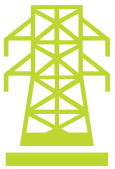


발전플랜트 산업 전망 및 국내기업 경쟁력

2015. 12



한국수출입은행
THE EXPORT-IMPORT BANK OF KOREA

○ 연구집필

한국수출입은행 해외경제연구소

원고감수 • 산업연구팀 이재우 팀장

원고작성 • 산업연구팀 이미혜 선임연구원

○ 발간에 부쳐

본 보고서에 수록된 내용은 집필자의 개인적인 견해이며
당 은행의 공식적인 의견을 반영하는 것이 아님을 밝힙니다.



CONTENTS

[요 약]	6
I. 세계 시장 현황 및 전망	13
1. 발전용량	13
2. 투자 현황 및 전망	22
II. 주요 지역·국가별 시장 매력도	27
1. 아시아	27
2. 중동·아프리카	38
2. 중남미	48
III. 국내기업의 경쟁력	52
1. 국내기업 해외진출 현황	52
2. 국내기업의 경쟁력	55
IV. 결론 및 시사점	59
<참고문헌>	61

표차례

표 I-1. 세계 발전 설비용량 전망	14
표 I-2. 세계 발전 설비용량 신증설전망 (2014~2025)	15
표 I-3. 석탄발전 설비용량 전망	16
표 I-4. 지역별 발전기술별 발전용량 및 비중 (2014)	17
표 I-5. 가스발전 설비용량 전망	18
표 I-6. 국가별 원전사업 추진 현황	20
표 I-7. 수력 설치용량 전망 (GW)	21
표 I-8. 투자비 전망 (2014~2025)	23
표 II-1. 중국 발전설비 용량 전망	29
표 II-2. 인도 발전설비 용량 전망	31
표 II-3. 말레이시아 발전설비 현황 및 전망	32
표 II-4. 베트남 발전설비 용량 전망	34
표 II-5. 우리기업의 베트남 사업 현황	35
표 II-6. 중동지역 발전설비 현황 및 전망	40
표 II-7. 사우디 발전소 신증설 계획	41
표 II-8. 2016년 중동 국가별 발전플랜트 발주액	42
표 II-9. GCC 발전플랜트 EPC Top 10 사업자 ('15)	43
표 II-10. 아프리카 발전설비 용량 전망	45
표 II-11. PIDA의 주요 프로젝트	47
표 II-12. 멕시코의 주요 발전프로젝트(2014~2022)	50
표 III-1. 한국전력의 주요 해외 발전사업 현황	54

그림차례

그림 I-1. 천연가스 가격 전망	18
그림 I-2. 지역별 원전 현황 및 전망	19
그림 I-3. 주요 지역 송배전망 증설 전망	24
그림 II-1. 아시아·태평양 국가별 전력사업 매력도	27
그림 II-2. 인도네시아 전력수요 전망	36
그림 II-3. 인도네시아 전력화율 목표	37
그림 II-4. 중동·아프리카 국가별 전력사업 매력도	39
그림 II-5. GCC 주요 IPP 사업자	43
그림 II-6. 아프리카 국가별 전기 미이용자 비율	44
그림 II-7. 중남미 국가별 전력사업 매력도	48
그림 II-8. 중남미 주요국의 원자재 수출 비중	49
그림 II-9. 에너지개혁법에 따른 전력산업 구조 변화	51
그림 III-1. 해외 발전플랜트 EPC 수주 현황	52
그림 III-2. 해외 발전플랜트 EPC 지역별 수주 비중	53
그림 III-3. 주요국 설계·시공·O&M 역량 수준 및 격차	55
그림 III-4. 해외 발전플랜트 Top 10 매출기업	56
그림 III-5. 주요국 사업기획 및 공사관리 역량 수준 및 격차	56
그림 III-6. 주요국 발전플랜트 기술수준 및 격차	57
그림 III-7. 주요국 발전플랜트 기술경쟁력	58

[요약]

1. 세계 시장 현황 및 전망

□ 발전플랜트는 2025년까지 3,052GW가 신증설될 전망

- 아시아 개발도상국이 신증설 용량의 약 1/3인 1,004GW를 차지하여 시장 규모 및 접근성에서 가장 매력적
- 중동, 중남미, 아프리카의 시장규모는 아시아 대비 작으나 산업화에 따른 전력난 해소 및 안정적 전력공급을 위한 투자 증가
 - 국내기업의 주력시장인 중동은 가스복합화력을 중심으로 122GW를 신증설
 - 중남미는 멕시코의 민자사업 확대 등에 따라 150GW를 신증설
 - 아프리카는 미국 등 다수 국가들의 전략적 투자지역으로 162GW를 신증설

□ 화력발전 중심으로 발전설비가 확대되나 탄소배출 감축을 위해 원자력 발전 및 신재생 에너지가 증가

- 석탄화력발전은 이산화탄소 배출은 많으나 원료비가 낮아 중국, 인도 등 개도국을 중심으로 2025년까지 617GW가 신증설될 전망
 - 중국은 세계 최대 석탄화력발전 국가이며, 인도는 향후 미국을 대신하여 세계 2위의 석탄발전 시장으로 부상하며 규제강화로 고효율 발전설비 도입 확대
- 가스발전은 중동 및 아시아를 중심으로 확대되며, 미국 등 선진국에서도 꾸준히 증가하여 2025년까지 788GW가 신증설될 전망
 - 천연가스 가격 경쟁력에 따라 추후 가스발전소가 석탄 및 원자력 발전소를 대체할 가능성도 존재

- 원자력 발전은 발전단가가 낮고 이산화탄소를 배출하지 않아 탄소배출 감축을 위해 선진국과 개도국에서 신증설 검토가 활발하여 2025년까지 157GW가 신증설될 전망
- 신재생에너지는 정책적 지원은 축소되나 시스템 가격하락으로 발전단가가 하락하여 점차 경쟁력을 제고

□ 2014년부터 2025년까지 총 8.8조 달러가 투자될 전망

- 연간 7,340억 달러가 투자되며 발전소 신증설에 4,200억 달러, 송배전망에 3,130억 달러로 예상
- 전원별 발전소 투자비는 화력발전이 1.5조 달러로 가장 큰 비중을 차지(29.5%)
- 송배전망 투자는 선진국의 노후 설비 교체, 개발도상국의 송배전망 증설, 스마트 그리드 사업 추진으로 증가

II. 주요 지역·국가별 시장 매력도

□ (아시아) 중국, 인도가 가장 매력적이며 다음으로 말레이시아, 베트남, 인도네시아 순

- 중국은 자국기업 우대 정책으로 인해 진입장벽이 높지만 환경설비, 송배전 부문 시장에 사업기회가 있을 것으로 보임
- 인도는 전력난 해소, 재정부족, 전력산업에 대한 외국인 직접투자 한도 폐지로 민자발전 사업기회가 증가
- 말레이시아는 고효율 석탄화력발전소의 매력도가 높음

□ (중동·아프리카) 카타르, 사우디아라비아, UAE, 나이지리아가 매력적

- (중동) 가스복합화력 비중이 높으며, 중국·유럽기업과의 경쟁심화에 따른 수익성 악화를 극복하기 위해 개발자 역량 제고가 필요

- (아프리카) 성장성이 높은 지역이나 위험요인 고려시 노후 발전소 개보수, 발전소 건설, 발전설비 수출 및 송배전망 사업이 유망

□ (중남미) 멕시코, 칠레가 매력적

- 멕시코는 에너지 개혁으로 사업기회가 증가하며 칠레는 광산사업 등과 연계된 발전 프로젝트 발주가 증가

Ⅲ. 국내기업의 경쟁력

□ 발전플랜트 설계·시공·O&M 역량은 최고 역량을 보유한 미국대비 한국은 74.9%, 일본은 94.7%, 중국은 60.4% 수준

- 설계 부문은 선진국이 엔지니어링 기반의 건설사업을 통해 고부가가치 시장을 주도하며 한국은 설계 역량을 강화해가고 있음
- 시공 부문은 한국이 선진국 수준의 역량을 보유하나 유럽·일본 기업, 신흥국 기업과의 가격경쟁이 심화되고 있음
- O&M 부문은 선진기업들이 매출액의 상당 부분을 창출하는 시장으로 우리 기업도 개도국 중심으로 진출 증가

□ 사업기획 및 공사관리 역량은 최고 기술국인 미국대비 한국 71.3%, 일본은 90.5%, 중국은 59.7% 수준

- 우리기업은 시공단계 감리 중심의 사업관리로 사업기획, 계약관리, 파이낸싱 등 고부가부문 역량이 부족

□ 발전플랜트 기술 수준은 최고 기술국인 미국 대비 한국은 78.3%, 일본 86.9%, 중국 50.0% 수준

- 일본은 다수의 원천기술을 보유하며 중국은 원천기술은 약하나 선진기업들의 발전설비를 제작하며 학습곡선이 빠르게 상승

IV. 결론 및 시사점

□ **국내기업의 주력 사업인 EPC는 중국과의 격차가 약 6년으로 투자개발형 사업으로 사업모형을 전환하지 않을 경우 경쟁력 하락이 불가피**

- 국내기업의 해외진출 방식은 해당국 직접 발주(85%) 중심이나 이와 같은 방식으로는 지속적인 성장이 어려움
 - 중국은 가격 경쟁력에 기반하여 해외 발전플랜트 매출 기준 세계 Top 10 기업 (2014)중 4개사가 진입
 - 일본의 해외진출 방식은 민간(일본계) 33%, 해당국 직접 발주 31%으로 투자개발형 사업비중이 높음
- AIIB 출범으로 MDB의 인프라 사업 지원이 확대됨에 따라 수원국 정부에게 선제적으로 사업을 제안하기 위해 기업들은 금융, 마케팅 등의 역량강화가 필요

□ **발전플랜트 산업의 해외사업 경쟁력을 제고하기 위해 각 지역별 특성을 고려한 진출 전략 및 사업모형 고도화가 필요**

- 전기요금을 규제하여 원가보다 낮은 가격에 전기를 공급하는 개발도상국은 발전플랜트 EPC 및 설비 판매 중심으로 접근
- 고위험 국가는 해당 시장에 정통한 글로벌 기업 또는 현지기업과 협력하되 MDB 등의 자금지원을 받아 프로젝트 위험을 낮춤
- 신재생에너지 비중을 높이려는 각 국가별 정책에 맞추어 복합화력발전소와 태양열 발전소를 융합해 발전효율을 높이는 신규 발전방식인 Integrated Solar Combined Cycle(ISCC) 등을 적용하여 신규 사업 기회를 창출
- 국내기업이 강점을 보유한 ICT 등과 연계한 진출 전략으로 발전소 운영 효율성 제고 및 스마트그리드 진출 기반을 확보해야 함.

발전플랜트 산업 전망 및 국내기업 경쟁력



I

세계 시장 현황 및 전망

1. 발전용량

□ 전력수요는 2025년까지 연평균 2.4% 증가

- 세계 전력수요는 개발도상국 중심으로 2012년 19,562TWh에서 2025년 26,761TWh로 1.4배 증가
 - 개발도상국은 경제성장, 산업화, 인당 전력소비량 증가로 전력수요가 연평균 3.6% 증가하며 국가별로는 인도가 연평균 4.%, 중국과 동남아가 각각 연평균 4.1% 증가
 - 선진국은 제조업 비중 감소, 전기요금 인상(신재생에너지 확대 등), 자가발전 확대 등으로 전력수요는 경제성장을 대비 낮은 연평균 1.0% 증가

□ 발전설비 용량은 2012년 5,683GW에서 2025년 8,179GW로 현재대비 1.4배 증가하며 석탄, 가스발전의 확대와 신재생에너지의 보급이 증가

- 석탄발전 설비용량은 2012년 1,805GW에서 2025년 2,245GW로 1.2배 증가하여 주요 발전원의 위치를 유지
 - 선진국은 환경문제로 석탄발전소 증설이 둔화되나 개발도상국을 중심으로 2025년까지 617GW가 증설되어 가스발전 다음으로 신증설용량이 큼
- 가스발전 설비용량은 2012년 1,462GW에서 2025년 2,095GW로 현재대비 1.4배 증가하며 신증설 용량이 가장 큼
 - 선진국의 석탄화력 발전 규제로 석탄화력발전 및 원전을 대체하면서 2025년까지 788GW가 증설되어 타 전원대비 가장 빠르게 증가

- 셰일가스 개발로 인해 가스가격 상승률이 둔화되고 산유국을 중심으로 가스발전 수요가 지속되면서 가스 발전소 증설이 확대
- 유류발전 설비용량은 2012년 442GW에서 2025년 325GW로 감소
 - 중동 및 개발도상국을 중심으로 37GW가 증설되나 OECD 국가의 유류 발전용량 비중은 지속적으로 감소
- 원자력 발전용량은 전력수요 급증과 신기후체제에 대응하기 위해 2012년 394GW에서 2025년 489GW로 1.2배 증가
 - 발전단가가 낮아 전력수요 증가에 대응하기 위해 아시아 개도국을 중심으로 2025년 까지 157GW를 신증설
 - 영국 등 선진국은 저탄소 정책에 대응하기 위해 원자력 발전소 건설을 추진
- 수력발전 용량은 2012년 1,085GW에서 2025년 1,483GW로 1.4배 증가
 - 중국, 인도 등 아시아를 중심으로 2025년까지 422GW를 신증설
- 풍력 발전용량은 2012년 282GW에서 2020년 598GW, 2025년 798GW로 2.8배 증가
- 태양광 발전용량은 98GW에서 2020년 364GW, 2025년 505GW로 5.2배 증가

■ 표 1-1. 세계 발전 설비용량 전망

	2012		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	1,805	31.8%	2,096	28.7%	2,245	27.4%
유 류	442	7.8%	371	5.1%	325	4.0%
가 스	1,462	25.7%	1,883	25.8%	2,095	25.6%
원 자 력	394	6.9%	451	6.2%	489	6.0%
수 력	1,085	19.1%	1,351	18.5%	1,483	18.1%
풍 력	282	5.0%	598	8.2%	798	9.8%
태 양 광	98	1.7%	364	5.0%	505	6.2%
기 타	115	2.0%	187	2.6%	239	2.9%
Total	5,683	100.0%	7,301	100.0%	8,179	100.0%

자료 : World Energy Outlook 2014

■ 표 1-2. 세계 발전 설비용량 신증설전망 (2014~2025)

(단위: GW)

지 역		석탄	가스	유류	원전	수력	신재생	합계
세 계		617	788	57	157	422	1,011	3,052
OECD	아메리카 ^{주1}	9	162	15	9	34	173	402
	(미국)	5	126	14	9	19	136	309
	유럽	36	107	1	12	40	209	404
	아시아·오세아니아 ^{주2}	18	65	4	19	10	83	197
	Total	63	333	20	39	84	464	1,004
비 OECD	아시아	471	174	4	89	212	454	1,404
	(중국)	257	81	0	75	123	344	881
	(인도)	135	43	1	10	36	76	302
	(동남아)	58	36	2	1	22	20	138
	동유럽·유라시아	47	105	1	20	21	15	210
	중동	1	78	15	6	7	16	122
	중남미	4	37	8	3	68	29	150
	아프리카	31	60	8	-	30	33	162
	Total	554	454	37	118	338	547	2,048

주: 1. 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코

2. 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드

자료: World Energy Outlook 2014

□ 석탄발전은 연료비가 낮아 중국, 인도 등 개발도상국 중심으로 확대

- 중국은 세계 최대 석탄발전국이며, 인도는 석탄발전소 증설로 향후 미국을 대신하여 세계 2위의 석탄발전 시장으로 부상
 - 중국은 2025년까지 257GW가 신증설되면서 설치용량은 2012년 791GW에서 2025년 1,064GW로 1.4배 증가
 - 인도는 2025년까지 135GW가 신증설되면서 설치용량은 2012년 138GW에서 2025년 284GW로 2.1배 증가
- 선진국은 환경규제 강화, 온실가스 감축 등으로 인해 석탄화력 발전시장이 축소될 전망

표 1-3. 석탄발전 설비용량 전망

(단위: GW)

지 역		2012	2020	2025	증감
세 계		1,805	2,096	2,245	440
OECD	아메리카 ^{주1}	353	314	304	(49)
	(미국)	330	290	281	(49)
	유럽	193	180	159	(34)
	아시아·오세아니아 ^{주2}	106	114	112	6
	Total	651	607	575	-76
비OECD	아시아	995	1,319	1,494	499
	(중국)	791	975	1,064	273
	(인도)	138	228	284	146
	동유럽·유라시아	110	105	101	(9)
	중남미	6	9	9	3
	중동	0	1	1	1
	아프리카	42	56	65	23
	Total	1,153	1,489	1,670	517

주: 1. 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코

2. 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드

자료: World Energy Outlook 2014

- 미국은 2014년 기존 발전소의 탄소 배출을 규제하는 청정에너지계획¹⁾, 저효율 석탄 화력발전소의 폐쇄를 유도하는 수은 및 대기오염물질 표준²⁾을 제안
- 영국은 모든 석탄화력발전소를 2025년까지 폐쇄할 계획을 발표
- 환경규제 강화, 탄소세 도입으로 고효율 발전설비 도입 확대
 - 중국은 규제 강화로 2014년 석탄화력발전 신증설 용량의 약 50%를 초초임계압³⁾이 차지
 - OECD 국가들은 수출신용기관의 해외석탄화력 발전 금융 규제에 합의하여 2017년 부터 저효율 발전설비에 대한 금융지원을 중단

1) Clean Power Plan. 2030년까지 미국내 발전소의 탄소배출량을 2005년 기준으로 32% 감축

2) Mercury and Air Toxic Standards

3) 압력과 온도에 따라 아임계압, 초임계압, 초초임계압으로 발전

표 I -4. 지역별 발전기술별 발전용량 및 비중 (2014)

	선진국		중국		인도		기타		합계	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
아 임 계	415	64	529	61	149	86	158	67	1,251	65
초 임 계	147	23	205	24	25	14	28	12	405	21
초초임계	85	13	130	15	0	0	51	21	266	14
C C S ^주	0.1	0								
합 계	647	100	864	100	174	100	238	100	1,922	100

주: Carbon Capture and Storage.(이산화탄소 포집 및 저장기술)

자료: IEA 자료 재인용

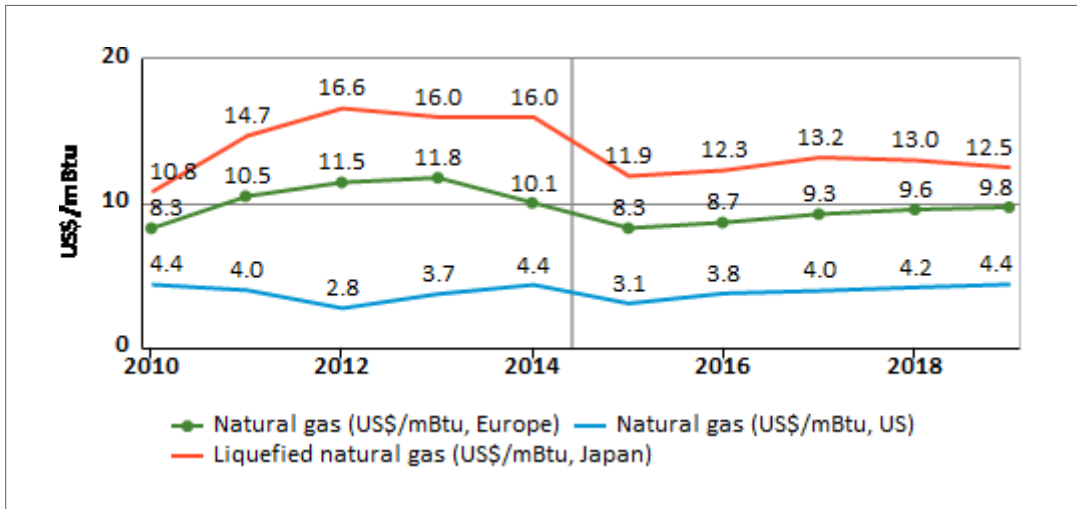
- 국가별 소득, 전력보급률 등에 따라 지원 가능한 발전기술을 제한
- 전세계 석탄화력발전소의 평균 효율은 노후 아임계 발전소의 폐쇄와 고효율 기술 채택으로 현재 36%에서 40%으로 향상
- 이산화탄소 포집 및 저장 기술⁴⁾은 2025년 이후부터 상용화될 것으로 예상되며 탄소 배출권 거래제를 채택한 일부 지역에 제한적으로 도입될 전망

□ 가스발전소 신증설은 아시아 및 중동을 중심으로 확대되며, 선진국에서도 가스발전소는 꾸준히 증가

- 북미 셰일가스 개발로 천연가스 가격 상승률이 둔화되면서 가스발전은 미국 등에서 석탄화력 및 원전을 대체
 - 셰일가스 개발로 천연가스 가격이 약 20% 하락하여 전세계에서 가장 가격이 높은 아시아의 천연가스 가격은 향후 \$12~13/MMBtu 수준에서 안정화
- 중국, 일본, 인도가 가스발전 사업을 확대하며 중동은 고부가가치 제품인 석유 수출을 위해 가스 발전 사업을 확대
 - 중국은 환경오염을 줄이기 위해 2025년까지 81GW를 신증설
 - 일본은 대지진이후 가스발전사업을 확대하여 2025년까지 51GW를 신증설

4) 화석연료에서 발생하는 이산화탄소를 대기로 배출하기전에 추출한 후 압력을 가해 액체 상태로 만들어 저장하는 기술

■ 그림 1-1. 천연가스 가격 전망



자료: Economist Intelligence Unit

■ 표 1-5. 가스발전 설비용량 전망

(단위: GW)

지 역		2012	2020	2025	증감
세 계		1,462	1,883	2,095	633
OECD	아메리카 ^{주1}	496	574	599	103
	(미국)	446	506	517	71
	유럽	232	290	327	95
	아시아·오세아니아 ^{주2}	127	171	173	46
	(일본)	79	109	112	33
	Total	856	1,034	1,099	243
비OECD	아시아	175	279	354	179
	(중국)	43	97	130	87
	(인도)	23	45	67	44
	동유럽·유라시아	156	176	191	35
	중남미	50	68	84	34
	중동	166	227	246	80
	아프리카	60	100	122	62
	Total	607	849	996	389

주: 1. 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코

2. 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드

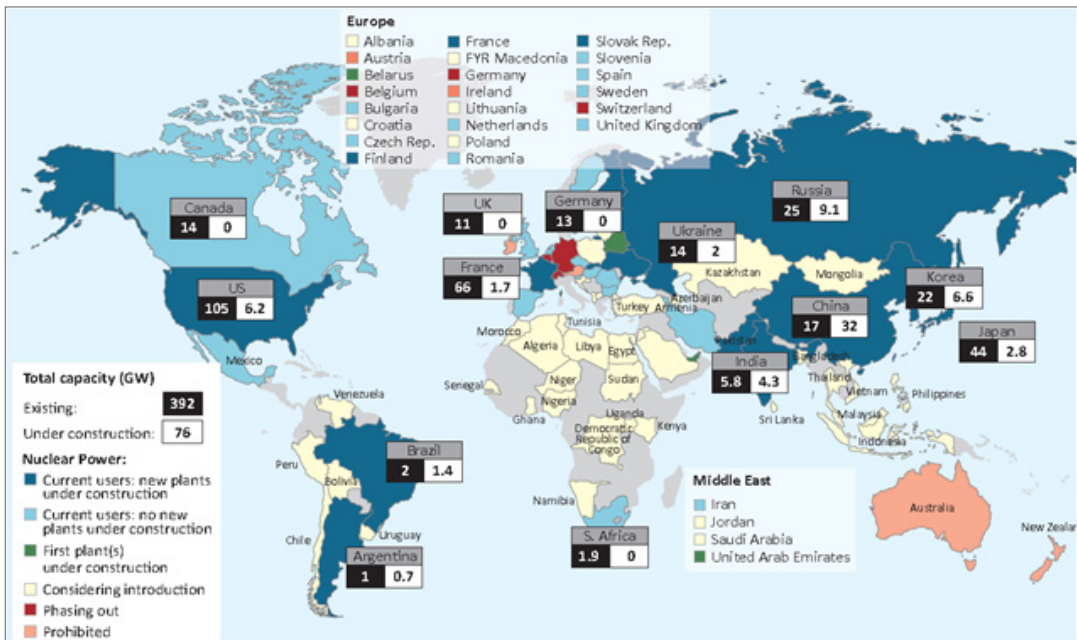
자료: World Energy Outlook 2014

- 발전시간이 불규칙한 신재생에너지가 확대되면서 이를 보완하기 위해 Flexibility가 높은 가스발전에 대한 관심 증가

□ 높은 발전효율과 탄소 배출 감축에 기여한다는 장점으로 원자력 발전 시장은 활성화

- 개발도상국을 중심으로 원전 설비용량은 2012년 394GW에서 2025년 489GW로 1.2배 증가
 - 현재 건설중인 원전은 14개국 64기(68GW)이며 국가별로는 중국 21기, 러시아 9기, 인도 6기, 한국 4기 순
 - 건설계획은 27개국 159기(180GW)로 중국 43기, 러시아 25기, 인도 22기, 일본 9기, 한국 8기, 폴란드 6기, 미국 5기 순
 - 이집트, 남아공, 중동, 동유럽 등도 원전 건설을 위한 사업지 확보 작업을 지속

■ 그림 1-2. 지역별 원전 현황 및 전망



주: 2013년 기준

자료: IAEA

■ 표 1-6. 국가별 원전사업 추진 현황

국 가	내 용
터 키	일본 미쓰비시·프랑스 Areva 컨소시엄의 터키 원전 수주
이 집 트	첫 원전건설 국제입찰 공고 발표 예정
영 국	20년만에 프랑스 EDF와 원전신설 계약 체결 및 추가 원전 도입 검토
프 랑 스	원전수명 연장 추진중
핀 란 드	핀란드 원전건설 최종 협상자 금년말 선정
베 트 남	100억불 규모의 3차 원전건설 사업에 한국의 참여가능성 높음
형 가 리	'15년에 원전증설 및 신설공사 국제입찰 예정
남 아 공	금년에 신규 원전 2기 건설 입찰 예정
스 웨 덴	'25년까지 1~2기의 신규 원전 완공 및 '18년 발주 예정

자료: 유진투자증권

- 원전강국들은 원전 안정성 강화, 신기술 개발을 통해 주도권 확보를 위해 노력
 - 미국은 탄소배출 규제로 원전 필요성이 증가하여 신규 원전 건설에 정부의 대출보 증 등 인센티브를 제공하자 신규 원전 프로젝트 추진이 활발
 - 미국 원자력 규제위원회(NRC)는 현재 16기의 건설승인을 적극 검토중
 - 세계적으로 노후 원전에 대한 조기 교체 논의도 원전수요 증가 요인으로 작용
 - 2014~2040년간 원전 해체시장 규모는 1,040억 달러로 예상

□ 수력발전 설치용량은 2012년 1,085GW에서 2025년 1,483GW로 1.4배 증가

- 아시아, 남미, 아프리카의 수력 자원이 풍부
 - 중국, 인도, 브라질 등을 중심으로 대규모 수력발전소 건설 추진
 - 동남아에서는 태국, 캄보디아, 라오스 등이 메콩강을 중심으로 수력자원이 풍부
 - 아프리카는 콩고, 이디오피아, 앙골라, 카메룬 등의 성장잠재력이 높으나 정치적 위험 및 자금조달의 어려움이 존재
- 수력발전소는 전력 수요지로부터 멀리 떨어진 곳에 위치하는 경우가 많아 상당한 규모의 송전망 투자가 필요

■ 표 1-7. 수력 설치용량 전망 (GW)

지 역		2012	2020	2025	증감
세 계		1,085	1,351	1,483	398
OECD	아메리카 ^{주1}	194	204	210	16
	유럽	202	215	222	20
	아시아·오세아니아 ^{주2}	69	71	73	4
	Total	466	490	505	39
비OECD	아시아	343	511	581	238
	(중국)	249	375	400	151
	(인도)	42	58	77	35
	동유럽·유라시아	93	103	110	17
	중남미	143	187	211	68
	(브라질)	84	110	124	40
	중동	14	18	22	8
	아프리카	25	41	54	29
	Total	619	861	977	358

주: 1. 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코

2. 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드

자료: World Energy Outlook 2014

□ 풍력 및 태양광 설치용량은 2012년 380GW에서 2020년 962GW로 2.5배 증가하며 이후 2025년까지 1,303GW로 1.4배 증가

- ‘파리협정(’15)’에서 지구 평균온도 상승폭을 산업화 이전대비 1.5℃ 이하로 제한하는데 합의하여 신재생에너지 발전이 선진국 뿐만 아니라 개발도상국에서도 확대될 전망
 - 선진국과 개발도상국은 자국이 스스로 정한 방식에 따라 2020년부터 의무적으로 온실가스 배출 감축을 추진
- 풍력 설비용량은 2012년 282GW에서 2020년 598GW로 2.1배 증가한 후 2025년 798GW로 1.3배 증가
 - 유럽, 미국, 중국, 인도를 중심으로 확대되며 다수의 유럽의 지원 프로그램이 2015~2016년에 종료되면서 단기적으로는 유럽의 성장률이 둔화될 가능성도 존재

- 풍력발전소는 평균 20년간 운영되며 기존 터빈을 교체하려는 Repowering 수요는 미국, 유럽, 중국에서 상당한 규모의 시장을 형성
- 해상풍력은 영국, 독일, 벨기에, 덴마크 중심으로 설치되어 있으며 유럽 중심으로 성장
- 태양광 발전 설비용량은 2012년 98GW에서 2020년 364GW, 2025년 505GW로 증가
 - 유럽, 중국, 미국 등을 중심으로 확대
 - 대형 프로젝트는 부지확보, 계통연계 등의 문제로 향후 성장률이 둔화되고 신규 설치 용량의 50%는 소규모 프로젝트(가정용, 소규모 상업용)

2. 투자 현황 및 전망

(1) 투자비

□ 2013년에는 총 6,630억 달러가 투자됨

- 발전소 신증설에 4,150억 달러(62%)를 투자
 - 전원별 비중은 태양광 24%, 수력 20%, 석탄화력 19%, 풍력 15%, 가스발전 12% 순
 - 발전소 신증설은 2011년 4,450억 달러로 정점을 찍고 이후 신재생에너지 투자비 하락 및 보조금 축소로 투자 증가율이 둔화됨
- 송배전망 증설에 2,500억 달러(38%)가 투자됨

□ 2014년부터 2025년까지 총 8.8조 달러가 투자될 전망

- 발전소 증설에 5.0조 달러(57.3%), 송배전망에 3.8조 달러(42.7%)를 투자
 - 연간 7,340억 달러가 투자되며 발전소 신증설에 4,200억 달러, 송배전망에 3,130억 달러로 예상
- 전원별 발전소 투자비는 화력발전이 1.5조 달러로 가장 큰 비중을 차지(29.5%)
 - 다음으로 풍력 0.9조 달러(18.3%), 수력 0.88조 달러(17.6%), 태양광 0.7조 달러(14.7%), 원자력 0.6조 달러(12.0%) 순

- 송배전망 투자는 선진국의 노후 설비 교체, 개발도상국의 송배전망 증설, 스마트 그리드 사업 추진으로 증가
 - 선진국 송배전망은 주로 1960~1970년대 건설되었으며 평균 40년동안 사용되므로 향후 상당한 설비 교체 수요 발생 예상
 - 비OECD국가의 송배전망 투자가 2/3을 차지하며 투자비중 68%는 신설, 29%는 기존 송배전망 보수 및 교체에 투자

■ 표 1-8. 투자비 전망 (2014~2025)

(단위: 10억 달러)

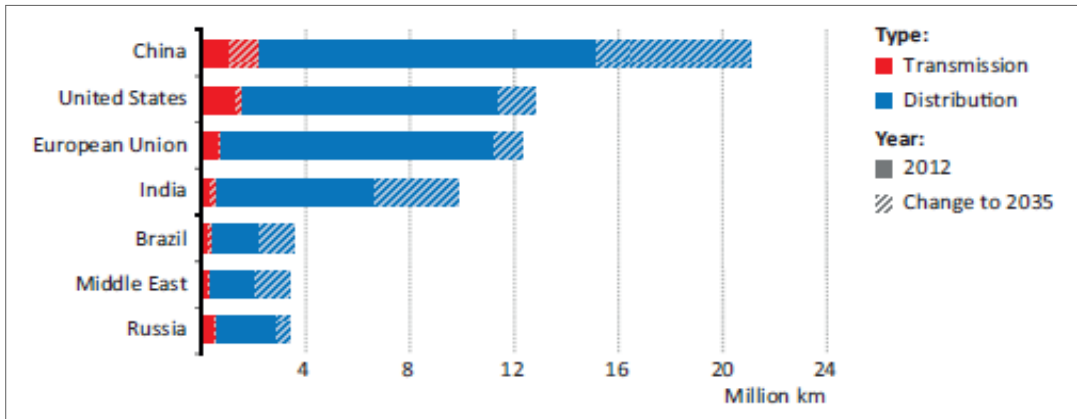
지 역		발전설비					송배전	합계
		화력	원자력	수력	신재생	합계		
세 계		1,478	615	881	2,070	5,044	3,761	8,805
OECD	아메리카 ^{주1}	196	90	88	415	789	569	1,359
	(미국)	158	87	48	339	632	460	1,093
	유럽	174	102	104	501	881	468	1,348
	아시아·오세아니아 ^{주2}	106	70	23	250	449	245	694
	Total	476	261	215	1,166	2,119	1,282	3,401
비 OECD	아시아	586	239	397	683	1,905	1,606	3,511
	(중국)	255	193	211	489	1,148	982	2,129
	(인도)	176	29	73	121	400	289	688
	(동남아)	112	2	45	44	203	247	449
	동유럽·유라시아	202	83	42	38	364	234	598
	중동	83	21	15	37	156	117	273
	중남미	37	12	147	60	256	240	496
	아프리카	93	-	64	87	245	282	527
	Total	1,002	354	666	904	2,925	2,479	5,405

주: 1. 미국, 캐나다, 칠레, 멕시코

2. 일본, 한국, 호주, 뉴질랜드

자료: World Energy Outlook 2014

■ 그림 1-3. 주요 지역 송배전망 증설 전망



자료: World Energy Outlook 2013

(2) 기업의 투자 동향

□ 프랑스, 이태리, 스페인 등 유럽기업들은 인도, 남미, 중동, 아프리카 등 신흥국 사업을 강화

- 프랑스 Engie(구 GDF Suez)는 아시아, 남미, 중동사업 비중을 지속적으로 확대할 계획
 - 3년내에 중남미 최대 민간 발전사업자로 도약을 목표로 칠레 발전 및 송전망에 17억 달러를 투자할 계획
 - 칠레 다음으로는 우루과이, 콜롬비아 사업을 확대할 계획이며 최근 남아공을 중심으로 아프리카 사업을 강화
- 이태리 Enel은 우루과이, 사우디, 이집트 등 6개 신흥국에서 2018년까지 총 2.9GW의 발전설비 건설을 추진
- 스페인 Iberdrola는 미국과 중남미 지역 사업 확대를 추진
 - 멕시코의 가스복합화력발전, 브라질의 수력발전 및 전력망 사업 등을 강화

□ 일본기업들은 자국내 원전시장 축소 및 전력시장 소매자유화('16)로 해외사업을 통해 수익성 제고를 추진

- 자국내 신규 원전 건설이 중단되자 원전 기자재 기업들은 초기 단계의 해외 프로젝트 매입을 통해 자사 제품 수출 확대를 추진

- 히타치는 독일 E.On과 RWE의 영국 원전사업 JV인 Horizon Nuclear Power⁵⁾를 매입(2012)
- 일본 전력회사들은 자국사업 중심이었으나 경영환경이 악화되자 해외사업을 확대
 - 규슈전력이 이토추 상사와 인도네시아 지열발전 사업에 진출
 - 도쿄전력과 히타치는 해외 송전사업 컨설팅과 엔지니어링을 담당하는 JV⁶⁾를 설립
- 종합상사들은 유럽을 중심으로 해외 신재생에너지 사업에 적극 진출
 - 미쓰비시상사⁷⁾는 EDF와 소형 풍력 프로젝트 공동개발 JV 설립하였으며 미쓰비시 중공업은 세계 1위 풍력터빈 회사인 베스타스⁸⁾와 해상풍력 합작회사 설립

□ 중국기업의 진출 지역은 개도국(인도, 아프리카 등)에서 유럽으로 확대됨

- 2011~2014년에는 재정위기로 자산 매각이 증가한 남유럽 기업의 지분을 인수
 - 2011년 중국삼협총공사는 포르투갈 국영전력회사인 EDP의 지분 (21.35%), 2014년에는 중국 국가전력망공사가 이태리 송전기업인 CDP Reti의 지분(35%)를 인수
- 최근 중국은 프랑스 EDF가 주도하는 영국 Hinkley Point 원전 프로젝트에 지분 참여(33%)를 결정
 - 중국 원전건설회사인 광허그룹과 발전회사인 중국핵전집단공사가 참여할 계획

□ 수직적 통합을 추진하면서 업스트림 또는 미드스트림 자산 인수 증가

- 일본 전력회사들은 미국, 호주의 LNG 프로젝트 투자를 지속
- 인도 전력회사인 NTPC, Tata Power는 자국내 석탄 수급 문제 해결을 위해 해외 석탄광산 사업에 투자

5) 영국 2개 지역에서 최대 6기의 원전 건설 추진(3.3GW)

6) 히타치 85%, 도쿄전력 15%,

7) 글로벌 발전용량을 현재 4.5GW에서 2015년 6GW로 확대할 계획이며 이중 20%를 신재생에너지 부문에 투자할 계획

8) 베스타스는 육상풍력 발전설비 세계 1위이며 현재 해상풍력 발전시설 시장점유율은 지멘스가 1위로 50%, 베스타스가 25%

□ **신사업 진출, 대형 프로젝트 자금 조달, 사업경쟁력 강화를 위해 이종기업간 협력 확대**

- 발전사업자와 해외 네트워크를 보유한 상사간의 협력 확대
 - 일본 상사와 한국 전력회사간 협력 확대를 통해 양국 수출신용기관을 통한 금융 조달 능력 제고 (예: 중부발전과 마루베니가 추진한 인니의 Cirebon사업)
- 발전회사, 기자재 회사, 금융회사간 컨소시엄 구축
 - GE, MEAG(독일 재보험회사 Munich Re와 보험회사 ERGO의 자산을 운용), EDF 컨소시엄은 스페인 Iberdrola의 프랑스 풍력자산 32개를 매입하였으며 GE는 자사 제품을 통해 Repowering을 추진할 계획
- SoftBank는 애플의 제조기업으로 유명한 대만 Foxconn Technology와 JV를 설립하고 인도 신재생에너지 사업에 투자할 계획
- First Utility(영국)는 정유회사 로얄 더치 셸과 JV를 설립하고 독일 전력 판매 시장에 진출
 - 로얄 더치 셸은 저유가로 포트폴리오 다각화를 위해 전력시장에 진출하였으며 First Utility는 로얄 더치 셸의 브랜드를 활용하여 사업 확대를 희망

II

주요 지역 · 국가별 시장 매력도

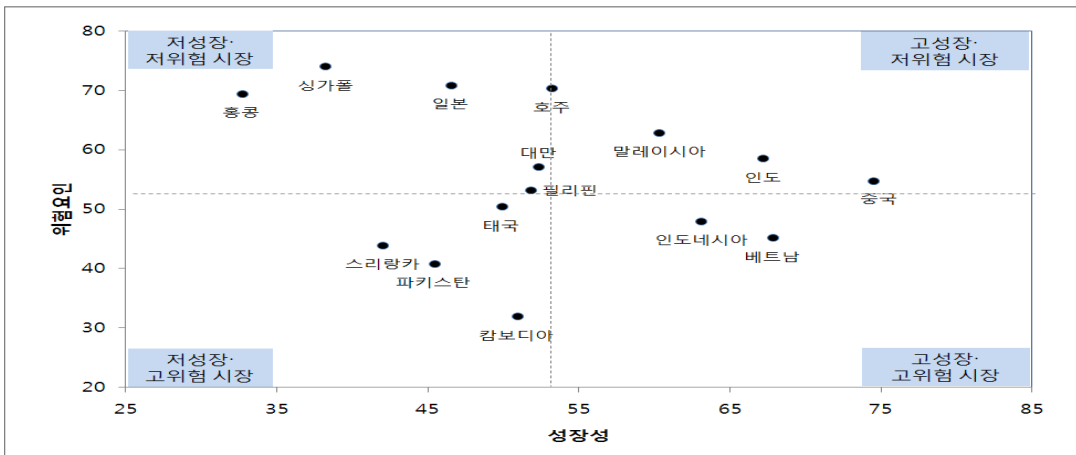
1. 아시아

(1) 매력도

□ 성장성과 위험요인을 종합 평가시⁹⁾ 중국, 인도가 가장 매력적이며 다음으로 말레이시아, 베트남, 인도네시아 순

○ 중국, 인도가 규모 및 성장성 전반에 걸쳐 유망하며, 전력이 부족한 베트남, 인도네시아는 아시아의 평균 성장률보다 높은 성장률이 예상됨

■ 그림 II-1. 아시아 · 태평양 국가별 전력사업 매력도



주: 1. 성장성은 향후 5년간 발전용량, 발전량, GDP 성장률 등을 100점 만점 기준으로 평가
 2. 위험요인은 진입장벽, 자금조달, 입찰과정의 투명성, 정치적 안정성 등을 100점 만점 기준으로 평가하였으며 점수가 높을수록 위험도가 낮음
 3. 점선은 지역 평균을 의미
 자료: BMI(2015), 수출입은행 분석

9) 종합평가시 성장성에 65%, 위험에 35% 가중치를 부여

(2) 중국

□ 대기오염 해소를 위해 원전, 가스발전, 신재생에너지 설비 증설이 가속화되나 석탄 화력발전이 주요 전원의 위치를 유지

- 발전 설비용량은 2012년 1,198GW에서 2025년 2,159GW로 1.2배 증가
- 석탄화력발전 비중(66%)이 압도적으로 높으며 석탄화력 발전용량은 2012년 791GW에서 2025년 1,064GW로 1.3배 증가
 - 3대 대기오염 심각지역¹⁰⁾에 석탄화력발전소 건설을 금지¹¹⁾하나 그 외 지역에서는 여전히 석탄화력발전이 증가
 - 신규 석탄화력발전소의 석탄소비량을 현재 321g/kWh에서 2020년 300g/kWh 미만으로 감축할 계획에 따라 고효율 발전소 수요가 증가할 전망
 - 목표 달성을 위해서는 신규 석탄화력발전소의 효율이 43%로 향상되어야 하며 이에 따라 2014~2040년에 신증설되는 석탄화력발전소의 45%가 초초임계압 등 고효율 설비를 사용할 것으로 예상
- 수력 발전은 석탄화력 발전 다음으로 비중(21%)이 높으며 2012년 249GW에서 2025년 400GW로 1.6배 증가
 - 중국은 세계적인 수력발전국으로 일본 원전사고 이후 대형 수력 발전 사업이 다시 각광받고 있음
- 대기오염 해소와 기후변화 대응 정책에 따라 가스발전, 원전, 신재생에너지 설비 증설 확대
 - 가스발전용량은 2012년 43GW에서 2025년 130GW로 3.0배 증가하며 북경 등 대기 오염이 심각한 대도시를 중심으로 발전소 건설이 증가
 - 원전 설비용량은 2012년 14GW에서 2025년 92GW로 6.6배 증가하며 2016~2020년 사이 매년 6~8개의 원전을 자체 기술로 건설할 계획
 - 풍력발전용량은 2012년 75GW에서 2025년 275GW, 태양광 설비용량은 2012년에 7GW에서 2025년 145GW로 증가

10) 베이징-톈진-허베이 지역, 장강 및 주강삼각주

11) 공기오염 방지 및 컨트롤 액션플랜('13~'17)

■ 표 II-1. 중국 발전설비 용량 전망

	2012		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	791	66%	975	53%	1,064	49%
유 류	11	1%	10	1%	9	0%
가 스	43	4%	97	5%	130	6%
원 자 력	14	1%	60	3%	92	4%
수 력	249	21%	375	20%	400	19%
풍 력	75	6%	202	11%	275	13%
태 양 광	7	1%	100	5%	145	7%
바이오매스	8	1%	30	2%	41	2%
기 타	0	0%	1	0%	2	0%
Total	1,105	100%	1,851	100%	2,159	100%

자료: World Energy Outlook 2014

□ 연평균 투자비는 2014~2020년에는 1,930억 달러, 2021~2025년에는 1,660억 달러로 예상

- 발전소 건설에는 2014~2020년에는 연평균 1,100억 달러, 2021~2025년에는 800억 달러를 투자
- 송배전망에는 2014~2020년에는 830억 달러, 2021~2025년에는 860억 달러를 투자

□ 중국은 자국기업 우대 정책으로 인해 진입장벽이 높지만 환경설비, 송배전 사업 부문 시장에 사업기회가 있을 것으로 보임

- 대다수의 석탄화력발전소가 환경설비를 갖추고 있지 못하여 환경규제 강화로 인해 관련 시장이 성장할 전망
- 전력 수요는 동부 연안에서 발생하나 발전설비는 서북부 내륙에 분포하여 송배전 및 스마트그리드 사업이 유망
 - 2015년 11월 발표된 전력부문 개혁에 관련 문건에 따르면 향후 총 RMB 6,200억을 투자하여 20개의 초고압 송전망을 건설할 계획(RMB 1=약 180원)
 - 13차 5개년 계획('16~'20)에 따르면 스마트그리드는 투자는 전력망 투자총액의 약 12.5%를 차지

(3) 인도

□ 2020년까지 ‘매일 24시간 전력을 공급한다’는 724 정책 추진으로 발전플랜트 성장성이 높음

- 안정적인 전력난 해소를 위해 발전용량은 2012년 241GW에서 2025년 556GW로 2.3배 증가
 - 2013년 전력예비율은 -5%로 적정 수준인 20~25% 수준을 크게 하회하나 제조업 육성 정책 추진으로 전력수요는 지속적으로 증가하고 있음
- 석탄화력발전 비중(57%)이 높으며 석탄화력 발전용량은 2012년 138GW에서 2025년 284GW로 2.1배 증가
 - 2020년까지 연간 18GW의 석탄화력발전소 발주가 예상됨
 - 현재는 아임게 중심(85%)이나 정책적으로 신규 석탄화력발전소의 60%는 초임계압를 채택할 계획이어서 고효율 설비 수요가 증가할 전망
- 원전을 통해 전력부족 문제 해결을 추진하면서 원전 용량은 2012년 5GW에서 2025년 16GW로 증가
 - 발전량중 원전 비중을 현재 3%에서 2017년 5%, 2030년 12%로 확대할 계획이나 자본 부족으로 원전 확충은 민간 부문 및 외국계 기업의 투자가 큰 영향을 줄 전망
- 가스발전용량은 2012년 23GW에서 2025년 67GW로 2.9배 증가
 - 현재 천연가스는 비료부문에 우선적으로 공급하여 전력 부문의 가스공급이 원활하지 않으며 수입 천연가스의 높은 가격으로 가스복합화력발전소 가동률이 낮음
- 수력 발전 설치용량은 2012년 42GW에서 2025년 67GW로 2.9배 증가
- 세계 6위의 풍력터빈 회사인 Suzlon으로 인해 풍력 발전용량은 2012년 18GW에서 2025년 56GW로 3.1배 증가
- 태양광 발전 설치용량은 2012년 1GW에서 2025년 34W로 증가

■ 표 II-2. 인도 발전설비 용량 전망

	2012		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	138	57%	228	55%	284	51%
유 류	8	3%	9	2%	9	2%
가 스	23	10%	45	11%	67	12%
원 자 력	5	2%	10	2%	16	3%
수 력	42	18%	58	14%	77	14%
풍 력	18	8%	39	9%	56	10%
태 양 광	1	1%	16	4%	34	6%
바이오매스	6	2%	10	2%	13	2%
기 타	0	0%	1	0%	1	0%
Total	241	100%	414	100%	556	100%

자료: World Energy Outlook 2014

□ 연평균 투자비는 2014~2020년에는 550억 달러, 2021~2025년에는 690억 달러로 예상

- 발전소 건설에는 2014~2020년에는 연평균 320억 달러, 2021~2025년에는 400억 달러를 투자
- 송배전망에는 2014~2020년에는 230억 달러, 2021~2025년에는 290억 달러를 투자

□ 발전플랜트의 성장성이 높고 민자발전사업 확대를 추진하는 점은 기회요인

- 전력난, 재정부족, 전력산업에 대한 외국인 직접투자 한도 폐지('13)로 민자발전 사업 기회가 증가¹²⁾
 - 이에 따라 Engie(구 GDF Suez), SembCorp, Fortum 등이 인도 사업을 확대할 계획
- Power Fund를 조성하여 부실 발전소 인수 및 정상화 방안도 검토중
- 전력구매자인 배전회사의 재정적자, 연료 조달의 어려움은 투자의 걸림돌로 작용
 - 발전단가보다 낮은 전기요금, 높은 송배전손실로 기업의 부채가 급증하였으나 급격한 전기요금 상승은 어려울 것으로 예상됨

12) 현재 발전설비의 66%는 정부가 보유

- 인도는 세계 3위의 석탄 매장량(12%)을 보유하나 석탄화력 발전소 가동률은 석탄 공급 부족과 석탄의 질의 문제로 2007년 80%에서 2014년 64%로 하락
- 석탄 증산방침에 따라 석탄생산량 기준 세계 1위 기업인 Coal India의 생산량이 향후 연 7~8% 증가할 것으로 예상되어 연료조달이 점진적으로 해소될 전망

□ **전국적인 송전망 구축, 송배전손실을 하락을 추진하여 송배전망 투자 부문도 유망**

- 2013년에 5개 지역 전력망이 상호연결되었으며 지역간 전력망 연결이 확대될 것으로 예상
- 정부는 송배전손실율을 현재 25%에서 2021~22년에 16% 수준으로 낮출 계획
 - 송배전손실률이 15%로 하락시 기업들은 최종소비자 요금을 5% 인상하면서도 재무 안정화가 가능할 것으로 예상됨

(4) 말레이시아

□ **말레이시아 발전설비용량은 2014년 32GW에서 2025년 54GW로 증가**

- 화력발전, 특히 가스발전 중심이나 석탄가격 하락과 전원 다각화로 석탄화력 발전 증가
 - 가스발전은 2014년 15GW에서 2025년 21GW로 증가하여 총 설비용량중 비중은 46.9%에서 38.9%로 감소

■ 표 II-3. 말레이시아 발전설비 현황 및 전망

	2014		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	8	25.0%	12	27.3%	17	31.5%
유 류	4	12.5%	3	6.8%	3	5.6%
가 스	15	46.9%	19	43.2%	21	38.9%
수 력	5	15.6%	7	15.9%	9	16.7%
바이오매스	0.4	1.3%	1	2.3%	1	1.9%
기타 신재생	0.2	0.6%	1	2.3%	2	3.7%
Total	32	100.0%	44	100.0%	54	100.0%

자료: Southeast Asia Energy Outlook 2015

- 석탄화력발전은 2014년 8GW에서 2025년 17GW로 증가하여 총 설비용량중 비중은 25.0%에서 31.5%로 증가
- 수력발전은 잠재력(40GW)이 높으나 수요처에서 멀리 떨어져 있고 송전망 부족으로 발전설비용량은 2014년 5GW에서 2025년 9GW로 소폭 증가

□ 말레이시아는 고효율 석탄화력발전소의 매력도가 높음

- 국제시장에서 석탄을 구매하여 가격 변동 위험에 노출되어 있어 고효율 발전소에 대한 수요가 높음
- 2015년 상반기에는 말레이시아 최초의 초초임계압 발전소인 Manjung 4(1GW)가 건설됨

(5) 베트남

□ 경제성장과 산업화로 전력수요가 연평균 15% 증가할 것으로 예상되어 석탄화력발전 중심으로 발전설비를 증설할 계획

- 총 설비용량은 2013년 26.8GW에서 2025년 95GW로 3.5배 증가
 - 향후 10년간 4GW/년 신증설을 추진
- 석탄화력발전 중심의 전력공급 체계 구축하면서 석탄화력 발전용량은 2015년 14.9GW에서 2025년 42.9GW로 2.9배 증가
 - 2013년 기준 전원별 비중은 수력 42.0%, 석탄화력 22.5%였으나 2025년에는 수력 20.9%, 석탄화력 45.2%로 변화
- 동남아 국가중 원전 도입에 가장 적극적으로 2020년까지 최초의 원전을 건설할 계획
 - 일본과 러시아가 각각 2,000MW급 원전을 수주하였으며 원자력 발전용량은 2020년 1.0GW, 2025년 6.0GW로 증가
- 베트남 석유공사(PVN), 베트남 석탄공사(VINACOMIN)의 전력사업을 확대할 계획

■ 표 II-4. 베트남 발전설비 용량 전망

	2015		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	14.9	35.1%	29.2	44.7%	42.9	45.2%
유류 · 가스	10.5	24.9%	12.8	19.7%	16.7	17.6%
원 자 력			1.0	1.5%	6.0	6.3%
수 력	14.2	33.6%	17.3	26.5%	19.8	20.9%
신 채 생	1.7	3.9%	3.1	4.8%	4.8	5.1%
Total	42.5	100%	75.0	100%	95.0	100%

자료: National Master Plan for Power Development VII

□ 석탄화력발전 사업에 외국기업의 참여를 확대하여 국내 기업의 참여 가능성이 높음

- 화력발전 플랜트 EPC 사업은 중국기업들이 낮은 가격으로 활발히 시장에 진출하였으나 공기지연으로 우리기업 참여가 증가
 - 중국기업들은 낮은 기술 수준, 저급 설비 사용, 자금조달 능력 부족으로 완공이 계획 대비 1~3년 지연됨¹³⁾
- 우리기업들은 건설공사 수주 중심이었으나 파이낸싱과 연계한 발전소 BOT(Build-Operate-Transfer) 사업이 증가하는 추세
- 2015년 Public Private Partnership(PPP)¹⁴⁾ 관련 법적체계를 구축하여 민간투자가 확대될 전망
 - ‘Decree 15/2015/ND’는 공식 PPP 계약으로 BOT, BT, BOO, BTO를 명시하였으며 정부 위험분담책임 및 민간투자자 인센티브 관련 규정을 포함

13) Hai Phong 1&2, Cam Pha 1&2 프로젝트 등

14) 공공부문과 민간부문의 협력을 확대하기 위해 공식적인 계약 Framework를 마련하여 공동으로 작업

■ 표 II-5. 우리기업의 베트남 사업 현황

유 형	프로젝트명 및 참여기업
EPC	<ul style="list-style-type: none"> • 현대 : 몽중1 석탄화력 • 두중 : 몽중2 석탄화력, 응이손2 • 대림 : 오몽1-2호기 및 타이빙2 석탄화력
BOT	<ul style="list-style-type: none"> • 몽중2 석탄화력발전소 : 포스코에너지 • 남딩 석탄화력발전소 : 태광파워 • 응이손2 석탄화력발전소 : 한국전력, 두산중공업, 마루베니 컨소 시움

□ 국영전력회사 EVN의 발전자회사 민영화, 부채감축도 새로운 기회를 창출

- EVN은 낮은 전기요금, 비관련 사업 손실 확대로 부채가 급증하면서 일부 프로젝트가 취소 또는 연기됨
- 2016년에 EVN의 발전자회사 민영화, 자산매각 등을 통해 부채를 축소할 경우 투자 여력이 증가할 전망

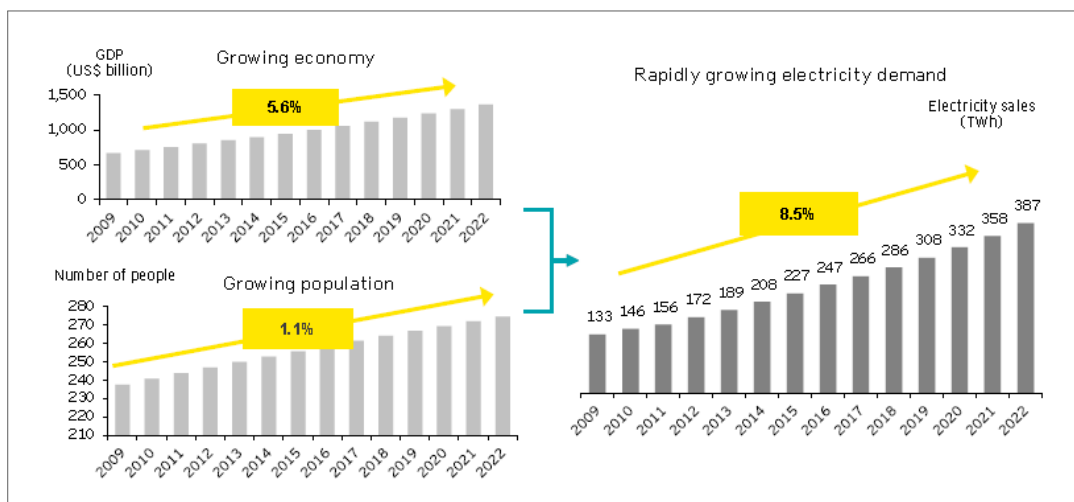
□ 정부의 요금규제로 인한 낮은 전기요금, 연료수급은 진출의 장애요인으로 작용

- 낮은 전기요금으로 인해 건설사 선정시 낮은 가격을 제시한 기업이 선정되어 부실 시공, 시공지연이 악순환되고 있음
 - 2014년 평균 전기요금은 9.2센트/kWh로 인도네시아 1.24달러/kWh, 말레이시아 1.28달러/kWh보다 낮으며 2015년 3월 전기요금을 7.5% 인상하였으나 여전히 타 국가대비 낮은 수준
 - 취약한 EVN의 재무구조, 민자발전 확대, 원전건설 등 대규모 투자가 지속됨에 따라 향후 인근국가 수준으로 전기요금 인상 가능성이 있음
- 석탄화력발전소가 큰 폭으로 증가하나 베트남 석탄의 점진적 고갈과 중국 석탄 수입 증가로 석탄 수급에 대한 우려도 존재

(6) 인도네시아

- 인도네시아 경제는 연평균 5.6% 성장, 인구는 연평균 1.1% 증가하면서 전력수요는 향후 8.5% 증가할 전망

■ 그림 II-2. 인도네시아 전력수요 전망

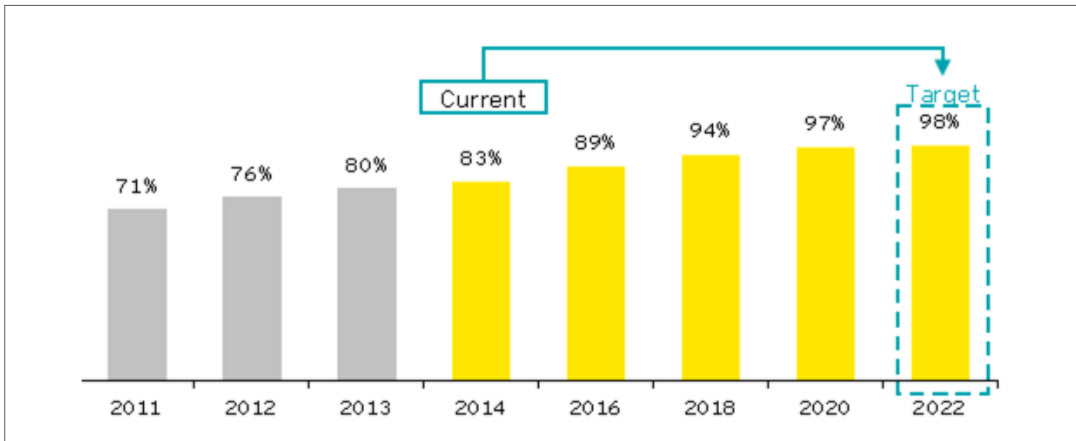


자료: RUPTL 2013-2020, EY

□ 인도네시아는 향후 5년간 35GW의 발전소 신증설을 추진

- 발전소 신증설을 장려하기 위해 Fast Track Program을 시행하였으나 인허가, 부지 확보, 건설, 자금조달 문제 등으로 발전소 신증설이 목표대비 지연됨
 - Fast Track 1('06)에 따라 2010년까지 발전설비를 10GW 증설할 계획이었으나 2013년까지 63%만 건설되어 기간을 2015년으로 연장
 - Fast Track Program 2('10)는 17.9GW를 신증설할 계획이며 2016년말이 되어야 목표가 달성될 것으로 예상
- 이에 따라 2015년, 인도네시아 정부는 유류 보조금(정부 예산의 21%)을 삭감하고 향후 5년간 발전플랜트 35GW 신증설을 추진
 - 전력화율(electrification rate)을 2013년 80%에서 2022년 98%로 높이기 위해 국영 전력회사 PLN이 17GW, 민자발전소가 18GW를 담당
 - 투자청(BKPM)을 통해 인허가, 부지확보 등의 one-stop 서비스를 제공 예정

■ 그림 II-3. 인도네시아 전력화를 목표



자료: RUPTL 2013-2020, EY

□ 발전플랜트 신증설은 석탄화력발전 중심으로 증가하여 증기터빈, 보일러 시장이 유망

- 향후 5년간 신증설되는 35GW는 석탄화력 20GW(57%), 가스발전 13GW(37%), 수력 2.4GW(7%), 지열 1.2GW(3%)로 구성
 - 인근 국가대비 전기요금이 낮으나 2014년 6월부터 보조금을 점진적으로 축소하고 있으며 급격한 요금 인상을 막기 위해 석탄화력발전 중심으로 신증설을 추진
- 2016년 이후 초초임계압 발전이 확대되며 저열량으로 수출하지 못하는 석탄을 발전 연료로 사용함에 따라 순환유동층보일러 시장이 유망

□ 발전플랜트 시장이 커지면서 관련 참여기회가 증가할 전망

- 인도네시아 정부의 예산 부족, 낮은 전력구매단가로 수익성 확보를 위해 최적의 자금조달 구조 설계가 필요
 - 인도네시아는 국가 신용등급(S&P; BB+)이 낮으며 국영전력회사, 민간발전사업자들도 낮은 신용등급을 보유하여 장기적인 지급 능력이 미흡
 - 높은 자금조달 비용을 감수해야하므로 원조자금, MDB, ECA 자금 등을 활용한 자금조달 계획이 필수
- 발전플랜트 EPC 사업에는 중국기업의 저가 공세로 인해 입찰 단가구성의 전략적 접근이 필요

- 풍부한 석탄을 보유하여 고효율 설비에 대한 인센티브는 상대적으로 적음
- 기자재 시장은 선진기업의 고품질 제품과 중국기업의 저가 제품이 양분하는 시장으로 고품질 제품을 경쟁력 있는 가격에 공급하는 것이 중요
- 중국제품은 가격 경쟁력을 통해 시장점유율 확대하고 있으나 품질 이슈가 많음

※ 참고: 인도네시아 IPP 사업 위험분담 구조

Risk	Risk sharing mechanism		
	Generation 1 (1991-1998)	Generation 2 (2005-2008)	Generation 3 (2009 onwards)
Fuel Supply	IPP bears the risk on the availability of fuel		
Fuel cost	PLN bears the risk on the fuel cost (through tariff C component)		PLN shares this risk with the Government
Site selection	IPP and PLN share the risk		
Capacity and energy price risk	PLN bears the capacity and energy risk		PLN shares this risk with the Government
Construction risk	IPP bears the construction risk		
Operational risk	IPP bears the operational risk		
Foreign exchange risk	PLN bears the foreign exchange risk		PLN shares this risk with the Government
Country/regulatory risk	IPP bears the country/regulatory risk		PLN shares this risk with the Government

자료: Indonesian Electricity Policy and Outlook(2009), PWC

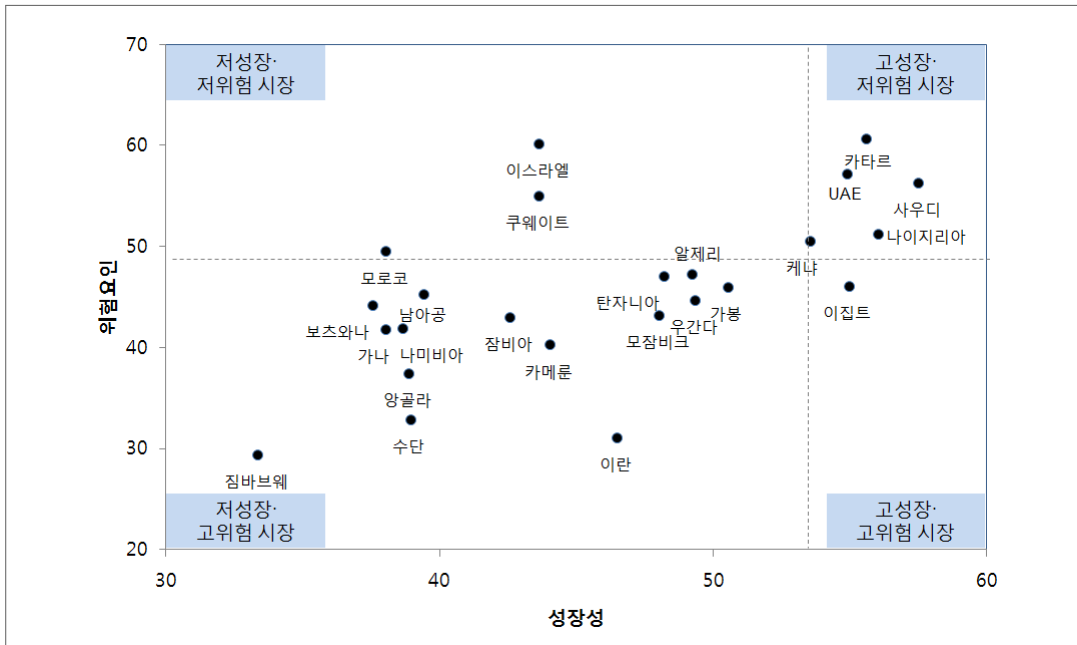
2. 중동 · 아프리카

(1) 매력도

- 성장성과 위험요인을 종합 평가시¹⁵⁾ 중동 · 아프리카에서는 카타르, 사우디아라비아, UAE, 나이지리아가 매력적
- 산유국(사우디아라비아 등)에서 가스복합발전 발주 증가할 전망

15) 종합평가시 성장성에 65%, 위험에 35% 가중치를 부여

■ 그림 II-4. 중동·아프리카 국가별 전력사업 매력도



주: 1. 성장성은 향후 5년간 발전용량, 발전량, GDP 성장률 등을 100점 만점 기준으로 평가
 2. 위험요인은 진입장벽, 자금조달, 입찰과정의 투명성, 정치적 안정성 등을 100점 만점 기준으로 평가하였으며 점수가 높을수록 위험도가 낮음
 3. 점선은 지역 평균을 의미
 자료: BMI(2015), 수출입은행 분석

(2) 중동

□ 발전 설비용량은 2012년 256GW에서 2025년 372GW로 1.5배 증가하며 풍부한 천연 가스 매장량을 기반으로 가스복합화력 확대

- 가스발전 65%, 유류발전 29%로 화력발전의 비중이 절대이며 향후에도 화력발전 중심으로 성장
- 가스복합화력발전은 중유를 발전연료로 사용하지 않고 수출 할수 있게 해주어 2012년 166GW에서 2025년 246GW로 1.5배 증가
- 유류발전은 원유 수출이 증가하면서 2012년 74GW에서 2025년 81GW로 성장 둔화
- 중장기적으로 전원 다각화를 추진함에 따라 발전용량은 원전은 2012년 1GW에서 2025년 7GW로 7.0배 증가
 - UAE는 중동 최초의 상용원전 사업 추진

■ 표 II-6. 중동지역 발전설비 현황 및 전망

	2012		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	0	0%	1	0%	1	0%
유 류	74	29%	86	25%	81	22%
가 스	166	65%	227	67%	246	66%
원 자 력	1	0%	3	1%	7	2%
수 력	14	5%	18	5%	22	6%
풍 력	0	0%	1	0%	4	1%
태 양 광	0	0%	3	1%	8	2%
바이오매스	0	0%	0	0%	1	0%
기 타	0	0%	1	0%	3	1%
Total	256	100.0%	341	100.0%	372	100.0%

자료: World Energy Outlook 2014

□ 연평균 투자비는 2014~2020년에는 290억 달러, 2021~2025년에는 360억 달러로 예상

- 발전소 건설에는 2014~2020년에는 연평균 210억 달러, 2021~2025년에는 250억 달러를 투자
- 송배전망에는 2014~2020년에는 80억 달러, 2021~2025년에는 110억 달러를 투자

□ 2016년 중동의 발전플랜트 발주규모는 545억 달러이며 유가하락으로 인한 재정 악화¹⁶⁾로 민자 프로젝트가 증가

- 사우디아라비아는 214억 달러로 발주 규모가 중동 지역 최대
 - 유가하락으로 2015년 재정적자가 GDP의 16%에 달할 것으로 예상되어 민자발전이 더욱 확대될 전망
 - 제조업 기반이 취약하여 발전설비에 대한 수입 의존도가 높음

16) IMF는 중동산유국 재정수지 균형 유가를 사우디 97.5달러/배럴, UAE 79.3달러/배럴, 카타르 54.8달러/배럴로 추정하나 현재 두바이유는 33달러/배럴로 11년만에 최저 수준으로 하락

표 II-7. 사우디 발전소 신증설 계획

Planned and underway combined-cycle projects(MW)											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Qurayyah(steam turbine)	500										
PP12	1,310	682									
Duba				600							
PP13			1,165	582							
Shuaibaa	488										
PP14				1,755							
North Qassim						1,800					
South Medina(Taiba ISCC)					3,780					1,800	
Waad al-Shamal				1,050							
PP15							1,800	1,800	1,800		
PP16									1,200	600	1,200
Al-Kharj							500				
Al-Rays										1,800	1,800
Ras Abu Qumals								1,800		1,800	
Ras al-Khair							1,800		1,800		1,800
Source: SEC											
Planned Private Power Projects, May 2015											
Project	Cilent		Capacity(MW)			Status		Operation date			
Fadhili cogeneration IPP	Saudi Aramco/SEC		1,300~1,500			EPC bidding		2018			
Source: SEC											

자료: MEED

- 쿠웨이트는 115억 달러, UAE는 46억 달러, 카타르는 41억 달러를 받을 것으로 예상
 - 쿠웨이트는 2015년 PPP법 개정을 통해 입찰 과정 간소화 등을 통해 외국기업의 참여가 용이해졌으며 저유가에도 사회인프라 구축을 위해 개발사업을 지속적으로 추진
 - UAE는 아부다비를 중심으로 민자발전이 활성화되었으며 두바이 등 타 지역도 민자 발전을 확대하는 추세

■ 표 II-8. 2016년 중동 국가별 발전플랜트 발주액

국 가	발주금액(백만 달러)
사 우 디 아 라 비 아	21,356
쿠 웨 이 트	11,547
U A E	4,640
카 타 르	4,050
이 란	3,700
요 르 단	3,110
이 라 크	2,970
바 레 인	1,313
예 멘	1,230
오 만	1,015
합 계	54,931

자료: MEED

- 카타르는 가스발전 중심으로 신규 프로젝트를 추진하며 GCC¹⁷⁾ 국가들을 연결하는 그리드 구축을 통해 전력 수출을 추진

□ 우리기업은 경쟁심화에 따른 수익성 악화를 극복하기 위해 부가가치를 제고할 수 있는 개발자 역량 제고가 필요

- 한국 기업들은 GCC 지역 건설중인 발전설비의 69%(36.2GW)를 담당하나 중국, 유럽과의 경쟁이 심화되고 있음
 - 현대중공업, 삼성물산, 두산중공업 등 다수의 우리기업들이 중동에서 활발히 사업을 추진하나 2015년 신규 수주사업으로는 삼성물산의 카타르 Facility D IWPP이 유일
 - 중국 Harbin은 GCC 최초의 석탄화력 발전 플랜트 사업인 두바이 Hassyan (1,200MW)프로젝트의 우선 협상자로 선정됨

17) GCC는 걸프협력회의(Gulf Cooperation Council)로 사우디아라비아 · 쿠웨이트 · 아랍에미리트 · 카타르 · 오만 · 바레인 등 6개국이 참여

■ 표 II-9. GCC 발전플랜트 EPC Top 10 사업자 ('15)

순위	회 사	국 가	MW
1	현 대 중 공 업	한 국	6,780
2	삼 성 물 산	한 국	5,960
3	S e p c o 3	중 국	4,555
4	두 산	한 국	4,200
5	삼 성 엔 지 니 어 링	한 국	3,875
6	현 대 건 설	한 국	3,000
7	S e p c o	중 국	2,700
8	Arabian Bemco	사 우 디 아 라 비 아	2,175
9	G a m a	터 키	1,800
10	한국 수력원자력	한 국	1,400

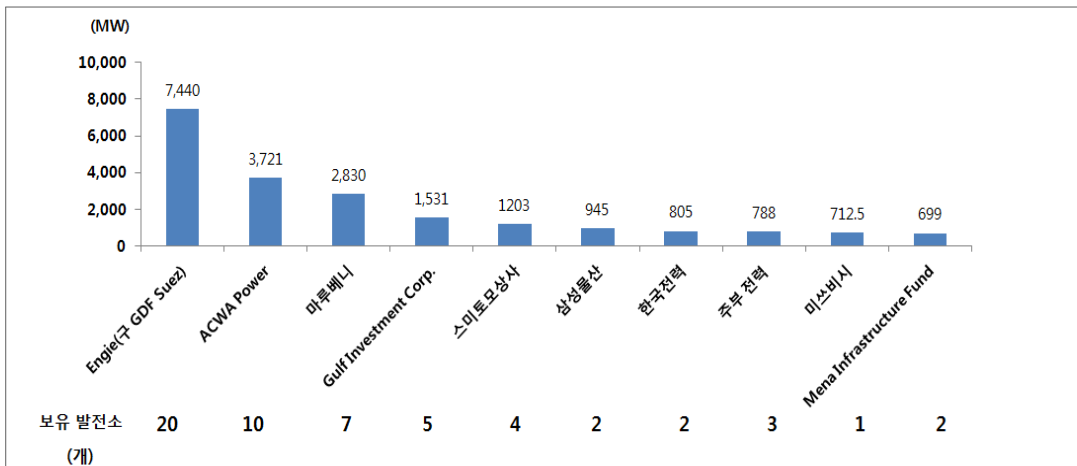
자료: MEED

○ 중동지역 주요 IPP 사업자는 Engie(구 GDF Suez), 로컬기업인 ACWA Power, Gulf Investment, 일본 상사, 삼성물산, 한국전력 등

- 삼성물산과 한국전력이 각 2개의 발전사업을 담당

- 한국전력은 요르단에서 중동 최초의 민자발전 사업을 수주한 이후, 사우디, UAE에서 발전 사업을 추진

■ 그림 II-5. GCC 주요 IPP 사업자



주: 2015년 11월 현재 지분율을 적용한 발전용량 기준

자료: MEED

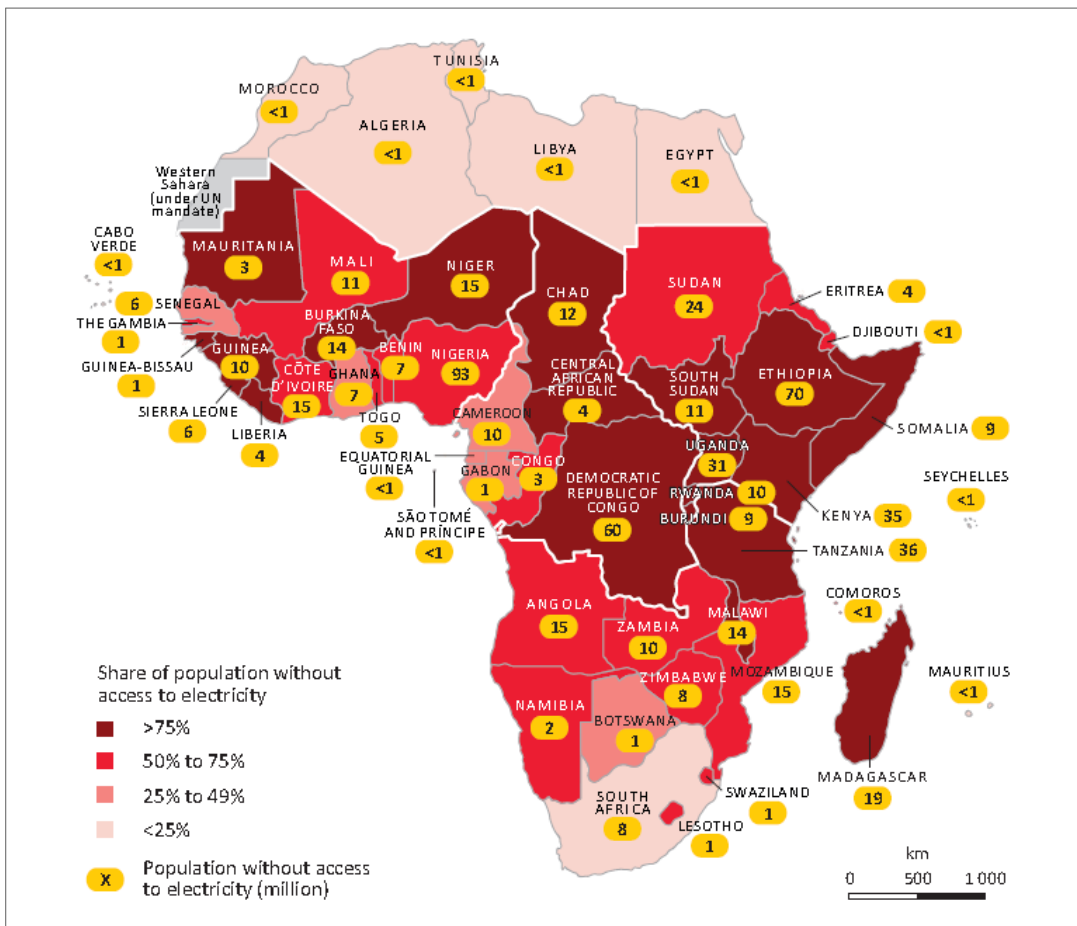
(3) 아프리카

□ 아프리카의 전기보급률은 43%¹⁸⁾이며 지역별 편차가 커 북아프리카는 99%인데 비해 사하라사막 이남은 32%

○ 사하라사막 이남은 인구수는 한국의 약 5% 수준이나 전력소비량은 한국의 70% 수준(2012년 352TWh)

- 사하라사막 이남 지역중 전기가 보급되지 못한 지역의 80%는 시골로 대부분 나무 등 재래에너지원에 의존

■ 그림 II-6. 아프리카 국가별 전기 미이용자 비율



주: 2012년 기준

자료: IEA

18) 세계 평균은 83%

□ 아프리카 발전설비 용량은 화력 및 수력 발전 중심으로 2012년 165GW에서 2025년 313GW로 약 2배 증가

- 가스발전은 2012년 60GW에서 2025년 122GW로 2.0배, 석탄화력발전은 42GW에서 65GW로 1.5배 증가
 - 동부 아프리카 해안에서 가스전이 발견되어 인근 지역을 중심으로 가스발전이 증가할 전망
- 수력발전 설비용량은 2012년 25GW에서 2025년 54GW로 2.2배 증가
 - 카메룬, 콩고, 이디오피아, 모잠비크와 남아프리카의 앙골라, 마다가스카르, 남아공 등의 수력자원이 풍부하여 성장성이 높음
- 신재생에너지 발전용량은 2012년 1GW에서 2025년 35GW로 증가하며 태양광과 바이오매스 중심으로 성장

□ 연평균 투자비는 2014~2020년에는 480억 달러, 2021~2025년에는 540억 달러로 예상

- 발전소 건설에는 2014~2020년에는 연평균 310억 달러, 2021~2025년에는 360억 달러를 투자
- 송배전망에는 2014~2020년에는 170억 달러, 2021~2025년에는 180억 달러를 투자

표 II-10. 아프리카 발전설비 용량 전망

	2012		2020		2025	
	GW	%	GW	%	GW	%
석 탄	42	25.5%	56	22.1%	65	20.8%
유 류	34	20.6%	36	14.2%	36	11.5%
가 스	60	36.4%	100	39.5%	122	39.0%
원 자 력	2	1.2%	2	0.8%	2	0.6%
수 력	25	15.2%	41	16.2%	54	17.3%
바이오매스			2	0.8%	4	1.3%
태 양 광			7	2.8%	15	4.8%
기 타	1	0.6%	9	3.6%	16	5.1%
Total	165	100.0%	253	100.0%	313	100.0%

자료: World Energy Outlook 2014

□ 나이지리아, 이집트는 자원부족으로 민자발전 사업이 증가

- 이집트는 2022년까지 54GW(6GW/년)를 신증설하며 가스화력 중심에서 석탄화력, 원전 등으로 다변화를 추진
 - 석탄화력발전은 2022년까지 12.5GW가 신증설될 예정이며 최초의 원전 프로젝트 (4GW)를 추진
 - 가스발전 중심(약 80%)이었으나 지난 몇 년간 가스 부족으로 인해 발전소 가동률이 낮아져 2014년 석탄화력발전소 도입을 추진
 - 발전설비와 송배전망 투자에 총 707억 달러가 요구되며 이중 민간부문을 통해 457억 달러를 조달할 계획
- 나이지리아의 발전설비 용량은 2012년 18GW에서 2025년 36GW로 확대되며 가스 발전 중심으로 증가

□ 성장성이 높은 지역이나 정부의 자원 부족, 정치적 위험, 인프라 부족, 통화 리스크 등이 걸림돌로 작용

- 도로 등 인프라 부족으로 인해 연료 운송비용이 높아 2010년 기준 아프리카의 전력 요금은 아시아 대비 3배 이상 높음
- 일부 국가는 전력구매계약(PPA) 체결시 자국 통화 대금 지급을 원칙으로 하여 환 리스크가 존재

□ 아프리카의 위험요인을 고려시 노후 발전소 개보수, 발전소 건설, 발전설비 수출 및 송배전망 사업이 유망

- 발전설비는 '70~80년대 국제개발의 주요 과제로 건설이 추진되어 시설의 노후화가 심각
 - 건설된 발전소는 관리 소홀로 조기 폐기되거나 방치되는 사례 다수 발생 (예: 나이지리아는 발전설비 노후화로 발전량은 설비용량의 50%에 불과)
- 국가별로는 이집트는 석탄화력, 나이지리아는 가스발전이 유망
 - 이집트는 석탄화력 발전사업이 확대됨에 따라 발전소 건설 및 관련 설비 수출이 유망
- 전력 공급의 안정성 제고를 위해 공동 전력망 구축이 활발

□ 사업 위험 감소를 위해 공적개발원조, 다자간개발은행(MDB), 수출신용기관(ECA) 활용 및 현지 사업 경험이 풍부한 기업과의 협력이 요구됨

- 세계은행 등이 전력사업 지원을 확대하며 수출신용기관, 개발금융기관 등의 참여 및 보증이 상업금융기관의 참여를 유도
 - 세계은행은 2014년 나이지리아, 에티오피아, 가나, 케냐, 라이베리아, 탄자니아 전력사업에 5억 달러 지원 계획을 발표¹⁹⁾
 - 아프리카개발은행 및 아프리카 연합은 Programme for Infrastructure Development in Africa(PIDA 2040)을 통해 전력 등 4대 분야²⁰⁾를 중점 지원
 - 미국은 ‘Power Africa Initiative(’13)’를 통해 나이지리아 등 6개국²¹⁾에 미국수출입은행 등을 통해 70억 달러를 지원할 계획

표 II-11. PIDA의 주요 프로젝트

공사명	사업비 (백만불)	프로젝트 내용	국 가
Great Millennium Renaissance Dam	8,000	5,250MW 발전소	에티오피아
North-South Power Transmission Corridor	6,000	국가간 송전망 건설 및 연결 (8,000km)	남아공, 짐바브웨이, 잠비아, 모잠비크, 케냐, 수단, 에티오피아, 이집트
Mphamda-Nkuwa	2,400	SAPP(남아프리카전력풀) 국가에 전력공급을 위한 1,500MW 수력 발전 건설	모잠비크, 잠베지 지역
Inga III Hydro	6,000	콩고강에 4,200MW 수력발전 건설	민주콩고
Central African Interconnection	10,500	3,800km 규모 국가간 송전망 건설 및 연결	남아공, 앙골라, 가봉, 나미비아, 에티오피아
West Africa Power Transmission Corridor	1,200	2,000km 규모 국가간 송전망 연결 (가나-나이지리아에 걸쳐 있는 기 건설된 1,000MW 송전망에 연결)	서아프리카 국가
Batoka	2,800	1,600MW 수력발전 건설	잠비아, 짐바브웨이, 잠베지 지역

자료: Kotra

19) 세계은행은 화력발전에 대한 지원 비중이 높지 않으나 아프리카의 경우 화력발전도 적극 지원할 예정

20) 전력, 교통, 물, 정보통신

21) 나이지리아, 에티오피아, 가나, 케냐, 라이베리아, 탄자니아

- 현지 사업 경험이 풍부한 유럽기업 또는 현지 기업과의 협업을 통해 위험요인에 대한 사전 대응방안 마련이 필요

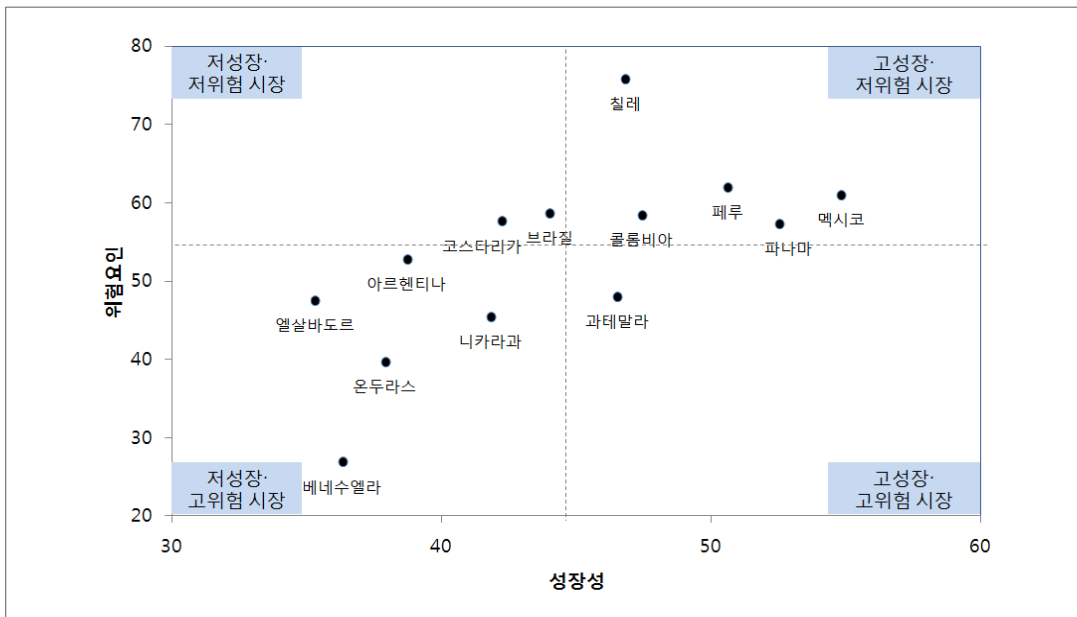
3. 중남미

(1) 국가별 매력도

□ 성장성과 위험요인을 종합 평가시²²⁾ 중남미에서는 멕시코, 칠레, 페루, 파나마가 매력적

- 멕시코는 에너지 개혁으로 사업기회가 증가하며 칠레는 광산사업 등과 연계된 발전 프로젝트 발주가 증가
- 국내기업의 진출 가능성 고려시 멕시코가 가장 매력적

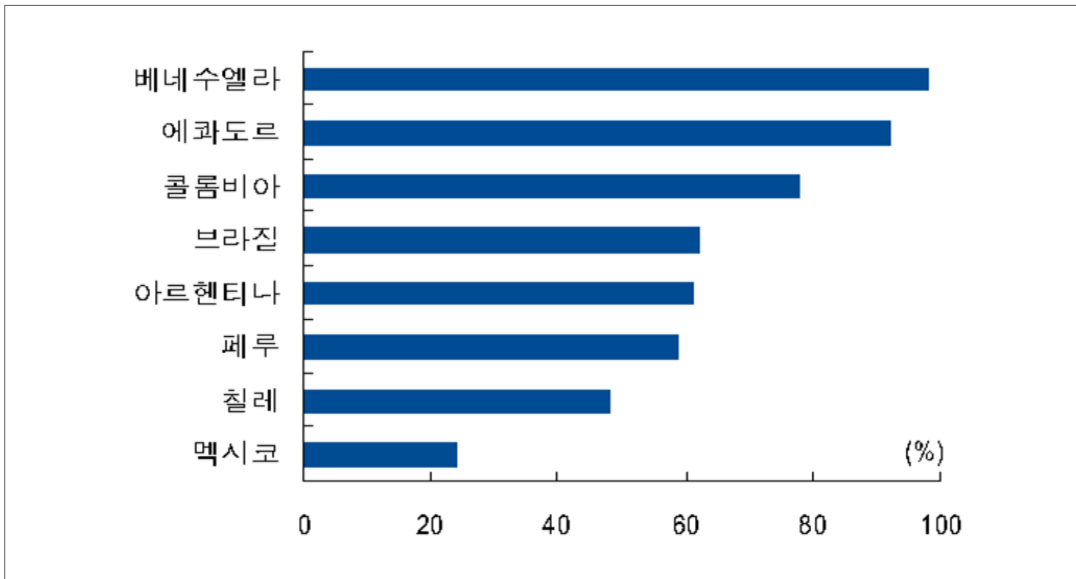
■ 그림 11-7. 중남미 국가별 전력사업 매력도



- 주: 1. 성장성은 향후 5년간 발전용량, 발전량, GDP 성장률 등을 100점 만점 기준으로 평가
 2. 위험요인은 진입장벽, 자금조달, 입찰과정의 투명성, 정치적 안정성 등을 100점 만점 기준으로 평가하였으며 점수가 높을수록 위험도가 낮음
 3. 점선은 지역 평균을 의미
 자료: BMI(2015), 수출입은행 분석

22) 종합평가시 성장성에 65%, 위험에 35% 가중치를 부여

■ 그림 II-8. 중남미 주요국의 원자재 수출 비중



자료: 각국 중앙은행

- 브라질, 베네수엘라 등은 총수출에서 원자재 수출이 차지하는 비중이 높아 경상수지 적자 및 국가 신용도 하락 위험이 존재

(2) 멕시코

□ 멕시코는 2013년 기준 64.9GW의 발전용량을 보유하고 있으나 향후 15년간 45GW 신증설이 필요할 전망

- 2022년까지 추진되는 주요 발전프로젝트는 복합화력발전이 49%를 차지하고 재원 조달은 IPP 방식을 채택
 - 원전 2기(1,600MW)를 운영중이며 후쿠시마 원전사고이후 기수립된 원전건설 계획(2,800MW)은 보류됨

■ 표 II-12. 멕시코의 주요 발전프로젝트(2014~2022)

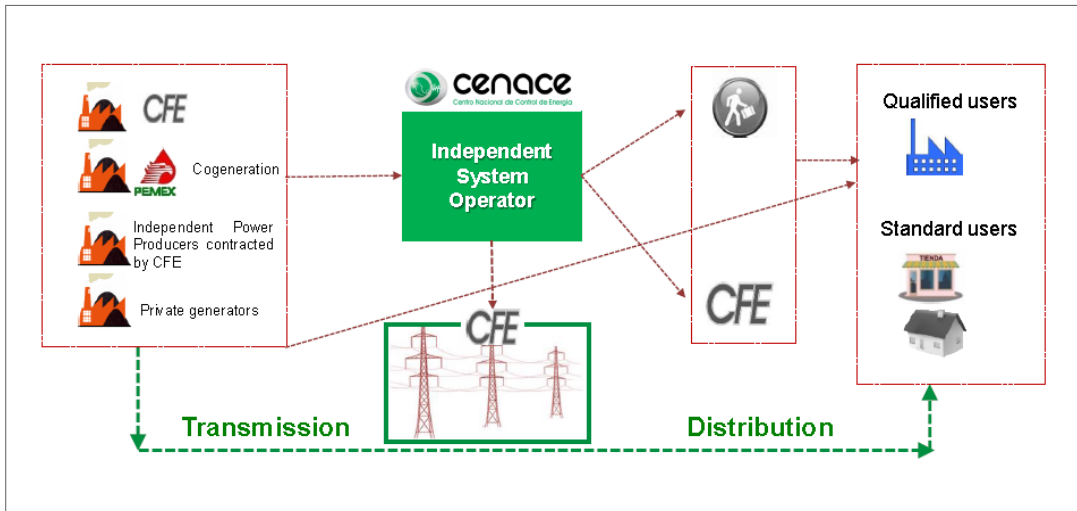
	프로젝트	입찰년도	발전원	설치용량 (MW)	재원	프로젝트 예산규모 (백만 달러)
1	Norte III C,C	'14	복합화력	790	IPP	1,028
2	Noroeste C,C,	'14	복합화력	786	IPP	1,084
3	Noreste C,C,	'14	복합화력	889	IPP	1,473
4	Topolobampo III C,C	'14	복합화력	680	IPP	921
5	Baja California II C,C,	'14	복합화력	268	IPP	미정
6	Rumorosa I, II, III	'14	풍력	296	IPP	미정
7	Monterrey IV	'15 이후	복합화력	1,088		미정
8	Central Tula	'15 이후	복합화력	1,162		미정
9	Guadalajara I	'15 이후	복합화력	908		미정
10	Meztian	'15 이후	복합화력	867		미정
11	Sureste III, IV	'15 이후	풍력	각 304		미정
12	Sureste V, VI	'15 이후	풍력	각 300		미정
13	Paso de la Reina	'15 이후	수력	543		미정
14	Nuevo Guerrero	'15 이후	수력	455		미정
15	Merida	'15 이후	터보가스	169		미정
16	Azufres III	'15 이후	지열	27		미정

자료: KOTRA

□ 에너지개혁법('13)을 통해 발전 및 전력 판매를 민간에게 개방하여 민간기업의 발전 부문 진출이 확대될 전망

- 전력공급 능력 확대 및 전력요금 문제 해결을 위해 발전회사의 도매시장을 통한 전력 판매를 허용
 - 멕시코는 평균 전력요금('12)이 미국대비 25% 높아 제조업 경쟁력 저하를 초래
 - IPP 사업자는 국영전력회사인 CFE, 자가소비 사업자는 컨소시엄 파트너에게만 전력을 판매할 수 있었던 것에서 진일보 함
- 1MW 이상의 전기를 소비하는 회사는 전력도매시장에서 공급자를 선택 할 수 있음

■ 그림 II-9. 에너지개혁법에 따른 전력산업 구조 변화



자료: CFE

□ 민자발전, 신재생에너지 개발형 사업의 진출 가능성이 높음

- 멕시코 발전시장은 스페인, 일본기업의 지배력이 높으나 에너지개혁법 제정으로 사업 기회가 확대됨
 - IPP는 주로 국제공개입찰로 추진되므로 한국기업이 참여가능하며, Norte 2 프로젝트 수주 사례도 있어 진출가능성이 높음
 - 스페인의 Iberdrola, 가메사, 악시오나가 2015~2018년에 140억 달러를 투자할 계획이며 프랑스 Engie와 미국기업들도 높은 관심을 표명
- 태양광, 풍력발전 부문은 자가발전 방식으로 기업들이 직접 사업을 개발할 수 있음
 - 기업들이 자가소비용으로 소규모 태양광발전단지를 건설하는 경우가 있으므로 우리 기업이 전력 구매대상을 물색하고 투자자를 확보하고 사업승인을 받는 개발형 사업을 추진하는 것도 가능

III

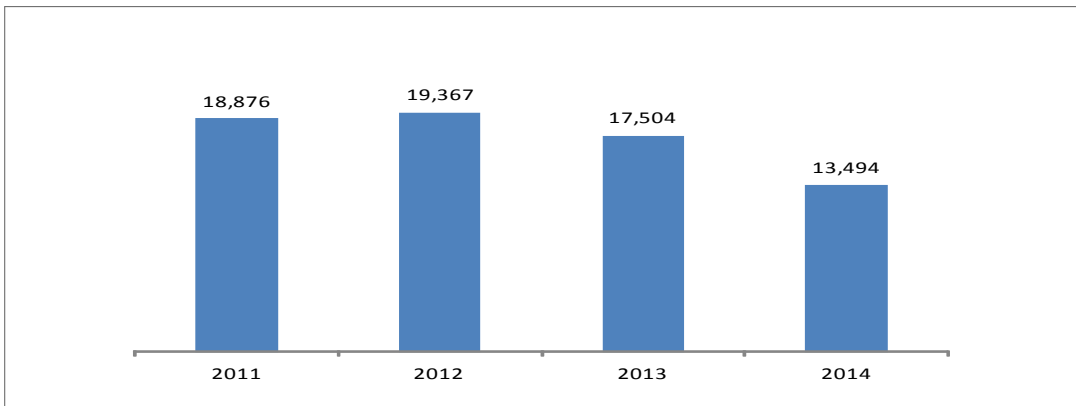
국내기업의 경쟁력

1. 국내기업 해외진출 현황

- 해외 발전플랜트 EPC 수주액은 2014년 기준 135억 달러이며 지역별로는 중동 비중 축소 및 아시아·아프리카 비중 확대 경향을 보임
 - 글로벌 금융위기 이후 수주경쟁 심화, 저가 수주로 인한 손실 증가로 건설사들의 사업 추진이 둔화되면서 해외 발전플랜트 수주액은 2011~2013년 대비 20~30% 감소
 - 주요 시장인 중동에서 우리기업간 경쟁이 심화되면서 수익성이 악화되자 아시아, 중남미 등으로 지역 다각화를 추진
 - 지역별 비중은 2011년 중동 62%, 아시아 19%에서 2014년에는 아시아 39%, 아프리카 35%, 중동 13%로 지역 다변화가 진행중

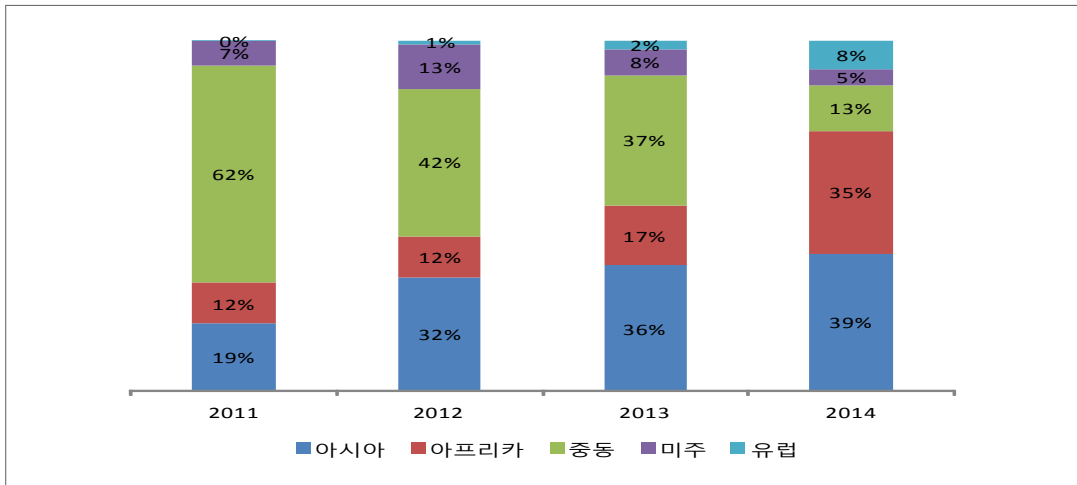
■ 그림 III-1. 해외 발전플랜트 EPC 수주 현황

(단위: 백만달러)



자료: 플랜트산업협회

■ 그림 III-2. 해외 발전플랜트 EPC 지역별 수주 비중



자료: 플랜트산업협회

□ 해외 발전사업에는 한국전력 및 발전자회사, 민자발전사업자, 건설회사, 종합상사 등이 참여

- 한국전력 및 발전자회사는 2020년까지 전체 매출 대비 5% 수준인 해외사업 비중을 30%까지 확대할 계획
 - 현재 22개국에서 64개 사업을 추진하고 있으며 해외 거점지역을 아시아·중동에서 아프리카·중남미로 확대
- 포스코에너지, GS EPS 등 민자발전사업자들이 베트남, 인도네시아, 미국 등으로 진출
- 건설회사는 EPC 부분에 주로 참여했으나 최근에는 사업개발, 자금조달, 지분투자 등에 참여하는 투자개발형 사업 증가
 - 일본기업, 해외 전력회사의 협력사로 건설에 참여하였으나 수익성 악화로 단순 시공에서 벗어나 디자인과 엔지니어링, 구매, 금융, 그리고 시공까지 아우르는 선진국형 건설사 모델인 디벨로퍼로 변화 추구
- 종합상사들은 자원개발로 사업을 다각화하였으나 원자재가격이 하락 추세를 보이면서 발전 사업 등으로 다각화를 추진
 - LG상사는 중국, 인도네시아 등에서 발전사업을 추진하여 동남아(미얀마, 등) 민자 발전사업 투자를 확대할 계획

- 중국 우웨이 석탄 열병합발전소(700MW)에 투자(30%)하고 자사가 중국에서 생산하는 석탄을 공급하여 자원사업과의 시너지 창출을 추진
- 대우인터내셔널은 6대 전략사업중 하나로 민자발전사업을 선정

표 III-1. 한국전력의 주요 해외 발전사업 현황

운영중인 사업				용량 (MW)	한전 용량 (MW)	사업기간	투자 금액 (억원)
필리핀	일리한	BOT	가스복합화력	1,200	612	'02.6~'22.6	1,048
	세부	BOO	석탄화력	200	120	'11.6~'36.6	941
	SPC(Naga)	M&A	석탄/디젤화력	492	196	'06.2~	200
중국	풍력사업	BOO	풍력	919	368	'06.12~'26.6	1,771
	산서성	M&A/BOO	석탄화력	5,946	2,021	'07.4~'57.4	2,530
요르단	알카트라나	BOO	가스복합화력	373	298	'11.1~'36.1	1,133
	암만	BOO	중유화력	573	344	'14.8~'39.8	1,116
사우디	라빅	BOO	중유화력	1,204	482	'13.4~'33.4	2,452
멕시코	노르테 2	BOO	가스복합화력	433	242	'13.12~'38.12	647
나이지리아	역빈	O&M	가스복합화력	(1,320)	-	'13.11~'18.11	-
UAE	슈웨이hat S3	BOO	가스복합화력	1,600	314	'14.7~'39.6	605
합계				12,940	4,997		12,443
진행중 사업				용량 (MW)	한전 용량 (MW)	사업기간	투자 금액 (억원)
중국	풍력발전	BOO	풍력	396	158	'06.12~'26.12	-
	산서성	M&A/BOO	석탄화력	941	320	'07.4~'57.4	-
UAE	원전	EPC	원전건설	5,600	-	'09.12~'20.5	-
합계				6,937	478		

자료: 한국전력

2. 국내기업의 경쟁력

□ 발전플랜트 설계·시공·O&M 역량은 최고 역량을 보유한 미국대비 한국은 74.9%, 일본은 94.7%, 중국은 60.4% 수준

○ 설계 부문은 선진국이 엔지니어링 기반의 건설사업을 통해 고부가가치 시장을 주도하며 한국은 설계 역량을 강화해가고 있음

- 한전기술, 대림산업, 현대엔지니어링 등 일부 기업은 자체 설계 역량을 보유하며 그 외 기업들은 외주 또는 협력을 통해 설계 역량 강화

○ 시공 부문은 한국이 선진국 수준의 역량을 보유하나 유럽·일본 기업, 신흥국 기업과의 가격경쟁이 심화되고 있음

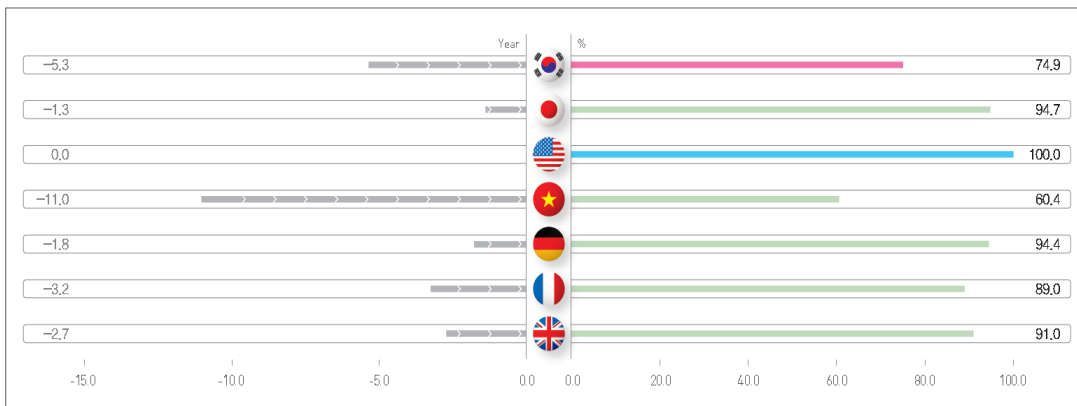
- 유로화 약세와 엔저로 유럽·일본 건설사들의 가격 경쟁력 제고

- 중국은 낮은 인건비, 자국산 발전설비(선진국 대비 70% 가격) 사용을 통해 가격 경쟁력을 제고하여 해외 발전플랜트 매출 기준 세계 Top 10 기업중 중국기업은 2014년 4개사가 진입

• 우리나라 기술인력 및 기능공에 대한 인건비 수준은 일본의 1/2 수준이나 중국, 인도, 터키 대비 2배 이상 높음

○ O&M 부문은 선진기업들이 매출액의 상당 부분을 창출하는 시장으로 우리기업도 개도국 중심으로 진출 증가

■ 그림 III-3. 주요국 설계·시공·O&M 역량 수준 및 격차



자료: 국토교통과학기술진흥원

그림 III-4. 해외 발전플랜트 Top 10 매출기업

2010		2014	
1	Abeinsa SA	1	Power Construction Corp. of China
2	Grupo ACS	2	Abeinsa SA
3	Sinohydro Corp.	3	현대건설
4	China National Machinery Industry	4	Grupo ACS
5	현대건설	5	VINCI
6	SEPCOIII Electric Power Construction	6	China National Machinery Industry
7	VINCI	7	China Gezhouba Group
8	Maire Tecnimont	8	Construtora Norberto Odebrecht
9	Iberdrola Ingenieria Y construccion	9	Dongfang Electric
10	Grupo Isoluz Corsan	10	삼성물산

주: 중국기업은 하늘색으로 표시

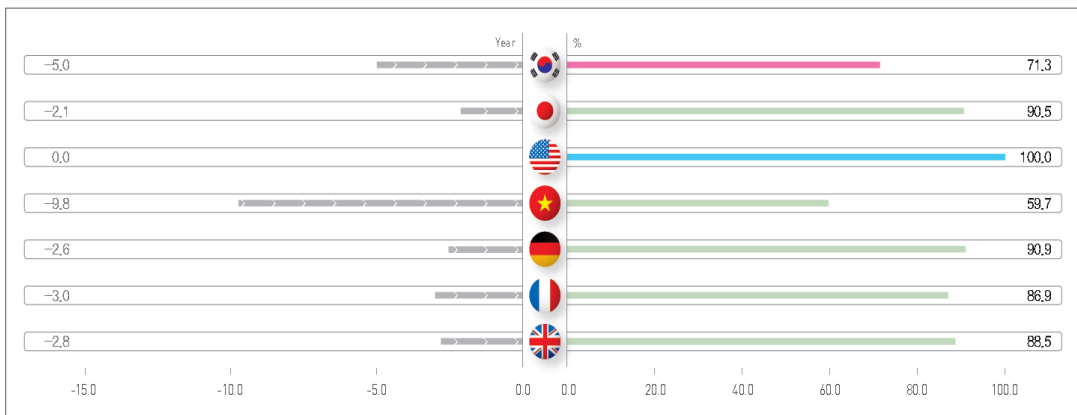
자료: ENR Top 250 International Contractors

○ 한국과 일본과의 격차는 4년, 중국과의 격차는 5.7년으로 추정

□ 사업기획 및 공사관리 역량은 최고 기술국인 미국대비 한국은 71.3%, 일본은 90.5%, 중국은 59.7% 수준

○ 우리기업은 시공단계 감리 중심의 사업관리로 사업기획, 계약관리, 파이낸싱 등 고부가 부문 역량이 부족

그림 III-5. 주요국 사업기획 및 공사관리 역량 수준 및 격차



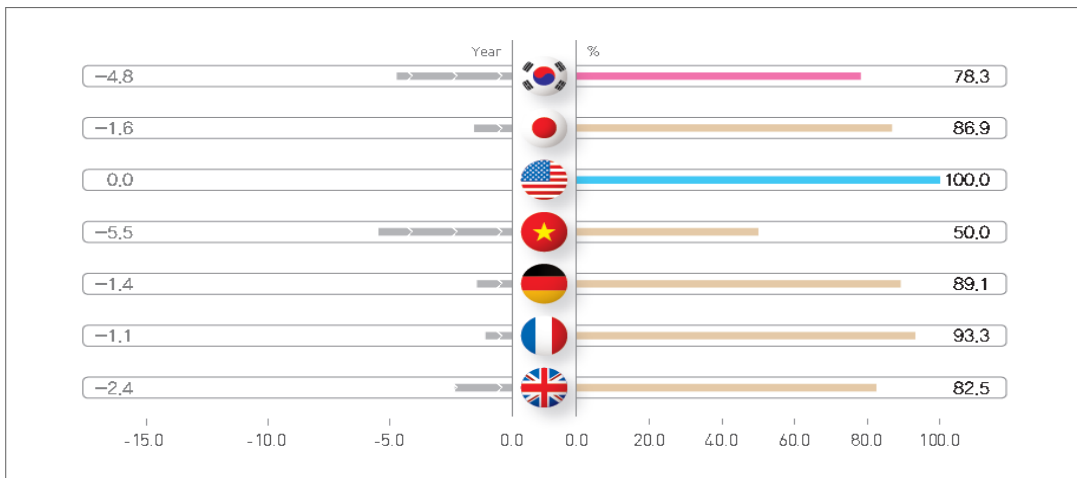
자료: 국토교통과학기술진흥원

- 사업기획을 위한 수요예측, 사업성 평가, 위험평가 등의 역량이 부족
- 프로젝트 대형화, 민자발전 확대로 파이낸싱이 중요성이 높아졌으나 관련 전문가가 부족
- 한국과 일본과의 격차는 2.9년, 중국과의 격차는 4.8년으로 추정

□ 발전플랜트 기술 수준은 최고 기술국인 미국 대비 한국은 78.3%, 일본 86.9%, 중국 50.0% 수준

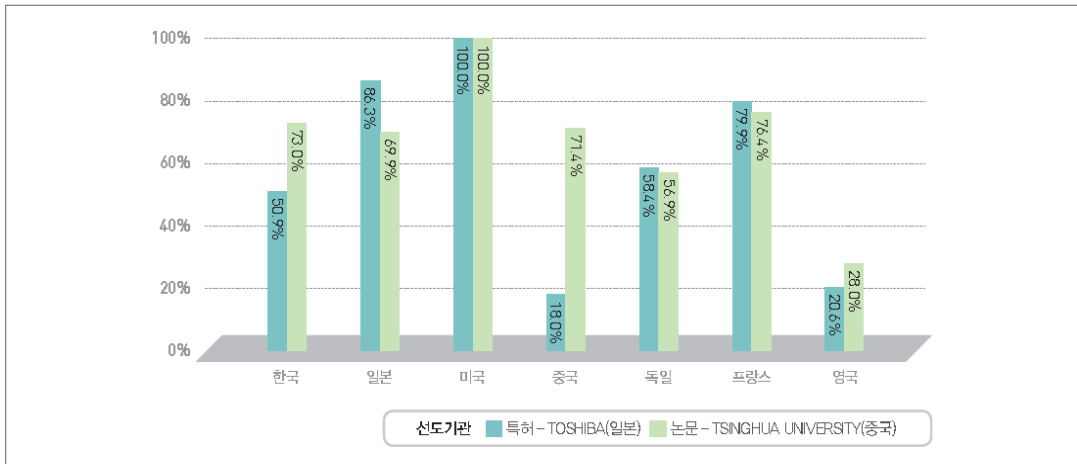
- 일본은 다수의 원천기술을 보유하며 중국은 원천기술은 취약하나 선진기업들의 발전 설비를 제작하며 학습곡선이 빠르게 상승
 - 일본과의 기술격차는 3.2년이나 중국과의 격차는 0.7년으로 중국이 빠른 속도로 기술력을 제고하고 있음
- 일본은 특허기술 부분에 강점을 보유하고 있으며 한국은 가스터빈의 핵심부품인 블레이드의 국산화 기술이 미흡

■ 그림 III-6. 주요국 발전플랜트 기술수준 및 격차



자료: 국토교통과학기술진흥원

■ 그림 III-7. 주요국 발전플랜트 기술경쟁력



자료: 국토교통과학기술진흥원

IV

결론 및 시사점

□ 발전플랜트는 2025년까지 3,052GW가 신증설될 전망

- 아시아 개발도상국이 신증설 용량의 약 1/3인 1,004GW를 차지하여 시장 규모 및 접근성에서 가장 매력적임
- 중동, 중남미, 아프리카의 시장규모는 아시아 대비 작으나 경제성장에 따라 전력난 해소 및 안정적 전력공급을 위한 투자 증가
 - 국내기업의 주력시장인 중동은 가스복합화력을 중심으로 122GW를 신증설
 - 중남미는 멕시코의 민자사업 확대 등에 따라 150GW를 신증설
 - 아프리카는 최근 미국 등 다수 국가들이 전략적 투자지역으로 눈여겨 보고 있는 지역으로 162GW를 신증설

□ 화력발전 중심으로 발전설비가 확대되나 탄소배출 감축을 위해 원자력 발전 및 신재생 에너지가 증가

- 석탄화력발전은 이산화탄소 배출은 많으나 원료비가 낮아 중국, 인도 등 개도국을 중심으로 증가
 - 중국은 세계 최대 석탄화력발전 국가이며 인도는 향후 미국을 대신하여 세계2위의 석탄발전 시장으로 부상
- 가스발전은 중동 및 아시아를 중심으로 확대되며, 미국 등 선진국에서도 꾸준히 증가
 - 천연가스 가격의 경쟁력에 따라 추후 가스발전소가 석탄 및 원자력 발전소를 대체할 가능성도 존재

- 원자력 발전은 일본 대지진 이후 안정성에 대한 문제가 제기되었으나 낮은 발전단가 및 탄소배출 감축을 위해 선진국과 개도국에서 신증설 검토가 활발함
- 신재생에너지에 대한 정책적 지원은 축소되나 시스템 가격하락으로 발전단가가 하락하여 점차 경쟁력을 제고

□ 국내기업의 주력 사업인 EPC는 중국과의 격차가 약 6년으로 투자개발형 사업으로 사업모델을 전환하지 않을 경우 경쟁력 하락이 불가피

- 국내기업의 해외진출 방식은 해당국 직접 발주(85%) 중심이나 이와 같은 방식으로는 지속적인 성장이 어려움
 - 가격 경쟁력으로 해외 발전플랜트 매출 기준 세계 Top 10 기업(2014)중 중국기업 4개사가 진입함
 - 일본의 해외진출 방식은 민간(일본계) 33%, 해당국 직접 발주 31%으로 우리도 독자적으로 생존기반 구축이 필요
- 우리의 주력 시장인 신흥국은 저유가·원자재 가격 하락에 따라 재정적자폭이 커져 민자발전이 확대될 전망
- AIIB 출범으로 MDB의 인프라 사업 지원이 확대됨에 따라 수원국 정부에게 선제적으로 사업을 제안하기 위해 기업들은 금융, 마케팅 등의 역량강화가 필요

□ 발전플랜트 산업의 해외사업 경쟁력을 제고하기 위해 각 지역별 특성을 고려한 진출 전략 및 사업모델 고도화가 필요

- 전기요금을 규제하여 원가보다 낮은 가격에 전기를 공급하는 개발도상국은 발전플랜트 EPC 및 설비 판매 중심으로 접근
- 고위험 국가는 해당 시장에 정통한 글로벌 기업 또는 현지기업과 협력하되 MDB 등의 자금지원을 받아 프로젝트 위험을 낮춤
- 신재생에너지 비중을 높이려는 각 국가별 정책에 맞추어 복합 화력발전소와 태양열 발전소를 융합해 발전효율을 높이는 신규 발전방식인 Integrated Solar Combined Cycle(ISCC) 등을 적용하여 신규 사업 기회를 창출
- 국내기업이 강점을 보유한 ICT 등과 연계한 진출 전략으로 발전소 운영 효율성 제고 및 스마트그리드 진출 기반을 확보해야 함

<참고문헌>

- IEA, World Energy Outlook 2014, 2014
- IEA, Southeast Asia Energy Outlook 2015, 2015
- PwC, Power & Renewables Deals: 2015 outlook and 2014 review
- Ernst & Young, Global power and utilities transactions review - 2014 review and 2015 outlook
- Ernst & Young, Power transactions and trends Q2 2015, 2015
- Ernst & Young, 'Opportunities and challenges of the Indonesian electrification drive', 2015. 3
- PWC, 'Power in Indonesia', 2013
- Reuters, Portugal's EDP springboard for China Three Gorges investment abroad, 2015. 6
- 국토교통과학기술진흥원, '국토교통 기술수준분석 총괄보고서', 2013
- 포스코경영연구원, '아프리카 발전시장, 큰 장 선다', 2015. 10
- 유안타증권, 'The Greater China Daily', 2015. 12. 2
- KOTRA, '멕시코 에너지개혁과 시사점', 2014. 12
- KOTRA, 'Rich Africa, Blue Africa', 2013. 8
- KOTRA, '베트남의 전력·에너지산업 정책 동향 및 진출방안', 2015. 9
- KOTRA, '베트남 전력발전소 완공기한 줄줄이 연기', 2013. 11
- KOTRA, '전기가 부족한 인도네시아, 발전기 수요 증가', 2015. 5

발전플랜트 산업 전망 및 국내기업 경쟁력

발 행 일 2015년 12월

발 행 인 이 덕 훈

편 집 인 임 병 갑

발 행 처 한국수출입은행 해외경제연구소
우 07242 서울특별시 영등포구 은행로 38
