

CO₂フリー水素普及シナリオ研究
CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討

2019.6.16

IAE

<目的>

・燃料転換の可能性(時期・水素価格・CCS あり LNG の発電価格)(LNG→水素)を例示し、議論のたたき台とする。

⇒ 結果をシナリオ実現のストーリー(【資料13-11】)に反映。

<検討項目>

- ・CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討
- ・CCS なしLNGコンバインドに CO₂ 削減価値を加算した発電コストの検討
- ・上記両ケースについて、発電等価となる水素発電の水素価格の検討

(補足) CCS の経済性(建設費等)は地域依存性が高く、参照資料を基に IAE にて推算した値は不確実性がまだ大きいと思われる。従って、METI「CO₂フリー水素 WG」で示された CO₂ 削減価値も活用、比較させていただく。

<検討手順> (為替レート=110 円/USD とした場合) 詳細結果は次頁【資料13-8 (補足)】参照

1. 出典1)を基に 2030 年における CCS なし LNG コンバインドの発電コストを整理。
(出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成 27 年 5 月)」
⇒ 結果 : CO₂ 対策費用(排出権購入費用)なしで 11.6 円/kWh
2. 出典2)を基に IAE にて CCS コストを算出し、CCS による運転維持費や燃料費の増分を上記1)の 11.6 円/kWh に加算し、CCS あり LNG コンバインドの発電コストを推算。
(出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281
⇒ 結果 : CCS 建設費 = 68 千円/kW, 運転維持費の増加分 = 0.3 円/kWh,
燃料費の増分 = 1.7 円/kWh, 送電端 HHV 熱効率 = 47 % (CCS なしの場合は 55%)
3. 上記 2. の発電コスト(14.2 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算
⇒ 結果 : 23.5 円/Nm³-H₂(送電端熱効率 55%, 3kWh/Nm³ で算出)
4. 出典3)で示されている 2030 年断面での CO₂ 削減価値を上記1)に加算した LNG コンバインドの発電コストを推算。
(出典3) METI, 第 11 回 CO₂ フリー水素 WG, 資料 1
CO₂ 削減価値 : CO₂ フリー水素価格を 30 円/Nm³ に設定した場合の「水素発電 vs LNG 火力」の発電コストパリティ条件 ⇒ CO₂ 削減価値 = 13.3 千円/ton-CO₂ = 4.7 円/kWh
⇒ 結果 : カーボンプライスを考慮した LNG コンバインドの発電コスト = 16.3 円/kWh
5. 上記 4. の発電コスト(16.3 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算
⇒ 結果 : 27.0 円/Nm³-H₂(熱効率 55%, 3kWh/Nm³ で算出)

＜為替レートを 100 円/USD とした場合の変更点＞

注記)表示数値として変わらないものもある。

2. 出典2)を基に IAE にて CCS コストを算出し、CCS による運転維持費や燃料費の増分を上記1)の 11.6 円/kWh に加算し、CCS あり LNG コンバインドの発電コストを推算。

⇒結果 : CCS 建設費 = 62 千円/kW, 運転維持費の増加分 = 0.3 円/kWh,

燃料費の増分 = 1.7 円/kWh, 送電端 HHV 熱効率 = 47 % (CCS なしの場合は 55%)

CCS コスト = 7.1 千円/ton-CO₂ で、CCS あり LNG コンバインドの発電コスト = 14.1 円/kWh

3. 上記 2.の発電コスト(14.1 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算

⇒結果 : 23.3 円/Nm³-H₂(送電端熱効率 55%, 3kWh/Nm³で算出)

第13回CO ₂ フリー水素普及シナリオ研究会 CCSありLNGコンバインド発電コストの検討			【資料13-8 (補足)】				2019.6.7			
			(注記：下記表で算出式や付記のない数値は各出典からの転記である。)		為替レート		110	円/USD とする	IAE	
			<出典1>		<IAE 推算>		<出典2>			
			<2014年モデル>	<2030年モデル>	2030年		(2007年のDOE/NETLレポート)			
LNGコンバインドサイクル			CCS：なし	なし	CO ₂ 削減価値を考慮	あり	CO ₂ capture：	なし	あり	
設備容量	(万kW)	140	(注記：6項の発電コストは4項のCO ₂ 対策費用をゼロとして算出)	(注記：発電コストは左隣欄の値にCO ₂ 削減価値を加算)	(注記：CCSの建設費・運転維持費・熱効率・燃料費等は出典2)を基に算出)	(万kW)	57	52		
設備利用率	(%)	70				(%)	85	85		
稼働年数	(年)	40								
総発電量	(億kWh/40年)	1,945								
1 資本費	(円/kWh)	1.0	1.0	1.0	1.6	=1.0x(188/120)				
1) 建設費	(総額:億円)	1,850				(\$x1,000)	310,710	564,628		
	(千円/kWh)	120	(120千円/kWhは共通設備平均化等の補正がされた値)		188	=120+(1172-554)x110/1000	(\$/kW)	554	1,172	
2) 固定資産税	(対建設費%/年)	1.4								
3) 設備廃棄費用	(対建設費%)	5								
2 運転維持費	(円/kWh)	0.6	0.6	0.6	0.9	=0.6x(188/120)				
	(40年総額:億円)	1,180								
1) 人件費	(億円/年)	6.0								
2) 修繕費	(対建設費%/年)	1.6								
3) 諸費	(対建設費%/年)	0.7								
4) 業務分担費 (一般管理費)	(対直接費%/年)	14.5								
3 燃料費	(円/kWh)	10.8	10	10	11.7	=10x(55/47)				
	(40年総額:兆円)	2.1		(CO ₂ 削減価値を考慮するので燃料費は左隣欄と同じとする)						
1) 初年価格(CIF)	(US\$/t)	842.43								
	(US\$/MJ)	0.015								
2) 燃料発熱量	(HHV：MJ/kg)	55.01				(HHV：MJ/kg)	53.01	53.01		
	(LHV：MJ/kg)	50.06								
3) 熱効率	(発電端HHV:%)	52	57			(発電端HHV:%)	51.7	47.1		
	(送電端HHV:%)	50	55		47	=55x(43.7/50.8)	(送電端HHV:%)	50.8	43.7	
4) 所内率	(%)	2	2			(%)	0.9	3.5		
5) 燃料諸経費	(円/t)	2,700								
	(円/MJ)	0.049								
4 CO ₂ 対策費用 (排出権購入費)	(円/kWh)	1.3	0.0	4.7	0	(CCSありゆえゼロとする)				
	(40年総額:億円)	2,483		(13.3x355/1000=4.7)						
CO ₂ 排出量	(kg-CO ₂ /MWh)			(出典2))	355	355	(出典2)	(kg-CO ₂ /MWh)	355	38.9
5 政策経費	(円/kWh)	0.02	0.02	0.02	0.02	(CCSなしの場合と同じに設定)				
6 発電コスト	(円/kWh)	13.7	11.6	16.3	14.2	(1～5項の合計)				
発電等価水素価格	(円/Nm ³ -H ₂)			27.0	23.5					
				(熱効率55%、3kWh/Nm ³ で算出)						
CO ₂ 費用	(千円/t-CO ₂)			13.3	7.3	=(14.2-11.6)/355x1000	(千円/t-CO ₂)	7.7	9.1	
				<CO ₂ 削減価値 at 2030> <出典3>		(本欄と左欄の2030年モデルCCS なしの発電コスト差をCO ₂ 排出量で割って算出した参考値。)	(\$ /t-CO ₂)	70	83	
出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」					出典3) METI, 第11回CO ₂ フリー水素WG, 資料1					
出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281										

出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」

出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281

出典3) METI, 第11回CO₂フリー水素WG, 資料1