulos, B. (2014), “PJM tightens capacity market rules to improve reliability” ,
POWER,
www.powermag.com/pjm-tightens-capacity-market-rules-to-improve-reliability/.
- PJM (2014a), “Resource Obligations in RPM” ,
www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/pc/20140610-energy/20140610-rpm-obligations-overview.ashx.
- PJM (2014b), “Triennial review of VRR curve shape” ,
www.pjm.com/~media/committees-groups/task-forces/cstf/20140630/20140630-item-04c-vrr-curve-background.ashx.
- Pöyry (2015), “Decentralised reliability options” , Pöyry Management Consulting,
www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/decentralisedreliabilityoptionsfullreport_v300.pdf.
- Süssenbacher, W. (2011), “Kapazitätsmärkte– und Mechanismen im internationalen Kontext” [Capacity markets and mechanisms in the international context],
www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/plenarysessions_iewt2011/P_Suessenbacher.pdf.
- Svenska kraftnät (2015), Annual Report 2014,
www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansuell-information/annual_report_-2014.pdf.
- Svenska kraftnät (2012), Effektreservsupphandlingen 2012/2013 [Power Reserve Contract], www.svk.se/Energimarknaden/EI/Effektreserv/Effektreserven-20112012;
Förordning (2010:2004).

제6장 수요반응(Demand Response)

요약

- 수요반응은 전력시스템이 불완전한 상태일 때 수요를 감소시키거나 저탄소 자원이 풍부한 시기로 전력 소비 시점을 조정함으로써 전력시스템이 안정적으로 탈탄소화 되는데 있어서 중요한 역할을 한다.³⁸⁾
- 대규모 소비자는 이미 도매 전력시장에 직접 참여하여 가격에 응답하고 있다. 그들은 사전에 조달한 예상 전력소비량을 단기 시장에서 재판매함으로써 가격 변동에 대응한다.
- 이와 함께 스마트 미터 및 자동화 기술의 발전은 소규모 소비자의 가격 민감도를 높이고 있다. 첨두 가격제도(CPP: critical peak pricing) 등의 동적 가격 제도는 이러한 잠재력을 활용하기 위한 직접적인 방법이다.
- 그러나 지금까지 도매 전력시장 참여의 수익은 수요반응을 개발하는데 필요한 설비 투자의 고정비를 회수할 수 있을 정도로 충분 하지는 않았다.
- 다른 대안은 수요반응을 전원으로 취급하여 도매 전력시장에서 ‘급전지시를 받게 하는’ 것이다. 용량 시장에 수요관리 사업자의 직접 참여는 미국의 PJM과 같은 몇몇 시장에서 수요반응을 촉진시키는데 효과적이었다.
- 그러나 DR을 발전으로 취급하는 것은 복잡한 시장 규칙을 필요로 한다. 예를 들어 수요반응량을 평가하기 위한 고객기준부하수준을 정의하여야 한다. 수요반응에 대한 적절한 보상수준을 정의하는 것은 어렵고 또한 논란의 여지가 있을 수 있다.
- 마지막으로 소비자의 신뢰를 확보하기 위한 데이터 보호는 수요반응의 대규모 확산을 위한 추가적이고 중요한 전제 조건이다.

38) 기본은 그대로이지만, 이 책의 범위에서는 이를 30분 평균의 동시 응답량을 상정한 내용에 그치고 있다. 그러나 수요반응의 편익은 다양한 시간 영역의 수급 균형에 기여하는 것임에 주의가 필요하다.

전력 부문의 변혁을 성공시키는데 있어 전력시스템에 신기술을 통합시키는 것은 규제 기관의 주요 과제이다. 이는 발전에 관련된 것뿐만 아니라 전력 소비 방식을 변화시키는 새로운 기술을 포함한다.

수요반응(DR: demand response)³⁹⁾ 제도는 전기소비자가 가격 신호에 응답하거나 인센티브를 받고서 의식적으로 수요 시간을 바꾸거나 수요 자체를 줄일 수 있는 기회를 제공한다. 현재까지 DR은 주로 대규모 산업용 소비자의 전유물이었다. 하지만 새로운 스마트 가전과 기술로 인하여 이제는 소규모 소비자(또는 소비자를 대신하여 에너지 서비스 제공자)도 전력 수요를 스스로 관리할 수 있게 되었다.

많은 스마트한 기술이 이미 존재하지만 다음의 네 가지 주요 과제가 남아있다. 즉 소비자의 관심을 얻을 방법, 많은 시장에서 나타난 지원 규제체계의 부족, DR 제도 설계에 고려되지 않을 경우 실현에 큰 제약이 되는 개인 정보 보호 및 사이버 보안 문제, 그리고 복잡함을 가중시키는 다수의 단편화된 이해 관계자이다.

이 장에서는 우선 제6.1절에서 탈탄소화라는 맥락에서 DR 개발의 가능성과 그 편익에 대해 논의하고, 다음 제6.2절에서 수요자원이 수요 측 또는 발전 측으로 전력시장에 참여하는 것을 살펴보고, 마지막으로 제6.3절에서 동적 가격제도 등의 가격 기반의 DR이 향후 어떻게 개발될 지에 대해서 다룬다.

6.1 수요반응의 편익

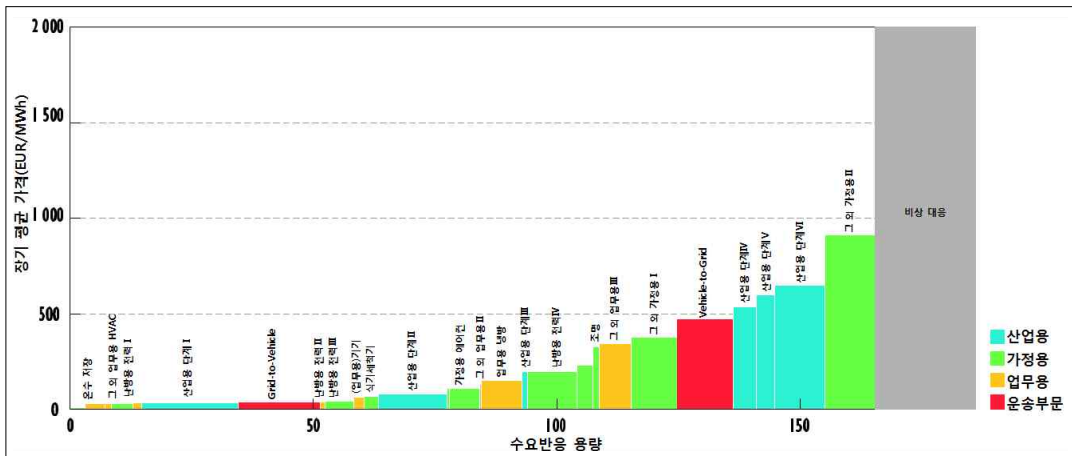
DR을 전력시스템의 상태에 따라 부하를 조정할 수 있는 기회로 간주할 수 있다. 풍력 발전, 태양광 발전(PV)의 출력이 작을 때는 수요를 줄이고 반대로 발전량이 넘칠 경우에는 수요를 증가시킬 수 있다. 이 수요 측면의 유연성이 확보된다면 미래 전력시스템의 탈탄소화를 위한 중요한 과제인 출력 변동 전원의 대규모 통합이 용이하게 될 수 있다.

39) 수요를 관리한다는 넓은 의미에서 Demand response와 동의어 또는 관련 용어로 Demand side management가 있다. 미국의 규제 환경에서 시작된 Integrated Resource Planning에서 사용되고 있다.

미래의 게임 체인저

스마트 그리드 등 새로운 기술의 개발 덕분에 오늘날의 소비자는 자동 프로그래밍 및 에너지 관리 시스템을 통해 소비 패턴을 바꿀 수 있게 되었다. DR은 새로운 개념은 아니지만 사회 구조의 지속적인 변화로 인해 DR 자원으로서 기존의 역할(OECD 국가 경제에서 산업 부문 점유율 감소)은 줄어드는 추세이다. 다행히 전력 수요 추이의 변화, 새로운 계량 기술의 보급, 계량기 후단에 설치된 발전기들의 증가 등은 DR의 대규모 보급을 위한 새롭고도 바람직한 상황을 만들어낸다.

그림 6.1 EU의 2050년에서 DR의 공급 곡선 모델



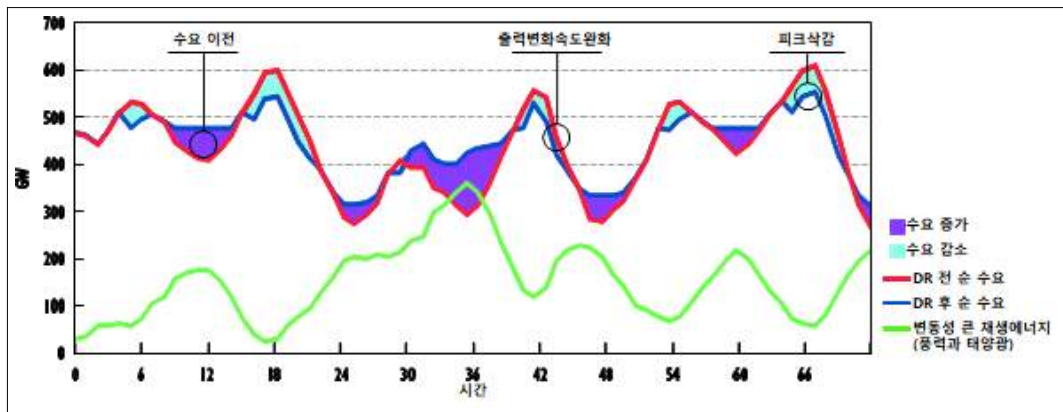
DR의 잠재량은 일반적으로 첨두 수요의 약 15%에 이른다. 이 잠재량은 수요반응 지속 시간과 빈도에 대한 시장에서 거래되는 상품의 정의에 따라 다르지만, 국제 에너지기구(IEA)는 유럽 연합에서 2050년까지 잠재량이 150GW를 초과할 수 있다고 평가했다(그림 6.1). DR의 파급효과는 소비의 규모에 비례하지만 DR은 뚜렷이 구별되는 4개 부문에서 아래와 같은 방법으로 개발될 수 있다.

- 산업용 부문 : 대규모 공장에서 에너지 비용을 감소시키기 위해 전력가격에 따라 생산 공정을 유연하게 조정
- 업무용 부문 : 일반적으로 에너지 비용 절감을 위해 자동화된 기술로 에어컨과 조명 시스템을 관리

- 가정용 부문 : 혁신적인 상용 서비스, 예를 들면 스마트 가전을 통해 소비자의 일상생활에 미치는 영향을 최소화하면서 에너지를 절약
- 운송 부문 : 전기자동차의 보급

‘전기 소비자는 일반적으로 전력 가격에 따라 자신의 소비 패턴을 변경하지 않는다.’ 는 사실은 항상 전력시장 설계의 과제가 되어 왔다. 최근까지 이런 종류의 DR이 활용되도록 적절한 물리적 기반 또는 시장 기반이 조성되지는 않았다. 그러나 이제 경제 전반에 걸친 정보 통신 기술의 가속적인 보급은 전력 수요를 재편성하고 있다. 스마트 미터, 스마트 가전, 에너지 관리 소프트웨어의 발전은 전력 소비 시점의 최적화에 필요한 거래 비용을 감소시키고 있다.

그림 6.2 재생에너지(RE) 높은 점유율에서 DR의 다양한 역할(시뮬레이션)



DR은 그림 6.2와 같이 다양한 용도로 사용 가능하며 다양한 차원에서 부하의 유연성을 높일 수 있다.

- 침두 수요 삭감 : 빠듯한 수급 기간 동안 침두 수요를 줄여 에너지와 용량의 필요성을 완화하고 나아가서 침두 발전 자산에 대한 투자 필요성을 줄인다.
- 수요 이전 : 풍력 발전 또는 PV에서 충분히 출력을 얻을 수 있는 시간대에서 소비를 증가시키거나 이 시간대로 소비를 이전한다.
- 수요 변화 속도 완화 : 전력시스템의 제약이 적은 시간대로 부하를 이동하여 침두 수요 때의 수요 변화 속도에 대응할 자원의 필요량을 줄인다.⁴⁰⁾

40) 재생에너지 발전의 사전 억제에도 효과적이다

향후 DR 기술은 전력시장에서 ‘게임 체인저’가 되고 또한 제4장에서 언급한 자원적정성 과제의 해결책이 된다. 소비자가 가격에 응답하는 것에 관심을 갖고 그것에 실제로 응답할 수 있다면 전력시장은 소비자가 전력 소비에 두는 가치를 반영하는 가격으로 항상 청산된다. 이 경우 시장은 항상 수요와 공급의 균형을 맞추는 것이 가능하다. 원리적으로는 이러한 유연성 덕분에 전력 가격의 변동성이 줄어들며, 결과적으로 전력도 가스 등과 같은 일반적인 상품과 유사하게 될 수 있다.

마지막으로 전력생산이 더욱 분산화 되고 있기 때문에 DR도 또한 발전하고 있다. 소비자들이 자가 발전기에 대한 투자를 하면서 소비자들은 전력시스템 사고의 발생 또는 전력시장 가격 상승 시에 예비 전력을 사용할 기회를 늘릴 수 있게 될 것이다. 에너지 관리 시스템은 도매가격, 송배전 요금, 분산 에너지 저장장치, 예비발전기의 연료비 등에 대응하여 전체 계통의 전력수요를 최적화할 것이다. 이로 인해 전원의 급전우선 순위와 전력망으로부터 전력의 공급 안정에 대해 소비자가 인정하는 가치가 변화될 것이다.

송배전망의 효과

전력망의 관점에서는 DR 기술은 전력시스템의 안전도를 향상시키고 송배전망 제약을 완화시키는데 기여할 수 있어 결과적으로 공급 신뢰도에 기여할 수 있다. 송전망 운영자(TSO)는 주파수의 안정과 전력수급의 적절한 균형을 확보하기 위한 밸런싱 목적에서 DR을 사용할 수 있다. 점점 배전망 운영자(DSO)는 능동적 소비자, TSO, 발전 사업자 사이의 정보의 흐름을 관리하는 책임을 갖게 될 것이다.

특정목적의 DR 제도는 계통 혼잡 해소를 위해 확대해야 하는 송전용량 투자를 줄이는 대안이 될 수도 있다. 영국의 경우 전기자동차 및 히트 펌프식 난방의 100% 보급을 통한 수요반응이 최적화된 가상의 전력시스템의 경우에, 송배전망 보강 비용은 그렇지 않은 경우에 비하여 약 3분의 1 더 적은 것으로 추정되고 있다(Strbac G, 2008). 송배전망 투자에 대한 DR 편익은 송배전 요금에 반영될 수 있다(제9장 참조).

수요반응 자원으로서의 에너지 저장 장치

전력시스템의 관점에서 에너지 저장은 수요의 이전과 유사한 기능을 가진다. 에너지 저장 기

술은 축전과 축열의 두 종류로 분류될 수 있다(IEA, 2014). 또한 저장 기간별로는 단기, 장기, 또는 분산형 축전지로 분류될 수 있다.

전력 공급을 제어하기 위해서는 전력을 몇 시간 또는 몇 주 동안 저장할 수 있는 장기 응용 기술이 가장 큰 가치가 있다. 계절단위 저장장치를 확보하는 것은 매우 제한적이다. 이 목적을 위해 사용할 수 있는 대표적인 기술은 양수 발전이며, 이것은 오늘날 가장 완성도 높고 널리 사용되고 있는 대안이다. IEA의 2014년 추정에 의하면 전력 저장 용량의 99%가 양수 발전이며, 전 세계적으로 적어도 140GW의 양수 발전기가 송전망에 접속되어있다. 압축 공기 에너지 저장도 과거에 미국과 유럽에서 성공적으로 사용되어 왔지만 그 규모는 작다.

마지막으로 축전지 등 다른 저장 기술이 전력을 저장하여 필요할 때 사용될 수 있도록 하는 새로운 기회를 제공하기 시작했다. 에너지 밀도, 안전성, 재활용성, 축전지의 계통 접속 및 기타 문제에 이르는 일련의 과제로 인해 축전 기술은 어려움을 겪고 있다. 축전 기술은 극히 최근 들어 대규모로 보급되기 시작했지만 그 용도는 풍력과 PV 등의 출력 변동 재생에너지의 보급과 관련되어 있다. 예를 들어, 풍력 발전기의 새로운 모델은 단기간 저장을 가능하게 하는 축전지 시스템을 포함한다. 기존 시스템에서는 고가의 풍력 발전단지 규모의 배터리 저장장치를 필요로 할 수 있었지만, 이 새로운 기술은 풍력 발전기 시스템 자체에 배터리를 통합시킨다. 이 기술은 발전 사업자와 풍력 발전기가 실시간으로 데이터에 접근할 수 있도록 하여주는 소프트웨어 응용 프로그램을 포함하여, 단시간에 대하여 예측 가능한 출력을 제공하여 준다.

그러나 상대적으로 높은 설비비용(신뢰성 있는 비용 회수 메커니즘의 도입이 필요) 등 에너지 저장 기술의 대규모 보급에는 해결하여야 할 많은 과제가 있다(Think, 2012). 이는 전력시장의 설계에 영향을 미친다. 즉, 에너지 저장을 발전자원 적정성에서 송배전망 안정성 등 여러 목적에 활용 가능하므로 시장규제체계는 에너지저장 자산을 발전기, 부하 또는 복합 기능 설비 등으로 명확히 구분하여야 한다. 이러한 것들이 명백하게 됨으로써 구조개편의 맥락에서 송배전 요금 적격성과 저장장치의 소유 형태 등의 일정한 기술적 및 경제적 현안들의 해결을 용이하게 할 수 있다(Strbac, 2008).

에너지 효율과 탄소 배출 감소

DR과 에너지 효율은 상호 연관되어 있지만 지향하는 최종 목표가 다르다. DR은 주로 가격이나 인센티브의 신호에 의해 전력 수요를 이동하는 것이 주요 목적이지만, 에너지 효율은 에너지

사용으로부터 산출물을 최대로 이끌어내는 것이다. 따라서 관련 기술들이 서로 다른 목적을 위해 쓰이기는 하지만 용도와 규제의 관점에서 서로 호환성이 있는 것처럼 보인다.

DR 기술은 또한 에너지 수요를 가스 또는 석탄 화력 발전에 의존하는 시간대에서 더 많은 재생에너지와 저탄소 배출 전원을 사용할 수 있는 시간대로 전환하여 CO₂ 배출량 감소에 기여함으로써 환경적 편익을 제공할 수 있다. 예를 들어 아임계 석탄 화력발전소의 1,000MW의 발전력을 원자력 발전으로 대체함으로써 CO₂ 배출량을 71,000톤 피할 수 있고, 이것은 19달러/MWh의 이익을 얻는 것에 해당한다.⁴¹⁾ 유의미한 탄소 가격이라는 더 넓은 맥락에서 이러한 이익을 이해하는 것이 필요하다.

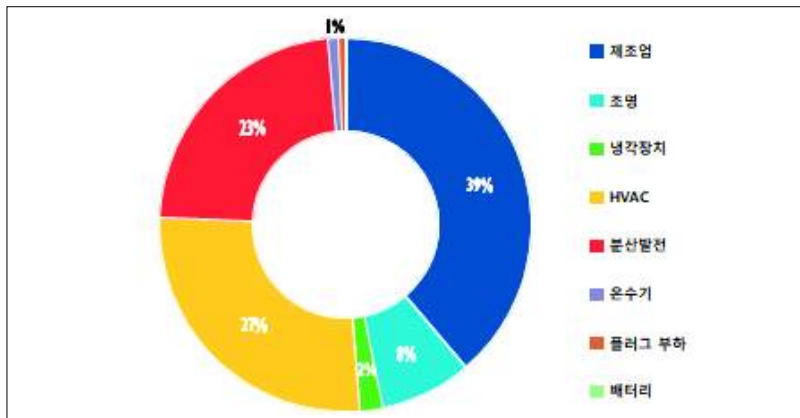
자동화 및 여러 에너지 부문의 상호 결합

DR의 대규모 보급은 새로운 에너지 관리 기술의 일부로서 자동화 솔루션의 개발을 불가피하게 필요로 한다. 이러한 솔루션은 전력 공급 계약에 포함된 가격 신호와 연계될 수 있다. 예를 들어 자동적인 소비 차단은 TSO 또는 수요관리 사업자에 의해 전송되는 사전에 정의된 신호를 사용하여 이루어질 수 있다. 여기에서 주요 기술로는 에너지 출력을 미묘하게 변화시킬 수 있는 현장 발전, 급탕, 디지털 제어 온도 조절기, 자동 조명 시스템 및 제조 공정과 원격 제어 펌프 등의 빌딩 관리 솔루션을 들 수 있다(그림 6.3). 이러한 조정 기술은 일상생활에 매우 제한적인 영향 밖에 주지 않으며, 상업 센터와 대규모 산업 현장에서는 특히 의의가 있지만 가정용 부문에 관해서는 집합화 수준에 따라서 점점 유의미하게 될 수 있다.

기존의 시스템은 일정에 따라 정해진 날짜에 사용자 데이터를 수집하고 있지만, 새로운 스마트 미터는 시간별 데이터를 수집할 수 있으며 이것은 엄청난 변화가 된다(Cukier 2015). DR과 스마트 그리드 기술의 대규모 보급은 필연적으로 수집 데이터의 정도 향상 및 데이터 수집 범위의 증가로 이어진다. 주요 과제는 그러한 기술의 효율성을 극대화하기 위해 이러한 데이터를 적절하게 수집하고 처리하는 것이다. ‘빅데이터’는 현재의 시장 요구와 소비자 행동을 더 잘 평가할 수 있는 적절한 분석 소프트웨어의 개발을 필요로 한다. 데이터 관리는 지역별 전원의 특성과 그것이 배전망에 미치는 영향의 파악을 통해서 분산 전원이 통합되는데 도움을 줄 수 있다.

41) 탄소 가격 22달러/t-CO₂의 가정에서 1,000MW의 아임계 석탄 화력 발전소를 원자력 발전으로 800시간 대체하여 71만 톤의 CO₂를 줄일 수 있다.

그림 6.3 PJM(2014/15년)의 DR자원



출처: PJM, 2015.

빅데이터를 관리하려면 한편으로는 계량 시스템의 보급이 필요하며 다른 한편으로는 대량의 데이터를 관리하고 이용자를 위해 검증된 유용한 정보를 추출할 수 있는 전용 소프트웨어가 필요하다. 이런 종류의 소프트웨어는 전력 회사가 아닌 전문 회사에 의해 개발되어 왔으며, 따라서 탈탄소화된 전력시스템의 관리에 새로운 시장 참여자가 등장하고 있는 것이다.

개인 정보 보호 및 사이버 보안

소비자 데이터를 안전하게 전송하고 보호하는 것은 특히 스마트 그리드 시스템과 함께 DR을 광범위하게 보급하기 위한 중요한 전제 조건이다. 이들이 효과적으로 기능하기 위해서는 스마트 미터와 DR은 최종 에너지 소비에 관한 매우 세밀한 정보를 이용할 수 있어야 한다. 한편 이 정보는 사업자, 사법 기관 그리고 악의적인 사람들에게까지 관심을 불러일으킬 가능성이 있다. 따라서 이러한 데이터의 최대한의 보호를 보장하는 것은 규제 기관이 최우선으로 하여야 할 일이다. DR 데이터는 발전 사업자, 전력 회사, 최종 소비자, DSO 그리고 TSO 사이에서 취급이 이루어진다. 이 관계가 제대로 작동하도록 최종 소비자는 전력 소비에 관한 정보의 공개에 동의해야 할 필요가 있고, 마찬가지로 DSO와 TSO는 송배전망 용량에 대한 데이터를 그리고 발전 사업자는 전력 공급량과 관련 발전비용에 대한 데이터를 공개할 필요가 있다.

다음의 개인 정보 오용의 두 가지 위험 가능성은 소비자 신뢰에 영향을 미친다.

- 악의적인 또는 비악의적인 송배전망 공격

- 기기의 고장이나 사용자/관리자의 오류 등 비악의적 사이버 보안사고

현재 사이버 보안 사고의 대부분은 비악의적인 것으로 허리케인, 토네이도, 홍수, 태양 활동 등 자연 현상으로 인한 것이다. 원인에 관계없이 파급효과는 종종 같다. 따라서 위험 평가 절차의 개발이 중요하다.

소비자가 정보 공유를 동의하기 위한 명확한 절차(‘정보 공유의 사전 허락(opt in)’ 또는 세부 정보 제공을 기본으로 하되 ‘사후 금지(opt out)’가 가능한 방법)를 마련하는 것이 필수적이다. 소유자가 데이터 공개의 비밀성 수준에 동의한 후에는 규제기관이 비밀 침해행위를 다루기 위한 규칙을 수립하고 적절한 규제대행자를 지정할 필요가 있다(CEER 2012). 유럽에서 일부 국가들은 스마트 그리드의 경우 독립적인 플랫폼의 설립을 선택하고 있는 반면 다른 국가들은 이 기능을 DSO에게 위임하고 있다.

6.2 수요측의 전력시장 참가

전기소비자는 다양한 메커니즘에 따라 전력가격의 변동성에 반응할 수 있다(Hogan, 2010).

- 동적 가격 제도에 따라 최종 소비자가 적극적으로 가격에 따라 소비량을 조절한다.
- 명시적 계약을 통해 소비자가 일정량의 전력을 구입하고 소비하지 않는 잉여분을 재판매한다.
- ‘발전등가 DR’에 의해 고객기준부하수준에 따른 개별 소비량이 추정되며 그 기준에 따라 계산된 DR이 발전 자원으로서 시장에 참여한다.

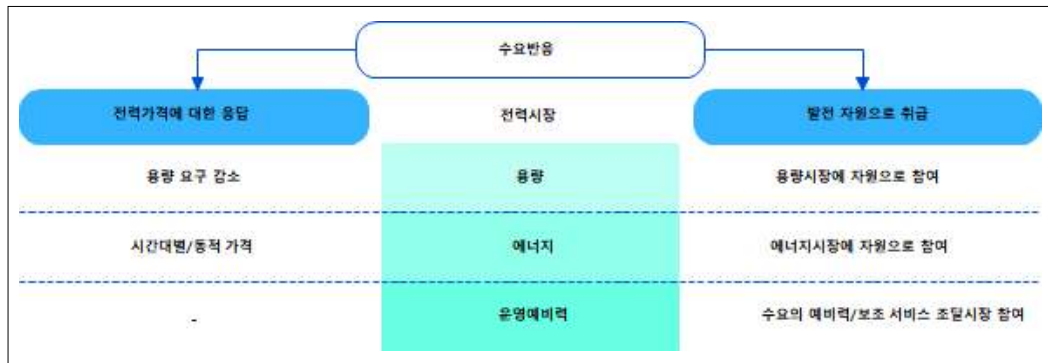
처음 두 형식은 소비자가 소비에 대해 한계 가격 지불에 동의하는 것으로서 전력 가격에 대한 반응에 대응한다(그림 6.4, 왼쪽 열). 이러한 방법은 직접적이지만 그들은 구조 개편된 전력시장에서 개발에 시간이 걸리고 그 결과는 다양하다는 것이 들어났다.

따라서 시장 설계자는 DR을 발전자원으로 취급하도록 하는 세 번째 대안을 고려하게 되었다(그림 6.4, 우측 열). 이것은 공급 부족과 실시간에서의 제약이 단기 시장 가격에 제대로 연계되어 있지 않을 경우(제3장과 제4장 참조) 또는 동적 가격 제도를 구현하기 위한 물리적 및 시장적

기반이 없거나 개발 중인 경우 특히 필요할 가능성이 있다. 이러한 경우 다양한 에너지 자원이 이용될 수 있도록 수요반응 요건을 포함하여 시장 설계를 갱신할 필요가 있다.

DR을 발전자원으로 취급하는 이 방법은 DR의 보급을 촉진하기 위해 이미 일부 시장에서 실시되고 있다. 그러나 이로 인해 시장 전체의 설계는 매우 복잡해진다.

그림 6.4 DR 기법



도매 에너지 시장에 참여

DR을 개발하는 직접적인 방법은 고객을 부하로서 전력시장에 참여할 수 있도록 하고 실시간으로 동적 전력 가격에 반응할 수 있도록 하는 것이다.

이것은 이미 대규모 산업용 소비자의 경우에 해당한다. 사실 산업용 소비자는 선도 시장에서 사전에 예상되는 전력을 조달하고 단기 시장에 재판매함으로써 도매가격의 변화에 대응할 수 있다. 하루전 또는 당일의 시장 가격이 매우 높은 경우 소비자는 그것을 소비하지 않고 이 전력을 재판매한다. 소비자는 실제로 계량된 전력에 따라 비용을 지불한다.

소규모 소비자에게 있어 도매 전력시장에 직접 참여하는 것은 일반적으로 가능하지 않으며 이 역할은 도매 전력시장에 참여하기 전에 많은 소비자들의 부하를 통합하는 소매 사업자에게 주어진다. 소비자중 일부가 가격에 반응하는 경우 소매 사업자는 이러한 소비자에 의해 소비되지 않는 전력을 도매 전력시장에 재판매할 수 있다.

소매 사업자는 실시간 가격, CPP, 또는 첨두 시간 리베이트(다음 절 참조) 등의 다양한 계약 약정을 제공함으로써 가격에 반응하는 소비자의 기반을 마련할 수 있다. 소비자가 스마트 미터를 설치한 경우 소매 사업자는 소비자가 실제로 반응하도록 할 책임이 있다. 그렇지 않은 경우 소매 사업자는 수급불균형에 대해서 책임을 지고, 총 부하에 근거해 수급불균형에 대한 비용을 지불하여야 한다.⁴²⁾ 반복해서 말하지만 소비자는 스마트 미터에 의해 실제로 계량된 전기에 따라 요금을 청구 받는다.

글 상자 6.1 프랑스의 DR

프랑스는 시간대별 요금과 동적 전력 요금의 실시에 있어서 선두 주자이다. 1960년대에 국영 전력 회사인 EDF는 이미 시간별(낮/밤, 계절별)로 차이로 둔 전기요금을 제안했다. EJP(effacement jour de pointe) 요금은 CPP의 한 형태이며, 2000년에 6GW의 DR 용량을 개발했다. 시간이 지나면서 전력시장의 자유화에 따라 이 요금의 이용가능성이 떨어져서 DR 용량은 3GW까지 떨어졌다.

프랑스에서 DR은 용량 시장, 에너지 시장, 밸런싱 시장에 참여할 수 있다.

프랑스에서 DR 운영자들이 2003년에 업무용과 산업용 시장에 진출하였고, 가정용 시장에는 2007년에 진출했다. DR 운영자들은 금전적 보상에 대한 반대급부로 소비자의 전력 수요를 관리할 권한을 소비자에게 제안하였다. 프랑스 TSO인 RTE는 에너지 시장과 밸런싱 시장에 DR도 참여할 수 있도록 했지만 참여자격을 갖추기 위한 최소 기준이 10MW이어서, 가정 및 중소기업의 직접 참여는 자동으로 제외되게 되었다.

한 가지 중요한 문제는 새로운 DR 운영자에 의해 계약된 부하 이전(load shifting)의 보상에 관한 것이다. 이를 위해 프랑스에서는 2012년에 NEBEF(notifications d' echange de blocs d' effacement)라는 새로운 규칙을 도입하였고, 이 규칙으로 인하여 RTE는 부하 이전을 위한 입찰과 응찰을 매개하는 유일한 중개자가 되었다. 이 제도의 도입 시 소비되지 않는 전력에 설정된 가격은 다른 발전원에 견주었을 때 특별한 매력은 없었다.

2015년 1월 프랑스에서 용량 보상 메커니즘이 도입되면 DR은 시장에 참여할 완전한 자격을 갖추게 될 것이며, 규제된 인센티브 메커니즘은 폐지될 것이다. DR 운영자는 시장에 참가하

42) 스마트미터 없이는 소비자의 소비 특성은 평균으로 계산되고 소매 사업자는 소비자가 전기 요금에 반응했는지 여부를 알 수 없다.

여 용량 메커니즘에 의해 보상을 받게 된다. 또한 지원 메커니즘이 도입되어 DR 운영자는 규제 전력 요금으로 충당되는 금전적 인센티브를 받을 수 있게 되었다.

DR을 소비자가 이러한 제도에 적극적으로 참여할 정도로 충분히 매력적으로 만들기 위해서 해결하여야 할 과제는 바로 보상 문제이다. 도매전력시장가격은 소비자가 부하를 줄일 정도로 충분한 보상 수준을 대변하지 못할 수 있는데, 이는 소비되지 않는 에너지 한 단위의 구입을 정당화할 정도로 시장가격이 충분히 높지 않기 때문이다. 그 결과 도매 전력시장 참여에 의한 수익은 DR을 개발하기 위해 필요한 계량 및 기타 스마트 장치 또는 자가 발전기 투자에 수반되는 고정 비용을 충당하기에 충분하지 못했다.

용량 시장에 참여

용량 시장은 DR을 개발하는데 에너지 시장보다 더 효과적이었다. 제5장에서 논의했듯이 용량 메커니즘은 최대 수요를 충족하기 위해 사용할 수 있는 충분한 자원을 최소 비용으로 확보하기 위해 개발되어 왔다. 용량 시장에서 DR의 유일한 중요한 역할은 부하 삭감에 의한 전력시스템의 자원적정성에 대한 기여이다.

에너지 소매 사업자는 동적 가격 제도를 개발함으로써 용량 의무량을 줄일 수 있다. 에너지 시장 참여 이외에 소매 사업자는 또한 가격에 반응하는 소비자 기반을 개발함으로써 총 소비자 집단의 첨두 수요를 줄일 수 있다. 동적 가격 제도는 소매 사업자가 용량에 대해 지불하는 가격을 도매 에너지 가격에 추가로 반영시킬 수 있다. DR은 소매 사업자나 판매 사업자가 용량 시장에서 의무적으로 계약해야 할 용량을 줄일 수 있다.

그러나 가장 효과적인 해결책은 수요관리 사업자가 용량 시장에 직접 참여하는 것이다. 이를 통해 DR을 확보하는데 필요한 선행 투자 자금을 댈 수 있는 예측 가능한 수익원이 만들어진다. 이 해결책에 의해 다른 자원들과 동일한 수준에서 DR의 가능성을 최대한 받아들이는 방식으로 용량 보상 메커니즘을 설계할 수 있다.

DR을 용량 시장에 효과적으로 참여하도록 하기 위해서는 몇 가지 조건이 충족되어야 한다. 첫째, 가용한 DR 상품이 명확한 정의되어야 한다. 또한 시장참여 과정은 계통운영자, 수요관리

사업자와 소비자간 계약 관점에서도 충분히 투명하여야 한다. 유사한 서비스를 제공하기 위해 역사적으로 사용되어온 많은 수급 조정 계약도 용량 시장에 수용되어야 한다.

둘째, 용량 보상 메커니즘은 대규모 기업과 가정 소비자 여부에 관계없이 소비자의 초기 투자를 정당화할 만큼 충분히 높은 예측 가능한 경제적 인센티브를 제공하는 경우에만 DR 자원의 개발을 성공적으로 촉진할 수 있다.

셋째, DR의 가치는 대규모 산업용 또는 가정용 고객인지 여부에 직접적으로 좌우되지 않지만, 다양한 고객의 도매 전력시장 참여를 동일한 규칙으로 활성화시킬 수는 없다. 수요관리 사업자는 DR 프로그램 참여자들을 조직화하고 시장에서의 수익을 재분배하는 운영자로서 여기에서 중요한 역할을 한다. 시장 규칙은 수요관리 사업자의 역할, 책임과 의무, 그리고 그들이 어떻게 DR 참여에 영향을 미치는지를 명확하게 정의할 필요가 있다.

미국에서는 DR의 용량 시장 참여는 2007년부터 PJM에 의해서뿐만 아니라, 2010년 6월부터 선도 용량 시장하의 ISO 뉴잉글랜드(ISO-NE)⁴³⁾, 4가지 프로그램 하의 뉴욕 ISO(NYISO)에 의해서 실시되고 있다.⁴⁴⁾

PJM의 경우에 용량 메커니즘의 도입으로 DR 개발이 강력하게 추진된 것으로 확인됐다. 용량 시장은 PJM 신뢰도 가격 모델(RPM)에서 정의된 바와 같이 발전 설비나 기반설비 투자에 확실성과 가시성을 제공하도록 도매 전력 가격과 함께 장기적인 투자 신호를 도입할 목적으로 2007년 PJM에 의해 도입되었다. 신뢰도 가격 모델은 3년 후의 용량 인도 이행 약속에 근거한 선도시장이다.

43) 2010년 6월부터 ISO-NE는 선도 용량 시장에 DR을 통합했다. ISO-NE는 능동적 DR 자원 (ISO-NE에서의 지시 후 30분에 응답하는 실시간 DR) 및 수동적 DR 자원 (여름 침두 수요와 계절 침두 수요에 대한 자원)을 구별하고 있다. 2017년 6월에 능동적 DR 자원은 전력시장에 참여하기에 적합한 것으로 될 것이다. 2012년부터 이행 기간에 시장 참여자는 하루 전 지점별 한계 가격에 부하의 저감을 제공할 수 있다. 수동적 DR은 ISO-NE의 전력시장 참여에는 적합하지 않다.

44) NYISO는 ICAP (특수 케이스 자원과 신뢰성 DR 프로그램이라는 프로그램에 있어서) 발전의 부족으로 공급 신뢰도가 손상될 가능성이 있는 경우 DR은 신뢰성 자원으로 적격이다. 이 경우 대량의 소비자가 자발적으로 그 소비 전력의 저감을 약속하고 NYISO에서 (프로그램에서 부하 차단하기 전후에) 대가를 받는다. DR은 하루 전 DR 프로그램에 자격을 갖추어 부하의 저감이 ‘네가왓트’로 간주되며, 보상은 시장 결제 가격에 고정된다. 마지막으로 DR은 계통운영보조서비스 시장 상품이 되어, 소비자는 실시간 시장에 자신의 부하 감소 용량을 입찰하고 운영예비력과 주파수 제어 서비스에 추가 자원을 제공한다. 이 경우 발전계획에 들어있던 입찰은 이 서비스의 시장 결제 가격에 의해 지불 받는다

지난 몇 년 동안 PJM의 DR 보급량은 계통 침투부하의 6%를 커버하는 규모에 달했다. 이것은 100만 이상의 최종 소비자의 부하에 해당하는 규모이다. PJM에서 DR의 용량 시장 참여는 ‘경제성’ 과 ‘비상용’ 이라는 두 가지 종류(표 6.1)로 이루어진다. 어떤 소비자도 상황에 따라 하나 또는 두 가지 모두에 참여할 수 있다.

표 6.1 PJM의 DR제도 개요

긴급 부하반응 프로그램				경제적 부하 반응 프로그램
시장	용량	용량 및 에너지	에너지	에너지
용량 시장	RPM에서 DR 정산	RPM에서 DR 정산	RPM에 미포함	RPM에 미포함
급전 요구	의무 감축	의무 감축	자발적 감축	급전 감축
불이익	RPM 상황 또는 시험 준수 페널티	RPM 상황 또는 시험 준수 페널티	적용불가	적용불가
용량 지불 (정산)	RPM 정산가격에 기초한 용량 지불	RPM 정산가격에 기초한 용량 지불	적용불가	적용불가
발전 지불 (정산)	없음	PJM이 긴급 상황 시 의무 감축을 선언할 때 최소급전가격과 LMP 중 더 높은 가격으로 에너지 정산금 지불	PJM이 긴급 상황 시 의무 감축을 선언할 때 최소급전가격과 LMP 중 더 높은 가격으로 에너지 정산금 지불	급전 감축시간동안의 최대 LMP 에너지 정산금에 기초하여 에너지 정산금 지불

Notes: LMP = locational marginal price; NA = not applicable.

출처: Monitoring Analytics, 2014.

그러나 지금까지는 비상용 DR이 발전용량, 송전망 보강, 에너지 효율과 더불어 PJM 용량 시장에서 청산되는 대표적인 상품이다. 이 상품은 예를 들어 송전망 운영자가 전력시스템의 용량과 신뢰성의 관점에서 비상사태를 선언하면 발동된다. 일반적으로 부하 차단은 정해진 기간(일 년)에 걸쳐 제한된 횟수(계약에 연간 최대 10회)까지 이루어지며, 5월에서 9월까지의 휴일이 아닌 평일에 최대 여섯 시간 동안 이루어진다. 2012/13 인도 기간 동안 총 8GW의 DR이 거의 모든 부문(가정, 상업, 산업, 정부, 교육, 산업)에서 가동되었고, 이것은 이 기간 동안 PJM의 최대 수요의 5%에 해당한다.

비상용 DR의 주된 목적은 전력공급의 신뢰도를 보장하기 위해 전력시스템의 부하를 줄이는

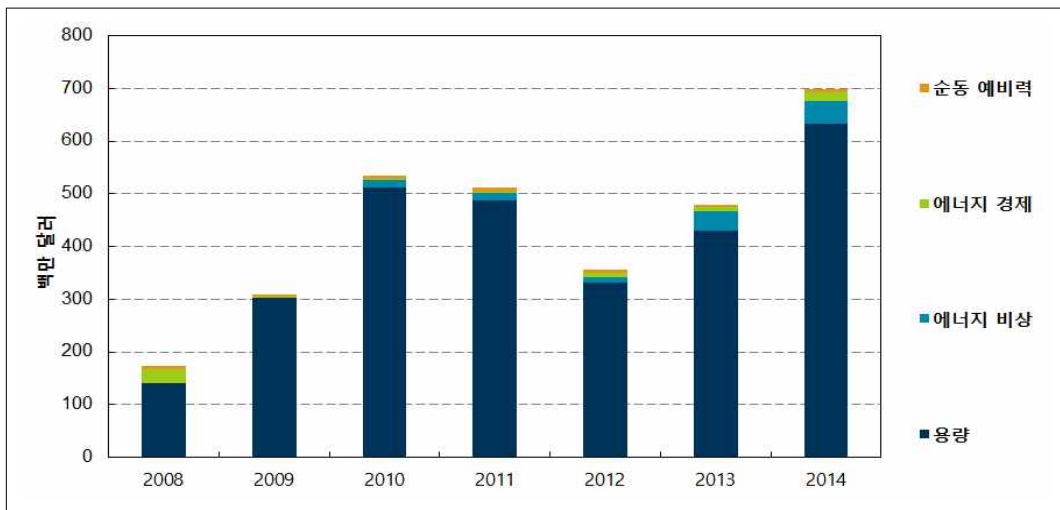
것이다. 비상용 DR 제도는 미이행 시에 고객에게 페널티가 부과되는 의무적인 이행계약이다. PJM은 최종 전력 소비자와의 직접적인 관계를 가지고 있지 않다. 그 접점은 수요관리 사업자이며, 수요관리 사업자는 고객을 위해 DR 참여 기회를 발굴하고 필요한 장비와 절차를 마련하는 책임을 진다.

PJM의 다른 두 종류의 DR 프로그램은 용량요금을 지불하지 않는다(표 6.1). 비상용 DR은 자발적으로도 가동될 수 있지만 이 경우에는 용량 시장 기반으로 대가가 지불되지는 않는다.

경제성 DR 프로그램은 도매 에너지 시장에서 경제적 목적으로 가동되는 상품이다. 소비자는 도매가격에 따라 일정한 시간 동안 부하를 자발적으로 줄인다. 이 프로그램의 경우 DR은 발전 자원과 직접 경쟁한다. 이 DR은 하루전계획 예비력, 순동 예비력, 주파수 조정예비력 등 서로 다른 형태로 도매 전력시장에 계통운영보조서비스를 제공할 수도 있다.

신뢰도 가격 모델의 도입은 PJM의 DR 개발 보급의 핵심이 되었다. 그림 6.5에 나타난 바와 같이 PJM의 DR의 대부분 수익은 용량 메커니즘에서 얻어진다.

그림 6.5 PJM의 2008-2014년 DR수익



출처: Monitoring Analytics, 2014.

2014년 5월에는 컬럼비아 특별구 항소심 연방 법원은 연방 에너지 규제위원회(FERC)의 DR에 대한 행정명령(Order 745)에 대해 ‘연방기관인 FERC는 DR 공급자에 대한 州별 지급 규칙을 강제할 수 있는 권한을 가지고 있지 않다’고 의견을 밝혔다. 대법원이 판결을 뒤집었지만

이는 DR을 도입하기 전에 다양한 형태의 규제의 차이를 피하기 위해 명확한 규칙과 책임을 설정하는 것이 중요함을 보여준다.⁴⁵⁾ 대법원은 또한 PJM 및 다른 RTO들이 시장 청산 가격(지점별 한계 가격 전액)으로 DR 자원에게 지불하도록 규정하고 있는 FERC의 보상 규칙을 비판했다.

글 상자 6.2 벨기에의 DR에 대한 공평한 시장

최근 원자력 발전소의 사고 정지와 원자력 발전의 장기간에 걸친 단계적 폐지로 인해 벨기에 는 2014/15의 겨울에 전력 공급 부족의 위험을 경험했다. 예상 부족량은 동계기간 중 약 1.2GW의 첨두 용량이었다. 그 결과 벨기에의 규제 기관은 발전과 DR (DR에서 최소 50MW 를 계약하도록 함)을 대상으로 전략적 예비력을 확보했다. 입찰 결과 TSO는 850MW 용량을 계약하였고 그 중 100MW는 DR이었는데, 이것은 대기업을 포함한 50개 벨기에 기업과 연계 한 수요관리 사업자에 의해 공급되었다. 벨기에에서 현재의 공급 부족의 위험은 향후 겨울철 에도 지속될 것으로 보여 그것이 원자력의 단계적 폐지계획의 개정과 시장 설계 개정 논의를 일으키고 있다.

밸런싱 및 계통운영보조서비스 시장에 참여

DR은 전력시장이 초단기적으로 직면하는 수급 불균형에 대한 해결책이기도 하다. 이러한 수 급 불균형은 일반적으로 밸런싱 시장과 계통운영보조서비스시장에서 다루어진다. 밸런싱 시장 은 특히 당일 시장의 입찰이 마감된 후에 예상치 못한 전력 수요 변화나 발전 설비 및 송전선 고장을 주요 원인으로 하는 수급 균형의 단기적이고 일시적인 변화를 다룬다. 계통운영보조서비 스란 TSO가 전력시스템의 안전성을 보장하기 위해 계약하는 일련의 계통운영 기능들(정전복구 기능, 순동 예비력, 무효 전력, DR을 포함한 기타 서비스)이다(ENTSO-E, 2015).

45) PJM은 2015년 5월에 개최된 ‘베이스 잔류 경매 (Base Residual Auction)’에서 판매 사업자 (LSP : Load Serving Entities) 및 기타 수요관리사업자(CSP : Curtailment Service Provider)가 수요 절감을 입찰 하고, 이를 통해 PJM이 필요로 하는 용량 자원의 양을 줄임으로써 이 상황에 대처했다. 이 PJM에 의해 제안된 소위 ‘일시적 벗어남’의 대응책은 판매 사업자로부터의 DR 입찰이 아직 PJM 용량 시장에서 가능하다는 사실에 근거하고 있지만, 수요측의 제안에 머무르고 있기 때문에, 용량 자원으로서의 취급되 지 않는 것으로 생각된다. 따라서 확보된 용량에 대한 보상은 도매 시장에서 직접 가져온 것은 아니다. 대신, 주 프로그램이나 기타 금융 인센티브 프로그램에서 소개된 것처럼 회피 비용 및 채무에서 직접적 으로 경제성과 인센티브가 초래된다. 즉, ‘DR에 의한 삭감이 전력시장에서 실행되도록 요구되는 경우 전력시장으로부터 추가 지불을 받을 수는 없지만, 수요 감소에 따른 에너지 비용을 회피 할 수는 있 다’ (PJM, “The evolution of Demand Response on the PJM Wholesale market”, p. 6). 집필 시점에서 는 PJM은 대법원의 판결에 응답하지 않았다.

계통운영보조서비스용 DR은 1초 미만에서 수 분에 이르는 기간 내에 반응할 수 있는 장비를 필요로 한다. 기존 DR과 보조서비스시장용 DR간에는 통지시간 단축, 계측 속도 및 정확도 등의 측면에서 차이가 있다(MacDonald et al. 2010).

계통운영보조서비스용 DR은 네 가지 유형의 상품을 거래하는 계통운영보조서비스시장에 참여할 수 있다.

- 주파수조정서비스 : 계통운영시스템의 자동발전제어 신호에 의한 매순간 수급 균형유지를 통한 전력시스템 주파수 제어 기능. 예를 들어, 산업용 물 전기분해설비는 이미 이런 종류의 서비스를 제공하고 있다.
- 순동 예비력 : 계통에 접속된 용량자원이 10분 이내에 제공할 수 있는 미사용 잔여용량
- 비순동 예비력 : 기동지시 후 10분 이내에 제공될 수 있는 용량.
- 대체 예비력 : 기동지시 후 30분 이내에 제공될 수 있는 용량.

그러나 모든 유형의 DR이 신뢰할만한 계통운영보조서비스를 제공할 수 있는 것은 아니다. 이것은 응답 시간, 지속 시간, 수요 증가 예상 여부 등에 요구되는 조건에 따라 좌우된다(RAP, 2013).

계통운영보조서비스시장에 참여하는 DR의 가치를 평가하기 위한 유일한 현실적인 방안은 이 자원을 발전 자산으로 취급하여 급전 지시하는 것이다(그림 6.4). 매우 짧은 통지시간(몇 분 또는 몇 초)과 요구되는 계측 속도 및 정확성을 감안하면, 실제로 DR이 실시간 가격에 응답할 가능성이 있다고 상상하기는 곤란하다. 시장 설계에서는 DR의 금전적 보상과 시장 규모 등 일련의 요소들이 신중하게 다루어져야 한다.

신규 시장 참여자가 DR을 수급 조절용 계통운영보조서비스로서 입찰하려는 생각이 타당할 정도로 시장 가격은 충분히 높아야한다. 이와 관련 밸런싱 시장과 계통운영보조서비스시장에 참여할 목적으로 DR을 통합하는 것(항상 해당되지는 않지만)이 시장 규칙에 의해 허용되는 경우에, 이러한 규칙은 DR의 규모를 증가시키는데 도움이 되어 결과적으로 DR이 다른 자원과 유의미하게 경쟁할 수 있게 된다. 한편 실시간 계량에 대한 일정한 요구조건(RTO가 DR 잠재량을 평가하도록 하기 위해서)으로 인하여 DR 운영자에게 추가적인 적지 않은 비용이 발생할 수 있는데, 이는 수많은 소규모 고객들을 가지고 계통운영보조서비스시장에 진입하려는 DR 운영자의 사업 방식을 약화시킬 수 있다.

도입의 과제

수요관리 사업자의 역할

소규모 고객을 포함한 대규모 DR 개발과 가정 부문의 시장참여는 새로운 유형의 서비스를 필요로 한다. 이 서비스란 많은 개별 DR의 참여 기회를 모아서 도매 전력시장에서 거래될 수 있는 상품으로 통합 전환시키는 것이다. 수요관리 사업자는 전력 공급자와 이용자 사이의 중개자 역할을 하여, 발전력과 함께 실시간 전력 수요를 최적화하는데 도움을 줄 수 있다.

따라서 소비자와의 계약에 근거한 수요관리 사업자는 최종 이용자의 직접적 조치 없이 특정 장치를 부분적으로 켜거나 끌 수 있다. 이런 방식으로 수요관리 사업자는 최종 소비자가 실시간 가격을 따라야 한다는 부담감과 번잡함이 없이 DR을 이용할 수 있도록 하여 준다. 이렇게 수요관리 사업자는 전력시스템의 유연성을 증가시키는데 핵심적인 역할을 한다.

그러나 수요관리 사업자는 발전기나 소비자와는 달리 전력망에 대한 물리적 접속점을 가지고 있지 않다. 수요관리 사업자의 전력시장 참여는 전력망 개방, 데이터 관리, 실시간 계량 등을 전제로 한다. 이를 위해서는 시장 규칙과 전력망 개방 규칙을 변경시킬 필요가 있다. 이러한 규칙의 변화는 거래 비용을 낮추기 위해서 필요하며 보통 DR에 국한된다.

또한 수요관리 사업자는 전력공급자로부터 이용자로 향하는 대량의 데이터에 접근하여 이를 관리하여야 한다. 이는 전력시스템이 이를 위해 필요한 데이터 관리 소프트웨어를 가지고 있으며, 데이터상의 개인정보 또한 보호될 것이라는 것을 의미한다.

고객기준부하수준의 설정

DR이 발전자원으로서 고려되는 경우, 그 가동에 대한 보상수준은 소비되지 않는 에너지량을 기초로 계산되어야 한다. 이것을 계산하기 위해서는 DR이 발동되지 않았을 경우에 소비되었을 전력량에 해당하는 고객기준부하수준을 결정할 필요가 있다.

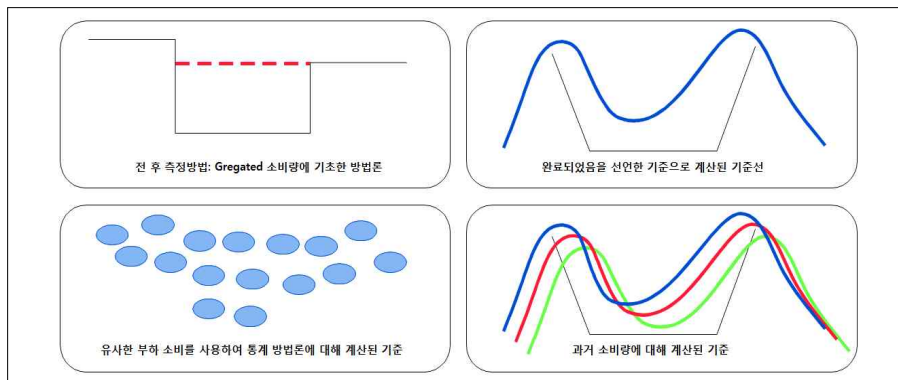
고객기준부하수준은 DR의 잠재적 성능을 결정하기 위해서 그리고 사후적으로 DR의 실제 성능을 평가하기 위해서 모든 시장에 대해서 핵심적인 사항이다.

다수의 고객기준부하수준 계산 방법이 실시되고 있거나 시험되고 있다(그림 6.6). 다양한 수십 개의 방법을 정의할 수는 있지만, 가장 일반적인 것은 단순한 것이며 실제 계량 데이터와의 비교에 근거한 것이다. 회피된 에너지 소비량은 가동 직전 또는 직후에 계량된 소비량에 근거하여 추정된다. 유사 사용자 그룹의 실제 소비량 또는 유사 소비 조건(계절, 온도, 평일 대 주말 등)하의 다른 시기의 소비량을 사용하는 방법도 가능할 수 있다. 선언된 소비량을 사용하는 것도 하나의 방법이다.

어떤 방법은 DR의 비교적 정확한 통계적 추정이 가능하지만 일반적으로 대량의 데이터가 필요하고 구현이 복잡하다. 반대로 다른 방법은 구현이 비교적 간단하다(예를 들어, 전후 시간대의 소비 또는 과거의 소비에 따라 계산된 고객기준부하수준). 그러나 이 방법으로 실제 DR량이 과대 또는 과소평가될 수 있으며 이로 인해 소비자는 고객기준부하수준을 변화시키기 위해 소비 패턴을 변화시킬 인센티브를 갖는다. Leautier(Crampes and Leautier, 2015)가 인용하고 있는 바와 같이 이것은 볼티모어의 야구장 관리자들에 의해서 시험되었다. 즉 그들은 수요반응량과 그에 따른 보상금을 늘리기 위해 경기장의 조명을 낮게 켜서 고객기준부하수준을 인위적으로 증가시켰다.

실제로 이러한 다양한 방법 중 어느 하나를 선택한다는 것은 계산의 정확성, 데이터의 이용 가능성, 그리고 결코 가볍게 볼 수 없는 사항인 고객에 대한 설명력 사이에서 절충점을 찾는 것이다. 고객기준부하수준을 계산하기 위한 방법론을 선택할 때, 게이밍 또는 잘못된 행동에 대한 위험을 고려하는 것도 중요하다. 고객기준부하수준을 과대평가하려는 인센티브를 없애도록 수요관리 사업자와 소비자 간 계약서에 상호 양해조건이 포함될 수도 있다.

그림 6.6 고객기준부하수준 산정기법 사례



출처: Based on RTE, 2014.

실제로 구현된 방법에 따라 계통운영자는 DR이 예상대로 응답하지 않을 수 있다는 것을 인식할 필요가 있다. 수요관리 사업자는 일반적으로 DR 자원의 대규모 포트폴리오를 관리함으로써 이 문제를 해결한다. 즉, 통계적으로는 집합적 DR에 대한 급전지시량을 충족할 확률을 높은 신뢰도로 평가할 수 있다.

DR에 대한 보상

DR을 발전 자원으로서 에너지 시장에 대규모 보급하는 것은 수요관리 사업자에게 지급되는 금전적 대가의 수준에 달려있다.

DR을 위한 공정한 경쟁 환경을 완전히 조성하기 위해서는 원칙적으로 기준점은 도매 시장가격이어야 한다. 그러나 특히 DR의 초기 단계에서는 이 가격이 기술의 대규모 도입에 필요한 투자와 거래 비용을 완전히 충족시킬 수 없을 가능성이 있다. 따라서 규제 기관과 계통운영자의 과제는 보조금에 의해 시장을 왜곡하지 않으면서 DR에 대한 보상을 어느 정도로 해야 하는가이다.

이중 지급의 과제

DR의 부적절한 도입은 이중 지불과 발전기의 불완전한 보상 등의 문제를 유발시켜 시장을 왜곡시킬 수 있다. 이중 지불 문제는 소비하지 않는 전력량에 대한 과잉 보상을 얻을 수 있을지도 모른다는 생각으로 돌아간다. 소비자가 MWh당 고정 전기 요금을 지불하고 이 전력의 일부를 DR로 첨두 전력 가격에 재판매하는 경우 소비자는 소비되지 않은 에너지에 대한 소매 요금의 절약과 다른 한편으로는 이 소비되지 않은 에너지를 시장에서 재판매해 얻어지는 추가적인 이익을 이중으로 얻게 된다. 즉 지불하지 않은 에너지를 다시 판매함으로써 두 가지 방법으로 이익을 얻게 된다.

이러한 경우 최종 소비자가 DR 목표에 의해 의도하지 않은 행동을 취할 수 있다. 특히, 소비자는 발전을 저렴한 비용으로 이용할 수 있는 가능성이 있으면서도 어떤 이익을 취하기 위해 그 소비를 줄일 수 있다. 또한 이는 최종 소비자와의 계약 관계에 따라 미리 정의된 전력량을 제공할 것을 약속한 판매 사업자의 수익에도 영향을 준다.

발전 사업자에 대한 보상

DR이 외부 운전자 또는 수요관리 사업자에 의해 발동되면 공급 회사가 손실의 발생을 주장하는 것이 정말 있을 수 있다. 수요 예측에 따라 발전 사업자는 미리 규정된 가격으로 고객에게 보내는 일정량의 발전을 한다. 수요관리 사업자가 DR을 발동하면 전력은 최종 소비자에게 판매되지 않고 원래의 밸런싱 메커니즘에 따라 발전 회사의 수급은 불균형이 발생하여 밸런싱 시장의 비용이 발생한다.

실제 소비자는 수요관리 사업자에 에너지를 판매하지만 그러기 위해서는 자신의 공급자로부터 그 에너지를 구입할 필요가 있다. 따라서 공급자는 수익 손실에 대한 어떤 형태의 보상을 필요로 한다. 따라서 수요관리 사업자가 존재하는 시장에서는 전력을 공급하는 발전 사업자의 정당한 대가를 보장하기 위해 시장 규칙을 명확히 할 필요가 있다. 보상은 한계 가격과 같을 수는 없으며 그보다 낮게 하여 DR에 대한 과잉 보상을 피해야한다(Chao, 2009).

6.3 동적 가격제도

동적 가격 제도는 소규모의 소비자로부터 DR을 실현하는 직접적인 방법이다. 여기서는 소비 패턴의 변화가 전기 요금에 관계하는 것에 대하여 소매 사업자가 전력 소비자에게 어떤 신호를 제공하는 방법에 대해 설명한다. 이 신호는 균일 요금제에 의해서는 제공되지 않는다. 균일 요금은 한계 발전 비용과 전력 가격이 크게 변동하는 탈탄소 전력시스템에서는 그다지 적합하지 않다.

동적 가격제도 또는 시간 기반 가격(Time-based pricing)은 도매 시장 가격 변동의 적어도 일부를 최종 소비자에게 전가하는 전력 소매가격이다. 하나의 예는 실시간 가격 제도로 여기에서는 도매 전력 가격이 최종 소비자에게 적용되고, 계량되는 시간당 소비에 따라 지급 금액이 계산된다. 동적 가격 결정의 배후의 발상은 발전의 한계 가격 변동을 소매가격에 연계하는 개념을 도입하는 것이다. 정의에 의해 이러한 변화는 수요의 변화, 발전 및 전력 저장의 비용 이외에 시스템의 밸런싱 등 일련의 비용을 내부화한다.(Joskow and Wolfram, 2012).

가격은 고객 친화적이어야 한다.

종래의 시간대별(ToU : Time of use) 요금은 풍력 및 PV(대량 도입 시) 고유의 도매 전력 가격의 변동을 충분히 반영할 수 없다. 미리 지정된 시간대별 요금에 의한 가격 설정은 가변출력의 재생에너지의 점유율이 높은 시스템에서 전력 가격의 동적 특성을 반영할 수 없다.

물론 출력이 변동하는 전원에서 전력 생산의 한계 비용은 매우 낮고 도매가격에 영향을 미치고 그 가격이 몇 시간동안 0이 되는 경우가 발생한다(제3장 참조). 반대로 풍력 및 PV 출력이 낮은 시간대는 부하를 충족하기 위해 기존 전원에 의해 발전하고 전력 가격은 높아진다. 발전비용이 낮을 때 전력을 사용하거나 그 시간대에 수요가 이동하도록 소비자 동기를 부여하기 위해 동적 가격 제도에 의한 신호를 보낼 필요가 있다. 시간대별 요금에는 여러 전력 가격이 적용되는 고정적인 시간대가 미리 설정된다. 시간대별 요금의 가격 설정의 고전적인 예는 첨두/비첨두 전기 요금이며 밤에는 요금이 낮아진다.

이 요금 체계는 최종 소비자의 소비 패턴에 영향을 주는 것을 목표로 하고 있다. 그러나 시간대별 요금의 가격은 단순화되어 있고 계절 사이의 가격 차이는 잘 반영되지 않고 또한 출력이 변동하는 재생에너지가 도입된 시스템에는 적합하지 않다. 풍력 및 PV 출력은 도매 전력시장에서 기존의 첨두/비첨두의 가격 차이를 크게 변화시킨다.

전력의 실시간 가격 설정은 이미 여러 시장에서의 이미 정해진 옵션이지만 아직도 많은 경우, 보다 소규모의 소비자에 도입하려면 너무 복잡하다고 생각된다. 실시간 요금은 시간당 변화하는 실제 도매가격을 소비자에게 적용한다. 이 가격은 하루의 각 시간에서의 발전 비용을 보다 정확하게 반영하고 있으며 이 점에서 이 요금은 최종 소비자에게 가격 신호를 제공하는 가장 순수한 방법이며, 송전망이 가장 혼잡하고 발전 비용이 높은 시간대에 소비 절감을 위한 인센티브가 된다. 실시간 가격 선택은 예를 들면 스페인의 소규모 소매 소비자를 위한 것 등 많은 시장에서 기본요금 선택 안이다(제9장 참조).

그러나 실제로는 공급 업체는 통상 이해하고 예상하기 쉬운 CPP나 다른 형태의 동적 가격제도 등 단순화된 가격 체계에 의존하고 있다. 소비자는 실시간 속도에 노출되지 않고 단순화 된 이해하기 쉬운 요금 구조가 제공되고 있다. 공급자 간의 경쟁으로 소매 요금의 새로운 차별화가 이루어지는 것이 기대되고 있다. 어떤 공급자는 정액을 제공해도 다른 공급자는 일정부분 연구

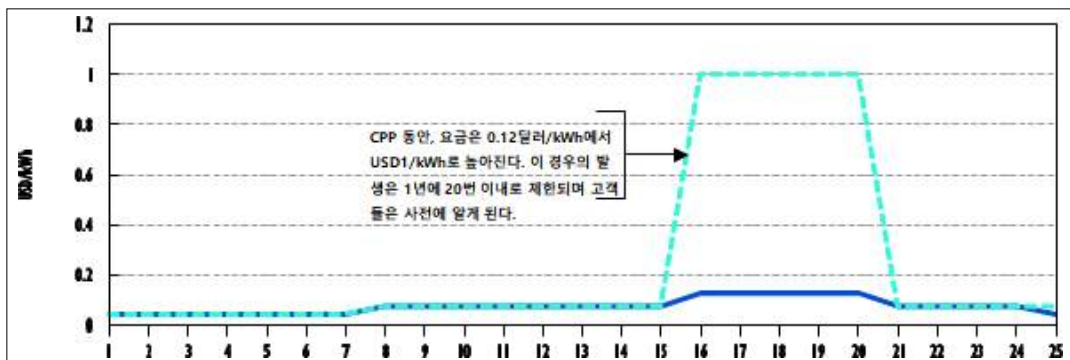
한 동적 가격을 제공할 가능성이 있다.

CPP는 도매가격이 일 년 중 가장 높은 날에 전력 요금이 매우 높을 것 같은 최대 요금을 올리는 특별한 추가 요금이다. 이 특별 요금에 따라 전력 회사는 첨두 수요 시간대에 에너지 소비 감소를 소비자에게 동기 부여할 수 있다. 이러한 CPP의 발생 횟수와 기간은 일반적으로 제한된다. 극단적인 기상 상황에 의한 첨두 수요의 위험이나 또는 에너지 상품 가격이 높은 첨두 수요 예측에 대응하도록 설계된다. 두 경우 모두 CPP 동안에는 소비자는 훨씬 높은 첨두 요금이 일정 기간 적용되는 것이 통지되어 그 소비를 줄이도록 권고 받는다.

CPP 제도가 행해질 경우 소비자는 그 제도에 동의하거나 CPP가 초기 설정으로 적용되는 경우는 거기에서 자발적으로 탈퇴할 수도 있다. 두 경우 모두 소비자는 프로젝트의 일부이며 CPP 요금 적용이 몇 시간 전에 통지된다. 이 방식은 자동 DR 기술을 갖춘 가정 분야에서 특히 중요하다.

그림 6.7은 미국 미시간 주의 DTE Energy 고객에 적용되는 전기 요금을 나타낸다. 동적 가격은 소비자의 반응을 이끌어 내기 위해 일반 요금보다 10배 이상 높은 것이 필요하다. (이것은 1,000달러/MWh의 요금을 의미한다.) 첨두 요금은 일정 또는 첨두부하에 따라 달라질 수 있으며 도매가격의 변동을 반영하고 그 결과로 변동 첨두 요금으로 작동한다.

그림 6.7 DTE Energy에서 평일의 전기 요금

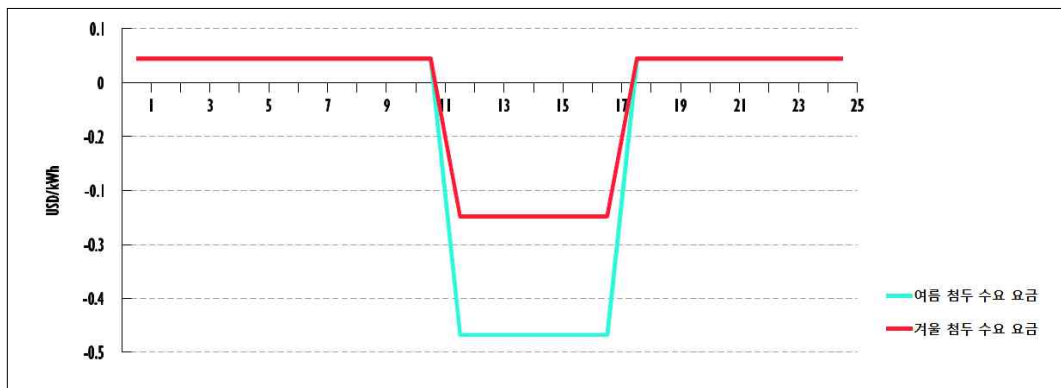


출처: IEA, DTE Energy website, accessed 2015.

첨두 수요 리베이트 요금은 CPP의 변형이다. 이 소매 요금 구조는 최대 부하 저감에 대해 소비자에게 보상의 가능성이 제공된다. 예를 들어 그림 6.8은 콜로라도의 Xcel Energy 고객들

의 요금 모델을 보여주고 있다. CPP와 마찬가지로 이러한 이벤트는 부정기적이다. 그러나 첨두 수요 시의 전력을 소비하지 않은 것에 대한 금전적 대가가 벤치마크로서의 기준을 가정하고 있음을 감안할 때 이 요금 계산은 어떤 불확실성을 가질 수 있다. 앞서 언급한 바와 같이 다른 해의 일일 같은 시간에 ‘보통’의 전력 소비량을 나타내는 적절한 기준을 정의하기에는 너무 복잡하다.

그림 6.8 Xcel Energy 콜로라도의 최대 수요 시 리베이트



출처: IEA, Xcel Energy website, accessed 2015.

동적 가격 결정의 가능성은 제한되어 있지만 모든 소비자가 가격에 반응할 필요는 없다. 분석에 따르면 고객의 20%미만밖에 동적 가격 결정을 선택한 경우일지라도 DR 이익의 대부분을 거두어질 수 있다(Borenstein, 2011).

구조 개편된 전력시장에서의 동적 가격 제도의 과제

이론적인 장점이 나타나는 데에도 불구하고 동적 가격제도 제안은 소매경쟁 전력시장에서 실제로 잘 발전하지 않는다. 설상가상으로 자유화된 전력시장에서는 과거의 CPP 프로그램(글 상자 6.1)에 의해 DR이 저하될 가능성이 있다.

동적 가격결정 발전에 실패한 이유는 도매가격의 변동이 비교적 작고 극단적인 첨두 가격 또는 마이너스의 가격이 존재하고(또는 아주 적은 값) 또는 송배전망의 요금 구조가 동적 가격을 항상 허용하는 것은 아니라는 것이다.

가격 변동과 낮은 빈도의 극단적인 가격

대부분의 전력시장은 낮/밤의 가격 차이는 크지 않다. 그 이유 중 하나는 PV의 전개로 낮의 순 수요와 나아가 도매가격이 하락하는 상황이다. 그 결과 하루 또는 일주일 중 높은 가격 시간에서 낮은 가격 시간대로 소비를 이전시킨 경우의 이익은 제한된다.

하지만 이러한 상황은 일시적인 것으로 예상되며 도매가격의 변동은 가변성 재생에너지 점유율의 증가로 확대될 것으로 생각된다. 가격 급등은 매우 드물고 대부분의 시장에서 첨두 가격은 충분히 높지 않기 때문에 가격 급등에 대응하는 DR의 전개도 늦어지고 있다. 유럽에서 기록된 최근 첨두가격은 2012년 2월 어느 두 시간으로 프랑스에서 발생했으며 2,000유로/MWh 수준에 달했다.

PJM은 2014년 극지 한파에 의한 가격은 3,000달러/MWh로 상승했다. 관리적인 공급 부족시 가격의 도입은 가격 기반 DR 발전에 기여한다. 제4장에서 언급한 바와 같이 더 양호한 공급 부족시 가격 형성이 충분히 기능하는 시장의 기본적인 구성요소가 된다. 가격이 10,000달러/MWh의 첨두 가격에 도달하면, 한 시간 동안 수요를 이동하거나 전기 난방 부하를 1kW 감소하는 경우에 가정 소비자는 10달러를 절약할 수 있다. 그러나 제4장에서 언급한 바와 같이 이 가격이 실제로 발생하는 기회는 거의 없다. 마찬가지로 마이너스 또는 0 가격도 거의 발생하지 않는다. 2012년 독일에서 마이너스의 가격은 하루전 시장에서는 15일 동안 56시간, 당일 시장에서는 10일 동안 41시간 기록되었다. 지금까지 이런 빈도로는 이러한 낮은 가격 현상에서 비용을 회수하기에는 충분치 않다. 예를 들어 전기보일러에 대한 투자를 정당화하기에는 충분하지 않다. 물론 동적 가격제도 도입의 중요한 과제는 고객이 극단적인 가격 현상 빈도에 일정한 예측 가능성을 지니는 것이다. 높은 전기 요금에 대응할 수 있는 시설에 투자하기 위해서 소비자는 평균 매년도 수익 또는 가능한 절약을 평가할 수 있어야 한다. 극단적인 가격이 너무 드물게 밖에 발생하지 않는다면, DR은 비경제적인 것이 되어 발전하지 않을 것으로 생각된다.

공급자는 일반적으로 소비자를 실시간 가격에 노출시키지 않고 동적 가격 제도를 실시하는 경우에도 단순화된 요금 체계를 이용하고 있다. 동적 가격 제도가 제대로 작동하기 위해서는 그것이 소비자에게 어느 정도 예측 가능하고, 가격의 큰 변화가 정기적으로 발생할 필요가 있다.

공급자는 전력 가격의 변동을 평활 화하는 요금을 제공하고 특정 연도의 전력시스템의 요구에 대응하고 있지 않더라도 실제로 지불을 줄일 수 있는 시간 예측치를 제공하는 요금 옵션을 제공할 수 있다. 도매 전력시장과 소매 시장 간의 중개 역할에서 공급자는 예를 들면 통계적 방법을 사용하여 동적 가격 제도를 설정할 수 있다.

송배전망 비용의 분리 및 할당

현재의 동적 가격 제도의 제한된 전개는 자유화된 전력시스템의 전력 부문의 서로 다른 부문 간에 가격 구조를 연계시키는 것이 어려운 것도 한 원인이 되고 있다. 최종 소매가격은 송배전 요금, 도매가격, 소매 사업자 마진/이익의 합으로 계산된다. 송배전 요금은 일반적으로 발전 비용의 시간 변화를 반영하지 않기 때문에 동적 가격은 도매가격의 시간 변화에서만 유래해 그 변화가 작기 때문에 동적 가격 결정에 참여하는 소비자의 동기를 꺾게 된다.

평균적으로는 도매 전력은 통상 최종 전기 요금의 50%미만이다. 수요반응 동기를 부여하기 위해 동적 가격 제도는 소매 전기요금의 에너지 분만 반영시킬 수 있다. 결과적으로 발생하는 높은 가격과 낮은 가격의 시간대의 차이는 고객에게 가격 반응 동기를 부여할 정도로 충분히 높아야만 한다.

송배전 요금 구조는 동적 가격 제도가 경쟁적 전력시장에서 불완전한 형태로 남아 있는 또 다른 이유이다. 이 역설은 규제 하의 수직통합 전력회사는 송배전 비용을 배분하기 때문에 보다 쉽게 DR을 수행할 수 있는 훨씬 더 큰 유연성을 가지고 있다는 점이다. 그러나 규제 기관은 송배전망 비용의 이러한 할당이 가격에 반응하는 소비자에게 내부 보조를 줄 수 있는 가능성이 있음을 고려해 동적 가격제도나 발전량에 대응하는 CPP를 위한 특별한 송배전 요금 정의는 일반적으로 소극적이다.

이 문제를 해결하고 수요반응에 바람직한 가격 신호를 회복하기 위해서는 소비자의 다양한 범주에서 송배전망 비용 할당을 선택할 수 있도록 해야 할지도 모른다. 이러한 측면에 대해서는 요금 구조 개정 시에 신중하게 평가하고 송배전망 용량에 대한 미래의 투자와 관련하여 분석할 필요가 있다(제9장 참조).

결론

탈탄소화 과정에서 DR 등의 새로운 기술 도입이 필요하다. 이러한 기술은 전력시스템이 풍력과 PV의 변화에 반응하는 데 도움이 되며 이들의 통합을 지원하는 한편 최종 소비자가 스스로의 유연성에서 이익을 얻을 수 있는 힘을 주게 된다.

수요가 도매 전력 가격에 반응하도록 시장 인프라를 형성하기에는 최종 소비자는 대규모 고객을 위한 직접적 또는 대리인을 통한 간접적인 가격에 반응하는 옵션을 가질 필요가 있으며 이에 따라 동적 가격 제도의 실시를 장려해야한다.

또한 용량 시장에 DR의 참여는 수요관리 사업자의 수익을 보장하기에는 유효하다. 이 경우 DR은 발전소와 마찬가지로 급전할 수 있게 된다. 이것은 복잡한 실시 문제를 안고 있고 적절한 규제 틀을 정의하는 것은 어려운 것으로 밝혀지고 있다.

마지막으로 소비자의 신뢰와 이해의 구축을 위해 소비자의 권리 보호에 대해 신중하게 평가해야하며 소비자는 대규모 DR을 포함한 전력시스템의 성공에 결정적인 역할을 한다.

| 참고문헌 |

- Borenstein S. (2011), “Effective and equitable adoption of opt-in residential dynamic electricity pricing” , National Bureau of Economic Research, www.nber.org/papers/w18037.pdf, accessed on 13 October 2015.
- CEER (Council of European Energy Regulators) (2012), CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies, Council of European Energy Regulators, www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/C12-RMF-46-05_BR_MDM_07Nov2012.pdf.
- Chao H. (2009), “An Economic Framework of Demand Response in Restructured Electricity Markets “, Harvard Kennedy School, Harvard University, www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Demand%20Response%20in%20Restructured%20Markets%2002-08-09.pdf, accessed on 13 October 2015.
- Crampes C. and Leautier T. L. (2015), “This disappearing demand response bonus” , Toulouse School of Economics Debate, <http://debate.tse-fr.eu/article/disappearing-demand-response-bonus?language=en> , accessed on 13 October 2015.
- Cukier K. (2015), “Big data and the future of business” , MIT Technology Review, www.technologyreview.com/view/538916/big-data-and-the-future-of-business/, accessed on 13 October 2015.
- DTE Energy (2015), “Rate programs” , Payment and Usage, www.newlook.dteenergy.com/wps/wcm/connect/dte-web/home/billing-and-payments/residential/rates-and-meters/rate-programs.
- ENTSO-E (2015), “Balancing and ancillary services markets” , www.entsoe.eu/about-entso-e/market/balancing-and-ancillary-services-markets/Pages/default.aspx.
- Hogan W. (2010), “Demand response pricing in organized wholesale markets” , www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_IRC_DR_051310.pdf, accessed on 13 October 2015.

IEA (International Energy Agency) (2014), “Technology Roadmap Energy Storage” , Energy Technology Perspectives, OECD/IEA, Paris,
www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf, accessed on 14 October 2015.

Joskow P. L. and Wolfram C. D. (2012), “Dynamic pricing of electricity” ,
<http://faculty.haas.berkeley.edu/wolfram/papers/AEA%20DYNAMIC%20PRICING.pdf>, accessed on 13 October 2015.

MacDonald J. et al. (2010), “Demand response providing ancillary services: A comparison of opportunities and challenges in the US wholesale markets” , The GridWise Architecture Council (GWAC),
www.gridwiseac.org/pdfs/forum_papers12/macdonald_paper_gi12.pdf, accessed on 13 October 2015.

Monitoring Analytics (2014), PJM Market Monitoring Report 2014,
www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014.shtml

PJM (2015), “The role of demand response in electric sector decarbonisation” , presentation at EPRI–IEA Challenges in Electricity Sector Decarbonisation Expert Workshop: Integrating New Technologies While Maintaining Resource Adequacy, 28 September, Paris, www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopvi/Helm.pdf.

RAP (2013), Demand Response as a Power System Resource: Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States, Regulatory Assistance Project, Synapse Energy Economics Inc.

RTE (2014), “Demand response settlement and market design” , presentation by F. Galmiche at EDF Workshop on Demand Response, Clamart.

Strbac G. (2008) “Demand side management: Benefits and challenges” , Energy Policy, Vol. 36, Issue 12, December 2008, Pages 4419–4426.

Think (2012), “Electricity storage: How to facilitate its deployment and operation in the European Union” , Final Report, June 2012, European University Institute
www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/THINKTopic8online.pdf, accessed on 14 October 2015.

Xcel Energy (2015), “RPTR residential – Peak time rebate (closed), webpage: “Xcel Energy – Colorado” , www.whatsmypower.com/locations/80161/rates/84143.

제7장 지역간 송전망 연계

요약

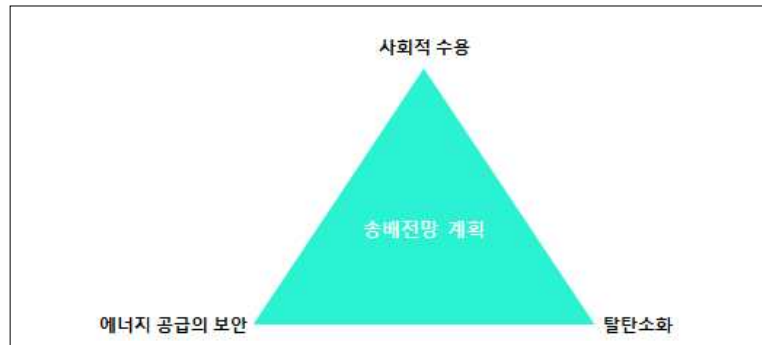
- 풍력 발전과 PV의 점유율이 높은 전력시스템의 수급 균형을 위해 필요한 재래 전원의 신설을 줄이려고 하는 경우에, 새로운 지역간의 송전망 연계는 다른 자원 투자에 비해 비용 효율적인 대안이다.
- 경계간(cross-border) 투자를 촉진하기 위해서 지역별 자원적정성 평가 과정과 송전망 개발 계획에서 보다 더 강력한 조율과 협력이 필수적이다.
- 연계 지역간의 규모와 복잡성으로 인하여 자원적정성 평가와 송전망 개발 계획은 상향식과 하향식의 두 과정 모두로 수행될 필요가 있다.
- 비용과 편익을 가능하기 위해서는 관련 지역 간 협력과 모든 주요 시장 참여자(발전 사업자, 수요관리 사업자, 소비자 등)의 참여가 필요하다.
- 개별 관할 구역은 일반적으로 더 넓은 지역의 전반적인 편익이 아니라 개별 관할 구역의 이익만을 살피기 때문에, 지역 간 송전망 투자비용을 배분하는 원칙은 신중하게 만들 필요가 있다.

탈탄소화 목표를 달성하기 위해서는 국가 또는 州 간에 전력을 수송하여 줄뿐만 아니라 풍력과 PV를 부하지역과 연결시켜주는 강력하고 신뢰할만한 송전망이 필요하다. 재생에너지는 정확한 의미에서 분산형은 아니지만, 많은 경우 양질의 풍력 발전 또는 PV의 위치는 수요지에 가깝게 자리 잡고 있지 않아 이러한 자원을 개발하려면 새로운 송전선이 필요하다.

또한 송전망은 공급 안정성을 확보하고 최소 비용으로 전력을 생산하는데 중요하다(그림 7.1). 풍력 발전이나 PV 등의 출력이 변동하는 재생에너지 자원은 오늘날 상당한 양의 전력을 생산하지만 재래 전원에 비해 일반적으로 신뢰성이 낮다. 연계선은 경제 협력 개발기구(OECD) 회원국에서 누리는 높은 전력공급 안정성을 유지할 필요성과 VRE의 높은 비중을 결합시키기 위한 가장 비용 효율적인 해결책이다. 송전선이 있는 경우 전력시스템의 수급 균형을 위해서

필요한 새로운 발전 용량에 대한 필요성이 줄어든다.

그림 7.1 송전과 배전망 계획의 3대 도전요소(trilemma)



재생에너지의 도입을 위해 필요한 투자 자본과 같은 규모의 투자가 송배전망에 대해서도 필요할 것이라는 것은 주목할 만하다. IEA 세계 에너지 투자 전망 2014의 신정책 시나리오(NPS: New Policies Scenario)에 따르면(IEA, 2014a) OECD 국가에서 2035년까지 5,460억달러의 송전망 투자가 필요하고, 그 중 55%가 기설 설비의 대체에 사용되는 반면 15% 미만이 재생에너지와 구체적으로 관련되어 있다. 송배전 비용은 OECD 국가의 재생에너지, 기존 발전, 송배전망 등에 대한 전체 투자비용의 37%에 이른다(그림 7.2).

그림 7.2 신정책 시나리오 2015-40년의 투자



출처: IEA, 2015.

일반적으로 전력시장은 어떤 제약이나 송전혼잡이 없이 동작해야한다고 말한다. 원칙적으로 전력시장에서는 송전망에 의해서 시간별 전력 가격이 넓은 지역에 걸쳐 동일한 수준이 될 수도

있다. 그러나 실제로는 많은 송전선을 필요로 하기 때문에 동일한 수준의 전력가격이라는 목표를 달성하려면 많은 비용이 필요하고 구현하기도 어렵다. 송전선의 비용과 편익을 특히 전반적인 정책 목표에 비추어 신중하게 평가할 필요가 있다.

송전망의 자유로운 개발에는 여러 가지 요인이 영향을 미친다. 대부분의 OECD 국가에서는 국가차원의 송전선 투자를 촉진하기 위한 방안을 개발하여 왔지만, 새로운 송전선의 건설은 주로 인허가 과정 때문에 통상 6~10년 때로는 더 긴 기간을 필요로 한다. 정부는 종종 송전선 건설에 대한 지역의 반대에 직면하고 있다(NIMBY와 BANANA 효과⁴⁶⁾).

송전망 보강 절차의 지연은 또한 탈탄소화의 목표 달성을 어렵게 할 수도 있다. 일부 지역에서는 재생 가능 자원의 발전량을 보다 넓은 지역에 보낼 수 없기 때문에 특정 시간에는 재생에너지 발전량을 차단할 필요가 벌써 생기고 있다. 출력 차단은 어느 정도까지는 효율적으로 여겨진다. 예를 들어, 독일의 육상 풍력 발전은 최대 출력으로 220시간 동안 운전한 적이 있다. 이는 연간 총 풍력 발전량의 10%에 해당한다(제8장 참조). 그러나 출력 차단 필요성은 송전망 계획에서 고려하여야 하며 송전선 건설 인허가 지연이 발전 출력 차단을 유발해서는 안 된다.

송전망에 대한 투자는 이미 각 국 또는 각 주에서의 큰 과제이지만, 더 큰 과제는 그들 사이의 연계를 강화하는 것이며 이는 이 장의 주제이다. 송전망 연계 프로젝트는 복수의 당사자를 관여시키고, 각 당사자는 많은 경우 전반적인 효율성과 사회적 편익이 아니라 개별 지역 또는 국가 단위의 관점을 취한다. 월경 투자 촉진을 위한 개발을 OECD가 권장하고 있지만, 최소 비용으로 탈탄소를 달성하기 위해 지역 간 송전망 계획과 규제체계를 개선할 여지가 있다.

7.1 전력시장의 근간으로서의 전력망

송전망은 넓은 지리적 영역에 걸쳐서 전력시장을 발전시키고 국경을 넘어 전력시장을 더 넓게 통합시키는데 있어 기본이 되는 것이다. 시장 통합의 수준은 다양한 제도적 규제적 틀을 반영하므로 OECD 국가에 따라 크게 다르다. 새로운 송전선의 건설은 일반적으로 신뢰성과 효율성을 고려하여 이루어진다. 먼저 발간된 Seamless Power Markets(IEA, 2014b)과 Electricity Networks: Infrastructure and Operations(IEA, 2013)을 토대로 여기서는 OECD국가의 연

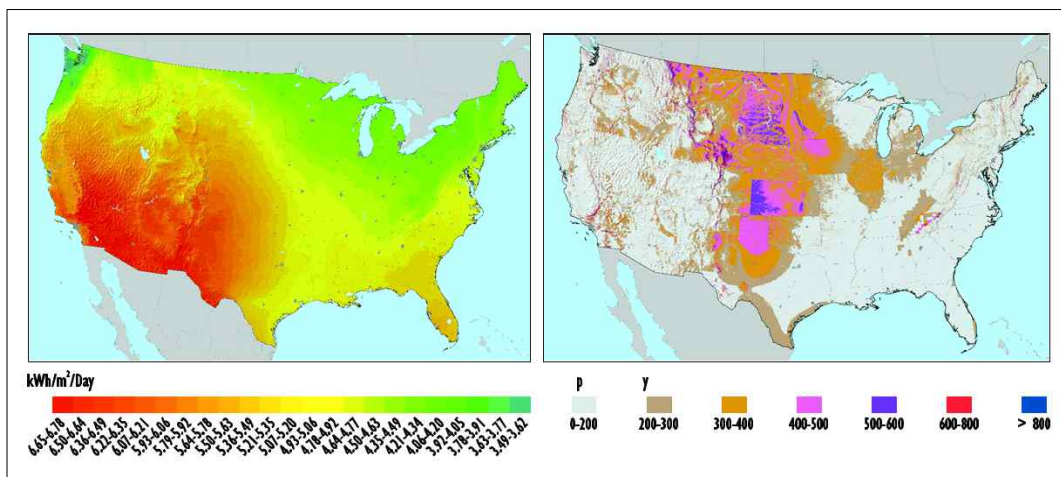
46) NIMBY: Not In My Back Yard, BANANA: Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anything

계선 강화에 관한 핵심 논의 상황을 살펴본다.

분산형 vs 집중형 발전

통설과는 달리 저탄소 재생에너지 전원을 개발하는 것은 그 자체로 분산화는 아니며, 바람과 햇빛 등 천연자원의 위치에 좌우된다. 풍력과 PV에 적합한 장소는 균등하게 분포되어 있지 않다. 많은 국가에서는 바람 또는 일사량이 좋은 위치에 신속하게 VRE를 보급하는 경향이 있고, 그 위치는 수요지에서 먼 경우가 많다. 유럽에서는 예를 들어, 북해 해안에서 발전한 전력을 각 국가의 주요 수요 지역에 수송하려면 송전망에 막대한 투자가 필요하다. 각 전력시스템 간의 수요 패턴과 비용 차이가 월경 전력거래를 통해 상호 보완됨으로 인하여 전력시스템의 전체 비용이 절감되기 때문에 더 넓은 지역에 걸쳐 시장을 통합하면 편익이 높아진다.

지도 7.1 미국의 PV자원(왼쪽)과 풍력 자원(오른쪽) 비교



이 지도는 어떤 영토의 지위나 주권, 국제 국경과 경계의 제한, 영토, 도서 또는 지역의 명칭을 침해하지 않습니다.

출처: NREL, 2012.

지도 7.1에서와 같이 미국에서 PV에 적합한 지역은 남서부 텍사스, 뉴 멕시코, 애리조나, 캘리포니아 등이다. 육상 풍력의 경우 텍사스와 중서부 지역이 최대의 잠재량을 가지고 있다. 풍력 발전으로 미국 전체 전력의 20%를 공급할 수 있다는 NREL(National Renewable Energy Lab)의 연구 등 많은 연구에서 송전선과 연계선을 보다 효율적으로 활용함으로써 이러한 자원을 최소의 비용으로 이용할 수 있다고 언급하고 있다(NREL, 2008).

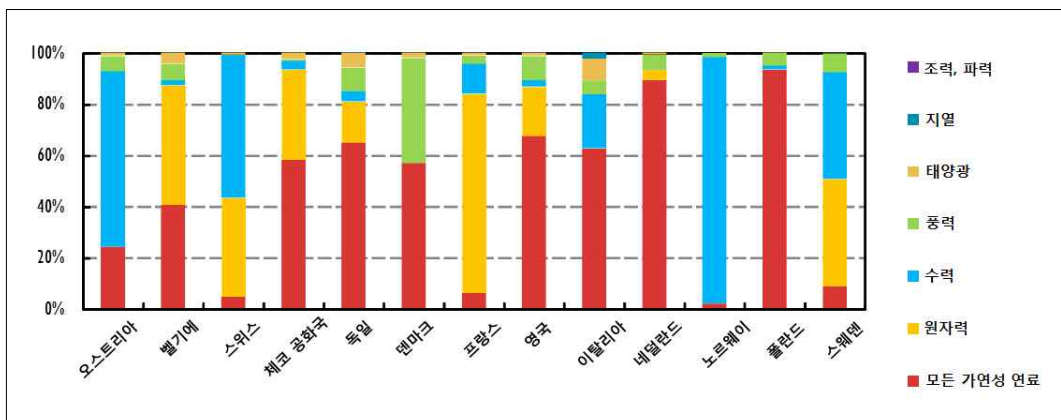
발전 비용의 절감

시장의 통합을 통해 전반적으로 공급 비용이 감소하는 것은 잘 알려져 있다. 각 시간대의 수요를 충족시킬 때 비용을 최소화하는 방법은 가장 저렴한 전원(풍력, PV, 자류식 수력, 원자력 발전)부터 사용하기 시작하여 이후 한계 비용이 증가하는 순서로 발전기들을 사용하는 것이다. 따라서 더 광범위하고 더 다양한 발전기 포트폴리오에 부하를 배분할 때 전체 발전 비용이 더 낮아진다.

전원 믹스는 유럽 전체에 걸쳐 크게 달라서 국가 간 전력 거래에 대한 많은 기회를 만들어 내다. 2013년에 폴란드, 네덜란드, 이탈리아, 영국, 덴마크에서는 전력의 60% 이상이 화석 연료에 의해 생산되었다(그림 7.3). 반대로 노르웨이, 스위스, 오스트리아는 상당한 수력 자원을 가지고 있고 이를 발전에 사용한다. 프랑스, 벨기에, 스웨덴, 체코는 대규모 원자력 발전 용량을 가지고 있다. 유럽에서 독일과 덴마크는 풍력 발전의 대부분을 차지하고, 독일과 이탈리아는 PV 발전의 대부분을 차지한다. 이 다양한 전원 믹스는 각 국가의 에너지 정책과 자연 환경 차이에서 발생한다. 각 국가의 에너지 정책은 종종 유사한 목적을 추구하지만 실제 전원 믹스는 달라지는 경향이 있다.

송전 인프라는 넓은 지역에 분포하는 풍력과 PV의 변동성을 완화시킬 수 있다. 넓은 지역에 분포하는 재생에너지의 합산 부하율(정적 전력 대비 첨두 전력의 비율)은 한 발전소의 개별 부하율보다 높다.

그림 7.3 유럽 각 국가의 2014년 12월 발전 전력량 점유율



출처: IEA, 2015.

전원은 일단 설치되면 시간이 지남에 따라 최적성이 떨어지더라도 수십 년간 계속 운전된다. 따라서 연료비의 차이를 활용하기 위해 연계선과 전력 거래를 늘리는 것은 전체 비용을 줄이고 안정적인 공급을 강화하므로 일반적으로 유익하다.

북미 발전원의 구성을 보면 캐나다는 상당한 양의 수력 발전 용량을 가진다. 한편 미국은 중부의 파우더 강 유역(Powder River Basin)에 저렴한 석탄이 있고 동해안에는 상당한 양의 원자력 발전이 있다. 중서부에는 보다 양질의 풍력 자원이 있으며, 애리조나와 뉴 멕시코의 사막 지대는 PV와 태양열 발전에 최적인 장소이다.

그러나 셰일 가스 개발이 북미에서의 에너지 지형을 빠르게 바꾸고 있다. 다양한 장소에서 확인된 셰일 가스 자원은 연방차원의 파이프라인 망에 대한 대규모 투자와 함께 가스수송의 병목현상을 해소하고 미국의 천연 가스 가격을 지리적으로 균일하게 하였다. 그 결과 여러 전력시장은 비슷한 낮은 가격의 가스를 사용한 전력 생산을 선택하고 있다. 가스를 파이프라인으로 수송하는 것이 송전선으로 수송하는 것보다 저렴할 수 있기 때문에, 이 상황은 가스와 전력 인프라를 잘 조율시켜야 한다는 과제를 제기한다.

전력시스템 안전

모든 OECD 지역의 전력시스템은 기기의 손상이나 연쇄 정전으로 이어질 수 있는 주파수 변동의 문제를 해결하기 위해 강력한 기술 표준과 규범을 만들어왔다. 오늘날 전원 믹스에서 풍력 발전과 PV의 점유율이 증가하면서 월경 전력조류는 더욱 변동성이 커지고 예측도 어려워지는 경향이 있다. 따라서 월경 전력조류와 전력 거래를 관리하는 것은 더 복잡해진다.

지금까지의 경험에 따르면 계통운영자간의 조율 부족이 OECD 국가의 전력시스템에서 발생하는 거의 모든 주요 정전의 근본 원인이다. 미국에서는 1965년의 북동부 대정전에 대한 반성에서 북미의 핵심 전력시스템의 신뢰성 확보를 위해 1968년에 북미 전력 신뢰도협의회(NERC : North American Electric Reliability Corporation)가 설립되었다. 유럽 대륙에서는 인접 제어 지역 간 협조 운영은 1951년에 UCPTTE(Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity)의 설립으로 시작되었다. 이 기구는 현재는 ENTSO-E(European Network of Transmission System Operators)로 전환되었다. 최근에는 여러 지역에 걸친 송전망의 실제 상황을 더 광역적이고 실시간에 가까운 시점에서 파악할

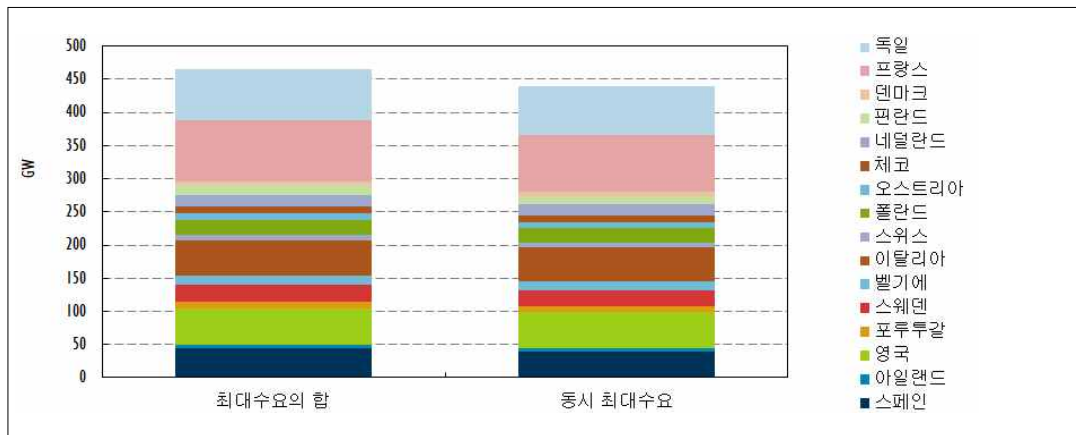
수 있도록 2006년에 CORESO(Coordination of electricity system operators)이, 2008년에 TSC(TSO Security Cooperation)이 설립되어 국가단위 송전망운영자를 지원하고 있다.

전력시스템 안전과 관련된 몇몇 과제에도 불구하고 전력시장의 통합을 통해 공급원의 다양화로 인한 상당한 편익이 발생하였고, 충분한 발전 용량을 유지하기에 필요한 비용이 절감되었다. 계통운영자 간의 강력한 협력은 이러한 대규모 동일 주파수 연계 지역 시스템의 안정성을 유지하는데 필수적이다.

지역의 자원적정성

지역을 상호 연계시킴으로써 자원적정성 확보와 예비력 유지를 위해 필요한 비싼 용량 자원을 공동으로 이용할 수 있다. 더 넓은 지역의 전원 포트폴리오를 활용하여 계획 정지, 비계획 정지, 안전 문제 등으로 인해 사용할 수 없게 된 발전소를 대체할 수 있는 용량을 쉽게 찾을 수 있다. ENTSO-E는 새로운 시장 통합의 진전에 따라 유럽 전체에서 전력 가격의 균등화가 촉진되어 2~5유로/MWh의 도매가격 감소가 시현될 것으로 생각하고 있다 (ENTSO-E, 2014). 이로 인해 적절한 용량을 유지하는 비용을 줄이고 전력시스템의 신뢰도를 향상시킬 수 있다.

그림 7.4 유럽 16개국의 최대 수요



출처: ENTSO-E, IEA.

최대 전력 수요는 일반적으로 인접 지역별로 다른 시간대에 발생한다. 북유럽과 캐나다에서는 전기 난방과 급탕에 의해 겨울에, 남유럽과 미국은 냉방에 의해 여름에 첨두 수요가 발생한

다. 2013년에 중앙 유럽 국가들 전체의 동시 최대 수요는 국가별 최대 수요의 합계보다 5%가 적었다(그림 7.4). 이는 30GW에 달하는 용량이다. 상호연계의 완결성의 한계로 동시 최대 수요를 완벽하게 줄일 수는 없었지만 연계선과 국가별 송전망을 확충한다면 공동으로 이용할 수 있는 전원의 범위를 넓힐 수 있다.

유럽에서 Pentalateral 에너지 포럼⁴⁷⁾은 2015/16년 겨울과 2020/21년 겨울의 Pentalateral 지역의 공급 안전성 분석 결과를 발표하였다. 이 보고서에 따르면 이미 잘 연계된 지역에서조차도 예상되는 VRE의 증가로 인해 연계선의 중요성이 높아지는 것으로 나타났다. 연계된 지역에서 전원과 수요를 조율함으로써 공급지장 기대치(LOLE: Loss of load Expectation)가 상당히 줄어들 수 있다. 예를 들어 프랑스의 경우 연계된 시스템의 공급지장 기대치는 독립된 시스템과 비교하여 2015/16년 겨울에 217시간에서 14시간으로 감소된다(Pentalateral Energy Forum, 2012).

표 7.1 두 기간의 Pentalateral 지역의 LOLE 비교

	공급지장 기대치 (시간)			
	2015/16		2020/21	
	독립	연계	독립	연계
벨기에	177	0	308	0
프랑스	217	14	151	6
오스트리아	0	0	3	0
스위스	1,251	0	1,086	0
독일	1	0	0	0
뉴질랜드	0	0	32	0
룩셈부르크	8,760	0	8,760	0

출처: Pentalateral Forum, 2015.

장기적인 지역 단위화 효과를 이용한 연계 지역의 공급 안정성 확보를 위한 지역단위의 자원적 정성 평가 분석은 전력망 계획에 적합한 기본 정보를 제공한다. 이러한 자원적정성 평가 시에는 연계선뿐만 아니라 지역 내에서의 송전망 제약을 적절하게 반영하여야 한다. 이러한 자원적정성 평가에는 전력망 확충과 발전 용량에 대한 향후의 요구사항이 포괄적으로 제시되어야 한다.

47) 벨기에, 네덜란드, 룩셈부르크, 프랑스, 독일, 오스트리아, 스위스의 7 국가의 정부 간 이니셔티브.

VRE의 점유율의 증가에 따라 자원적정성은 전력시스템에서 더 이상 결정론적인 개념이 아니라는 것에 주목하여야 한다. 지역 간의 자원적정성 분석 시에는 전력 수요와 수력, 풍력, PV 발전의 확률적 특성을 반영해야한다(제4장 참조). 그런 확률적 시뮬레이션의 결과는 시간별 확률 분포, 이용률, 국가별 기상 조건의 상관관계에 관한 많은 가정에 좌우된다.

7.2. 송전망 현황

송전망 연계의 시초는 1920년대로 거슬러 올라간다. 전력시스템 간의 연계로 설비 고장, 예기치 않은 수요, 예방정비 등의 시기에 전력 예비력이 확보됨으로써 신뢰도가 더 높아질 수 있다는 것이 이 시기에 밝혀졌다. 또한 예비력을 공유하고 공급 안정성을 증가시키는 다양하고도 저렴한 전원을 사용할 수 있어서 비용이 절감되었다. 이러한 연계선은 양자 또는 다자간 협정과 수직 통합된 전력 회사와 정부 사이의 장기 계약에 따라 주로 건설되었다. 이러한 연계 송전선의 개발로 상호 연계된 대규모 전력시스템(동기 주파수 50Hz 또는 60Hz)이 나타나게 되었다(NREL 2012).

북미

현재 북미 서부, 동부, 텍사스 주, 알래스카 주, 퀘벡 연계망 등 5개의 공동 주파수 지역이 존재한다. 이들 주파수 지역은 서로 동기화되어 있지 않다, 즉 교류 연계선으로 연결되어 있지 않고 연계 용량은 고압 직류 송전선(HVDC : High Voltage Direct Current)의 물리적인 용량에 의해 제한되어 있다. 현재 약 2GW 용량의 몇 개의 직류선로가 서부 연계망과 동부 연계망 사이에, 그리고 2.6GW 용량의 직류선로가 동부 연계망과 텍사스 연계망 사이에 존재한다.

글 상자 7.1 동부 연계망 강화

DOE의 의뢰를 받아 NREL은 동부 연계망 내의 여러 계통운영자들의 관할 구역에 대한송전선의 소요량을 평가했다. Eastern Wind Integration and Transmission Study (NREL, 2011) 보고서에는 2024년까지 20%~30%의 풍력 발전의 보급에 필요한 송전망 및 연계선의 개발 필요성과 전력시스템 운영에 미치는 영향이 분석되어 있다. 이 연구는 이러한 종류의 것으로서는 미국에서 최초이다. NREL은 이에 이어 다양한 풍력 및 PV의 도입 전략과 운영 패러다

임이 전력시스템 운영에 미치는 영향을 평가하고 있다.

이 연구에서는 1%~7%의 차단율로 풍력 발전을 통합하기 위해 필요한 연계망 요건을 평가하기 위해 세 가지 시나리오와 다양한 풍력 발전 위치 및 기술을 사용했다. 시나리오 1은 원격지의 대초원 지대(Great Plains)에 있는 최고의 육상 풍력 자원을 이용할 목적으로 여러 관할 구역을 통과하는 최대한의 연계선을 건설하는 시나리오이다. 반면 시나리오 3은 주로 해상 풍력 발전을 이용하고 나머지는 필요한 만큼 수요 중심지에 가까운 육상 풍력 발전으로 충당하는 시나리오이다. 시나리오 2는 육상과 해상 풍력 자원의 균형을 취하는 혼합 시나리오이다.

이 연구에 따르면 시나리오 1하에서 여러 관할 구역에 걸친 연계선의 활용, 송전망 보강, 거래량 증가로 인해 다른 두 시나리오에 비하여 전력시스템 비용이 최소였다. 송전망 경제성 분석에 따르면 기존 시스템의 제한적인 보강이 아니라 765kV급까지의 교류 송전선과 400kV 및 800kV급의 HVDC를 포함하는 대규모 송전망의 개발이 바람직하다. 그러나 시나리오 1과 시나리오 2는 각각 1.22과 1.09의 편익/비용 비율이 있는 것으로 나타났지만, 시나리오 3에서는 발전 비용 감소가 송전망 비용 증가를 웃돌지 못하였다.

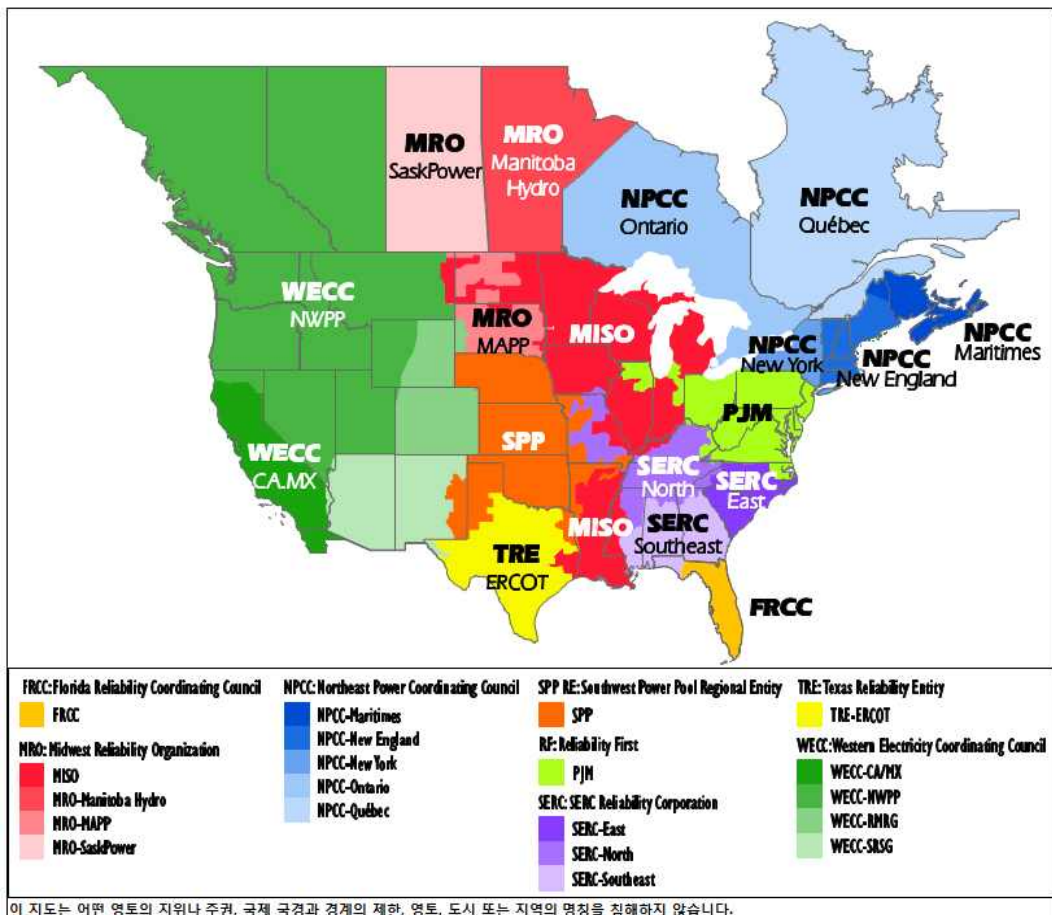
미국 에너지부(DOE)는 미국의 송전 투자는 증가할 것으로 예상하고 있다. 주식이 공개된 전력 회사(IOUS: Investor Owned Utility)는 2013년에 송전 부문에 169억달러라는 기록적인 금액을 투자했고 이것은 2001년의 58억달러보다 증가한 수치이다. 송전 투자는 1990년부터 2010년까지의 20년간 침체하여 연간 약 1,000마일(회선 기준)이었다. 그러나 신규 송전선 투자는 총 송전 투자 금액의 약 절반이고 나머지 지출은 변전설비, 철탑, 지중 케이블 등에 대한 투자였다(DOE, 2015).

단편적이고 중복된 규제는 송전망의 개발을 방해할 우려가 있는 것으로 널리 알려져 있다. 북미에서는 연방, 지역, 주 단위의 제도와 규제 구조가 점점 중복되고 있다(지도 7.2). 송전망의 물리적 복잡성이 더해지면서 이러한 규제 상황으로 인해 새로운 연계선 개발에 대한 커다란 제도적 과제가 발생한다.

예를 들어 텍사스 연계망과 서부 연계망 사이에는 연계선이 없다. 두 지역의 총 발전 용량과 비교하여 연계선의 용량은 거의 무시할 수 있는 정도의 적은 양이다.

또한 미국과 캐나다의 대부분의 연계망은 더 작은 지역들로 더 나뉜다. 이 작은 지역에서는 단일 기관이 독자적으로 전력시스템 운영과 송전망 계획을 담당한다. 이 중 최대 규모 지역들은 종종 여러 주를 관할하는 ISO 또는 RTO에 의해서 운영되고 있으며, 시장 기반 제도들을 지속적으로 개발하면서 미국의 2/3과 캐나다의 1/3의 전력 수요를 공급하고 있다. 이러한 지역 간 송전선은 단일 전력시스템 계획 관할 구역을 넘어서 때로는 전력시스템에 대한 정책이 서로 다른 여러 주에 걸치므로 연계선과 동일한 역할을 하면서 동일한 문제에 직면하고 있다.

지도 7.2 RTO, ISO, NERC 지역 운영 주체



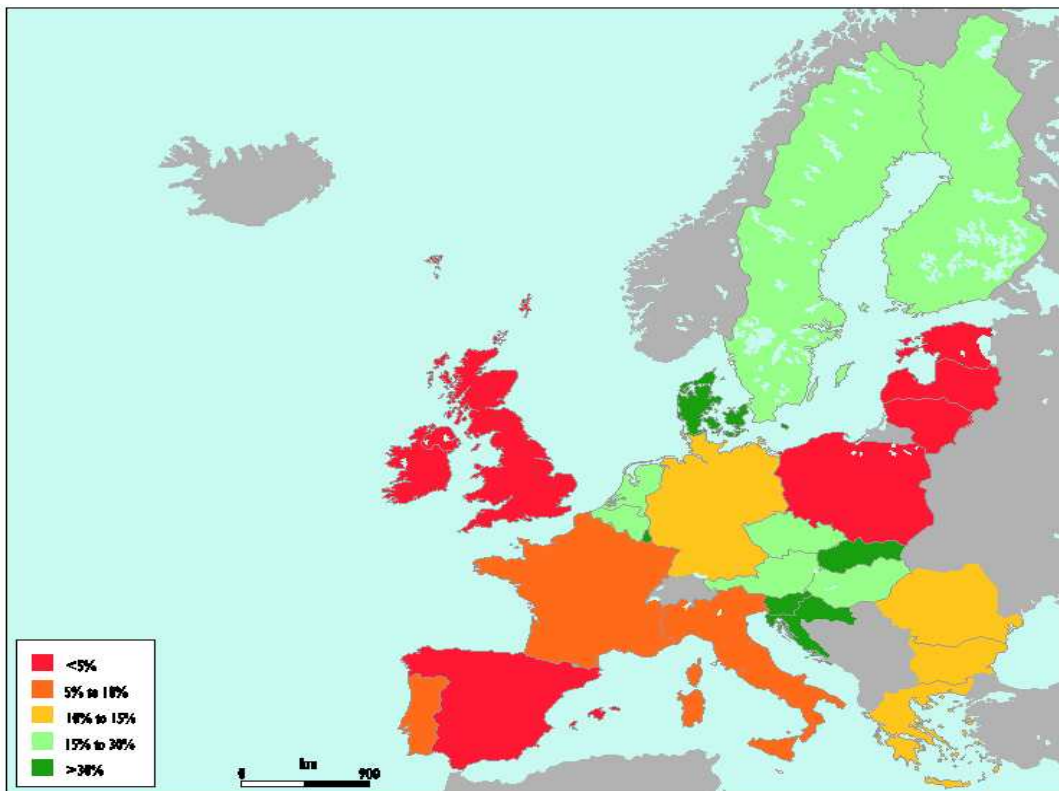
본 지도는 어떠한 영토의 지위 또는 주권, 국경 및 협회에 대한 한계 설정, 기타 어떠한 영토, 도시 또는 지역의 명칭에 대한 편견을 가지는 것은 아니다.

출처: IEA, 2014d.

유럽

유럽에서는 국가 간 연계선에 의해서 유럽 대륙의 동부로 뻗어가는 거대한 동기 주파수 (50Hz) 지역이 형성되었다(지도 7.3). 연계선의 용량은 유럽 국가 전체 발전 용량의 11%에 달한다. 그러나 지역별 차이가 존재한다. 예를 들면 발트 해에서는 공급 안정성의 향상과 발전 사업자의 시장 지배력 감소를 위해서 연계선에 대한 상당한 요구가 있다. 유럽의 전력망 연계의 개선으로 시장의 팔목할만한 혜택이 유럽 시민에게 주어질 수 있다. 즉 소비자들은 2030년까지 연간 120억유로에서 400억유로를 절약할 수 있다(Booz & Co, 2013).

지도 7.3 현재 PCI가 완성된 후 2020년 EU의 연계 수준



이 지도는 어떤 영토의 지위나 주권, 국제 국경과 경계의 제한, 영토, 도시 또는 지역의 명칭을 침해하지 않습니다.

출처 IEA, 2015.

2014년에 유럽위원회는 EU 회원국 간의 연계를 15%로 확대하는 목표에 대해 논의했다. 이 목표에 따라 연계선 문제가 가시화되었지만, 연계선의 비용과 편익은 투자의 관점뿐만 아니라

실제 송전선 건설에 필수적인 공공의 수용성과 이해 관점에서도 철저하게 평가할 필요가 있다. 철저한 비용/편익 분석을 통해서 연계선 프로젝트에서 얻을 수 있는 편익을 보여줄 수 있을 때에만 공공의 수용성이 확보될 수 있다. 목표 점유율 달성만을 위한 연계선 프로젝트가 진행된다면 수용성 측면에서 곤경에 처할 것이다.

글 상자 7.2 ENTSO-E의 송전망 개발 10개년 계획

ENTSO-E는 EU의 에너지 정책 목표의 달성에 필요한 송전망 확장 계획을 살펴볼 수 있는 ‘10개년 전력망 개발 계획’ (TYNDP)을 2년마다 공표하고 있다.

TYNDP 2014에서 2030년의 재생에너지 점유율이 40%~60%인 여러 시나리오(‘비전’이라고 함)에서 필요한 송전선과 연계선 개발사업을 분석했다.

비전 1의 재생에너지 점유율이 40%로 낮은 경우에는 연계선과 송전선의 요구가 낮게 나타났다. 비전 4의 재생에너지 보급률이 60%로 높은 경우에는 더 장거리에 걸친 대규모 전력 조류가 발생하였다. 이 중 제안된 투자의 대부분은 재생에너지의 직접 연계 또는 수요지로 전력 전송을 위한 공용망 확충의 재생에너지 통합 문제를 해결하려고 하는 것이다.

TYNDP에 따르면 사회적, 경제적 편익을 제공하기 위해 2030년까지 유럽 전역의 연계 용량을 두 배로 늘려야 한다. ENTSO-E가 분석한 이 연계용량은 두 전력시장 사이의 송전혼잡을 줄여 경제적으로 효율적인 방식으로 전력을 거래할 수 있는 능력으로 특징지어진다. 두 입찰 지역 간 송전 용량의 증가로 인해 전력가격이 비싼 지역에 속한 소비자의 에너지 비용이 줄어들고 전력이 최소의 비용으로 생산될 수 있다. 물론 경제적 편익은 ENTSO-E가 전기 요금을 책정하는 시나리오에 달려있다.

재생에너지 통합은 또한 송전망 보강에 의해 영향을 받는다. 시나리오에 따라 새로운 접속의 실현 또는 송전 혼잡 완화 중 하나에 의해 TYNDP의 44%~80%의 프로젝트는 에너지 시스템에서 재생에너지를 증가시킬 수 있다.

출처 : ENTSO-E, 2014.

호주

호주 6개 관할 구역(퀸즐랜드, 뉴 사우스 웨일즈, 호주 수도 특별 자치구, 빅토리아, 사우스 오스트레일리아, 태즈메니아)은 경쟁적 국가 단위 에너지 시장(NEM : National Energy Market)의 창설에 합의하였고, 이는 1996년 국가 전력법에 의해 실시되었다. 1998년 NEM은 운영을 개시하였다. 2000년~2001년 퀸즐랜드 주는 두 개의 송전선에 의해 NEM과 물리적으로 연계되었다. 2005년 태즈메니아는 NEM에 가입하였다. 2006년 4월에 태즈메니아에서 빅토리아간 HVDC 해저 연계 케이블이 상업적 투자 프로젝트로 완성되었다. 이로 인해 현재 모든 관할 구역은 물리적으로 최소한 하나의 연계선으로 접속되어 있다. NEM은 지리적으로는 5,000km의 지역에 걸쳐 40,000km의 교류 송전망을 가진 세계 최장의 교류 연계 시스템이다.

일본

일본의 전력시스템의 주파수는 50Hz와 60Hz로 동서가 다르다. 전력 사업의 초기에 도쿄 지역은 독일제 발전기를, 오사카 지역은 미국제를 선택한 역사적인 경위가 이 차이의 원인이 되었다. 이 주파수 차이에 의해 일본의 교류 송전망은 분할되어 있으며 이 동서의 전력시스템을 연계하는 ‘동서 전력망 연계’로 알려진 주파수 변환 시설(FCF : Frequency Converter Facilities)이 필요하다. 2014년 8월 기준 3개의 FCF(시즈오카 현의 사쿠마 FCF와 히가시-시미즈 FCF 그리고 나가노 현의 신-시나노 FCF)가 총 1.2GW의 연계용량으로 운영되고 있다.

역사적으로 수직 통합된 전력 회사는 자기 영역에서 충분한 공급력을 유지하여야 했다. 따라서 10개 공급지역간의 계통연계는 약하며 주로 계통운영 안정성 목적으로 이루어졌다. 따라서 후쿠시마 지진의 직접적 영향을 받은 지역에서는 전력 부족이 발생하였지만, 일부 지역에서는 전력이 남아돌게 되었다. 이러한 연계선의 제약은 현재까지 후쿠시마 원전 사고의 영향을 받은 지역으로 전력을 공급하는데 큰 문제가 되고 있다.

‘동서 전력망 연계’ 용량은 2020년까지 총 2.1GW까지 확장될 계획이다. 여기에는 중부전력이 2013년 2월에 완성한 히가시-시미즈 FCF의 300MW의 증가 용량을 포함한다.

7.3. 새로운 연계선에 대한 투자

새로운 연계선에 대한 투자는 정책과 규제, 제도, 계획, 이용권, 비용 할당 등 다른 송전선에 대한 투자와 유사한 장벽에 직면하고 있다(IEA, 2013).

여러 지역의 관여는 그 자체로 복잡성을 더하며 투자와 규제의 단계에서만 아니라 계획 단계에서 모든 이해 관계자간의 협력과 조율이 더 필요하게 된다. 안정된 규제 제도의 확립을 통해 전력망 보강을 제때에 그리고 당사자들 간의 우호적인 여건 하에서 마칠 수 있다. 안정된 규제 틀에는 조율된 계획, 안정적 비용·편익 분석 방법론, 투명하고 공정한 비용 할당 방법이 포함된다.

연계선 건설에 대한 장벽

유럽과 미국은 연계선에 대해 다른 접근 방식을 선택하고 있다. 전력시장의 통합은 유럽위원회의 중요한 정치적 의제이며, 유럽위원회는 2009년부터 제3차 에너지 패키지 정책을 통해 연계선에 대한 투자를 촉진하기 위한 조치를 강구해왔다. 이에 반해 미국 연방 에너지 규제위원회(FERC)의 규정은 제어 지역이나 RTO 간의 상호 논의에 더 의존하고 있다.

관할 구역을 넘어서는 송전선의 부족은 해당 지역의 지리적 여건을 종종 반영하지만 다른 장벽에 기인할 수도 있다. 제도간의 차이를 극복하는 것은 시장을 통합하는데 있어 큰 어려움 중 하나이다. 국가내(예를 들어 미국과 호주)의 시장 통합도 卅 차원의 제도와 규제의 차이들로 인하여 이미 매우 어려운 상황이다. 국가 간(예를 들어 유럽이나 아시아)의 시장 통합은 훨씬 더 큰 도전에 직면한다. 오늘날 정부와 규제 기관은 국가 단위 또는 개별 주 단위에 한정된 목표를 가지고 해당 지역의 소비자 편익과 전력 공급 안정에 초점을 맞추고 있다. 따라서 일부 규제 기관들은 국내와 국제 수준 모두에서 사회적 편익의 최적화를 목적으로 한 정책이 시장 통합의 핵심 요소라고 생각하고 있다.

생각을 더 하여야 할 것은 새로운 연계선과 시장 통합의 심화로 인해 전력수출 지역의 전력 가격이 때때로 높아질 수 있다는 것이다. 이것은 또한 시장 통합에 대한 잠재적인 장벽이다. 연계선 용량의 증가로 송전선 혼잡이 해소되고 동시에 도매가격이 서로 수렴하게 된다. 이것은

전체적 편익이라는 측면에서는 편익을 가져오지만 지역별로 가격 조정을 일으켜 해당지역 소비자와 생산자의 편익 배분에 큰 영향을 미친다. 값싼 석탄 화력 발전, 원자력 발전, 수력 발전의 혜택을 누리는 지역은 전력시장의 통합 혹은 심지어 자유화에 관여하기를 꺼린다는 강한 경험적 근거가 있다. 국가 목표에 중점을 둔 정부는 인접국을 고려할 인센티브가 제한적일 수 있다.

마지막으로 새로운 송전 프로젝트는 종종 지역의 반대에 직면한다. 사람들은 전자기장의 영향을 우려하고(이러한 우려는 입증되지 않음), 송전선에 의해 주거용 부동산 가치가 저하될 가능성을 두려워한다. 이러한 저항에 직면하면 가공 송전선보다 5~10배의 비용이 드는 지중 케이블의 도입이 필요한 경우가 있다. 결과적으로 이런 대안은 비용·편익 분석에서 비용요소를 증가시켜 경제성이 있는 것으로 판단되는 프로젝트의 수가 제한되게 된다.

이러한 상황에서는 연계선과 송전선 용량의 증가는 제한적일 수 있다. 대륙에 걸쳐 산재되어 있는 풍력과 PV의 변동성을 완화시키면 수십 GW의 송전 용량의 도입이 추가로 필요하다. 그러나 2015년에 시작된 프랑스와 스페인 사이의 연계선⁴⁸⁾의 예에서 볼 수 있듯이 하나의 1.2GW 급 송전선 건설에 30년까지의 시간이 걸리는 것이 현실이다. 한편 저탄소 발전자원이 전력시스템에 더 많이 보급됨에 따라 기존 송전망의 효율적인 이용에 대한 필요성이 늘어날 것이다.

전력망 계획의 협조

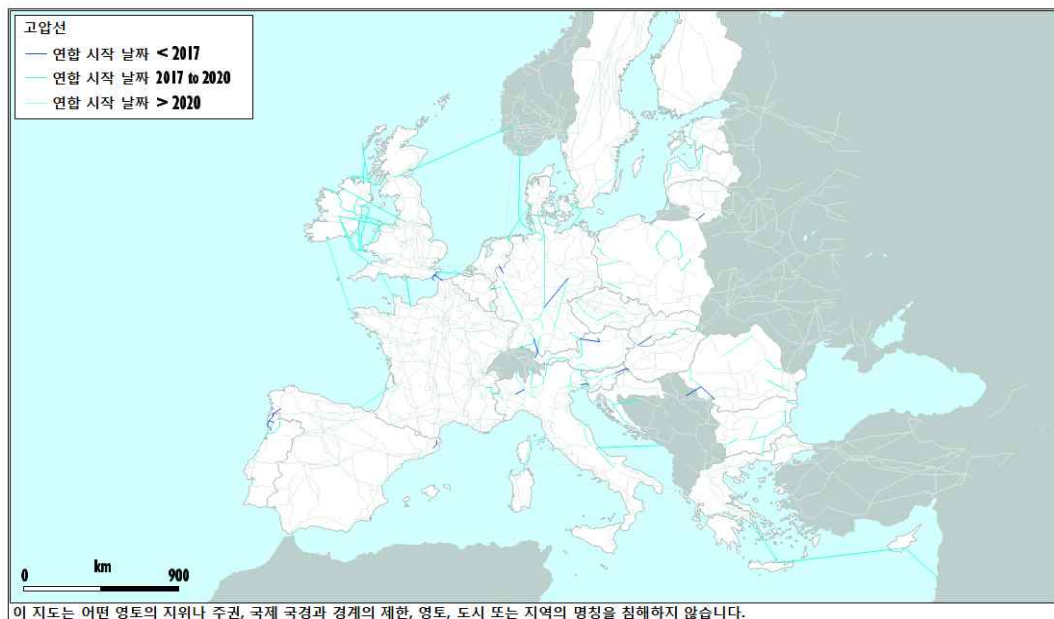
연계선에 대한 협조 계획 수립은 지역 간의 규모로 유럽(TYNDP에 의해)과 북미(양자 간 협약이나 위원회에 의해)에서 이미 진행 중이다. 이러한 노력의 대부분은 자연적으로 발생한 것이 아니라 유럽위원회와 FERC에 의한 정책적인 요청의 결과이다.

ENTSO-E 지역 내 범유럽 차원의 협조 송전계획인 TYNDP 2014에는 이미 송전 혼잡이 있거나 향후 보강이 없는 경우 송전 혼잡이 발생할 수 있는 약 100곳이 적시되어 있다. TYNDP의 모든 시나리오에서 발트 3국과 EU 인접국 간의 연계 용량을 세 배로 증가시킬 필요가 있다고 예상된다. 아일랜드 및 영국과 유럽대륙 사이의 기존의 3GW의 용량을 적어도 두 배로 증가시킬 필요가 있으며, 더 높은 재생에너지 연계 시나리오에서는 세 배로 증가시킬 필요가 있다고 예상된다(ENTSO-E, 2014).

48) <http://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

2013년 유럽은 ‘공동 이익에 근거한 프로젝트’⁴⁹⁾(PCI : Projects of Common Interest)로 알려진 ‘최우선 에너지 기반설비 프로젝트를 위한 EU 지침’을 Energy Infrastructure Package (Regulation EU 347/2013)의 일환으로 채택했다. 여기에 포함된 프로젝트는 인허가 절차상의 편의, 규제 조건의 개선, Connecting Europe Facilities(CEF)로부터 2014년~2020년간 총 58.5억유로의 재정 지원 등의 혜택이 주어진다. EU는 2013년 10월에 전력 인프라에 대한 PCI 프로젝트의 첫 번째 목록을 발표했다.⁵⁰⁾ 이러한 PCI 프로젝트는 ENTSO-E의 TYNDP와 일관성을 유지하고 있다(지도 7.4).

지도 7.4 PCI에 근거한 송전선로, TYNDP 2014



출처: ENTSO-E, 2014.

미국에서는 FERC Order 1000(2011)에 의해 광역단위 송전계획 담당기관들에게 새로운 요구사항이 부과되었다. 이 요구사항에 따르면 광역단위 송전계획 담당기관은 데이터를 적어도 매년 상호 교환하고, 모델의 전제와 모델 자체를 일치시키기 위한 공동 작업을 수행하고, 지역 간의 프로젝트와 비용 편익 평가를 일치시켜야 한다(FERC, 2011). 광역단위 송전 계획 수립 과정을 통하여 지역 송전 계획(LTP : Local Transmission Plans)에서 제시된 방안보다 효율

49) PCI <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

50) 2016년 7월 발표.

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/latest-map-key-eu-crossborder-energy-infrastructure-projects-published>

적으로 또는 비용 효과적으로 해당 지역의 요구를 충족할 가능성이 있는 송전망 대안을 담은 ‘광역 송전 계획’을 보다 상세하게 수립하여야 한다. 동시에 송전에 의하지 않는 대안을 송전 대안과 동등한 기준으로 검토하여야 한다. 송전망 대안이 지역 송전 계획의 방안보다 효율적이거나 비용 효과적인 경우에는 이 송전망 대안을 광역단위 비용 배분을 위해 광역계획에 포함시킬 수 있다.

FERC Order 1000은 지역 간 협조에 관한 요구는 많지 않고, 지역 간 송전계획의 수립 또는 연계망 전체에 대한 송전계획 참여를 요구하지는 않는다. 그 대신에 인접하는 두개의 송전계획 지역은 각각의 요구사항에 대한 정보와 그에 대한 해결 방안을 공유하여야 하고, 이들 지역의 요구에 대한 더 효율적이거나 비용 효과가 있는 해결방안을 제시하는 지역 간 송전 설비를 파악하여 공동으로 평가하여야 한다.

미국의 여러 지역에서는 단일 계통운영지역단위 계획의 일부로서 또는 이와 병행하여 연계선 계획을 상호 협조적으로 수립하고 있다. 이러한 협조적 계획 추진활동은 공동 실시협약(ISO-NE, NYISO, PJM간의 북동부 ISO/RTO 계획 협조 규약 등)이나 공동 위원회(공동 운영 계약(PJM and MISO, 2008)에 근거한 PJM과 MISO의 지역 간 송전계획관계자 자문 위원회(PJM, 2013) 등)를 기초로 실시된다.

호주에서는 국가송전계획기관인 호주 에너지시장 운영자(AEMO)⁵¹⁾에 의해 협조된 연계선 계획이 수립된다(AEMO, 2014). AEMO는 매년 갱신되는 국가 개발 계획을 발표하여 호주 에너지 시장에서 송전 계획과 에너지 부문 간 조율에 관한 국가차원의 전략적 시사점을 제공한다. AEMO는 한발 더 나가서 송전망 이외의 대체 방안도 평가한다(AEMO, 2014).

주변에 복수의 전력시스템 계획 담당자가 있기 때문에 계획 과정에서 강력한 협조가 필요하다. 대규모 연계 지역의 모델링은 규모가 크고 복잡하기 때문에 상향식과 하향식 두 절차가 동시에 필요하다. 상향식 계획에서는 자세한 지역 정보에 의거 지역 또는 광역 송전 계획을 통합한다. 하향식 계획에서는 전체의 관점을 가지는 주체가 참여하여 지역 간 연계선의 후보를 특정한다. 그러나 각각의 계획 방법만으로는 부족하다. 상향식 방식은 광역적 프로젝트를 발굴하는데 적합하지 않으며 하향식 방식은 광역 송전망의 중요한 측면을 간과할 가능성이 있다. 이 때문에 두 가지 방식을 조합하는 것이 최선의 해결책으로 여겨진다.

51) 해외에서 흔히 볼 수 있는 AEMO는 전력과 가스를 관할한다.
<https://www.aemo.com.au/>

미래에 대비하여 송전망을 모델링한다는 것은 불확실하고 변화하는 세계에서 복잡한 송전망 구성에 대한 변경 대안들을 평가하는 것이다. 즉, 엄청난 불확실성 하에서 다각적인 측면으로 수많은 대안들 가운데 선택을 하는 것이다. 구조개편과 송전과 발전 계획의 분리에 의해서 이 불확실성은 증가한다. 또 정책, 부하 패턴, 기술, 그리고 이들에 의한 장래 전원 믹스는 50년의 송전투자 기간 동안 내내 확실히 안정적일 수는 없다. 견고한 송전망 설계를 하려면 송전계획자는 ‘후회 최소화’ 투자를 발굴해 낼 필요가 있다.

송전망 계획의 가장 중요한 변수 중 하나는 재생에너지의 점유율, 특히 전력시스템 전체와 지역별 재생에너지의 점유율이다. 재생에너지에 대한 명확한 목표를 가진 나라는 이 불확실성을 줄일 수 있어 송전망 계획 과정의 어려움을 완화할 수 있다. 공급 안정, 유연성 확보, 도매 시장 확대, 시장지배력 완화 등의 다른 송전망 보강 기준에 대해서도 위와 동일한 논리가 적용될 수 있다. 기준과 목표를 보다 명확히 함으로써 에너지 시스템의 미래 요건을 충족하는 송전망 계획을 수립하는 것이 용이하게 된다. 그럼에도 불구하고 필요한 송전망 보강 사항을 결정에서는 견고하고 투명한 방법론을 적용하여야 한다. 여기에서 견고성⁵²⁾이란 어떤 경우에 필요한 프로젝트를 명확히 파악하기 위해 다양한 시나리오 하에서 송전망 계획을 하는 것을 의미한다.

많은 관할 구역에서 통합 계획 수립 틀을 마련하는데 진척을 보여 왔다. 효율적인 지역 간 송전망 계획 절차를 지원하기 위해서 다음 측면들을 조율할 필요가 있다.

- 일관성 있는 데이터 세트를 사용하는 것
- 다양한 계획 입안 모델들을 모으는 것
- 신뢰도 요건들을 조화시키는 것

유럽에서는 전력망 사용 조건에 관한 규제(Regulation EC 714/2009)에서 전력망과 연계선의 개발에 관련되는 규칙들을 조화시키려 하고 있다. 그 목적은 EU에서의 송전망 계획이 상호 조율이 되고 충분히 미래지향적일 수 있도록 하고, 송전시스템(연계선을 포함)이 흠결 없이 기술적으로 진화하도록 하기 위한 것이다.

인프라 설비 계획과 규제 승인절차를 제때에 일관되게 조율하려면 여러 가지 비용·편익 분석 내용을 폭넓게 조율하여야 한다. 예로서 ‘유럽 에너지 기반설비 우선 집행 지침’에 따르면

52) 여기에서 견고성이란 ‘계획의 수많은 불확실성, 시나리오에 영향을 받지 않고 안정한’이라는 의미로 이용하고 있다

ENTSO-E는 단일의 연계 평가 기법을 개발하여야 한다(EU, 2013). 호주에서는 단일의 규제적 투자 평가를 시행하고 있다(AER, 2010). 더욱이 여러 주에 걸친 프로젝트는 고도의 협조를 필요로 하고 인허가를 받는 것이 종종 어렵기 때문에, 규제 기관에 따라서는 보다 높은 투자 이익률을 제공함으로써 그러한 프로젝트에 혜택을 주려고 한다. 예를 들면 미국 FERC는 각 주 공익사업 규제 위원회의 지원을 받는 프로젝트에 대한 보상보다는 여러 주에 걸친 프로젝트에 대하여 실질적으로 더 높은 투자 보수를 허용하고 있다. EU에서 이탈리아는 보다 높은 투자 보수율을 제공하여 연계선에 대한 우선 투자를 유도한다.

비용 · 편익 분석

새로운 송전선과 관련된 비용과 편익을 신중하게 평가하려면 엄격한 비용 · 편익 분석(CBA: cost-benefit analysis) 방법을 적용하여야 한다.

어떤 프로젝트의 경제적 편익에는 특히 다음 사항이 포함된다.

- 예비력의 공유
- 신뢰성과 공급 안정의 제고
- 경쟁의 강화
- 생산과 운영비용 절감
- 용량 요건에 의한 용량의 절감
- 좌초된 투자(부분적인 것도 포함)의 회복
- 탄소 배출량 감소 등의 환경 영향 저감
- 송전선 혼잡비용 저감

어떤 프로젝트의 직접비용에는 설비 투자비용이 포함되며, 간접비용에는 송전투자에 따른 사회적 환경적 비용이 포함된다.

전력시장 참여자의 관점에서는 전력망 인프라 개발은 많은 변화를 종종 가져온다. 가장 직접적인 변화 중 하나는 각기 다른 전력시장가격을 가졌던 두 지역 간에 연계선을 추가하는 것이다. 발전 측에서는 더 넓은 지역의 부하에게 보다 높은 가격으로 전력을 판매할 수 있어 연계선은 시장가격이 낮은 지역 발전 사업자에게 이익을 가져온다. 동시에 시장가격이 높은 지역의

한계 발전기는 발전할 기회가 줄어들 수 있고 이에 따라 수익이 줄어들 수 있다. 만일 두 지역 간에 충분한 송전용량이 있다면 이러한 공급의 변화로 인하여 두 지역의 전력가격은 조정될 것이다. 수요측에서는 승자와 패자가 뒤바뀐다. 시장가격이 높은 지역의 소비자는 공급 비용 감소로 이익을 얻고 시장가격이 낮은 지역의 소비자는 공급 비용의 증가에 직면한다.

전력 수송에 따른 편익이 새로운 송전선의 비용을 웃도는 경우에만 그 송전선의 투자는 경제적으로 타당하다고 평가된다.

대부분의 신규 전력망 투자에는 특히 중요한 두 가지 원칙이 있다.

- 편익과 비용을 모두 포함하는 순 이익 평가에는 신규 투자가 전력시장 전반에 미치는 영향을 일반적으로 포함한다.
- 식별된 수익자에 상응하는 투자비용의 사전 할당은 자금조달 불확실성을 완화하고 프로젝트 수용성을 향상시킬 수 있다.

수익자를 사전에 식별한 결과가 투자비용 할당 과정에 반영되면 비용을 내재화시킬 필요성이 줄어들고 프로젝트의 수용성을 향상시킬 수 있다.

위에서 설명한 투자 필요성 평가와 병행하여, 정해진 권리와 책임뿐만 아니라 이해관계자 그룹 내의 자원의 가용성을 고려하면서 다양한 시장 참여자와 협의하여 비용편익분석을 하여야 한다.

비용편익분석을 계획 과정에 포함시킴으로써 투명성이 확보되고 시장 참여자와의 협의가 가능해져, 장래의 비용과 편익을 결정할 중요한 요인들에 대한 상호 수용 가능한 전제를 이끌어낼 수 있다.

투자 계획은 예상되는 개발사업들을 바탕으로 수립되기 때문에, 미래 상황에 대한 그러한 전제를 잘 조율하여 설정하는 것이 필수적이다. 그러나 전제에서의 불확실성으로 인하여 편익이 바뀔 수 있으므로 그러한 전제는 또한 리스크 평가를 동반해야한다(예를 들어 매년 송전 확장 계획의 일환으로 MISO가 실시하는 검토처럼)(MISO, 2014). 리스크란 수요, 연료, 공급 용량 등의 모든 관련된 전제들에 관한 가격 또는 물량 리스크라 할 수 있다.

먼 장래의 이익을 예상하는 경우 불확실성의 수준이 증가한다. 새로운 송전선은 종종 40~60 년간에 걸쳐서 장기적인 편익을 가져올 수 있다. 그러나 계획기간이 이렇게 장기화되는 경우 불가피하게 계획의 불확실성은 증가할 것이다. 이는 편익을 과소 또는 과대평가할 수 있는 리스크를 낳는다. 경제적 계획 원리에 장기적 편익과 위험을 평가하기 위한 적절한 방안을 포함하는 것은 규제적 의사 결정 영역에서는 충분히 개발되어 있지 않다.

모든 투자는 지역적 영향을 반영하고 부하와 발전은 다양한 특성을 지니므로, 사전 비용—이익 계산은 현지 상황에 따라 달라야 한다. 예를 들어 일부 발전기 또는 부하에 대한 계약상의 결정 내용에 따라서는 추가 투자의 혜택을 못 받을 가능성이 있기 때문에 시장설계에 따라 발전기 및 부하 별 조건을 포함하는 것도 적절하다. 모든 시장 참여자를 최대한 포함시키게 되면, 단일 전력망 계획자(FERC(2010)가 지정한 수익자들의 자발적인 참여만을 요구함)의 정보 처리 능력이 초과될 가능성이 있다.⁵³⁾

글 상자 7.3 텍사스 주의 재생에너지 통합과 송전망 계획

텍사스 주의 계통운영자(ERCOT)는 새로운 송전 인프라 비용 배분에 대해서 ‘수익자 부담’ 원칙이 아니라 얼핏 보면 ‘사회 전체의 부담’으로 보이는 방식을 선택했다. 텍사스 주 전력시스템은 다른 주로부터 분리되어 있어 ERCOT는 FERC의 규제는 안 받는다. 텍사스 주 서부와 Panhandle 지역의 대규모 풍력 자원을 활용하려면 휴스턴 등의 부하 중심지로 송전하기 위한 새로운 송전선이 필요하다. 텍사스 주 행정 규칙에 따라 아래의 기준을 충족하는 경쟁적 재생에너지 지역(CREZ: Competitive Renewable Energy Zones)이 만들어졌다.

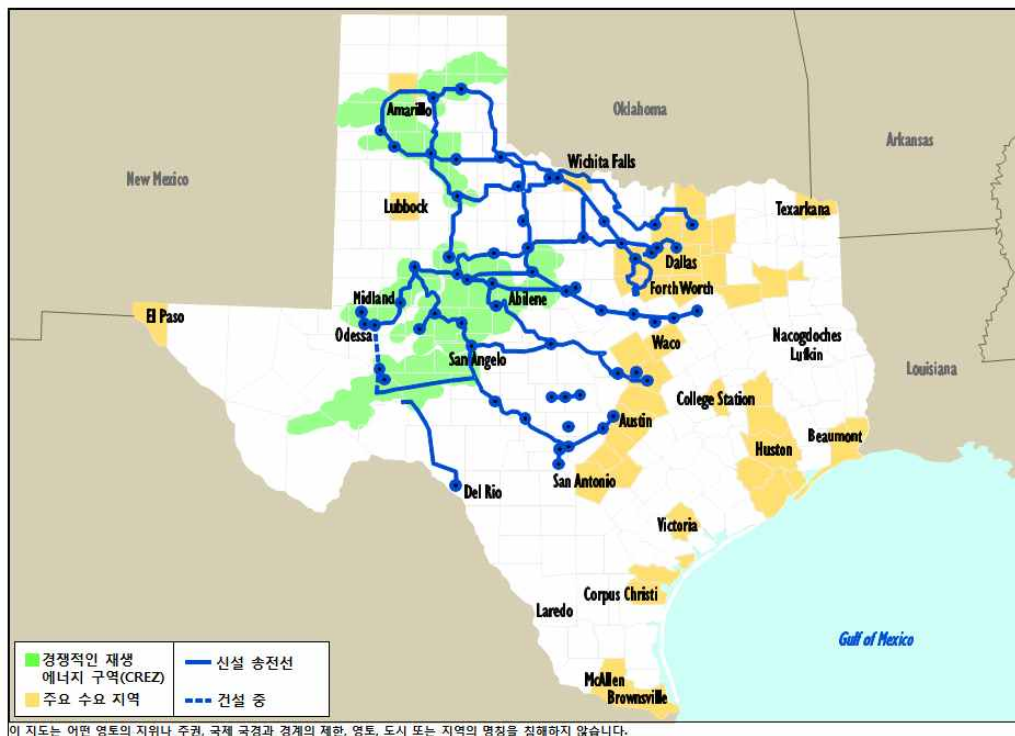
- 재생에너지 자원과 이를 개발하기에 충분할 정도의 적합한 부지
- 발전 사업자의 재무적 의무 수준
- 기타 기준, 예를 들면, 소비자에게 전력 수송을 위한 송전 건설 추정 비용, 재생에너지 자원의 예상 에너지 출력, 해당 지역 재생에너지 발전의 편익

ERCOT는 원격지의 CREZ에서 부하 중심지로 전력을 공급하는데 가장 비용 효과적인 송전 투자를 결정하기 위한 최적 방안을 검토하였다(ERCOT, 2008). 최종적으로 CREZ의 약 18,456MW의 풍력 발전을 전송하기 위해 49.3억달러의 비용이 소요되는 송전계획이 수립되

53) 그러나 FERC가 ‘그 수익자가 ISO나 RTO에 자주적으로 참가하지 않은 경우라 하더라도 무임승차를 피하기 위해, 송전 프로젝트의 수익자로서 특정의 주체를 지정하기를 마다하지 않는다.’라고 표명한 것은 주목할 만하다. 예를 들어 FERC는 MISO와 PJM에 어떤 서비스 지역에서 서로 영향을 미치는 프로젝트에 관해서는 공동 비용 배분 방법 개발을 촉구했다(FERC, 2010).

었다. 계획에는 매년 약 64,031GWh의 풍력 발전량을 공급하기 위해 총 2,334마일의 100개 이상의 345kV송전선 프로젝트들이 포함된다. 송전 수익은 투자비용을 충당하는데 사용되며 고객이 사회적 비용으로서 지불한다. 그러나 송전 투자가 ERCOT 전체 소비자에게 미치는 전반적인 상당한 효과로 인해 이 경우에도 ‘수익자 부담’의 원칙이 적용되고 있다고 할 수 있으므로, 이 경우의 ‘사회적 비용’이란 표현은 야간의 오해를 낳을 수도 있다. ERCOT는 CREZ에서 모든 지역까지 연결되는 새로운 송전 투자의 편익을 검토하고 있다. 일정한 수정과 조정을 통하여 다른 지역에도 유사한 방법을 적용할 수 있겠지만, 다수의 주와 다수의 국가의 경우에 이 방법을 그대로 사용하는 것은 어려울 수 있다.

지도 7.5 텍사스 주 경쟁적 재생가능 에너지 지역(CREZ)



출처: Public Utility Commission of Texas, 2014.

비용 배분

정확한 비용편익분석을 적용하는 한편 수용 가능한 비용 배분 방법을 찾아내는 것은 여전히 효율적이고 수용 가능한 신규 투자를 실현하는데 근본적인 장애 요인 중의 하나이다.

비용 배분의 문제는 지역 간의 송전망 투자와 특히 관련성이 깊다. 이는 여러 주 또는 국가의 다양한 관계자들이 관련되고, 그들은 통상 보다 더 넓은 지역의 전반적인 편익보다 개별 지역 또는 국가단위 현안에 더 초점을 맞추기 때문이다. 특히 여러 지역에 중요한 송전선은 시장 상황에 상당한 영향을 주는 경향이 있어 시장 참여자는 연계선의 혜택에 무임승차하고 싶은 생각을 가질 수 있다.

연계선의 비용 배분 문제는 송전 투자자의 인센티브를 배제하거나 소비자나 지역의 수용성의 부족을 유발한다든지 해서 자주 어려움을 야기한다. FERC은 부정확한 비용 배분이 월경(cross-border) 투자에 대한 큰 장애가 되는 것을 지적하고 있다(FERC, 2011). 그래서 규제 기관의 투자 승인에 관한 명확한 사전 규칙과 지역 또는 국가 간 비용 배분에 관한 명확한 규칙이 필요하다. 송전 비용은 주로 송전망 이용자로부터 회수된다. 다양한 비용 배분의 원칙이 대부분의 OECD 국가들에서 현재 이용되고 있다. 각 지역이 배분된 비용을 송전망 이용자에게 더 세분화하여 배분하는 방법은 월경 송전 계획 과정에는 별로 중요하지 않지만, 송전망 투자에 대한 사회적 수용성을 확보하는 데에는 대단히 중요하다.

미국의 FERC는 지역의 상황에 차이가 있는 경우에는 지역 내와 지역 간 비용 배분에 다른 방법을 사용할 수 있다고 밝혔다. 즉, FERC Order 1000에서는 송전서비스 제공자가 다음 여섯 개의 비용 배분 원칙을 준수하도록 하는 원칙기반 방법을 정의하고 있다. 이것은 주로 지역 내의 비용 배분에 초점을 맞춘 것이지만 일부는 지역 간의 비용 배분에도 적용된다.

1. 편익과 거의 상응하도록 비용 배분을 한다.
2. 편익을 얻지 않는 사람에게 원치 않는 비용 배분이 있어서는 안 된다. 어떤 지역에 위치한 지역 간 송전설비로부터 혜택을 받지 않은 지역에는 그 설비비용을 배분해서는 안 된다
3. 만일 임계치가 사용되는 경우 편익과 비용의 한계치는 1.25를 넘어서는 안 된다. 그러나 편익과 비용의 한계치를 사용하는 것은 의무적인 것은 아니다.
4. 해당지역 외의 지역이 자발적으로 비용 부담을 동의하지 않는 한 송전 계획이 이뤄지는

지역 내에서 비용을 배분해야 한다.

5. 비용 배분 방법은 편익 결정과 수익자 특성의 관점에서 투명성이 없으면 안 된다.
6. 다양한 비용 배분 방법이 다양한 목적(예를 들면, 신뢰성, 경제성, 공공 정책 등)의 송전 설비에 대해서 사용될 수 있다.

지역 간 비용 배분에 대해서 FERC Order 1000은 상호 연계되고 인접한 송전서비스 제공자들은 지역 간 협조와 비용 배분 절차를 개발하도록 규정하고 있다(FERC, 2010). 그러나 FERC는 특정 방법론은 의무화하지 않고 위에서 언급된 원칙기반 방법을 요구한다. 이는 각 지역은 적절한 비용 배분을 결정하기 위해서 다양한 방법을 필요로 할 수 있다는 인식 때문이다. 또 지역 간 비용 배분 방법은 각 송전서비스 제공자의 지역 내 배분 방법과 달라도 된다. 협력이 의무화되어 있지만, PJM, NYISO, ISO-NE 등의 송전서비스 제공자는 모든 잠재적 편익이 실현될 수 있으려면 조율된 계획이 중요하다는 것을 스스로 인식하고 있다(ISO-NE, NYISO and PJM, 2014).

관할 구역을 넘지 않는 투자라도 경계간 전송 용량에 큰 영향을 미칠 수 있음에 유의하는 것도 중요하다. 예를 들면 독일 송전망과 독일-오스트리아간 연계선 보강은 폴란드와 체코의 송전망에 큰 영향을 준다. 스페인과 프랑스간의 월경 연계선은 프랑스와 스페인 국내의 송전망 증강을 필요로 한다.

그래서 비용 배분 원칙은 관할 구역을 넘어서는 송전선에 한정할 필요는 없고, 지역이나 국내의 송전망 증강에도 적용할 수 있으며 이에 따라 인접 지역 혹은 국가들과의 연계가 더 나아질 수 있다. 이는 호주 에너지 시장 위원회(AEMC)의 예에서도 나타났는데, 지역 내의 모든 송전 제약의 약 2/3는 지역 간 송전제약 부분을 포함하고 있다(AEMC, 2011). 유럽에서는 국가 간 비용 배분은 송전선의 영향을 받는 국가 간의 상호 합의에 의해서 이뤄지며, 대상이 되는 송전선은 반드시 물리적으로 국경 양쪽을 잇는 송전선일 필요는 없으며 인접국의 송전망에 큰 영향을 미칠 수 있는 한 국가 내의 송전선일 수도 있다. 유럽 위원회 제 3차 에너지 패키지(the third energy package)와 ‘용량 배분과 혼잡 관리(CACM: Capacity Allocation and Congestion Management)⁵⁴⁾에 관한 전력망 규칙⁵⁵⁾’의 도입으로 유럽 에너지 규제 기관 협

54) EU의 비용 배분은 TYNDP에도 포함되어 있으며 ACER는 규칙(EU)No. 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No. 1364/2006/EC and amending Regulations(EC)No. 713/2009,(EC)No. 714/2009 and(EC)No. 715/2009에 규정된 것처럼 법정 권한을 갖는다.

55) ENTSO-E Capacity Allocation and Congestion Management(CACM)

력청(ACER: European Agency for the Cooperation of Energy Regulators)은 EU 회원국이 비용 배분 방법을 서로 합의하지 못할 경우 그것을 결정할 권한을 갖게 되었다.

호주에서도 새로운 송전 프로젝트 비용은 편익에 따라서 일부가 지역 간에 배분된다. AEMC는 2013년에 지역 간 송전 비용 청구에 관한 최종 결정과 규칙을 발표했다(AEMC, 2013). 새로운 협약은 지역 간 에너지 흐름을 지원할 때 송전의 편익을 보다 잘 반영하지만 각 송전 사업의 총 수익에 영향을 주지는 않는다. 기대되는 주요 편익은 기업이 송전 투자를 추구하는 인센티브가 증가한 데서 비롯된다. 기업이 인접 지역의 소비자로부터 투자비용의 일부를 회수할 수 있기 때문에 비용은 주로 자신의 지역에서 떨어지지만 혜택은 인접 지역에서 떨어진다. 게다가 소비자가 송전 서비스에 지불하는 가격은 실제 비용을 더 적절하게 반영하여야 한다.

지금까지 비용은 편익에 비례해서 배분해야 한다는 공통의 이해가 있다. 이 방법의 장점 중 하나는 공동의 계획과 함께 모든 관할 구역에 충분한 누적 편익을 가져오지 않는 프로젝트에 대한 과잉 투자의 예방이다. ‘수익자 부담’ 원칙의 또 다른 이점은 계획 및 평가 과정에서 각 이해 관계자 그룹에게 충분한 정보를 제공하여 새로운 연계선 투자에 대한 수용성을 높인다는 것이다.

이 방법의 어려움 중 하나는 모든 수혜자를 확인하는 것이다. 그것이 안 될 때에는 충분한 편익이 특정되지 않기 때문에 비용 회수의 전망이 서지 않고 본래 가치 있는 프로젝트를 실시하지 못할 가능성이 있다. 이 때문에 ‘사회적 비용화’라는 열등한 원칙이 지역 내뿐만 아니라 국가 간에도 비용을 분산시키는데 계속해서 널리 사용되고 있다. 그러나 사회적 비용화는 전력망 투자에 대한 위치 신호를 감소시키고 불필요한 투자를 유도하고 비용 규율을 감소시킬 수 있다(Kaplan, 2009). 반대로, 탈탄소화와 관련된 모든 불확실성과 함께 편익의 추정은 높은 수준의 불확실성을 포함하며 미래의 기술 개발에 대한 광범위한 가정에 의해 영향을 받는다. 평균 수명이 약 40년인 오늘날 전력망 투자는 에너지 소비 및 생산에서의 커다란 변화를 경험하게 될 것이다. 이상적으로는 ‘수익자 부담’ 원칙을 적용해야 하지만 결국에는 결과가 비용의 내재화 ‘방법과 유사할 수 있다는 점을 받아들여야 한다.

7.4. 시장 기반의 송전망 인프라 투자

시장 간 장기 가격 차이가 있는 지역의 시장 당사자는 혼잡수익을 얻거나 연계선 자체를 사용하기 위해 새로운 연계 용량에 투자하는 데 관심을 가질 수 있다. 이러한 연계선은 일반적으로 ‘상업적 연계선’ 이라고 한다(De Jong and Hakvoort, 2006). 다른 경우에는 계통운영자가 새로운 자산의 건설을 위한 경쟁 경매를 실시한다.

상업용 송전선에 대한 투자

송전 인프라의 상업적 투자자는 경쟁, 자유 진입 및 송전 서비스의 시장 기반 가격 결정과 같은 투자를 관리하기 위한 일련의 전제 조건에 의존한다. 상업적 투자자는 추가 송전 용량에 대한 투자에 대해 혼잡수익을 거둘 수 있다. 이 혼잡수익은 투자에 따른 두 지점 간 증분 송전 용량과 관련된 에너지 가격의 차이와 같다. 혼잡수익은 상업적 투자자가 투자 자본 및 운영비용을 충당하기 위해 받는 수익을 나타내며 ‘시장 기반’ 송전 투자를 유도하는 재무적 인센티브를 제공한다(Joskow and Tirole, 2005).

오늘날 새로운 전력망 인프라 구축은 대부분 규제에 의해 지원된다. 규제는 효율적인 시장 기반 전력망 인프라 투자가 직면한 장벽, 즉 불확실성 및 잠재적 매출 부족에 대한 해결책을 제공한다. 대부분의 IEA 회원국에서 송전 투자자는 규제 당국이 계산한 수익에 따라 보상을 받는다. 투자 계획과 규제적 수익 계산 및 배분은 불확실성과 잠재적인 수익 부족을 줄이는 것을 목표로 한다. 상업적 투자에 대한 추가적인 장벽으로는 지속적인 시장 지배력에 의한 가격 편차, 거래 비용 상승 또는 제3자 투자 제안을 거부할 수 있는 기득권을 둘 수 있다(Joskow and Tirole, 2005, Littlechild, 2011, IEA, 2013).

그러나 이러한 각 장벽은 국가별 또는 프로젝트별로 보인다. 현실의 프로젝트의 경험과 이로 인한 정책적 함의에 대해 학술적으로 계속 논의되고 있다. 실제 프로젝트를 관찰한 결과 불완전한 시장 정보가 상업적 송전 투자(상호 연결된 지점 사이의 예상 가격 편차가 실제로 낮은 것으로 판명된 투자)의 주요 장애물로 확인되었다(Littlechild, 2011). 호주에서는 처음에는 상업적 프로젝트로 시작한 Murraylink와 Directlink의 두 연계선이 지역 간 가격 차이가 사라졌을 때 규제 영역으로 전환되었다. Basslink는 호주 NEM에서 상업적 연계선으로 남아 있다. 이러한

사례에도 불구하고 상업적 기반의 송전 투자에 대한 장벽을 지속적으로 규명하고 가능하면 제거하는 것은 가치가 있는 것으로 보인다. 결과적으로 그러한 투자가 증가하면 투자 절차를 지원하기 위한 규제 개입의 필요성이 줄어든다. 이를 통해 모든 규제 투자 절차에 내포된 잠재적인 오류를 완화하고 경제적 효율성, 혁신, 기술 중립성, 공급 및 재원에 대해서 향상된 결과를 가져올 수 있다(Joskow, 2010).

새 연계선 건설 경쟁

송전선 및 연계선에 대한 또 다른 경쟁 형태는 계통운영자가 새로운 자산을 건설하기 위해 실시하는 경매이다. 추가 전송선 또는 연계선에 대한 필요성이 계획을 통해 확인되면 ISO는 새로운 자산을 만들고 소유하기 위해 입찰 절차를 마련한다. 엄밀한 상업적 투자와 달리 수익은 특정 자산에 대해 크게 규제된다.

표 7.2 연계선의 상업용 송전선에 대한 투자 절차를 가진 관할 구역

경쟁 절차를 따르는 관할 구역	
브라질	모든 송전프로젝트는 경매에 붙여짐(1999년 이후)
영국	해저 송전망 프로젝트의 입찰
미국의 지역계획	텍사스에서의 경쟁적 재생에너지 FERC 관할 구역의 모든 형태의 경쟁 절차
온타리오	현재까지 1개 사례의 송전입찰
앨버타	경쟁 절차가 진전

송전 소유자 간의 경쟁은 미주 지역에서 잘 발달되어 있다(표 7.2참조). 이러한 경쟁 과정의 주요 이점은 전력시스템 계획이 ISO에 의해 착수되는 동안 다른 잠재적 송전 소유자가 보다 비용 효율적인 해법을 제안할 수 있다는 것이다. 그러나 유럽의 경우 계통운영자는 대부분 송전 소유자이며 모든 새로운 송전 자산은 규제 기관의 감독 하에 TSO에 의해 결정되고 주로 구축된다. 그럼에도 불구하고 EU 지침(Directive 2009/72/EC)에서는 송전 소유자가 TYNDP에서 예측하지 못한 송전선을 건설하고 그에 대한 책임을 지는 경우 필요한 송전선을 입찰에 붙일 수 있다. 이 옵션이 실제로 유럽에서 가능한지의 여부는 의문의 여지가 있다. 우선 TSO에 의해 송전선의 지연이 발생했음을 증명하기가 어렵다. 또한 송전망의 소유자와 운영자가 동일한 것은

제삼자에게는 장벽으로 작용한다. 그래서 유럽의 경우 경쟁 입찰 과정은 지금까지는 영국의 해상 풍력 발전의 연계선용으로만 개발되어 왔다.

2010년부터 영국 가스 전력시장국(Ofgem)은 해상 송전사업 면허가 부여될 수 있는 경쟁적 기반을 결정하기 위해 입찰에 대한 법적 틀을 제공했다(UK Gov, 2010). 해상 풍력 발전소의 해상 전력망 인프라 구축을 위해 입찰을 사용하는 이유는 적절한 품질의 송전선을 적절한 시기와 적절한 비용으로 구축하는 것이었다. OFGEM의 경쟁 입찰 과정에서는 처음에 발전 사업자와 소비자에 대한 유의미한 비용 절감액 추정치를 분석한 뒤 해상 송전 사업자(OFTO: Off-shore Transmission Owner)를 선정한다(OFGEM, 2009). 입찰 규칙에 따르면 풍력 발전소 투자자와 전력망 개발자 모두 자산 개발이 가능해 발전 사업자는 자산개발에 관한 유연성을 가진다. 발전 사업자가 연계선을 건설할 경우 건설 완료 후에 해상 송전 사업자에게 자산을 이양해야 한다. 해상 송전 사업자는 20년간의 감가상각 기간 동안 육상 송전망 운영자인 National Grid(NGET)에 의해 지급되는 수익 흐름에 대해서 사전의 투명성을 가지므로 그 이상의 수익 규제는 없을 것이다. 수익 흐름에는 금융비용, 설계/건설(해당되는 경우), 운영, 유지 및 폐지와 관련된 모든 관련 비용이 포함된다. 전력망 요금을 통해 NGET는 이러한 비용을 모든 전력망 사용자에게 할당한다.

이들의 입찰 결과 신규 시장 참여자와 이 분야에 관심을 표시하는 새로운 용자기관과 함께 투자자의 참여를 성공적으로 얻을 수 있었다. 처음의 입찰에서 43개 자산들에 투자된 17.5억달러에 관련해 거의 64억달러에 이르는 자금이 제안되었다(OFGEM, 2012). 이로써 가격 통제 방식에 비하여 약 3억~3.85억달러의 비용이 절감되었다.(CEPA/BDO, 2014)

브라질에서는 광산 에너지부가 연방 에너지계획 회사인 EPE와 국가 송전망 운영자인 ONS에 의한 검토를 바탕으로 송전망 확장을 결정한다. 그 뒤 국가 전력규제기관 ANEEL이 결정사항을 집행하고 새로운 프로젝트에 대한 경매를 실시한다. 전력시스템 필요를 충족하기 위해서 필요한 모든 시설(230kV이상)은 경매에 붙여져서 건설, 운영, 소유자가 결정된다. 경매 절차는 ANEEL이 최대 연간허용수익금액인 RAP(Receita Anual Permitida)을 설정하는 것으로 시작되며, 낙찰자는 가장 낮은 RAP를 제안한 입찰자가 된다. 각 송전선 면허는 30년간 부여된다. 15년 후에 RAP 금액은 50%만큼 줄어든다. 프로젝트를 앞당겨서 완성하고 높은 가동률을 유지하는(수익 증가를 얻음) 경우 인센티브도 있다(RAP, 2013).

브라질에서는 지금까지 50,000km 이상의 신규 송전선(230kV이상)이 경매에 의해 건설되어 왔다. 총 투자액은 280억달러에 이른다. 제안된 수익 필요금액은 44.5억달러/년이었으나 실제 수익 필요금액은 33.5억달러/년으로 나타났다(Brattle Group, 2014).

결론

전력공급 안정성을 확보하고 최소비용으로 저탄소 발전을 확대 하는데 송전망의 역할은 더욱 중요해지고 있다. 풍력 발전이나 PV 같은 출력 변동성이 큰 전원이 오늘날 전력의 상당량을 생산하지만 이들 출력은 일반적으로 기존의 발전 방식 정도까지는 안정되어 있지 않다. VRE의 점유율이 높은 경우에 공급 안정을 유지하기 위해서는 연계선이 대부분의 경우에 가장 비용 효율이 높은 방안이다. 연계선은 인구 밀도나 지형에 따라 좌우되기는 하지만 수급 균형을 유지하는데 필요한 신규 재래 전원의 발전량을 줄인다.

여러 지역에 걸친 프로젝트에는 많은 이해 관계자가 있으며, 그들은 대부분 전반적인 효율과 사회적 편익보다는 자신의 나라나 지역의 관점을 중시한다. 이는 많은 경우 여러 지역에 걸친 송전망 프로젝트와 그 프로젝트가 지역단위 송전망에 미치는 긍정적인 효과에 대한 과소평가로 이어진다. 연계선 투자를 촉진하기 위해서는 공동 송전망 계획 그리고 비용편익분석 및 비용 배분에 대한 합의가 필수적이다. 광범위하게 연계된 지역을 모델링하는 것은 규모도 크고 복잡하기 때문에 상향식과 하향식의 절차가 동시에 수행되어야 한다. 지역이나 지방 송전망에 대한 영향을 고려해 송전망 확장을 공동으로 계획할 필요가 있다.

전력 수송에 따른 순 편익이 비용을 웃도는 경우에 한해 신규 송전선의 투자는 경제적으로 정당화된다. 정량화의 방법론을 포함한 모든 관련된 편익을 정확히 정하는 것을 모든 관련된 시장 참여자에게 정보를 제공하는 수단으로 쓸 필요가 있다. 수익자 부담 원칙은 프로젝트의 편익이 여러 지역에 걸친다는 복잡성에도 불구하고 신규 송전선 프로젝트를 위한 뛰어난 수단이다. 마찬가지로 비용의 정확한 배분은 당사자가 더 넓은 지역 전체의 편익이 아니라 개별 지역 또는 국가 과제에 초점을 맞추기 쉬운 지역 간 연계선 투자를 위해서는 특히 중요하다. 탈탄소에 관련한 모든 불확실성의 관점에서 편익의 추정치는 높은 수준의 불확실성을 포함하며 미래의 기술 개발에 대한 광범위한 가정에 의해 영향을 받는다.

| 참고문헌 |

AEMC (Australian Energy Market Commission) (2015), “The regulatory investment framework for transmission in Australia” , AEMC, presentation to the IEA ESAP workshop on Regional Resource Adequacy, 15 January 2015,

www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopv/Smith2.pdf.

AEMC (2013), “Rule changes: Completed - inter-regional transmission charging” , www.aemc.gov.au/electricity/rule-changes/completed/inter-regional-transmission-charging.html.

AEMC (2011), “Transmission frameworks review - First interim report” ,

www.aemc.gov.au/Media/docs/First%20Interim%20Report%20Overview%20Report-13e3ed2c-888f-4f78-b7d3-4586b0b1efb9-0.PDF.

AEMO (Australian Energy Market Operator) (2014), National Transmission Network Development Plan, AEMO,

www.aemo.com.au/Electricity/Planning/~/_media/Files/Electricity/Planning/Reports/NTNDP/2015/2015%20NTNDP_FINAL.ashx.

AER (Australian Energy Regulator) (2010), “Regulatory investment test for transmission” , AER,

www.aer.gov.au/system/files/Final%20RIT-T%20-%2029%20June%202010.pdf.

Booz & Company et al. (2013), “Benefits of an integrated European energy market” , Booz & Company, report prepared for DG Energy, retrieved on 11 February 2014 at

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/20130902_energy_integration_benefits.pdf.

The Brattle Group (2014), “Competition in transmission: Planning and development” ,

www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/977/original/Competition_in_Transmission_Planning_and_Development.pdf?1391196850.

CEPA/BDO (Center for European Policy Analysis) (2014), “Evaluation of OFTO tender round 1 benefits” , Ofgem,

www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/87717/cepabdotr1benefitsassessmentfinalreport.pdf.

De Jong, H. and R. Hakvoort (2006), “Interconnection investment in Europe: Optimizing capacity from a private or a public perspective?”

www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/interconnector-investment-in-europe--final.pdf.

DOE (Department of Energy) (2015), “The quadrennial energy review” , Department of Energy,

http://energy.gov/sites/prod/files/2015/07/f24/QUER%20Full%20Report_TS%26D%20April%202015_0.pdf.

ENTSO-E (2014), “Ten-year network development plan” ,

www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf.

ERCOT (Electricity Reliability Council of Texas) (2008), “Competitive renewable energy zones (CREZ) transmission optimization study” ,

<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0914/ML091420467.pdf>.

FERC (Federal Energy Regulator Commission) (2011), “Order no. 1000 – transmission planning and cost allocation” ,

www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp.

FERC (2010), Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities,

www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/061710/E-9.pdf.

IEA (International Energy Agency) (2015), Electricity information 2015, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014a), World Energy Investment Outlook 2014, IEA/OECD, Paris.

www.iea.org/bookshop/477-World_Energy_Outlook_2014.

IEA (2014b), Seamless Power Markets: Regional Integration of Electricity Markets in IEA Member Countries, Featured Insight, IEA/OECD, Paris.

www.iea.org/publications/freepublications/publication/seamless-power-markets.html.

IEA (2014c), Energy Policies of IEA Countries: European Union, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014d), Energy Policies of IEA Countries: United States, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), Electricity Networks: Infrastructure and Operations – Too Complex for

- a Resource? www.iaa.org/publications/insights/insightpublications/name.43756.en.html.
- ISO New England, New York Iso and PJM (2014), “2013 northeastern coordinated system plan” ,
www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/planning/ipsac/2013_Northeastern_Coordinated_System_Plan.pdf.
- Joskow, P. (2010), “Market imperfections versus regulatory imperfections” , Alfred P. Sloan Foundation and Massachusetts Institute of Technology,
<http://economics.mit.edu/files/5619>.
- Joskow, P. and J. Tirole (2005), “ Merchant Transmission Investment” , Journal of Industrial Economics, Vol. 53, No. 2, pp. 233–264,
<http://economics.mit.edu/files/1179>.
- Kaplan S. (2009), “Electric power transmission: Background and policy issues” ,
<http://research.policyarchive.org/18743.pdf>.
- Littlechild, S. (2011), “Merchant and regulated transmission: Theory, evidence and policy” , Cambridge Working Paper in Economics,
www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/242029/cwpe1160.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- MISO (Midcontinent Independent System Operator) (2014), “Transmission expansion plan 2014” ,
www.misoenergy.org/Library/Repository/Study/MTEP/MTEP14/MTEP14%20Full%20Report.pdf.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2012), “Renewable Energy Technology Resource Maps and Technical Potential for the United States” ,
www.nrel.gov/gis/docs/resource_maps_201207.pptx.
- NREL (2011), “Eastern wind integration and interconnection study” ,
www.nrel.gov/electricity/transmission/eastern_renewable.html#ewits.
- NREL (2008), “20% wind energy by 2030” , NREL,
www.nrel.gov/docs/fy08osti/41869.pdf
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2012), “Offshore transmission coordination project – conclusions report” ,

www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51614/20120103otcp-conclusions-report.pdf.

Ofgem (2009), “Offshore electricity transmission: Final statement on the competitive tender process” ,

www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/51252/offshore-electricity-transmission-final-statement-competitive-tender-process.pdf.

Pentalateral Energy Forum (2015), “Generation adequacy assessment” ,

www.benelux.int/files/

4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_REPORT.pdf.

PJM (2013), “Inter-regional planning stakeholder advisory committee - MISO” , PJM interconnection.

PJM and MISO (2008), “Joint operating agreement between the midwest independent transmission system operator, Inc. And PJM Interconnection, L.L.C.” ,

11 December, www.pjm.com/media/documents/merged-tariffs/miso-joa.pdf.

Public Utility Commission of Texas (2014), “CREZ Progress Report No. 15 (April Update)” , www.texascrezprojects.com/page29605717.aspx.

RAP (2013), “Regulatory framework and cost regulations for the Brazilian national grid” , www.raponline.org/document/download/id/6962.

UK Gov (United Kingdom Government) (2010), “The electricity (competitive tenders for offshore transmission licences) regulations 2010” ,

www.legislation.gov.uk/ukxi/2010/1903/pdfs/ukxi_20101903_en.pdf.

제8장 배전망의 규제

요약

- 그간 수동적으로 운영되는 측면이 컸던 배전망은 에너지전환의 중심적 역할을 하면서 변화하고 있다. 배전망은 태양광 발전(PV), 전기자동차, 마이크로 가스 터빈, 분산형 자원, 수요자와 같은 분산형 자원이 미래에 도입될 수 있게 만든다.
- 배전망의 능동적이고 최적화된 운영은 배전망 투자를 줄이거나 연기할 수 있다. 만약 배전망의 규제체계가 진화하지 못한다면, 이러한 기회를 놓치게 될 것이다.
- 스마트한 배전망 구축을 위해서는 새로운 배전망 규제 체제가 필요하다. 새로운 규제는 분산형 자원이 경쟁에서 중립적인 역할을 유지할 수 있는 시장 플랫폼의 생성을 가능하게 한다.
- 언제, 어디서, 어느 정도 자동화를 할지의 배전망 개선 결정은 지역적 상황에 맞게 이루어져야 한다. 그러므로 배전망의 규제는 배전망 운영자와 소유자에게 부정적(비용 효과)혜택과 긍정적(기술적 투자)혜택의 균형을 이루도록 할 필요가 있다.

전력 부문의 탈탄소화를 향한 많은 논의는 발전 부문의 자유화에 초점이 맞춰져왔지만 규제되고 있는 송배전망의 성능 또한 매우 중요하다. 배전 요금은 전형적으로는 전기 요금의 20~40%를 차지한다. ‘세계 에너지 투자 전망(IEA, 2014a)’의 새 정책 시나리오에서 제시된 접근방식과 정책, 규제의 적용을 상정하면 OECD 회원국에서 2035년까지 전력 부문의 총 투자의 약 30%가 배전망에 대해 이루어진다. 게다가 배전망의 규제 요소는 경쟁적인 부문에 영향을 미친다. 왜냐하면 첫 번째 요소는 두 번째 요소가 기반으로 삼는 인프라 플랫폼을 제공하기 때문이다.

현재, 배전망 관리는 송전 수준의 관리와는 크게 다르다. 송전망 운영자(TSO)의 관점에서, 배전망은 기존에는 송전 단계에서 말단의 고객에게 전력을 보내는 거의 수동적인 하나의 부하로서 기능해 왔다. 최근까지 규제기관이나 정책 입안자에게 배전 수준의 문제는 큰 관심 사항이

아니었다.

전력시스템의 변혁기에서, 세 가지 과제가 배전망 관리에서 중요하다.

- 오늘날 새로운 출력 변동성이 큰 재생에너지(VRE)와 전기자동차의 통합
- 고객의 시장 활동 촉진
- 송전망과 배전망 연계

배전망에서는 대규모 투자가 필요하지만(표 8.1) 이들은 가끔 상세한 규제 감독을 받지 않는다. 아마 그것은 다수의 개별 배전망 개발자의 투자 계획을 감시하는 것이 규제기관에게 시간적 부담이 되기 때문이다. 규제 틀에는 각각 독자적인 과제가 있다(IEA, 2013). 많은 다양한 배전망을 최대한 효율적으로 취급할 수 있도록 설계할 필요가 있다.

이 장에서는 배전망 운영자(DSO: Distribution System Operator)의 새로운 과제를 살펴본 후, 배전망 규제 2.0에 필수적인 요소를 제시해 본다.

표 8.1 배전망의 투자비용 산정

‘신정책 시나리오 2014–35’에서의 배전망 투자 (10억달러, 2012)				
OECD	합계	추가분		정비
		신규수요	재생에너지	
	1,635	521	53	1,062
미대륙	696	245	18	433
미국	564	183	16	365
유럽	590	157	23	409
EU	516	105	23	388
아시아, 오세아니아	350	119	11	219
일본	199	44	10	146

출처: IEA, 2014a

8.1 분산형 자원을 위한 규제 재검토

분산 수요반응(DR)과 발전기술(표 8.2), 에너지 저장, 배전망에서 더 스마트한 기술이나 능동적 관리 기법 등 분산형 자원(DER: Distributed Energy resource)의 도입 증가로 배전망 관리와 운영과 규제에도 새로운 과제가 주어지고 있다.

표 8.2 분산형 발전기술의 예

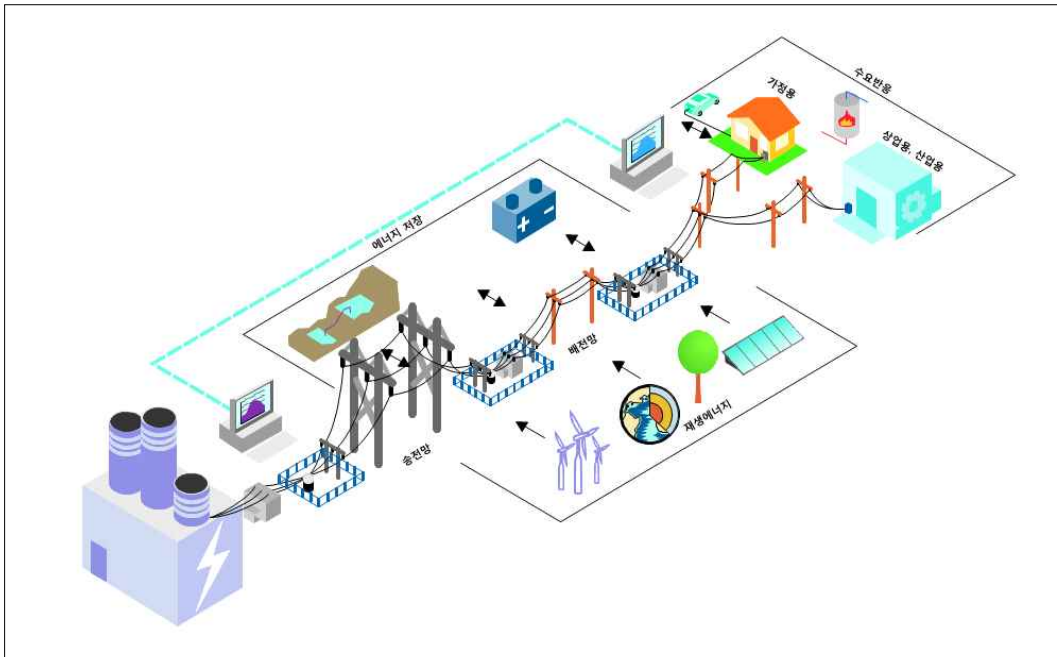
재생에너지	태양광 (PV)
	육상 풍력
	소규모 수력
	목질계 바이오매스
	도시형 고체 폐기물 (재생 성분)
비 재생에너지	천연 가스 연료 전지
	소형 왕복 엔진
	소형, 마이크로형 천연 가스터빈

3kW에서 50MW사이의 DER은 이미 소비자와 가까운 배전망에 연계되어 있거나, 심지어는 전기설비 계량기 후단에 연결되어있다. 이것은 전기(때로는 열에너지)를 제공하는 소규모의 모듈화된 기기로 구성되어있으며, 화석연료나 재생에너지 기술, 에너지 저장 장치(예: 축전지, 플라이 휠) 그리고 열병합⁵⁶⁾ 시스템을 포함하고 있다. 분산형 발전은 정전이나 전압저하(brownout), 에너지 안보 우려, 전압 품질 문제, 더욱 엄격한 배출 기준, 전력망의 병목현상, 에너지 비용의 통제와 같은 오늘의 전력시스템과 관련된 많은 문제들에 대해 해결책을 제시한다.

향후 이러한 기술과 수요반응, 전기자동차의 추가 도입은 중요한 역할을 맡게 될 것이다. 이 기술들의 확대와 그 배치는 미래 배전망에 대한 필요성을 규정하고, 그러므로 도입과 투자에 대한 보상을 결정하는 데에 영향을 주게 된다. 결과적으로, 배전망의 투자와 운영에 대한 규제 체계는 배전망 규제에 대한 문제일 뿐 아니라, 장래의 전체 전력시스템에도 영향을 미친다(그림 8.1).

56) 열병합(co-generation)이란 열과 전력을 함께 생산하는 것을 말한다.

그림 8.1 미래의 송배전망과 전력 조류의 구조



신뢰성을 높이는 급전가능 분산형 발전

전기 소비자, 예를 들면 병원이나 데이터센터 그리고 큰 규모의 건물은 전력설비의 안전성을 높이기 위해 백업 디젤이나 천연가스 발전기를 사용할 수 있다. 예비 전원은 정전의 영향이 큰 곳이나 전력 공급자의 정전 복구가 늦어지는 곳에 사용된다. 열병합발전과 재생에너지의 인센티브 증가와 전기요금의 불안이 커지면서, 비용 절감과 낮은 탄소 배출량은 새로운 목표가 되었다. 아래와 같이 많은 기술과 연료의 조합이 가능하다(글 상자 8.1).

글 상자 8.1 기존의 분산형 발전 방식

디젤 엔진 발전세트*는 비용 효과적이며, 신뢰성이 높고 널리 쓰이는 기술로 약 1kW에서 10MW까지의 폭 넓은 용량으로 제작되고 있다. 이것은 첨두부하용 발전기로서 자주 운전되거나 부하 추종 발전기로 쓰이며, 또한 독립계통에서 기저 부하로서도 운전될 수 있다. 가장 큰 결점은 배출량이 높다는 점과 엔진 소음을 줄일 필요가 있다는 것이다.

이중연료엔진 발전세트는 천연가스와 디젤 연료의 혼합물을 사용할 수 있는 디젤 엔진이다. 적은 양의 원료로도 압축점호로서 사용이 가능하고, 천연가스를 높은 비율로 혼합하여 디젤 엔진보다 훨씬 낮은 배출량을 자랑한다. 다른 부분을 비교해도, 이중연료엔진은 디젤 엔진과 비슷하다. 천연가스엔진 발전세트는 왕복 천연가스 엔진과 유사하다. 많은 측면에서 천연가스 엔진은 디젤이나 이중연료엔진보다 적은 배출 가능성을 가지면서도 비슷한 기능을 수행한다. 이것은 수 kW부터 약 5MW까지 이용 가능하다.

연소터빈은 가스나 액체연료를 연소시킨다. 이것은 왕복기관보다 기동시간이 몇 분 더 소요된다. 가스 터빈은 주로 첨두부하 시, 부하추종 시에 사용되며 대용량 기기에서는 기저 부하 운전도 한다. 설비 도입비용은 왕복기관보다 높지만, 설비 유지에 드는 비용은 적다. 터빈은 효율적이고 비교적 깨끗하다. 약 300kW에서 몇 백MW까지 사용가능하다.

마이크로터빈은 소형, 저효율의 연소터빈이며, 약 30-250kW의 범위에서 사용된다. 마이크로터빈은 소규모 산업이나 상용시장을 대상으로 하며, 크기가 작고 적당한 가격과 신뢰도를 갖추었으며 모듈식이며 간단하게 설치할 수 있다.

연료전지는 열화학적 과정에 의해 직류로 발전하며, 배전망에서의 운영을 위해 교류로 변환된다. 부산물은 열, 물 그리고 이산화탄소이며 연료전지는 발전 시에 가장 배출물이 적은 것 중 하나이다. 현장까지 수소를 수송하지 않아도 수소는 천연 가스 또는 프로판 같은 연료를 개질하여 얻을 수 있지만 이 과정에서 환경배출물이 발생할 수 있다. 이것은 몇 W부터 200kW까지 사용이 가능하다.

* 발전세트는 발전에 사용되는 엔진 구동 장치이다.

출처: DOE, 2002

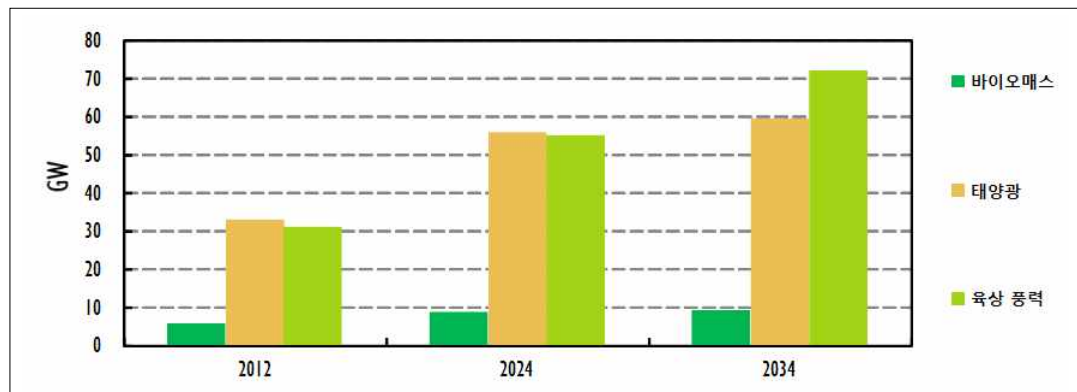
변동성이 큰 재생에너지 분산발전과 집중현상

변동성이 큰 재생에너지(VRE)를 통합 확대하는 것은 배전망 서비스에 대한 새로운 수요를 창출한다. 지구 평균기온 상승을 2℃ 이하로 억제하는 국제적 합의를 달성하기 위한 정책을 담

은 세계에너지전망2014(IEA, 2014)의 450ppm시나리오에 따르면, 전체 발전에서 재생에너지가 차지하는 비율이 2040년에 30%로 상승할 것이다. 전력 부문에서, 이 비율은 2040년에 51%까지 올라간다. 국가나 지역별 목표는 종종 이러한 수준을 넘는다.

일부 국가에서는 이미 배전망에 상당한 양의 재생에너지 발전을 도입해왔다. 예를 들어 독일에서는, 배전망 운영자들이 약 61GW를 이미 연계해왔으며 이것은 독일의 전체 배전망에 연결된 재생에너지의 약 98%에 해당된다. 독일의 성공적인 VRE 도입 사례는 신규 전원을 배전망에 접속시킬 법적 의무와 효율적인 모니터링, 분쟁해결 관리가 있어 가능했다. 덧붙여 이러한 성공은 대부분 자체 발전설비를 가지고 있지 않거나 운영하지 않는 배전 사업자 내에서 이루어져 왔으며, 그로 인해 이해관계의 충돌을 피할 수 있었다.

그림 8.2 독일의 전형적인 분산형 재생에너지 계획



참고: 독일의 배전망 개발계획용 시나리오 체계의 시나리오 B와 대응한다. 정부의 재생에너지 목표에 가까운 대표적인 시나리오로 생각된다.

출처: BNetzA, 2013.

재생에너지의 설비용량은 지역과 국가에 따라 크게 다르다. 예측에 따르면, 독일의 정책목표를 달성하려면 재생에너지 전원설비는 2032년까지 2배 이상 설치되어야 한다. 독일의 정책 목표를 달성하기 위해 재생에너지 전원 설비는 2032년까지 두 배 이상 설치될 것이며, 독일의 각 연방 주가 자체 목표를 달성할 경우 세 배가 될 수도 있다(그림 8.2)(BMW, 2014년).

풍력 발전을 위한 특정 지역을 지방 자치단체와 지방 당국에서 자주 지정해 줄 필요가 있기 때문에 법률도 재생에너지의 도입에 영향을 미친다. 이러한 특정 지역의 지정은 해당 지역에 VRE의 집중현상을 불러올 수 있다. 예를 들어, 독일에서는 소수의 배전망 운영자들이 현재 접

속점에서 첨두 수요를 넘은 양의 재생에너지 용량을 처리해야하는 상황이다.

분산형 에너지의 저장으로 인한 첨두 수요 삭감

전력회사들은 주로 축전지를 변전소에 무정전 전력공급을 위해서나, 백업설비를 가동시킬 때 사용한다. 또한 축전지는 일정 시간동안 부하의 평준화와 첨두 수요 삭감을 가능하게 하며 정전 시 백업설비로서 가정과 상업, 산업 수요자의 전력품질과 신뢰성을 높인다.

가정용 온수 탱크는 오늘날 가장 보편적인 열에너지 저장 기술 중 하나이다. 얼음과 냉수 저장과 같은 다른 기술들은 전력회사가 첨두부하와 전기 요금을 줄이기 위한 방안으로서 호주, 미국, 중국, 일본과 같은 몇 국가에서 중요한 역할을 하고 있다. 지하 열저장 시스템(UTES)는 캐나다, 독일 그리고 다른 많은 유럽국가에서 흔히 볼 수 있다(IEA, 2011).

전기자동차로 인한 첨두 수요 증가

전기자동차(EVs)와 플러그 인 하이브리드 자동차(PHEVs)는 대규모 시장 진출에 시간은 걸리지만, 새로운 전력 수요 원으로 떠오르고 있다. 각 국 정부의 정책 목표에 따르면, 대략 2천만 대의 전기자동차가 2020년에 주요 경제권에서 사용될 것이라고 한다(ICCT, 2013).

이러한 차종은 현존하는 배전망 인프라에 영향을 미칠 것이고, 특히 2025년까지 150만대의 배출량이 0인 차량의 도입이 예상되는 캘리포니아와 같이 보급 비율이 높은 주와 지역에서 곧 기존의 배전망 구조에 영향을 미치기 시작할 것이다. 전기자동차의 충전은 충전시간이 각자 다른 최소 3가지의 모드가 논의되고 있다. 저속 충전인 레벨 1은 최대 2.4kW의 수요용량을 만들고, 레벨 2는 이미 19.2kW의 용량을 필요로 한다. 그리고 세 번째는 아직 정의되지 않은 레벨이지만 대략 20kW에서 250kW까지의 수요를 발생시킨다(NREL, 2010). 비교를 위해, 평균적으로 가정의 첨두 수요는 3.5kW에서 5kW이다.

전기자동차 충전의 영향은 크게 첨두 수요 시간에 의해 결정된다. 가정의 전력수요는 일반적으로 근무시간이 끝난 후에 최고가 되는데, 이는 사람들이 집으로 돌아온 후 가전기기의 스위치를 켜기 때문이다. 만약 조정도 되지 않고 고속 충전 기능도 없다면, 전기자동차는 대부분의 운전자들이 집으로 돌아와 몇 시간에 걸쳐 다시 충전하기 때문에 전력의 첨두 수요에 큰 영향을

줄 것으로 통상적으로 예상되어왔다. 만약 2020년에, 모든 캘리포니아의 전기자동차가 동시에 충전을 시작하면, 3.6GW(레벨1)에서 30GW(레벨3, 하한 값)의 용량 수요 급증이 첨두 수요 52GW의 전력시스템에 발생할 수 있다. 이 용량 수요가 배전망의 기존 첨두 수요와 겹쳐질 경우, 이것은 전력시스템에 첨두 수요를 더하고 대폭적인 배전, 송전망 인프라의 확충을 필요로 할 것이다.

전기자동차 충전을 위한 실시간 가격 제도는 이 상황을 크게 개선할 수 있다. 한 연구(CEC, 2009)에 따르면, 2020년까지 캘리포니아의 배전망에 200MW의 첨두 수요 증가가 있을 것으로 계산했다. 충전 인프라를 특히 가정 수준에서 도입하면 최대 수요의 영향은 줄어들면서도 선택은 소비자가 할 수 있도록 만들 수 있다.

실시간 가격신호의 또 다른 이점은 배전과 송전망에 미칠 큰 첨두 수요의 영향을 예방할 수 있다는 것이다, 이것은 전기자동차의 연결을 위해 새로운 기술에 의한 기기를 필요로 한다. 지역별 점유율에 따라 가격 신호는 선택의 자유와 고객의 유연성을 동시에 확보할 수 있다. 실시간 가격이 있는 경우 첨두 수요에 주는 영향을 피하기 위한 중앙 제어방식의 충전은 필요하지 않다. 시장 제도 하에서 배전망 운영자는 혼잡 및 신뢰성의 문제를 피하기 위해 첨두 시간의 전기자동차 부하를 줄이는 것이 가능할 것이다. 그러나 이 방법은 고객의 잠재적 충전 패턴의 불확실성을 증가시킬 수 있으며, 전기자동차의 매력에 영향을 미칠 수 있다(IEA, 2013).

배전망의 요구를 해결하는 DR

수요반응 서비스는 전력시장과 배전망 모두에 유익하다. 예를 들어 만약, 과잉된 재생에너지 발전량이 생겨 그로 인해 시장 가격이 저하하면 추가적인 수요를 발생시킬 수 있고, 이 수요는 오늘의 배전망 용량을 초과하고 또한 배전망의 추가적인 투자 요구를 촉진할 수 있다(DENA, 2012). 이 예는 수요자원의 시장기반 이익과 배전망기반 이익의 협조가 필요할 수 있다는 것을 보여준다.

다양한 저장 기술의 도입과 이용에도 비슷한 영향이 예상된다. 배전망과 전기 에너지에 대해 다르게 가격을 매기는 이중화된 실시간 가격 제도를 도입한다면, 수요반응 및 에너지 저장 제공 서비스를 전력시장 및 배전망과 잘 조화시킬 수 있다.

8.2. 분산형 자원의 시장 플랫폼 설계

분산 자원의 시장 참가

마이크로그리드와 신기술의 가능성

지역적인 전력시스템으로 시장모델을 확장시킬 가능성에 대한 관심이 높아지고 있다. 과거 수십 년에 걸쳐 규모의 경제와 중앙집중화가 우선시되어 온 것과는 대조적으로, 오늘날은 더 많은 발전기가 중저압으로 연결되고, 수요반응과 저장이 가능해졌다. 배전망 운영자와 규제 기관은 배전망의 새로운 운영방법을 모색하고 있다.

자립형 마이크로그리드는 새로운 개념이 아닌 틈새시장으로 여겨진다. 이것은 신뢰도 향상을 위해서 배전망을 대체하기 위한 것이며, 주로 군이나 대학 또는 산업용으로 개발되어왔다. 그러나 이러한 비연계망을 위해 기존의 기기를 개조하는 것은 비교적 많은 비용이 든다. 완전히 새로운 지역이나 산업도시가 건설될 경우에는 비용이 저렴할 수 있지만, 저성장 OECD국가에서 그런 경우는 드물다. 게다가, 마이크로그리드는 지역에 있는 전기기기의 중앙제어를 가능하게 하는 주요 해결책이지만, 시장 플랫폼이 되도록 기획된 것은 아니다.

한편, 규제기관과 정책 입안자들 또한 그들 관할 구역에서 에너지 자립에 대한 생각을 적극적으로 추진하고 있다. 이것은 지방 정부의 권한에 따라 시, 군, 구, 부 또는 주 차원에서 이루어진다. 이런 경우, 전력시스템은 마이크로그리드보다 큰 규모가 된다. PV의 급속한 발전으로 맑은 시간대의 여분의 전력을 이웃과 거래하고, 축전지를 이용해 저장도 해둘 수 있는 기회가 나타나고 있다.

가장 잘 알려진 정책은 뉴욕의 공익사업위원회의 ‘에너지 미래의 개혁(REV: Reforming the Energy Vision)’이라는 이름하에 추진되어왔다. REV는 전력회사에 대한 규제를 점진적으로 배전 차원의 새로운 에너지 시장을 설계함으로써 에너지 절약과 재생에너지로의 전환 속도를 높이하고자 한다. 이 계획의 일환으로, 분산시스템 기반 제공자(DSPP: Distributed System Platform Provider)의 역할을 하는 전력회사는 고객의 소비 행동을 적극적으로 조율하여야한다.

그 목적은 소비자가 전력사용량을 더 제어할 수 있게 하고, 전력을 생산할 수 있게 하는 것이다. 경쟁적인 에너지 서비스 제공자는 DSPP의 기능을 보완한다. 발전 사업자와 소매 사업자 모두 그들의 사업을 확장하여 DSPP가 조율하는 DER 시장에 참여하는 것이 유리하기 때문이다. REV의 추진 동인 중의 하나는 배터리, PV, 백업전원과 같은 지역의 자원과 수요의 활발한 참여를 통해 비용소요가 큰 배전 투자를 지연시켜 비용을 최소화하는 것이다.

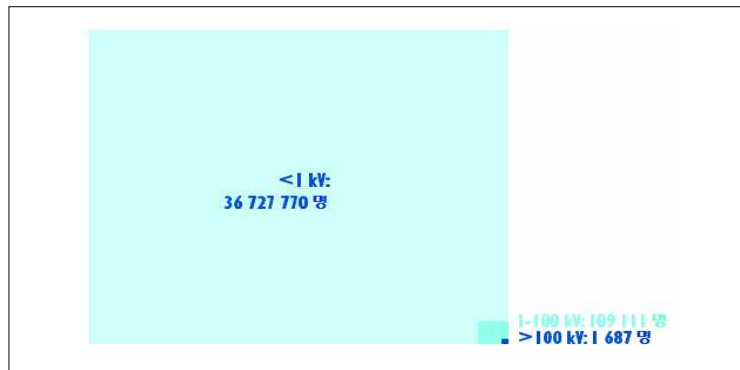
같은 구상이 유럽 에너지 규제자 위원회(CEER)에 의해서도 개발되었는데, 이는 새로운 시장에 근거한 서비스 개발을 가능하게 하고, 안전한 전력시스템 운영을 보장하는 중립적인 시장 촉진자로서 배전망운영자의 개념을 제시한다(CEER, 2015). 이를 위해서 배전망운영자는 스마트그리드 솔루션을 채택하고 혁신적인 투자를 창출해 배전망을 적극적으로 운영할 필요가 있다. 송배전망 협조 문제는 배전망 운영자(DSO)와 송전망운영자(TSO) 사이에서 조정될 것이다. 게다가, DSO는 그들의 배전망을 전기자동차 충전소나 천연가스 충전소와 같은 새로운 수요에도 적합하게 할 필요가 있다. 사이버 보안, 데이터 관리와 개인정보 보호는 절대로 간과해서는 안 되는 중요한 문제로 인식되어왔다.

사물 인터넷(IoT: Internet of Things)은 이러한 전망에서 중요한 역할을 한다. 인터넷으로 인해 보편적인 정보와 통신 기술이 경제의 모든 부문에 퍼지고 있음은 의심의 여지가 없다. 이 점에서 전력부문은 유망한 후보이면서도 후발주자라고 할 수 있다. 현재는 가정의 전자제품부터 난방, 조명까지 대부분의 전기기기들에 대해 값싼 양방향 통신 시스템의 적용이 가능하다. 새로운 사업 모델도 이른바 무료로 시작할 수 있는 게임과 마찬가지로 휴대전화 소액 거래를 기반으로 한다. 전력 부문에서는 향후 수 십 년 안에 거대한 변화가 예상된다.

소규모 소비자와 생산자를 위한 시장 참가 절차 단순화

이러한 기술들을 다룰 수 있는 대규모의 사업 모델은 아직 발견되지 않았다. 실제 예를 들어 300기의 발전기와 1000개의 대규모 소비자를 조율하기 위해 개발된 솔루션을 3천만 고객들(각 고객은 십여 종류의 제어 가능한 전기 기기, 축전지, PV 등을 저압 배전망에 연결함)로 구성된 대규모 시장에 적용할 수는 없다(그림 8.3).

그림 8.3 이탈리아의 전압별 고객 수



출처: Massimiano, M. (2015)

거래비용은 분산 자원이 기존 시장 구조에 참여하는 데에 있어 큰 장벽이 된다. 도매 전력시장은 보통 수 MW이상만 입찰할 수 있도록 참여를 제한하는데, 이는 시장운영시스템을 추적이 가능하게 하고, 거래비용을 절감하기 위함이다. 분명한 것은 소규모의 지붕설치 PV가 하루전 시장의 5분 단위 거래에 절대 참여하지 않을 것이라는 것이다. 전력시장은 전문 시장 참여자에게도 너무 복잡하다. 따라서 간단한 해결책이 필요하다.

더욱이, 시장 참여에 의한 이익은 보통 상대적으로 작다. 예를 들어, 활발한 DR참여는 전기요금의 몇%, 예로 최대 50달러를 절약할 가능성이 있지만, 대부분의 소비자는 이 정도의 절감을 위해 많은 시간이나 에너지를 쏟지 않을 것이다. 사람들이 이 일에 신경 써야 할 시간을 줄이기 위한 단순하고 확장 가능한 해결책을 찾을 필요가 있다.

더 중요한 것은, 시장 참여에 따른 이익이 가늠하기 어렵고, 투자를 정당화할 충분한 대가가 없을 경우 소비자나 소규모 발전 사업자들은 참여하지 않을 것이라는 데에 있다. 단시간에 복잡하고 불분명한 이익에 대해 이해할 순 없다. 다시 말하지만, 복잡한 1시간단위 시장에 바로 참여하는 것은 불가능하므로 단순한 해결책이 강구되어야한다.

이러한 점에서 소매 사업자, 배전 사업자, 수요관리 사업자는 복잡한 전력시장과 소규모 생산자, 소비자 사이의 연결점을 제공하는 데에 중요한 역할을 한다. 이들의 해결책으로는 투자를 정당화하기 위한 장기적인 계약을 포함할 가능성이 높다. 이 계약은 부하차단계약, 시간대별 침투 가격제도(CPP)와 유사한 계약, 자동화에 의한 해결책 등과 같은 단순한 조항들을 포함할 수 있다. 보다 정교한 접근방법은 이러한 해결책을 쾌적도 수준 조절과 같은 에너지 서비스로 변환

시키는 것이다. 쾌적한 온도를 더 낮추면 요금은 덜 비싸지만, 건물온도는 겨울에 더 낮아지게 된다. 더 상세한 논의는 제6장의 수요반응에서 거론하고 있다.

분산 시장 플랫폼과 단기 도매 전력시장의 협조

복잡성 증가: 배전망과 소매 사업자의 분리

분산 자원 시장 플랫폼의 개발은 스마트 미터(AMI: Advanced Metering Infrastructure), 계량 데이터 관리 시스템(MDMS: Meter Data Management System), 수요자 전용 웹 포털 및 예방정비 관리 시스템(OMS: Outage Management System)의 도입에 의해서 촉진될 수 있다. 이들 시스템은 기존의 스마트 그리드 기능을 기반으로 하여 고객들에게 이전에 이용 불가능했던 옵션을 제공한다. 예를 들어, 스마트미터는 고객이 침투부하를 줄이고 한 달 전기요금을 낮추는 데 도움이 되는 시간 기반 요금 프로그램을 실시할 수 있게 한다. 새로운 OMS와 스마트 미터의 통합으로 정전 관리와 복구 작업이 개선된다. 이 고도의 기술과 새로운 데이터 분석능력의 조합을 통해, 배전망의 보다 효율적인 설계와 운영이 가능하며 서비스 품질의 차별화로 이어진다.

소매 경쟁이 없는 관할 구역에서는 배전 사업자는 동시에 에너지 소매 사업자이기도 하다. 미국 대부분의 스마트 그리드 관련 실증이 소매경쟁이 없는 주에서 실시된 것은 놀라운 일이 아니다; 수직적 통합은 산재된 작은 이익의 조정을 더 쉽게 만든다. 예를 들어 수십만의 수요자를 대상으로 실시된 첫 실증은 콜로라도 주, 사우스다코타 주, 메인 주, 와이오밍 주에서 이루어졌다. 이러한 스마트 그리드사업에 대한 대부분의 자금이 2009년의 미국재건·재투자 법에 의해서 제공되었다.

이와 대조적으로, 배전 사업자와 소매 사업자의 분리는 상황을 더욱 복잡하게 한다. 분산형 자원은 배전 사업자에게도(투자를 늦춤으로써) 소매 사업자에게도(청구액을 낮춤으로써) 각각 이익을 가져온다. 그러므로 배전 사업자가 얻을 이익(투자를 늦출 수 있다는 점)과 소매 사업자에게 돌아갈 이익(전력비용 절감)을 사전에 정해 둘 필요가 있다. 실제로, 이는 배전망 접속 요금 설계와 소매 사업자의 상업적 서비스 상품에 대한 정의에 문제를 일으킨다. 접속 요금과 상업적 서비스 상품은 도매 전력시장과 배전망의 관점에서 기대 이익을 가능한 반영하면서 단순하

여야 한다.

일단 합의되어 도입이 이뤄지면, 분산형 자원은 계측이 가능해야하고, 비상시에 송배전망 운영자가 제어할 수 있어야 한다. 이는 통신기술(IT)의 비용을 증가시키고, 이용에 차별을 만들 수 있다. 예를 들어, 분산형 자원이 작동되어야하는 시간의 정의는 배전망의 관점과 소매 사업자의 관점에서 다른 경우가 있어 잠재적 갈등이나 비효율성을 낳을 수 있다.

수요관리 사업자와 다른 시장 참여자가 섞이게 되면 구도는 더욱 복잡해진다. 비록 계약상 구조에서 원리적으로는 이러한 문제를 해결한다고 해도, 규제 기관은 배전망과 수요관리 사업자 참여의 관점에서 규칙을 정의할 필요가 있다고 여겨진다.

분산형 시장 플랫폼과 도매전력시장의 결합

분산형 시장 플랫폼은 실제로는 모선별 한계가격 요금제(제3장 참고)보다 더 지리적으로 세분화된 국지적 시장 가격을 만들 것이다. 국지적 수준에서 전원의 중앙급전을 상정한 기존의 지역 한계가격을 실현하는 것은 어렵다고 생각된다. 컴퓨터의 성능이 향상된다고 해도 중앙 급전에서 컴퓨터로 실시간 제어를 하는 데는 한계가 있다.

몇몇 실현 가능한 모델을 통해 이 문제를 우회할 수 있다.

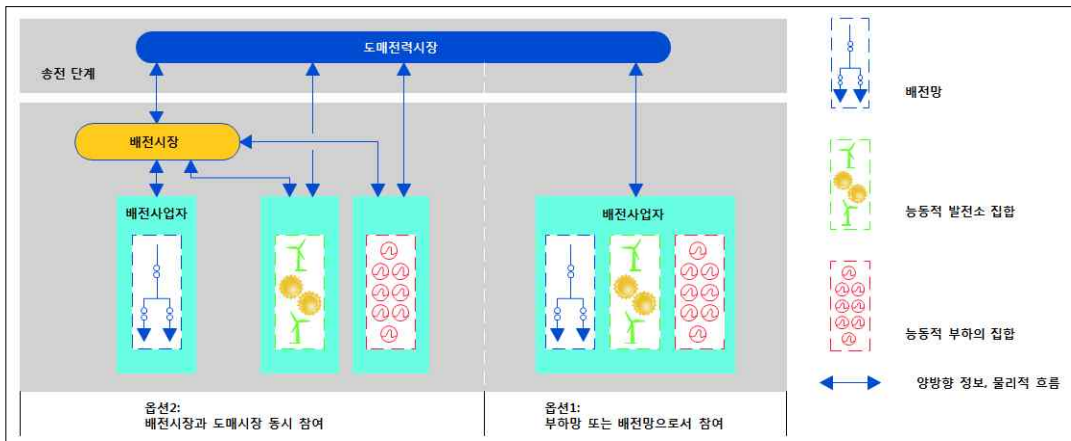
첫째는 국지적 발전과 부하를 각 분산형 시장 플랫폼으로 집합하고 접속점에서 순 부하 또는 순 발전으로 도매 전력시장에 참여하는 것이다. 배전 사업자는 시장 관점에서 중요한 하나의 자원으로 간주될 수 있으며, 각 접속점에서 부하에 맞추어 도매전력시장에 발전 및 소비의 입찰이 가능하다. 그러나 이 모델은 소매 경쟁과는 어울리지 않아 보인다.

또 다른 가능성은 도매전력시장 플랫폼과 지역 분산형 서비스 플랫폼에 동시에 참여가능하게 하는 것이다. 이 모델은 더 복잡하지만 소매 경쟁 모델과 호환되며, 이미 유럽의 상황은 CEER에 의해서 분석되고 있다. 분산형 시장 플랫폼은 소매 사업자와 수요관리 사업자의 도매 전력시장 참여에 더해 배전망의 필요성을 충족시키기 위해서 그들이 개발한 기능을 구현할 수 있도록 해준다(그림 8.4). 사실상 이것은 특정지점을 명시해야 전력시장에 입찰이 가능함을 보여준다. 집합화는 배전망의 목적을 활성화시키기 위해 시장 전반에 걸쳐서나 지역적으로 이뤄질 수 있

다. 입찰은 발전기에만 특정되어 있진 않지만, 자원의 포트폴리오와 위치는 특정될 수밖에 없고 필요하다면 배전선 수준까지 세분화하지 않으면 안 된다.

배전단계와 도매단계의 협조는 더욱 복잡해졌다. 일반적으로 배전은 수동적이며 부하예측은 온도와 날씨에 따라 달라진다. 배전망이 능동적이면, 도매 시장 차원의 부하 예측이 변화하며 배전 사업자가 그 관할 범위의 부하를 줄인다면 도매 전력시장의 부하도 줄어들게 된다. 이로 인해 지속적인 정보의 갱신이 필요하다. 반대로, 분산자원은 당일시장과 하루전 시장의 시간범위 내에서 도매전력시장의 요구를 해결하는 데 기여할 수 있다. 소매 사업자와 수요관리 사업자가 도매전력가격에 반응함으로써 배전망의 지역 혼잡 문제를 일으킬 수 있다.

그림8.4 배전시장과 도매전력시장의 인터페이스



투명한 단기 시장은 분산형 자원, 배전망, 도매전력시장 간의 안전한 조율에 유용하게 쓰일 수 있다. 소매 사업자와 배전 사업자는 자원 포트폴리오를 활성화하여 당일 가격의 변화에 반응할 수 있어야 하며, 그러한 반응은 단기 시장의 최신 일정에 반영되어야 한다. 이러한 분산된 반응에 필요한 조건은 당일 가격이 투명성을 갖고 분산형 자원이 지역의 특성을 따를 수 있도록, 특히 지리적으로 최대한 세분화된 자원의 한계 비용을 반영하는 것이다.

분산형 전력시장과 단기 도매 전력시장 간의 조율은 중앙집중식 급전계획과 분산형 발전 및 수요 계획 수정간의 균형을 맞추는 것이다. 투명한 지점별 당일시장 가격은 중앙집중형 자원, 분산형 자원, 수요관리 사업자, 배전 사업자와 소매 사업자 사이에 가격에 조율되도록 하는데 중요하다.

8.3. DSO 규제 2.0을 향해

비용 최소화를 위한 규제만이 아니라 투자 인센티브를 주기 위한 규제도 점점 중요하게 되고 있으며 새로운 목적이 되었다. 서비스 품질, 스마트 기술의 도입, 혁신 등에 대한 중요성도 높아지고 있다.

인센티브 규제 구조나 가격 상한은 1990년대에 도입되었다. 이러한 대책의 목적은 효율 개선에 의해 많은 이익을 얻으려는 동기와 전력 회사의 정보력을 이용해 시장의 인센티브를 대체하려고 하는 것이다. 이 방법으로 규제 기관은 전력 회사의 행동에 대한 통제는 덜 하는 대신 성과에 대해서는 보상을 한다(Vogelsang, 2002). 규제된 부문에 한해서지만 인센티브 규제는 1990년대의 전력산업 구조개편의 중요한 편익이라는 것이 입증되었다(Joskow, 2008).

인센티브 규제 메커니즘에 의해서 피규제 기업들은 비용을 절감하려고 하고, 비용 효과적으로 서비스 질을 높이려고 하고, 새로운 제품과 서비스를 도입하려 하고, 규제 대상인 송배전망 인프라 서비스에 대한 투자와 가격제도를 효율화하려고 할 것이라고 예상되었다. 그리고 그것은 전반적으로 성공을 거두었다. 특히 송배전망 운영의 효율 향상과 비용 절감에 관해서 성공을 거두었다.

배전망과 그 규제는 수많은 과제와 직면해 있다(그림 8.5). 많은 OECD국가에서, 배전망은 노후화되었고, 기술의 변화가 배전망과 그 규제의 전망에 큰 불확실성을 가져온다. 현 단계에서, 미래의 에너지 기술 믹스를 예측하는 것은 매우 어렵고, 정책상의 장벽이나 인센티브, 규제에 큰 영향을 받을 것이다. 배전망에 연결될 실제 DER의 용량은 굉장히 크거나 빠르게 변할 수 있다. 덧붙여 송배전망 요금은 앞으로 높아질 전망이다. 예를 들면 독일에서는 배전망 비용이 2032년까지 최소 10% 증가할 것으로 예상된다. 이것은 개별 배전망에 더욱 큰 비용 상승을 야기할 수 있다. 중요한 것은 구분된 투자 결정들은 배전망 전체의 요구에 정확히 맞는 배전 용량의 지속적인 증가를 가져오기는 어렵다는 것이다. 투자는 일정규모 단위로 이루어지기 때문에 종종 투자와 수요 사이에 시간적으로 불균형이 발생할 수 있다.

그림 8.5 배전망 규제의 핵심 과제와 새로운 목적



배전망 규제는 DER의 건설과 이용을 촉진할 수도 있고 방해할 수도 있다. 규제는 투자에 신경 쓰지 않고 운영비용 감축을 위한 인센티브에만 주력하는 규제는 피하여야 한다. 배전망 투자는 규제에서 점점 더 중요한 부분이 되고 있다. 효과적인 규제의 틀은 운영·유지비용과 투자의 최적 균형을 목표로 하며, 전력망이 전력시장을 원활히 기능하게 할 수 있다는 사실을 고려해야만 한다. 결과적으로, 규제의 틀을 바꿀 때 전력시스템 전체를 보는 관점이 필요하다.

배전망 규제는 전력시장의 탈탄소화를 위해 다음과 같은 활동을 포함할 필요가 있다.

배전망 운영자가 실행할 수 있는 새로운 활동의 정의와 TSO와의 협력
 배전망 계획의 감시와 투자 및 접속의 승인
 규제된 수익과 대응된 배전망 요금 수준의 설정

건전한 규제 시스템의 구축으로 배전망 소유자와 운영자가 DER과 신기술의 통합을 발전시키기 위한 적절한 인센티브를 갖게 될 수 있다.

DSO에 새로운 역할을 부여할 시장 플랫폼

PV, 배터리, 수요반응에 의한 용량이 배전망에 접속됨에 따라, 분산형 자원의 도입에 의해 규제 받는 배전망 회사의 활동범위가 확장되어야 한다. 규제기관은 이제 규제 활동과 가격 규제 및 시장 활동 사이의 경계를 재정 의하여 신기술의 도입을 촉진함과 동시에 규제 활동이 시장 기반 활동에다 하는 교차보조를 막아야 한다.

DSO가 ‘중립적인 시장 조정자’ 역할을 해야 한다는 것은 미국과 유럽에서 널리 논의되어 왔다(CEER, 2015). 소매 사업자, 정보통신기술(ICT)업체와 계측 기업을 비롯해 폭넓은 시장

참여자가 밸런싱 시장, 보조서비스 시장, 전력시장에서 거래하고 있다. DER의 증가에 따라 새로운 시장 참여자 수도 늘어나고 있으며, 새로운 비즈니스 모델이 시장 참여자에게 다양한 에너지 서비스를 제공하고 다양한 자원을 집합하면서 등장할 것이다. 결과적으로, 전력시스템은 더욱 복잡해지고 DSO의 역할은 공평한 활동무대를 만들어 새로운 시장참여를 촉진하도록 명확히 정의되어야 한다.

의심의 여지없이 DSO의 주요 업무는 여전히 배전망의 투자, 유지, 운영이며 이 업무들은 독점적인 성격으로 인해 명확히 규제될 필요가 있다. 그러나 시장 플랫폼으로서의 기능이나 데이터 관리와 같은 활동에는 몇 가지 형태의 조직이 출현하고 있다.

이러한 몇 가지 새로운 업무는 시장 참여자, DSO 또는 (규제를 받거나 받지 않는) 제3자에 의해 이뤄지는 것으로 계량기의 소유와 관리, 데이터 취급, EV 충전시스템 등을 포함한다. 여기에서 IT에 관한 의사결정은 시장 참여자가 지역 에너지 단일 시장에 실시간에 가깝게 참여하도록 할 수 있기 때문에 중요한 문제가 된다. 다양한 각 시장 참여자의 책임을 정의하는 것은 몇 가지 예상되는 기술의 폭넓은 도입을 촉진하는 데에 중요하다.

현재 뉴욕에서 논의되는 DSPP 계획은 배전 차원에서 발전 사업자와 소비자의 능동적인 참여를 조정하는 최초의 실용적인 단계 중 하나이다. DSPP는 고객과 사회의 요청에 응할 수 있도록 다양한 자원을 통합해 안전하고 신뢰성이 있고 효율적인 전력 서비스를 제공하는 지능적인 시장 플랫폼이 될 것으로 기대된다. DSPP는 도매 전력시장 및 기간 전력시스템과 조화를 이루면서 능동적인 고객과 제3자의 개입을 가능하게 함으로써 전력시스템과 사회 가치에 수익을 창출해내는 시장 활동의 폭넓은 발전을 의도하고 있다.

글 상자 8.2 장래의 배전망 운영자의 역할: 유럽의 관점

EU는 증가하는 DER로 인하여 DSO는 새로운 역할을 수행하여야 한다는 공통 인식에 의하여 DSO의 장래 역할에 대해서 계속적으로 논의하고 있다. DER는 단기적인 배전망 혼잡 관리에 이용되고, 장래의 배전망 투자의 회피나 연기와 연결됨으로써 단순히 배전망 운영상의 해결책을 제공하는 것만이 아닌 장기적인 배전망 투자 계획에 적극적인 영향을 준다.

전반적으로 DER은 폭넓은 새로운 수단을 DSO에 제공하지만 DSO는 이를 효율적으로 사용하기 위해 적극적인 역할을 다할 필요가 있다. 이것은 TSO가 수급 밸런싱과 보조서비스를 촉진하기 위해 하는 것과 유사한 조달 절차를 통해 가능하다. DER 기술은 소매 사업자나 수요관리 사업자와 같은 다른 시장 주체에 대해서도 서비스를 제공하며, 그들은 TSO의 보조 서비스에 이를 사용하거나 전매할 수도 있다. 따라서 DSO는 DER 서비스의 다른 전력시장 참여자와 직접 경쟁하는데, 이는 DSO가 시장 촉진자로서의 역할을 남용할 위험성을 의미한다. 그러므로 배전 수준에서 명확히 정의된 전력시스템 서비스를 DSO가 투명한 방법으로 조달할 수 있도록 새로운 시장 플랫폼을 장려하기 위한 명확한 규제가 필요하다.

DSO와 TSO의 양방향 협력

DER 도입률이 높아지면, TSO와 DSO간의 구조화된 정보 교환이 필요해질 것이다. 재생에너지(특히 출력변동이 큰 풍력과 PV)가 특정지역에 집중된 나라에서는 배전망에서 송전망으로의 조류흐름이 송전망의 부담을 증가시킨다. 그러므로 DSO의 계획과 관리를 TSO가 고려할 수 있도록 두 시스템사이의 공조와 커뮤니케이션 고도화가 필요하다.

전력시스템의 수급조정을 위해 집중형발전소는 TSO에 운전 계획을 보내지만 배전 단계에서 DSO는 현재 분산형 발전기로부터 동일 데이터를 받는 시스템이 없다. DSO가 분산형 발전의 예측과 계획에 대한 정보를 취득한다면 DSO는 지역 배전망 제약을 관리할 수 있게 된다. 이 정보에 기반을 둔 DSO의 행동은 송전망 관리에 유용하지만, 때때로 송전망운영을 더 복잡하게 만들 수 있다.

마찬가지로 기간 전력시스템의 밸런싱 시장에 참여하고 있는 유연한 전원은 DSO수준에 예상치 못한 혼잡을 일으킬 수 있다. 따라서 한 쪽의 행동이 다른 쪽에 새로운 걸림돌이 되지 않도록 긴밀한 협력이 단기 시장 운영에서 필요하다.

송전과 배전사이의 양방향 인터페이스는 전력시스템의 계획수립과 단기 운영에서 위한 보다 고도화된 협동을 필요로 한다.

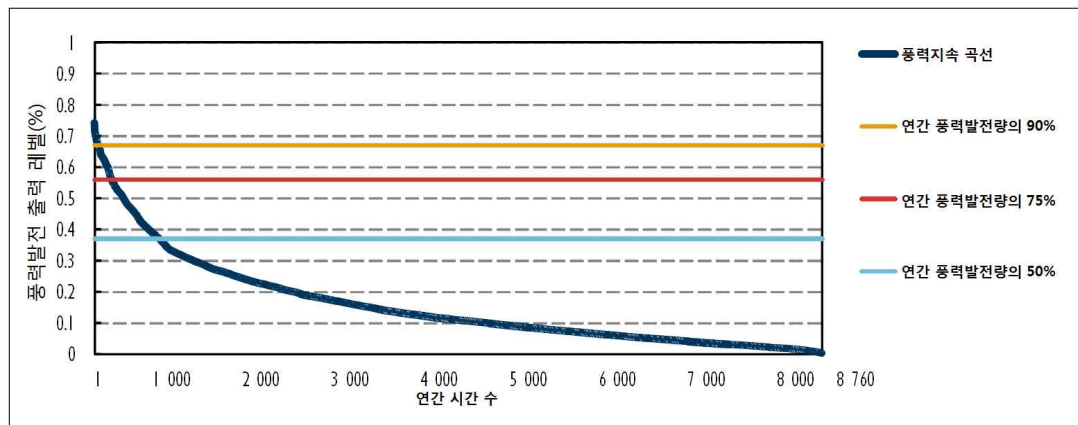
재생에너지를 포함한 배전망의 투자 계획

배전망 계획에서 한 가지 중요한 측면은 재생에너지 전원 출력 삭감이나 억제기능이다. 배전 사업자에게 분산자원의 제어 및 억제 능력을 한정된 범위로 갖게 한다면 기반 시설을 강화하는 비용은 크게 절감되고 그에 따라 풍력이나 PV의 통합을 가속화할 수 있다.

몇몇 규제 구조에서는 배전망 개발자가 재생에너지 발전의 전량을 배전망으로 통합시키기 위해 재생에너지 전원 접속을 설계하고 전력시스템 전체의 혼잡을 완화하는 것과 더불어, 재생에너지 발전기에 사라진 수익을 보상할 의무가 있다. 이 방법에서는 재생에너지 발전기에 대한 추가 투자 확실성을 보증하는 한편, 새로운 비경제적 배전망 투자 결정으로 이어질 수 있어 결과적으로 전력시스템과 그 이용자에게 과도한 비용이 들 수 있다.

유럽 차원에서는 배전망 기반 시설 투자가 보통 풍력과 PV발전의 100% 연계를 가능하게 할 필요성에 의해 생긴다. 독일의 연간 육상 풍력 설비 이용률은 약 25%에 달한다. 풍력 발전 용량 전체의 연간 설비이용률 곡선(풍력 지속 곡선)(그림 8.6)은 급격한 감소를 보이는데, 이는 설비 이용률이 50%를 넘는 것은 연간 500시간 미만임을 나타낸다. 그러나 이 급격한 감소는 또한 연간 설비이용률이 가장 높은 220시간의 발전이 연간 풍력 발전량의 10%의 기여에 머무르는 것을 나타내고 있다. 이 점에서, 비용대비효과를 평가해 효율적인 배전망 인프라 투자 결정을 하는 것은 분명히 중요하다.

그림 8.6 독일 풍력 발전의 연간 출력 지속 곡선



출처: EEX transparency.

몇 시간 동안의 높은 출력 대비를 목적으로 한 배전망 증강을 피하기 위해 풍력이나 PV발전과 같은 재생에너지의 관리가 고려되어야 한다. 이 짧은 시간 동안의 최대 발전량에 맞추어 배전망 인프라를 확장하는 것은 비용 대비 이익에 적합하지 않는 투자가 된다.

배전망 계획 측면에서는 풍력과 PV 발전량 감축 요구사항이 고려되어야 한다. 전력망의 관리 측면에서는 TSO가 일정수준의 유연성을 일상적으로 가질 수 있도록 DSO는 재생에너지의 발전을 더욱 감축할 수 있어야 한다. 이러한 출력 억제에 효율성을 보장하고 각 발전기가 편중되게 출력 억제를 받지 않도록, 정지 순서는 경제적, 기술적 기준을 따라야 할 필요가 있다. 이렇게 함으로써 저비용으로 공급 안정을 확보할 수 있다.

규제 체계는 배전망 운영자들 간의 차이도 고려할 필요가 있다. 풍력 발전이나 PV의 확대에 필요한 배전망 투자는 전력시스템 전체에 고루 분포하지는 않는다. 배전망 확장에 미치는 영향은 필연적으로 차이가 생긴다. 배전망의 구성과 스마트 기술을 활용한 관리에 대한 결정권은 지역적인 수준인 DSO에 있어야 한다.

배전망 계획, 발전운영 관리, 새로운 전압조정 변압기의 도입 등을 적절히 조합하면 배전망 보강의 필요성을 줄일 수 있다. 예를 들면 독일의 경우 비용은 20%, 배전망의 확장은 60% 정도를 삭감할 수 있다고 하는 연구결과가 있다(DENA, 2012). 그러므로 비용 효과의 측면에서 규제는 통합 계획과 스마트 기술 모두를 촉진해야 한다. 더 고도화된 계획을 이용하면 전체 비용을 절감할 수 있는 한편 운전비용은 증가한다. 결과적으로, 운전비용을 삭감해 단기적 이익에 중점을 두는 DSO에게 혜택을 주는 규제체계는 도움이 되지 않을 것이다.

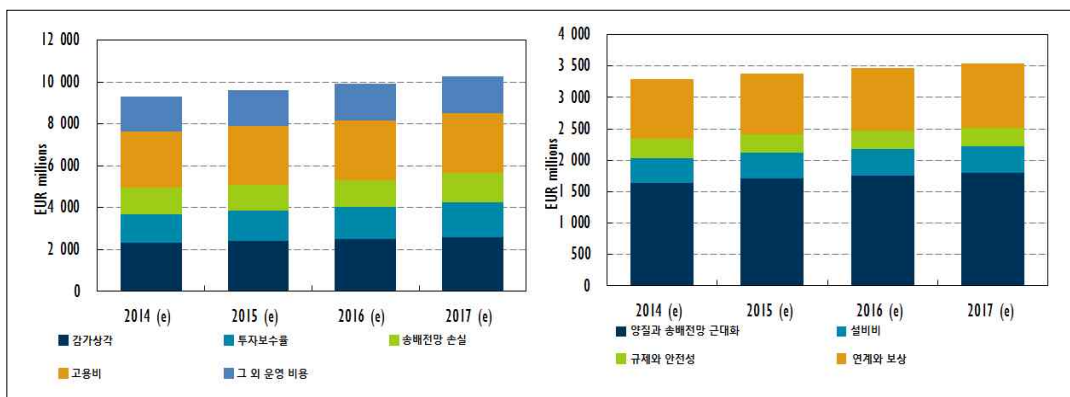
그러나 규제 기관에게 투자 규제는 어려운 과제로 남아있다. 배전망 투자는 비싸고 일정 규모 단위로 이루어지며 규모도 작아 규제 기관과 피규제 기관 간에 투자비용에 관한 정보의 비대칭성이 생긴다. 더욱 복잡한 것은 투자는 분산형 자원의 장래 도입 가능성의 예상에 근거해 시행해야 한다는 것이다.

허용 수익금의 규제

규제되는 활동의 정의와 투자 계획 승인 후에는 허용 수익 결정이 경제적 규제의 근간이

다. 규제된 수익은 규제 기관에 의해서(프랑스, 스페인) 또는 피규제 회사에 의해서(독일, 영국) 배전망 가격을 계산하는데 사용된다. 아래 그림 8.7과 같이 수익은 자산의 감가상각과 자본의 보수 측면에서 배전망의 투자비용과 관련이 있다. 배전망 관리가 매우 자본 집약적인 활동임을 감안하면 이는 놀랄 일이 아니다. 실제로, 규제기관은 피규제 기업에 대해서 비대칭적인 정보를 기반으로 투자를 승인한다. 이것은 이후 수십 년에 걸쳐 허용 수익금과 배전망 요금을 높이는 과잉 투자를 초래할 수 있는 어려운 일이다.

그림 8.7 프랑스 배전사업자(ERDF)의 2014년~17년 허용 수익과 투자계획



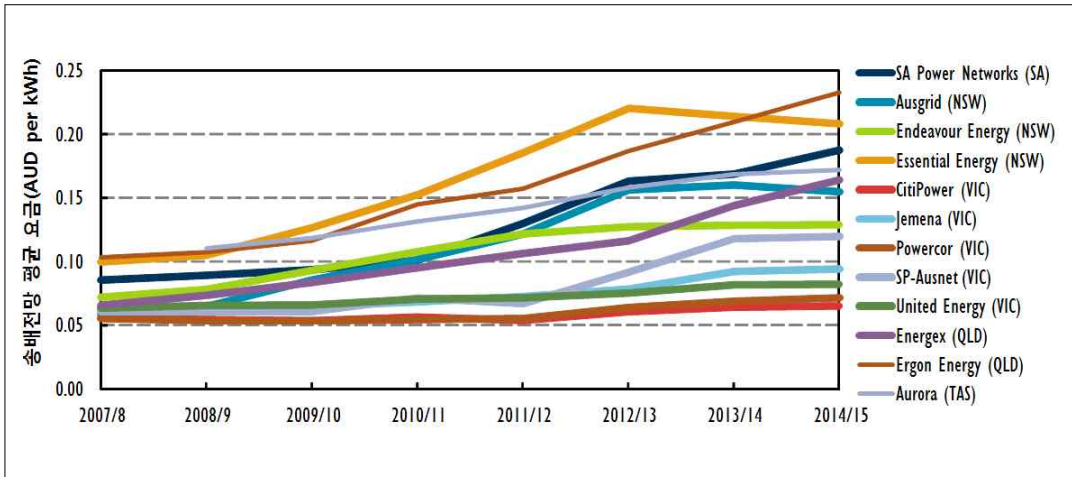
참고: (e) = estimate (추정치)

출처: CRE, 2013.

현재의 배전망 요금은 배전 기능의 범위, 지리적 요인(단가는 인구밀도가 높은 나라일수록 낮다.), 배전망의 연식 등에 따라 많은 나라에서 전기요금의 20%~40%를 차지한다. OECD 각국의 기존 배전망은 1960년~1970년대에 주로 건설되었는데 이는 설비의 대부분이 상각을 마쳐 요금이 비교적 낮게 유지되고 있음을 의미한다.

앞으로 전기요금은 대규모 배전망투자에 의해 크게 상승할 것으로 전망된다. 예를 들면 호주에서는 남호주 주, 퀸즐랜드 주, 뉴 사우스 웨일스 주의 송배전 요금은 2008/09년과 2014/15년 사이에 2배 이상 늘어났다. 이 요금 상승은 경제의 저성장, 에너지 효율 개선, 배전 사업자에 의한 청구 기준의 완화로 이어지는 계량기 후단의 발전(제9장 참조) 등의 복합적 사유로 인하여 전력시스템의 전력소비가 거의 안정되었지만 종종 줄어들 때에 발생했다. 어느 시점에서, 규제기관이 허용 수익액을 결정할 때 송배전망 투자의 무시할 수 없는 좌초 위험을 피하기 위해 소비자로부터 거둬드리는 수익액을 인상할 수 있다는 것을 염두에 둘 필요가 있다.

그림 8.8 호주의 일부 주의 송배전망 요금의 변천



Notes: NSW = New South Wales; QLD = Queensland; SA = South Australia; TAS = Tasmania; VIC = Victoria.

출처: CME, 2015

DER, 특히 풍력 발전과 PV에서의 역할이 늘어나면서 DSO의 총 비용도 영향을 받는다. ICT와 DER이 배전망을 더 잘 운영하여 국지적 혼잡을 최소화할 수 있도록 하는 새로운 일련의 수단을 만들어 낼 가망성이 있지만, DER을 접속함에 따라서 새로운 전력 조류, 전력 조류의 변동성, 수요변동 등에 대처하기 위한 배전망 투자가 필요하다.

이러한 맥락에서 DSO의 운영비용(OPEX)과 자본비용(CAPEX)사이의 균형 또한 변화하기 시작했다. DER이 제공하는 서비스로 비용이 더 드는 내부 운영을 대체할 수 있기 때문에 운영 비용 단가를 절감할 수 있을 것이다. 자본비용의 관점에서는 DER의 활용에 의한 배전선 수요를 줄임으로써 투자 수준을 제한할 수 있다. 한편 더 스마트한 배전망에는 역시 스마트 기기에 대한 추가적인 투자가 필요하다.

전통적인 인센티브 기반의 규제에서 DSO에 대한 보수는 보통 일정기간의 특정 범위의 서비스에 대해서 규제를 받는다. 대응하는 자본비용과 운영비용은 개별적으로나 일괄해서 총 비용(TOTEX)로 다루어진다. 배전망 기술의 장래 투자를 규제하는데 있어서 직면한 실무상의 문제 중 하나는 어떤 규제 기간에 투자가 진행되고 투자에 대한 편익은 그 다음 규제 기간에 처음으로 전액 회수가 가능하다는 것이다. 이 회계 문제는 혁신 기술 투자에 방해가 될 가능성이 있어 규제 기간의 변경, 벤치마크 절차의 개선, 산출물 기반 규제의 역할 증대와 같은 규제 개선을 필요로 한다.

배전망 참조 모델을 이용하여 효율적인 배전비용 추정과 배전망 계획을 하는 혁신적인 배전망 투자평가 방법이 스페인에서 도입되었다. 이 방법은 운영비용과 자본비용에 대한 전통적인 벤치마크 방식의 대안이 될 수 있다. 다른 방법으로 영국에서는 성과기반 규제와 규제 기간 연장이 스마트 인프라에 대한 DSO의 투자 촉진을 위해 도입되었다.

벤치마킹

DSO의 비용 벤치마킹은 적정 인센티브를 주기 위한 규제 설계의 중요한 부분이며, 이는 ‘인센티브 규제’로 알려진다. 벤치마킹을 위한 정보 수집으로 규제 기관은 DSO의 비용 구조에 대해 보다 깊이 있게 살펴볼 수 있다.

DSO는 재생에너지와 분산형 발전에 의한 상반된 과제에 직면하고 있어 벤치마킹상의 지표나 평가 기준의 선택이 중요하다. 특히, 벤치마킹이 DSO의 전체적인 효율성을 사실적으로 보여주도록 더 스마트한 배전망 설비 투자를 고려할 필요가 있다. 첨단 기술에 의한 대안이 비용이 덜 들고, 배전망 증가를 줄일 수 있고, 배전망의 효율적인 사용을 유도할 수 있기 때문에 배전망이 단순히 길어지는 것만이 최적의 대책은 아니다.

오늘날 배전망과 가스망의 규제 구조는 단순하고 상당히 유사하다. 즉, 효율을 평가하고 어떻게 효율을 수익으로 환산하느냐에 초점이 맞춰지고 있다. 인센티브 규제 구조를 잘 구축하느냐의 여부는 정보 수집, 감사, 회계 방법 등에 좌우된다. 즉 비용에 대한 벤치마킹이 기본이 된다. 인센티브 규제 구조는 이 점에서 전통적인 서비스 비용 규제나 수익률 규제와 공통점을 갖고 있다(Joshow, 2008).

벤치마킹을 통해 DSO의 성과를 다른 동급 DSO의 성과와 비교하고 상대적인 성과에 따라 페널티나 보상을 평가한다. 예를 들어 규제 기관은 다수의 유사한 사업자를 파악하여 이들의 비용 효과를 비교해 다음과 같이 규제할 수 있다.

- 가장 효율적인 운영자가 벤치마크 기준이 되며, 이 운영자는 확인된 비용을 100% 회수하는 것이 허용되며, 그와 동시에 비용 절감에 따른 이익을 거두어들일 수 있다.
- 효율성이 낮은 운영자는 차기 규제기간에 더 낮은 비율의 초기비용 회수만 인정받는다.

배전망 운영자에 대한 벤치마킹 시 주요 과제 중 하나는 각자가 직면하고 있는 환경이 다르다

는 것이다. 즉 운영자의 상황이 비슷하다는 것을 확인하고 운영자가 제어할 수 없지만 정량화되어야만 하는 모든 차이를 보정하는 통계 기법을 이용하는 것이 중요하다.

소규모 DSO에 대한 OECD 국가의 몇몇 배전망 규제에서는 규제 비용 절감을 위해서 벤치마킹 절차를 면제하거나 단순화하는 것이 허용된다. 그러나 공정한 대우를 보장하는 것이 중요하다. 즉 면제와 단순화의 범위는 한정적이어야만 한다.

규제 기간 연장

규제 기간의 길이는 인센티브 규제의 중요한 요소이다. 한편 규제 기간은 배전망 소유자가 비용을 줄일 수 있고 그 결과 적정한 규제 기간으로 이익을 얻을 수 있도록 충분히 길어야 한다. 반면에 규제 기간이 길수록 고객은 더 좋은 결과의 이익을 얻기 위해 더 오래 기다려야 한다. 그러므로 OECD국가들의 규제기간은 4년에서 5년 정도이다.

배전망 규제의 역사가 긴 국가들에서는 효율적인 이익을 실현하는 주요 방법이 이미 진행되어 왔다. 이들 국가에서는 규제 기간을 늘림으로서 일정한 이익을 가져올 가능성이 있다. 시간범위를 좀 더 길게 함으로써 배전 사업자의 인센티브가 더 잘 기능하게 된다. 왜냐하면 배전 사업자는 더 장기적인 투자 및 경영 의사 결정에 의해 이익을 더 많이 얻을 수 있기 때문이다. 규제 확실성을 높이는 것 또한 배전망 계획을 개선하고 혁신적인 투자를 키우는 데 도움이 된다고 본다.

입력물 기반 對 산출물 기반 규제

인센티브 규제는 비효율적 경영이 이루어진 이후에 비용을 삭감하는 방식으로 효율 향상을 가져왔다. 대부분의 현행 규제 체제는 오늘날 DSO끼리 그리고 자체의 과거 성과와 비교하는 데에 초점을 맞췄다. 배전망 규제의 초점은 이를 넘어 더 진화시키는 것이다. 향후 DSO는 새로운 기능을 수행하고 분산형 발전의 변화에 대처할 것으로 기대된다. DSO는 최소의 비용으로 배전망의 효율성과 안정성을 유지하기 위한 투자를 실시할 필요가 있지만 현재 규제 구조의 대부분은 모든 기술적 또는 경영상의 옵션을 활용할 수 있는 인센티브를 DSO에 주도록 되어있지 않다.

현재까지의 성공은 최적의 성과로 평가된 적이 거의 없다. 몇몇 규제 제도에서는 배전망의

품질을 높게 유지하도록 하기 위해 품질 요소가 인센티브 규제에 추가되어 있다. 그러나 이 요소는 통상적으로 중요도가 낮은 규칙이다. 왜냐하면 대부분의 OECD국가에서 낮은 품질이 문제가 되었던 적은 없었기 때문이다.

배전망 규제는 DSO가 성과에 더 주목하도록 더 큰 인센티브를 부여해야 한다. 산출물 기반 모델은 고객 가치나 서비스 품질과 같은 장기적인 결과를 위해서 노력하는 방향으로 DSO의 초점을 옮기는 것이다. 규제 체계는 사회의 요구에 대한 기여를 반영한 것이어야 한다. 이 관점에서, 측정된 DSO의 산출물은 투명성이 있어 평가와 계측을 쉽게 할 수 있는 광범위한 정량 지표들을 포함해야 한다. 표 8.3은 그러한 산출물 지표를 열거한 목록을 나타낸다.

표 8.3 배전망 운영자(DNO) 성과 평가를 위한 산출물 예시 목록

환경	DNO 운영 및 고객에 의한 환경 영향을 최소화하기 위한 방법: 저탄소화 기술이 적절한 가격으로 시기적절하게 접속됨을 보증하는 것, 손실의 관리, 기업의 탄소발자국 최소화, CO_2 이외의 배출량 최소화, 멋진 자연과 국립공원 등 아름다운 경관에 대한 이해 관계자 기반의 방법 활용, 지방 자치 단체의 통합 에너지 계획에 관한 DNO가 할 수 있는 잠재적인 모든 역할의 장려.
신뢰도	현재와 미래의 고객에 대한 운영 성과를 유지하기 위해 기존의 신뢰성 지표를 개선하고 산출물 지표가 배전망의 리스크와 제약을 포함하도록 확장. 정전 시간에 관한 인센티브 계획과 보증된 기준을 이용하여 신뢰도에 따라 인센티브를 주고 서비스에 관한 실적 지표가 가장 나빠진 고객에 주위를 기울이는 것
접속	고객과 판매 사업자를 적시에 비용 효과적으로 연결하고 투명한 방법으로 고품질의 전력정보를 제공, 산출물 기준 또는 인센티브의 방법으로 접속지역의 사회적 비용을 포함하는 것.
고객 서비스	고객 만족도의 광범위한 측정을 통해 고객 만족도 수준 유지.
안전성	영국 안전 위생청의 요청 준수.
사회적 의무	연료 빈곤층에 대한 대응 계획.

출처: Ofgem, 2012.

이 개요에서 산출물 파라미터의 설정은 그 지표에 관한 과거 실적이 없다면 어려운 일임을 알 수 있다. 게다가 인센티브 간에 틈이 생기는 것을 막기 위해서 다양한 파라미터를 만들어 낼 필요가 있다. 그렇지 않으면 DSO가 어떤 특정 지역과 측정 기준에만 주목하고 인센티브에는

포함되지 않았던 다른 중요한 영역을 무시할 수 있다.

더욱 인식해야 할 것은 순수하게 산출물 기반 방식으로는 DSO 측에 과도한 리스크를 줄 수 있다는 것이다. DSO의 중요한 기능과 그 부문의 막대한 투자 소요를 고려한다면 입력물도 계속 규제할 필요가 있다. 입력물 파라미터와 산출물 파라미터의 균형을 유지하는 것이 중요하다.

인센티브 기반 규제에서 산출물 기반 규제로의 전환을 관리하는 것은 피 규제 기업에 더 불확실성을 낳는다. 이 전환을 순조롭게 추진하기 위해서 산출물 기반 성과 지표를 배전망 서비스 품질 규제의 한 요소로서 단계적으로 도입할 수 있다.

인센티브의 대칭성: 중요한 요소

대체로 인센티브에 바탕을 둔 규제에 있어서 인센티브는 다음을 전제로 설정된다. 즉, DSO는 배전망을 운영하고 그것에 투자할 의무가 있으므로 그 비용을 회수하고 투자에 대한 충분한 이익을 얻을 기회가 주어져야 한다. 이 인센티브는 단방향이고 네거티브 방식이다. 즉, 어떤 요건이 충족되지 않으면 수익이 감소한다. 이 방법에서 DSO는 이미 충분한 자기자본 수익률을 얻을 수 있기 때문에 규제 기관은 긍정적 인센티브가 불필요한 이익이라고 여긴다. 이 방법의 결과는 DSO가 기본적 의무와 실제 가해지는 모든 품질 규제를 달성할 수 있는 범위에서 가급적 지출을 삭감하게 되는 것이다.

과거에 이 방법은 송배전망의 효율 향상에 좋은 성과를 올려 왔다. 그러나 배전망의 '스마트화'가 증가하는 가운데, 이 방식으로는 더 나은 서비스를 제공하고 전반적인 경제적 목표를 충족시킬 수 있는 인센티브가 제공되지 않는다. 배전망 범위의 변화 중 특히 신기술 투자 필요성에 따라 인센티브에 관해 더 대칭적인 방법을 생각할 필요가 있다. DSO는 혁신과 고객 서비스 향상 면에서 좋은 결과를 냈다면 보상받아야 마땅하다. 단기적인 비용 절감을 확실히 하고 정책 산출물을 전반적으로 달성할 있도록 규제 체계는 입력물 수준을 최적화시킬 필요가 있다.

자본비용 대 운영비용: 혁신을 위한 규제

현재 규제는 설비 투자를 합리적인 수익률로 보상한다. 이 방법에서는 DSO가 지속적이고 더 스마트한 배전망에 투자했을 때의 인센티브가 없다. 오히려 DSO는 배전선 용량을 증가시키기

위해 더 저렴한 해결책을 찾았을 수 있더라도 전통적인 배전망 자산에 대한 투자를 계속한다. 이는 장래의 DER의 효율적 이용에는 어긋난다. 그러므로 규제측은 DSO가 규제 목적 달성을 위해 자본비용과 운영비용을 효율적으로 배분할 수 있도록 하는 방법을 고려하여야 한다.

DSO는 실패 위험이나 효율 저하가 충분히 적고, 규제 과정에서 사용되는 벤치마킹에 영향을 미치지 않는 경우에만 혁신적이고 스마트한 기술에 일반적으로 투자한다. 여기서 문제는 DSO가 규제 기간에 충분한 이익을 확보할 수 있는 것에만 투자를 결정한다는 것이다. 더 스마트한 배전망 기술에 대한 추가 투자를 촉진하기 위해서는 추가적인 인센티브나 지원이 필요하게 될 가능성이 있다.

글 상자 8.3 영국의 산출물 규제

영국의 배전망 운영자(DNO: Distribution Network Operators)는 24.2만 km^2 의 약 2800만 고객에게 전력을 공급하고 있다. 배전망은 132kV까지로 길이가 76.7만 km 에 이른다. 영국에서는 14개의 DNO가 배전망을 운영하며 그것은 여섯 개 사기업에 의해 소유, 운영되고 있다. DNO의 고객 규모는 60만에서 330만까지 다양하다.

영국은 1990년대 초에 시행된 소위 RPI-X규제를 통해 인센티브 규제에 대한 폭넓은 경험을 가지고 있으며, 그 후 10년간 그것의 감시와 벤치마킹을 개선해왔다. 산출물에 대한 초기 인센티브와 신규 투자에 대한 추가 인센티브가 혁신과 사회적 및 환경적 책임을 촉진하기 위해 시행되었다.

2010년에는 RIIO(수익=인센티브+혁신+산출물) 절차가 배전망의 효율적 운영만이 아니라 혁신과 투자에 관심을 중대시키기 위해서 시작되었다.

규제 기간을 8년으로 연장하는 것은 DNO가 장기적인 계획을 가지도록 동기를 부여하는 것을 목적으로 한다. 산출물 지표에 대한 의존성이 높아지는 것과 관련하여, 연장된 규제 기간은 DNO에게 명료한 정책 목표로 향하는 노력을 하도록 강한 신호를 보내야만 한다. 또한 수익 상한, 통제 불능 비용, 불확실성 및 투자 부족 등을 매년 재조사할 수 있도록 하는 형태의 안전망도 구현되었다. 산출물 요소 외에 이 절차는 DNO에게 수입을 안겨줄 수 있는 인센티브를 포함한다. 이에 따라서 산출물에 대한 관심이 증가한다. 총 비용(TOTEX)에 의한 방법은 전체 비용 절감과 동등한 인센티브를 낳는 것을 목적으로 한다. 덧붙여, 혁신에 의한 높은

투자위험이 있음을 증명하면 Ofgem은 가중 평균 자본 비용(WACC: Weighted average cost of capital)을 증가시킬 수 있다(Ofgem, 2010).

가장 중요한 변화는 산출물 기반의 인센티브 시스템으로 가는 것이다. DNO는 이 산출물에 대한 요구 목표를 달성하면 금전적 비금전적 보상을 받을 수 있다. 다음의 산출물 파라미터가 고려된다.

비금전적 보상은 예를 들면 평판을 좌우하는 정보의 공개이다. 금전적 인센티브는 수익 한도의 증감 또는 허용 수익률의 증감으로부터 나온다. 공급 신뢰도는 전력시스템의 평균 연간 사고 정전 건수(SAIFI: system average interruption frequency index) 및 연간 사고 정전 시간(SAIDI: system average interruption duration index)으로 계산된다. 가능한 수익의 증감은 가중 평균 자본비용(WACC)의 $\pm 1.5\%$ 에서 $\pm 2\%$ 이다.

새로운 제도의 최초 규제 기간은 전력과 가스 부문 TSO에 대해서는 2013년에, 전력부문 DNO에 대해서는 2015년에 적용되기 시작했기 때문에, 비용과 결과는 아직 평가할 수 없다. 배전망 운영자의 수가 비교적 적기 때문에 Ofgem은 향후 각 배전망 운영자를 신중하게 평가할 수 있을 것이다.

혁신을 위한 인센티브는 혁신적 사업과 실증 시험에 금전적 지원을 위한 입찰 형식을 취하는 경우가 있다. 공적 자금으로 이뤄질 경우 이 시험 결과는 다른 DSO에게도 공개된다. 영국에서는 혁신을 두 가지 방법으로 지원하고 있다. 첫째는 전력망 운영자가 국가 규제 기관인 Ofgem (영국 가스 전력시장국)에 대해서 뛰어난 혁신적 전략임을 증명하면 그 자기자본비용 수익률을 0.5%에서 1%까지 올릴 수 있다. 둘째, 전력망 운영자는 ‘전력망 혁신경쟁 프로그램(송배전망 운영자용)’을 통해 혁신 보조금 입찰에 참가할 수 있다. 현재 규제 기간의 최초의 2년간은 1년에 9,000만 영국 파운드가 확보되어 있다. 전력망 운영자는 최대 3개의 프로젝트를 제출할 수 있고 1개 프로젝트 당 최대 1,000만 영국 파운드를 받을 수 있다.

보다 성숙한 기술일지라도 DSO에게 통상적인 기술에 대한 투자보다 여전히 위험이 더 높을 수 있다. 따라서 이의 실시와 보급에는 추가적인 인센티브가 필요할 수 있다. 2011년 이탈리아에서는 배전망의 현대화를 위해 가중 평균 자본 비용에 추가적인 보수를 도입하여 부하 및 발전 설비와 전기 자동차 충전기의 제어, 규제, 관리를 촉진하였다.

결론

배전망의 역할은 변화하고 있다. 역사적으로 DSO는 거의 전기를 송전 차원에서 최종 고객까지 한 방향으로 전달하는 통로를 제공했다. 장래에 배전망은 크게 세 가지 과제에 직면할 것이다. 즉, 현재의 새로운 가변성 에너지 자원과 향후의 전기자동차를 전력망에 통합하는 것, 고객의 시장 참여를 촉진하는 것, 기간 송전망 및 도매전력시장과 연계하는 것이다.

이들 과제에 모두 대응하기 위해서는 규제 체계가 다수의 특성이 다른 배전망을 효율적으로 다룰 수 있게 설계되어야 한다. ICT의 도입은 매우 중요하다. 이것에 의해서 시장 참여자, DSO, 혹은 제3자조차 분산형 자원 관리와 관련된 새로운 업무들을 할 수 있게 되었다. 풍력 발전이나 PV와 같은 가변성 재생에너지원의 출력 제어와 관리 가능성을 계획단계에서 고려하여 값 비싼 배전망 보강 사업을 피할 수 있도록 해야 한다.

그러나 배전 사업자의 투자 의사 결정은 규제에 의한 인센티브에 의해서 형성되고 지속된다. 국지적 투자 적합성 평가는 어느 것이든 규제 기관에 있어서는 매우 어려운 일이며 그 결정은 DSO차원에서 결정되어야 한다. 이런 관점에서, 배전망 규제에 추가적인 산출물 파라미터를 도입하는 것은 배전망 구조에 필요한 변화를 촉진하며 스마트 기술의 추가 도입에 대한 인센티브를 제공한다.

DER의 도입이 늘면서 송배전 요금의 설계와 구조의 재구성은 매우 중요한 과제이다. 제9장에서 더 논의하도록 한다.

| 참고문헌 |

BMWi (Federal Ministry of Economy and Energy) (2014), “Moderne Verteilernetze für Deutschland” [Modern distribution networks for Germany], study commissioned by the Federal Ministry of Economy and Energy (BMWi), www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html.

BnetzA (2013), Genehmigung des Szenarioahmens fuer die Netzentwicklungsplanung und Offshore– Netzentwicklungsplanung, www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Charlie/Szenariorahmen/Szenariorahmen2024_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.

CEC (California Energy Commission) (2013), Integrated Energy Policy Report 2013, www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-100-2013-001/CEC-100-2013-001-CMF.pdf.

CEC (2009), “Transportation energy forecasts and analyses for the 2009 integrated energy policy report” , www.energy.ca.gov/2010publications/CEC-600-2010-002/CEC-600-2010-002-SF.PDF.

CEER (Council of European Energy Regulators)(2015), The Future Role of DSOs: A CEER Conclusions Paper, www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015.pdf.

CME (2015), Network tariffs applicable to households in Australia: Empirical evidence, <http://cmeaustralia.com.au/wp-content/uploads/2013/09/FINAL-PAPER-1-EMPIRICS-.pdf>.

CRE (2013), Projet de décision relative aux tarifs d' utilisation d' un réseau public d' électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, Délibération de la Commission de Régulation de l' Energie du 13 Novembre 2013 [Draft decision on the tariffs for the use of a public electricity network in the area of voltage HTA or BT, Deliberation of the Committee of Regulation of energy from 13 November 2013], www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-hta-bt/consulter-la-deliberation.

DENA (German Energy Agency) (2012), “Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt” [Integration of renewable energies in the German/European electricity market], Deutsche Energie-Agentur GmbH, www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf.

Eurelectric (2013), Power Distribution in Europe Facts & Figures, Union of the Electricity Industry www.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf

ICCT (International Council on Clean Transportation) (2013), “Electric vehicle grid integration in the U.S., Europe, and China: Challenges and choices for electricity and transportation policy” , www.theicct.org/sites/default/files/publications/EVpolicies_final_July11.pdf.

IEA (2014a), World Energy Investment Outlook, OECD/IEA, Paris.

IEA (2014b), World Energy Outlook 2014, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), “Electricity networks: Infrastructure and operations - too complex for a resource?” OECD/IEA, Paris, www.iea.org/publications/insights/insightpublications/name,43756,en.html.

IEA (2011), Technology Roadmap: Energy Efficient Buildings: Heating and Cooling

Equipment, OECD/ IEA, Paris, France.

Joskow, P (2008), Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks, <http://economics.mit.edu/files/3623>.

NREL (2010), “Plug-in electric vehicle infrastructure: A foundation for electrified transportation” , www.nrel.gov/docs/fy10osti/47951.pdf.

Massimiano, M. (2015), Autorità per l’ Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, personal communication.

Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2012), Open letter consultation on the way forward for the next electricity distribution price control review – RIIO-ED1 www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/47182/riioed1launchopenletter.pdf

Ofgem (2010), “RIIO: A new way to regulate networks” , Factsheet, www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64031/re-wiringbritainfs.pdf.

Vogelsang (2002), “A 20-year perspective on incentive regulation for public utilities” , <http://link.springer.com/article/10.1023%2FA%3A1019992018453#page-1>

제9장 소매 요금

요약

- 소비자는 도매 전력 요금이 아니라 실제로 받은 소매 전기요금 가격신호를 토대로 소비와 투자 결정을 실행한다. 많은 국가에서, 추가 부담금을 재원으로 저탄소 정책을 시행하고 그로 인해 최종 소매 전기요금은 상승하게 된다. 에너지 요금은 모든 전력비용의 일부일 뿐으로, 예로 유럽에서는 43%이다.
- 소매 사업자간 경쟁은 많은 시장에서 도입되었지만, 여전히 서비스와 요금에서 혁신을 장려하기 위해 소매 경쟁의 장벽이 최소화되어야 한다.
- 한편, 지붕설치 PV와 에너지저장장치 같은 분산형 자원은 계량기 후단에 급속도로 도입되고 있으며, 전력요금을 절약하는 방법이 될 수 있다. 이러한 자가 소비자는 송배전망에 접속되어 있다고 해도 송배전망 비용을 덜 유발할 수 있다. 이는 분배 효과를 지녀 전력계통의 지속가능성에 영향을 줄 가능성이 있다.
- 이 때문에 소매 요금 개혁이 절실히 필요하다. 소매 요금은 시간과 장소에 맞게 송배전망 사용자와 분산형 자원 양쪽에 적절한 인센티브를 줄 필요가 있다.
- 특히 송배전 요금은 인프라 비용을 회수하도록 해야 한다. 송배전망의 효율적 사용을 위한 신호를 보내고 모든 이용자에게 비용을 배분하는 간단하고 투명한 방식으로 산출되어야 한다.
- 지역의 발전량을 반영한 실시간 가격제도 개발은 분산형 자원의 투자, 운영을 위한 적절한 신호를 주기 위해서 촉진되어야 한다.

소매 전력 요금은 발전비용과 공급비용, 소매 사업자의 이익, 송배전 요금, 계량과 결제비용, 에너지 세금 등 일정 범위 변수의 합으로 결정된다. 탈탄소화의 맥락에서 소매 요금은 탈탄소화에 관련된 비용 신호를 최종소비자에게 전달한다. 소매 요금은 이상적으로는 소비와 투자 결정을 이끌어내어 비용의 절감과 보다 효율적인 투자에 기여한다.

계량기 후단의 분산형 발전 및 수요반응의 비용 감소에 따라 소매 요금 수준과 구조는 소비자

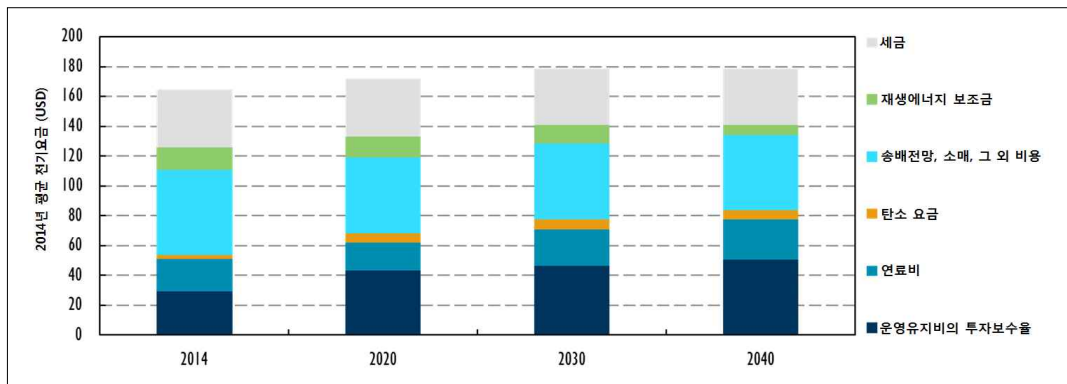
의 선택 기회와 응답성 향상을 반영하도록 진화할 필요가 있다. 그래서 소비자를 가격 탄력성이 없는 전기 요금 지불자로 취급하는 사고방식에서 벗어나는 것이 중요하다. 그 대신 소매 요금은 계량기 후단의 발전과 저장에 대한 의사결정에 효과적인 신호를 보내기 위해서 전력의 가치가 변동한다는 사실을 반영해야 한다. 이번 장은 제9.1절에서 소매 경쟁의 역할과 소매 요금의 진화에 대한 설명으로 시작한다. 제9.2절에서는 동적 가격 제도의 도입 및 에너지 세제와 송배전 요금의 개혁을 포함한 소매 요금 개혁에 대해서 말한다.

9.1 소매 요금: 경쟁과 계량기 후단의 발전

소매 요금의 변천

전기 요금은 산업용(그림 9.1)이든 가정용이든 탈탄소화에 따라 오를 것으로 예상된다. 탈탄소화로 도매 전력 가격이 저하하는 경향이 있지만(제2장), 유럽에서의 전력세금 및 저탄소 정책에 대한 자금 지원을 위한 추가 부담금은 증가할 것으로 생각된다(그림 9.1). 한편 미국에서 탄소 가격이 현재 설정되지 않은 곳, 천연 가스가격이 낮은 곳, 또는 재생에너지의 이익이 주로 세액 공제인 곳은, 전기 요금이 대부분의 유럽 국가보다 낮게 움직일 것으로 예상된다.

그림 9.1 신정책 시나리오(NPS)에서의 EU 산업 부문의 평균 전기료와 비용 내역



단기 도매 전력 가격이 기초 비용을 완전히 반영하지 못할 수 있어, 오늘날 유럽연합의 경우와 같이 자본 회수가 불충분한 수준에서 그칠 가능성이 있다.

출처: IEA, 2015a.

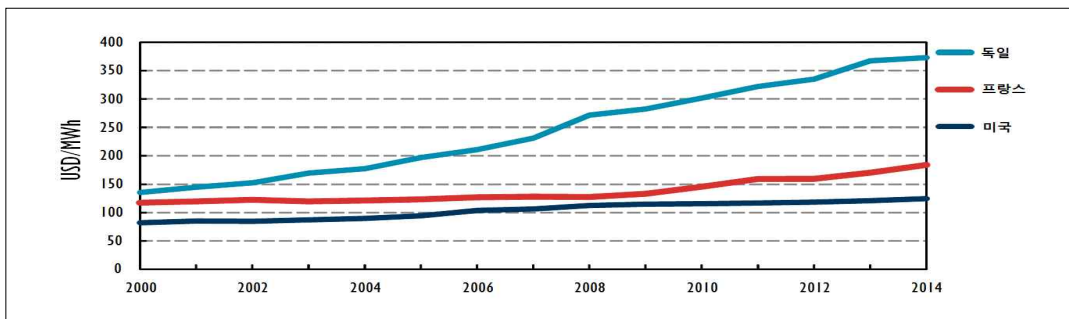
최종 소비자의 전기 요금에는 커다란 불일치가 있다. 일반적으로 요금은 네 개의 주요 구성요소 즉 발전, 송배전, 전력세금, 부가가치세⁵⁷⁾로 분류할 수 있다. 각 요소의 상대적 크기는 나라마다 다르다. 예를 들면 2012년에는 유럽의 평균 전기 요금 전체 지출에서 소매 사업자의 이익을 포함한 발전 비용은 불과 43%이며, 송배전 부분이 30%, 전력세가 13%, 부가가치세가 14%였다(Vassa ETT, 2013). 이런 상황에서는 도매 전력 가격이나 발전 사업자 비용이 어떻게 변해도 소비자가 내는 요금에는 별로 영향을 미치지 못한다.

그 결과 소매 요금은 국가별, 소비 부문별로 크게 달라지는 세계 체계에 의해 중대한 영향을 받게 될 수 있다. 예를 들어 그림 9.2와 같이 독일의 요금은 상당한 세금과 부가금에 의해 전력 소비가 비과세인 미국과 비교해 훨씬 높아졌다. 지금까지의 추세를 보아도 요금 증가율은 독일의 전력계통이 더 높다.

미국은 주에 따라 다르지만 재생에너지 공급의무화 제도(RPS: Renewable Portfolio Standard)제도의 일부 비용이나 기타 재생에너지 투자비용이 전기요금 인상 형태로 소비자에게 전가되어 왔다. 연방 정부의 많은 정책이나 주에 따른 인센티브는 재생에너지 비용을 소비자에게 비용을 직접 부담시키지 않고 낮출 수 있다.

유럽의 여러 나라는 EU 지침(Directive 2009/28/EC)에 따라서 고정 가격 매입 제도 또는 재생에너지 의무화와 같은 기타 지원계획에 대한 자금 조달을 위해서 소매 요금에 부과금 또는 전력 세금을 가해 왔다.

그림 9.2 미국, 프랑스, 독일의 평균 가정용 전기 요금 추이



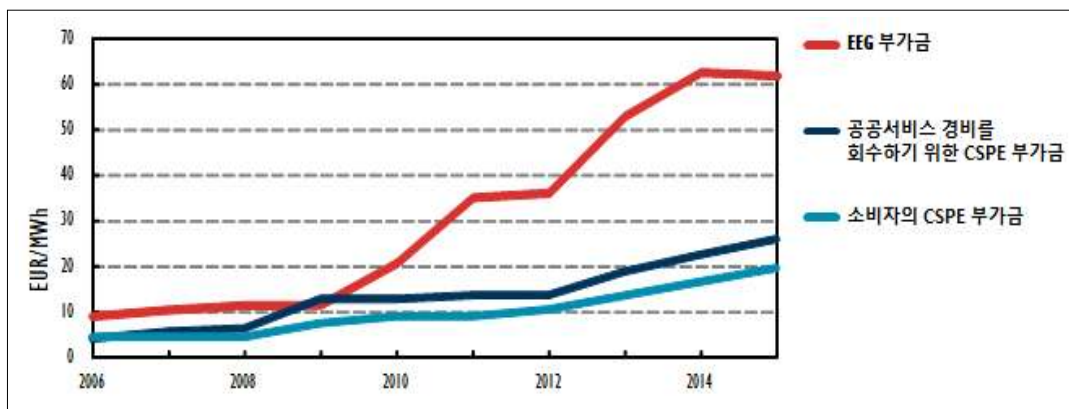
출처: IEA, 2015b

57) 미국에서는 부가가치세(VAT)가 없다.

예를 들면, 독일의 재생에너지법(EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz)에 따라 이른바 ‘EEG 부가금’은 재생에너지가 송배전망에 접속하는 비용을 회수하도록 해준다. 이 법은 독일의 판매 사업자는 EEG 설비로 생산된 전력을 구입할 의무가 있음을 규정하고 있다. 그림 9.3에서는 EEG 부가금이 증가하고 있음을 보여주고 있다. 그러나 독일 시장으로 유입되는 대량의 재생에너지가 도매 전력시장의 전력비용을 실제로 감소시키고 있다. 소매 요금 상승은 가정용 전력 소비자가 이러한 가격 하락의 혜택을 받고 있지 못함을 보여주고 있다.

프랑스에서는 전력 회사가 공공 서비스 의무를 수행할 때 발생한 비용을 회수할 수 있도록 전력 공공 서비스 기금(CSPE: Public Electricity Service Contribution)이 고객에게 부과되고 있다. 총 CSPE 중 71%는 재생에너지와 열병합⁵⁸⁾발전⁵⁸⁾에 대한 용자, 5.5%는 사회 전기 요금, 23.5%는 국가 전체 요금 균등화에 사용되고 있다(U. Lomas, 2013). 그림 9.3에서 볼 수 있듯 CSPE는 현재 19.5유로/MWh에 한정되어 있으며, 이 액수는 아직 공공 서비스 의무의 총 비용인 25.9유로/MWh보다 낮다.

그림 9.3 프랑스(CSPE)와 독일(EEG)의 MWh당 부과금 추이



출처: CRE, 2015; Bundesnetzagentur, 2010, 2011, 2012, 2013 and 2014.

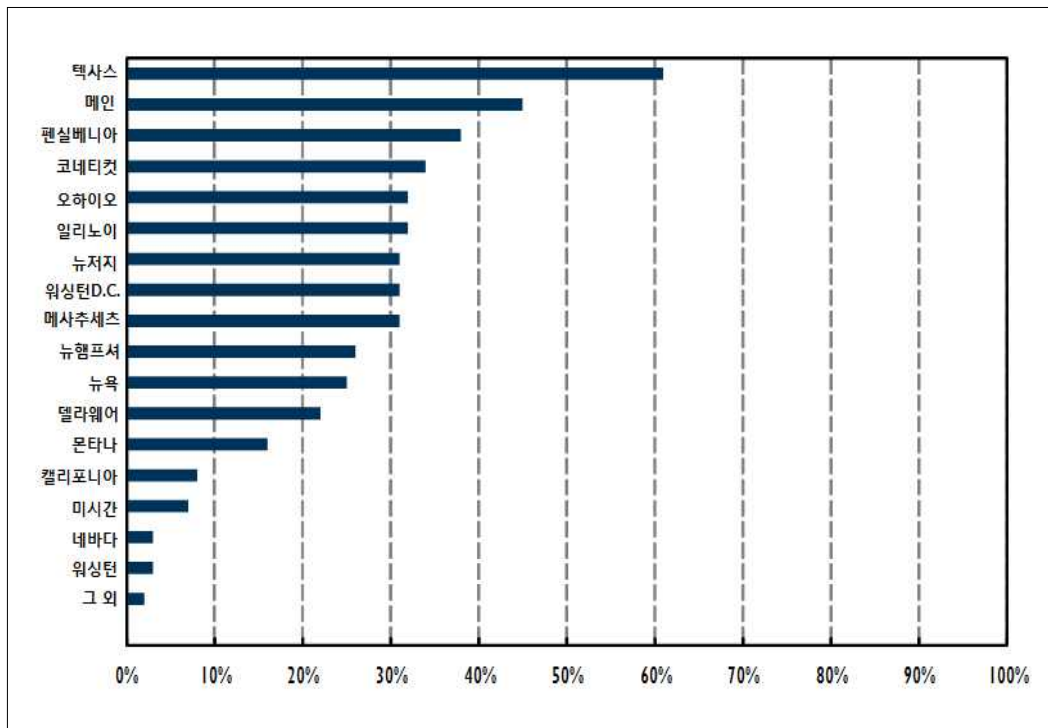
이러한 요소의 수준을 고려하면, 경쟁이 작용하는 곳은 EU의 가정용 전기 요금의 50%미만이다. 더욱이 규제된 부분들은 에너지 정책 비용과 세금으로 인해 증가할 것으로 예상된다. 이는 소매 사업자 사이의 경쟁에서도, 계량기 후단의 발전에서 나타나는 경쟁에 대해서도 함의하는 바가 있다.

58) 열병합(co-generation)이란 열과 전력을 함께 생산하는 것을 말한다.

소매 경쟁

전력시장 전반에서 소매 경쟁의 도입 정도는 크게 다르다. 예를 들면 미국에서는 50개 주 가운데 29개 주에서는 소매 경쟁이 존재하지 않는다(Borenstein and Pushnell, 2015년). 소매 선택 프로그램이 있는 21개 주에서는 거의 모든 활동이 북동부에 집중되어있고 전력 소비에서도 미국 내에서 큰 비중을 차지한다. 주목할 만한 선두주자는 텍사스 주로 세계 경쟁 시장에서 지속적으로 상위를 차지하고 있는 시장 중 하나이며, 소매 전력 판매자⁵⁹⁾ 매출이 전체 소매 매출의 60%를 넘는 수준을 보이고 있다. 그림 9.4는 각 주의 총 소매전력 매출액 대비 소매 전력 사업자의 사업자 매출 비율을 나타낸다.

그림 9.4 미국의 소매 판매 사업자의 매출 비중



59) 소매 전력 사업자(A retail power marketer)는 전력을 사고파는 마케팅에 종사하는 기업체로 정의된다. 소매 전력 사업자는 보통 발송전 설비를 보유하지 않는다. 이러한 기업체는 연방 에너지 규제위원회(FERC: Federal Energy Regulatory Commission)에 소매 전력 사업자 자격 신청서를 제출한다. (출처: The Retail Energy Supply Association).

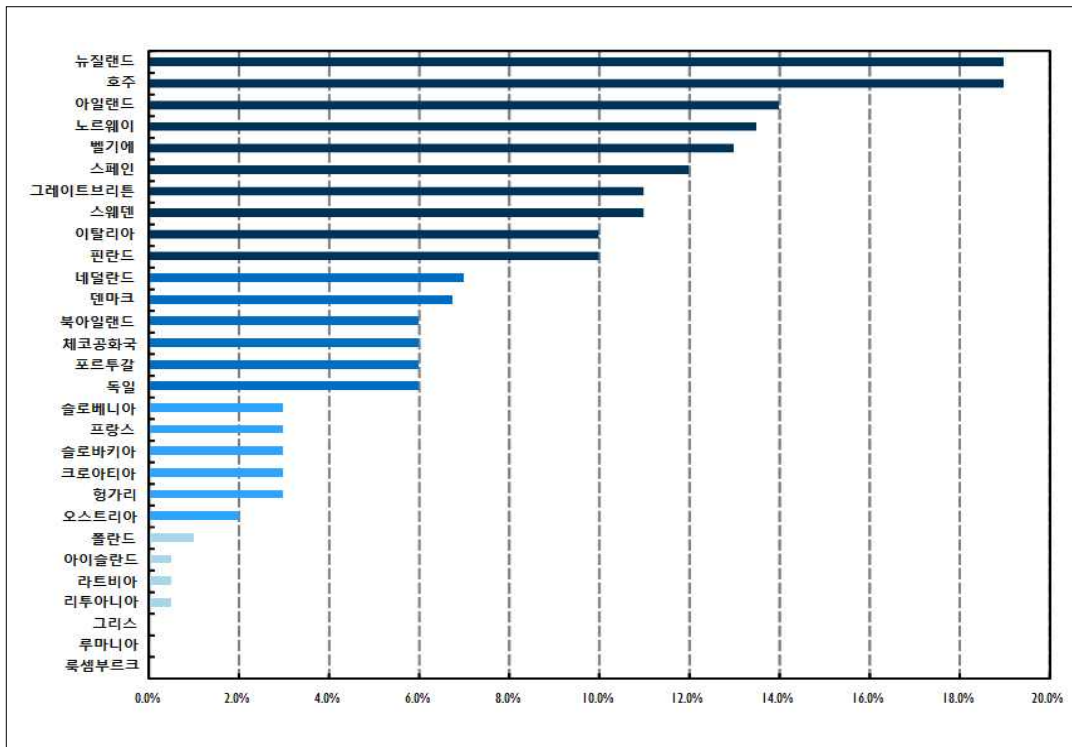
유럽에서는 EU 지침 2003/54/EC에 따라 소매 경쟁이 모든 회원국에서 의무적이다. 그러나 소매 경쟁의 강도는 나라마다 크게 다르다. 유럽 위원회 및 규제 기관의 노력에도 불구하고 전력이라는 상품이 고유성이 부족하고 균일하며 차별화의 여지가 제한되어 있기 때문에 신규 사업자의 시장 점유율은 아직도 비교적 한정되어 있다. 평균 전기 요금의 불과 43%만이 에너지 가격(그리고 소매 사업자의 영업비용)이고 경쟁에 노출되어 있으므로, 소매 사업자 전환(switching)에 의한 소비자 관점에서의 이익은 대체로 미미하다.

소매 사업자 전환(switching)은 보통 요금 또는 서비스 혹은 그 양쪽이 소비자가 전환하기에 충분히 매력적인 때에만 일어나므로, 일정 기간 소비자의 전환 횟수는 시장 경쟁 정도의 지표가 될 수 있다. 그러나 어느 시장이든 전환방법이 얼마나 간단하느냐가 전환율에 크게 영향을 미친다는 점을 유의해야 한다. 전환율이 중간이나 낮은 정도라면 소매 사업자가 현재 소비자를 고객으로 묶어두는데 성공했다는 것을 보여준다. 사람들은 일반적으로 전환 절차의 번거로움을 피하고 싶으므로 최저가 보증전략, 경쟁력 있는 보상 프로그램, 고객의 계약 협상의 유연성 등은 매력적이다.

전환율을 정리한 예를 그림 9.5에 나타낸다(VaasaETT, 2015).⁶⁰⁾ 2014년에 무려 19%의 전환율을 기록한 뉴질랜드는 수 년 동안 상위를 차지하고 있다. 한편 유럽에서는 벨기에가 주요 견인차가 되고 있다. 양국 모두 전환 활동은 헌신적이고 협력적인 규제 기관, 공공 의식 제고 캠페인 및 활발한 마케팅 활동에 의해 강화되어왔다(Metering International, 2013).

60) 소비자가 현 소매 사업자가 아니라 다른 소매 사업자로 전환한 경우에만 전환은 기록된다. 전환은 다시 전환된 경우도 추가적으로 포함하는데, 즉 같은 기간 동안이라 해도 소비자가 여러 번 전환한 경우와 다시 전환해 이전의 소매 사업자로 되돌아와도 그것을 전환에 포함시킨다.

그림 9.5 대표 국가에서 2014년의 소매 사업자 전환율



* Countries with 2013 data.

출처: VaasaETT, 2015.

소비자 전환을 방해하는 요인으로 잠재적인 절약에 대한 인식 부족을 포함할 수 있다. 특히 전환으로 인한 절약비용이 전기 요금에서 극히 소액에 한정되어 있는 경우는 더 그렇다. 한 연구(VaasaETT, 2013)에 따르면, EU 회원 15개국⁶¹⁾의 가정용 전기 사용자가 표준 계약을 종료하고 2012년에 가장 저렴한 전기 요금으로 전환했을 경우 14%의 전기 요금을 절약했을 가능성이 있다. 한편 소비자가 전기 요금 절약이 가능함을 알고 있다고 해도 전환 절차가 복잡하게 느껴져 전환 의욕이 꺾일 가능성도 있다.

또 하나의 큰 요인은 소비자의 현 소매 사업자에 대한 충성도인데, 특히 소매 사업자의 경쟁에 지자체 공급업체들이 있을 때 그러하다. 소비자들은 다른 소매 업체, 특히 신규 진입 업체들이 정전 시에 적절한 기술 지원과 서비스를 제공하지 못할 수도 있다는 인상이 있을 수 있어

61) 오스트리아, 벨기에, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 영국, 그리스, 아일랜드, 이탈리아, 룩셈부르크, 네덜란드, 포르투갈, 스페인, 스웨덴

자신이 알고 있거나 신뢰하는 지자체 공급업체를 고집하는 경향이 있다.

규제 요금의 단계적 폐지

규제 요금은 자유화된 전력시장의 대부분에서 경쟁적인 소매 요금과 공존하고 있다. 예컨대 가정용 최종 소비자를 대상으로 하는 규제 요금은 2013년 12월 시점에서 EU 회원 28개국 중 15개국에 존재했다(ACER/CEER, 2013). 몇몇 전력시장에서 소매 경쟁은 특정 용량 이상의 고전압 소비자만 이용 가능하며 그로 인해 가정 소비자들은 아직 규제 요금 하에 있다.

예를 들어 일본에서는 2000년에 초고압의 소비자(2MW이상)가 전력 공급 업체를 선택할 수 있게 되었고, 500kW이상의 고압 소비자는 2004년 4월에, 고압 50kW이상의 소비자는 2005년 4월에 선택할 수 있게 되었다. 현재 진행 중인 전력계통 개혁의 2단계로 완전한 소매 자유화는 2016년에 실시될 것이고 이 시장 진입 규제는 폐지될 것이다. 더욱이 기존 전력 회사의 소매 요금 규제는 2018년부터 2020년까지 단계적으로 폐지될 예정이다.

규제 요금의 존재가 소매 경쟁을 왜곡시킨다. 매우 빈번히 규제되는 이 요금은 지금까지의 기업들이 자신들의 서비스를 지속하는데 필요한 비용보다 낮아서, 결과적으로 ‘요금적자’를 야기한다. 이러한 요금적자는 정치적 결정에서 비롯될 수 있다. 스페인의 경우에는 인플레이션을 제어하고 싶다는 욕구로 인해 규제 요금을 확정하는 절차를 강하게 규정해왔다.

규제요금을 폐지하거나 규제요금을 소매 사업자가 제안한 요금과 같음을 보증함으로써 경쟁이 촉진된다. 호주의 뉴 사우스 웨일스 주를 예로 들면, 정부가 2014년 7월 1일에 소매요금 규제를 철폐했다. 그 날, 시장 계약으로 전환하지 않았던 모든 소비자가 자동적으로 과도기 요금을 이행하게 되었다. 이 철폐 이전에도 가계와 중소기업의 약 60%인 200만 소비자가 이미 규제요금 계약에서 시장계약으로 전환하고 있었다(NSW GOV, 2014).

소매 경쟁과 혁신적인 소매 요금

일반적으로 소매 경쟁의 목적은 전기 요금을 줄이고 혁신적인 소매 요금제를 장려하며 새롭고 창의적인 서비스를 통해 소비자에게 선택권을 향상시키는 데 있다.

일부 국가에서는 도매 전력시장 가격에 근거한 실시간 가격책정이 모든 소비자에게 적용된다.

스페인의 경우 정부가 초기 설정 요금에 시장 가격을 반영해야 한다고 결정했다(글 상자 9.1). 이로써 도매 전력 가격이 적절하게 소매 사업자의 요금 제안에 의해 직접 또는 간접으로 최종 소비자에게 적절히 전달되는 것이 보증된다.

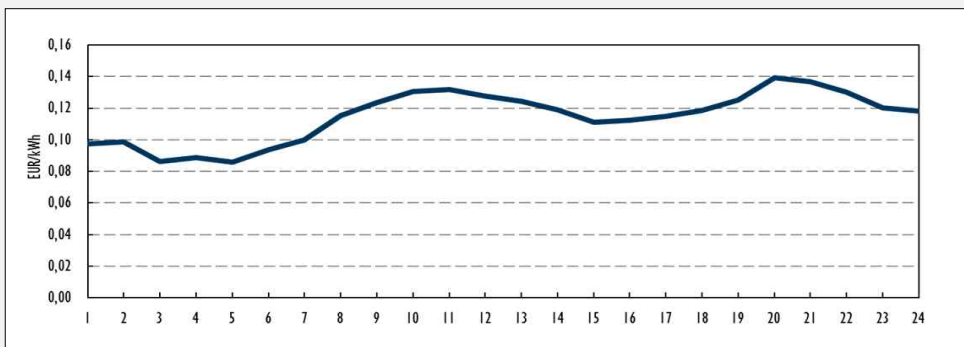
실시간 가격책정 하에서 요금은 시장 상황에 따라 변화한다. 그 결과 전력 사용량을 조정할 의사가 있는 소비자는 어느 정도 절약을 할 수 있다. 그러나 대부분의 소비자는 언제 전기 요금이 상승하는지에 대해 잘 알지 못해 특정한 달에 요금의 급격한 상승으로 이어질 가능성이 있다. 예를 들어 2014년 1월에 미국 북동부는 이른바 극지 한파의 내습으로 혹한의 날이 몇 주 동안 계속됐다. 전력 사용량 증가와 발전 부분의 요금 급등이 겹쳐 펜실베이니아 주의 일부 가정 소비자 전기 요금은 평상시의 세배를 넘었다(McCloskey, 2014).

따라서 대부분의 소매 사업자는 12개월 또는 24개월과 같은 일정 기간 동안 고정 요금을 제공함으로써 소비자 요금의 큰 변동성을 줄여주고 있다. 확실히 고정 요금은 안정성을 제공하지만, 역설적으로 이 확실한 금액으로 인해 소비자가 변동 요금제 하에서 지불해야 할 것 보다 훨씬 비싼 비용을 부담하는 결과를 부를 수도 있다.

글 상자 9.1 스페인의 전기 요금 개혁

2014년 4월 스페인은 소비자용 전기 요금 제도를 변경했다. 이전의 제도는 스페인 산업부가 실시하는 경매를 근간으로 하며, 경매 결과로 하루 대부분의 시간에 적용되는 기준 요금과 첨두 요금이 결정되었다. 이 요금은 스페인 소비자의 대부분에 적용되며 최종 요금은 종종 실제 도매 전력시장 가격에서 6%에서 20%정도로 상당히 벗어났다. 2014년에 발효된 새로운 시스템은 유럽에서 이런 종류로는 기준요금을 설정하는 최초의 시스템이었으며, 1,570만 소비자를 직접 도매 전력시장 가격과 그 한 시간마다의 변동에 노출시키고 있다(그림9.6).

그림 9.6 2015년 2월 5일 스페인에서 소규모 수용가용 자발적 가격



Note: kWh = kilowatt hour: '소규모 수용가'란 10 kW이하의 발전 용량을 가진 고객.

출처: Red Elctrica de Espana, 2015.

그러나 어느 소비자든 이 시스템에서 이탈해 임의의 공급자나 계약 구조에 가입할 수 있다.

이 새로운 요금 시스템은 소비자들이 하루 동안의 요금 변동에 노출되고 그것에 전력 소비 패턴을 맞추는 필요성을 나타내고 있다. 스마트 미터 및 자동화 솔루션은 이런 행동을 촉진하는데 도움이 될 것이다. 스페인은 현재 스마트 그리드와 스마트 미터 기기의 도입이 충분히 진행되고 있다. 2015년 10월 1일 시점에 스마트 미터를 가지는 소비자는 시간별 실제 소비량에 따라 요금이 부과되고, 스마트 미터를 가지지 않는 소비자는 TSO인 스페인 전력망 운영사업자(REE: Red Elctrica de Espan)가 정한 표준 소비 패턴에 따라서 부과되었다. 스마트 미터의 완전한 도입은 2018년 말까지 완료 예정이다.

현물시장 가격 제공은 예를 들어 북유럽 국가 등 몇몇 시장에서도 행해지고 있다. 이들 나라에서 현물시장 가격 계약을 맺고 있는 소비자는 전형적으로 Nordpool 전력거래소의 월별 평균 현물 가격에 판매이익금을 더한 값을 지불한다(VaasaETT, 2013). 이런 종류의 계약이 소비자에게는, 공급자 간의 판매이익금 차이가 소매 사업자 전환으로 인한 잠재적 이익이 된다.

소매 사업자는 또한 프리미엄을 지불할 의사가 있는 소비자에게 그린 상품(재생에너지에 의한 발전력)을 제공한다. 제도 실시 형태는 나라마다 다르다.⁶²⁾ 그린 상품임을 보증하는 능력은 투명하고 신뢰할 수 있는 제도의 존재에 따라 크게 달라진다.

과거에는 소매 경쟁이 혁신적인 요금 체계로 이어진 경우가 드물었고, 이는 소매 경쟁을 지지한 사람들에게 실망스러운 일이었다. 그 이유 중 하나로 특히 동적 가격책정 또는 시간대별 요금의 복잡한 요금 구조를 생각할 수 있다. 실제로, 지금까지의 요금 체계와 시간대별 요금은 경쟁 업체들이 전기 요금을 책정하는 방식을 계속해서 변화형성시키고 있다. 예를 들어 프랑스와 영국에서는 대부분의 공급자가 고정 또는 가변적인 할인으로 '피크/오프 피크 요금'이나 '이코노미 7 요금'을 제안하고 있다. 오늘날까지 세밀한 동적 가격책정 구조에 따른 차별화

62) 예를 들어, 독일의 소비자들에게 제안된 그린 상품의 경우는 주로 노르웨이의 수력발전이며 일부는 오스트리아와 스위스의 수력발전이다(Hast et al., 2014). 그 이유는 독일 재생에너지 지원제도인 "EEG"로 보상받는 전력이 그린 파워로 선전되어 보상받는 것을 금지하기 때문이다.

된 소매 요금의 개발은 실패해왔다.

혁신적인 요금 제안의 개발이 장려되어야 한다. 특히 동적 가격책정으로 공급 부족 시 가격 규칙의 진행(제3장 참조), 도매 전력 가격 변동 증가와 과잉발전 시간대의 낮은 전력 가격을 더 잘 반영할 수 있다. 이러한 변화는 점점 더 실시간으로 요금에 반응하고 지붕설치 PV 및 저장 장치에 투자할 수 있는 소비자들에게 효율적인 신호를 보내기 위해서 필요하다.

새로운 형태의 경쟁: 계량기 후단의 발전

계량기 후단의 발전에 대한 투자 신호는 규모와 구조의 의미에서 그 대부분이 소매 전기 요금에서 나온다.

가정용 자가 소비자에게 PV의 손익 분기점은 소비자 비용이 소켓 패리티에 다다른 때라고 일반적으로 생각되어 왔다. 소켓 패리티는 균등화 발전 원가가 전력계통으로부터 전력을 구입할 때의 kWh 단가(즉 소비자의 전기 요금 중 변동 부분)까지 떨어지거나 그것을 밑도는 점을 말한다(IEA, 2014). 특히 단순한 사용량 비례 소매 요금 제도를 가지고 있고 높은 세금이 부과되는 시장에서는, 그리고 상계 계량이 허용되는 곳에서는 더 많은 가정에서 전기요금 삭감을 목적으로 지붕설치 PV에 투자할 가능성이 있다.

그러나 이 방법은 지붕설치 PV에 투자할 때 소비자의 가치 평가를 반영하지만 단점이 있으며, 지붕설치 PV 기술의 경쟁력을 실제로 반영하는 것은 아니다. 전력계통의 관점에서는 PV를 가진 가정이 전력계통 전체 비용에 대한 자신의 부담을 줄이고, 그것을 PV가 없는 가정에 떠맡기는 셈이다(IEA, 2013). 확실히 소비자 개인의 요금은 감소하지만, 실제로 PV로 인해 전력계통의 비용이 줄어드는 곳은 불과 몇 지점에 불과하다.

소매 전기 요금이 지점별, 시간별 전력비용을 정확히 반영하고 있을 때에만 소켓 패리티는 분산형 기술 경쟁력의 정확한 지표라고 생각된다(IEA, 2014). 그러나 실제로 kWh당 전기요금은 충분히 시간적·공간적으로 세분화되어 있지 않거나 높은 비율을 차지하는 고정비를 충분히 반영하고 있지 않다.

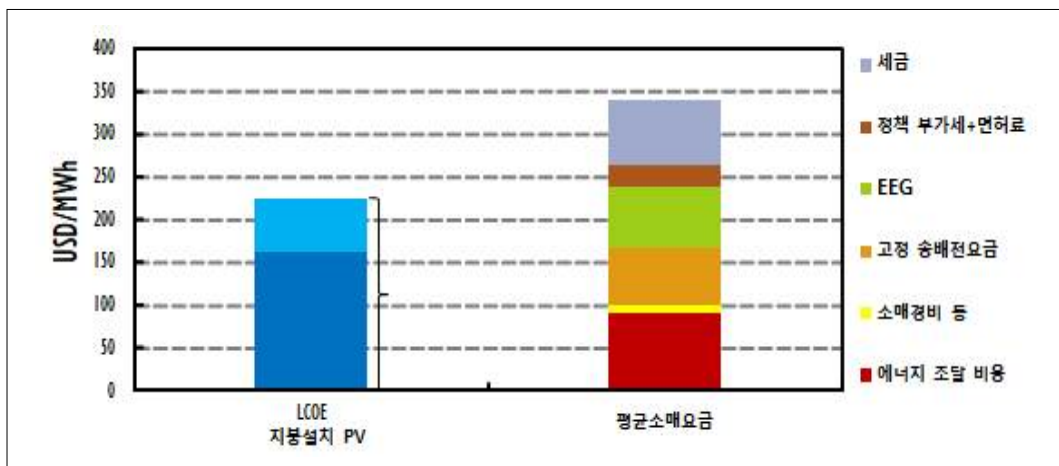
역사적으로 전기 요금은 전력이 공공 서비스이며 전력의 이용은 보편적으로 필요하다는 생각

을 포함한 몇 가지 고려 사항에 기초하여 설계되어 왔다. 이 때문에 몇몇 나라에서는 장소에 무관하게 균일 요금을 내게 하거나(예를 들어 프랑스에서는 *perequation tarifaire*, 즉 요금 균등화가 있다) 각 이용자별 공급 비용을 잘 반영하지 못한 소비자 분류를 만들어 냈다. 또 전력 소비량은 지금까지 가격 탄력성이 없었다. 분산형 자원의 급속한 도입에 의해 이 상황은 줄어들고 있다.

더 중요한 것은 소매 요금이 통상 다양한 비용 요소로 구성되기 때문에 도매 전력시장으로부터 온 투자 신호도 상당히 약해져 분산형 자원 투자에 부정확한 인센티브를 준다는 것이다. 그러므로 소켓 패리티에 도달하는 것은 PV의 비용이 전력계통에서의 PV 가치보다 떨어졌음을 나타내는 것은 아니다. 많은 경우, 전력계통에 대한 회피 가능 비용이 소비자의 전기 요금 절감분보다 훨씬 적다.

차감 계량 같은 몇 가지의 규제가 분산형 자원을 설치하는 소비자에 대한 암묵적인 지원이 되면서 소매 요금 논의는 더 복잡해진다. 특정 관할 구역에서는 소비자가 전력을 소비하지 않고 지붕설치 PV시스템이 발전하고 있는 경우에도 소비 전력량을 줄일 수 있다(실제로 역조류 때 역방향으로 회전해 전기 요금을 감소시키는 미터도 있다). 차감 계량은 PV비용과 관계없으며 소매 요금의 가변 부분 수준에서 설정된 어떤 의미로 ‘고정 가격 매입 제도’이다(그림 9.7).

그림 9.7 독일의 PV 균등화 발전 원가와 평균 소매가격의 비교



출처: LCOE: IEA/NEA, 2015; 평균 소매가격: Monitoring report, 2014; Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

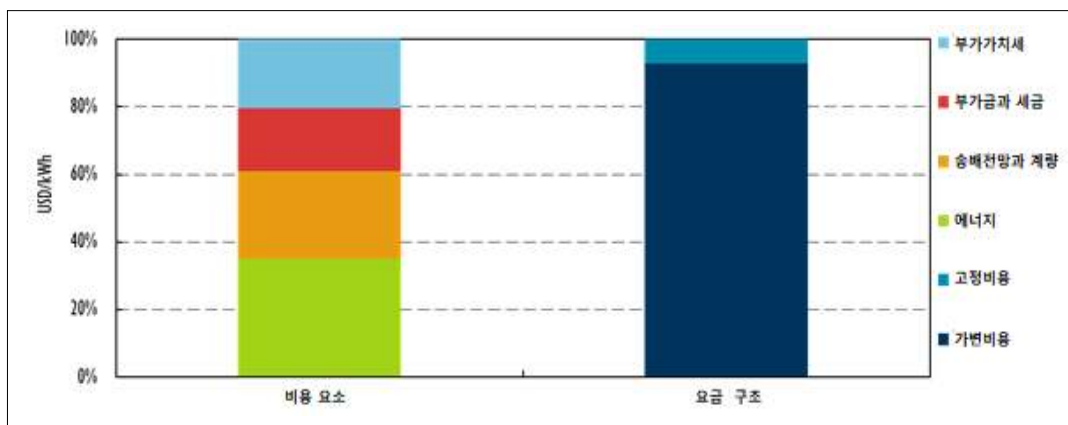
실제로 분산형 전원 도입이 증가함에도 불구하고 송배전망은 아직 필요하다. 소비자는 PV가 발전하지 않는 시간대에 전력계통이 공급하는 신뢰도에서 혜택을 받는다. 전력계통에서 완전히 분리될 용의가 있는 소비자는 실제로 매우 적다.

그러므로 에너지(발전량) 부분의 가격 산정 방법과 적절한 비용 회수가 가능하고 소비자에게 적절한 신호를 보낼 수 있는 송배전 요금의 재설계를 포함해 소매 요금 체계의 개혁이 필요하다.

9.2 소매 요금 개편

이론적으로 소매 요금 설정의 체계는 공급자 이익이나 에너지 세금을 포함한 송배전망의 비용과 에너지 비용을 회수할 수 있어야 한다. 가장 넓은 의미에서 소매 요금 설정은 이들 비용을 다른 요금 구성요소에 배분하는 것이라고 할 수 있다(그림 9.8).

그림 9.8 대표적인 소매가격(파리, 베를린, 암스테르담의 평균)의 비용 요소와 요금 구조



수직 통합형 규제에 의한 독점에서 소매 요금은 비교적 단순한 경향이 있어 일부 시장에서는 완전히 사용량에 비해 과하는 제도 설계였다. 그러나 그와 다른 규제시장에서는 정교한 소매 요금 시스템을 갖고 있었다. 예를 들면, 프랑스 EDF(프랑스 전력공사)의 요금은 부하율, 시간대별 요금, 피크 가격제도(CPP) 등을 반영한 다양한 선택지를 갖추고 있다. 통합된 전력 회사는 상당히 높은 유연성으로 소비자 그룹에 비용을 할당할 수 있었으며 종종 그것이 내부 보조금

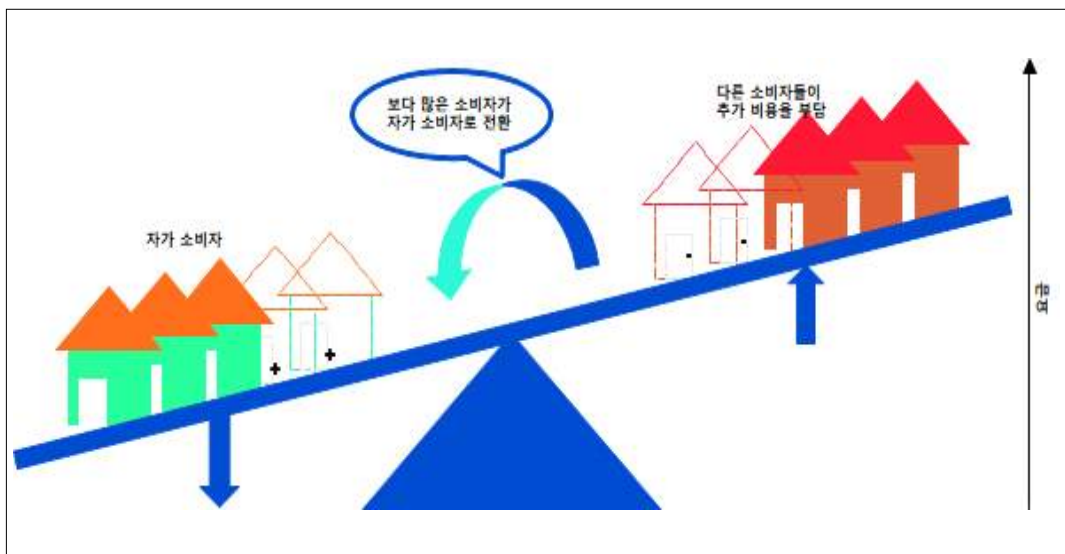
으로 이어졌다.

전력산업 구조개편은 전력 소매 요금의 설계에 새로운 제약을 불러왔다. 요금은 송배전 요금과 에너지(발전량) 가격의 합으로 계산해야 하고, 에너지 가격은 시간별 도매 전력시장의 시간당 요금에 통상적으로 소매요금 종량 부분에 자동으로 MWh에 비례해 과세되는 에너지 세금을 더한 것이다. 소매 경쟁이 존재하는 곳에서, 소매 요금 구조는 대부분 그것을 구성하는 근본 요소로 인한 결과이다.

분산형 발전을 고려한 송배전 요금 구성

송배전 요금의 재설계는 분산형 자원의 비용이 줄어드는 상황에서 필수적이다. 실제로 분산형 발전이 송배전망으로부터 공급되는 전력량을 감소시키지만, 소비자들은 아직 대부분의 시간에 송배전망을 필요로 한다. 소비자가 송배전망에서 분리될 준비가 된 경우를 제외하고는 배전선과 변압기는 반드시 유지되어야 한다. 이러한 비용 중 일부는 소비 전력량으로 인해 결정되는 반면, 대부분은 고정되어 있거나 전체 소비자의 동시 최대 수요에 좌우된다.

그림 9.9 자가 소비를 향한 ‘미끄러운 사면’



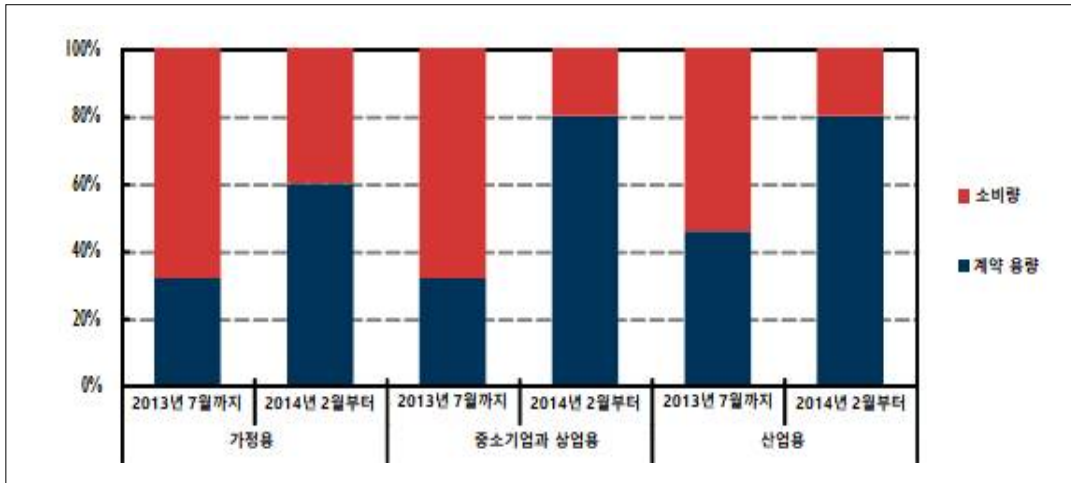
기존의 비용 배분 방법은 PV나 축전지와 같은 분산형 자원을 설치한 소비자에게 유리한 편향성을 낳는 경향이 있다. 그 결과 미흡한 소매 요금 설계가 전력 산업의 지속성 문제를 야기한다. 소비자들은 전력계통에서 받는 전기의 소비는 줄이고 그것을 계량기 후단의 발전으로 대체해 인센티브를 받기 때문에, 지불해야 하는 전력 세금을 피하고 고정 비용과 공통비용에 대한 부담을 줄인다. 전기요금 부과 기저의 축소에 직면한 전력 회사는 요금을 인상할 수밖에 없고, 그만큼 자가 소비가 전력 회사에 요금을 지불하는 것보다 저렴하게 되는 경제점이 증가한다. 이것이 소비자에게 계량기 후단의 발전을 도입하는 동기를 더 부여하게 된다. 이 상황을 나타내는 것이 그림 9.9이다. 소비자들이 송배전망 비용 절감을 위해 분산형 자원으로 옮겨가 ‘미끄러운 사면’이 형성되고 있으며, 송배전망 비용을 지불하는 소비자는 점점 적어진다.

또 PV시스템을 설치할 여유가 없거나 자기 집이 없는 한정된 더 적은 소비자에게 고정 비용 회수가 집중됨으로써 기존의 비용 배분 방법은 분배 효과와 소비자 간의 이익 재배분 문제를 야기한다(Borenstein and Bushnell, 2015). 이런 상황은 지속 가능성이 없다.

결과적으로 송배전망 요금이 송배전 인프라 비용 구조를 보다 잘 반영하도록 사용량 비례 기준에서 용량 기준으로 수정할 필요가 있다. 미국 캘리포니아 주와 스페인을 포함한 몇몇 곳의 전력 회사와 규제 기관은 이미 소매 전기 요금의 고정비용 요소를 올리기 위한 조치를 강구하고 있다. 스페인은 이미 이러한 변화를 진행시키고 있고, 용량 요소로부터 회수되는 송배전망 비용의 비중을 평균적으로 2011년 34%에서 2014년 68%로 증가시켰다(그림 9.10). 규제 기관은 대개 이러한 변화를 실행시키는 것이 느리지만, 스페인의 예는 요금 구조가 급격히 변할 수 있다는 것을 보여준다.

일부 이해 관계자들이 이 제도를 분산형 자원의 축진을 지나치게 저해한다고 보고 있는 것과 같이, 이러한 움직임이 다양한 반응에 직면하는 것은 놀라운 일도 아니다. 용량 부가금은 소매 요금의 사용량 비례 부분을 줄이고, 그에 따라 계량기 후단의 발전으로 인한 요금 절약의 규모도 줄어들게 한다. 물론 모든 소비자가 이러한 용량 부가금의 영향을 받는다. 이 부가금은 때로는 소규모 지붕설치 PV시스템의 투자 수익률에 영향을 미치는 소급적인 변화로 여겨졌다. 스페인과 미국 일부 지역에서는 일부 PV 협회와 이익 단체들이 이 제안된 방법을 ‘태양 세’라고 하였다.

그림 9.10 스페인의 송배전망 접속 요금 구조 추이



출처: Iberdrola, 2015.

송배전 요금에서 고정비 분이 늘어나게 하는 재조정은 계량기 후단의 자원의 발달을 방해하려는 것은 아니고 또 반드시 방해가 되는 것도 아니다. 규제 기관이나 정책 입안자는 효율적인 계량기 후단의 발전의 개발을 촉진시킬 방법을 찾아야 한다. 이런 관점에서 비용·편익 분석(CBA: Cost-Benefit Analysis)은 어떤 조건에서 계량기 후단의 발전이 바람직한가를 평가하는 데 도움이 될 수 있다. 이에 대한 답으로 전력망과 발전의 장기 한계 비용을 반영하는 소매요금을 설정하는 것이 포함된다고 생각한다.

규제 기관은 이러한 비용·편익 분석을 시행하고 분산형 발전의 개발을 위한 규정을 정하는데 있어서, 배전 사업자들이 분산형 자원을 받아들이고 효율적인 틀을 추구하기보다는 그들의 현재 사업 모델에 도전하는 분산형 전원의 보급을 자신의 시장 지배력과 정보력을 이용해 제한할 수 있다는 것을 알아야 한다.

계량기 후단의 발전의 효과적인 개발을 위한 적절한 규제의 틀에는 상당한 미해결 문제가 남아있다. 만약 PV가 실제로 집중형 전력계통을 대체하거나 개발하는 장기적 비용보다 저렴하다면, 실제로 가장 효율적인 선택은 PV를 더욱 보급하는 일인지도 모른다. 소비자는 계량기에서의 소매요금에 근거해 의사 결정을 하므로, 소매요금은 각 소비자의 효율적인 의사 결정을 보증하는 열쇠가 된다.

송배전 요금 구조 2.0을 향해서

지속 가능한 규제 틀을 확보하고 송배전망 이용자와 DER 양쪽에 적절한 인센티브를 주기 위해서, 송배전 요금은 기존의 비차별적인 패러다임을 보완하는 아래 원칙에 근거해 설계할 필요가 있다.

- 1) 송배전 요금은 필요한 인프라의 총 비용을 회수하도록 해야 한다.
- 2) 송배전 요금은 송배전망을 효율적으로 사용하기 위한 신호를 보낼 필요가 있다.
- 3) 송배전 요금은 고정비용과 공통비용을 반영해야하며, 비용을 전력계통으로부터 받는 전력의 소비량을 줄일 수 없는 소비자에게 더 청구할 것이 아니라, 자가 발전 보유자를 포함한 모든 소비자에게 배분해야 한다.
- 4) 송배전 요금은 단순하고 투명성 높은 방식으로 산출할 필요가 있다.

상기의 처음 세 가지 원칙을 충족하는 송배전 요금은 전체 가구에서 스마트 미터 사용을 요구할 듯 하고, 또한 정교한 송배전망 모델링과 관리를 통해서 운영상의 그리고 미래의 투자 필요성에 대한 상세한 계산에 근거하여야 한다. 네 번째 원칙(단순하고 투명성 높은 방법론의 사용)을 실현하는 것은 요금 체계가 간소화되어야 한다는 것을 의미한다. 가능성 있는 요금과 실재하는 요금 제도의 몇 가지 예를 표 9.1에 나타낸다.

위에서 말한 바와 같이, 단순한 상계 계량과 결합된 순수 사용량 비례 요금은 분산형 자원에 유리한 편향성을 낳는 경향이 있다. 이런 요금 구조 하에서 분산형 자원의 이용에 따라 소비자가 절약한 비용은 전력계통에서의 절약 분보다 클 가능성이 있다.

표 9.1 송배전 요금 구조

송배전 요금 종류		
사용량 비례 요금	고정 요금	에너지 단가 (kWh)
	시간대별 요금	소비 시간 또는 발전 시간에 따른 가격
용량 요금	용량수준에 따른 변동 요금	다양한 용량 수준에 대해 정의: 용량별 가격
	시간대별 요금	소비 시간대별 kWh 단가
다중 요금	고정, 사용량 비례, 용량 요금의 조합	
기타	수급 조정이 가능한 요금	일정 부하의 제어를 수용함으로써 송배전 요금 감액

대조적으로, 순수 용량 요금(소비자가 일정 용량을 사용하기 위해 고정 요금을 지불하는 경우)은 예를 들어 통신과 같이 다른 분야에서 널리 채용되고 있는 단순한 방법이다. 소비자는 간단하게 용량 요금을 이해하지만 이들 요금은 비용의 변동 요소를 반영하지 못하고 있어 소비자의 참여의식을 높이지 못해 전력 소비 증가로 이어진다. 게다가 순수 용량 요금은 계약 용량 삭감을 위해 축전지를 설치하는 소비자에게 과도한 보상을 줄 가능성이 있다.

고정 요금과 사용량 비례 요금으로 구성된 2부 요금제는 더 나은 해결책이다. 대부분의 배전망에서는 이 2부 요금제나 다부 요금제를 채택해야 한다.

또한 송배전 요금은 송배전망의 실제 비용을 반영시키기 위해 시간과 위치 차원에 따라 차별화될 수 있다. 실제로 보다 더 고도화된 계량기 투자를 통해 시간에 더 민감하게 반응하는 요금 제도까지도 예상될 수 있다. 이론적으로 알고리즘은 거래되는 모든 상품과 각 소비자에 대해서 신뢰도 비용과 전반적인 시스템 효율성을 계산할 수 있다.

그러나 송배전 요금이 합리적으로 도달할 수 있는 복잡성의 정도에는 한계가 있다. 복잡성 증가로 요금을 이해하기 어려워지면서 거래 비용이 증가하고 공공 서비스 인프라 접속에 관한 수용성 문제가 생길 수 있다. 송배전망의 효율적 이용, 전체 비용의 회수, 비용 배분과 투명성의 원칙을 충족하는 송배전 요금 설계에는 추가적인 평가가 분명히 필요할 것이다.

전력망으로의 초기 접속

접속 요금 부과 방법은 OECD 회원국마다 다르다. 일부 시장에서는 이른바 ‘단순(shallow) 접속 요금’은 배전망의 가장 가까운 지점에 대한 직접 접속 비용만을 대상으로 한다. 이 경우 신규 접속에 따른 전체 시스템에 대한 총 비용이 접속 요금을 초과했을 경우 신규 고객이 실질적으로는 보조금을 지급받는 셈이지만, 이러한 비용은 배분되기 어렵다.

다른 시장에서 접속 요금은 상위 전력망 인프라에 대한 영향과 신규 이용자를 위한 전력망 보강에 해당하는 ‘복합(deep) 접속 비용’을 포함한다. 이러한 ‘복합(deep) 접속 요금’은 새로운 송배전망 이용자에 위치 신호를 제공하지만, 나중에 송배전망에 참여하는 이용자가 이전의 이용자가 지불한 인프라에 무임승차할 가능성이 문제가 된다. 네덜란드를 포함한 일부 국가에서는 두 요금 부과 방식을 병용하고 있으며, 일정한 임계용량 이상의 발전기는 ‘복합(deep) 접속 요금’으로 부과를 하는 한편, 보다 소규모의 발전기는 ‘단순(shallow) 접속 요금’만 낸다.

동적/ 실시간 가격제도

제6장에서 말했듯이 전기 요금 체계는 소비자의 소비 패턴에 직접 영향을 줄 수 있다. 실제로 실시간 가격은 아마도 계량기 후단에 PV나 저장장치를 설치할 수 있는 소비자(프로슈머)에게 더 깊게 관련이 있다. 실시간 가격은 이러한 소비자에게 전력계통으로부터 받지 않는 전력이나 역으로 내보낸 전력에 대한 시장 가치를 알려줄 수 있다(제2장 참조).

기존의 시간대별(ToU: Time of use)요금은 지금까지는 연간 매일 정해진 시간동안 낮과 밤을 따로 나누어 요금을 부과한다. 이런 첨두나 비첨두 요금은 풍력 발전이나 PV의 변동을 반영하지 않는다.

실시간 가격은 재생에너지원의 가치를 측정할 수 있는 유용한 수단이 된다. 실시간 가격은 발전 비용의 실시간 변동을 정확히 반영하고, 소비자에게 그런 가격에 반응하여 거래차익을 남길 수 있도록 하여 주는 저장장치와 발전기를 설치할 인센티브를 제공한다. 예를 들어 PV가 대량으로 발전해 전력을 보내는 등의 이유로 여름 낮에 전기 요금이 매우 낮아질 경우, 이 시간 동안에는 실시간 소매 요금도 저하할 수밖에 없다. 소비자는 PV패널 추가로는 전기 요금을 줄일 수 없을지 모르지만, 대신 현재 비용 수준에서 유의미한 감소를 예상해 축전지를 설치할 수도 있다.

이러한 실시간 요금 정보가 없을 경우, 발전 투자 의사 결정은 평균 에너지 시장 가격, 평균 전력망 비용, 세금 등을 기초로 이루어지기 때문에 발전 투자 의사 결정이 왜곡되고, 과잉 투자나 경우에 따라서는 과소 투자로 이어지는 경향이 있다.

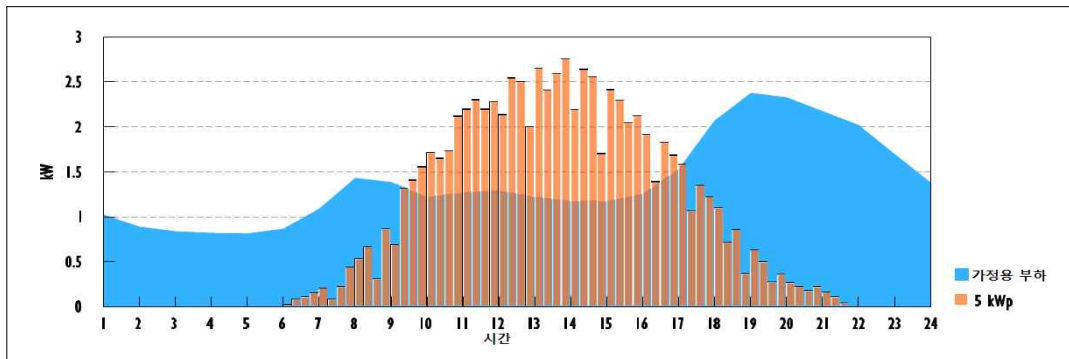
앞서 서술한 바와 같이, 스페인에서 도입된 요금 개혁 사례가 특히 관련이 깊다(글 상자 9.1 참조). 스페인 정부는 실시간 가격 제도가 소비자(및 소매 사업자)에 대한 요금 청구의 기본 옵션이 될 것이라고 결정했다. 소비자는 간소화된 경쟁 요금표를 선택하면 실시간 가격 제도에서 빠질 수 있다.

스마트 미터는 현재 많은 나라에서 도입되고 있으며 전력에 대한 실시간 가격제도 도입을 가속화할 수 있다. 가정용 부하와 PV출력의 시간별 변화 양상은 지붕설치 PV(그림 9.11)로부터 생산되는 계량기 후단의 발전에 대하여 가격을 효과적으로 매기는데 사용될 수 있다. 실시간

가격은 또한 소비자의 소비 패턴에 관한 의식을 높이는 데 도움이 된다.

그러나 간혹 PV와 에너지 저장장치를 가진 프로슈머라 하더라도 실시간 가격에 의해 도매 전력 가격의 변동에 직접 노출되면 복잡성이 대폭 늘어난다. 소비자의 대부분은 이 가격 정보를 사용하고 있지 않고, 계량기와 매시간 전기 요금을 확인할 시간이 없다. 실제로는 수 MW의 소규모 전원조차 요금 계산의 복잡성을 줄이고 투자 수익을 정량화하기 위해서 고정 요금 계약을 선호한다.

그림 9.11 가정용 부하와 PV출력의 시간별 변화 양상 사례



참고: 이 예는 전형적인 5kW 정격의 PV가 설치된 주택을 나타냄.

그러므로 전력 공급자는 국지적 전원 믹스에 따른 발전 추이를 반영한 다양한 요금 선택사항을 갖춘 ‘동적 시간대별’ 요금표를 개발할 필요가 있다. 스마트 그리드와 자동화 시스템 같은 지능화 장치가 도입됨으로써 수요자의 참여가 촉진되고 이처럼 단순화된 형태로 가격 신호에 노출되는 것이 늘어날 것이다.

향후 계량기 후단의 발전기 보급에는 다음과 같은 옵션들을 생각해볼 수 있다.

- 지점별 도매 전력 가격의 전가: 예를 들어 실시간 가격제도 등을 통해 도매 전력 가격에 소비자가 노출됨으로써 효율적인 경우 소비자가 계량기 후단의 발전을 도입하도록 인센티브를 제공할 수 있다.
- 동적 시간대별 요금: 공급자는 요금 구조와 가격 변동을 반영한 동적 가격과 같은 간소화된 요금표를 제공한다. 소비자는 이 간소화된 요금표에 근거해 계량기 후단의 발전에 투자할 것인가를 결정할 수 있다.

- 서비스 베이스의 선택 사항: 에너지 서비스 기업도 복잡한 도매 전력시장과 소비자를 잇는 데 중요한 역할을 한다. 공급자와 에너지 서비스 기업은 소비자의 간소화 요구를 충족시키는 제품이나 서비스를 제공할 수 있다.

분산형 발전과 저장 기술의 경우, 계량기로 제공되는 전기 요금 메뉴는 미래 규제 틀에서 핵심적인 부분이 될 것이다.

전력에 대한 과세

소매 전기 요금 수준은 세금에 따라 상당히 좌우된다. 총 전력 요금 중 세금과 부가금(경우에 따라 부가 가치세 포함)의 비율은 EU내에서도 국가에 따라 크게 다르다. 예를 들어, 연간 전력 소비량이 2,500~5,000kWh인 표준적인 중간 규모 가구의 경우 부가세, 세금, 부가금이 최종 요금에서 차지하는 비율이 덴마크에서는 56.8%, 독일은 51.6%, 포르투갈은 41.7%이다(Eurostat, 2015). EU에서 영국, 몰타 두 국가만이 최종 전기 요금에서 세율이 한 자릿수이다.

전력 과세의 장기적인 방향성과 적절한 과세 정책의 결정 방법에 대해서는 논란이 이어지고 있다. 유럽에서는 재생에너지 도입 정책 비용을 포함한 전력비용을 소비자에게 부과해 해결하고자 해왔다. 독일에서는 재생에너지 부가금(Renewable Energy Levy)의 부과 기저에 자가 발전의 소비도 포함되도록 이미 확장되어있다.⁶³⁾ 기타 논의 중인 과세 정책에는 환경목적(기후변화 완화, 연구개발, 보급 지원)의 자금은 부가금 또는 일반 세수로부터 조달되어야 하는가에 대한 것이다(Newbery, 2015).

보다 일반적으로, 높은 수준의 세금과 부가금은 전기 요금을 증가시키고 전력 소비를 줄이는데, 에너지 효율의 관점에서 유익하다고 볼 수 있다. 그러나 높은 세금은 동시에 에너지 분야에서 탈탄소화의 열쇠인 이동 수단에서의 전기의 활용과 열의 전기화를 억누를 수 있다.

63) 2014년 9월 30일 이후에 설치된 PV시스템을 대상으로, 설비용량이 10kW이하이며 자가 소비량이 10MWh/year 인 것은 제외된다. 독립 시스템과 100% 자급자족으로 송배전망에 공급한 전력에 대해 재정적인 보상을 요구하지 않는 경우도 제외된다. 더욱이 부가금은 자가소비 전체에는 적용되지 않는다. 부가금은 현재는 재생에너지 부가금의 30%에서 2016년에 35%, 2017년 이후에는 40%로 증가할 것이다(Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2015).

결론

소매 요금 상승, 지붕설치 PV와 그보다 정도는 덜하지만 저장장치의 가격 저하에 따라 계량기 후단의 발전이 급속히 증가하고 있는 국가에서 소매 요금 개혁의 필요성은 매우 시급하다. 실제로 최종 소비자 요금은 소비와 투자 의사 결정을 좌우하고 있다. 소매 요금 개혁의 목적은 일부 프로슈머의 무임승차 가능성을 삭감하는 것이다. 그 일부 프로슈머는 비효율적인 요금구조 하에서 다른 소비자를 희생시켜 전력망 고정비를 덜 부담하고 재생에너지 정책 비용을 덜 부담한다.

요금 구조, 과세 방법, 시간대별 선택 요금의 부재 등이 기존 소매 요금제에서의 주된 비효율적 요소들이다. 전력망 요금은 전력량 요금에서 고정비 요소와 용량 요소를 중시하는 방향으로 재조정되어야 한다. 소매 요금은 이 비용 구조와 도매 전력 가격을 가능한 한 반영하여, 소비자가 보다 적극적으로 시장에 참가하도록 유인하여야 한다.

이런 관점에서, 충분한 경쟁 상태에 이르렀을 때에 규제 요금을 단계적으로 폐지함으로써 서비스 혁신과 선택요금표 개발이 장려되도록 하여야 한다. 소매 사업자는 실시간 도매시장 가격과 지역 발전 상황 모두를 요금에 반영해 소비자에게 전력계통 상황과 발전의 실제 가치를 전달할 수 있어야 한다.

| 참고문헌 |

- ACER/CEER (Agency for Cooperation of Energy Regulators/Council of European Energy Regulators) (2013), “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013” , ACER/CEER.
- BnetzA (2013), Genehmigung des Szenarioahmens fuer die Netzentwicklungsplanung und Offshore- Netzentwicklungsplanung [Approval of the scenario framework for network development planning and offshore grid development planning], Study on behalf of the Federal Ministry of Economy and Energy (BMWi), www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Charlie/Szenariorahmen/Szenariorahmen2024_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.
- Borenstein, S. and B. Bushnell (2015), The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring, Energy Institute at Haas Working Paper 252R, <https://ei.haas.berkeley.edu/research/papers/WP252.pdf>.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2015), Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) § 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger, www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_61.html.
- Bundesnetzagentur (2010, 2011, 2012, 2013 and 2014), Monitoring report (2010, 2011, 2012, 2013 and 2014), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- CRE (2015), « Commission de régulation de l'énergie » [Energy Regulatory Commission], website, www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/montant
- Eurostat (2015), Energy price statistics, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics.
- Frontier Economics, Hast, A. et al. (2015), “Review of green electricity products in the United Kingdom, Germany and Finland” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 42, February, pp. 1370-1384.
- Iberdrola (2015), “Electricity tariff structure - Spanish experience, network investment and regulation” , 14 January 2015, presentation by Francisco Laverón,

Direction of Energy Policies, Iberdrola, IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP) Expert Workshop IV, Network Investment and Regulation, Wednesday, 14 January 2015.

IEA (International Energy Agency) (2015a), World Energy Outlook 2015, OECD/IEA, Paris.
IEA (2015b), Energy Prices and Taxes 2015, [3rd Quarter 2015],
www.iea.org/statistics/.

IEA (2014), World Energy Outlook 2014, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), Electricity Networks: Infrastructure and Operations – Too Complex for a Resource? www.iea.org/publications/insights/insightpublications/name,43756,en.html.

IEA/NEA (2015) Projected Costs of Generating Electricity 2015, OECD Publishing, Paris.

McCloskey, T.J. (2014), “Retail choice in Pennsylvania and the impacts of the polar vortex”, presentation for NARUC Subcommittee on Accounting and Finance, 18 September 2014.

Metering International (2013), “New Zealand now the most active energy market globally” ,

www.metering.com/new-zealand-now-the-most-active-energy-market-globally/.

Newbery D, (2015), Reforming UK energy policy to live within its means, EPRG working paper 1516,

<http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/09/1516-PDF.pdf>.

New South Wales Government (2014), “Removal of electricity price regulation (deregulation): More competition for NSW electricity consumers” , Department of Industry Resources and Energy, NSW Government,

www.resourcesandenergy.nsw.gov.au/energy-consumers/energy-sources/electricity/removal-of-electricity-price-regulation.

Red Electrica de Espana (2015), e.sios website, www.esios.ree.es, accessed 16 November 2015.

VaasaETT (2015), World Energy Retail Market Rankings 2014, VaasaETT Utility Customer Switching Research Project, VaasaETT Oy Ab Ltd,
www.utilitycustomerswitching.eu/.

VaasaETT (2013), European Residential Energy Price Report, VaasaETT Oy Ab Ltd.
www.vaasaett.com/wp-content/uploads/2013/05/European-Residential-Energy-Price-Report-2013_Final.pdf.

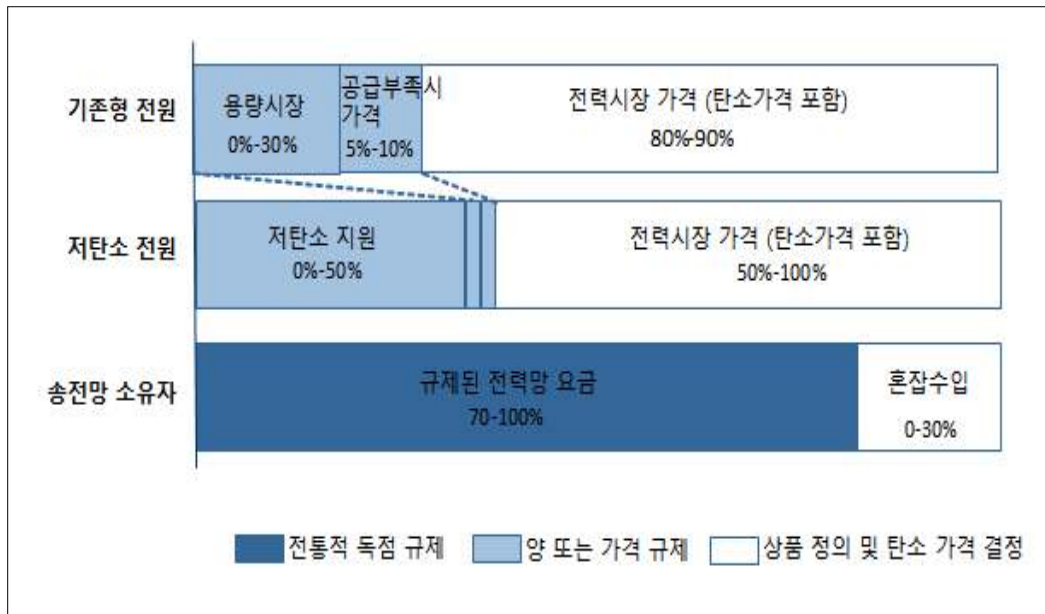
제10장 종합적 결론과 주요 제언

전력시장 리파워링은 많은 정부와 규제 기관이 전력시장을 이해하는 방식의 변화를 의미한다. 경쟁 영역의 발전과 자연독점 영역의 송전망이라고 하는 지금까지의 이분법적 구별로는 시장의 틀을 설명하기엔 충분하지 않다. 저탄소 전력시스템으로 전환하려면 탄소 정책과 재생에너지 지원정책을 일관성 있는 전력시장의 틀에 넣어 통합할 필요가 있다.

경쟁적 전력시장의 구조는 가능한 한 모든 시장 영역에서 더 개발되어야 한다. 도매 전력시장 가격은 많은 전력 부문의 의사결정에 대한 수익 및 정보의 주요한 원천이다(그림 10.1). 시장 가격은 전력을 생산하거나 신뢰도를 위해 가용한 상태를 유지하도록 하는 인센티브를 제공하고, 발전소, 에너지 저장장치, 수요반응(DR) 등의 전력시장에 참여하는 여러 자원의 가치를 들어내 준다. 송전 가치도 시장가격으로부터 산출되는 혼잡수익의 크기로 일정 부분 표현할 수 있다.

그러나 최소의 비용으로 효과적인 전환을 하기 위해서는 전력시장은 규제적 개입에 의해 보완되어야 한다. 정도의 차이는 있지만, 전력시스템의 모든 부문은 규제와 시장 구조의 두 가지 요소를 갖추고 있다. 예를 들어 규제기관은 여전히 시장규칙을 정의하고 시장지배력을 줄일 필요가 있다. 신뢰도를 규제하는 방식에 따라서는 용량 시장을 도입할 필요가 있을 수 있다. 재생 에너지가 완전히 시장으로 통합된 뒤(그림 10.1)에도 재생에너지와 CO2 배출 목표를 달성하는데 저탄소화 지원책이 필요하다. 이 지원책으로 인해 투자자의 탄소 가격 위험이나 보다 일반적인 시장 가격 위험이 줄어들 수 있다.

그림 10.1 기존 전원, 저탄소 전원, 송전 인프라의 잠재적인 시장수익 (%)



이 상황을 감안하면 저탄소 전력으로의 전환은 기존의 시장 구조 및 규제 수단을 고도화함으로써 가능하게 된다. 필요한 고도화 사항은 기존 유럽 전력시장, 호주 국영 전력시장, 북미 전력시장의 모범사례에서 볼 수 있다.

더 장기적으로는 시장 설계는 에너지 저장, DR, 수요자가 설치하는 분산형 자원 등의 기술에 의해서 모습이 갖추어 질 것이다. 그러나 이런 사례는 아직 없고, 당분간 시장 설계에는 패러다임 변화가 필요하지 않다. 이를 감안하면 전환기는 기술과 시장규칙의 상호 작용을 바탕으로 한 진화의 과정이 될 것이다.

시장 구조의 포괄적인 이해를 향해

‘리파워링’은 전반적인 시장 구조를 유지하고 시장 규칙을 현대화하는 저탄소 및 재생에너지 발전을 시장에 들어오도록 하는 것을 의미한다. 저탄소로 전환하는 동안 전력시장에는 규제와 경쟁적 시장의 관계를 정의하는 일련의 정책이 필요하다(표 10.1).

표 10.1 탈탄소 시장 시스템의 개요

목적	정책	규제의 유형	경쟁 시장
저탄소 투자	탄소가격	탄소규제	탄소가격(거래방식) 장기계약
	추가정책 : 지원방식	저탄소 장기 지원	경매에 의한 지원수준 결정 시장에 통합
운영 효율 / 신뢰도와 자원 적정성	단기 에너지 시장	시장 규칙 공급부족시 가격 신뢰도 기준	에너지 시장의 지리적 세분화 에너지 시장의 시간적 세분화 동적 가격 제도
	추가 정책 : 요량 시장	용량 요구량 DR 상품의 정의	용량 가격 DR 참여
송배전망 효율	규제	지역 계획 송배전망 비용 배분	송배전망 혼합 수입 송전 경매
소비자	소매 요금	망 요금 구조 세금 및 부가금	경쟁적 소매 요금 분산지원

표 10.1에 정리한 시장 구조는 구현될 경우 이하의 절에서 기술한 것과 같이 작동할 것이다.

저탄소화 투자(제2장)

탄소 가격 제도는 여전히 저탄소화 투자의 경쟁력을 높이기 위한 주요 수단이다. 정부 규제는 탄소세 도입이나 CO₂ 배출권 시장 도입으로 이루어진다. 경쟁적인 탄소 거래 시장에 의해서 CO₂ 배출권 가격이 설정된다. 그 가격이 신뢰할 수 있고 효율적이면 시장 참여자는 새로운 저탄소화 투자(예를 들면 풍력 발전이나 태양광 발전, 원자력 발전 등)에 대한 민간차원의 전력 구입 계약 등의 장기 계약을 체결할 수 있다. 그러나 특히 용량의 급격한 증가, 불확실한 장기 가스 가격 전망, 탄소 가격 정책의 불확실성 등에 따른 전력 가격의 장기 불확실성에 의해서 이러한 저탄소화 투자는 지장을 받는다. 그 결과 세액 공제와 기타 지원 제도 등의 재생에너지를 지원하는 추가적인 정책이 도입된다. 이런 지원 제도에 의해 예측가능성이 장기적으로 확보되고 시장 리스크 및 탄소 가격 변동 리스크가 줄어든다. 시장차원의 경쟁을 유발하고 필요한 지원 수준을 설정하기 위해서 대규모 프로젝트에 대한 경매가 시행될 수 있다.

장기 지원 제도는 시장에 통합되어 시장 수익을 보완하는 것으로 시장 수익을 대체하는 것은 아니다. 저탄소 발전 사업자는 수익의 상당 부분을 시장에서 얻는다. 이 수익은 특히 출력이 변동되는 풍력 발전이나 태양광 발전과 같은 다양한 저탄소화 기술의 상대적 가치에 관한 매우 중요한 시장 지표가 된다. 지원 수준은 탄소 가격과 어찌면 시장 가격 추이에 맞게 조정된다.

운용의 효율, 신뢰도, 자원적정성(제3장~제6장)

신규 저탄소화 투자의 대부분은 풍력 발전이나 태양광 발전에 관한 것으로 신뢰도와 자원적정성을 유지하면서 자원들을 전력망에 효율적으로 통합하여야 한다.

1990년대에 많은 나라에서 도입된 단기 에너지시장은 계속해서 전력시장의 기반이 되고 있다. 이들 에너지시장은 자발적으로 시장규칙을 형성하지 않는다. 즉, 규제기관이 거래 상품을 정의함으로써 시장규칙이 정하여 진다. 높은 점유율을 보이는 풍력 발전이나 태양광 발전을 더 효율적으로 통합할 수 있도록 하기 위해 단기 시장에서 거래되는 상품은 지리적·시간적으로 세분화되어 정의된다. 에너지시장에서의 자원 간의 경쟁으로 인해 전력 가격은 발전계획 간격이 짧은 상황에서 지점별 한계 비용을 반영하게 된다.

신뢰도를 유지하는 것은 단기 에너지시장의 또 하나의 중요한 역할이다. 용량이 부족한 기간의 가격은 이 부족 상황을 반영하고 다른 차원에서 규제를 받는다. 가격 상한은 약 10,000달러/MWh이상의 공급시장비용을 사용하여 설정되고 시장지배력 규제 사항은 사전에 정의된다. 규제기관은 또 운영예비력이 고갈되었을 때 이 부족 상황이 확실히 단기 시장에 포함되도록 단기 가격을 정의한다(예를 들면 ERCOT에서 적용되는 운영예비력 가격 곡선).

단기 시장이 잘 돌아가도록 하기 위해서는 시장가격과 더불어 예상 미공급 에너지(EUE: Expected Unserved Energy)의 공급시장 기대치(LOLE: Loss of Load Expectation) 같은 확률적 기준을 써서 신뢰도 기준을 명시적으로 규제할 필요가 있다. 이들 기준은 시장이 청산될 수 없을 경우에 부하를 차단할 확률을 정의하며, 공급 부족 시 가격에 대한 규제를 설정하는 기초가 된다.

최종 시장(소매 시장)에서의 동적 가격 제도에 공급 부족 시 가격을 반영하는 것이 바람직하다. 소매 사업자는 수요의 도매 전력시장 참여를 보장하는 실시간 가격제도 옵션을 개발하여 전력시스템 운영 효율 향상과 DR의 더 나은 개발에 기여한다.

그럼에도 불구하고 효율적인 공급 부족시 가격 제도가 있더라도 특히 투자 단계에서 신뢰도 기준을 상시 충족시키기 위해서 용량 메커니즘이 일반적으로 도입된다. 규제의 관점에서는 용량 시장은(가격 규제의 한 형태인 공급 부족시 가격 제도의 규제와는 다른) 용량의 필요한 규모를 규제하는 것이다. 경쟁적인 용량 시장에서는 용량 가격과 다양한 자원의 참여 수준이 결정된다.

DR은 용량 시장에 참여하고 있다. 규제기관에 의한 상품의 정의(즉, DR을 정량화하는데 사용되는 고객기준부하수준의 설정과 보상 규칙)는 용량 시장에서 청산되는 DR의 수준에 영향을 준다.

송배전망의 효율(제7장~제8장)

가변성 출력의 재생에너지의 점유율이 높은 저탄소 전력시스템으로 전환하려면 단기 전력시장과 더불어 송전 및 배전 차원에서 효율적인 전력망의 개발이 필요하다.

전체적인 비용을 최소화하기 위해서 송전망 확장 계획은 재생에너지의 보급과 통합되는 방식으로 수립된다. 규제기관은 여러 지역에 걸친 광역적인 계획을 수립한다. 규제 기관은 비용·편익 분석(CBA)에 의해서 새로운 송전 비용을 다양한 이해관계자 간에 할당할 수 있다. 효율적인 송전 투자가 이루어는 경우 송전혼잡 수준이 최적으로 달성된다. 전력시스템 내의 두 지점 간 도매전력가격 차이로부터 수익을 거두어들이는 상업적 송전 투자는 가능하지만, 실제 사례는 드물다.

비용편익분석에 의해서 새로운 송전 투자가 필요하다고 결론지어지는 경우 새로운 자산을 건설, 소유, 관리하는 주체를 결정하기 위해서 송전 경매 같은 경쟁적인 방법을 이용할 수도 있다.

배전망의 규제는 주로 태양광 발전뿐 아니라 소규모 에너지 저장 및 DR 등의 분산형 자원 개발과 관련된다. 배전망은 새로운 시장 플랫폼이다. 분산형 자원에 의해 전력망 투자가 연기되거나 대체될 수 있기 때문에 효율적인 투자를 장려하도록 배전망의 경제적 규제는 산출물 기반으로 이루어진다.

소비(제9장)

소비자 측면에서 정책은 경쟁적인 소매 요금 제도를 장려한다. 규제기관은 소비전력량 보다는 고정비 및 용량의 비중을 높이도록 하여 비용을 더 잘 반영하도록 전력망 요금 구조를 재조정한다. 소매 사업자는 경쟁적으로 혁신적인 서비스를 제공해 소비자의 전력시장 참여에 따른 이익을 거두어들인다.

소비자는 계량기 후단의 발전과 에너지 저장에 의해서 소비량을 감소시킬 수 있으므로 소매

요금에 대해서 지금보다 더 탄력적으로 된다. 세금을 포함한 소매 요금은 다른 전기소비자에 대한 무임승차를 방지하면서 분산형 자원을 보급하기 위한 인센티브로 작용한다. 결과적으로 소매 요금을 통해 지속 가능성이 보장된다. 새로운 형태의 경쟁은 소매 사업자 간이 아니라 분산형 자원 간에서 일어난다.

전환을 위한 시장 설계

여기서 설명하는 시장의 틀은 주로 기존의 시장에서 보였던 모범 사례이다. 이 틀에 의해서 기존의 시장 구조를 유지한 채로 시장 설계를 현대화하면서 전체적인 전력시장의 틀 안에서 탄소 정책과 지원 정책이 통합된다.

이런 틀은 대부분의 시나리오에서 저탄소 전력 전환의 다음 단계에서 목적에 적합하다고 생각된다. 이 시장의 틀은 복잡하지만 전력 부문에 있어서는 불가피하다. 그러나 필요하다면 기술이 진보해 나감에 따라 이 시장의 틀을 발전시킬 수 있다.

주요 제언 사항 : 탈탄소를 위한 새로운 시장 구조

전력정책 리파워링에 관한 정책 제언에서는 다음을 고려해야 한다.

첫째, 전력 탈탄소화의 성공에는 공급 안정을 유지하고 전력가격을 적절하게 유지할 필요가 있다. 소매 요금이 상승해도 에너지 효율의 지속적인 개선으로 적절한 요금을 유지할 수 있다. 탈탄소화는 공급 안정성 및 적정 가격과 더불어 에너지삼중고(Energy trilemma)의 한 요소이며 현재까지 탈탄소화는 다른 두개와 절충될 필요가 있다.

둘째, 전력시장과 규제 체제는 지역, 주, 대륙 수준에서 서로 다른 관할권의 공동 책임 아래에 있다. 탈탄소화의 목표는 전 세계적 차원이며 전력시스템은 관할 구역을 넘어서는 상황이지만, 정부와 지자체는 여전히 전력 공급 안정과 시장 설계를 위한 국가적, 제도적, 규제 체제적 문제에 책임이 있다. 그리고 ‘모든 것에 맞는 하나’의 해법은 없다.

셋째, 에너지 부문 중 가장 유망하고 동시에 가장 복잡한 부문인 전력을 탈탄소화하는 과정에서 복잡성은 불가피하다. 다행히 과거 20년 동안 이미 많은 노력이 기울여졌고 OECD지역 전체

에서 값진 교훈을 얻고 있다.

저탄소로의 전환을 위한 시장 설계는 서서히 진행되고 있으며 시행착오에 의한 학습이 포함된다. 시장 설계에 대한 초기 변경에 이어 영국, 캘리포니아 주, 브라질과 프랑스의 전력시장에서 많은 추가적 변경이 이루어졌으며 향후에도 추가 변경 가능성이 있다.

이 보고서에서 전개된 분석 결과, 전력시스템의 저탄소로의 전환이라는 목적에 적합한 시장 설계와 규제 체제를 만들기 위해서 이하의 제언을 검토해야 한다.

- 1) 장기적인 위험 공유 수단을 이용해, 새로운 저탄소 투자에 대한 시장 수익을 보충한다. 저탄소 발전과 에너지 절약의 보급을 장려하기 위해서 탄소 가격 도입 또는 기존 제도의 강화가 필요하다는 것은 기본적인 제언이지만, 탄소 가격의 신뢰성을 확립하거나 강화하려면 시간이 걸리고, 시장가격 위험이 더 커질 가능성이 있는 것도 인식할 필요가 있다. 재생에너지 정책 목표를 달성하려면 재생에너지의 도입을 가속화할 필요가 있고 그에 의한 전기 요금 상승을 억제할 가능성도 있다. 그러므로 저탄소 전력으로의 전환 중에는 저탄소화 투자를 지원할 필요가 있다. 탄소 가격이 강화되었을 때 이 지원을 조정하기 위한 규정을 포함해 지원제도는 장기적인 계약 형태일 수 있다. 이에 의해 시장 가격 위험을 줄이면서 저탄소화 투자 사업을 전력시장에 통합할 수 있다.
- 2) 전력시스템 운영 전의 시장 조정 기간 중의 가격의 투명성과 지리적 차이를 증가시킨다. 지점별 한계 가격(LMP: locational marginal price)은 조정 기간, 즉 운영 전 마지막 몇 시간 동안 투명하여야 한다. 당일 시장 및 밸런싱/실시간 시장은 단일 시장 플랫폼에 더 잘 통합되어야 한다. 그리고 당일 시장 가격은 투명하여서, 예측 오차가 줄어들에 따라서 시장 참여자가 운영계획을 조절하도록 신호를 보낼 수 있어야 한다. 공급 부족 시 가격 설정 규칙은 가격 항목과 시장 지배력 문제에 대처하기 위해서 사전에 정의할 필요가 있다. 잉여 발전 시의 가격은 실제 한계 비용을 반영해야 한다.
- 3) 장기적인 위험 공유 수단을 이용해, 새로운 저탄소 투자에 대한 시장 수익을 보충한다. 저탄소 발전과 에너지 절약의 보급을 장려하기 위해서 탄소 가격 도입 또는 기존 제도의 강화가 필요하다는 것은 기본적인 제언이지만, 탄소 가격의 신뢰성을 확립하거나 강화하려면 시간이 걸리고, 시장가격 위험이 더 커질 가능성이 있는 것도 인식할 필요가 있다. 재생에너지 정책 목표를 달성하려면 재생에너지의 도입을 가속화할 필요가 있고 그에 의

한 전기 요금 상승을 억제할 가능성도 있다. 그러므로 저탄소 전력으로의 전환 중에는 저탄소화 투자를 지원할 필요가 있다. 탄소 가격이 강화되었을 때 이 지원을 조정하기 위한 규정을 포함해 지원제도는 장기적인 계약 형태일 수 있다. 이에 의해 시장 가격 위험을 줄이면서 저탄소화 투자 사업을 전력시장에 통합할 수 있다.

- 4) 전력시스템 운영 전의 시장 조정 기간 중의 가격의 투명성과 지리적 차이를 증가시킨다. 지점별 한계 가격(LMP: locational marginal price)은 조정 기간, 즉 운영 전 마지막 몇 시간 동안 투명하여야 한다. 당일 시장 및 밸런싱/실시간 시장은 단일 시장 플랫폼에 더 잘 통합되어야 한다. 그리고 당일 시장 가격은 투명하여서, 예측 오차가 줄어들에 따라서 시장 참여자가 운영계획을 조절하도록 신호를 보낼 수 있어야 한다. 공급 부족 시 가격 설정 규칙은 가격 항목과 시장 지배력 문제에 대처하기 위해서 사전에 정의할 필요가 있다. 잉여 발전 시의 가격은 실제 한계 비용을 반영해야 한다.
- 5) 공급 부족 시 가격의 설정 규칙을 정의하면서 기준을 설정함으로써 신뢰도를 규제하고 사회 안전망을 구축하기 위해서 용량 메커니즘을 검토한다. 신뢰도 기준은 규제 기관이 설정해야 하지만 공급 부족 시 가격이 아직 존재하지 않을 경우 동시에 이를 개발할 필요가 있다. 용량 메커니즘은 잘 설계된다면 탈탄소화의 불확실성에 대처하기 위한 추가적 안전망을 제공해 신뢰도 기준이 항상 만족되도록 할 수 있다.
- 6) 효율적인 수요의 참여를 추진한다. 소매 사업자는 소규모 소비자를 위해 시간에 따라 변화하는 전기 요금 제도를 제공하는 중요한 역할을 한다. 도매 전력시장에서의 DR에 대해 ‘급전지시를 내리는 것’(발전 자원의 급전 지시와 마찬가지로 방법으로)은 그 복잡성과 부당한 보조금 지급의 우려가 있어 신생 DR시장의 초기 도입에 한정되어야 한다.
- 7) 연계선 확충을 위해서 지역차원의 협조를 촉진한다. 저탄소 발전이나 송전망 개발을 위한 입지 계획은 모든 자원을 이용하여 여러 관할 구역에 걸쳐서 통합적으로 실시할 필요가 있다. 지역차원의 통합과 새 연계선이 서로 다른 효과를 가지는 경우, 국제적인 주체가 새로운 연계선의 비용을 평가하고 지역 단위의 편익 비율에 따라서 모든 이해 관계자에게 그 비용을 배분할 필요가 있다.
- 8) 배전망의 규제를 현대화한다(‘규제 2.0’). 규제기관은 더 장기간에 걸쳐서 산출물 기반 규제를 실시해, 운영비용(OPEX)과 자본비용(CAPEX)사이에서 효율적인 절

충이 가능할 수 있도록 하여 새로운 분산형 기술의 가능성을 충분히 이끌어 내도록 하여야 한다.

- 9) 비용을 더 반영시킬 수 있도록 소매 요금 제도를 시급히 개혁한다. 분산형 자원 의 효율적인 보급을 위해서 소매 요금(전력 세금과 부가금을 포함)에는 기저 비용 구조(시간적으로 변화하는 전력 가격과 전력망의 고정비용을 포함)가 보다 적절 하게 반영되어야 한다.

약어 모음집

2DS	2 degree scenario
AEMC	Australian Energy Market Commission
ANEEL	national electricity regulator (Brazil)
CAPEX	capital expenditure
CBA	cost benefit assessment
CCGT	combined cycle gas turbine
CCS	carbon capture and sequestration
CEC	California Energy Commission
CEER	Council of European Energy Regulators
CEF	connecting Europe facility
CfD	contracts for difference
CHP	combined heat and power
CM	capacity market
CO ₂	carbon dioxide
CONE	cost of new entry
CORES0	Coordination of electricity system operators
CPS	current policies scenario
CREZ	competitive renewable energy zone
CSPE	public electricity service contribution
CT	combustion turbine
DC	direct current
DER	distributed energy resources
DMNC	dependable maximum net capability
DOE	Department of Energy (United States)
DSPP	distributed system platform provider
EEG	renewable energy act (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ELCC	effective load carrying capability
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EPE	Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Brazil)
EPEX	European power exchange
ESAP	Electricity Security Advisory Panel
EU ETS	European Union emissions trading system

EUE	expected unserved energy
EV	electric vehicle
FCF	frequency converter facility
FCO ₂	emissions of carbon dioxide
FERC	Federal Energy Regulation Commission
FIT	Feed-in tariff
FTR	financial transmission rights
GIVAR	grid integration of variable renewables
GWh	gigawatt
ICAP	installed capacity
ICT	information and communications technologies
IRR	internal rate of return
ISO	independent system operator
ITC	investment tax credit
KWh	kilowatt hour
LCOE	levelised cost of electricity
LCSCD	least cost security constrained dispatch
LDA	locational deliverability areas
LMP	locational marginal price
LOLE	loss of load expectation
LOLH	loss of load hours
LOLP	loss of load probability
LSE	load serving entity
LTP	local transmission plans
MBTU	million British thermal units
MMS	market management system
MOPR	minimum offer price rule
MTEP	transmission expansion planning
MWh	megawatt hour
NEM	National Energy Ministry (Australia)
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NEW	Northwestern Europe
NGET	national grid electricity transmission
NPS	new policy scenario
NREL	National Renewable Energy Lab

OCGT	open cycle gas turbine
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets (UK)
OFTO	offshore transmission owner
ONS	system operator (Brazil)
OPEX	Operating expenses
OTC	over the counter
P+P	point to point
PCI	projects of common interest
PHEV	plug-in hybrid vehicle
PPA	power purchase agreement
Ppm	parts per million
PTC	production tax credit
RAP	reference annual revenue
REV	reforming the energy vision
ROI	return on investment
RPM	reliability pricing model
RPS	renewable portfolio standards
RTO	regional transmission operator
SC	steam cycle
SCED	security constrained economic dispatch
SME	small and medium enterprise
SOS	security of supply
SWE	Southwestern Europe
TGC	tradable green certificates
TOTEX	Total expenses
TPS	three pivotal supplier
TWh	terawatt hour
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UCPTE	Union for coordination of production and transmission of electricity
VAT	value added tax
VOLL	value of lost load
VRE	variable renewable energy
WEO	World Energy Outlook

Online bookshop

www.iea.org/books



Secure Sustainable Together

PDF versions at 20% discount

E-mail: books@iea.org

Global Gas
Security
series

Energy
Technology
Perspectives
series

World
Energy
Outlook
series

Energy
Policies
of IEA
Countries
series

World
Energy
Investment
series

Energy
Statistics
series

Oil

Energy
Policies
Beyond IEA
Countries
series

Gas

Coal

Renewable
Energy

Energy
Efficiency
Market
Report

Medium-
Term Market
Reports
series

Korean Translation of Re-powering Markets © OECD/IEA, 2018

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

‘전력시장의 리파워링’ 한국어 번역본은 공식 출판물인 영어 원본에서 번역되었다. IEA는 본 출판물의 영어 원본의 저자인 반면, IEA는 이 번역의 정확성이나 완전성 그리고 레이아웃에 대한 책임을 지지 않는다. 이 출판물은 한국전력거래소의 단독 책임 하에 번역 및 디자인 되었다.

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication’s contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication.

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA/OECD possible corrigenda on: www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm

IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/about/contact
Cover design: IEA; Photo credits: © NASA

전력시장의 리파워링

저탄소 전력시스템으로의 전환기의 시장설계와 규제

‘리파워링’은 일반적으로 노후화된 발전원을 더욱 강력하고 효율이 높은 발전원으로 대체하는 작업을 의미 하지만 또한 새로운 시장 설계를 뜻하기도 합니다. 저탄소 경제로의 전환을 촉진하기 위해서 전력시장은 ‘리파워링’을 거쳐야 하는데, 이는 안정적인 전력공급하에서 기존 전력시장 체제가 탈탄소화에 맞는 새로운 체제로 탈피하는 것을 의미합니다. 전력시장 규칙은 전반적인 시장구조는 유지하되 저탄소 정책에 부합할 수 있도록 현대화되어야만 합니다.

‘리파워링’ 전력시장은 기존 시장구조와 정책방향에 따라 다양한 방법으로 추진될 수 있습니다. 그 변화는 기존 시장의 시간적 또는 지리적 세분화 정도를 높이거나 공급 부족시 가격을 설정하는 것으로 한정될 수도 있고, 단기시장을 창출하거나 재생에너지를 증가시키고 탄소 배출을 줄이기 위한 정책을 통합하는 것 만큼 광범위할 수도 있습니다.

본서는 새로운 전력시장 개선의 선진 사례들과 21세기 저탄소 전원으로의 전환을 달성하기 위한 가장 효과적이고 효율적인 시행 방안을 담고 있습니다.