

스 전력시장 특징 및 LNG 터미널/발전소 사업 동향 보고

(2020.7.17, 콜롬보 사무소)

◇ 스리랑카 전력시장의 개요·특성 및 아국 기업 관심이 높은 LNG 터미널·발전소 사업의 최근 추진동향을 조사하여 보고드립니다.

1 스리랑카 전력시장 개요

□ [발전/송배전] 스 전력청(CEB*)이 발전·송배전의 중추적 역할 수행

* Ceylon Electricity Board, 1969년 설립된 국영기관

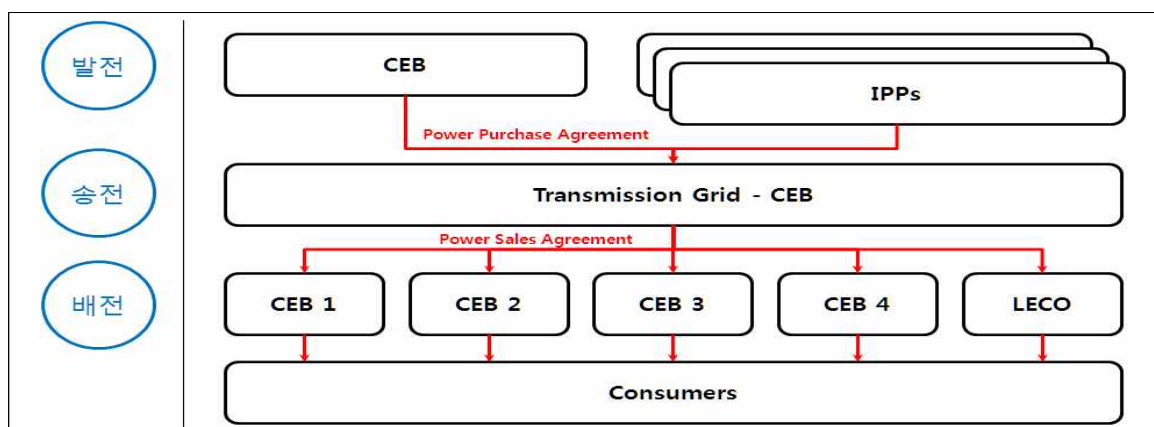
- (발전) CEB와 다수의 소규모 민자발전사가 전력생산 담당
- (송전) 전력법*상 CEB는 송전업무를 독점하며, 전력구매계약(PPA) 체결을 통해 생산전력 구매
- * Sri Lanka Electricity Act, No. 20 of 2009
- (배전) CEB 內 4개 사업부가 지역별로 배전을 담당하며, 이외 1개의 공영배전회사(LECO, Lanka Electricity Company)가 영업중

□ [감독/규제] 스 공공사업위원회(PUCSL*)는 전력법에 따라 발전·송배전 면허 발급, 요금 규제, 관련 기준 제정 등 담당

* Public Utilities Commission of Sri Lanka, '03년 설립된 전력·상수도·석유 관련 공공서비스 규제 및 감독기관

- PUCSL은 매 2년 마다 CEB에서 작성한 장기전력수급계획(Long-term Generation Expansion Plan) 검토 및 승인

< 스리랑카 전력시장 구조 >



2 스리랑카 전력수급 현황

□ [설비용량] '18년말* 기준 스리랑카 총 발전설비 용량은 4,046MW**

* CEB가 최근 통계를 공개하지 않고 있으나, '14년 Lakvijaya 석탄화력발전소 증설 이후 '20.6월말까지 10MW 초과하는 신규 발전소 준공은 없는 상황

** '19년말 기준 우리나라 발전설비 용량은 125.3GW로 스리랑카의 약 31배 수준

- (소유별) 이중 CEB 소유 25개 발전소의 설비용량이 2,903MW로 전체의 72%이며, 민자발전은 총 233개 발전소, 1,143MW 수준
- (발전원별) 수력* 1,399MW(35%), 석유 화력 1,137MW(28%), 석탄 화력 900MW(22%), 신재생 610MW(15%) 順

* 소수력 제외

< 2018년말 기준 스리랑카 발전설비 용량 개요 >

구 분	발전소 개수	설비용량(MW)	비중(%)
CEB	25	2,903	71.7
수력	17	1,399	34.6
화력(석유)	7	604	14.9
화력(석탄)	1	900	22.2
IPP	233	1,143	28.3
소수력	195	394	9.7
화력(석유)	3	533	13.2
풍력	15	128	3.2
기타 신재생(태양광, 바이오매스)	20	88	2.2
합 계	258	4,046	100.0

□ [발전량] '18년 스리랑카의 연간 총 발전량(net generation 기준)은 15,374GWh* 기록

* '19년 중 우리나라 발전량은 563,040GWh로 스리랑카의 약 37배 수준

- (소유별) CEB 발전소가 전체 발전량의 77%인 11,803GWh의 전력을 생산하였으며, 민자발전이 3,571GWh를 생산
- (발전원별) 수력* 5,149GWh(34%), 석탄 화력 4,764GWh(31%), 석유 화력 3,626GWh(24%), 신재생 1,834GWh(12%) 順

* 소수력 제외

< 2018년 스리랑카 발전량 개요 >

구 분	발전량(GWh)	비중(%)
CEB	11,803	76.8
수력	5,149	33.5
화력(석유)	1,886	12.3
화력(석탄)	4,764	31.0
기타	4	0.0
IPP	3,571	23.2
소수력	1,232	8.0
화력(석유)	1,740	11.3
풍력	325	2.1
기타 신재생(태양광, 바이오매스)	273	1.8
합 계	15,374	100.0

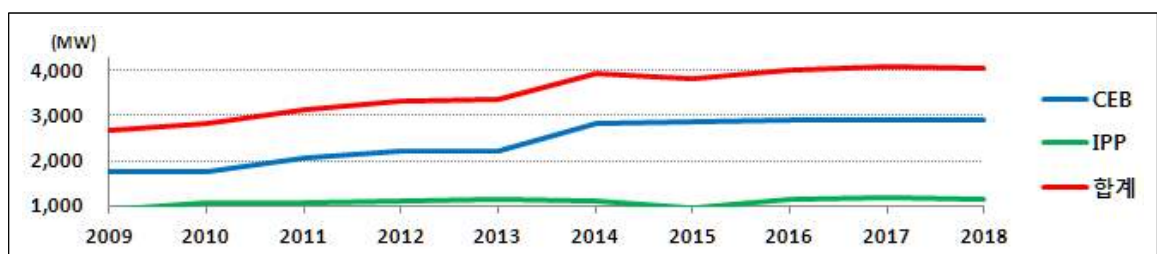
③ 스리랑카 전력시장 특징

1. CEB 발전소 중심의 시장이나, 최근 설비용량 확대 정체

- 역사적으로 CEB 발전소가 설비용량 및 연간 발전량에 있어 전체의 2/3 이상을 담당
 - CEB는 통상 재무부 온렌딩 또는 보증부 대출을 통해 재정사업 형태로 신규 발전소 건립 자원 조달
- 다만, '14년 Lakvijaya 석탄화력발전소 600MW 증설 이후 '20.6월까지 100MW 이상 신규발전소 확충은 없는 상황
 - 이에 따라, '14년 이후 CEB 설비용량은 약 3GW, 전체 설비용량은 약 4GW 수준에서 정체

< 스리랑카 발전설비 용량(MW) 확대 추이 >

구분	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CEB	1,758	1,758	2,064	2,214	2,228	2,824	2,884	2,891	2,898	2,903
IPP	926	1,059	1,083	1,098	1,127	1,109	963	1,127	1,198	1,143
합계	2,684	2,817	3,147	3,312	3,355	3,933	3,847	4,018	4,087	4,049



2. PPP 환경 미비로 인해 IPP는 소규모 신재생 중심으로 활성화

- '18년말 기준 10MW 초과 IPP 사업으로는 3개소의 석유화력 발전소만이 가동중
 - '97년 스 최초의 IPP 사업으로 24MW Lakdhanavi 석유화력 발전소가 상업운전을 개시
 - '08~'11년중 최대 11개 IPP 발전소가 가동하였으나, '18년말 기준 10MW를 초과하는 IPP 발전소는 총 3개소

< 2018년말 기준 스리랑카 IPP 발전소 운영현황 >

구 분	발전원	설비용량(MW)	상업운전 개시
Sojitz Kelanitissa Power Plant	석유	163	2003년
Yugadanavi Power Plant	석유	270	2008년
Ace Embilipitiya Power Plant	석유	100	2005년
합 계		533	

- 발전차액지원제도(FIT, Feed-in Tariff*) 등 스 정부 정책에 따라 10MW 이하의 소규모 신재생 IPP는 활성화

* 10MW 이하 신재생 발전원별로 20년간 단일 고정 tariff 또는 3-tier tariff 중 선택 지원

- '90년대초 소수력 발전에 FIT를 도입하였고, '11년부터 태양광, 풍력 등까지 확대함에 따라 '18년말 기준 총 230개 소규모 신재생 사업 운영중
- 다만, PPA 정부이행보증이 없고, 환위험을 포함한 대부분의 위험을 민자사업자가 부담하는 구조이므로, 로컬 사업주와 현지은행이 주도하는 시장

< 위험분담구조 비교 : Int'l PF vs. 스 신재생 IPP >

구 분		Int'l PF		스 신재생 표준 PPA	
		pjt company	off-taker	pjt company	off-taker
건설단계	Construction Risk	√		√	
	Currency Risk		√	√	
운영단계	Payment Risk		√	√	
	Operation Risk	√		√	
기타	Change in Law		√	√	
	Political Force Majeure		√	√	
	Termination		√	√	

□ 10MW 초과 IPP 사업의 부진은 PPP 법제 미비, 정부·CEB의 낮은 신용도, 정치적 불확실성, 불투명한 입찰절차 등에서 기인

① PPA 정부이행보증, 환 위험 보장 등에 대한 제도적 근거가 없으며, 사업별로 내각승인을 통해 제공 가능

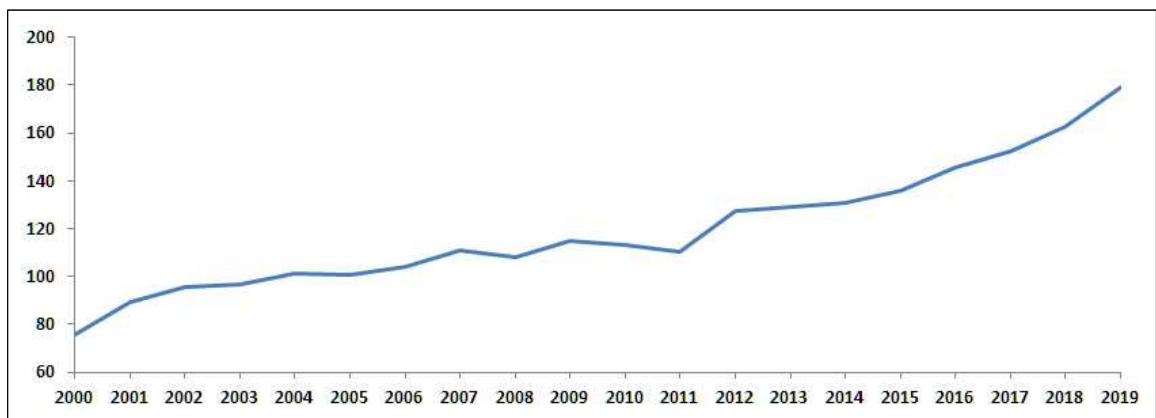
* 다만, 대형 발전사업의 경우, 국제 PF를 통한 자원조달을 위해 PPA 정부 이행보증 등을 선별적으로 제공

② 스 정부의 낮은 신용등급, CEB의 열악한 재무건전성, 지속적인 환율상승 추세 등은 국제 PF 및 IPP 사업의 장애요인

< 스리랑카 국가신용등급 현황 >

OECD	S&P		Moody's		Fitch	
Rating	Rating	Outlook	Rating	Outlook	Rating	Outlook
6	B-	negative	B2	-	B-	negative

< USD/LKR 환율 추이 >



③ 이에 따라, bankable project로 구성된 IPP 사업 pipeline이 미비하며, 민간제안 사업 비중이 높은 상황

- 제안사업의 경우, 정치권의 영향이 큰 편이며, 특히 정권교체시 사업이 무산*되는 경우도 다수

* LNG-FSRU 사업의 경우, 아국 제안사업, 인도-일본 G-to-G 사업 등 복수의 사업이 내각승인을 거쳐 추진되다가, '19.11월 정권교체로 인해 무산 위기

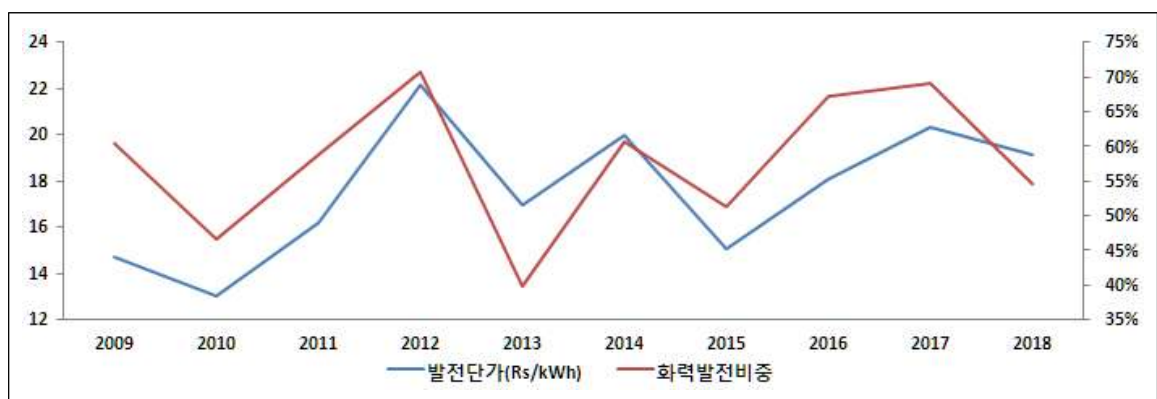
④ 뚜렷한 설명없이 입찰기간이 수차례 연기되는 등 불투명한 입찰 진행으로 입찰분쟁도 잦은 편

* 300MW LNG 발전소 사업의 경우, '16.11월에 사업주 입찰제안서가 발급되었으나, 입찰기간 연장 및 입찰분쟁, 소송, 법원판결 등으로 '20년 상반기 낙찰자 확정

3. 비효율적 에너지믹스로 인한 CEB 재무건전성 악화

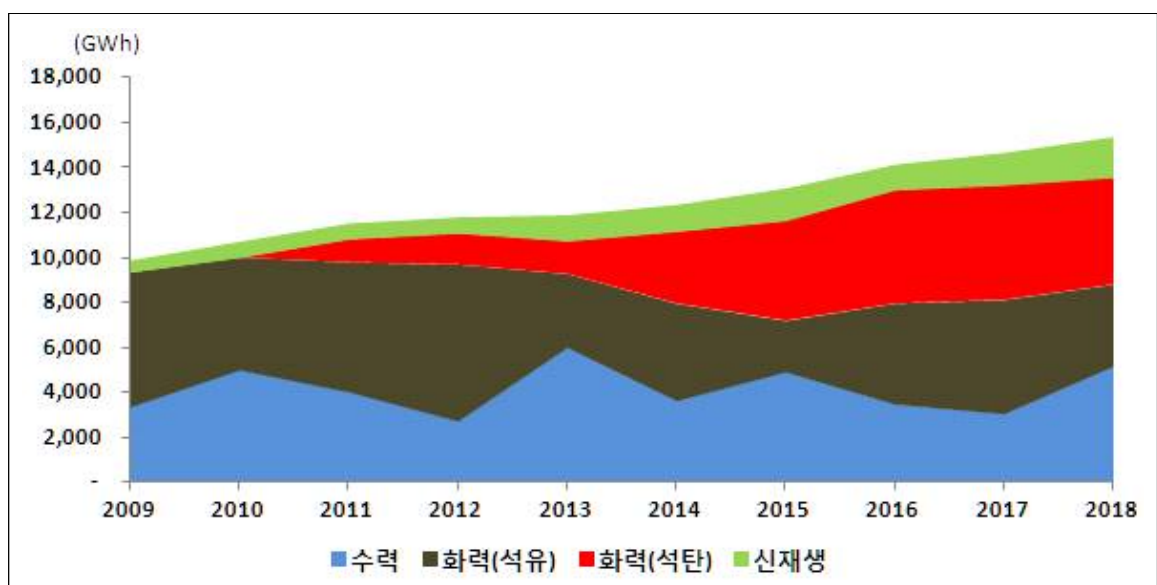
- 우기에는 저렴한 수력발전, 전기에는 수입연료를 이용한 석유 및 석탄 화력발전 활용
- 발전단가가 높은 석유 및 석탄 화력발전이 전체 발전량에서 차지하는 비중에 따라 매년 평균 발전단가 변동
- 반면, 전기요금은 발전단가를 100% 반영하지 못하는 구조

< 스리랑카 발전단가 및 화력발전 비중 추이 >



- '14년 이후 설비용량이 정체중이나, '14~'18 기간중 발전량은 연평균 5.61% 증가 ('09~'18 동안에는 연 5.03% 증가)
- 매년 강수량에 따라 수력발전량이 변동하나, 전체적으로 석유 및 석탄 화력발전소 발전량은 증가 추세

< 스리랑카 발전원별 발전량 추이 >



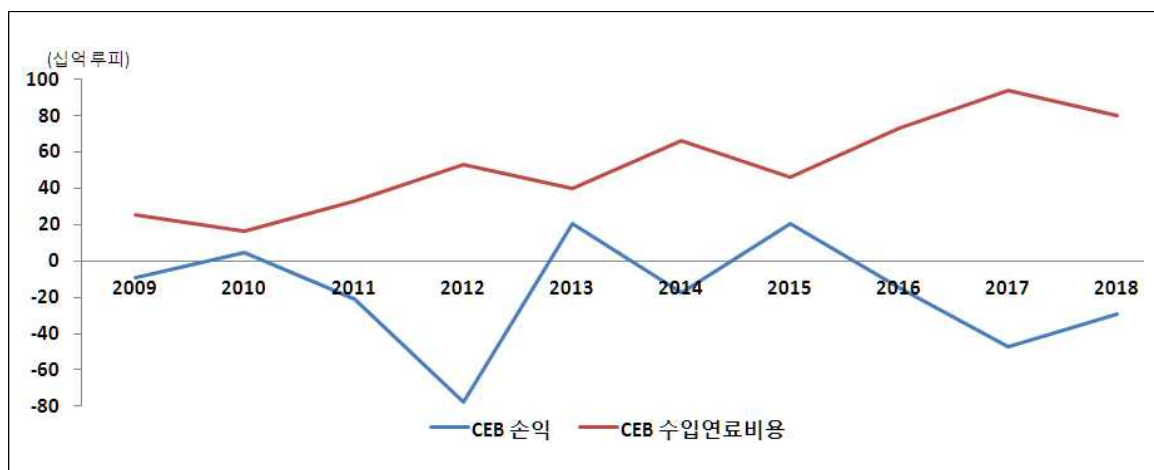
□ 이로 인해, CEB 소유 화력발전소의 수입연료(석유, 석탄) 비용이 증가하면서, CEB 재무건전성은 악화되는 추세

- CEB는 '14~'18 기간중 강수량이 많았던 '15년에만 흑자를 기록하였으며, 최근 10년으로 확대해도 흑자는 3개년에 불과
- 적자 원인은 수입연료 비용 증가이며, 특히 '19.7월에는 국영 석유공사앞 대금 미지급으로 인한 단전사태* 초래

* '19년중 지속되는 가뭄으로 석유화력발전량이 증가하면서, CEB의 석유공사앞 미지급액이 신용한도 800억 루피를 초과하자, 석유공사는 CEB앞 석유공급을 중단

- 한편, 손익 측면에서도 CEB는 '19년 역대 최대 수준인 850억 루피 수준의 적자를 기록한 것으로 알려짐.

< CEB 수입연료 비용 및 손익 추이 >



4. 스리랑카 장기전력수급계획

1. Long-term Generation Expansion Plan 2020-2039 수립 현황

□ PUCSL은 CEB가 제출한 Long-term Generation Expansion Plan(LTGEP) 2020-2039(안) 검토중

- CEB는 '19.5월 LTGEP 2020-2039(안)을 PUCSL앞 제출한 이후, '20.3월 수정안 제출 및 세부사항 협의중

□ PUCSL과 CEB간 신재생 에너지 발전 비중 등에 이견이 있어, 향후 협의결과에 따라 추가 수정 예상

- 스 정부는 신재생 발전(수력 포함) 비중을 '30년까지 50%로 확대한다는 방침이나, LTGEP 2020-2039(안)은 35%* 수준
* Base case에 35%이며, 강우량이 충분한 wet condition의 경우에도 44% 수준
- 이에 따라, 현재 LTGEP 2020-2039(안)의 발전설비 용량 확대 계획에서 수력 및 신재생 비중이 일부 증가할 것으로 예상

2. 중장기 전력수요 예측

- CEB는 LTGEP 2018-2037, 2020-2039(안) 상 향후 20년간 전력 수요 증가율을 각각 연 5.0%, 연 4.9%로 추정
- 전력수요 충족을 위해 동 기간 중 발전량(net generation 기준)은 각각 연 4.9%, 4.8%씩 확대 필요 예상

< 스리랑카 전력수요 예측 및 필요 발전량 >

LTGEP 2018-2037 (GWh)			LTGEP 2020-2039(안) (GWh)		
구분	전력수요	순발전량	구분	전력수요	순발전량
2022	18,535	20,331	2024	21,337	23,230
2027	23,459	25,933	2029	27,279	29,522
2032	29,637	32,692	2034	34,119	36,806
2037	36,613	40,302	2039	41,937	45,215
'18~'22 증가율	연 5.9%	연 5.9%	'20~'24 증가율	연 6.0%	5.8%
'18~'27 증가율	연 5.4%	연 5.4%	'20~'29 증가율	연 5.5%	5.3%
'18~'37 증가율	연 5.0%	연 4.9%	'20~'39증가율	연 4.9%	4.8%

3. 발전설비 용량 확대 계획

- [개요] LTGEP상 CEB는 신재생, LNG 및 석탄화력을 중심으로 발전설비 용량을 확대해 나갈 계획
- 전력공급 부족 상황을 감안, 초기 2~3년 동안은 석유화력 발전소를 증설
- 이후 석탄화력 및 LNG 발전소가 완공되면, 점진적으로 석유 화력발전소를 대체
- LTGEP상 신규 증설 발전소의 사업방식(재정사업 vs. IPP) 및 재원조달 방안은 별도로 언급하지 않음

□ **[LTGEP 2018-2037]** CEB는 신재생 2,897MW, 석탄 2,700MW, LNG 1,500MW 등 총 8,363MW 신규 증설 계획

- (석탄화력) 현재 전체 설비용량 22% 수준의 석탄 화력발전 비중은 '25년 25%, '37년 32%로 확대 예정
- (LNG) 신규 발전원으로 LNG를 도입하여, '25년 8%, '37년 13%까지 확대 추진
- (석유화력) 현재 전체 설비용량 28% 수준의 석유화력 발전 비중은 '25년 '15%, '37년 4%로 축소 예정
- (소요자원) 신규설비 증설에 2037년까지 총 145.7억불(약 2.17조 루피)*이 소요될 것으로 예상

* '17.1월 USD/LKR 환율 148.88 적용

< LTGEP 2018-2037 전력설비 용량 확대 계획 >

구분	설비용량 증설(MW)						폐쇄설비 (MW)
	석유	석탄	LNG	수력	신재생	합계	
2018	320				180	500	△51
2019	70		300	120	165	655	
2020	35			50	344	429	△30
2021			300		146	446	△65
2022				71	71	142	
2023		300			129	429	△150
2024		300			116	416	△70
2025		300		200	204	704	△95
2026				200	70	270	
2027				200	94	294	
2028		600			166	766	
2029					94	94	
2030					140	140	
2031		600			104	704	
2032					111	111	
2033			600		139	739	△328
2034					135	135	
2035		600			140	740	△300
2036			300		160	460	
2037					189	189	
합계	425	2,700	1,500	841	2,897	8,363	△1,089

□ **〔LTGEP 2020-2039(안)〕** 신재생 3,495MW, LNG 3,000MW, 석탄 2,100MW 등 총 10,782MW 신규 증설 계획

- (석탄화력) 현재 전체 설비용량 22% 수준의 석탄 화력발전 비중은 '25년 18%, '39년 24%로 조정 추진
- (LNG) 신규 발전원인 LNG는 석탄화력과 동일한 수준인, '25년 18%, '39년 24%로 대폭 확대 추진
- (석유화력) 현재 전체 설비용량 28% 수준의 석유화력 발전 비중은 '25년 '14%, '39년 2%로 축소 예정
- (소요재원) 신규설비 증설에 2039년까지 총 165.6억불(약 2.98조 루피)*이 소요될 것으로 예상

* '19.1월 USD/LKR 환율 180.10 적용

< LTGEP 2020-2039(안) 전력설비 용량 확대 계획 >

구분	설비용량 증설(MW)						폐쇄설비 (MW)
	석유	석탄	LNG	수력	신재생	합계	
2020	445				140	585	△30
2021	525			155	235	915	△471
2022	196		200		235	631	△290
2023		300	400	55	195	950	△409
2024			300	15	175	490	△68
2025			300		145	445	△64
2026		600			140	740	△96
2027					155	155	
2028				200	155	355	
2029				200	155	355	
2030		300		200	135	635	
2031					175	175	
2032	196		300		175	671	
2033		300	300		160	760	△196
2034		300			205	505	△354
2035			600		180	780	△300
2036			300		175	475	
2037					175	175	
2038		300			195	495	
2039			300		190	490	
합계	1,362	2,100	3,000	825	3,495	10,782	△2,278

5 LNG 발전소 및 터미널 추진 동향

※ 스 에너지부 차관보 면담 결과, 에너지부는 현재 콜롬보 인근 Kerawalapitiya 지역에 FSRU 1기 및 LNG 발전소 4기 건립 검토중

1. Floating Storage Regasification Unit (FSRU)

□ 에너지부에 따르면, 스 내각은 '20.6월 FSRU 및 인프라 관련 민자사업에 대한 신규 경쟁입찰 실시를 결정

○ 동 내각 결정에 따라 에너지부는 현재 입찰서류 준비중에 있으며, 수개월내 입찰공고 예정

○ ADB 지원 F/S를 근거로, PPP 사업 구조로 추진 예정

- '19.3월 스 정부 요청에 따라, '19.6월 ADB는 LNG 터미널에 대한 F/S 지원*을 승인하였으며, 현재 F/S(안) 작성은 완료

* LNG 터미널 종류(육상터미널 vs. FSRU) 및 규모·입지 조사, LNG 발전소 및 관련시설 위치 선정 등에 대한 타당성 조사

FSRU(Floating Storage Regasification Unit)란?

▶ 부유식 저장 재기화 설비로서, 해상에서 LNG선이 운반해 온 천연가스를 액체 상태로 적재 및 저장했다가 필요시 재기화하여 육상에 공급하는 해상 LNG 인수기지

▶ 님비 현상으로 육상 LNG 터미널 건설이 어려웠던 미국 동부지역에서 '05년 부유식 LNG 재기화 시설을 도입한 이후 개도국을 중심으로 확산

< 육상 LNG 터미널 대비 FSRU 특징 >

구 분	육상 터미널	FSRU	비 고
사업비	6~10억불	2~3억불	초기 투자비용이 육상 터미널의 절반 수준
사업비 초과위험	多	小	조선사와의 건조계약에 따라 FSRU 건설이 진행되므로, 공사비 초과 위험도 낮은 편
건설기간	4~5년	2~3년	건설 소요기간이 육상 터미널 대비 단기
부지확보	多	小	저장 및 재기화가 해상에서 이루어지므로, 육상 터미널 대비 부지확보, 주민민원 문제에서 우위
운영비	低	高	육상 터미널 대비 연간 운영비는 높은 편
규모	大	小	육상 터미널 대비 규모의 한계가 있어, LNG를 대규모로 수입하는 경우 육상 터미널 대비 열위

- 한편, LTGEP 2018-2037 상, CEB는 1,200MW LNG 발전소 (300MW×4기) 운영을 위해 연간 백만톤 규모의 LNG 공급 가정
- 아울러, LTGEP 2018-2037, 2020-2039(안) 상에 관련 비용으로 FSRU 건설 174백만불, 연간 운영비 53백만불 추정
- 한편, 인도·일본 컨소시엄의 FSRU 사업이 G-to-G 방식으로 추진되었으나, 동 신규 경쟁입찰 결정으로 무산 위기
 - '17년 스 총리의 인도 및 일본 방문시, LNG 인프라 개발에 대한 국가간 MOU를 인도, 일본과 각각 체결
 - 동 MOU에 근거하여, '18.2월 스 내각은 G-to-G 방식 사업 추진을 승인하였고, 이에 따라 '18.4월 인·일·스 사업주*간 MOU 체결 및 F/S 착수
 - * 인도 Petronet LNG(47.5%), 일본 Sojitz 및 Mitsubishi(37.5%), 스리랑카 Gas Terminal Company(15%)
 - 그러나, 新정부는 동 사업 추진에 부정적인 입장이며,, 이로 인해 일본의 항의 초래
 - * LNG 터미널 사업 뿐만 아니라, '19년 L/A 체결한 JICA의 LRT 구축사업에 대해서도 스 정부가 차관계약을 취소하고 PPP 사업으로 추진하려는 움직임을 보이자, 일본측에서 불투명한 정책결정에 대해 항의('20.6월)

2. LNG 발전소

- **[계획]** 에너지부는 총 4기의 300MW LNG 발전소 신설 검토중
 - FSRU 사업지인 **Kerawalapitiya** 지역에 IPP 방식으로 추진 예정
 - * 한편, IPP 석유화력발전소인 Yugadanavi Power Station, Sojitz Kelanitissa Power Plant 및 CEB 소유 석유화력발전소인 Kelanittisa Power Plant의 경우, LNG를 발전원으로 변경 운영 가능한 것으로 알려짐.
- **[[㉠]Lakdhanavi]** '16.11월 공고된 사업주 입찰에서, 로컬기업인 Lakdhanavi사가 최종 낙찰자로 선정
 - 입찰연장, 입찰분쟁, 소송, 법원 판결을 거쳐, 최종 낙찰자로 선정되었으며, 현재 사업실시계약 협상 마무리 단계

- **[^②신규 입찰]** 에너지부는 금년 하반기 중 신규 사업주 입찰 실시를 목표로 현재 입찰서류 준비중
- **[^③인도/^④일본]** FSRU와 함께, 인도 및 일본은 각각 1기씩의 300MW LNG 발전소를 제안
 - G-to-G 방식의 사업제안으로, 추진 확정시 경쟁입찰 없이 수의계약* 형태로 추진 예정
 - * PPP 구매가이드라인 상 경쟁입찰을 규정하고 있으나, 내각승인을 거쳐 예외 취급이 가능. 이에 따라, 정부간 MOU 체결 등이 선행되는 G-to-G 방식의 사업일 경우, 내각 승인을 거쳐 수의계약 추진
 - 다만, 현재 사업추진 여부에 대해 최종 확정은 하지 않은 상황
- 이외에, 중국이 함반토타 지역에 추진하던 LNG 발전소 사업은 추진 중단 상태
 - '18.5월 스 내각은 중국과의 G-to-G 방식 LNG 발전소 사업 추진 승인 및 '18.10월 중국 CMEC와 CEB간 MOU 체결 승인
 - 에너지부에 따르면, 현재로서는 향후 추진여부가 불투명한 상황

6 평가 및 시사점

- 스 전력수급 현황 및 에너지 믹스 감안시, LNG 터미널 및 발전소의 도입·확대 전망
 - 스 전력수급계획상 에너지 믹스 다변화 및 석유화력의 대체 발전원으로 LNG 발전소 도입을 강력히 추진중
 - 이미 현지 사업주가 300MW LNG 발전사업을 수주하였으므로, FSRU 등 LNG 터미널 사업도 신속히 개시할 필요
- 다만, LNG 발전소 도입 속도 및 규모는 불확실한 상황
 - 그간 장기전력수급계획의 이행 실적이 매우 낮은 편
 - * 2013~2032 및 2015~2034 장기전력수급계획 상의 발전설비 확대 계획에도 불구하고, '15년 이후 완공된 10MW 초과 대형 발전소가 없음

- 한편, 장기전력수급계획 자체도 격년으로 수립되고 있어, 도입 시기 및 규모는 유동적
- 정책적 불확실성이 높은 국가이므로, 진출 희망 아국기업의 주의 필요
 - 정권이나 장관이 교체될 경우, 국가간 MOU 체결 등을 통해 추진되던 사업도 무산되는 사례
 - 스 행정부 최고의사결정기구인 내각의 승인·결정도 이행되지 않는 사례 등 유의 필요

참 고

스리랑카 발전량 내역 및 CEB 손익 추이 등

(GWh)

구 분	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CEB	5,450	6,385	6,552	6,162	8,744	8,532	10,399	10,827	10,693	11,803
수력	3,356	4,988	4,018	2,727	5,990	3,632	4,904	3,481	3,059	5,149
화력(석유)	2,091	1,394	1,494	2,029	1,283	1,696	1,050	2,297	2,529	1,886
화력(석탄)	-	-	1,038	1,404	1,469	3,202	4,443	5,047	5,103	4,764
기타	3	3	3	2	2	2	1	2	2	4
IPP	4,432	4,329	4,976	5,639	3,154	3,825	2,691	3,322	3,978	3,571
소수력	525	646	604	565	916	902	1,065	739	945	1,232
화력(석유)	3,884	3,600	4,254	4,906	1,977	2,610	1,225	2,164	2,516	1,740
풍력	23	83	118	169	232	270	342	343	365	325
기타 신재생					28	43	59	76	152	273
합 계	9,882	10,714	11,528	11,801	11,898	12,357	13,090	14,148	14,671	15,374
수력	3,356	4,988	4,018	2,727	5,990	3,632	4,904	3,481	3,059	5,149
화력(석유)	5,975	4,994	5,748	6,935	3,260	4,306	2,275	4,461	5,045	3,626
화력(석탄)	-	-	1,038	1,404	1,469	3,202	4,443	5,047	5,103	4,764
신재생	551	732	725	736	1,178	1,217	1,467	1,160	1,464	1,834
합 계	9,882	10,714	11,528	11,801	11,898	12,357	13,090	14,148	14,671	15,374
평균 발전단가(Rs/kWh)	14.71	13.02	16.21	22.13	16.94	20.00	15.07	18.08	20.34	19.12
평균 전기요금(Rs/kWh)	13.13	13.16	13.21	15.56	17.93	18.50	16.00	16.18	16.26	16.29
화력발전 비중	60.5%	46.6%	58.9%	70.7%	39.7%	60.8%	51.3%	67.2%	69.2%	54.6%
CEB 수입연료비용(백만 루피)	25,126	16,340	33,088	53,389	40,308	66,160	46,091	73,430	94,317	80,133
CEB 손익(백만 루피)	△9,338	4,858	△21,015	△77,589	20,900	△17,285	20,300	△14,500	△47,299	△29,000