

代替燃料LCA評価手法開発における 我が国の取組等

2022年5月20日

運輸総合研究所客員研究員
大坪 新一郎

ゼロ炭素燃料の性質

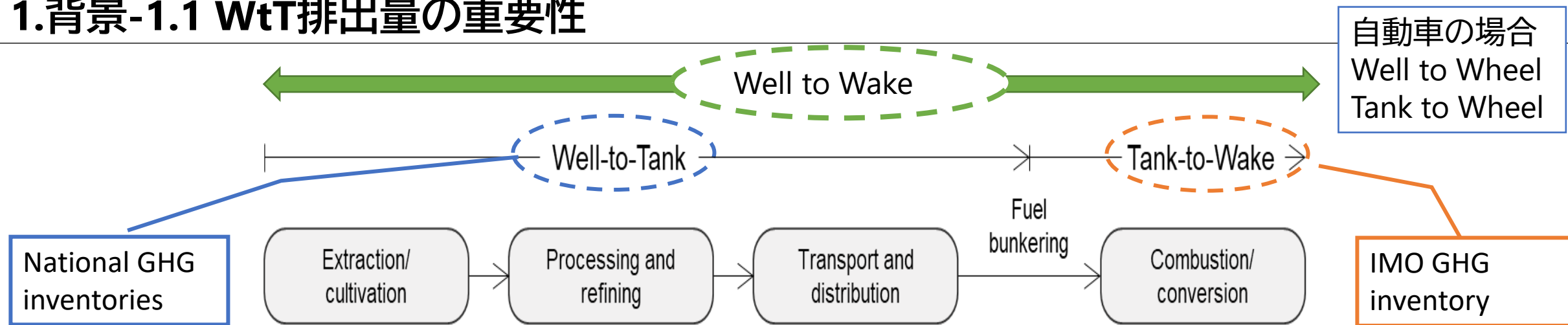
水素(それを原料とするアンモニアも同様)は、「エネルギー源」ではない。「エネルギーの媒体(キャリア)」である。

IEA (国際エネルギー機関)が、日本でのG20のために作成したレポート

The Future of Hydrogen: Report prepared by the IEA for the G20 Japan June 2019

- **Hydrogen is not an energy source but an energy carrier, which means that its potential role has similarities with that of electricity. Both hydrogen and electricity can be produced by various energy sources and technologies.** Both are versatile and can be used in many different applications.
- **However, both hydrogen and electricity can have a high CO2 intensity upstream** if produced from fossil fuels such as coal, oil or natural gas.
- **This disadvantage can only be overcome by using renewables or nuclear as the initial energy input, or equipping fossil fuel plants with CCUS.**

1.背景-1.1 WtT排出量の重要性



好ましくない世界

TtW排出量ゼロを目指すことにより、WtT排出量が大きく増加し、結果としてトータルの排出量(WtW)も増加。



あるべき世界

- 燃料生産者・供給者は、代替燃料の生産工程の改善、再生可能エネルギーやCCS/CCUの利用により、WtT排出量を削減する努力をする。
- このような努力とその結果(WtT排出量)が、燃料ユーザー等に対して定量的に「見える化」される。
- 燃料ユーザー(海運)は、WtT排出量の少ない燃料を選択することで自身のWtW排出量を最小化する。



IIMOで策定中のLCAガイドラインは、上記の目標を達成するための第一歩

本日のプレゼンのテーマ ゼロ炭素燃料については...

石油製品・LNGとは全く異なる。**「作る方」にもっと目を向けよう!**

✓ 以前は、「作る人」「運ぶ人」「使う人」を分けて考えることができた。「使う人」は勝手に流通しているコモディティを購入すれば済んだ。今後は、上流への関与が必要。

船舶での利用についていえば、

「石油製品→LNG」へ移行していく過程と、今後、水素・アンモニアが利用されていく過程は、類似する部分はあるだろう。

- LNGは、火力発電/都市ガス用に大量に輸入され、発電等プラントの脇の陸上液化タンクに大量に貯蔵。そこからバンカリング船に払い出して、本船に供給する。
- 水素・アンモニアも、その図式は基本的に同じだろう。アンモニアは、石炭火力発電所の脇にタンクを作って貯蔵され、水素は火力発電所だけでなく陸上でのコージェネ(水素ガスタービンによる分散型電源や熱供給)や自動車(燃料電池)での利用のために陸上に貯蔵され、将来は、製鉄所の中でも(水素製鉄が実現すれば)貯蔵されるだろう。それらの貯蔵拠点から、バンカリング船に払い出して、本船に供給する。

違いは、「掘れば出てくる」ものではないこと、「作ること」が(特にWtT排出量を削減しようとする場合には)圧倒的に難しいこと。

1. 背景-1.2 LCAガイドライン案(IMOにて作成中)の主要論点

1. FLL(Fuel Lifecycle Label)は、燃料を原料や生産過程などにより分類し、ラベリングする。
2. 船舶用主要燃料のそれぞれにつき、WtT排出量のデフォルト値を設定することが提案されている。

Example of FLL and default emission values

Part I: Carbon content	Part II: Feedstock Nature	Part III: Production Pathway	Part IV: Fuel type	Region of the world(*)	GHG _{CO2eq} [gCO _{2eq} /MJ]
Carbon	Fossil	Default	LFO	Global	13.2
Carbon	Fossil	Default	HFO	Global	[9.6]/[14.1]
Carbon	Fossil	Default	LNG/methane	Global	18.5
Carbon	Captured carbon	Captured carbon/ Electrolysis/ electricity mix	Diesel		-47.6
Carbon	Captured carbon	Captured carbon	LNG/methane		97
Zero-carbon	Fossil	Natural gas	Hydrogen		132
Zero-carbon	Fossil	Natural gas	Ammonia		121
Zero-carbon	Fossil/renewable	Electrolysis/ electricity mix	Hydrogen		3.6
Zero-carbon	Fossil/renewable	Electrolysis/ electricity mix	Ammonia		0

WtT排出量の目安を示す。
= CO2 intensity upstream
この列の各数字自体は議論中であり、「正解」ではないことに留意。
各燃料に固有の物性値としての発熱量(MJ)あたりの、CO2グラムで表す(メタン等の他のGHGの量はCO2量に換算)

can have a high CO2 intensity upstream if produced from fossil fuels such as coal, oil or natural gas. (IEA report for G20 in Japan)

(*) The geographical scope can be applicable to each fuel.

2. WtT排出量についての考察（国交省海事局及びJTTRI）

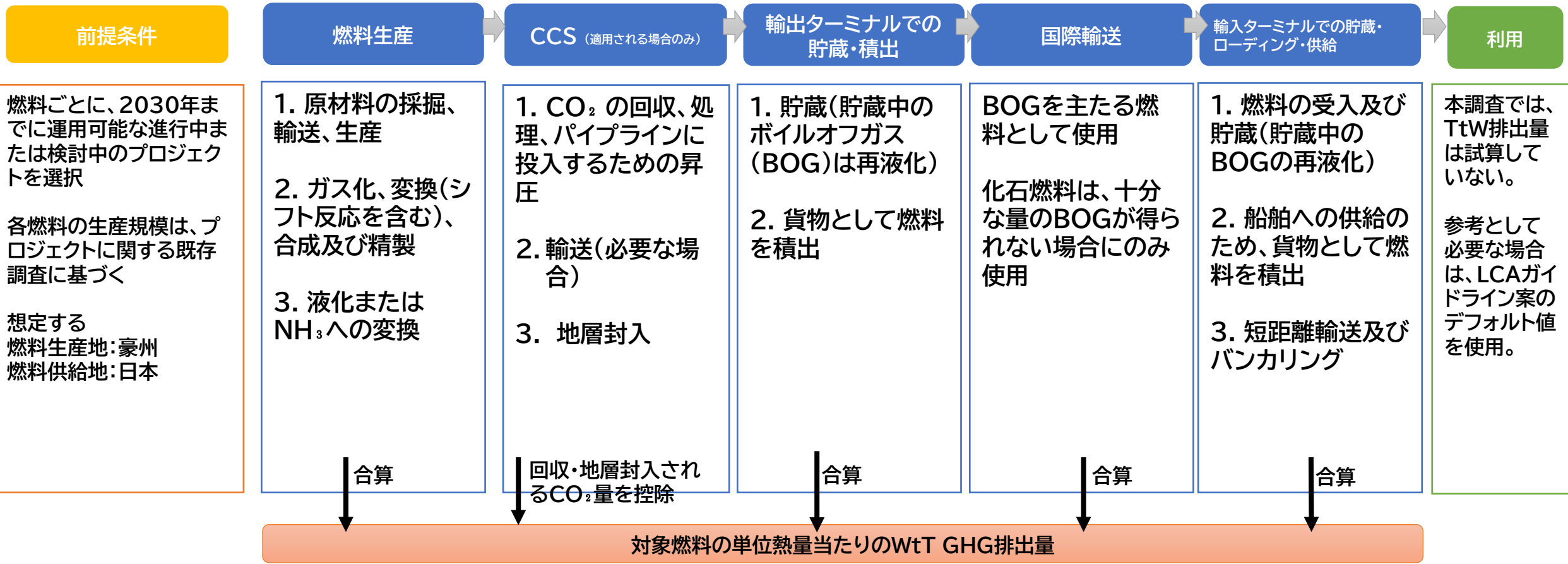
- WtTのGHG排出量は、生産国、地域及びプロジェクトによって、電力によるCO₂排出原単位、生産プロセス、輸送（例えば、生産地/消費地間の地理的距離）など様々なパラメータで大きく変化する。これは、ゼロ・低炭素燃料だけでなく、LNGなどの化石燃料にもあてはまる。
- 上記パラメータを反映できる計算方法の確立、および、WtT排出量を削減する技術の開発が重要である。
- この計算方法は、（地域別にカテゴリーを細分化された）デフォルト値の設定のみならず、実計算値（認証を受けることが前提）にも活用されるべきである。



3. LCA手法-3.1 LCA対象範囲

対象燃料の生産・輸送・供給の全過程について、年間GHG排出量(g-CO₂eq/year) を算出。年間GHG排出量を燃料の低位発熱量(MJ/year)で除することで、地域間、プロジェクト間及び燃料間での比較を行う。

- 【類型1】 改質や精製などによるマテリアルフロー(原料に含まれている炭素由来)としての排出
- 【類型2】 電力の投入や熱供給による間接的な排出
- 【類型3】 貯蔵、輸送及びバンカリングにおける燃料使用による間接的な排出



3. LCA手法-3.2 燃料の種類

燃料及び生産工程	セクション番号	生産プロセスの概要	製品の輸送形態
褐炭由来液化水素	4.1	炭素から水素への変換 $2\text{C} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO} \quad (\text{ガス化反応})$ $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2 \quad (\text{シフト反応(Water-Gas Shift)})$ WGSに必要な水は海水淡水化により供給。水素と同じモル数のCO ₂ が副生成物として生成される。CO ₂ は回収され、海底に地層貯留される。	液化水素(LH ₂) BOGは燃料として使用
再生可能エネルギー利用、水電解による液化水素	4.2	淡水を使った水電解（アルカリ法又はPEM）: $2\text{H}_2\text{O} + \text{electrical energy} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ 淡水は4.1と同様の方法により生成。	液化水素(LH ₂) BOGは燃料として使用
再生可能エネルギー利用、水電解による液化アンモニア	4.3	アンモニア生成(ハーバーボッシュ法): $\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$ 水素は、4.2と同様の方法により生成。窒素は、大気から分離して生産。	液化アンモニア(LNH ₃) BOGは燃料として使用
再生可能エネルギー利用、排ガス回収CO ₂ を用いた合成メタン	4.4	合成メタン生成の概要: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ CO ₂ は産業排出源からの排気ガスから回収し、4.2と同様の方法で生成された水素と反応させて合成メタンを生成。	液化合成メタン BOGは燃料として使用

3. LCA手法-3.3 試算の留意点

WtT排出量試算における留意点:

1. 電力のCO₂排出原単位

生産や貯蔵等の各プロセスにおいて、消費電力(kWh) の由来(風力、自家発電、豪州又は日本の系統電力)を特定したうえで、それぞれのプロセスについて、2030年までの改善を考慮した排出原単位を適用。

2. プロジェクトの想定年

すべてのプロジェクトが2030年までにフル稼働すると想定。2030年までに予想される最高効率を適用。

3. 評価対象範囲

プラント建設及び廃棄は、本LCAのバウンダリー外とする。

4. バイオ燃料

バイオ燃料についてのLCAは実施していない。

	現状	2030年
効率		
水素燃料GTCC	Not available	40% (HCVベース)*1
水素液化	13.6 kWh/kg	6.17 kWh/kg
アルカリ水電解	4.5 kWh/Nm ³	4.3 kWh/Nm ³
PEM水電解	4.9 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³
系統電力CO ₂ 排出原単位		
豪州:ビクトリア州	0.98 kg-CO ₂ eq/kWh	0.51 kg-CO ₂ eq/kWh
豪州:西豪州WEM	0.68 kg-CO ₂ eq/kWh	0.45 kg-CO ₂ eq/kWh
日本	0.441 kg-CO ₂ eq/kWh	0.370 kg-CO ₂ eq/kWh

*1 水素燃料GTCCの効率は、CCSによるCO₂回収率90%を想定した日本の実プロジェクトの目標値(約40%:HHVベース)を採用。

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-パイロット実証プロジェクト

Status of the Pilot Demonstration Project: Hydrogen Production

Hydrogen Production (Australia)



J-Power and J-Power Latrobe Valley achieved High purity, 99.999%, hydrogen made from Victorian Coal.

Ceremony was held at Latrobe Valley on 12th, March, 2021 for this monumental world's first success.

Courtesy : HySTRA, J-Power and J-Power Latrobe Valley



4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂ -パイロット実証プロジェクト

Specification

Length	116m	Speed	13knot
Width	19m	Cargo	1,250m ³
Crew	25person	Propulsion	Diesel Electric



LH₂ Carrier, Loading and Storage Facilities



LH₂ tank being installed on LH₂ carrier

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-パイロット実証プロジェクト

Steps in Scale Up of Hydrogen Use and Transportation

Production

Hydrogen production and liquefaction

Transportation

Liquefied hydrogen carrier

Storage

Liquefied hydrogen tank

Utilization

Hydrogen power generation and mobility

Technical Demonstration



2020

Scale-up

Commercial Demonstration



Transportation Volume
28,000t/y
(provisional value)

2025

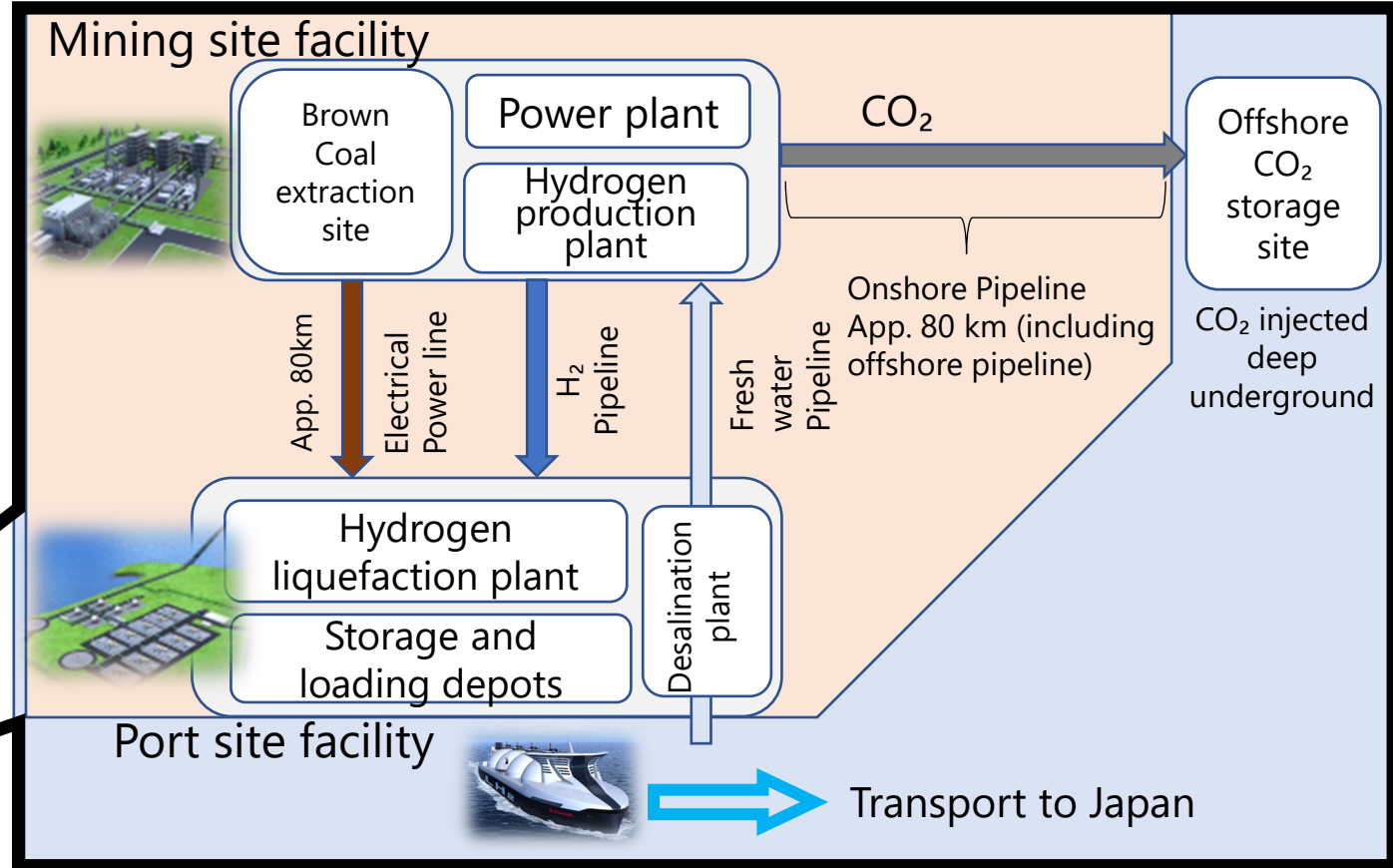
Supported by
Green Innovation Fund

Commercialization

Transportation Volume
225,000t/y

2030

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-サプライチェーン概念図



1. 豪州には、水素生産用の褐炭採掘現場(内陸)施設と液化・積出用の臨海施設の2つのサイトがあると想定。両サイトは、水素ガスパイプライン、淡水パイプライン及び専用電力線により接続。
2. 内陸サイトと沖合のCO₂貯留サイトとの間のCO₂パイプライン及び地層封入はCarbonNet*により提供及び運用される予定。

* CarbonNetプロジェクトは、豪州のビクトリア州に商業規模の炭素回収貯留(CCS)ネットワークを確立することを目的としている。このネットワークは、ビクトリア州のラトローブバレーに拠点を置く様々な産業から回収されたCO₂を、地下パイプラインを介してバス海峡のオフショア貯留サイトに供給。プロジェクトは2030年までに運用可能になる予定。

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-試算条件と電力由来排出原単位

試算条件

	ケース1	ケース2	ケース3 (参考)
LH ₂ 生産規模	238,500 ton/year (国際海上輸送前時点) 生産規模は実際のプロジェクトを考慮して設定(スライド16参照)		
LH ₂ 生産プロセスの電源	褐炭を使用した自家発電(コンバインドサイクル): 効率 40% (HHV ベース)		系統電力
CCS回収率	90%	95%	N/A

	ケース1	ケース2	ケース3
自家発電のCO ₂ 排出原単位 [kg-CO ₂ eq/kWh]	0.134	0.068	N/A

系統電力のCO₂排出原単位の計算(豪州)

	全電力に対する 再生可能エネルギーの比率*1			系統電力のCO ₂ 排出原単位 [kg-CO ₂ eq/kWh]		
	2019 (b)	2025 (c)	2030 (d)	2019 (a)	2025 $\frac{a \times (1 - c)}{1 - b}$	2030 $\frac{a \times (1 - d)}{1 - b}$
Victoria 豪州	22%	50%	61%	1.02	0.65	0.51
WAWEM *2 豪州	15%	37%	45%	0.69	0.51	0.45

系統電力のCO₂排出原単位(日本)

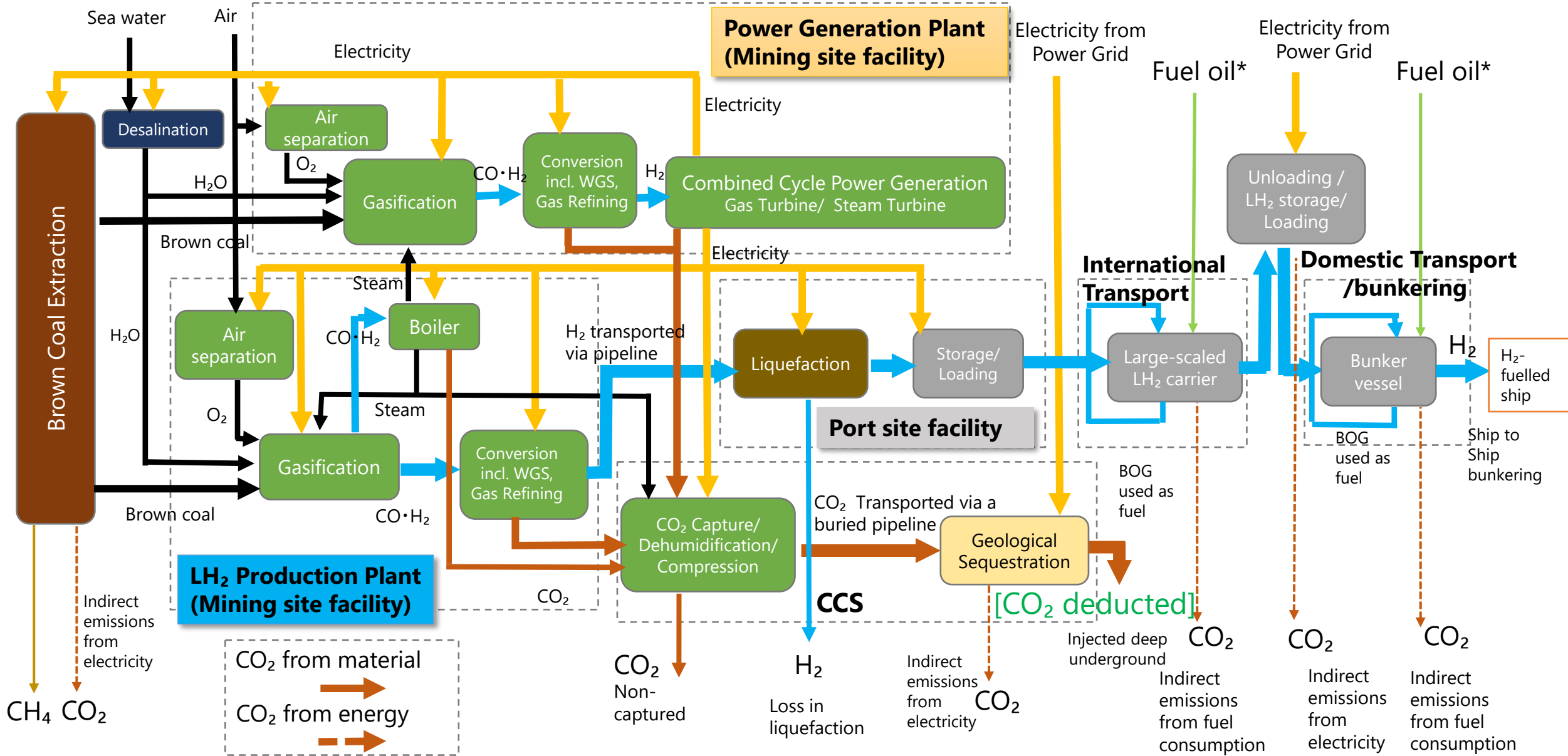
	系統電力のCO ₂ 排出原単位 [kg-CO ₂ eq/kWh]		
	2020	2025	2030
日本	0.44	0.41	0.37 *3

*1 出所: Australia's emissions projections 2021

*2 WAWEM: West Australia Wholesale Electricity Market

*3 資源エネルギー庁資料による

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-プロセス概略図(ケース1,2)2030年想定



* Amount of Hydrogen BOG is not sufficient for international voyage, therefore additional fuel oil is needed.

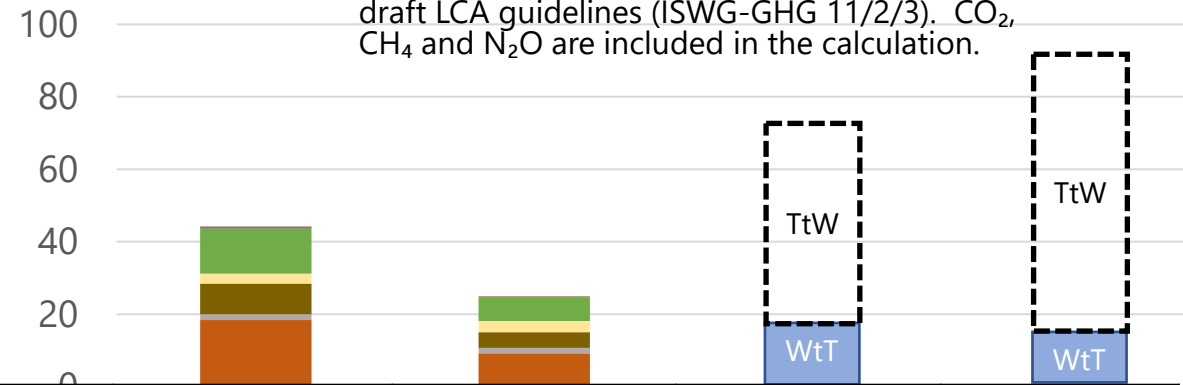
4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-GHG排出量と化石燃料のデフォルト値との比較

褐炭由来LH₂のWtTをLSFO(低硫黄重油)・LNGのデフォルト値(WtW、LCAガイドライン案に基づく)と比較した。水素のTtW排出量はゼロのため、褐炭由来LH₂のWtWは化石燃料のWtWより大幅に少ない。

2030年までに本格稼働する設備での生産を想定し、2030年に利用可能な最良の技術を使用する設定としている。その前提で、ケース1のWtT(=WtW)は、CCSを使用せず、系統電力を使用したケース3(参考値)の294.1 g-CO₂eq/MJから、44.7 g-CO₂eq/MJへと大幅に削減される。

g-CO₂eq/MJ

* Default values are calculated based on the draft LCA guidelines (ISWG-GHG 11/2/3). CO₂, CH₄ and N₂O are included in the calculation.



	Case 1 2030 On-site power generation CCS90%	Case 2 2030 On-site power generation CCS95%	LNG (Default*)	LSFO (Default*)
1. Brown coal extraction	0.2	0.1		
2. Desalination of seawater, 3. Water transfer	0.3	0.2		
4. Brown coal pre-treatment, 5. Air separation, 6. Gasification, 7. Conversion incl. WGS, Gas refining, 8. CO ₂ capture, 9. CO ₂ transportation and compression, 10. Others	12.7	6.5		
11. CO ₂ injection	3.0	3.1		
12. Liquefaction	8.5	4.3		
13. Storage and loading, 14. International transport, 15. Unloading and storage, 16. Domestic transport, 17. Bunkering	1.6	1.5		
Emissions from material flows	18.4	9.2		
WtT Total	44.7	25.0	18.5	13.2
TtW Total	0.0	0.0	57.9	76.8

Case 3 (reference) 100% Power Grid electricity, no CCS: WtT emissions is 294.4 g-CO₂eq/MJ

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂-プロセス毎GHG排出量(ケース 1)

(g-CO₂eq/MJ)

【 Energy flows 】	Emissions from On-site power plant (supplying the electricity to Processes 2-13 of the hydrogen production plant and the electricity to be consumed by Processes 2-10 of the power plant itself)		Energy emissions that cannot be supplied by on-site power generation*	Total	*Note
	Methane leakage	Brown coal-derived CO ₂ (not captured in Process 8)			
1. Brown coal extraction	0.07	0.15		0.21	
2. Desalination of seawater		0.28		0.28	
3. Water transfer		0.04		0.04	
4. Brown coal pre-treatment		1.33		1.33	
5. Air separation		2.89		2.89	
6. Gasification		0.11		0.11	
7. Conversion incl. WGS, Gas refining		2.32		2.32	
8. CO ₂ capture (mining site)		0.85		0.85	
9. CO ₂ transportation and compression (mining site)		2.87		2.87	
10. Others		0.27	2.04	2.32	Fuel for On-site boilers (gas refined from brown coal)
11. CO ₂ Injection			2.95	2.95	Grid electricity (Australia)
12. Liquefaction		8.53		8.53	
13. Storage and loading		0.23		0.23	
14. International transport			0.78	0.78	Fuel Oil for H ₂ BOG shortage backup
15. Unloading and storage			0.54	0.54	Emissions from grid electricity (Japan)
16. Domestic transport, 17. Bunkering			0.07	0.07	Fuel Oil for H ₂ BOG shortage backup
Total	0.07	19.9	6.4	26.3	

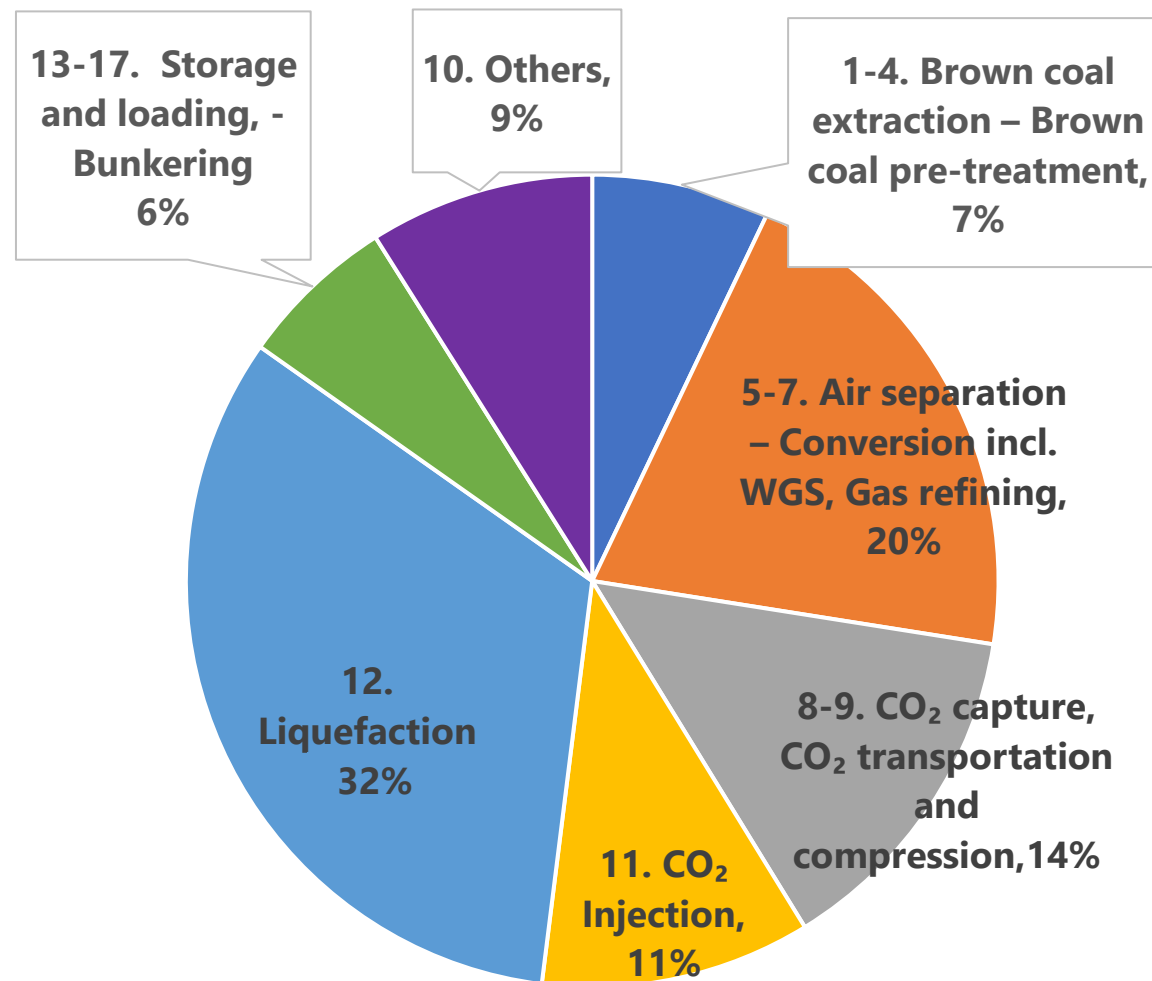
【Material Flow】 Emissions from brown coal in hydrogen production plant	Emissions from hydrogen production plant		Total
	Methane leakage	Brown coal-derived CO ₂ (Items not recoverable in 8)	
	0.06	18.3	18.4

Total	0.11	38.2	6.4	44.7
--------------	-------------	-------------	------------	-------------

4. 代替燃料LCA-4.1 褐炭由来LH₂ -各プロセスにおけるエネルギー消費によるWtT排出量の割合

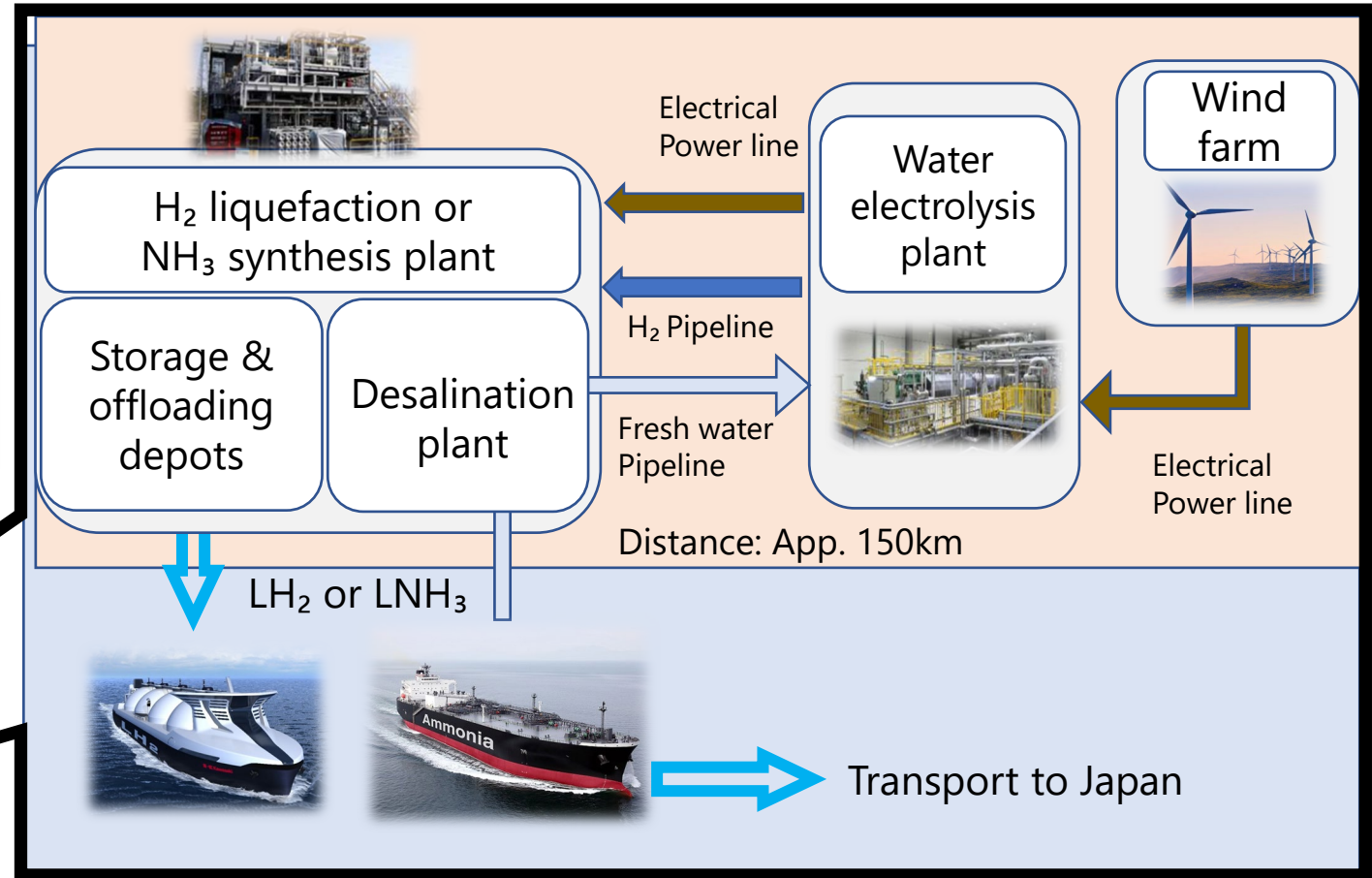
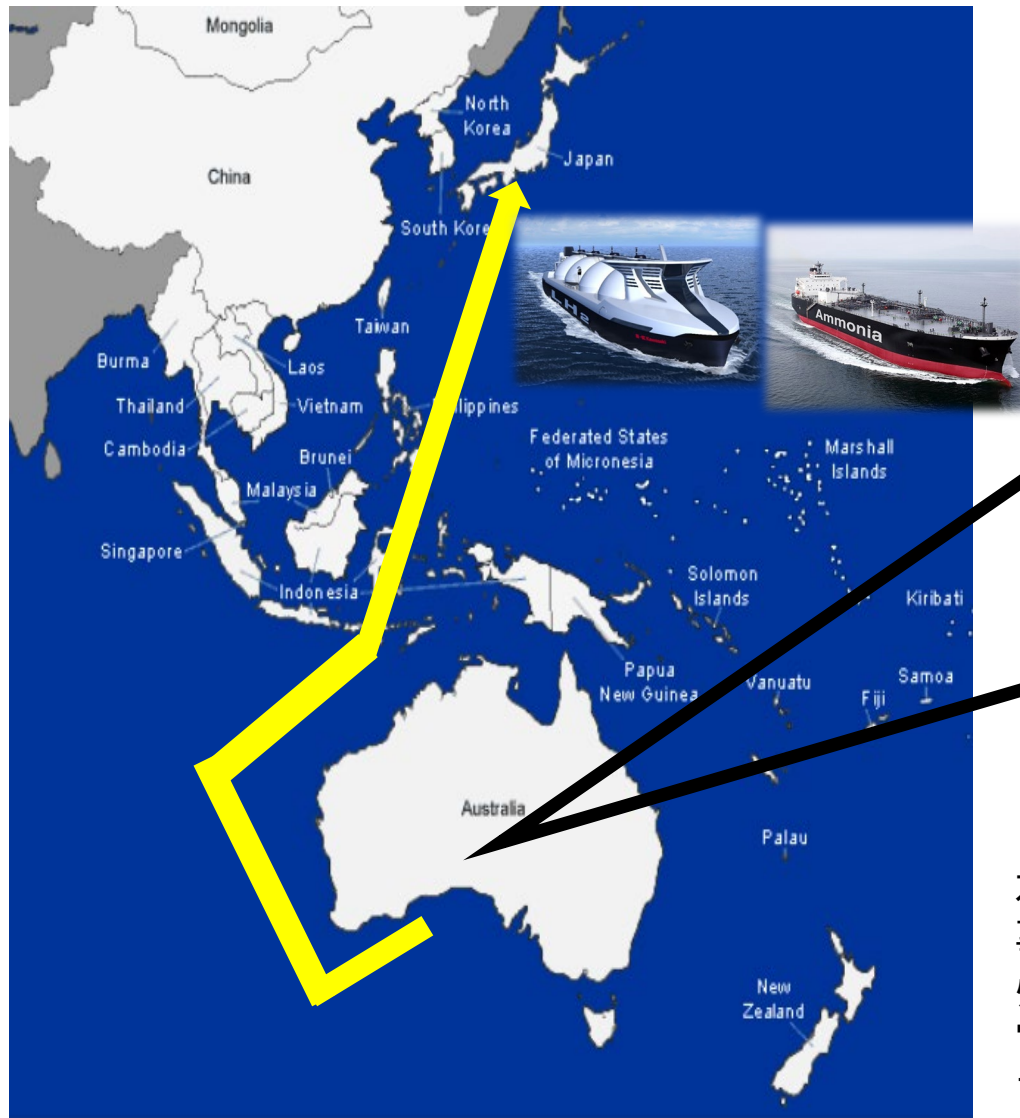
プロセス毎のエネルギー消費によるGHG排出量を右図にまとめた。豪州では、「11. CO₂ Injection」を除くすべてのプロセスで自家発電した電力を使用しているため、各プロセスの必要電力量によって排出量の割合はほぼ決まる。

1. 開発中の高効率液化技術を適用しても、H₂液化は全プロセスの中で最も電力を消費する。
2. CO₂の回収、パイプラインによる輸送及び圧入の工程で、エネルギー消費による総排出量の約4分の1を占める。
3. これらの排出量をさらに削減するためには、再生可能エネルギーによる電力の使用が必要となる。
4. 前のスライドで示した、内陸および臨海サイトでの電力消費による排出量(19.9g-CO₂eq/MJ)は、水素生産のマテリアルフローからの排出量(18.3g-CO₂eq/MJ)とほぼ同じとなっている。



Case 1: 2030, On-site power generation, 90% CCS
Percentage of GHG emissions from energy flows

4. 代替燃料LCA-4.2/4.3水電解によるLH₂ /LNH₃ -サプライチェーン概念図(共通)



水電解によるLH₂またはLNH₃の試算は、実現したプロジェクトや具体的な事業計画に基づくものではなく、既存のフィジビリティスタディに基づく。豪州に、H₂液化またはNH₃合成のための臨海サイト、および、水電解と風力発電のための内陸サイトの2つのサイトがあると仮定。両サイトは、H₂ガスパイプライン、淡水パイプライン、専用送電線で接続されている。

4. 代替燃料LCA-4.3 水電解によるLNH₃ -試算条件と結果

試算条件

	Case1	Case2	Case3
NH ₃ 生産量[t]	900,000 *1		
電力構成 (豪州)	Wind 100%		Wind62%+Grid38%
電力の安定化措置	NO	Yes	NA
水電解方式	PEM	Alkaline	Alkaline
電解効率	5.18 kWh/Nm ³ *2	4.5kWh/Nm ³	4.3kWh/Nm ³
系統電力のCO ₂ 排出原単位 [kg-CO ₂ eq/kWh]*3	Japan : 0.37	Japan : 0.37	Australia : 0.45 Japan : 0.37

結果

国際輸送時の船舶燃料	NH ₃ and Fuel Oil only for pilot injection		
総電力消費量 [billion kWh/year]	12.6	10.6	10.6
単位エネルギー当たりのCO ₂ 排出量 [g-CO ₂ eq/MJ-NH ₃]	0.81		114.9
必要風車数 15MW(定格)	275	233	144

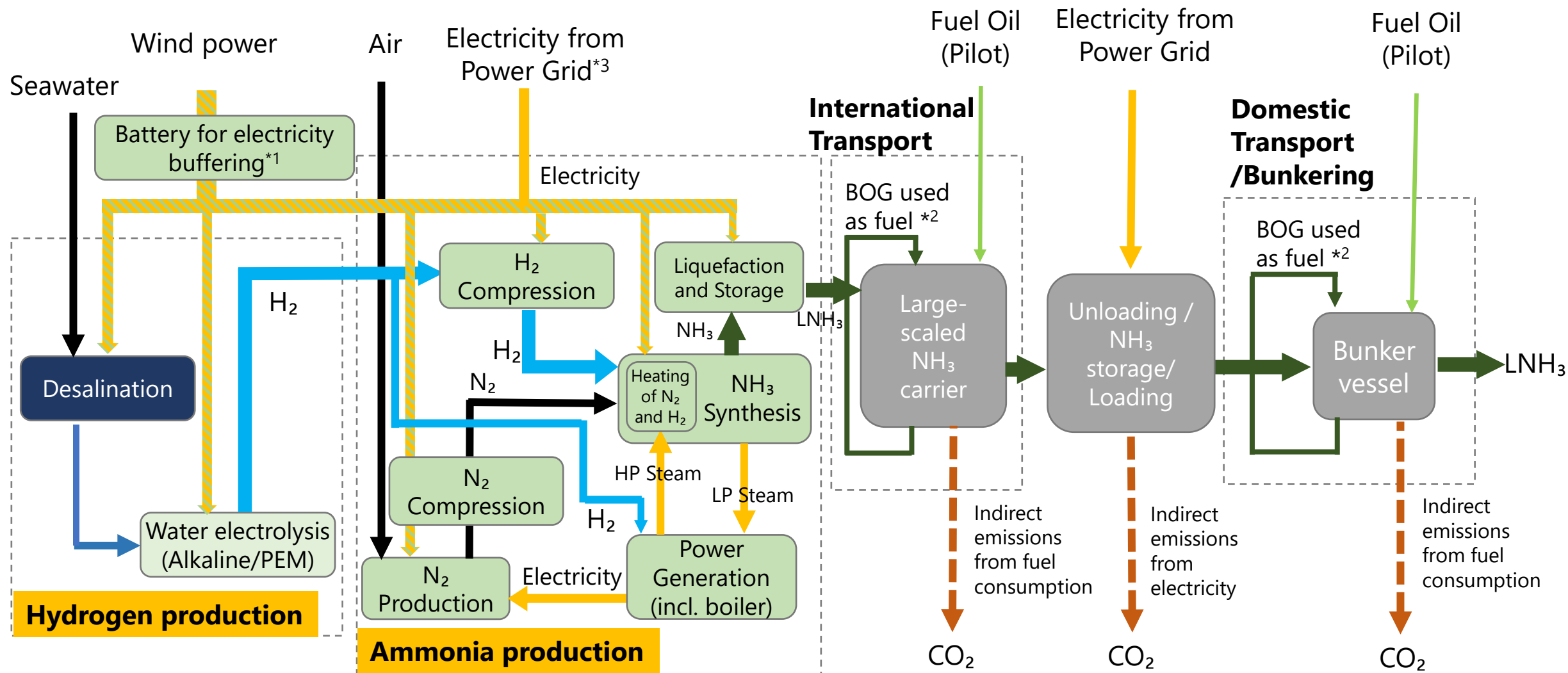
*1生産量は、検討中の案件を参考に設定 参照: "Renewable Hydrogen and Ammonia Feasibility Study by GHD for BP Australia"

<https://arena.gov.au/assets/2021/08/bp-ghd-renewable-hydrogen-and-ammonia-feasibility-study.pdf>

*2 Case1は、電力安定化措置がないためPEMの電解効率が2030年の予想値から約15%悪化すると仮定している。

*3 スライド 18参照

4. 代替燃料LCA-4.3 水電解によるLNH₃ -プロセス概略図(ケース 1,2,3)



*1 Only in Case 2

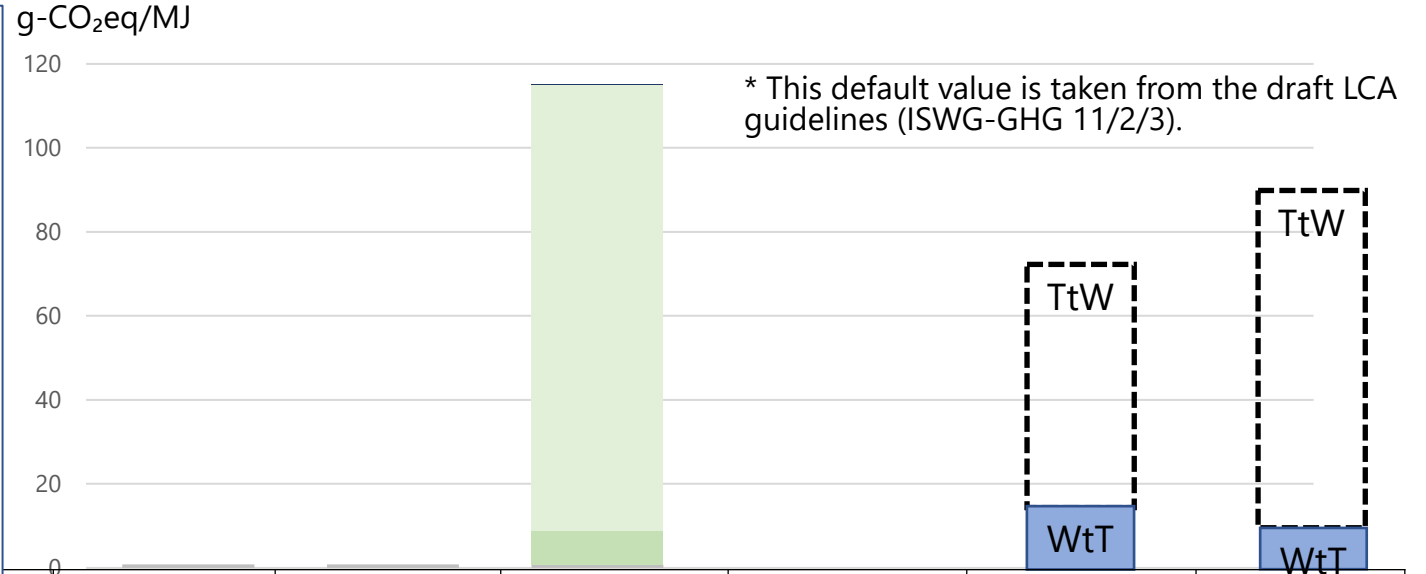
*2 Ammonia BOG is used for international and domestic voyage. Fuel oil is used for pilot injection.

*3 Only in Case 3

4. 代替燃料LCA-4.3 水電解によるLNH₃ -GHG排出量と化石燃料のデフォルト値との比較

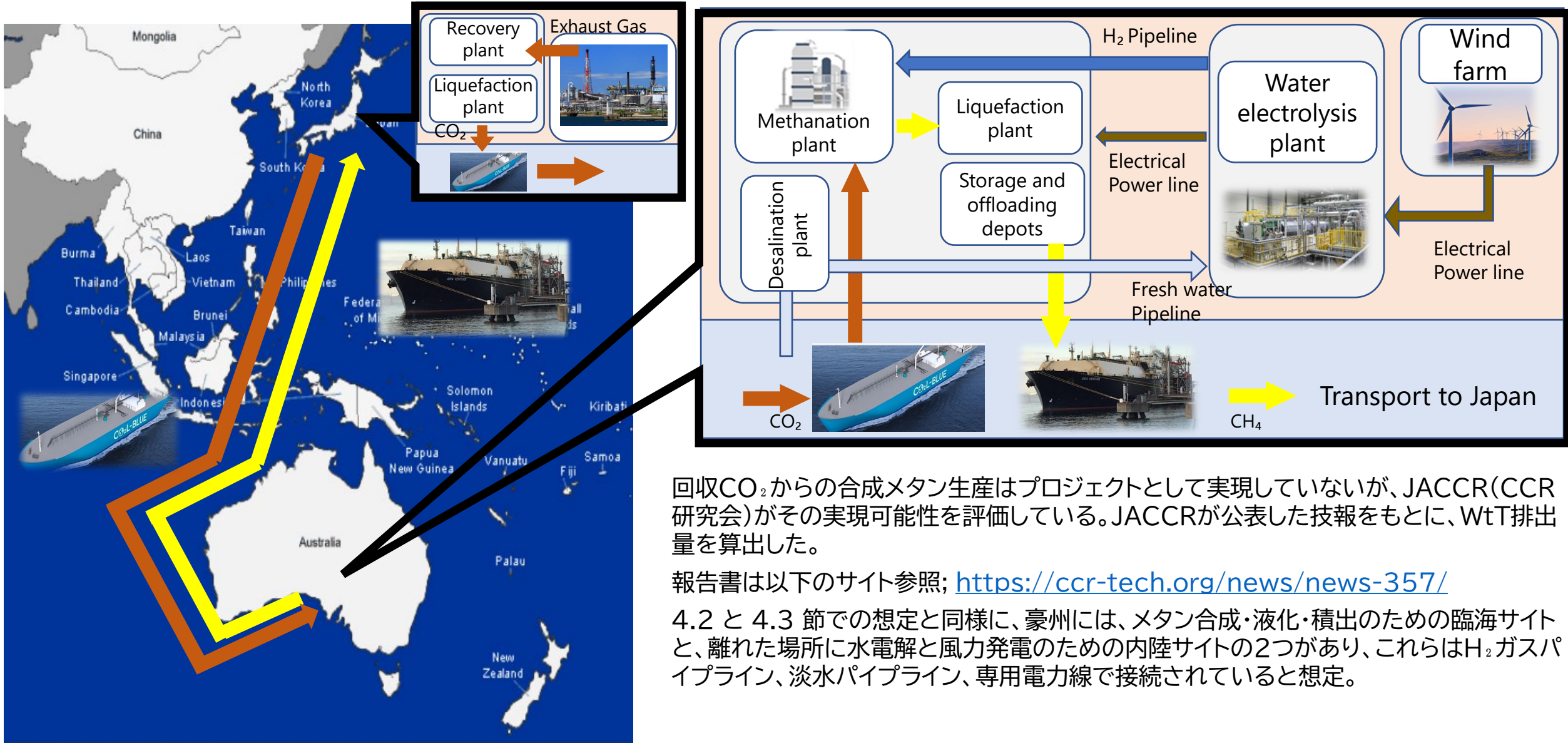
全工程で再生可能エネルギー由来電力を100%使用した場合、WtT排出量は0.8 g-CO₂eq/MJ(ケース1,2)となる。電力の一部を系統電力で補助する場合、排出量はデフォルト値より大幅に増加する(ケース3)。デフォルト値については、再生可能エネルギー由来電力100%使用時と再生エネ・系統電力使用時で別々に設定すべきと考えられる。ケース1では、安定化装置(二次電池やキャパシタ)を使用せず、再生可能エネルギーによる「追加」電力を使用することを想定している。安定稼働のための最低限の電力を確保するためには、風力発電設備を追加する必要がある。

この場合、電力供給が水電解の能力を超えた時には、その余剰電力は無駄になってしまう。このようなプロジェクト設計や運用は、CAPEX/OPEXを増加させ、これは商業的な投資判断へ影響を与えることになるが、こういった評価は本調査では行っていない。



	Case1	Case2	Case3	NH ₃ Electrolysis (Default *)	LNG (Default)	LSFO (Default)
1. Desalination	0.0	0.0	0.1			
2. Water electrolysis	0.0	0.0	106.2			
3. N ₂ production, 4. N ₂ Compression, 5. H ₂ compression, 6. NH ₃ Synthesis	0.0	0.0	7.9			
7. Liquefaction and storage, 8. International transport, 9. Unloading / NH ₃ storage / Loading, 10. Domestic transport / Bunkering	0.8	0.8	0.8			
WtT	0.8	0.8	114.9	0.0	18.5	13.2
TtW	0.0	0.0	0.0	0.0	57.9	76.8

4. 代替燃料LCA-4.4 合成メタン -サプライチェーン概念図

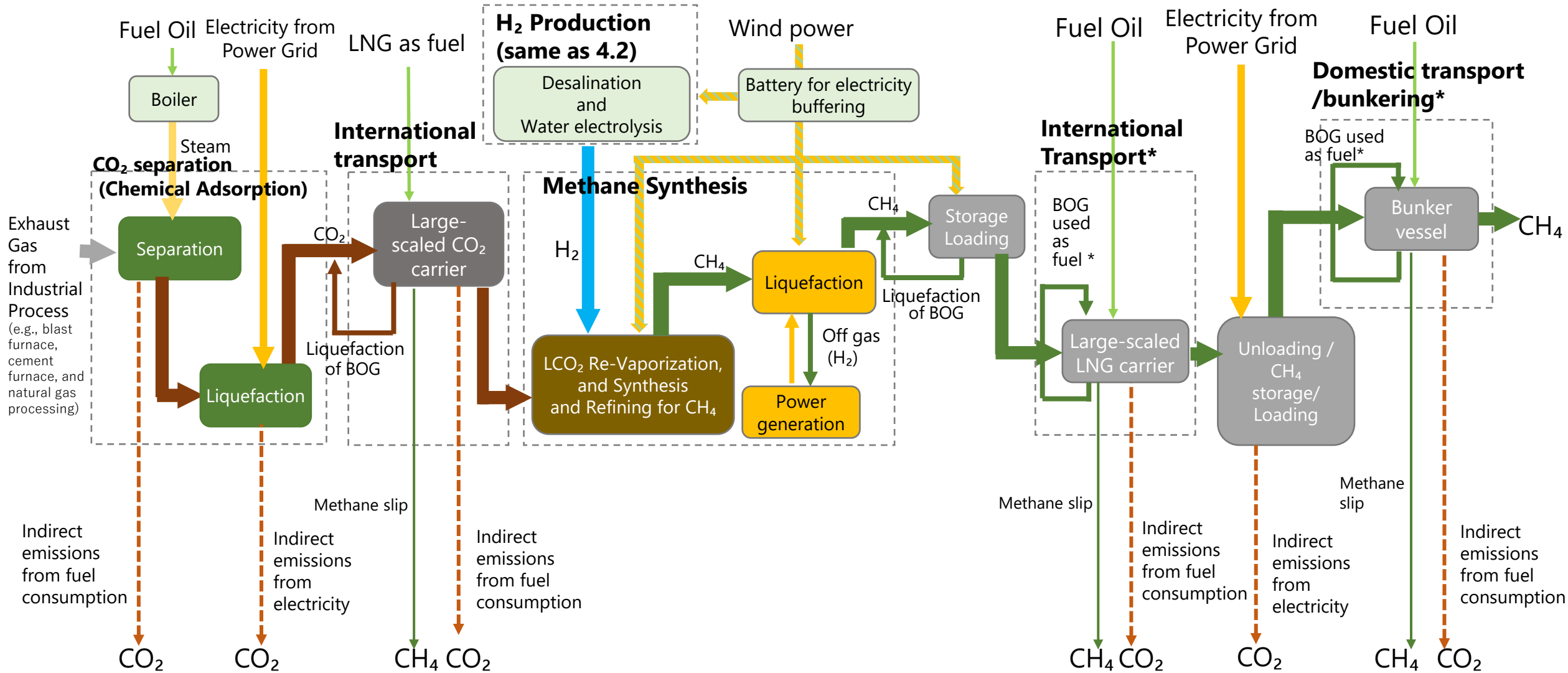


回収CO₂からの合成メタン生産はプロジェクトとして実現していないが、JACCR(CCR研究会)がその実現可能性を評価している。JACCRが公表した技報をもとに、WtT排出量を算出した。

報告書は以下のサイト参照; <https://ccr-tech.org/news/news-357/>

4.2 と 4.3 節での想定と同様に、豪州には、メタン合成・液化・積出のための臨海サイトと、離れた場所に水電解と風力発電のための内陸サイトの2つがあり、これらはH₂ガスパイプライン、淡水パイプライン、専用電力線で接続されていると想定。

4. 代替燃料LCA-4.4 合成メタン -プロセス概略図



*BOG of synthetic methane is used for international and domestic voyage. Fuel oil is used for pilot injection. CO₂ emission by the onboard combustion should NOT be counted, but only the methane slip emission should be counted.

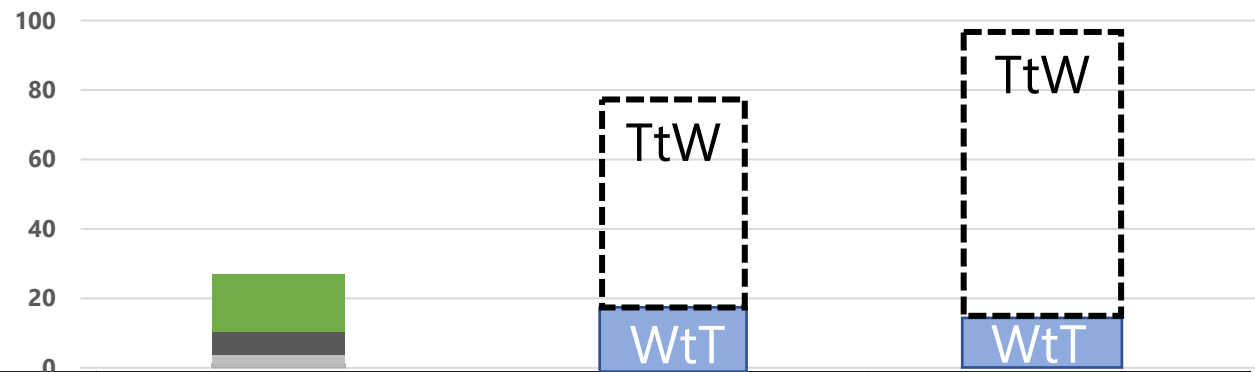
4. 代替燃料LCA-4.4 合成メタン -GHG排出量と化石燃料デフォルト値との比較

合成メタンのWtT排出量の多くは、日本でのCO₂分離・回収・液化工程と豪州への国際輸送から生じる。これは高圧蒸気生成に化石燃料を使用していること、CO₂液化効率を現状の技術で設定していること、CO₂輸送の燃料にLNGを使用していることなどが理由である。

CO₂分離回収工程において(元の排出源である)プラントからの廃熱を再利用する、液化を高効率化する、輸送時にゼロカーボン燃料を利用すること等により、WtT排出量をほぼゼロにすることが可能。

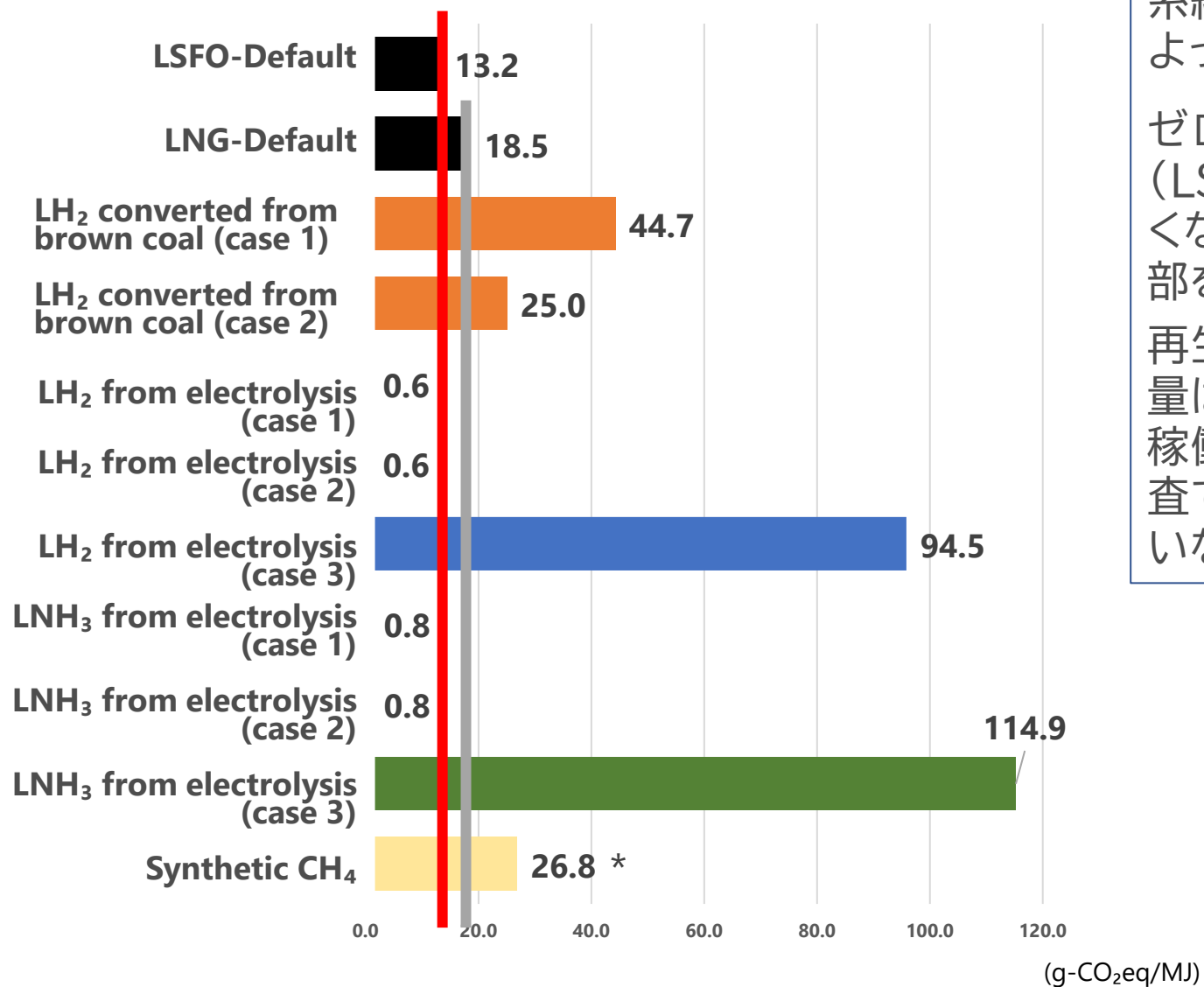
* 合成メタンについては、日本の産業排出源からのCO₂回収量が日本のGHGインベントリに計上されることを条件に、TtW排出量はゼロ (S_F=0) と見做される。

g-CO₂eq/MJ



	Synthetic methane	LNG (Default)	LSFO (Default)
1. CO ₂ separation, 2. Liquefaction	16.5		
3. International transport (CO ₂)	6.5		
4. LCO ₂ Re-Vaporization, and Synthesis and Refining for CH ₄	0.0		
5. Methane liquefaction	0.0		
6. International transport (CH ₄)	2.6		
7. Unloading, 8. Storage, 9. Loading	1.1		
10. Methane transportation (domestic)	0.0		
WtT	26.8	18.5	13.2
TtW	0.0*	57.9	76.8

4.5 WtT排出量の比較



系統電力のCO₂原単位は、国・地域・電力会社によって大きく異なる。

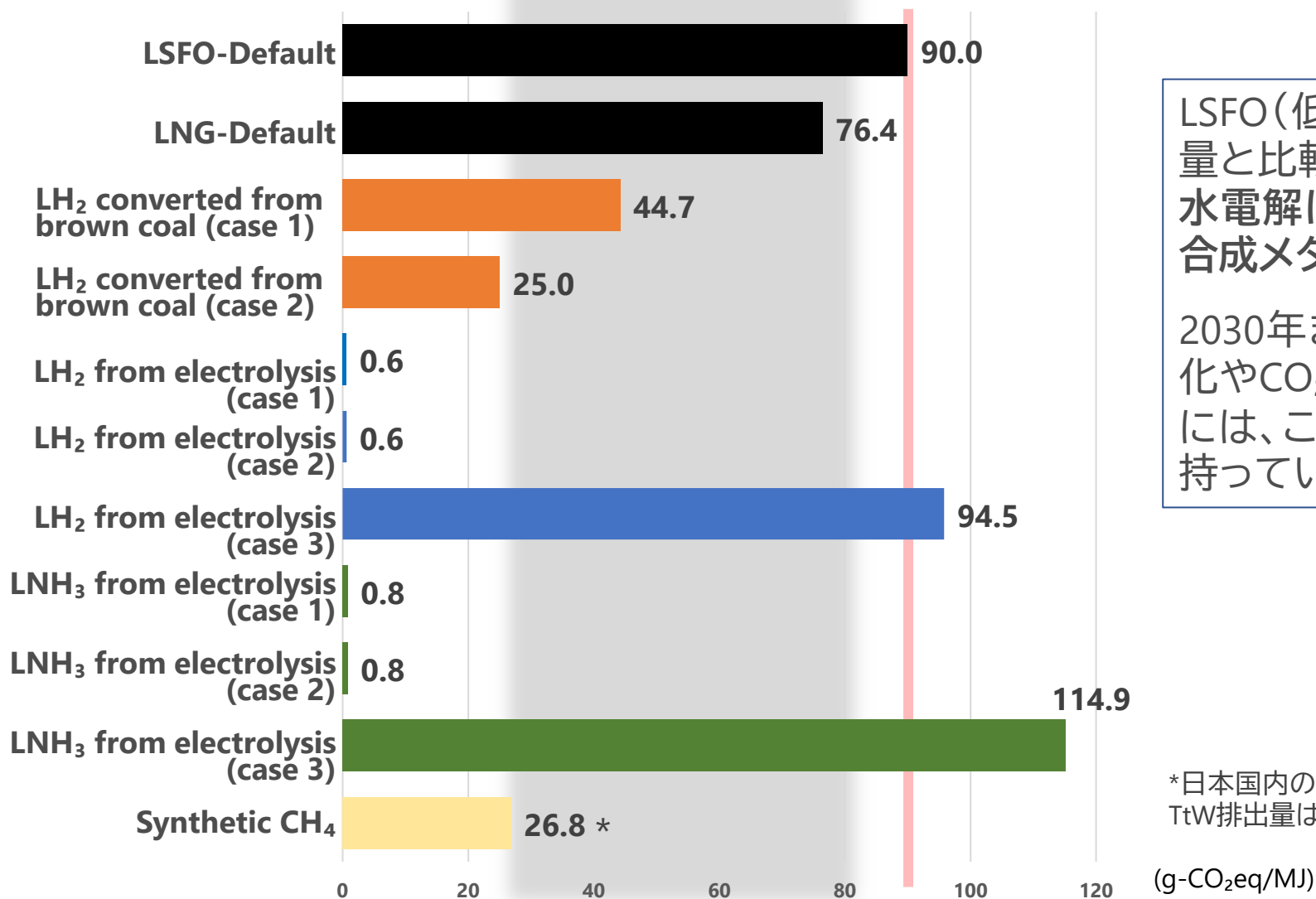
ゼロ・低炭素燃料のWtT排出量は、化石燃料（LSFO、LNG/天然ガス）のデフォルト値より高くなる可能性がある。特に、必要な電力供給の一部を系統電力で賄う場合、排出量は高くなる。

再生可能エネルギーを100%使用すれば、排出量はほぼゼロとなる。その場合、プラントの安定稼働やコストに影響が出る可能性がある。本調査では、この点について定量的な評価は行っていない。

*日本国内のGHGインベントリにCO₂の回収量が計上される場合、TtW排出量はゼロ(SF=0)とみなされる。

4.6 WtW排出量の比較

[at least XX%] lower than for LSFO?
(see para.6.4 of ISWG-GHG 11/2/3)



LSFO(低硫黄重油)のデフォルトWtW排出量と比較すると、褐炭由来のLH₂では72%、水電解によるLH₂とLNH₃では99%以上、合成メタンでは70%低くなっている。

2030年までに実用化が見込まれる水素液化やCO₂回収の技術レベルを適用した場合には、これらの燃料は十分な持続可能性を持っていると考えられる。

*日本国内のGHGインベントリにCO₂の回収量が計上される場合、TtW排出量はゼロ(SF=0)とみなされる。

6. 結論 - 1 得られた知見と示唆

1. LSFOのデフォルトWtW排出量と対象燃料のWtW排出量を比較した結果は以下の通り：

-褐炭由来LH₂の場合 72%減

-水電解によるLH₂とLNH₃のいずれにおいても 99%以上減

-合成メタンの場合 70%減

今回調査した燃料は、2030年までに開発中の効率化技術や回収技術等を適用した場合、十分な持続可能性を持つ。

2. 系統電力のCO₂原単位は、国や地域、さらには電力会社によって大きく異なる。また、パリ協定に基づくNDC(国が決定する貢献)を考慮すると、2030年までに大きな改善が見込まれる。

したがって、LNGを含む燃料の生産効率は、地域ごとに異なるパラメーターと将来予想される技術改良を用いて、ケースバイケースで設定する必要がある。

3. 上記のような考え方から、各燃料に単一のデフォルト値を固定する代わりに、

- 生産工程の電力消費量のデフォルト値を設定し、そのうえで、

- 地域別のCO₂原単位を個別に適用して、WtT排出量をケースごとに計算する、ことが考えられる。

このような方法は、ゼロ炭素燃料と化石燃料の両方に適用できる。

6. 結論 - 2 得られた知見と示唆

4. 似たような生産方法であっても、事業者(燃料生産者／供給者等)による生産・輸送における最新技術の導入、プラント設計やサプライチェーン全体の最適化等によって、WtT排出量を大幅に削減できることが示された。
5. そのような事業者の努力にインセンティブを与えるためには、
 - ゼロ・低炭素燃料のデフォルトWtT排出量は、保守的な仮定のもと、ばらつきを考慮してGHG排出量の振れ幅の上限値に設定すべきである。
 - デフォルト値より良い(少ない)WtT排出量は、IMOが認める認証制度を適用してその値が証明できた場合に受け入れられるべき。認証制度は、説明責任とトレーサビリティを確保するべきである。この考え方は、ゼロ・低炭素燃料だけでなく、LNGを含む化石燃料にも適用するべきである。
6. 水素液化及びCO₂回収プロセスは、他のプロセスよりも電力消費量が多く、WtT排出量に大きく影響する。そのため、これらのプロセスの効率化を促進すべき。
7. また、国際海上輸送に伴うGHG排出量は、在来の化石燃料を使用した場合、無視できない量となる。2030年までにゼロ炭素燃料のBOGを利用(専焼)できる主機の実用化が肝要である。

ゼロ炭素燃料を「使う」方の技術開発は進みつつある。が、「作る」方は？

This disadvantage can only be overcome by using **renewables** or **nuclear** as the initial energy input, or equipping fossil fuel plants with **CCUS** (IEA report for G20 in Japan)

これらの方法による水素(アンモニア)製造は、いずれも、世界のどこでも、商業生産に至っていない。

ではどうするか？

補足資料

補足資料#1:国際輸送の前提条件と結果

		褐炭水素		再エネ水素		再エネアンモニア		合成メタン	CO ₂
想定年		2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025 and 2030	2025 and 2030
年間生産量(積出量) [t/yr]		238,500	238,500	158,824	158,824	900,000	900,000	54,458	150,000
年間国際海上輸送量 [t/yr]		226,181	226,181	147,885	149,157	900,000	856,762	52,583	150,000
貨物タンク容積[m ³]		160,000	160,000	160,000	160,000	83,000	83,000	19,000	10,000
隻数		2	2	2	2	2	2	1	2
船速 (kn)		16.0	16.0	12.0	12.0	16.0	16.0	12.0	12.0
年間往復回数		10.7	10.7	7.2	7.2	8.2	8.2	6.4	7.7
推進機関		Steam Turbine	Diesel Engine	Steam Turbine	Diesel Engine	Diesel Engine	Diesel Engine	Diesel Engine	LNG Engine
往路 [t/航海]	BOG燃料消費量	287 of H ₂	287 of H ₂	382 of H ₂	293 of H ₂	-	-	146 of CH ₄	-
	パイロット燃料	-	-	-	-	-	69(MGO)	8(MGO)	10(MGO)
	燃料(MGO)消費量	908	151	97	-	742	1545(NH ₃)	174	201(LNG)
	メタンスリップ	-	-	-	-	-	-	1.1	1.9
	N ₂ O排出量	-	-	-	-	-	0.8	-	-
復路 [t/航海]	BOG燃料消費量	287 of H ₂	287 of H ₂	382 of H ₂	293 of H ₂	-	-	146 of CH ₄	-
	パイロット燃料	-	-	-	-	-	41(MGO)	8	8
	燃料(MGO)消費量	908	151	97	-	515	1088(NH ₃)	121	142(LNG)
	メタンスリップ	-	-	-	-	-	-	1.1	1.0
	N ₂ O排出量	-	-	-	-	-	0.5	-	-
GHG 排出量 [g-CO ₂ eq/MJ]		4.606	0.768	0.503	0.000	3.953	0.734	2.563	-

補足資料#2

エンジン	2ストロークディーゼルエンジン				4ストロークレシプロエンジン			
	A重油	LNG ・メタン	水素	アンモニア	A重油	LNG ・メタン	水素	アンモニア
主燃料に対するパイロット燃料使用量の割合 (%、低位発熱量ベース)	No use	5	No use	5	No use	3	No use	20
パイロット燃料を含めた熱効率(%)	55	50	50	50	45	40	40	40
主燃料の燃料消費率(g-fuel/kWh)	153	150	60	387	187	188	75	484
単位燃料当たりのメタンスリップ量 (g-CH ₄ /g-fuel)	0	0.004	0	0	0	0.02	0	0
kWh当たりのCO ₂ 換算排出量 (g-CO ₂ eq/kWh)	0	16	0	0	0	102	0	0
単位燃料当たりのN ₂ O排出量 (g-N ₂ O/g-fuel)	0	0	0	0.000 5	0	0	0	0.000 5
kWh当たりのCO ₂ 換算排出量 (g-CO ₂ eq/kWh)	0	0	0	50	0	0	0	53

LNG/メタン燃料エンジンからのCH₄排出とNH₃燃料エンジンからのN₂O排出を想定。大気漏洩は考慮していない。

LNGのWtT排出量の差異 - 既存調査

中国で消費されている天然ガスのWtT排出量が産地や採掘手法等の違いによって5倍以上異なることが示されている*。他の論文でもWtTに大きなばらつきが報告されている。

各国・各地域のデフォルト値を設定するためには、異なるWtT排出量について慎重な集計が必要と考えられる。

一般に、LNGのWtT排出量のばらつきには、いくつかの要因がある。

1. 採掘された生ガスの組成

Reservoir(地層)中のCO₂、コンデンセート、メタンより分子量の大きな炭化水素等の構成がガス田によって異なる。

2. 採掘における在来型/非在来型技術の違いによる必要なエネルギーの差異

3. 液化プロセスの効率に影響する周囲温度

4. パイプライン輸送/海上輸送距離

5. CCSや再生可能エネルギーの利用

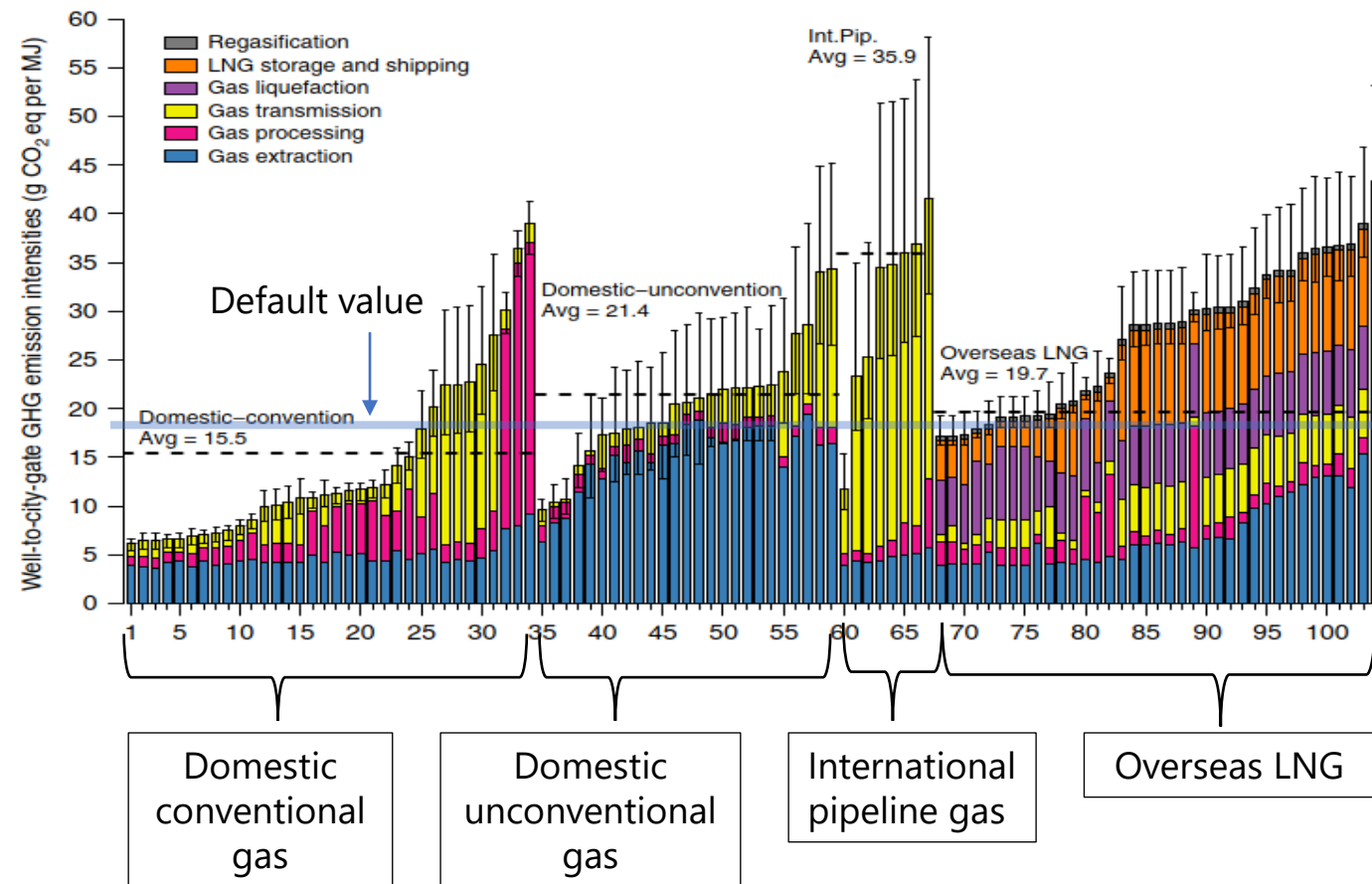


Fig. Well-to-city-gate GHG intensities of natural gas supplies from individual fields to China using 100-year timeframe global warming potential (GWP100) *

* Source: Yu Gan et al., "Carbon footprint of global natural gas supplies to China", NATURE COMMUNICATIONS | (2020)11:824 | <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>

LNGのWtT排出量の差異 - 改善可能性

LNGのWtT排出量は、様々な技術の利用により大幅に削減可能

例えば、豪州のイクシスLNGプロジェクトでは、以下の技術によりWtT排出量を段階的に削減した。

1. コンプレッサー駆動用／発電用高効率ガスタービン
2. 熱利用のための追加的な燃料投入を最小限に抑えるための排熱利用
3. CO₂除去のための優れた吸着剤
4. コンバインドサイクル発電

イクシスLNGプロジェクトが最近、2020年代後半のCCS実施を発表。初期段階として年間200万トン以上のCO₂貯留を開始し、今後規模を拡大する予定。

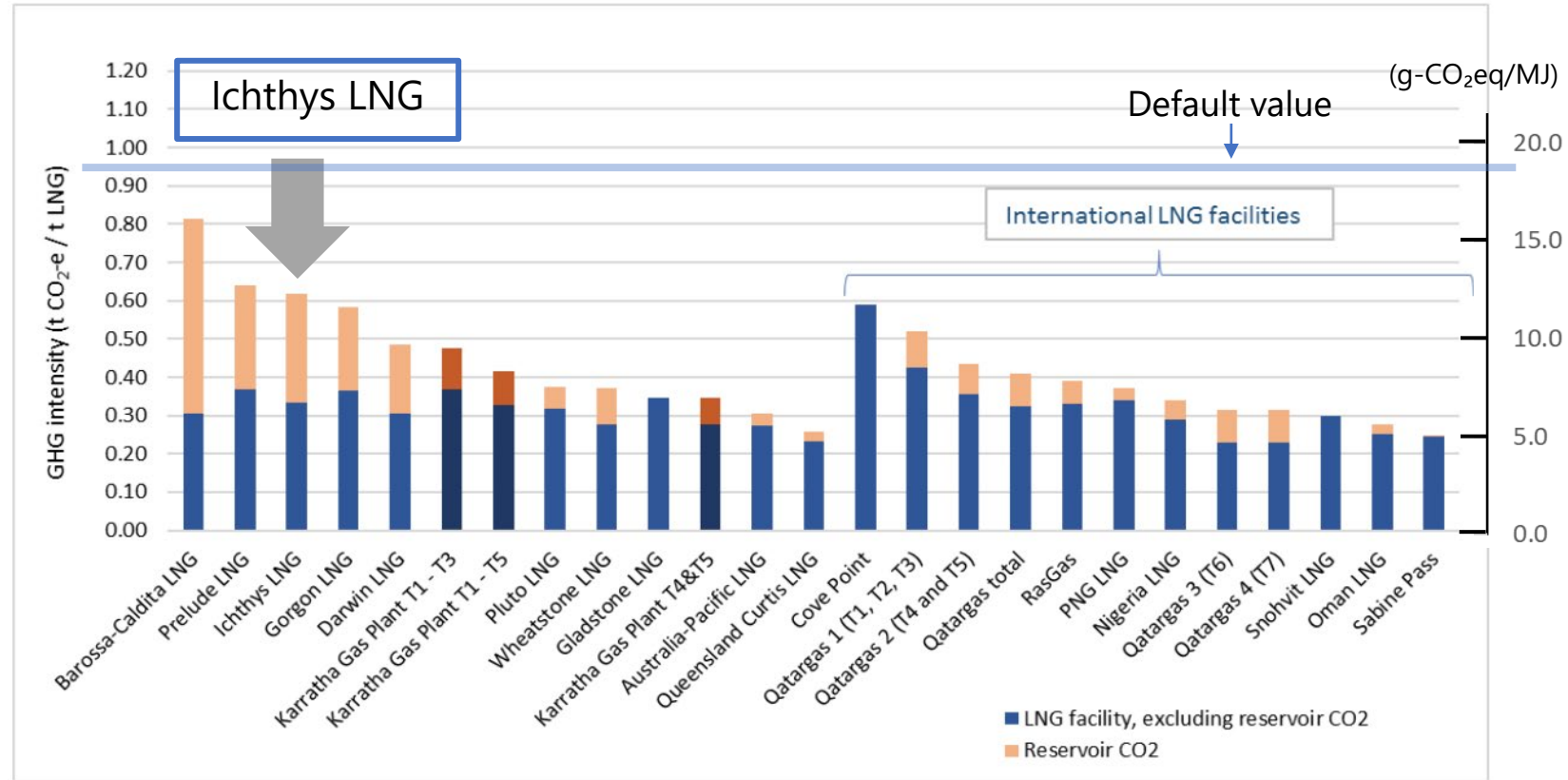


Fig. GHG Intensity of Australian and International LNG Facilities *

* Source: APPENDIX F NORTH WEST SHELF PROJECT EXTENSION GREENHOUSE GAS BENCHMARKING REPORT, https://www.epa.wa.gov.au/sites/default/files/PER_documentation2/NWS%20Project%20Extension%20-%20Appendix%20F%20-%20Greenhouse%20Gas%20Benchmarking%20Report.pdf

パネルディスカッション

■「統合型PJ」「認証制度」の動き、燃料価格差補正型のMBMが提案されていることを歓迎

- ■化石燃料と違い、「作る」ことが圧倒的に難しい。その中で、どうやって上流への投資を促進するのか？
- 必要条件の第一は、「**良い燃料は良い**」と誰でも分かること。
- 低硫黄燃料油は、サンプリングして分析すれば、硫黄分が分かる(S分が0.6%だから不適合だ)が、最終製品としての水素をいくら事後的に分析しても、WtT排出量は出てこない。
- 各燃料(ロット)ごとの属性を明らかにする。→WtT排出量(CO₂ gramme-eq/MJ)が、明確な数値として付与されるべき。
- ※各燃料(ロット)のWtT排出量が数値で明確になる世の中になれば、定義が明確でないグレー、ブルー、グリーンの色分けは、もはや不要。とはいっても、現時点では、分かりやすさのために、通称として用いる (ブルー:化石燃料由来+CCS、 グリーン: 再エネ利用の水電解)

■放置した場合の未来予想図

将来のある時点において、同じゼロエミ燃料であっても

- ・WtT排出量を削減し、適正な認証によりWtTの数値も見える化されているブルー・グリーン燃料
- ・怪しげな認証(信頼性の低い地層貯留を含む)による「なんちゃって」ブルー・グリーン燃料 (WtTの数値は見えない)
- ・現在と同様に作っているグレー燃料 (WtWと比較して、化石燃料にすら劣る)

が併存するだろう。

これらはコスト・価格が異なる。ユーザー(海運)の公正な競争条件に悪影響。

→悪貨が良貨を駆逐する

■優れた(高コストな)燃料を普及させるために必要なこと

- ・公正な認証制度(燃料ロットごとのラベリング)
- ・経済的インセンティブ
- ・規制的手法 (欧州の主張するGHG Fuel Standardの発展形?) →WtWの数値を縛る

■ 認証制度やMBMが将来出来るとしても、今やることは？

石油製品と異なり、水素・アンモニアをWtTを減らしつつ生産・輸送しようと思うと莫大な投資になり、生産分野(だけ)のプレイヤーだけでは投資判断できないことが想定される。

今のうちから、運ぶ人・使う人も特定したうえで、それらが上流(生産)に共同参画すべきではないか？

■ 造船・船用業界にとってのチャレンジ

水素・アンモニアエンジン等の開発は世界をリードしてほしい。

ゼロエミ燃料だから、「どんな船型でも一緒、船型開発など不要だ」、にはならない。

ゼロエミ燃料は、高価になる。高価な燃料は節約したい。「いくら消費しても、TtWはゼロだから、気にしない」とは誰も思わない。

抵抗の少ない船型、効率のよい推進器、排熱利用、風力推進、ハイブリッド(バッテリー利用)、なんでも使って、少しでも燃料消費量を減らしたい、と皆が考える。