

# エネルギー経済

第49巻・第1号 通巻400号

2023年のエネルギー展望

ガソリン補助金下の小売価格と制度の考察

家計のエネルギー費は過去最大の30万円に

LNG海上輸送市場の変化

濃縮ウラン供給におけるロシアリスク

エネルギー危機下のトランジション

国内既設炉に対する「カウントストップ」措置による影響と注意点

業務用建物床面積の推移

米国の2050年までのEV普及見通し



## 目 次

---

### 2023 年のエネルギー展望

2023 年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

高止まりが続くエネルギー価格、難しい舵取りが続くエネルギー施策

江藤 諒 森本 大樹 恩田 知代子 岩田 竹広

柴田 善朗 末広 茂 柳澤 明 伊藤 浩吉 1

2023 年の石油市場の展望 森川 哲男 17

2023 年のガス市場の展望 橋本 裕 18

2023 年の石炭市場の展望 佐川 篤男 20

2023 年の電気事業の展望と課題 小笠原 潤一 22

2023 年の内外再生可能エネルギー市場の展望と課題 二宮 康司 24

2023 年の原子力政策の展望と課題 木村 謙仁 26

2023 年の省エネルギー政策の展望と課題 土井 菜保子 28

2023 年の気候変動政策・GX の課題と展望 小川 順子 30

ガソリン補助金下の小売価格と制度の考察 柳澤 明 32

家計のエネルギー費は過去最大の 30 万円に 柳澤 明 41

LNG 海上輸送市場の変化 ~欧州が進める脱ロシア策としての FSRU ~

松倉 誠也 48

濃縮ウラン供給におけるロシアリスク 横田 恵美理 60

エネルギー危機下のトランジション：

産油国・エネルギー企業は如何にとらえようとしているか？

柳 美樹 64

国内既設炉に対する「カウントストップ」措置による影響と注意点

木村 謙仁、村上 朋子 69

業務用建物床面積の推移

森本 大樹 74

米国の 2050 年までの EV 普及見通し

～「IEA Global EV Outlook 2022」米国シナリオを延長して考える～

碓井 良平 78

---



## 2023年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

### 高止まりが続くエネルギー価格、難しい舵取りが続くエネルギー施策

江藤 諒・碓井 良平・森本 大樹・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 | 2023年度の実質GDPは3年連続で増加するも、増加ペースは鈍化

日本経済は、2023年度の実質GDPは内需を中心に増加するも、増加ペースは鈍化(+1.3%)。鉱工業生産指数は、生産回復が遅れた自動車や堅調な設備投資に伴う重電機器を中心に増加(+2.1%)して3年連続上昇も、コロナ禍前の2019年度は下回る。

##### エネルギー需給 | エネルギー需要は輸送量の回復や産業の増産で2年ぶりに増加。CO<sub>2</sub>は減少が続くも削減進捗は遅れたまま

一次エネルギー国内供給は、2023年度は人流増加に伴う輸送量の回復に加えて、自動車の増産で増加(+0.9%)。2021年度を上回る。エネルギー価格高騰で省エネは進むが、エネルギー多消費産業の増産でGDP原単位の改善は僅か(-0.4%)。石炭火力や太陽光発電所の運開、原子力の再稼働が進むことにより、LNG輸入量は東日本大震災後では初、13年ぶりに7千万tを下回る。

CO<sub>2</sub>排出は、原子力の増加などにより962Mtとなり(-1.4%)、2013年度比22.1%減となる。2013年度と2030年度の間点を越えても2030年度CO<sub>2</sub>削減目標(2030年度に2013年度比45%削減)の半分に至らず、2年連続減少も削減進捗は遅れたままである。

##### エネルギー販売量 | 販売電力は、電灯が減少も電力が増加し、2年ぶりに増加。都市ガス販売も3年連続で増加し、2017年度に次ぐ高水準。燃料油販売はエチレン原料用で増加も発電用の減少が大きく、3年ぶりに減少

電力販売量は、2023年度は、0.2%増加する。電力は、電気料金の高止まり等で省エネが進むも、サービス業で活動量の回復に加え、自動車の生産が大幅に回復することで増加(+0.6%)。電灯は、前年度より夏が涼しいことに加え、在宅率の下落で減少(-0.5%)。

都市ガス販売量は、微増(+0.1%)となり、厳冬・冷夏であった2017年度に次ぐ高水準。しかし、2020年度以降、発電用における大幅な増加がみられる一方、一般工業用、商業用はともにコロナ禍前を下回る。

燃料油販売量は、エチレン原料用で増加するも、燃料転換や省エネに加え、発電用で減少し、全体として微減(-0.2%)。航空や貨物車は燃費改善も輸送量が回復し、ジェット燃料、軽油が増加。乗用車は輸送量回復も、燃費改善やハイブリッド車の増加で、ガソリンは微減。原子力の再稼働や石炭火力の運開が進むことで石油火力の稼働率が低下し、C重油が減少。

## 再生可能エネルギー発電 | FIT電源設備容量は2023年度末には99GWまで拡大

FIT電源の設備容量(卒FIT分を含む)は、2023年度末には99GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大による建設工事遅延の影響はほぼ収まり、60.6GWまで拡大する。また、風力は、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、早期の運転開始への圧力が高まり6.1GWまで拡大する。2023年度のFIT電源の発電量は1,901億kWh(うち太陽光:920億kWh、中小水力:406億kWh、バイオマス:418億kWh、風力:119億kWhなど)と総発電量の18.6%を占め、大型水力を含めた再生可能エネルギー全体では22.5%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	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
一次エネルギー国内供給(Mtoe)	515.9	444.5	415.2	431.1	427.9	431.7	3.8%	-0.7%	0.9%
石油 <sup>2</sup> (100万kl)	232.3	186.1	169.7	175.8	177.1	175.7	3.6%	0.7%	-0.8%
天然ガス <sup>2</sup> (LNG換算100万t)	73.3	78.3	78.4	73.9	72.0	65.1	-5.8%	-2.6%	-9.5%
石炭 <sup>2</sup> (100万t)	184.7	187.6	174.6	184.6	184.7	190.1	5.7%	0.1%	2.9%
エ 原子力(10億kWh)	288.2	61.0	37.0	67.8	54.1	100.2	83.1%	-20.2%	85.1%
ネ 再生可能電力 <sup>3</sup> (10億kWh)	110.4	187.9	197.8	209.0	220.0	230.1	5.7%	5.3%	4.6%
ル FIT電源(10億kWh)	63.2	146.2	158.1	168.8	179.4	190.1	6.8%	6.2%	6.0%
ギ 自給率	20.2%	12.1%	11.3%	13.4%	12.8%	15.7%	2.1p	-0.5p	2.9p
販売電力量 <sup>4</sup> (10億kWh)	(926.6)	836.1	820.9	837.1	834.9	836.9	2.0%	-0.3%	0.2%
都市ガス販売量 <sup>5</sup> (10億m <sup>3</sup> )	39.28	40.42	39.51	41.15	41.63	41.69	4.1%	1.2%	0.1%
燃料油販売量(100万kl)	196.0	161.7	152.0	153.5	155.5	155.1	1.0%	1.3%	-0.2%
エネルギー起源CO <sub>2</sub> 排出(Mt)	1,137	1,029	968	980	975	962	1.2%	-0.4%	-1.4%
(FY2013比)	-8.0%	-16.7%	-21.6%	-20.7%	-21.1%	-22.1%	0.9p	-0.4p	-1.1p
輸 原油CIF価格(\$/bbl)	84	68	43	77	100	91	78.8%	28.7%	-8.8%
入 LNG CIF価格(\$/MBtu)	11.3	9.5	7.5	12.1	17.8	16.7	60.7%	47.6%	-6.5%
価 一般炭CIF価格(\$/t)	114	101	80	161	366	340	101.2%	127.9%	-7.1%
格 原料炭CIF価格(\$/t)	175	138	105	193	344	316	84.0%	78.5%	-8.0%
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	550.1	527.4	540.8	550.1	557.3	2.5%	1.7%	1.3%
鉱工業生産指数(CY2015=100)	101.2	99.9	90.3	95.5	96.8	98.8	5.8%	1.3%	2.1%
経 貿易収支(兆円)	5.3	-1.3	1.0	-5.5	-20.7	-20.7	-650%	276.4%	0.2%
済 化石燃料輸入額(兆円)	18.1	16.6	10.6	19.8	36.4	32.8	87.4%	83.3%	-10.0%
為替レート(¥/\$)	86.1	108.8	106.0	111.9	137.1	135.0	5.6%	22.5%	-1.6%
気 冷房度日	559	439	442	407	506	414	-8.0%	24.4%	-18.2%
温 暖房度日	1,079	818	863	966	937	973	11.8%	-2.9%	3.9%

(注) 1. Mtoeは石油換算100万t (= 10<sup>13</sup> 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 m<sup>3</sup> = 10,000 kcal換算。

## トピック ◆ 要旨

### [1] 更なる円安(+10円/\$)が経済・エネルギーに与える影響

2023年度に、基準シナリオに比べ+10円/\$の円安が進行した場合、輸出が基準比0.5%増、輸入が同0.2%減となり、実質GDPは微増にとどまる(同0.2%増)。限定的な輸出増に加え、エネルギー価格上昇に伴う物価上昇が内需抑制効果をもたらすため、円安がエネルギー多消費産業の生産に与える影響は僅かなプラスにとどまり、鉱工業生産指数、エネルギー販売量も微増となるに過ぎない。一方、化石燃料輸入額は増え、貿易収支は悪化し、名目GDPは殆ど増えない。この対策として、経済面ではインバウンド消費を増やし、エネルギー面では再生可能エネルギーの低廉化、原子力の再稼働の円滑化を進め、エネルギーの輸入依存度を下げることが重要であろう。

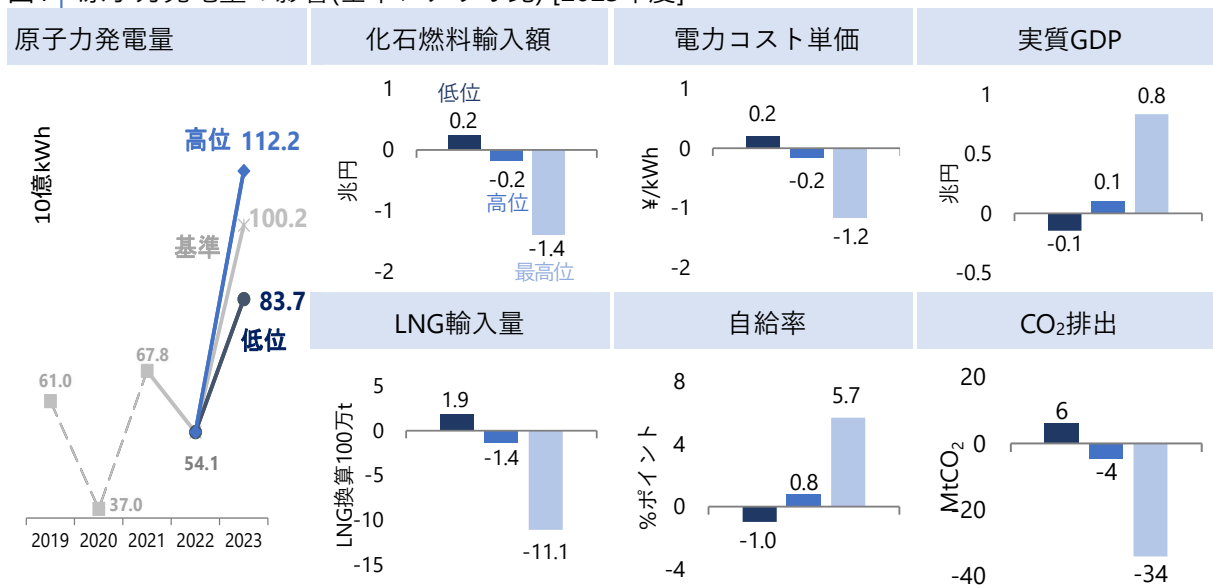
### [2] エネルギー代負担軽減策が及ぼす影響

1月から電気、都市ガス、燃料油を対象にエネルギー代負担軽減策として激変緩和措置が実施される。仮に当該措置がなければ、エネルギー価格が高騰することで物価が上昇し、経済は落ち込む。一方、エネルギー価格高騰でエネルギー消費、CO<sub>2</sub>排出が減るため、当該措置により一時的な省エネ・CO<sub>2</sub>排出削減への逆行が生じると考えられる。加えて、当該措置による財政出動負担も大きい。激変緩和措置の運用開始後は実態を見極めながら、マイナス影響をできる限り縮小し得る適切な段階的削減策を検討すること、さらにはエネルギー環境政策と調和を取るため、エネルギー効率を高める省エネ支援等でエネルギー支出を抑制させることも重要となる。

### [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、2023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1,800億円減、自給率は0.8ポイント増、CO<sub>2</sub>は4Mt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) [2023年度]



## 概況

2022年第3四半期(7-9月期)のGDP成長率は-0.2%と4四半期ぶりのマイナス成長となった。寄与度は外需が-0.6%と財貨・サービスの輸入増加がマイナス成長に寄与したことが主因であった。個人消費や設備投資、輸出は感染第7波の拡大や物価高で大幅な回復には至っていないものの、増勢は維持している。今後は感染第8波の影響が懸念されるが、行動制限は課されずに、対面型サービスやインバウンドを中心に拡大することが期待される。

原油輸入価格は、国際的な対ロシアへの経済制裁等によるロシアからのエネルギー輸出への不安感が高まり、2022年4月には\$100/bblを超え、6月に\$117/bblまで上昇した。10月まで\$100/bblを上

回る水準で推移しており、コロナ禍からの回復過程にある日本経済にのしかかっている。

消費者物価指数は、エネルギー価格高騰、急激な円安もあり、10月には対前年同期の上昇率は3.6%となり、消費税増税の影響を除くと40年8か月ぶりの歴史的な上昇幅となった。物価上昇の緩和策として、燃料油に加え、2023年1月から電力、都市ガスについても激変緩和措置が導入される。

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、2022年度中に3基の運転停止が長引いている。

## 基準シナリオにおける主要前提

### コロナ禍

日本では2022年度は7月以降の第7波により感染拡大するも、ワクチン接種等により重症者数は抑制され、行動制限は年度末まで緩和継続と想定。2023年度はワクチン接種に加え、治療薬の行き渡り等により、感染拡大・縮小の波はあるものの、政府による行動制限はほぼ解消すると想定。

### 世界経済

世界経済の成長率を2022年は+3.2%、2023年は+2.7%と想定。2022年はウクライナ戦争や、欧米によるインフレ対応策としての利上げで成長鈍化。2023年は欧米による利上げの影響等で、世界金融危機と新型コロナのパンデミックが深刻だった一時期を除き、2001年以降で最も弱い成長の推移となる。

### 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、2022年度は平均\$100/bbl(上期\$112/bbl、下期\$87/bbl)、2023年度は\$91/bblと想定。LNGは、原油価格の変動を遅れて反映し、2022年度は\$17.8/MBtu、2023年度は\$16.7/MBtu。一般炭は2022年度が\$366/t、2023年度が\$340/t、原料炭は2022年度が\$344/t、2023年度が\$316/tと想定(IEEJ

森川「2023年の石油市場の展望」、橋本「2023年のガス市場の展望」、佐川「国際石炭情勢の展望」)。

### 為替レート

為替レートは、年度平均で2022年度は¥137.1/\$、2023年度は¥135.0/\$と想定。

### 激変緩和措置

激変緩和措置は燃料油は2023年1月から補助上限を緩やかに縮小し、6月以降段階的に縮小すると想定。都市ガス、電力は9月から縮小すると想定。

### 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。2022年度は特重施設完成遅れで3基の停止が長引き、平均8か月稼働。発電量は541億kWh(前年度比-20.2%)。2023年度は新たに5基が順次再稼働し、震災後の再稼働は15基。特重施設完成遅れで2基の停止があるが、平均10か月稼働で、発電量は1,002億kWh(前年度比+85.1%)。

### 気温

2022年度冬は気象庁の3か月予報を参考に平年よりやや暖かい。以降は平年並みと想定。2022年度夏は前年度比で暑く(+1.0°C)、冬は暖かい(+0.3°C)。2023年度夏は前年度比で涼しく(-0.8°C)、冬は寒い(-0.3°C)。



## マクロ経済

### 2023年度は、実質GDPは3年連続で増加するも、増加ペースは減速。輸入価格の高止まりに伴い、3年連続で貿易赤字となる

2022年度の実質GDPはコロナ禍前の生活様式に戻り増加(+1.7%)。個人消費は対面型サービスを中心に増加(+2.6%)、設備投資は企業の投資意欲回復で増加(+3.7%)となり、民需は2.1%の増加寄与。公需は医療費増加で0.1%の増加寄与、外需は世界経済減速による輸出鈍化で、0.5%の減少寄与。

2023年度の実質GDPは内需を中心に増加も、増加ペースは減速(+1.3%)。個人消費は物価上昇が続くことで増加ペースが抑制されるが、コロナ禍での過剰貯蓄や総合経済対策により影響は緩和(+1.3%)。設備投資は、輸入コスト増加があるものの、景気回復により企業収益が持ち直して増加

(+3.4%)。業務の効率化、デジタル化対応のための投資に加え、脱炭素に向けた環境対応投資等を誘引。民需は1.4%の増加寄与だが、2018年度を下回る。公需は公共投資が国土強靱化計画、政府支出が総合経済対策や医療・介護費の増加等で過去最大を更新し、0.3%の増加寄与。外需はインバウンド需要や自動車の輸出が回復するものの、欧米を中心に物価高に伴う買い控え姿勢が強まることで輸出が減少し、0.3%の減少寄与。

化石燃料輸入額は、2023年度は原油価格下落で減少も、前年度に次ぐ高水準 (-10.0%)。貿易収支は、赤字がわずかに拡大し、過去最大の赤字を更新。

表1 | マクロ経済

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	550.1	527.4	540.8	550.1	557.3	2.5%	1.7%	1.3%
民間需要	383.7	411.5	387.9	395.6	406.8	413.9	(1.4%)	(2.1%)	(1.4%)
民間最終消費支出	290.5	299.5	284.4	288.6	296.1	300.0	1.5%	2.6%	1.3%
民間住宅投資	18.2	20.4	18.9	18.6	17.9	18.0	-1.1%	-4.2%	0.8%
民間設備投資	73.7	90.6	85.4	87.2	90.4	93.5	2.1%	3.7%	3.4%
公的需要	124.2	139.0	143.3	145.3	146.0	147.1	(0.3%)	(0.1%)	(0.3%)
政府最終消費支出	98.1	111.0	113.9	117.8	119.3	119.6	3.4%	1.2%	0.3%
公的固定資本形成	26.2	28.1	29.5	27.6	26.8	27.4	-6.4%	-2.6%	2.2%
財貨・サービスの純輸出	4.7	-0.4	-4.1	0.4	-2.0	-3.2	(0.8%)	(-0.5%)	(-0.3%)
財貨・サービスの輸出	83.8	102.6	92.3	103.7	108.2	108.0	12.3%	4.3%	-0.2%
財貨・サービスの輸入	79.2	103.0	96.5	103.3	110.1	111.2	7.1%	6.6%	1.0%
名目GDP (兆円)	504.9	556.8	537.6	550.5	562.4	577.9	2.4%	2.2%	2.7%
貿易収支(兆円)	5.3	-1.3	1.0	-5.5	-20.7	-20.7	-649.9%	276.4%	0.2%
輸出	67.8	75.9	69.5	85.9	103.1	107.0	23.6%	20.0%	3.8%
輸入	62.5	77.2	68.5	91.4	123.8	127.7	33.4%	35.4%	3.2%
化石燃料輸入	18.1	16.6	10.6	19.8	36.4	32.8	87.4%	83.3%	-10.0%
石油	12.3	10.1	5.8	11.2	17.5	16.1	93.9%	56.5%	-7.9%
LNG	3.5	4.1	3.2	5.0	9.3	7.7	58.8%	85.5%	-17.0%
経常収支(兆円)	18.3	18.6	16.7	20.3	10.1	8.2	21.0%	-50.1%	-19.2%
国内企業物価指数(CY2020=100)	97.3	101.3	99.9	107.0	116.2	118.9	7.1%	8.6%	2.4%
消費者物価指数(CY2020=100)	94.7	100.1	99.9	100.0	102.7	104.4	0.1%	2.7%	1.6%
完全失業率(%)	5.0	2.3	2.9	2.8	2.5	2.4	[-0.1p]	[-0.3p]	[-0.1p]

(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

## 2023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み3年連続上昇も、2019年度は下回る。粗鋼、エチレンの生産量は増加も2021年度は下回る

2022年度の鉱工業生産指数は、スマートフォンやパソコンなどの需要先細りで半導体メモリーを含む電子部品・デバイスが減少も、自動車や産業用汎用機器が増産となり、上昇(+1.3%)。2023年度は、生産回復が遅れた自動車や堅調な設備投資に伴う重電機器を中心に増加(+2.1%)して3年連続上昇も、コロナ禍前の2019年度は下回る。

2022年度の粗鋼生産量は自動車用や建材が落ち込んだことに加え、上期に名古屋製鉄所第3高炉、下期に東日本製鉄所・千葉地区第6高炉の改修があり減少(-3.2%)。輸出は上期のアジアの市況悪化の影響が大きく減少。2023年度は東日本製鉄所京浜地区の第2高炉が停止するものの、世界の自動車生産の回復で増加(+1.5%)。ただし、2021年度は下回る。

2022年度のエチレン生産量はプラントの定期修理が多く減少し、1993年度以来初めて600万tを下回る(-3.7%)。内需は産業の生産回復により増加する。中国のロックダウンで誘導品の在庫水準が韓国等で高まっていることから、輸入が増加し輸出が減少する。2023年度はプラントの定期修理が少なく増加(+2.3%)。調整弁の輸出もプラントの定期修理が少ないことで、アジア向けに増加する。

2022年度のセメント生産量は輸出が原料コストの上昇で落ち込み、減少(-2.4%)。内需は関東を中心に再開発案件が開始されるものの、官公需で入札不調、人手不足に伴い微減。2023年度は内需が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も、輸出が原料コストの高止まりで減少し、微増(+0.2%)。

2022年度の紙・板紙生産量は、段ボール原紙や衛生用紙が増加もデジタル化の加速による新聞やイベント向け、出版向けの紙需要の減少が大きく、減少(-1.2%)。2023年度は引き続き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により減少(-1.4%)。そのうち板紙は、観光需要の回復、EC利用拡大で内需は増加。海外もEC利用拡大が続くが、国内で板紙の原料となる古紙の不足が生産制約となり、輸出は減少。

2022年度の自動車生産台数は、中国のロックダウンによる部品不足に加え、車載用半導体不足が継続し、2020年度をわずかに上回る程度(+6.4%)。2023年度は内需、輸出ともに回復して生産量は増加(+3.4%)。ただし、車載用半導体不足で構造的な需給ひっ迫は解消されず、2019年度以前では1976年度以来の低水準。

表2 | 生産活動

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
粗鋼(100万t)	110.8	98.4	82.8	95.6	92.6	94.0	15.5%	-3.2%	1.5%
生 エチレン(100万t)	7.00	6.28	6.04	6.10	5.88	6.01	1.0%	-3.7%	2.3%
産 セメント(100万t)	56.1	58.1	56.1	55.7	54.4	54.5	-0.6%	-2.4%	0.2%
量 紙・板紙(100万t)	27.3	25.0	22.7	24.0	23.7	23.4	5.8%	-1.2%	-1.4%
自動車(100万台)	8.99	9.49	7.97	7.55	8.03	8.30	-5.3%	6.4%	3.4%
鉱工業(CY2015=100)	101.2	99.9	90.3	95.5	96.8	98.8	5.8%	1.3%	2.1%
生 食料品・たばこ	100.7	100.6	97.0	96.6	97.2	98.9	-0.4%	0.6%	1.8%
指 化学	99.6	103.8	94.5	99.7	102.9	105.5	5.5%	3.2%	2.5%
数 非鉄金属	100.0	99.2	90.0	96.4	97.7	100.1	7.1%	1.4%	2.4%
金属機械	99.4	100.3	89.7	96.1	97.9	99.9	7.1%	1.8%	2.0%
第3次産業活動指数(CY2015=100)	97.6	102.3	95.3	97.5	100.5	102.8	2.3%	3.0%	2.3%

(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

**2023年度のエネルギー需要は輸送量の回復や産業の増産で2年ぶりに増加。CO<sub>2</sub>は減少が続くも削減進捗は遅れたまま**

2022年度の一次エネルギー国内供給は、エネルギー多消費産業の減産等で減少(-0.7%)。2023年度は人流増加に伴う輸送量の回復に加え、自動車の増産で増加(+0.9%)。2021年度を上回る。エネルギー価格高騰で省エネは進むが、エネルギー多消費産業の増産でGDP原単位の改善は僅か(-0.4%)。

2022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、非電力用ともに伸びる(+5.0%)。2023年度は非住宅用太陽光を中心に稼働が増加(+4.7%)し、一次エネルギー国内供給の6%を占める。

2022年度の原子力は新たな再稼働がないことに加え、特重施設対応等で長期間停止するプラント3基があり、減少(-20.3%)。2023年度は特重施設の完成遅れで2基停止も停止期間は短いことに加え、5基が順次再稼働するため、大幅に増加(+82.5%)。

2022年度の石油は、輸送量の回復や電力需給逼迫に伴う石油火力発電の稼働率増加に伴い増加(+0.7%)。2023年度は輸送量の回復による軽油、ジェット燃料の増加やエチレン増産によるナフ

サの増加はあるが、効率改善や燃料転換、石油火力発電量の減少により、全体で減少(-0.8%)。

2022年度の石炭は、4基302万kWの石炭火力が年度中に運開する一方、粗鋼生産量が大きく減少することに伴い微減(-0.2%)。2023年度は鉄鋼やセメントの生産が回復することに加え、石炭火力1基34万kWが運開するため増加(+2.8%)。

2022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(-2.6%)。2023年度は、原子力発電量が大きく増加することで、発電用を中心に大幅に減少し、2006年度以来初めて90Mtoeを下回る(-9.5%)。LNG輸入量は2022年度に在庫積み上げで増加も、2023年度は東日本大震災後では初、13年ぶりに7千万tを下回る(-9.5%)。

2022年度のエネルギー起源二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出は975Mtとなり、2年ぶりに減少(-0.4%)。2023年度は原子力の増加などにより962Mtとなり(-1.4%)、2013年度比22.1%減となる。2013年度と2030年度の間接点を越えても2030年度CO<sub>2</sub>削減目標(2030年度に2013年度比45%削減)の半分に至らず、2年連続で減少も削減進捗は遅れたままである。

表3 | 一次エネルギー国内供給

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
一次エネルギー国内供給(Mtoe)	515.9	444.5	415.2	431.1	427.9	431.7	3.8%	-0.7%	0.9%
石炭	119.1	120.4	110.6	118.9	118.7	122.1	7.5%	-0.2%	2.8%
石油	212.0	170.1	155.1	160.7	161.9	160.6	3.6%	0.7%	-0.8%
天然ガス	95.7	102.4	102.5	96.6	94.0	85.1	-5.8%	-2.6%	-9.5%
LNG輸入(100万t)	70.6	76.5	76.4	71.5	73.2	66.2	-6.4%	2.4%	-9.5%
水力	17.7	16.5	16.2	16.3	16.4	16.3	0.6%	0.6%	-0.8%
原子力	60.7	13.0	7.9	14.5	11.5	21.1	82.7%	-20.3%	82.5%
新エネルギー等	10.7	22.1	22.8	24.1	25.3	26.5	5.6%	5.0%	4.7%
自給率	20.2%	12.1%	11.3%	13.4%	12.8%	15.7%	2.1p	-0.5p	+2.9p
GDP原単位(FY2013=100)	109.3	87.7	85.4	86.5	84.4	84.0	1.2%	-2.4%	-0.4%
エネルギー起源CO <sub>2</sub> 排出(MtCO <sub>2</sub> )	1,137	1,029	968	980	975	962	1.2%	-0.4%	-1.4%
(FY2013比)	-8.0%	-16.7%	-21.6%	-20.7%	-21.1%	-22.1%	-0.9p	0.4p	1.1p

(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、発受電構成(電気事業用)、電力・電灯総合単価

2023年度の販売電力量は電灯が減少も電力が増加し、2年ぶりに増加。LNG火力が非化石電源、石炭火力の上昇に伴い大きく減少し、震災以降初めて2010年度のシェアを下回る

2022年度の販売電力量は、0.3%減少する。電力は、自動車の生産、サービス業の活動量の回復に加え、夏が猛暑であったため増加(+0.5%)。一方、電灯は、冬の在宅率の下落に伴い減少(-1.8%)。2023年度の販売電力量は、0.2%増加する。電力は、電気料金の高止まり等で省エネが進むも、サービス業の活動量の回復に加え、自動車の生産が大幅に回復することで増加(+0.6%)。電灯は、前年度より夏が涼しいことに加え、在宅率の下落で減少(-0.5%)。

電力・電灯総合単価は、2022年度はウクライナ侵攻等による化石燃料価格の高騰や再生可能エネルギー発電促進賦課金単価の上昇、円安で上昇(+27.0%)。2023年度も上昇し、過去最高を更新(+2.8%)。激変緩和措置による補助金があり電力総合単価は下落するが(-0.5%)、電灯総合単価は低圧規制料金の上限引き上げにより上昇(+8.8%)。

電源構成は、2022年度の原子力は新たな再稼働がないことに加え、定期検査が長引き低下(-1.4p)。2023年度は5基再稼働が進み、前年度からの反動で上昇(+4.9p)。再生可能(除水力)等は非住宅太陽光を中心に増加し、2022年度、2023年度ともに1.1p上昇。2023年度の非化石電源は5.8p上昇し、35.5%になる。しかし、2010年度(38.2%)と比較すると2.7p低く、引き続き拡大が求められる。

2023年度の石炭は2022年度中に運開した4基302万kW(武豊5号、東3号、三隅2号、神戸4号)の石炭火力に加え、2023年度中に1基50万kW(西条1号)が運開して上昇(+1.1p)。2023年度の石油他は電力需給ひっ迫が緩和して石油火力(C重油焚き、原油生焚き)が減少し、下落(-1.5p)。2023年度のLNGは非化石電源増加の影響で27.2%(-5.4p)となり、震災以降初めて2010年度(29.3%)を下回る。

表4 販売電力量、発受電構成、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	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
販売電力量(10億kWh)	(926.6)	836.1	820.9	837.1	834.9	836.9	2.0%	-0.3%	0.2%
電灯	304.2	266.7	278.0	278.1	273.2	271.9	0.1%	-1.8%	-0.5%
電力	(622.4)	569.4	543.0	559.0	561.7	565.0	2.9%	0.5%	0.6%
特別高圧・高圧	(576.5)	533.2	506.6	523.2	525.8	529.1	3.3%	0.5%	0.6%
低圧	(45.9)	36.3	36.3	35.7	35.9	36.0	-1.6%	0.5%	0.1%
発受電電力量(10億kWh)	(1,028)	932.0	920.3	945.5	942.7	944.9	2.7%	-0.3%	0.2%
水力	(8.5%)	9.3%	9.5%	9.5%	9.6%	9.5%	0.0p	0.1p	-0.1p
火力	(61.7%)	73.1%	74.0%	70.1%	70.3%	64.5%	-3.9p	0.2p	-5.8p
石炭	(25.0%)	28.4%	27.8%	27.7%	28.6%	29.7%	-0.1p	0.9p	1.1p
LNG	(29.3%)	38.1%	38.6%	33.8%	32.6%	27.2%	-4.8p	-1.2p	-5.4p
石油他	(7.5%)	6.6%	7.5%	8.6%	9.1%	7.6%	1.1p	0.5p	-1.5p
原子力	(28.6%)	6.5%	4.0%	7.2%	5.7%	10.6%	3.1p	-1.4p	4.9p
再生可能(除水力)等	(1.1%)	11.0%	12.5%	13.2%	14.4%	15.4%	0.7p	1.1p	1.1p
電力・電灯総合単価(円/kWh)	(16.7)	21.7	20.5	22.2	28.2	29.0	8.4%	27.0%	2.8%
電灯総合単価	21.4	27.3	26.0	27.9	31.3	34.1	7.4%	12.3%	8.8%
電力総合単価	(14.4)	18.9	17.5	19.0	26.7	26.6	8.2%	40.9%	-0.5%

(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。

発受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)

**2023年度の都市ガス販売量は産業の増産があり、3年連続で増加。2017年度に次ぐ高水準も、一般工業用、商業用はコロナ禍前の2019年度を下回る**

2022年度の都市ガス販売量<sup>1</sup>は一般工業用、商業用、発電用(電気事業用)で増加し、増加(+1.2%)。2023年度は微増(+0.1%)となり、厳冬・冷夏であった2017年度に次ぐ高水準。しかし、2020年度以降、発電用における大幅な増加がみられる一方、一般工業用、商業用はともにコロナ禍前を下回る。

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く。2022年度は、前年度より暖冬であることに加え、在宅率の低下に伴い減少(-2.6%)。2023年度は、前年度より厳冬も、在宅率の低下に伴う給湯・暖房用需要減により、微減(-0.1%)。

2022年度の一般工業用は、産業の生産回復から増加(+0.5%)。2023年度も省エネが進展する中で産業の生産が回復して、増加(+0.7%)。ただし、2019年度は下回る。2023年度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。工業用合計は、2022年度は2.6%増、2023年度は0.5%増。

業務用(商業用・その他用)は、2022年度は省エネが進む中、夏が猛暑で冷房需要が増加した。商業用は宿泊業・飲食サービス業、生活関連サービス業・娯楽業を中心に前年度よりも活動量が回復することで、増加(+3.7%)。その他用は主に病院用での減少が大きい(-0.9%)。2023年度は、冬は前年度より寒いため、給湯・暖房需要が増加するが、夏は前年度より涼しく冷房需要が減少する。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の回復が続くものの、省エネの進展や冷房需要の減少により、減少(-1.2%)。その他用は省エネの進展に加え、コロナ禍からの脱却で、主に病院向けの需要が減ることに伴い、減少(-0.6%)。

2022年度の都市ガス総合単価はウクライナ侵攻等によりLNG価格が上昇することに伴い上昇(+40.3%)。2017年度の全面自由化以降、最高を更新。一方、2023年度は激変緩和措置による補助金投入に伴い、下落(-3.0%)。ただし、家庭用は前年度後半に上限引き上げがあり、上昇(+0.7%)。

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	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
都市ガス販売量(10億m <sup>3</sup> )	39.28	40.42	39.51	41.15	41.63	41.69	4.1%	1.2%	0.1%
家庭用	9.79	9.38	10.02	9.91	9.66	9.65	-1.0%	-2.6%	-0.1%
商業用	4.75	4.16	3.65	3.70	3.84	3.79	1.4%	3.7%	-1.2%
工業用	21.61	23.83	22.76	24.37	25.01	25.13	7.1%	2.6%	0.5%
一般工業用	20.28	19.68	17.43	18.91	19.00	19.13	8.5%	0.5%	0.7%
発電用(電気事業用)	1.34	4.15	5.33	5.46	6.00	6.00	2.4%	9.9%	0.0%
その他用	3.13	3.05	3.08	3.16	3.13	3.11	2.4%	-0.9%	-0.6%
都市ガス総合単価(円/m <sup>2</sup> )	92.80	93.15	83.27	96.02	134.7	130.7	15.3%	40.3%	-3.0%
家庭用	172.1	178.1	165.4	175.0	207.6	209.2	5.8%	18.7%	0.7%
商業用	88.10	95.50	85.75	95.55	136.1	130.0	11.4%	42.4%	-4.4%
工業用	54.47	63.47	52.23	65.18	107.3	101.9	24.8%	64.6%	-5.1%
その他用	82.42	88.67	78.05	88.00	129.3	123.2	12.8%	46.9%	-4.7%

(注) 1 m<sup>3</sup> = 41.8605 MJ (10,000 kcal)換算。( )内は旧統計値で連続しない。

<sup>1</sup> 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

**2023年度の燃料油販売量はエチレン原料用で増加も発電用の減少が大きく、3年ぶりに減少。輸送用燃料の輸出が増加し、原油処理量が1994年度以来初めて3年連続で増加する**

2022年度の燃料油販売は、輸送用や発電用を中心に増加(+1.3%)。2023年度はエチレン原料用で増加するも、燃料転換や省エネに加え、発電用で減少し、全体として微減(-0.2%)。

2022年度のガソリンは、乗用車の輸送量が大幅に回復し増加(+1.4%)。2023年度も輸送量は回復も、燃費改善やハイブリッド車の増加で微減(-0.1%)。

2022年度のナフサは、エチレンプラントの定期修理が多く、減少(-2.4%)。2023年度はエチレンプラントの定期修理が少なく増加(+1.9%)。

2022年度のジェット燃料油は航空の旅客輸送量が大幅に回復して増加(+36.5%)。2023年度も人流回復で、コロナ禍前の2019年度に近づく(+13.4%)。

2022年度の灯油は、冬が暖かいことに加え、在宅率が下落して減少(-2.6%)。2023年度は冬が寒いことから暖房需要は増加も、燃料転換で減少(-0.4%)。

2022年度の軽油は、旅客、貨物で燃費が改善するものの、輸送需要に加え、産業の生産量やサービス業の活動量が回復し、増加(+2.5%)。2023年度は引き続き貨物車の輸送需要、産業の生産量やサービス業の活動量の回復で増加(+1.2%)。

2022年度のA重油は、サービス業の活動量の回復や船舶でC重油からの燃料転換が進み増加(+1.5%)。さらに、電力需給ひっ迫に伴い、電力用でも増加。2023年度は発電用での減少に加え、他用途で省エネ、燃料転換が進むことで減少(-3.7%)。

2022年度のB・C重油は、産業用や船舶用で省エネや燃料転換が進んで減少するも、電力需給ひっ迫に伴って電力用が増加し、全体では増加(+7.3%)。2023年度は原子力再稼働や石炭火力運開が進んで供給余力が増え、電力用で大幅に減少(-18.7%)。

2022年度のLPGは、家庭用が在宅率の低下、化学原料用がエチレンプラントの稼働率低下はあるものの、飲食店の厨房用や産業用、営業用自動車の回復に加えて、都市ガスの熱量調整用が大幅増で増加(+1.5%)。2023年度は燃料転換はあるものの、エチレンプラントの稼働率が上昇することや、飲食店の稼働率が回復することで増加(+0.8%)。

2022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(+5.5%)。2023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、原油処理量は増加(+1.2%)。1994年度以来の3年連続増加となる。

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	FY2019	FY2020	FY2021	FY2022	FY2023	FY2021	FY2022	FY2023
燃料油販売量(100万kl)	196.0	161.7	152.0	153.5	155.5	155.1	1.0%	1.3%	-0.2%
ガソリン	58.2	49.2	45.5	44.5	45.1	45.1	-2.2%	1.4%	-0.1%
ナフサ	46.7	42.5	40.3	41.7	40.7	41.5	3.3%	-2.4%	1.9%
ジェット燃料油	5.2	5.2	2.7	3.3	4.5	5.1	21.2%	36.5%	13.4%
灯油	20.3	13.6	14.5	13.5	13.2	13.1	-6.8%	-2.6%	-0.4%
軽油	32.9	33.7	32.0	32.1	32.9	33.2	0.2%	2.5%	1.2%
A重油	15.4	10.2	10.2	10.1	10.3	9.9	-0.9%	1.5%	-3.7%
B・C重油	17.3	7.4	6.6	8.3	8.9	7.2	25.0%	7.3%	-18.7%
電力用	7.7	2.6	2.8	4.4	5.2	3.8	60.4%	18.5%	-28.4%
その他用	9.7	4.7	3.9	3.9	3.6	3.5	-0.2%	-5.5%	-4.9%
LPG販売量(100万t)	16.5	14.1	12.9	13.1	13.3	13.4	1.4%	1.5%	0.8%
原油処理量(100万kl)	208.9	174.0	139.3	147.5	155.6	157.4	5.9%	5.5%	1.2%

## 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99GWまで拡大

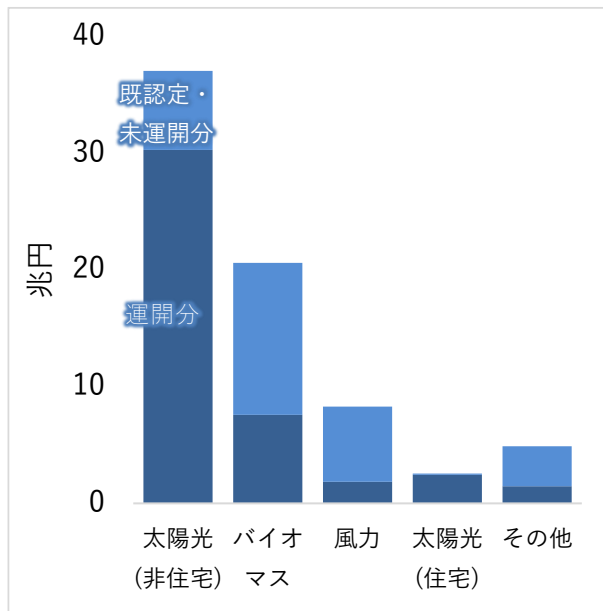
2022年6月末におけるFIT電源の設備認定容量は102.1GWとなった。仮に、この認定済容量すべてが稼働した場合、消費者負担額は運開設備および移行設備<sup>2</sup>を含めて累積73兆円にのぼる<sup>3</sup>。これは¥2.9/kWh——家庭用12%、産業用等17%——の電力料金の値上げに相当。

設備容量(卒FIT分を含む)は2023年度末には99GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大による建設工事遅延の影響はほぼ収まり、60.6GWまで拡大する。また、風力は、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、早期の運転開始への圧力が高まり6.1GWまで拡大する。2023年度のFIT電源の発電量は1,901億kWh(うち太陽光:920億kWh、中小水力:406億kWh、バイオマス:418億kWh、風力:119億kWhなど)と総発電量の18.6%を占め、大型水力を含めた再生可能エネルギー全体では22.5%を占める。

2022年度から、再エネに市場競争力を持たせることを目指したFIP(Feed-in Premium)制度が開始され、事業用太陽光の入札価格がようやく10円/kWhを下回るようになった。また、再エネ発電事業者と需要家の相対契約PPA(Power Purchase Agreement)も少しずつ拡大している。このように、2030年の電源構成に占める再エネの割合36~38%の目標達成に向けて、賦課金を通じた国民負担をベースとしたFITに依存しない多様な再エネ導入策が進められている。

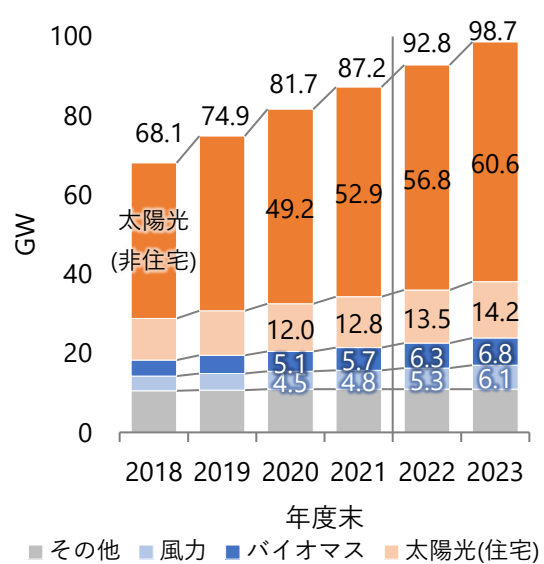
一方で、最近、陸上風力発電導入計画事業者と地元とのトラブルが相次ぐ。環境や景観への影響の懸念から、自治体が計画へ反対し事業者が撤退する事例も見られる。健全な再エネ導入拡大には、環境との調和や地域住民との合意形成が基本となることを改めて認識させられる。

図1 | FITによる買取期間の累積負担額  
(2022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

<sup>2</sup> 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。

<sup>3</sup> 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] 更なる円安(+10円/\$)が経済・エネルギーに与える影響

### 更なる円安は輸出増に繋がりにくく、エネルギー輸入額が増大し、経済に与える影響は微増

#### 生産量増・エネルギー販売量増は限定的

2023年第2四半期以降、基準シナリオに比べ+10円/\$の円安が進行した円安ケースの場合、財貨・サービスの輸出が0.6兆円増(基準比+0.5%)、財貨・サービスの輸入が0.3兆円減(同-0.2%)となり、実質GDPは0.9兆円増(同+0.2%)と微増にとどまる。

円安に伴うエネルギー多消費産業の生産は、粗鋼が41万トン増(同+0.4%)、自動車が増4万台増(同+0.4%)、紙・板紙が4万トン増(同+0.2%)、エチレンが0.5万トン増(同+0.1%)、セメントが1万トン増(同+0.0%)と限定的である。

粗鋼は電気機械等の弱含みの生産増に伴う内需拡大は若干あるものの、世界経済減速により輸出を伸ばせない。自動車も車載用半導体不足の影響が残り、輸出を増やせない。紙・板紙はデジタル化トレンドや生産工場の海外移転、エチレン、セメントはそれぞれナフサ、石炭等の原燃料費高の影響を受け、輸出増に繋がりにくい。

このような限定的な輸出増に加え、エネルギー価格上昇に伴う物価上昇が内需抑制効果をもたらすため、円安が主要なエネルギー多消費産業の生産に与える影響は僅かなプラスにとどまる。鉱工業生産指数、販売電力量、都市ガス販売量、燃料油販売量も微増となるに過ぎない。

#### 化石燃料輸入額は更に増加

一方、円安ケースでは、化石燃料輸入額が増加する。円安ケースの場合、石油は1.2兆円、LNGは5,700億円、石炭等は6,700億円の輸入額増となり、計2.4兆円の増加となる。

化石燃料消費量が2023年度の一次エネルギー国内供給に占める割合は、基準シナリオと同様、円安ケースでも85%と高止まりの状況が続く。このため、円安によるエネルギー輸入額増加の影響が大きい。

#### 貿易収支は悪化、名目GDPは横ばい

円安ケースでは、2023年度には輸出額が大きく増えず、エネルギーを中心とする輸入額が増えるた

め、貿易収支が悪化する。2022年度上期(4~9月)の貿易収支は11.0兆円と過去最大の赤字であった。円安ケースでは基準比0.8兆円悪化の21.5兆円の赤字となり、これは過去最大の赤字を更新することとなる。

この結果、伝統的には日本経済にプラスとされてきた円安は、更に進行しても2023年度に名目GDPにもプラスの影響を殆どもたらさない(同+0.1%)。

表7 | 更なる円安(+10円/\$)の影響[2023年度]

		基準シナリオ	円安ケース	基準比
前提	為替(円/ドル)	135.0	145.0	7.4%
物価	国内企業物価指数(CY2020=100)	118.9	120.2	1.0%
	消費者物価指数(CY2020=100)	104.4	104.6	0.2%
経済	名目GDP(兆円)	577.9	578.2	0.1%
	実質GDP(2015年価格兆円)	557.3	558.3	0.2%
	財貨・サービスの輸出	108.0	108.5	0.5%
	財貨・サービスの輸入	111.2	111.0	-0.2%
	1人あたり国民総所得	4,914	4,925	0.2%
	貿易収支(兆円)	-20.7	-21.5	(-0.8)
	鉱工業生産指数(CY2015=100)	98.8	99.0	0.3%
	粗鋼生産量(100万t)	93.99	94.40	0.4%
	エチレン生産量(100万t)	6.01	6.02	0.1%
	セメント生産量(100万t)	54.50	54.51	0.0%
	紙・板紙生産量(100万t)	23.40	23.44	0.2%
	自動車生産台数(100万台)	8.30	8.34	0.4%
	名目化石燃料輸入額(兆円)	32.76	35.20	7.5%
エネルギー	一次エネルギー国内供給(Mtoe)	431.7	432.0	0.1%
	石油(100万kL)	175.7	175.8	0.0%
	天然ガス(LNG換算100万t)	65.1	65.2	0.1%
	石炭(100万t)	190.8	191.1	0.2%
環境	販売電力量(10億kWh)	836.9	837.3	0.0%
	都市ガス販売量(10億m <sup>3</sup> )	41.7	41.7	0.0%
	燃料油販売量(100万kL)	155.13	155.19	0.0%
環境	エネルギー起源CO <sub>2</sub> 排出(Mt)	954	955	0.1%

#### インバウンド消費を増やし、エネルギーの国産化・準国産化を進めることが肝要

このように、更なる円安はエネルギー多消費産業を含む日本の製造業にあまり追い風とならない。

円安を生かす短期的な方策の一つは、観光業等のサービス産業の一層の国際化を図り、海外から観光客やビジネスパーソンを多く招き入れ、インバウンド消費を増やすことだろう。

また、円安による化石燃料輸入額増を抑制するためには、国内の再生可能エネルギーの低廉化、原子力の再稼働の円滑化を進め、エネルギーの輸入依存度を下げることが重要であろう。



## Topic [2] エネルギー代負担軽減策が及ぼす影響

エネルギー代負担軽減策がない場合、経済には下押しも財政出動は減る。軽減策は短期的にはプラス影響も、中長期的にはマイナス影響もあり、出口を見据えた対応が必要

1月以降は燃料油で激変和措置を延長に加え  
て電力、都市ガスにも拡充

2022年度上半期は化石燃料輸入CIF価格が高止まりし、さらに円安も継続した。ナフサ以外の燃料油については、2022年1月から激変緩和措置で価格高騰を抑制してきたが、電力・都市ガスは歴史的な高値水準となっている。政府は、2022年10月28日に物価高騰対策の1つとして、燃料油・電力・都市ガスへの激変緩和措置<sup>4</sup>を打ち出し、2023年1月から実施することになった。これにより、燃料油はガソリン価格を170円/L程度に抑制する措置を継続する。電力は、家庭等の低圧契約に対して7円/kWh、企業等の高圧契約に対して3.5円/kWhの支援がなされる。都市ガスは、家庭及び年間契約量が1,000万m<sup>3</sup>未満の企業等に対して、30円/m<sup>3</sup>の支援が行われる。

基準シナリオでは、政府発表を踏まえ、燃料油は2023年1月から補助上限を緩やかに縮小し、6月以降は補助金額自体を段階的に縮小すると想定した。電力・都市ガスは9月から縮小をはじめ、10月に補助金をなくすと想定した。この補助金の影響を比較するため、本章では2023年1月の補助金

が2023年度中続く「支援措置年間継続」ケース、および2023年度に補助金がないとする「支援措置なし」ケースを機械的に設定し、経済やエネルギーの影響を試算した。

激変緩和措置がなければ、物価が上昇し、経済は落ち込む

エネルギーは広範囲の業種で消費されていることから、政府の激変緩和措置により、家庭や製造業、サービス業、農業、運送業者など幅広く恩恵を受ける。支援措置年間継続ケースでは、エネルギー価格が基準比で下落することで、消費者物価指数は下落する(-0.9%)。一方、支援措置なしケースでは、エネルギー価格が上昇することから、消費者物価指数は上昇する(+0.7%)。国内企業物価指数はエネルギーの割合がより高いことから、消費者物価指数よりも変化が大きく、支援措置年間継続ケースでは下落し(-1.4%)、実質GDP、鉱工業生産指数は押し上げられる(+0.1%、+0.1%)。一方、支援措置なしケースでは、国内企業物価指数は上昇(+0.8%)、実質GDP、鉱工業生産指数は押し下げられる(-0.1%、-0.2%)。

表8| 激変緩和措置の支援による影響[2023年度]

	基準	支援措置		基準シナリオ比(差)		
		年間継続	支援措置なし	年間継続	なし	
価格	国内企業物価指数(CY2020=100)	118.9	117.3	119.9	-1.4%	0.8%
	消費者物価指数(CY2020=100)	104.4	103.4	105.1	-0.9%	0.7%
経済	実質GDP(2015年価格兆円)	557.3	557.8	556.8	0.1%	-0.1%
	貿易収支(兆円)	-20.7	-21.7	-20.0	(-1.0)	(0.7)
	鉱工業生産指数(CY2015=100)	98.8	98.9	98.6	0.1%	-0.2%
エネルギー	化石燃料輸入額(兆円)	32.27	32.36	32.19	0.3%	-0.3%
	一次エネルギー国内供給(Mtoe)	431.7	432.6	430.7	0.2%	-0.2%
	石油(100万kL)	175.7	176.2	175.5	0.2%	-0.1%
	天然ガス(LNG換算100万t)	65.1	65.6	64.6	0.7%	-0.9%
	販売電力量(10億kWh)	836.9	839.4	834.3	0.3%	-0.3%
	都市ガス販売量(10億m <sup>3</sup> )	41.7	41.9	41.4	0.4%	-0.7%
	燃料油販売量(100万kL)	155.1	155.6	154.9	0.3%	-0.2%
環境	エネルギー起源CO <sub>2</sub> 排出(Mt)	954	956	952	0.3%	-0.2%

<sup>4</sup> 物価高克服・経済再生実現のための総合経済対策

(令和4年10月28日閣議決定)

ただし、支援措置年間継続ケースでは、化石燃料輸入価格は変わらない中でエネルギー消費が増加することから、化石燃料輸入額は増加し、貿易収支は悪化する(-1.0兆円)。支援措置なしケースでは逆の作用が働き、貿易収支は改善する(+0.7兆円)。換言すると、支援措置によりエネルギー輸入依存度が上昇することで、エネルギー安全保障に逆行することになる。

### 支援措置により、エネルギー消費やCO<sub>2</sub>排出、財政出動は増加

支援措置の期間が延びればエネルギー価格の下落効果により販売量が増加する一方、支援措置がなければ、エネルギー価格上昇により販売量は減少する。販売先別では、産業用は内需変化による生産量変化に加え、生産コスト変化により省エネの進捗が変わることから、家庭用や輸送用より影響が大きい。エネルギー販売の中では都市ガス販売の変化率が最大となる。都市ガスは燃料油や電力より産業用の割合が大きいことに加え、用途に関わらず一律30円/m<sup>3</sup>の支援となっていることから、単価の低い工業用で支援効果が相対的に大きくなっているためである。

また、支援措置年間継続ケースでは、エネルギー消費が基準比で増加(+0.2%)することで、CO<sub>2</sub>排出も増加する(+0.3%)。一方、支援措置なしケースでは、エネルギー消費の減少(-0.2%)に伴い、CO<sub>2</sub>排出も減少する(-0.2%)。換言すると、支援措置により一時的な省エネ・CO<sub>2</sub>削減への逆行も生じると

考えられ、措置期間が長引くとその影響も大きくなる。

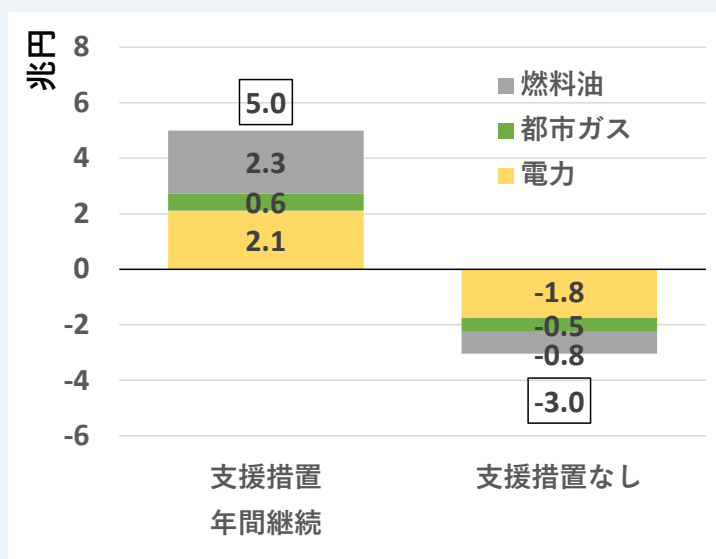
さらに、財政出動額は、ケース毎で大きく変動する。2023年度の支援総額は、支援措置年間継続ケースでは、基準比で5.0兆円(燃料油2.3兆円、電力2.1兆円、都市ガス0.6兆円)の増額が必要となる。一方、支援措置なしケースでは、3.0兆円(燃料油0.8兆円、電力1.8兆円、都市ガス0.5兆円)の削減が可能となる。つまり、当該措置による財政出動負担も大きい。

### 措置のプラス・マイナス両面踏まえた段階的削減の対処が重要

激変緩和措置には、短期的には確実な物価抑制というプラスの側面がある一方、中長期的にはエネルギー安全保障、省エネ・CO<sub>2</sub>削減への逆行や、財政出動の増加等のマイナス面も存在する。

支援措置年間継続ケースとの比較を踏まえると、支援措置が長引くほどマイナス面が強調されてくるため、当該措置をソフトランディングさせる方法が今後の課題となる。燃料油は来年1月から、電力・都市ガスは来年9月から段階的削減を行う方針が示されているため、運用開始後は実態を見極めながら、マイナス影響をできる限り縮小し得る適切な段階的削減策を検討することが重要となる。また、エネルギー環境政策と調和を取るため、さらなる省エネ支援等でエネルギー効率を高めることでエネルギー支出を抑制させることも重要となろう。

図3| 基準シナリオ比のケース別の補助金変化額 [2023年度]



## 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2023年度末までに新たに5基再稼働し、15基稼働としている。また、特重施設の完工遅れで2023年度中に2基の停止があるとしている。この2基に加え、設置変更許可は得ているが、追加審査対応で2023年度中に1基が再稼働しないとしている。これら2基

の特重施設の完工が前倒しになり、基準シナリオよりも1基の審査が進み2023年度中に再稼働する「高位ケース」を機械的に設定した。また、2023年度末までに審査や工事の長期化リスク等が顕在化し新たに再稼働する3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<sup>5</sup>した。

表8 | 原子力発電量の多寡による影響[2023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	原子力							
	年度末累計再稼働数(基)	12	15	16	27	-3	+1	+12
	発電量(10億kWh)	83.7	100.2	112.2	193.4	-16.4	+12.1	+93.2
	電源構成比 <sup>1</sup>	8.1%	9.7%	10.9%	18.8%	-1.6p	+1.2p	+9p
経済	電力コスト単価 <sup>2</sup> (¥/kWh)	14.23	14.02	13.87	12.85	+0.21	-0.15	-1.17
	燃料費	10.88	10.67	10.52	9.50	+0.21	-0.15	-1.17
	FIT買取費用	3.35	3.35	3.35	3.35	-	-	-
	化石燃料輸入総額(兆円)	33.00	32.76	32.57	31.36	+0.25	-0.18	-1.39
	石油	16.12	16.09	16.08	16.00	+0.03	-0.02	-0.10
	LNG	7.93	7.71	7.55	6.41	+0.22	-0.16	-1.30
	貿易収支(兆円)	-20.90	-20.70	-20.56	-19.63	-0.20	+0.14	+1.07
	実質GDP (2015年価格兆円)	557.2	557.3	557.5	558.2	-0.15	+0.11	+0.83
エネルギー	一次エネルギー国内供給							
	石油(100万kl)	176.1	175.7	175.5	174.4	+0.3	-0.2	-1.3
	天然ガス(LNG換算100万t)	67.0	65.1	63.7	54.0	+1.9	-1.4	-11.1
	自給率	14.7%	15.7%	16.5%	21.4%	-1.0p	+0.8p	+5.7p
環境	CO <sub>2</sub> 排出(MtCO <sub>2</sub> )	968	962	957	928	+6	-4	-34
	FY2013比	-21.6%	-22.1%	-22.5%	-24.9%	+0.5p	-0.4p	-2.8p

(注) 1. 対総発電量 2. 燃料費、FIT買取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1,800億円、最高位ケースで1兆3,900億円節減される。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、

<sup>5</sup> 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。

実質GDPは高位ケースで1,100億円、最高位ケースで8,300億円増大する。

電力コスト単価は高位ケースで¥0.15/kWh、最高位ケースで¥1.17/kWh低下する。

ウクライナ情勢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 security)に対する関心が高まっている。LNG輸入量は高位ケースで140万t、最高位ケースで1,110万t減少する。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0.8p増、最高位ケースで5.7p増となる。

環境適合(Environment)における指標であるCO<sub>2</sub>排出は、高位ケースで4Mt減、最高位ケースで34Mt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-22.5%、最高位ケースで-24.9%となる<sup>6</sup>。

政府は来年の夏以降追加で7基の再稼働を目指す方針を確認した。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に資する。

---

<sup>6</sup> 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CO<sub>2</sub>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。

## 2023年の石油市場の展望◆

### —景気後退リスク、OPEC プラス減産、ウクライナ情勢のせめぎ合い ＜報告要旨＞

森川 哲男\*

#### 本報告のポイント

1. 景気減速で伸びは小さいが、石油需要は2023年に1億140万b/dとパンデミック前を超える。OPEC プラス減産により石油供給の伸びも抑制され、2023年の供給量は1億90万b/dとなる。
2. 2023年の国際原油（Brent）価格は\$90/bblが中心水準と予測する。景気後退による需要低迷、OPEC プラスの更なる減産強化、ウクライナ情勢は主要な不確実性である。

#### 石油需給

3. 世界の石油需要は、2022年第3半期に前年同期比で190万b/d（1.9%）増加し、パンデミック前の需要をほぼ回復した。但し、足元では中国の需要減少が影響し、需要増加ペースは鈍化している。
4. 中国の需要は、2022年第3四半期に前年同期比で60万b/d（4.3%）減の1,380万b/dであった。景気減速とロックダウン頻発で需要は低迷した。ウクライナ戦争勃発後にロシア産原油輸入量が増加しており、2022年第3四半期の輸入量は前年同期比30万b/d（18.9%）増の183万b/dであった。
5. 世界の石油供給は、2022年第3四半期に前年同期比470万b/d（4.8%）増の1億110万b/dとなった。OPEC プラス及び米国の増産で需要を上回る伸びを示している。
6. 12月4日の会合でOPEC プラスは200万b/dの減産継続を決定した。ロシア産原油に対する価格キャップの効果を見極めるとされている。実質的な余剰生産能力が極めて低い状況は変わらず、供給途絶に対する対応能力は脆弱である。
7. 米国の原油生産量は、2022年第3四半期に前年同期比94万b/d（8.4%）増の1,203万b/dであった。米EIAは2023年の生産量が1,231万b/dとパンデミック前の水準に回復すると予測している。
8. 12月5日にG7・EU・豪州は、海上輸送されるロシア産原油に対する価格キャップを\$60/bblに設定した。同日にはEUがロシア産原油禁輸を導入した。2023年2月5日にはロシア産石油製品に対しても価格キャップが設定される。価格キャップの実効性やロシアの報復的禁輸の可能性等、不確実性は大きい。
9. 2022年10月のOECD在庫は39.9億バレル（商業在庫27.6億バレル、国家備蓄12.3億バレル）であった。3億バレルに及ぶ備蓄放出及び米国増産により、商業在庫は増加傾向にあるものの、引き続き過去5年平均値を大きく下回っている。

#### マクロ経済・金融市場

10. 世界GDP成長率は2022年の3.2%から2023年には2.7%に減速するとされている。2023年の景気後退リスクを踏まえ株価は不安定であるが、米国の利上げペースが緩和すればドル安で油価下支え材料になり得る。

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 石油グループ マネージャー 研究主幹

# 2023年のガス市場の展望◆

## —LNG市場のシフトと安定調達の高まり

### <報告要旨>

橋本 裕\*

#### 本報告の要旨

1. 日本のLNG平均輸入価格は、2021年の100万Btu当たり10.13米ドルから上昇し、2022年17.3ドル、2023年16.8ドル程度と見込む。北東アジア向けスポットLNG価格は、2022年平均34ドル、2023年平均36ドル周辺と高水準となる。
2. 世界のLNG貿易は、2021年3.72億トンから2022年5%程度増の3.9億トンまで拡大。2023年は4.3億トン程度と見込む。タイトな需給バランスは2023年も続く。世界の天然ガス需要は、2020年の2%減少から回復し2021年は4.5%増加したが、2022年は横這いないし微減と見込まれる。増加ペースは、ウクライナ戦争とガス価格、パンデミックの影響に左右され、不確実性があり、2023年以降も従来の見通しを下回る。
3. 2021年以降、欧州やアジアでガス価格は史上最高水準への高騰を経験している。特に同年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。2022年はウクライナ危機により、ガス・LNG市場はさらに不安定化要因が増加した。
4. 中長期的なLNG供給確保に向け、売買契約交渉が活発化しており、新規LNG生産プロジェクトへの投資とそれを支える政策実現が期待される。

#### 世界LNG貿易動向

5. 欧州、アジアなど、世界ガス価格は、2022年8月のピークから下がったものの、依然高水準が続いている。特に2022年後半、欧州の中でも大陸側TTF価格の独歩高が特徴である。アジアのスポットLNGはTTFに引きずられ上昇する傾向にある。欧州連合がTTFに上限を設定する動きも起きた。
6. 世界LNG貿易の拡大は、2022年は一部生産設備のトラブルを織り込み、前年比5%程度の増加に留まる見通しである。2023年は設備トラブル等ない前提で9%程度拡大見込み。不確定要因として、景気低迷と高価格に伴う需要抑制、LNG生産設備の支障、国際紛争に関わる情勢変化がある。
7. 世界のLNG貿易量は、2022年最初の3四半期間、前年同期比4.7%増加して2.9億トンであった。1-11月、日本のLNG輸入量は6594万トン、中国が5693万トンと、日本が再び世界最大となっている。同じ期間に、供給側では、米国が7041万トンを輸出、カタール7255万トン・豪州7235万トンに迫っている。マレーシア、ナイジェリア、トリニダードでLNG生産不振があった。

#### 世界のLNG・ガス需要動向

8. 世界のガス市場の6割程度を占めるOECD、中国、インドのガス市場は、2022年は北米が増加をほぼ独占、北米増加分と欧州減少分が相殺し合っている。2022年第1-3四半期、中国は2.0%（55億m<sup>3</sup>）、インドは4.33%（19億m<sup>3</sup>）、ガス消費量が減少、両国とも発電用ガス消費量減少が顕著である。2023年

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 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

は両国とも回復軌道に戻ると見込まれる。

9. 世界 LNG 市場で欧州の比重が拡大している。欧州が引き取り増加し、日本、中国の引き取りが減少した。特に米国産 LNG が、アジア向けから欧州向けにシフトした。2023 年は LNG 貿易増加分を欧州・中国その他アジアが分け合うこととなる。
10. ロシア産パイプラインガスの欧州連合向け輸出は、2019 年までの月間 1000 万トン（LNG 換算）以上の水準から、2020 年以降は様々な背景で基本的に低下傾向をたどってきた。2022 年に入ってから、ウクライナ危機深刻化の下で、ロシアが大幅に供給カットしたため激減した。
11. 米 LNG 輸出中の欧州連合+英国比率が 2021 年第 1-3 四半期の 26%から、2022 年第 1-3 四半期は 63%に増加。アジア比率は 50%から 23%に低下。米国の LNG 輸出量で豪州、カタールに肉迫、米メキシコ湾が世界 LNG の最重要拠点化している。米国ガス市場では、ヘンリーハブ価格がシェール革命後の最高水準に上昇した。
12. 当面の LNG・天然ガス高価格と供給不足感により、LNG 調達活動、開発・建設活動が活発化する期待が高まる。他方、過去投資決定分の中、ロシア案件実現は不透明化している。LNG 輸送船舶建造市場は既に活況となっているが、必要な時期に船腹が確保できるか、輸送最適化可能性も検討が必要になる。

## 日本国内ガス市場

13. 2017 年 4 月のガス小売市場完全自由化以降、大都市地域を中心に、供給者スイッチングは継続している。2022 年 4 月に販売量・需要家件数でいずれも 6 割を占めてきた大手 3 社の導管部門法的分離が実施された。

# 2023年の石炭市場の展望◆

## —2023年石油価格は引き続き高止まり

### <報告要旨>

佐川 篤男\*

#### 2023年の石炭価格の展望

1. 2023年の石炭価格については、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2022年の平均360ドル/トン（以下、ドル）から、年平均340ドルに低下<sup>1</sup>、原料炭スポット価格（豪州高品位強粘結炭 FOB 価格）は、足元からは緩やかに上昇するが、年平均で見ると360ドルから280ドルに低下する、と予測する。

#### 2022年の価格動向

2. 2022年の一般炭スポット価格は、2021年からの需要の戻りと2021年終わりからの供給国での天候不順、インドネシアでの石炭輸出禁止令（1月1日に発令、1月14日解除）、さらにウクライナ情勢への懸念から上昇基調で推移していたが、ウクライナ侵攻後に200ドル半ばから400ドルまで急騰した。その後一時下落したが、EU、日本のロシア炭輸入禁止方針の発表、豪州NSW州での豪雨（7月初め）、代替炭の調達等から高騰、その後400ドル前後と高値で推移した。10月に入りEUにおいて冬期の石炭が確保されたとの報道から300ドル前半まで下落したが、再び足元400ドルまで上昇。
3. 原料炭スポット価格も同様にウクライナ侵攻後の3月に急騰、一時600ドルに迫った。その後下落したが、4月以降再び高騰し、500ドルを上回った。6月下旬以降は供給が追い付いてきたことから一時200ドル前半まで下落し、その後は200ドル後半から300ドル強で推移。

#### 需要動向

4. 中国政府は、2021年の需給ひっ迫から生産強化を指示、2022年の原炭生産量は前年を上回って推移、1-10月で4.2億トンの増加。一方で上海市ロックダウン等により4月、5月と発電電力量は前年同月を下回った。石炭輸入は2022年前期では低調であったが、後期に入り増加。2023年は経済回復により需要は増加、国内生産次第では輸入量も増加が見込まれる。
5. インドでは、3月に電力不足に陥った。原炭生産量は4月から6月にかけて前年同月を上回ったが、その後は前年並み。石炭火力による発電電力量も同時期に前年を上回った。一般輸入量は1-10月で前年比1,040万トン増加。粗鋼生産は毎月前年を上回って推移したが、原料炭輸入量は1-10月で同320万トン減少。2023年も経済回復から需要は拡大、輸入量も増加が見込まれる。
6. 日本の輸入量は1-10月で一般炭が405万トンの増加、原料炭は170万トンの減少であった。韓国では、同期間で一般炭160万トンの増加、原料炭は110万トンの減少であった。2023年両国では輸入量の増加が見込まれる。

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 研究理事

<sup>1</sup> 2023年のLNG平均輸入価格16.8ドル/百万Btuと一般炭平均輸入価格355ドル/トンをカロリーベースで比較すると、LNGは6.67セント/千kcal、一般炭は5.70セント/千kcal、LNGは一般炭の1.17倍。近年2~2.5倍で推移してきたが、ウクライナ侵攻後に差が縮まった。



## 供給動向

7. 豪州では、豪雨の影響で供給に支障が生じ、輸出量は2月から4月にかけて、また7月も低調となった。低調な輸出が続くが、2023年は前年を上回る輸出量が期待される。2020年11月に発せられた中国の豪州炭禁輸は継続されている。
8. インドネシアでは、国内需要は増加する中、石炭供給義務を守らない生産者があり、2021年12月に発電所在庫量が低下、それを受けて政府は2022年1月1日に一か月の輸出禁令を発した。1月14日に解除されたが、1月の輸出量は前月の半分以下に落ち込んだ。生産は好調で輸出は3月以降前年同月を上回って推移している。

## ロシア経済制裁による市場の混乱

9. 2022年はウクライナ侵攻に対する経済制裁により化石エネルギー安定供給問題が表面化した。EUにおいては石炭火力の閉鎖時期の延長や再稼働により一時的に石炭需要は高まる。褐炭発電所については国内の褐炭を利用するが、瀝青炭については輸入に頼ることになり、その多くは米国からの輸入となる。2022年の1-9月の米国のEUへの輸入量は、2021年の1,140万トンから1,870万トンと730万トン増加した。
10. 日本においてもロシア炭禁輸を表明しており、4月以降その輸入量は減少した。需要期である7月、8月は増加したが、9月には前月の1/3まで減少した。4月から10月までの合計輸入量は前年同期比50.5%の減少となった。
11. 中長期の観点に立てば、短期的には石炭需要は一時増加するが、ガス供給体制が整えば、また再生可能エネルギー利用が加速すれば、石炭需要はこれまでの縮小路線に戻る。この場合、急激な縮小が発生すれば、再び市場を混乱させることになる。

# 2023年の電気事業の展望と課題◆

## —注目される安定供給確保の課題と事業者の役割の変化

### <報告要旨>

小笠原 潤一\*

#### 日本の電力市場と需給ひっ迫

1. 2021年秋頃から燃料価格の上昇により卸電力スポット価格が高騰している。卸電力調達費用の上昇を直ちに電気料金に反映させることは困難であり、小売事業の収益性が悪化する中で規制料金の値上げ申請が相次いでいる。また新電力などの事業撤退も見られている。
2. 2022年1月6日～8日に東京エリアで、3月22日・23日に東京・東北エリアで、6月27日～30日に東京エリアで需給ひっ迫となった。6月の需給ひっ迫では初の需給ひっ迫注意報が発出されたが、停電には至らなかった。
3. 2022年度冬季は厳気象時に東京エリアで予備率がマイナスの見通しが当初示されていたが、安定供給に最低限必要な3%を確保できる見込みになった。しかし、想定外の需要増等による供給力不足リスクに備え、政府による支援の下で対価支払型デマンド・レスポンス等が取り組まれている。2023年度は東京エリアで厳気象時に7月の予備率が3%台と厳しめとなっており、引き続き注視が必要である。

#### 卸電力市場の見直しと電源投資の確保

4. 安定供給のための電源起動とメリットオーダーの観点から卸電力市場・需給調整市場の見直しが検討されている。起動費や最低出力運転費の考慮などより「費用型入札」に近づく内容になっているが、今後は価格形成方式・混雑処理方式にどのような仕組みが採用されるか注目される。
5. 電源投資の確保の点では2023年度の導入を目指して長期脱炭素電源オークションの検討が進められている。低炭素電源と当面LNG火力を対象とし、入札価格に基づく容量収入確保を原則として20年保証することで電源投資を促す仕組みとなっている。当面の入札はLNG火力のリプレースや蓄電池が中心になると考えられる。

#### 欧米の状況

6. 米国ではカリフォルニアISOで2020年、2021年そして2022年と夏季に需給ひっ迫が発生している。いずれも熱波が原因であるが、今後もガス火力と原子力の廃止が予定されている一方で、新設は再エネと蓄電池に限られており、蓄電池の有効活用が重要となる。その他米国では今冬にISO New England地域でガス需要が増加するとLNG輸入に依存するため、LNG調達面でのリスクに起因した需給ひっ迫リスクがあるとされている。
7. 欧州では天然ガス価格の高騰を受けて前日スポット価格が高水準となっている。フランスでは原子力低稼働やアイルランドでは低風力出力リスクにより需給ひっ迫リスクがあるとされている。EUによる高エネルギー価格への介入規則によって、自主的な電力消費量の10%削減と義務的な最大電力の5%削減が実施されれば、供給力不足リスクとガス不足リスクに対処できるとされている。実際、フランスではエネルギー

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 担任補佐 研究理事

一消費の抑制策が進められ、これまでのところ10%~20%の節電を発生しているが寒くなり需要が増加する日もある。イギリスでも需給ひっ迫時の節電へ3ポンド/kWh支払う仕組みが導入された。様々な節電への取組の効果が注目される。

## 2023年の電気事業の課題

8. 高エネルギー価格に伴って欧州でも市場介入（補助金や過剰利益召し上げ）が強まっている。日本でも卸電力市場の見直しや電源投資確保のための新しい枠組みが検討されているが、需給運用では送電系統運用者の役割が大きくなり、発電事業者はユニット別に費用型入札が求められるなど裁量の余地がなくなり、小売事業者は買入札で送電系統運用者の予測の方が大きい場合に送電系統運用者の予測で買入札が実施されるなど発電・小売事業者の自由度が低下する見込みである。また、供給力の低炭素化に向け、費用回収をある程度保証することで低炭素化と安定供給の両立を図る入札制度が導入される予定になっている。
9. エネルギー危機やそれに対応するための低炭素化加速化という特殊な状況が公的介入を強める政策を生み出しているが、今後の電気事業における競争及び市場メカニズムの在り方について考察を行う時期に来ていると考えられる。

# 2023年の内外再生可能エネルギー市場の展望と課題◆ —世界的な導入加速と問われる VRE 対策 ＜報告要旨＞

二宮 康司\*

## 世界の再エネ発電量増加で再エネシェアは2023年には32%程度に達する可能性も

1. 2022年の世界の発電量が前年比2%程度増加する中、再エネ発電量は同10%程度増加する見込み。同年の再エネ発電量は8,700TWh程度（うち水力が4,500TWh）に達し、発電量に占める再エネのシェアは2021年の28%から30%まで増加する可能性がある。
2. 2023年については世界の発電量が前年比2%程度増加する中、再エネ発電量は同7%程度増加し、年間発電量は9,500TWh近くに達すると見られる。その結果、発電量に占める再エネシェアは2023年には32%程度に達する可能性がある。

## 2022～23年は再エネ発電容量増加が一段と加速

3. 2021年の世界の再エネ発電容量増加量は、過去最大だった2020年を上回る280GW/年となった。2022年～23年は、2021年を大幅に上回る350GW/年近い高水準の再エネ発電設備の導入が進む見込み。エネルギー安全保障、資源高騰、脱炭素への関心の高まりの中で、世界の再エネ市場の75%以上を占める中国、欧州、米国において再エネ導入促進の動きが加速していることがこの背景にある。
4. 中国では「第14次5カ年再エネ発展計画」（2022年6月）において2025年の再エネ発電量を2020年比50%増の3,300TWhへと大幅な拡大を目指している。また、欧州ではウクライナ危機を背景とした「RePowerEUプラン」（2022年5月）の中で2030年最終エネルギー消費に占める再エネシェアを45%とするなど現行目標の32%から大幅に引き上げた。加えて、米国でも「インフレ抑制法」が成立し（2022年8月）、再エネ発電に対する税制優遇措置の延長が決定された。
5. 2023年には世界での再エネ発電容量増加量の約9割を太陽光と風力の自然変動電源（VRE）が占めるようになる。このため、今後、大量のVREを受け入れるための電力システムの柔軟性確保とソリューション開発が課題として問われることになる。また、太陽光パネル供給が中国一国に極度に集中していることに懸念が高まっており、サプライチェーンの多様化がエネルギー安全保障上不可欠な課題として浮上している。さらに、太陽光・風力発電設備機器の稀少鉱物資源等への依存度を低下させる取り組みとともに、その安定供給確保に向けた世界的な協力体制の構築が必要となる。

## 日本の再エネ市場の動向

6. 30MW以上の大型水力を除く再エネ発電容量は2023年度末には100GW弱に達し、この定義の再エネの2023年度の発電量は190TWhとなる。これに30MW以上の大型水力を含めると、2023年度の総発電量に占める再エネシェアは22.5%（水力7.9%、非水力14.6%）となる見込み。
7. 日本の再エネ導入量の年間増加率は2014年度をピークに長期的な低落傾向が続いており、2020年度以降は6%/年へと一段と低下している。2023年度の年間増加量も前年度比で微増の6G弱/年と依然として

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 再生可能エネルギーグループマネージャー 研究主幹

低水準の見込みで、世界的な再エネ導入加速とは逆のトレンドになっている。この水準の導入ペースが続くと2030年度の再エネ目標（発電量シェア36～38%）の達成は不確実となる。

8. 2023年度は太陽光発電の導入量が4.5GW/年と2012年度以降で最低水準にとどまる。他方、陸上風力は環境アセス対象規模緩和の効果で2023年度に導入量が800MW/年の水準まで高まる可能性がある。但し、洋上風力は促進海域指定や入札が進むものの2023年度には導入量としては顕在化しない。
9. 日本の再エネ導入量が低水準となっている背景には、FITからFIPへの支援制度の変更、FIT価格の段階的な切り下げ、高価格FIT下の低リスクモデルからFIP/FIT下の価格競争モデルへのビジネスモデル転換の停滞、FIT/FIPに依存しないPPA等の新たなビジネスモデルの未定着、太陽光発電事業用適地の減少、再エネ開発に対する地域住民反発といった構造的な問題がある。これらに対する対策が政策的に進められているが、その直接的な政策効果が再エネ導入量の拡大という形で顕在化するのには2023年度以降になると考えられ、再エネ開発を加速化するためには追加的な政策が必要になる可能性もある。

## 水素の動向

10. 公表されている全てのプロジェクトが実現されれば、世界全体で2030年までに水素の生産規模は24Mt-H<sub>2</sub>（水電解水素14Mt、化石CCUS水素10Mt）に達する見込み。水電解の導入目標を設定する国が増加しており、世界全体の2030年における水電解設備容量の目標は1年前の74GWから倍増。化石CCUS水素は、現在は産業プロセスや化学品製造用の原料用途が主流であるが、2030年にはアンモニアを含む燃料用途が大半を占めるようになる。
11. 我が国では、輸入アンモニアのサプライチェーン構築（米国、豪州、中東等を対象）に向けた民間企業によるFS等の具体的な動きが活発化し、NEDO支援により、輸入水素・国内水素の地域での利用促進を旨としたモデル構築に関する多数の調査や技術開発も実施されている。

# 2023年の原子力政策の展望と課題◆ —野心的な政策目標を実現できるか？ ＜報告要旨＞

木村 謙仁\*

## 世界の原子力市場の動向

1. 2022年には中国国内で2基が営業運転を開始したほか、輸出プロジェクトのカラチ3号機（パキスタン）も営業運転を開始した。中国は2022年中にも4基が着工している。
2. 韓国では国内で1基が運転を開始。UAEへの輸出プロジェクトも進行中。
3. フィンランドのオルキルオト3号機は2021年12月に運転を開始し、2022年3月に系統接続を果たしたものの、トラブルにより本格稼働は見通せず。
4. エジプトでは同国初の商用炉となるエルダバ原子力発電所の建設が開始された。

## 欧米諸国の注目すべき動向

5. 温暖化対策やエネルギー安全保障の観点から原子力を重視する欧米諸国では複数の注目すべき動きが見られる。アメリカに関しては、閉鎖の危機にある既設炉への支援を開始したほか、新型炉開発も引き続き推進している。また、ポーランドやウクライナから、ウェスティングハウス社のAP1000を採用する旨が発表された。
6. イギリスは2022年4月にエネルギー安全保障戦略を発表しており、このなかで原子力については、2050年までに最大24GWの発電設備容量を導入し、電力供給量の25%をまかなう目標を設定した。また、新たな建設計画には規制資産ベース（RAB）モデルによる支援を適用する方針を固めている。RABモデルでは発電開始前から一定の収入が得られるため、事業者にとっては不確実性の低減が期待できる。
7. フランスではマクロン大統領が、2050年カーボンニュートラルの実現に向けたエネルギー政策を2022年2月に発表した。このなかで原子力については、最低6基（+最大で8基）の大型軽水炉を建設するとしている。また、エネルギー安定供給の確保と脱炭素化を国主導で強力に推進するため、7月にボルヌ首相がフランス電力（EDF）の100%国有化方針を発表した。なお、一部の既設炉では応力腐食割れと呼ばれる問題が発見され停止しており、2025年までに全基の点検が予定されている。
8. 上記三カ国は小型モジュール炉（SMR）や第四世代炉といった新型炉開発にも注力しており、2030年前後に実証炉建設を目指すプロジェクトもある。
9. 以上のように、フランスやイギリスなどでは原子力に関して野心的な目標が発表された。これらが2023年、どう具体化されていくか注目したい。また、アメリカやフランスなどでは新設プロジェクトが大幅に遅延し、コスト超過を発生させたが、今後のプロジェクトではその反省を生かせるかが問われる。

## 日本国内の見通しと注目すべき動向

10. 発表済みの運転計画や再稼働の見通し、加えて再稼働済みプラントにおける安全対策工事期間の実績等を踏まえると、2023年度は再稼働の進展や「特重」施設の完成により原子力の発電量は増加の見込み。ただし、審査や工事の長期化リスクは依然として無視できない。
11. 日本では元よりエネルギー基本計画で原子力を重要な低炭素ベース炉度電源と位置付けているが、特に最

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ 主任研究員

近では温室効果ガス排出削減およびエネルギー価格高騰を受けて、原子力の利活用に向けた議論が活発化している。

12. 直近の政策動向としては、既設炉の運転期間をめぐる議論が進行中。現行ルールでは運転開始日から40年を原則とし、所定の審査に合格することで、1度に限り20年間延長可能としているが、経済産業省では審査などで停止していた期間を40年（あるいは60年）から差し引き、その分期限を延長する案が検討されている。これとは別に、原子力規制委員会では運転開始から30年後に経年化対策を評価し、合格すれば10年間の運転継続を認め、以降も10年毎に評価を重ねていく新たな方針が検討されている。
13. 新型炉開発に関する議論は日本でも進められており、2022年7月には「革新炉開発の技術ロードマップ（骨子案）」が発表された。この中では、2030年代前半から中頃にかけて革新軽水炉や高温ガス炉の実証炉を進めるとされている。また、製造側の動きとして、2022年9月には三菱重工が革新軽水炉「SRZ-1200」を発表したほか、11月には日本原子力研究開発機構（JAEA）がポーランドにおける高温ガス炉実験炉プロジェクトへの参加を発表した。こうした重要な動きが見られる一方で、米英加など諸外国では既に実証炉建設に向けた動きが進行している。日本でもそのような動きにつながっていくのか、2023年以降の重要なポイントとして注目したい。

## 2023年の省エネルギー政策の展望と課題◆

### —エネルギー危機に直面する世界で強化される省エネルギーと日本への示唆

#### <報告要旨>

土井 菜保子\*

#### 国際動向

1. 「すぐ取り組み、費用対効果の高い選択肢を有する」省エネルギーは、エネルギー危機に直面する世界において、即効性のある対策として強化されている。2023年も冬場の節ガス・節電対策を中心に、欧州などを中心に多くの国で対応が継続される見通しである。
2. 欧州では、2022年に引き続きロシアのガス依存低減に向けた対策としての「節ガス・節電」を2023年も進める。産業部門では、助成措置を活用した生産工程の効率化への設備投資が図られる。この取り組みなどで、短期的な危機を乗り越えグリーン成長の軌道に乗るのか、2023年は正念場を迎える。
3. 米国や欧州等は、カーボンニュートラルとエネルギー安全保障を統合的に推進する観点からEVやヒートポンプの普及拡大を目指す。一方で、こうした技術が、供給変動に応じた需要側の最適化の手段として利用できるよう、制御技術の普及並びに制度構築が引き続き求められる。
4. アジア新興国では、エネルギー価格の高騰を受けて、2023年も引き続き省エネルギーの推進が継続される。

#### 各国の政策動向

5. 欧州の中でもロシアへの天然ガス輸入依存割合が55%（2020年）と相対的に大きいドイツでは、ロシアからのガス供給減、それに伴うエネルギー価格高騰の影響を受け、産業は生産調整を行うなど、深刻な影響が生じている。エネルギー危機を乗り越え無理のない省エネの実現に向けて、2023年は住宅・建築物の高断熱化対策に向け169億ユーロ、産業の効率化には8億6,400万ユーロを政府が拠出する。
6. 米国で2022年8月に成立した「インフレ抑制法」では、消費者負担軽減と国内製造業支援の観点から、クリーンエネルギー分野のうち（3,690億ドル）、省エネには全体の16%程度を占める600億ドルを10年に亘り投じる。このうち、税控除・リベート等、住宅建築物関連の省エネ推進が240億ドルと大きく、対策強化に期待が持たれている。これ以外に、センサーや機器を統合し、制御システムを活用して供給の変動に応じた需要の最適化を行う「Grid-interactive Efficient Buildings」など、システムとしての省エネ推進に向けた対策の検討も引き続き行われる。
7. アジアでは、中国やASEAN諸国等、中期的なCO<sub>2</sub>排出削減目標に向けた省エネ取組みが引き続き強化される。タイなどエネルギー輸入依存の高い国では2022年に節電対策を強化した。2023年も引き続き対策が強化される。

#### 日本の政策動向

8. 日本では、2030年度の省エネ目標である6,200万kL（2013年度比）の達成に向け、従来以上に対策を速める必要がある。政府は、令和4年度第二次補正予算として、製造業を対象に後年度を含め約1,600億

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 省エネルギーグループマネージャー 研究主幹



円の省エネ補助金を拠出する。これは、国庫債務負担行為を活用、複数年の投資計画に切れ目なく対応するもので、同支給ペースが維持されると今後3年間で5,000億円規模の支援となる。

9. なお、2023年度4月より改正省エネ法が施行される。今般の改正で、非化石エネルギーの利用が効率化の対象として追加される。加えて、供給の変動に応じた需要の最適化を目的とし、2023年度より省エネ法で上げ・下げDRの評価が始動する。

## 海外事例から得られる日本への示唆

10. 短期的には、ドイツなどの事例にみられるように、省エネ推進に関わる消費者への情報提供のあり方を工夫することで、日本においても追加的な行動変容を促す余地がある。対策別の省エネ効果、省エネ診断、そして各種助成措置に関する情報を一覧できる形での発信が求められる。
11. 長期的なグリーン成長への第一優先項目として、各国で省エネ設備投資促進を経済対策として強化している。日本の製造業の国際競争力強化に向け、省エネ投資等、国内のGXに向けた民間投資の呼び水として政府が中長期的支援をコミットし、それを広く浸透させることが重要である。
12. 住宅建築物の2050年カーボンニュートラル実現に向け、耐用年数の長さからストック対策が急務である。省エネ性能ラベルの付与、省エネ性能の悪いストックの改修による底上げ、手厚い助成措置の付与等の包括的アプローチが不可欠である。
13. アジアを中心とした新興国に対する省エネ設備投資へのフィナンズ支援、エネルギー管理のノウハウ移転、そして省エネ政策形成等、2023年は日本の協力が従来以上に求められる。

# 2023年の温暖化政策・GXの展望と課題◆

## ーエネルギー危機下における国際枠組みと主要国政策の動向

### <報告要旨>

小川 順子\*

#### 総論

1. 2022年は、ロシアのウクライナ侵攻により、欧州で発生したエネルギー危機は世界へ波及し、エネルギー需給ひっ迫・価格高騰は経済や市民生活を直撃した。2023年も同様の状況が継続すると予測される中で、エネルギー政策の動向は国際枠組みや各国気候変動政策にも影響を及ぼすだろう。

#### 国際連合気候変動枠組条約（緩和関連）

2. COP27全体決定では緩和に関し、パリ協定温度目標を再確認。2030年のNDC強化に向けて、毎年進捗を確認する等の内容を盛り込んだ「緩和の野心と実施を緊急に拡大するための作業計画に関する事項」が策定された。
3. クレジット関連では制度運用の技術的な交渉が行われたが、6条4項（国連管理型）における方法論や除去のガイダンスの合意には至らず、6条2項（各国の自主的協力による削減量の国際移転型）が先行する見通しである。
4. 2023年のCOP28は、パリ協定長期目標の世界全体での進捗を5年毎に評価する第1回のグローバル・ストックテイク（GST）の最終フェーズとなる。2023年は、GSTに関する追加セッションを行い、2035年目標の野心の引き上げを促進するためのアウトプットの検討が具体化していく見込み。

#### 主要国の動向

5. 2020年世界CO<sub>2</sub>排出量の6割を占めるEU、米国、中国、インドでの取り組みは、引き続き世界各国の気候変動政策のベンチマークとなる。
6. EU：脱ロシア依存に向けた政策見直し（REPowerEU）を進め、2030年目標引き上げを担保するFit for 55の法制化も進展しつつある。CBAM導入の合意に伴いEUETSの無償割当は2034年の完全撤廃に向け段階的に廃止される予定である。他方、今冬のエネルギー需給ひっ迫懸念の高まりにより、石炭火力の炊き増しが行われ、エネルギー危機が欧州の脱炭素の進展に与える影響は予断を許さない状況にある。
7. 米国：2021年にビルドバックベター法案を発表したが、党内調整が難航し成立は頓挫した。気候変動対策については規模を5,550億ドルから3,690億ドルに縮小しインフレ抑制法として合意に至った。同法やインフラ投資雇用法による脱炭素インフラ投資の進捗が2030年GHG削減目標（50～52%削減）にどこまで近づけるかのポイントとなる。
8. 中国：省エネ法等により効率が劣る生産設備の淘汰を進め、省エネを急速に推進、一方で経済成長及び国産化石燃料依存により2010年頃まで排出原単位は悪化。火力発電への投資も引き続き拡大している。近年は、非化石比率を高める政策目標を相次いで導入し、2021年に発電部門を対象に開始した排出量取引制度では、対象セクターの拡大時期が注目される。

◆ 本論文は、第443回定例研究報告会資料（2022年12月27日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 気候変動グループ 研究主幹

9. インド：省エネは進みつつあるが、排出原単位は悪化傾向にある。2022年は更新NDCと長期戦略を国連に提出し、2070年カーボンニュートラル（CN）化を目指す。エネルギーへの普遍的なアクセスを国の開発目標の一つとしているため、当面は火力発電の低炭素化が現実路線と思われる。現在、炭素クレジット取引制度の導入議論を行っている。2023年はG20議長を務める。

## 日本の動向

10. 2021年にGX構想を公表、2022年は脱炭素に取り組む姿勢が進展。2023年は成長志向型カーボンプライシング（CP）構想の政策検討が最大焦点となる。
11. 想定されるCP制度案は、排出量取引（GX-ETS）と炭素に対する賦課金（GXサーチャージ）のハイブリッド型である。賦課金は上流賦課とし、2028年度に導入を予定。排出量取引は、GXリーグにおいて、当面は企業の自主性を重んじたGX-ETSの運営を行うが、公正性・実効性を持たせるために2026年度以降に第三者認証や規律強化を行い、発電部門は2033年度から段階的な有償オークションを予定。CP制度の収入は、2023年度から発行されるGX経済移行債（10年間20兆円規模）に充当され、脱炭素化や革新的な研究開発・設備投資等の支援に活用される予定である。2023年は、CP制度の詳細検討が行われるが、その際には、企業や国民負担への配慮方法や、CP制度と既存制度との関係性の点検および整理という視点も不可欠である。
12. 「成長志向型CP」構想では、削減対策の柔軟性を高める施策（国内外クレジット市場整備）、消費者の行動変容を促す見える化（カーボンフットプリント／ライフサイクルアセスメント）等、世界全体のCN化や社会全体で削減を促進するポリシーミックスの議論も進むだろう。
13. 2023年、日本はG7ホストを務め、5月の広島サミットに向け、各地で関係閣僚会合が実施される。G7メンバーにおいて、重厚長大産業比率が最も高く、アジア地域に属する唯一の国という日本の特性を生かしたリーダーシップが重要である。エネルギー危機下における天然ガスから石炭へのシフト、加えて増加人口・経済成長によるエネルギー使用量の急速な増加が予測されるアジアの巻き込みに繋げられる取組が、世界全体でのCNのカギとなる。

# ガソリン補助金下の小売価格と制度の考察

日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 研究主幹 | 柳澤 明

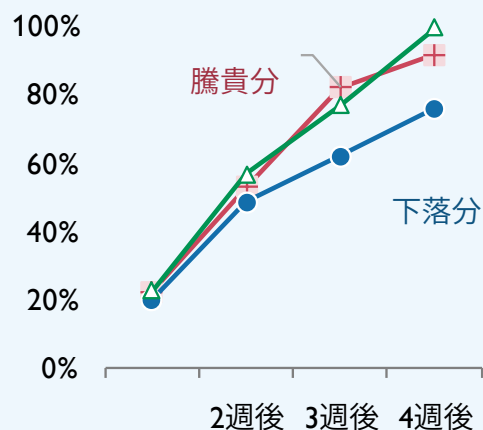
## 要旨

燃料油価格激変緩和補助金、いわゆる「ガソリン補助金」の期間がさらに延長された。電力、ガスへの補助も検討されている。こうした大規模かつ広範なエネルギー消費補助は、物価対策として国民生活や産業を守ることに寄与する。一方、制度趣旨の相克、国民のマインド変化などを通じ、省エネルギー・低炭素化を阻害する懸念もあり、慎重な検討を要する。本稿では、その嚆矢となった燃料油価格激変緩和補助金に関連し、注目度が高いガソリンにかかる事柄を取り上げ、考察を行う。

補助金の価格抑制効果は大きい。国際原油価格高騰や32年ぶりの水準を記録した円安による円建て原油価格の上昇にもかかわらず、ガソリン小売価格は基準価格前後で推移している。一方で、代表的エネルギーに対する補助とはいえ、その恩恵から縁遠い層もある。電気自動車などのドライバー、オール電化住宅や都市部・温暖地域に多い灯油非使用世帯、対象油種非使用企業などには直接の恩恵はない。また、ガソリン小売価格の抑制効果も全国一様に現れているわけではない。

ガソリン小売価格を規定する重要な要素の1つに、原油価格の変化がガソリン小売価格の変化にどのように反映されるか、すなわち短期的な転嫁構造がある。原油価格、補助金いずれも、ガソリン小売価格への転嫁が浸透するまでには、1か月近い時間を要する。なお、原油価格の騰貴と下落でガソリン小売価格への反映の速度には差異が生じているが、補助金は原油価格騰貴分とほぼ同じような程度とタイミングでガソリン小売価格を引き下げる方向に転嫁されている。

図1 | ガソリン小売価格への転嫁構造



エネルギーに限らず一般に、消費補助金・価格統制は困窮対策として実施される場合、さまざまな課題が生じることがある。本稿では、制度の基礎は維持しつつ、①激変緩和措置の明確化、②財政負担の緩和、③誤ったシグナルの発信回避などの可能性を検討する。一試案として、補助金支給が停止した後、支給した額相当の一定割合を政府が回収する——払い渡しの補助金というよりは調整金の貸付と一部返済という形に近い——仕組みを検討した。

各国におけるエネルギーへの消費補助・価格統制の実施は、低炭素化の重要性に加え、国民生活や産業が石油をはじめとする化石燃料に深く依存している現実と、エネルギー供給の量的確保とともにその価格安定性の必要性を——少なくとも現下の情勢下においては——各国国民が再認識した証左でもある。財政悪化リスクさえ想起させるその巨大な規模は、低炭素化に向けた現実的対応における課題の複雑さとコスト問題の重要性を示唆していると言えるのではなかろうか。

## 繰り返し延長されるガソリン補助金

ガソリン<sup>1</sup>小売価格が2022年1月24日に当時の基準価格¥170/Lを上回ったことを受け、燃料油価格激変緩和補助金、いわゆる「ガソリン補助金」が発動された。これは、燃料油価格の高騰が「コロナからの経済回復の重荷になる事態を防ぐため、時限的・緊急避難的な激変緩和事業」<sup>2</sup>である。早期の負担軽減などを重んじ、補助金の消費者への直接支給や、揮発油税・地方揮発油税の特例税率適用を停止するいわゆる「トリガー条項」の発動ではなく、「元売事業者・輸入業者に価格抑制の原資を支給し、卸価格の抑制を通じて、小売価格の急騰を抑制」<sup>2</sup>する制度として構築された。内容が公表された際には、その仕組みそのものが注目を集めることもあった。

図2 | 燃料油価格激変緩和補助金による燃料油価格急騰抑制の仕組み



出所: 資源エネルギー庁 <https://nenryo-gekihenkanwa.jp/>

2022年9月、補助金の期間がさらに延長され、2022年末までとなった。2022年11月以降は補助金単価を減額するという観測もあったが、従前と同様の仕組みが維持されることとなった。猶も期間を2023年春まで引き延ばすといった報道もある。2022年10月3日の総理大臣所信表明演説では、新たに「電力料金負担の増加を直接的に緩和する、前例のない思い切った対策」を講じることも表明された。10月5日にはガス代の値上がり負担を軽減する制度の創設を検討しているとも報じられた。大規模かつ広範なエネルギー消費補助制度が立て続けに導入されることになる見込みである。

こうした消費補助は、物価対策として国民生活や産業を守る一方で、既存制度との趣旨の相克、国民のマインド変化などを通じ、省エネルギー・低炭素化を阻害する懸念もある。また、将来、現下と同じようにエネルギー価格が高騰した際、再度の補助を求める先例となりうることから、カーボンニュートラル目標とも無関係ではいられない。その扱いについては慎重な検討を行ってゆくことが極めて重要である。以下では消費補助の嚆矢となった燃料油価格激変緩和補助金に関連し、注目度が高いガソリンにかかる事柄を取り上げることにする。

## 効果はてきめん

補助金の価格抑制効果は大きい。国際原油価格高騰や32年ぶりの水準を記録した円安による円建て原油価格の上昇にもかかわらず、補助金が発動された2022年1月以降、ガソリン小売価格は制度における基準価格(当初¥170/L、現在¥168/L)前後で推移している(図3)。資源エネルギー庁によると、制度によるガソリン小売価格の抑制効果はこれまでで最大¥41.9/Lになるとされている(図4)。2人以上の世帯ではガソリンを月平均34 L購入している<sup>3</sup>ことから、この8か

<sup>1</sup> レギュラーガソリン。以下同じ。

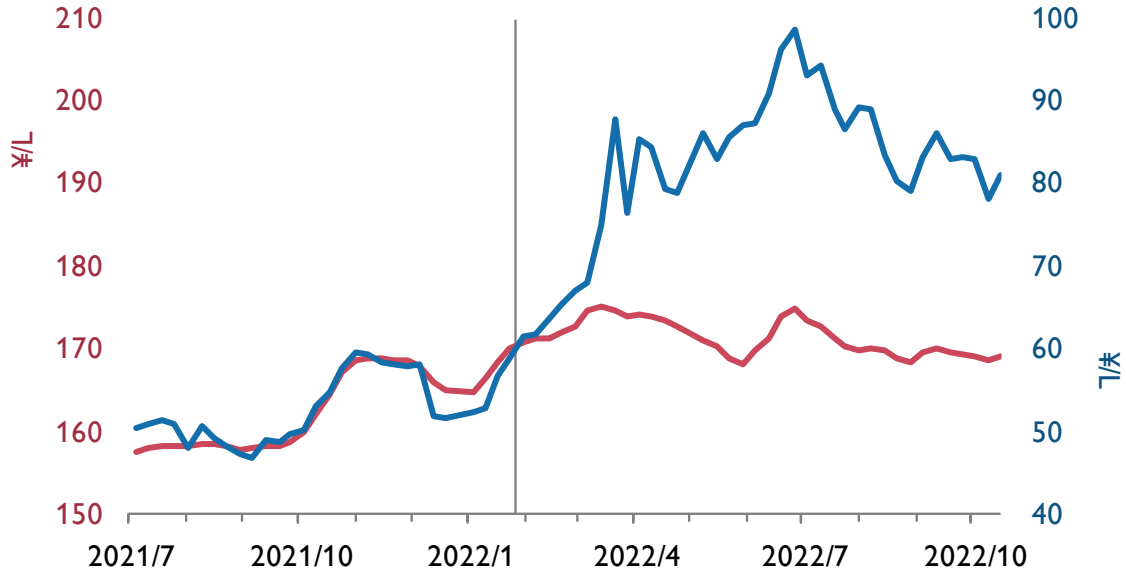
<sup>2</sup> 資源エネルギー庁 <https://nenryo-gekihenkanwa.jp/>

<sup>3</sup> 総務省「家計調査」、2021年値、軽油を含む。



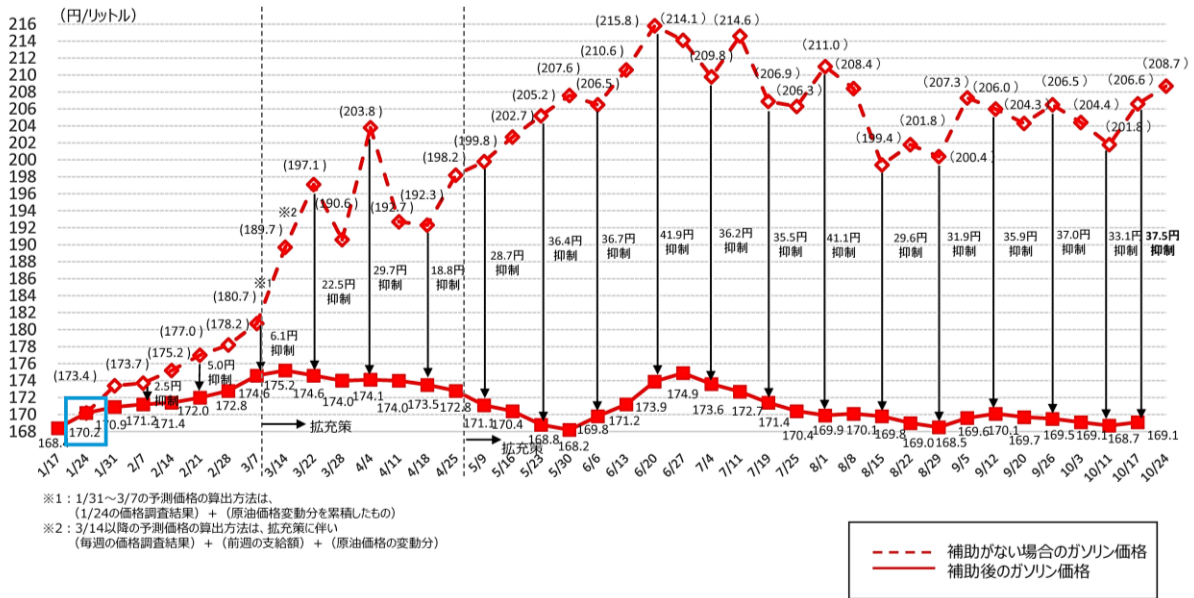
月における負担軽減額は平均¥1,000/月弱になる。実質的な補助客体を家計に限定しておらず、また、ガソリン(レギュラー、プレミアム)のほかに軽油、灯油、重油、途中からは航空機燃料が補助対象油種となっているため、負担軽減効果は家計から産業に至るまで広範に及んでいる。

図3 | ドバイ原油価格とガソリン小売価格



注: ドバイ原油価格は2週前(ガソリン小売価格調査日の前々週木曜日までの1週間)の平均  
 出所: 資源エネルギー庁「石油製品価格調査」、日本経済新聞等

図4 | 燃料油価格激変緩和補助金の効果(ガソリン)



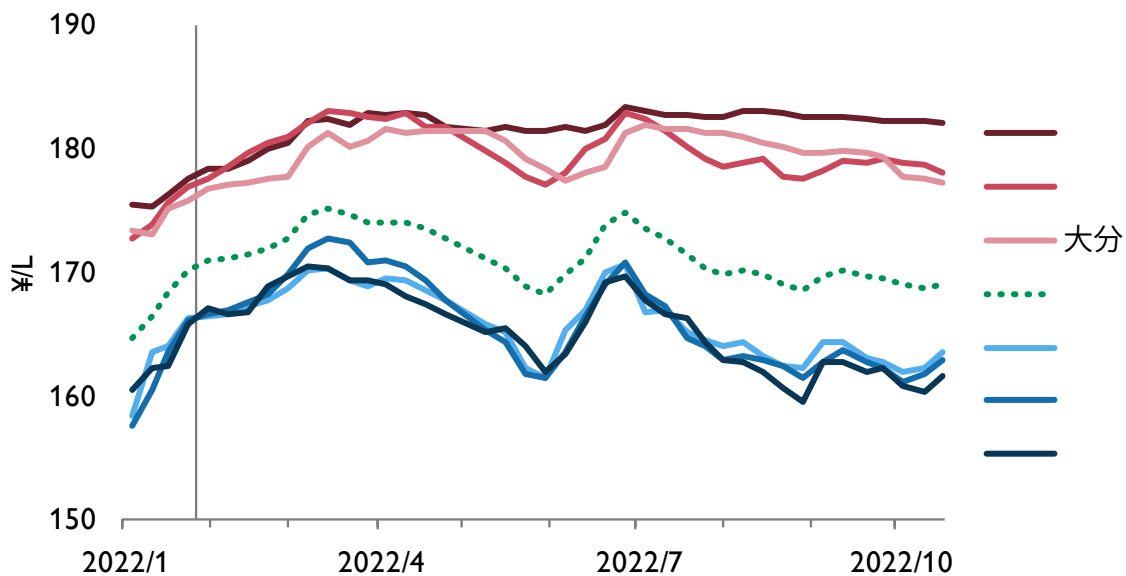
出所: 資源エネルギー庁 [https://nenryo-gekihenkanwa.jp/pdf/result\\_rev36.pdf](https://nenryo-gekihenkanwa.jp/pdf/result_rev36.pdf)

## しかし、まだらに

一方で、補助金の恩恵から縁遠い層もある。諸々のエネルギーが値上がりする中、電気自動車などガソリン・軽油車以外<sup>4</sup>のドライバー、オール電化住宅や都市部・温暖地域に多い灯油非使用世帯、対象油種非使用企業などには直接の恩恵はない。

また、ガソリン小売価格の抑制効果も全国一様に現れているわけではない。図5は補助金発動後の2022年1月31日以降の平均価格が最も低廉な3県(宮城、埼玉、岩手)と最も高価な3県(長崎、大分、鹿児島)におけるガソリン小売価格の推移を示したものである。

図5 | ガソリン小売価格



出所: 資源エネルギー庁「石油製品価格調査」

ガソリン小売価格は、製品原価の違い、店舗形態(フルサービス、セルフサービス)別構成比などによるコスト差、需給・競争状況などを反映し、地域により異なっているのが普通である。実際、安値3県と高値3県との間には、平均して¥15/Lほどの価格差がある。しかし、ここで注目すべきは、地域間価格差ではなく、価格変動の仕方の違いである。安値3県では、全国平均とそう変わらない値動きをしている。これに対し、高値3県では、変動値幅が小さい。同時に、その変化は全国からやや時間遅れを伴っている。もっとも、高値地域におけるこうした傾向は、ガソリン補助金導入後に限った話ではなく通常時でも観察されるものである。

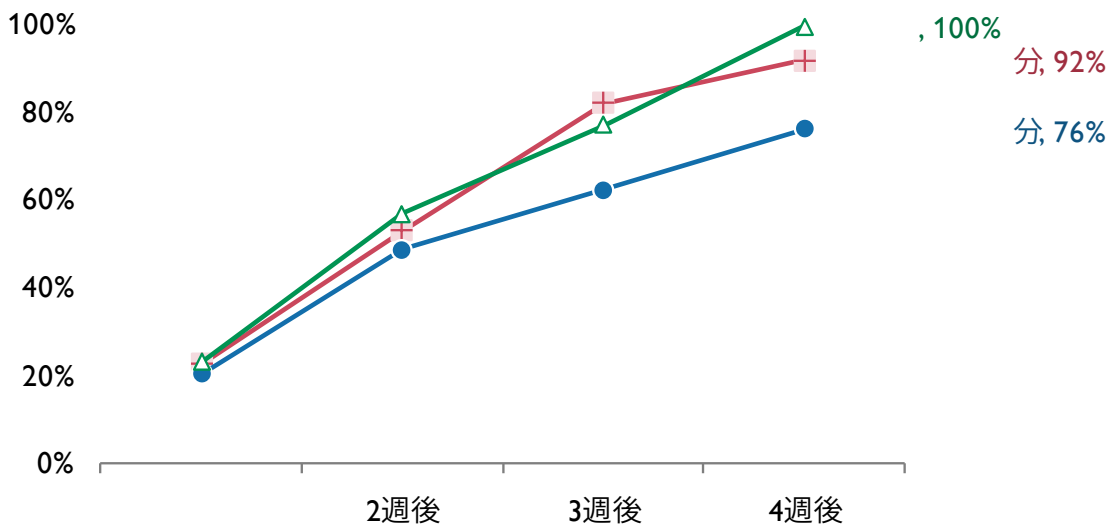
<sup>4</sup> 液化石油ガス(LPG)を燃料とするタクシーに対しては、国土交通省が「タクシー事業者に対する燃料価格激変緩和対策事業」を実施している。

## 原油価格のガソリン小売価格への転嫁

ガソリン小売価格を規定する要素の1つとして、原油価格水準とガソリン小売価格水準とが中長期的にどのような均衡関係にあるかが挙げられる。同時に、原油価格の変化がガソリン小売価格の変化にどのように反映されるか、すなわち短期的な転嫁構造もまた重要である。その転嫁構造を、ガソリン補助金が発動してから足元までの期間(2022年1月31日～2022年9月22日)を対象に推計した<sup>5</sup>。なお、推計においては、原油価格騰貴分と下落分とで転嫁構造が異なりうることを考慮した。また、補助金については、転嫁が済んだ時点の最終的な転嫁率が100%であるとの前提を置いた<sup>6</sup>。原油価格は、資源エネルギー庁による補助金効果の算定方法にならない、日本経済新聞掲載のドバイ原油価格から算出した。ただし、小売価格調査日(月曜日)の前々週金曜日から前週木曜日までの原油価格を前週の原油価格としている。

推計結果は、原油価格、補助金いずれも、ガソリン小売価格への転嫁が浸透するまでには、1か月近い時間を要することを示している(図6)。原油価格の騰貴と下落のガソリン小売価格への反映の速度には需給構造などの影響で差異が見られているが、補助金は原油価格騰貴分とほぼ同じような程度とタイミングでガソリン小売価格を引き下げる方向に転嫁されている。

図6 | 原油価格と補助金のガソリン小売価格への転嫁構造



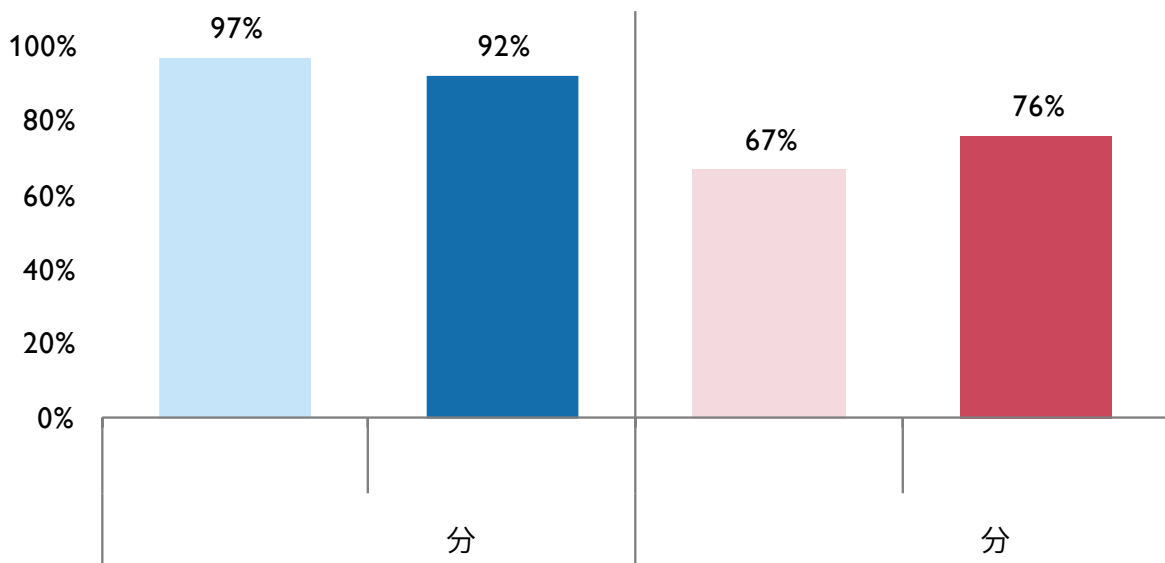
補助金発動前(2021年1月4日～2022年1月24日)と比較すると、原油価格騰貴分の転嫁率はやや減少する一方、下落分の転嫁率は増加している(図7)。下落分転嫁率の増加が、原油価格が2022年6月下旬をピークに下落傾向を示していることによるものなのか、多くの目が高いガソリン価格に対し向けられている状況を反映したものなのか、あるいはそれ以外の要因が作用しているのかを見極めるには、さらなる分析が必要である。

<sup>5</sup> 現実社会では、補助金単価は¥0.1/L円刻み、ガソリンは卸売が一般に¥0.5/L円刻みで、小売が¥1/L円刻みで取り引きされていることに注意。

<sup>6</sup> これは分析の視点によっては厳しい前提かもしれないが、多重共線性に備えるためのものである。



図7 | 原油価格のガソリン小売価格への転嫁率



注: 補助金発動前は2021年1月4日～2022年1月24日、補助金発動後は2022年1月31日～2022年9月22日

## 過去との不整合性

燃料油価格激変緩和補助金については、省エネルギー・低炭素化政策との不整合性の可能性が指摘されている。さらに言えば、エネルギーに限らず一般に、こうした消費補助金・価格統制は困窮対策としてさまざまな課題があることが指摘されている。その理由としては、

- ① 相対価格を人為的に低下させることによる過剰消費・浪費、供給能力不足の誘発
- ② 適切な対象以外への補助の発生
- ③ 制度終了の政治的困難度の高さ

などがある<sup>7</sup>。補助をするのであれば、理論的な観点からは、困窮者に対する直接補助(金銭支給)の方が好ましいとの見方もある——ただし、現実的な観点からは、事務の煩雑さは難点である<sup>8</sup>。

こうしたことから、原油価格が史上最高値を付けるなどエネルギー価格の高騰が世界的な課題となっていた2000年代末、発展途上国などでの燃料消費補助金が問題視された。そこで、主要20か国(G20)は、2009年のピッツバーグサミットにおいて、主に先進国メンバーがイニシアティブをとる形で首脳声明をまとめた<sup>9, 10</sup>。

<sup>7</sup> 古くは、老人医療費無料化の例を挙げることができる。無料化により、病院のサロン化、社会的入院、国全体としての老人医療費の急増、国民健康保険の運営難などが生じたとされる。こんにちでは、地方自治体による子供医療費無料化が過剰受診を誘発しているとの指摘もある。

<sup>8</sup> また、日本のように政府が各世帯・個人の所得を十分に把握できていない状況では、困窮者の特定にも困難が生じる。

<sup>9</sup> <http://www.g20.utoronto.ca/2009/2009communique0925.html>

<sup>10</sup> [https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/g20/0909\\_seimei\\_ka.html](https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/g20/0909_seimei_ka.html)

*To phase out and rationalize over the medium term inefficient fossil fuel subsidies while providing targeted support for the poorest. Inefficient fossil fuel subsidies encourage wasteful consumption, reduce our energy security, impede investment in clean energy sources and undermine efforts to deal with the threat of climate change.*

最貧国に對しては絞った支援を提供する一方で、中期的に、非効率な化石燃料に対する補助金を段階的に廃止し、合理化すること。非効率な化石燃料への補助金は、不経済な消費を奨励し、我々のエネルギー安全保障を低下させ、クリーン・エネルギー源への投資を阻害し、気候変動の脅威に取り組む努力を損なう。[外務省仮訳]

こうした姿勢はその後も維持されており、たとえば2021年のナポリ G20気候・エネルギー大臣会合でも改めてこの公約に言及した<sup>11, 12</sup>。

*Noting that phasing out inefficient fossil fuel subsidies that encourage wasteful consumption is one of the key policies to reform harmful incentives and align finance flows with the Paris Agreement, we recall our 2009 Pittsburgh and 2013 Saint Petersburg commitments to phase-out and rationalise, over the medium term, inefficient fossil fuel subsidies while providing targeted support for the poorest. Such subsidies reduce our energy security, impede investment in clean energy sources and undermine efforts to deal with the threat of climate change...*

無駄な消費を助長する非効率な化石燃料補助金を段階的に廃止することは、有害なインセンティブを改革し、資金の流れをパリ協定に合わせるための重要な政策の一つであることに留意し、我々は、最貧困層に對しては絞った支援を提供しつつ、中期的に非効率な化石燃料補助金を段階的に廃止し、合理化するという2009年ピッツバーグ・サミット及び2013年サンクトペテルブルク・サミットの公約を想起する。このような補助金は、エネルギー安全保障を低下させ、クリーンエネルギー源への投資を妨げ、気候変動の脅威に對処するための努力を損なうものである… [経済産業省仮訳]

ところが、今般は日本を含む先進国が、新型コロナウイルス禍からの経済回復過程での供給制約、ウクライナ危機、通貨価値急変などの環境激変を背景に生じたエネルギー価格の高騰に對し、大規模なエネルギー消費補助・価格統制を実施しているのである。それだけ、今回の価格高騰のインパクトが大きく、現実を踏まえた政治的対応の必要性が極めて大きいという点を理解する必要がある。

## 出口に向けて

一方、消費補助金に内在する課題は、ピッツバーグサミットから10余年を経ても解消されたわけではない。実際、燃料油価格激変緩和補助金も、省エネルギーや電気自動車普及の促進などの政府自身の施策と相反する要素がある。制度創設時には2022年3月までとされていた期間は繰り返し延長されている。さらに、補助金単価上限額の引き上げも重なり、予算額は当初の800億円から2022年12月まででも消費税率1%当たりの税収を超える3兆円規模にまで急速に膨らんでいる。

<sup>11</sup> <http://www.g20.utoronto.ca/2021/210723-climate-energy.html>

<sup>12</sup> <https://www.meti.go.jp/press/2021/07/20210726010/20210726010-2.pdf>

2022年9月、インドネシアでは、燃料補助金の財政負担膨張により、ガソリンや軽油への補助を削減せざるを得なくなった。同月、エネルギー価格統制などからなる「成長計画2022」<sup>13</sup>を発表した英国では、巨額の財政負担<sup>14</sup>が懸念され、ポンドが対ドルで史上最安値を更新するまで減価し、英国債価格は急落(金利が急騰)した。

こうした状況を踏まえつつ、財政負担問題なども考慮に入れ、日本の対応について以下に一案を考察する。

## 試案の考察

早期の負担軽減を重んじ短期間で構築された燃料油価格激変緩和補助金は、多方面の課題にまで万全に目配りした完璧な制度とは言い切れない側面もある。さまざまな課題を克服し、日本経済と暮らしそして財政を考慮する対応を検討してゆくことが重要になろう。

他方、すでに実施されている制度の根幹にもかかわる部分を後から変更することは現実的ではない。その点も踏まえ、今後に向けたたたき台の素案を考えるうえでのポイントとも言うべきものとして、

- ① 激変緩和措置であることの明確化
- ② 財政負担の緩和(受益者負担)
- ③ 誤ったシグナルの発信回避(政策間の不整合性の回避)

といったことなどを狙い、制度の改変点をあくまで試みとして示してみたい。

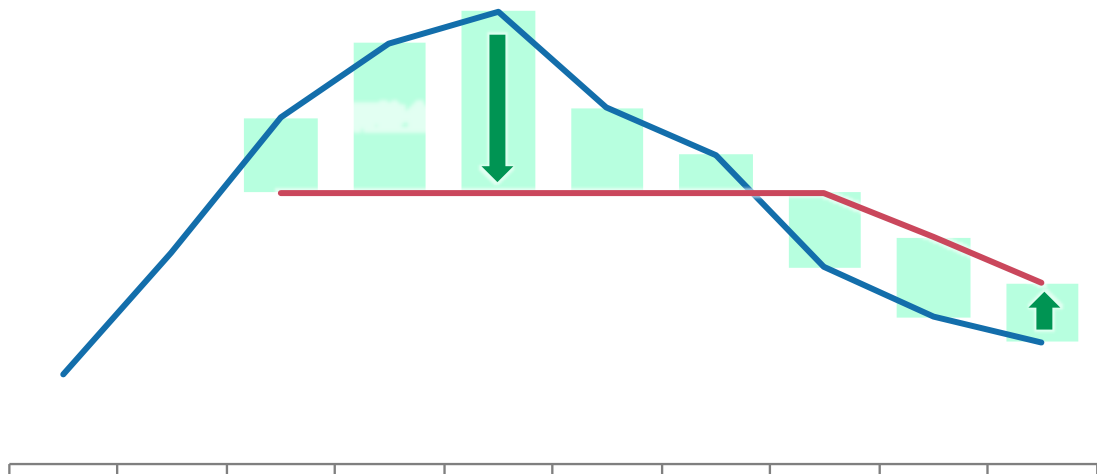
ガソリン高騰期における補助という制度の基礎は維持する。ただし、ガソリン小売価格が基準価格以下に下落するなどして補助金支給を停止した後は、国民負担軽減の観点も踏まえ、支給したお金の一定割合を政府が回収すべく、事務諸経費分などを差し引いた額につき、補助金を受け取った元売から逆に徴収する(図8)。仕組みとしては、払い渡しの補助金というよりは、調整金の無利子貸付と一部返済という形に近い<sup>15</sup>。

<sup>13</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/the-growth-plan-2022-documents/the-growth-plan-2022-html>

<sup>14</sup> エネルギー価格高騰対策は2022年10月からの半年間で600億ポンド(約10兆円)規模と見積もられている。もう1つの目玉である大型減税は1年で450億ポンド(約7兆円)規模とされていたが、10月3日に高所得者向け(数十億ポンド規模)が、10月17日にはほぼすべてが撤回された。

<sup>15</sup> なお、この仕組みを検討してゆくにあたっては、市場におけるさまざまな状況・条件を考慮してゆくことが不可欠になるものと思われる。

図8 | 燃料油価格激変緩和補助金制度の改変試案模式図



政府がお金を回収する期間が終わるまではガソリンは「割高」となるが<sup>16</sup>、乱高下を抑制するという激変緩和の狙いはより明確に体现される。いったん支給したお金を事後に一部回収する制度とすることで、公的債務への影響を最小限に抑えることができる。同時に、緊急避難的な措置であることの理解がより浸透し、省エネルギー・低炭素化政策との不整合性も緩和されることが期待される。もちろん、現実にはこうしたアイデアについても、さまざまな課題が存在しうることは明らかである。あくまで、1つの試案として、政策検討に資することになれば幸いである。

## 今般の措置の含意

ヨーロッパ諸国では日本の燃料油価格激変緩和補助金をも上回る、財政悪化リスクさえ想起させるほど大規模なエネルギー消費補助・価格統制が実施あるいは計画されている。エネルギー価格高騰に対する内外でのこうした対応は、低炭素化の重要性に加え、国民生活や産業が石油をはじめとする化石燃料に深く依存している現実と、エネルギー供給の量的確保とともにその価格安定感の必要性を——少なくとも現下の情勢においては——各国国民が再認識した証左でもある。低炭素化に向けた現実的対応では、その時間軸や技術、インフラストラクチャー整備などにかかるステークホルダーや利用者の費用負担とその影響などに関する議論が喚起されている。低炭素化に向けた現実的対応における課題の複雑さとコスト問題の重要性を示唆していると言えるのではなからうか。

<sup>16</sup> 消費者は、変動が均された価格に接するだけであり、支払総額は総体としては不変である。

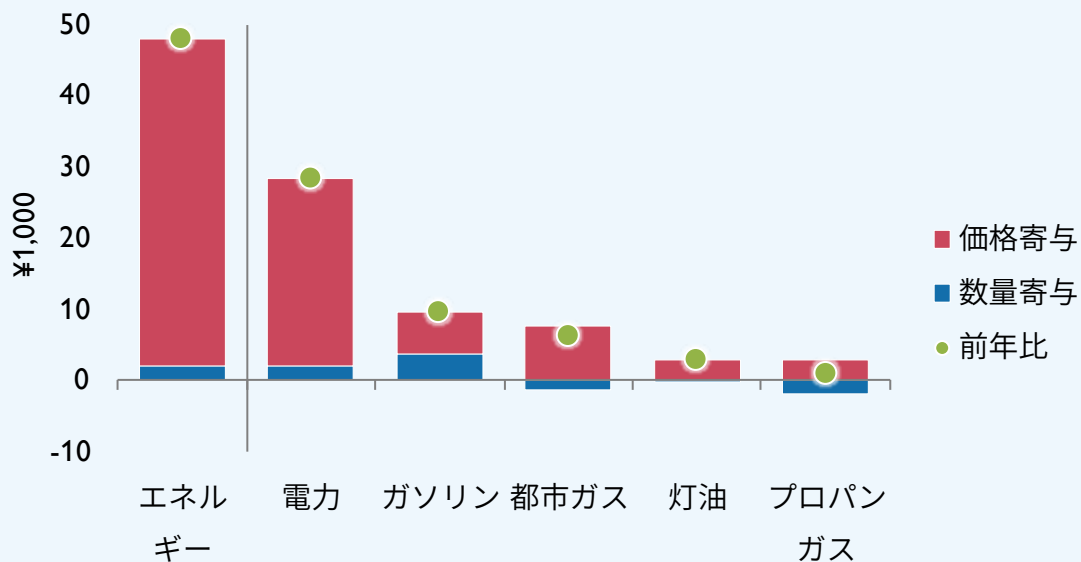
# 家計のエネルギー費は過去最大の30万円に

日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 研究主幹 | 柳澤 明

## 要旨

- 家計のエネルギー費が膨らんでいる。2022年は30万円と、過去最大に並ぶあるいは超過する水準になると見込まれる。電気が過去最大を更新するほか、ガソリンは8年ぶり、都市ガスは7年ぶりの高額となる。
- その前年比増加幅が4万8,000円、2割と大きいのも特筆すべき点である。そのほとんどはエネルギー価格の上昇によるものである。特に、電気の値上がりは、単独でエネルギー費増分の半分以上に相当する2万6,000円もの押し上げに寄与する。

図1 | エネルギー費変化の要因分解[2022年、前年比]

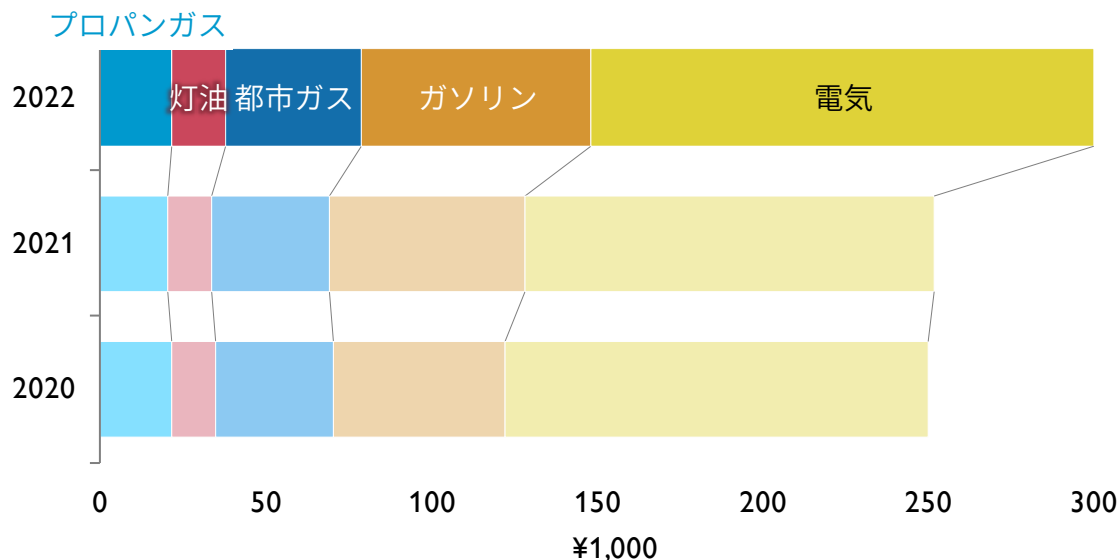


- 2022年は消費支出総額も増える見込まれる。しかし、その増分のうち約半分はエネルギーと食料への支出増である。生活必需品への支出が実収入を超えて大きく増加するのは、家計の嗜好的行動の結果ではなく、必需品の価格高騰によるものである。
- 国内原油価格は、最高値圏からはやや軟化したとはいえ、依然として高値で推移している。ただし、その主要因は国際市況から円安に移った。米国の利上げペースが鈍化するとの観測が広まるとともに、ドル高圧力は弱まった。しかし、円は減価の修正が他の通貨より鈍い。このことは、一般にドル建てで国際取引されるエネルギーの輸入に際し、日本が他の国より重い負担を課せられる状態が続く可能性をはらんでいる。
- 液化天然ガス(LNG)輸入価格が以前と比べて上振れしている。単に価格水準が切り上がっているだけでなく、原油価格から想定される理論値を大きく上回るようになってきている。仮にエネルギー価格の代表たる原油価格が元の水準まで沈静化しても、家計が直面するエネルギー費の膨張をもたらしている高い電気・都市ガス価格は以前の水準まで戻らないことになる。

## 家計のエネルギー費は値上がりにより30万円に

家計のエネルギー(電気、都市ガス、プロパンガス、灯油、ガソリン)費が膨らんでいる(図2)。2022年は30万円<sup>1</sup>と、過去最大<sup>2</sup>に並ぶあるいは超過する水準になると見込まれる。電気が過去最大を更新するほか、ガソリンは8年ぶり、都市ガスは7年ぶりの高額となる。

図2 | 家計のエネルギー費



注: 2人以上の世帯。2022年は10月までの実績に基づく推計値。

出所: 総務省「家計調査」

2022年は、エネルギー費の前年からの増加が4万8,000円、2割と大幅なものも特筆すべきである。この記録的なエネルギー費の増分を、①エネルギー消費量の増減による影響(数量寄与)<sup>3</sup>と、②エネルギー価格変動による影響(価格寄与)に分解すると、そのほとんどはエネルギー価格の上昇によるものである。特に、ほぼすべての家庭が用いる電気の値上がりは、単独でエネルギー費増分の半分以上に相当する2万6,000円もの押し上げに寄与する(図3)。電気がエネルギー費に占める割合は、2020年に初めて50%超となったのち、2021年には価格下落と消費量減で49.1%に低下していた。しかし、この大幅増で、2022年に再びエネルギー費の過半を占めることになる。

エネルギー費増大の先鞭をつけたガソリンは、2022年1月に発動した燃料油価格激変緩和措置で小売価格の上昇が緩和していることにより、価格による増加寄与が比較的抑制されている。一方、ガソリン消費量は、前年の夏までの外出抑制の反動などから新型コロナウイルス禍の下では初めて増え、エネルギー費を押し上げる。その程度は各エネルギーの数量寄与の中で最大となる。

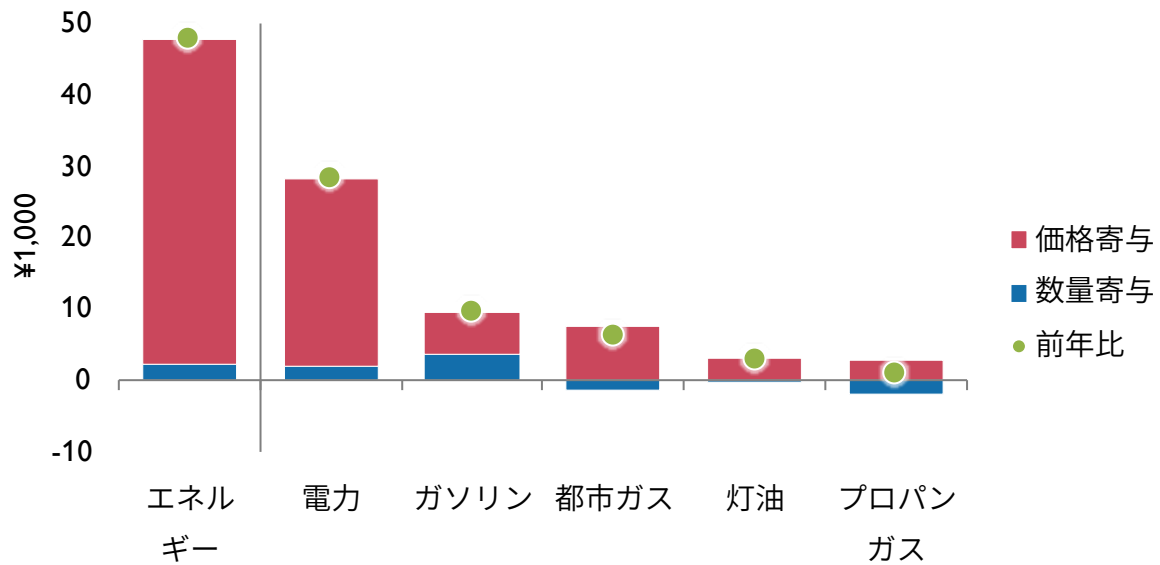
<sup>1</sup> 2人以上の世帯

<sup>2</sup> これまでの最大は2014年の29万9,362円である。

<sup>3</sup> 家計調査では都市ガスの購入数量を調査していない。本稿では都市ガス代を都市ガスの消費者物価指数でデフレートした系列を都市ガス数量として扱った。



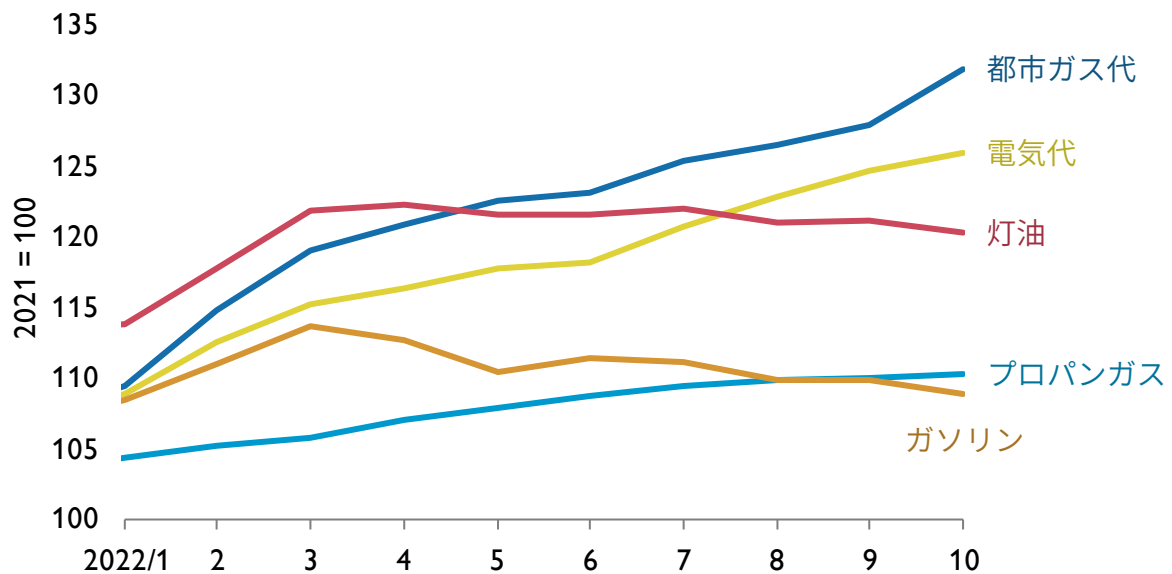
図3 | エネルギー費変化の要因分解[2022年、前年比]



注: 2人以上の世帯。2022年10月までの実績に基づく推計値。  
 出所: 総務省「家計調査」、総務省「消費者物価指数」より推計

都市ガスは、2021年からの価格上昇は電気を上回る(図4)。しかし、電気と異なり、プロパンガス利用世帯やオール電化世帯などは利用せず、都市ガス利用世帯も動力・照明用途や冷房用途には利用しないことから、平均像としての消費量<sup>4</sup>は電気を下回る。また、熱量当たりの価格も電気より廉価であることから、都市ガス代は電気代の4分の1程度にとどまる。こうした事情から、都市ガスの値上がりによるエネルギー費の押し上げは8,000円弱となる。それでも、寄与率は6分の1ほどと、電気の値上がりに次ぐ第2の大きさとなる。

図4 | 消費者物価指数

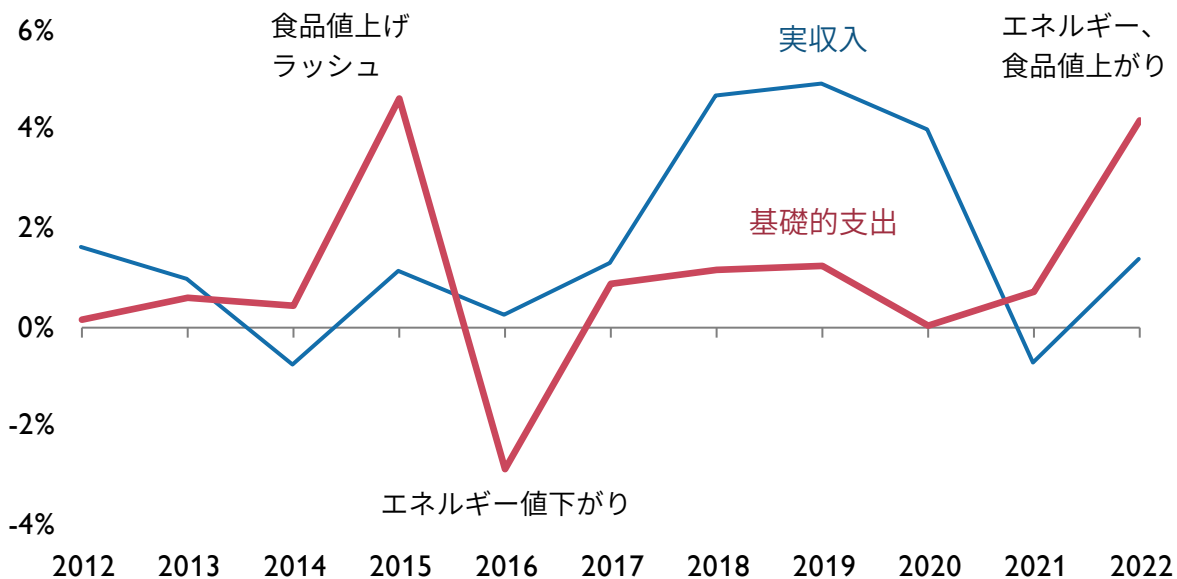


出所: 総務省「消費者物価指数」より算出

<sup>4</sup> 熱量換算

2022年は実収入、消費支出総額も前年を上回ると見込まれる。しかしながら、消費支出総額増のうち約半分はエネルギーと食料への支出増によるものとなる。エネルギーや食料は、生活必需品としての色合いが濃い。収入が少なく(なっ)ても、生活のためにはこれら必需品を一定程度は購入・消費する必要がある。反面、収入が増大しても、その伸びと同じ程度あるいは上回って必需品への支出を増加させたいという欲求は一般には薄い。言い換えると、必需品を中心とする基礎的支出が、大きく、かつ実収入を上回って増加するのは、家計の嗜好的行動の結果ではなく、必需品の価格高騰を反映したものである。2022年はまさにそうした年となっている(図5)。

図5 | 基礎的支出と実収入の前年比



注: 2人以上の勤労者世帯。2022年は1月～10月。  
出所: 総務省「家計調査」

新型コロナウイルス禍で沈んでいた企業は、回復の手ごたえを一定程度あるいはかなり感じている。個人も外出行動の抑制緩和の恩恵に浴している——教養娯楽費は2020年、2021年の落ち込み分を4割ほど戻している。にもかかわらず、生活の改善を実感しにくいのは、こうしたところにも理由を求められるのかもしれない。

## 変化したエネルギー価格上昇要因と懸念

### 為替相場

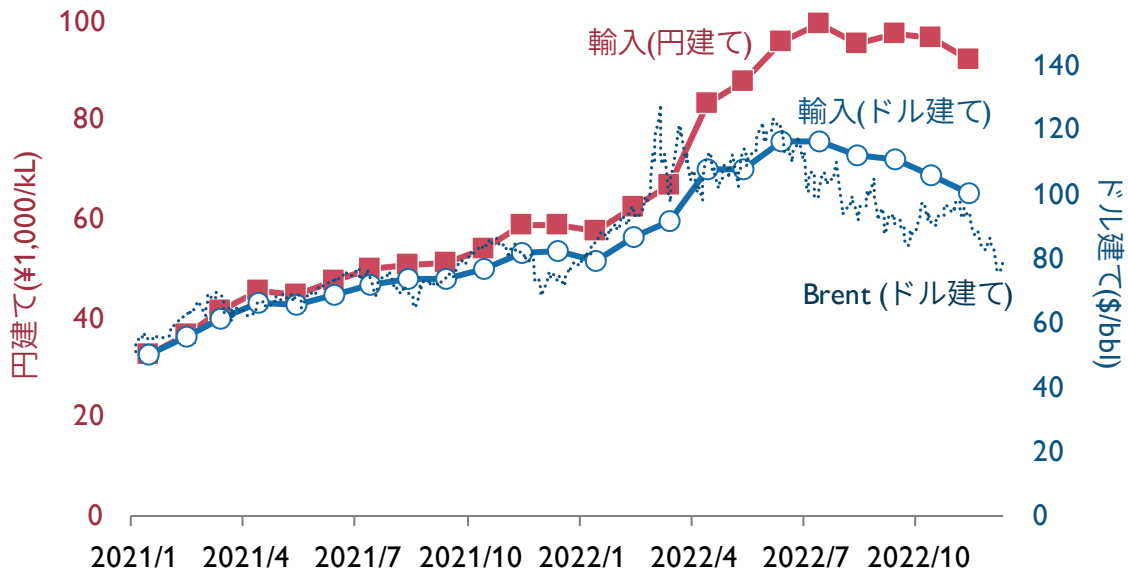
国内原油価格は、最高値圏からはやや軟化したとはいえ、依然として高値で推移している(図6)。一方、国際指標原油の1つであるBrent原油の価格は、2022年6月以降、大きく下落に転じている。2022年12月中旬には一時\$70/bbl台半ばと、直近ピークから3分の1も下げた。国内での高油価の主要因は相対的に国際市況から円安に移っている。

米国がインフレーション対策として大胆な金融引き締めを講じたことを材料に、大幅かつ急速なドル高が進んだ。しかし、米国の利上げペースが鈍化すると観測が広まるとともにドル高の圧力は弱まり、ドルは2022年10月を境に弱含んでいる。国際原油価格の高騰と自国通



貨の減価というダブルパンチを受けてきた多くの石油輸入国にとって、ドル高の反転は干天の慈雨となっている。

図6 | 原油価格

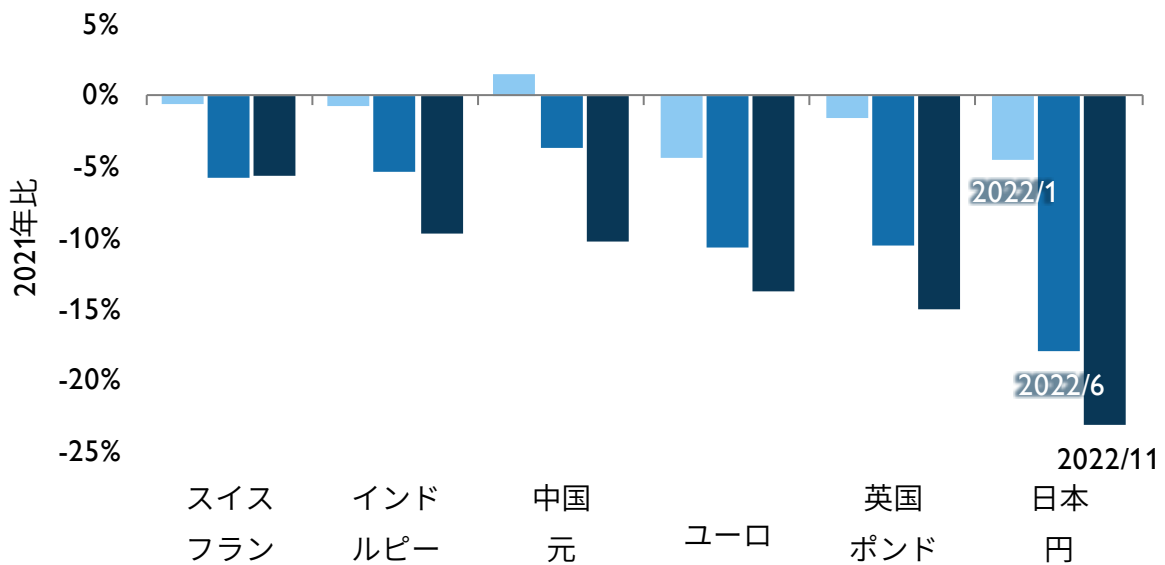


注: 2022年11月の輸入価格は原油・粗油の速報値

出所: 日本エネルギー経済研究所「EDMCエネルギートレンド」、Intercontinental Exchange

日本もその例に漏れないが、手放しでは喜べない。というのも、円の戻り具合が他の主要通貨に比べて小さいためである。円は直近の底から足元にかけて一時¥15/\$ほど増価したが、2021年比では依然として相当な円安水準にある。さらに、他の主要通貨よりはるかに価値を失ったままである(図7)。

図7 | 主要通貨の対ドル価値



出所: 国際通貨基金「International Financial Statistics」より算出

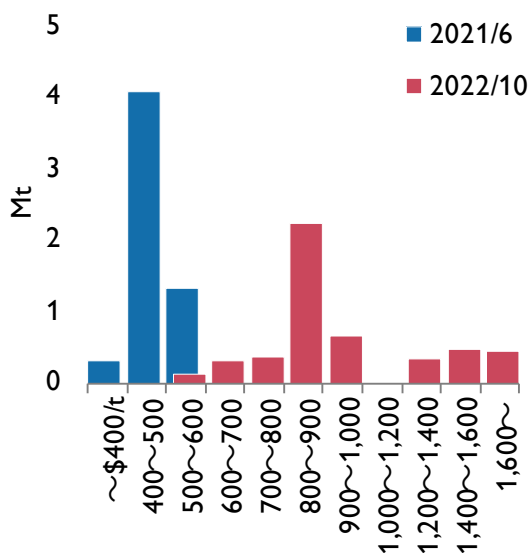
相対的購買力平価の考え方に基づけば、日本の相対的に低い物価上昇率は中期的には円高要因として働くことが見込まれる。しかしながら、2022年12月に大規模な金融緩和を事実上一部修正したとはいえ低金利な日本とインフレ対策を重要視する米国との金利差や、膨らんだエネルギー輸入支払いやJカーブ効果<sup>5</sup>もあって過去最大にまで拡大すると見込まれる日本の貿易赤字などを背景として、円は減価の修正が他の通貨より鈍い。このことは、一般にドル建てで国際取引されるエネルギーの輸入に際し、日本が他の国より重い負担を課せられる状態が続く可能性をはらんでいる。

### LNG輸入価格

ヨーロッパの天然ガスは、2021年に風力発電不足による需要増などから値上がり、さらにロシアによるウクライナ侵攻で暴騰した。一方、日本の液化天然ガス(LNG)のドル建て輸入価格は、ヨーロッパ天然ガス価格ほどの異常な高値とはなっていない。理由の1つとして、日本の輸入LNGの多くは、その長期契約価格が原油価格連動であることが挙げられる。原油価格連動方式では、LNG価格は原油価格変動を緩和して反映する。そのため、油価が一定の価格帯からさらに上昇しても、LNG価格はそれを下回る率でしか上昇しない。結果として、日本のLNG価格は、高油価期あるいは天然ガス需給逼迫期には相対的に廉価となる傾向がある。

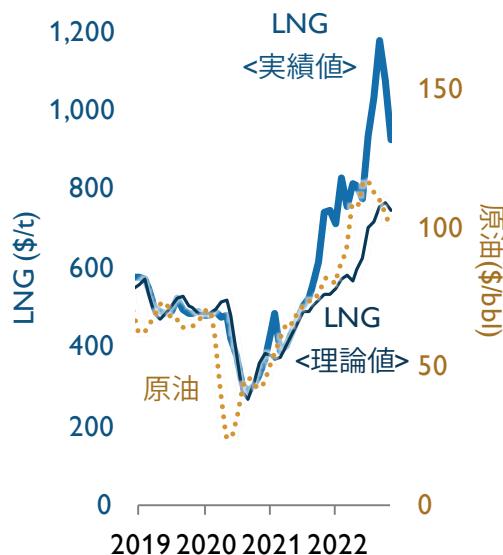
しかしながら、日本のLNG価格は、2021年秋ごろからそれまでと比べて上振れするようになっている。これは、需給逼迫を反映して高騰したスポット取引分がもつばら作用していると推察される(図8)。そのことで、単に価格水準が切り上がっているだけではなく、原油価格から推定される理論値を大きく上回り、対原油相対価格の割高さも目立つようになっている(図9)。

図8 | LNG輸入量の輸入価格別分布



注: 税関別輸入相手国別データより算出  
出所: 財務省「貿易統計」

図9 | LNG輸入価格の実績値と原油輸入価格に基づく理論値



注: 理論値はLNG輸入価格と原油輸入価格との2018年~2020年における関係から推定

<sup>5</sup> 自国通貨の減価は、輸出増・輸入減を通じて貿易収支を改善することが見込まれる。しかしながら、貿易・生産構造の調整には一定の時間を要する。よって、短期的には、自国通貨建て輸入価格の上昇を通じた輸入額の膨張効果が勝り、貿易収支は逆に悪化する場面が生じうる。

日本においてLNGは主要な発電用燃料であり、かつ都市ガス原料の95%をも占めている。LNGの割高さが解消しないようだと、仮にエネルギー価格の代表たる原油価格が元の水準まで沈静化しても、家計が直面するエネルギー費の膨張をもたらしている高い電気・都市ガス価格は以前の水準まで戻らないことになる。

# LNG 海上輸送市場の変化 — 欧州が進める脱ロシア策としてのFSRU —

松倉 誠也\*

## 1. はじめに

世界のLNG取扱量は2021年に3億7,230万トンと前年から1,620万トン増加し、LNG輸出国は19カ国、LNG輸入国は新たにクロアチアが加わり44カ国となった。IEEJ Outlook 2023 レファレンスシナリオでは、LNG取扱量は2040年に約6億トンに増加すると見込まれ、LNG海上輸送の重要性は今後も増すと考えられる。天然ガスの一大消費地である欧州では、2020年の天然ガス輸入5,619億m<sup>3</sup>（約4億1千万トン）のうち、LNG輸入は1,148億m<sup>3</sup>（約8千万トン）、パイプライン（PL）輸入は4,471億m<sup>3</sup>（約3億3千万トン）となり、PL輸入が80%を占めた。PL輸入のうち、ロシア産は1,677億m<sup>3</sup>（1億2千万トン）と38%を占めていたが、2022年2月のウクライナ侵攻により、欧州はロシア産ガス依存脱却へと政策を急転換することとなった。現在、欧州にはLNG輸入基地が陸上式33基、浮体式6基が稼働中だが、中でもリードタイムの短いFSRU（Floating Storage & Regasification Unit、浮体式LNG貯蔵再ガス化設備）の導入が急がれている。本稿では、LNG海上輸送市況を概観し、欧州が進める脱ロシア策としてのFSRU導入における進捗やその課題等をまとめる。

## 2. LNG 海上輸送市場の動向

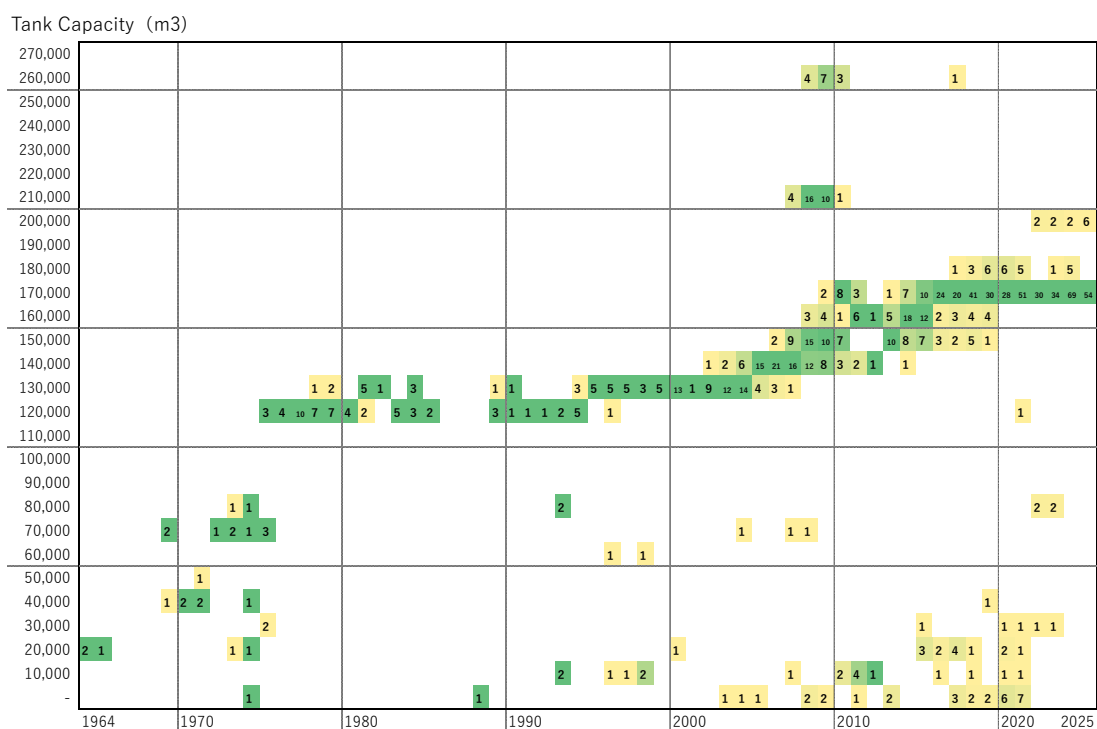


図1 LNG船の容量別竣工数（1964-2025）※FSRU及びLNGバンカリング船（BV）含む

\*（一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 主任研究員

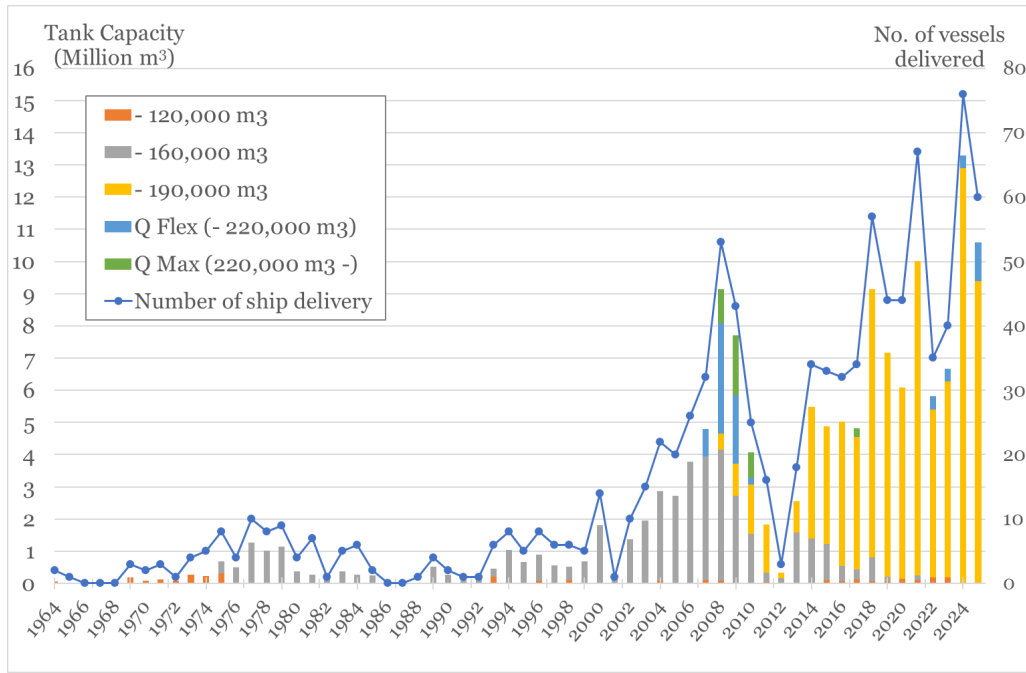


図2 LNG船の竣工数(1964-2025) ※FSRU及びLNGBV含む

出所：各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

新造LNG船について、2021年は68隻が竣工し(前年は47隻)、過去最高を記録した。その内訳は、FSRU 5隻、小型船110隻(LNGバンカリング船(BV)8隻含む)、中大型LNG船が53隻となり、LNG船の総稼働数は700隻(FSRU48隻、小型船31隻含む)に達した。新造船(FSRUと小型船を除く)の平均容量は174,897m<sup>3</sup>となり、Panamax船型<sup>2</sup>を標準船とした設計を反映した結果となっている(図1、図2)。

発注数について、2021年は111隻(2020年40隻)で、累計発注数は196隻に達し、内訳はFSRU5隻、小型船25隻(LNGBV船22隻、LNG輸送船3隻)となった。LNG船容量は、2025年までに約28%増加を見込み、引き続きLNG船の発注数は高水準を維持すると見られる。一方で、2025年までの造船所のドック空き容量は既に予約完売なことから、今後発注されるLNG船の竣工は、2026年以降にずれ込むことになる。要因として、QatarEnergy(QE)によるカタールNFE(North Field East)LNG拡張と米国Golden Pass LNGの両プロジェクト向けLNG輸送体制の構築がある。具体的には、QEは2020年4月に中国船舶工業集团公司(CSSC)傘下の滬東中華造船有限公司(Hudong)と2027年まで造船容量を予約する契約(30億米ドル)を締結し、2020年6月には韓国三大造船所の大宇造船海洋(DSME)、現代重工業(HHI)、サムスン重工業(SHI)と2027年まで造船能力の大部分を確保する契約(192億米ドル)を締結した。これらの造船容量規模は、2027年までの世界LNG造船能力の約60%(100隻超)に匹敵するとされる。その後の具体化として、中国Hudongが2021年10月に新造LNG船4隻の建造を受注し、2022年4月にも4隻を受注、そして2022年6月に韓国DSMEが4隻を受注した。更には、2022年8月に韓国HHIが7隻を受注済であり、今後も順次造船契約が締結される見込み。

### 3. FSRU市場の動向

#### 3-1. FSRU (Floating Storage & Regasification Unit, 浮体式 LNG 貯蔵再ガス化設備)

FSRUとは、LNG船に再ガス化設備を搭載し、栈橋に固定的に停泊させ、陸上LNG受入基地と同等の機能

<sup>1</sup> 5万m<sup>3</sup>未満の船舶を以降、小型船として記載する。

<sup>2</sup> Panamax規格：2016年拡張以前の旧パナマ運河を満載状態で通航し得る最大船型で、通過可能な制限値は全長294.1m、全幅32.3m、喫水12m、最大高57.91m。拡張後の新Panamax規格は、全長366m、全幅49m、喫水15.2mとなったが、最大高57.91mが変わらない事が最大の制約となっている。

を果たすものをいう（図3）。他には、自らLNGを輸送、沖合に係留し、海底PLを用いて気化ガスを送出するLNG RV（Regasification Vessel）や再ガス化設備のないFSU（浮体式LNG貯蔵設備：Floating Storage Unit）がある。用途として、季節性など短期需要増対応、エネルギー安全保障（備蓄）及び設置・撤去の柔軟性を活かした陸上基地完成までの移行用やLNGの試験的導入用などがある。

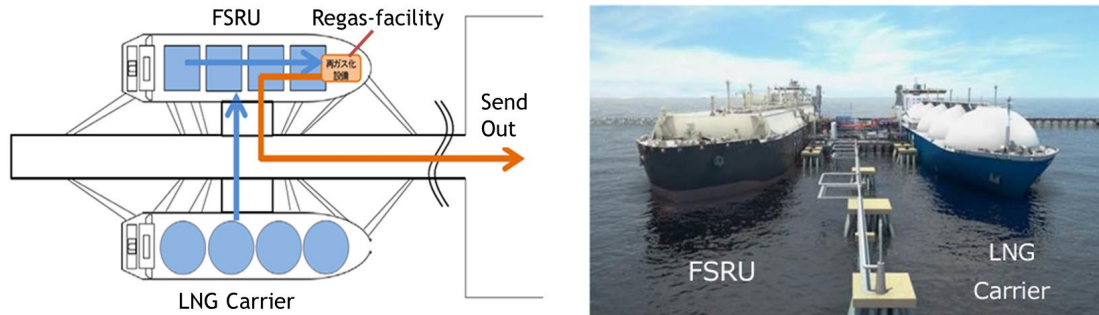


図3 FSRUによるガス供給イメージ, Ship-to-Ship (STS) 方式

出典：MOL, JOGMEC, Engie

3-2. 陸上受入基地との比較

表1 FSRUと陸上受入基地の比較

項目	FSRU	陸上基地
費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 低 CAPEX（新造船：3~5億ドル）</li> <li>・ 改造船：新造船の半分以下の見込み。</li> <li>・ 加えて、栈橋、防波堤などが必要</li> <li>× 高 OPEX（～約28万ドル/日@400万トン/年）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>× 高 CAPEX（～10億米ドル）</li> <li>○ 低 OPEX（～約13万ドル/日@400万トン/年）</li> </ul>
リードタイム	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 短い（新造船：契約から約3年）</li> <li>・ 改造船：約1~2年。既存船リースで早くても約0.5年</li> <li>・ 必要許認可が比較的少ない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>× 長い（約4~5年以上）</li> <li>・ 複雑かつ長期の許認可プロセス</li> </ul>
撤去/転用	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 可能（他地域やLNGCへの転用）</li> <li>・ 稼働率の向上。座礁資産化リスク低減</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>× 不可</li> </ul>
拡張性	<ul style="list-style-type: none"> <li>× 低い（タンク・気化器容量の制限）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 高い（需要に合わせた増強が可能）</li> </ul>
安定供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>△ 海象・気象により影響を受ける</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 海象・気象の影響を受け難い</li> </ul>

出典：日本エネルギー経済研究所、商船三井（MOL）資料より作成

FSRUは、陸上基地と比較して、低い建造費や投資決定から導入までのリードタイムの短さ、撤去・転用の柔軟性などの特性があり、一時的な需要増や移行用に適する。一方、陸上基地は、気象・海象などの荒天に対する安定供給性や拡張性に優れており、長期的な需要が見込まれる場合に適している（表1）。

3-3. FSRU 市場の動向



図4 FSRU の容量別竣工数 (2005-2023)

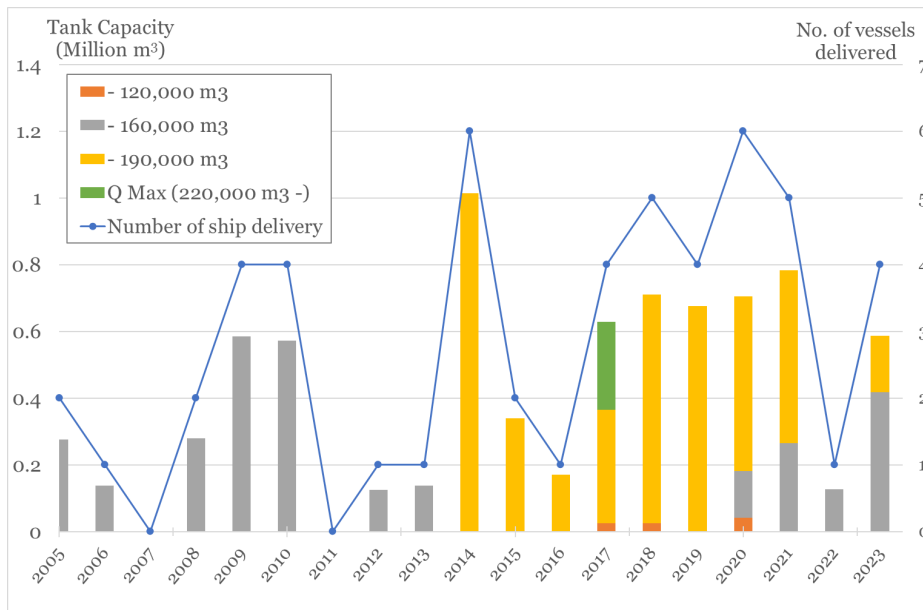


図5 FSRU の竣工数 (2005-2023)

出所：各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

FSRU については、2021 年末で 48 基が運航しており、そのうち従来の LNG 輸送船を転用した改造 FSRU を 10 隻含み、建造中が 5 隻 (改造 4 隻含む) となっている。積載容量について、2013 年まで 16 万 m<sup>3</sup> 未満が主流だったが、2014 年以降は LNG 輸送船と同様に、17 万 m<sup>3</sup> 級が多く導入されている。2021 年末時点の総積載容量は約 710 万 m<sup>3</sup> となり、直近 5 年で約 2 倍に増加している (図 4、図 5)。

3-4. ウクライナ侵攻後の FSRU 市場の変化

表2 FSRU 一覧 (2021 年末時点)

No.	Built	Vessel Name	Send out (MTPA)	Storage (m3)	Owner	Location (As of 2021)
1	1977/2010	Golar Freeze	3.6	125,000	New Fortress Energy	Old Harbour, Jamaica
2	1977/2012	Nusantara Regas Satu (ex Khannur)	3.0	125,000	New Fortress Energy	Nusantara, Indonesia
3	1981/2008	Golar Spirit	1.8	129,000	New Fortress Energy	Laid up
4	2003/2013	FSRU Toscana (ex Golar Frost)	2.8	137,500	OLT Offshore	Toscana, Italy
5	2004/2009	Golar Winter	3.8	138,000	New Fortress Energy	Pecem, Brazil
6	2005	Excellence	3.8	138,000	Excelebrate Energy	Moheshkhali, Bangladesh
7	2005	Excelsior	3.5	138,000	Excelebrate Energy	Hadera, Israel ⇒ Albania (2023)
8	2006	Summit LNG (ex Excelebrate)	3.8	138,000	Excelebrate Energy	Summit LNG, Bangladesh
9	2008	Explorer	6.0	150,900	Excelebrate Energy	Jebel Ali, Dubai, UAE
10	2009	Express	3.8	151,000	Excelebrate Energy	Ruwais, Abu Dhabi, UAE
11	2009	Exquisite	4.8	150,900	Nakilat-Excelebrate Energy	Port Qasim Karachi, Pakistan
12	2009	Neptune (ex GDF Suez Neptune)	3.7	145,130	Höegh LNG	LNGC ⇒ German(2023)
13	2010	Cape Ann (ex GDF Suez Cape Ann)	3.7	145,130	Höegh LNG	Tianjin, China ⇒ France (2023)
14	2010	Exemplar	4.8	150,900	Excelebrate Energy	Argentina ⇒ Finland (2022)
15	2010	Expedient	5.2	150,900	Excelebrate Energy	GNL Escobar, Argentina
16	2014	Experience	6.0	173,400	Excelebrate Energy	Guanabara Bay, Brazil
17	2014	Golar Eskimo	3.8	160,000	New Fortress Energy	Aqaba, Jordan
18	2014	Golar Igloo	5.8	170,000	New Fortress Energy	Kuwait ⇒ Netherland (2022)
19	2014	Höegh Gallant	2.8	170,000	Höegh LNG	Old Harbour, Jamaica
20	2014	Independence	4.0	170,000	Höegh LNG ⇒ Klaipėdos Nafta (KN)	Klaipeda, Lithuania
21	2014	PGN FSRU Lampung	2.9	170,000	Höegh LNG	Lampung LNG, Indonesia
22	2015	BW Singapore	5.7	170,000	BW Gas	Egypt (-2023) ⇒ Italy (2024)
23	2015	Golar Tundra	5.5	170,000	Golar LNG	LNGC ⇒ Italy (2023)
24	2016	Höegh Grace	4.0	170,000	Höegh LNG	Cartagena, Colombia
25	2017	BW Integrity	5.0	170,000	BW Gas	Port Qasim GasPort, Pakistan
26	2017	Höegh Giant	3.7	170,000	Höegh LNG	Jaigarh, India
27	2017	Bauhinia Spirit/ MOL FSRU Challenger	4.1	263,000	MOL / Vopak	(Hong Kong) ⇒ Singapore (2022)
28	2017	Exmar S188 (ex Exmar FSRU)	4.6	25,000	Exmar Offshore	Laid up ⇒ Netherland (2022)
29	2018	Golar Nanook	5.5	170,000	New Fortress Energy	Sergipe, Brazil
30	2018	Höegh Esperanza	6.0	170,000	Höegh LNG	LNGC ⇒ German (2022)
31	2018	Höegh Gannet	5.5	170,000	Höegh LNG	LNGC (Santos, Brazil)
32	2018	Karunia Dewata	0.4	26,000	JSK Group	Benoa, Indonesia
33	2018	Marshal Vasilevskiy	2.0	174,000	Gazprom	Kaliningrad, Russia
34	2009/2019	BW Batangas (ex BW Paris)	4.2	162,500	BW Gas	LNG ⇒ Philippines (2023)
35	2019	BW Magna (ex BW Courage, Açú FSRU)	5.7	173,400	BW Gas	Port Açú, Brazil
36	2019	Höegh Galleon	3.7	170,000	Höegh LNG	LNGC (Australia) ⇒ German (2022)
37	2019	Turquoise (ex Turkey FSRU)	5.7	170,000	Kolin Construction	Etki, Turkey
38	2020	Excelebrate Sequoia	6.0	173,400	Maran Gas Maritime	Bahia, Brazil
39	2016/2020	FSRU Hua Xiang(ex. Hua Xiang 8)	0.1	14,000	Zhejiang Huaxiang	Amurang, Indonesia
40	2020	FSRU Jawa Satu	2.4	170,000	PT Jawa Satu Regas	Java, Indonesia
41	2005/2020	LNG Croatia (ex Golar Viking)	1.9	140,208	LNG Hrvatska	Kirk, Croatia
42	2020	Torman	2.0	28,000	Gasfin Development	Tema LNG, Ghana
43	2020	Vasant 1	5.0	180,000	Swan Energy	Jafrabad , India
44	2003/2021	BW Tatiana (ex Gallina)		137,001	BW Gas Invenergy JV	El Salvador
45	2021	Ertugrul Gazi	4.1	170,000	BOTAS	Dörtyol, Turkey
46	1994/2021	LNGT Powership Africa (ex Dwiputra)		127,386	KARMOL	Senegal
47	2021	Transgas Force		174,000	Dynagas	LNGC ⇒ German (2023)
48	2021	Transgas Power		174,000	Dynagas	LNGC ⇒ German (2023)
49	1991/2022	LNGT Powership Asia (ex NW Shearwater)		127,500	KARMOL	Brazil
50	2002/2023	ETYFA Prometheas(ex Galea)		136,967	DEFA	Cyprus
51	2010/2023	TBN (ex Gaslog Chelsea)		153,000	Gaslog	Greece
52	1994/2023	TBN (ex LNG Vesta)		127,547	KARMOL	Mozambique
53	2023	TBN		170,000	Wison Offshore	-
-	2003/2024	Golar Arctic		140,000	Golar LNG ⇒ Snam	LNGC ⇒ Italy (2024)

出典：GIIGNL より日本エネルギー経済研究所作成



世界的に LNG 輸送船需要が高まる一方で、気化器の付属した FSRU は 2018 年以降の新規竣工が鈍化し、2021 年後半には稼働中 48 基のうち約 5 分の 1 に当たる 10 隻が LNG 輸送船 (LNGC) への一時転用、もしくは実質的な遊休状態となっていた。しかし、2022 年 2 月のロシアのウクライナ侵攻以降、その状況は一変し、2022 年半ばには既存・新造・改造中を含めた全 FSRU 船が完売したとされる。さらに他地域で既に稼働中の FSRU プロジェクトから、欧州に振り向ける動きも多数見られる (表 2)。

### 3-5. 主な FSRU 事業者

FSRU 事業においては、Golar LNG、Höegh LNG、Excelerate Energy の 3 社が老舗企業として挙げられ、各社の強みとして多保有船・備船による仕様の標準化、コスト削減、運用柔軟性などが挙げられる。他社では、2019 年に商船三井 (MOL) と Karpowership が世界初の LNG 発電船事業<sup>3</sup>を KARMOL ブランドで開始し、2021 年には Golar LNG が事業の一部を NFE (New Forest Energy) に売却するなど、新規の参入やサービスの多様化が進んでいる。下記に主な FSRU 事業者の特徴をまとめる。

#### (1) Golar LNG

1970 年に LNG 輸送事業を開始したノルウェー企業であり、近年では FSU や LNG トレーディング事業にも参入している。また、2021 年 4 月には、事業の一部である Golar LNG Partners LP と Hygo Energy Transition を NFE に売却するなど、資産ポートフォリオの再編を図っている。2021 年末現在、自社保有の FSRU は 1 隻、FLNG が 3 隻あり、他社保有の FSRU を 8 隻備船している。

#### (2) Höegh LNG

LNG 輸送事業のノルウェー海運会社 Leif Höegh & Co の LNG 輸送事業子会社として、2006 年に設立された。2009 年以降は、自社保有の FSRU を利用した洋上気化事業を急速に拡大させている。自社保有の FSRU は 10 隻と世界最大の FSRU サプライヤーとなっている。

#### (3) Excelerate Energy

2003 年に米国で設立され、LNG 輸送および FSRU による LNG 受入事業を実施している。2005 年に、世界初の FSRU (LNG RV 式) を実用化しており、その後、現在主流となった栈橋固定式に方針を転換している。自社保有の FSRU 8 隻を中心に、中東、南米及びアジアなどで FSRU の導入・運営を推進する。

#### (4) New Fortress Energy (NFE)

2014 年に米国で設立され、天然ガス・LNG 関連のインフラ、船舶、物流資産を所有・運営している。2021 年 4 月に、Golar LNG から FSRU 船舶等の譲渡を受け、同社が charter back している。また、2022 年 8 月には Apollo 社との合弁事業 JV Energos Infrastructure (Apollo 管理下ファンド 80%、NFE 20%) を設立し、FSRU 6 隻、FSU 3 隻、LNG 輸送船 2 隻の LNG インフラ関連船舶 11 隻を操業する。

#### (5) 商船三井 (MOL)

1884 年設立の世界最大の LNG 船事業者であり、日本企業で唯一 FSRU を保有・操業している。2017 年 10 月に世界最大船型の MOL FSRU Challenger (Bauhinia Spirit に改名) (263,000m<sup>3</sup>) を竣工し、2019 年 8 月は Karpowership と共に、世界初の LNG 発電船事業を KARMOL 統一ブランドで開始した。

### 3-6. 各国の主な FSRU 導入状況

2021 年末時点で FSRU は 48 基稼働し、アジアで 13 基、米州で 11 基、中東で 6 基、欧州で 6 基、アフリカ

<sup>3</sup> LNG 発電船事業とは、FSRU と発電船の 2 隻を組み合わせ、LNG 船で運搬される LNG を FSRU で再ガス化して発電船に送り、発電船がガス燃料で発電する事業形態。

で2基が配置され、10基がLNGC転用中である。下記では欧州以外の主な導入状況をまとめる。

(1) 米州

西インド諸島の米国領プエルトリコで、2020年にSan Juan LNG受入基地(FSRU)の操業が開始され、アルゼンチンで、Excelerate Energy社のFSRU Exemplarが同国Bahía Blanca港で操業している。ブラジルでは、PetrobrasがExcelerate EnergyとBahia LNG輸入基地の運営に関するリース契約を締結しており、Golar Winter FSRUが操業している。

(2) オセアニア

豪州Australian Industrial Energy(AIE)が、2021年11月にHoegh LNGと、ニューサウスウェールズ州Port Kembla基地向けのFSRU備船契約<sup>4</sup>を締結し、2023年半ばの運開を予定する。

(3) アジア

フィリピンでは3つのプロジェクトが具体化しており、まずFGEN LNGがBatangas地域のFirst Gen Clean Energy Complex域内にFSRU基地を建設中である。次に、Excelerate EnergyはBatangas沖合に、FSRU基地建設を計画するが、2022年9月に同国エネルギー省は、まだ建設計画を認可していないと発表している。そしてAtlantic, Gulf & Pacific International Holdings(AG&P)は2022年10月にBatangas沖合のPHLNG(Philippines LNG)輸入基地向けに、LNG輸送船ISH(137,512 m<sup>3</sup>)のFSU(浮体貯蔵設備)への改造を完了し、2023年初頭の稼働を計画している。中国では、CNOOCがFSRUを同国天津港Tianjin LNG基地に導入した実績がある。インドでは、2022年11月にPetronet LNGが、同国東部Gopalpur港湾で年間容量400万トンのFSRU基地投資を承認し、2026年までの設置を進める。

シンガポールでは同国規制機関EMA(Energy Market Authority)が、2021年10月にエネルギー安全保障を確保する予防的措置を発表し、Standby LNG Facility(SLF)(セキュリティ対応LNG在庫)<sup>5</sup>と明示して、同国沖合に世界最大容量263,000m<sup>3</sup>のFSRU Bauhinia Spirit(旧MOL FSRU Challenger)を待機させ、エネルギーセキュリティを強化(2023年3月末までを予定)している。

**3-7. 日本におけるFSU(浮体式LNG貯蔵設備: Floating Storage Unit)活用事例**

日本国内ではこれまでFSRUの活用実績はないが、2011年に北海道で陸上基地が稼働するまでの貯槽用としてFSUを機能させた実績がある。具体的には、石油資源開発(JAPEX)が、2011年11月から2012年3月の冬期ピーク需要への安定供給対策<sup>6</sup>として、勇払油ガス田からの天然ガス供給に加え、外部調達LNGも併用した。外航LNG船1隻を備船して栈橋に係留し、STS(Ship-to-Ship)方式で内航船へ積替え、内航LNG船により勇払LNG受入基地へシャトル輸送した。この日本初のSTS式LNG荷役は商船三井により実施され、同社LNG船をFSUとして投入し、計51回のSTS荷役が実施された(図6)。

<sup>4</sup> AIEは、同契約の開始時期を2023年から2025年の間に設定する権利を有している

<sup>5</sup> 2021年10月、standby fuel facilities(セキュリティ対応燃料在庫)の設置を表明し、12月にStandby LNG Facility(SLF)(セキュリティ対応LNG在庫)と明示。当初、2022年3月までの時限措置だったが、2023年3月末まで延長。

<sup>6</sup> 背景として、2009年11月に内航船式の勇払LNG受入基地建設を決定・建設中であり、2012年末に北海道ガス石狩LNG基地が運開予定であった

	外航船	内航船
船名 (容量)	LNG Taurus (125,000m <sup>3</sup> )	あけぼの丸 (3,500m <sup>3</sup> )
備考	2011/11-2012/3、北海道石油協同備蓄株の棧橋に係留	北海道鉱業所内の勇払 LNG 受入基地と北海道石油協同備蓄株の棧橋に係留中の外航船との間を往復

【外航 LNG 船から勇払 LNG 受入基地への LNG 移送】



【LNG 船の並列係留のイメージ図】

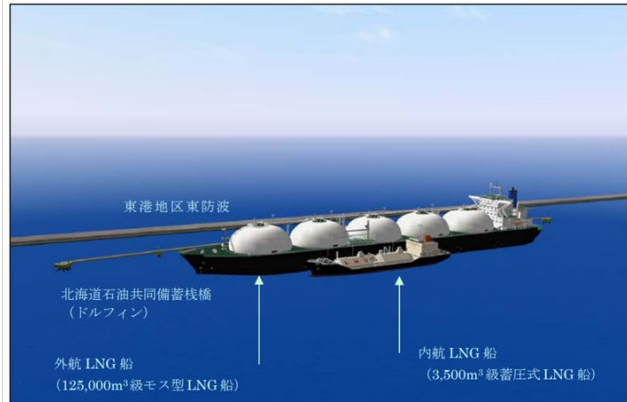


図6 北海道における STS 式 LNG 積替の概要 (2011-2012)

出典：JAPEX

#### 4. 欧州の脱ロシア策としてのFSRU

##### 4-1. 欧州のロシア産エネルギー依存からの脱却政策 REPowerEU

表3 欧州の天然ガス (PL, LNG) 輸入量と調達先 (Bcm)(2020)

From To	Methods	Netherlands	Norway	Other Europe	Azerbaijan	Russia	Iran	Algeria	Libya	United States	Qatar	Others	Total imports (Bcm)	ロシア依存度 (%)
Belgium	PL	8.4	7.5	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	17.6	0%
	LNG	-	†	-	-	0.9	-	-	-	1.3	0.9	2.0	5.1	17%
France	PL	3.8	17.6	1.7	-	2.6	-	-	-	-	-	-	25.8	10%
	LNG	-	0.8	-	-	5.0	-	4.3	-	2.6	5.0	1.9	19.6	26%
Germany	PL	13.0	31.2	1.6	-	56.3	-	-	-	-	-	-	102.0	55%
	LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Italy	PL	1.6	5.4	8.4	†	19.7	-	11.5	4.2	-	-	-	50.8	39%
	LNG	-	-	†	-	-	-	2.8	-	2.1	-	7.2	12.1	0%
Netherlands	PL	-	20.0	7.2	-	11.2	-	-	-	-	-	-	38.4	29%
	LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	PL	-	1.2	2.1	-	-	-	9.1	-	-	-	-	12.3	0%
	LNG	-	0.5	0.1	-	3.4	-	0.5	-	5.4	3.4	7.6	20.9	16%
Turkey	PL	-	-	-	11.1	15.6	5.1	-	-	-	-	-	31.8	49%
	LNG	-	0.1	-	-	0.2	-	5.7	-	2.8	0.2	5.8	14.8	2%
Ukraine	PL	-	-	14.7	-	-	-	-	-	-	-	-	14.7	0%
	LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	PL	1.0	23.7	0.3	-	4.7	-	-	-	-	-	-	29.7	16%
	LNG	-	0.4	-	-	2.9	-	†	-	4.7	2.9	7.6	18.6	16%
Other EU	PL	-	0.3	56.7	†	55.2	-	0.4	-	-	-	-	112.6	49%
	LNG	-	2.3	0.2	-	4.7	-	0.7	-	6.7	4.7	4.5	23.7	20%
Rest of Europe	PL	0.3	-	6.3	2.2	2.5	-	-	-	-	-	-	11.3	22%
	LNG	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	0.1	-†	0.1	100%
Total Europe (Bcm)	PL	28.1	106.9	100.7	13.4	167.7	5.1	21.0	4.2	-	-	-	447.1	38%
	LNG	-	4.1	0.3	-	17.2	-	13.9	-	25.6	17.2	36.4	114.8	15%
	Total	28.1	111.0	101.0	13.4	184.9	5.1	34.9	4.2	25.6	17.2	36.4	561.9	33%
各調達先の比率 (%)	PL	6%	24%	23%	3%	38%	1%	5%	1%	0%	0%	0%	100%	
	LNG	0%	4%	0%	0%	15%	0%	12%	0%	22%	15%	32%	100%	
	Total	5%	20%	18%	2%	33%	1%	6%	1%	5%	3%	6%	100%	
Total Europe (Million-tonnes)	PL	20.7	78.6	74.0	9.8	123.2	3.8	15.4	3.1	-	-	-	328.6	
	LNG	-	3.0	0.2	-	12.7	-	10.2	-	18.8	12.7	26.8	84.4	
	Total	20.7	81.6	74.3	9.8	135.9	3.8	25.6	3.1	18.8	12.7	26.8	413.0	

出典：bp Statistical Review of World Energy 2021 より日本エネルギー経済研究所作成 (†=0.1未満)

2022年2月のウクライナ侵攻後、EUはロシア産天然ガス輸入の段階的削減を宣言し、域内各国でLNG受入基地の建設や拡張、FSRUの導入が計画された。3月、欧州委員会が発表したREPowerEUでは、LNG 500億m<sup>3</sup>（約3,700万トン）、PLガス100億m<sup>3</sup>（約700万トン）の追加調達を目指すとし、欧州各国はPL供給の38%を占めていたロシア産依存度を大幅に削減するとした（表3）。

#### 4-2. 欧州のLNG受入プロジェクト

EU諸国が脱ロシア策として進めるFSRUの利点は、陸上受入基地が最終投資決定から完成まで3~5年間のリードタイムを要するのに対し、既存船をチャーターすれば、プロジェクト承認後12カ月以内（早ければ半年）にLNG輸入を開始できる点などが挙げられる。また、短期間のチャーターによりロックインリスクも少ないとされ、将来の脱炭素政策を推進する欧州には使い勝手が良い方式とされる。

2021年末時点、欧州では陸上基地33基とFSRU6基が稼働し、約1兆9千万トンのLNG再ガス化能力を有しており、これは世界のLNG受入基地能力9兆9千億m<sup>3</sup>の約20%を占める（表4）。近年、欧州のLNG基地建設は停滞傾向にあるものの、新LNG輸入国のクロアチアは2021年にKrk LNG受入基地でFSRUを運開し、ガス発電需要の高まるトルコでも、2021年からFSRUが導入されている。

表4 欧州におけるLNG受入基地の現状と計画（2022年11月現在）

No.	Country	Operation			Construction / Plan		
		Onshore	FSRU	Capacity (Mt/y)	Onshore	FSRU	Capacity (Mt/y)
1	Norway	2		0.5			—
2	Sweden	2		0.6			—
3	Finland	3		0.6		1	3.8
4	Lithuania		1	2.9			—
5	Poland	1		3.7	(Expansion)		3.7
6	Germany			—	3	6	30.0
7	Netherlands	1		8.8		2	11.5
8	Italy	4	1	12.1	(Expansion)	3	13.5
9	Belgium	1		6.6	(Expansion)		6.0
10	United Kingdom	3		36.0	(Expansion)		3.8
11	France	4		25.6		1	3.7
12	Spain	7		49.2			—
13	Portugal	1		5.6			—
14	Malta		1	0.5			—
15	Croatia		1	1.9			—
16	Albania			—		1	3.5
17	Greece	1		5.1		1	5.9
18	Turkey	2	2	28.5		1	—
19	Gibraltar	1		0.1			—
20	Cyprus			—		1	1.3
Total		33	6	188.3	7	17	86.7

出典：日本エネルギー経済研究所作成

2022年11月時点で、欧州のLNG買主は少なくとも17隻のFSRUを確保見込みとされる（表4、図7）。その内訳は、ドイツ6隻、イタリア3隻、オランダ2隻、フランス1隻、フィンランド1隻、アルバニア1隻、ギリシャ1隻、トルコ1隻およびキプロス1隻である。また、ポーランドや英国でも検討され、それらを加味すると欧州でのFSRU総導入数は20隻以上に達する可能性がある。また、計画には政府の実質的な支援を受けているものもあり、プロジェクト完遂の確実性を高めている。そして、各国ではLNG輸入フローの構築を図ると同時に、水素やアンモニアなど脱炭素燃料への将来的な転用も併せて計画することで座礁資産化リスクの最小化を図っている。

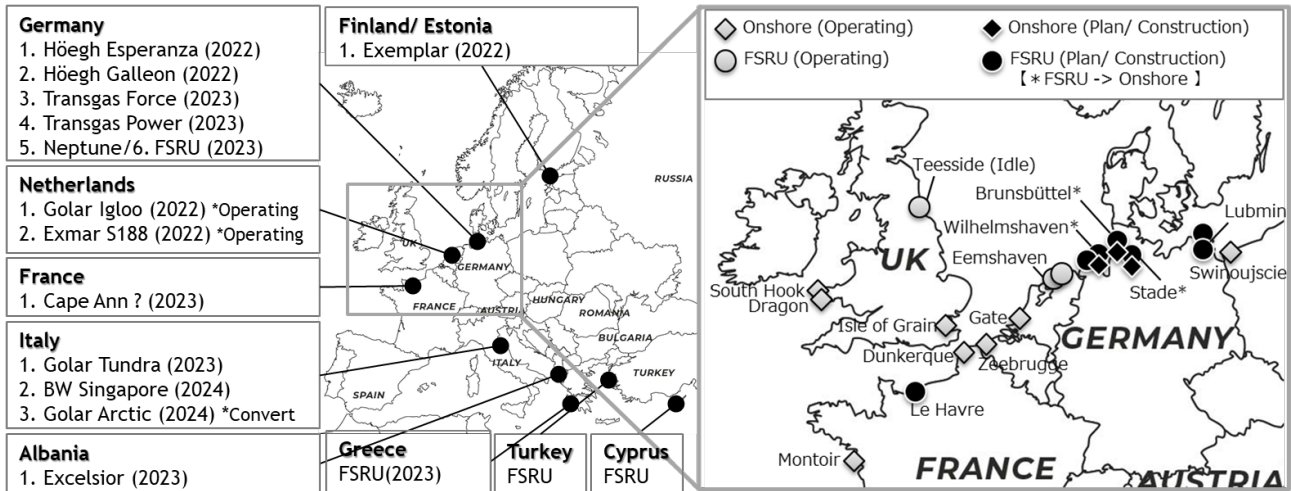


図7 欧州の新規FSRUプロジェクト

出典：日本エネルギー経済研究所作成

(1) ドイツ

欧州最大のLNG受入増強計画を有し、FSRU 6基 (Wilhelmshaven×2, Brunsbüttel, Lubmin×2, Stade) と陸上基地 3基 (Wilhelmshaven、Brunsbüttel、Stade; FSRU から陸上式に転用予定) により、同国需要の約4割に当たる年間約3000万トン容量の計画を進めている。同国にはLNG受入基地はなく、かつて2020年11月にドイツUniperがLNG輸入基地計画を棚上げにしていたが、2022年2月のウクライナ侵攻後に基地建設へと方針を転換した。2022年6月には、同国でLNG促進法が施行され、LNG受入基地に必要な接続設備の承認・入札・審査手続きの迅速化や、環境影響評価の免除が設けられた。

LNG導入は政府がFSRU5基を賃借し、RWEとUniperに備船を指示する形で進められている。稼働時期は、WilhelmshavenとBrunsbüttelが2022/23年、Stadeは2023年末、Lubminは2023年末以降に稼働、5基目は再びWilhelmshavenに就航予定とされる。更に6基目は、民間連合によりLubminで2022年末までに建設予定である。

Wilhelmshaven基地は、Tree Energy Solutions (TES)、E.ON、ENGIEが、2023年冬期に年間容量50億m<sup>3</sup>での稼働を計画している。TESは2019年から水素基地計画も進めており、2025年までに大規模水素輸入を目指している。同基地は栈橋6本、陸上タンク10基の計200万m<sup>3</sup>容量、天然ガス・水素・CO<sub>2</sub>パイプライン網との直接接続で構成される。Stade基地は、Dow、Fluxys、Partners Group、Buss Groupを含むHanseatic Energy HubHA (HEH) コンソーシアムが、2023年末にFSRUによるLNG受入を開始し、2026年から陸上受入基地としての転用を計画、年間133億m<sup>3</sup> (約1,000万トン) の再ガス化能力を持つ。また、Brunsbüttel基地は、2022年3月にKfW、Gasunie、RWEの3社が共同建設する覚書に調印し、KfWがドイツ政府を代表して50%を出資、Gasunieが運営するとしている。同基地は年間80億m<sup>3</sup>の再ガス化能力を所有し、2026年稼働見込みである。将来的には、グリーン水素やアンモニアの輸入基地として転用する予定としている。

(2) オランダ

2022年3月、ベルギー海運EXMARは、オランダGasunieとの間で、同国Groningen北部のEemshaven LNGプロジェクト向けに5年間の備船契約を締結し、2022年9月にEemshaven LNG受入基地にFSRU 2基 (Golar Igloo, Exmar S188) を導入、計画から完成までわずか6カ月という記録的なスピードで稼働開始した。同基地は、将来はグリーン水素貯蔵のために転用する計画としている。

(3) イタリア

FSRUを3隻配備し、再ガス化能力を1000万トン以上強化することが検討されている。2022年5月、Golar

が既存 LNG 船 Golar Arctic をイタリア Snam に売却し、2年間かけて FSRU に改造するとした。同船は Snam がサルディニア Portovesme 港湾地域に設置予定。また、6月に Snam が Golar LNG から FSRU Golar Tundra を購入し、同国中部・北部に設置、2023年春運開予定とした。さらに7月、Snam・BW LNG が Snam Group による FSRU 取得契約を締結し、FSRU BW Singapore を所有するとした。アドリア海北部ラベナ近くに設置され、2024年第3四半期に稼働予定。2022年10月、同国政府が Snam に、2023年3月末までに FSRU の設置・稼働開始を指示し、同国中部トスカナ地方 Piombino 港に年間 50 億 m<sup>3</sup> の LNG 受入計画があるが、10月20日には地元・環境団体による反対運動が起こっている。

#### (4) フランス

同国北部 Le Harvre 港での FSRU 1基の配置が検討されている。同プロジェクトは、TotalEnergies・同国政府エコロジー移行省 (Ministère de la Transition écologique) が発起しており、年間 50 億 m<sup>3</sup> の再ガス化能力を増加できる。TotalEnergies は、所有する FSRU2 隻のうちの 1 隻である中国で運用中の Cape Anne 号を 2023年6月に投入予定で、2023年9月の試運転を予定する。

#### (5) フィンランド

同国南岸に 1 基の FSRU 配置が検討されている。2022年4月、フィンランド政府とエストニア政府が FSRU を共同でリースすることに合意した覚書を発表した。2022年5月、Excelerate Energy と Gasgrid Finland Oy 子会社は、FSRU の 10 年間の傭船契約を締結し、Excelerate Energy は、FSRU Exemplar を配備する。年間 50 億 m<sup>3</sup> 以上の再ガス化能力を有する。2022年8月、Gasgrid Finland は Fortum と、Inkoo の同社港湾に FSRU を 2022年12月に設置する契約を締結した。

#### (6) アルバニア

FSRU 1基の配備が検討されている。2021年に Excelerate Energy はイタリア Snam 及びアルバニア国営ガス会社 Abgaz との間で、アルバニアに天然ガスパイプラインを建設する契約に調印している。それに先立ち、Excelerate Energy は、同国南部の Vlora 港に FSRU 式の LNG 受入基地を含む、電力統合ソリューション開発について、実現可能性調査の覚書に調印した。2022年5月に Excelerate Energy は、所有する FSRU Excelsior がイスラエルでの 2022年末の契約満了後、同国の Vlora FSRU LNG プロジェクト向けに 2023年第2四半期に投入する計画を明らかにしている。

#### (7) ギリシャ

FSRU 1基を導入する計画がある。2022年1月、ギリシャ Gastrade は、Alexandroupolis の独立天然ガスシステム (INGS) 建設の最終投資決定を発表し、FSRU がギリシャ国家天然ガス輸送網に接続され、同基地は 2023年末までの稼働開始が見込まれるとした。再ガス化容量は年間 55 億 m<sup>3</sup> とされる。

### 4-3. FSRU 導入上の課題

FSRU は、短期的な需要増加に対する迅速な対応が可能だが、導入にあたっては需要側・供給側、その他の政策や規制上の課題も挙げられる。欧州においても、どの程度計画が進捗するかは未知数である。

#### (1) 需要側

FSRU 設備の多くは建造後の変更が困難なため、需要側の仕様 (例: タンク容量の大小、再ガス化の最大流量/圧力、再ガス化用海水ループ方式のオープンクローズ、荷役ホースのフレキハード、LNG 再出荷機能の有無) に適合しない可能性がある。また、FSRU の採算には、年間 300 万トン前後の LNG 需要量が必要とされ、日本の様に需要が散在し、全国的なガスパイプライン接続が未整備な環境では、実務上導入が困難とされる。他国ではリスクヘッジのため、国の代表企業や国営企業が主に参入している。

## (2) 供給側

世界的な造船容量の不足により、FSRUの急激な増産は困難な状況にある。また、造船所の中国・韓国への受注偏在化や人材（タンク溶接等の技術者、LNG船の乗組員）の不足も懸案事項とされ、短中期的にはLNG供給量の不足や将来的な脱炭素志向による化石燃料インフラ投資が停滞する懸念もある。

## (3) その他、環境政策/規制など

FSRU導入の課題として、まずは環境リスク（水温変化、汚水・排水、騒音・排煙などの各港湾の規制）が挙げられ、リスク要因として最多を占める。他には海象・気象リスク（台風、高波・高潮などによる制限）や政策変更リスク（エネルギー政策やプロジェクトオーナーの運営方針などの変更）、新興国リスク（栈橋や発電所の建設・許認可等の遅延、財政難による導入断念など）が挙げられる。

## 5. おわりに

将来的なロシア依存からの脱却と脱炭素化の両立を目指す欧州は、自らの戦略と親和性の高い移行インフラとしてFSRUを急拡大させている。欧州のLNG爆買いにより、価格が調達困難な水準まで上昇し、新興国や途上国は石炭や石油への回帰を余儀なくされ、産業だけでなく、エネルギー安全保障をも脅かされている。これは脱炭素化の遅れにつながり、ひいては経済成長率を悪化させることになる。また、今後欧州で想定されるFSRUやLNGからの急速な撤退は、さらなる市場の混乱を招く可能性がある。持続可能な社会のためには、低炭素燃料であるLNGを可能な限り活用し、脱炭素燃料の比率を徐々に高めていくことが現実的な道筋となる。日本がアジアにおける現実的なエネルギー転換を目指す中で、世界に先駆けて「責任ある先進国のあるべき姿」を示すことが必要である。

# 濃縮ウラン供給におけるロシアリスク

横田 恵美理\*

## 1. ウランの濃縮とは

自然界に存在する天然ウランには、核分裂して膨大な熱エネルギーを放出するウラン 235 と核分裂しにくいウラン 238 が存在する。既存の原子力発電所で燃料として利用できるウラン 235 は天然ウランに 0.7%程度しか含まれていない。そのため、ウラン 235 を原子力発電所での利用に適した約 3~5%まで濃度を高める作業が必要となる。この作業をウラン濃縮という。現在商業的に実施されているウラン濃縮方法としては、ガス拡散法と遠心分離法がある。従来はガス拡散法が主流であったが、現在では遠心分離法へと主軸が移っている。

## 2. 世界の濃縮ウラン生産能力の推移

近年の世界における濃縮ウラン生産能力の推移を見ると、40%超をロシアが占めていることがわかる。さらに、生産能力の増強が目覚ましい中国とロシアを合わせると 60%を超える。ウラン濃縮の分野において特定国への依存度がいかに大きく、また増え続けているかということがわかるだろう。

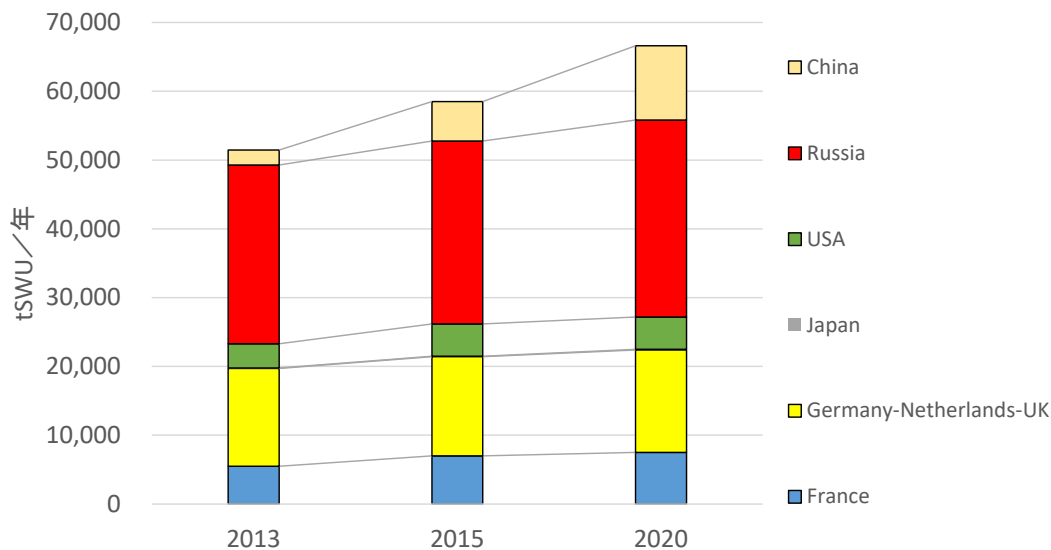


図1 世界のウラン濃縮能力の推移

(出所) Uranium Enrichment, WNA (2022年9月)より作成

次に、将来のウラン濃縮需給バランスを見ると (図2)、需要が急速に増加しない限り、足元において世界全体の需要を満たすことは可能だ。しかし、上述のとおり、濃縮ウラン供給の 40%超はロシアに依存していることを考慮すると、米国などがロシア産ウランの輸入を禁止した場合、またはロシアがウランの輸出を禁止した場合、濃縮ウランの供給量が大幅に減少し、需要を満たすことができない可能性があるともいえる。

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ 主任研究員



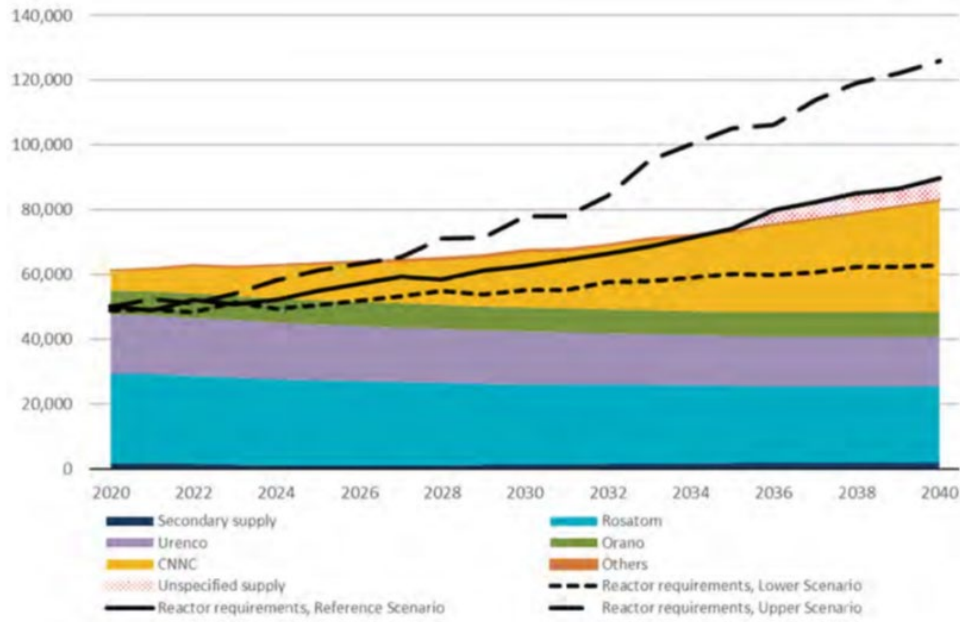


図2 世界のウラン濃縮需給予測

(出所) The Nuclear Fuel Report: Expanded Summary Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2021-2040, World Nuclear Association (2022年4月)

特にこの問題が顕著なのが米国だ。2021年におけるウラン製品全体の輸入量のうちロシアの占める率は14%であるが、ウラン濃縮単体で見ると、ロシアへの依存度は30%を超えている(図3、約4,000tSWU)。

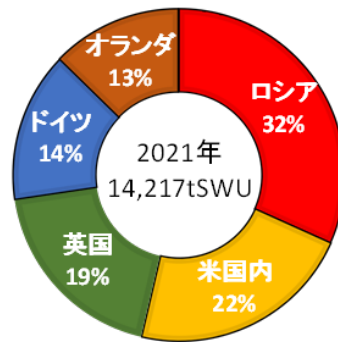


図3 米国の濃縮ウラン供給構造

(出所) 2021 Uranium Marketing Annual Report (2022年5月) より作成

現在、米国内で稼働している濃縮ウラン生産工場は、英独蘭の多国籍企業 URENCO 社の子会社 Louisiana Energy Services (LES) による工場1つのみだ(生産能力4,700tSWU)<sup>1</sup>。米国エネルギー省(DOE)の傘下であった USEC 社(現 Centrus 社)で遠心分離プラント(ACP)を開発中であるが、稼働時期がたびたび延期されており本格的な稼働時期は不透明だ。

現在、米国内に稼働中の濃縮ウラン生産工場が1つのみとなった背景には、1993年に米露政府間で締結され

<sup>1</sup> <https://www.urengo.com/global-operations/uusa>

た解体核兵器高濃縮ウラン（HEU）輸出協定<sup>2</sup>があると考えられる。

### 3. 米露間解体核兵器高濃縮ウラン（HEU）輸出協定が米国に残した影響

旧ソ連崩壊後、核兵器軍縮によって不要になったロシアの核兵器を安全に管理・処分していくことが国際社会にとって差し迫った課題となっていた。この課題に対応するため、米露は解体核兵器高濃縮ウラン輸出協定（1993年2月17日付）を締結した<sup>3</sup>。この協定に基づき、核兵器に使用されていたウランを平和利用へと転換するために「メガトンからメガワットへ」プログラムが創設された<sup>4</sup>。このプログラムは、1993年から2013年の20年間に渡り、解体されたロシアの核兵器から回収した高濃縮ウラン（HEU）500トンを超えて、米国の商業用原子炉で用いるための低濃縮ウラン（LEU）として米国に輸出するものである。旧ソ連は1986年時点で最大40,000個超の核弾頭を保有していたが、このプログラムにより約20,000個の核弾頭が処分されたと言われており、旧ソ連が保有していた核弾頭の約半量が同プログラムによって希釈され平和利用に寄与したことになる。

同プログラム成立の背景を濃縮ウラン市場の観点から見てみる。1970年代半ばまで濃縮ウラン市場を支配していたのは米国である。しかし、1973年の第一次オイル・ショックを契機として原子力開発が促進されたことに加え、当時濃縮ウラン市場の主流を占めていたガス拡散法による濃縮工場だけでは増え続ける需要に供給が追いつかなかった。そのため、旧西ドイツ、オランダ、英国などはガス拡散法よりも電力消費量の少ない遠心分離法によるウラン濃縮技術を開発し市場に参入した。また、これら欧州諸国は冷戦中ではあったものの、ウラン濃縮事業の一部を旧ソ連に委託していた。

米国においては、当時旧ソ連からごく少量の濃縮ウランを輸入していた。一方で、旧ソ連の安価な濃縮ウランが流入したことによって欧州の濃縮ウラン価格が下落し、米国内の電力会社も安価なロシアの濃縮ウランを欧州経由で購入するようになっていった。その結果、1970年代後半には40USD/lbU3O8を付けていた天然ウランのスポット価格が、1980年代に入ると下落し始め1990年には10USD/lbU3O8前後まで大幅に下落することになった。

こうした状況に対処するため、1991年11月、米国のウラン国内生産者暫定委員会はDOE等に対して、旧ソ連が濃縮ウランの輸出でダンピング（不当販売）を行っていると訴え、1992年にダンピング停止協定が締結された。その結果、米国に輸入される旧ソ連産ウランには全て115%の関税が課されることになった。

当時の旧ソ連では、旧ソ連崩壊後の社会的混乱の中で核物質が非合法に持ち出されるなどの危険性が増していたが、核物質を安全に管理するための資金が不足していた。そのため、反ダンピング課税によって米国市場から実質的に占め出されていた旧ソ連にとって、HEUを売却して現金を得ることは必須であった。

また、米国においても、DOEが安価なロシア産HEUを活用することによって米国内でウランを濃縮するコストを節減できることや米国内の電力会社に対して供給を約束する一助になると期待していた。

このような背景から、米国商務省（DOC）は、更なる反ダンピング課税調査を中止する代わりに、旧ソ連から米国へ輸出されるウランの量に制限を課すことを決定した。最終的に2008年に米露間で新たな合意が締結され、2014年以降、年間で米国の商業炉に必要なLEUの最大20%をロシアから米国へ輸出できることになった。ウクライナ侵攻前の2020年には、この協定が2040年まで延長されることが決定していた<sup>5</sup>。

一方で、米国内ではロシア産濃縮ウランへの依存度の高さが従前から問題視されていた。その対策として、今後20年間かけて徐々に依存度を下げていき、2028年以降は15%以下にすることが決定されていた。

このように、ウクライナ侵攻前から、米国内ではロシア産ウランへの依存度の高さが課題となっており、その

<sup>2</sup> <https://fissilematerials.org/library/heu93.pdf>

<sup>3</sup> <https://fissilematerials.org/library/heu93.pdf>

<sup>4</sup> <https://americancenterjapan.com/aboutusa/translations/2734/>

<sup>5</sup> <https://www.jaif.or.jp/journal/oversea/4888.html>

低減策について検討が行われていたものの、具体的な解決策は示されていない。

ウクライナ侵攻後の2022年3月に、複数の米国議員により米国議会へロシア産ウランの輸入禁止法案が提出されたがいまだに結論が出ないことから、米国の年間需要量の30%超（約4,000tSWU）に相当するロシア産濃縮ウランの代替を確保することの困難さがうかがえる。

#### 4. 米国をはじめとした各国の今後の課題

米国議会へロシア産ウランの輸入禁止法案が出された後、2022年6月には、米国内のウラン濃縮工場から直接ウランを購入するために43億ドル規模の計画が立案され議会で提出されたと報じられた<sup>6</sup>。米国内に稼働中の濃縮ウラン生産工場は1つしか存在しないため、LESの濃縮工場を対象としたものと推測される。これに対して、LESの親会社であるURENCO社は2022年10月、Bank of Americaで演説を行い、長期的な顧客が確保できる見通しが立てばURENCO社が世界に有する4つすべての工場で生産能力を拡張することを検討する準備があると述べた<sup>7</sup>。しかし、実際に生産能力を拡張するまでには一定のリードタイムが必要であることを考えると、米国がロシア産ウランの輸入禁止に踏み切った場合、足元の需要量をどのように確保するかという課題は残る。

もう一つの課題として、現在各国で研究開発が進んでいる小型モジュール炉（SMR）と呼ばれる次世代原子炉向けのHALEU燃料（最大濃縮度20%の低濃縮ウラン）の供給が挙げられる。

SMRは主要国にとって脱炭素化を目指す上で重要な役割を果たすことが期待されている。DOEの「先進的原子炉設計の実証プログラム（ARDP）」で支援対象に選定された先進的原子炉設計のうち多くがHALEU燃料を使用する計画であることからわかるように、次世代炉の導入にあたってはHALEU燃料の供給を確保することが必要である。

米国では2021年に、米国規制委員会（NRC）よりCentrus社のACPがHALEU燃料の製造を承認された<sup>8</sup>。また、2022年11月には、DOEとCentrus社との間でHALEU燃料の生産を開始する契約を締結したと発表された<sup>9</sup>。

しかし、上述のとおり、ACPの操業開始時期はたびたび延期が続いており、計画通りに生産が進むか否かについて不透明な部分が多い。

現在、HALEU燃料の商業用原子炉向けの製造および販売を行っているのは、ロシアのTENEX社1社のみだ。ロシアと日・米・欧の対立構造を前提とすれば、既存の原子力発電所向けの濃縮ウラン供給だけでなく、次世代原子炉向けのHALEU燃料供給を含む将来的な濃縮ウランのサプライチェーンを日・米・欧がどのように構築していくかが、既存原子炉の安定的な運転だけでなく、次世代炉実用化の時期をも左右する重要な鍵となるであろう。

<sup>6</sup> <https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2022-06-07/RD4GVQDWX2PU01>

<sup>7</sup> <https://www.urencocom/news/global/2022/urenco-presents-to-the-bank-of-america>

<sup>8</sup> <https://www.centrusenergy.com/news/nrc-approves-centrus-energy-license-amendment-for-haleu-production/>

<sup>9</sup> <https://www.energy.gov/articles/doe-announces-cost-shared-award-first-ever-domestic-production-haleu-advanced-nuclear>

# 英国 オックスフォード大学 エネルギーセミナー参加報告 ◆ エネルギー危機下のトランジション：産油国・エネルギー企業は如何にとらえ ようとしているのか？Energy Markets I Transition

柳 美樹\*

2022年9月12日から21日にかけて、英国オックスフォード・エネルギー研究所が主催した第42回オックスフォード・エネルギー・セミナー（対面形式）の様態を報告する。弊所は、1979年から本セミナーへ研究員を継続的に派遣している。冒頭に概要を整理した上で、専門家等が提示した個別のトピックスについて要旨をまとめる。最後に、筆者の先行研究がある炭素の国境調整措置の視点から、石油・ガスの計測方法にかかる課題などを敷衍し、まとめとした。

## 1. 登壇者・参加者の概要

世界各国の著名な実務家・研究者が登壇者であった。参加者は40名程度であり、政府機関、金融機関、石油・ガス会社、電力会社、製造業、会計系コンサルタント、国際機関等に属する。参加国は、米国、中南米、中東、欧州、アフリカ、日本から構成されている。「同じ釜の飯を共にした」仲間との議論やグループセッションは示唆に富むものであった。

なお、本稿は、チャタムハウスルールに依拠する。フットノートに記されている情報は、セミナー中に引用されたものではない点に、ご留意を頂きたい。

## 2. 全体のまとめ：エネルギー安定供給と脱炭素の同時達成が課題に

現在、エネルギー安定供給、サプライチェーンの確保は、事業者にとって日々の業務と化し、そのための努力が続けられている。同時に、安定供給と脱炭素の両立が話題となった。ESG（環境・社会・ガバナンス）投資への情報公開に関する対応のほか、ルール形成やビジネス対応のスピード感が重要になるように感じられた。

### 2-1. ESG 投資への対応

ESG投資への対応として、複数のエネルギー企業から、成果目標としてのKPI（Key Performance Indicator）の設定や、KPIの将来的にわたる拡大について、紹介があった。ただし、Transition(s)の項目で後述するように、その姿は大きく異なる。

さらに、stakeholder involvement(利害関係者の包摂性や対話)に対して、多数の社から危機感が示され、意志決定のスピードの重要性が高まっているように感じられた。

### 2-2. Scope3 報告への対処

本セミナーでは、産油国までも、脱炭素への技術投資や、温室効果ガスの排出量に関する情報公開の在り方について細かな議論を展開した。たとえば、ESG投資への対応として、「排出量の報告にあたって、製品の利用段階における排出量（Scope 3）<sup>1</sup>を含むか否か」、同様に、「脱炭素目標はScope 3を対象とするのか？」に関して、

◆ 謝辞：本研修の参加にご支援頂きました全ての関係諸氏に感謝を申し上げます。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 環境ユニット気候変動グループ 研究主幹

<sup>1</sup> エクソンモービル社の例：Scope 1とScope 2で2050年のネットゼロを目指す。Scope 3排出量は、以下の注付きで試算値を公表している。石油製品販売は650Mt-CO<sub>2</sub>の排出量として暫定試算。注：適用されるCO<sub>2</sub>排出係数は、米環境保護庁から入手するか、米国石油協会の計算から得られたもの。非燃料製品はエンドユーザーによって燃焼されないため、Scope 3の試算には含まれていない。IPIECA（International Petroleum Industry Environmental Conservation Association）のScope 3手法

経営層のハイレベルが関心を持っていた。なお、Scope1とは、自社の燃料の燃焼による直接排出量を指し、Scope2は同じく電力や蒸気等の購入エネルギーによる間接排出量を指す。また、Scope3排出量とは上流・下流を含む「報告企業のバリューチェーンで発生するScope2以外の全ての間接排出を指すもの」である<sup>2</sup>。

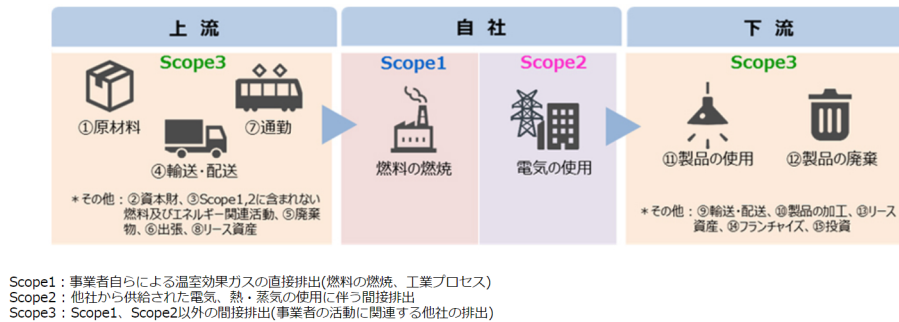


図1 室効果ガスの排出量の Scope 1－3 排出のイメージ

出典：環境省

### 2-3. 脱炭素化型のエネルギー供給について

ただし、かかる状況において、最もコスト競争力のあるサウジアラビアの役割が大きいように筆者の目には映った。affordability を背景にグリーン製品（再生可能エネルギーを原料とする水素<sup>3</sup>、プラスチック等の化学製品）の市場ニーズがあれば、投資や供給開始がいつでも可能であるとし、メッセージは明確であった。資源国間でも、グリーン市場の競争力の選別が行われているとするアナリストがおり、カタールの様に LNG に将来の生き残りを見る国、グリーンなど脱炭素燃料に生き残りを見出すサウジアラビアがあるという。

また、後述するように、産油国、石油・ガス会社にとっては、温室効果ガスの排出量計測の方法論の共通化が進まない点について、将来への懸念が呈されていた。

エコノミストの経済成長に関する見方も、多様であった。原油価格には、15年単位の価格周期がある。このため「現在の高価格ターム、かつ、需給がひっ迫する段階においては、企業は、既存のアセットへの投資に集中すべき」との主張があった。同時に、再生可能エネルギー等の部門を自らの手で事業拡大するのではなく、企業買収し、業務を拡大する手段を推奨するものもあった。

また、悲観的な将来の見方として、今後、エネルギー価格等の物価高騰を伴う景気後退、「スタグフレーション」に突入し、さらに、次第に自国中心的になり「デ・グローバル化が進む」とするものがあった。

### 2-4. EU のエネルギー危機と脱炭素の両立 — 時間帯の需要調整型の節ガスも<sup>4</sup>

EU は脱ロシアと脱炭素を両立しようとしており、今年の冬は 15%のガスの需要抑制策が打ち出されている。参加者間のやり取りとしてはあるが、節ガスのための行動制限（オフィスや、プール等の公共施設を 17 時で強制停止する可能性）まで言及されていた。欧州の制度上エネルギー政策の実施は各国の主権に委ねられていることから、こうした目標を国別に割り当てる（その目標達成の方途は各国に任せる）作業が、現在進められてい

は、各製品のバリューチェーンに沿った 15 の活動カテゴリを含んでいる（以上概略）。

**ロイヤルダッチシェルの例：Scope3 排出量を含めたネットゼロ目標を設定している。**

また、WRI・WBCSD が指針を出す GHG プロトコル（Greenhouse Gas Protocol）では、Scope3 を 15 のカテゴリに分類（環境省整理は以下を参照されたい）。[https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply\\_chain/gvc/supply\\_chain.html](https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/supply_chain.html)  
 「環境省 サプライチェーン排出量算定をはじめの方へ」、WRI/WBCSD 「Green House gas Protocol Corporate Value Chain (Scope 3) Standard」にも詳しい。

<sup>3</sup> 水素をトランジションに掲げるユーティリティ企業が幾つかあった。しかし、消費段階を含むバリューチェーンの構築、そのインフラ整備については、具体的な回答はなかった。

<sup>4</sup> 理事会資料より <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/08/05/council-adopts-regulation-on-reducing-gas-demand-by-15-this-winter/>

るといふ。実際の所、今のところ気温条件に助けられてはいるが、来年の冬に向けてはガスの備蓄が枯渇する可能性も指摘されており、今後のEUのさらなる結束を重要視、期待していることも見て取れた。

## 2-5. 途上国・産油国がホストする気候変動枠組み条約・第27・28回締約国会合に向けた課題

気候変動枠組み条約第27回締約国会合（UNFCCC/COP27）の開催国、議長国はエジプトであり、UNFCCC/COP28の議長国はUAEである。通例として、議長国は、独自のイニシアチブを立ち上げる事が多い<sup>5</sup>。こうして、産油国の議長国が続く事から、脱炭素にかかわる仕組みづくり（石油・ガス会社への脱炭素化への投資促進）が提案されていくという。

実際に今年のCOP27を前に、サウジアラムコは15億ドルの技術投資ファンドを創設し、「包摂的なエネルギートランジション」への投資を促す政策を打ち立て、公的投資基金（PIF）が主催する初の自主的な炭素クレジットオークションに参加したこと等を公表した。

また、UNFCCC/COP27のカバーデシジョン<sup>6</sup>には、対応措置といわれる温暖化対策を実施した場合の社会経済影響の最小化の重要性が再認識された。

## 3. 以下 項目別に、登壇者の報告の要旨を示す

### 3-1. ロシア制裁：石油プライスカップがあるも、欧州への輸出停止という自己制裁が主要インパクトである可能性

石油：12月には配送・輸送が困難に、パイプラインガス：制裁は無し、石炭：8月から輸出停止

- 1) Price Cap が生み出す現実：G7によって合意されたロシア産原油・石油製品価格の上限設定<sup>7</sup>は、西側とその他の国との分断をもたらした。これによる禁輸分は、中国、インドを中心とするアジア、中東への輸出となった。このため、統計上、ロシアの石油輸出量は、従前との違いは僅少である。一方、国際市場の供給量確保、価格安定化に寄与しているとする見方もあった。
- 2) 石油、ガス供給量への影響：上述の通り、制裁による石油供給量の低下は限定的である一方、欧州へのガス輸出量は2022年夏時点において、2021年平均の25%程度である。
- 3) 戦争状態の長期化：ロシア政治に詳しい専門家から、現在の戦争状態が5-7年は続き、ロシア国内の政治の意識転換には最低限でも20年は要するという分析が示された。

### 3-2. 米国：「インフレ抑制法案（Inflation Reduction Act of 2022）」（IRA）<sup>8</sup>

連邦議会上院で、2022年8月7日に可決したIRAは、「歴史的な気候変動法案の成立」と称されている。米国のパリ協定上の目標であるNDC（Nationally Determined Contribution）は、-50～-52%（2005年比）であるが、本法案で-40%までの温室効果ガスの削減が可能であるという分析がなされた。なかでも以下の2点が目新しかった。

第一に、再生可能エネルギー発電は、upfront ファイナンスで最大60%の支援を受けられる。第二に、水素製造について、CO<sub>2</sub>排出量が0.45kgCO<sub>2</sub>/kg-H<sub>2</sub>以下の場合、最大3\$/kg-H<sub>2</sub>の支援を受けることができる。CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）に関し、トランプ政権時は、税制控除等による支援（45Q）が50\$/ton CO<sub>2</sub>であったのに対し、これを85\$/ton CO<sub>2</sub>まで拡大させる。更に直接空気回収、DAC（Direct Air Capture）も同様に、従前の50\$/ton CO<sub>2</sub>から180\$/ton CO<sub>2</sub>まで税制控除等を拡大させる模様である（DACハブへの35

<sup>5</sup> 例えば昨年は、英国により以下が示された。クリーン技術の開発・展開を加速するため、この10年にかけて国際的に協調することを旨とする英国のイニシアチブ「グラスゴー・ブレイクスルー」には、日本を含むG7全加盟国が加盟する。その他 Mark Carneyらが立ち上げた Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ) などがある。

<sup>6</sup> Draft decisions 1/CP.27 and 1/CMA.4  
[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2022\\_L21\\_adv.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2022_L21_adv.pdf)

<sup>7</sup> 財務省「ロシアのウクライナに対する侵略戦争に対する一致した対応に関する G7 財務大臣声明（仮訳）」

<sup>8</sup> 上野貴弘（2022）米国「インフレ抑制法案」における気候変動関連投資」に詳しい  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/sero/discussion/22007.html>

億\$の追加支援なども列挙)。

### 3-3. Transition ではなく、Transition(s)で語るべき：EU の企業の脱炭素化もそれぞれ

トランジションは、各設備、企業毎に異なる。EU の企業さえも、対応は一樣ではなく、様々な対応策を打ち出している点が、筆者にとってとりわけ、新鮮であった。水素を重要視する社(しない社)など、CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) に期待する社(価値を見出さない社)、大きな開きがあった。また、極論し、「CCS やオフセットクレジット利用を最小化したい」と公然と述べる社なども見られた。

なお、CCS について、ビジネス関係者らが「炭素価格 200€/t-CO<sub>2</sub> のレベルなくして、貯蔵プロセスを担保できない」と度々述べた。今後、カーボンプライシングだけではなく、EU や各国の技術開発や実証 (R&D&D) の資金が投入されるため、こうした価格条件には、変更がありうる点にも留意されたい。

### 3-4. オフセットクレジット利用への積極性：EU の企業にも対応に開き

オフセットクレジットの利用については、使用自体に Reputation Risk をみる会社もあった。一方、森林減少・森林劣化の抑制活動(REDD)から、植林等を含む森林保全、持続可能な森林経営および森林炭素蓄積の増加(REDD+)に言及し、より高い環境十全性をもってこれらに取り組もうと考える社もみられた。情報公開の透明性に加え、案件の選定や verification を慎重にする取り組みも、各所で進んでいる<sup>9</sup>。

### 3-5. 脱炭素と経済安全保障：希少資源への対応

エネルギー価格の高騰のなか、より安価で安定的なロジスティックの確保、早急な意志決定が日々の経営課題となっている。また、同様に脱炭素化に不可欠な再生可能エネルギー技術も、ロックダウンに見舞われた中国製品(例えば、太陽光パネル、ヒートポンプ)や、中国の希少資源に支えられており、「脱炭素の持つ経済安全保障の課題」も整理された。

### 3-6. 投資家等への対応、Reputation Risk をどうみるか？

自由討議の中では ESG 投資の対応や脱炭素のための資金投資の在り方も話題となった。石油・ガス会社の中には、過半数の役員を外部から招き、風土の刷新を強いられた社もあった。政治的な外部環境が変わろうとも、「ファイナンスー、年金基金の要請があり Reputation Risk への対応、気候変動対策は不変である」と指摘する識者が見られた。また、従業員の多様性を重んじながら如何に人材を確保するかということも語られた。

### 3-7. EU の炭素国境調整措置にかかわる論点：

#### 石油・ガス製品の温室効果ガスの排出量に関し世界共通の計測ルールの成立に懸念

筆者は EU の炭素の国境調整措置<sup>10</sup>について先行調査を行っており、それを基に、このセミナーにおけるインプリケーションを考えてみたい<sup>11</sup>。

EU は、化学製品や鉄鋼などの素材系産業 (hard to abate sector) の輸入品の製品製造に伴う排出量や、輸出国の炭素価格に応じた課税をする貿易措置を検討している。WTO 協定上の課題が多いが、エネルギー価格や素材価格の高騰に苦しむ現在も、検討を継続している。

EU の行政執行機関である欧州委員会 (EC) による提案では、2023 年 1 月から、温室効果ガスの排出量の計測・報告義務が発生する。その対象範囲となるのは、石油・ガスの燃焼を含む Scope1 である。このため、石油・

<sup>9</sup> たとえば、現時点において BP 社は、オフセットの活用とその方針について、透明性をもって打ち出しているように見える。

<sup>10</sup> EU の炭素の国境調整措置とは、EU 域内の輸入品に対して、一種の炭素関税を課すものである。すなわち、製品レベルの温室効果ガスの排出量の報告義務、及び、本国での明示的炭素価格(炭素税や排出量価格制度で決められた炭素価格)の支払額に応じた CBAM 証書(欧州排出量取引制度による炭素価格を反映)の支払いを EU が求める制度である。現在、EC と議会、理事会提案を最終化するための 3 者協議 (trialogue) が実施されており、2022 年中の法制化が計画されている。

<sup>11</sup> 柳・森本・中村(2021) 欧米での国境炭素調整措置を巡る動向 — 協調か対立か? —

[https://eneken.ieej.or.jp/report\\_detail.php?article\\_info\\_id=97](https://eneken.ieej.or.jp/report_detail.php?article_info_id=97)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/carbon\\_neutral\\_jitsugen/pdf/001\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/carbon_neutral_jitsugen/pdf/001_02_00.pdf) 「世界全体でのカーボンニュートラル実現のための 経済的手法等のあり方に関する研究会」 第一回 専門委員として柳報告。等

ガス会社は、製品の排出量を計測し、顧客の報告義務の支援対応の必要性をみていた。

・案件別に進む温室効果ガスの排出量計測や情報開示—第三者認証が鍵

現在、石油・ガス会社は、個社ごとに米国 SASB (Sustainability Accounting Standards Board)等の要求に対応し、第三者認証を得ている状況にある<sup>12</sup>。共通ルールが無い上に、将来、「これを取りまとめるにふさわしい国際機関が無い」と考えるビジネスパーソンや研究者が多かった。

また石油・ガス会社の温室効果ガス排出量の計測・報告・認証 (Monitoring, Reporting, Verification : MRV) の諸課題に詳しい研究者は、計測の問題が本当に深刻なのは、パイプライン網が複雑な米国だけだとした。

・現在は、プロジェクト単位で温室効果ガス排出量の計測を実施している。地域 (や油井) ごとに、排出量の違いに差異があり、共通の方法論の構築に懸念を示す主張もあった。同様に、再生可能エネルギーや、CCSを活用したグリーン、及び、ブルー製品の排出量計測の課題について、供給側プレイヤー自身が度々問題を投げかけた。

現行の欧州委員会の提案によれば、EUによる炭素の国境調整措置が実施されると、Scope 1の温室効果ガスの (対象製品の) 温室効果ガスの排出量に関する報告義務が課せられる。石油・ガス製品の燃焼も例外ではない。このため、温室効果ガスの排出を計測する「世界共通のルール」がない点の一つの懸念材料となる。昨今、欧州委員会、国連環境計画 (UNEP)、米国際環境 NGO である EDF や、石油・ガスカンパニーによる「石油・ガス・メタン・パートナーシップ (OGMP) 2.0」<sup>13</sup>によるメタン排出量の MRV の在り方も注目される<sup>14</sup>。

いずれにせよ、EU内の意志決定が進展した場合、こうした国境調整措置における温室効果ガス排出の報告の詳細ルール設計が、石油・ガスに関するグリーン市場のデファクトスタンダードの一つとなり得る可能性が見えてきている<sup>15</sup>。

<sup>12</sup> 「現在は2022年8月1日、IIRCとSASBの合併により2021年6月に設立されたValue Reporting Foundation (VRF) は、ESG情報の国際的な開示基準を作成するIFRS財団に総合された (日本取引所グループ「ESG情報開示枠組みの紹介」より)。

<sup>13</sup> 2014年に気候サミットによって創設された。COP27においてメタン排出の削減強化が、目指されている。現在IPCC、Good Practice Guidanceには、温室効果ガス計測の国別インベントリーのための考え方、作法が記されている。データの利用可能性の向上などと共にごうしたガイダンスとの整合性や、精度の強化に取り組む。

<sup>14</sup> また、金融機関の集合体であるGFANZ (Glasgow Financial Alliance for Net Zero) では、加盟者は (中略) 2050年全スコープの排出ネットゼロ、2030年中間目標の設定、透明性のあるレポーティング等へのコミットが求められる。

[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/transition\\_finance/005.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/transition_finance/005.html)

<sup>15</sup> 経済産業省「サプライチェーン全体でのカーボンフットプリントの算定・検証等に関する背景と課題」にも炭素の国境調整措置が言及されている。 [https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/carbon\\_footprint/pdf/001\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/carbon_footprint/pdf/001_04_00.pdf)



# 国内既設炉に対する「カウントストップ」措置による影響と注意点

木村 謙仁\*  
村上 朋子\*\*

## 1. はじめに

気候変動対策や電力の安定供給、そしてエネルギー安全保障といった側面から原子力の重要性が指摘されるなか、日本では2022年の後半に、原子力政策をめぐる議論に大きな進展が見られた。特に、12月8日に開催された経済産業省の原子力小委員会では『今後の原子力政策の方向性と実現に向けた行動指針(案)』が公表され、原子力政策上の様々な課題に対する基本的な方針が示された。この方針は内閣総理大臣を議長とするGX(グリーン・トランスフォーメーション)実行会議の基本方針<sup>1)</sup>にも取り込まれ、委員らによって承認された。

上記の行動指針(案)に記載された方策のうち、特に具体的な影響が比較的近い将来のうちに発生し得るものとしては、既設炉の運転期間に関する新たな仕組みの整備があげられる。そこで本稿では、この行動指針(案)が正式に承認された場合に、運転期間見直しによって起こり得る既設炉への影響を推計するとともに、その際に生じると予想される諸課題の指摘を試みる。

## 2. 運転期間をめぐる論点

東京電力福島第一原子力発電所事故(以下、「福島第一事故」)の後に定められた現行のルールでは、全ての原子炉は運転開始日から40年間の基本の運転期間として、所定の安全審査に合格することで一度に限り20年間の延長が認められる<sup>2)</sup>。しかしながら、福島第一事故後に一時全基停止した日本の原子力発電所は、再稼働のために原子力規制委員会による安全審査に合格する必要がある、その審査期間の長期化などによって、事故後10年以上が経過した2022年12月現在においても、33基の既設炉のうち23基が再稼働できずにいる。また、再稼働を果たしたプラントについても、新たな規制基準によって設置が求められた、テロ対策用の特定重大事故等対処施設(いわゆる「特重施設」)の完成期限を超過する場合には運転の停止を余儀なくされたほか、原子力発電所の運転停止を求める訴訟も各地で起きており、運転差し止め処分が下ったケースも見られる。

こうした要因によって運転を停止している間にも、上記の運転期間(40年もしくは60年)は経過し、発電できないままにプラントの「寿命」が近づくという事態が生じている。このような状況は、原子力発電が有する電力の安定供給とゼロエミッション性能という特徴を活かすことが制限されるのみならず、原子力発電所を所有する電力会社の電源ポートフォリオに深刻な影響を与えかねない。また、事業環境が著しく不透明になっていることで、原子力に対する新たな投資が冷え込むことも懸念される。そこで、このほど発表された行動指針(案)では、審査などで停止していた期間を所定の運転期間から差し引き、その分運転期間を延長する(以下、「カウントストップ」と呼称する)案が盛り込まれている。この案が実行された場合の影響を次項にて試算したい。

## 3. 「カウントストップ」による影響

行動指針(案)に記載された、カウントストップに関するルールは以下の通りとなっている<sup>3)</sup>。

\* (一財)日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ 主任研究員

\*\* (一財)日本エネルギー経済研究所 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

<sup>1</sup> GX 実行会議『GX 実現に向けた基本方針(案)』2022年12月22日。

<sup>2</sup> このルールが見直しの余地を含むものであったことについては、木村(2021)を参照されたい。  
<https://eneken.ieej.or.jp/data/10047.pdf>

<sup>3</sup> 資源エネルギー庁『今後の原子力政策の方向性と実現に向けた行動指針(案)』総合資源エネルギー調査会、電力・ガス事業分科会、原子力小委員会(第35回)、2022年12月8日。

- A：東日本大震災発生後の法制度（安全規制等）の変更に伴って生じた運転停止期間（事情変更後の審査・準備期間を含む）
- B：東日本大震災発生後の行政命令・勧告・行政指導等に伴って生じた運転停止期間（事業者の不適切な行為によるものを除く）
- C：東日本大震災発生後の裁判所による仮処分命令等その他事業者が予見しがたい事由に伴って生じた運転停止期間（上級審等で是正されたものに限る）

このルールを基本としつつ、筆者らが一定の条件を設定して試算した<sup>4</sup>ところ、結果は表1の通りとなった。全33基のカウントストップ期間の合計は357.3炉年で、1基あたりの平均は10.8年である。この期間を平常通りに運転することができたとすれば、その発電量は約2,200TWhになる（2021年の日本における総発電量が約1,000TWh<sup>6</sup>）。電力単価を2021年度の平均卸電力市場価格である13.5円/kWh<sup>7</sup>とすると、発電停止によって失われた原子力発電による発電量の価値（発電量と単価の積）は総計約30兆円に上る。無論、電力価格は状況に応じて常に変化するため、この金額は目安でしかないものの、発電事業者にとっては、カウントストップによって得ることが期待できる総額とも考えられ、少なからぬインセンティブとなるだろう。また、この発電量を全てLNG火力発電（コンバインドサイクル）で賄った場合と比較すると、二酸化炭素排出量は997百万トン-CO<sub>2</sub>削減されたことになる<sup>8</sup>。これは、2020年度の日本におけるエネルギー起源の二酸化炭素排出量（967百万トン-CO<sub>2</sub><sup>9</sup>）を上回る値である。

表1 各プラントのカウントストップ期間

再稼働済+見込			再稼働未定					
名称	設備容量 (GW)	停止年数	名称	設備容量 (GW)	停止年数	名称	設備容量 (GW)	停止年数
美浜3	0.83	11.1	東海第二	1.10	12.8	柏崎刈羽5	1.10	11.9
高浜1	0.83	12.3	敦賀2	1.16	12.7	柏崎刈羽6	1.36	11.8
高浜2	0.83	11.7	泊1	0.58	12.7	柏崎刈羽7	1.36	12.4
高浜3	0.87	6.6	泊2	0.58	12.4	浜岡3	1.10	12.8
高浜4	0.87	6.5	泊3	0.91	11.7	浜岡4	1.14	12.6
大飯3	1.18	6.4	女川2	0.83	12.8	浜岡5	1.38	12.6
大飯4	1.18	5.8	女川3	0.83	12.8	志賀1	0.54	12.8
伊方3	0.89	8.3	東通1	1.10	12.8	志賀2	1.21	12.8
玄海3	1.18	8.2	柏崎刈羽1	1.10	12.4	島根2	0.82	11.9
玄海4	1.18	7.1	柏崎刈羽2	1.10	12.8			
川内1	0.89	5.1	柏崎刈羽3	1.10	12.8			
川内2	0.89	4.9	柏崎刈羽4	1.10	12.8			

4 筆者らが設定した主な条件は以下の通り。  
 ・福島第一事故後の停止から再稼働までの期間のほか、特重施設の完成期限を含む停止期間、および訴訟の結果による停止期間を算定対象とする。  
 ・福島第一事故以前から停止していたプラントについては、2011年3月11日を停止日とする。  
 ・本稿執筆時点（2022年12月）で再稼働に至っていないプラントについては、本稿における試算のため、前提として2023年12月31日を再稼働日とする（現状から再稼働まで、最短でも1年程度はかかると考えられるため）。ただし、関西電力高浜1、2号機については定期検査終了予定日が明示されているため、その情報に基づいて計算する（同時に下記の条件を適用し、定期検査終了予定日の1ヵ月後を再稼働日とする）。  
 ・再稼働済みプラントについては、営業運転の再開をもって再稼働日とする。これは特重施設関係や訴訟関係の停止からの復帰についても同様だが、本稿執筆時点において営業運転の再開日を特定できないプラントについては発電再開日の1ヵ月後とする。

5 設備利用率は70%とする。これは福島第一事故以前の日本における運転実績と同程度である。

6 IEA統計より。

7 資源エネルギー庁『直近の卸電力市場の動向について』総合資源エネルギー調査会、電力・ガス事業分科会、電力・ガス基本政策小委員会（第49回）、2022年5月17日。

8 電源別のCO<sub>2</sub>排出係数は、日本原子力文化財団『「原子力・エネルギー」図面集』より。

9 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィスウェブサイトより。

出典：資源エネルギー庁資料などより筆者らが推計（設備容量は日本原子力産業協会（2022）<sup>10</sup>より）

## 4. 想定され得る要考慮事項

前項で推計した通り、カウントストップは日本の電力供給や二酸化炭素排出の削減、さらには発電事業者にインセンティブをもたらし得る措置といえるが、これを実際に実行するにあたっては複数の要考慮事項の存在が考えられる。第一にあげられるのが、差し引かれるべき日数をどのように算定するかという具体的な制度設計に関わる課題であろう。本稿ではこの問題について、大きく分けて3点指摘する。また、カウントストップが導入される場合の、再稼働済み・未再稼働・廃炉決定済みのプラントにとっての意味合いについても指摘したい。

### 4-1. 停止期間の算定方法

#### (1) 差し引かれるべき停止期間の開始日

本稿では福島第一事故以前から定期検査ないしは設備のトラブルで停止していた9基のプラントについて停止期間の開始日を2011年3月11日としている。例えば、福島第一事故時点で中越沖地震を要因とした長期停止の状況にあった柏崎刈羽3,4号機などである。これらのプラントについて、3月11日以降の停止期間全てを福島第一事故の影響によるものと見なすことができるかについては、今後の十分な検討が必要になると考えられる。

#### (2) 差し引かれるべき停止期間の終了日

一般的に、営業運転の開始をもって正式な運転開始とされていることから、本稿では停止期間の終了日（すなわち運転再開日）を営業運転の再開日としているが、これを原子炉起動日や発電再開日とすると、必然的にカウントストップの対象となる停止期間は短くなる。原子炉の中性子照射脆化などは原子炉の運転によって生じるため、その影響に重きをおく場合、停止期間の終了日は原子炉起動時とする考えもあり得る。ただし、本措置は原子力政策の観点から原子炉の使用期間を規定するためのものであり、科学的見地から設備の劣化を評価するための措置は別途、原子力規制委員会が実施することになる（後述）点に注意すべきである。

#### (3) 特重施設の完成期限前からの定期検査による停止

高浜3号機や玄海3号機については、実際の完成期限よりそれぞれ7ヵ月程度早くから定期検査のため停止していた。本稿では期限前であっても特重施設の建設に必要な作業が進められていた（すなわち特重施設建設のために必要な停止期間）とみなし、これらもカウントストップの対象として算入している。しかしながら、高浜3号機のケースは特重施設の期限までに一度運転を再開する予定であったところ、蒸気発生器伝熱管の損傷の影響で定期検査が後ろ倒しになった結果、2020年8月の特重施設期限を迎えたものである。また、玄海3号機は当初、2022年8月の期限までに特重施設を完成させる予定であったところ、工事現場の火災や新型コロナウイルスの影響などで建設期間が伸びたと報じられており<sup>11</sup>、その後12月に運転を再開した。これらのケースについて厳密な算定を行うのであれば、停止期間のうちどの程度が特重施設関連作業に由来するのかを明確化する必要があるほか、玄海3号機については遅延の要因が事業者の責に帰せられるか否かも論点となり得る。

なお、そもそも特重施設期限に事業者が施設の完成を間に合わせられなかったことを事業者の責に帰するものとして、特重問題そのものをカウントストップの対象に含めないという判断もあり得る。

### 4-2. カウントストップによる再稼働済み・未再稼働・廃炉決定済みプラントへの意味合い

各プラントの営業運転開始日から2023年12月31日現在（脚注4参照）までの期間を当該プラントの実年齢とし、そこから表1で算出した停止年数を各々差し引くことで、カウントストップ適用後の年齢を求めることができる。各プラントの実年齢および適用後の年齢をまとめると、図1の通りとなる。同図に示された通り、未再稼働プラントは再稼働済みおよび再稼働見込プラントよりも長い期間が差し引かれるため、「若い」プラントとなる

<sup>10</sup> 日本原子力産業協会『世界の原子力発電開発の動向2022年版』2022。

<sup>11</sup> 2022年12月6日付佐賀新聞

傾向にある。そのため、各プラントの最終的な運転期間が40年となるのか60年となるのかは現時点で不明であるものの、基本的には未稼働プラントの方が残りの運転期間が長くなると考えられる。無論、この手法によれば、総運転時間という観点では再稼働済みプラントと未稼働プラントの間に大きな差は生じなくなる。他方で、このカウントストップ措置の下では、より迅速に再稼働を果たし、高い技術力や新規規制基準に対する適合性を示したプラントほど残存寿命が短くなることには注意すべきである。現行のカウントストップ案は「事業者には予見できなかった他律的な要因で長期停止せざるを得なかったプラントに対する救済措置」といえるが、先行事例が少ない（あるいは全くない）なか、再稼働への道筋を刻んできた先行プラントが成し遂げてきた成果と、その背景にある努力の重要性を改めて認識する必要があるのではないだろうか。

また、カウントストップは残存プラントにとって経済的効用をもたらすものであるが、既に廃炉を決定したプラントには当然のことながらそれは妥当しない。福島第一事故以降に廃炉を決定したプラントには再稼働に係る費用の見込みと、再稼働を果たした後の残り運転期間における収益の見込みを比較検討して廃炉の判断に至ったものもある<sup>12</sup>。このほど打ち出された方針が当時から明確に示されていれば、そういったプラントの存続の判断に影響を与えていた可能性がある。

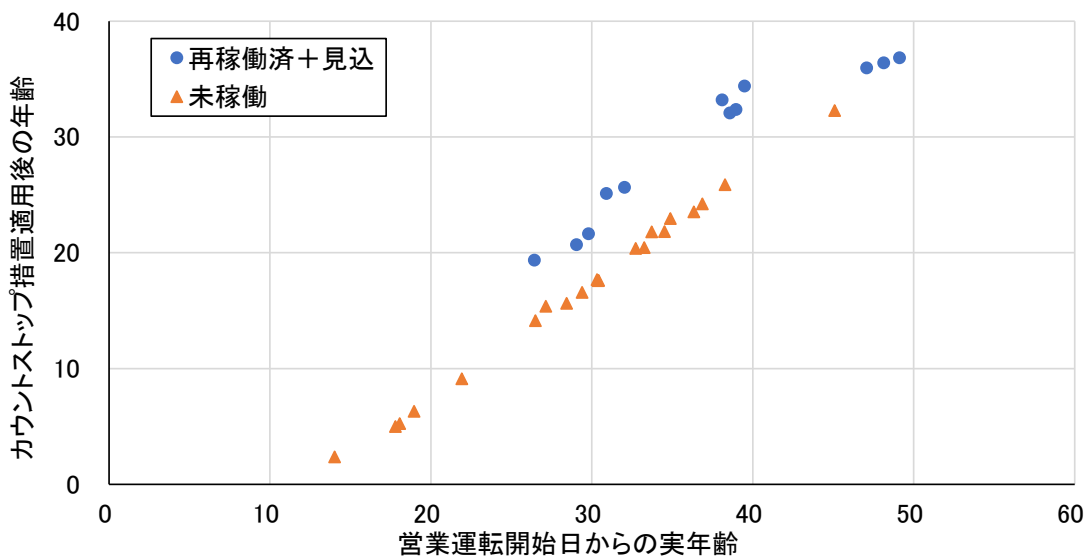


図1 各プラントの実年齢およびカウントストップ適用後の年齢

出典：資源エネルギー庁資料より筆者らが推計

## 5. おわりに

本稿では『今後の原子力政策の方向性と実現に向けた行動指針(案)』に記載された内容をもとにカウントストップの対象となり得る停止期間を推計し、そのインパクトを示すとともに、実施にあたって想定され得る問題を提起した。カウントストップは原子力発電事業者にとって少なからぬインセンティブをもたらす、既設炉の有効活用を促進し得る措置といえるが、現時点では要考慮事項も多い。本措置を実施するのであれば、合理的に説明可能な形で詳細を固めていく必要がある。

また、停止期間中にも経年化が進んでいる設備があることには注意しなければならない。本稿で扱った「カウントストップ」論はあくまでも原子力政策の観点から原子炉の使用期間を規定するためのものであり、安全確保の観点は含まれていない。これに関しては、原子力規制委員会が定期的に運転継続の是非を判定するための新たな仕組みとして、運転開始から30年後に審査を行い、その後は10年ごとに審査を繰り返していく方針を発表し

<sup>12</sup> 例えば2018年3月に廃止決定された伊方2号機の廃止理由として、四国電力は「再稼働した場合の運転期間、出力規模など様々な要素を総合的に勘案し、廃止することとした」と述べている。(2018年3月17日付四国電力プレスリリース)

ている<sup>13</sup>。規制委による審査に合格できなければ、カウントストップによって延長された運転期間とは関係なく、その時点で運転継続が不可能となる<sup>14</sup>。こうしたチェックの仕組みを通じて経年化の影響を把握しつつ、既設炉を長期的に有効活用していくことが重要である。

---

<sup>13</sup> 原子力規制委員会委員長定例会見資料『高経年化した原子炉に係る安全規制制度（現行と新制度案）』2022年12月21日。  
なお、運転開始から30年目以降、10年ごとに経年化を評価する仕組み自体は既に実施されている。本案は運転継続の判断と、この経年化評価を一本化するものである。

<sup>14</sup> 規制委によって安全性の観点から運転継続の是非が判断されるため、政策側では運転期間に特段の上限を設けないとの案も、原子力小委員会では検討されていた（資源エネルギー庁『原子力政策に関する今後の検討事項について』総合資源エネルギー調査会、電力・ガス事業分科会、原子力小委員会（第33回）、2022年11月8日など）。

# 業務用建物床面積の推移

森本 大樹\*

## 1. はじめに

令和 3(2021)年度の業務用建物床面積の推計値を報告する。エネルギーバランス表の業務部門は、統計データが比較的容易に揃う他部門と比べて“実態把握が最も難しい部門”と言われている。昭和 40(1965)年度から直近まで業種分類別のデータを整備した業務用建物床面積は、EDMC「エネルギーバランス表」、経済産業省「総合エネルギー統計」等と組み合わせて、業務部門のエネルギー消費実態を分析するための貴重な指標の1つとなっている。

令和 3(2021)年度の業務用建物床面積の合計は、19億 2,887万㎡、伸び率は前年度比 0.3%増となり、過去 10年で最も低い増加率であった。東日本大震災直後の平成 23(2011)年度に 0.1%減となって以降、10年連続で増加を続けているものの、令和 3(2021)年度の推計値では、特定業種にて新型コロナウイルス感染症による影響が見られている。

## 2. 業種別の業務用床面積

### 2-1. 事務所ビル

業種別では、事務所ビルの床面積は 4億 9,369万㎡で、構成比 25.6%、伸び率は前年度比 0.2%増となり、過去 10年で最も低い増加率であった。昭和 40(1965)年度の推計開始以降、56年連続で増加しており、全体(同 0.3%増)への寄与度は同 0.06%増であった。昭和 61(1986)年度以降、オフィス需要の急増から年率 4~6%程度の増加率を記録していたが、バブル経済の終焉に伴って平成 7(1995)年度以降に一気に増加率が鈍化し、平成 18(2006)年度以降は 16年連続で 1%未満の増加率で推移している。

### 2-2. 卸・小売業

卸・小売業の床面積は 4億 9,157万㎡、構成比 25.5%、伸び率は前年度比 0.2%減となり、平成 23(2011)年度以来 10年ぶりの減少となった。寄与度は同 0.04%減であった。店舗と住宅を兼ねる併用住宅が同 1.9%減と 38年連続で減少したことに加え、(専業)店舗もわずかに減となり、昭和 40(1965)年度の推計開始以降、初の減少となった。いわゆる“商店街”等の個人経営の店舗の減を示している併用住宅の減少が続いていることに加え、コロナ禍で卸・小売業界が低迷したことで、(専業)店舗でも減少が生じた様子である。

### 2-3. 学校・試験研究機関

学校・試験研究機関の床面積は 3億 7,775万㎡、構成比 19.6%、伸び率前年度比 0.3%増、寄与度同 0.05%増であった。その内、保育所・幼稚園・こども園が同 3.3%増で、平成 27(2015)年 4月施行の幼保連携型認定こども園が床面積の拡大に貢献している。大学が同 0.6%増と堅調に増加し、昭和 40(1965)年度の推計開始以降一度も減少していない一方で、短期大学は教育ニーズの変化から同 5.0%減と 17年連続で減少している。

### 2-4. 病院・診療所

病院・診療所の床面積は 1億 2,138万㎡、構成比 6.3%、伸び率前年度比 0.5%増、寄与度同 0.03%増であった。その他(民間)の増加が国公立の減少を超過しながら昭和 40(1965)年度の推計開始以降増加し続けており、その他(民間)の構成比は病院・診療所全体の 81.4%にまで至っている。

\* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 研究員

## 2-5. ホテル・旅館

ホテル・旅館の床面積は9,039万㎡、構成比4.7%、伸び率前年度比1.1%増、寄与度同0.05%増であった。ホテルは、平成30(2018)年度以降4年連続増となる、同1.3%増となった。コロナ禍で観光業は低迷したものの、撤去・解体までのタイムラグやコロナ後の需要回復を見越したホテルの新設などがあるために、新型コロナによる影響は令和3(2021)年度値には強くは現れていない様子である。

## 2-6. 飲食店

飲食店の床面積は6,849万㎡、構成比3.6%、伸び率前年度比0.4%減となり、過去10年で最大の減少率であった。寄与度は同0.01%減であった。併用住宅の減少と(専業)店舗の増加は卸・小売業と同様の傾向であるが、ここ2年間は併用住宅の減少が(専業)店舗の増加を上回り、2年連続で減少している。コロナ禍により飲食業が大幅に低迷した影響が、併用住宅の減少と(専業)店舗の増加率の減衰に現れている様子である。

## 2-7. 劇場・娯楽場

劇場・娯楽場の床面積は3,673万㎡、構成比1.9%、伸び率前年度比0.6%増、寄与度同0.01%増であった。市民会館・公会堂の増加が民間(劇場・映画館・ホール型建物)の減少を上回り、国公立減・民間増の病院・診療所とは「官民真逆」の様相である。コロナ禍で娯楽業も低迷したが、ホテル・旅館と同様に、その影響は強くは現れていない様子である。

## 2-8. その他サービス業

その他サービス業の床面積は2億4,886万㎡、構成比12.9%、伸び率前年度比1.5%増、寄与度同0.19%増であった。高齢化に対応して老人福祉施設が同4.1%増と12年連続で増加した。また、博物館等が同1.5%増と4年連続で増加している。

表1 令和3年度(2021)年度業務用床面積の業種別実績および前年度比増減・同伸び率・全体への寄与度

業 種	令和3年度 (2021年度)	構 成 比	前年度比 増 減	前年度比 伸 び 率	全体への 寄 与 度	【 参 考 】 令和2年度 (2020年度)
	(1,000㎡) ①	(%) ①÷[①計]	(1,000㎡) ②: ①-③	(%) ②÷③	(%) ②÷[③計]	(1,000㎡) ③
事務所ビル	493,691	25.6	1,195	0.2	0.06	492,496
卸・小売業	491,573	25.5	△811	△0.2	△0.04	492,384
飲食店	68,493	3.6	△274	△0.4	△0.01	68,766
学校・試験研究機関	377,746	19.6	1,050	0.3	0.05	376,695
ホテル・旅館	90,393	4.7	948	1.1	0.05	89,445
劇場・娯楽場	36,727	1.9	234	0.6	0.01	36,493
病院・診療所	121,381	6.3	636	0.5	0.03	120,744
その他サービス業	248,862	12.9	3,585	1.5	0.19	245,277
業務用建物床面積計	1,928,865	100.0	6,564	0.3	0.3	1,922,301

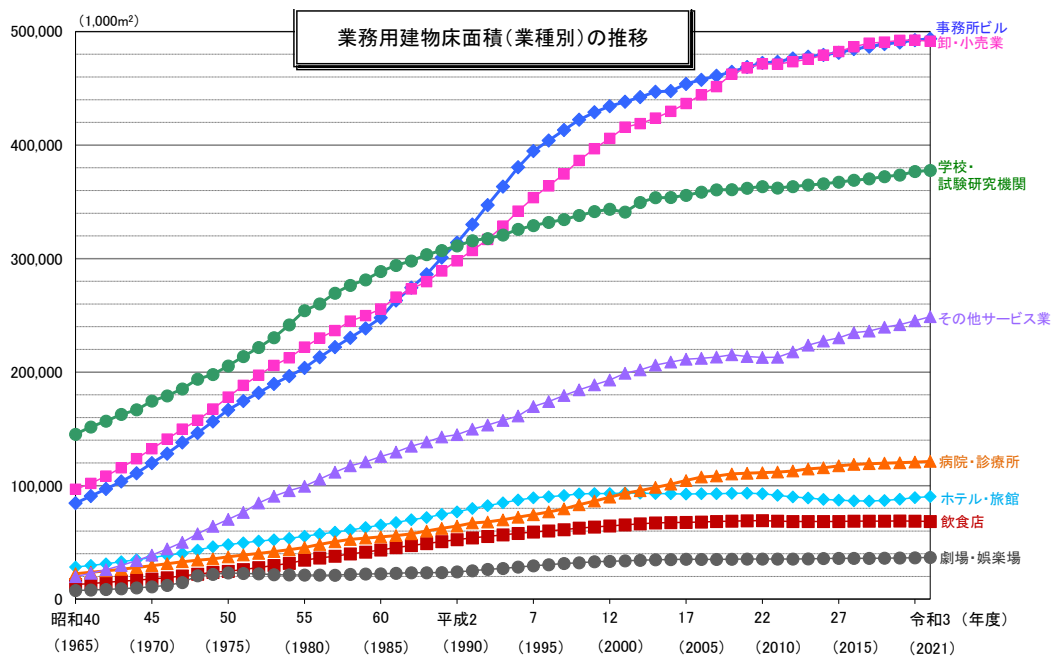


図1

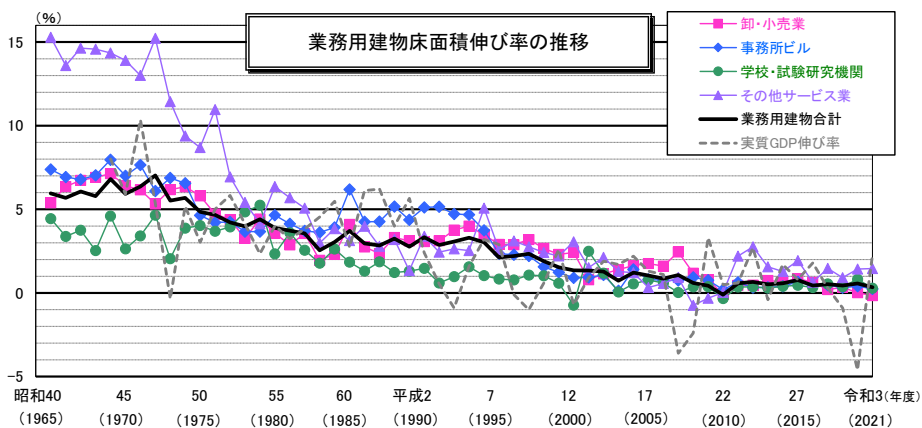


図2

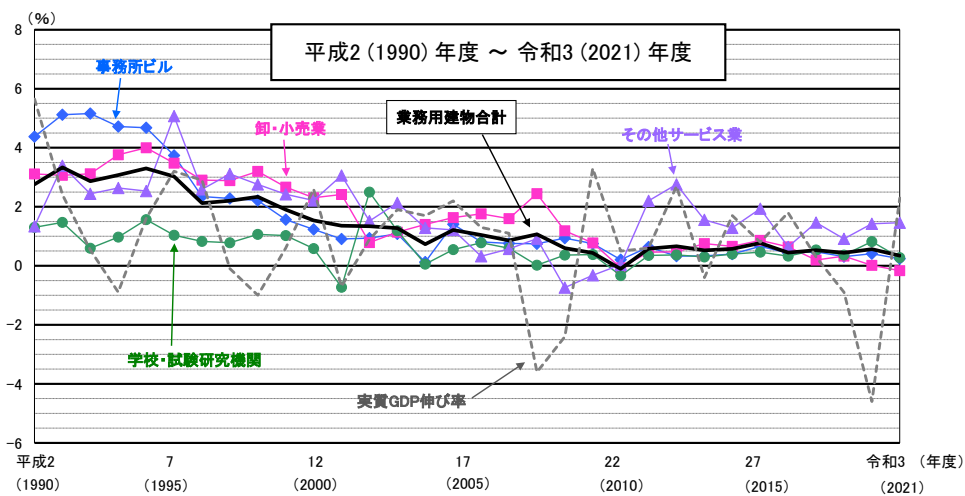


図3



表2 業務用建物床面積の推移

(単位:1,000㎡、%)

年度	平成24年度 (2012年度)	平成25年度 (2013年度)	平成26年度 (2014年度)	平成27年度 (2015年度)	平成28年度 (2016年度)	平成29年度 (2017年度)	平成30年度 (2018年度)	令和元年度 (2019年度)	令和2年度 (2020年度)	令和3年度 (2021年度)
<b>事務所ビル小計</b>	<b>476,334</b>	<b>477,887</b>	<b>479,485</b>	<b>481,392</b>	<b>484,573</b>	<b>486,667</b>	<b>488,965</b>	<b>490,487</b>	<b>492,496</b>	<b>493,691</b>
事務所・銀行	404,515	405,486	406,192	406,644	410,128	412,086	413,999	415,552	417,224	418,364
国有財産建物	42,108	42,650	43,491	44,907	44,592	44,753	45,115	45,106	45,532	45,778
都道府県・市町村の庁舎等	29,711	29,752	29,803	29,840	29,853	29,828	29,851	29,829	29,740	29,550
<b>卸・小売業小計</b>	<b>473,491</b>	<b>475,734</b>	<b>479,314</b>	<b>482,468</b>	<b>486,625</b>	<b>489,734</b>	<b>490,701</b>	<b>492,320</b>	<b>492,384</b>	<b>491,573</b>
店舗	428,275	431,049	435,466	439,230	443,914	447,712	449,337	451,367	452,194	452,049
併用住宅(木造)	41,405	40,863	40,008	39,378	38,819	38,097	37,406	36,960	36,160	35,460
市場(非木造)	3,810	3,822	3,840	3,860	3,892	3,924	3,958	3,992	4,031	4,064
<b>飲食店小計</b>	<b>68,483</b>	<b>68,479</b>	<b>68,371</b>	<b>68,423</b>	<b>68,722</b>	<b>68,744</b>	<b>68,694</b>	<b>68,833</b>	<b>68,766</b>	<b>68,493</b>
店舗	45,309	45,420	45,607	45,830	46,317	46,623	46,833	47,082	47,363	47,448
併用住宅(木造)	23,174	23,059	22,764	22,593	22,404	22,120	21,861	21,750	21,404	21,045
<b>学校・試験研究機関小計</b>	<b>363,505</b>	<b>364,840</b>	<b>365,921</b>	<b>367,376</b>	<b>369,067</b>	<b>370,280</b>	<b>372,272</b>	<b>373,621</b>	<b>376,695</b>	<b>377,746</b>
保育所・幼稚園・こども園	30,387	30,807	31,208	32,040	33,134	33,468	34,401	35,729	37,472	38,693
小学校	103,199	102,637	102,372	102,105	101,783	101,496	101,415	101,190	100,822	100,488
中学校	64,165	64,064	64,054	63,954	63,860	63,842	63,803	63,821	63,719	63,611
高等学校	63,967	63,881	63,838	63,845	63,871	63,852	63,825	63,872	63,820	63,830
高等専門学校	1,860	1,865	1,865	1,866	1,866	1,866	1,868	1,885	1,909	1,881
短期大学	3,224	3,058	2,961	2,924	2,871	2,782	2,755	2,716	2,647	2,514
大学	69,643	71,342	72,424	73,342	73,841	74,869	75,792	76,017	77,818	78,252
その他の学校	19,359	19,552	19,679	19,859	20,392	20,599	20,807	20,733	20,800	20,915
試験研究機関(国有等)	4,920	4,912	4,846	4,779	4,810	4,887	4,996	5,058	5,100	4,978
試験研究機関(公立)	2,782	2,722	2,674	2,664	2,639	2,619	2,610	2,600	2,588	2,583
<b>ホテル・旅館小計</b>	<b>90,113</b>	<b>89,091</b>	<b>87,853</b>	<b>87,160</b>	<b>86,545</b>	<b>86,383</b>	<b>86,981</b>	<b>88,037</b>	<b>89,445</b>	<b>90,393</b>
ホテル	74,769	73,970	72,975	72,539	72,115	72,113	72,785	73,911	75,352	76,356
旅館(木造ホテル含む)	15,344	15,121	14,877	14,621	14,430	14,270	14,196	14,126	14,094	14,038
<b>劇場・娯楽場小計</b>	<b>35,346</b>	<b>35,561</b>	<b>35,734</b>	<b>35,942</b>	<b>35,933</b>	<b>35,948</b>	<b>36,116</b>	<b>36,229</b>	<b>36,493</b>	<b>36,727</b>
劇場・映画館・ホール型建物	18,619	18,713	18,677	18,686	18,506	18,338	18,312	18,233	18,222	18,218
市民会館・公会堂	14,275	14,396	14,579	14,764	14,951	15,141	15,333	15,528	15,725	15,925
県民会館	2,453	2,452	2,478	2,493	2,476	2,468	2,471	2,469	2,546	2,584
<b>病院・診療所小計</b>	<b>112,882</b>	<b>114,710</b>	<b>115,747</b>	<b>117,442</b>	<b>118,681</b>	<b>119,322</b>	<b>119,833</b>	<b>120,195</b>	<b>120,744</b>	<b>121,381</b>
国立病院	5,013	4,959	4,900	4,835	4,779	4,729	4,672	4,624	4,567	4,516
公立の病院・診療施設等	19,252	19,143	18,974	18,815	18,754	18,576	18,398	18,403	18,230	18,074
その他の病院	88,617	90,608	91,873	93,791	95,148	96,017	96,763	97,167	97,947	98,791
<b>その他サービス業小計</b>	<b>217,808</b>	<b>223,813</b>	<b>227,301</b>	<b>230,216</b>	<b>234,667</b>	<b>236,177</b>	<b>239,641</b>	<b>241,834</b>	<b>245,277</b>	<b>248,862</b>
児童福祉施設(保育所を除く)	2,286	2,224	2,200	2,198	2,100	2,094	2,081	2,048	2,064	2,044
老人福祉施設	45,346	49,722	53,017	54,924	59,705	62,503	65,519	67,504	70,178	73,050
保護施設	189	179	175	177	179	178	170	168	166	164
その他の社会福祉施設	2,820	2,814	2,737	2,611	2,495	2,460	2,421	2,383	2,332	2,297
児童館	1,891	1,890	1,893	1,902	1,913	1,923	1,926	1,917	1,912	1,914
隣保館	561	557	552	546	543	535	528	527	530	528
公民館	10,423	10,449	9,966	10,424	10,352	9,704	9,532	9,414	9,350	9,217
図書館	4,466	4,546	4,598	4,597	4,661	4,711	4,797	4,846	4,879	4,902
博物館等	19,597	20,202	20,474	20,777	21,079	21,079	21,139	21,381	21,593	21,926
体育館	16,374	16,549	16,847	16,815	16,922	16,730	16,952	16,996	17,151	17,160
その他	113,854	114,682	114,840	115,246	114,717	114,262	114,573	114,651	115,122	115,662
<b>業務用建物床面積合計</b>	<b>1,837,963</b>	<b>1,850,115</b>	<b>1,859,727</b>	<b>1,870,419</b>	<b>1,884,812</b>	<b>1,893,254</b>	<b>1,903,204</b>	<b>1,911,556</b>	<b>1,922,301</b>	<b>1,928,865</b>
<b>業務用建物床面積伸び率</b>	<b>0.6</b>	<b>0.7</b>	<b>△0.5</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.4</b>	<b>0.5</b>	<b>△0.4</b>	<b>△0.6</b>	<b>0.3</b>
<b>実質GDP伸び率(2015年基準)</b>	<b>0.6</b>	<b>2.7</b>	<b>0.4</b>	<b>1.7</b>	<b>0.8</b>	<b>1.8</b>	<b>0.3</b>	<b>0.9</b>	<b>4.6</b>	<b>2.3</b>

# 米国の2050年までのEV普及見通し

— 「IEA Global EV Outlook 2022」 米国シナリオを延長して考える —

碓井 良平\*

## 1. 日本の自動車業界にとって重要な米国市場

日本自動車工業会(自工会)の統計によると、米国市場におけるコロナ禍前の2019年の日系企業(現地法人を含む)による自動車販売台数は約650万台であった。同年の日本国内での自動車生産台数は約970万台であるから、日本の自動車メーカーや自動車関連企業にとって米国がいかに重要な市場であるか、すぐにご理解いただけたと思う。その米国市場においても、内燃機関を用いた従来型自動車からEV(Electric Vehicles)へのシフトが徐々に進みつつある。そこで、「IEA Global EV Outlook 2022」(GEO)を用い、米国におけるLDV(Light Duty Vehicles)の新車販売・保有台数を2050年まで推計し<sup>i</sup>、EVが米国市場を席捲する過程について考えてみることにした。

## 2. EV新車販売・保有台数の「保守的な見通し」と「宣言どおりの見通し」

### 2-1. 保守的な見通し(STEPS延長ケース)

GEOの保守的な見通しであるSTEPSに基づいてEV新車販売台数を見通した場合、2040年にはLDV販売台数のうち約1,250万台がEVとなり、LDV総販売台数に占めるEV比率は81%となる(図1左)。その後、2043年頃にLDV販売台数のほとんどがEVとなり、2050年には1,600万台超のEVが販売され、EV比率は100%となる。

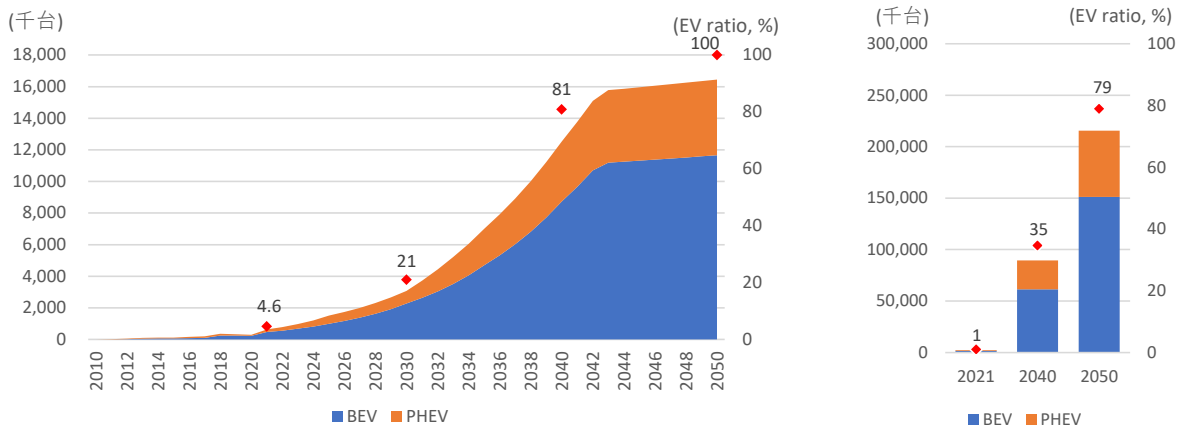


図1 STEPS延長ケース: EV新車販売(左)・保有(右)台数

また、EV保有台数は、2040年にLDVのうち約9,000万台がEVとなり、LDV総保有台数に占めるEV比率は35%となる(図1右)。その後、2044年頃にEV比率が50%を超え、2050年には2億1,500万台超のEVが道路上を走るようになり、2060年頃にEV比率は98%を超える。

\* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 計量・統計分析グループ 主任研究員

<sup>i</sup> <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>

## 2-2. 宣言どおりの見通し(APS 延長ケース)

他方、APSに基づいてEV新車販売台数を見通した場合、すなわち、2030年までに50%の自動車のZEV(Zero-emissions Vehicles)化を目指すという2021年8月のバイデン大統領による宣言に基づいた場合<sup>ii</sup>、2034年頃にはすべての販売車がEVとなり、2040年、2050年にはそれぞれ約1,550万台、約1,650万台の総販売台数すべてがEVとなる(図2左)。

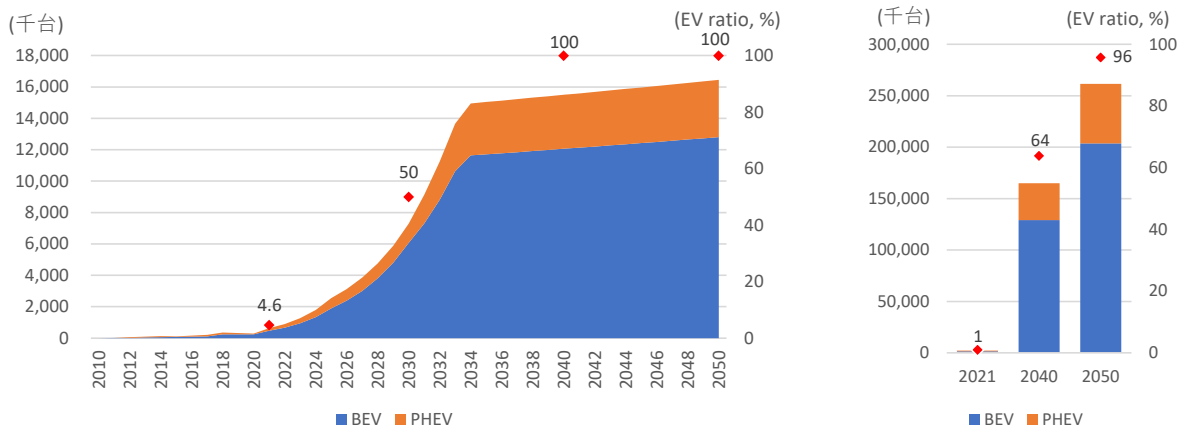


図2 APS 延長ケース: EV 新車販売(左)・保有(右)台数

また、EV保有台数は、2040年にはLDVのうち約1億6,500万台がEVとなり、LDV総保有台数に占めるEV比率は64%となる(図2右)。2050年にはEV比率が96%となって2億6,000万台超のEVが米国で登録される。

## 3. 保守的にみても急速なEV普及は不可避

新車販売台数ベースでは、STEPS延長ケースで2040年、APS延長ケースだと2032年から2033年にEV比率80%が達成される。BloombergNEFの「Electric Vehicle Outlook 2022」(EVO)のエグゼクティブサマリー<sup>iii</sup>は、EVOの基本ケースであるEconomic Transition ScenarioにおいてPLDVの販売台数におけるEV比率が2040年に約80%になるとみており、STEPS延長ケースと非常に近い。つまり、保守的にみても、2030年頃に米国の新車販売台数におけるEV比率は20%程度、2030年代半ばには50%となり、2040年頃には約80%になるというのが、IEAやBloombergNEFに共通の見方と言えそうである。

このような米国LDV市場におけるEVの爆発的普及の予測はいつ頃に確実なものになりそうだろうか? この点、Bloomberg<sup>iv</sup>は販売台数におけるEV比率が5%を超える点が転換点(Tipping Point)だという。EVだけでなく、電気、テレビ、携帯電話、インターネット、LED電球等の新技術もS字カーブを描いて普及したのであり、EV普及先進国のノルウェー等の例から考察すると、EVが販売台数ベースで5%を超えたときに自動車販売市場においてEV需要の主流化が確実になるという。米国では2021年のLDV販売台数におけるEV比率は既に4.6%に達しており、2022年上期の好調なEV販売を考慮すれば、EV比率が5%を超えるのは今年、2022年になるだろう。もし、この「5%がTipping point」という説が正しければ、米国におけるEV化は急速に進む可能性がある。

一方、保有台数ベースについては、EV比率が50%を超えるタイミングは、STEPS延長ケースでは2044年、

<sup>ii</sup> バイデン大統領の声明では、燃料電池自動車もZEVの一種であると明言されているし、Heavy Duty Vehiclesや二輪車も含めて2030年に50%をZEV化することを宣言したとも読めるが、GEOはLDVの50%をEV化する趣旨と解釈している。

<sup>iii</sup> <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>

<sup>iv</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-09/us-electric-car-sales-reach-key-milestone>

APS 延長ケースでは 2038 年であり、いずれのケースにおいても 2045 年頃でも相当数の内燃機関を用いた従来車が道路上に残っている。米国で自動車を販売する日系企業にとって、2030 年代から 2040 年代は、EV の新車販売に注力しつつ、従来車のメンテナンスを継続しなければならない状況となる。

#### 4. 日系企業にとって「待ったなし」の状況

本稿の 2050 年までの見通しによると、欧州や中国のみならず、米国でも EV 化の波は避け難く、しかも、そのペースはかなり早そうだ。したがって、多くの従来車を販売してきた日系企業は、2030 年代から 2040 年代にかけて急速に進む米国市場の EV 化に対し、EV 販売ビジネスという「攻め」のみならず、従来車のメンテナンスビジネスという「守り」も念頭に置いておく必要がある。

現時点において、日本の自動車メーカーによる中長期の販売計画がこの見通しと矛盾しているわけではない。足元では、2022 年 8 月にカリフォルニア州がハイブリッド車も 2035 年以降の販売禁止とする規制案を決定する一方、トヨタやホンダが米国内での EV 電池工場への投資を発表するなどの動きがあった。今後、日系企業は、「攻め」の点では、「EV に何らかの日本プレミアムを上乘せすることに強みを見出すのか?」、「燃料電池自動車や水素エンジン車等の EV 以外の ZEV 車の普及拡大への努力を続けるのか?」、「EV 化が相対的に進んでいないトラック・バス等の HDV(Heavy Duty Vehicles)市場で ZEV の販路を拡大するのか?」などの問いを設定し、中長期戦略をより詳細に検討していくことになるだろう。また、「守り」の点では、CO<sub>2</sub> を原料にする合成燃料(e-fuel)やバイオ燃料などの新燃料技術分野の開拓による従来車のカーボンニュートラル化の検討が深められるだろう。米国市場は重要な海外市場であり、日系企業はその競争優位性をどのように維持するのか、「待ったなし」の状況で考え、行動し続けなければならない。言うまでもなく、自動車は日本経済の中核産業である。

<sup>i</sup> 推計上の留意点は以下のとおり。

##### (1) GEO におけるシナリオ設定

GEO は世界の EV の現状を分析し、独自のシナリオ設定に基づいて 2030 年までの世界の EV 見通しを推計している。シナリオは STEPS(Stated Policies Scenario)、APS(Announced Pledges Scenario)、NZE(Net Zero Emissions by 2050 Scenario)の三つ。STEPS は既存の政策や法制化済の目標等を織り込んでいる。APS は最新の宣言を織り込んだもので、法制化や NDC(Nationally Determined Contributions)への記載は考慮されていない。NZE は 2050 年までのネットゼロ達成から逆算した一つのパスを示している。

##### (2) 推計の基本的な考え方

GEO は 2010 年から 2019 年までの実績データと 2020 年、2021 年の実績見込データ、そして、STEPS、APS の 2025 年、2030 年の推計データを公開している。本稿では、これら二つのシナリオのデータを用い、GEO のトレンドを延長する形で、STEPS 延長ケースと APS 延長ケースを設定し、米国の 2050 年までの LDV の総販売・総保有台数、及び EV の販売・保有台数の推計を行った。

##### (3) 保有台数の推計

保有台数の推計は、販売台数の推計結果に基づいて、平均寿命等を加味し、筆者が独自に行ったため、2021 年、2030 年の EV 比率がわずかに GEO と異なる点、留意されたい。

##### (4) GEO データにおける LDV と EV の定義

GEO は四輪車を LDV、Trucks、Buses、Vans の 4 種類に分類する。LDV は Passenger Light Duty Vehicles(PLDVs)と Light Commercial Vehicles(LCVs)を包含する。この定義は米国運輸統計局(Bureau of Transportation Statistics) の「Light duty vehicle, short wheel base」と「Light duty vehicle, long wheel base」を足したものに近く、自工会や Wards、国際自動車工業連合会(OICA) などにおける PLDV とその他トラック・バス等を含む商用車という分類とは異なる点には留意が必要となる。また、GEO では EV は BEV(Battery Electric Vehicles)と PHEV(Plug-in Hybrid Electric Vehicles)の和を意味している。

エネルギー経済 第49巻 第1号

---

2023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](mailto:report@tky.ieej.or.jp)

---

