

2015년 해외 전력시장 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Yearly*

유럽

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.

유럽 전력시장동향

I. 전력산업 현황	3
II. 전력수급 경쟁 도입	29
III. 신재생에너지 및 기후변화 대응	42
IV. 주요 현안 및 시사점	52

I 전력산업 현황

1. 전력수요 및 설비현황

유럽(Europe)은 유라시아 대륙의 서쪽 약 1/5을 차지하고 있으며¹⁾, 오세아니아에 이어 세계에서 두 번째로 작은 대륙이다. 바티칸, 모나코 등의 미니국가에서부터 양 대륙에 영토를 걸쳐 있는 러시아까지 54개의 크고 작은 국가가 모여 있으며, 인구는 약 7억 4천만명(2013년)으로 아시아 다음으로 인구가 조밀한 대륙이다. 유럽은 다른 대륙에 비해 일찍부터 산업이 발달하였으며, 특히 서부와 북부지역은 높은 소득 수준과 산업화를 달성하고 있다. 전력 분야 또한 서부와 북부 유럽을 중심으로 발달하였고, 특히 지구 온난화에 대처하기 위한 신재생에너지를 이용한 발전과 배출권 거래가 발달되어 있다. 또한 유럽은 유럽연합(European Union, EU)으로의 통합이 진행되고 있는데, 현재 28개국이 가입되어 있다.

EU는 집행부(European Commission, EC) 주도로 유럽 공동의 에너지 정책을 추진하고 있다. 특히 2015년 2월에는 “에너지동맹 패키지”(Energy Union Package)²⁾를 통해 EU 차원의 중장기적 에너지정책과 전략을 구체화 하였다. EU의 에너지 분야 주요 현안 이슈는 에너지 수요 증가, 에너지 가격변동, 공급 지장, 배출권 영향 등으로, EU는 이에 대응하기 위한 EU차원의 에너지 전략으로 “공급안정성(security of supply) 확보”, “유럽 단일 에너지 시장 구축을 통한 경쟁(competitiveness)강화”, 에너지산업의 “지속가능성(sustainability) 확보”를 제시하고 있다.³⁾ 이에 따라 유럽의 전력시장은 단일한 전력시장과 전력계통을 장기적인 목표로 제시하고 이를 위해, 경쟁영역(발전, 판매)과 비경쟁영역

1) 유럽대륙의 넓이는 10,180,000km²로 지구표면의 2%, 육지의 약 6.8%를 차지한다.

2) 에너지 동맹(EU Energy Union) 구상은 2014년 6월 Jean-Claude Juncker EU 집행위원장이 주요 정책 목표로 정하였으며, EU 집행위 및 전문가 논의를 거쳐 2015년 2월 25일 EU집행위원회가 에너지 인프라 개선과 에너지 시장통합을 골자로 하는 “에너지동맹 패키지”를 발표하였다. 에너지 동맹의 5대 목표는 ①에너지 안보·연대·신뢰, ②EU 에너지시장의 완전한 통합, ③에너지 효율, ④경제의 탈탄소화, ⑤연구·혁신·경쟁력 등이며, 이를 위해 15가지 세부실행계획을 설정하고 있다.

3) EU의 에너지 정책 방향에 관한 세부적인 사항은 http://europa.eu/pol/ener/index_en.htm 참조

(송전 및 계통운영)을 엄격히 나누고 송전운영과 계통운영을 표준화된 계통운영기관(TSO, Transmission System Operator)이 담당하는 형태로 전력산업 구조를 재편하고 있다. 이와 같은 통합과정에는 EU 국가이외에도 노르웨이 등 주변국가도 참여하고 있다.

1.1 발전설비 현황

유럽 전력계통의 전력수요 및 설비현황은 유럽 대부분 국가의 계통운영기관(TSO, Transmission System Operator)¹⁾이 참여하고 있는 협의기구인 ENTSO-E(European Network of Transmission System Operators for Electricity)의 자료를 통해 알 수 있다. 2009년 7월 이전에는 UCTE²⁾(Union for the Coordination of the Transmission of Electricity), Nordel³⁾(Nordic electricity), BALTSO⁴⁾ 등이 있었으나, 현재는 아일랜드의 ATSOI, 영국의 UKTSOA를 포함하여 유럽의 34개 국가 41개 TSO가 ENTSO-E에 가입함에 따라, 동기구는 EU를 대표함은 물론 유럽의 전력산업 현황을 전반적으로 파악할 수 있는 기구로 자리매김하고 있다. 최근에는 UCTE의 전력통계 업무를 통합하여 UCTE와 Nordel, BALTSO, ATSOI, UKTSOA를 아우르는 전력통계자료인 “Statistical Yearbook”을 발간하고 있다.⁵⁾

ENTSO-E 국가들의 발전설비 구성 및 규모 현황은 표 1과 같다.

-
- 1) 대부분 기간 송전망을 소유하고 있어, 송전/계통운영자라고도 함
 - 2) 과거 유럽을 대표하는 광역전력계통운영자 연합기구로, Austria(AT), Bosnia-Herzegovina(BA), Belgium(BE), Bulgaria(BG), Switzerland(CH), Serbia & Montenegro(CS), Czech Republic(CZ), Germany(DE), Denmark 서부계통(DK_W), Spain(ES), France (FR), Greece(GR), Croatia(HR), Hungary(HU), Italy(IT), Luxembourg(LU), Montenegro(ME), Former Yugoslav Republic of Macedonia(MK), The Netherlands(NL), Poland(PL), Portugal(PT), Romania(RO), Serbia(RS), Slovenia(SI), Slovak Republic(SK) 및 Ukraine 서부(UA_W) 등이 가입하여있었다.
 - 3) Denmark , Finland , Iceland Norway , Sweden TSO 참여, 이들 5개국을 Nordic 국가라고도 함
 - 4) Estonia, Latvia, Lithuania TSO 참여
 - 5) ENTSO-E의 확대 출범에 따른 의미와 EU 내에서 이들 기구가 수행하는 역할에 대해서는 전력산업 구조 부분에서 후술

도표 1. ENTSO-E 가입국가의 발전설비 구성

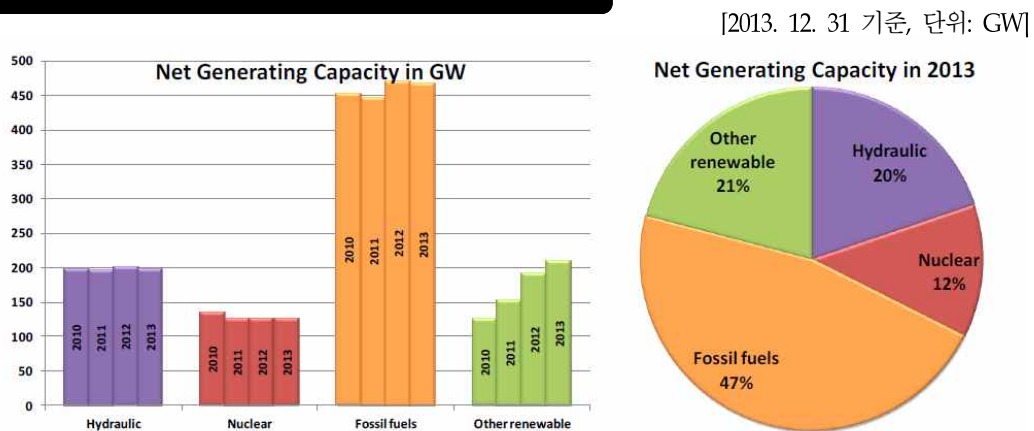
[2013. 12. 31 기준, 단위: MW]

구분	원자력	화력	수력	신재생	기타	계
AT(Austria)	-	7,834	13,350	1,906	74	23,164
BA(Bosnia&Herzegovia)	-	1,570	2,031	-	-	3,601
BE(Belgium)	5,930	7,500	1,430	5,740	-	20,600
BG(Bulgaria)	2,000	6,731	3,161	1,713	-	13,605
CH(Switzerland)	3,278	394	13,770	557	210	18,209
CY(Cyprus)	-	1,478	-	144	-	1,622
CZ(Czech Repulic)	4,040	11,237	2,230	2,402	-	19,909
DE(Germany)	12,068	84,411	10,780	77,360	-	184,619
DK(Denmark)	-	8,887	9	5,969	-	14,865
EE(Estonia)	-	2,361	7	370	-	2,738
ES(Spain)	7,117	47,314	19,333	30,459	63	104,286
FI(Finland)	2,752	9,312	3,168	2,484	21	17,737
FR(France)	63,130	25,576	25,404	13,951	-	128,061
GB(United Kingdom)	9,749	53,287	3,969	7,926	-	74,931
GR(Greece)	-	9,640	3,237	3,985	90	16,952
HR(Croatia)	-	1,788	2,110	301	-	4,199
HU(Hungary)	1,892	6,150	56	476	-	8,574
IE(Ireland)	-	6,176	511	2,052	329	9,068
IS(Iceland)	-	52	1,860	663	-	2,575
IT(Italy)	-	77,104	21,880	25,250	-	124,234
LT(Lithuania)	-	2,620	1,026	427	10	4,083
LU(Luxembourg)	-	509	1,128	142	12	1,791
LV(Latvia)	-	905	1,553	110	-	2,568
ME(Montenegro)	-	220	660	-	-	880
MK(FYR of Macedonia)	-	1,157	503	-	-	1,660
NI(Northern Ireland)	-	5,988	12	1,398	-	7,398
NL(Netherlands)	490	26,759	38	3,873	684	31,844
NO(Norway)	-	1,166	30,819	730	-	32,715
PL(Poland)	-	29,196	2,349	4,045	-	35,590
PT(Portugal)	-	7,306	5,652	4,835	-	17,792
RO(Romania)	1,300	9,490	6,227	3,065	-	20,082
RS(Serbia)	-	5,580	2,959	-	-	8,539
SE(Sweden)	9,363	4,666	16,203	7,151	-	37,383
SI(Slovenia)	696	1,280	1,123	-	-	3,099
SK(Slovak Republic)	1,940	2,801	2,531	802	-	8,074
ENTSO-E	113,677	384,034	190,299	132,925	1,493	1,004,062

출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

유럽에서 발전설비 용량이 가장 큰 국가는 독일이며 그 뒤를 프랑스, 이탈리아, 스페인, 영국(약 91,397MW)¹⁾ 등이 그 뒤를 따르고 있다. 대용량 발전설비를 보유한 5개국은 모두 우리나라보다 발전설비 용량이 크다. 이들 국가 다음으로는 북부유럽의 스웨덴, 노르웨이와 동부지역의 폴란드 등의 발전설비 규모가 크나, 우리나라의 절반에 못 미치는 3천만kW를 조금 초과하는 수준이다.

도표 2. ENTSO-E의 전원별 설비용량 추이



Net Generating Capacity (NGC) as of 31 December 2013 except for Austria, Bulgaria, Switzerland, Ireland, Luxembourg, FYROM, Norway and Sweden as of 31 December 2012

출처: Electricity in Europe 2013, ENTSO-E

ENTSO-E의 설비용량별 전원믹스를 보면 도표 2과 같이 화력이 약 47%를 점유하고 있으며, 원자력이 12%, 수력이 20%, 신재생에너지 20%를 차지하고 있다. 국가별 특징으로는 잘 알려진 바와 같이 프랑스는 원자력 발전소의 비중이 높으며, 독일은 석탄을 중심으로 한 화력발전의 비중이 높다. 화력발전의 연료는 세계적인 추세와 같이 점진적으로 석탄의 비중이 줄고, 천연가스의 비중이 증가하는 경향을 보인다. 북부 유럽지역은 노르웨이, 아이슬란드의 영향으로 수력발전의 비중이 높으며, 발틱지역은 라트비아의 수력비중이 높고 다른 국가는 화력 비중이 높다. 프랑스, 독일, 스페인, 영국, 스웨덴 등 많은 국가에

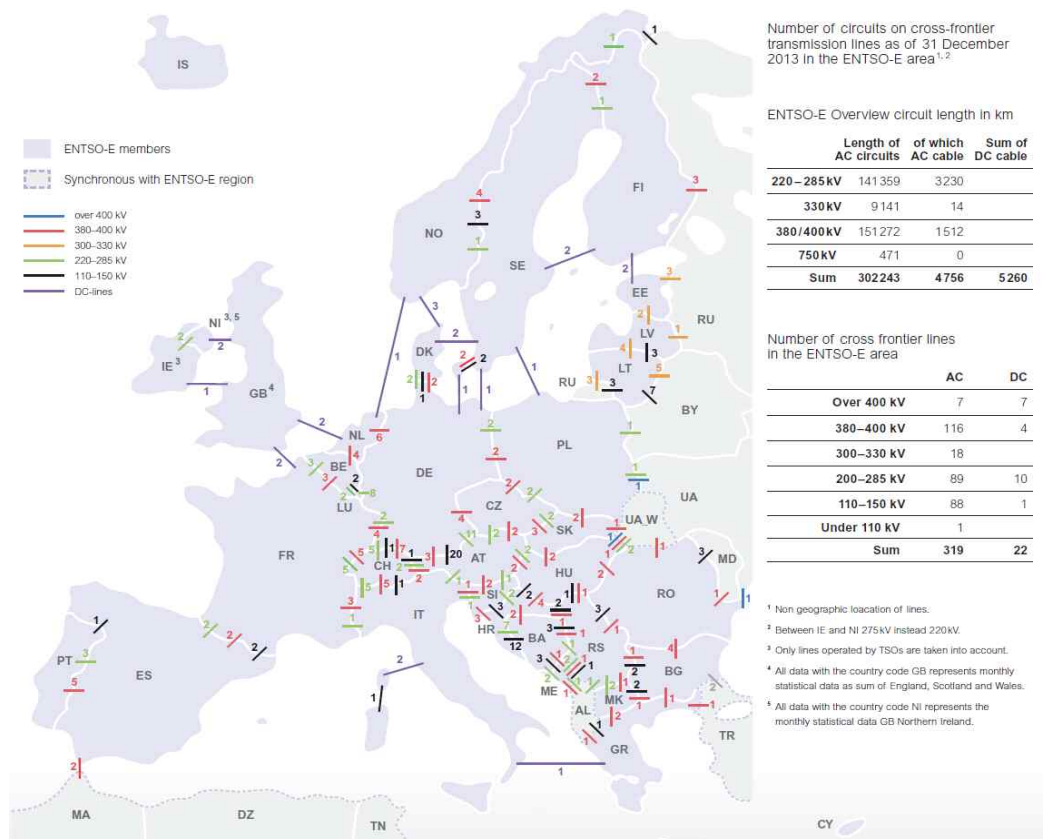
1) 영국(GB), 아일랜드(IE), 북아일랜드(NI) 설비용량의 합계

서 원자력을 보유하고 있는데, 독일 등 몇몇 국가에서는 환경단체의 영향으로 원자력의 비중이 점차 낮아지는 경향을 보이고 있다.

1.2 송전설비

유럽의 송전전압은 국가별로 다소 차이를 보이고 있으나, 주요 기간송전망의 전압은 380kV와 400kV이며, 이외에도 110kV, 132kV, 150kV, 220kV 등 다양한 송전전압이 이용되고 있다. 최고 송전전압은 750kV이다. 220kV-285kV는 141,359 c-km, 380/400kV는 151,272 c-km의 송전선로를 보유하고 있다.

도표 3. 유럽 송전망 정보(2013. 12. 31 기준)



출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

2. 수요 및 발전

2.1 연간 총 수요 및 발전량

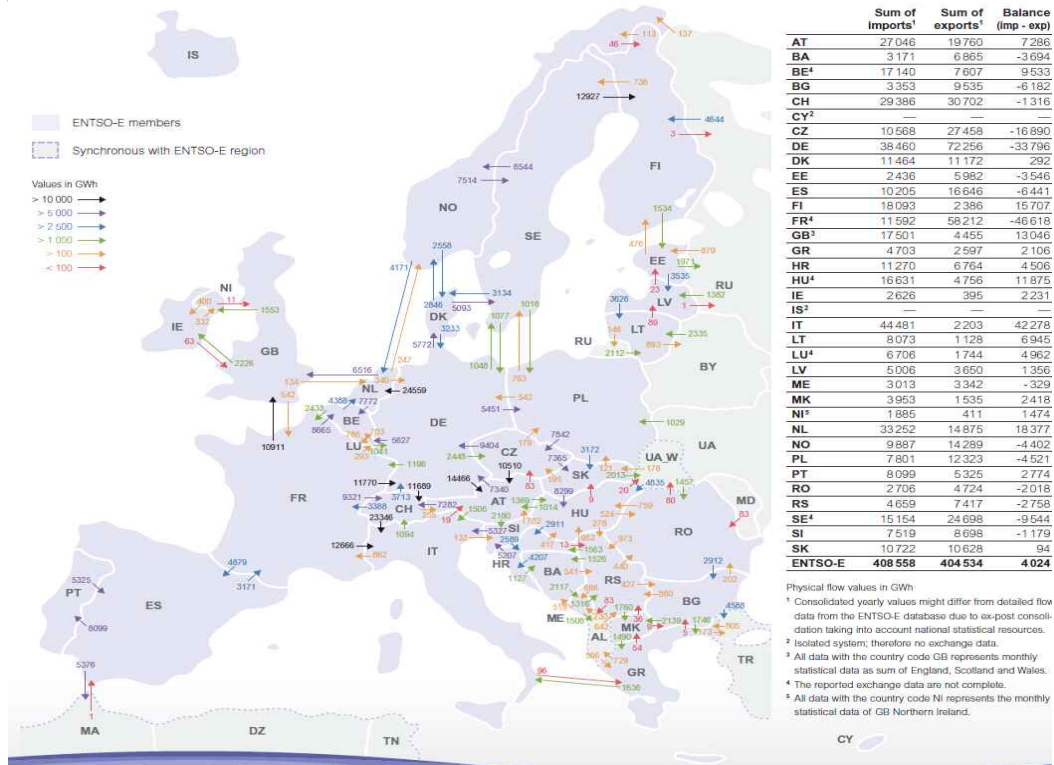
도표 4. ENTSO 가입국의 2013년 연간 총수요 대비 발전량

국 가	연간 총수요 (TWh)	2012년 대비 증가율 (%)	연간 발전량 (TWh)	국 가	연간 총수요 (TWh)	2012년 대비 증가율 (%)	연간 발전량 (TWh)
AT	69.6	0.5	67.7	IS	17.6	3.1	17.6
BA	12.0	-0.9	15.7	IT	315.9	-3.7	276.0
BE	86.2	1.6	78.3	LT	10.6	0.0	4.4
BG	32.2	-0.8	39.5	LU	6.2	-1.6	2.8
CH	64.9	0.1	68.3	LV	7.4	-4.1	6.0
CY	4.2	-11.3	4.2	ME	4.5	15.5	3.9
CZ	62.7	-0.5	80.8	MK	8.0	-5.2	5.6
DE	554.8	-1.2	596.4	NI	8.9	-0.7	7.4
DK	32.4	-5.6	32.0	NL	110.6	-2.9	92.3
EE	8.0	-1.1	11.6	NO	127.8	0.0	134.2
ES	261.9	-1.8	274.6	PL	145.5	0.4	150.9
FI	83.9	-1.4	68.2	PT	49.2	0.2	47.8
FR	495.1	1.2	550.8	RO	52.3	-3.9	54.5
GB	326.3	-2.1	318.5	RS	39.4	-0.5	43.2
GR	49.6	-4.8	47.5	SE	138.7	-2.3	148.8
HR	17.1	-1.3	12.8	SI	12.7	0.2	13.9
HU	39.0	0.3	27.2	SK	26.6	-0.7	27.0
IE	26.0	1.0	24.3	ENTSOE	3,307.9	-0.5	3,354.8

출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

도표 4는 ENTSO-E 가입국가의 2013년 수요와 발전량을 보여주고 있다. 일반적으로 전력수요는 송전손실의 영향으로 발전량보다 약간 작는데, 유럽의 경우에는 국가간 연계와 전력의 수출입이 활발하여 국가별로 수요와 발전량의 차이가 다르며, 수요가 발전량보다 많은 국가도 많이 있다. 그래도 수요가 많은 국가가 일반적으로 많은 발전설비를 보유하고 있으며, 발전설비와 마찬가지로 독일과 프랑스가 가장 많은 수요와 발전량을 보여주고 있다. 2013년의 경우, 양국의 수요와 발전량은 각각 554.8TWh, 596.4TWh와 495.1TWh, 550.8TWh를 기록하고 있다. 그 다음으로 발전량이 많은 국가는 영국(2013년 350.2TWh)이고, 이탈리아(276.0TWh)와 스페인(274.6TWh)이 그 뒤를 따르고 있다. 유럽 국가들은 우리나라 보다 설비용량에 비해 발전량이 작다. 발전설비를 많이 보유한 국가 중에는 프랑스와 독일, 스페인 등이 전력 순수출국이며, 영국과 이탈리아가 전력을 수입하는 국가이다. (도표 5 참조)

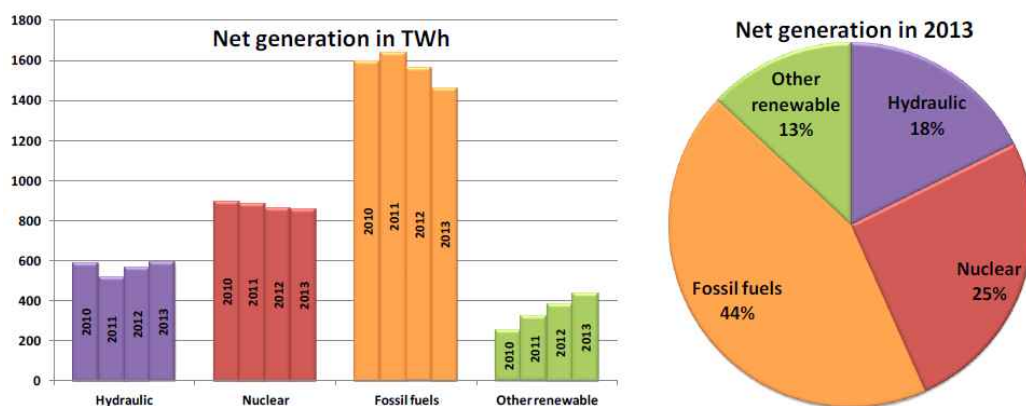
도표 5. ENTSO-E 2013년 전력 수출입 현황(GWh)



출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

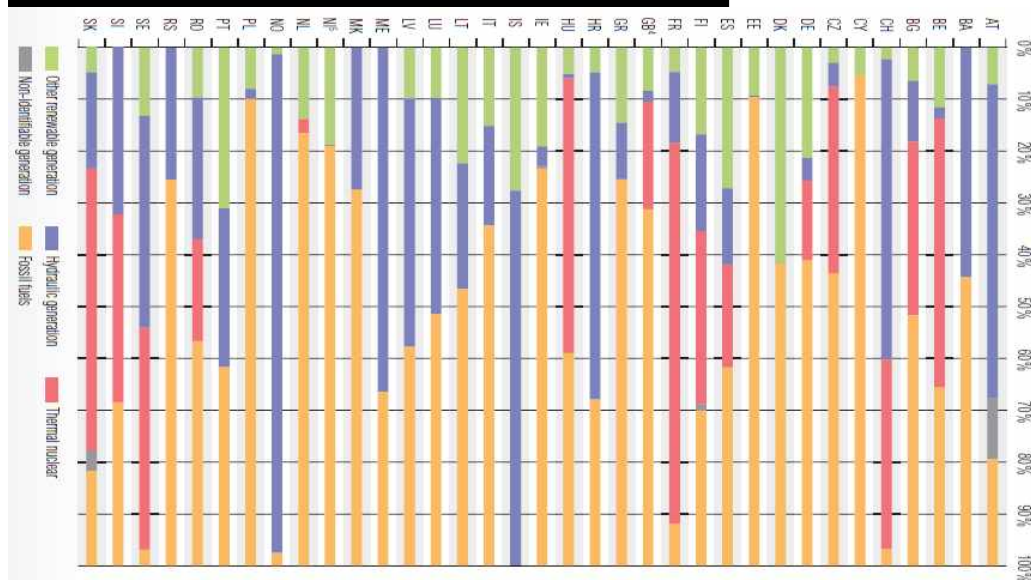
도표 6과 도표 7은 ENTSO-E 가입국가의 2010년~2013년 간의 발전량 추이와 전원구성을 보여주고 있으며, 도표 8은 ENTSO-E 가입국가의 전원별 발전량을 보여주고 있다. 대부분의 국가에서 화력발전의 비중이 가장 높으나, 프랑스는 원자력이 77%, 노르웨이의 경우에는 수력이 75%를 차지하고 있다.

도표 6. ENTSO-E 회원국의 발전량 추이 및 전원구성(2013년도)



출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

도표 7. ENTSO-E 회원국의 발전량 기준 전원구성(2013년)



출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

도표 8. ENTSO-E 가입국가의 전원별 발전량

[2013년, 단위: TWh]

국가	원자력	화력	수력	신재생 (풍력)		미확인	총발전량
AT	0.0	13.9	41.0	4.9	(0.0)	7.9	67.7
BA	0.0	8.7	7.0	0.0	(0.0)	0.0	15.7
BE	40.6	26.9	1.7	9.1	(3.6)	0.0	78.3
BG	13.2	19.1	4.6	2.6	(1.3)	0.0	39.5
CH	24.9	2.2	39.6	1.6	(0.1)	0.0	68.3
CY	0.0	4.0	0.0	0.2	(0.2)	0.0	4.2
CZ	29.0	45.6	3.7	2.5	(0.5)	0.0	80.8
DE	92.1	350.9	25.9	127.6	(53.24)	0.0	596.4
DK	0.0	18.6	0.0	13.3	(11.0)	0.0	32.0
EE	0.0	10.5	0.0	1.1	(0.6)	0.0	11.6
ES	54.1	105.1	40.2	74.9	(55.4)	0.3	274.6
FI	22.7	20.4	12.7	11.5	(0.8)	0.9	68.2
FR	403.7	45.0	75.5	26.6	(15.8)	0.0	550.8
GB	66.1	218.9	6.6	27.0	(26.9)	0.0	318.5
GR	0.0	35.4	5.2	7.0	(3.4)	0.0	47.5
HR	0.0	4.1	8.0	0.6	(0.5)	0.0	12.8
HU	14.4	11.1	0.2	1.4	(0.7)	0.0	27.2
IE	0.0	18.6	0.9	4.7	(4.5)	0.1	24.3
IS	0.0	0.0	12.8	4.9	(0.0)	0.0	17.6
IT	0.0	181.1	52.8	42.1	(14.8)	0.0	276.0
LT	0.0	2.3	1.1	1.0	(0.6)	0.0	4.4
LU	0.0	1.3	1.1	0.3	(0.1)	0.0	2.8
LV	0.0	2.6	2.9	0.6	(0.1)	0.0	6.0
ME	0.0	1.3	2.6	0.0	(0.0)	0.0	3.9
MK	0.0	4.1	1.6	0.0	(0.0)	0.0	5.6
NI	0.0	6.0	0.0	1.4	(1.3)	0.0	7.4
NL	2.5	77.0	0.0	12.9	(5.6)	0.0	92.3
NO	0.0	3.3	129.0	1.9	(1.9)	0.0	134.2
PL	0.0	135.7	3.0	12.2	(5.7)	0.0	150.9
PT	0.0	18.3	14.6	14.9	(11.8)	0.0	47.8
RO	10.7	23.6	14.9	5.3	(4.6)	0.0	54.5
RS	0.0	32.1	11.1	0.0	(0.0)	0.0	43.2
SE	63.6	4.7	60.8	19.7	(9.7)	0.0	148.8
SI	5.0	4.4	4.5	0.0	(0.0)	0.0	13.9
SK	14.7	4.9	5.0	1.3	(0.0)	1.1	27.0
ENTSO-E	857.2	1,461.7	590.5	435.0	(234.7)	10.4	3,354.8

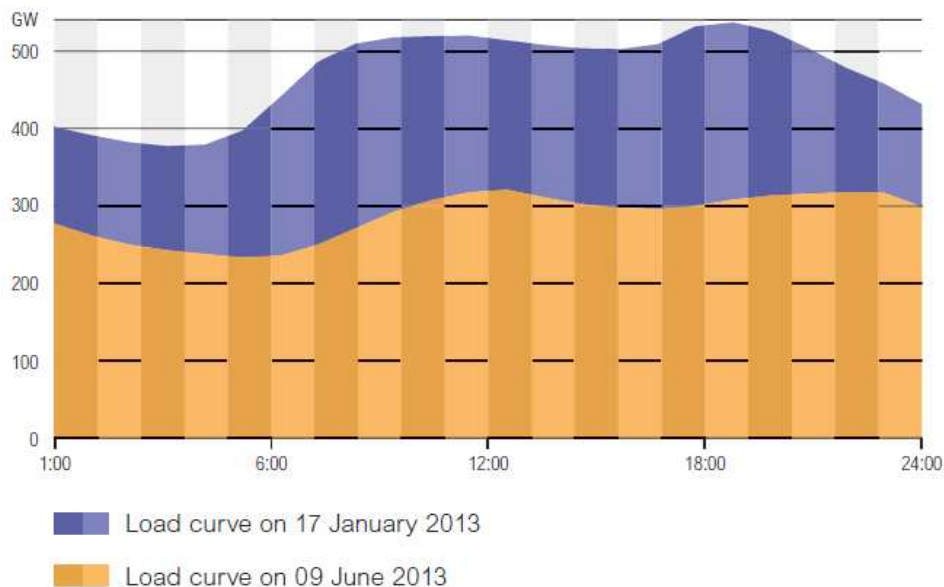
출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

2.2 수요패턴

하루 중의 수요 변화를 살펴보면 근무시간과 저녁시간의 수요가 높으며 심야와 새벽 시간의 수요가 낮다. 이러한 일 부하곡선의 패턴은 우리나라의 경우와도 비슷하나, 우리나라에서와 같은 점심시간대의 급격한 수요감소는 발견할 수 없다. 유럽의 경우는 냉방수요 보다는 난방수요의 영향이 커, 겨울을 비롯한 대부분의 계절에서 하루 중 최대수요는 저녁시간에 발생하고 있는데, 가장 추위가 강한 12~2월에는 저녁 6시경에, 다른 시기에는 좀 더 늦은 시간에 발생하거나 난방을 하지 않는 기간에는 근무시간대에 발생하기도 한다. 수요는 겨울철에 가장 높으며, 이는 우리나라의 경우와 같다. 8월은 가장 낮은 수요를 보여주고 있는데, 이는 여름휴가의 영향으로 보인다. 그러나, 우리나라에서 볼 수 있는 냉방부하에 의한 오후 2시경의 최대부하 발생은 볼 수 없다. 8월 다음으로 수요가 낮은 시기는 난방이 종료되는 4월과 5월이며, 6월과 7월은 냉방부하의 영향으로 수요가 약간 증가하는 것을 볼 수 있다.

도표 9. ENTSO-E 피크시 수요패턴

ENTSO-E load diagram on the days of the highest and lowest load values^{1,2}



출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

3. 최대수요 및 공급능력

도표 10. 2013년 ENTSO 회원국별 최대부하 및 최저부하 기록

	Highest load			Lowest load		
	date	time	value	date	time	value
AT	27.11	18:00	11 441	20.05	04:00	4 607
BA	24.12	18:00	2 074	02.05	06:00	866
BE	14.01	19:00	13 345	28.07	07:00	6 136
BG	09.01	19:00	6 739	12.05	05:00	2 432
CH ²	26.02	11:00	7 937	01.08	08:00	2 453
CY	30.08	15:00	815	02.12	04:00	254
CZ	28.11	17:00	10 093	07.07	06:00	3 952
DE	05.12	18:00	83 102	02.06	07:00	32 473
DK	24.01	18:00	6 109	10.05	21:00	1 088
EE	18.01	17:00	1 425	07.07	04:00	486
ES	22.01	19:00	39 640	01.04	04:00	17 091
FI	18.01	08:00	14 146	23.06	05:00	5 237
FR	17.01	19:00	92 900	11.08	07:00	29 869
GB ³	16.01	19:00	59 440	23.06	07:00	19 989
GR	08.01	19:00	8 764	05.05	14:00	2 224
HR	11.02	20:00	2 813	31.03	04:00	1 105
HU	12.12	17:00	5 863	20.05	06:00	2 661
IE	17.12	19:00	4 491	04.08	08:00	1 722
IS	06.03	12:00	2 258	08.01	14:00	1 551
IT	26.07	12:00	53 976	27.10	04:00	19 124
LT	21.01	09:00	1 810	21.07	05:00	745
LU	13.12	18:00	994	01.01	07:00	373
LV	14.01	16:00	1 380	22.07	04:00	436
ME	11.02	21:00	621	30.09	05:00	196
MK	22.12	18:00	1 527	03.06	06:00	520
NI ⁴	21.01	19:00	1 697	14.07	07:00	503
NL	17.01	18:00	18 457	16.06	06:00	8 257
NO	22.01	18:00	25 229	04.08	06:00	8 558
PL	10.12	17:00	22 680	05.05	06:00	10 206
PT	09.12	21:00	8 322	28.04	08:00	3 470
RO	14.01	17:00	8 312	06.05	06:00	3 456
RS	18.12	18:00	6 930	06.05	04:00	2 352
SE	25.01	09:00	26 737	27.07	06:00	8 696
SI	13.02	19:00	1 984	31.08	07:00	775
SK	17.12	17:00	4 126	07.07	06:00	2 227
ENTSO-E ⁵	17.01	19:00	528 749	09.06	06:00	230 694

출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

유럽 국가들은 대부분 겨울철 저녁시간에 최대수요가 발생하고 있다. 이는 난방수요가 냉방수요보다 큰 것을 의미하며, 도표 10의 회원국 사례에서 보는 바와 같이 이탈리아와 사이프러스만 하계에 최대수요가 발생하고 있다. 대부분의 국가가 자신의 최대수요보다 공급용량이 크나, 벨기에와 마케도니아의 경우와 같은 경우는 자국내 설비용량만으로는 최대수요를 충족할 수 없다. 그러나 유럽은 전력계통이 상호 연계되어 있으므로 공급능력의 적정성을 확인하기 위해서는 협조 운영되는 전력계통 전체의 가용용량을 고려해야 한다. 과거 UCTE의 경우에는 매월 3번째 수요일의 공급용량과 11시 및 최대수요를 기준으로 공급능력의 적정성을 평가하고 있다. 도표 11은 이와 같은 기준에서 2007년 매월의 공급적정성을 보여주고 있는데, 전반적으로 공급능력에 여유가 있음을 알 수 있다. 표 12는 Baltic 국가의 공급능력 적정성을 보여주고 있는데, 대체로 공급능력의 여유가 있음을 보여주고 있다.

도표 11. UCTE 전체의 공급능력 적정성

[단위: GW]

	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
설비용량	624.0	624.7	626.2	627.9	630.0	631.2	633.1	634.8	636.2	637.7	638.7	639.8
불용용량	168.5	175.1	179.4	215.6	214.9	226.7	221.1	228.9	228.3	220.8	208.5	169.8
미사용	103.5	108.4	104.5	120.7	114.1	124.5	128.6	131.6	129.6	130.0	121.9	107.0
예방정비	18.7	22.2	30.1	47.4	56.8	58.2	52.2	55.7	52.8	45.0	39.0	20.0
정지	16.9	15.2	16.3	18.4	14.3	16.6	12.8	14.4	17.6	17.5	18.4	13.5
예비력	29.5	29.3	28.6	29.1	29.6	27.4	27.5	27.3	28.3	28.4	29.2	29.2
가용용량	455.5	449.6	446.8	412.4	415.1	404.4	412.0	405.8	407.8	416.9	430.2	470.0
3주 수요일 11시 수요	359.6	349.4	351.4	317.8	318.2	329.5	332.6	269.0	321.4	329.6	358.8	384.0
잔여용량	95.9	100.2	95.4	94.6	96.9	75.0	79.4	136.8	86.4	87.3	71.4	86.0
월 최대수요 마진	40.7	32.9	19.4	31.7	18.3	15.3	15.2	68.2	24.8	35.1	37.4	31.7
기타 마진	55.2	67.2	76.1	62.9	78.6	59.7	64.2	68.7	61.6	52.2	34.1	54.3

출처: Statistical Yearbook 2007, UCTE

도표 12 Baltic 국가의 공급능력 및 최대수요

[단위: MW]

	Estonia	Latvia	Lithuania	Baltic
발전용량 (2009. 1. 1)	2,258	2,476	4,605	9,339
최대수요 (2008년)	1,479	1,419	1,843	4,741

출처: Annual Report 2008, BALTSO

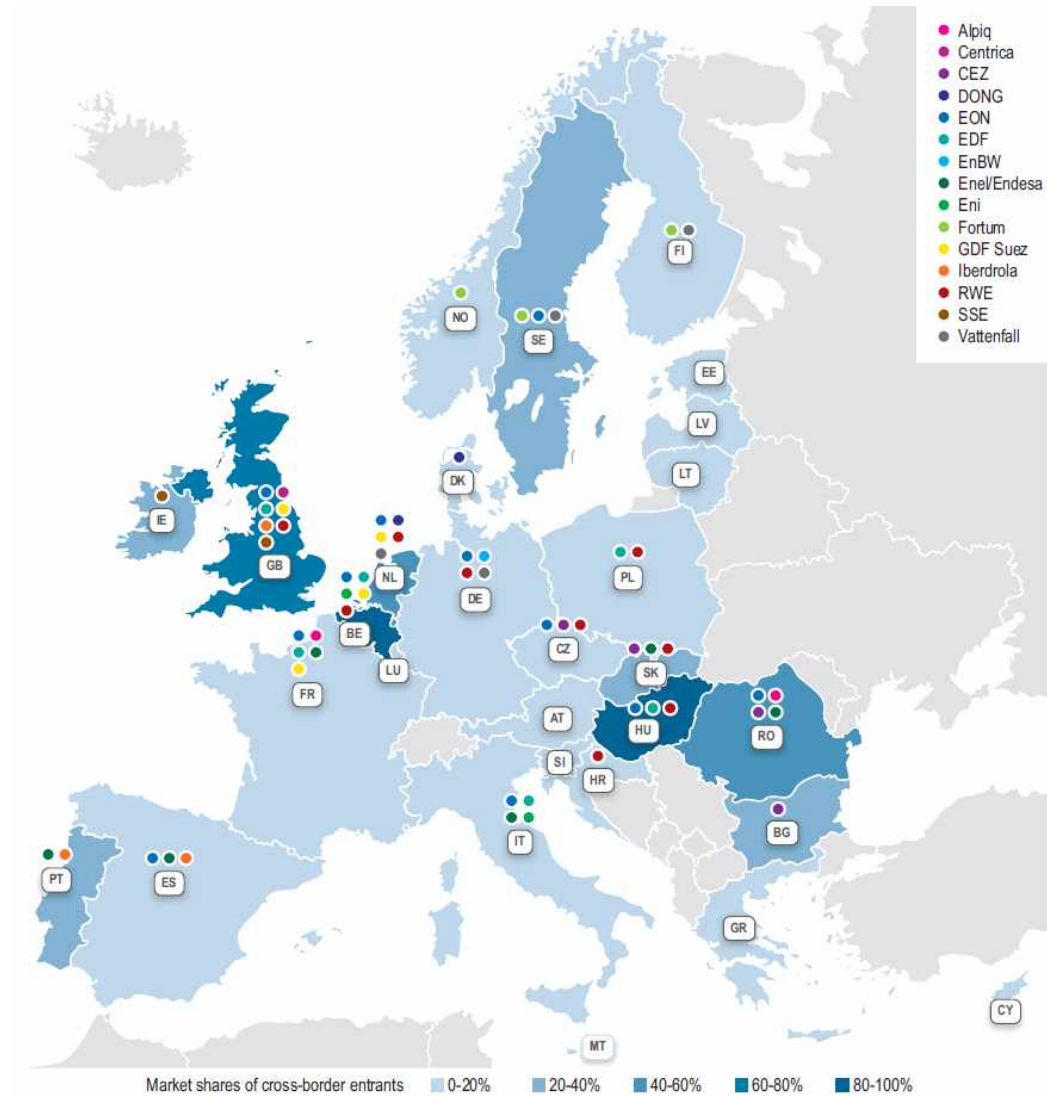
4. 전력산업구조

4.1 발전/판매 및 배전

발전과 판매는 EU의 전력자유화 정책에 따라 다수의 사업자가 경쟁하는 영역이다. 발전의 경우 영국과 같이 최대 사업자의 시장점유율 20%, 상위 3개사의 시장점유율 40%로 시장집중도가 낮은 국가도 있으나, 대부분의 국가는 아직 국내 시장에서의 시장집중도가 높다. 프랑스의 경우 최대 발전사업자인 EDF가 전체 발전량의 85%를 차지하고 있으며, 독일의 경우는 최대 발전사업자인 E.ON의 30%를 포함하여 RWE, Vattenfall 등의 상위 3개사 시장점유율이 75%를 차지하고 있다. 이탈리아의 경우도 최대 사업자(Enel) 및 상위 3개사 시장점유율이 각각 55%와 75%이며, 스페인은 최대사업자(Endesa)가 40%, 상위 3개사 80%를 차지하고 있다. 영국이외에 발전분야의 시장집중도가 낮은 국가로는 노르웨이가 있는데, 상위 2개사(Stadtkraft, Norsk-Hydro)가 38%의 시장점유율을, 나머지는 177개의 소규모 발전회사가 보유하고 있다.

판매분야의 경우, 시장집중도는 국가별로 서로 많은 차이를 보여주고 있는데, 배전분야가 소규모 다수 회사로 구성되어 있는 경우는 낮은 시장집중도를, 배전회사가 소수인 경우에는 높은 시장집중도를 보여주고 있다. 영국의 경우, 60개사 이상이 판매사업 면허를 갖고 있으나, 5% 이상의 시장점유율을 갖는 사업자는 6개사에 불과하며, 상위 3개사가 79%의 시장점유율을 보유하고 있다. 프랑스는 5% 이상을 보유하고 있는 사업자는 EDF뿐이며, 상위 3개사의 시장점유율은 88%까지 이르고 있다.

도표 13. 유럽의 주요 전력회사(2013년 기준)



독일의 경우에는 배전회사만 950개사가 있어, 판매사업 면허를 갖고 있는 사업자는 1000여개를 상회하고 있고, 상위 3개사의 시장점유율이 50%로 낮은 시장집중도를 보여주고 있다. 독일에서 시장점유율 5% 이상을 점유하는 사업자는 3개사이다. 이탈리아의 경우

도 170개사에 이르는 배전사업자로 인해 시장집중도는 낮은 수준이며, 시장점유율 5% 이상의 판매사업자가 6개사, 상위 3개사의 시장점유율은 35%이다. 스페인의 경우는 상위 3개사의 시장점유율이 85%로 높은 시장집중도를 보여주고 있다. 배전회사와 분리된 판매회사는 영국의 경우 66개사, 프랑스에서는 15개사, 독일 100개사, 이탈리아 270개사, 스페인 62개사가 있으며, 다른 대부분의 국가에서도 대부분 다수의 배전회사와 분리된 판매회사를 갖고 있다.

배전회사는 망사업자로 지역적으로 독점권이 인정되고 있다. 대부분의 배전회사가 판매사업을 겸하고 있으나, 경쟁부분에 미치는 영향을 차단하기 위해 독립성 확보를 위한 조치를 취하고 있다. 영국, 이탈리아, 스페인, 스웨덴 등은 법적으로 분리되어 있으며, 프랑스는 기능분리, 독일의 경우에는 회계적으로 분리되어 있다. 노르웨이의 경우에는 법적 분리와 회계분리가 혼재되어 있다. 2007년 7월에는 최소한 법적 분리를 요구하는 결정이 이루어져 국가별로 진행되고 있다.

4.2 송전 및 계통운영사업자

일반적으로 유럽국가에서는 계통운영기관(TSO, Transmission System Operator)이 기간 전력계통 및 실시간 균형시장(Balancing Market)의 운영이라는 핵심적인 역할을 수행하고 있다. 대부분 송전망을 소유하고 있어 이를 운영하는 사업을 함께 하고 있으나, 오스트리아(1개사 제외), 룩셈부르크, 라트비아, 폴란드, , 사이프러스 등은 송전망을 소유하고 있지 않다. TSO는 대부분의 국가에 1개사가 있으나, 오스트리아, 독일, 영국 등은 지역별로 다수의 TSO가 존재한다. 유럽연합 가입국가 및 노르웨이 등의 TSO들은 전력계통운영에 있어서의 협력과 통합된 전력시장을 도입하려는 EU의 정책을 구현하기 위해서 기존의 협력기구인 UCIE, Nordel, BALTSO, ATSOI, UKTSOA, ETSO 등을 통합하면서 ENTSO-E를 2007년 7월 출범시켰다.

도표 14. ENTSO-E 회원국 및 가입 TSO

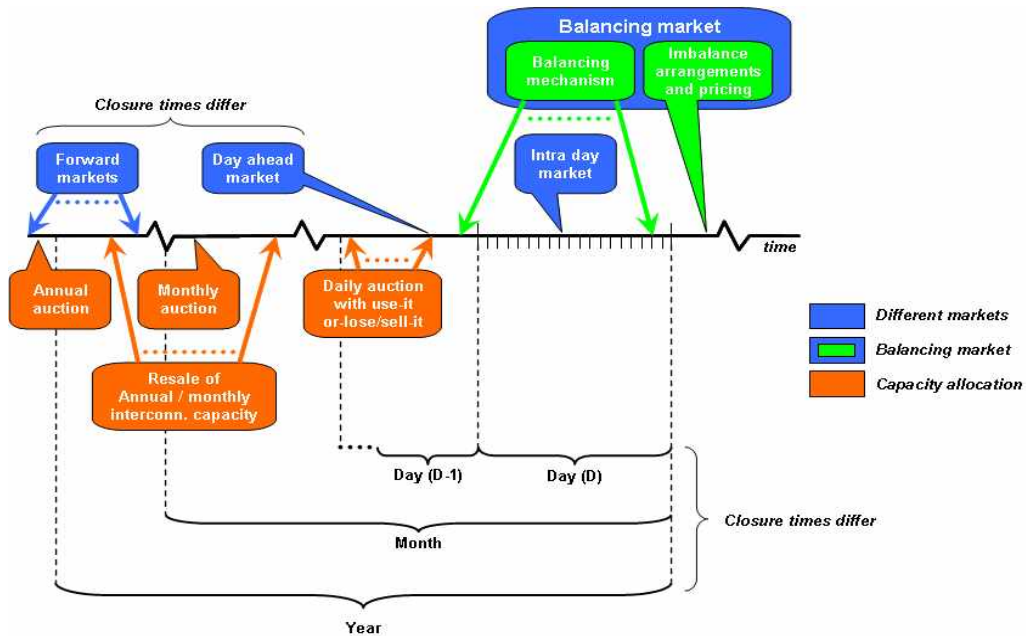
AT	Austria	APG VUN	Austrian Power Grid AG Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
BA	Bosnia-Herzegovina	NOS BiH	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
BE	Belgium	Elia	Elia System Operator SA
BG	Bulgaria	ESO	Electroenergien Sistemen Operator EAD
CH	Switzerland	Swissgrid	Swissgrid ag
CY	Cyprus	Cyprus TSO	Cyprus Transmission System Operator
CZ	Czech Republic	ČEPS	ČEPS, a.s.
DE	Germany	TransnetBW TenneT GER Amprion 50Hertz	TransnetBW GmbH TenneT TSO GmbH Amprion GmbH 50Hertz Transmission GmbH
DK	Denmark	Energinet.dk	Energinet.dk
EE	Estonia	Elering AS	Elering AS
ES	Spain	REE	Red Eléctrica de España S.A.
FI	Finland	Fingrid	Fingrid OyJ
FR	France	RTE	Réseau de transport d'électricité
GB	United Kingdom	National Grid SONI (NI) SHE TL SPTransmission	National Grid Electricity Transmission plc System Operator for Northern Ireland Ltd Scottish Hydro Electric Transmission Ltd Scottish Power Transmission plc
GR	Greece	IPTO	Independent Power Transmission Operator S.A.
HR	Croatia	HOPS	Croatian Transmission System Operator Ltd
HU	Hungary	MAVIR Zrt.	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság
IE	Ireland	EirGrid	EirGrid plc
IS	Iceland	Landsnet	Landsnet hf
IT	Italy	Terna	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA
LT	Lithuania	Litgrid	Litgrid AB
LU	Luxembourg	Creos Luxembourg	Creos Luxembourg S.A.
LV	Latvia	Augstsprieguma tīkls	AS Augstsprieguma tīkls
ME	Montenegro	CGES AD	Crnogorski elektroprenosni sistem AD
MK	FYROM	MEPSO	Macedonian Transmission System Operator AD
NL	The Netherlands	TenneT NL	TenneT TSO B.V.
NO	Norway	Statnett	Statnett SF
PL	Poland	PSE	PSE S.A.
PT	Portugal	REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RO	Romania	Transelectrica	C.N. Transelectrica S.A.
RS	Serbia	EMS	JP Elektromreža Srbije
SE	Sweden	Svenska Kraftnät	Svenska Kraftnät
SI	Slovenia	ELES	Elektro Slovenija d.o.o.
SK	Slovak Republic	SEPS	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a.s.

출처: Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E

4.3 전력시장

유럽은 국가별로 서로 다른 여건을 감안하여 점진적으로 하나의 시장을 구성하기 위해 준비 중이다. 그림 15는 유럽의 일반적인 전력시장에서의 거래주기별 시장의 형태를 보여준다. 월별 또는 연도별 계약은 장외시장에서 선도계약으로 처리되며 거래의 대부분이 이에 해당한다. 계약 물량의 일부는 PX(Power Exchange)¹⁾의 일일전시장을 통해 거래된다. PX에서의 일일전시장이 종료되고 실시간균형(Balancing)시장이 시작되기 전에 대부분의 국가에서는 intraday 시장을 열어서 도매시장과 실시간 시장의 차이를 줄여주고 있다. 국가 간 거래를 위한 송전용량은 주로 연간 또는 월단위로 거래되며 일부는 일별로 입찰을 통해 결정된다. 그러므로 입찰에서 낙찰받은 구매자가 송전망을 이용할 권리를 갖는다.

도표 15. 주기별 전력거래 형태



출처: Balance Management Harmonisation and integration 4th report

1) “전력거래소”로 번역될 수 있으나, 우리나라의 전력거래소와 차이가 있으므로 영어 원문을 살림. 우리나라의 전력거래소는 TSO(송전망 사업제외)와 PX의 결합된 형태이다.

4.3.1 도매전력거래와 PX

도매시장에서는 대부분의 물량이 장외시장에서 거래된다. 그러나 장외 시장의 경우 거래 비용이 증가하는 단점이 있어서 이를 해결하기 위해 자연스레 PX가 설립되었다. 대부분의 PX는 일일전시장¹⁾을 기본으로 선도 및 선물 파생상품의 거래시장을 운영한다. PX의 현물시장(일전 시장)을 통해 거래되는 물량은 일반적으로 많지 않지만(도표 16 참조), PX가 제공하는 시간별 가격은 선도계약 등에 참고할 수 있는 가격을 제공한다.

도표 16. PX 현물시장 거래비중

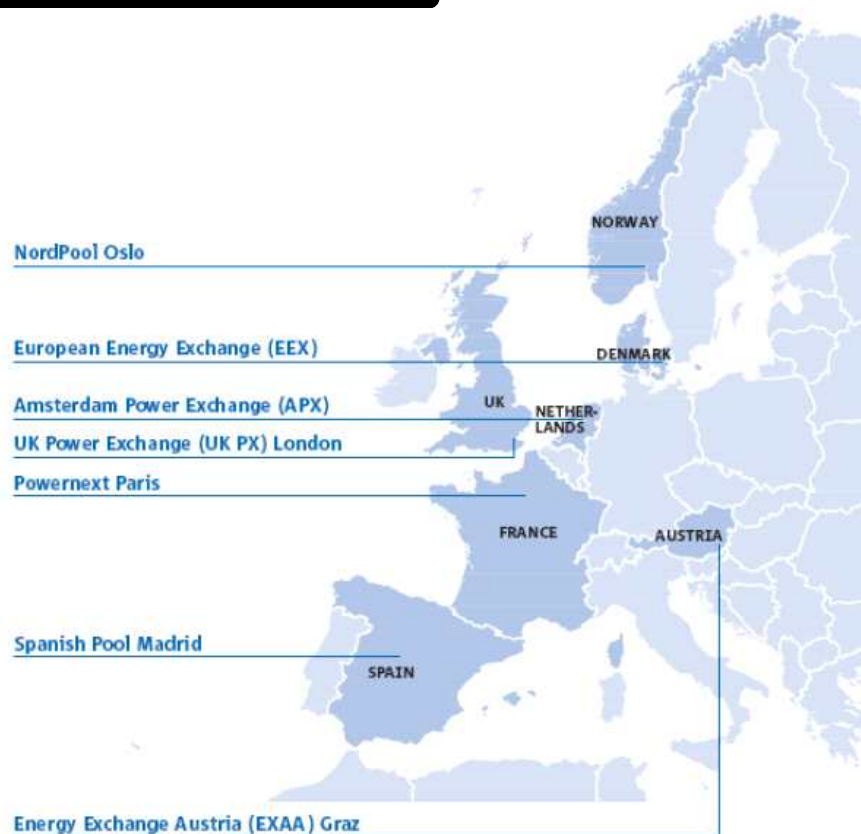
	전력량 (TWh)		PX-spot 거래량 (TWh)		spot 거래비중(%)		
	2006년	2007년	2006년	2007년	2006년	2007년	증감
Greece	54.6	55.25	56.1	58.4	102.75	105.7	2.88
Denmark	35.8	35.7	34.4	35.4	96.09	99.16	3.2
Sweden	157.8	157.4	110.8	134.3	70.22	85.32	21.52
Spain	268	276.3	139.1	221.2	51.9	80.06	54.25
Italy	337.5	339.9	196.5	221.3	58.22	65.11	11.83
Finland	90	90.3	37.8	41.4	42	45.85	9.16
Portugal	49.2	50.05	0	21,839	0	43.63	NAP
Lithuania	8.9	9.1	1.68	2	18.88	21.98	16.43
Germany	567	569.2	88.46	122.26	15.6	21.48	37.68
Netherlands	112	112	19.2	20.7	17.14	18.48	7.81
Romania	53.02	54,126	4,106	5,043	7.74	9.32	20.31
France	478.4	480.3	29.6	44.2	6.19	9.2	48.73
Belgium	89.9	90,109	0.532	7.6	0.59	8.43	1325
UK	352.82	350.08	15.26	16.5	4.33	4.71	8.97
Austria	61,952	61,744	1.67	2.3	2.7	3.73	38.19
Poland	149.8	154.2	1.67	2.46	1.11	1.6	43.1
Slovenia	13,687	13,864	0.001	0.002	0.01	0.01	97.45

(출처: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex, 2009. 3, EUROPEAN COMMISSION)

1) 미국의 경우 일일전시장(Day Ahead Market)은 Balancing Market으로 ISO가 운영하고 있으나, 유럽의 경우에는 재무적인 시장으로 PX가 운영하고 있다.

도표 17은 유럽의 주요 PX를 보여주고 있다. NordPool은 노르웨이, 스웨덴, 핀란드, 덴마크의 공동 전력시장으로 1996년에 가장 먼저 설립되었다. 모든 PX에서 기본적으로 일일전시장을 운영하고 있으나, 구체적인 상품이나 가격결정방법은 약간씩 차이를 보이고 있다. 또한 모든 시장에서 파생상품이 거래되고 있으며, 장외거래 계약(OTC, Over-the-counter)에 대한 청산결제 기능을 수행하고 있다.

도표 17. 유럽의 주요 Power Exchange



(출처: Energy Deregulation Report ed 7)

회원국들이 도매시장에서 망에 대한 무제한적인 이용을 허용하도록 하기 위해서 지역별 도매시장에서 내부의 혼잡은 고려하지 않는다. 단 지역 간을 연결하는 송전망은 취

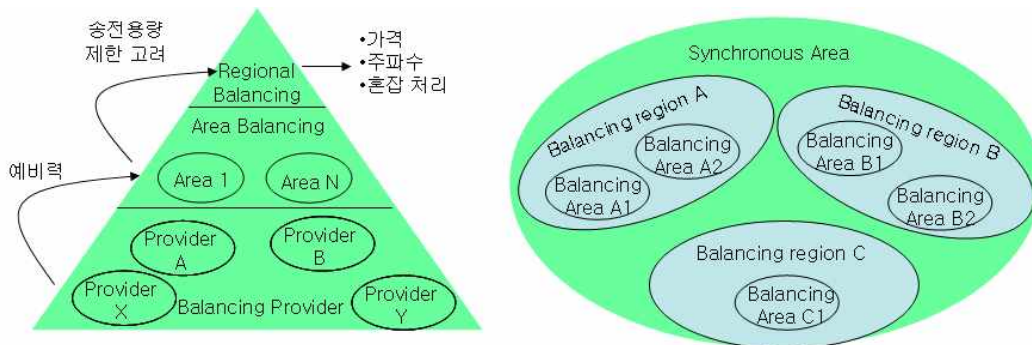
약하여 연계용량에 대한 이용과 요금에 대해서는 규제하고 있다.

4.3.2 실시간균형시장(Balancing Market)

도매전력시장은 시장참여자가 TSO에게 기동정지에 대한 정보를 제공하는 gate closure에 종료된다. 그 후 TSO는 실시간으로 부하와 발전량을 맞추며 지역 내의 송전혼잡을 처리하고 수급균형(Balancing)을 맞추지 못한 참여자에 대한 정산을 실시한다. TSO는 수급균형을 맞추기 위해 각종 예비력을 미리 구매하여 준비하며, 전압과 자체기동(Black Start)과 같은 보조서비스도 준비한다.

그림 7은 실시간 균형시장에서 전력수급을 지역별로 조정하는 방법을 설명하고 있다. 유럽은 동기화된 큰 범위 내에 여러 개의 지역(region)이 있으며 그 지역 내에 다수의 구역(area)이 있다. 먼저 각 구역별로 적정하게 예비력을 구매하여 수급균형을 유지하며 송전망을 통해 일부 전력을 매매하여 지역의 균형을 유지한다. 결국 시장의 가격, 혼잡비용, 주파수 조절 등은 각 지역(region)별로 결정하게 된다.

도표 18. 지역별 실시간 수급조정 방법



출처: Balance Management Harmonisation and integration 4th report

4.4 규제기관

유럽의 규제기관은 전기와 가스를 함께 규제하는 경우가 대부분이며, 단일의 효율적인 유럽 전력시장 및 가스시장을 구축하기 위해 협력하고 있다. 유럽의 주요 규제기관은 Council of European Energy Regulators(CEER)와 the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG)에 참여하고 있는데, CEER은 규제기관간의 공통 관심사를 논의하기 위해 2000년 3월에 설립되었으며, ERGEG는 EU Commision에 의해(Decision of November 11, 2003 2003/796/EC) 설립된 자문기구이다. 현재 두 조직의 회원 및 임무, 활동내용은 거의 유사한데, ERGEG는 EU 가입국(27개국)의 규제기관으로만 구성되어 있으며, CEER에는 ERGEG 회원국에 노르웨이와 사이프러스 규제기관이 추가되어 29개 규제기관이 참여하고 있다(표 12 참조). 노르웨이와 사이프러스 규제기관은 ERGEG의 참관기관이기도 하며, ERGEG의 참관기관으로는 터키와 크로아티아의 규제기관인 EMRA(Energy Market Regulatory)와 HERA(Croatian Energy Regulatory)도 있다.

도표 19. CEER 가입 규제기관

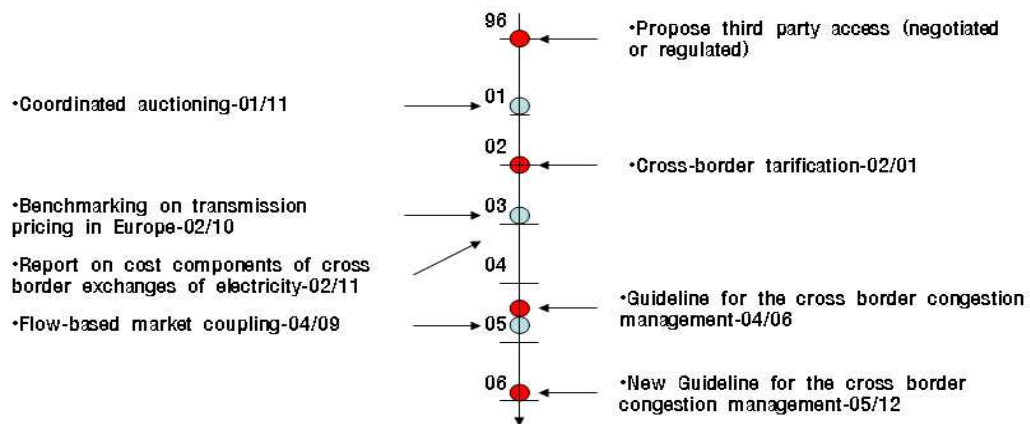
국 가 명	규 제 기 관 명
AUSTRIA	Energie-Control GmbH (E-Control)
BELGIUM	Commission pour la Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)
BULGARIA	State Energy & Water Regulatory Commission (SEWRC)
CYPRUS	Cyprus Energy Regulatory Authority (CERA)
CZECH	Energy Regulatory Office (ERÚ, ERO)
DENMARK	Energitilsynet - Danish Energy Regulatory Authority (DERA)
ESTONIA	Konkurentsiamet - Estonian Competition Authority - Energy Regulatory Dept (ECA)
FINLAND	Energiamarkkinavirasto - The Energy Market Authority (EMV)
FRANCE	Commission de Régulation de l'Energie (CRE)
GERMANY	Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway (Bundesnetzagentur - BNetzA)
GREECE	Regulatory Authority for Energy (PAE / RAE)
HUNGARY	Hungarian Energy Office (MEH / HEO)
ICELAND	Orkustofnun / National Energy Authority
IRELAND	Commission for Energy Regulation (CER)
ITALY	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)
LATVIA	Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija / Public Utilities Commission (PUC)
LITHUANIA	Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija / National Control Commission for Prices and Energy (NCC)
LUXEMBOURG	Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR)
MALTA	Malta Resources Authority (MRA)
NETHERLANDS	Office of Energy Regulation (Energiekamer)
NORWAY	Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
POLAND	The Energy Regulatory Office of Poland (URE / ERO)
PORTUGAL	Energy Services Regulatory Authority (ERSE)
ROMANIA	Romanian Energy Regulatory Authority (ANRE)
SLOVAK	Regulatory Office for Network Industries (URSO, RONI)
SLOVENIA	Javna Agencija Republike Slovenije za energijo / Energy Agency of the Republic of Slovenia
SPAIN	National Energy Commission (CNE)
SWEDEN	Energimarknadsinspektionen / Energy Markets Inspectorate(EI)
UK	Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

출처: www.energy-regulators.eu

4.5 국가 간 연계의 이슈

송전망을 통해 복잡하게 연결된 유럽은 송전망요금과 혼잡의 처리가 단일 유럽시장을 형성하는데 중요한 문제가 된다. 단일 전력시장을 준비하면서 송전요금과 혼잡의 처리에 대한 많은 연구와 논의가 진행되었다. 도표 20은 그 중 중요한 내용들을 요약하여 보여준다.

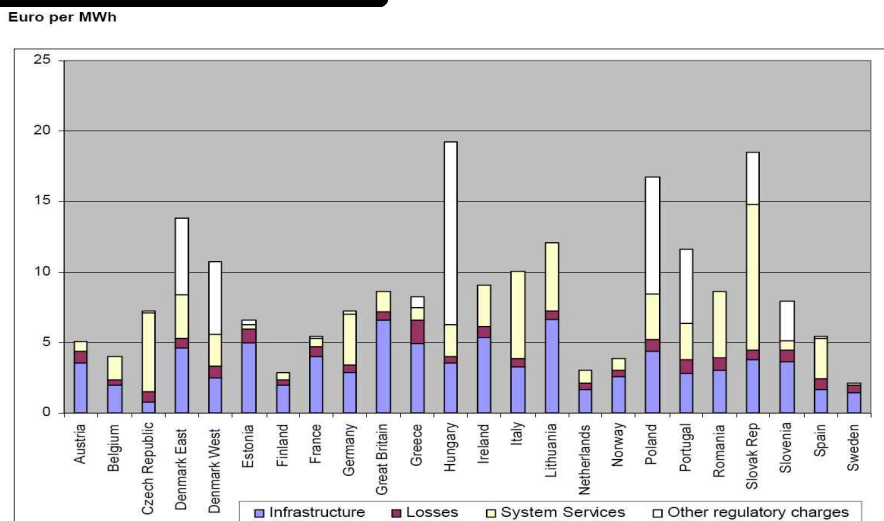
도표 20. 송전요금 관련 주요 이슈들



4.5.1 송전요금과 시장통합

단일 시장을 준비하기 위해 EU에서는 국가별 송전요금을 조사한 바 있다. 국가별로 송전요금이 유사하다면 단일 시장을 형성하는 것이 무척 수월할 수 있기 때문이었다. 그런데 조사결과 국가별로 송전요금이 많은 차이가 있었다.

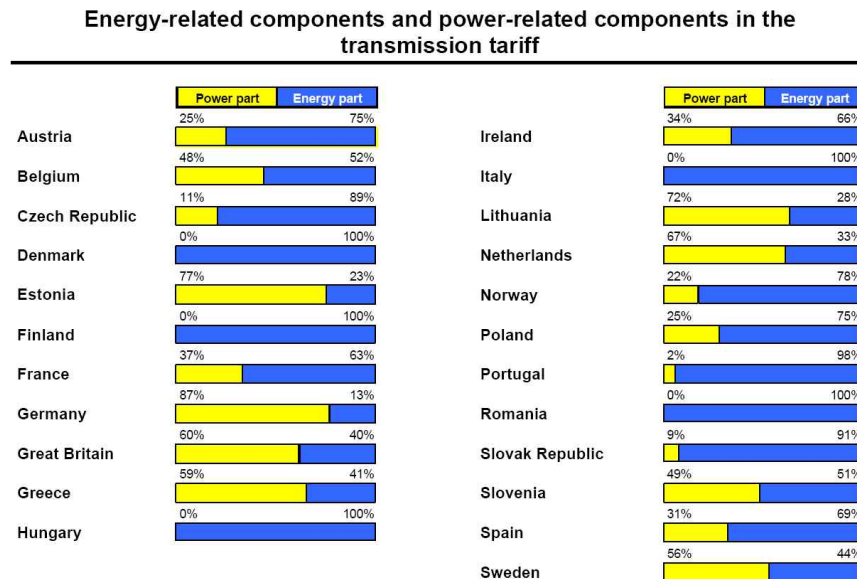
도표 21. 송전요금의 구성



출처: ETSO overview of transmission tariff in Europe

도표 21이 보여주는 것처럼 국가별로 송전요금을 구성하는 항목과 비율에 상당히 차이가 있다. 또한 도표 22가 보여주는 것처럼 일부 국가에서는 사용량(에너지)이 송전요금의 주요한 결정 요소가 되는 반면 일부 국가는 설비용량이 송전요금의 중요한 요소가 된다. 그리고 일부 국가에서는 송전요금을 소비자가 많이 지불하나 일부 국가에서는 발전사업자가 더 많이 지불한다. 이처럼 송전요금을 구성하는 요금의 형태도 서로 상이하였으며 송전요금을 지불하는 주체도 국가별로 어느 정도 차이가 있어 쉽게 하나의 시장을 형성하기 어렵다고 판단되었다.

도표 22. 전기요금에서의 에너지와 전력망 요소의 비율



(출처: ETSO overview of transmission tariff in Europe)

4.5.2 시장간 전력조류(Transit flow)의 처리

다른 지역 간에 전력을 거래할 경우 전력은 전기적 법칙에 따라 복잡하게 흘러가게 되며 인접한 두 국가 사이에서 전력을 매매할지라도 다른 여러 국가의 송전망을 통해 흘러갈 수 있다. 이와 같이 거래 당사자가 있는 시장이 아닌 다른 시장을 흘러가는 조류를 transit flow라고 하며 transit flow를 유발한 거래자는 그에 합당한 송전요금을 지불해야

한다. 현재 유럽에서 transit flow에 대한 요금은 다음과 같이 결정된다.

1. Horizontal Network 결정

- 어느 시장에 transit flow가 발생하는 경우 그 시장에 연결되는 각각의 tie line의 쌍에 100MW를 흘러 1MW 이상이 흐르는 시장 내의 선로들을 horizontal network로 결정한다.

2. Regulated asset 결정

- Horizontal network의 비용은 감가상각 등을 이용하여 TSO가 결정한다.

3. Transit Key 결정

- Horizontal network 비용에 transit key를 곱한 비용을 TSO는 transit flow에 대한 송전요금으로 산정하여 비용을 신청한다. Transit key는 다음과 같이 월단위로 국가 내에서 사용되는 부하와 송전망을 통해 흘러가는 조류량(transit flow)의 비율에 의해 정의된다.

$$KEYep(k, M) = \frac{\sum_{m \in M} Tep(k, m)}{\sum_{m \in M} Tep(k, m) + \sum_{m \in M} L(k, m)}$$

K: country
M: first M months
Tep: transit in GWh
L: monthly load in GWh

$$KEYep(k, M) = \frac{\sum_{m \in M} Tep(k, m)}{\sum_{m \in M} Tep(k, m) + \sum_{m \in M} L(k, m)}$$

k: 국가, M: 처음 M 개월, Tep: transif flow의 양 (GWh), L: 월간 부하량 (GWh)

4.5.3 혼잡의 처리

cross-border를 통한 전력 소비는 2004년에 300TWh에 달하며 전체의 13% 수준이다. 그러나 송전용량 제약으로 인해 보다 많은 거래가 가능성에도 불구하고 제한을 받는다. 이러한 송전망을 이용하는 방법은 다음과 같이 분류된다.

- ☐ 우선순위법(priority list): 먼저 사용한 사람에게 우선권을 할당
- ☐ 할당제(pro-rata): 송전망에 여유분이 발생할 경우 사용량에 따라 용량이 할당됨
- ☐ 입찰(auction): 송전망 사용을 원하는 참여자들의 입찰을 통해 결정

EU는 현재 사용하고 있는 방법 중에서 입찰을 통한 방법이 가장 합리적이라 판단하여 입찰을 통한 송전용량의 거래를 권고하고 있다. 이러한 입찰을 통한 거래는 두 가지 형태가 있는데 이 중 implicit auction을 보다 합리적으로 판단하고 있다. Explicit auction은 선로 용량 자체를 거래하는 것이며 implicit auction은 송전용량은 제약조건이 되며 사적 후생이 최대가 되도록 거래량을 결정하는 것이다. 표 23에는 주요 연계 선로의 송전망 사용 방법이 정리되어 있다.

도표 23. 주요 연계선로와 망사용법

Connection	Type
FR-DE/DE-FR	Priority list/pro-rate/partly auction
AT-DE/DE-AT	Priority list
NL-DE	Auction
DE-NL	Auction
FR-IT/IT-FR	Pro-rata
FR-BE/BE-FR	Priority list/pro-rate
NL-BE	Auction
BE-NL	Auction
FR-ES	Priority list
ES-PO/PO-ES	New method forseen
SK-HU	Auction
SL-IT	Auction(short-term), pro-rata(long-term)
CZ-AT	Auction
CZ-DE	Auction
AT-IT	Pro-rata

출처: Electricity Market Reform – An internal respective

Ⅱ 전력수급 경쟁 도입

1. 경쟁 전력시장의 형성과정

1.1 전력시장 형성 전 유럽

1990년 이전 유럽의 전력산업은 국가별로 운영되었으며, 수직통합 형태의 국유 또는 가격 규제를 받는 민영/공영 형태였다. 그리고 유럽의 전력계통은 송전망을 통하여 광범위하게 연결되어 있어서 이를 통한 국가 간의 전력거래가 수행되었다. 이때 국가간 전력계통의 연계는 경제적인 관점보다는 전력계통의 안정도의 관점에서 결정되었다. 그러나 국가 간 전력의 거래는 피크 부하 시간에 상호 거래를 통해 경제적 이익을 얻는 것이 주목적이었다.

1990년 영국의 전력산업 구조개편 이후 각국에서 구조개편이 추진되었다. 그러나 구조개편 이전의 각국의 전력산업의 상황은 서로 달랐으며 이로 인해 구조개편의 추진방향도 달랐다. 그리고 이와 같은 국가 간의 차이는 유럽의 단일 전력시장을 구성하는 큰 걸림돌이 되어 왔다. 구조개편 이전의 국가별 상황을 간략히 요약하면 다음과 같다.

- 1) 프랑스, 이태리, 포르투갈, 구 체코 공화국, 폴란드, 헝가리 그리고 슬로베니아는 국영이었고 수직통합형태의 독점이었다.
- 2) 스페인과 스위스는 수직통합이었으나 다수의 회사가 있었다.
- 3) 독일은 송전망과 결합된 10여개의 발전회사가 있었으나 이중 일부만 판매와 결합되어 있었다.
- 4) 오스트리아는 송전과 배전망과 통합된 14개의 지역판매를 담당하는 판매사업자와 결합된 하나의 발전회사가 있었다.
- 5) 네덜란드는 배전망 회사가 송전과 발전을 소유한 형태였다.
- 6) 벨기에는 장기간에 걸쳐 주요 발전사업자가 민영화되었다. 이 회사는 Electrabel이며 모회사인 Tractebel에 의해 조정 및 관리되었다.

7) 벨기에, 독일, 스페인 그리고 스위스만이 1990년대 중반에 민간 소유의 발전회사가 일반적인 곳이었다. 반대로 프랑스, 이태리, 포르투갈 그리고 중앙과 동부 유럽은 국영이 대부분이었다.

1.2 구조개편 추진배경

하나의 공동체를 만들기 위한 유럽연합의 설립은 경제 분야에도 많은 영향을 미치게 되었다. 전력산업 역시 이 영향을 받았으며 단일 유럽 전력시장을 건설하기 위해 준비 중이다. 유럽의 단일 전력시장이 추진된 중요한 이유들은 다음과 같다.

첫째, 구조개편 이전 국가별로 지나치게 많은 발전설비에 대한 투자가 이루어져 비효율성이 지적되었다.

둘째, 국가별로 전기요금에 많은 차이가 있었다. 국가 간 연계를 통한 단일 전력시장 구성은 이런 차이를 해소할 것으로 기대되었으나 아직까지 유럽의 국가별 가격은 발전원의 구성과 송전용량의 제약 등으로 인해 상당한 차이를 보이고 있으며 점차 더욱 개선될 것으로 기대된다.

셋째, 전력시장의 구조개편이 경쟁을 유발하여 유럽 전체의 전력가격을 낮출 것이라는 기대 때문이었다.

1.3. 구조개편의 주요 방향

복잡한 각국의 전력시장을 통합하여 단일화를 추진하는 동안 유럽의 경우 전력시장 구조개편의 주요 관심은 시장에 대한 자유로운 접근을 제공하는 것이었다. 그래서 송전망의 이용방법과 송전요금 그리고 혼잡의 처리에 대해 많은 부분이 연구되었다. 반면, 발전과 판매의 구조개편, 전력 시장에 대한 설계 그리고 발전과 송전의 적정한 설비용량 등과 같이 일반적인 구조개편에서 많은 노력이 투여되는 문제에 대해서는 상대적으로 큰 관심이 주어지지 않았다. 또한 유럽의 구조개편에는 환경 문제가 매우 중요하게 다루어져 그

에 대한 제도와 연구가 많이 진행되었다. 구조개편의 주요 방향을 정리하면 다음과 같다.

- ☐ 시장과 망에 대한 무차별적인 접근을 제공
- ☐ 적정한 규제기관을 통해 구조개편을 촉진
- ☐ 신재생에너지의 사용을 장려

1.4 구조개편의 진행과 EU Directive

유럽의 단일 전력시장에 대한 논의는 EU treaties of Rome(1957)와 Maastricht(1993)에서 처음으로 시작되었다. 그 후 유럽 전력시장의 구조개편은 European Parliament and the Council에 의한 top-down 방식으로 진행되었으며 1990년대 후반에 본격적으로 시작되었다. EU 전력시장의 구조개편은 두 개의 순차적인 Directive에 의해 많은 부분이 추진되었다. Directive는 단일한 유럽의 전력시장에 대한 일반적인 조건을 제시하였다. 그러나 구체적인 시장에 대한 설계는 제시하지는 않았으며 결국 각 국가들은 시장 설계에 대한 상당한 자유도를 가지고 구조개편을 추진하였다.

단일 유럽 전력시장의 토대를 세운 것은 European Commission directive, 1996, "Directive for a common electricity market"¹⁾ 이었다. 이 지령(Directive)이 만들어진 이 유는 자유화, 규제완화 그리고 민영화의 발전과 공급 분야에 경쟁을 유발하여 유럽 전체에 낮은 가격을 유도할 것이라는 믿음 때문이었다.

1996년 6월 European Council of Energy Ministers는 European Parliament와 시장자유화에 대한 directive에 합의하였고 6개월 뒤에는 유럽 전력시장의 구조개편을 위한 전기의 internal market에 대한 common rule을 통과시켰고 1997년 2월에 Directive 96/92가 구성되었다. 그러나 이 디렉티브는 바로 실행되지 못하고 2년 후인 1999년 2월부터 효력을 발휘하게 되었다. 2003년에는 directive 2003/54²⁾가 Directive 96/92를 대체하였다.

이와 같은 두 Directive의 중요한 업무는 시장 개방, TPA(Third Party Access), 계통운영자(System Operator, SO)에 관한 기본 방향을 제시하는 것이었다.

1) 이 디렉티브는 보통 Directive 96/92로 표시되거나 first Directive로 불린다.

2) Directive 2003/54는 second directive라고도 불린다.

첫째, directive 96/92는 “eligible customer”라는 개념을 도입하였다. 이는 공급자와 전력사용을 계약할 수 있는 용량을 가진 소비자를 의미한다. Directive는 회원국들의 점진적이고 부분적인 시장 개방을 통해 발전사업자와 소비자가 자발적으로 협상할 수 있도록 하였다. Directive 2003/54는 이러한 변화를 급속도로 가속화시켜 2004년 7월 1일에는 주 택용이 아닌 모든 소비자가 eligible customer에 포함되었다. 그리고 2007년 7월 1일에는 모든 소비자가 포함되도록 하였다.

둘째, 발전과 판매사업자는 망을 통해 전력을 매매하므로 망을 사용할 수 있는 적절한 방법에 대한 제공이 필요하다. 디렉티브 96/92는 다양한 TPA모형을 포함하였는데 여기에는 nTPA(negotiated TPA), rTPA(regulated TPA), 단일구매자(single buyer) 모odel이 포함된다. 단일구매자 모odel은 강제적인 풀(mandatory pool)을 구성하여 전력을 매매하도록 하는 것이다. rTPA는 송전망 접근과 요금에 규제를 받는 것이며 nTPA는 사용자간에 협상을 통해 망을 사용하는 것이다. 이와 같이 서로 다른 망에 대한 접근 방법과 요금 구조는 단일 유럽 시장을 만드는데 중요한 걸림돌이 되어왔다. 이로 인해 2003/54는 rTPA를 대안으로 선택하여 이러한 문제를 해결하려 하였다.

셋째, 계통운영자(system operator)는 전력시장의 운영에 중요한 역할을 한다. 첫 번째 디렉티브에서는 계통운영자가 관리적으로 분할되도록 하였지만 두 번째 디렉티브에서는 법적으로 분리되도록 하였다. 송전과 배전회사는 2004년 7월 1일과 2007년 7월 1일에 각각 법적으로 분리되도록 하였다.

Directive 96/92는 유연한 시장의 틀을 제공하여 국가별로 상황에 맞게 구조개편이 진행되도록 하였다. 반면 Directive 2003/54 자유도를 제한하였고 더욱 빠르게 국가 간의 결합을 촉진시켰다. 중요한 점은 두 디렉티브 모두 국가 간 전력거래에 대해서는 명시적인 규제 방안을 마련하지 않았다는 것이다. 이로 인해 국가 간 거래에는 다양한 형태의 양방향 계약(bilateral contract)이 이용되었다. 국가 간의 연계선로를 통해 흐르는 조류는 복잡한 망을 통해 이동하므로 서로 다른 국가 간 거래 방식은 결국 단일화에 대한 걸림돌이 될 수 있었다. 그리하여 Regulation 1228/2003가 만들어졌으며 이를 통해 국가 간 경계(cross-border)에 흐르는 조류에 대한 보상 메커니즘, 국가 간 경계의 송전요금 그리고 국가 간 연계 용량의 적정한 배분방법을 확립하였다.

1.5 구조개편 관련 기관

Directive 외에 다음과 같은 기관이 구조개편을 주도하였다.

- ☐ Directorate-Generates of the European Commission (EC):DG Energy and Transport(DGTREN),DG Competition and DG Environment에 관련된 정책을 개발하고 실행함
- ☐ Florence Forum: 지금은 Rome에 있으며 2년에 1번씩 유럽단일시장의 건설에 대해 토론함.
- ☐ European Regulators Group for Electricity and Gas(ERGEG):
- ☐ 기타 자율적인 기구들: Eurelectric (발전과 판매회사를 대표하는 산업 기구), ETSO(유럽 송전망운영자), IFIEC(소비자), EFET(거래자), Europex, the Council of European Energy Regulator (CEER) Nordel, GBTSO, ATSOI, IPS/UPS (발틱해와 러시아 인근 국가의 TSO), UCTE

1.6 Milestone

유럽 전력시장의 진행 과정에서 발생한 중요한 내용들을 정리하면 다음의 도표 24와 같다.

도표 24. 유럽 전력시장 주요 형성 과정

1996	EU-15	European Council of Energy Ministers와 의회가 시장 자유화에 대해 합의
1997/02	EU-15	“전기의 통합 시장에 대한 일반 규칙에 대한 디렉티브”(Directive 96/92)가 결정됨 2년 후에 법제화하기로 함
1998	Spain	Spanish centralized pool이 도입됨
1998	Poland	TPA(Third party access)가 도입됨 (22%의 시장이 개방)
1998	독일	단번에 100% 시장 개방
1999/02	EU-15	Directive가 실현됨. 이에 의해 오스트리아, 벨기에, 프랑스, 이탈리아, 스페인, 포르투갈 그리고 네덜란드가 30 - 35%의 시장을 개방함
2001	오스트리아	100% 시장개방
2001	EU-15	"Directive of the European Parliament and the sources in the internal electricity market (RES-E Directive)"가 승인됨
2003	EU-25	"Directive concerning common rules for the internal market in electricity (Directive 2003/54)"가 승인됨
2003	스페인	100% 시장 개방
2004	EU-15+10	EU 회원국이 25개로 확장됨. 새로운 멤버는 최소 30%까지 시장을 개방하였음
2005	포르투갈, 네덜란드	100% 시장개방
2007	EU-25	Electricity Directive 2003/54에 의해 2007년 7월까지 EU-25가 100% 시장을 개방함
2009	EU-25	제3차 Electricity Directive(2009/72)로, 상업부문(발전, 판매)과 규제부문(송전, 망운영)간 Unbundling 시행

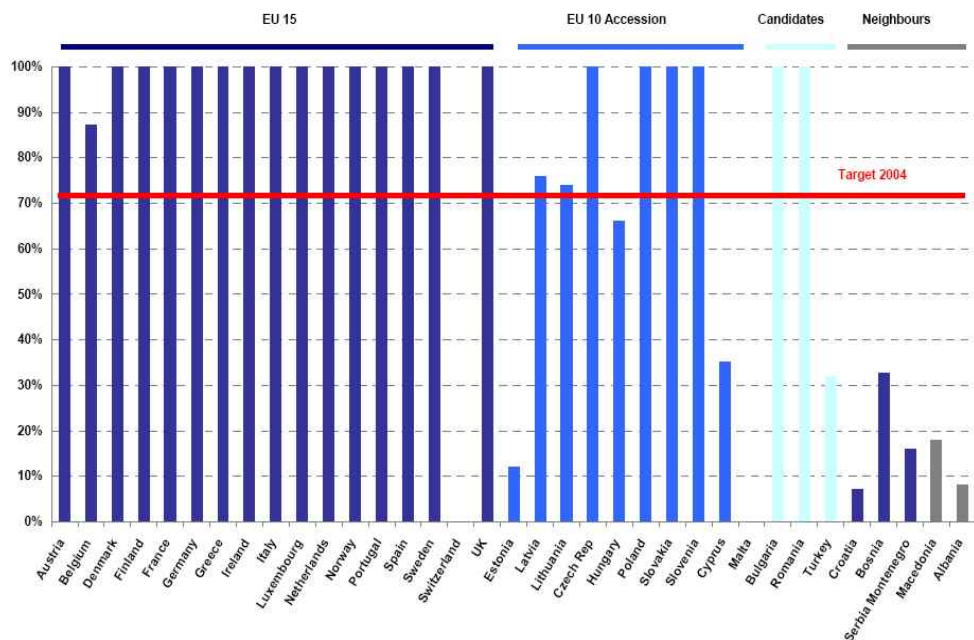
출처: Electricity Market Reform - An internal perspective

2. 경쟁도입 현황

2.1 시장개방 정도

EU Directive에 따른 시장개방의 최종 단계인 2007년 7월까지 초기 EU 가입 15개국의 시장개방율은 벨기에의 87%를 제외하면 모두 100%를 달성하였다. EU 가입국은 아니지만 EU 15개국과 함께 초기부터 시장개방에 참여한 노르웨이를 비롯하여 폴란드, 슬로바키아, 슬로베니아, 불가리아, 루마니아 등도 100%의 시장개방율을 보이고 있다. 스위스와 몰타는 아직 시장을 개방하고 있지 않으며, 다른 유럽 국가들은 8%(알바니아)에서 76%(라트비아) 사이의 시장개방 정도를 보이고 있다. (그림 12 참조)

도표 25. 2007년 10월 유럽 각국의 시장 개방율



출처: Energy Deregulation Report ed 7

이와 같이 대부분의 국가에서 수치적으로는 시장개방을 거의 완료하였으나 실제 시장에서는 다르게 느낄 수도 있다. 이는 앞서 설명한 바와 같이 한 국가 안에서는 소수의 발전사업자의 시장점유율이 높고 판매사업자도 많은 경우 기존의 공급업자가 계속하고 있고, 여기에 시장도입 안정화 이후 많은 수직적(발전-판매회사간), 수평적(발전회사간 또는 판매회사간) M&A가 이루어졌기 때문이다.

2.2 공급자 교체(Switching)

전력시장의 개방에도 아직까지 대부분의 국가에서 공급자를 변경하는 소비자의 비중은 크지 않다. 도표 26는 유럽 일부 국가의 공급자 선택 현황을 보여주고 있는데, 영국을 제외하면 비중이 높지 않음을 알 수 있다.

도표 26. 소매시장의 공급자 변경 비율 (%)

	소매시장 전체		대규모 산업용		중규모 산업용		소규모 및 주택용	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Austria	0.50	0.60	7.40	3.80	0.50	0.90	0.60	0.50
Belgium	NA	9.66	NA	NA	5.50	NA	5.44	NA
Czech	NA	NA	0.10	5.28	0.30	0.11	0	0
Denmark	1.50	0.90	NA	NA	NA	14.00	NA	0.90
Estonia	NA	NA	0	0	0	0	0	NA
France	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.50
Germany	NA	1.01	NA	4.20	NA	0.85	NA	1.01
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.60	0.80	3.50	5.40	3.30	4.20	0.70	0.70
Latvia	0	0	0	0	0	0	0	0
Lithuania	0	0	0	0	0	0	0	0
Luxembourg	NA	NA	0	0	0	0	0	0.00
Poland	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	NA	0.00	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Slovak	NA	0	0	0	0	NA	0	NA
Slovenia	0	0	0		0	0	0	0
Spain	4	5	25	20	25	20	7	5
Netherlands	NA	NA	NA	NA	NA	NA	5.10	8.30
UK	NA	NA	NA	NA	NA	NA	18.20	18.40

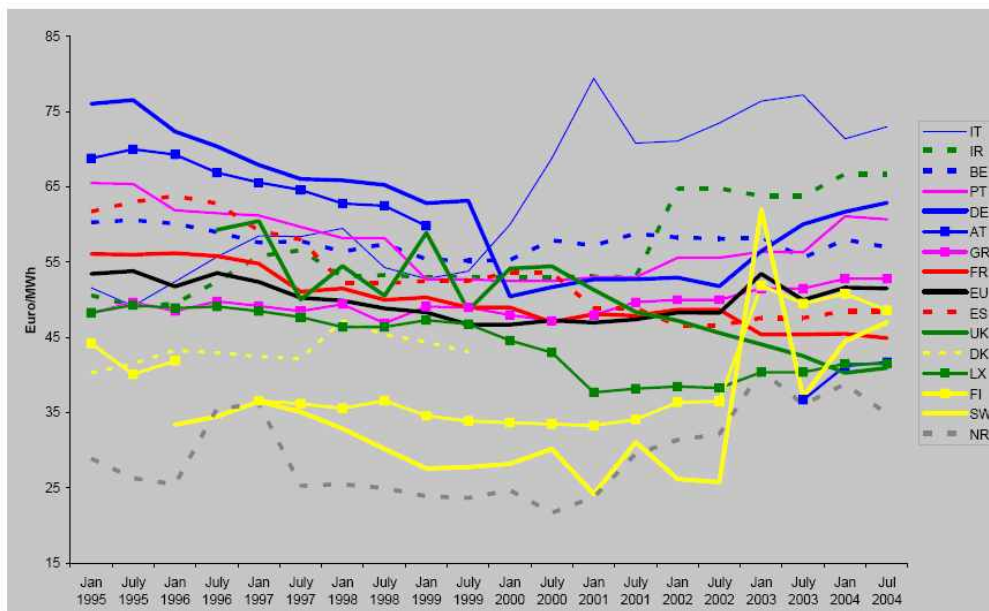
출처: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex, 2009. 3, EUROPEAN COMMISSION

3. 추진 성과

3.1 전력가격변화

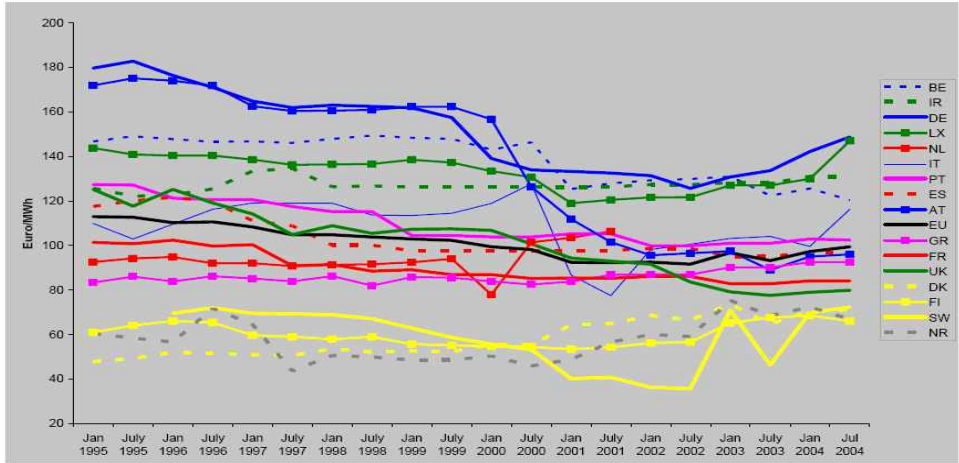
전력시장자유화는 요금의 하락을 기대하였다. 도표 27이 보여주는 것처럼 대규모 수용가의 경우 시장가격이 하락하다가 2004년에는 구조개편 이전의 가격까지 상승하였다. 반면 도표 28과 같이 소규모 수용가의 경우 구조개편 이전에 비해 하락한 추세를 보여준다. 초기 가격이 하락한 것은 경쟁도입의 효과가 있음을 보여주는 것이며, 이후 가격이 상승하는 이유는 새로운 환경 기준에 따른 발전비용의 상승, 이산화탄소 배출, 화석연료에 대한 세금, RES-E의 증가에 따른 비용 등이 포함된다. 그러므로 단순히 소매요금이 증가한 것이 시장의 문제라고 할 수는 없다.

도표 27. 대규모 산업 수용가에 대한 요금(1997~2004)



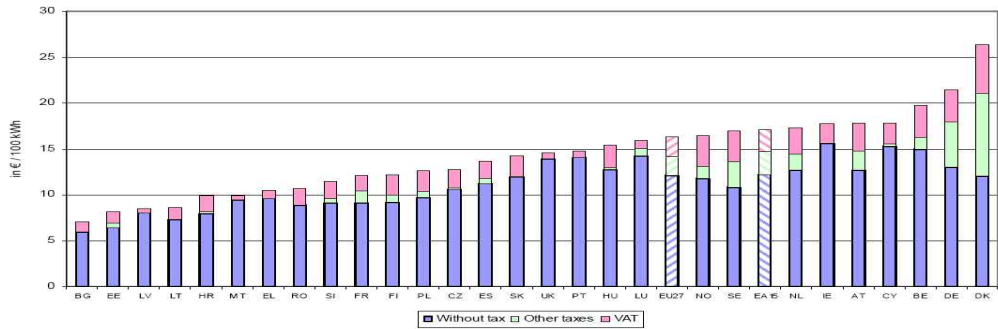
출처: Technical annexes to the report from the Commission on the implementation of the Gas and Electricity Internal Market

도표 28. 소규모수용가에 대한 요금(1997-2004)



출처: Technical annexes to the report from the Commission on the implementation of the Gas and Electricity Internal Market

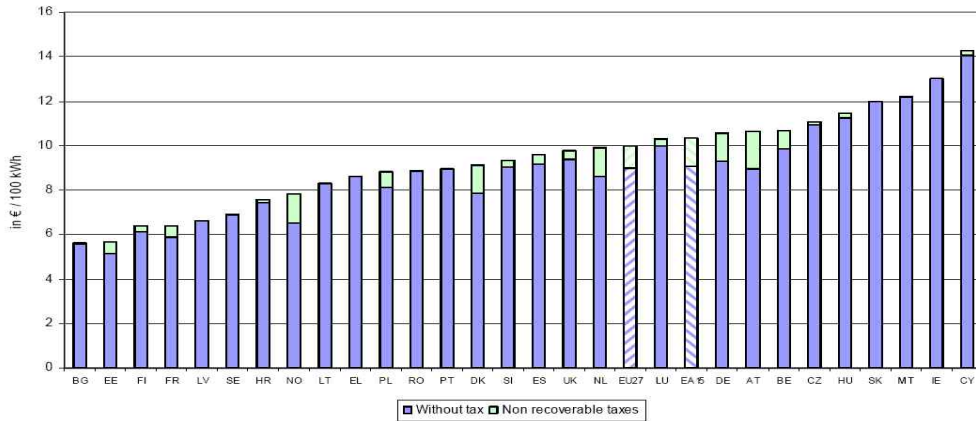
도표 29. 2008년 1분기의 주택용 전력 가격



출처: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex, 2009.
3, EUROPEAN COMMISSION

도표 29와 도표 30은 2008년 1분기의 국가별 전력가격을 보여준다. 국가별로 가격에 상당한 차가 있음을 알 수 있다. 그러므로 향후 유럽은 송전망이 확충되어 시장 간의 거래가 더욱 활발해진다면 국가 간에 발생하는 전력요금의 격차가 많이 감소할 것으로 예상된다.

도표 30. 2008년 1분기의 산업용 전력 가격

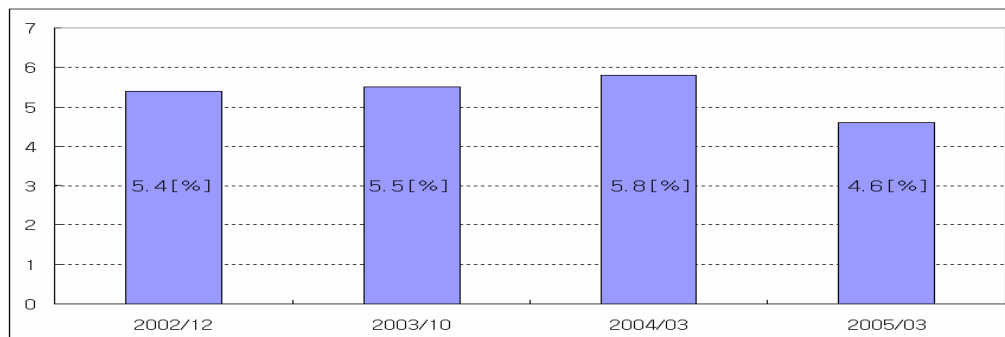


출처: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex, 2009. 3, EUROPEAN COMMISSION

3.2. 설비에비율

유럽의 경우 설비에비율과 관련된 주요 이슈 중의 하나는 수력의 변동성이다. 수력이 많은 비율을 차지하는 국가에서는 강우량 등에 따른 수력 발전량의 변화가 극심하여 설비에비율에도 많은 영향을 미친다. 그러나 전반적으로 과거 독점 체제에서 유럽 각국의 설비에비율은 상당히 높았고 이는 구조개편을 촉진한 원인 중의 하나였다. 구조개편 이후 설비에비율은 계속 감소하고 있다.

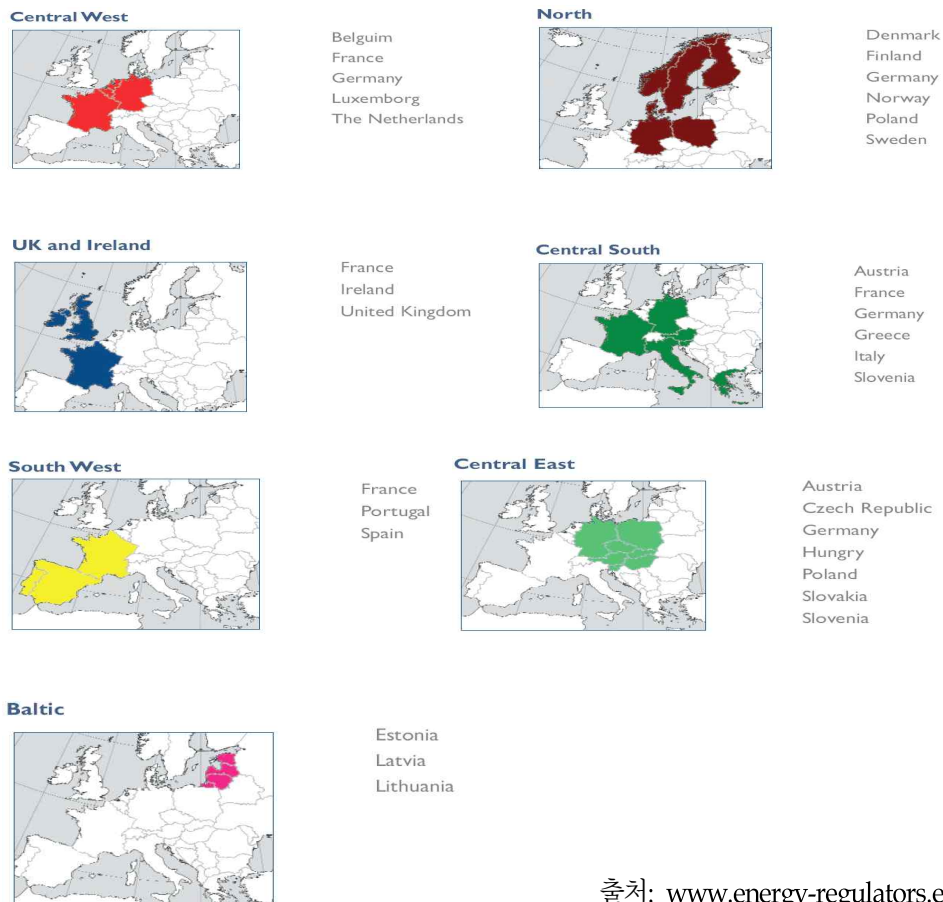
도표 31. 연도별 설비에비율 변화



4. 단일시장을 위한 중간단계, 지역별 시장 추진

하나의 단일 시장을 설립하기에는 현재의 유럽은 국가별로 전력시장의 형태와 기반이 단기간에 하나의 시장을 건설하기는 어려운 상황이다. 이에 EU는 비슷한 환경에 있는 국가들을 그룹화하여 그룹별로 여러 가지 문제점들을 해결해 나가면서 점진적으로 하나의 시장을 건설하는 방향을 선택하였다. 이에 따라 2006년에 ERI (Electricity Regional Initiatives)가 착수되었으며 ERI는 총 7개의 REM(Regional Electricity Market)으로 구성되어 있다.

도표 32. 7개 지역별 시장



출처: www.energy-regulators.eu

ERI 추진에는 24개의 TSO와 PX, interconnector operators와 같은 기관이 20개 이상, 그리고 회원국 또는 소비자들로 구성된 60개 이상의 이해관계자(stake-holder)가 참여하고 있다.

III 신재생에너지 및 기후변화 대응

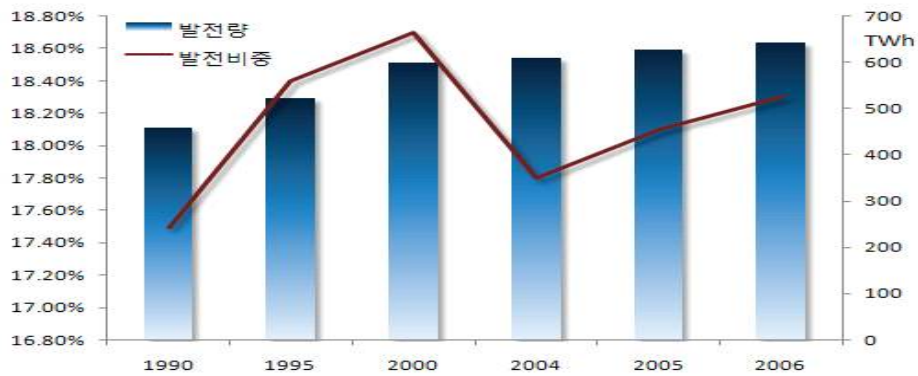
1. 신재생에너지 보급현황 및 정책

1.1 보급현황

2006년 EU의 재생에너지 공급량은 140.71MTOE로 1차에너지 중 7.5%를 차지하는 것으로 나타났다. 1990년 이후 연평균 증가율은 2.8%로 낮은 편이나, 동기간 총에너지 연평균 증가율(0.9%)에 비해서는 3배 정도 높은 수준이다. 고체바이오매스(목질바이오매스, 목탄 등)가 재생에너지 공급량의 48.2%를 차지하며, 다음으로는 수력이 28.9%로 높은 비중을 차지하고 있다. 태양광, 태양열, 풍력 등의 보급량은 10.8%에 불과하나, 1990년과 비교하면 바이오매스와 폐기물의 비중은 약간 증가한 반면 수력의 경우 비중이 41.7%에서 28.9%로 비교적 크게 감소하였으며, 태양광, 풍력 등 기타 부문은 4.4%에서 10.8%로 2배 이상 증가하였다. 이는 EU가 태양광, 풍력 등 새로운 재생에너지원에 대한 투자 및 보급에 집중하고 있음을 의미한다.

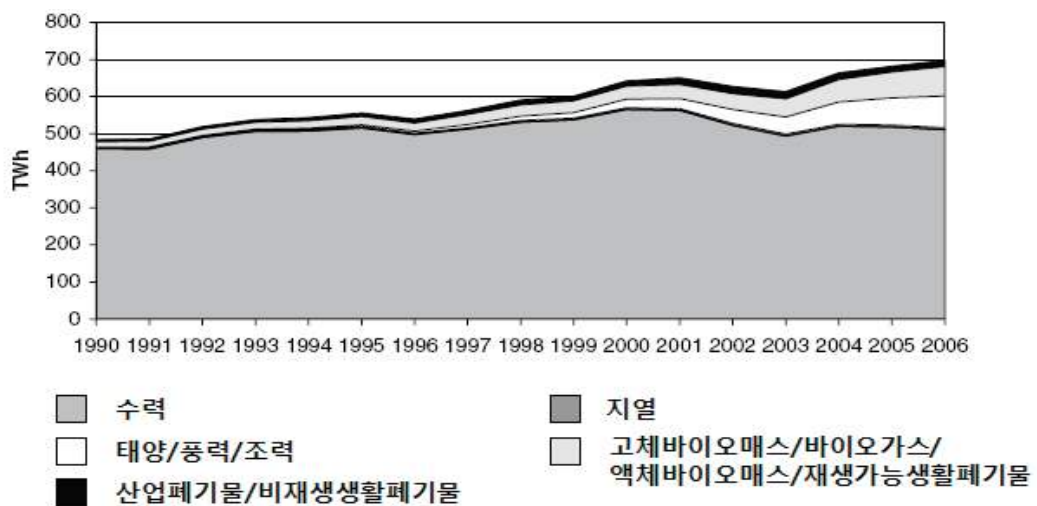
재생에너지 발전량은 2006년 양수 및 산업폐기물을 제외할 경우 644TWh로 조사되었는데, 이는 총 발전량 대비 18.3%에 해당하는 양으로 1차에너지 중 재생에너지 비중에 비해 훨씬 높은 수치이다. 이는 풍부한 수자원을 바탕으로 수력발전의 발전량이 많기 때문이며 산업구조상 산업부문의 전력소비가 상대적으로 적기 때문인 것으로 판단된다. 하지만 수력발전의 추가설비 건설이 확대되지 않고 있어 그 비중이 지속적으로 감소하고 있으며, 총 발전량 중 재생에너지 발전량의 비중도 확대되지 못하고 있다. 태양/풍력/조력의 경우 비중은 아직까지 비교적 낮지만 발전량 자체는 빠른 증가 추세를 보이고 있다.

도표 33. EU 재생에너지 발전량 및 발전비중



출처 : 신재생에너지백서 2008

도표 34. EU 재생에너지원별 발전량



출처 : 신재생에너지백서 2008

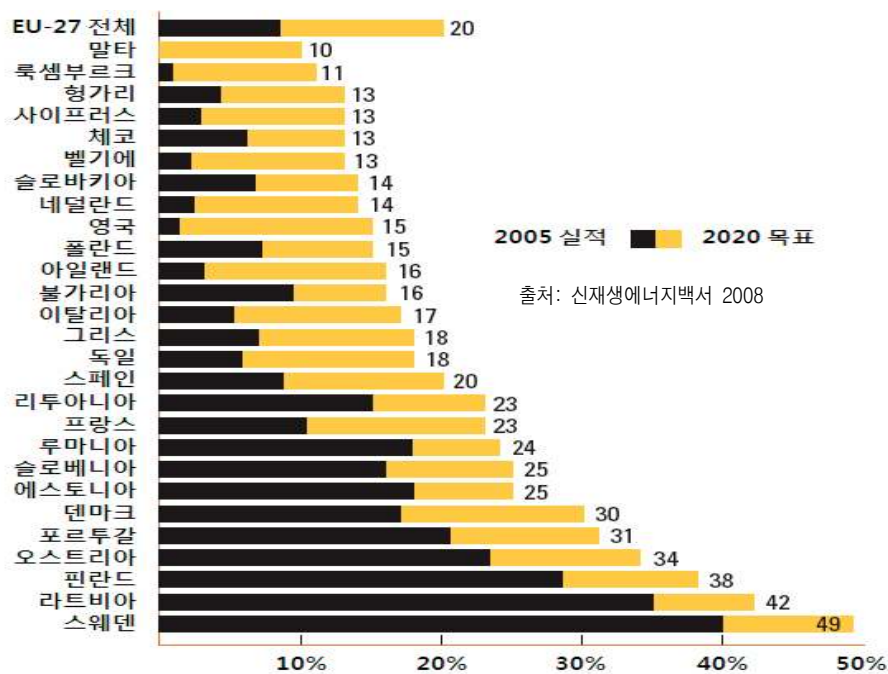
1.2 신·재생에너지 보급목표 및 정책

EU의 재생에너지 생산은 1990년 이후부터 비약적으로 증가해왔다. 이는 각 회원국들은 물론, EU 차원에서 재생에너지 보급에 대한 지속적인 정책적 지원이 이루어졌기 때

문이다.

2008년 1월에 제안된 ‘기후행동 및 신·재생에너지 패키지(Climate Action and Renewable Energy Package)’에 의해 2007년 3월에 승인된 재생에너지 공급목표가 재확인되면서 EU의 재생에너지 보급이 크게 확대될 것으로 기대된다. 2007년 3월 유럽 이사회에 의해 합의되고 2008년 재확인된 EU의 재생에너지 보급 목표는 2020년까지 최종에너지(전력포함) 중 재생에너지 공급 비중을 20%로 확대한다는 것이다. 이는 전망치인 8%에 비해 2배 이상 높은, 야심차고 공격적인 목표이다. 이러한 EU의 목표는 현재까지의 공급 실적 및 상황을 고려하여 회원국별로 차등적으로 배분되었다. (도표 35 참조) EU는 나아가 2030년까지 신재생비중을 27%이상으로 확대한다는 계획이다.

도표 35. EU 회원국별 2020년 재생에너지 공급 비중 목표



재생에너지 보급확대를 위한 EU의 노력은 지속적이고, 일관되게 추진되어 왔다. EU는 교토에서 개최된 1997년 제3차 기후변화협약 당사국 회의에 앞서 ‘공동체의 전략과 실

행계획에 관한 백서'를 작성하여, 당시 6% 수준이었던 총에너지 중 재생에너지 공급비중을 2010년까지 12%로 두배 증가시키는 목표를 수립하였다. 또한, 2001년에는 '재생에너지 전력 보급 촉진에 관한 지침 (2001/77/EC)'을 발효하고 각 회원국에 대해 개별적 목표를 배분하였는데, 2010년까지 총 전력소비의 21%를 재생에너지로 충당하겠다는 목표를 수립하였다. 하지만 EU의 이런 야심찬 목표가 달성되기는 쉽지 않을 것으로 전망되고 있다. 우선 2006년 현재 최종에너지 중 재생에너지 공급비중은 6.5%에 불과하다(REN21, 2007). 재생에너지 전력비중은 2006년 18.3%로 상당히 높게 나타났지만 비중이 확대되지 못하고 있다.

2. 기후변화 대응 및 배출권 거래

2.1 20-20-20 계획의 진전

EU의 재생에너지 보급을 2020년까지 최종에너지(전력포함) 중 재생에너지 공급 비중을 20%로 확대하는 의욕적 목표는 사실 재생에너지 분야에만 국한된 것은 아니다. 이는 2007년 3월에 승인된 '20·20·20' 계획의 일부인데, 2020년까지 온실가스 배출 20% 저감, 재생에너지 비중 20%로 확대, 에너지효율 20% 향상의 3가지 목표를 설정하고 있다. 즉, EU의 경우 온실가스배출 저감과 재생에너지 비중 확대, 에너지효율 향상을 동시에 추구하는 의욕적인 계획을 수립하여 추진하고 있는 것이다.

여기에 더하여 EU와 G8 정상은 2009년 7월 온실가스 배출량을 2050년까지 1990년 수준대비 80%이하로 감축할 것을 선언하였다. 이에 따라 EU는 유럽기후변화재단(ECF; European Climate Foundation) 주도¹⁾로 2010년 전력공급의 안정성, 에너지 안보, 경제성장을 달성과 동시에 동 감축목표를 달성하기 위한 에너지분야 로드맵2050을 발표하였다. 이어 2011년에는 동계획을 구체화하는 Power Perspective 2030을 발표하였다.

1) 로드맵2050 프로젝트는 ECF가 재원을 출연하였고, McKinsey, KEMA, Imperial College London, Oxford Economics, E3G, ECN, OMA 등 연구 및 컨설팅사, 전력회사, 에너지망운영자, NGO 등이 참여하였다.

2014년 EU 리더들은 로드맵 2050을 기초로 40-27-27 계획을 발표하는데, 2030년까지 온실가스 배출 40%이상 저감, 재생에너지 비중 27%이상 확대, 에너지 효율 27% 이상 향상의 목표를 설정하였다. 나아가 2050년까지 온실가스를 80~95%까지 저감한다는 장기 비전을 제시하고 있다.

2.2 유럽 배출권거래제도(EU-ETS)

기후변화에 대응하기 위한 적극적인 대처방안으로, EU는 배출권 거래제도(EU-ETS, European Union Emissions Trading Scheme)를 시행하고 있다. 교토의정서 발효 직후에 EU 15개국의 합의에 의하여 2005년부터 배출권 거래시장이 개설되었으며, 기간별로 나누어 총 3단계로 진행해오고 있다. EU-ETS 참가국은 현재 EU 27개국과 노르웨이이며, 3단계의 거래기간은 1단계 2005~2007년, 2단계 2008~2012년, 3단계 2013~2020년이다. 2단계는 교토의정서 의무감축기간과 일치하며, 2012년 말까지의 감축목표도 1990년 대비 8% 감축으로 교토의정서의 EU 15개국 감축목표와 일치한다. 그러나, 국가별 할당에 있어서는 Bubble 정책의 채택에 따라 교토의정서와는 다르게 설정되고 있는데, EU 전체 감축량은 8%를 유지하되, 각 국가별로 별도의 감축목표를 설정하고 있다.

EU-ETS에서 거래가능한 배출권의 종류는 EUA, CER, ERU, RMU가 있으며, 각각 구분하여 거래된다. EUA(European Union Allowances)는 국가별 할당량(NAP)에 따라 각 국가별 및 기업별로 할당 또는 경매 판매된 배출권이며, CER(Certified Emission Reductions)은 CDM사업을 통해 획득된 배출권, ERU(Emission Reduction Units)는 JI(공동이행)사업 중 온실가스 감축사업을 통해 획득된 배출권, RMU(Removal Units)는 온실가스 흡수사업(조림, 재조림)을 통해 획득된 배출권이다. 교토의정서에서는 CER을 무제한 사용할 수 있도록 되어 있으나, EU 국가들은 자국내 온실가스 감축사업을 촉진하기 위하여 총 배출량 대비 CER 사용량을 제한하고 있는데, 영국 9%, 독일 20%, 프랑스 14%, 이태리 15%, 노르웨이 20%, 스웨덴 10%, 스페인 21% 등이며 유럽연합 평균은 14%이다.

2.3 EU-ETS의 거래시장

현재 EU-ETS는 ECX 등 다수의 거래소에서 거래되고 있으나, 전력과 마찬가지로 많은 양(약 70%)이 장외시장에서 거래되고 있다. 거래소 중 ECX와 Climax를 제외한 NordPool, Powernext, EEX, EXAA 등은 전력거래를 위한 기관으로 온실가스 배출권 거래를 함께 취급하고 있다. 특히 NordPool은 가장 먼저 배출권 거래를 시작하였으며, 이와 같이 전력거래기관이 배출권 거래를 함께하는 것은 배출권 거래에 있어서 전력분야의 비중이 크기 때문이다. 배출권 거래는 전력거래와는 달리 증권시장과 유사하며, 주중 연속적으로 거래가 이루어진다. 도표 36에서 보는 바와 같이 거래소 중에서는 ECX가 86%라는 압도적인 비중을 차지하고 있다.

도표 36. EU-ETS의 거래시장 및 거래량

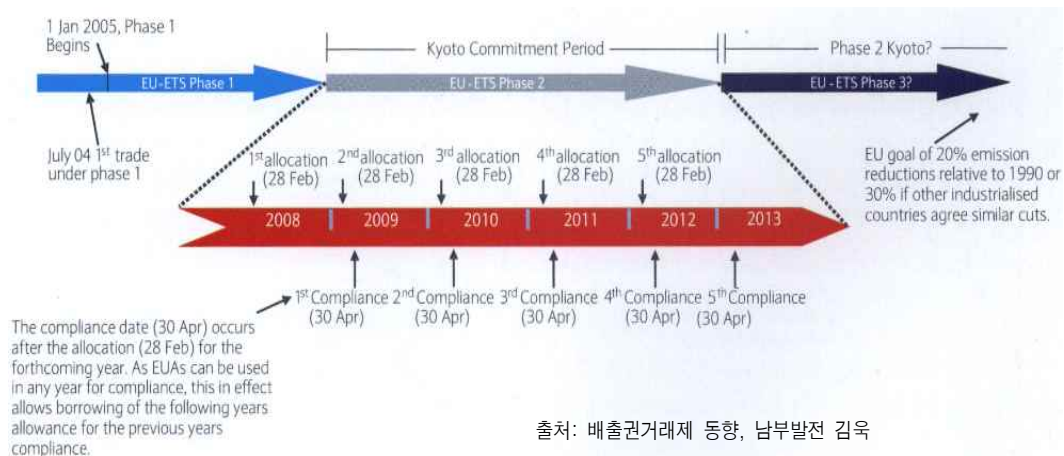
거래소명	거래상품	거래량 (비중)	위치
ECX (European Climate Exchange)	선물	3.8억톤 (86.4%)	영국런던 (전체거래량의 80% 차지)
Nordpool	선물/현물	2,800만톤 (6.3%)	노르웨이 오슬로 소재 (전력거래 병행)
Powernext	현물	2,400만톤 (5.4%)	프랑스 파리 소재 (전력거래 병행)
EEX (European Energy Exchange)	현물	600만톤 (1.4%)	독일 라이프치히 (전력거래 병행)
EXAA (Energy Exchange Austria)	현물 (화요일만 거래)	200만톤 (0.4%)	오스트리아 비엔나 소재 (전력거래, 증권거래 병행)
Climex	현물	-	네덜란드 위트레흐트(Utrecht)

출처: 배출권거래제 동향, 남부발전 김옥

2.4 배출량 할당 및 배출권 거래일정

아래의 도표 37에서 볼 수 있듯이 배출권 할당은 매년 2월 28일 실시된다. 다음 해 4월 15일까지 각 국가별로 전년도 배출실적을 제출하고, 4월 30일까지 전년도 실적에 따라 배출권을 제출(반납)하게 된다. 할당된 배출권은 연도별 구분 없이 전체 거래기간(2단계의 경우 2008~2012년)중 자유롭게 사용 및 거래 가능하며, 전년도에 대한 배출권 제출(4월 30일)이전에 차년도 배출권이 할당(2월 28일)되기 때문에 차년도 배출권을 미리 앞당겨서 사용(Borrowing)하는 것도 가능하다.

도표 37. EU-ETS의 거래일정

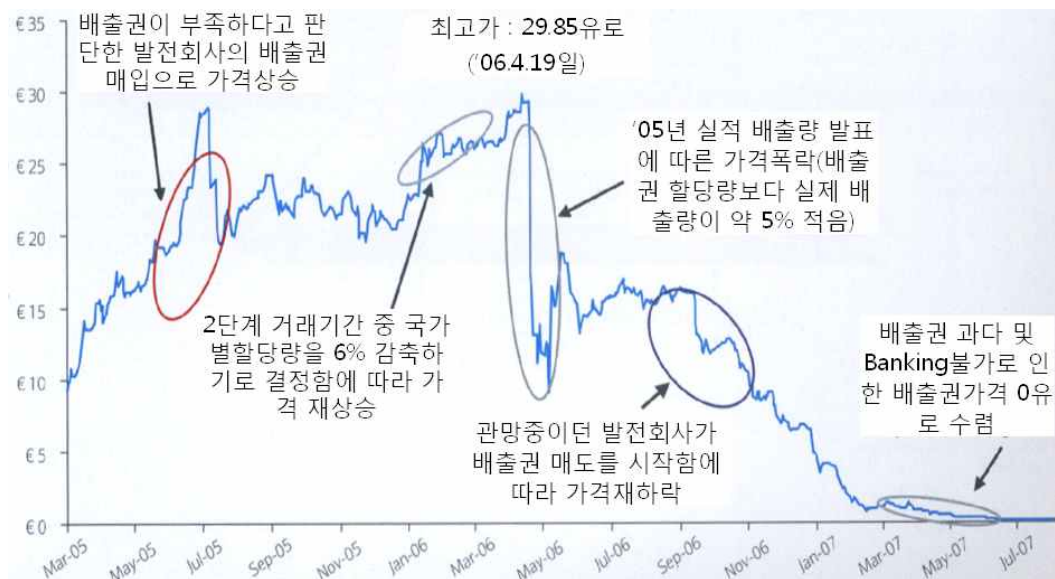


2.5 단계별 배출량 거래 현황

1단계의 공식적인 거래 시작일은 2005년 3월 1일(2월 28일 배출권 할당)이었으나, 실제 거래는 2004년 7월부터 장외시장의 선도계약을 통해 거래가 시작되었다. 전체 할당량의 5%까지 경매판매가 가능하였으나, 덴마크, 헝가리, 아일랜드를 제외한 대부분의 국가가 전량 무상 할당하였다. 이로 인해 배출권 거래의 필요성이 부족해져 거래량이 감소하였다.

1단계 기간중 배출권 가격은 CO₂톤당 약 10유로에서 시작하여 최고 29.85유로까지 상승한 후, 0유로로 마감하였는데(도표 40 참조), 마지막에 가격이 폭락한 가장 큰 이유는 1단계 기간중 발생한 배출권을 2단계에서 사용하도록 허용하는 बैं킹제도가 미비되었고 배출권 할당량이 과다(실제 배출량 20억톤 vs. 배출권 할당량 21억톤)한데 원인이 있다. 또한, 2006. 4. 30일 발표 예정이었던 국가별 배출량 실적이 사전 유출되어 정보 불균형이 심각한 사회이슈로 등장하기도 하였다.

도표 38. EU-ETS 1단계 거래기간 중 배출권(EUA) 가격 변동 추이



출처: 배출권거래제 동향, 남부발전 김옥

1단계 기간 중 발생한 문제점을 해소하기 위하여 2단계 거래기간이 시작되기 전에 제도 보완이 이루어졌다. 먼저 경매 판매량을 할당량의 10%로 확대하였는데, 금융회사 및 헤지펀드의 경매구입 확대로 배출회사들의 배출권이 부족해지는 현상이 발생하였고, 이는 초기가격의 상승과 거래량 증가를 가져왔다. 다음으로는 배출량 실적 등 주요 거래 정보에 대한 사전유출을 금지하였고, 2단계 기간 종료 후 잉여배출권을 3단계에서 사용가능

(뱅킹제도)하도록 하였다.

또한 2012년부터는 항공분야를 EU-ETS 거래 대상에 포함하여, 2004~2006년 기간 평균 배출량의 97%를 2012년에 할당하고, 2013년에는 95% 할당하는 등 점진적으로 배출규제를 강화하기로 하였다. 이때 전체 할당량의 15%를 경매로 판매하며, 할당량의 15%까지 CER사용이 가능토록 하였다.

도표 39. EU-ETS 2단계 거래기간 중 배출권(EUA) 가격 변동 추이



출처: 배출권거래제 동향, 남부발전 김욱

2단계도 공식적인 거래는 2008. 3. 1일 시작되었으나, 장외시장에서는 2005년 중반부터 선도거래를 통하여 거래가 시작되었다. 도표 41은 2단계 기간 중의 가격변화를 보여주고 있다.

3단계 거래기간에 대한 주요 변경사항도 2008.12월 EU에서 확정되었는데, 앞서의 20-20 계획에 따라 2020년까지 CO₂ 배출량을 1990년 대비 20% 감축키로 하였으며, 발전

부문은 전체 할당량의 100%를 경매로 판매기로 하였다. 탄소포집기술(CCS, Carbon Capture & Storage)설비에 대해서는 온실가스 감축능력을 인정하여 전체 배출권 중 3억톤 (약 1.5%)을 CCS에 무상 할당 할 예정이다.

IV 주요 현안 및 시사점

1. 유럽 전력시장의 이슈 및 해결 과제

유럽 시장의 몇 가지 문제점들을 이미 앞에서 언급한 바 있다. 그 내용들을 다시 정리하면 다음과 같다.

첫째, 아직 유럽 시장의 단일화가 충분히 진행되지 못했다. 지역별로 전기 요금의 차이가 상당히 크고, 연계 송전망을 통한 전력 거래의 양이 많지 않다. PX와 밸런싱 시장에서 실시간의 송전용량을 반영한 지역간 연계도 이루어 지지 않고 있다.

둘째, 발전사업의 집중화가 이루어지고 있다. 특히 송전망이 충분하지 못한 상황에서 발전사업의 집중화는 더욱 많은 우려를 낳는다. 이와 같은 상황에서 소비자의 선택권이 간과되고 경쟁의 효과가 약해질 수 있는 상황이 발생할 수 있다.

셋째, 대규모 소비자들이 소매시장에서 판매사업자를 교체하는 비율은 상당하지만 소규모 소비자들은 그런 상황에 익숙하지 않거나 또는 선택할 수 없는 상황이다. 이는 아직 소매시장이 충분히 경쟁에 노출되어 있지 않거나, 특별히 다른 판매사업자를 선택하기에는 서로 너무 유사한 것도 원인이 될 수 있다.

넷째, 시장가격이 그 동안의 연료 가격 등의 상승에도 불구하고 최근 10년간의 평균은 하락했다는 점에서 고무적이다. 그러나 최근에 시장가격이 상승하는 점은 문제가 될 수 있으며 특히 시장지배력에 의해 이런 현상이 발생하는 것이 아닌지 검토해야 한다.

다섯째, 전력시장이 성공하기 위해서는 망의 운영이 투명하고 완벽하게 분리되어야 한다. 그러나 특히 배전망의 경우, 아직 이러한 분리가 적절히 이루어지지 않고 있다.

여섯째, 시장의 규제가 효율적이고 완벽하게 되어야 한다. 그러나 아직 회원국의 규제 기관이 독립적이지 않은 곳도 있으며 효율적이지 않은 곳도 있다.

2. 유럽 전력시장이 시사하는 점

유럽의 전력시장 경쟁도입 과정에서의 가장 큰 시사점은 지속적이고 점진적인 추진일 것이다. 1990년대 후반에 시작되어 2009년에 일단 일단락되었으며, 또 다시 단일시장을 위한 지역별 시장을 구축하는 작업을 진행하고 있다. 더욱 중요한 점은 전체 추진과정에서 효율적인 단일 시장 구축이라는 확실한 목표를 갖고 있다는 점이다. 장기적인 목표도 없으며, 이로 인해 시장참여자와 운영자 모두 혼란을 겪고 있는 우리 전력시장으로서는 가장 본받아야 할 부분이라고 하겠다.

유럽의 확실한 규제 시스템 구축도 중요한 사항이다. 유럽의 전력시장 자유화가 지속적으로 일관되게 추진되고 있는 것은 유럽 에너지 정책 입안자들과 함께 규제기관의 역할이라 할 수 있다.

시장구조 측면에서는 망 사업의 분리와 TSO의 역할이다. 공정한 경쟁을 위해서는 망 사업의 분리가 중요하다. 송전뿐 아니라 배전망 사업까지 독립을 요구하고 있는 사례는 중요한 시사점이라고 할 수 있다. 특히, 이러한 결정이 점진적인 자유화과정에서 문제점을 극복하면서 도출된 것이므로 그 의미가 크다. 또 TSO를 중심으로 한 실시간 수급조정 시장의 역할이 큰 것은 시장 구조를 단순화하여 시장참여를 용이하게 하는 측면이 있다.

마지막으로 기후변화에 대한 선제적인 조치이다. 세계에서 가장 먼저 의무적인 배출권 할당과 거래제도를 도입하고, 적극적인 신재생 확대 정책을 추진함으로써 단순히 기후변화에 대처하는 것에서 그치지 않고, 첨단 기술과 제도를 선점하고 경제를 발전시키는 동력으로 활용하고 있다. 최근 우리나라에서도 녹색성장을 위해 스마트그리드에 관한 연구와 기술개발이 활발하게 이루어지고 있는 것은 다행이라 할 수 있다.

〈참고문헌〉

1. Statistical Yearbook 2013, ENTSO-E
2. Energy Deregulation Report ed 7, 2008, ABS Energy Research
3. Electricity Market Reform - An internal respective, P. Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger
4. ENTSO-E 홈페이지 (www.entsoe.eu)
5. European Energy Regulators (CEER & ERGEG) 홈페이지 (www.energy-regulators.eu)
6. Regional initiatives annual report, ERGEG
7. Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, 2009. 3, EUROPEAN COMMISSION
8. Technical annexes to the report from the Commission on the implementation of the Gas and Electricity Internal Market
9. ETSO overview of transmission tariff in Europe
10. 신재생에너지백서 2008, 에너지관리공단
11. 배출권거래제 동향, 김욱(남부발전), 2009. 5
12. 해외전력산업 동향 - 한국전력거래소, 2011
13. Benchmark of Electricity Transmission Tariff
14. An overview of current cross-border congestion management methods in Europe, May 2006
15. Regional flow-based allocation state of play, March 2007
16. Competition in European electricity markets
17. Balance Management Harmonisation and integration 4th report
18. EU Roadmap2050 (<http://www.roadmap2050.eu/>)