

エネルギー経済

第48巻・第1号 通巻396号

2020年のエネルギー展望

グリーンランド氷床融解が大西洋熱塩循環に及ぼす影響を考慮した統合評価

モデルによる気候変動の費用便益分析

グリーン水素 国際サプライチェーンの経済性に関する分析

フロー蓄電池分野でいま何が起きているのか？

目次

2022年のエネルギー展望

2022年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

ー 正常化する経済、高まるエネルギー支出とCO₂排出量

江藤 諒 岡林 秀明 恩田 知代子 岩田 竹広 柴田 善朗 1
末広 茂 柳澤 明 伊藤 浩吉

2022年の内外石油情勢の展望と課題

市原 秋男 18

2022年の内外ガス情勢の展望と課題

橋本 裕 20

2022年の国際石油情勢の展望と課題

伊藤 葉子 22

2022年の温暖化政策の展望と課題

田上 貴彦 24

2022年内外再生可能エネルギー市場・水素の展望と課題

二宮 康司 26

世界と日本の原子力発電の展望

村上 朋子 28

2022年の電気事業の展望と課題

小笠原 潤一 30

グリーンランド氷床融解が大西洋熱塩循環に及ぼす影響を考慮した

統合評価モデルによる気候変動の費用便益分析

大槻 貴司 松尾 雄司 森本 壮一 32

グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する分析

柴田 善朗 關 思超 吉田 昌登 中村 博子 坂本 敏幸 44

フロー蓄電池分野でいま何が起きているのか？

ー高まる長時間エネルギー貯蔵ニーズと新たなプレーヤーの台頭ー

吉田 昌登 59



2022年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

正常化する経済、高まるエネルギー支出とCO₂排出量

江藤 諒・岡林 秀明・恩田 知代子・岩田 竹広・柴田 善朗・末広 茂・柳澤 明・伊藤 浩吉

経済・エネルギー需給見通し[基準シナリオ] ❖ 要旨

マクロ経済 | 2022年度の実質GDP成長率は2年連続で3%前後の増加

日本経済は、COVID-19の影響緩和により、2022年度の実質GDPは2018年度を上回り過去最高となる(前年度比+3.3%)。鉱工業生産指数は、2022年度は生産回復が遅れた自動車に加え、重電機器を中心にコロナ禍で抑制された需要が後に回復に支えられ、5.5%上昇となり、2019年度を上回る。

エネルギー需給 | エネルギー需要は経済正常化で2年連続増加、CO₂は削減進捗が遅れる

一次エネルギー国内供給は、機械工業やサービス業を中心に回復してGDP原単位は改善するが、一次エネルギー国内供給は増加する(+0.4%)。石炭火力や太陽光の運開により、LNG輸入量は6年連続で減少し、東日本大震災前とほとんど同じとなる(2010年度比0.6%増)。

CO₂排出は、2022年度は石炭やエネルギー用途の石油の増加で995Mt(+0.9%)となり、2013年度比19.5%減となる。2013年度と2030年度の間接点を越えても2030年度エネルギー起源CO₂削減目標(2030年度に2013年度比45%削減)の半分には至らない。

エネルギー販売量 | 販売電力は、電灯は在宅率が低下して減少、電力は機械工業やサービス業を中心に回復して増加。都市ガス販売は2017年度に次ぐ高水準。燃料油販売はエチレンの減産に伴い全体として減少

電力販売量は、2022年度は1.1%増加しCOVID-19前の2019年度を上回る(ただし、2019年度は記録的暖冬であったことに留意)。電力は、機械工業を中心に生産活動が回復することから1.9%増加する。電灯は、オール電化住宅が増え、給湯・厨房等での電化は進展するも、外出自粛の緩和による在宅率の低下に加え、LED等の省エネ機器や太陽光発電の普及で0.5%減少する。

都市ガス販売量は、2022度は420億m³に近づき、厳冬・冷夏であった2017年度に次ぐ高水準となる(+2.2%)。しかし、2020年度以降、発電用(電気事業用)において大幅に増加したことが影響しており、一般工業用、商業用はともに2019年度を下回る。

燃料油販売量は、2022年度は輸送用燃料が増加するも、エチレン減産に伴い全体として減少する(-0.7%)。燃費改善も輸送量が回復し、ジェット燃料油、軽油、ガソリンは2年連続で増加する。産業の生産量は増加も原油価格上昇で燃料転換や省エネが進み、A重油やC重油など産業用の燃料油は減少する。暖房需要はほぼ変わらないが、燃料転換が進み、灯油は減少する。

再生可能エネルギー発電 | FIT電源設備容量は2022年度末には95GWまで拡大

FIT電源は、設備容量(卒FIT分を含む)は2022年度末には95GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大によって、地元住民とのコミュニケーション制約や作業員確保の障壁が発生したことにより、建設工事遅延で導入が若干鈍化するが、2022年度末には57.8GWまで拡大する。他方、風力は環境アセスメント等で運開まで長期間を要するため5.3GW。2022年度のFIT電源の発電量は1,830億kWh(うち太陽光:874億kWh、中小水力:409億kWh、バイオマス:382億kWh、風力:128億kWhなど)と総発電量の17.8%を占め、大型水力を含めた再生可能全体では22.4%を占める。

表1 | 基準シナリオ総括

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
一次エネルギー国内供給(Mtoe) ¹	515.9	455.4	444.6	414.9	427.6	429.4	-6.7%	3.0%	0.4%
石油 ² (100万kL)	232.3	192.8	186.1	169.7	174.9	175.1	-8.8%	3.0%	0.1%
天然ガス ² (LNG換算100万t)	73.3	81.6	78.3	78.5	74.0	72.2	0.1%	-5.7%	-2.4%
石炭 ² (100万t)	184.7	188.1	187.6	174.4	184.3	189.7	-7.0%	5.6%	2.9%
原子力(10億kWh)	288.2	62.1	61.0	37.0	67.6	71.8	-39.4%	82.7%	6.2%
再生可能電力 ³ (10億kWh)	110.4	177.0	187.9	197.8	213.3	223.5	5.3%	7.8%	4.8%
FIT電源(10億kWh)	63.2	133.9	146.2	158.1	171.2	177.3	8.1%	8.3%	3.5%
自給率	20.2%	11.6%	12.0%	11.2%	13.5%	13.8%	-0.8p	2.3p	0.3p
販売電力量 ⁴ (10億kWh)	(926.6)	852.6	836.1	820.9	831.2	840.3	-1.8%	1.3%	1.1%
都市ガス販売量 ⁵ (10億m ³)	39.28	41.58	40.42	39.51	41.06	41.96	-2.3%	3.9%	2.2%
燃料油販売量(100万kL)	196.0	167.7	161.6	151.5	154.5	153.4	-6.2%	2.0%	-0.7%
エネルギー起源CO ₂ 排出(Mt)	1,137	1,065	1,029	967	986	995	-6.0%	1.9%	0.9%
(FY2013比)	-8.0%	-13.8%	-16.7%	-21.7%	-20.2%	-19.5%	-5.0p	1.5p	0.7p
輸 原油CIF価格(\$/bbl)	84	72	68	43	71	68	-36.3%	63.9%	-4.6%
入 LNG CIF価格(\$/MBtu)	11.3	10.5	9.5	7.5	11.1	11.9	-20.8%	46.9%	7.1%
価 一般炭CIF価格(\$/t)	114	120	102	79	144	142	-22.4%	82.7%	-1.7%
格 原料炭CIF価格(\$/t)	176	160	138	104	182	198	-24.5%	75.4%	8.2%
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	554.3	550.6	525.7	540.4	558.2	-4.5%	2.8%	3.3%
鉱工業生産指数(CY2015=100)	101.2	103.8	99.9	90.4	96.7	102.1	-9.5%	7.0%	5.5%
貿易収支(兆円)	5.3	-1.6	-1.3	1.3	0.3	1.4	-201%	-77.3%	362.8%
化石燃料輸入額(兆円)	18.1	19.1	16.6	10.6	18.2	18.5	-36.2%	71.6%	1.9%
為替レート(¥/\$)	86.1	110.6	108.8	106.0	111.6	113.5	-2.6%	5.3%	1.7%
気 冷房度日	559	489	439	442	407	414	0.6%	-8.0%	1.6%
温 暖房度日	1,079	865	818	863	956	974	5.6%	10.7%	1.9%

(注) 1. Mtoeは石油換算100万t (= 10¹³ kcal)。

2. 2012年度までは石油は9,126 kcal/L換算、LNGは13,043 kcal/kg換算、一般炭は6,139 kcal/kg換算、原料炭は6,928 kcal/kg換算。

2018年度からは石油は9,139 kcal/L換算、LNGは13,068 kcal/kg換算、一般炭は6,231 kcal/kg換算、原料炭は6,866 kcal/kg換算。

3. 大規模水力を含む。 4. ()内は旧統計値。 5. 1 m³ = 10,000 kcal換算。

トピック ◆ 要旨

[1] 自動車減産が経済、エネルギーに与える影響

2021年8月から10月にかけて、従来の計画から国内生産台数約71万台の減産が発生した。仮に、2022年度を通じてこの分の挽回生産ができないと想定した場合、国内の自動車の生産台数は基準シナリオから7.3%下落し、鉱工業生産は2.6%下落する。サービス業への影響が少ないこともあり、GDPは0.3%減少と鉱工業生産と比べると落ち込みは軽微である。都市ガス販売が販売量全体に占める工業用の割合が高いことから、エネルギー販売の中で最も減少率が大きい(-0.8%)。一次エネルギー国内供給は製造業での減少が大きいことから、GDPよりも減少率が大きい(-0.7%)。

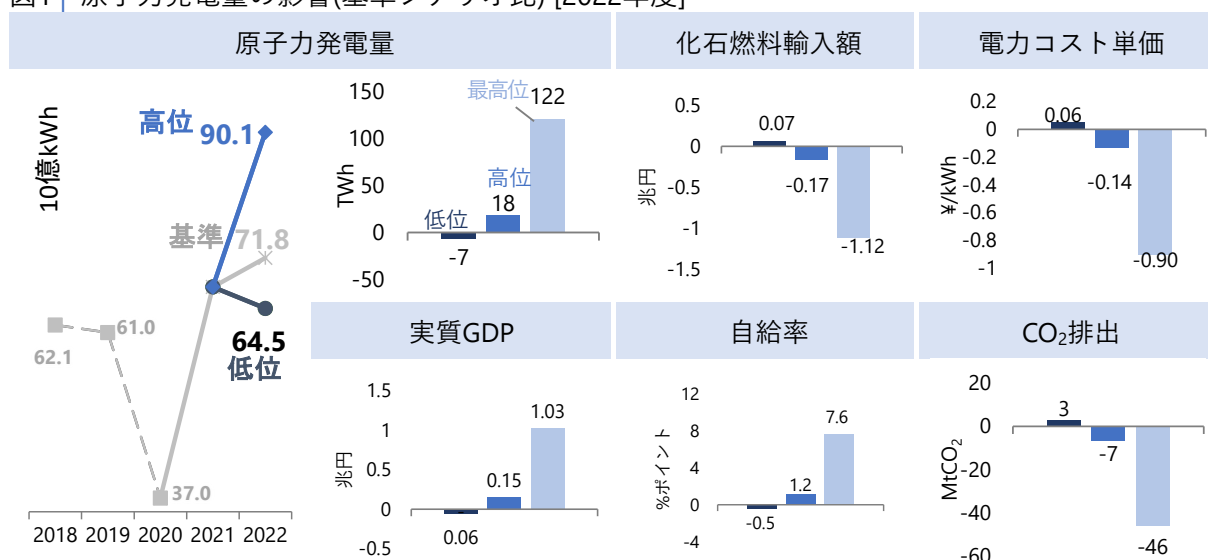
[2] 気温の変化が家計のエネルギー支出に及ぼす影響

2022年度は外出が増えてガソリン購入量が増えるものの、在宅率の下落や省エネが進むことで、家計のエネルギー購入量は2年連続で減少する。しかし、エネルギー価格の上昇で、家計のエネルギー支出は2年連続で増加する(+3.6%)。仮に平年より夏季(7-9月)1°C上昇、冬季(12-2月)1°C下落した場合、家計のエネルギー支出は過去最高水準となる。気温の影響を受ければエネルギーエンゲル係数は上昇し、所得水準が低い層やコロナ禍で収入を減少させた層に打撃となる。平時より低所得世帯のエネルギー支出を低減し、猛暑・厳冬での追加的なエネルギー費用負担を軽減するために、エネルギー効率を高める支援等、エネルギー・環境政策と分配政策の融合が望まれる。

[3] 原子力発電所の特重施設完成・再稼働遅延の3E影響

原子力発電量の多寡による「3E」-経済、安定供給、環境-への影響を評価。3基の特重施設が完工し、2022年度中稼働すると仮定した高位ケースで、化石燃料輸入額は1,700億円減、自給率は1.2ポイント増、CO₂は7Mt削減等、再稼働の円滑化が3Eに資する。個々のプラントの状況に応じた適切な審査を通じた再稼働の円滑化がわが国の3Eにとって重要である。

図1 | 原子力発電量の影響(基準シナリオ比) [2022年度]



[4] 原油価格変化が経済、エネルギーに与える影響

仮に原油価格が基準シナリオ比\$10/bbl上昇(\$10/bbl下落)した場合、経済、生産は下(上)振れする。再エネ低廉化、原子力再稼働の円滑化などリスクへの備えが重要となる。

概況

2021年第3四半期(7-9月期)は、緊急事態宣言の発出に加え、半導体不足や部品供給元の東南アジアでの新型コロナウイルス感染症(COVID-19)の拡大などで自動車生産が抑制されたことを背景に、GDP成長率は-0.9%と2四半期ぶりのマイナス成長となった。寄与度は内需が-0.9%、外需が+0.0%となった。緊急事態宣言の解除による経済活動の再開や自動車生産の供給制約の解消に伴い、今後はサービスや耐久財の消費を中心に拡大することが期待される。

原油輸入価格は、全世界的な石油需要の減少で2020年6月に\$25/bblまで下落した。その後、感染

対策で経済活動への制約が徐々に薄まり、石油需要が増大してきた。足元では\$70/bbl台で推移し、回復過程にある日本経済にのしかかっている。

原子力発電プラントは、27基が新規規制基準適合性審査を申請し、17基が設置許可基準審査に合格、10基が実際に再稼働済みである。ただし、特定重大事故等対処施設(特重施設)が期限内に未完成のため、2021年度中に2基が運転停止した。

太陽光発電は、固定価格買取制度の買取期間が終了した家庭が2019年11月から出始め、買取価格は2009年度¥48/kWhから¥8~12/kWh程度に急落も、蓄電池は経済性に乏しく普及が進んでいない。

基準シナリオにおける主要前提

コロナ禍

日本では2回目のワクチン接種率は80%に近づき、感染者数は2021年10月以降減少している。2021年度は重傷者数が大きく減少するものの、オミクロン株など変異株に対する警戒感は続き、社会的距離の確保等の防疫対策は一定程度続くと想定。2022年度は3回目のワクチン接種に加え、治療薬の行き渡り等により、経済が正常化すると想定。

世界経済

世界経済の成長率を2021年は+5.9%、2022年は+4.9%と想定。2021年は、COVID-19のワクチン接種が進み、米欧露を中心にCOVID-19との共存戦略を元に人の移動が回復する。さらに、ペントアップ需要の顕在化に伴い、大幅に回復する。2022年は回復が遅れたアジアや低所得国などにおいて内需主導で回復が進むことで成長が続く。

化石燃料輸入CIF価格

日本の原油輸入価格は、下記参照の国際原油価格の見通しを基に、2021年度は平均\$71/bbl(上期\$70/bbl、下期\$72/bbl)、2022年度は\$68/bblと想定。LNGは、原油価格の変動を遅れて反映し、2021年度は\$11.1/MBtu、2022年度は\$11.9/MBtu。一般炭、原料炭は、中国での供給制約が緩和することで国際市場での供給不足が徐々に解消し、2021年度下期から2022年度に向けて徐々に下落。一般炭輸入

価格は2021年度が\$144/t、2022年度が\$142/t、原料炭は2021年度が\$182/t、2022年度が\$198/tと想定(IEEJ 市原「2022年の内外石油情勢の展望と課題」、橋本「2022年の内外ガス情勢の展望と課題」、伊藤「2022年の国際石炭情勢の展望と課題」)。

為替レート

為替レートは、年度平均で2021年度は¥111.6/\$、2022年度は¥113.5/\$と想定。

原子力発電

規制基準適合審査等の進捗を踏まえ、再稼働が進むと想定。2021年度は新たに1基が再稼働し、年度末時点の累積再稼働基数は10基になるも、特重施設の完成遅れ等で2基の停止が長引き、平均稼働月数は10か月、発電量は676億kWh。ただし、2020年度に停止が長引いたプラントが多かったことから、前年度からは大幅増加(前年度比+82.7%)。2022年度は新たに2基が順次再稼働し、年度末時点の累積再稼働基数は12基となるが、特重施設の完成遅れで1基の停止が長引く。平均稼働月数は9か月で、発電量は718億kWh(+6.2%)。

気温

2021年度冬は気象庁の3か月予報を参考に平年並み、以降は平年並みと想定。2021年度夏は前年度比で涼しく(-0.3°C)、冬は寒い(-0.9°C)。2022年度夏は前年度比で暑く(+0.2°C)、冬は横ばい(-0.0°C)。

マクロ経済

2022年度はコロナ禍からの回復が進み、実質GDP成長率は+3.3%と2年連続で3%前後の増加。化石燃料価格の高止まりに伴い、化石燃料輸入額は4年ぶりの高水準

2021年度の実質GDPは下期に回復に向かうものの、前年度の落ち込みと比べると小幅(+2.8%)。個人消費は感染拡大防止策が一定程度残るも人流が回復して増加(+2.5%)、設備投資は企業の投資意欲が回復して増加(+2.6%)となり、民需は1.8%の増加寄与となる。公需はCOVID-19に対する経済対策や医療費増加で0.2%の増加寄与、外需は米欧中向け輸出が持ち直し、0.8%の増加寄与となる。

COVID-19の影響緩和により、2022年度の実質GDPは2018年度を上回り過去最高となる(+3.3%)。COVID-19の影響緩和による人流の増加で対面型サービス業が回復し、雇用・賃金情勢の持ち直しによって消費者心理の改善が続く。自動車の供給制約も解消され、個人消費は増加する(+3.3%)。設備投資は、企業収益の持ち直しで業務の効率化、

デジタル化対応のための投資に加え、建設投資、脱炭素に向けた環境対応投資等で増加する(+4.3%)。民需は2.9%の増加寄与だが、水準は2019年度を下回る。公需は公共投資が国土強靱化計画、政府支出が医療・介護費の増加等で過去最大を更新、0.4%の増加寄与となる。外需は国内需要の増加で輸入が増加するも、米欧中に加えアジア経済も回復することに伴い自動車を中心に輸出が増加し、0.1%の増加寄与となる。

化石燃料輸入額は、2021年度は輸入量の増加に加え価格が上昇し、増加する(+71.6%)。2022年度はLNG価格上昇の影響が大きく、増加する(+1.9%)。貿易収支としては、自動車を中心に輸出の増加が大きく効き、3年連続の黒字となる。

表1 | マクロ経済

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	554.3	550.6	525.7	540.4	558.2	-4.5%	2.8%	3.3%
民間需要	383.7	415.9	411.8	386.2	396.0	411.5	(-4.7%)	(1.8%)	(2.9%)
民間最終消費支出	290.5	302.4	299.3	282.9	290.1	299.7	-5.5%	2.5%	3.3%
民間住宅投資	18.2	19.9	20.4	18.8	18.8	19.0	-7.8%	0.1%	0.8%
民間設備投資	73.7	91.3	90.8	83.9	86.1	89.9	-7.5%	2.6%	4.3%
公的需要	124.2	136.2	139.1	143.3	144.2	145.9	(0.8%)	(0.2%)	(0.4%)
政府最終消費支出	98.1	108.7	111.0	113.8	116.0	117.3	2.5%	2.0%	1.1%
公的固定資本形成	26.2	27.6	28.1	29.5	28.2	28.6	5.1%	-4.3%	1.4%
財貨・サービスの純輸出	4.7	2.3	-0.2	-4.2	0.0	0.6	(-0.6%)	(0.8%)	(0.1%)
財貨・サービスの輸出	83.8	105.0	102.7	91.9	103.0	107.9	-10.5%	12.1%	4.8%
財貨・サービスの輸入	79.2	102.7	102.9	96.0	103.0	107.3	-6.6%	7.2%	4.2%
名目GDP (兆円)	504.9	556.3	557.3	535.5	546.9	567.4	-3.9%	2.1%	3.7%
貿易収支(兆円)	5.3	-1.6	-1.3	1.3	0.3	1.4	-201.2%	-77.3%	362.8%
輸出	67.8	80.7	75.9	69.5	84.7	88.8	-8.4%	21.9%	4.9%
輸入	62.5	82.3	77.2	68.2	84.4	87.4	-11.6%	23.7%	3.6%
化石燃料輸入	18.1	19.1	16.6	10.6	18.2	18.5	-36.2%	71.6%	1.9%
石油	12.3	11.3	10.1	5.8	10.0	10.0	-42.9%	74.2%	-0.4%
LNG	3.5	4.9	4.1	3.1	4.8	4.9	-23.1%	52.8%	2.7%
経常収支(兆円)	18.3	19.4	18.7	16.3	17.3	19.0	-12.7%	5.9%	9.8%
国内企業物価指数(CY2015=100)	97.6	101.5	101.6	100.2	106.3	107.3	-1.4%	6.0%	0.9%
消費者物価指数(CY2020=100)	94.7	99.6	100.1	99.9	99.8	100.6	-0.2%	-0.1%	0.8%
完全失業率(%)	5.0	2.4	2.3	2.9	2.8	2.6	[+0.6p]	[-0.1p]	[-0.2p]

(注) GDPと内訳合計は在庫変動、開差項のため一致しない。()内は寄与度。[]内は前年度比増減。

生産活動

2022年度の鉱工業生産は、生産回復が遅れた自動車を中心に増産が進むことで2019年度を上回る。一方、エネルギー多消費な素材系4業種の生産量はコロナ禍前を下回る

2021年度の鉱工業生産指数は、自動車の生産回復が遅れるものの、COVID-19からの回復に伴い世界経済、国内の設備投資が回復して産業用汎用機器を中心に増産となり、7.0%の上昇となる。2022年度は、生産回復が遅れた自動車に加え、重電機器を中心にコロナ禍で抑制された需要の回復に支えられ、5.5%の上昇となり、2019年度を上回る。

2021年度の粗鋼生産量は大幅に増加となる(+12.7%)。内需は造船が減るが、機械、建材等他用途で回復することに加え、輸出がアジアや米国向けで回復する。2022年度は3.8%の増加となる。内需が自動車用を中心に回復することに加え、経済が回復するASEAN向けの輸出が増加する。自動車用の増加で転炉鋼の増産が大きく、生産量に占める転炉鋼の割合は2年連続で上昇する。

2021年度のエチレン生産量は2.7%の増加も、水準は2019年度を下回る。内需は産業の生産回復により増加、調整弁の輸出もプラントの定期修理が少ないことにより、中国を中心としたアジア向けに増加する。2022年度は減少し、1993年度以来初めて600万tを下回る(-4.5%)。プラントの定期修理が多いこともあり、内需、輸出ともに減少する。

2021年度のセメント生産量は1.3%の増加となる。輸出はASEAN向けが大きく増加する。一方、内

需は建設方法の変化によるセメントの使用量の逡減、天候悪化等による工期遅延もあり減少する。2022年度は輸出が東南アジア、オセアニア経済の回復が堅調なことで増加、内需も首都圏再開発や国土強靱化基本計画に基づく防災・減災需要等の工期正常化で増加する。これらを受けて生産量は2.0%増加も、コロナ禍中の2020～2021年度を除けば、1970年度以降で3番目に少ない水準となる。

2021年度の紙・板紙生産量は、産業活動や観光需要の回復、イベント増加による広告紙の増加に加え、電子商取引(EC)利用のトレンドが続くことで増加する(+4.5%)。韓国の工場で火災があり、一時的に輸出も増加する。2022年度はデジタル化の構造要因による新聞や情報用紙等の長期減少傾向が続き、微減(-0.1%)となる。うち板紙は、観光需要の回復、EC利用拡大で生産は増加も、原料の古紙が減少して増産幅に限られ、輸出が減少する。

2021年度の自動車生産量は、国内外の経済回復に伴う需要増はあるものの、半導体・部品調達の困難化に伴い、9百万台に届かず(+8.5%)。リーマンショック後の2009年度(8,865千台)を2年連続で下回る。サプライチェーンが正常化する2022年度は、前年度の納車遅れへの対応もあり大幅に増産が進む(+11.9%)。内需、輸出ともに2019年度を上回る。

表2 | 生産活動

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
粗鋼(100万t)	110.8	102.9	98.4	82.8	93.3	96.8	-15.9%	12.7%	3.8%
生 エチレン(100万t)	7.00	6.19	6.28	6.04	6.20	5.93	-3.8%	2.7%	-4.5%
産 セメント(100万t)	56.1	60.2	58.1	56.1	56.8	57.9	-3.6%	1.3%	2.0%
量 紙・板紙(100万t)	27.3	26.0	25.0	22.7	23.7	23.7	-9.5%	4.5%	-0.1%
自動車(100万台)	8.99	9.75	9.49	7.97	8.64	9.67	-16.0%	8.5%	11.9%
生 鉱工業(CY2015=100)	101.2	103.8	99.9	90.4	96.7	102.1	-9.5%	7.0%	5.5%
指 食品・たばこ	100.7	99.6	100.6	96.9	97.8	99.7	-3.7%	0.9%	2.0%
数 化学	99.6	107.5	103.8	94.7	98.9	103.0	-8.8%	4.4%	4.1%
非鉄金属	100.0	104.2	99.2	90.0	98.6	104.3	-9.3%	9.5%	5.9%
金属機械	99.4	105.6	100.3	89.7	98.0	105.1	-10.5%	9.2%	7.3%
第3次産業活動指数(CY2015=100)	97.6	103.0	102.3	95.2	98.2	102.4	-6.9%	3.2%	4.3%

(注) 化学は化学繊維を含む。金属機械は、金属製品、一般機械、電気機械、情報通信機械、電子部品・デバイス、輸送機械、精密機械。

一次エネルギー国内供給

2022年度はGDP原単位は改善も、エネルギー需要は経済正常化で2年連続増加。2013年度と2030年度目標の中間点を越えるも、自給率、CO₂ともに目標の半分には至らない

2021年度の一次エネルギー国内供給は、COVID-19からの回復に伴う素材系産業の増産や輸送量の回復、冬が前年度より寒いことで大幅に増加する(+3.0%)。2022年度は機械工業やサービス業を中心に回復してGDP原単位は改善するが、景気回復で一次エネルギー国内供給は増加する(+0.4%)。

2021年度の太陽光、風力、バイオマス等の新エネルギー等は、COVID-19からの回復で電力用、非電力用とともに伸びる(+6.5%)。2022年度は非住宅用太陽光を中心に稼働が増加(+3.0%)し、一次エネルギー国内供給の6%を占める。

2021年度の原子力は1基が再稼働することに加え、前年度に特重施設対応等で長期間停止していたプラント6基が稼働することで大幅に増加する(+80.0%)。2022年度は2基が再稼働するものの年度後半であることに加え、特重施設の完成遅れで1基が停止することから、5.6%の増加にとどまる。

2021年度の石油は、冬が寒いこと、生産活動や輸送量の回復で3.0%増加する。2022年度は効率改善、燃料転換は進むものの、輸送量の回復でガソリン、や軽油は増加する。ただし、エチレン減産で原料のナフサが減少し、全体で微増となる(+0.1%)。

2021年度の石炭は、石炭火力の稼働率が上がることに加え、粗鋼生産量が大きく増加することに伴い増加する(+4.9%)。2022年度は素材産業の生産回復が鈍化するも、2021年度末から石炭火力の運開が5基あり、発電用を中心に増加する(+2.4%)。

2021年度の天然ガスは都市ガス製造用で増加するも、発電用を中心に減少する(-5.7%)。2022年度は石炭火力や太陽光の運開により、発電用で減少することに伴い、2.4%減少する。LNG輸入量は6年連続で減少し、東日本大震災前とほとんど同じとなる(2010年度比0.6%増)。

2021年度の自給率は、原子力が増加して2.3p上昇となる。2022年度は、さらに0.3p上昇して13.8%となる。ただし、2030年度目標(30%程度)の中間点を越えても、目標の半分には至らない。

2021年度のエネルギー起源二酸化炭素(CO₂)排出は986Mt(+1.9%)となり、2013年度以降初めて増加する。2022年度は石炭やエネルギー用途の石油の増加で995Mt(+0.9%)となり、2013年度比19.5%減となる。2013年度と2030年度の中間点を越えても2030年度エネルギー起源CO₂削減目標(2030年度に2013年度比45%削減)の半分には至らない。

表3 | 一次エネルギー国内供給

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
一次エネルギー国内供給(Mtoe)	515.9	455.4	444.6	414.9	427.6	429.4	-6.7%	3.0%	0.4%
石炭	119.1	121.5	120.4	110.6	116.0	118.8	-8.1%	4.9%	2.4%
石油	212.0	176.2	170.1	155.1	159.8	160.0	-8.8%	3.0%	0.1%
天然ガス	95.7	106.6	102.4	102.5	96.7	94.3	0.1%	-5.7%	-2.4%
LNG輸入(100万t)	70.6	80.6	76.5	76.4	73.7	71.0	-0.2%	-3.5%	-3.7%
水力	17.7	16.7	16.5	16.2	16.7	16.4	-1.6%	3.3%	-1.8%
原子力	60.7	13.3	13.0	7.9	14.3	15.1	-39.2%	80.0%	5.6%
新エネルギー等	10.7	21.1	22.2	22.6	24.0	24.7	1.6%	6.5%	3.0%
自給率	20.2%	11.6%	12.0%	11.2%	13.5%	13.8%	-0.8p	2.3p	0.3p
GDP原単位(FY2013=100)	109.5	89.3	87.8	85.8	86.0	83.6	-2.2%	0.2%	-2.8%
エネルギー起源CO ₂ 排出(MtCO ₂)	1,137	1,065	1,029	967	986	995	-6.0%	1.9%	0.9%
(FY2013比)	-8.0%	-13.8%	-16.7%	-21.7%	-20.2%	-19.5%	-5.0p	1.5p	0.7p

(注) 新エネルギー等は、太陽光、風力、バイオマス、太陽熱、地熱など。自給率はIEA基準。

販売電力量・電源構成(電気事業用)・電力・電灯総合単価

2022年度は電灯は在宅率が低下して減少、電力は機械工業やサービス業を中心に回復して増加し、販売電力量は2年連続で増加。非化石電源、石炭火力が続伸し、LNG火力が大きく減少

2021年度の販売電力量は1.3%増加する。電力は、鉄鋼・機械工業等での生産回復、業務用では活動量、気温影響の回復に伴い3.0%増加する。一方、電灯は、冬の在宅率の下落に伴い2.2%減少する。

2022年度の販売電力量は1.1%増加し、COVID-19前の2019年度を上回る(ただし、2019年度は記録的暖冬であったことに留意)。電力は、機械工業を中心に生産量が回復することから1.9%増加する。電灯は、オール電化住宅が増え、給湯・厨房等での電化は進展するものの、外出自粛の緩和による在宅率の低下に加え、LED等の省エネ機器や太陽光発電の普及で0.5%減少する。

電力・電灯総合単価は2020年度後半以降の化石燃料輸入価格の上昇に加え、再生可能エネルギー発電促進賦課金単価の続伸で、2年連続で上昇する(+10.4%、+6.2%)。電灯総合単価は賦課金減免がないことに加え、消費税や石油石炭税等増税もあり、2022年度は過去最高であった1985年度を上回る。

電源構成は、2021年度の原子力は1基再稼働にすることに加え、2020年度に特重施設対応等に伴い6基の定期検査が長引いた反動で大きく上昇する(+3.2p)。2022年度は2基再稼働が進み、0.4p上昇する。再生可能(除水力)等は非住宅太陽光を中心に増加し、2021年度は1.2p、2022年度は1.1p上昇する。2022年度の非化石電源は31.8%になり、2年連続で上昇する。しかし、2010年度(38.2%)と比較すると6.4p低く、引き続き拡大が求められる。

石炭火力は2021年度末に運開する発電所が2基226万kW(武豊5号、神戸3号)、2022年度中に3基195万kW(東3号、三隅2号、神戸4号)ある。これにより、2022年度の石炭のシェアは大きく増加する(+1.0p)。石油他は2022年度は石油火力(C重油焚き、原油生焚き)が減少し、0.3p減となる。LNG火力は非化石電源、石炭火力の増加の影響で2.0p低下して2022年度は32.8%となるが、震災前の2010年度(29.3%)と比較すると3.5p高い。

表4 販売電力量、発電構成、電力・電灯総合単価(電気事業用)

					見通し		前年度比増減率・差		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
販売電力量(10億kWh)	(926.6)	852.6	836.1	820.9	831.2	840.3	-1.8%	1.3%	1.1%
電灯	304.2	270.3	266.7	278.0	271.9	270.6	4.2%	-2.2%	-0.5%
電力	(622.4)	582.2	569.4	543.0	559.4	569.7	-4.6%	3.0%	1.9%
特別高圧・高圧	(576.5)	544.6	533.2	506.6	522.7	532.3	-5.0%	3.2%	1.9%
低圧	(45.9)	37.6	36.3	36.3	36.7	37.4	0.2%	1.1%	1.9%
発電電力量(10億kWh)	(1,028)	957.0	932.0	920.3	932.0	941.3	-1.3%	1.3%	1.0%
水力	(8.5%)	9.1%	9.3%	9.5%	9.6%	9.4%	0.2p	0.2p	-0.3p
火力	(62%)	75%	73%	74%	69%	68%	0.9p	-4.6p	-1.2p
石炭	(25%)	28%	28%	28%	28%	29%	-0.6p	-0.2p	1.0p
LNG	(29%)	39%	38%	39%	35%	33%	0.5p	-3.9p	-2.0p
石油他	(7.5%)	6.9%	6.6%	7.5%	7.1%	6.8%	0.9p	-0.5p	-0.3p
原子力	(29%)	6.5%	6.5%	4.0%	7.2%	7.6%	-2.5p	3.2p	0.4p
再生可能(除水力)等	(1.1%)	9.8%	11%	13%	14%	15%	1.5p	1.2p	1.1p
電力・電灯総合単価(円/kWh)	(16.7)	21.7	21.6	20.4	22.5	23.9	-5.4%	10.4%	6.2%
電灯総合単価	21.4	27.2	27.3	26.0	28.3	29.7	-4.9%	8.9%	5.1%
電力総合単価	(14.4)	19.1	18.9	17.5	19.7	21.1	-7.0%	12.3%	7.3%

(注) ()内は旧統計値で連続しない。販売電力量は電気事業用で、自家消費、特定供給を含まない。

発電電力量は実績推計値で2010年度は旧一般電気事業者のみ。水力は揚水、石油他は都市ガス、石炭製品、その他を含む。

総合単価は再生可能エネルギー発電促進賦課金単価、減免分を含む。

都市ガス販売量・都市ガス総合単価(ガス事業者)

2022年度の都市ガス販売量は産業の生産量や商業の活動量が回復して2年連続で増加。2017年度に次ぐ高水準も、一般工業用、商業用はCOVID-19前の2019年度を下回る

2021年度の都市ガス販売量¹は、家庭用で減少するが、一般工業用、商業用で増加し、2019年度を上回る(+3.9%)。2022年度は、420億m³に近づき、厳冬・冷夏であった2017年度に次ぐ高水準となる(+2.2%)。しかし、2020年度以降、発電用(電気事業用)において大幅に増加したことが影響しており、一般工業用、商業用はともに2019年度を下回る。

家庭用は、厨房用がIH普及、給湯・暖房用が省エネ型給湯器やオール電化の普及により構造的に減少が続いている。2021年度は冬が前年度より寒いものの、冬の在宅率が低下することに伴い、給湯・暖房用ともに減少する(-1.2%)。2022年度は夏が暑いことに加え、外出自粛の緩和による在宅率の低下に伴い給湯・暖房用ともに減少する(-0.6%)。

2021年度の一般工業用は、産業の生産回復から増加する(+7.6%)。2022年度も自動車や重電機器の生産が回復して増加する(+3.8%)。ただし、2019年度は下回る。2021年度以降は都市ガスを燃料とした大型発電所の運開の計画がなく、発電用(電気事業用)は横ばい(+0.0%)となる。工業用合計は、2021年度は6.7%増、2022年度は3.0%増となる。

業務用(商業用・その他用)は、省エネが進む中、2021年度は夏が涼しかったことから冷房需要が減少したものの、冬は寒く給湯・暖房需要が増加する。商業用は宿泊業・飲食サービス業、生活関連サービス業・娯楽業を中心に活動量が前年度よりも回復し、増加する(+3.6%)。その他用は病院用で減少するも学校用で増え、全体で増加となる(+0.3%)。2022年度は夏が暑く冷房需要が増加するが、冬は前年度と変わらないことから給湯需要は減少する。商業用は人の移動が増えることに伴って宿泊業・飲食サービス業、生活関連サービス業・娯楽業を中心に活動量が回復し、冷房用を中心に増加する(+6.3%)。3年ぶりに40億m³を上回るが、記録的暖冬であった2019年度は下回る。その他用は遠隔医療やオンライン授業が一定程度定着していくものの、学校が正常化することで増加する(+0.4%)。

都市ガス総合単価は2020年度後半以降にLNG価格が上昇することに伴い2年連続で上昇する(+15.1%、+10.5%)。2017年度のガス小売全面自由化以降では全用途で過去最高となる。

表5 | 都市ガス販売量、都市ガス総合単価(ガス事業者)

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
都市ガス販売量(10億m ³)	39.28	41.58	40.42	39.51	41.06	41.96	-2.3%	3.9%	2.2%
家庭用	9.79	9.24	9.38	10.02	9.90	9.84	6.8%	-1.2%	-0.6%
商業用	4.75	4.26	4.16	3.65	3.78	4.02	-12.2%	3.6%	6.3%
工業用	21.61	25.03	23.83	22.76	24.28	25.00	-4.5%	6.7%	3.0%
一般工業用	20.28	20.51	19.68	17.43	18.75	19.47	-11.5%	7.6%	3.8%
発電用(電気事業用)	1.34	4.52	4.15	5.33	5.53	5.53	28.4%	3.8%	0.0%
その他用	3.13	3.05	3.05	3.08	3.09	3.11	1.1%	0.3%	0.4%
都市ガス総合単価(円/m ²)	83.79	87.62	88.64	80.10	92.22	101.9	-9.6%	15.1%	10.5%
家庭用	160.1	165.3	165.7	153.9	169.2	180.1	-7.1%	9.9%	6.5%
商業用	81.95	87.84	88.84	79.76	91.86	102.4	-10.2%	15.2%	11.4%
工業用	50.67	58.52	59.08	48.70	61.52	71.56	-17.6%	26.3%	16.3%
その他用	76.67	90.68	82.50	72.60	87.51	97.59	-12.0%	20.5%	11.5%

(注) 1m³ = 41.8605 MJ (10,000 kcal)換算。()内は旧統計値で連続しない。

¹ 旧簡易ガス事業者を除くガス事業者

燃料油・LPG販売量、原油処理量

2022年度の燃料油販売量は輸送用燃料が増加するも、エチレンの減産に伴い全体として減少。輸送用燃料の輸出が増加し、原油処理量が3年ぶりに燃料油販売量を上回る。

2021年度の燃料油販売は、輸送用を中心に増加する(+2.0%)。2022年度も輸送用燃料が増加するも、エチレン減産に伴い全体として減少する(-0.7%)。産業の生産量は増加も、原油価格上昇で燃料転換や省エネが進み、産業用の燃料油は減少する。

2021年度のガソリンは、乗用車の輸送量が大幅に回復し、増加する(+1.2%)。2022年度も輸送量が大幅に回復するものの、燃費改善やハイブリッド車の増加により微増にとどまる(+0.3%)。2019年度からは6.6%減と長期減少傾向が続く。

2021年度のナフサは、エチレンプラントの定期修理が少なく、増加する(+2.1%)。2022年度はエチレンプラントの定期修理が多く、減少する(-4.9%)。1993年度以来初めて4,000万kLを割る。

ジェット燃料油は航空の旅客輸送量が続伸し、大幅増が続く(2021年度:+38.0%、2022年度:+30.1%)。

2021年度の灯油は、前年度より厳冬だが、在宅率が下落して減少する(-2.0%)。2022年度は暖房需要はほぼ変わらないが、燃料転換で減少する(-1.5%)。

2021年度の軽油は、燃費が改善するも旅客、貨物の輸送需要が回復することに加え、産業の生産や建設工事も回復し、増加する(+3.3%)。2022年度は輸送需要の回復が続くことで増加する(+1.7%)。

2021年度のA重油は、暖房・給湯用において増加するも、原油価格の上昇により非製造業を中心に省エネ、燃料転換が進み減少する(-0.8%)。2022年度は給湯需要の減少に加え、省エネ、燃料転換で減少し、53年ぶりに千万kLを割る(-2.6%)。

B・C重油は、産業用で燃料転換や省エネが進んでも生産回復で2021年度は増加する(+7.2%)。2022年度は生産増加分よりも燃料転換や省エネが上回り、減少する(-4.1%)。発電用は、冬のピーク電力供給をより燃料費が安価なLNG火力で備えるため、石油火力の稼働率低下で減少が続く。合計で10年連続減少となる(2021年度:-2.1%、2022年度:-6.3%)。

2021年度のLPGは、民生用が在宅率の低下で減少するも、厨房用が飲食店の稼働率、産業用が生産量、輸送用が営業旅客の輸送量の回復で増加する(+4.4%)。2022年度はエチレンプラントの稼働は減少するものの、飲食店の稼働率や産業の生産量、営業旅客の輸送量は回復して増加する(+1.8%)。

2021年度の原油処理量は、輸送用燃料の輸出が増加し、燃料油販売量の増加率を上回る(+4.2%)。2022年度も引き続き輸出が増加し、燃料油販売量が減少する中、原油処理量は大幅に増加する(+6.5%)。2022年度は原油処理量が3年ぶりに燃料油販売量を上回る。

表6 | 燃料油・LPG販売量、原油処理量

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2020	FY2021	FY2022
燃料油販売量(100万kL)	196.0	167.7	161.6	151.5	154.5	153.4	-6.2%	2.0%	-0.7%
ガソリン	58.2	50.6	49.1	45.2	45.8	45.9	-7.9%	1.2%	0.3%
ナフサ	46.7	43.9	42.5	40.3	41.2	39.2	-5.2%	2.1%	-4.9%
ジェット燃料油	5.2	5.0	5.2	2.7	3.8	4.9	-46.9%	38.0%	30.1%
灯油	20.3	14.5	13.6	14.5	14.2	14.0	6.4%	-2.0%	-1.5%
軽油	32.9	33.8	33.7	31.9	32.9	33.5	-5.3%	3.3%	1.7%
A重油	15.4	11.1	10.2	10.2	10.1	9.9	0.7%	-0.8%	-2.6%
B・C重油	17.3	8.8	7.4	6.7	6.5	6.1	-9.8%	-2.1%	-6.3%
電力用	7.7	4.0	2.6	2.8	2.3	2.1	4.1%	-15.2%	-10.2%
その他用	9.7	4.9	4.7	3.9	4.2	4.0	-17.5%	7.2%	-4.1%
LPG販売量(100万t)	16.5	14.2	14.1	12.9	13.5	13.8	-8.4%	4.4%	1.8%
原油処理量(100万kL)	208.9	176.7	174.0	139.3	145.1	154.6	-19.9%	4.2%	6.5%

再生可能エネルギー発電(FIT電源)

再生可能エネルギー発電の導入容量は95GWまで拡大

FIT電源の設備認定容量は、2017年3月に105GWまで達した後、未稼働案件の認定失効により2018年3月には86.4GWまで落ち込んだ。その後は、漸増し、太陽光5GW、風力7GWが追加されるなど、2021年6月末における設備認定容量は、98.9GW(うち太陽光:75.7GW、風力:13.4GW、バイオマス:8.1GW)となっている。

仮に、この認定済98.9GWすべてが稼働した場合、消費者負担額は運開設備および移行設備²を含めて累積73兆円にのぼる³。これは¥2.9/kWh——家庭用12%、産業用等18%——の電力料金の値上げに相当。

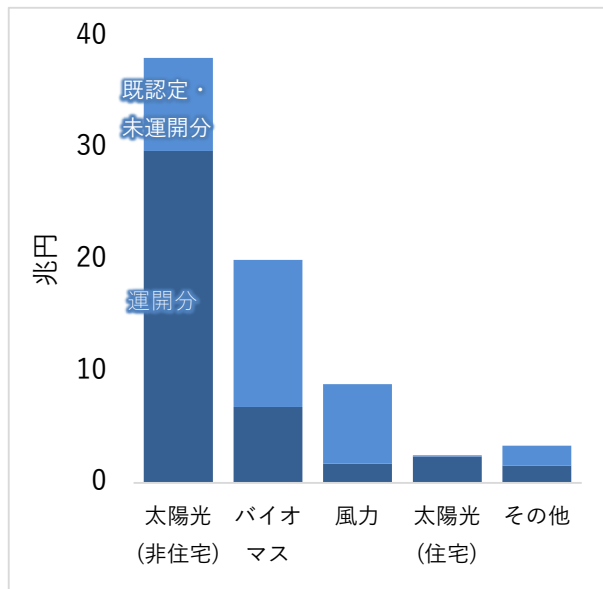
設備容量(卒FIT分を含む)は2022年度末には95GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大によって、地元住民とのコミュニケーション制約や作業員確保の障壁が発生したことにより、建設工事遅延で導入が若干鈍化するが、2022年度末には57.8GWまで拡大する。他方、未

稼働案件に対する運転開始期限と認定失効の設定によって、風力の早期の運転開始への圧力が高まり6.5GWまで拡大する。2022年度のFIT電源の発電量は1,830億kWh(うち太陽光:874億kWh、中小水力:409億kWh、バイオマス:382億kWh、風力:128億kWhなど)と総発電量の17.8%を占め、大型水力を含めた再生可能全体では22.4%を占める。

第6次エネルギー基本計画では、2030年に再エネは電源構成の36~38%を目指すことになった。そのためには、現時点で具体的に見込むことのできる政策を強化していくことが求められるが、再エネ導入に必要な土地確保のためには、環境との調和や地域住民との合意形成が基本となる。また、2022年度からは、大規模太陽光や風力については、電力市場への統合を目指し、FIP(Feed-in Premium)導入も開始される。再生可能エネルギーに環境との調和と市場競争力を持たせつつ、長期安定的な主力電源とすることが重要となる。

図1 | FITによる買取期間の累積負担額

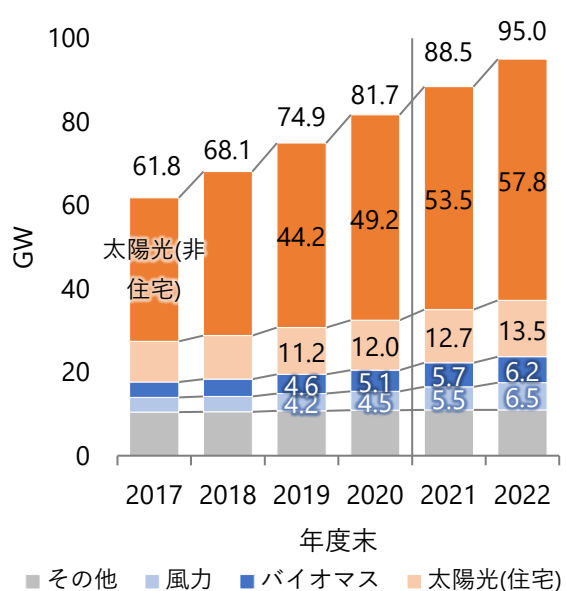
(2021年6月末時点認定・運転開始設備分)



(注)買取期間は、住宅用太陽光が10年、地熱が15年、その他が20年

図2 | 再生可能エネルギー発電設備容量

(運転開始ベース)



(注) FIT買取期間が終了した設備を含む

² FIT制度開始前導入設備でFIT開始後に本制度へ移行した設備。

³ 移行設備の残存買取期間も考慮。回避可能原価は、

各種資料に基づき試算。設備利用率は、風力24.8%、太陽光13.7%、地熱70%、水力45%、バイオマス70%を想定。

Topic [1] 自動車減産が経済、エネルギーに与える影響

先行き不透明感が残る自動車が挽回生産できない場合、各産業へと波及し、エネルギー販売やエネルギー供給を下押し

コロナ禍脱却に伴い幅広い産業で増産の中、自動車が2021年8月以降ブレーキ

自動車の国内生産台数は2020年4-6月を底に、2020年度後半以降は旺盛な需要に伴い回復が進んだ。しかし、2021年8月以降は世界的な半導体不足に加えて東南アジアのCOVID-19拡大で部品調達の滞りが顕在化し、生産調整、工場停止の動きが相次いだ。この生産制約が影響し、2021年10月の国内新車販売台数（軽自動車含む）は前年同月比で31%減となり、10月としては統計が始まった1968年以降で過去最低だった。

各自動車会社は2021年度下期からの回復を目指している。基準シナリオの自動車生産台数は部品や労働力を確保して挽回生産し、2022年度で9,670万台を見込んでいる。しかし、確実に挽回できると目途が立つほど、半導体の供給は安定しておらず、先行きは生産下振れのリスクがある。実際に2021年12月においても、本格稼働の予定だった一部の工場稼働が停止することになった。2022年度に入っても、挽回生産に対応する労働力の確保に加え、一部の工場で増産に備えて部品調達を増やせば他工場で挽回生産が難しくなる等、挽回生産を実現するにはリスクが残る。

2022年度に挽回生産できないとGDPは0.3%下押し。失業率悪化のリスクも

2021年8月から10月にかけて、従来の計画から国内生産台数約71万台⁴の減産が発生した。仮に、2022年度を通じてこの分の挽回生産ができないと想定した場合、自動車の生産台数は基準シナリオから7.3%下落する。

自動車製造業は最終加工産業であり、生産量の変化が他産業に広範に影響を与える。製造業の中では付加価値が高いことから、鋳工業生産は基準シナリオ比2.6%下落する。自動車の原材料を供給する鉄鋼業への影響が大きく、粗鋼生産量は2.4%減少する。サービス業への影響が少ないこともあり、

GDPは0.3%減少と鋳工業生産と比べると落ち込みは軽微であるが、仮に各産業の生産量減少分が非正規雇用者で調整されれば失業者が1万8千人程度の増え、失業率は0.03p悪化する。雇用への影響に目配りが求められる。

素材産業への影響が大きく、一次エネルギー国内供給は0.7%減少

産業の生産量が減少することでエネルギー需要に影響を与える。エネルギー販売では都市ガス販売が販売量全体に占める工業用の割合が高いことから、エネルギー販売の中で最も減少率が大きい(-0.8%)。販売電力量は工業向けの電力の減少が大きく(-0.5%)、燃料油販売量は製造用で消費されるC重油やナフサ等を中心に減少する(-0.4%)。

一次エネルギー国内供給は製造業での減少が大きいため、GDPよりも大きい減少率となる(-0.7%)。ただし、製造業の中で自動車は原単位が小さいため、減少率は鋳工業生産指数の下落より小さい。都市ガスや電力需要減少による天然ガスの減少(-1.1%)、粗鋼生産量減少による石炭の減少(-1.0%)が大きく、輸送用の割合が大きい石油の減少は小さい(-0.5%)。非化石電源は影響を受けないことから、CO₂排出量の減少率は一次エネルギー国内供給を若干上回る-0.9%となる。

表7 | 自動車減産の影響[2022年度]

	基準	自動車減産	基準比
経済			
実質GDP(2015年価格兆円)	558.2	556.5	-0.3%
鋳工業生産指数(CY2015=100)	102.1	99.4	-2.6%
粗鋼生産量(100万t)	96.8	94.5	-2.4%
自動車生産台数(100万台)	9.67	8.96	-7.3%
完全失業率(%)	2.58	2.60	[+0.03p]
エネルギー			
一次エネルギー国内供給(Mtoe)	429.4	426.5	-0.7%
石油(100万kl)	175.1	174.3	-0.5%
天然ガス(LNG換算100万t)	72.2	71.4	-1.1%
石炭(100万t)	189.7	187.8	-1.0%
ギ			
販売電力量(10億kWh)	840.3	836.0	-0.5%
都市ガス販売量(10億m ³)	41.96	41.64	-0.8%
燃料油販売量(100万kl)	153.4	152.7	-0.4%
環境			
エネルギー起源CO ₂ 排出(Mt)	913	905	-0.9%

⁴ 野村総研「さらに広がる自動車減産：国内71万台減産で1兆4,400億円の経済損失と推定」

Topic [2] 気温の変化が家計のエネルギー支出に及ぼす影響

家計のエネルギー支出は2年連続で上昇、気温によっては過去最高の2013年度と同水準。所得水準が低い世帯に対して、エネルギー効率を高めるための支援が求められる

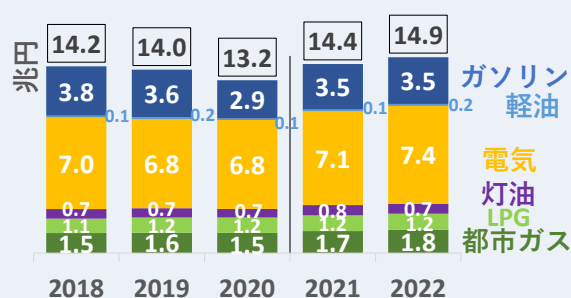
増加が続く家計のエネルギー支出

2010年代の家計のエネルギー購入量は、気温の影響を受けながら変動する中で、世帯数や自家用車の輸送量の増加が増加寄与してきたが、エネルギー機器の効率や燃費の改善、省エネマインドの定着による原単位要因の減少寄与が上回り、減少傾向にあった。2020年度はCOVID-19の影響を受け、テレワークの活用や不要不急の外出の減少により在宅率が上昇したものの、自家用車による移動が減少したことが影響し、家計のエネルギー購入量は全体で減少となった。さらに、2020年度はエネルギー価格が大きく下落し、家計のエネルギー支出は13兆2,000億円まで減少し、4年ぶりの低水準となった⁵。

2021年度上期(4~9月)の家計のエネルギー支出は原油価格上昇によりガソリン価格が前年同期より大きく上昇したものの、夏が涼しかったことによる冷房需要減少があり、前年同期比1.6%の増加にとどまった。しかし、下期(10~3月)は緊急事態宣言解除で前年度より在宅率が下落するものの、冬が寒いことに加え、全てのエネルギーの価格が大きく上昇することにより、前年同期比17.7%と大幅に増加する。2021年度は9.4%増加の14兆4千億円となり、7年ぶりの高水準となる。

2022年度は外出が増えてガソリン購入量が増えるものの、在宅率の低下や省エネが進むことで、家計のエネルギー購入量は2年連続で減少する。しかし、エネルギー価格の上昇で、家計のエネルギー支出は2年連続で増加する(+3.6%)。

図3 | 家計のエネルギー支出額



⁵ 旧簡易ガス、地域熱供給は除く

気温によっては支出額は過去最高の2013年度と同水準に

家計のエネルギー購入量は短期的には気温の影響を受けやすく、特に冷暖房・給湯需要で顕著である。基準シナリオでは2022年度は平年の気温を前提としており、夏は前年度比で暑いものの、冬は横ばいという想定となっているが、気温は不確実性が高い。ここでは、エネルギー消費量が気温の影響を受けやすい夏季(7-9月)および冬季(12-2月)について、1°Cの変化が家計のエネルギー支出へ及ぼす影響を評価する。

夏季において平均気温が基準シナリオから1°C上昇すると、水温の上昇に伴って給湯需要が減少し、都市ガスやLPGの購入量が減少する。しかし、冷房需要が増加することにより電気の購入量が増加し、家計のエネルギー支出は基準シナリオ比1,000億円の増加となる(+0.7%)。冬季において平均気温が1°C下落すると、暖房需要、および水温低下による給湯需要がそれぞれ増加する。これにより、電気だけでなく、都市ガスや灯油も増加し、家計のエネルギー支出は2,600億円の増加となる(+1.8%)。仮に、2022年度で平年より夏季1°C上昇、冬季1°C下落した場合、15兆3,000億円となる。これは化石燃料輸入価格が過去最高かつ猛暑、厳冬であった2013年度の15兆3,000億円に匹敵する過去最高水準である。

図4 | 気温の変化による家計のエネルギー支出額の変化 (基準シナリオ比)



家計の実質的なエネルギー費用負担を示すエネルギーエンゲル係数⁶は基準シナリオでは2021年度に大きく上昇するものの、2022年度は自動車等の耐久財や外食や観光、娯楽施設等のサービス財への支出が増加することから、0.01p上昇にとどまる。しかし、夏季の平均気温1°C上昇で0.03p、冬季の平均気温1°Cの低下で0.09p上昇する。すなわち、夏季や冬季の気温によっては、2022年度はさらにエネルギー支出の割合が高まることになる。

図5 | 気温の変化によるエネルギーエンゲル係数の変化



エネルギー・環境政策と分配政策の融合を

冷暖房や給湯を中心としたエネルギーは生活にとって必需品であり、支出額は他の財と比べると所得水準による大きな格差はない。さらに、高所得世帯が太陽光発電を有している割合が大きいこともあり、低所得世帯のほうがエネルギー消費量に対するエネルギー購入量の割合が高い。さらに、高所得世帯はコロナ禍の中で積み上がった過剰貯蓄があることから、エネルギー支出が増えても他財・サービスへの消費水準を切り下げることにはならないと考えられる。つまり、エネルギー支出額の増加は低所得世帯やコロナ禍で収入を減少させた層に打撃となる。平時よりエネルギー支出を低減し、猛暑・厳冬での追加的なエネルギー費用負担を軽減するために、このような世帯に対して、エネルギー効率を高める支援等が必要となる。断熱効率を高める省エネ住宅購入補助や住宅の省エネ改修支援に加えて、給湯、空調効率の向上、さらには購入電力を減らすための住宅用太陽光発電の導入支援等、エネルギー・環境政策と分配政策の融合が望まれる。

⁶ エネルギー支出/家計最終消費支出

Topic [3] 原子力発電所の特重施設完成・再稼働遅延の3E影響

「3E」達成に大きく貢献する原子力

本章では、原子力発電量の違いによる、エネルギー安定供給、環境適合、経済効率性——いわゆる「3E」——への影響を評価する。

基準シナリオでは、現在10基の稼働基数が2022年度末までに新たに2基が再稼働し、特重施設の完工遅れで2022年度中に1基の停止が長引くとしている。この1基に加え、設置変更許可、および地元の理解を得ているが、特重施設の完工遅れで

2022年度中に2基が再稼働しないとしている。これら3基の特重施設が完工し、2022年度中稼働する「高位ケース」を機械的に設定した。また、基準シナリオで2022年度末までに新たに再稼働する2基が再稼働しない「低位ケース」を機械的に設定した。さらに、経済産業省「長期エネルギー需給見通し」を参照し、新規制基準適合性審査を申請した27基が設備利用率80%で稼働するとした「最高位ケース」を設けて試算⁷した。

表8 | 原子力発電量の多寡による影響[2022年度]

		低位	基準	高位	最高位	基準シナリオ比		
		ケース	シナリオ	ケース	ケース	低位	高位	最高位
前 提 力	年度末累計再稼働数(基)	10	12	14	27	-2	+2	+15
	発電量(10億kWh)	64.5	71.8	90.1	193.4	-7.3	+18.2	+121.5
	電源構成比 ¹	6.5%	7.2%	9.0%	19.4%	-0.7p	+1.8p	+12p
経 済	電力コスト単価 ² (¥/kWh)	9.40	9.34	9.21	8.44	+0.06	-0.14	-0.90
	燃料費	5.75	5.69	5.55	4.79	+0.06	-0.14	-0.90
	FIT買取費用	3.65	3.65	3.65	3.65	-	-	-
	化石燃料輸入総額(兆円)	18.56	18.49	18.33	17.38	+0.07	-0.17	-1.12
	石油	10.00	9.99	9.97	9.90	+0.01	-0.02	-0.09
	LNG	5.00	4.94	4.79	3.91	+0.06	-0.15	-1.03
	貿易収支(兆円)	1.31	1.36	1.50	2.27	-0.06	+0.14	+0.91
エ ネ ル	実質GDP(2015年価格兆円)	558.2	558.2	558.4	559.3	-0.06	+0.15	+1.03
	一次エネルギー国内供給							
	石油(100万kl)	175.2	175.1	174.7	173.3	+0.2	-0.4	-1.8
	天然ガス(LNG換算100万t)	73.0	72.2	70.1	57.5	+0.9	-2.1	-14.7
環 境	自給率	13.3%	13.8%	15.0%	21.4%	-0.5p	+1.2p	+7.6p
	CO ₂ 排出(MtCO ₂)	997	995	988	949	+3	-7	-46
	FY2013比	-19.3%	-19.5%	-20.0%	-23.2%	+0.2p	-0.6p	-3.7p

(注) 1. 対総発電量 2. 燃料費、FIT買取費用、系統安定化費用を総発電量で除すことで算定

経済効率性(Economic efficiency)では、化石燃料輸入総額が、高位ケースで基準シナリオ比1,700億円、最高位ケースで1兆1,200億円節減される。原油・LNG価格が国際情勢の変化などにより上振れすることがあれば、火力発電依存の低減によるこうした節減効果はさらに大きくなる。海外への燃料輸入支払い減を通じて可処分所得が増加、

実質GDPは高位ケースで1,500億円、最高位ケースで1兆300億円増大する。

電力コスト単価は高位ケースで¥0.14/kWh、最高位ケースで¥0.90/kWh低下する。

中東で地政学リスクが増している足元においては、特にエネルギー・セキュリティ(Energy

⁷ 日本の原子力発電量の目標は2030年度の電源構成において20~22%程度を見込むが、これは省エネが進

み、電力需要が減少することで達成できるとする。

security)に対する関心が高まっている。安定供給における代表的な指標の1つである自給率は、高位ケースで1.2p増、最高位ケースで7.6p増となる。環境適合(Environment)における指標であるCO₂排出は、高位ケースで7Mt減、最高位ケースで46Mt減となる。パリ協定における日本の目標の基

準年である2013年度比では、高位ケースで-20.0%、最高位ケースで-23.2%となる⁸。

2022年度以降も特重施設完成期限を迎えるプラントが増えることから、個々のプラントの状況に応じた適切な審査を通じた再稼働の円滑化がわが国の3Eにとって重要である。

⁸ 日本の目標は、温室効果ガスを2030年度に2013年度比46%減、うちエネルギー起源CO₂は45%減。原子力

に加えて、省エネルギーや再生可能エネルギーの導入などで達成できるとする。

Topic [4] 原油価格変化が経済、エネルギーに与える影響

原油価格の変化で日本経済の不確実性が増す。リスクを見据えた備えを

仮に世界の石油需給バランスが変わり、原油輸入価格は基準シナリオ比\$10/bbl上昇(\$10/bbl下落)した場合、経済、生産は下(上)振れする。燃料油は、販売価格に影響が出やすく、影響が最も大きい。再エネ低廉化、原子力再稼働の円滑化などリスクへの備えが重要となる。

表9 | 原油価格\$10/bbl⁹上昇の影響

	実績	基準シナリオ			原油価格高ケース			
		基準シナリオ比(差)						
		FY2020	FY2021	FY2022	FY2021	FY2022	FY2021	FY2022
価	原油CIF価格(\$/bbl)	43	71	68	73	78	3.5%	14.8%
格	LNG CIF価格(\$/MBtu)	7.5	11.1	11.9	11.1	12.9	0.0%	8.7%
	実質GDP (2015年価格兆円)	525.7	540.4	558.2	540.3	557.7	0.0%	-0.1%
	鉱工業生産指数(CY2015=100)	90.4	96.7	102.1	96.7	102.0	0.0%	-0.1%
経	国内企業物価指数(CY2015=100)	100.2	106.3	107.3	106.4	108.1	0.1%	0.7%
済	消費者物価指数(CY2020=100)	99.9	99.8	100.6	99.8	100.8	0.0%	0.2%
	貿易収支(兆円)	1.3	0.3	1.4	0.0	0.1	-(0.3)	-(1.2)
	化石燃料輸入額(兆円)	10.6	18.2	18.5	18.5	20.4	(0.4)	(1.9)
エ	一次エネルギー国内供給(Mtoe) ¹	414.9	427.6	429.4	427.5	428.7	0.0%	-0.2%
ネ	販売電力量 (10億kWh)	820.9	831.2	840.3	831.2	839.3	0.0%	-0.1%
ギ	都市ガス販売量 ³ (10億m ³)	39.51	41.06	41.96	41.06	41.93	0.0%	-0.1%
!	燃料油販売量(100万kl)	151.5	154.5	153.4	154.4	152.9	-0.1%	-0.3%

表10 | 原油価格\$10/bbl下落の影響

	実績	基準シナリオ			原油価格高ケース			
		基準シナリオ比(差)						
		FY2020	FY2021	FY2022	FY2021	FY2022	FY2021	FY2022
価	原油CIF価格(\$/bbl)	43	71	68	68	58	-3.5%	-14.8%
格	LNG CIF価格(\$/MBtu)	7.5	11.1	11.9	11.1	10.8	0.0%	-8.7%
	実質GDP (2015年価格兆円)	525.7	540.4	558.2	540.4	558.8	0.0%	0.1%
	鉱工業生産指数(CY2015=100)	90.4	96.7	102.1	96.7	102.2	0.0%	0.1%
経	国内企業物価指数(CY2015=100)	100.2	106.3	107.3	106.2	106.5	-0.1%	-0.8%
済	消費者物価指数(CY2020=100)	99.9	99.8	100.6	99.7	100.4	0.0%	-0.2%
	貿易収支(兆円)	1.3	0.3	1.4	0.6	2.6	(0.3)	(1.2)
	化石燃料輸入額(兆円)	10.6	18.2	18.5	17.8	16.6	-(0.4)	-(1.9)
エ	一次エネルギー国内供給(Mtoe) ¹	414.9	427.6	429.4	427.7	430.2	0.0%	0.2%
ネ	販売電力量 (10億kWh)	820.9	831.2	840.3	831.2	841.3	0.0%	0.1%
ギ	都市ガス販売量 ³ (10億m ³)	39.51	41.06	41.96	41.06	42.00	0.0%	0.1%
!	燃料油販売量(100万kl)	151.5	154.5	153.4	154.7	154.0	0.1%	0.4%

(注) 1. Mtoeは石油換算100万t (= 10¹³ kcal)。

2. 石油は9,139 kcal/L換算、LNGは13,068 kcal/kg換算、一般炭は6,231 kcal/kg換算、原料炭は6,866 kcal/kg換算。

3. 1 m³ = 10,000 kcal換算。

⁹ 基準シナリオ比\$10/bbl上昇、\$10/bbl下落についての詳細は、IEEJ 市原「国際石油情勢の展望」を参照

2022年の内外石油情勢の展望と課題◆

<報告要旨>

市原 秋男*

本報告のポイント

1. コロナ禍からの経済回復に伴う原油需要の増加に対し、OPEC プラスの減産及び米国の生産量伸び悩みから需給逼迫感が高まり、2021 年は原油価格の上昇が続いた。油価の高止まりを背景に、米国や日本等は石油備蓄の放出を決定。他方、11 月下旬にはオミクロン株感染拡大でパンデミック悪化の懸念が急速に高まり油価が大幅に下落した。OPEC プラスは、12 月初旬に現行の毎月 40 万 b/d の増産を来年 1 月も継続することを決定
2. 2022 年の世界の石油需要は、パンデミックが極端に悪化しないとの前提で 2021 年比 430 万 b/d (4.4%) 増の 1 億 60 万 b/d、供給は OPEC プラスが増産自体は維持するという前提で同 510 万 b/d (5.4%) 増の 1 億 70 万 b/d と予測。
3. 国際原油 (Brent) 価格は、2022 年平均で \$70 と予測。但し、COVID パンデミック悪化、OPEC プラス減産再開は大きな不確実性。前者の影響で石油需要低迷の場合は、基準予測より原油価格は平均値で 10 ドル下落。後者の影響で需給タイト化の場合は、同平均値で 10 ドル上昇と予測する。
4. 脱炭素化の動きが一段と加速した状況下、石油業界にとっては、事業基盤の再構築と災害時や過疎地 SS を含めた安定供給体制の維持の並行的対応が求められる。

世界の石油需給

5. 2021 年第 3 四半期の需要は前年同期比 550 万 b/d (6.0%) 増の 9,760 万 b/d。世界的に COVID-19 パンデミックは収束していないが、経済再開に伴い需要回復が続いている。パンデミックが極端に悪化しないとの前提で、2022 年は 2021 年比 430 万 b/d (4.4%) 増の 1 億 60 万 b/d と予測。
6. 世界の石油生産は、2021 年第 3 四半期の生産量は前年同期比 540 万 b/d (5.9%) 増の 9,640 万 b/d。OPEC 増産及び米国生産量回復ペースは需要増加に追い付いていない。OPEC プラスがペースは鈍化しつつも増産自体は維持するという前提で、2022 年は前年比 510 万 b/d (5.4%) 増の 1 億 70 万 b/d と想定。

OPEC 及び主要国動向

7. OPEC プラスの 2021 年第 3 四半期の生産量は 4,940 万 b/d。12 月 2 日の会合で 1 月の増産維持を決定したが、COVID-19 パンデミック悪化等、需要減少への懸念は強い。
8. 米国の 2021 年第 3 四半期生産量は前年同期と同水準の 1,080 万 b/d。需要は同 180 万 b/d (9.8%) 増の 2,020 万 b/d と堅調。価格上昇に伴って生産量はようやく回復基調に。2022 年も生産量回復 (前年比約 100 万 b/d 増) は続き 2019 年水準を超えると想定。

在庫及び金融市場

9. OECD 商業在庫は、9 月では 27 億 3,720 万バレルと低水準で推移。11 月に米国主導で備蓄の協調放出を決

◆ 本論文は、第 440 回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 石油情報センター 所長・研究理事

定、米国は年内にも放出開始か。価格抑制効果は現時点では限定的と見られる。

10. IMF は、10 月、世界経済成長率を 2021 年+5.9%、2022 年+4.9%と見通し。7 月発表の見通しを、2021 年については小幅に下方修正。オミクロン株の影響等によるパンデミック悪化はマクロ経済成長率の大きな下振れリスク。
11. このところのコロナ禍からの経済回復を背景とした油価の上昇局面では、米国株価と油価との連動が見られる。2022 年中ともいわれる米国利上げやパンデミック悪化は株価にも影響し、リスク性資産からの資金流出も。

国内市場

12. 2021 年第 3 四半期の石油（燃料油）内需は月平均 1,214 万 kl（249 万 b/d）で前年同期比 1.3%（16 万 kl）増 第 2 四半期需要 1,159 万 kl（240 万 b/d）から 4.5%増。製油所稼働率は 2021 年第 3 四半期 72%であった。
13. 国内石油製品市況は原油調達コスト（円建て原油輸入価格）に 2~3 週程度のタイムラグを伴いつつ追随している。
14. 脱炭素化の動きが一段と加速した状況下、石油業界にとっては、事業基盤の転換と災害時や過疎地 SS を含めた安定供給の維持の並行的対応が求められる。

2022年の内外ガス情勢の展望と課題◆

<報告要旨>

橋本 裕*

2022年のLNG価格と国際LNG需給

1. 2022年の日本のLNG平均輸入価格は2021年の推計9.98ドル（100万Btu当たり・米ドル）から、11.5～12.5ドルに上昇する。北東アジア向け引き渡しのスポットLNG価格は、同年第1四半期は34～43ドルのレンジで高騰するが、第2・4四半期には23～26ドル前後となる。ターム契約価格は原油価格に連動し、同年平均で9.2～10.6ドル前後となる。
2. 2022年の世界のLNG貿易は、2021年推計3.75億トンから6%・7%増の4億トンまで拡大する。供給能力は、LNG生産設備の順調な運転を前提にすれば、需要を僅かに上回り4.13億トンを見込む。

世界のLNG・天然ガスの市場動向

3. 世界のガス需要は、2020年の2%減少から回復し2021年は3.5%増加、2022年は1.5%の増加と見込まれる。増加ペース・規模は、依然パンデミックの影響に左右され、不確実性がある。加えて、再生可能エネルギー源や原子力発電の変動分を天然ガス、LNGが吸収することもあり、地域間の需要変動のばらつきや、世界のガス需要全体としての増減幅拡大の可能性がある。
4. LNG貿易は、2020年増加が抑制された反動も含め、2021年は堅調に増加している。輸入面では中国が大幅に増加し世界1位の輸入国となる見込み。その他韓国、南米、日本で増加、欧州が減少している。輸出面では米国が増加分をほぼ独占している。他方、現在の最大輸出国である豪州、カタールは輸出水準を維持している。
5. 2021年、欧州やアジアで需給が逼迫し、取引市場やスポット市場の価格は史上最高水準への高騰を経験した。特に7月以降は、スポットガス価格が原油等価を上回る状況が続いている。季節需要変動幅が拡大する中、価格の過剰変動・高騰への対応が課題となる。なお、中国、欧州の堅調なガス需要継続が価格の下支え要因となる。

需要動向

6. 中国では、堅調なガス消費量増加に対応して、国内生産・LNG輸入とも大幅に増加している。大気浄化、GHG対策でも天然ガスに大きな期待が寄せられている。特に2021年後半は、長期契約によるLNG調達が増速している。天然ガス自給率は2018年以降、60%を割り込む状況にある。
7. インドでは、特に2021年、比較的堅調なガス消費量増加に、民間企業による国内生産の増加で対応しており、LNG輸入は横這いである。
8. 欧州では、2021年、堅調な消費量増加・域内生産減少に、LNG輸入対応が追い付かず、価格高騰につながっている。欧州全体の低在庫水準も主な要因として議論されるが、貯蔵規模や役割には国により違いが大きい。

◆ 本論文は、第440回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

供給動向

9. 米国が世界の LNG 輸出増加分をほぼ独占、2021 年 7400 万トン、2022 年 8700 万トンの輸出量となる見込み。その出荷先はアジア・欧州中心に分散しており、世界市場の地域間相互作用、連結を深める効果をもたらしている。
10. 2021 年は各地で最終投資決定 (FID)・建設遅延が観察されたが、2 月にはカタールで史上最大の LNG 生産プロジェクト FID が実施された。豪州で 11 月、新規ガス田・液化設備増設型の FID が実施された。長期的需要対応に、液化設備増設が必要となる。また、円滑な建設進捗・稼働が需給安定化と LNG 市場の拡大・発展にとっての課題である。

メタン排出規制強化の動き

11. 11 月上旬、米国、欧州連合 (EU)、など 100 を超える国・地域が、Global Methane Pledge を発足させた。排出削減の具体的実施策は今後の検討課題となる。国連環境計画 (UNEP) が EU 支援を得て国際メタン排出観測機関 (IMEO) の発足を発表した。当初、化石燃料部門からのメタン排出の観測・削減に焦点を置き、その後農業、廃棄物部門に拡大する。

日本国内の都市ガス小売自由化動向

12. 新規参入事業者数や家庭用における月間契約変更件数は着実に増加傾向にある。旧一般ガス事業者からの需要家の流出件数は減少傾向にある一方、新規参入事業者から旧一般ガス事業者への「出戻り」が増加傾向にある。

まとめ・課題

13. 2021/2022 年冬の LNG・ガス市場需給バランスは、天候と LNG 生産稼働状況に依存する。中・長期的には、長期契約での調達、上流投資重要の認識が高まっている。このことは、最近の価格ボラティリティー上昇とも関わりがあり、適切なスポット価格のあり方自体も検討が必要となる。
14. エネルギー・トランジションの進め方の議論、その中での天然ガス・LNG の位置付けに関する議論がさらに盛り上がり、天然ガス価格・需給状況に対する世論の認知の向上が予想される。

2022年の国際石炭情勢の展望と課題◆

<報告要旨>

伊藤 葉子*

2022年の石炭価格の展望

1. 2022年は、一般炭、原料炭共に下落傾向で推移すると見込む。2022年の一般炭スポット価格（豪州ニューキャッスル港出し FOB 価格）は前年後半の平均 172 ドルトンから、年平均 132 ドルトン に低下、原料炭スポット価格（豪州高品位強粘結炭 FOB 価格）は、同 321 ドルトンから同 299 ドルトンに低下する。
2. 一般炭スポット価格は、パンデミック下の 2020 年 4-9 月頃に 50 ドルトン付近まで下落、同年秋頃から回復し、2021 年第 2 四半期頃から 100 ドルトン超、秋頃には 200 ドルトンを突破、さらに 250 ドルトン超まで急騰した。中国政府が国内炭鉱での増産を指示したこと等を受け、足元では 150 ドルトン台まで低下。
3. 原料炭スポット価格は、2020 年 5 月に 100 ドルトンを割り込む等低迷、2021 年に入り変動を経て 5 月以降上昇が顕著となり、特に 9 月に入り急騰、史上最高値を記録（400 ドルトン超）。
4. 政策面では、COP26 における石炭火力の段階的削減を巡る議論等、脱石炭を目指す国際的議論がさらに強まっている。他方、2021 年には、石炭需給の逼迫から中国やインドが深刻な電力不足に陥る等、エネルギーの安定供給に対する懸念が増大。そうした中、2022 年は、脱石炭政策とエネルギー安定供給への対応が並走する。国際枠組みのもと、エネルギー消費の削減や、石炭火力の抑制を実施に移す取組が進められるが、一方で、2021 年 9 月以降、中国で国内炭生産拡大策がとられる等、短期的には、中国やインドで国内炭の増産・輸入拡大、東南アジアでも石炭消費・輸入が維持される。
5. 急激な脱石炭政策が実行され石炭需要が著しく抑制される場合、あるいは石炭供給が著しく制限される場合等には、石炭需給の大幅な変動と石炭価格の乱高下を招く。アンモニア混焼など低炭素化の技術・経済性を確立し、炭素中立へのスムーズな移行における石炭火力の役割を早急に示せるかが重要な課題。

需要動向

6. 石炭消費は 2017~19 年に増加が続いたが、2020 年に減少に転じ、石炭輸入も大きく減少（前年比 7.2% 減）。一般炭輸入は、中国やベトナムで増加、インドは大きく減少。原料炭輸入は中国や日本で減少したが、インドで大きく増加し原料炭輸入におけるプレゼンスが拡大（2020 年シェアは中国 24%、インド 21%）。
7. 2021 年に入り（1~9 月期）、中国の一般炭輸入は前年同期比微減。政府による炭鉱の安全対策により 6~7 月に国内生産が急減、経済活動が活発な中、石炭需給が逼迫した。石炭価格の高騰を受け、政府は、生産を停止していた炭鉱の再開・増産を指示、以降国内生産が回復しつつある。政府は一部炭鉱の生産能力拡大も指示している。また、当面は一般炭の輸入需要も維持される見通し。原料炭輸入（1~9 月期）は約 4 割減少。鉄鋼生産を減少させる方針であり、原料炭の輸入拡大は見込まれない。
8. インドでは、2021 年（1~9 月期）の一般炭輸入は前年同期比 3.1% 増だが 2019 年水準には回復していない。原料炭輸入は同 33.3% 増と急増。政府は 2030 年までにエネルギー需要の 50% を再生可能エネルギーで賄うとの目標を掲げているが、石炭利用の急激な削減には反対しており、国内炭の利用を重視する従来の政策は維持する。また、高品位の一般炭や原料炭については、当面は輸入を維持する見込み。
9. ベトナムやフィリピンで石炭火力発電所が新設されていること等から、東南アジア地域では当面は一般炭輸入の拡大が見込まれる。

◆ 本論文は、第 440 回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット 石炭グループマネージャー 研究主幹

供給動向

10. 豪州の石炭輸出は2015年以降3.9億トン前後で推移、2021年（1～9月期、以下同じ）は前年同期比1.7%減（従来約3割を占めていた中国向け輸出は2021年1月以降ゼロ）。その他主要国の2021年の輸出拡大はゆるやか。
11. 2020年後半以降の国際価格の上昇や、中国の豪州炭輸入禁止措置を背景に、特にインドネシアの一般炭輸出が拡大している。しかし同国の国内需要も旺盛なことから、輸出拡大のペースは鈍化する。豪州では炭鉱開発は次第に困難となることが予想され、ロシアは輸出意欲が高いものの輸送インフラの拡大に課題があることから、アジア市場への輸出拡大には限度がある等、全体的に供給拡大の可能性は限定的となっている。

2022年の温暖化政策の展望と課題◆

<報告要旨>

田上 貴彦*

国際動向

1. COP26の開催に向け、その期間中も含め、トルコ、ロシア、サウジアラビア、オーストラリアおよびインドがネットゼロ排出・カーボンニュートラル目標を発表した。これで、G20の全ての国がネットゼロ排出・カーボンニュートラル目標を発表したこととなった。
2. COP26では、パリ協定第6条に係る国際炭素市場のルールが採択され、炭素クレジットのダブルカウントを防ぎ、取引拡大を支える、パリ協定の詳細ルールの作成が完了した。また、2030年目標引き上げに関する作業計画の設定や年次閣僚級ラウンドテーブルの開始が決定された。気候資金については、2020～2025年に1000億ドルを調達するという現行の目標の後継となる、新共同数値目標を検討するための作業計画の設定や閣僚級対話の実施が決定された。
3. 2030年の目標水準に関しては、上述の毎年の目標引き上げの検討の他、5年ごとに行われるパリ協定の目標達成に向けた全体としての進捗評価（「グローバルストックテイク」）が2023年に予定されているが、その最初のプロセスも2022年に始まる。また、2020年の目標達成の事後チェックに向けても、先進国から2020年目標達成に係る隔年報告書が提出される。2022年には、これら2つの検討プロセスが同時に進められることとなる。

各国の政策の動向

4. 中国：中国共産党・国務院の「CO₂ピークアウト・ニュートラル作業に関する意見」で示された目標の達成のための政策・措置の具体化が注目される。
5. 米国：5550億ドルのクリーンエネルギー対策を含む社会政策・気候法案が上院で承認を得られるか、が鍵。承認されない場合にどのような政策・措置を採っていくのかもポイントになる。
6. EU：2030年目標達成のための政策・措置案について、欧州議会・閣僚理事会・欧州委員会間で行われる議論が重要に。
7. インド：エネルギーのガス・水素への移行がどのように実施されるのか、COP26で示した目標達成のための政策・措置の実施が注目される。
8. その他：ロシアや、インドネシア等の東南アジア諸国では、ネットゼロ排出・カーボンニュートラル目標が発表され、排出量取引制度・炭素税等のカーボンプライシングが実施予定または検討中である。EUの炭素国境調整メカニズム案への対応が、これらの動きの一つの背景となっている。世界的にカーボンプライシングがどのように実施・検討されていくか注目される。

日本の政策の動向

9. 2021年には、2030年度目標の引き上げに伴う地球温暖化対策計画の改正が行われた。2022年は、「必要に応じた」2030年度目標の再考・強化が行われるのか注目される。また、より具体的な政策・措置や、カーボンプライシングのあり方を検討していく必要がある。

◆ 本論文は、第440回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 環境ユニット 気候変動グループマネージャー 研究主幹

気候関係財務情報開示に係る動向

10. 10月14日、気候関係財務情報開示タスクフォース（TCFD）は、全ての組織が、自社の直接排出及び調達エネルギーによる間接排出以外の全ての間接排出となる「スコープ3」GHG排出量の情報開示を検討すべきとした。また、金融セクター等が情報開示すべき指標例として、ローンや投資によって資金提供されているGHG排出量を挙げた。今後、その適用が拡大していくと考えられるが、金額に対して排出量が大きくならざるを得ない経済活動が不適切な取扱いをされないよう対応していく必要がある。

2022年の内外再生可能エネルギー市場・水素の展望と課題◆

<報告要旨>

二宮 康司*

世界の再エネ発電量は2021~22年も8%/年程度増加

1. 2020年の世界の発電量は1%弱減少、他の電源が軒並み発電量を減少させたのとは対照的に、再エネ発電量は前年比6%増加した。同年の世界の再エネ発電量は7,440TWh（うち水力が4,300TWh）に達して、発電量に占める再エネのシェアは2019年の26%から28%に拡大した。
2. 2021年は電力需要全体が5%程度増加する中、再エネ発電量は前年比8%増加し、年間発電量は8,000TWhを超えると見られる。2022年についても引き続き同水準での増加が見込まれる。その結果、発電量に占める再エネシェアも2021年に29%、2022年には30%に接近すると見られる。但し、2021~22年に電力需要が想定以上に増加した場合、再エネ以外の発電量も増加することで再エネシェア拡大の鈍化可能性もある。

2021~22年は再エネ発電容量増加が一段と加速

3. 世界がCovid-19パンデミックの影響下にある中でも、2020年の世界の再エネ導入量は、過去最大だった2019年の180GW/年を大幅に上回る260GWと記録的な年となった。2021年~22年も、2020年を上回る水準の再エネ発電設備の導入が進む見込み。この背景には、主要国によるカーボンニュートラル宣言と再エネ導入計画、再エネ促進政策、PPA等民間企業による再エネ電気の調達拡大等の導入支援を支える市場環境が再エネ発電への投資意欲を高めている状況がある。
4. 再エネ発電容量の年間増加量に占める中国のシェアは2020年に初めて50%を越えた。中国では2060年カーボンニュートラルに向けて再エネ導入が一段と加速しており、2021~22年も世界の再エネ発電容量増加の約半分を中国一国が占めると見られる。特定国一国に再エネの発電設備供給と設置が著しく偏ることについて、中長期的観点でエネルギー安全保障上問題視する見方が今後広がる可能性がある。
5. 2021~22年は再エネ発電容量の年間増加量の6割を太陽光が占めるようになる。2010年代には風力から太陽光へと次第に再エネ拡大の市場構造が変化してきたが2020年以降は一段と太陽光拡大の流れが強まる時代となる。

日本の再エネ市場の動向

6. 2020年度は事業用太陽光発電の稼働が順調に推移し6GW近く導入されたが、2021年度はFIT認定量の減少に伴って稼働量も5GWへ減少傾向、2022年もFIP制度への移行の不透明感も相まって同水準にとどまる見通し。他方、陸上風力はFIT認定済み未稼働案件に運転開始期限と失効期限が新たに設定され、次第に稼働開始するため2021年以降導入量が大きく増加の可能性がある。但し、洋上風力は2022年までの短期市場では大きな増加はない。
7. 30MW以上の大型水力を除く再エネ発電容量は2022年度末には95GWに達し、この定義の再エネの2021年度の発電量は183TWhとなる。これに30MW以上の大型水力を含めると、2022年度の総発電量に占める再エネシェアは22.4%（水力8.2%、非水力14.2%）となる。
8. 第6次エネルギー基本計画において2030年度の再エネ導入量の電源構成における目標シェア36~38%が

◆ 本論文は、第440回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

新たに設定された。2020年125GWの再エネ発電容量（大型水力を含む）を2030年度200GW程度に増加させる必要があり、過去5年間の平均7.1GW/年を上回る7.5GW/年ペースでの再エネ導入の継続が求められる。目標達成如何は今後の政策効果に大きく依存する。

9. 日本の再エネに関する喫緊の課題としては、①2030年新目標に向けた再エネの大量導入の進め方、②依然として世界水準よりも高い再エネ発電コストの低減、③再エネ大量導入を可能とする系統制約の克服、④自然変動再エネのシェア増加を前提とした電力システムの柔軟性確保、の4点が挙げられる。特に④は、自然変動再エネのシェアが急速に増加している欧州をはじめとした世界の多くの国々で共通する緊急課題として対応策の開発と実施が進められている。
10. 2022年度からは一部の再エネ新規案件に対してFIP制度の適用が開始され、再エネ発電事業者にも自ら卸電力市場へ電力を販売し、計画値同時同量やインバランス負担が求められるようになる。再エネの市場統合に向けた一大転換点となる。

水素の動向

11. クリーン水素製造量は2022年までの短期では顕在化しないが、現在計画中のすべてのプロジェクトから見込まれる2030年の水素製造量は最大17Mt-H₂/年となる。内訳は、グリーン水素が8Mt-H₂/年、ブルー水素が9Mt-H₂/年である。
12. 水素国家戦略を策定した国は2021年時点13カ国で、今後数年で20カ国以上になる見込み。カーボンニュートラルに向けて、水素の役割の重要性に対する認識は世界的に広がりつつある。

世界と日本の原子力発電の展望◆

<報告要旨>

村上 朋子*

2022年の海外の原子力展望

1. フランス・マクロン大統領は2021年11月9日のテレビ演説で、数10年ぶりに国内で新規の原子炉建設を再開する考えを明らかにした。エネルギー価格上昇の中、原子力への注目は高まっている。
2. なお、フランス電力EDFがこのマクロン大統領発言を受けて新規建設計画を具体化する動きは2021年12月現在でまだ見られない。今後、具体的な計画が打ち出されるかどうかは今後の展開の鍵を握る。
3. 2021年に発電開始した世界の商業用原子力発電所は5基で、中国2基及びパキスタン・インド・UAE各1基と、いずれも非OECD国であった。中国では10基以上、インドでは5基、その他UAE・ロシア・韓国等でそれぞれ数基が建設中である。これらのうち数基は2022年中の発電開始が予想される一方、英国・米国・ドイツ等先進国において数基の停止が予想されており、世界全体での原子力発電設備容量は微増か現状維持程度であろう。
4. 国際原子力企業の中でその戦略や国際展開が注目されるのは、なんといってもロシアの国営原子力企業ロスアトムである。同社は、かつてはウラン精鉱や濃縮分野に主な強みを持ち、プラント技術の供給先もロシア国内か東欧や中国に限られていた。しかし、昨今では中東・アフリカや中南米等を含む世界30か国以上と商談をしているだけでなく、水素や高機能素材など原子力以外の分野にも事業開拓中である。継続的な新規建設経験を積んで技術力を着々と蓄積中のロスアトムは、先進国の原子力ベンダーが取り組んでいる再生可能エネルギーとの共存や水素製造などにもチャレンジしていくと見られる。今後の展開を注視したい。
5. 2021年12月2日、カナダの電気事業者Ontario Power Generation (OPG)は同社所有のDarlington原子力発電所内に新設する原子炉として、小型モジュール炉 (Small Modular Reactor) ”BWRX-300”を選定した。OPGは、BWRX-300のベンダー・GE日立ニュークリア・エナジー社をテクノロジー・パートナーとして、SMRの建設に向けた設計・エンジニアリングや計画立案、許認可手続きの実施準備等で協力する。カナダでは初となる商業用のSMRを2028年に完成させる予定である。

2022年の国内原子力展望

6. 2021年6月29日、関西電力美浜3号機が2011年以来約10年1か月ぶりに再稼働し、これで新規制基準のもとでの再稼働プラントは10基となった。美浜3号機は10月23日、特定重大事故等対処施設(特重)の経過措置期限を迎え停止したが、特重設備の完成と認可後、2022年中には再・再稼働の見通しである。
7. 2018年に再稼働を果たした大飯3/4号・玄海3/4号の4基も2022年中に特重の経過措置期限を迎えるが、これらのプラントではそのために停止する可能性は低いと考えられる。設置許可を取得済みのBWR4基のうち柏崎刈羽7号機及び東海第二については2022年度中の再稼働の可能性がある。
8. 高レベル放射性廃棄物最終処分場の選定プロセスの第1段階である「文献調査」が2020年11月に開始されて以来、1年余りが経過した。原子力発電環境整備機構(NUMO)による文献調査を実施中の北海道寿都町及び神恵内村では、これまでそれぞれ計4回の住民との「対話の場」を開催し、文献調査の成果について報告をしたり、出席した住民からの質問にNUMO職員が回答したりしており、成果は全てNUMOウェブサイト等で公開されている。

◆ 本論文は、第440回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 戦略研究ユニット 原子力グループマネージャー 研究主幹

9. これまでの調査では主に両地域の地層の年代や火山活動、鉱物資源等の情報が整理・蓄積されている。今後は引き続きそれらのデータの拡充を進めるとともに、最終処分場としての適性の評価を行い、その評価結果を自治体に提示して判断を仰ぎ、これに反してその先の概要調査に進むことはない。2022年には文献調査の結果がほぼ明らかになると期待されており、自治体の判断やそのプロセスに注目したい。

2022年の電気事業の展望と課題◆

<報告要旨>

小笠原 潤一*

日本の電力市場の競争状態

1. フ前日スポット取引の販売電力量に占める割合が3割に達し、前日スポット価格が発電設備の収益性および小売競争に大きな影響を及ぼすに至っている。本年1月の前日スポット価格の高騰以降、LNG輸入価格との連動性が高まっている。9月後半からLNG輸入価格の上昇を受けじわじわと前日スポット価格が上昇しており、今後とも注視が必要である。
2. 本年1月の前日スポット価格の高騰があったものの、新電力のシェアが上昇した地域も多い。ただし、足元の前日スポット価格の上昇もあり、スポット市場依存の高い新電力への影響が懸念される。また、足元のLNG価格の上昇により燃料費調整制度でも対応が難しい可能性があり、電気料金の値上げが課題となると考えられる。
3. 需要家の再エネ価値購入ニーズを踏まえ、非化石価値の取引市場を、再エネ価値取引市場(FIT非化石証書)と高度化法義務達成市場(非FIT非化石証書)へ分割する予定になっている。FIT非化石証書は再エネ価値を主張する上で要求されることのある「追加性」がなく、その価値の評価にあたっては、欧米における類似証書に関する議論の状況に注視が必要である。
4. 今年の冬の電力需給は厳冬時に最低限確保が必要な供給予備率3%を確保しているが、厳冬に追加的な要因が加わった場合には需給がタイト化する可能性がある。供給予備率の算定には10年に一度の厳気象に備えて確保される電源I¹が含まれており、非考慮の場合に東エリア・中西日本で予備率が3%を下回る見込みとなっている。今冬に向け、昨冬のkWh不足の経験を考慮し、米国北東部地域(ISO New EnglandやPJM)で行われている燃料確保状況の監視を通じて安定供給の確保に努めているが、引き続き節電等の注意喚起を進める必要がある。

安定供給

5. 2021年は世界各地で電力危機が発生した。熱波や寒波等に起因するものも多いが、安定供給を維持するための「余力」が低下しつつあることが影響していると考えられる。特に再生可能エネルギー発電の導入拡大が進む一方で出力低下が継続すると燃料不足に起因するkWh不足となるリスクも顕在化しつつあると言える。
6. 欧州では天然ガス価格の上昇により9月頃から前日スポット価格が高水準で推移しており、イギリスでは電力ガス小売会社の破綻や撤退が相次いでいる。フランスでは今冬にCovid-19の影響で原子力発電が停止するような場合には需給逼迫リスクがあるとされている。米国では欧州のようなスポット価格の高騰は起きていないが徐々にガス価格の上昇による影響が生じている。燃料価格の影響以外でも、再生可能エネルギー発電導入拡大で賦課金や送配電費用の増加により、電気料金が上昇している国が増加している。そのため太陽光発電の自家設置に経済性が生じる国・地域が増加している。
7. 再生可能エネルギー発電の導入拡大と卸電力価格の低迷により、従来型発電設備が減少トレンドとなった先進諸国が増えている。カリフォルニアISOでは今夏に8回節電要請が出された。今冬は信頼度機関であるNERCによると厳冬でテキサス州ERCOT、MISO及びSPPで需給ひっ迫リスクがあり、カリフォルニア

◆ 本論文は、第440回定例研究報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 電力・新エネルギーユニット 電力グループマネージャー 研究理事

州と ISO New England で天然ガス不足による需給ひっ迫リスク (kWh リスク) があると評価されている。

8. アジアでもシンガポールにおいて日平均で 100 円/kWh を超える日も複数記録している。12/2 には最高価格が 371.9 円/kWh に達した。これに伴い小売事業者の撤退が相次いでいる模様である。この背景には、2019 年の老朽ガス火力の大量廃止があり、これで需給ひっ迫に至った。電源構成の大半がガス火力であるため、ガス火力の新設は困難で追加供給力として輸入を検討している。我が国も低炭素化と整合する形での新規投資確保策を検討する必要がある。
9. 比較的系統規模が小さいテキサス州 ERCOT、アイルランド、イギリス及び北欧では慣性力と呼ばれる周波数を安定化させるための回転エネルギーを持つ同期発電機の能力が、非同期型（風力や太陽光等）の増加により減少したため、追加的な対策に取り組んでいる。イギリスでは周波数の不安定化が進んだが、2020 年 10 月に導入した即応型周波数応答により周波数変動が縮小した模様である。我が国も諸外国の対策を踏まえながら対策を検討する必要がある。

グリーンランド氷床融解が大西洋熱塩循環に及ぼす影響を 考慮した統合評価モデルによる気候変動の費用便益分析[◆]

A Cost Benefit Analysis of Climate Change with an Integrated Assessment Model Considering the Effects of Melting of Greenland Ice Sheet on Atlantic Meridional Overturning Circulation

大槻 貴司* 松尾 雄司** 森本 壮一***

Abstract

This paper presents a cost-benefit analysis of climate change with a focus on two tipping elements: melting of Greenland ice sheet (GIS) and collapse of Atlantic meridional overturning circulation (AMOC). We employ an integrated assessment model based on the DICE-2016R2 framework. Effects of melting GIS on AMOC are newly modeled. Simulation results show that the effects of GIS on AMOC largely increase the social cost of carbon and lower the optimal CO₂ emissions compared to the original DICE-2016R2. In a case with the GIS effects, the optimal global CO₂ emissions reaches zero by around the year 2090, much earlier than the original model, implying the role of low-carbon and negative emissions technologies to manage the impacts and risks of tipping elements. Estimated global average temperature rise in 2100 from the pre-industrial level is also lowered from 3.5 degrees Celsius in the original DICE-2016R2 to 3.2 degrees Celsius with the GIS effects. Our results support that tipping elements and these interactions would be important factors for designing long-term climate strategies.

Key words : Tipping Element, Greenland Ice Sheet, Atlantic Meridional Overturning Circulation, Integrated Assessment Model

1. 序論

気候変動への関心の高まりを受け、野心的な温室効果ガス (GHG) 削減目標が国際的に議論されている。第21回気候変動枠組条約締約国会議で採択されたパリ協定では、世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて2°Cより十分低く保ち、1.5°Cに抑える努力をする目標が掲げられた。2018年には気候変動に関する政府間パネル (IPCC) が1.5°C特別報告書¹⁾を公表し、世界平均気温は既におよそ1°C上昇したこと、そして、気温上昇を1.5°Cや2°Cに抑制するためには、それぞれ2050年頃や2075年頃までに世界の人為起源CO₂排出を正味ゼロにする必要があることを指摘した。更に、最近では我が国を含む世界120か国超の国々が2050年までのCO₂正味ゼロ排出化に賛同している²⁾。

脱炭素社会は人類が目指すべき姿の一つといえる。他方で、既に気温上昇がおよそ1°Cに達し、今後もある程度の上昇が見込まれる中、「人類はどの水準までの気温上昇を許容すべきか」、「どのようなGHG排出パスが社会にとって最適なのか」という視点も気候変動政策上重要と考えられる。このような検討には費用便益分析 (Cost Benefit Analysis: CBA) が用いられる。CBAとは気候変動の緩和費用と適応費用、そして適応しきれずに発生する被害額の3つを考慮した上で、それらの合計額を最小化する、もしくは人類の効用を最大化するようなGHG排出パスや気温水準を推計するものである。所与の排出削減目標に対して費用最適な社会像を提示する費用効果分析 (Cost Effectiveness Analysis) とは異なる点に注意されたい。CBAを行うモデルは統合評価モデル (Integrated Assessment Model: IAM) と呼ばれⁱ、DICE³⁾、FUND⁴⁾、PAGE⁵⁾等のモデルが開発されてきた。

◆ 本論文は、第37回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスの内容をもとに作成されたものである。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

** 客員研究員

*** 環境ユニット 気候変動グループ 主任研究員

i 費用効果分析と区別するため、費用便益型IAM (Cost Benefit IAM) と呼ばれることもある。

IAM の用途は最適パスの推計だけでなく、社会的炭素費用 (Social Cost of Carbon: SCC) の評価にも利用されている⁶⁾。

しかしながら、IAM による CBA や SCC 評価には批判も多い⁷⁾。ここでは頻繁に指摘される点を2つ挙げる。1点目は費用評価 (特に被害額の評価) における高い不確実性である。被害額の評価手法として物理プロセスモデル、構造経済モデル、経験モデル等ⁱⁱ⁾が開発されてきたが⁸⁾、気候変動の影響を網羅的に捉えることが難しい、貨幣価値換算が困難な要素が少なくない、等の課題がある。また、長期の費用評価においては割引率の課題もある。一般に将来の貨幣価値は割引かれて評価されるが、気候の分析は数百年先や数千年先に及ぶため、割引率の設定を高くすると将来の費用や経済影響が過小評価される恐れがある。更に、被害関数の形状に関する課題もある。例えば DICE では被害額を気温上昇の2乗の関数で推計する。この関数について、2.5°C付近までの比較的低い気温上昇の被害推計には妥当性がある一方、それより高い場合の被害は過小評価される可能性が指摘されている⁹⁾。これらの課題に対応するため、それぞれの手法について最新の科学的知見を基に想定やモデルを更新する試みが継続的に行われている¹⁰⁾¹¹⁾。

2点目の批判としては「Tipping element」の考慮についてである。近年、地球システムの中に不可逆かつ甚大な変化過程 (Tipping element) が存在する可能性が指摘されているが、それらを織込んだ被害推計は十分になされていない (第2.2節に記す通り、単独の Tipping element を考慮した CBA は存在する一方、複数の Tipping element の間における影響プロセスを考慮したものは少ない)。本研究ではこの点に着目し、Tipping elements のうち、グリーンランド氷床 (Greenland Ice Sheet: GIS) の融解が大西洋熱塩循環 (Atlantic Meridional Overturning Circulation: AMOC) に及ぼす影響のモデル化と分析を行った。この試みは CBA の精緻化や Tipping elements の影響に関する知見獲得に貢献すると思われる。

本論文は全5章で構成される。各章の概要は次の通りである。第2章では Tipping element (特に GIS や AMOC) の概要や既往研究を整理する。第3章では本論文で用いた DICE-2016R2 モデルや、GIS・AMOC のモデル化を記述する。第4章にて分析結果と考察を述べた後に、第5章で結論と今後の研究課題をまとめる。

2. Tipping element の概要及び既往の費用便益分析

2-1. Tipping element やグリーンランド氷床、大西洋熱塩循環の概要

地球の気候は従来、「平衡状態」にあったとされている¹²⁾¹³⁾¹⁴⁾。即ち、ある水準までの擾乱 (例えば大気中 CO₂ 濃度の上昇) はそれを打ち消す負のフィードバック効果によって相殺され、その結果として平衡状態から大きく逸脱することは妨げられていた。この一方、擾乱が一定水準を超えた場合、地球システムはむしろ正のフィードバックとして変化を加速する方向に働き、最終的には気温の高い新たな平衡状態に遷移する可能性が指摘されている¹⁴⁾。つまり、地球システムには鞍点 (もしくは Tipping point と呼ばれる臨界点) が存在し、その点を越えると状態遷移する可能性がある。Tipping point を生じさせるメカニズムは Tipping element と呼ばれ、アマゾン熱帯雨林の喪失や西南極氷床の崩壊、エルニーニョ・南方振動の頻発化、永久凍土の融解、そして、GIS の融解や AMOC の崩壊等が含まれる。これらのうち、GIS 融解が AMOC に及ぼす影響は比較的明らかと考えられることから (後述)、本研究にて取り上げた。

グリーンランドは世界最大の島である。日本の5.7倍の面積を有し、その約8割が氷床に覆われている (氷床面積は約170万 km² で、厚さは平均1.6km)。この氷床には世界の海水面を7m上昇させる程の淡水が蓄積されており、仮に全量融解した場合には世界の主要都市に甚大な影響が及ぶ。GIS 融解の影響は海面上昇のみに留まらず、大西洋への淡水流入による AMOC 弱体化や地表アルベド変化によるフィードバック効果も懸念される¹⁵⁾¹⁶⁾。

GIS は hysteresis 的な挙動を示すと考えられている。つまり、世界平均気温と氷床体積には一意の関係性がある

ii) 物理プロセスモデルは気候変動が引き起す影響・被害を、物理的なプロセスを具体的に記述して評価するモデルである。例えば、気温や湿度、CO₂濃度等の諸量が作物生産性に及ぼす影響を評価する「作物モデル」がある。構造経済モデルは気候変動と経済・市場挙動等の関係性を記述したモデルで、経済的影響の評価に用いられる。例えば、気候が労働生産性や冷暖房需要等へ及ぼす影響・被害・費用を推計できる。経験モデルは、過去データから、気象・気候変化と人間の生態学的応答等を記述したモデルである。例えば、曝露気温と死亡率の関係性を推定するために利用される。

るわけではなく、仮にグリーンランドの氷床が大量に融解した場合、その後、気温が低下してもそれに伴って氷床が直ちに再形成するわけではない。既往研究では 1~4°C 程度の気温上昇が GIS の臨界点と言われている¹⁷⁾。但し、GIS の融解は時間を要するため、臨界点を超える気温が直ちに全量融解に繋がるわけではないことに注意されたい。IPCC の第 5 次評価報告書¹⁶⁾では GIS の完全融解には千年以上要すること、そして、気温を下げれば再形成の方向に向かう可能性があることが述べられている。

次は AMOC の概要について記す。海洋の深層循環は、海水温と塩分による密度差によって駆動されており、熱塩循環と呼ばれる。AMOC では南部から北部に向けた表層流が存在し、それがグリーンランド沖において冷却され、重くなって底層まで沈んだ後、低層を移動しながら上昇して再び表層に戻る。この表層流は亜熱帯地域から北半球にむけて熱を運搬しており、北大西洋地域の温暖な気候に寄与しているとされる。GIS 融解が進んだ場合、淡水流入による塩分濃度低下 (= 密度低下) が熱延循環を弱め、それによって北大西洋地域の寒冷化及び亜熱帯地域の温暖化、更にはサイクロン強化、植生変化、河川流量変化等の広範な影響が生じることが懸念されている。AMOC 崩壊による寒冷化地域や度合いとして、北西欧州や米国東北部にて崩壊後数十年内に 2~3°C の気温低下が生じるとの分析事例¹⁸⁾が存在するが、文献によって幅があり、不確実性は高い¹⁹⁾。

AMOC の「強度」は単位時間あたりの海水移動量 (単位: Sv, 1Sv=10⁶m³/s) として定義され、既往研究では臨界点 (崩壊への閾値) の存在が示唆されている。例えば、ポツダム気候影響研究所の海洋・大気モデル CLIMBER-2 による解析¹⁹⁾では、「気温上昇に伴う淡水注入度変化率」(単位は Sv/°C、以下 h と表記) がある水準まで高まると、AMOC が急速に崩壊に向かう様子が示されている (当該文献¹⁹⁾の Fig.4)。なお、この h は GIS 融解に加えて、北極海氷融解といった他の要因による淡水注入も加味された集約的なパラメータである。同文献¹⁹⁾において h への GIS 寄与分は 0.002~0.01 Sv/°C と幅で想定されている。

2-2. Tipping element を考慮した費用便益分析と課題

Tipping element を CBA に組み込む試みは多数存在する。2016 年頃までの研究では Tipping element の発現有無 (オン・オフ) を確率的にモデル化し、動的計画法等を用いて分析したものが見られる。具体的には文献²⁰⁾は熱塩循環を、文献²¹⁾は西南極氷床を、文献²²⁾は GIS や AMOC、その他事象も併せて最適パス等を検討している。また、文献²³⁾は Tipping element を 3 種類 (炭素サイクルに影響するもの、放射強制力に影響するもの、直接被害をもたらすもの) に集約化し、こちらも動的計画法で分析を行った。他方で、近年は Tipping element の発現を「オン・オフ」の二分法ではなく、簡易的なプロセスとして記述する研究が見られる。例えば、AMOC²⁴⁾²⁵⁾や GIS¹⁷⁾、永久凍土からのメタン放出²⁶⁾²⁷⁾²⁸⁾等の検討例が挙げられる。

このように研究が進んできた一方、多くの CBA は単独の Tipping element を取扱うことが多く、複数の Tipping element 間の影響は捨象されてきた。前段落で挙げた既往研究のうち、文献²²⁾は多数の Tipping element 及び相互作用を考慮している。しかしながら、二分法的な定式化の下、相互影響のプロセスは明示化されていなかった。

3. モデル定式化

3-1. 概要

本研究では、GIS 融解及び AMOC 崩壊を DICE-2016R2 モデル³⁾に組み込み、最適パスへの影響を評価した。同モデルのソースコードは一般公開されており、これまで多数の研究にて利用されている²⁹⁾。DICE-2016R2 は GAMS で記述されているが、本研究では Python ベースのオープンソース最適化ソフトウェア Pyomo³⁰⁾に移植した。長期割引率や被害関数をはじめとする主要パラメータは DICE-2016R2 の値を利用している。

3-2. グリーンランド氷床 (GIS) のモデル化

GIS は Nordhaus¹⁷⁾を参考に定式化を行った。同文献¹⁷⁾は精緻な地球システムモデルの挙動を簡易的な等式で模擬することを試みている。具体的な数式としては「平衡氷床体積率 $V^*(t)$ 」の定義式 (式(1)) と「氷床体積率 $V(t)$ 」の変化に関する式 (式(2)) から構成される。 t は時点を表す添え字、式(1)の $T(t)$ は時点 t における世界平均気温上昇である。氷床体積は時点 t にて存在する GIS 体積を、平衡氷床体積は気温 T において GIS が平衡状態

となる体積を指す。これらを初期時点の氷床体積に対する比率で表したものを「氷床体積率 $V(t)$ 」や「平衡氷床体積率 $V^*(t)$ 」と呼び、それぞれ0と1の間の値をとる (DICE-2016R2の初期時点は2015年であり、 $V(2015)=1$ となる)。気温 T においてGISは $V(t)$ から平衡状態 $V^*(t)$ へ移行していくと仮定し、式(2)の通り、 $V(t)$ と $V^*(t)$ の差分から体積率変化をモデル化した。式(2)の sign は符号関数である。

$$V^*(t) = 1 - \alpha_1 T(t) \quad (1)$$

$$\frac{\Delta V(t)}{\Delta t} = \beta_1 \text{sign}(V^*(t) - V(t))(V^*(t) - V(t))^2 \quad (2)$$

式(1)~(2)のパラメータは Nordhaus¹⁷⁾を基に $\alpha_1=0.294$ 、 $\beta_1=0.000122$ と設定した。 α_1 の逆数はGISの平衡体積率がゼロとなる気温上昇 (GISが全量融解に向かう気温) であり、 $1 \div 0.294=3.4^\circ\text{C}$ と想定されている。氷床全量が融解した場合の世界の海水位上昇は7mとし、融解したGIS体積に比例して海水位上昇が進むと想定した。1mの海水位上昇に伴う経済被害は世界のGDPの1%とする¹⁷⁾。

ここで式(1)~(2)について留意点を3つ記す。1点目はNordhaus¹⁷⁾からの変更点についてである。Nordhaus¹⁷⁾は式(1)を逆にして氷床体積率から平衡気温を定義し、それを用いて氷床体積変化に関する式を記述しているが、本研究の手法は数学的に等価である (後述のAMOCの定式化と整合させるため、このように式の形を変更している)。

2点目はGISの挙動についてである。GISはhysteresis的な挙動を示すと考えられるが、Nordhaus¹⁷⁾は簡単のため、式(1)のように気温と体積の関係を線形・可逆的としている。この点についてNordhaus¹⁷⁾は線形・可逆的な定式化を採用しつつも、不可逆性や非線形性、hysteresisの要素を加味した場合も試算しており、これらの追加は最適解に大きな影響を及ぼさないことを確認している。本稿では取扱い易さの観点から、線形・可逆的な定式化を参照した。

3点目は式(1)~(2)の不確実性についてである。GISの挙動は複雑で未確定な部分が多い。精緻な地球システムモデルを用いた研究³⁰⁾においても、GIS融解やそれに伴う海面上昇の推計結果はモデル毎に大きく異なることが示唆されている。そのような中、Nordhaus¹⁷⁾はGISを簡易的に取扱うべく定式化を試みているが、この手法は今後の科学的知見に応じて改良していくべきものと考えられる。

3-3. 大西洋熱塩循環 (AMOC) のモデル化

AMOCについてもGISモデルの考え方¹⁷⁾を基に平衡状態 (式(3-1)~(3-2)) 及び強度率変化 (式(4)) を定式化した。式中の $X(t)$ は時点 t におけるAMOCの強度率 (初期時点強度に対する時点 t の強度の比率) を、 $X^*(t)$ は平衡強度率を示す。 $X(t)$ 及び $X^*(t)$ の初期時点値 (2015年値) は1となる。

AMOCの平衡強度率 $X^*(t)$ は世界平均気温 $T(t)$ に比例すると仮定した (式(3-1)及び(3-2)の右辺第2項までの部分)。この部分はGISの式(1)に相当する。そして、両式に第3項を追加することでAMOCの臨界点を超える前後の状態変化を模擬した。つまり、臨界点における強度率を X_{th} とすると、 $X(t)$ が減少した際に、依然として X_{th} を上回る場合 (臨界点を越えていない場合) には負のフィードバックが、対して X_{th} を下回る場合には正のフィードバックが働くように定式化している。AMOCの初期時点強度は文献¹⁹⁾を参考に20Sv、臨界点は10Svと想定した。同文献¹⁹⁾の解析結果 (Fig.4) では概ね10Svを境にAMOCが急速に弱化する傾向が窺えることから、本分析ではその値を臨界点とした。

$X^*(t) > X_{th}$ のとき：

$$X^*(t+1) = X^*(t) - \alpha_2(T(t+1) - T(t)) + \gamma_{up}(1 - X^*(t)) \quad (3-1)$$

$X^*(t) < X_{th}$ のとき：

$$X^*(t+1) = X^*(t) - \alpha_2(T(t+1) - T(t)) - \gamma_{down}X^*(t) \quad (3-2)$$

AMOC強度率 $X(t)$ の変化は式(4)の通り、平衡状態と強度率の差分に比例すると仮定した。そして、CLIMBER-2¹⁹⁾のAMOC解析結果を概ね再現するように最小二乗法によって式(3-1)~式(4)のパラメータを設定している (本モデルの再現性については付録Aを参照されたい)。

$$\frac{\Delta X(t)}{\Delta t} = \beta_2(X^*(t) - X(t)) \quad (4)$$

具体的な設定として α_2 は淡水注入度変化率 h (単位: Sv/°C) を用いて $\alpha_2 = ah + b$, $a = 1.67$, $b = 0.0517$ と定義し、その他のパラメータは $\beta_2 = 0.043$, $\gamma_{up} = 7.23 \times 10^{-6}$, $\gamma_{down} = 2.56 \times 10^{-6}$ とした。 h は式(5)の通り 3 つの要素の和とした。

$$h = h_{GIS} + h_{SI} + h_0 \quad (5)$$

h_{GIS} は GIS 融解が淡水注入度変化率に及ぼす影響、 h_{SI} は北極海氷融解の影響、そして、 h_0 はその他の影響を示す。GIS の影響 h_{GIS} の設定については後述する (第 3.4~3.5 節)。北極海氷及びその他の影響 (h_{SI} と h_0) は文献²⁵⁾の「標準ケース」を基に $h_{SI} = 0.0125$ Sv/°C、 $h_0 = 0.03$ Sv/°C とした。AMOC が臨界点を越えた場合の経済被害については世界 GDP の 3% とする²⁵⁾。

ところで、本研究のように AMOC の挙動を簡易的に定式化した事例として文献¹⁹⁾の「4 ボックスモデル」があるが、そこでは次の 2 点が仮定されている：① AMOC 強度は南北大西洋の海水温度差と塩分濃度差に比例 (同文献の式(1))、② 南北大西洋の海水温度差は世界平均気温上昇に比例 (同文献の式(25))。南北大西洋の塩分濃度差については、4 ボックスモデルの解析結果 (同文献の Fig.3e) を見ると海水温度上昇に対して概ね線形に反応しており、結果として同モデルでは世界平均気温上昇と AMOC 強度が比例に近い関係になっている。本研究は同文献の定式化を採用したわけではないが、世界平均気温と平衡強度率の比例関係を仮定した式(3-1)~(3-2)は本質的に類似すると考えられる。但し、GIS モデルの留意点と同様、AMOC の挙動の不確実性は高い点、そして、文献¹⁹⁾や本研究の定式化は AMOC を簡易的に取扱うことを目的としたものである点には注意されたい。本研究では精緻なモデルに整合するように調整を施しているもの (付録 A)、今後の研究の進展や知見の蓄積に応じて改良していくべきと考えられる。

3-4. GIS 融解が AMOC に及ぼす影響のモデル化

DICE-2016R2 (Tipping element を考慮しないオリジナルのモデル) の最適解における世界気温上昇は図 1a であり、それを基に第 3.2 節の定式化から氷床体積率 $V(t)$ を求めると図 1b が得られる (2015~2070 年を抜粋)。 $T(t)$ は直線傾向を示す一方で、 $V(t)$ の変化は加速度的に大きくなる様子が窺える。AMOC への淡水注入度 $H(t)$ (単位: Sv) は $V(t)$ の変化量に概ね比例すると考えられるが、仮にその場合、気温上昇による淡水注入度変化率も遡増することになる。第 3.3 節の h_{GIS} を定数とした場合は遡増傾向を捕捉できず、GIS から AMOC への影響評価が不十分となる可能性があった。

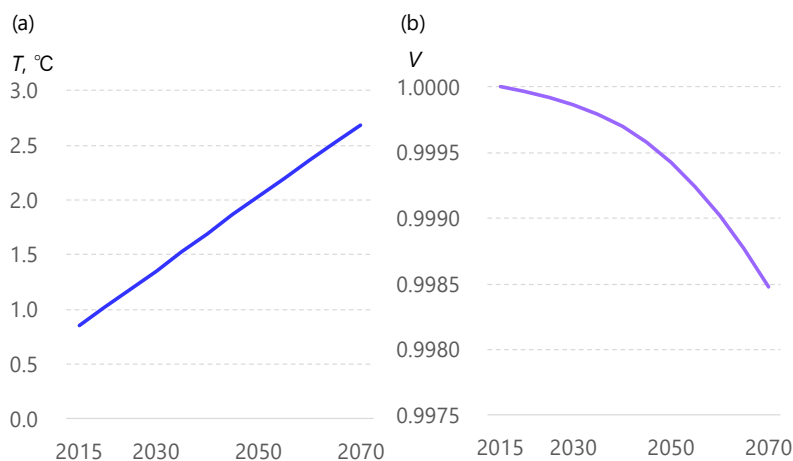


図 1 (a) DICE-2016R2 の最適パスにおける世界平均気温上昇、及び(b)それを基に推計した GIS 氷床体積率の変化
(注) 2015~2070 年のみ表示

この点を踏まえ、本研究では式(3-1)の平衡状態の定義式を式(6)~(8)のように拡張し、GISの融解状況とAMOCへの影響を記述した。式(3-1)と式(6)~(8)は等価である(詳細は付録B)。ここには記さないが式(3-2)についても同様とした。

$$X^*_1(t) = X^*(2015) - \alpha'_2(T(t) - T(2015)) - a(H(t) - H(2015)) \quad (6)$$

$$X^*_2(t+1) = X^*_2(t) + \gamma_{up}(1 - X^*(t)) \quad (7)$$

$$X^*(t) = X^*_1(t) + X^*_2(t) \quad (8)$$

式(6)は式(3-1)の右辺第2項に相当し、気温上昇による $X^*(t)$ の変化を示すものである。 $\alpha'_2 = a(h_0 + h_{sl}) + b$ と定義してGISの影響を除き、その代わりに最後の項でGIS体積から計算される淡水注入度 $H(t)$ を考慮する。 $T(2015)$ は初期時点(2015年)の世界平均気温上昇で 0.85°C とされている。 $H(2015)$ は弊所推計で 0.0006Sv とした(詳細は次段落)。 X^*_1 の初期時点値(つまり $X^*(2015)$)は1である。式(7)は式(3-1)の右辺第3項に示す臨界点付近の挙動を示す部分であり、この $X^*_2(t)$ の初期値は0とする。これらを加えた(8)に示す $X^*(t)$ が $X(t)$ の平衡状態を示す。

初期時点の淡水注入度 $H(2015)$ は次の手順で推計した。DICE-2016R2の最適解において初期時点(2015年)から次の時点(2020年)までの気温上昇は 0.17°C となり、この期間のGIS氷床体積は式(1)~(2)から 0.004% の減少と推計される(図1a-b)。GISには海面上昇7m分の淡水が蓄えられていることから、海洋面積を $3.6 \times 10^{14}\text{m}^2$ とすれば、5年間の融解量合計は $7\text{m} \times (3.6 \times 10^{14})\text{m}^2 \times 0.004\% = 9.6 \times 10^7\text{m}^3$ 、そして単位時間(秒)あたりの融解量は $(9.6 \times 10^7) \div (5\text{年} \times 1.6 \times 10^8\text{秒/年}) = 610\text{m}^3/\text{s} = 0.0006\text{Sv}$ と推計される。この値を初期時点値として設定した。

なお、DICE-2016R2の最適解の気温において2015年から 1°C 上昇するのは2045年頃である(図1a)。前段落と同様にGIS氷床体積率の変化(図1b)から淡水注入度 $H(t)$ を推計すると、この期間の淡水注入度は 0.0006Sv から 0.0024Sv へ増加し、 1°C 上昇あたりの変化率は $0.0024 - 0.0006 = 0.0018\text{Sv}/^\circ\text{C}$ と推計される。この値は前節の h_{GIS} に相当するものであり、以下「GISモデルの h_{GIS} 」と呼ぶ。文献¹⁹⁾でのGISの淡水注入度変化率は $0.002 \sim 0.01\text{Sv}/^\circ\text{C}$ と想定されているが、その下限値に近い値となっている。

3-5. 評価ケース

本研究ではDICE-2016R2にGISとAMOCの両者を追加し、次の4ケースを想定した。そして、GIS融解による淡水注入度の不確実性を踏まえ、各ケースにて5通り(0.002、0.004、…、 $0.01\text{Sv}/^\circ\text{C}$)の h_{GIS} を想定した。

ケースa: AMOCの被害のみを被害関数で考慮(AMOCの挙動は第3-3節の定式化を利用)

ケースb: GISの被害のみを被害関数で考慮

ケースc: GISとAMOCの両者を被害関数に組込むが、GISとAMOCの挙動は独立とする(GIS融解による淡水注入度変化率は定数として取り扱い、将来時点の融解量が淡水注入度に及ぼす影響は考慮しない。AMOCは第3-3節の定式化を利用)

ケースd: GISとAMOCの両者を被害関数に組み込み、かつ、GIS融解量と淡水注入度を整合させた(AMOCは第3-4節の定式化を利用)

ケースaではGISの被害が目的関数にて考慮されないため、実質的にGISを除いた分析とみなせる(GIS体積はモデル内で計算されるが、それが最適解には影響を及ぼさない)。ケースbは同様にAMOCを除いた分析とみなせる。

h_{GIS} の与え方について具体的に記すと、AMOCのみを考慮するケースaでは式(5)の h_{GIS} に上記5通りの定数を入力し、式(3-1)と(3-2)を用いて最適パスを求めた。GISのみ考慮するケースbでは「GISモデルの h_{GIS} 」を上記想定に一致させて分析を行った(式(1)~(2)から求められる氷床体積率 $V(t)$ の変化量を機械的に定数倍し、2015~45年の淡水注入度の変化が想定値に一致するようにした)。ケースcではケースa及びbの想定を合わせた。AMOCの挙動は式(5)の h_{GIS} に上記5通りの定数を入力して式(3-1)と(3-2)から計算し、GISについては「GISモデルの h_{GIS} 」を上記想定に一致させて分析を行っている。対してケースdでは「GISモデルの h_{GIS} 」を調整した上で、AMOCは式(6)~(8)で表現し、GISの体積変化から淡水注入を計算している。

4. 評価結果及び考察

4-1. 社会的炭素費用 (SCC)

各ケースにおける 2015 年の SCC を図 2 に示す。図中横軸は AMOC への淡水注入度の想定を、凡例の「TE なし」は Tipping element (TE) を考慮していない DICE-2016R2 の分析結果を指す。「TE なし」の 2015 年時点の SCC は 30.7 ドル/tCO₂ と評価された (以下、ドルは 2010 年価格の米ドルを指す)。ケース a~d は Tipping elements のモデル化により「TE なし」に比べて SCC が上昇している。AMOC を評価したケース a では h_{GIS} が低い場合には SCC への影響は限定的である一方、 h_{GIS} が増加するにつれて下に凸の曲線に従って上昇し、 $h_{GIS}=0.01$ では 32.8 ドル/tCO₂ と評価された。この非線形性は AMOC の臨界点—即ち、 h_{GIS} が低い場合には AMOC 崩壊のリスクも低いが、 h_{GIS} がある水準を超えるとリスクが急激に高まること—に因ると考えられる。他方、GIS のみ考慮したケース b では h_{GIS} の増加に対して直線的に SCC が増加した。GIS では臨界点を明示的に考慮していないことがグラフ形状に現れたと考えられる。ケース b の $h_{GIS}=0.01$ では 33.1 ドル/tCO₂ に達し、AMOC 崩壊よりも GIS 融解の影響被害が大きいことが示唆された。文献³²⁾と相反する結論であるが、これは h_{GIS} の想定が影響した可能性がある。当該文献³²⁾は GIS には低い h_{GIS} を、対して AMOC には遥かに高い h_{GIS} を想定しているが、本稿のように両者を整合させた場合には AMOC 崩壊より GIS 融解の影響が大きくなると考えられる。

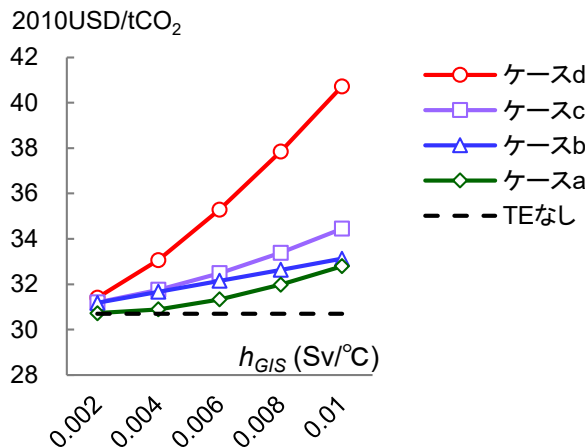


図 2 2015 年の社会的炭素費用 (SCC)

GIS から AMOC への影響を考慮しない場合 (ケース c) は、GIS 単体や AMOC 単体でモデル化したケースよりも SCC は上昇するものの、ケース a とケース b の単純合計よりは低くなる ($h_{GIS}=0.01$ Sv/°C で 34.4 ドル/tCO₂)。これは AMOC における臨界点の性質から理解できる。「TE なし」の最適パスでは将来のある時点で AMOC の臨界点を超える経路が最適となっており、AMOC を考慮した場合 (ケース a) では崩壊を回避できるまで排出削減を進めるパスが選択されている。これに対して、まず GIS を考慮して最適パスを求めた場合、「TE なし」に比べて排出量が少ないパスが最適となる。ここに AMOC を加えた場合、「TE なし」に AMOC を加えた場合よりも少ない追加的削減によって AMOC 崩壊を回避できる。このような背景から、GIS があるケース (ケース b) と AMOC・GIS を考慮したケース (ケース c) との差は、「TE なし」と AMOC のみを考慮したケース (ケース a) との差よりも小さくなる。

対照的に、GIS 融解量と AMOC への淡水注入度を整合させたケース d では SCC 上昇が顕著となった。 $h_{GIS}=0.01$ の場合は 40.7 ドル/tCO₂ まで上昇している。ケース a とケース d の差分 (GIS 融解及び AMOC への影響) は 7.9 ドル/tCO₂ となり、GIS 融解のみの評価結果 (ケース b と「TE なし」との差 2.4 ドル/tCO₂) の 3 倍以上にも及ぶ。Tipping element 間の影響は、単体での影響を考慮すること以上に重大な帰結をもたらすことがある。

4-2. CO₂の最適排出パス

各ケースにおける 2050 年の CO₂ 排出量を図 3 に示す。SCC と同様、GIS の影響（ケース b）は h_{GIS} に対してほぼ線形に現れるのに対し、AMOC の影響（ケース a）は非線形となった。但し、SCC の傾向とは異なり、 $h_{GIS}=0.01$ における GIS 考慮時（ケース b）の排出削減は AMOC 考慮時（ケース a）よりも小さい。ケース a の最適パスでは AMOC 崩壊を防ぐために比較的大きな排出削減を行うことが選択された一方、ケース b では少ない削減量に留め、ある程度の GIS 融解と被害発生を許容するような姿になっている。ケース d の変化については CO₂ 排出量の観点においても際立って大きい。Tipping element 間の影響を考慮することの重要性が示唆されている。

$h_{GIS}=0.01$ の条件下における 2150 年までの最適 CO₂ 排出

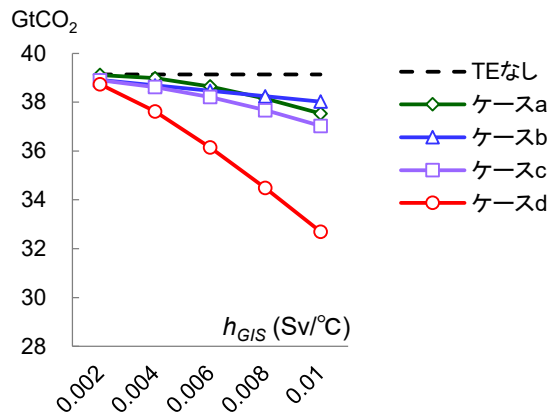


図 3 最適パスにおける 2050 年の CO₂ 排出量

パスを図 4 に示す。全てのケースの 2015 年~2020 年にて排出量が低下しているが、これは DICE-2016R2 モデルに見られる傾向である。「TE なし」の最適解では 2020 年以降に排出量は漸増し、2050 年には 39.1GtCO₂（2015 年比で+9.5%）まで増加する。対して、ケース a~c では GIS 融解や AMOC 崩壊のリスクを抑制するために排出パスが低下した。

GIS が AMOC に及ぼす影響を考慮したケース d の排出量は大きく低下した。2030~2050 年などの比較的近い将来に大幅な削減を進める姿とはならないものの（2050 年時点でも 2015 年比で-8.5%）、今世紀後半にかけては顕著な変化が窺える。例えば、2090 年の最適排出量はゼロに達した。これはケース a~c や「TE なし」に比べて 10~20 年程早い。Tipping element の相互影響による被害拡大を抑制するため、脱炭素技術の導入拡大が合理的となったと考えられる。

4-3. 気温変化と GIS 体積、AMOC 強度

図 5 に $h_{GIS}=0.01$ の条件下の各ケースにおける世界平均気温上昇を示す。「TE なし」の最適解では気温は 2100 年に 3.5°C、そして 2165 年頃に 4.1°C まで上昇し、以後緩やかに低下してゆく。ケース a~c では気温上昇はやや抑えられ、2100 年断面では約 3.4°C、ケース d では更に抑えられて 3.2°C と評価された。

これらのケースにおける GIS 体積と AMOC 強度を図 6 に示す。GIS の融解は長い時間を要する（図 6a）。2100~2150 年時点の融解量は各ケースにて大差はなく、2100 年時点の融解量は 2.2~2.3% 程度（海面上昇で 0.15~0.16m）と評価された。他方、2300 年といった超長期の時間軸では融解量に差が窺え、ケース d では GIS が比較的残存している（ケース a~c の 17% 程度の融解量に対して、ケース d では 14%）。

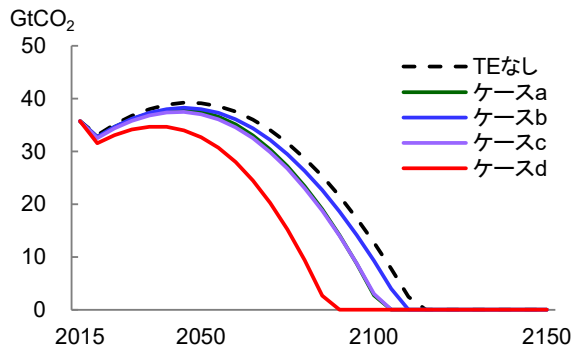


図4 世界のCO₂最適排出パス ($h_{GIS}=0.01$ の条件下)

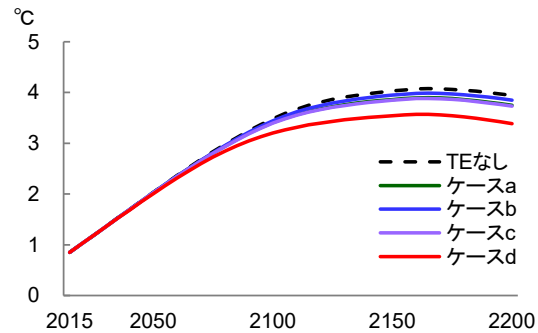
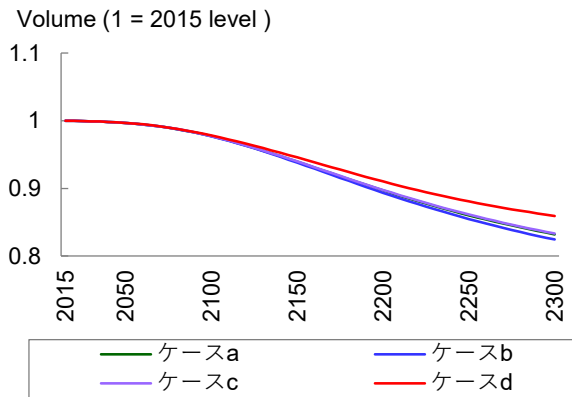
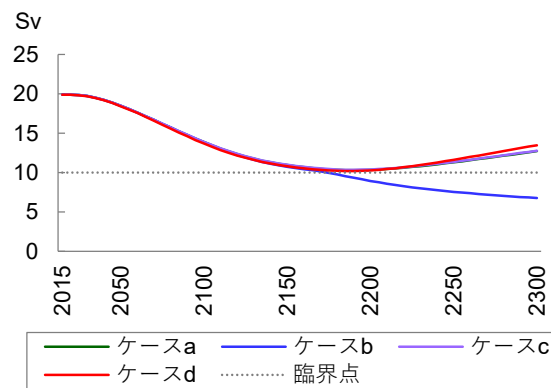


図5 2200年までの気温上昇 ($h_{GIS}=0.01$ の条件下)



(a) GIS 体積率



(b) AMOC 強度

図6 GIS 体積率と AMOC 強度 ($h_{GIS}=0.01$ の条件下)

AMOC は GIS よりも早い応答が見られ、被害を織込まないケース b では 2150 年以降に強度が臨界点を下回る様子が窺える (図 6b)。対して、AMOC 被害を考慮したケース a、c、d では崩壊を防ぐパスが最適となった。こちらについてもケース d の強度が長期的に若干高い水準となっている。

5. 結論

本研究ではグリーンランド氷床 (GIS) 及び大西洋熱塩循環 (AMOC) の挙動を DICE-2016R2 に組み込み、費用便益分析を行った。その結果、「GIS 融解が淡水注入度変化率に及ぼす影響 (h_{GIS})」が比較的高い場合には相互作用の影響が顕著となり、社会的炭素費用や最適 CO₂ 排出量に有意な影響を及ぼすことが分かった。Tipping element 間の影響やそれによる被害は今後の気候変動政策を検討する上で重要な要素であろう。GIS が AMOC に及ぼす影響を考慮した場合 (ケース d) の 2100 年はゼロ・エミッションが最適解となっている。Tipping elements の被害抑制やリスク管理の観点から、脱炭素もしくは負の排出を実現する技術の開発及び社会実装が今後重要といえる。

但し、本分析の想定や結果の不確実性には留意が必要である。例えば、GIS 融解による海面上昇の被害は 1m 上昇あたり世界 GDP 比 1%、AMOC 崩壊については同 3%と仮定したが、これらの被害想定は一意に定められるものではなく、不確実性の幅が大きいと考えられる。仮に本稿が被害を過小想定していた場合には、GHG 排出削減の強化及び気温上昇の抑制が最適解となりうる (他方で、本稿が被害を過大想定している可能性もある)。また、分析結果は被害関数や割引率の想定にも敏感であり、文献¹⁷⁾²²⁾によって最適気温上昇等の結果が大きく異なっている。更に、本分析では気温上昇が 4°C 付近に達するケースがあるが、第 1 章にて記したように、高い気温上昇時の被害関数の妥当性に関する懸念も存在する⁹⁾。分析結果の頑健性や実政策への応用といった観点からは依然として課題が多く、これらの想定に関する議論の深化が費用便益分析の今後の発展や応用において重要で

ある。

今後の研究課題として、GISやAMOC以外のTipping elementに関するモデル化や分析も進める必要がある。また、前段落の通り、分析結果は被害関数や割引率の想定に敏感であり、「負の排出」に貢献する技術の導入可能性、将来に向けた削減コストの低減といった様々な前提条件も結果に影響を及ぼす。これらの精査も必要となる。

参考文献

- 1) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); Summary for policymakers. In V. Masson-Delmotte et al. (Eds.), *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, (2018), World Meteorological Organization.
- 2) United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC); Climate Ambition Alliance: Net Zero 2050, <https://climateaction.unfccc.int/views/cooperative-initiative-details.html?id=94>, (アクセス日 2021.6.8)
- 3) W. Nordhaus, W; Projections and uncertainties about climate change in an era of minimal climate policies. *American Economic Journal: Economic Policy*, 10(3) (2018), pp.333–360.
<http://dx.doi.org/10.1257/pol.20170046>
- 4) S. Waldhoff, D. Anthoff, S. Rose and R.S.J. Tol; The marginal damage costs of different greenhouse gases: An application of FUND, *Economics: the Open-Access, Open-Assessment e-Journal*, 8(2014-31) (2014), pp.1-33. <http://dx.doi.org/10.5018/economics-ejournal.ja.2014-31>
- 5) C. Hope; The marginal impact of CO₂ from PAGE2002: An integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern, *Integrated Assessment*, 6(1) (2006), pp.19–56.
- 6) S. K. Rose, D. B. Diaz and G. J. Blanford; Understanding the social cost of carbon: A model diagnostic and inter-comparison study, *Climate Change Economics*, 8(2) (2017). 1750009,
<https://doi.org/10.1142/S2010007817500099>
- 7) D. Diaz and F. Moore; Quantifying the economic risks of climate change, *Nature Climate Change*, 7 (2017), pp.774-782. <https://doi.org/10.1038/nclimate3411>
- 8) National Academies of Sciences, Engineering, Medicine; Valuing climate damages: Updating estimation of the social cost of carbon dioxide, (2017), The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/24651>
- 9) M.L. Weitzman; GHG targets as insurance against catastrophic climate damages, *Journal of Public Economic Theory*, 14 (2), (2012), pp.221-244.
<https://doi.org/10.1111/j.1467-9779.2011.01539.x>
- 10) S. Hsiang, et al; Estimating economic damage from climate change in the United States. *Science*, 356(6345) (2017), pp.1362-1369. <https://doi.org/10.1126/science.aal4369>
- 11) J. Takakura et al.; Dependence of economic impacts of climate change on anthropogenically directed pathways, *Nature Climate Change*, 9 (2019), pp.737–741. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0578-6>
- 12) T. M. Lenton et al.; Tipping elements in the Earth's climate system, *PNAS*, 105(6) (2008), pp.1786-1793.
<https://doi.org/10.1073/pnas.0705414105>
- 13) R. E. Kopp et al.; Tipping elements and climate–economic shocks: Pathways toward integrated assessment, *Earth's Future*, 4(8) (2016), pp.346-372.
<https://doi.org/10.1002/2016EF000362>
- 14) W. Steffen et al.; Trajectories of the Earth System in the Anthropocene, *PNAS*, 115(33) (2018), pp.8252-8259. <https://doi.org/10.1073/pnas.1810141115>
- 15) C.J. van der Veen; Polar ice sheets and global sea level: how well can we predict the future?, *Global and*

Planetary Change, 32 (2002), pp.165-194. [https://doi.org/10.1016/S0921-8181\(01\)00140-0](https://doi.org/10.1016/S0921-8181(01)00140-0)

- 16) IPCC; Climatic Change 2013: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the IPCC (2013).
- 17) W. Nordhaus W; Economics of the disintegration of the Greenland ice sheet, PNAS, 116(25) (2019), pp.12261-12269. <https://doi.org/10.1073/pnas.1814990116>
- 18) S. Rahmstorf and A. Ganopolski; Long-Term Global Warming Scenarios Computed with an Efficient Coupled Climate Model, Climatic Change, 43 (1999), pp.353-367. <https://doi.org/10.1023/A:1005474526406>
- 19) K. Zickfeld, T. Slawig and S. Rahmstorf; A low-order model for the response of the Atlantic thermohaline circulation to climate change, Ocean Dynamics, 54 (2004), pp.8-26. <https://doi.org/10.1007/s10236-003-0054-7>
- 20) K. Keller, B. M. Bolker and D. Bradford; Uncertain climate thresholds and optimal economic growth. Journal of Environmental Economics and Management, 48(1) (2004), pp.723-741. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2003.10.003>
- 21) D. Diaz and K. Keller; A potential disintegration of the West Antarctic ice sheet: Implications for economic analyses of climate policy, American Economic Review, 106 (5) (2016), pp.607-11. <https://doi.org/10.1257/aer.p20161103>
- 22) Y. Cai, T. M. Lenton and T. S. Lontzek; Risk of multiple interacting tipping points should encourage rapid CO₂ emission reduction, Nature Climate Change, 6 (2016), pp.520-525. <https://doi.org/10.1038/nclimate2964>
- 23) D. Lemoine and C. P. Traeger; Economics of tipping the climate dominoes, Nature Climate Change, 6 (2016), pp.514-519. <https://doi.org/10.1038/nclimate2902>
- 24) D. Anthoff, F. Estrada and R. S. J. Tol; Shutting down the thermohaline circulation, American Economic Review, 106(5) (2016), pp.602-606. <https://doi.org/10.1257/aer.p20161102>
- 25) M. Belaia, Integrated assessment of climate tipping points, (2017). https://pure.mpg.de/rest/items/item_2472743_4/component/file_2472742/content (アクセス日 2020.8.30)
- 26) L. Kessler; Estimating the economic impact of the permafrost carbon feedback, Climate Change Economics, 8(02) (2017), pp.1-23. <https://doi.org/10.1142/S2010007817500087>
- 27) H. Wirths, J. Rathmann and P. Michaelis; The permafrost carbon feedback in DICE-2013R modeling and empirical results, Environmental Economics and Policy Studies, 20 (2018), pp.109-124. <https://doi.org/10.1007/s10018-017-0186-5>
- 28) D. Yumashev et al.; Climate policy implications of nonlinear decline of Arctic land permafrost and other cryosphere elements, Nature Communications, 10 (2019), 1900. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09863-x>
- 29) M. Hänsel et al.; Climate economics support for the UN climate targets, Nature Climate Change, 10 (2020), pp.781-789. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0833-x>
- 30) W. E. Hart, C. Laird, C. J.-P. Watson and D. L. Woodruff; Pyomo – Optimization Modeling in Python. Springer Optimization and Its Applications 67 (2017), Springer.
- 31) R. Bindshadler, et al.; Ice-sheet model sensitivities to environmental forcing and their use in projecting future sea level (the SeaRISE project), Journal of Glaciology, 59 (214), (2013), pp.195-224. <https://doi.org/10.3189/2013JoG12J125>
- 32) S. Dietz, J. Rising, T. Stoerk and G. Wagner; Tipping points in the climate system and the economics of climate change, (2020). <https://www.aeaweb.org/conference/2020/preliminary/paper/bSttrkyz> (アクセス日 2020.8.30)

33) H. Stommel; Thermohaline convection with two stable regimes of flow, *Tellus*, 13(2) (1961), pp.224-230.
<https://doi.org/10.1111/j.2153-3490.1961.tb00079.x>

付録A 第3.3節のAMOC定式化について

文献¹⁹⁾は海洋・大気モデル CLIMBER-2 を用いて、複数の淡水流入度変化率 h (0.013~0.06) に対する AMOC 応答を解析している。本稿の第3.3節の定式化にそれらの変化率を入力して AMOC の挙動をシミュレーションすると同図の結果を概ね再現できる (図7)。

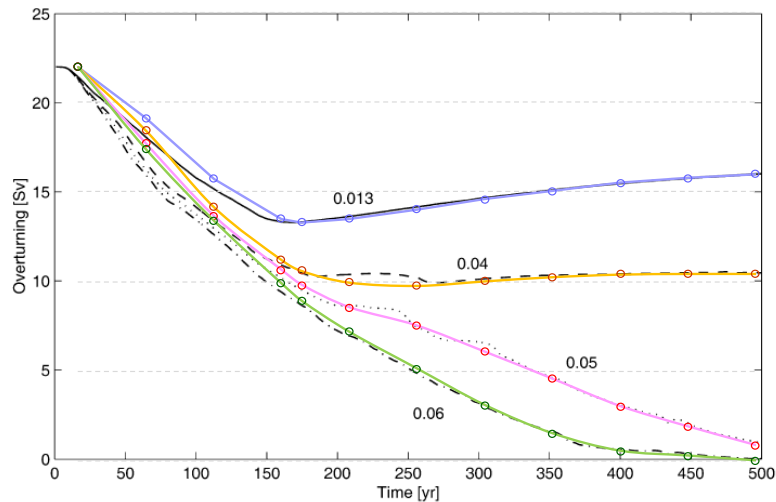


図7 AMOC強度に関するCLIMBER-2の解析結果と第3.3節のAMOCモデルの比較

(注) CLIMBER-2の解析結果 (図中黒色の実線や点線、一点鎖線) は文献¹⁹⁾の Fig.4 から引用。黒色以外の実線が本モデルの結果。

なお、AMOCは古典的には南北2つの海域を模擬した2ボックスモデル³³⁾によって挙動評価が行われてきた。他方、文献¹⁹⁾は4ボックスモデルを提示し、淡水注入度が増加した場合の臨界点を模擬し得ること (CLIMBER-2による精緻なAMOC解析結果を模擬し得ること) を主張している。しかしながら、その結果を著者らが精査すると4ボックスモデルはCLIMBER-2に比べて早い応答を示しているように窺える (当該文献の Fig.4 及び Fig.5)。そこで本研究では、文献¹⁹⁾が提案した4ボックスモデルではなく、その検証に用いられたCLIMBER-2の結果を参照してパラメータ設定 (第3.3節) を実施した。

付録B 式(6)-(8)の導出について

ここでは式(3-1)を式(6)~(8)に分割表現する際の考え方を示す。まず、式(3-1)は式(9)のように記述することができる。

$$X^*(t) = X^*(2015) - \alpha_2(T(t) - T(2015)) + \sum_{y=2015}^{t-1} \gamma_{up}(1 - X^*(y)) \tag{9}$$

ここで式(9)の右辺第1~2項を X^*_1 とする。第3.3節に記した通り $a_2 = ah + b = a(h_0 + h_{SI} + h_{GIS}) + b$ であるが、ここで $a(h_0 + h_{SI}) + b = a_2$ と置くと式(10)が導ける。

$$\begin{aligned} X^*_1(t) &= X^*(2015) - \alpha_2(T(t) - T(2015)) \\ &= X^*(2015) - \alpha'_2(T(t) - T(2015)) \\ &\quad - a(h_{GIS}T(t) - h_{GIS}T(2015)) \end{aligned} \tag{10}$$

式(10)の $h_{GIS} T(t)$ と $h_{GIS} T(2015)$ は、それぞれ、時点 t と初期時点における GIS からの淡水注入度 (単位: Sv) である。これらを H で置き換えたものが式(6)である。また、式(9)の右辺第3項を X^*_2 と置いたものが式(7)であり、式(9)の右辺は X^*_1 と X^*_2 の和 (式(8)) として表すことができる。

グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する分析

柴田 善朗* 關 思超** 吉田 昌登*** 中村 博子** 坂本 敏幸****

サマリー

我が国は 2050 年の脱炭素化に向けて水素が必要となるが、我が国国内の水素製造可能量が限定的と推察されることから、輸入水素の重要性が高まる。輸入水素には、潜在的な輸出国や水素製造源等、多様な組合せが考えられる。我が国はこれまで、豪州、ブルネイ、サウジアラビア等の国と、国際水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた調査・実証を行ってきており、現在も継続中である。また、アルゼンチンやロシア等とも二国間の対話を通じて将来の協力関係の強化を目指している。これらの国以外にも、例えばチリは、安価な再生可能エネルギー資源が豊富に賦存しており、我が国の水素輸入にとって有望な相手国になると期待できる。本研究では、我が国と潜在的な水素輸出国を結ぶ国際水素サプライチェーン全体の経済性とカーボンフットプリントを分析した。水素キャリアは、液化水素、メチルシクロヘキサン、アンモニアを検討した。潜在的な水素輸出国と水素製造源の組合せとしては、豪州、チリ、米国からのグリーン水素、豪州とサウジアラビアからのブルー水素を対象とした。

液化水素またはメチルシクロヘキサンを水素キャリアとして利用する場合は、チリからのグリーン水素がグリーン水素の中で最も経済的であり、2030 年に見込まれる水電解設備費を 1/2 水準まで低減することによって、ブルー水素の経済性に匹敵することが分かった。一方、水素キャリアにアンモニアを利用する場合は、サウジアラビアと豪州の天然ガスからのブルー水素の方が安価である。水電解設備費の低減と併せて、仮に\$100/t-CO₂の炭素価格の導入を想定すると、グリーン水素のカーボンフットプリントがブルー水素よりも小さいため、水素キャリアが液化水素またはメチルシクロヘキサンの場合は、チリのグリーン水素のブルー水素に対する優位性が高まる。ただし、水素キャリアがアンモニアの場合は、天然ガス由来のブルー水素の方が安価である。

グリーン水素サプライチェーンの経済性を更に改善するためには、グリーン水素製造コストの削減が求められる。例えば、太陽光発電と風力発電の出力の合成により水電解への入力電力を平滑化し設備利用率を向上させること、水電解を水素製造と併せてグリッドサービスにも利用することで対価を得ること等が考えられる。また、初期の水素長距離国際輸送方法としてアンモニアを水素キャリアとして選択する場合には、再エネの変動性に対応したグリーンアンモニア製造技術の更なる開発が求められる。一方で、現状、アンモニアが利用できる分野は発電や船舶用燃料等に限られる点に留意が必要である。脱炭素化に向けて鍵を握る産業部門や自動車部門で必要性が高まると考えられる水素の国外からの大量供給には、液化水素やメチルシクロヘキサンが期待される。

グリーン水素輸出国の観点からは、水素の輸出に加えて、国内の水素利用促進も取り組むべき課題である。世界的なカーボンニュートラルの流れにおいて輸出国でも脱炭素化に向けた取組みの強化が予想され、水素の利用が一つのオプションとなり得る。グリーン水素輸出国の国内において水素利用を促進することは、水電解、燃料電池、水素燃焼機器等の関連産業の発展にもつながる。また、水素によるエネルギーの長期貯蔵は蓄電池と比べて容易である点も重要な視点である。水素は季節をまたぐ貯蔵ができることから、基幹送電網と分断されている僻地等において、自然変動再エネをベースとしたエネルギー

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループマネージャー 研究主幹

** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

*** 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

**** 理事 環境ユニット担任

ギーシステムの構築に役立つ。水素の長期貯蔵は、国内のエネルギー安定供給やレジリエンスの強化にも貢献し、更にはエネルギーの備蓄の機能も有することから、エネルギーセキュリティの改善にもつながることにより着目すべきである。

我が国にとっては、輸入水素に関して、経済性以外の重要な視点はエネルギーセキュリティである。脱炭素化の議論の高まりによって、しばしば軽視されがちであるが、エネルギーのほぼ全量を国外に依存するわが国にとって、エネルギーセキュリティの改善は非常に重要なテーマである。現在我が国が化石燃料を輸入している国から水素を輸入することになると、我が国のエネルギーセキュリティは改善されない点に注意が必要である。この観点から、グリーン水素は、我が国のエネルギー輸入の多様化・分散化を通じてエネルギーセキュリティの改善に貢献する。例えば、チリのグリーン水素は、経済性に優れているのみならず、エネルギー輸入の分散化にも貢献すると同時に、アジア太平洋地域に位置することから中東地域やシーレーンに関する地政学的リスクを回避することができる。日本とチリまでの長距離は水素輸送コスト増大の懸念を抱かせるかもしれないが、本分析では、輸送コストの距離依存度は小さく、サプライチェーン全体のコストに与える影響は限定的であることが示された。

我が国と水素輸出国との水素サプライチェーン構築や水素の国内利用拡大の実現のためには、両国間の協力関係の構築・強化が必須となる。両国の政府間の対話、学界、産業界、金融界等からのより多くのステークホルダーを交えた議論の深化、これらに基づくビジネスマッチングによって、具体的なビジネスへの道筋が開かれる。また、我が国と水素輸出国の両国間の協力関係を他国へ展開することで、将来的には、国際的な水素・アンモニア市場の形成にもつながるかもしれない。

1. 背景と目的

日本がどのように水素を調達すべきかという近年の議論は東日本大震災から1年経った2012年に遡る。当時、原子力発電の事故や早期の再生可能エネルギー導入拡大に対する障壁によって、電力の脱炭素化をどのように進めるかという課題に直面していた。以来、我が国は、国外からの安価な水素調達に向けた取組みを強化してきた。近年、我が国政府や民間企業は、石油・ガス産出国からのブルー水素輸入に向けた議論を重ねてきた。昨秋の菅首相の2050年カーボンニュートラル宣言により、我が国の水素輸入に対する重要性は更に高まりつつある。

現在のところブルー水素は安価であると見なされている。しかしながら、ブルー水素には本来的な課題がある。例えば、カーボンフットプリントはグリーン水素よりも大きい、化石燃料利用に対する国際的な圧力が高まりつつある、現在の石油・ガス輸出国からブルー水素を輸入することになれば我が国のエネルギーセキュリティは改善されない等である。このような課題に対応することができるグリーン水素にはメリットがあると考えられる。例えば、再エネ資源に恵まれているチリは、非常に安価なグリーン水素を供給できる可能性を持っている¹と同時に、オーストラリアや米国と同様にアジア太平洋地域に属しており、石油・ガス産出国への過度な依存を回避しつつ、水素輸入源の分散化と言う観点から、我が国のエネルギーセキュリティ改善に貢献することができる。

本研究は、将来的なグリーン水素供給国と我が国を結ぶサプライチェーンの経済性とカーボンフットプリントを明らかにしつつ、ブルー水素との比較に基づき、メリットと課題を議論する。

2. 分析対象と方法論

グリーン水素の生産源は太陽光発電と風力発電とする。グリーン水素生産国は、チリ、オーストラリア、米国とする。ブルー水素の生産源は天然ガスと石炭、生産国はサウジアラビアとオーストラリアを想定する(表1)。

¹ “The Future of Hydrogen”, IEA, 2019

表 1. 水素輸出国と水素製造源

	輸出国	水素源
グリーン水素	チリ 豪州 米国	太陽光発電、風力発電 太陽光発電、風力発電 太陽光発電、風力発電
ブルー水素	サウジアラビア 豪州	天然ガス 天然ガス、石炭

注：アンモニアを含む

輸出国から我が国への水素サプライチェーンにおいては、水素製造、輸出国国内の水素輸送（水素パイプライン）、水素から水素キャリアへの変換、輸出港、国際輸送、日本における輸入港、水素への再変換を対象とする。水素キャリアは、液化水素（LH₂）、メチルシクロヘキサン（MCH）、アンモニア（NH₃）を検討する。MCHとNH₃には水素への再変換が必要とする（各々、脱水素、クラッキング）。一方で、NH₃に関しては、水素キャリアのみならず、石炭火力との混焼や100%NH₃の発電用燃料としても期待されていることから、水素への再変換が不要な場合も検討する。

また、NH₃製造については、二つのケースを想定する。NH₃製造にグリーン水素若しくは石炭+CCSのブルー水素が用いられる場合は、水素製造とアンモニア合成（Haber-Boschプロセス）は個別のプロセスとして扱う（図1）。一方、天然ガスがNH₃製造に利用される場合は、広く使われている成熟した技術であり、水素製造とNH₃合成が統合されているシステムとする（図2）。

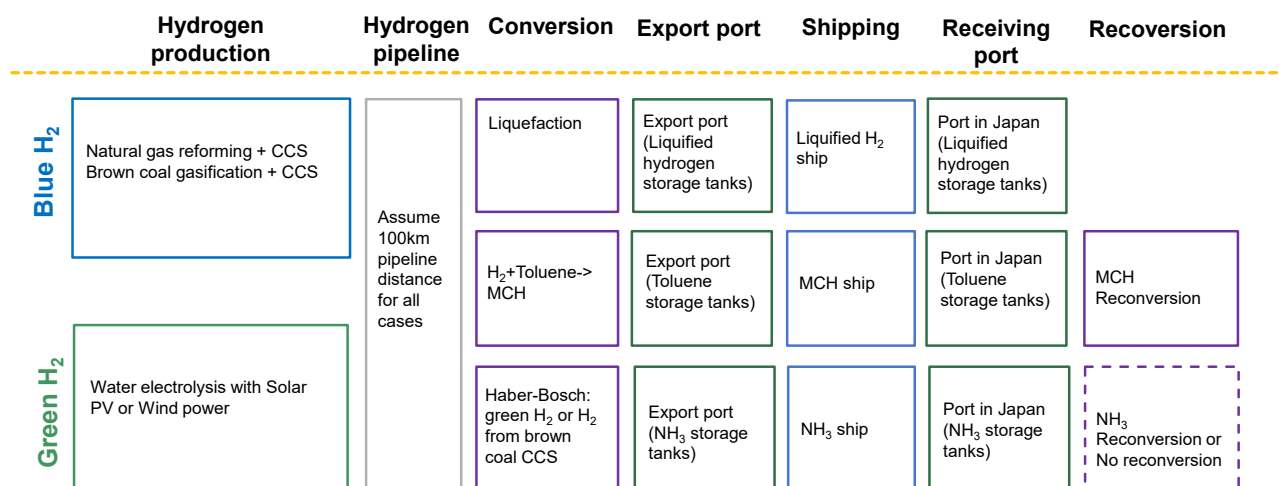


図 1. 水素サプライチェーン



図 2. 天然ガス由来ブルーアンモニアサプライチェーン

経済性と GHG 排出量 (CO₂ 換算) を複数の水素サプライチェーンの間で比較するために、全てのサプライチェーンにおいて同じ水素製造量を設定した (22.5 万トン : 1GW の水素専焼ガスタービン火力発電の年間消費量に相当)。また、2030 年を評価対象年とする。

水素サプライチェーンのコストは多様なファクターから影響を受けるが、サプライチェーンのプロセスごとのエンジニアリング的な詳細については、本研究のスコープに含まれるものではない。プロセス全体について、妥当と思われる想定を置くことで分析を行っている。したがって、本研究で示される数値は、一定の仮定の下での一つの可能なケースを示すものであって、実際の将来のサプライチェーンの経済性や GHG 排出量は、本分析結果と異なる絵姿を示す可能性がある。しかしながら、想定は IEA (International Energy Agency) や政府の調査研究等の信頼性の高いソースに基づいている。

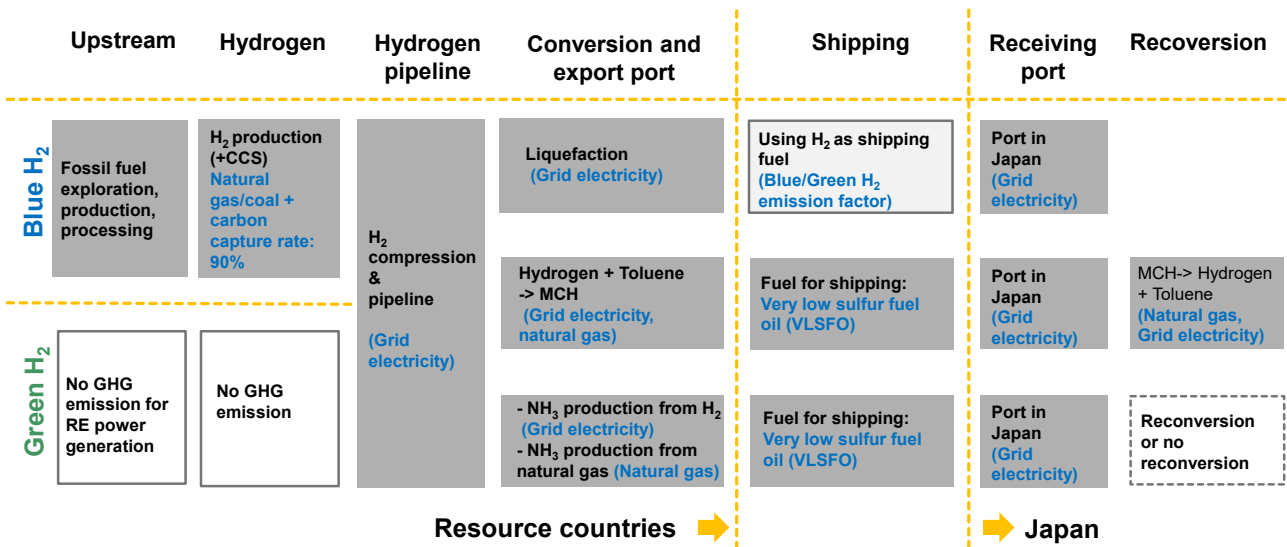


図 3. 水素サプライチェーンと GHG 排出量評価フローと排出源

本研究では、水素サプライチェーン全体での GHG 排出量を特定する (図 3)。各プロセスへ投入されるエネルギーからの GHG 排出量のみを対象とし、構成設備・機器の製造における GHG 排出を含むライフサイクル評価ではない。一方、化石燃料生産におけるメタン漏洩等の GHG 排出は含まれている。

3. 分析結果から得られる示唆

第 2 章で示した方法に基づき、日本までの水素の供給コスト (\$/kg-H₂) とカーボンフットプリント (kg-CO₂eq/kg-H₂) をサプライチェーンの間で比較する。

ブルー水素の製造技術は既に成熟した技術であり今後のコスト削減余地は小さいが、一方、グリーン水素製造に必要な水電解にはコスト削減余地が大きいと考えられることから、水電解の設備費については、Base Case で\$700/kW、Low Electrolyzer Cost Case で\$336/kW の二つのケースを設定した (現在は\$900/kW)。また、カーボンフットプリントがサプライチェーンの経済性に与える影響を見るために、Low Electrolyzer Cost Case に対して炭素価格を踏まえたケースも検討した。

3-1. 水素サプライチェーンの経済性

図 4 に水素サプライチェーンのコストを示す。日本の需要側に供給する最終製品を同一とすることによって異なる水素キャリアを同等に比較するために、NH₃については水素への分解プロセスも含めている。

まず、水素キャリアが LH₂ の場合を見ると、Base Case において、グリーン水素サプライチェーンの中ではチ

りの風力 (Chile_Wind : \$4.8/kg-H₂) が最も競争力が高い。続いてチリの太陽光 (Chile_PV : \$5.1/kg-H₂) となる。チリの風力由来グリーン水素は、豪州のブルー水素 (AUS_gasCCS と AUS_CoalCCS : \$4.8~4.9/kg-H₂) と競合できるが、サウジアラビアからのブルー水素 (Saudi_GasCCS) が最も安価 (\$4.1/kg-H₂) である。水電解の設備費をおよそ半分に低減できれば (Low Electrolyzer Cost Case)、チリのグリーン水素 (Chile_Wind と Chile_PV) は\$4.5/kg-H₂まで抑制することができ、豪州のブルー水素よりも安価になる。一方で、サウジアラビアのブルー水素よりはまだ高い。

水電解の設備費の低減によってグリーン水素サプライチェーンの経済性は向上し、豪州の太陽光由来グリーン水素 (AUS_PV) も豪州のブルー水素より安価になる。しかしながら、水電解の設備費に対するグリーン水素製造コストの感度は、再エネの設備利用率から影響を受ける点に留意が必要である。再エネの設備利用率が高いほど、水電解の設備費低減による水素製造コスト削減効果は小さくなる。

水素キャリアがMCHの場合のサプライチェーンの間の経済性の相対関係は、LH₂の場合と大きな違いは見られない。一方、NH₃が水素キャリアの場合は、チリからのグリーン水素のコストは、Low Electrolyzer Cost Caseにおいても\$3.7~3.8/kg-H₂と、サウジアラビアのブルー水素 (Saudi_GasCCS: \$2.8/kg-H₂) や豪州からのブルー水素 (AUS_GasCCS: \$3.3/kg-H₂) よりも高い。これは、天然ガスからのブルーアンモニアの製造は、原料天然ガスの投入からアンモニアの生成までの一連のプロセスが統合的に最適化された成熟技術であり、水素製造とアンモニア生成が分離されるグリーンアンモニア製造や石炭からのブルーアンモニア製造よりも、生産コストを抑制できることに起因する。

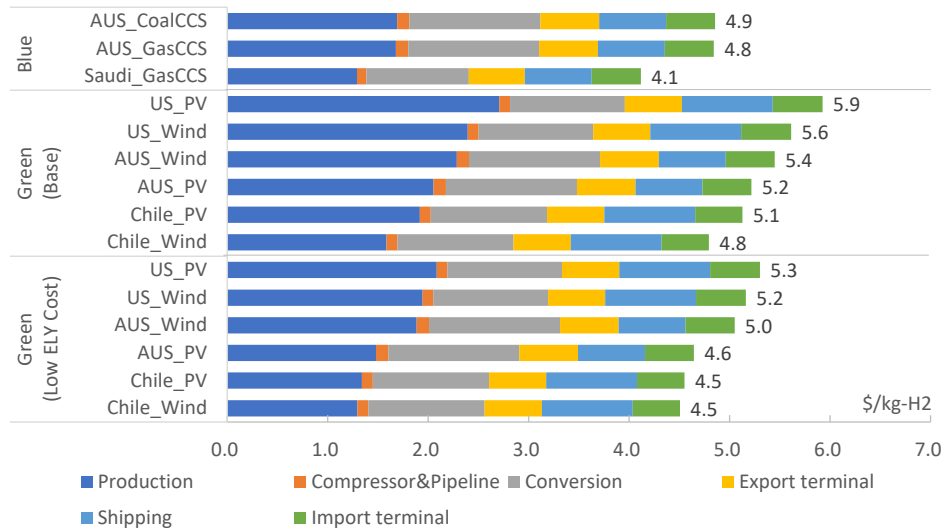
グリーン水素における水素キャリア間の比較については、再水素化プロセスを踏まえても、キャリア合成と海上輸送コストが安価であることが影響し、MCH (Base Case で\$3.7/kg-H₂~4.8/kg-H₂、Low Electrolyzer Cost Case で\$3.4/kg-H₂~4.2/kg-H₂ for the) が最も競争力のあるオプションとなった。

アンモニアが直接発電用途 (石炭火力との混焼やアンモニア専焼ガスタービン²) に利用される場合は、輸入港でのアンモニアの水素への分解プロセスが不要となることから、サプライチェーンのコストは削減される。図5にアンモニア直接利用の場合のアンモニアサプライチェーンのコストを示す。最も安価なグリーンアンモニアはLow Electrolyzer Cost Caseにおけるチリの風力と太陽光由来の\$2.9/kg-H₂ (Chile_wind と Chile_PV) で、豪州の石炭由来のブルーアンモニア (AUS_coalCCS) よりも安価であるが、天然ガス由来のブルーアンモニア (AUS_gasCCS と Saudi_gasCCS) よりも高い。

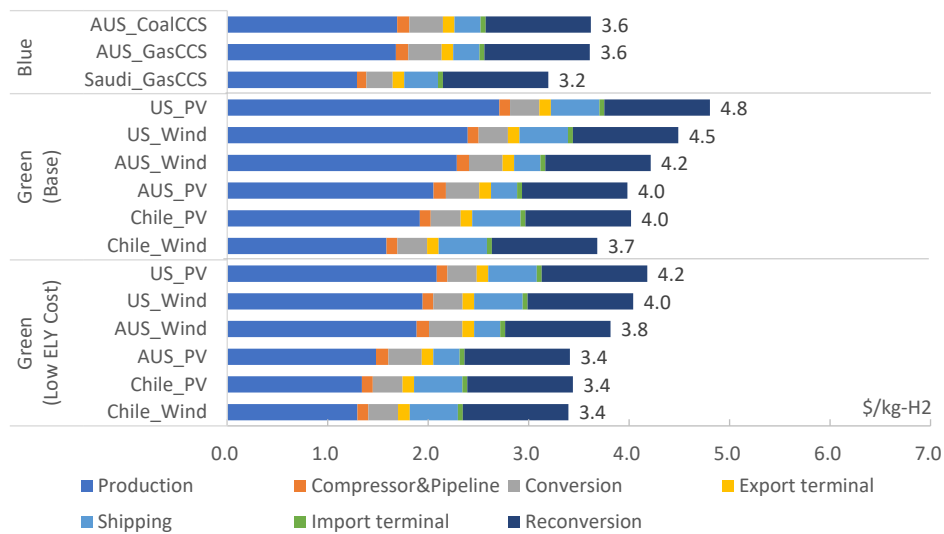
国際輸送コストに着目すると、チリと米国が豪州やサウジアラビアと比較して日本から遠距離に位置するが、サプライチェーン全体のコストに占める国際輸送コストの割合は小さく、輸送距離の長さは大きなデメリットにならないことがわかる。

² アンモニア専焼ガスタービンには多様な形態があるが、ガスタービンの排熱でアンモニアを水素に分解しガスタービンに水素を投入する水素専焼タービンも期待されている。

LH₂



MCH



NH₃

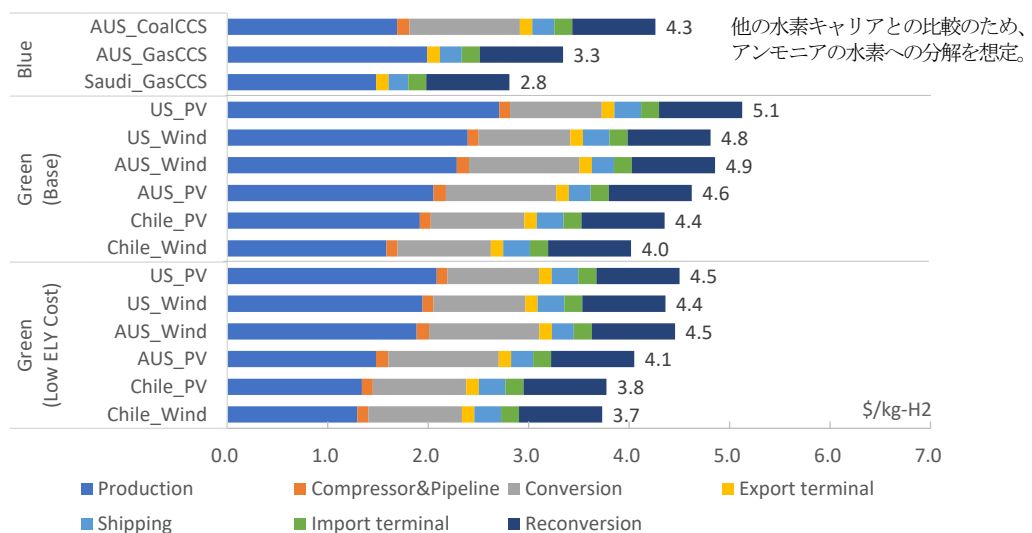


図 4. 水素サプライチェーンコスト

注：“Base”はBase Case、“Low ELY Cost”はLow Electrolyzer Cost Caseを指す。

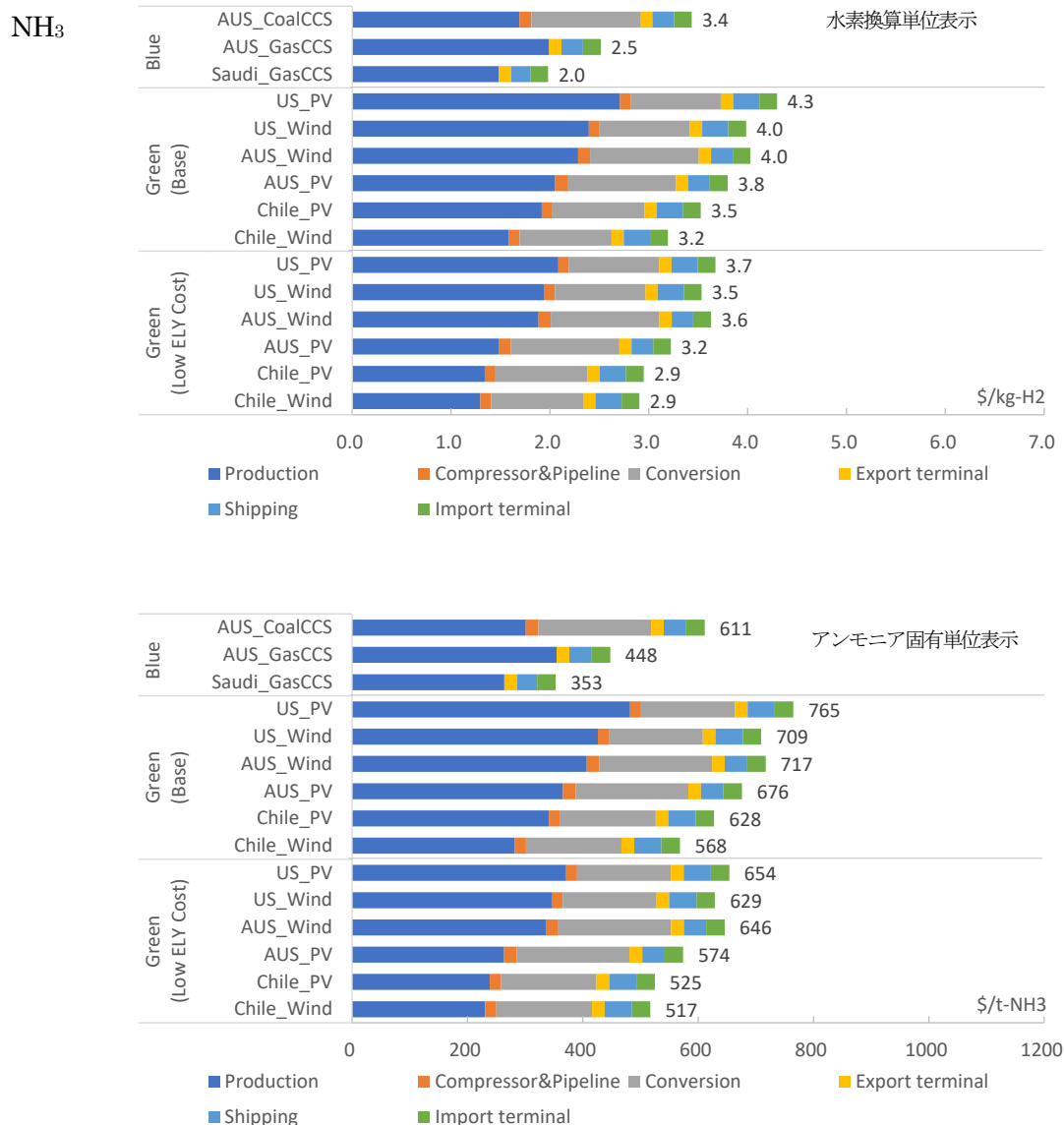


図 5.アンモニアサプライチェーンコスト（アンモニア分解無し）

注：“Base”はBase Case、“Low ELY Cost”はLow Electrolyzer Cost Caseを指す。

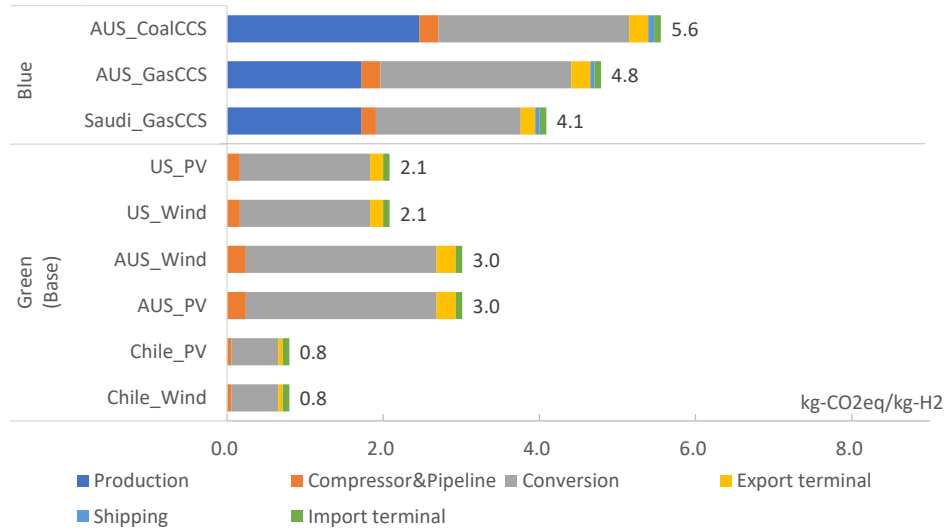
3-2. カーボンフットプリントを踏まえた水素サプライチェーンの経済性

各サプライチェーンのカーボンフットプリントを図6に示す。水素製造プロセスにおいては、グリーン水素のGHG排出量はブルー水素よりも極めて小さい。一方で、サプライチェーン全体で見ると、水素キャリアへの変換プロセスに必要な電力や熱の投入も踏まえないといけない。本研究では、水素キャリアへの変換プロセスに投入される電力は系統から調達するものと想定した。したがって、例えばチリ等の電力のCO₂排出係数³の低い国ほど、水素キャリアへの変換プロセスからのCO₂排出量は少なくなる。また、ブルー水素・アンモニア製造のCCS（二酸化炭素回収貯留）率を90%と想定している。

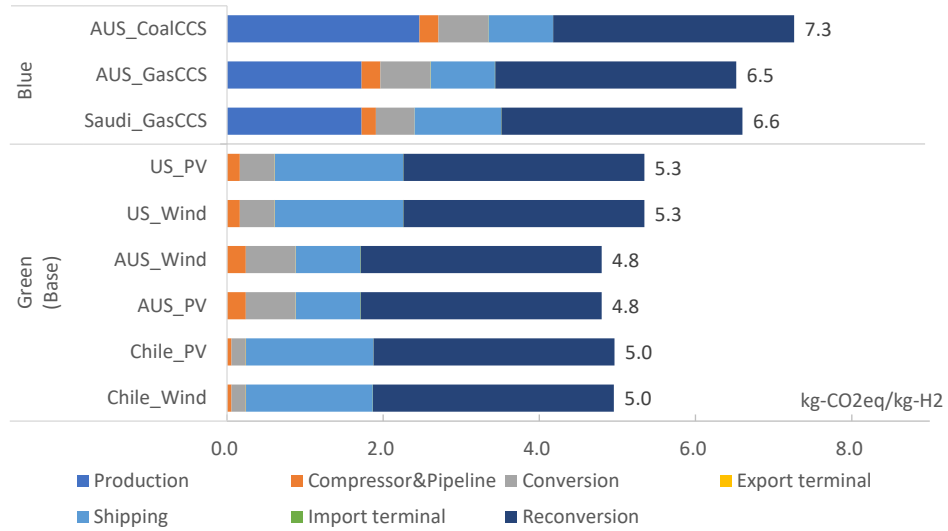
水素キャリア間を比較すると、LH₂のカーボンフットプリントが最も小さい。これは、国際輸送において他の水素キャリア船は重油を利用するが液化水素船は水素を利用すること、液化水素は日本での再水素化が不要であることが大きな要因である。アンモニアについては、分解が不要な場合はカーボンフットプリントが減少する。

³ 系統電力のCO₂排出係数は、各国政府公表資料に基づく2030年断面での電源構成から推計した。

LH₂



MCH



NH₃

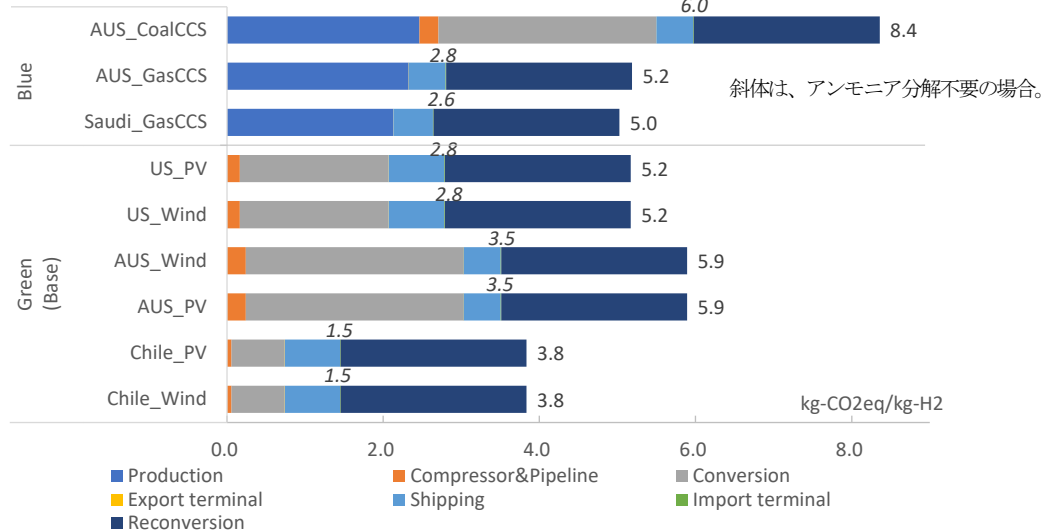


図 6. 水素サプライチェーンにおけるカーボンフットプリント (GHG 排出量)

GHG 排出評価においては、化石燃料資源の開発・生産における漏洩 GHG も含めている。ただし、各国の信頼性の高い情報は得られないことから、米国における石炭開発とガス開発・生産・精製における漏洩 GHG 排出係数の平均値を他国にも適用した。米国の漏洩 GHG 排出係数は、環境保護庁 (U.S. Environmental Protection Agency) の報告書⁴、ガス統計⁵、石炭統計⁶に基づき算出した。実際には、化石燃料資源上流からの漏洩 GHG は個別ケースに依存することから、詳細な情報の把握による正確な分析は今後の課題である。

カーボンニュートラルに向けた取組みを強化する中でカーボンプライスを検討する国も増加しており、水素サプライチェーンにおける GHG 排出はコストになる可能性も考えられる。水素サプライチェーンの経済性に与えるカーボンプライスの影響を見ることを目的に、仮に\$100/t-CO₂のカーボンプライスが課せられる場合を想定し⁷、サプライチェーンのコストを計算した結果を図7 (水素) と図8 (アンモニア) に示す。グリーン水素とブルー水素共にコストは上昇するが、ブルー水素の上昇幅の方が大きい。水素キャリアが LH₂ と MCH の場合は、Low Electrolyzer Cost Case においてチリからのグリーン水素 (Chile_Wind と Chile_PV) は、サウジアラビアからのブルー水素 (Saudi_gasCCS) と競合できるようになる。一方、水素キャリアが NH₃ の場合は、サウジアラビアと豪州の天然ガス由来のブルーアンモニアのほうが安価である。

⁴ United States Environmental Protection Agency, Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2019, https://www.epa.gov/sites/default/files/2021-04/documents/us-ghg-inventory-2021-main-text.pdf?VersionId=wEy8wQuGrWS8Ef_hSLXH1kYwKs4.ZaU

⁵ Natural gas production data from U.S. Energy Information Administration (EIA): https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FPD_mmcf_a.htm

⁶ Coal production data is also in the same EPA report

⁷ 日本のカーボンプライスに関する政策決定について、本研究のスタンスは中立である。\$100/t-CO₂という価格水準は、カーボンプライスがサプライチェーンの経済性に与える影響を見るために想定したものであり、政策的な意図はない。

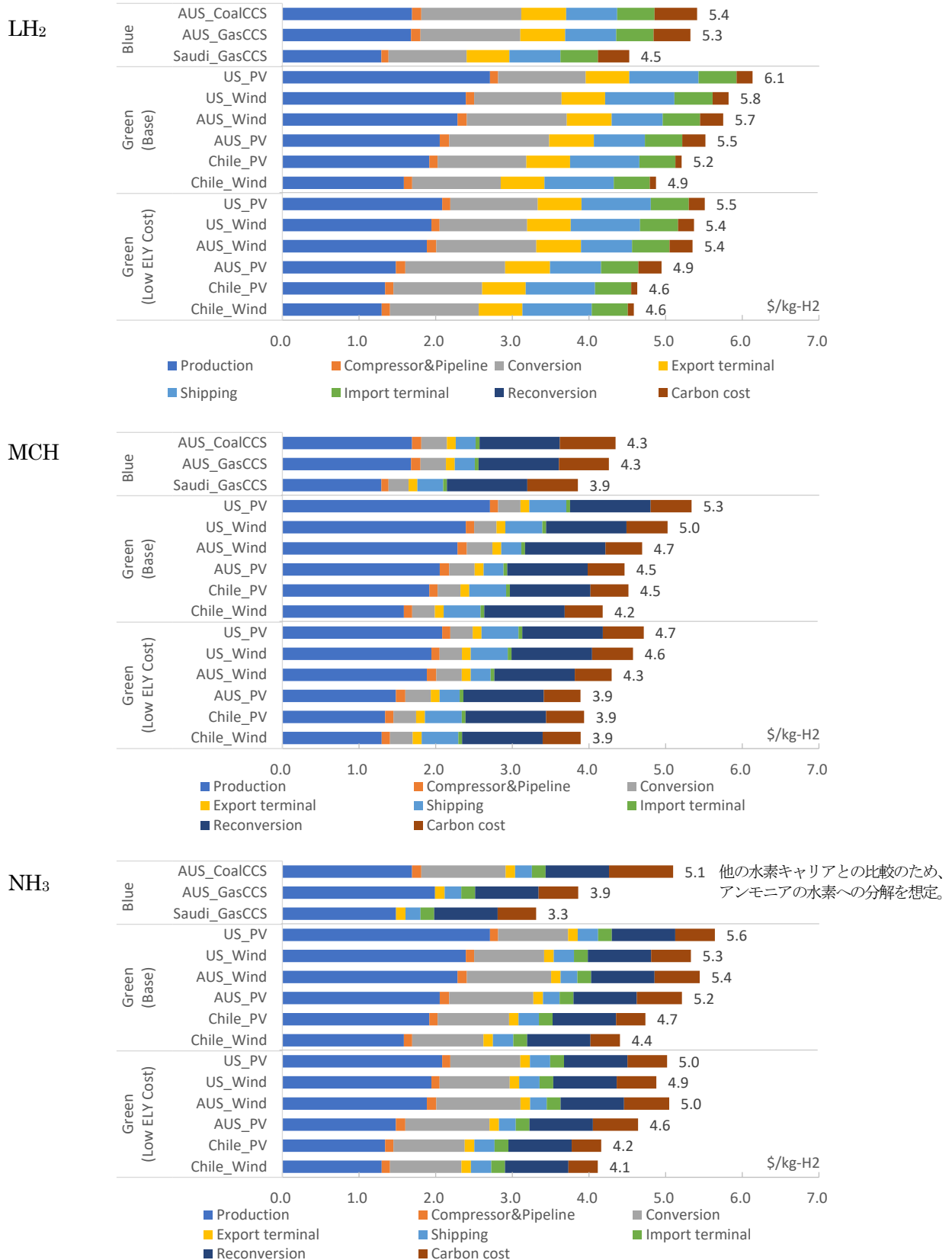


図 7. 炭素価格を含む水素サプライチェーンコスト

注：\$100/t-CO₂の炭素化価格を想定。

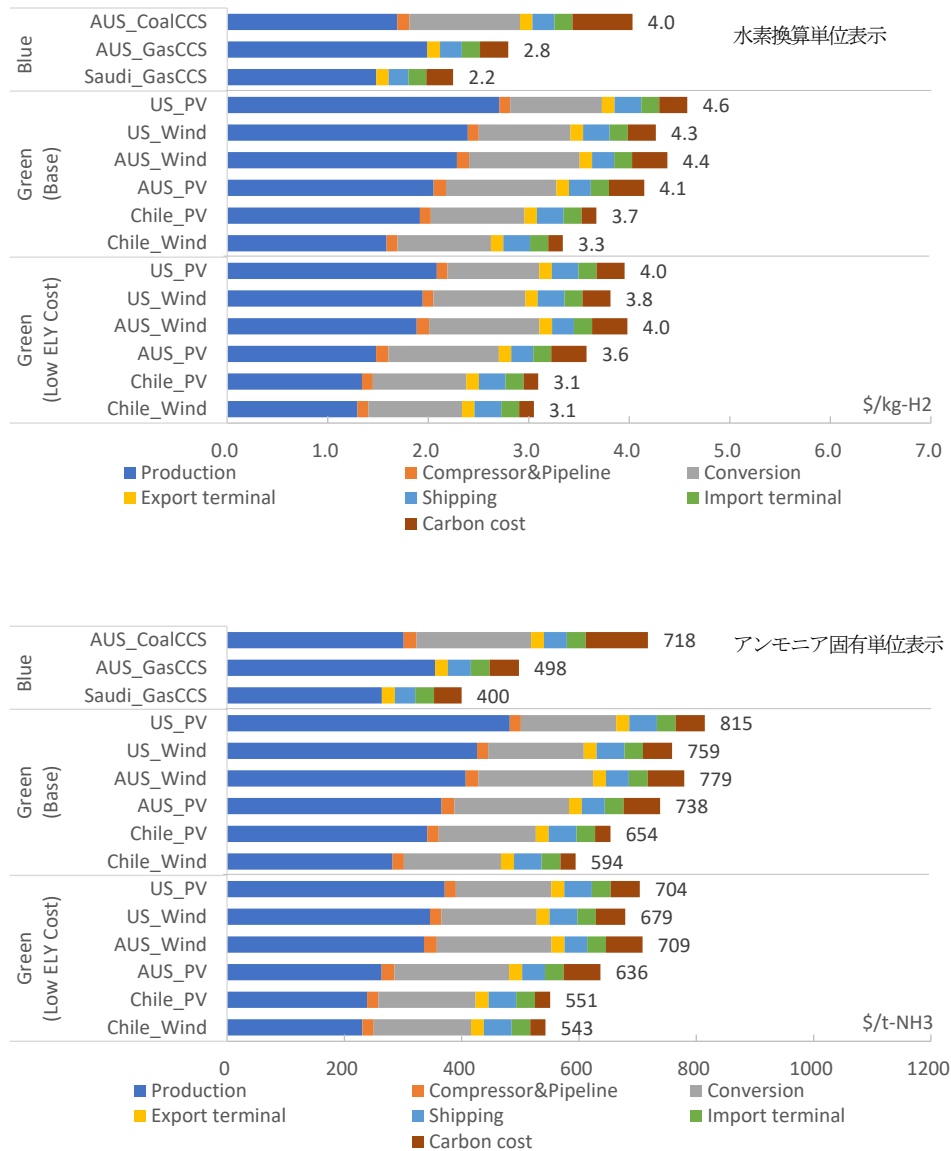


図 8. 炭素価格を含むアンモニアサプライチェーンコスト（アンモニア分解無し）

注：\$100/t-CO₂の炭素化価格を想定。

3-3. 分析における課題

本研究において想定した条件（Appendix 参照）には不確実性があることには留意が必要である。例えば、ブルー水素・アンモニア製造の GHG 排出量と経済性分析においては、CCS による CO₂ 回収貯留率を一律 90% と想定している。ブルー水素製造時の 90% の CO₂ 回収貯留率は、天然ガスの水蒸気改質では現実的な水準と見られているが、一方、天然ガスからのブルーアンモニア製造プロセス全体においては、現状では、CO₂ 回収貯留率は 50%～60% とされている⁸。したがって、90% の CO₂ 回収貯留率をブルーアンモニア製造に対しては楽観的で、90% の CO₂ 回収貯留率を適用させるとコストは増加する可能性がある。一方、グリーンアンモニア製造においてはブルーアンモニアと同様のプロセスを想定しているが、大規模で定格運転が基本の現在のアンモニア製造プロセスを、入力変動する自然変動再エネからのグリーン水素に適用させるためには、バッファタンクの設置や新たな技術開発によるコスト増も考えられる。これらの点については、将来的な技術開発の動向を踏まえつつ、

⁸ ブルーアンモニア製造プロセス全体からの CO₂ 排出のうち、70% が主要プロセスからの高濃度の CO₂ 排出であり、残りの 30% は分散的・低濃度の排出と言われている。したがって、90% の CO₂ 分離回収率を主要プロセスに適用すると、全体での CO₂ 回収率は約 60% となる。

分析に反映させることが今後の課題である。

4. グリーン水素サプライチェーン構築に向けた提言

4-1. 日本の水素需要の見込み

「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」⁹⁾において、我が国は2030年に300万トン、2050年に2000万トンの水素需要の創出を目指す¹⁰⁾。運輸部門ではトラック等の商用車や船舶に対する導入、発電部門では定置用燃料電池や小規模水素ガスタービンの導入に続き、大規模水素サプライチェーンの構築に伴い大規模水素発電の導入を見込む。また、産業部門での水素利用も想定されている。

水素大規模利用までの移行期においては、まずアンモニアの既存石炭火力への混焼としての利用が見込まれ¹¹⁾、中部地方で実証試験が2025年頃まで行われることが予定されている。短期的には、我が国は発電用燃料としてのアンモニアの輸入が必要となるであろう。産業、業務、家庭部門においては、熱需要での化石燃料からの水素へのシフトも考えられ、産業部門での水素バーナやボイラ、業務・家庭部門での定置用燃料電池の普及も見込まれる。水素の配送には、新たな水素インフラの建設や、水素を合成メタンに変換し既存都市ガスインフラを利用することも考えられる。国内水素製造ポテンシャルは限定的と考えられていることから、これらの水素需要に対応するために輸入水素重要性が高まるであろう。

ただし、我が国にとって輸入水素は重要であるが、現在我が国が化石燃料を輸入している国から水素を輸入することになると、我が国のエネルギーセキュリティは改善されない点に注意が必要である。この観点から、例えばチリからのグリーン水素輸入は、輸入源の多様化・分散化を通じたエネルギーセキュリティの改善効果があり、非常に重要な役割がある。特に、アジア太平洋地域に位置するチリは、中東地域やシーレーンに関する地政学的リスクを回避することができる。日本とチリまでの長距離は水素輸送コスト増大の懸念を抱かせるかもしれないが、本分析では、輸送コストの距離依存度は小さく、サプライチェーン全体のコストに与える影響は限定的であることが示された。

グリーン水素のキャリアについて見ると、本分析では、メチルシクロヘキサンが最も経済的なオプションとなったが、アンモニアの水素への分解が不要な場合はアンモニアが最も安価となる。しかしながら、アンモニアの利用先は発電や船舶用燃料等に限定される点には留意が必要である。実際、我が国は、毒性を有するアンモニアの集中管理が可能な発電所で利用、特に石炭火力との混焼を目指している。アンモニアを産業部門の熱需要や燃料電池等のその他の多様な分散の用途に利用するためには、アンモニアの水素への分解プロセスが必要となり、コスト増要因となる。アンモニアは初期の水素サプライチェーンの構築に貢献するものの、我が国は多様な部門で水素を必要としており、これらの用途向けには、メチルシクロヘキサンや液化水素も期待される。水素キャリアの選択には、水素の用途、需要箇所、配送インフラ等を包括的に捉えた議論が求められる。

4-2. グリーン水素輸出国における水素利用の促進

本分析結果に基づく、グリーン水素の輸入コストは我が国の目標¹²⁾である2030年に30円/Nm³-H₂¹³⁾、以降20円/Nm³-H₂¹⁴⁾よりも高い。水素の国際輸送に係るコストの削減は我が国のLH₂やMCHの技術開発に依るところが大きいし、また、アンモニア輸送に係る技術は成熟している。したがって、我が国の目標達成には、輸出国におけるグリーン水素製造コストの更なる削減が求められる。

水電解によるグリーン水素製造コスト削減に向けたポイントは、水電解への入力電力を如何に平滑化するか、水電解を水素製造と併せてどのようにグリッドサービスプロバイダーとして活用するかにある。本研究では、グ

⁹⁾ https://www.meti.go.jp/english/press/2020/pdf/1225_001b.pdf

¹⁰⁾ 水素需要は、大規模発電で500~1000万トン、燃料電池自動車で600万トン、製鉄で700万トン。

¹¹⁾ 例えば、電力会社の全ての石炭火力に20%のアンモニア混焼が導入されると、電力部門の10%のCO₂排出が削減される。

¹²⁾ 水素・燃料電池戦略ロードマップ(2019年)、水素・燃料電池戦略協議会
(https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf)

¹³⁾ USD3/kg-H₂ = USD0.47/kg-NH₃

¹⁴⁾ USD2/kg-H₂ = USD0.31/kg-NH₃

リーン水素・アンモニア製造用の太陽光発電と風力発電を個別に扱った。しかしながら、実際には、太陽光発電と風力発電の合成出力を水電解に投入することで水電解の設備利用率を向上させ、水素製造コストを削減する方策が考えられる。そのためには、地理的立地を踏まえて最適な発電出力パターンを生み出すような太陽光発電と風力発電の組合せを特定する必要がある。他のオプションとしては、系統電力を水電解に投入することで水電解の設備利用率を向上させる方策もある。これは、電力調達価格と設備利用率の二つのファクターに基づき水電解運転パターンを最適化することで、水素製造コストを最小化する手法である。卸電力価格が安価な時間帯つまり再エネの割合が多い時間帯に水電解を高稼働させ、高価な時間帯に低稼働させることで、再エネ電力の利用を最大化しつつ水素製造コストを最小化する。製造される水素のカーボンフットプリントは系統電力のCO₂排出係数に依存するが、系統電力の脱炭素化が進めば、カーボンフットプリントを削減することができる。また、デマンドレスポンス機能を通じて水電解を電力需給調整に利用する考えもある。そうすることで、水電解が対価を得ることができ、水素製造コストを抑制できる。

これらの対策に加えて、グリーン水素製造コスト削減に向けては、水電解の技術開発のみならず、市場拡大が必要である。市場拡大には、グリーン水素輸出国国内での水素利用の拡大も重要なファクターである。国内での水素利用は脱炭素化に貢献することから、産業、運輸、民生部門等における水素利用の拡大を目指すことで、水電解の大量生産を通じて設備費の低減につながる。そのためには、水素関連技術への投資を呼び込むことも必要で、例えば水素関連ロードマップを作成し政策の方向性を明確に示すことが重要であろう。

また、水素によるエネルギーの長期貯蔵は蓄電池と比べて容易である点を忘れてはいけない。水素は季節をまたぐ貯蔵ができることから、基幹送電網と分断されている僻地等において、自然変動再エネをベースとしたエネルギーシステムの構築に役立つ。水素の長期貯蔵は、国内のエネルギー安定供給やレジリエンスの強化にも貢献し、更にはエネルギーの備蓄の機能を有することから、エネルギーセキュリティーの改善にもつながるといことは重要な視点である。

4-3. 国際協力の可能性

我が国とグリーン水素輸出国の協力関係のあり方は多様である。まず、水素戦略やロードマップを世界に先駆けて策定した日本としては、グリーン水素輸出国における水素戦略・ロードマップ策定に向けた支援を行うことができる。戦略・ロードマップにより明確な政策メッセージを発信することで、国内外からの投資を当該国に呼び込むことができる。

我が国とグリーン水素輸出国の間の水素サプライチェーン構築にあたっては、水素キャリア・輸送技術や輸出国での港湾インフラ整備等は、非常に重要な協力分野である。同時に、グリーン水素製造コストの更なる削減に向けては、輸出水素のみならず輸出国国内での水素利用を喚起することで、水電解の市場拡大を図ることも肝要である。水電解は水素製造のみならず、自然変動再エネの導入拡大に伴い求められる電力系統の安定化にも寄与できる。例えば、水電解を電力需給調整に活用する事例は、我が国では福島県のFH2R (Fukushima Hydrogen Energy Research Field)¹⁵等がNEDOの実証事業で行われており、これらの技術開発分野において協力関係を構築することも一案である。

また、脱炭素化のオプションとして重要な位置づけにある水素の輸出国国内での利用促進に向けた協力も考えなければならない。産業部門の熱用途への水素利用、運輸部門での燃料電池自動車、民生部門での定置用燃料電池等における技術協力と併せて、水素供給インフラ構築に関するノウハウの共有も大事な分野である。アンモニアに関しては、ハーバー・ボッシュ法は大規模・定格運転を基本とし、原料としては天然ガスが適している。一方、変動する再エネ由来水素への対応、低温・低圧でのアンモニア合成等に関する技術開発や実証も我が国で実施・計画中であり、これらの経験をグリーン水素輸出国と共有することが重要である。

これらの水素・アンモニア分野における技術開発や普及拡大を我が国と水素輸出国が共同で実施することで、他国・地域への展開を見据えることもできる。また、水素は脱炭素化に向けた必要なオプションではあるがカー

¹⁵ NEDO (2020) “The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima” Press release (March 7, 2020) (https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html)

ボンフットプリントが重要な因子となることから、我が国と水素輸出国が協力して、合理的な国際認証の構築に向けて議論をリードすることも大事である。

我が国と水素輸出国の協力関係の構築はビジネスチャンスの拡大にも貢献する。政府間の対話、それをベースにした学術機関、産業界、金融界等多様なステークホルダーを巻き込んだ知見、経験、ノウハウ共有の場の設定により、継続的な議論を通じて課題を明らかにし具体的な解決策を講じることが、早期のサプライチェーンの実現には必要となるであろう。

APPENDIX: 主要な想定

水素製造に関してはIEAの“The Future of Hydrogen”¹⁶の2030年の想定を参照した。ただし、水電解の設備費については、IEAの想定(\$700/kW)をBase Caseとしたが、国際的な水電解製造業者への聞き取りに基づき、設備費削減ケースであるLow Electrolyzer Cost Caseでは\$336/kWを想定した。

IEAのレポートのブルー水素製造設備費にはCCS設備費が組み込まれている。本レポートによると、天然ガスの水蒸気改質による水素製造についてはCCS無しは\$910/kW_{H2}、CCS付きは\$1,360/kW_{H2}、石炭ガス化による水素製造ではCCS無しは\$2,670/kW_{H2}、CCS付きは\$2,780/kW_{H2}である。天然ガスからのアンモニア製造についてはCCS無しは\$905/ton-NH₃、CCS付きは\$1,260/ton-NH₃である。一方、グリーン水素と石炭ガス化由来ブルー水素からのアンモニア製造については、水素製造とアンモニア製造を分離されたプロセスとし、アンモニア製造コストについては、エネルギー総合工学研究所のレポート¹⁷を参照した。

液化水素、MCH変換・再変換、アンモニア製造、国際輸送、輸出入港におけるコストも上記のIEAレポートに基づく。水素製造、水素キャリア合成、輸送等の設備費は全ての国で同じ想定をしたことから、水素原料とエネルギーのコストとカーボンフットプリント(表A1)が、各サプライチェーンの差異を示す大きなファクターとなる。

将来の再エネコストについては、チリはチリ政府、豪州は国立研究所CISRO¹⁸、米国はEIAのannual energy outlook study¹⁹に基づく。

水素国際輸送距離を表A2に示す。チリについては、太陽光資源は北部、風力資源は南部に位置していることから二ヶ所の輸出港を想定した。

表 A1. 原料・燃料コスト、CO₂排出係数に関する想定

	Grid Electricity		PV		Wind		Natural gas			Coal		Very low sulfur fuel oil (VLSFO)		Water
	Price (\$/kWh)	Emission factor (kg-CO ₂ /kWh)	LCOE (\$/kWh)	Capacity factor	LCOE (\$/kWh)	Capacity factor	Price (\$/mmbtu)	Combustion emission factor (kg-CO ₂ -eq/mmbtu)	Upstream emission factor (kg-CO ₂ /mmbtu)	Price (\$/ton)	Upstream emission factor (kg-CO ₂ -eq/ton)	Price (\$/ton)	Emission factor (kg-CO ₂ /MJ)	Price (\$/ton)
Chile	0.07	0.10	0.017	32%	0.021	64%	5.2							0.5
Australia	0.09	0.40	0.019	32%	0.031	46%	6.2		4.4	16.2	74.03	400	0.078	1.5
US	0.07	0.27	0.031	29%	0.031	41%	4.2	53.1						1.0
Saudi Arabia	0.05	0.30					4.0		4.4					0.03
Japan	0.17	0.42					8.5							

¹⁶ IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

¹⁷ “水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解柝”, NEDO, エネルギー総合工学研究所 (2016)

¹⁸ Graham, P., Hayward, J., Foster J. and Havas, L. 2021, *GenCost 2020-21: Final report*, Australia.

¹⁹ U.S. EIA, “Levelized Cost of New Generation Sources in the Annual Energy Outlook 2021”, https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

表 A2. 国際輸送距離

Resource country	Port in Resource country	Port in Japan	Distance (nautical miles)
Chile (North)	Mejillones, Antofagasta	Yokohama	9,192
Chile (South)	Cabo Negro, Magallanes		9,259
Australia	Melbourne		4,907
US	Houston (via Panama canal)		9,254
Saudi Arabia	Ras Tanura		6,593

出所 : <https://sea-distances.org/>

フロー蓄電池分野でいま何が起きているのか？ —高まる長時間エネルギー貯蔵ニーズと新たなプレーヤーの台頭—

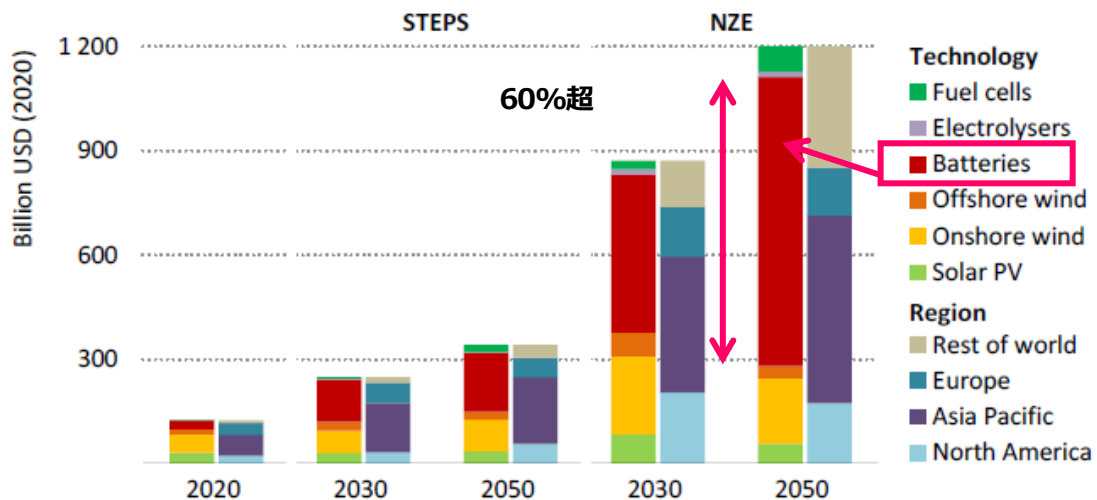
吉田 昌登*

はじめに

2021年4月IEEJ掲載の拙稿¹では、電力系統用として世界中で商業利用が進むバナジウムレドックスフロー蓄電池について、技術特性、コスト、世界市場の規模と日本企業のポジションならびに商用化の事例深堀りし、さらなる普及拡大に向けて解決すべき課題を整理した。近年、事業領域として成熟しつつあるフロー蓄電池分野においては、これまでにない変化が起きている。本稿では、フロー蓄電池分野で起きている特徴的な変化を概説するとともに、その変化の意味合いと影響について考察する。

1. クリーンエネルギー技術としての蓄電池分野への投資の拡大

はじめに、2050年におけるGHGニュートラルの実現に必要なとされるクリーンエネルギー技術への投資額と、そこでの蓄電池の位置付けを確認する。国際エネルギー機関(IEA)は、World Energy Outlook 2021(WEO2021)における「2050年実質ゼロ排出量シナリオ(Net Zero Emission Scenario)」において、2030年までにクリーンエネルギー技術への投資が4兆米ドル/年必要になると推計している。2050年までには累計で27兆米ドルの投資額が必要と推計しているが、蓄電池への投資額はそのうちの60%超を占めるなど、2050年までに全世界で3TWhもの蓄電池の導入が見込まれている(車載用蓄電池を含む、図1)²。



(注) STEPS(Stated Policy Scenario): これまでに公表されている政策や目標を全面的に反映したシナリオ

(出所) IEA, World Energy Outlook 2021 (October 2021)

図1 クリーンエネルギー投資の市場規模(技術・地域別、2020-2050年)

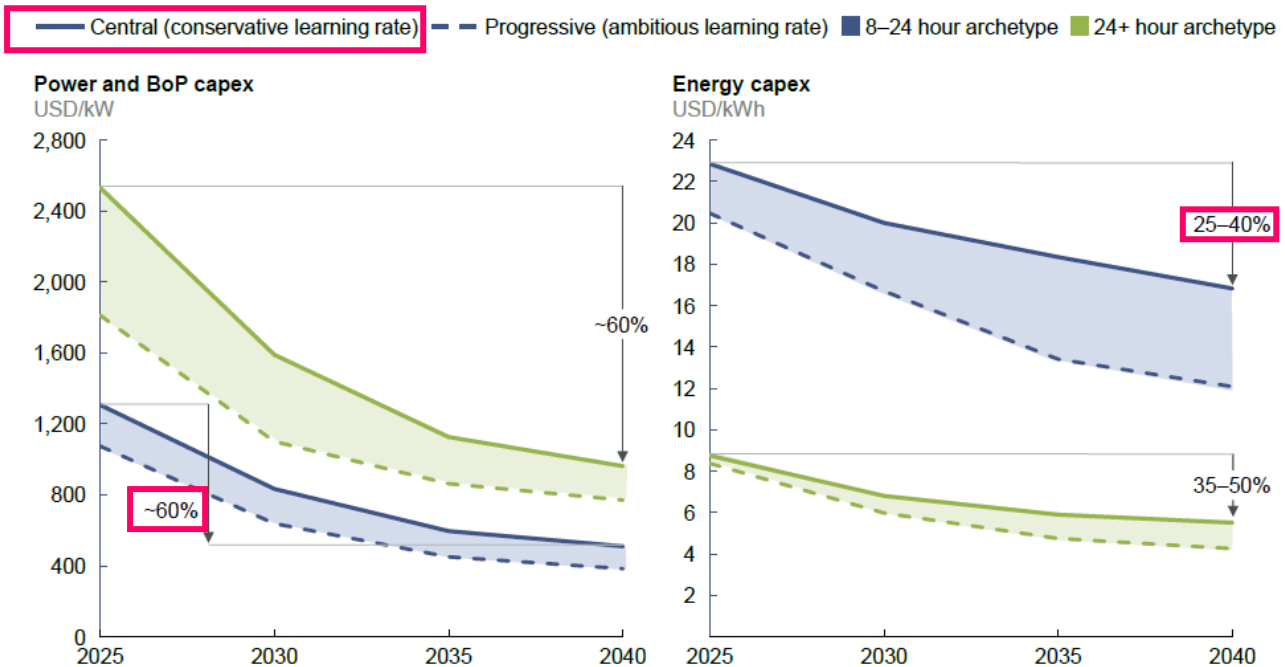
* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

¹ 吉田(2021年4月)、「大規模エネルギー貯蔵に適した蓄電池の本命は何か?—大きなポテンシャルを秘めるレドックスフロー電池—」、(一財)日本エネルギー経済研究所

² IEA (October 2021), *World Energy Outlook 2021*, International Energy Agency, p.30.

同じく、IEAはWEO2021において、「各国が宣言した野心を反映したシナリオ(Announced Pledges Scenario)」は Net Zero Emission Scenario との乖離が依然として大きく、「電力セクターの低エミッション化」、「エネルギー効率の向上」、「メタン排出量の削減」および「水素源燃料・その他の低炭素燃料およびクリーンエネルギー技術投資」に最優先で取り組むことでそのギャップを埋める必要があると指摘している。全世界の低エミッション³電源の比率は2020年時点で28%程度であるが、それを Net Zero Emission Scenario では2030年には61%に、2050年には88%に高める必要があるとし、そのために導入が必要な電力系統用の蓄電池(系統スケール蓄電池)は、Announced Pledges Scenario では2030年には2020年の18倍に、Net Zero Emission Scenario では30倍にまで拡大すると予想している⁴。

太陽光や風力発電では、過去10年間で劇的なコスト低減が実現し、それが世界的な導入拡大を後押しした。同様に長時間(8-24時間)エネルギー貯蔵技術についても大幅なコストの低減が期待されており、保守的なラーニングカーブを前提として、長時間エネルギー貯蔵技術の設備コストは2025年からの15年間で、単位出力(米ドル/kW)あたりで最大60%、単位エネルギー(米ドル/kWh)あたりで最大40%低減する可能性があると予想されている(図2)。



(出所) LEDS Council (November 2021)⁵

図2 長時間エネルギー貯蔵技術コストの見通し(2025-2040年)

2. 成熟分野 —バナジウムレドックスフロー蓄電池分野における特徴的な変化—

本章では、技術・市場の両面で成熟するバナジウムフロー蓄電池分野で起きている特徴的な動向や変化を確認していく。

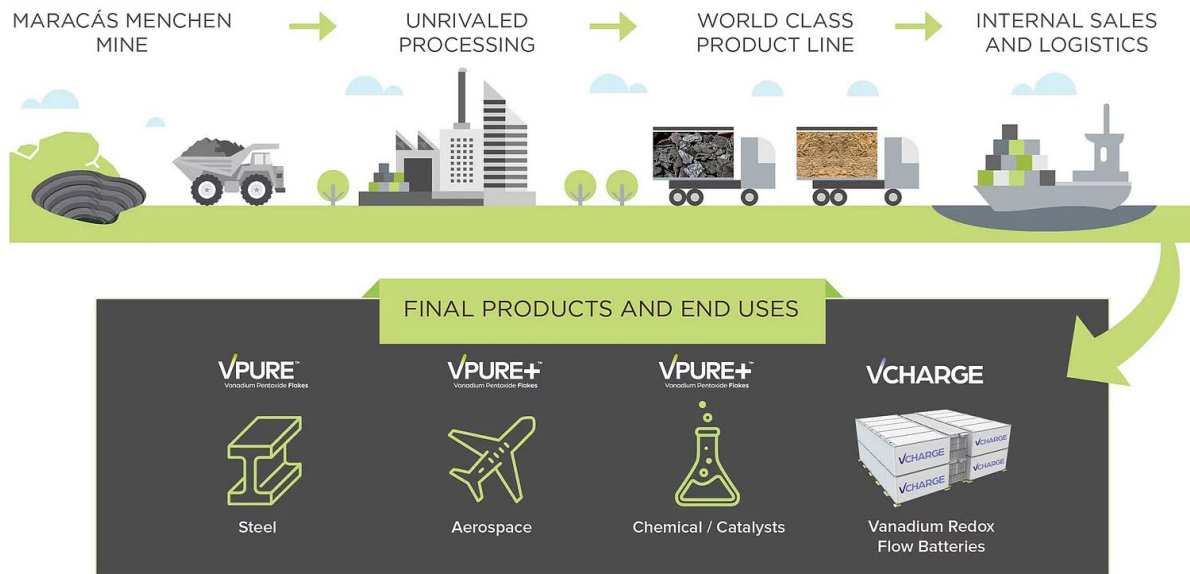
³ 再生可能エネルギー電源といったゼロエミッション電源、或いは、極めてGHG排出の低い電源を指す

⁴ IEA (October 2021), *op.cit.*, pp.37-40

⁵ LEDS Council (November 2021), *Net-Zero Power Long duration energy storage for a renewable grid*, Long Duration Energy Storage Council, p.27

2-1. Largo Resources –バナジウム製品の製造業者は、「垂直統合」により VRFB 製造・販売に参入–

Largo Resources (カナダ)は、高純度バナジウム製品を鉄鋼・航空・化学産業分野顧客に供給している。2020年12月、同社はLargo Clean Energyの設立と、VionX Energy (米国)のバナジウムレドックスフロー電池(VRFB)の関連特許群の取得を発表した⁶。これにより、Largo Clean Energyは「VCHARGE+」ブランドのVRFBを販売することが可能となった。同時に、Largo Clean EnergyはVionX Energyの技術チームのコアメンバーを雇用し、VionX Energyが長年にわたり培ってきたVRFBの専門知識とコア技術の内製化に成功した。なお、本取引には商業実証済みのVRFB技術に加えて、稼働最適化に向けたVionX Energyによる1億5,000万米ドル超の投資も含まれるなど、将来のスケール化への布石も打たれている。これら一連の取引により、バナジウム業界大手による垂直統合型のVRFB企業が誕生することになった(図3)。



(出所) Largo Clean Energy⁷⁾に筆者加筆

図3 Largo Resources による VRFB 製造業への参入（「垂直統合」）

Largo Resources は、特許取得済みの VRFB 電解液処理技術や業界をリードするフロー電池スタック技術の利用、ならびにバナジウム電解液の製造に必要な Largo Resources の高純度バナジウム供給の組み合わせによる垂直統合アプローチは競争優位性を発揮し、VRFB 製造コストを最大 40%削減することが可能としている。2021年7月には、同社初の VRFB システム(5時間、6.1 MWh)をイタリア Enel のスペイン子会社への納入が決まり、2022年4Qに稼働を開始する予定である⁸。Largo Resources は、垂直統合型アプローチの強みを最大限に活かすことで、VRFB 生産を2025年までに180MW / 1,400MWhにまで拡大する計画である。

2-2. Bushveld Minerals –バナジウム鉱山会社は、「水平展開+垂直統合」で VRFB を製造・販売–

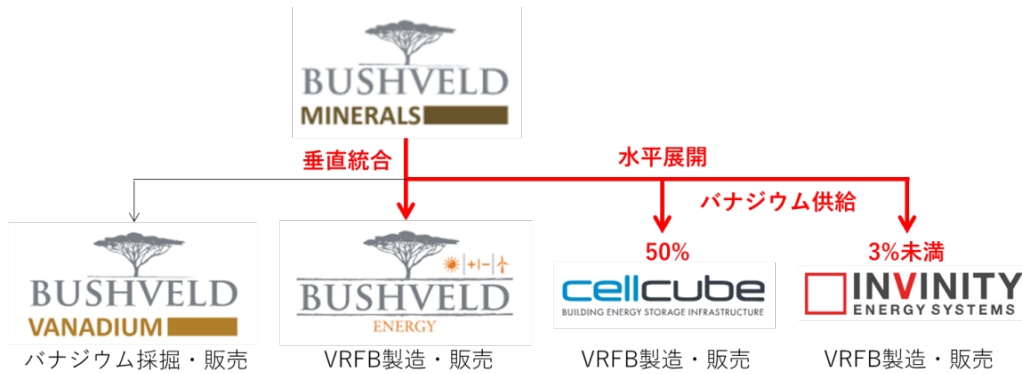
Bushveld Minerals (南アフリカ)は、バナジウムの採掘と輸出販売を行う大手企業である。同社はこれまで、VRFBを製造し「CellCube」ブランドで販売する Enerox GmbH (オーストリア、同社は50%出資、Enerox)と、同じく VRFB の製造・販売大手である Invinity Energy Systems (英国、同3%未満出資、Invinity)への出資とい

⁶ Largo Clean Energy (December 10, 2021), “Largo Resources Launches Largo Clean Energy,” <https://www.largocleanenergy.com/post/manage-your-blog-from-your-live-site>

⁷ Largo Clean Energy, “About Us,” <https://www.largocleanenergy.com/about>

⁸ Largo Clean Energy (July 21, 2021), “Largo Enters into its First Battery Sales Contract with Enel Green Power España for VCHARGE± System,” <https://www.largocleanenergy.com/post/largo-enters-into-its-first-battery-sales-contract-with-enel-green-power-espa%C3%Bl-a-for-vcharge-system>

う水平展開により、バナジウムの供給に加えて VRFB の製造・販売業に間接的に関与してきたが、2016 年には Bushveld Energy の設立(垂直統合)により、直接的に VRFB の製造・販売業に参入した(図 4)。



(出所) Bushveld Energy ウェブサイト⁹および各種情報^{10 11}を基に筆者作成

図 4 Bushveld Minerals のバナジウム関連事業領域の拡大(「水平展開+垂直統合」)

Bushveld Energy は、手始めに南アフリカ国内市場を開拓している。同国工業開発公社(IDC)と協働して、国营電力公社(ESKOM)には VRFB システム(120kW、ピークエネルギー450kWh)を納入し、実証を行っている。また、Bushveld Minerals のバナジウム鉱山では、太陽光発電(3MW_p)と VRFB システム(1MW, 4MWh)を組み合わせたミニグリッドを形成し、電力コストの削減とピークカットの実現を目指している(図 5)。



(出所) Bushveld Energy ウェブサイト¹²

図 5 Bushveld Energy による VRFB プロジェクト (Vametco Hybrid-Mini-Grid)

3. 成熟途上分野 ー新技術によるベンチャー企業の台頭とスケール化の早期実現の可能性ー

前章では、技術的に成熟し市場も急拡大するバナジウムフロー蓄電池分野で起きている特徴的な動向や変化を

⁹ Bushveld Energy, <https://www.bushveldminerals.com/bushveld-energy-3/>

¹⁰ Mining Weekly (November 13, 2019), “Bushveld group advances vanadium redox flow battery plans through Enerox deal,” <https://www.miningweekly.com/article/bushveld-group-advances-vanadium-redox-flow-battery-plans-through-enerox-deal-2019-11-13/>

¹¹ Energy Storage News (April 6, 2021), “Vanadium producer Bushveld invests in scale up of Enerox flow battery manufacturing,” <https://www.energy-storage.news/vanadium-producer-bushveld-invests-in-scale-up-of-enerox-flow-battery-manufacturing/>

¹² Bushveld Energy, “Projects - Vametco Hybrid-Mini-Grid,” <https://www.bushveldenergy.com/company/projects/>

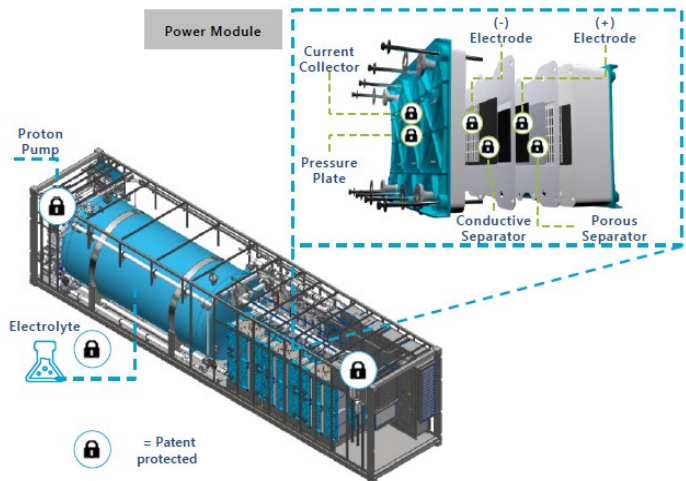
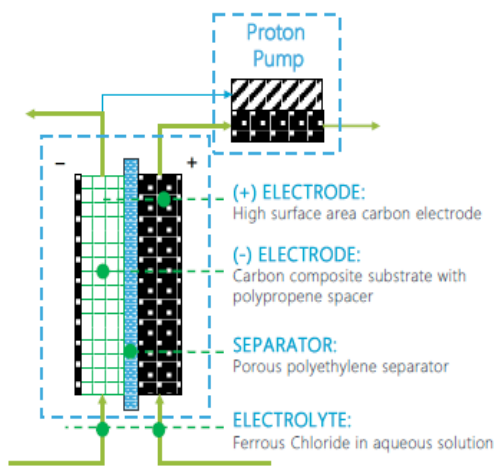
確認した。本章では、技術的に未成熟な新技術によるフロー蓄電池分野で起きている動向や変化を概説する。

3-1. 米 ESS Inc. –ビル・ゲイツも注目する「鉄フロー蓄電池」の専業ベンチャー–

2021年10月、ESS Inc.¹³(米国、ESS)が SPAC¹⁴合併によりニューヨーク証券取引市場に上場した。まだ売上も無いなか、驚くべきことに上場時点の同社の企業価値は1,100億円と評価された。また、同社の成長性に対する投資家の期待の高さを反映して、取引初日の株価は70%上昇した。

ESS Inc. は、鉄フロー蓄電池(Iron Flow Battery, IFB)を専業とするベンチャー企業である。IFBとは一体どのようなフロー蓄電池なのだろうか？また、未だ未成熟といえる同社の技術にここまで注目が集まる理由は何であろうか？

図6はESSのIFBの動作原理を、図7はセルユニットとパワーモジュールを示したものである。同社のIFBは正極に炭素材、負極にポリプロピレン・スパーサー付き炭素基盤を用い、ポンプにより電解液(塩化鉄(FeCl₂)を含んだ水溶液)を送り込むで酸化還元反応を起こして充放電を行う仕組みである。ESSによれば、VRFB同様、IFBは深放電¹⁵によっても一切劣化しないことから無制限に充放電が可能である。また、主原料に「鉄・塩・水」を用いているため無害であり、発火危険性もなく、安全性は極めて高い。



(出所) ESS Inc.¹⁶

図3-1 鉄フロー蓄電池の動作原理

図3-2 セルユニットとパワーモジュール

最も革新的な点はコストにある。ESSがターゲットにするのは、電力系統用といった大規模、かつ、リチウムイオン電池(LiB)の利用に適さない4~12時間といった長時間のエネルギー貯蔵を必要とする市場である。LiBはエネルギー密度が高く軽量・小型化に適しているため、車載・民生用を中心に広く普及し市場を牽引している¹⁷。しかし、原料のリチウムのコストが高騰し、価格競争力を失ってしまうため大型化には適していない。また、充放電時間は最大で4時間程度である。VRFBでは、一般的に充放電時間が8時間を超えるとLiBに対してコスト競争力で優位性を発揮するといわれている。一方、IFBでは下図8のとおり、充放電時間が4時間を上回

¹³ ティッカーシンボルは「GWH (ギガワット時)」

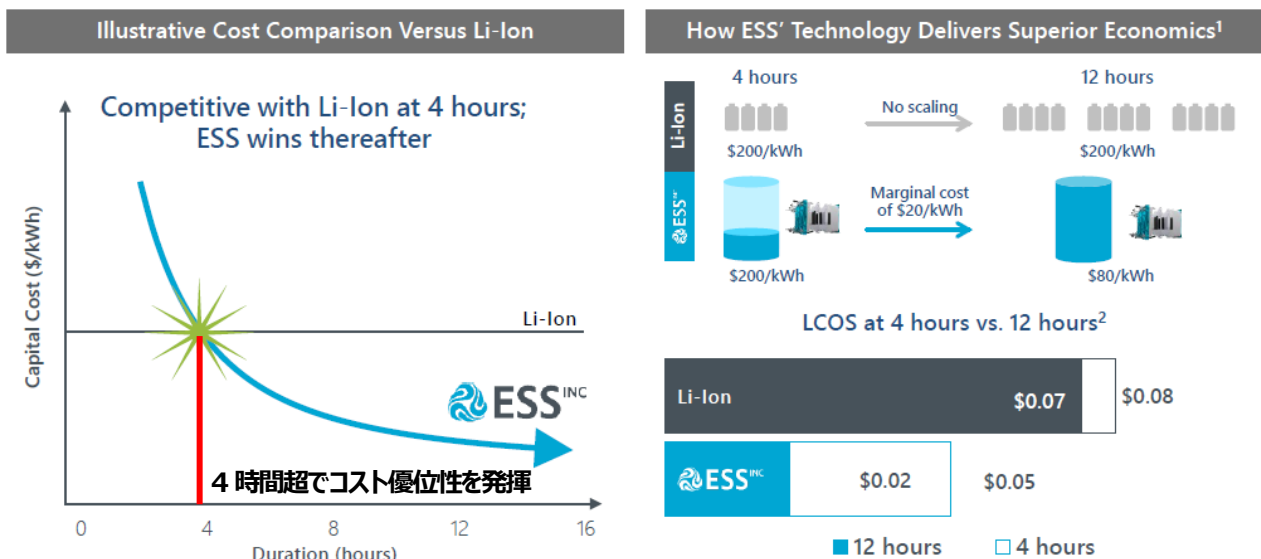
¹⁴ 特定目的買収会社(Special Purpose Acquisition Company)は、実態のある事業会社と将来合併することを目的に予め上場させた空箱会社。一般的な上場プロセスに比べ、比較的簡素な手続きにより短期間で上場する事例が米国で相次いでいる。

¹⁵ 放電終止電圧 (安全に放電を行える放電電圧の最低値)を下回った後も放電が続き、非常に低い電圧になる状態を指す

¹⁶ ESS Inc., “Long Duration Energy Storage Systems for a Cleaner Future,” https://essinc.com/wp-content/uploads/2021/08/ESS_Analyst-Day-Presentation-8-30-21.pdf

¹⁷ 前掲、吉田 (2021年4月)、(一財)日本エネルギー経済研究所

るシステムであれば、LiB に対してコスト競争力を発揮するとされている。VRFB では製造コストの約 40%は電解液コストであり(充放電時間が長くなるほど電池全体のコストに占める電解液コストの比率が高まる)、電解液コストのうち約 45%が主原料であるバナジウムのコストである。そのため、VRFB システム全体のコスト低減に向けては、電解液コストの低減が鍵となる。資源が遍在するリチウムとは異なり、VRFB の電解液の主原料であるバナジウムは世界中に広く賦存するが、リン酸塩岩石・マグネタイト・ウランなどの採鉱活動の副産物として抽出されることから鉱石中の濃度が低く、中国(60%)・ロシア(17%)・南アフリカ(7%)の 3 ヶ国が約 85%を占めるなど寡占化された輸出市場が形成されている。また、2050 年における GHG ネットゼロ実現に向けた長時間エネルギー貯蔵のニーズの高まりを受けて、国際商品市況におけるバナジウム価格は上昇傾向¹⁸にあるなど、資源制約と調達コスト上昇の 2 つのリスクにすでに直面している。対して、IFB は鉄・塩・水という身近で容易に利用可能な原料を用いるため資源制約を受けず、比較的安定した価格で調達可能であるという大きな優位性があり、スケール化により、12 時間を超えるシステムではライフサイクルでのエネルギー貯蔵コスト(Life Cycle Cost of Storage, LCOS)で 0.02 米ドル/kWh を実現できる可能性があるとされている(同、図 8)。



(出所) ESS Inc.

図 8 鉄フロー蓄電池のコスト競争力イメージ (LiB との比較)

株式上市で得た 3 億米ドルを元手に、ESS は事業規模を急ピッチでスケール化させる方針にある。具体的には、現在の 250MWh のオレゴン州の IFB 製造工場の生産能力を 2022 年末には 2GWh、2023 年末には 6GWh にまで、2 年間で 24 倍に拡大する計画である。また、米国内の自社工場の拡大のみならず、資源制約を受けない利点を最大限に活かし、アジアや欧州にも IFB 製造工場の新設を検討中である。

¹⁸ <https://www.investing.com/commodities/ferro-vanadium-80-min-europe-futures-streaming-chart>

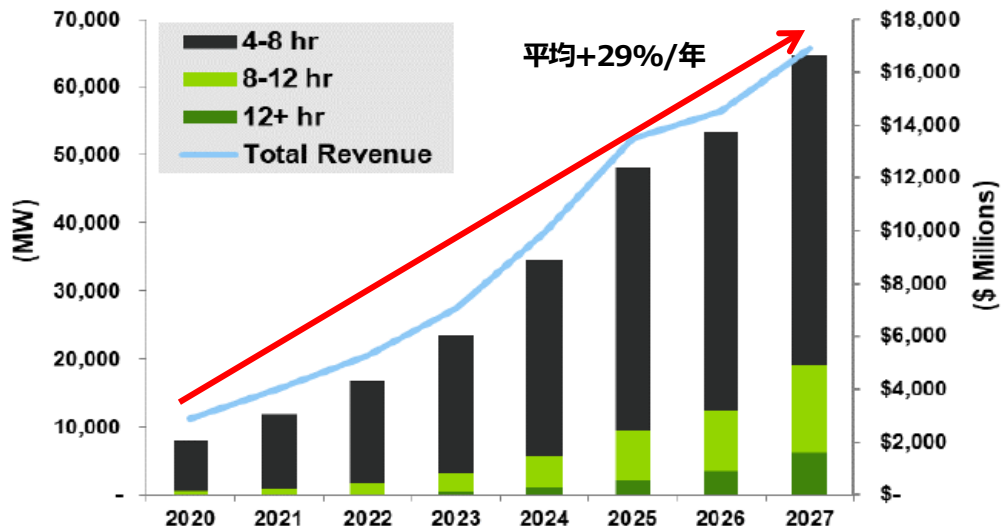
(出所) Guidehouse¹⁹

図9 長時間エネルギー貯蔵用蓄電池の導入容量・市場規模 (2020-2027年)

ESSがスケール化を急ぐのは、急拡大する市場のニーズに応えるためである。カリフォルニア州では近年、乾燥と強風による大規模な山火事が多発しており、これを防ぐ目的で大規模な計画停電が行われている。また、テキサス州では2021年に想定をはるかに超える寒波が到来し、電力供給が数日間にわたり途絶した。このように米国では、地球温暖化が一因とされる自然災害の頻発による度重なる停電・電力供給途絶により電力システムの信頼性は揺らいでおり、バックアップ用途としての長時間エネルギー貯蔵技術の導入ニーズが急速に高まっている。カリフォルニア州は、充放電時間が4時間を超える蓄電池を2030年までに最大で11GW、さらに、気候変動対策目標の達成のためには2045年までに最大で55GW導入する必要があると見積っている²⁰。世界規模で、自然災害の甚大化に対する懸念が高まっている。そのため、充放電時間が4時間を超える蓄電池の需要は、向こう7年間で年平均+29%で増加するものとの予想されている(図9)。

以上の背景から、ESSは2027年にかけての市場機会を7,000億米ドルと見積もっている。実際、同社のIFBに寄せられる期待は大きく、2021年に入り大型の販売契約が相次いで締結されている。ソフトバンク子会社のSBエナジーは、2026年にかけて最大2GWhのIFBを購入する契約を締結した²¹。同じくイタリアEnelは、スペイン再エネ子会社を通じて17基のEnergy Warehouse(需要家側の蓄電池システム。フロント・オブ・ザ・メーターの商品としてESSはEnergy Centerも提供、図10)を購入する契約を締結した²²。繰り返しの充放電によっても劣化しないIFBの技術特性を活かして、ESSは世界最大の再保険会社であるMunich Reと協同で10年間の製品保証を提供するなど、先進的で利便性の高い販売手法も取り入れている²³。

¹⁹ Guidehouse (October 20, 2021), "White Paper: Energy Storage for the Decarbonizing Grid," https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2020/gh_eos_whitepaper_decarbstoragealongduration_2020.pdf?la=en

²⁰ California Energy Storage Alliance (December 8, 2020, press release), "New research finds California alone will need deploy 2-11 GW of long duration energy storage by 2030, and up to 55 GW by 2045," https://www.storagealliance.org/pr_long-duration

²¹ ESS (September 30, 2021, press release), "ESS and SB Energy Sign Agreement to Deploy Two Gigawatt-hours of Long-Duration Storage," <https://essinc.com/ess-and-sb-energy-sign-agreement-to-deploy-two-gigawatt-hours-of-long-duration-storage/>

²² ESS (September 23, 2021, press release), "ESS Inc. Contracts With Enel Green Power España to Deliver 17 Energy Warehouse™ Long-Duration Iron Flow Battery Systems," <https://essinc.com/ess-inc-contracts-with-enel-green-power-espana-to-deliver-17-energy-warehouse-long-duration-iron-flow-battery-systems/>

²³ S&P Global (October 13, 2021), "ESS seeks to expand energy storage universe after stock market blastoff," <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/ess-seeks-to-expand-energy-storage-universe-after-stock-market-blastoff-67058674>



Energy Warehouse™

- Behind the meter solution
- 50kW – 90kW configurable range
- First commercial deployment in 2015
- Generation II launched in 2020
- Containerized design for turnkey delivery
- Fast to build and commission



Energy Center™

- Front of the meter solution
- Customizable configuration range
- Customer trials starting in 2021
- “Battery in a Building” platform
- Modular design for utility-class

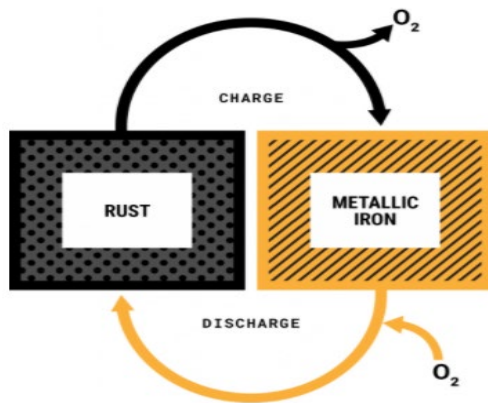
(出所) ESS Inc.

図 10 ESS の鉄フロー蓄電池の商品群

3-2. Form Energy —元テスラの経営陣が率いる「鉄空気フロー蓄電池」の専門ベンチャー—

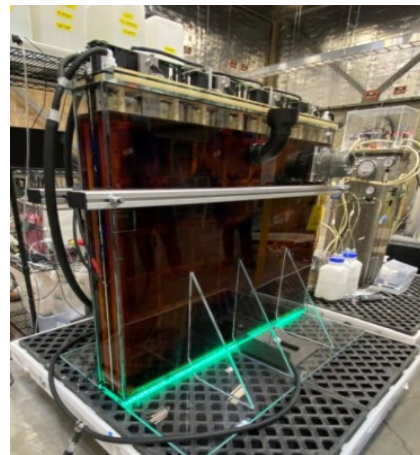
Form Energy(米国)は、元テスラの定置型蓄電池事業の責任者が立ち上げた「鉄空気フロー蓄電池(Iron Air Flow Battery, IAFB)」専門のベンチャー企業である。Form Energy は情報開示に消極的なスタンスを貫いている。そのため、IAFB の技術特性を測る重要な情報は公開されていない。それにもかかわらず、同社の IAFB 技術には多くの投資家が注目しており、直近の投資ラウンドでは 2.4 億米ドルの調達に成功している²⁴。

IAFB の動作原理は、鉄が酸化して錆びる化学反応を可逆的に行うシンプルなものである。具体的には、放電時には空気中の酸素を取り込んで鉄を酸化させ錆に変換し、逆に充電時には電流を流すことで錆を鉄に戻すととも酸素を放出する仕組みである(図 11、図 12)²⁵。



(出所) Form Energy

図 11 鉄空気フロー蓄電池の動作原理



(出所) Form Energy

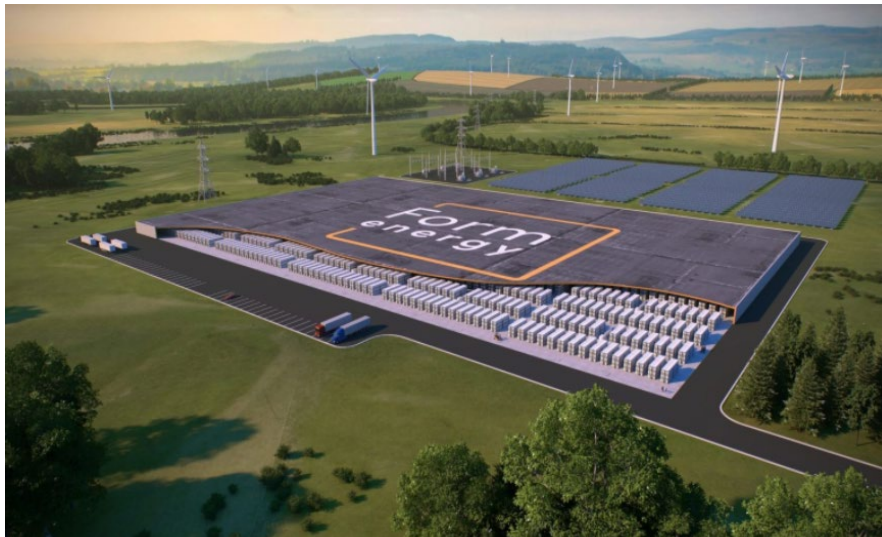
図 12 Form Energy の鉄空気フロー蓄電池

²⁴ Energy Storage News (August 25, 2021), “Iron-air long-duration battery startup Form Energy closes US\$240 million funding round,” <https://www.energy-storage.news/iron-air-long-duration-battery-startup-form-energy-closes-us240-million-funding-round/>

²⁵ Form Energy, “Technology –The Battery Cycle-,” <https://formenergy.com/technology/battery-technology/>

Form Energy によれば、IAFB の最大の技術的優位性は、低コストで地球上に豊富に存在する「鉄・水・空気」を原料に用いる点にあり、20 米ドル/kWh の製造コストの実現を目指している。原料は不燃性で安全なため、市街地での利用も可能である。充放電の繰り返しによっても劣化しないことに加えて、資源の制約を受けないことから世界中で製造可能であり、スケール化にも適している。同社の IAFB は 100 時間超という長時間サイクルでの利用が可能である。そのため、競合となる技術は LiB ではなく、水素やその他の長時間エネルギー貯蔵技術といえる。

前述のとおり、IAFB の技術的成熟度は未知数であるものの、低コストの長時間エネルギー貯蔵技術を求めるユーザーの期待は高い。ミネソタ州では、発電・送電・配電会社の協同組合である Great River Energy と共同で、1MW モジュールを天然ガス火力発電に併設させる実証を 2023 年に開始すべく準備中である(図 13)。2019 年の冬季、ミネソタ州ではマイナス数 10℃にまで気温が低下した。これにより、風力発電タービンが動作停止を引き起こしたことから Upper Mid West 風力発電所が停止したが、同時に石炭・天然ガス発電所も停止したことでブラックアウトを経験した。このような惨事に備えることが実証の目的であるが、技術的な確証が得られた場合、Great River Energy は IAFB システムを 300MW 規模まで増設することも検討している。なお、Form Energy の IAFB による実証を進める理由の一つには、IAFB 技術の進展・市場の拡大によるミネソタ州の鉄鋼産業の発展も期待されている²⁶。



(出所) Form Energy

図 13 Great River Energy と協同で進める実証プラント(1MW モジュール)

IAFB の技術そのものは特段新しくなく、動作原理はシンプルである。加えて、原材料コストの観点からも市場性を有望視する向きもある。一方、Form Energy は現在まで意図的にパフォーマンスデータを公開していないことから、同社がターゲットとしている 20 米ドル/kWh の製造コストの実現性に対する懐疑的な声も少なくない²⁷。

²⁶ Renewable Energy World (September 3, 2021), “Minnesota utility co-op sees big battery as piece of grid reliability puzzle,” <https://www.renewableenergyworld.com/storage/minnesota-utility-co-op-sees-big-battery-as-piece-of-grid-reliability-puzzle/>

²⁷ CNBC (August 25, 2021), “Stealthy battery company backed by Bill Gates, Jeff Bezos has a lot to prove,” <https://www.cnbc.com/2021/08/25/form-energy-raises-240-million-on-iron-air-battery-promise.html>

4. フロー蓄電池分野で起きる特徴的な変化 –その意味合いと影響度に関する考察–

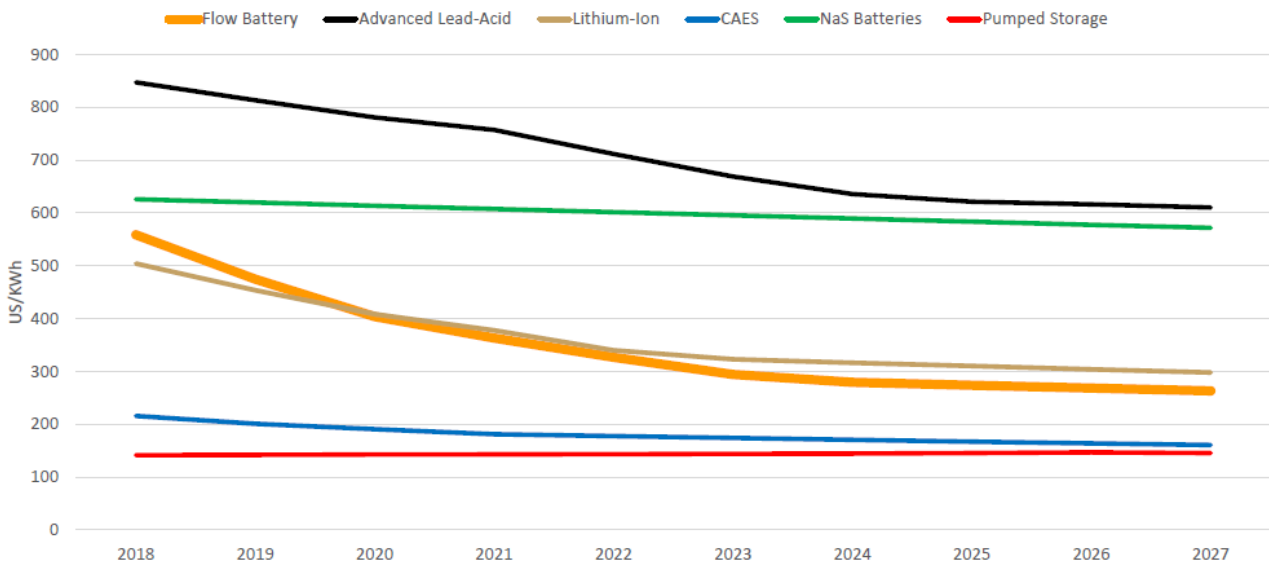
4-1. 成熟分野 –コア資源を「持つ者」は、生き残りをかけて「垂直統合」を進める–



(注) 筆者作

図14 フロー蓄電池の成熟分野における垂直統合のイメージ

フロー蓄電池の成熟分野の代表格はVRFBである。これまで述べてきたとおり、当該分野ではバナジウム採掘や製造技術といった「コア資源・技術」を有するプレーヤーが「垂直統合」により事業領域を拡大させることで市場における支配力を強めている(図14)。その狙いはコスト削減による熾烈な競争を生き抜くための戦略の追求である。VRFBは過去数年間で大幅なコスト低減を実現しており、今後もこの傾向は継続するものと予想されており、それが普及を後押しするはずである(図15)。すでにVRFBの商業利用は世界的な広がりを見せているなか、このトレンドは加速こそすれ緩和するとは考えにくく、特にバナジウムという「コア資源」を持つ者は、持たざる者に対して優位なポジションを築きやすい。電動自動車におけるLiBと同様に、世界中で再生可能エネルギーの大量導入が進むにつれ、それを下支える長時間エネルギー貯蔵技術、とりわけ、蓄電池の需要は一段と高まることが予想されている。利用可能な成熟技術としてVRFBの需要の高まりが予想されるなか、主原料としてのバナジウムやそれを加工するコア技術を有するプレーヤーは、ますます激化するであろう市場競争を生き抜くために、中間マージン削減によるコスト低減を自ら先手を打って進めている。「垂直統合」は、成熟市場における競争を勝ち抜くための伝統的な手法の1つである。

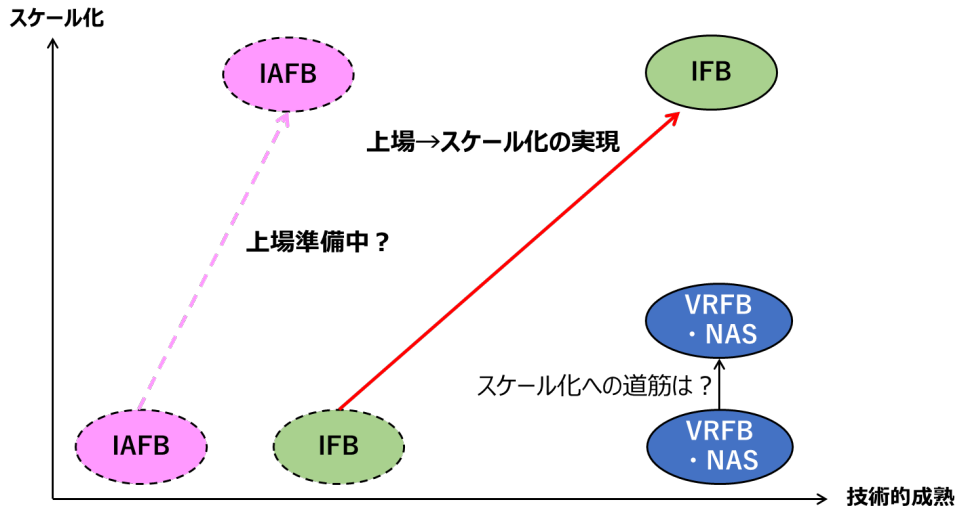


(出所) Guidehouse

図15 エネルギー貯蔵技術の設備コスト見通し (2018-2027年)

4-2. 成熟途上分野 –コア技術を「持つ者」は、最短時間でのスケール化を目指す–

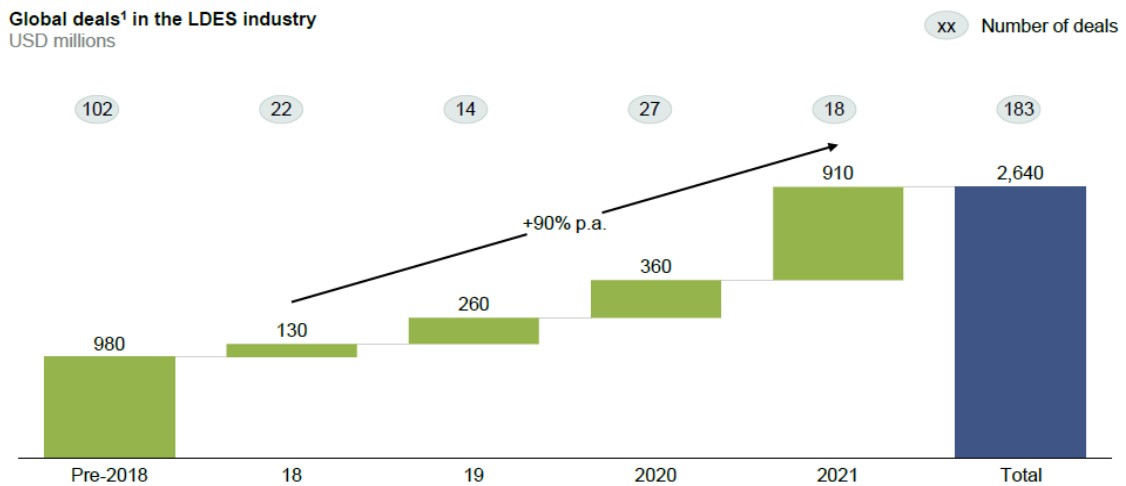
成熟途上分野では、IFBおよびIAFB技術を有する専門ベンチャーによる特徴的な変化を概説した。両者に共通するキーワードは、「コア技術」と「最短時間でのスケール化」である。



(出所) 筆者作

図16 フロー蓄電池分野の新興プレイヤーのポジショニング

図16は、スケール化を縦軸に、技術的成熟を横軸に、フロー蓄電池の新興プレイヤーが起こす変化を、システム蓄電池であるVRFBとNaS電池とで比較したものである。ESSのIFBは技術的には未成熟といえる。しかし、株式上場で得た資金により最短時間でスケール化を実現させることで、技術的成熟も一気に実現させようとしている。VRFBは住友電工が、NaSは日本ガイシが長年にわたり技術開発を進めており、世界各地で実証済であるなど競合他者に比べて優位なポジションにあるが、スケール化への道筋は見えていない。このESSやForm Energyのアプローチは、住友電工や日本ガイシとはむしろ真逆といえよう。



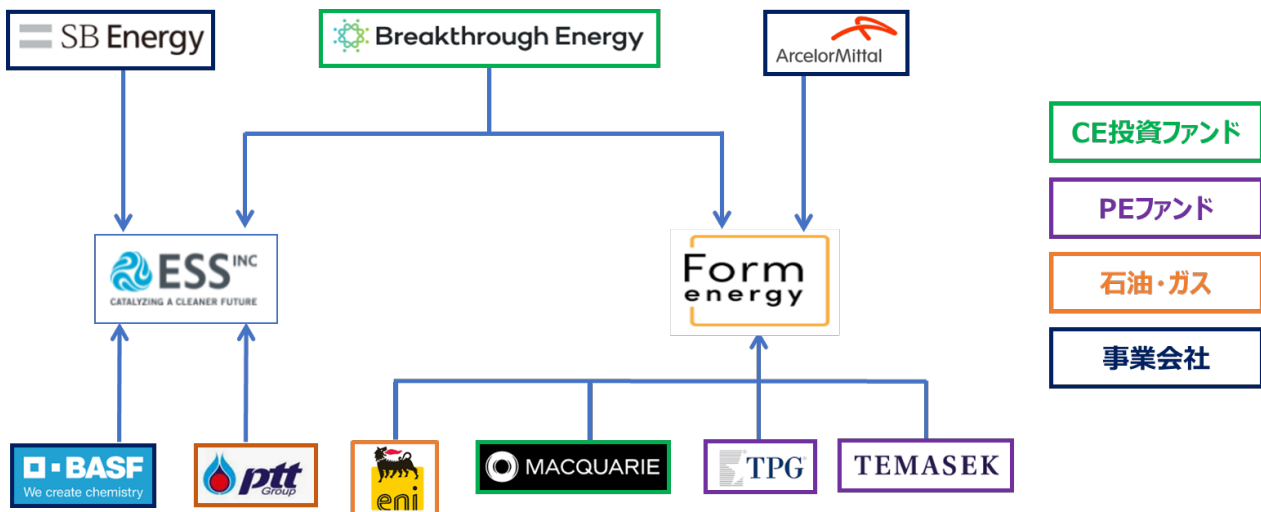
(注) 8時間超の熱・機械・化学・電気化学的エネルギー貯蔵技術が対象
(出所) LDES Council²⁸

図17 長時間エネルギー貯蔵技術分野への投資件数と累計投資額

ESSは創業時点から世界市場を見据えている。それを後押しするのは、グリーンエネルギー投資家とベンチャ

²⁸ LDES Council (November 2021), *op.cit.*, pp.11-12

一育成のエコシステムである。LDES Council によれば、2018年までの累計で9.8億米ドルだった長時間エネルギー貯蔵技術分野への投資額は、過去4年間では90%/年で成長したことで、2021年には26億米ドルに達した(図17)。ESSにはMicrosoft創業者ビル・ゲイツ氏やAmazon創業者のジェフ・ベソス氏がバックアップするクリーンエネルギー投資ファンド(CE投資ファンド)であるBreakthrough Energyに加え、ソフトバンク子会社のSBエナジーやドイツBASFが投資している(Breakthrough EnergyはForm Energyにも投資)。石油・ガス業界ではイタリアENIやタイPTT、総合化学業界ではドイツBASFもフロー蓄電池分野に投資するなど、ベンチャー投資と育成のエコシステムの裾野が長時間エネルギー貯蔵用の蓄電池分野に広がっており、スケール化を力強く後押しする環境が次第に整備されていることがわかる(図18)。



(出所) 各種情報を基に筆者作成

図18 フロー蓄電池分野の新興ベンチャー投資・育成エコシステム

おわりに

本稿では、フロー蓄電池分野における特徴的な変化を技術成熟度別に概説するとともに、その意味合いと影響について考察した。成熟分野では、「持つ者」がさらに強くなるべく自ら先手を打ち垂直統合を進めており、未成熟分野では、当初から世界市場を見据え、スケール化の実現に向けて大胆な布石を打っていることが確認された。これらが意味することは、フロー蓄電池分野の一段の魅力の高まりといえよう。

日本においては今後、電気自動車の大量導入、卒FIT太陽光発電の契約更新、企業によるコーポレートPPAの積極的な推進など、脱炭素化を視野に入れた再生可能エネルギー電源の需要は増える一方である。また、IoT・IoE化の進展は、データ量の爆発的な増加を引き起こしており、大量のデータセンター需要を喚起している。データセキュリティ問題に端を発して、データセンターの海外から国内への回帰は加速しているが、供給される電力はクリーンであることが求められる。すでに再生可能エネルギー電源の争奪戦は始まっているが、それを下支える長時間エネルギー貯蔵技術の導入は加速度的に進むであろう。フロー蓄電池分野は日本企業が強みを有する分野であるものの、スケール化への道筋はまだ見えていないように思われる。需要の高まりを背景にフロー蓄電池の市場拡大が世界規模で始まるなか、官民挙げて、国際競争に勝ち抜くためのサプライチェーンの構築・強靱化と事業のスケール化に取り組んでいく必要があるものと思われる。

エネルギー経済 第48巻 第1号

2022年3月1日発行

編集責任者 大森 嘉彦

発行所 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
104-0054

東京都中央区勝どき1丁目13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: report@tky.ieej.or.jp

