

2015년 해외 전력시장 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Yearly*

스페인

2015. 12.



동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로
수집된 자료의 범위, 작성시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로
참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며
동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는
문제들에 대하여 우리소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

스페인

전력시장동향

I. 전력산업 체제 및 전력시장구조	3
II. 전력수급	11
III. 전기요금	27
IV. 경쟁도입 현황 및 시장개혁	44
V. 주요현안 및 시사점	54

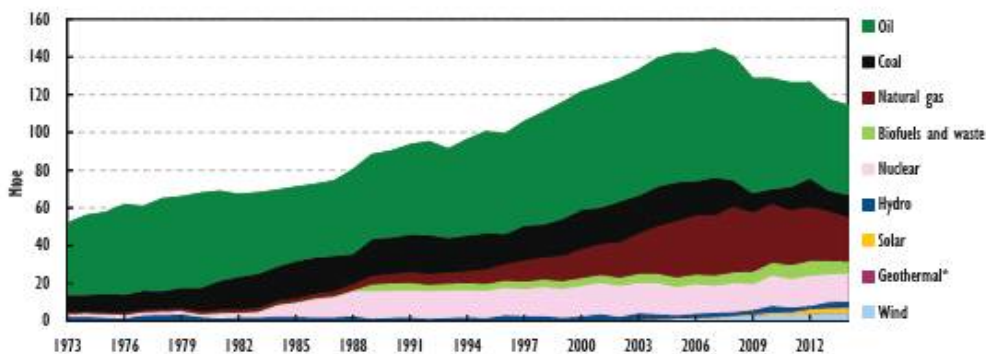
I 전력산업 체제 및 전력시장 구조

1. 에너지산업 구조

스페인인 2000년~2008년 30%에 달하는 경제 성장율을 보여왔다. 이는 다른 OECD 국가 평균 성장률 20%를 상회하는 수치이다. 또한 스페인은 개발도상국을 제외하고 2000년 이후 인구증가율 17%에 달했는데, 이는 이민자 때문이다. (현재 47백만) 이로 인해 에너지 부분의 소비량 증가도 매우 큰 수치로 증가해 왔다. (수치 보완)

그러나 2008년 금융위기로 인해 경제가 -3.8% 성장을 보이면서 에너지 부분도 크게 변화했다.

그림 1 - 1차 에너지 공급량 (1973-2014)

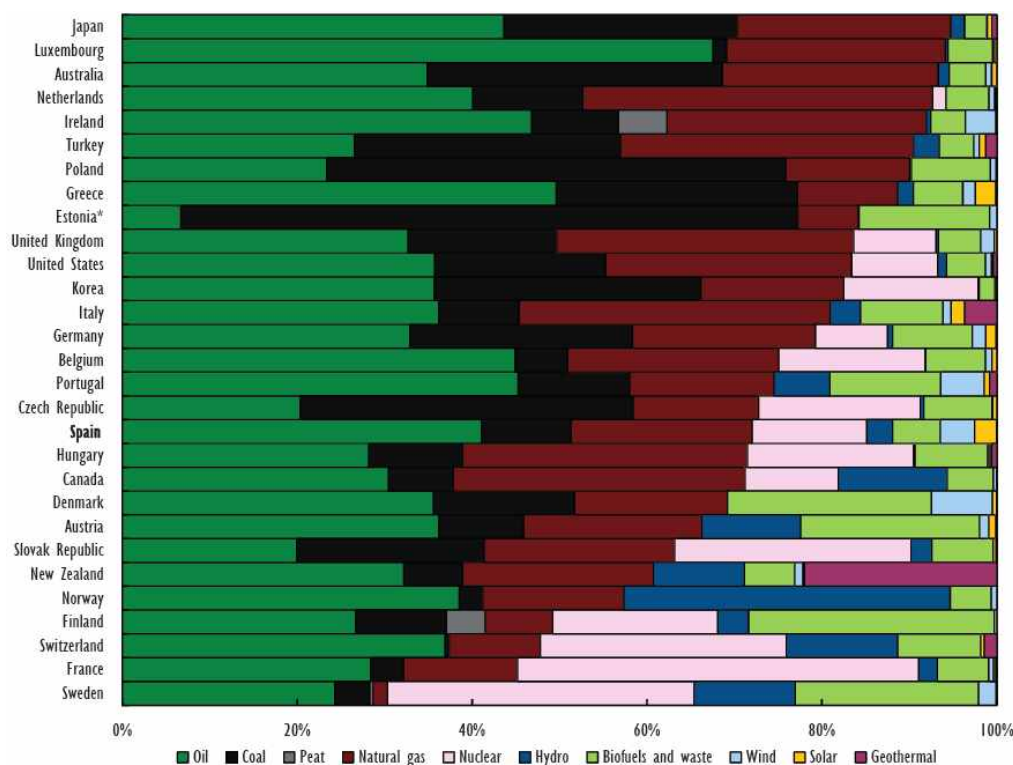


출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

스페인은 1차 에너지 공급량을 살펴보면, 2007년 이후 지속적으로 감소하고 있음을 알 수 있다. 2014년 1차 에너지 총 공급량은 113.9백만 TOE 였으며, 이는 10년 전에 비해 18.1% 감소한 수치였다. 2007년에서 2014년까지 총 20.8% 감소하였으며, 최대 에너지공급년도는 2007년 143.8 백만 TOE이다. (한국 2013년 210백만 TOE)

2014년 화석연료 공급량은 72.2% 였다. 이중 석유 공급은 41.2%, 천연가스와 석탄이 10.3%, 신재생에너지는 14.9%, 원자력은 13.1%, 석유 순수출은 0.3%였다. (2004년 화석연료 81.8%, 신재생 7%, 원자력 12.1%) 이중 석유의 경우 스페인 내 석유의존도가 크게 감소하면서, 공급량과 수입량이 지속적으로 감소하는 추세에 있다.

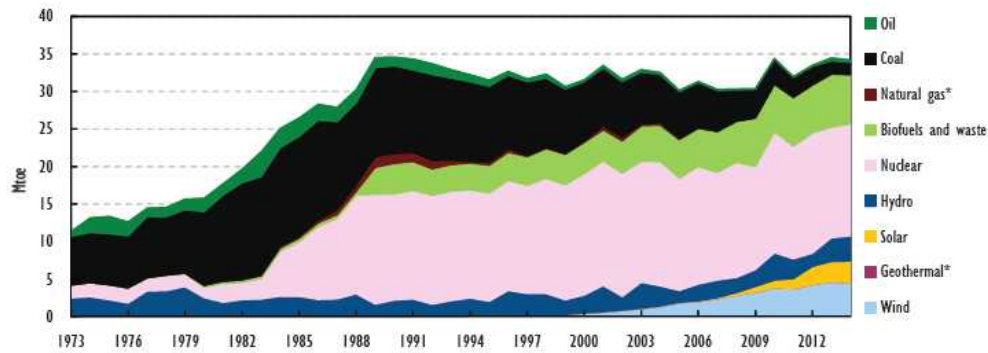
그림 2 - IEA 국가별 1차 에너지 소비량



출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

OECD 국가 기준('14년)으로 스페인은 12번째로 화석연료 의존도가 낮으며, 34.2 백만 TOE를 국내 생산했는데 이 중 절반가량이 신재생에너지이다.

그림 3 원별 에너지 생산량 (1973 ~ 2014)



출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

최종 에너지 생산량을 살펴보면 원자력이 43.7%, 신재생에너지(바이오 연료 및 폐기물) 19.2%, 풍력 13.1%, 수력 9.8%, 태양광 8.4%, 지역 0.1%이다. 화석연료 중에서는 석탄이 가장 큰 비중을 차지하는데 이는 4.7%이며, 석유 0.9%, 천연가스 0.1%가 각각 생산되었다.

최종 에너지 소비량은 2013년 기준 81.5백만TOE이며, 약 70% TPES가 사용된 것이다. 나머지 30%는 전력산업 및 기타 에너지 산업에서 소비되었다. 2003년 기준으로 15.2%가 감소되었으며, 최고치는 2005년 102.1백만TOE 였다. 최종에너지 소비는 2014년 이후에도 지속적으로 감소할 것으로 산업·에너지·관광부는 전망하고 있다. 이는 낮은 경제성장과 에너지효율 개선에 따른 것이다. 스페인은 전통적으로 수송('13년 34.6%/ '03년 35.4%)과 산업('13년 30.9% / '03년 39.7%) 부분의 소비량이 매우 컸다. 상업, 서비스부분 (농업포함) 소비량이 가장 작은 16.2% 였으며, 가정 부분은 18.4%이다. 금융위기 이후 산업용과 수송용 부분의 에너지 소비량은 감소하였지만, 상대적으로 가정용과 상업부분 소비량은 증가하였다.

2014-2020 국가 에너지 효율 향상 계획 (National Energy Efficiency Action Plan)에 따라 2020년 총 에너지 소비는 80.1백만 TOE로 감소를 목표로 하고 있다.

2. 전력산업 구조

2.1 전력 산업 및 구조

스페인의 전력산업구조는 규제부문과 자유시장부문의 2중구조로 구성되어 있다. 규제부문에서는, 소비자가 규제요금제도 하의 공급회사로부터 전력을 구입하며, 공급회사들은 전력을 도매시장에서 구입하여 배전망을 통해 소비자에게 공급한다. 송배전부문은 정부의 규제를 받는 사업이다. 한편, 자유시장부문에서는 소비자가 전력시장을 통해 전력을 구매하거나, 공급회사와의 쌍무계약을 통해 전력거래가 이루어진다. 1998년 스페인 도매전력시장(OMEL운영)이 개설된 이래로 일일시장과 일간시장에서 전력거래가 이루어지고 있다.

발전부문의 경우 50MW를 초과하는 발전기들은 자유 전력시장에 입찰해야 하는 의무가 있으나, 1MW 이상 50MW 이하의 발전기의 경우, 입찰여부를 선택할 수 있다. 전력시장에 입찰하지 않을 경우 이들의 발전량에 대해서는 1) Royal Decree에서 정한 규제요금이나 전력계통 기준요금으로 지불받거나, 2) 시장가격에 정부가 고시한 프리미엄 가격과 인센티브를 더한 가격으로 지불받게 된다.

송배전 부문의 경우, REE가 400kV 송전설비의 대부분을 소유하고 있으며, 스페인 전 계통운행을 담당하고 있다.

소매 부문은 2003년부터 완전 자유화 되면서, 모든 소비자들이 공급자를 자유롭게 선택할 수 있게 되었다. "Last Resort"에 속하는 고객군은 규제요금을 적용받았다. 2009년부터 Last Resort는 10kW 미만의 계약 고객으로 축소되었고, 이를 제외한 모든 고객은 자유시장 요금 적용이 의무화 되었다. 그러나 Act 24/2013 of the Power Sector와 the Royal Decree 216/2014에 따라 Last Resort 공급에 대한 제도가 변경 되었다. 현재는 소규모 고객에 대한 자발가격(voluntary price for small consumers, PVPC)이며, 대상은 기존과 동일하게 10kW 미만이다.

2014년 1월 1일부터 시행된 이제도의 가장 큰 특징은 소규모 고객에 대한 Last Resort 규제가격이 사라졌다. 대신 소규모 고객에 대한 자발가격¹⁾을 적용 받을 수 있다. 2014년 4월 1일부터 Last Resort는 1) 영세 고객

2) 소규모 사업자이며 자발 가격 정책을 적용을 받지 못하는 경우에만 해당된다. PVPC에 적용 받는 고객숫자는 2014년 말 기준으로 13,956,907으로 전체 소비자의 50% 수준이다.

또한, 2015년 7월 2일 에너지 국가 사무국에서는 스마트 미터 설치제한시간 단위 소비량과 가격에 대한 운영 기준을 승인하였고, 이를 기준으로 2015년 8월부터 요금을 부과하기 시작하였다. 이를 통해 소규모 고객이 가격변동에 반응하여 에너지 효율 향상에 기여하고 있다. ²⁾

한편, 2007년 7월부터는, MIBEL 스페인과 포르투갈 통합 전력·가스시장 운영이 시작되면서 OMEL은 도매시장운영을, 포르투갈의 OMIP은 선도시장운영을 각각 담당하고 하였으나, 현재는 OMEL Holding를 설립하여 지주회사 개념으로 OMIE(Spot Market), OMIP(선도시장), OMIClear(정산소)를 두고 있다.

2.2 기업형태 및 소유권

2012년 기준으로, 스페인의 50% 이상의 전력을 상위 3개 기업에서 공급하고 있다. Endesa가 23.8%, Iberdrola가 총 발전전력량의 20.1%, Gas Natural Fenosa가 11.4%를 차지한다. 회사별 발전설비의 점유비중도 발전량 점유비중과 유사하여, Original Regiem 부문에서 상위 3대 기업이 점유하고 있는 설비 비중이 전체의 약 60%를 차지하고 있다.

한편 90년대 전력회사들의 인수합병의 결과, 스페인의 전력에너지시장은 4개 거대 회사, Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, Hidrocantabrico를 중심으로 운영되고 있다. 2002년 EDF는 Hidrocantabrico를 인수하여 EDF Hidrocantabrico가 되었다. 2007년 Endesa는 이탈리아의 ENEL에 65%, 스페인 건설회사인 Acciona에 25% 매각되었고, E.ON은 ENEL로부터 Viesgo를 인수하였다. 2009년 초, ENEL이 Acciona를 인수하면서 Endesa 지분의 거의 100%를 소유하게 되었다. 또한 Union Fenosa는 Gas Natural에 매각되었다.

1) PVPC 가격 산정은 발전, 송전, 소매 가격의 비용을 기준을 시장에서 결정되는 방식이다.

2) 출처 : CNMC National Report to the European Commission 2015

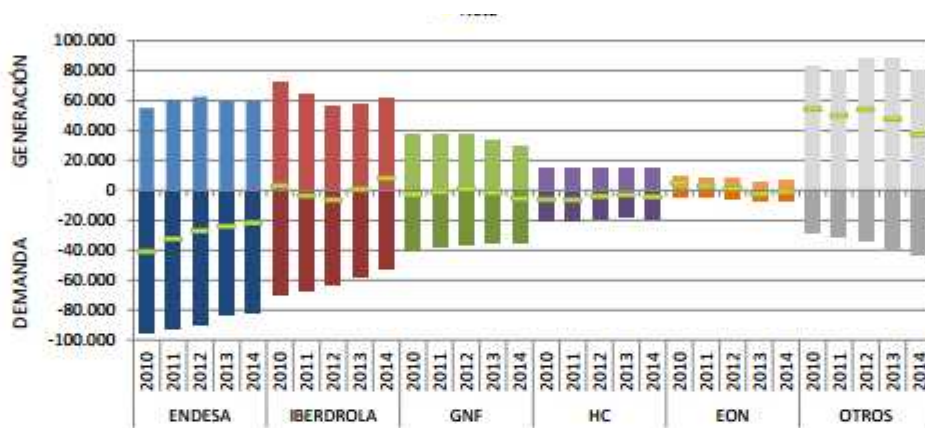
표 1 - 회사별 시장 점유율

회사명	발전량 비율
Endesa	23.8%
Iberdrola	20.1%
Gas Natural Fenosa	11.4%
EGL	8.1%
Acciona	6.0%
EDP-Hidrocantabrico	4.7%
E.ON	3.0%
EVM	2.7%
Nexus	2.1%
Others	18.0

출처 : CNE annual report 2013

Endesa와 Iberdrola의 시장 점유율이 매우 크며, 상위 5개 업체가 전체 시장의 절반을 차지하고 있다.

그림 4 2010-2014년 각 회사별 발전량 변화



출처 : INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD Cierre del año 2014

생산량과 소비량은 다음과 같다. Iberdrola 생산량이 상대적으로 변화가 크며, 이 시장 점유율이 기타 기업에 영향을 미치고 있다.

2.3 규제감독

2.3.1 에너지 국가 사무국

총리 주관의 에너지 국가 사무국(State Secretariat for Energy)은 국가 에너지와 광산 부분에 관한 규제를 총괄하고 있다. 특히 신재생에너지 개발, 에너지 신기술 개발 지원 분야에 투자를 확대하고 있다.

2.3.1 시장·경쟁 국가 위원회 (National Commission of Markets and Competition, CNMC)

시장·경쟁 국가 위원회 (National Commission of Markets and Competition)는 독립기구로서 소비자 보호를 목적으로 모든 생산분야 대한 규제 감독 권한을 가지고 있으며, 특히 에너지 부분의 경쟁 촉진, 가격 안정 부분에 대한 감독을 담당하고 있다. CNMC는 2013년 스페인 경쟁 위원회와 각 분야별 규제기관(전력, 가스, 통신, 항공, 철도, 영상음향, 우편 등)을 통합하여 설립되었다. CNMC는 전력과 가스 부분의 기반기금 및 도매 석유시장의 부과금으로 운영되고 있으며, 모든 정부 기관 및 시장 운영자로부터 완전히 독립된 기관이다. EU법에 따라 전력과 가스 분야에 대한 계통 접속 비용 계산 방법론 승인 권한을 가지고 있다. MIBEL 시장 운영 이후에는 포르투갈 에너지위원회인 ERSE와 함께 이베리안 통합전력시장의 감독기능도 수행하고 있다.

그림 5 CNMC 합병 과정



출처 : CNMC

2.2.3 원자력 안전 위원회

원자력 안전 위원회 (The Nuclear Safety Council)는 원자력 안전과 방사능 예방을 담당하고 있다. 스페인 의회 직속기구로서 행정부로부터 독립되어 있다.

2.3.4 산업 · 에너지 · 관광부

에너지 부분 정책은 산업 · 에너지 · 관광부 (Ministry of Industry, Energy and Tourism)에서 담당하고 있다.

2.3.5 농업 · 식품 · 환경부

기후 변화 관련 정책은 농업 · 식품 · 환경부 (Ministry of Agriculture, Food and Environment)에서 담당하고 있다.

2.3.6 경제 · 경쟁부

경제 · 경쟁부(Ministry of Economy and Competitiveness)에서는 기술 · 개발을 담당하고 있다. 각 지방 정부는 50MW 이하의 신재생에너지 관련 승인권을 가지고 있으며, 이는 배전 전력과 가스에 대한 승인권을 포함하고 있다.

2.3.5. 에너지 다양화 및 저장 · 절약 연구소

에너지 다양화 및 저장 · 절약 연구소 (The Institute for Energy Diversification and Saving)는 에너지 신기술 개발 관련 기술보급 및 기술혁신 금융 프로젝트를 담당하고 있다.

2.3.6 지방정부

각 지방 정부는 50MW 이하의 신재생에너지 관련 승인권을 가지고 있으며, 이는 배전 전력과 가스에 대한 승인권을 포함하고 있다.

II 전력수급

표 2 - 전력수급 관련 주요 지표 (2014년 기준)

구 분	주요 데이터
총 전력생산량	273.9TWh
전원 구성	원자력 20.9%, 풍력 19.1%, 천연가스 17.2%, 석탄 16.3%, 수력 14.3%, 석유 5.2%, 태양광 5%, 바이오연료 및 폐기물 2%
설비용량	108.2GW
최대전력	40GW
전력소비량*	237.1TWh, 상업 및 농업 35.9%, 가정용 30.6%, 산업 29.5%, 에너지 부분 2.1%, 수송 1.8%

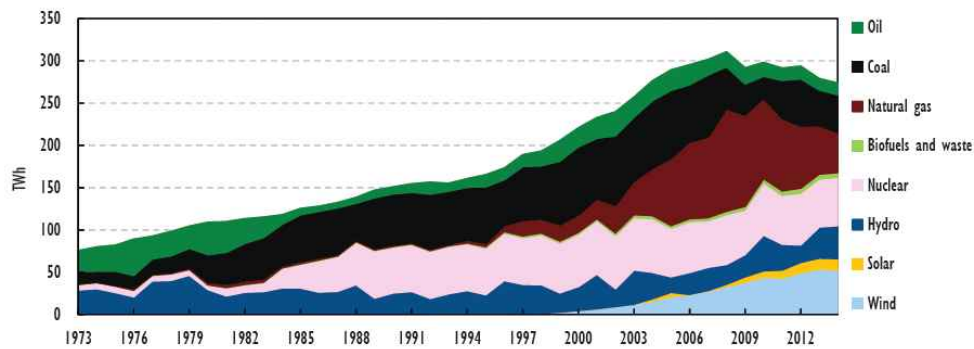
출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015 ,* 2013년 기준

1. 전력생산량

2008년 311TWh를 정점으로 계속적으로 전력생산량은 계속 감소하고 있으며, 이는 마이너스 경제성장으로 인한 것이다. 2014년 273.9TWh를 기록했는데 이는 2013년보다 1.9% 감소하였으며, 2008년에 비해서 11.9% 감소한 수치이다.

스페인인 상업과 농업 부분이 전력소비량 비중이 매우 높다. 2008년 전까지 경제 호황기를 맞아 지속적인 전력생산량이 증가하다가 금융위기 이후 모든 부분의 전력소비량 감소로 인해 전력생산량 역시 크게 감소하였다.

그림 6 - 에너지원별 전력생산량 비중 (1973-2014)



출처 :IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

에너지 원별 전력생산량을 살펴보면 풍력이 지난 10년에 걸쳐 매우 빠른 속도로 증가했으며, 반면 화석연료 특히 석유와 석탄의 에너지 생산이 크게 감소하였다.

2. 전력설비

스페인의 발전설비 용량은 2014년 말 기준 108,176MW로 2008년에 비해 14% 가량 증가했다. 같은 기간 전력생산량은 13% 감소했는데, 신재생에너지 특히 풍력 부분에서 설비량이 7.3GW 증가했으며, CCGT는 4.2GW, 수력 3.2GW, 기타 신재생 2.6GW 순으로 증가하였다. 이에 반해 유류 발전은 3.7GW, 석탄은 0.4GW 감소하였다.

총 설비의 95%가 본토에 위치하고 있으며, 5%는 도서지역에 있다. 2001년부터 2008년까지 총 설비는 87% 가량 증가했는데 이는 가스복합발전기와 풍력발전기의 증가에 따른 것이다. 이는 IEA 국가 중에서 가장 높은 설비 성장률을 보인 것이다. 가스 복합 특히 CHP의 증가 이유는 신재생에너지 증가에 따라서 기동성이 좋은 보조 전원이 필요했기 때문이다. 또한 스페인은 매우 낮은 수준의 해외 송전망 용량을 보유하고 있어(본토 용량의 4% 수준) 이에 따른 안정성 확보를 위해 가스 복합발전이 상대적으로 증가추세에 있다.

표 3 - 전력설비 용량 (단위 MW)

구 분	본토		도서지역 ³⁾		총합	
	2010	2014	2010	2014	2010	2014
수력	16,657	19,891	1	8	16,658	19,899
원자력	7,716	7,886*	-	-	7,716	7,886
석탄	11,380	10,972	510	510	11,890	11,482
석유/가스	2,860	520	3,029	2,979	5,889	3,498
복합가스터빈	25,220	25,343	1,624	1,854	26,844	27,197
풍력	19,813	22,845	146	184	19,959	23,029
태양광	4,018	4,428	169	244	4,188	4,672
기타·신재생에너지	9,783	10,386	160	126	9,942	10,512
총합	97,447	102,271	5,639	5,905	103,086	108,176

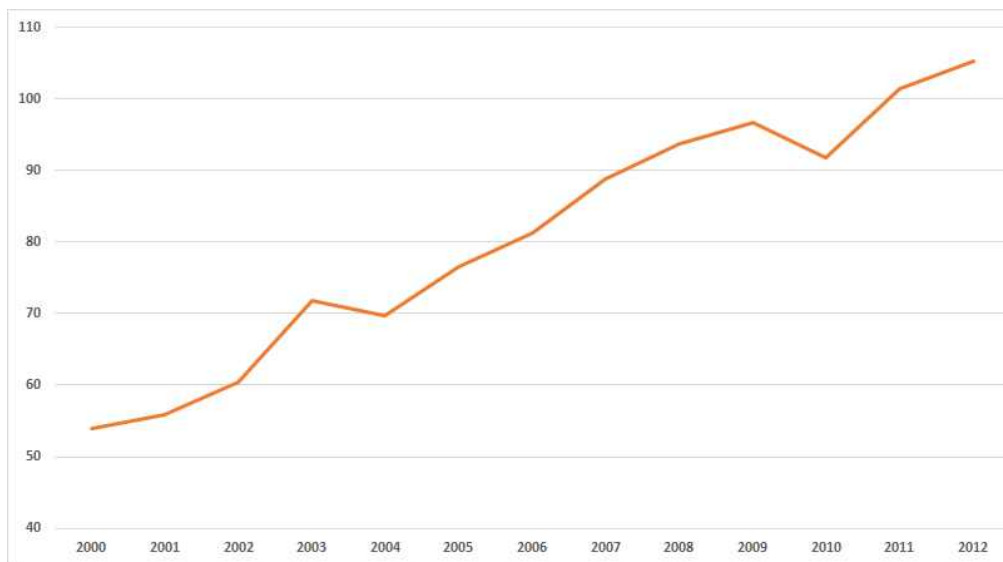
출처 : REE(2014) The Spanish Energy System, Preliminary Reoprt 2014

*이중 455MW는 가동 중단된 Santa Maria de Garona NPP가 포함된 것이다.

풍력 발전기 안정성 확보를 위해 대규모 가스 발전에 대한 투자가 지난 10년간 진행되면서 국토를 횡단하는 대규모 송전망 건설은 낮은 수준에서 진행되었다. 신재생에너지의 증가로 인해 수력 부분 역시 크게 증가했는데, 현재 기온변화 및 가뭄으로 인해 실질적인 가용용량은 많이 감소된 상태이다. 가스 발전의 경우 2013년과 2014년 가동률이 11%까지 하락하였는데, 이는 전력소비량 감소로 인한 것이다. 다른 한편으로 석탄의 가동량은 증가하였다. 이는 풍력과 국내탄에 대한 우선 기동 혜택을 부여한 정책에 따른 것이다.

3) Balearic, Canary Islands, Ceuta, Melilla

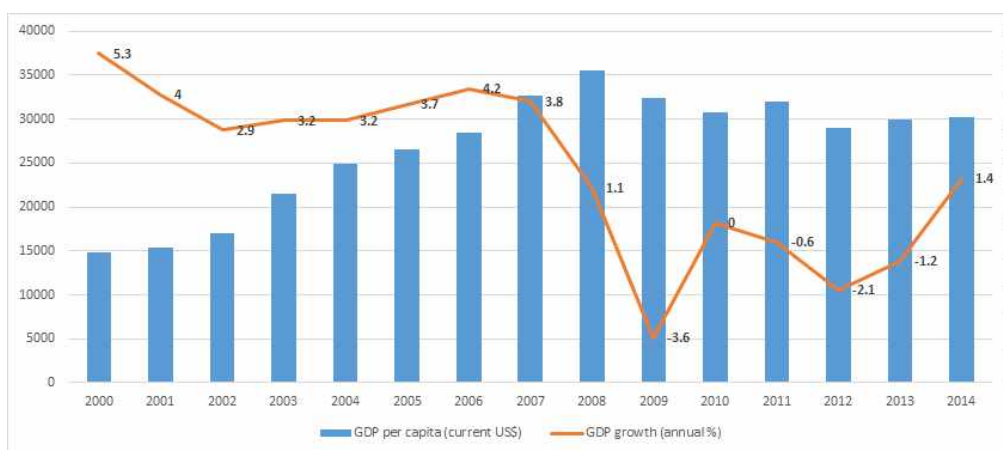
그림 7 - 스페인 전력설비용량 증가 (2000- 2012. 단위 : GW)



출처 : EIA 2015

2010년 설비하락은 운영중단 발전기의 증가로 인한 것이다. Spain의 발전 용량은 특히 경제성장의 후행지표로서, 경기가 호황일 2000년~2008년까지 급격한 설비 증가를 보인 후 2009년을 기점으로 많은 설비가 운영중단되는 사태를 맞이하였다.

그림 8 - 스페인 경제성장률 (2000- 2014. 단위 : USD)



출처 : WorldBank 2015

2.1 발전량 및 소비량

스페인 2014년 총 발전량은 258,067GWh로 2013년에 비해 1.2% 감소한 수치이다. 특히 가스터빈 부분의 발전량이 크게 감소하였으며, 2013년대비 9.8% 감소하였다.

표 4 - 전력원 발전량(단위 GWh)

구분	본토			도서지역			총합		
	2010	2014	14/13%	2010	2014	14/13%	2010	2014	14/13%
수력	38,001	35,685	5.0	-	-	-	38,001	35,685	5.0
원자력	61,944	57,179	0.6	-	-	-	61,944	57,179	0.6
석탄	22,372	43,859	10.2	3,479	2,405	-7.2	25,851	46,264	9.1
석유/가스	1,847	-	-	7,777	6,620	-5.5	9,624	6,620	-5.5
가스터빈	64,913	21,979	-12.4	3,916	3,890	8.6	68,828	25,869	-9.8
소내 소비량	-6,670	-6,518	4.0	-885	-742	-5.4	-7,555	-7,260	2.9
수력-풍력	-	-	-	-	1	-		1	-
기타수력	-	7,053	-0.7		3	14.5		7,056	-0.6
풍력	42,656	51,032	-6.1	319	407	10.2	42,976	51,439	-6.0
태양광	6,910	7,801	-1.5	365	410	0.2	7,276	8,211	-1.4
태양열 발전	-	5,013	12.9		-	-		5,013	12.9
재생열	-	4,739	-6.4		10	11.7		4,749	-6.4
기타	40,896	25,903	-19.1	341	283	9.1	41,237	26,186	-18.9
전력생산량	272,868	253,724	-2.5	15,312	13,288	-1.1	288,180	267,012	-2.5
양수 전력량	-4,439	-5,403	-9.3	-	-	-	-4,439	-5,403	-9.3
Balearic-Link	-	-1,293	1.9	-	1,293	1.9		0	-
국제 교역량	-8,490	-3,543	-47.4	-	-	-	-8,490	-3,543	-47.4
총 합계	259,940	243,486	-1.2	15,312	14,581	-0.9	275,252	258,067	-1.2

출처 : The Spanis Electricity System Preliminary Report 2014

2010년에 비해 크게 발전량이 감소한 이유는 전력수요가 급감했기 때문이다. 스페인 본토의 2014년 총 전력소비량은 243,486GWh이며, 2013년 대비 1.2% 감소한 수치이다. 계절 요인 및 경제활동 감소로 인한 근무 여건, 수요 감소로 인해 전력생산량이 감소하였다. 순간 최대전력은 2월 4일 수요일 오후 8:18분이었으며, 39,948MW를 기록하였다. 이는 작년에 비해 3.3% 감소한 수치이며, 2007년 12월 17일 기록된 45,450MW에 비해 17.7% 감소하였다. 순시(1시간) 기준으로 38,666MWh(20시~21시)이다.

2.2 원자력

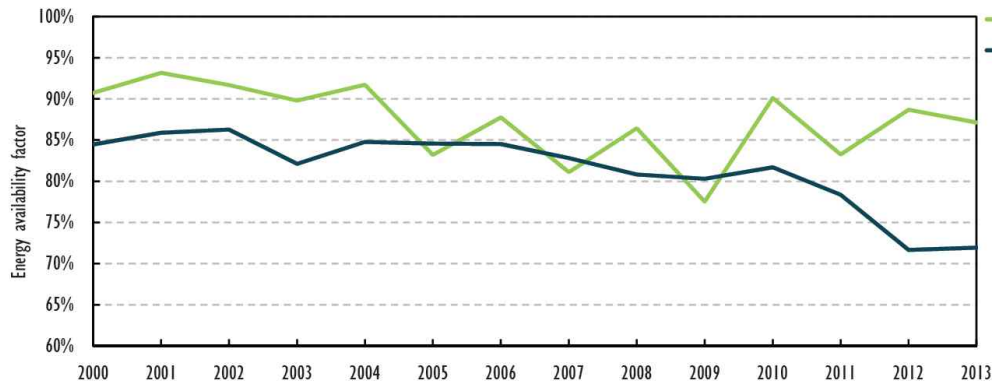
표 5 - 원자력 주요 데이터

구 분	주요 데이터
설비용량	7 121 MWnet, 7 431 MWgross
전력발전량	57.3 TWh
구성비	총용량의 13.1%, 총 발전량의 20.9%

출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

스페인 원자력 사업은 1960년대 중반에 시작하여 3개의 소형 원자력 발전소가 건설되었다. 이후 원자력은 지속적으로 건설되었으나 1983년 국가 부도로 인해 현재 가동 중인 원자력 발전소와 폐쇄된 원자력 발전소간에는 대략 10년 정도의 차이를 보이고 있다. 또한 신규원전 건설도 이루어지지 않고 있는 상황이다. 그러나 원자력 가동률은 OECD 평균 이상을 보이고 있어, 원자력 발전은 여전히 스페인 전력산업에서 중요한 부분을 차지하고 있다. 스페인 원자력 발전은 2015년 현재 7기 약 7GW가 운전되고 있다. 신재생에너지 증가로 과거에 비해서 지속적으로 전체 전력에서 차지하고 있는 비중이 낮아지고 있다. 스페인 원자력 발전소는 민간기업 소유이다. 특히 Iberdrola와 Endesa가 큰 비중을 차지하고 있다.

그림 9 - 원자력 가동률 비교 (Spain(녹색) - OECD 평균(남색))



출처 : IAEA 2014

가장 최근에 폐쇄된 원자력 발전소는 SANTA MARIA DE GARONA로 2013년에 폐쇄되었다. 그러나 사용중 연료 문제로 소유자인 Nuclenor은 원자력 면허 갱신을 요청했고, 이에 스페인 원자력 안전위원회(CSN)은 이를 허가하여 2031년까지 면허를 갱신하고 사용 중 연료를 현재 처리하고 있다.

그림 10 - 스페인 원자력 발전소 부지



출처 : IAEA Spin 2015

표 6 - 원지력 발전소 현황 (MW)

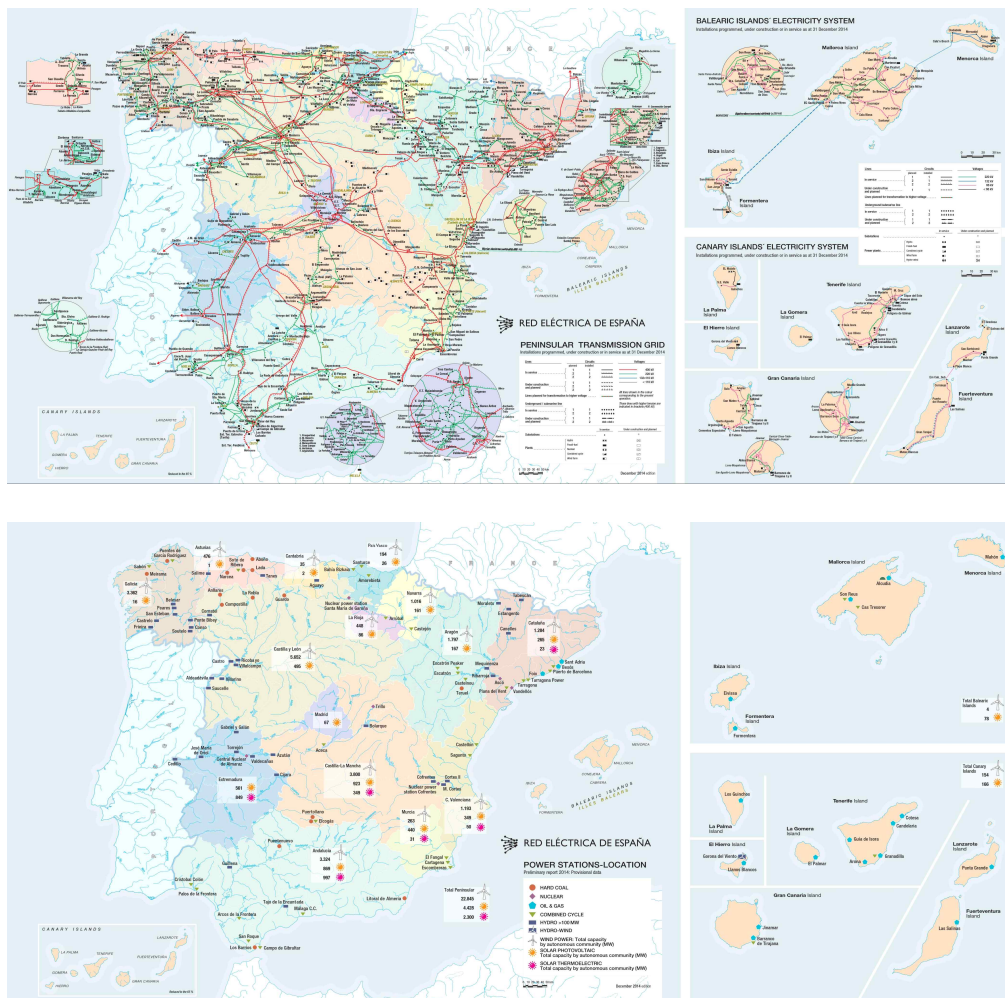
Reactor Unit	타입	용량 MW	상태	원자료	원자로 제작사	상업운전 일	폐쇄일자	소유주
ALMAR AZ-1	PWR	1011	가동	CNAT	WH	1983-09-01 (31년)		Iberdrola (52.7%) Endesa (36%) Gas Natural (11.3%)
ALMAR AZ-2	PWR	1006	가동	CNAT	WH	1984-07-01 (30년)		Iberdrola (52.7%) Endesa (36%) Gas Natural (11.3%)
ASCO-1	PWR	995	가동	ANAV	WH	1984-12-10 (30년)		Endesa(100%)
ASCO-2	PWR	997	가동	ANAV	WH	1986-03-31 (28년)		Endesa (85%) Iberdrola (15%)
COFRENTES	BWR	1064	가동	ID	GE	1985-03-11 (29년)		Iberdrola
TRILLO-1	PWR	1003	가동	CNAT	KWU	1988-08-06 (26년)		Iberdrola (48%) Gas Natural (34.5%) Hidrocarbónico (15.5%) Nuclenor (2%)
VANDELOS-2	PWR	1045	가동	ANAV	WH	1988-03-08 (26년)		Endesa (72%) Iberdrola (28%)
SANTA MARIA DE GARONA	BWR	446	폐쇄	NUCLENOR	GE	1971-05-11	2013-07-06	Iberdrola 50%, Endesa 50%
JOSE CABRERA-1	PWR	141	폐쇄	UFG	WH	1969-08-13	2006-04-30	
VANDELOS-1	GCR	480	폐쇄	HIFRENSA	CEA	1972-08-02	1990-07-31	
LEMONI Z-1	PWR	883	폐쇄	ID	WH		1984-04-01	
LEMONI Z-2	PWR	883	폐쇄	ID	WH		1984-04-01	
VALDECABALLEROS-1	BWR	939	폐쇄	ID/CSE	GE		1984-04-01	
VALDECABALLEROS-2	BWR	939	폐쇄	ID/CSE	GE		1984-04-01	

출처 : IAEA 2015

3. 송전망

3.1 스페인 국내 송전망 현황

그림 11 - 스페인 송전망(위) 발전소(아래)현황



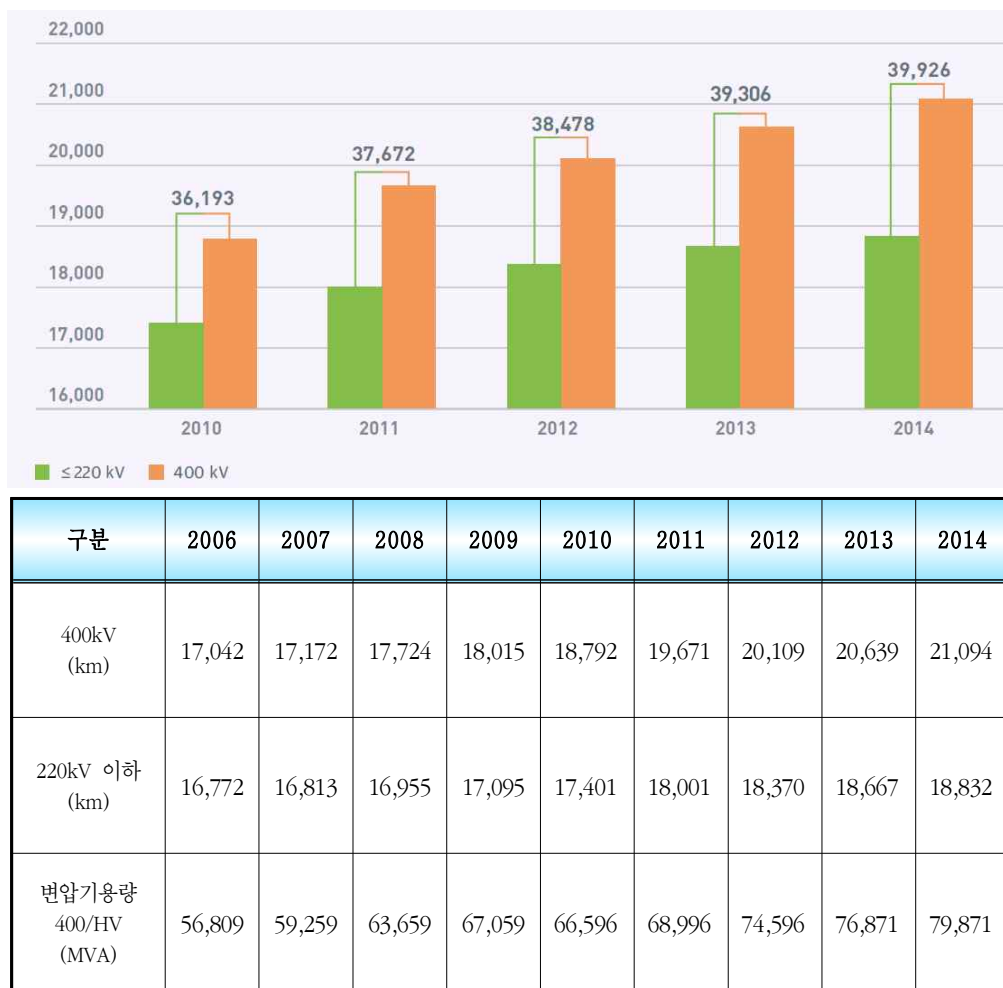
출처 : www.ree.es

출처 : <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Spain/Spain.htm>

스페인의 송전망은 REE(Red Electrica De Espana)에 의해 운영되며, REE는 전력 시장 운영자인 OMEL과의 연계를 통해 송전망의 안정적인 운영을 보장하고 있다. 송전은 200kV이상의 설비를 뜻하며, 스페인 유일의

계통운영자인 REE가 400kV 송전설비의 대부분을 소유하고 있다. 현재 스페인 동부 섬 지역 간 전력망 연결 및 북 아프리카 전력망 연결에 대한 계획을 가지고 있지만, 전력수요가 지속적으로 감소하여 실행에는 다소 시간이 소요될 전망이다.

그림 12 - 스페인 송전망 길이 (km)



출처 : RED Preliminary Report 2014

전력소비 감소에도 불구하고 현재 스페인 송전망은 지속적으로 확장되고 있는데, 이는 신재생에너지 발전소 건설에 따른 것이다. 스페인은 풍력

과 태양광이 모두 우수한 자원으로 향후 신재생에너지 확대에 의한 송전망 건설이 지속적으로 필요하나, 경제 상황 및 전력수요량 감소로 인해 복합적인 문제가 대두되고 있다.

3.2 스페인 국외 송전망 연계 현황

해외 연계선 분야에서는 2008년 11,040GWh 최대 수출을 이룬 이후 지속적으로 감소하여 2014년에는 3,543GWh(잠정치)의 전력을 수출하였는데, 유럽 전체적으로 금융위기 이후 전력 수요가 일시적으로 감소하고 있으며, 스페인 자국 내 생산량 역시 줄어들었기 때문이다.

스페인의 주요 전력거래국가는 프랑스, 포르투갈, 안도라, 모로코를 포함하고 있다.

표 7 - 스페인 국가별 전력 수출입량

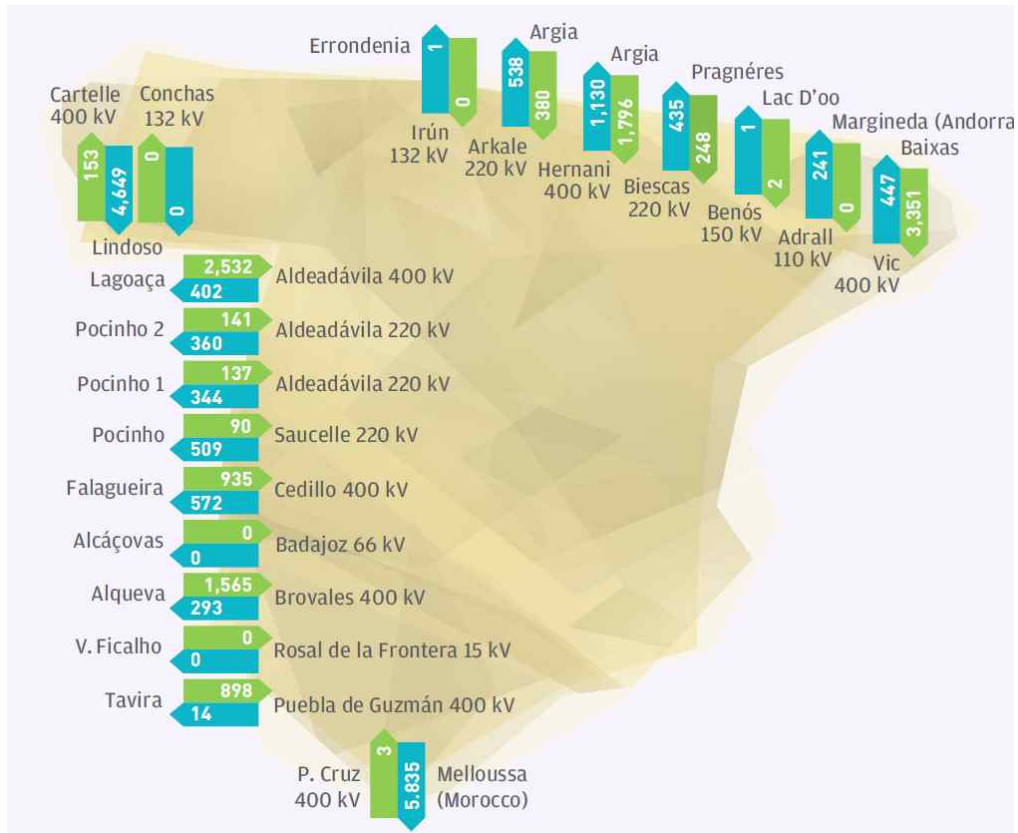
연도	프랑스	포르투갈	안도라	모로코	총합
2006	4,410	-5,458	-229	-2,002	-3,280
2007	5,487	-7,497	-261	-3,479	-5,750
2008	2,889	-9,439	-278	-4,212	-11,040
2009	1,590	-4,807	-299	-4,588	-8,104
2010	-1,531	-2,634	-264	-3,903	-8,333
2011	1,524	-2,814	-306	-4,495	-6,090
2012	1,883	-7,897	-286	-4,900	-11,200
2013	1,708	-2,777	-287	-5,376	-6,732
2014*	3,224	-694	-241	-5,832	-3,543

출처 : RED Preliminary Report 2014

+ : 순수입량 / - : 순수출*

* 2014년 수치는 잠정치

그림 13 - 스페인 전력거래량 (kM)



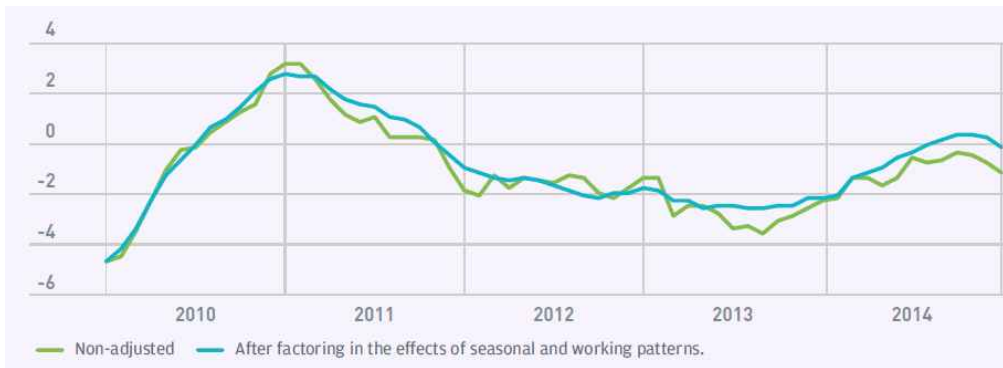
출처 : RED Preliminary Report 2014

4. 전력수급 실적 · 전망

4.1 전력수급 실적 및 전망

스페인 2014년 전력수요는 전년대비 -1.2% 감소하였다. 2010년 3.1% 상승한 이후 지속적으로 하락추세에 있다. 경제 성장률이 지속적으로 하락하여 전력소비 부분에 영향을 주었기 때문이다.

그림 14 - 스페인 연간 전력수요 증가율 추이



연도	GWh	증가율	수정 증가율*
2010	260,530	3.1	2.7
2011	255,631	-1.9	-1.0
2012	252,083	-1.4	-1.8
2013	246,372	-2.3	-2.2
2014	243,486	-1.2	-0.2

출처 : RED Preliminary Report 2014

*수정 증가율 : 계절요인 수정 적용

연간 전력소비량이 줄고 있는데, 경제성장률 및 신재생에너지 지원에 따른 전력요금의 상승이 전력수요를 증가시키지 못하고 있다.

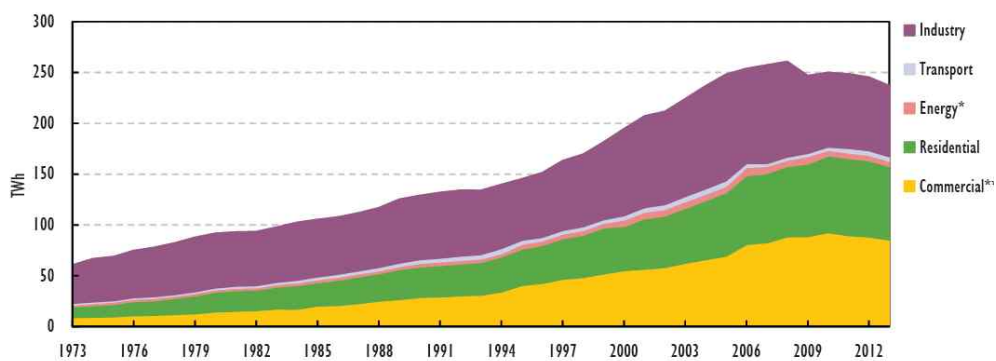
표 8 - 스페인 국가별 전력 수출입량

연도	일자 및 시간(MW)				일간 최대전력			
	하계		동계		하계		동계	
2010	7.9 (13~14)	40,934	1.11 (20~21)	44,122	7.1	816	1.12	903
2011	6.27 (13~14)	39,537	1.24 (19~20)	44,107	6.28	791	1.25	885
2012	6.27 (13~14)	39,273	2.13 (20~21)	43,010	6.28	794	2.8	872
2013	7.10 (13~14)	37,399	2.27 (20~21)	39,963	7.10	761	2.23	808
2014	7.17 (13~14)	37,020	2.4 (20~21)	38,666	7.17	755	2.11	798

출처 : preliminary report (2014.12)

대부분의 서유럽이 그러하듯, 스페인 역시 동계 피크가 발생하는 국가이다. 2014년 순간 최대전력은 2월 4일 20:18 39,948MW이며, 2007년 12월 17일 45,450MW의 14.3% 낮은 수치이다. 그러나 냉방 부분에서 전력사용량이 크게 증가함에 따라 동계와 하계 피크의 차이가 점점 줄어들고 있으며, 향후 동계와 하계 피크는 거의 차이가 없을 것으로 보인다.

그림 15 분야별 전력사용량

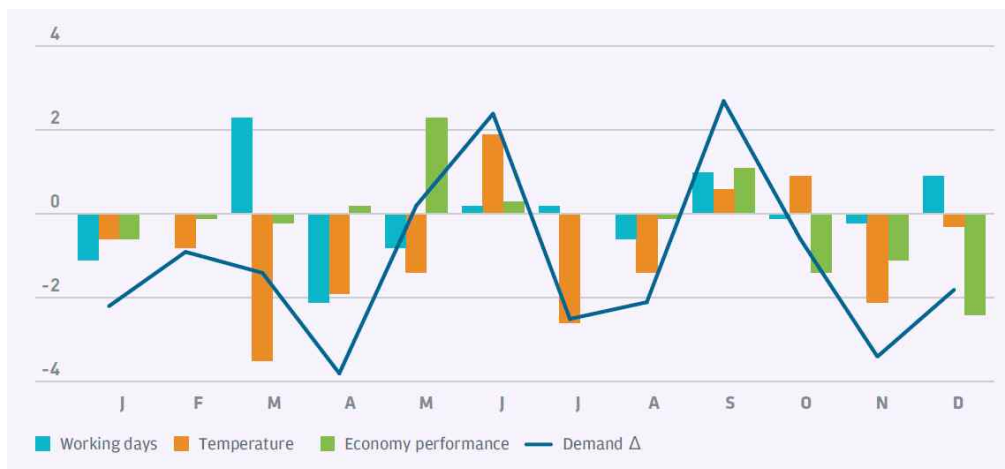


출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

분야별 사용량을 살펴보면, 2013년 기준으로 상업부분(공공부분 및 농
사용 포함)이 35.9%였다. 2003년 36.8%였다. 가정용 부분 소비량은 30.6%
였다. (2003년 33.7%), 산업용은 29.5% (2003년 27.3%)였으며, 2009년
18.5%로 가장 낮은 수치를 기록했다. 에너지 부분(광산, 석유, 가스 채굴
및 정제 포함)은 2.1%, 수송 부분은 1.9%를 차지했다.

2014년도 각 월별 전력소비 영향도를 살펴보면, 기온에 의한 영향도가
매우 크게 나타났으며, 경제 지표들이 5월과 10월 제외하고는 경제가 회복
기미를 보이지 못하고 있다.

그림 16 2014년 월별 소비 패턴 분석



출처 : OMEL Annual Report (2015)

4.2 수급안정 확보를 위한 제도

중단기적으로 스페인 및 이베리안 전력시장에서의 수급안정에는 문제
가 없을 것으로 예상된다. 수요는 유럽 전체적으로 증가추세에 있으나 스페
인은 몇 년 이내에 가스복합, 조력, 태양광 등의 신규발전기 추가건설이 계
획되어 있기 때문이다. 또한, 지속적으로 수급안정을 도모하기 위한 “용량

요금”제도도 마련되어 있다. 용량요금제도는 장기적으로 발전기 신규투자를 유인하고, 중기적으로는 예비력 확보를 위한 장치(“Availability”)가 된다.

이러한 장치 마련에도 불구하고, 2007년 7월 23일 바르셀로나의 대정 전사고가 보여주듯이, 수도권의 부하집중에 따른 수도권의 수급안정성 확보는 상대적으로 어려운 상황이다. 따라서 스페인은 송전망 신규투자 유인책 마련과 함께 송전혼잡처리방안을 강구하고 있다.

III 전기 요금

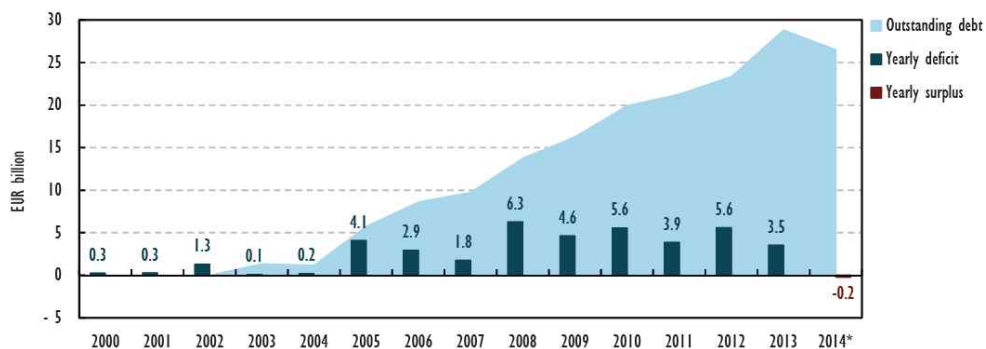
1. 법률 규제

전력시장 개혁을 위한 Act24/2013⁴⁾이 Act 57/1997을 대체하여 2013년 12월에 발효되었다. 이 법령은 최근 전력분야에 대한 규제 제도는 EU 차원에서 매우 중요해지고 있다. 국내 전력시장 부분에 있어 통합 국가 전력시장, 지역 전력시장, TSO의 EU 권고사항을 반영하는 것으로 되어 있다.

2. 요금적자

2001년 이후 지속되는 누적적자로 인한 문제에 대해 스페인 정부는 지속적인 고민을 하고 있다. 2012년 기준으로 200억 Euro (GDP의 2% 규모, 약 27조)에 달하고 있다.

그림 17 2000년 이후 스페인 전력산업 누적적자

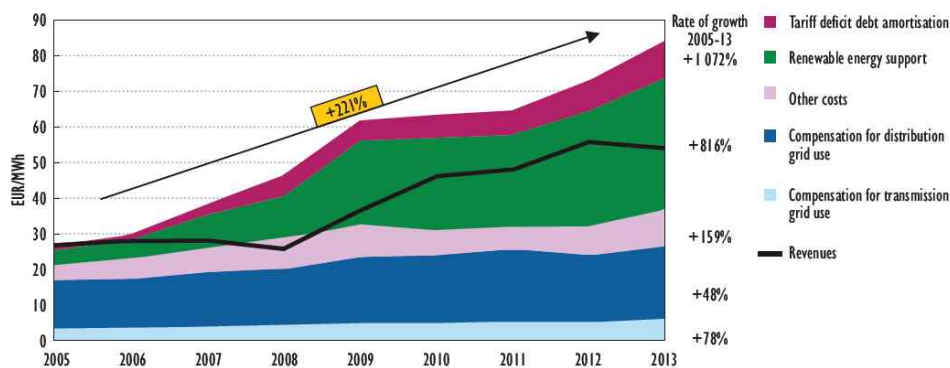


출처 : Spain Ministry of Industry, Energy and Tourism

4) <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-130502-en.php>

2001년 이후로 전력 계통에서 발생하는 비용을 요금이 감당하지 못하면서 누적적자가 발생하였다. 적자 발생 요인은 신재생에너지와 폐기물, CHP, 도서지역에 대한 전력지원, 국내산 석탄 발전소에 대한 보조금 때문이다. 비용에는 연간 누적적자로 인해 발생한 차입금에 대한 상환금까지 포함되어 있다. 2005년 이후 전력산업의 비용은 급속하게 증가되었는데, 이는 신재생설비가 크게 증가했으나, 기저설비인 원자력발전 등이 건설되지 못했기 때문이다.

그림 18 - 2000년 이후 스페인 전력산업 누적 적자 증가율



출처 : Spain Ministry of Industry, Energy and Tourism

2005년 이후 판매 부분의 가격은 현 수준으로 고정되고, 전력 부분의 연료요금 특히 천연가스와 석탄 가격이 급격하게 상승하였다. 2005년부터 2013년까지 매출은 2배 증가했으나, 비용은 3배가 넘었다.

스페인은 대규모 태양광과 풍력에 대한 개발을 시행했는데, 문제는 이 비용이 과도하게 비쌌다. 2008년 법에 의해 태양광은 25년간 1MWh 당 450 EUR (약 60만원, 2008년 환율 기준, 스페인 가정용 전기요금 149.1 EUR/MWh)의 보조금을 지급 받기로 결정되었다. 이로 인해 전력부분의 적자는 더욱 심화되었다.

2003년부터 정부는 전력사업 부분의 부채를 제3자에게 판매하는 것을 허용하였다. 그런데 2005년부터 적자가 심화되자 전력사업 부분의 금융적인 위험까지 제기되었다.

즉 원자력 등 기저전원을 구성하지 못한 상태에서 신재생에 대한 과도한 보조 및 요금 규제로 인해 정상적인 시장 작동에 왜곡이 발생하였다.

2011년 선거 이후, 새로운 정부는 이러한 문제를 해결하기 위해 세법과 다섯 개의 Royal Decree-Law⁵⁾를 2012년과 2013년에 걸쳐 발표하였다.

우선적으로 현재 신재생에너지 보조금 축소, 미래 신재생 보조금 철회, 전력부분의 세금 7% 이상 (수력의 경우 22%), 송전 및 배전 부분의 접속 비용 인하를 단행했다. 이로 인해 약 60억 Euro의 부채가 줄어들었다. 그러나 전력부분의 비용과 수익구조의 불균형은 충분히 해결되지 못하고 있다. 이에 정부는 2013년 7월 전력시장 개혁을 시행한다.

3. 시장집중도

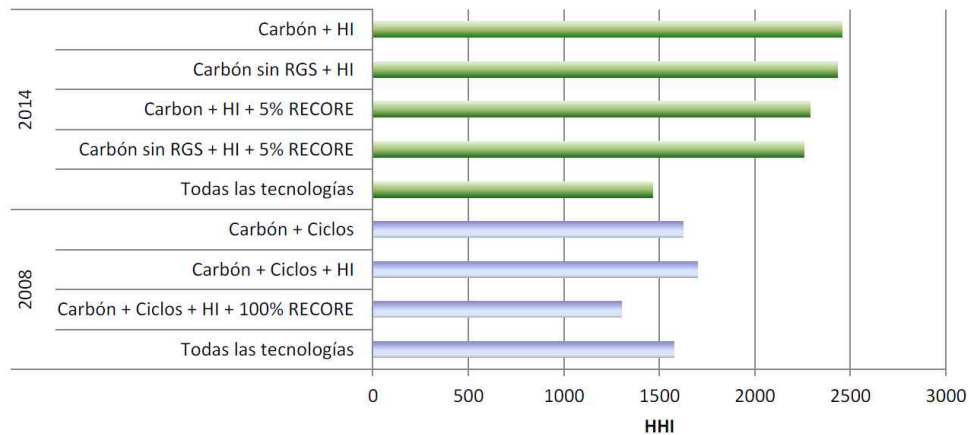
스페인 설비 용량 측면에서 가장 큰 회사는 Iberdrola, Endesa 와 Gas Natural Fenosa가 있다. 그들은 풍력 및 태양광을 제외한 설비 용량의 약 75%를 보유하고 있다. Hidroeléctrica de Cantábrico (EDP)와 E.ON은 각각 설비 용량의 5 % ~ 6 %를 가지고 있다. CNMC는 발전 시장의 시장집중도가 다른 유럽 국가의 아래 또는 중간 수준이라고 발표했다.

최근 신재생에너지 증가로 인해 분산형 전원이 크게 증가하고 있어 향후 시장집중도는 더욱 낮아질 것으로 예상하고 있다. CNMC는 HHI 지수가 2013년에 대략 1,000인 것으로 예상했다.

그러나 시장 가격 결정 발전원을 기준으로 할 경우 HHI는 2,300까지 높아진다.

5) 응급상황에서만 발효될 수 있는 법률로 위회를 거치지 않아 신속한 대응이 가능하다.

그림 19 - 2008년-2014년 시장 집중도 비교



출처 : CNMC - Índices HHI según hipótesis de agrupaciones tecnológicas en el PDBF año 2008 y 2014 (mercado diario + bilaterales en MIBEL)⁶. INFORME DE SUPERVISION DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD Cierre del año 2014

4. 하루전 시장 연동

2013년 5월 13일 이후 MIBEL은 북·서유럽 (NWE) 지역과 하루전 시장이 연동(Coupling)되고 있다. 시장 결합 도입 후, 가용 용량이 거의 70%에서 100%로 증가하였다. 또한, 이전의 시장에 역행하는 가격 신호(수요하락 시 가격 상승)가 대략 9% 정도 발생했는데, 이러한 부분이 사라졌다. 시장 결합은 따라서, 기존 전력 용량의 효율적인 사용을 가능하게 해주고 있다. 높은 신재생 발전의 시간 동안, 가격은 프랑스보다 스페인이 낮다. 반대로, 중앙·서유럽 (CWE) 지역의 도매가격은 스페인의 화석 연료 화력 발전 비용보다 낮다. 이처럼 국가 간 연계는 전력의 효율적인 사용을 가능하게 해 준다. 그러나 현재까지 스페인과 프랑스의 가격 수렴을 보장하기에 충분하지 않다. 2014년 5월 13일부터 9월 30일까지, 가격은 전체 시간의 1.5% 미만으로 동일했다. 그럼에도 불구하고 가격 차이는 MWh 당 1EUR 이상 줄어들었다.

6) 포트폴리오의 실제 양자간 거래 부분이 반영되지 않은 수치임

5. 장중 시장

장중 시장은 여섯 세션(6번 입찰)으로 구성되어 있다. 여기에는 일간 시장(Daily Market)에 참여자 또는 양자 간 계약 수행해야 하는 사업자들이 참여한다. 장중 거래에서 계약을 피하기 위해 계통운영자에 의해 설정된 제한 사항을 준수해야 한다. 하루 전 시장과 장중 시장 가격은 비슷하다. 좋은 실적에도 불구하고, 스페인의 장중 시장의 균형 서비스는 제한을 받는데, CWE와 특히 프랑스에서 호환되지 않습니다. 스페인과는 달리, 프랑스는 여섯 세션이 아닌 지속적인 장중거래 시스템을 채택했다. 신재생통합 비용을 감소시키기 위해서라도 스페인은 국가 간 균형거래를 프랑스 수준으로 개발할 필요가 있다.

6. Balancing Market (균형시장)

균형시장은 2차 예비력 (규제 에너지, 용량) 3차 예비력(에너지), 계약 관리, 수요-공급오차 관리 등의 시장 참여로 이루지고 있다. 즉 균형 서비스의 비용 보존을 위해 설계되었다. 균형시장의 비용은 1 MWh 당 약 5.6 유로이다. 국가 간 거래를 위한 Balit-플랫폼이 2014년 6월부터 시작되었으며, 현재 플랫폼은 TSOs (포르투갈 - 스페인 또는 스페인 - 포르투갈) 사이의 양자 간 거래가 가능하다.

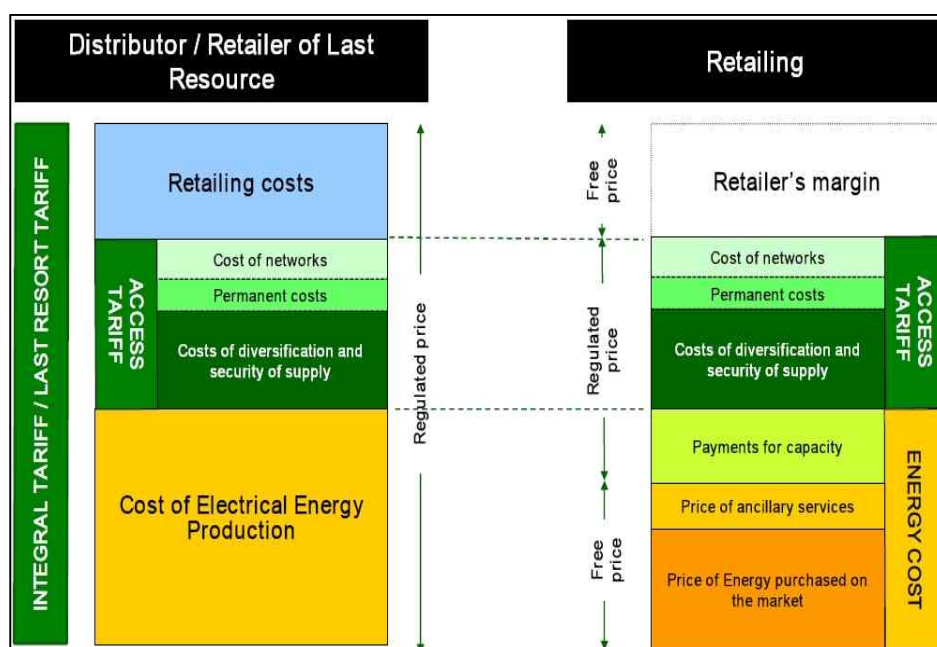
7. 용량요금

도매 시장 설계의 한 부분으로 기존의 발전소는 가용 용량에 따른 용량 요금을 받을 수 있다. 2014년도 용량요금 1억 8천만 EUR(07.EUR/MWh)가 지불되었다. 지불 기준은 표준 GT(Gas Turbine) 발전기이다. 특정 발전원(CCGT, 수력)의 경우 장기 투자에 연결된 다른 용량요금이 적용된다. 이 부분에 대한 지급액은 2014년 약 2억6천만 EUR였다. 그러나 같은 기간에 전력부분의 심각한 과다 설비 문제가 발생하였다. 이에 용량 지불 시스템의 개편 필요성이 대두되었고, 새로운 용량 메커니즘과 Mothballing⁷⁾이 포함된

2015년 5월 발표된 Royal Decree 현재 논의 중이다. 현재 전력의 안정적 공급을 위해 충분한 발전소를 보장할 수 있는 용량 메커니즘에 대한 산업부분의 주장이 있다.

8. 소매가격

그림 20 - 소매요금 구조



출처 : "Electricity Tariff Structure: The Spanish case" - CNE

스페인의 소매 전력시장은 자유 시장 부분(Free Market Segment)과 규제 시장(VPSC) 부분으로 구분되어 있다. 이 전에는 규제 시장부분은 정부에 의해 가격이 결정되는 시장이 었다. ⁸⁾VPSC는 10kW 미만의 사용자를 의미한다. 2014년 9월 기준으로 스페인 소매시장은 2,760만 고객(수용가)을 확보하고 있다. 이중 1,390만 고객이 규제 가격 요금을 적용 받았으며,

7) <https://ideas.repec.org/a/eee/eneeco/v36y2013icp125-134.html>

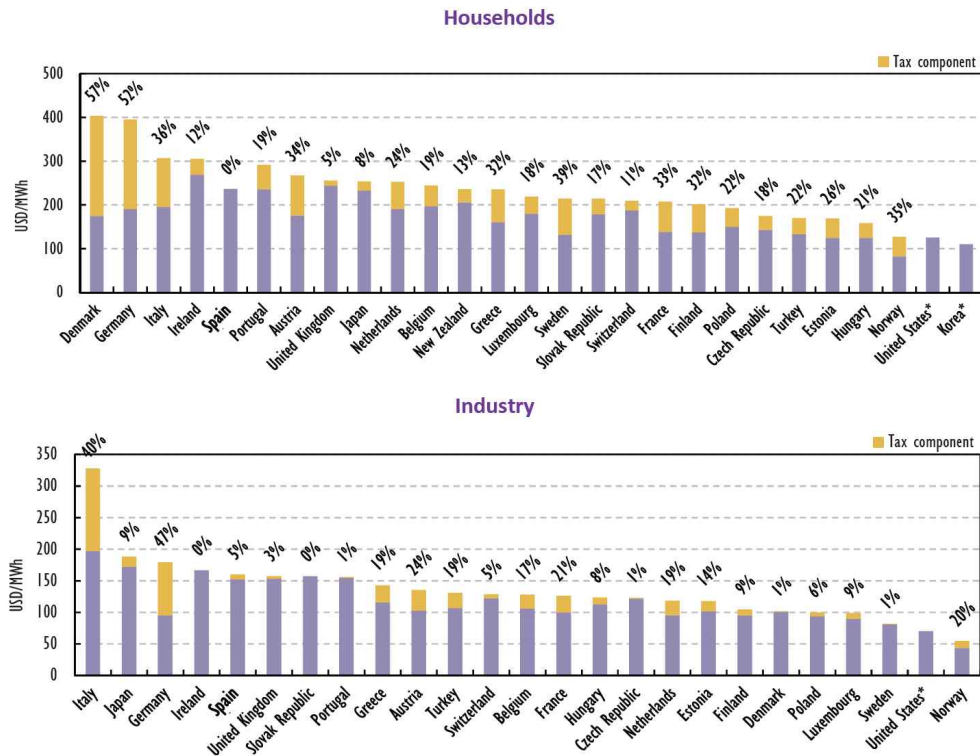
8) 해외전력산업동향 2012 스페인편 참조

1,370만 고객이 시장 가격 요금을 적용 받았다. 2013년 12월, 기준으로 162개 소매업체가 자유 시장 부분에서 활동했다. 이중 Endesa, Iberdrola and Gas Natural Fenosa가 가장 큰 부분을 차지하고 있으나 2012년 72%에서 2013년 67%로 시장 점유율이 하락했다. VPSC (스페인어로 PVPC)는 법에 의해 2013년 5개 소매사업자만이 공급할 수 있다. Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico (EDP), E.ON 이다. E.ON을 제외하고는 다른 모든 업체는 천연가스의 주요사업자이기도 하다. 2014년 이후로 Royal Decree 216/2014(2014. 3. 28)에 따라 총 3명의 사업자가 VPSC 계산 방법을 위한 규제 사업자로 선정되었다. 2013년 소매 시장에서 가장 큰 시장점유율을 차지하고 있는 회사는 Endesa로 전체 고객의 40%, 전력공급량의 37%를 점유하고 있다. 자유 시장 부분의 경우 Endesa가 34%의 전력공급자로 여전히 중요한 위치이지만, Iberdrola가 가장 많은 고객수를 확보하고 있다. (전체 48%) 소매 사업 부분의 경우 주요 업체(Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico (EDP), E.ON)를 제외한 소규모 사업자 비중이 지속적으로 증가하여, 시장 점유율이 2011년 16%에서 현재 21%에 달하고 있다. 그들의 주요 공급 부분은 산업부분으로 2013년 말 기준으로 전체의 30%를 차지하고 있다. 다만 가정용 부분에서는 3%에 불과하다. Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa는 국내 전력시장의 총 90%를 소매 부분에서 공급하고 있다. 소비자 전환 비율⁹⁾이 2009년 5.2%에서 2013년 13%로 꾸준히 증가하였다.

스페인 소매가격은 IEA 기준에 비해 상대적으로 높은 편이며 (그림 21 참조) 지난 10 년 동안 크게 증가하고 있다.

9) 공급업체를 바꾸는 것을 의미

그림 21 - OECD 소매요금 비교 (가정용 - 위, 산업용 - 아래)

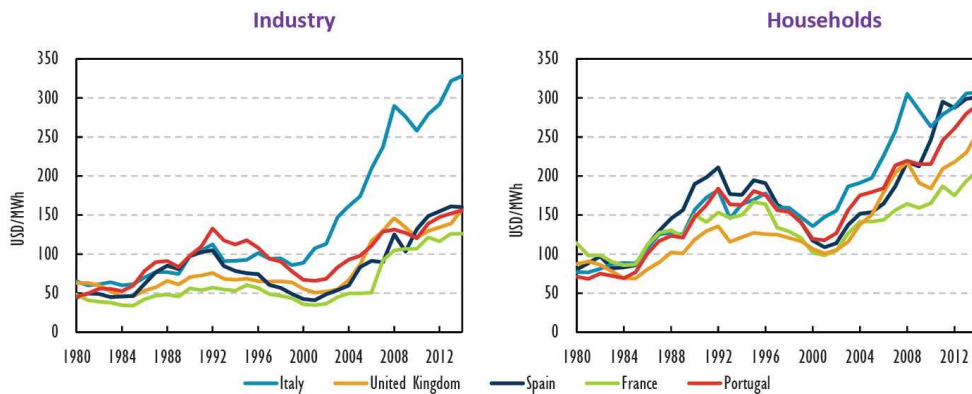


출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015

유럽 통계청(Eurostat)에 따르면, 중간 소득 가구의 연간 평균 전기 가격은 2004년에 EUR 0.1079/kW에서 2014년 EUR 0.2252/kW에서 지난 10년 동안 109%까지 매년 꾸준히 증가하는 추세를 보이고 있다. 특히 2008년에서 2014년까지는 65%로 큰 폭이 증가하였다. 중견 산업의 평균 전력가격은 더욱 급격하게 증가했는데, 2004년 EUR 0.1185에서 2014년 EUR 0.0538/kW로 120%가 증가했으며, 2008년~2014년 사이에는 30% 증가했다. 반면, 스페인 전력시장 도매가격은 2014년 EUR 42.13/MWh에서 2008년 EUR 65.89/MWh로 36% 가량 하락했다. 소매가격은 에너지 에너지, 세금, 접속 사용료로 인해 비용 하락이 반영되지 않았다. 접속 사용료는 송전망에 대한 사용료 지급 및 신재생에너지, CHP, 본토를 제외한 섬지역에 대한 전

력공급, 각종 보조금, 혼잡서비스 비용(interruptibility services)을 의미한다. 이러한 보조금은 2005년에서 2013년까지 지속적으로 상승하였으며, 전술한 바와 같이 급속한 요금 적자의 큰 비중을 차지하고 있다.

그림 22 - 유럽 국가별 소매요금 비교 (1980~2014)



출처 : IEA, Energy Policies of IEA Countries Spain 2015 (500MWh<소비량<2,000MWh)

2013년 8월에서 2014년 9월까지 12개월간을 중심으로 살펴보면, 평균 전기 소매요금의 45%가 에너지 가격이며, 50% 이상이 접속 비용이다. 반면 용량요금은 5% 이하이다. Eurelectric에 따르면, 2012년 하반기 스페인의 가정용 전기 요금에서 에너지와 네트워크 사용 분은 유럽 연합 (EU) 평균 이하였다. 2012년 산업·에너지·관광부는 규제요금을 포함한 최종 소비자 전력가격이 비교국가들에 비해 평균 40% 가량 높았다고 했다. 가정용 전력에 대한 부가가치세는 1995년-16%에서 2010년 7월-18%, 2012년 10월-21%로 지속적으로 상승해 왔다.

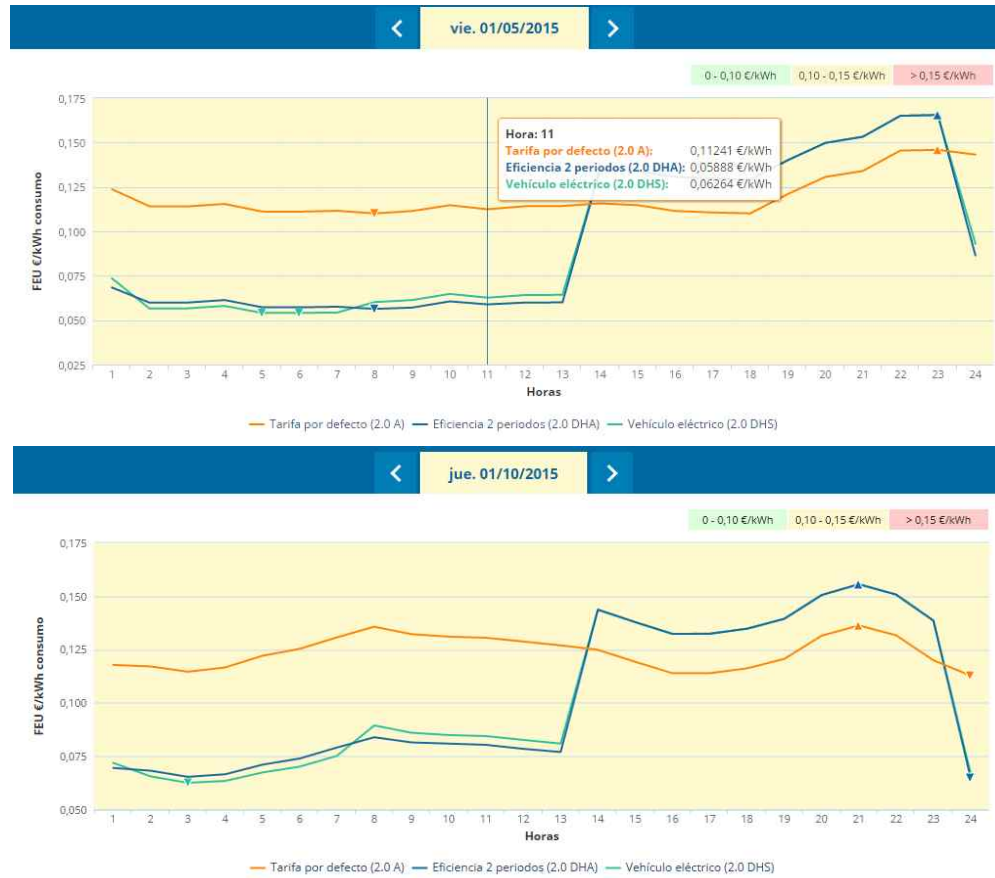
9. PVPC 요금제

가장 최근에 발표된 2014년 9월 스페인 전력시스템에서 2천7백6십만 고객 중 2천5백5십만 고객이 VPSC 요금제(10kW 이하 접속) 이용이 가능했

다. 그러나 1천3백9십만 고객만이 요금을 적용받고, 나머지 1천1백6십만 고객은 Free Market을 선호하고 있다. 2009년 7월 에너지 비용을 보존하는 Last-Resort 요금제가 출시된 이후, 이 요금에 대상이 되는 고객들 중 Free Market 가격을 적용받는 비중이 2014년 9월까지 0%에서 약45%로 증가하였다. CNMC에 따르면, 2014년 9월 전체 전기소비자의 11%가 PVPC 고객이다. 2013년 12월 정부는 10kW 이하 접속 고객에 대한 전력가격 결정 방법론 변경을 결정했다. 2013년 이전까지, Last Resort 요금제는 분기별 Auction (CESUR Auction)에 의해 결정되었다. 그 결과 2014년 1분기 경매 가격이 전 분기에 비해 26%나 상승했다. 이에 정부 및 CNMC는 연단위 Auction으로 변경되었다. 새로운 요금 결정 방법은 현물 도매 시장의 시간별 가격과 연동된 소매가격¹⁰⁾에 의해 결정된다. 이번 조치로 정부의 전력가격의 인위적 개입이 사라지게 되었다. 2014년 4월 1일 발효된 새로운 가격 시스템 (VPSC)은 두 가지 특징을 가지고 있는데 실시간가격은 시간대별 현물 가격을 기초로 사후에 스마트미터 데이터를 기초로 결정되며, 이는 Auction 시스템을 대체한다. 두 번째로 연간 고정가격은 반드시 여러 기업들의 의해 대안적으로 제시되어야 한다는 것이다. 이 결과 VPSC 가격은 낮은 수준을 유지할 수 있었다. Last Resort 가격제도는 3kW 접속 이하의 에너지 빈곤층에 대해 적용되며, 실직자, 아이가 많은 경우, 은퇴자에 경우 해당 대상자가 될 수 있다.

10) 10kW 미만의 소비자는 Smart Meter를 통해 수집된 정보를 바탕으로 결정된 가격에 따라 요금을 부과 받는다. 총 3가지 요금 체계가 있으며, 전기 자동차 부분이 포함되어 있다.

그림 23 - PVPC 요금제 비교 및 계량 데이터 제공



-  Tarifa por defecto (Peaje 2.0 A) – Default rate
-  Eficiencia 2 periodos (Peaje 2.0 DHA) Efficiency 2 periods
-  Vehículo eléctrico (Peaje 2.0 DHS) – Electric Vehicle



출처 : <http://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system/voluntary-price-small-consumer-pvpc>

10. 도매가격

도매가격은 판매업자의 마진을 제외한 가격으로 그림 24와 같이 망요금과 에너지비용으로 이루어지며 이 요금은 MIBEL 전력시장에서 도매전력시장운영기관인 OMEL에 의해 결정된다.

그림 24 - 도매시장 가격 결정 매커니즘



출처 : The Spanish Electricity Market " - OMEL (2012)

최종 도매시장가격은 일일시장가, 기술계약비용, 순동예비력비용, 일간시장가, 기술적운영비용, 용량가격을 포함하고 있으며, 아래 표9에서 보여주듯, 일반적으로 일일시장가가 도매시장가격의 대부분을 차지한다.

표 9 - 도매전력시장 가격 구성 (2013-2014)

	DAILY MARKET		INTRADAY MARKET		SYSTEM ADJUSTMENT SERV.		CAPACITY PAYMENT		TOTAL	
	€/MWh		€/MWh		€/MWh		€/MWh		€/MWh	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Jan	53.21	36.39	-0.01	-0.08	5.21	7.20	7.09	7.00	65.51	50.51
Feb	46.90	18.77	-0.08	-0.12	5.29	7.78	6.95	6.88	59.06	33.32
Mar	28.41	27.90	-0.11	-0.07	7.58	7.02	5.71	5.46	41.57	40.31
Apr	19.33	27.26	-0.02	-0.06	7.55	8.00	5.46	5.28	32.31	40.48
May	44.14	43.13	-0.09	0.00	5.21	4.89	5.36	5.20	54.64	53.22
Jun	42.14	51.95	-0.14	-0.03	5.23	3.60	6.13	6.21	53.36	61.73
Jul	52.25	49.11	0.02	-0.04	2.86	3.37	7.29	7.10	62.42	59.53
Aug	49.01	50.70	-0.02	-0.02	3.79	4.19	4.87	4.47	57.66	59.34
Sep	51.68	59.90	-0.02	0.03	4.19	4.82	5.48	5.23	61.32	69.97
Oct	52.78	56.85	-0.16	-0.02	7.08	6.29	5.39	5.08	65.09	68.20
Nov	43.48	48.57	-0.04	-0.01	7.09	6.14	5.59	5.31	56.12	60.01
Dec	68.58	49.32	-0.03	-0.01	6.23	5.43	6.89	6.90	81.67	61.63
Year	46.23	43.46	-0.06	-0.04	5.59	5.71	6.04	5.86	57.80	55.00
% of FPM	79.98%	79.03%	-0.10%	-0.06%	9.67%	10.38%	10.45%	10.66%	100.00%	100.00%

출처 : Annual Report 2014" - OMEL

전력도매시장 구성요소를 살펴보면 당일 시장에서 거래되는 비중이 가장 높으며, 용량요금은 대략 10% 정도의 비중을 차지하고 있다.

2014년은 2013년에 비해 도매시장 가격이 하락했는데, 특히 2월의 경우 큰 폭으로 낮아졌다. 스페인은 전통적으로 12월 전력시장 가격이 가장 높는데 2014년의 경우 오히려 여름철 도매시장 가격이 더 높은 것으로 나타났다. 이러한 예외적인 패턴의 반복으로 인해 시스템 조정 서비스 비중이 2013년에 비해 약 1%의 증가한 것으로 보인다.

표 10 - 소매시장과 직접계약자에 연동되는 시간대 별 가격 (월별)

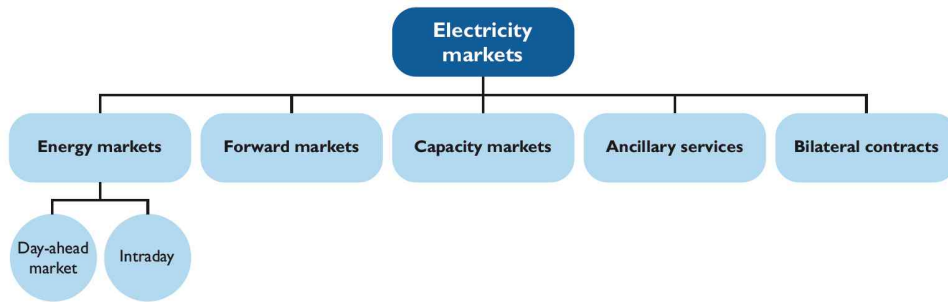
	DAILY MARKET	INTRADAY MARKET	SYSTEM ADJUSTMENT SERV.	CAPACITY PAYMENT	TOTAL
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Jan	36.28	-0.11	7.18	6.56	49.92
Feb	18.57	-0.15	7.82	6.46	32.71
Mar	27.91	-0.09	6.98	4.78	39.58
Apr	27.29	-0.08	7.98	4.65	39.84
May	43.11	0.00	4.89	4.55	52.55
Jun	51.98	-0.03	3.60	5.72	61.26
Jul	49.10	-0.05	3.37	6.73	59.15
Aug	50.70	-0.03	4.19	3.68	58.54
Sep	59.84	0.03	4.81	4.61	69.29
Oct	56.77	-0.03	6.29	4.46	67.49
Nov	48.50	-0.02	6.16	4.65	59.29
Dec	49.24	-0.01	5.44	6.46	61.13
Year	43.60	-0.04	5.69	5.29	54.52
% PFM	79.96%	-0.08%	10.43%	9.69%	100.00%

출처 : Annual Report 2014" - OMEL

11. 도매 시장의 구조와 디자인

스페인 도매 시장은 조직화 된 시장(OMIE, 전력 시장 운영자에 의해 관리되는 현물 시장)과 양자 간 거래되는 비 조직화 된 시장으로 구성되어 있다. OMIE의 시장은 6번의 장중 경매가 있는 하루전 시장이다. 또한, 시장에는 용량 요금과 보조 서비스가 있다. 포르투갈과 하루 전 시장은 2007년 7월에, 북·서유럽지역과는 2014년 5월에 연계되었다. 스페인 도매 시장은 2007년에 개설된 이베리아 전력 시장 (MIBEL : Mercado Iberico de - Electricidad)의 일부이다. 스페인의 OMIE가 현물시장 (일간, 당일 시장)을 관리하고 포르투갈의 OMIP가 선물시장을 관리한다. 두 회사 모두 OMI (Operador del Mercado Iberico, 이베리아 전력시장 운영) 그룹의 소속이다.

그림 25 - 전력시장 구성 요소



출처 : Annual Report 2014” – OMEL

두 개의 전력계통 운영자가 Red Eléctrica de España (REE) 와 Red Eléctrica Nacional (REN) 이 있으며, 계통 안정도와 보조 서비스를 담당하고 있다.

MIBEL의 전력가격은 90% 내지 95%가 단일 가격이 있지만, 계통혼잡이 발생할 경우시장은 스페인어과 포르투갈로 가격을 분할한다. 도매 전력 시장은 5명의 대규모 사업자간의 상당한 경쟁이 이루어지는 시장이며, 각각의 시장 점유율은 15% ~ 24%이다. 양자 간 거래시장은 2007년 이후로 빠르게 성장해 왔으며, 현재 에너지 시장의 26%를 차지하고 있다.

OMIP의 선도시장은 2013년 419TWh가 거래되었다. 거래는 여러 파생상품 (스왑, 선물 및 옵션 등)으로 구성되어 있다. 일곱 브로커와 세 청산소(clearing house)가 활동하고 있다.

일반적으로, 선물가격이 현물 가격보다 높다. CNMC에 따르면, 2013년, 선물 거래에 대한 연간 평균 가격 49.2 EUR/MWh 였고, 평균 현물 가격은 44.2 EUR/MWh였다. 이러한 상대적 가격 차이는 대부분 기저가 부족한

전원구성, 풍력과 태양광 등 신재생에너지 불안전성으로 인한 현물 가격의 높은 변동성에 의해 설명된다. 2013년, 각 에너지원 가격 결정은 석탄이 69%, 가스가 9%, 수력을 포함한 다른 에너지원이 22% 였다.

그림 26 - 전력시장 운영기관의 시장 지배 구조



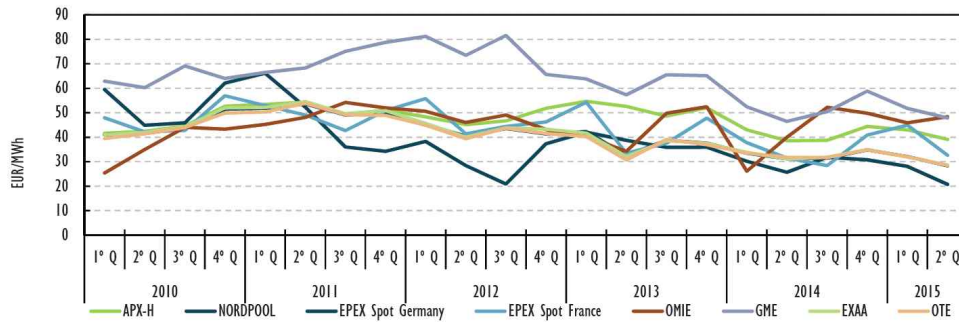
출처 : OMEL holding

시간당 가격을 보면, 도매 가격은 매우 낮은 수준이다. 2013년, “0” EUR이 시간이 5.5% 10EUR 미만인 시간은 9.7% 였다.

이러한 낮은 가격은 열병합 발전소¹¹⁾ 즉시성과 함께 높은 수준의 풍력과 태양광 발전 때문이다. 수요가 감소될 것으로 예상될 때 풍력과 태양광 발전이 전력계통에 병입되면, 주파수 변동 위험이 증가하여, 전력가격은 0 또는 매우 낮은 가격을 보이게 된다.

11) 기동 준비 시간이 짧음

그림 27 - 유럽 시장별 전력시장 가격 비교 (2010-2015)



출처 : OMIE (2015)

12. 스페인 전력 산업의 효율화 도매시장 (2013)

이베리안(스페인, 포르투갈)의 도매 현물시장은 매우 유동적이다. (320개의 구매자와 1,072개의 판매자로 구성) 유럽의 다른 하루 전 시장과 비교해보아도 가격 상승, 하락 폭이 매우 작음을 알 수 있다. 전력시장의 집중화 정도는 2012년과 2013년 중간 정도 수준으로 낮아졌으며, 이는 다른 유럽 국가들과 비교해도 낮은 수치이다.

Special Regime 부분에서 HHI 지수는 2013년 1000 가량이며, 스페인 국내시장의 경우 1,300 정도이다. 스페인 전력시장의 복합발전기, 석탄, 양수 발전의 경우의 2013년 2300 HHI를 기록하였다. 2009년과 비교해서 시장 집중화 정도는 상승했는데 이는 소위 “기타”라고 불리는 Ordinary Regime 시장 참여자의 비율이 4.4%에서 2.3%로 낮아졌으며, 그 이유는 가스 복합 화력 발전 가동이 감소했기 때문이다.

Ⅳ 경쟁도입 현황 및 시장개혁

1. 추진배경 및 역사

1.1 추진배경

1997년 스페인 정부는 1997 전기법(Electricity Act)에 따라 1998년 1월부터 전력시장을 개설하기로 결정하였다. 1995년까지 독점산업이었던 스페인의 전력산업 구조개편은 EU내의 다른 국가들과 마찬가지로 96 EU지침에 따라 시작되었으며, 이는 EU내의 국제적인 전력거래를 위한 공통 규칙이다. 발전소 신설의 자유 허용, 경제 급전에 바탕을 둔 급전 시행, 송전 및 배전계통에 대한 제3자 접속 허용, 전력거래 관련 관리 및 회계의 분리, 계획된 일정에 따라 유자격소비자에 대한 공급 선택권 자유 등에 관한 내용이 포함되어 있다.

1.2 추진경과

스페인은 1994년 12월 30일, 새로운 전기사업법(LOSEN)을 승인하였다. 이후 수직통합형 전력공사를 발전과 배전부문으로 분할하고, 전력산업 규제기구(CSEN : National Electricity System Commission, 후에 CNE로 변경)를 설립하여 전력산업에 경쟁을 도입하였다.

1997년 11월 27일 새로운 전기사업법에 의해 스페인 전력산업 구조개편의 골격이 구체화 되었다. 우선적으로 시장운영자(OMEL)와 계통운영자(REE)를 분리하여 설립하였으며, 1998년 1월 시장이 개설된 이래, 50MW를 초과하는 일반발전기(Ordinary Regime)는 도매전력시장에 의무적으로 참여하게 되었다. Special Regime 발전기나 쌍무계약을 체결한 일반발전기만 시장참여를 면제받을 수 있었는데, 2002년부터는 Special Regime 발전기의 경우에도 50MW를 초과할 경우 시장참여의무가 부과되었다. 발전부문에 이어

소매부분의 자유화도 이어져서 2003년 1월부터 모든 소비자들에게 공급회사 선택권이 부여되었다. 2009년 7월부터는 모든 소비자들이 자유시장에서 자유시장요금을 적용받게 되었으나, 10kW 이하의 계약 전력 고객은 여전히 “last resort tariff”를 선택할 수 있다.

한편, 1998년부터 논의된 스페인과 포르투갈의 통합 전력시장인 이베리아 전력시장(MIBEL)은 2004년에 개설 예정이었으나, 관련 입법 작업 및 정치적 조율과정에서 지지부진하여 여러 번의 연기 끝에 선도시장(OMIP 운영)은 2006년 7월부터, 도매전력시장(OMEL 운영)이 2007년 7월부터 개설되어 운영 중이다.

1.3 2013년 전력시장 개혁

전력 시장 개혁을 위해 2013년 7월 스페인 정부는 전력 시장 법 초안, 7개의 Royal-Decree law 초안, 5개의 장관의 명령을 포함하는 개혁안을 발표하였다. 새로운 규제 정책 핵심은 신재생 에너지, 열병합 발전, 폐기물 기술, 송전, 배전 활동, 자가 소비, 도서¹²⁾지역 계통시스템과 화석 화력 발전에 대한 보조금과 보상 변경이다. 또한 가정용 소비자와 취약 소비자를 위한 Last Resort 요금체계에 소매 전력 가격 계산 방법론 변경, Interruptible demand¹³⁾ 금액 체계를 변경이 포함되어 있다.

이번 개혁 목표는 총 4가지이다.

1. 전기 시스템의 지속 가능성을 보장

자족 : 과거 투자에 대한 합리적인 수익을 허용하는 동시에 전력 시스템의 매출은 전체 시스템의 비용을 충당하기에 충분해야한다.

재무 안정성 : 전력산업의 비용이 증가하거나 수익을 감소시킬 수 있는 모든 규제활동에 대해 경제성 및 금융 안정성 평가 수단을 포함한다.

12) 한국의 도서 개념이 아닌 본토를 제외한 나머지 거대 섬 지역을 의미함

13) 수요시장의 수요자원과 유사한 개념

이를 위해, 정부는 매년 다음 6년간 비용 및 전력계통시스템 수익 예측을 실행한다.

2. 전력 시스템의 비용과 수익 균형

새로운 메커니즘은 네트워크 접속비용과 재생 에너지, 열병합 및 폐기물 발전에서 생산되는 전력 발전을 지원하기 위해 도입된다. 송전 및 배전에서 투자자는 10년 국채 수익률과 200의 베이스스 포인트¹⁴⁾를 더한 투자 수익을 보장받는다. 송전 분야에 대한 최대투자기간은 향후 6년 동안이다.

신재생 에너지, 열병합 및 폐기물 : 사업자는 10년 국채 수익률에 300 베이스스 포인트를 더한 수익을 보장받는다. 수익 기간은 표준발전소 가용 기간을 기준으로 계산된다. 표준화 된 비용은 다른 요인들과의 관계와 기술 항목 및 연도에 따라 다르게 적용되며, 초기 투자금과 가용기간을 제외한 모든 내용은 6년 후 개정된다. 표준 발전소 투자 비용, 도매 시장 수익과 가용 기간 운영비용을 고려, 합리적인 수익을 얻도록 설계한다. 보조금은 전력생산량이 아닌 설비용량을 기준으로 한다. 복귀 설비의 수명에 대해 계산되기 때문에, 기존의 설비에 의해 얻어진 과거 수입 지원은 미래의 값을 결정하기 위해 고려된다. 수익은 현재 가용 중인 설비의 기대 수명으로 기준으로 하기 때문이다. 새로운 전기 법 (Act 24/2013)¹⁵⁾는 송전, 배전 비용을 보존하기 위한 목적의 접속 사용료와 신재생 에너지, 열병합 및 폐기물에 대한 지원과 규제 비용을 보존하기 위한 요금을 구분하였다.

3. 전력 생산 비용을 절감

용량요금(주로 CCGTs)을 감소한다. 잘 사용되지 않는 CCGT에 대해 전력공급의 안전을 위한 엄격한 기준 부여한다. 수요 측 참여 (전원 공급

14) 0.001%

15) <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-130502-en.php>

중단 장치 도입) : 즉시 수요서비스에 대한 보상이 감소되고, 이 수요시장은 경매를 통해 운영한다.

4. 전기 소비자 보호 및 정보공개

사전 경매자로 설정되었던¹⁶⁾ Last Resort 요금은 사후 시장 중심의 소규모 자발 가격(VPSC)으로 대체한다. (Act 24/2013, Royal Decree 216/2014) 취약계층(bono social)에 대한 Last Resort 요금 비중은 새로운 사후 요금과 자격에 따르며, 향후 감소될 것이다. 또한 공급자 전환을 촉진시키며, 소비자 분쟁 해결을 위한 중재 메커니즘을 강화하는 것을 목표로 하고 있다.

스페인 전력산업에서 대규모 적자는 피할 수 없었다. 이는 유럽 몇몇 국가의 사례와도 유사하다. 정부가 소매가격을 통제하고 있는 상황에서 전기요금이 전력계통 시스템의 유지 및 보수비용을 충당하지 못하기 때문에 적자는 피할 수 없다. 또한 스페인의 높은 신재생에너지에 보조금으로 인해 전력부분의 부담을 가중시켰다. (European Commission 2014)

스페인에서, 이전 정부는 적자를 피하기 위한 몇 가지 대책을 가지고 있었다. 간단한 대책은 접속비용 인상이다. 이를 통해 EU의 신재생에너지 목표 달성이 좀 더 수월했을 것이다. 다른 하나는 온실가스(GHG)에 대한 과세(탄소세 포함)이다.

스페인의 전력 시장 개혁은 점진적으로 축적된 요금 적자를 15년 안에 해결하는 것을 목표로 하고 있다. 신용평가기관인 피치는 스페인의 요금 적자가 2013년 284억 EUR에서 2014년 268억 EUR로 떨어진 것으로 보고 있다. 이는 신재생, CHP 부분의 보조금 축소(91억EUR에서 75억 EUR)와 규제 요금 인상으로 인한 수익 증가에 따른 것이다. CNMC에 따르면, 전기 시스템의 단위 비용은 2014년 MWh 당 EUR 77.5로 2013년 MWh 당 EUR 81.4에서 하락(4.8% 하락)하였다.

16) 전력시장 경매에서 제외됨을 의미

1.4 전력시장 메커니즘

현재 전력시장은 전력풀 형태의 도매시장과 파생상품시장, 쌍무계약으로 구성된다. 전력풀은 하루전시장, 보조서비스시장, 일간시장을 포함한다.

MIBEL 전력시장은 아래 그림28과 같이 먼저 파생상품시장과 쌍무계약 체결 이후, 거래 하루전부터 하루전 시장, 보조서비스시장, 일간시장 순으로 개설·운영되고 있다.

그림 28 - MIBEL 전력시장 운영 프로세스



출처 : NUMOPEN 2010"- Electricity Market Optimization

파생상품 시장은 MIBEL 통합전력시장 개설 이후 포르투갈의 OMIP에 의해 운영되고 있다. 파생상품 계약을 체결한 발전기들은 계약에 상응하는 에너지를 발전해야 하는데, 파생상품 시장 운영기관인 OMIP으로부터 상품 인도일 이틀 전에 발전 의무량을 부여받게 되며, 이 정보는 하루전 시장 운영기관인 OMEL에도 통보된다. 모든 발전회사들은 선물계약에 의한 발전량도 하루전 시장에 입찰해야 하며, 이때 입찰가는 0이 된다.

쌍무계약은 발전회사와 유자격 소비자가 쌍방 합의하에 일정한 기간 동안 특정가격에 특정 에너지량을 공급, 수요받기로 계약하는 것으로 하루전 시장 전에 에너지량, 가격, 인도기간에 대해 협상이 이루어진다. 쌍무계약에 의한 에너지량은 하루전시장 입찰에서 제외하게 된다.

한편, 도매전력시장은 스페인의 OMEL이 운영하고 있으며, 하루전시장, 보조서비스시장, 일간시장으로 구성된다. 하루전시장은 1일 전에 입찰을 통하여 이루어지는 시장이며, 1시간단위의 한계가격 결정 및 급전계획을 수립한다. 또한 파생상품 계약과 국제 쌍무계약 및 국내 쌍무계약을 우선 반영하여 거래를 매칭시키고 가격을 결정한다. 이러한 입찰 결과를 바탕으로 기본 운영계획을 수립한다. 전력거래의 대부분은 하루전시장에서 결정된 가격과 거래량으로 정산이 이루어진다. 보조서비스시장은 하루전시장 매칭 프로세스 이후에 이루어지며, 보조서비스시장 입찰에 참여하는 발전기들은 주어진 시간동안 발전기 출력을 증감할 수 있는 운전특성을 가지고 있어야 한다. 일간시장은 거래 당일에 형성되는 시장이며, 거래일 24시간을 6개 세션으로 구분한다. 하루전시장 이후에 수요예측 오차나 계통운영 보조서비스, 계통운영상의 기술적 특성, 기타 여건 변동 등을 반영하며, 최종 거래시간별 발전 계획을 수립한다.

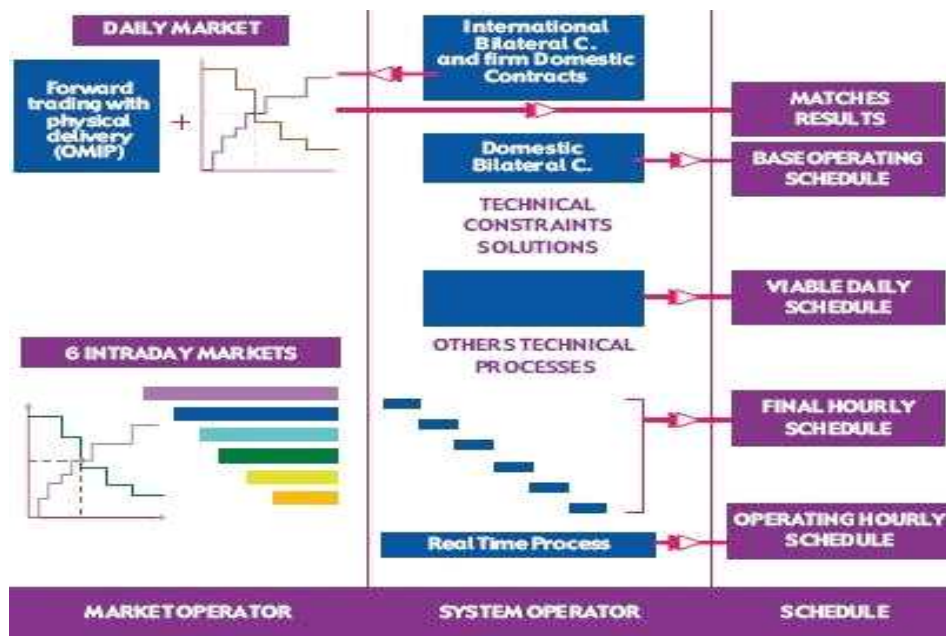
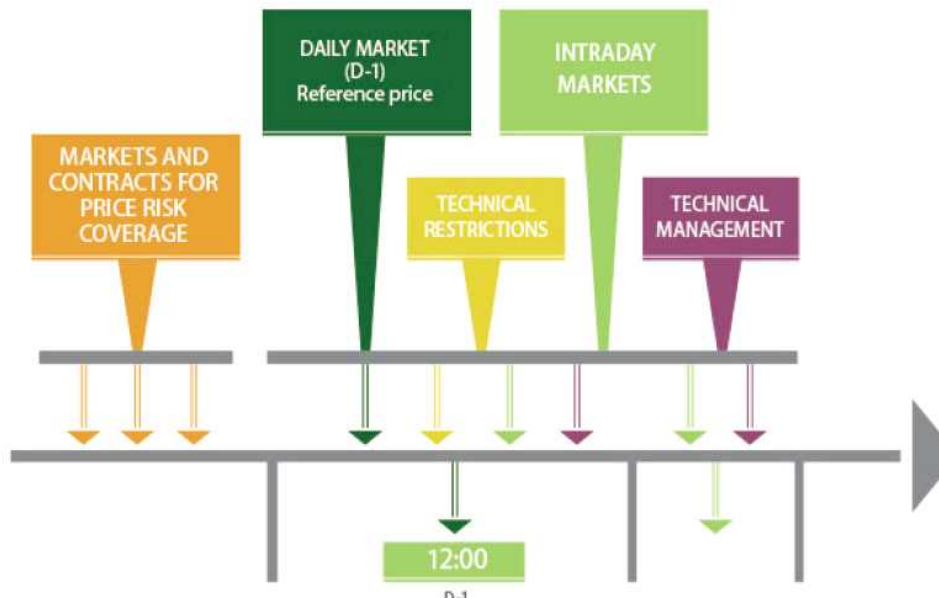


그림 30 - 하루전 시장 및 당일 시장 메커니즘 결정 순서



출처 : "Annual Report 2014" - OMEL

1.5 하루전 시장 입찰 및 가격결정

하루전시장에는 일반발전사업자, 외부대리인, 재판매사업자(Reseller) 및 자가발전사업자가 전력판매 입찰에 참가하고 배전사업자, 재판매사업자, 유자격소비자, 외부대리인이 전력구매 입찰에 참가한다.

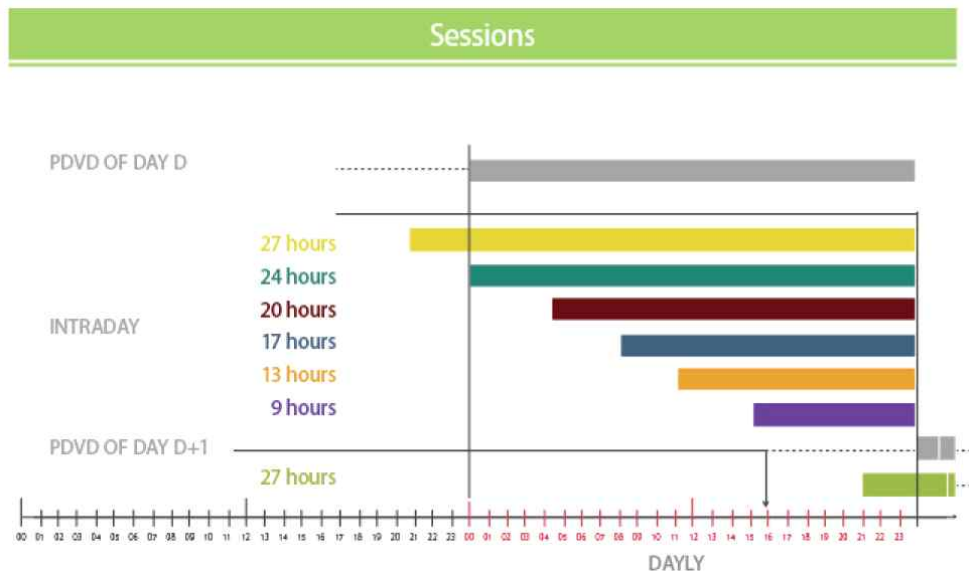
전력판매 입찰에서 발전사업자는 쌍무계약을 맺지 않는 각 발전기별로 발전량 및 가격을 1시간당 1~15개 구간의 전력과 각 구간별 가격으로 입찰한다. 입찰은 단순입찰과 복합입찰로 구분할 수 있는데, 단순입찰은 입찰에 조건을 포함시키지 않는 것이고, 복합입찰은 최소발전량, 최소수입, 계획정지, 증감률 등을 입찰조건에 포함시킬 수 있는 것이다. 전력구매 입찰 역시 1시간당 1~25개 구간의 전력과 각 구간별 가격으로 입찰하며, 우하향 수요곡선으로 구성되는 가격입찰과 비탄력적 수요곡선인 무가격입찰로 구분된다.

거래 1일전 오전 10:00에 입찰을 마감하며, 국제 거래 계약량은 거래 1일전 오전 10:00까지 제출해야 한다. 그 후, 국내 국제 쌍무계약, 자가발전사업자의 발전계획, 판매 및 구매 입찰을 접수받아 오전 11시에 기본운영계획을 발표한다.

1.6 일간시장 입찰 및 가격 결정

시장운영자에게 전력판매 및 구매입찰 제출을 통하여 일일 급전계획의 조정이 필요할 경우를 대비하여 운영하는 것이 일간시장의 목적이다. 일간시장은 매일 최소6개의 일간시장 세션이 개설되며, 판매 및 구매 입찰을 1시간당 1~5개 구간의 전력과 구간별 가격을 입찰한다.

그림 31 - Session 별 가격 결정 시간



출처 : "Annual Report 2014" - OMEL

일간시장 참여대상으로는 하루전시장에 참여가능한 발전회사, 배전사업자, 재판매사업자, 외부대리인, 유자격 소비자 및 거래소에 이미 통보된 쌍

무계약을 보유한 자 등이며, 입찰시 이미 결정된 계통운영 보조서비스 공급량을 만족하도록 입찰해야 되며, 구매입찰은 일일시장에 참여했거나 쌍무계약량이 미리 통보된 경우에만 입찰에 참여가 가능하다. 입찰 방법은 판매입찰 및 구매입찰의 경우, 단순입찰 및 복합입찰을 허용하고 시장운영자가 입찰 접수시간 및 기간을 결정하고 입찰결과를 검증한다. 하루전시장과 마찬가지로 입찰 결과를 바탕으로 매 시간별로 공급곡선과 수요곡선을 작성하여 한계가격을 결정하고, 각 전력판매자의 판매량과 각 구매자의 구매량을 경제성 순위에 의해 할당한다. 일간시장의 매칭결과를 바탕으로 분석을 통해 계통안전도 및 신뢰도를 만족하도록 조정하여 최종발전계획을 발표한다.

1.7 기술적 제약 처리(Solution of Technical Constraints)

하루전 시장 마감 후, 계통운영자(SO)가 일일 기본운영계획을 바탕으로 최대 거래량, 국제간 연계선 운전조건, 품질유지 및 계통안전도 등을 감안하여 운영스케줄의 기술 적합성을 평가한다. 평가 결과, 안정도 요건에 부합하지 않을 경우 하루전시장 입찰 자료의 경제적 우선순위에 따라서 할당된 전력의 기술적 특성을 반영하여 가감하여 조정하는 것이 기술적 제약 처리이다.

1.8 정산

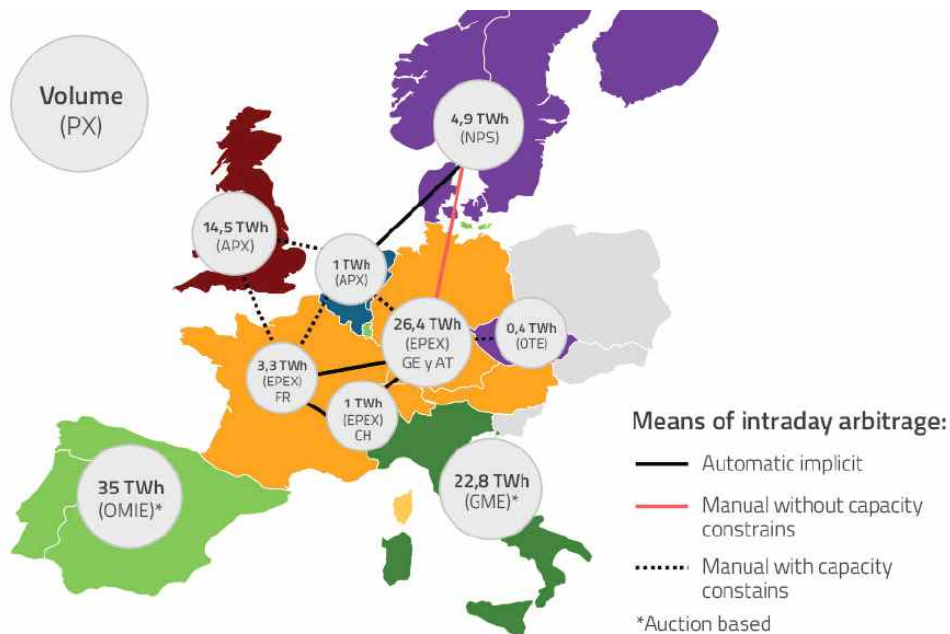
최종가격(Final Hourly Price)은 시장참여자별로 1시간 단위로 결정되며 다음의 요소가 포함된다.

- | | |
|----------------------|--------------------|
| ○ 하루전시장 한계가격 | ○ 일간시장 한계가격 |
| ○ 기술적 제약에 의한 가격/비용 | ○ 용량요금 |
| ○ 2차 규제서비스에 대한 가격/비용 | ○ 최종급전계획 거래편차 보상비용 |
| ○ 2차 전압변동을 경매 비용 | ○ 국제계약에 의해 발생하는 비용 |

거래대금은 매달 15일 10:00 입금 및 10:30 출금하며 매년 12월 15일 이전에 시장운영자는 다음해 1월 1일부터 시작되는 회계연도의 지불일정일 시장참여자에게 제공해야 한다. 이 일정에는 매월의 정산에 상응하는 비용 청구 및 지불기한을 명시한다.

또한 전력시장에서 전력을 구매하는 자는 거래에 대한 재무적 의무사항을 보장할 수 있는 충분한 보증을 제공하여야 하는데, 보증의 불충분 또는 부적절, 보증의 유지 및 갱신 실패 등에 따라 시장운영자가 수용을 거부하여 이루어지는 보증이 실패할 경우에는 전력거래가 차단된다.

그림 32 - 유럽 시장별 하루전 시장 Arbitrage 평균



출처 : "Annual Report 2014" - OMEL

V 주요현안 및 시사점

1. 주요현안

스페인 전력시스템은 OECD 국가 중에서도 에너지원이 매우 다양한 형태를 보이고 있다. 이로 인한 전력공급 안정도는 매우 높으며, 신재생으로 매우 낮은 CO2 배출을 보이고 있다. 특히 국외 송전망 용량이 부족함에도 불구하고 변동성이 높은 상당량의 풍력과 태양광을 유지하고 있다. 하지만 전력시장이 완전한 시장기반이 되지 않았다는 점, 완전한 독립 규제기관이 아니라는 점(한국보다 매우 진보된 형태의 시장임도 불구하고)들은 향후 스페인 정부가 고민해야 될 부분이다.

1.1 요금 적자

2011년 12월 정부의 공식 발표 이래, 전력시장의 재정안정성 문제는 스페인 정부의 오래된 과제 중에 하나였다. 전력수익보다 훨씬 빠르게 증가하는 비용은 2013년 말 GDP의 3%에 달하는 수준에 이르렀으며, 2012년 말까지 구체적인 움직임이 없어 전력시장의 비효율성은 극에 달했다. 2013년 7월 의회는 이에 대한 규제개혁 방안을 제시했으며 2015년 봄 일부 수정된 형태를 제외하고는 현재 전력시장의 균형을 맞추기 위한 각종 조치들이 시행 중이다. 정부는 현재 15년 이내에 이 적자를 해소하겠다는 방침을 세우고 있다.

1.2 시장 구조 및 규제

전력시장 개혁에 따라 새롭게 도입된 용량 시장 및 이에 따라서 Mothballing¹⁷⁾(시범적)으로 CCGT에 대한 적용은 스페인 전력시장 개혁의

17) A practice in which a company keeps equipment in a factory or other production facility in working order but does not use it on a constant basis.

가장 중요한 이슈 중 하나이다. 전력수요감소는 연료 우선순위를 바꾸어 놓았으며, 현재 27GW CCGT 발전기가 2013년과 2014년 905 이상 가동되지 않는 문제를 야기했다. 경제적 측면에서 이번 Mothballing에 적용된 용량 시장은 전력시장 안정도와 경제성을 동시에 고려한 제도이다. CCGT 발전기는 향후 신재생에너지 공급 안정을 위한 보조장치 및 점점 규제가 강화되고 있는 환경 대기질 법규로 인해 폐쇄될 석탄화력 발전소의 대체로 활용될 것이다. 현재의 용량요금제도에서는 전력부분의 안정성 확보도 불분명하며, 비효율적인 시장운영은 불가피해 보인다.

현재 원자력 및 CHP 15GW가 산업에 필요한 전력공급 및 신재생에너지의 보조전원으로 구성되어 있으나, 원자력 발전소의 추가 건설이 매우 어려워 보여 향후 스페인 전력시장의 도매요금 부분은 많은 변동성을 가질 것으로 보인다.

1.3 시장 통합 및 국외 송전망

지난 몇 년간 유럽시장은 전력시장 통합에 대한 큰 진전을 이뤄왔다. 2014년 3월 Iberian 시장이 유럽 시장에 통합되면서 최적의 효율적인 송전 접속이 가능해졌다. 그러나 Intraday와 Balancing 시장 부분에 대한 통합은 여전히 부차적인 문제로 남아있다. 현재 유럽의 하루전 시장과 Balancing 시장과 완전한 통합이 이루어져야만 스페인의 송전망의 효율이 더욱 극대화 될 수 있다. 국외 송전망은 시장 통합, 신재생에너지 시장 통합과 에너지 안보의 필수요소이다. 스페인의 국외 송전망 용량은 여전히 매우 낮은 수준이다. (전체 용량의 4%) 이에 2015년 2월 거의 30년 만에 처음으로 새로운 국외 송전선이 완공되었다. 1.4GW의 Santa Lloaia-Baixas 송전선이다.

This is useful when a company has high operating costs and it would be more expensive to use the facility. Mothballing allows the company to save its expenses and still use the facility when needed (출처 : financial-dictionary)

2. 시사점

2015년도에 IEA는 스페인 정부에 대해 에너지 부분에 대한 권고사항을 발표했으며, 이는 현재 스페인 전력산업에 대한 시사점과 일치한다.

비용·수익 격차에 대해 장기적인 계획을 가지고 지속적으로 해결해야 하며, Electricity Sector Act 24/2013에 대한 투자가 매우 중요하다.

가능한 용량요금 제도는 폐지해야 하며, 단순 지급이 되는 제도들은 가급적 제한되어야 한다. 다만 전력의 안정적 공급을 위한 대책 마련이 병행되어야 한다.

신재생에너지 확대 보급을 위한 효율성 향상이 보장되는 다양한 정책이 필요하며, 대표적으로 원자력과 CHP의 확대, 수요자원과 국외 송전망 개발이 필요하다.

Intraday, Balancing 시장의 효율성 향상을 위해 현재 경매 window 절차를 철회하고, Europe 시장에 연동되는 전력시장 운영이 필요하다.

핵심 송전 시설에 대한 투자가 필요하며, 특히 인접 국가(프랑스)의 국외 송전망 건설은 매우 시급하다. 이를 통해 전력공급의 안정성과 신재생에너지 확대가 가능하며, 시장 통합을 통한 전력시장 효율성 역시 향상될 것이다.

수익-비용 분석과 유럽 송전망 계획에 따라서 스페인 전력 송전망에 대한 장기 투가 계획이 수립되어야 할 것이다.

〈참고자료〉

1. 전력거래소, 해외전력산업동향 2012_스페인
2. CNMC - Electricity Tariff Structure : The Spanish case
3. CNMC - Spanish Energy Regulator's Annual Report to the European Commission 2014
4. CNMC (2014a), Spanish Energy Regulator's National Report to the European Commission 2014,
5. CNMC (2014b), Boletín de indicadores eléctricos de enero de 16. 2015, CNMC, Madrid.
6. CNMC (2014c), Retail electricity market supervision report, December, CNMC, Madrid.
7. EU. Economic Papers 534, European Commission, Brussels.
8. European Commission (2014), Electricity Tariff Deficit: Temporary or Permanent Problem in the
9. European Commission Spain's National Renewable Energy Action Plan 2015
10. IEA, (2015) Energy Policies of IEA Countries Spain.
11. IEA (2015b), Electricity Information, OECD/IEA, Paris.
12. IEA (2015c), Energy Prices and Taxes, OECD/IEA, Paris.
13. IEA (International Energy Agency) (2015a, forthcoming), Energy Balances of OECD Countries, OECD/IEA, Paris.
14. OMEL - Spanish Electricity Market - OMEL
15. OMEL Annual Report 2014
16. OMIE (2015a), Evolución del mercado de energía eléctrica. January 2015, OMIE, Madrid.
17. OMIE (2015b), Evolución del mercado de energía eléctrica. December

2014, OMIE, Madrid.

18. Platts - Power in Europe - (2013, 2014)
19. REE - Spain Transmission Map 2014
20. REE (2014), The Spanish Electricity System, Preliminary Report 2014, REE, Madrid.
21. REE -2011-2015 Business Plan
22. REE- Spanish electricity system 2014E
- 23 . Robinson, David (2013), Pulling the Plug on Renewable Power in Spain, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.