
원자력 경제성과 신재생에너지

2016. 10

노동석



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

원자력
경제성



- 사업자의 관점
 - 실적발전원가: 발전사가 평가하는 원가
 - * 2000년까지 한전 내부자료로 생산
 - 정산단가: 전력시장의 정산결과
 - NPV, IRR: 비용과 수익의 비교, 사업성 판단

- 사회적 관점-LCOE, System Cost 분석
 - LCOE : 서로 다른 특성을 가지는 개별 전원간의 경제성 비교
· 예. OECD/NEA, Projected Cost of Generating Electricity 등
 - System Cost 분석: 시스템에 추가되어야 하는 최적 전원 선택
· 예. 전력수급계획, WASP 등 전원계획 모형 운용

사업자관점(1) - 실적발전원가



- 발생 비용을 생산 전력으로 나누어 구해진 값
- 실적원가는 전력계통 운영실적을 따라 발전량이 매년 변화하므로 (이용률 증감) kWh당 배분되는 고정비가 다르게 됨
- 또한 발전소의 운전 상태에 따라 효율이 변화하고, 연료비는 매년 변동함
- 따라서 년도별 발전원가 실적은 매년 다름

<전원별 발전원가(1991-2000), 원/kWh>

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
무연탄	50.82	45.85	46.22	49.80	50.97	55.55	56.97	62.69	72.86	86.63
유연탄	25.14	23.22	25.63	30.16	29.46	29.12	28.05	37.84	36.27	33.30
중유	27.84	25.00	27.11	28.44	30.25	36.07	41.56	59.84	55.60	67.44
LNG	37.44	35.25	34.99	58.28	37.38	50.33	60.17	113.58	105.38	125.94
원자력	22.62	25.61	24.57	22.70	25.17	28.77	30.59	33.68	35.38	39.34

- 실적발전원가는 변동성이 크고 객관적 관점의 전원간 경제성비교, 전력시스템의 전원믹스 결정을 위한 자료로 부적합
- 기업회계, 재무분석의 기초자료로 활용

사업자관점(2) - 시장정산가격



- 2001년부터 CBP(비용경쟁) 시장으로 전환
- 각 발전소는 익일의 용량선언을 통해 입찰에 참여하며, 전력거래소는 비용평가위원회에서 승인된 변동비를 이용하여 발전순위 및 발전량 결정
- 고정비는 CP로, 변동비는 전력량요금(SEP, CON, COFF)로 정산
- 정산항목은 계획발전정산금(SEP), 제약발전정산금(CON), 제약비발전정산금(COFF), 용량정산금(CP), 보조서비스정산금(ASP) 및 기타로 구성

<전원별 정산단가(원/kWh)>

원자력	유연탄	국내탄	LNG	유류	양수	수력	기타	평균
62.69	68.26	107.69	126.15	150.29	132.75	113.35	95.04	84.05

- 발전자회사의 전력량 요금 정산
 - 자기변동비 + (SMP - 자기변동비) * 정산조정계수

사업자관점(3) – NPV, IRR



- 전력판매에 의한 수익과 전력생산을 위해 지출된 비용을 비교하여 투자의사 결정(NPV, IRR)

$$- NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

t : 현금 흐름의 기간

N: 사업의 전체 기간((발전소의 건설에서 운전종료까지)

r : 할인율

Ct: 시간 t에서의 순현금 흐름

C0 : 투하자본(투자액)

- IRR : NPV가 0이 되도록 하는 할인율(r)
- 만일 NPV가 0 보다 크거나, IRR이 WACC(가중평균 자본비용) 보다 크면 투자

사업자관점(4) – NPV 분석 사례



■ 월성1호기 계속운전 경제성 평가 결과

			총수익	총비용	NPV	대안비교
계속운전 미 실시			-	6,455	(6,455)	
시나리오1	전기요금 (물가상승률)	이용률 80%	15,510	19,053	(3,543)	2,912
시나리오2		이용률 85%	16,479	19,523	(3,044)	3,411
시나리오3		이용률 90%	17,448	19,994	(2,546)	3,909
시나리오4	전기요금 (전력수급 계획)	이용률 80%	13,993	19,053	(5,060)	1,395
시나리오5		이용률 85%	14,868	19,523	(4,656)	1,800
시나리오6		이용률 90%	15,742	19,994	(4,252)	2,203

자료 : 국회 예산정책처, 2014

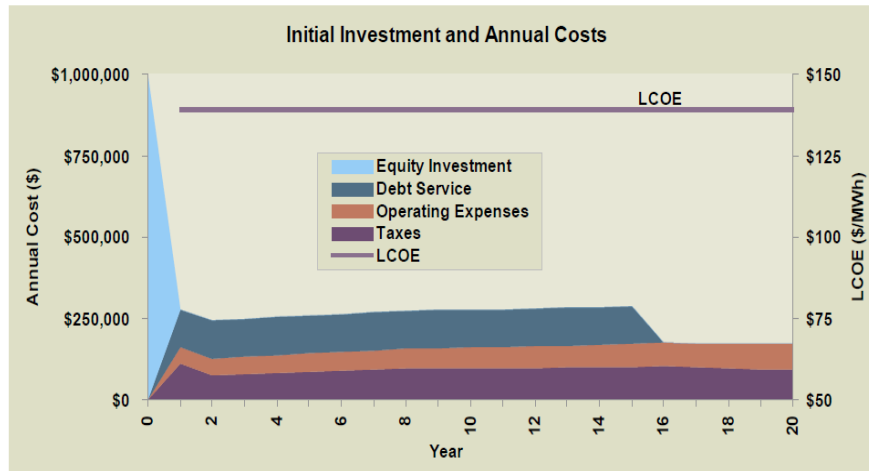
사회적 관점(1) : LCOE



- 전원별로 건설 및 운영기간, 고정비, 변동비 등이 상이
- 비용의 균등화 과정을 통해 전원의 발전비용을 비교
- SCM(screening curve method) 방법에 의해 개략적인 전원믹스를 구해볼 수 있음

What is LCOE?

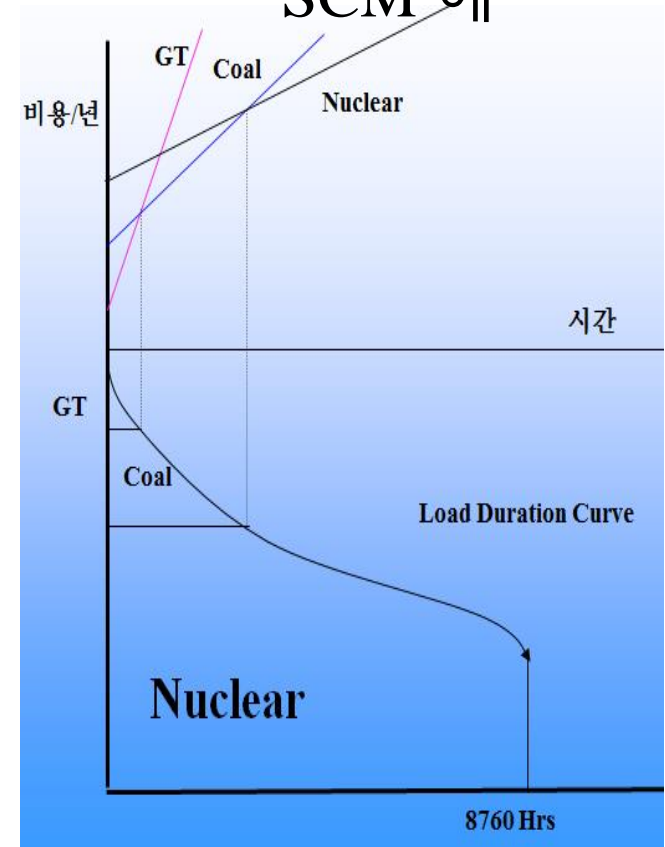
- **Levelized Cost of Energy (LCOE)** is the **constant unit cost** (per kWh or MWh) of a payment stream that has the same **present value** as the total cost of building and operating a generating plant over its life.



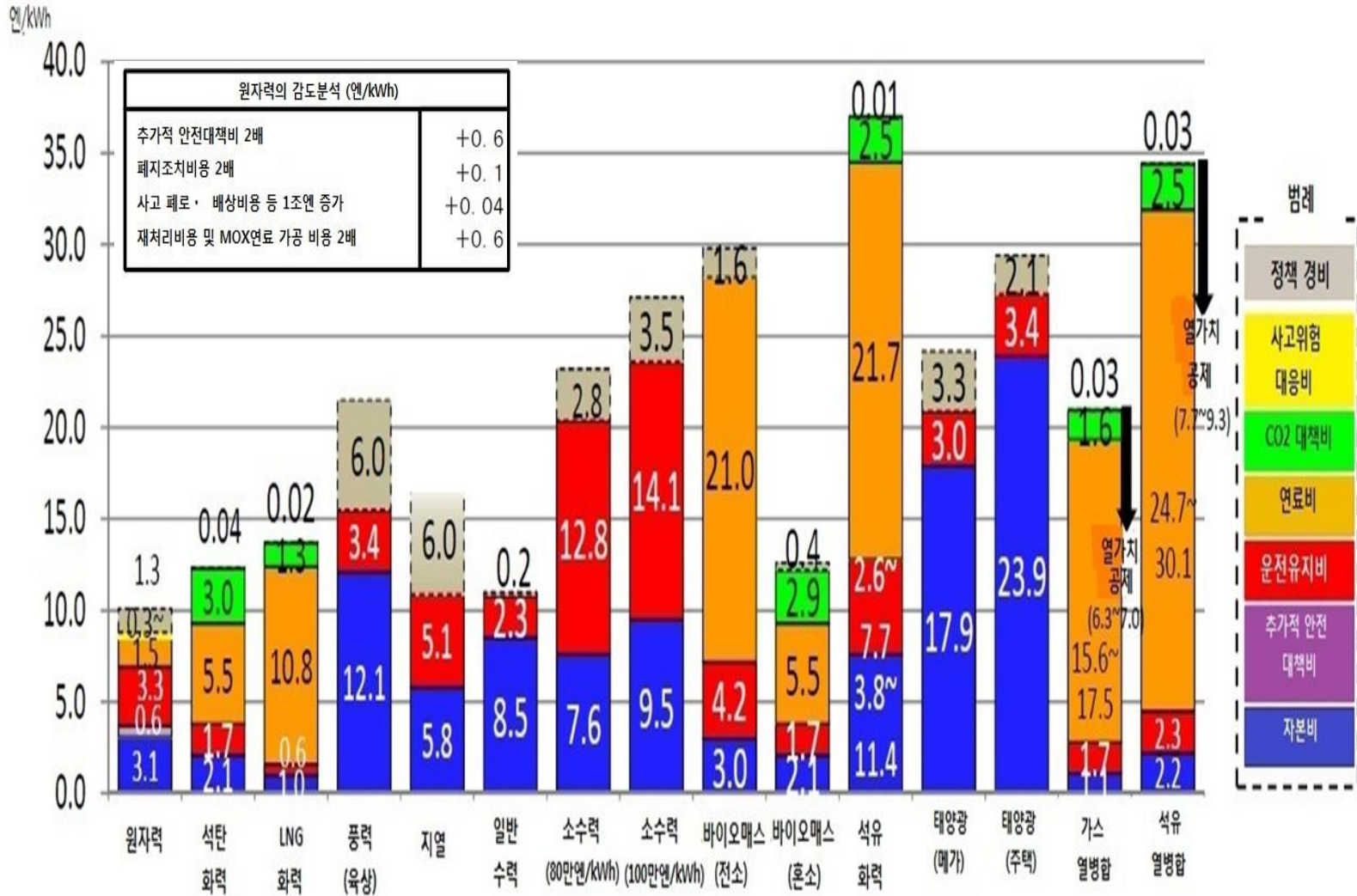
$$\frac{[(\text{capital cost} * \text{CRF}) + \text{fixed O\&M cost}]}{(8.76 * \text{capacity factor})} + (\text{variable O\&M cost} * \text{output})$$

$$\text{CRF} = \frac{i(1+i)^n}{[(1+i)^n]-1}$$

SCM 예



사회적 관점(2) : LCOE - 일본발전비용검증 WG2014



사회적 관점(3) : LCOE – OECD/NEA 2015



- Projected Costs of Generating Electricity(2015)
- 각국의 자료를 받아 LCOE 계산
- 할인율 3, 7, 10% 적용: 할인율이 높아지면 투자비가 많은 기저전원의 발전비용이 높아짐

<국가별 발전비용 비교(할인율 7%, 2013USD/MWh)>

	가스	석탄	원자력	태양광	풍력
한국	118.6	80.4	40.4	216.7	147.5
일본	138.4	107.4	87.6	301.6	182.1
미국	66.0	93.8	77.7	156.1	52.2
중국	92.8	77.7	37.2	-	59.9

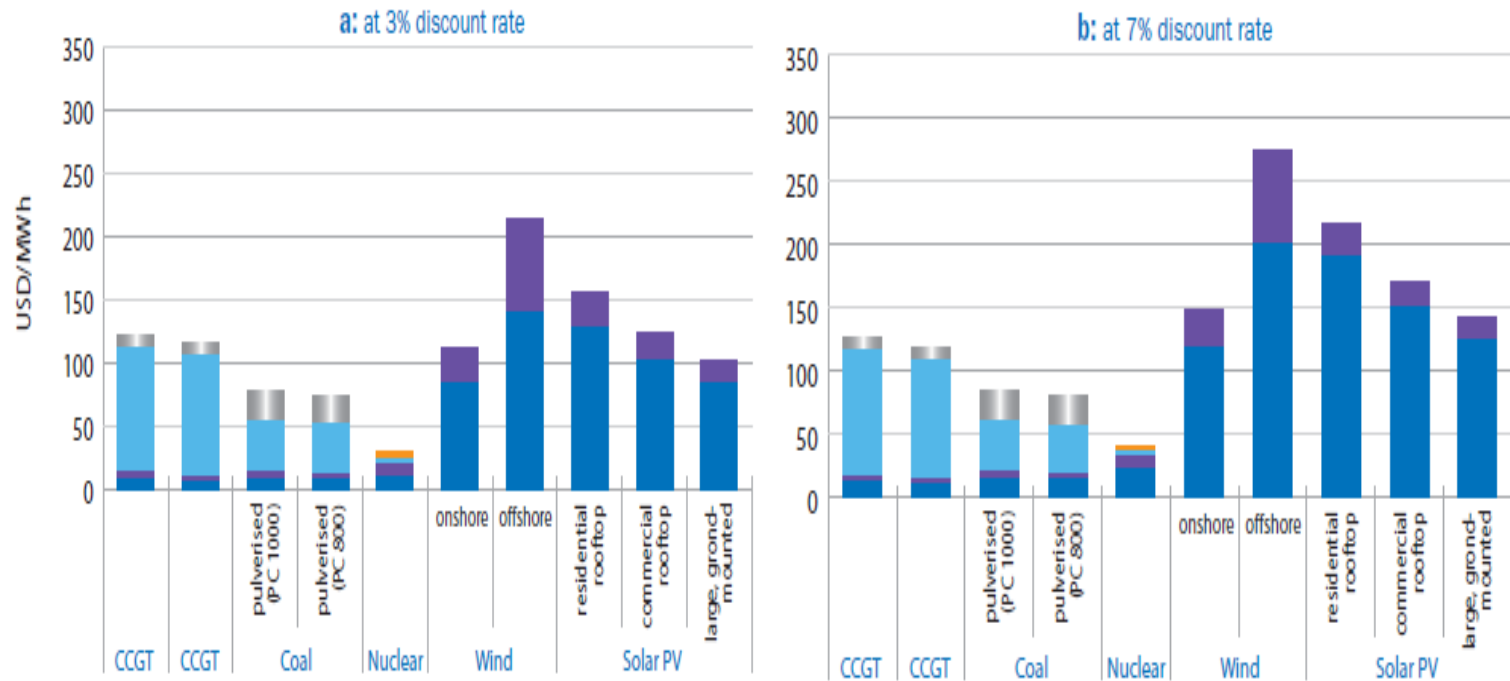
1. 폐기물처리비, 탄소비용 포함
2. 이용률 85% 기준
3. 태양광은 주택지붕 기준이며 중국은 제시되지 않음
4. 미국 풍력의 부하율(43%)은 한국(23%), 일본(20%), 중국(26%)에 비해 월등히 높음

사회적 관점(4) : LCOE – OECD/NEA 2015



● 한국

- 할인을 변화에도 원전의 경제성 유지 : 낮은 건설비(미국, 일본의 ½ 수준)가 주요인
 - 가스를 액화하여 수입하므로 이에 따른 제반 비용 때문에 국제가스가격의 하락에도 불구하고 가스발전의 경쟁력은 회복되지 않음



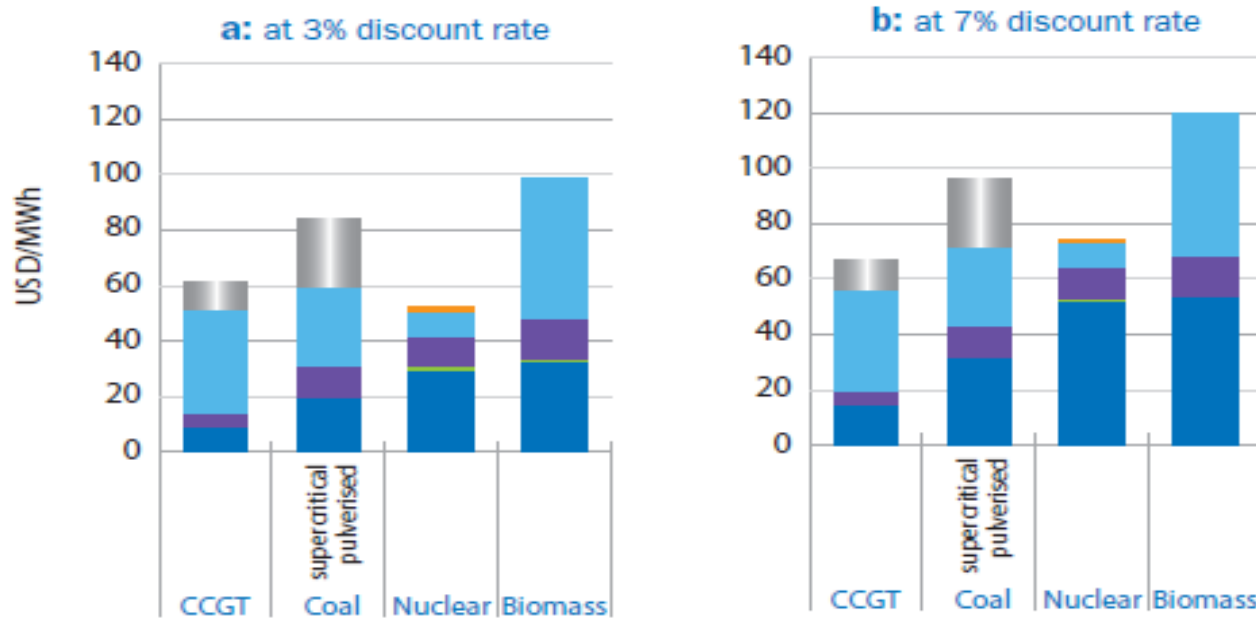
Source: OECD/NEA, Projected Cost of Generating Electricity, 2015



● 미국

■ 할인율이 높아지면 원전은 가스 대비 경제성 상실

- 셰일가스 개발, 기설 PNG망 이용 등으로 할인율 7%에서 가스발전은 가장 경쟁적 전원임 (가스가격이 한국, 일본의 1/2 수준)
- 민간사업자가 원전을 추진함에 따라 불확실성이 확대되어 타전원 대비 높은 할인율 적용



Source: OECD/NEA, Projected Cost of Generating Electricity, 2015

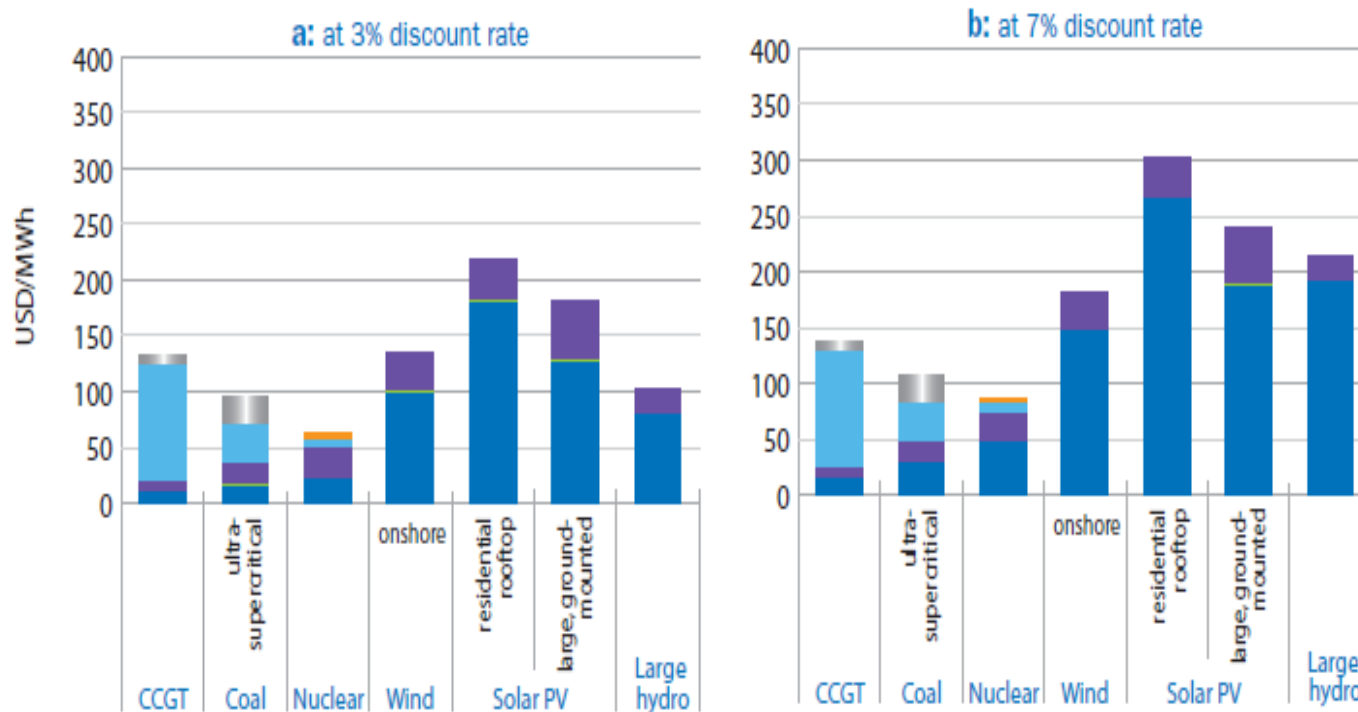
사회적 관점(6) : LCOE – OECD/NEA 2015



● 일본

■ 원전 경쟁력 유지

- 원전 건설비는 미국과 유사 (한국의 2배), 가스가격은 한국과 유사 (미국의 2배)
- 가스, 석탄 발전의 건설비도 높아 원전의 경쟁력은 상실되지 않음



Source: OECD/NEA, Projected Cost of Generating Electricity, 2015



■ 국가별 발전비용 차이 발생의 이유

- 발전비용은 투자비, O&M, 연료비, (사회적비용) 등으로 구성
- 일본의 경우 발전비용 평가시 사회적비용(원전의 사고위험비용, 화력발전의 환경비용, 정책경비 등)을 포함하여 전반적으로 발전비용이 상승함
- 우리나라는 원자력과 석탄의 건설비가, 일본은 가스발전의 건설비가 낮음
- 미국의 가스발전 연료비는 셰일가스 개발과 PNG 공급 확대로 일본, 한국의 절반 수준임
- 일본 원전연료비에는 후행핵주기(재처리 등) 비용 포함됨

■ 추가 검토 필요사항

- 요소간 비용의 두드러진 차이는 미국 원전 건설비, 일본의 O&M비 등에서 발생, 세부적인 내용의 검토가 필요함
- 계량이 어렵거나 불가능한 사회적 비용의 LCOE 반영 여부와 반영 정도에 대한 판단

참고 : 우리는 발전소 건설비가 왜 싼까?



국 가	Tech- nology	Capacity (MWe)	Overnight Cost (USD/kW)	Total Cost (USD/kW)
Belgium	EPR	1,600	5,383	6,185
China	CPR1000	1,000	1,763	1,946
	CPR1000	1,000	1,748	1,931
	AP1000	1,250	2,302	2,542
France	EPR	1,630	3,860	4,483
Germany	PWR	1,600	4,102	4,599
Hungary	PWR	1,120	5,198	5,632
Japan	ABWR	1,330	3,009	3,430
Netherlands	PWR	1,650	5,105	5,709
Slovak Republic	VVER	954	4,261	4,874
Switzerland	PWR	1,600	5,863	6,988
	PWR	1,530	4,043	4,758
United States	Adv. Gen3+	1,350	3,382	3,814
Russia	VVER	1,070	2,933	3,238

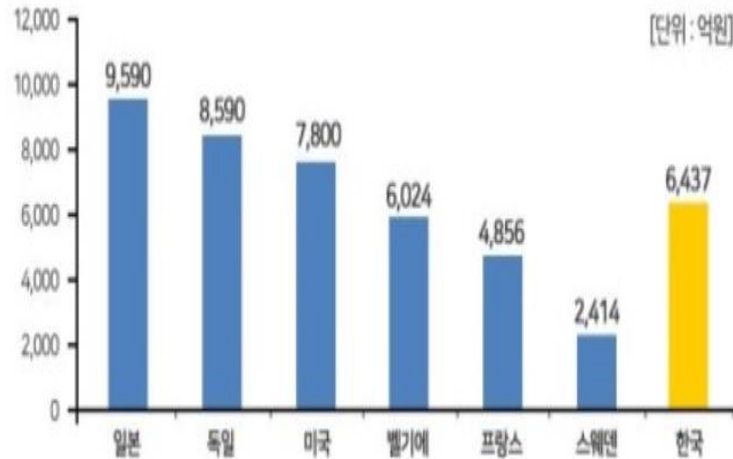
자료: IEA/NEA(2010)

- 한국 건설비 : 2,590~2,365천원/kW
- 건설비가 싼 이유
 - 반복건설에 의한 학습효과
 - 기존부지 인근 건설로 기존 인프라 활용
 - 건설업의 노무비, 제조업 인건비 저렴
 - 원전건설의 낮은 리스크 : 낮은 자본 조달비용
 - 설계조직의 전문화와 효율적인 설계통합
 - 정부의 직간접적 건설 관리 : 건설기간 단축
- ※ 발전소 건설비 국제비교에 의하면 한국은 원전뿐만 아니라 석탄발전의 건설비도 낮은 수준임

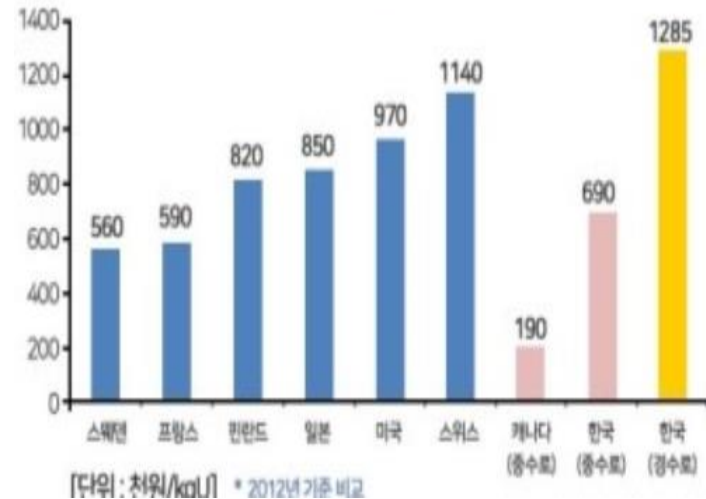
참고 : 발전비용에 포함된 원전 사후처리비



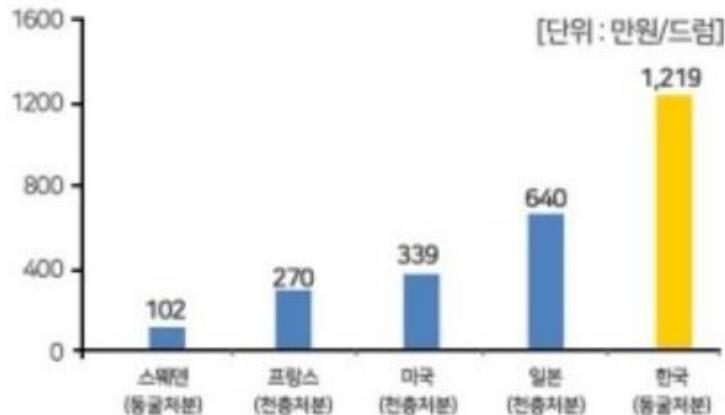
■ 원전 해체비



■ 사용후핵연료 관리비용



■ 중저준위폐기물 관리비용



자료: 산업부고시 제2015-132호(2015.6)

- 방사성폐기물 관리비용은 매2년 마다 재산정

참고 : 사고위험 대응비용 산정 사례

- 제2차 에너지기본계획 민관워킹그룹은 원전 사고위험대응비용으로서, 손해기대치법을 사용하여 일본의 원전사고비용(5.8조엔)과 세계원전 사고발생빈도(0.00035), 원전이용률 80%를 적용하여 4.05원/kWh로 추정

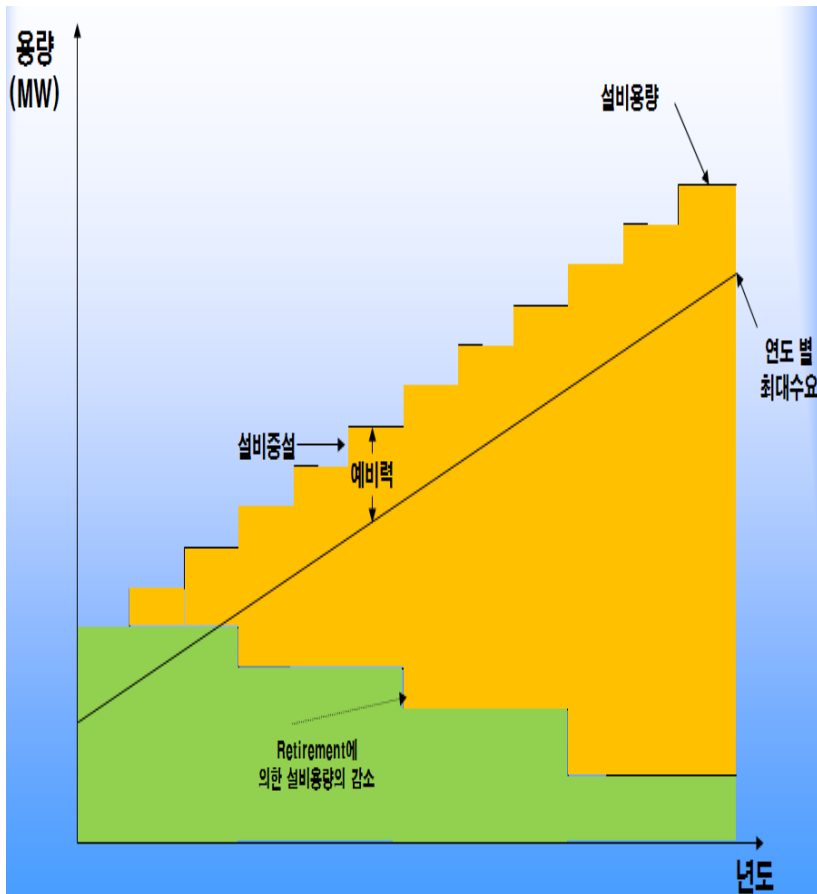
주 관	손해비용	대응비용	산정방법
2차 에너지기본 민관워킹그룹 (’13)	2 ~ 81 조원	0.0025 ~ 26.4188 원/kWh	손해기대치법 (사고발생빈도 가정)
환경정책평가 연구원(’14)	4,936 ~ 8,936 억원/연 (주변지역 위험회피비용)	52.1 ~ 94.9 원/kWh	조건부가치측정법
	5,489 ~ 9,042 억원/연 (일반적 위험회피비용)	3.8 ~ 6.3 원/kWh	

- 사고위험 대응비용은 미래의 전원선택을 위하여 발전비용에 반영하여 평가하지만, 전력시장의 정산금에는 포함되지 않음
- 원전운영회사는 비엔나협약 등에 의해 손해배상보험에 가입하고 있으며, 이 비용은 발전비용에 포함됨

사회적 관점(7) : 시스템코스트 분석



- 발전원별 경제성 분석결과에서 우월한 전원이라 하더라도 전력시스템의 부하형태, 기존설비의 전원믹스, 신규설비의 경제·기술적 특성을 고려하면 미래의 신규전원으로서 부적합할 가능성은 항상 있음



- 최적전원구성: 다음의 최적화문제로 정식화

$$L(X) = \sum_{j=1}^t [C_j + O_j] - S$$

여기서,

$L(X)$: stage t에서 stage X 에 도달하기 위한 목적함수의 값

C_j : stage(j-1)와 stage j 사이의 의사결정으로 발생하는 발전기의 건설비의 현재가치

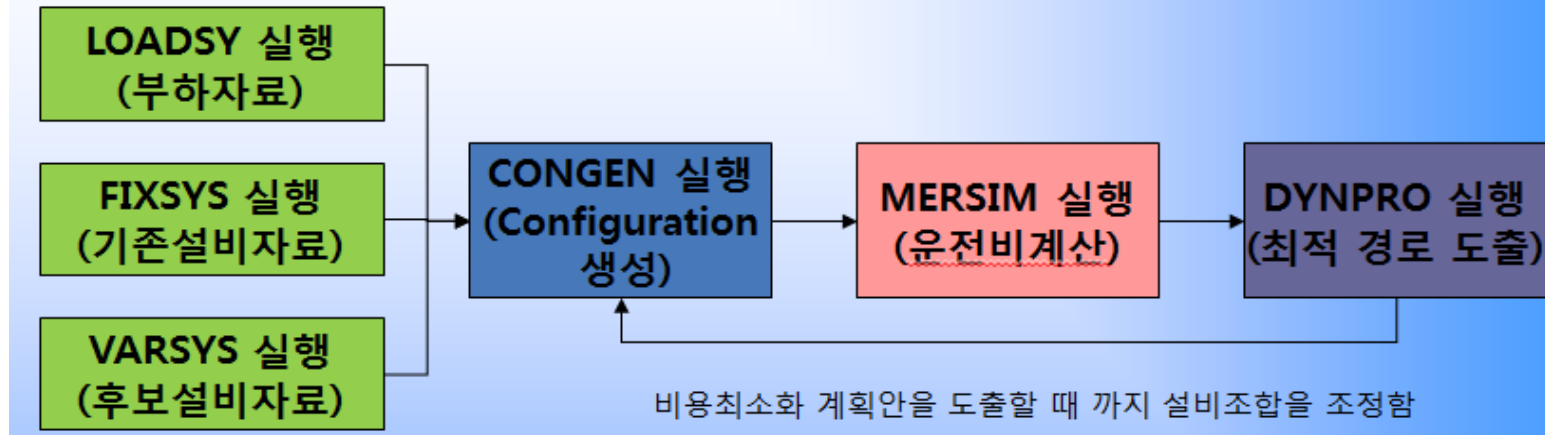
O_j : stage j에 있어서의 운전비용의 현재가치

S : 계산기간 말의 잔존가치

- 복잡한 계산의 실행을 위해 컴퓨터 프로그램을 활용(ex. WASP)



□ WASP 구조



- LOADSY : 연도별 최대부하, 부하지속곡선 등 정의
- FIXSYS : 기존설비 용량과 특성을 정의
- VARSYS : 후보발전기의 종류와 특성을 정의
- CONGEN : 연도별 Configuration을 생성
- MERSIM : Configuration별 LOLP 및 운전비용 계산(확률적 시뮬레이션)
- DYNPRO : 목적함수(건설비+운전비용)가 최소로 되는 연도별 optimal path 도출 (동적 계획법)

사회적 관점(9) : 시스템코스트 분석 WASP Output 예



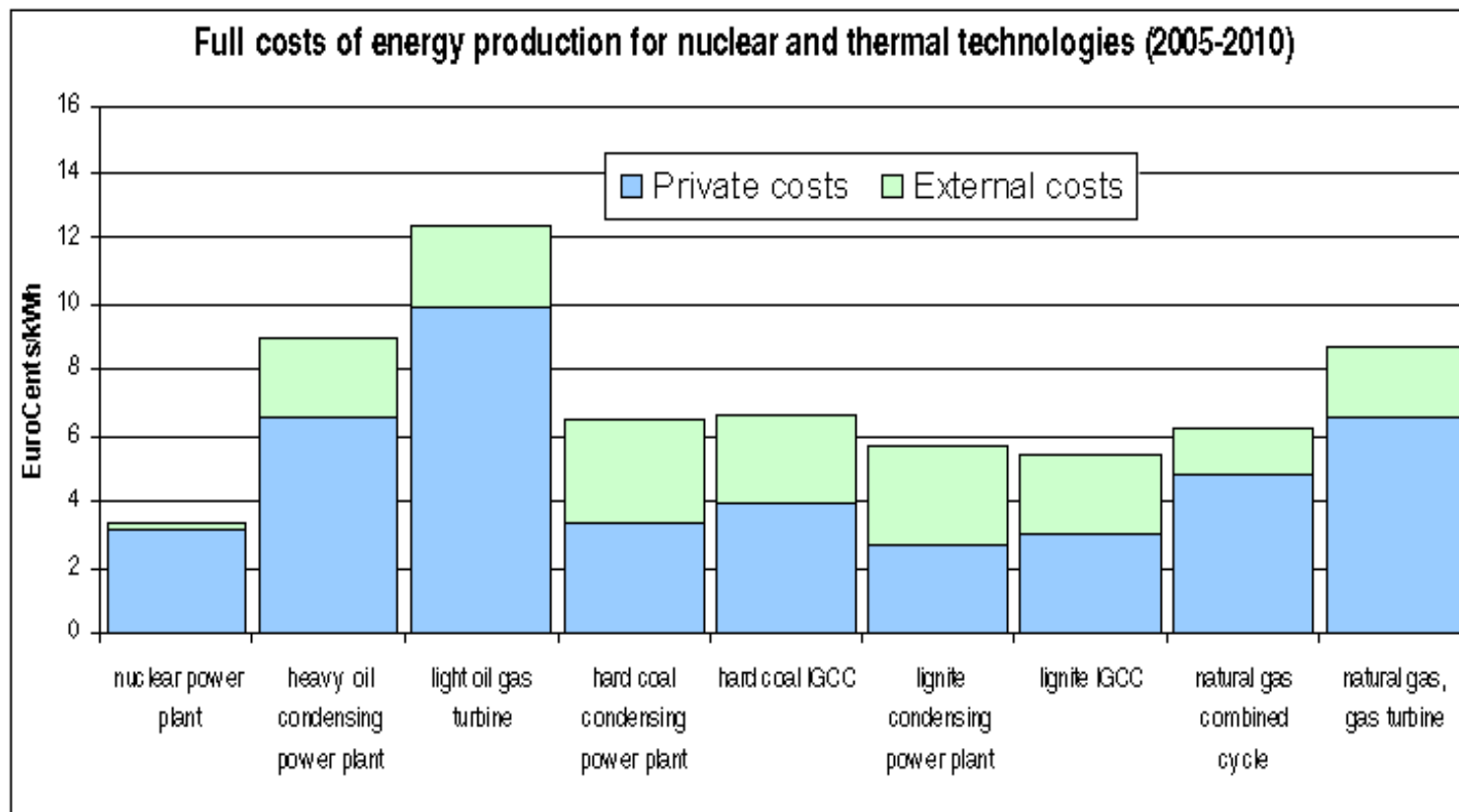
■ WASP DYNPRO Module Out put(예)

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR														
YEAR-----	PRESENT WORTH COST OF THE YEAR (K\$)-----				OBJ.FUN.	LOLP	CC5H	C500	C10H	N14H				
	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL	(CUMM.)	%	CC7H	C800	N10H	PUMP			
2030	208192	187210	2905370	0	2926352	185150016	0.005	10	3	0	5- 17+	0	0	2
2029	0	2	3123234	0	3123232	182223664	0.008	10	3	0	5- 16	0	0	2
2028	249350	180644	3320014	0	3388720	179100432	0.003	10	3	0	5 16	0	0	2
2027	258637	167843	3564358	0	3655152	175711712	0.004	10	3	0	4 16	0	0	2
2026	0	-5	3835898	0	3835904	172056560	0.008	10	3	0	4 15	0	0	2
2025	309766	160567	4076353	0	4225552	168220656	0.003	10	3	0	4 15	0	0	2
2024	0	5	4373157	0	4373152	163995104	0.004	10	3	0	3 15	0	0	2
2023	0	2	4646690	0	4646688	159621952	0.002	10	3	0	3 15	0	0	2
2022	0	2	4937954	0	4937952	154975264	0.002	10	3	0	3 15	0	0	2
2021	0	-7	5246793	0	5246800	150037312	0.004	10	3	0	3 15	0	0	2
2020	0	-2	5574541	0	5574544	144790512	0.005	10	3	0	3 15	0	0	2
2019	0	-6	5964074	0	5964080	139215968	0.005	10	3	0	3 15	0	0	2
2018	0	-1	6377526	0	6377528	133251888	0.005	10	3	0	3 15	0	0	2
2017	0	2	6816866	0	6816864	126874360	0.006	10	3	0	3 15	0	0	2
2016	0	-2	7264261	0	7264264	120057496	0.006	10	3	0	3 15	0	0	2
2015	616016	90382	7751302	0	8276936	112793232	0.005	10	3	0	3 15	0	0	2
2014	2648867	335687	8412060	0	10725240	104516296	0.006	10	3	0	3 14	0	0	2
2013	9332215	1015533	9569038	0	17885720	93791056	0.004	10	3	0	3 10	0	0	2
2012	606828	70203	12456027	0	12992652	75905336	1.776	10	3	0	0 0	0	0	2
2011	1121310	1	13263583	0	14384892	62912684	1.639	10	3	0	0 0	0	0	0
2010	1009411	-1	14009576	0	15018988	48527792	1.585	10	1	0	0 0	0	0	0
2009	0	0	14339287	0	14339288	33508804	0.706	9	0	0	0 0	0	0	0
2008	4230000	0	14939516	0	19169516	19169516	0.226	9	0	0	0 0	0	0	0

참고 : 외부비용을 포함한 전원별 총비용 연구 사례



< 전원별 총비용(사적비용+외부비용)> 단위: 유로센트/kWh

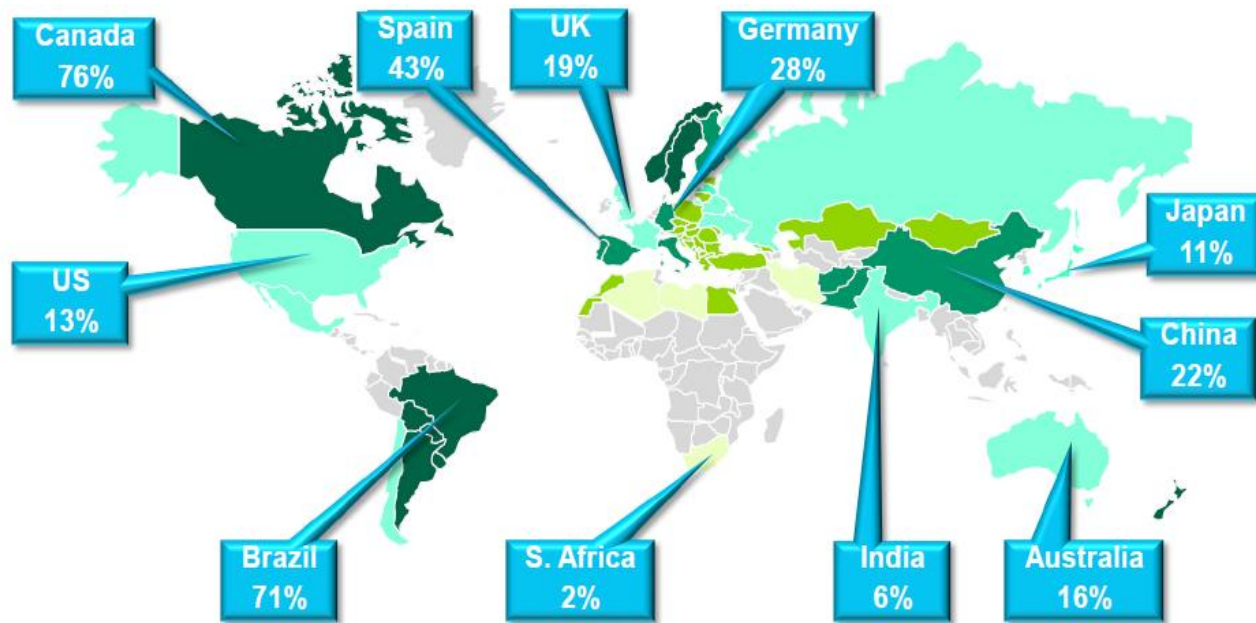


자료: CASES(2008), 'Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries' 인용

신재생

- 2013년 중국 22%, 일본 11% 등 재생에너지 비중 급증 추세
 - LCOE 하락 : 풍력 32~77 \$/MWh, 태양광 58~193 \$/MWh (미국, Lazard 2015)
 - 시장 다변화 : 서유럽 → 중국, 미국, 일본 → 인도, 중남미 등 신흥시장

* 우리나라는 신에너지와 재생에너지를 합해서 수소, 연료전지, 석탄액화가스 등 3종의 신에너지와 태양열, 태양광, 바이오에너지, 풍력, 수력, 지열, 해양, 폐기물 등 8종의 재생에너지 포함



자료 : BNEF, 2015



- 우리나라 1차에너지 소비 중 신재생에너지 비중은 2.1%로서 OECD 34개국 중 32위
- 우리나라는 신에너지와 재생에너지를 합해서 수소, 연료전지, 석탄액화가스 등 3종의 신에너지와 태양열, 태양광, 바이오에너지, 풍력, 수력, 지열, 해양, 폐기물 등 8종의 재생에너지 포함
- IEA는 연료전지, 부생가스, 산업폐기물 등 신에너지와 미활용에너지를 재생에너지통계 작성시 제외, 따라서 직접비교 불가

순위	1	17	27	29	32	34
국가	아이슬란드	독일	미국	영국	일본	한국
신재생에너지(천toe)	5,273	37,445	146,796	10,842	22,252	5,465
신재생비중(%)	89.6	11.8	6.7	5.7	4.9	2.1

자료: IEA, Energy Balances of OECD Countries, 2015

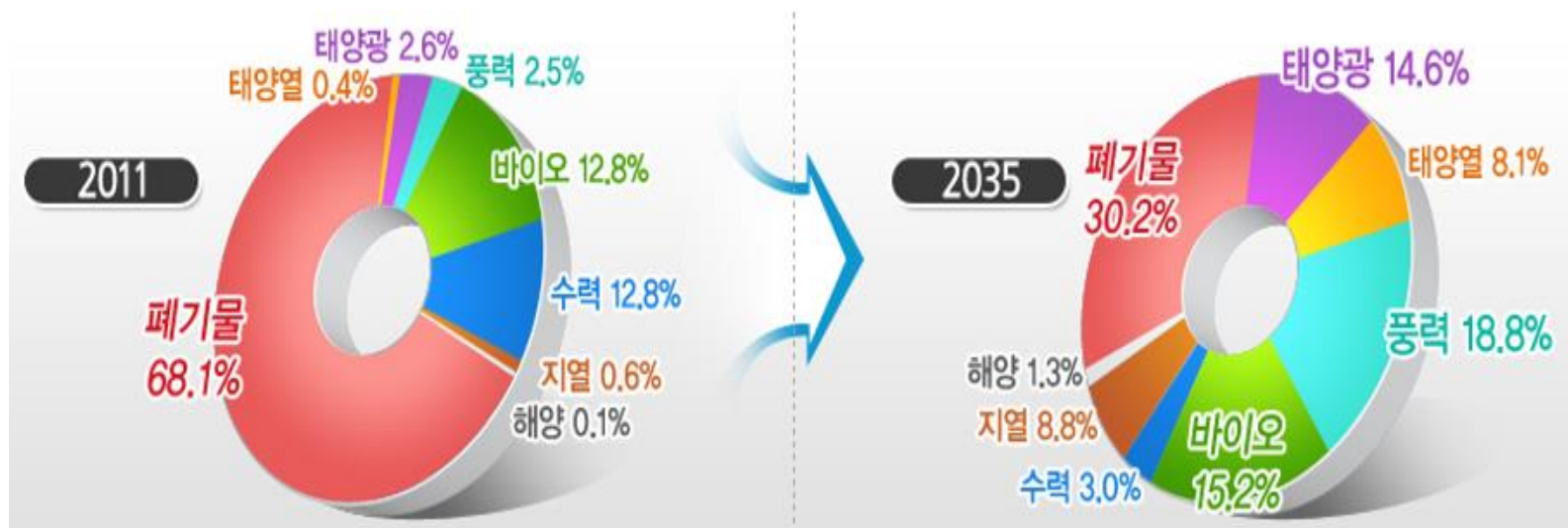
- '90-'12년 기간중 재생에너지의 원별 증가율은 2.3%이며, 이중 태양광(46.9%), 풍력(23.1%)의 증가율이 두드러짐(IEA, Renewables Information 2012)

구분	1차에너지	재생	태양광	태양열	풍력	수력	지열
OECD	0.7%	2.3%	46.9%	5.9%	23.1%	0.7%	1.1%

신재생발전 보급목표(2차 에기본)

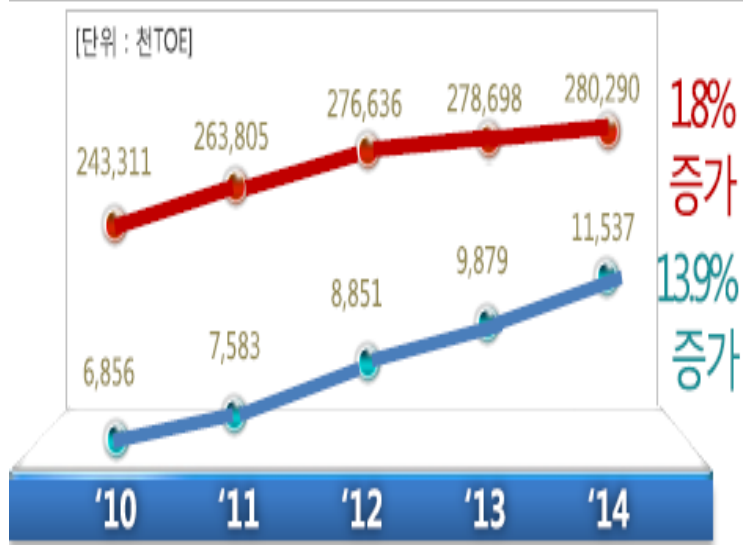


- 최종 보급목표
 - 공급가능 잠재량을 상한치로 하여, 보급추세, 시장수요, 정책 등을 반영하여 설정
→ '35년 신재생 보급목표 11% 도출 * ('15) 4.2% → ('25) 6.8% → ('35) 11.0%
- 신재생에너지원별 전망
 - 폐기물 중심에서 태양광, 풍력 등 자연 재생에너지 중심으로 전환
 - 태양광은 '20년 후 Grid Parity에 도달하면 급속한 증가예상
 - 해상풍력은 높은 잠재량과 기술발전을 통한 경제성 제고로 비중증가 전망

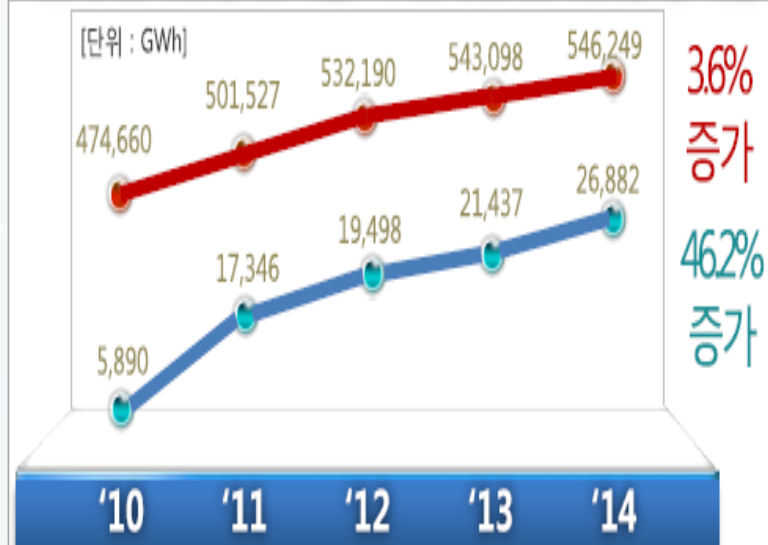


- '10-'14년 기간 중 우리나라 신재생에너지(13.9%) 및 발전량(46.2%)이 큰 폭으로 증가했음
- '14년에는 1차에너지 기준 4.08%, 발전량 4.92% 증가
- 그러나 발전량 증가분의 70.6%는 폐기물과 바이오, 태양광과 풍력은 13.8% 차지

1차 에너지 증가율 VS 신재생 보급 증가율



전체 전력공급 증가율 VS 신재생 전력공급 증가율



- 신재생 에너지 보급확대 공감대는 확보되었지만 추진여건은 취약
- 협소한 국토면적으로 자원(햇빛, 바람, 물 등) 부족
육상 풍력잠재량(TWh/yr) : 한국 130(1) vs. 독일 3,200(25)
- 환경·입지규제, 주민 수용성 저하는 신재생 확대의 제약으로 작용

<제4차 신재생에너지 기본계획('13)의 목표 대비 실적(2014)>



- 제4차 신재생에너지 기본계획에서는 '35년 신재생 발전비중을 전체 발전량의 15.2%로 설정
- ※ 정부는 '16.7 '에너지신산업 성과확산 및 규제개혁 종합대책 ' 에서 신재생 등 에너지신산업에 2020년까지 42조원을 투자하고, 신재생공급 의무비율을 계획 보다 상향 조정(신재생분야에 33조 투입)

RPS 의무비율 2018년 4.5 → 5.0%, 2020년 6.0 → 7.0%

원자력과 신재생



원자력

- 출력제어는 제어봉 또는 화학 제어를 통해 가능
- 화학제어는 수시간 소요
 - 전력계통 운영에서 요구되는 10초 내지 30분 정도의 제어 불가
- 제어봉 제어는 빠른 제어가 가능하지만 제어봉의 삽입횟수 증가는 노심말기 축방향 출력편차 유발

신재생

- 급전지시에 따른 출력응동 불가능
- 만일 inverter를 이용하는 ESS 설치한다면
 - 제어 불가능한 출력변동은 해결
 - 주파수조정용으로 활용 가능
- 신재생발전의 용량만큼 또는 상당량의 저장장치 필요



전력수요가 늘거나 줄어도 발전량을 조절할 수 없는 원전·신재생 등의 경직성 전원(電源)이 계속 늘어나면서 섬(島)이나 다름없는 한반도 내 계통운영이 머잖아 새로운 난관에 봉착하게 될 것으로 보인다. 이미 제주에선 최근 2년 사이 다섯 차례나 풍력발전량까지 임의 감발·정지한 사례가 발생했다.

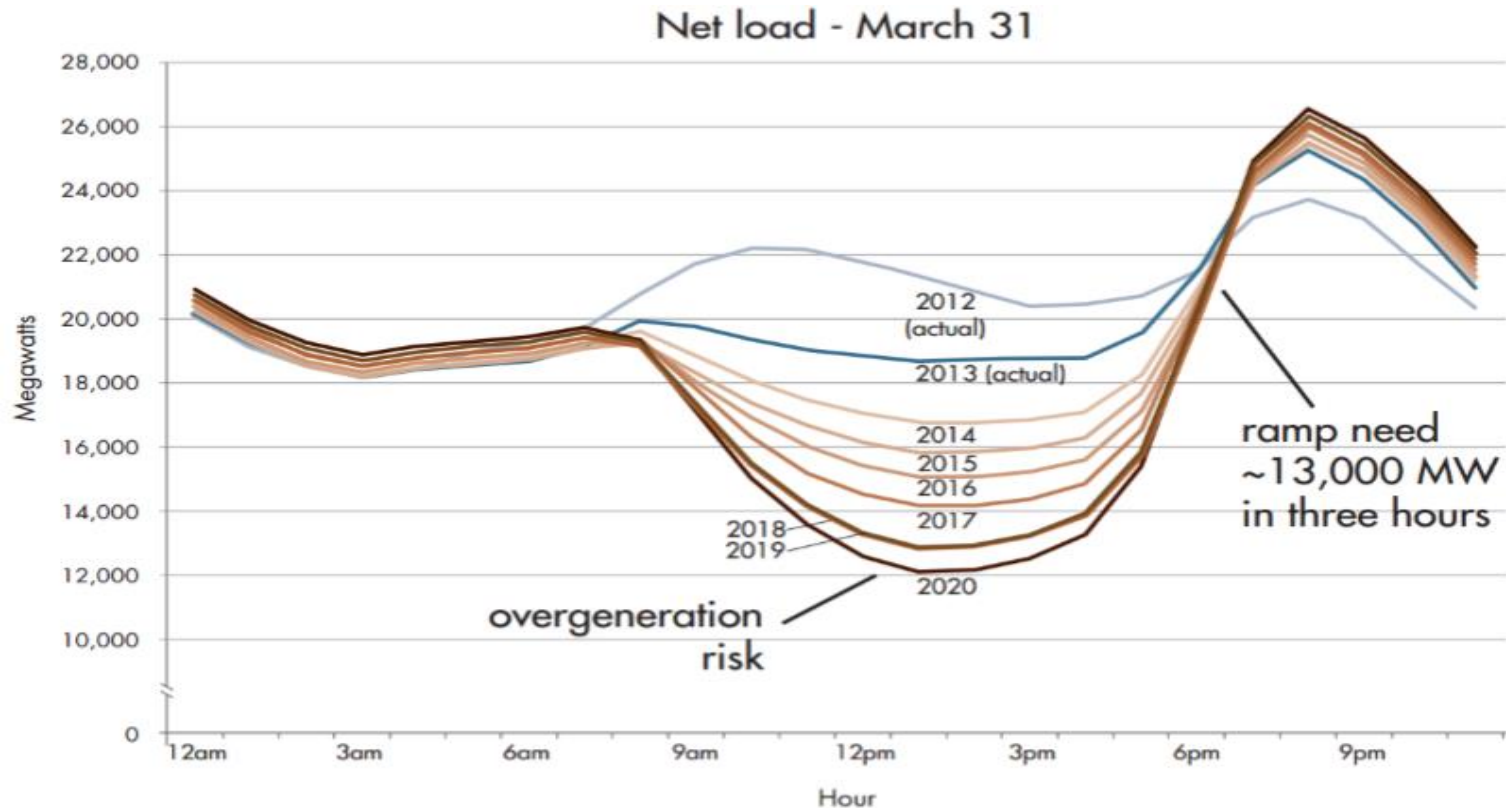
원자력, 태양광, 풍력, 부생가스 등은 전력수요 변화와 관계없이 항상 전출력으로 운전하거나 반대로 출력제어 없이 가동되고 있다. 원전의 경우 기술적으로 발전량 조절이 어렵고, 태양광·풍력은 날씨나 계절이 발전량을 결정하기 때문이다. 폐기물이나 부생가스 역시 전력생산이 주목적이 아니어서 연료 여건의 영향을 받는다. 이들 발전력을 '통제가 어렵거나 불가능하다'는 의미의 경직성 전원으로 분류한다.

250MW 규모 풍력단지가 운영되고 있는 제주에서 경직성 전원 문제는 이미 수면 위 현안이다. 주로 전력수요가 연중 가장 적고, 상대적으로 풍력발전량은 많은 봄·가을 심야시간이 취약하다는 게 현지 계통 기술진의 전언이다. 전력당국에 의하면 사실상 육상과 별개 계통으로 운영되는 제주에선 지난해 3회, 올해 2회 등 최근까지 다섯 차례나 임의 풍력발전량 감발·정지 조치가 이뤄졌다. (이투뉴스 2016.9)

계통부하와 관계



- 신재생 발전이 확대될수록 계통부하는 감소되는 것으로 인식

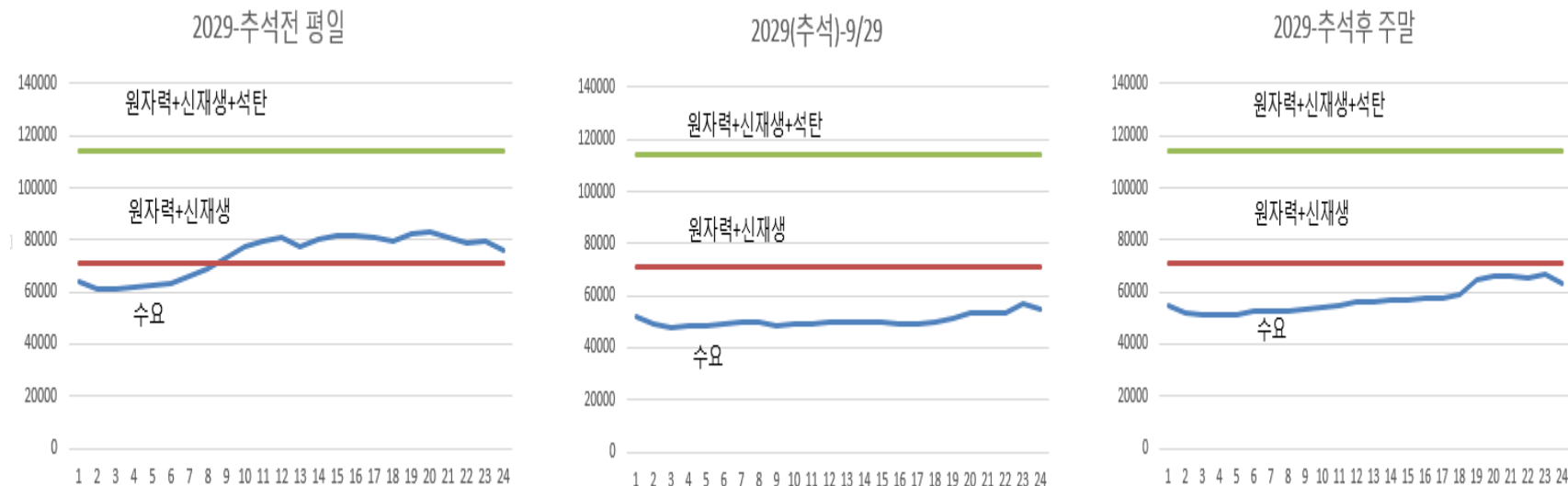


자료: CAISO, Renewable Energy Duck Curve, 2014

계통부하와 경직성 전원 - 국내 전망 (2029)



- 7차 전력수급계획 전망을 이용하여 기저전원 (신재생+원자력, 그리고 석탄)용량과 특정일의 전력수요를 비교
- 추석과 추석 후 주말에는 하루 종일 신재생+원자력의 용량이 전력수요를 초과함



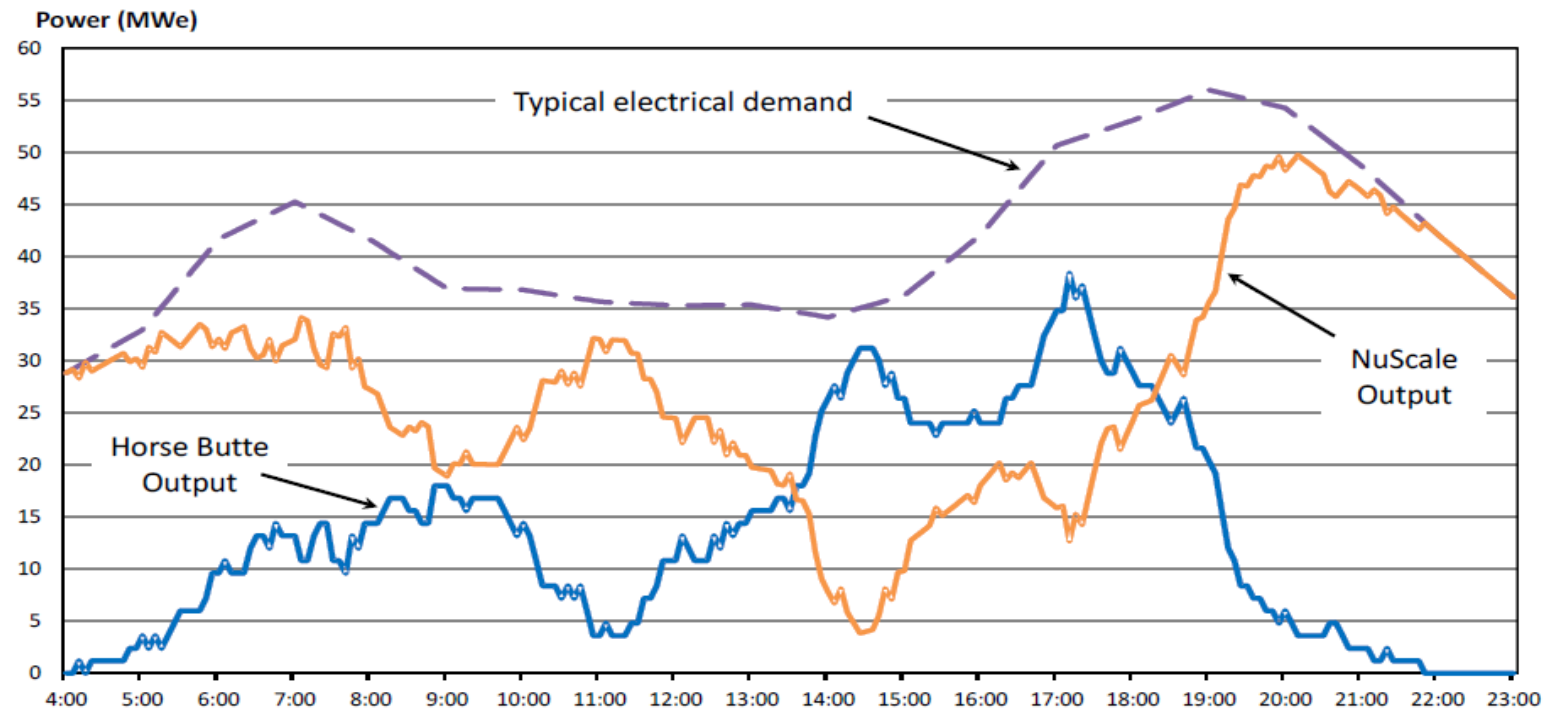
- 원전과 신재생 비중 증대의 한계?
- 신재생 back up 필요 용량수준
- Back up 대안(ESS, 양수, 가스터빈)의 적정 구성 등

참고. SMR의 부하추종 운전



- SMR(small modular reactors): Reduces Complexity, Improves Safety, Enhances Operability, and Reduces Risks
- The Benefits of Nuscale's SMR fTechnology : Simple, Small, Economical, Safe and Secure

Rev.13 (SMR) Description
24 hour load cycle: 100% → 20% → 100%
Ramp rate of 40% per hour
Capable of automatic frequency response
Step change of 20% in 10 minutes
Frequency variation tolerance





- 독일정부 2010년 4대 전력사들과 가동 중인 원전 17기 계속 운전 합의 발표
- 4대 전력사들이 원전의 계속 운전을 통해 얻는 수익의 일부를 재생에너지 확대에 투자하도록 함(renewable fund)
- 전력사들은 2011년, 2012년에 각각 3억 유로를 투자자금으로 납부하고, 2013년부터 2016년까지 매년 2억 유로를 납부하기로 함(2016년 하반기까지 전체 금액이 14억 유로로 추정)
- 재생에너지 기금에 대한 합의가 가능했던 것은 전력사들이 원전을 최대 14년간 가동함에 따른 수익 증가를 예상했기 때문
- 2011년 4월 E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall은 재생에너지 기금 납부를 중단함. 이들은 7기의 원자로 정지로 인해 독일 정부가 재생에너지 기금 납부에 대한 법적 근거를 상실했다고 주장
- 후쿠시마 사고 이후 계속운전 계획이 철회되고 노후 원전의 폐지가 결정되었음을 근거로 전력사들은 이에 대한 소송 진행 중



■ 낙관 요인

- 각국의 원전/신재생 추진 동향 (원·신)
- 기후변화 대응의 유력한 대안 (원·신)
- 자원빈국으로서 에너지안보 중시 (원·신)
- 경쟁전원 대비 경제적 발전원(원)
- 수출산업으로서의 가능성(원·신)

■ 장애 요인

- 정치 의제화(원)
- 안전성에 대한 우려 증가 (원)
- 입지 한계와 입지 지역의 수용성 악화 (원·신)
- 전력수요 부진에 따른 전원별 경쟁 격화 (원·신)
- 사후관리 기반(사용후 핵연료, 폐로) 미비 (원)
- 계속 운전 불확실성 증대(원)
- 원거리/초고압 송전선로 신설 반대 고조(원)

- 계통운영 측면을 고려할 때 원자력과 신재생은 경쟁전원임
- 따라서 전력저장 수단이 없다면 경직전원 규모의 한계 내에서 원전과 신재생용량이 결정되어야 함
- 원전과 신재생이 공존할 수 있는 방안 연구가 필요함

감사합니다

Korea Energy Economics Institute
Electricity Policy Research Group
Dong Seok Roh