

エネルギー経済

第47巻・第1号 通巻392号

2021年のエネルギー展望

再生可能エネルギー社会への転換に向けたドイツとイギリスのあゆみ

目次

2021年のエネルギー展望

2021年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

ー コロナ禍脱却道半ばにおけるエネルギー情勢

- 江藤 諒、岡林 秀明、相澤 なつみ、恩田 知代子、岩田 竹広、
柴田 善朗、末広 茂、柳沢 明、伊藤 浩吉 1

2021年の内外石油情勢の展望と課題

- 橋爪 吉博 17

2021年の内外ガス情勢の展望と課題

- 橋本 裕 19

2021年の国際石炭情勢の展望と課題

- 伊藤 葉子 21

2021年の温暖化政策の展望と課題

- 田上 貴彦 23

2021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 25

2021年の国内外の原子力展望

- 村上 朋子 27

2021年の電気事業の展望と課題

- 小笠原 潤一 29

再生可能エネルギー社会への転換に向けたドイツとイギリスのあゆみ

ー FIP・CfD 制度導入への軌跡と日本への示唆ー

- 笹川 亜紀子 31
-



2021年度の日本の経済・エネルギー需給見通し

コロナ禍脱却道半ばにおけるエネルギー情勢

江藤 諒*・岡林 秀明*・相澤 なつみ*・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 | 2021年度のGDPは3.4%成長。しかし2019年度を下回る。

日本経済は、2021年度は実質GDP成長率が高い成長率(+3.4%)も、2020年度の落ち込みが大きく、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）前を下回る状態が続く。鉱工業生産は、2021年度は世界・国内経済の回復を背景に重電機器や自動車を中心に幅広い業種で増産(+7.5%)も、リーマンショック後の2009年度を上回る程度への回復に止まる。

エネルギー需給 | 消費量は全体で増加も、天然ガス(LNG)は大幅減

一次エネルギー国内供給は、2021年度は機械工業等の製造業の生産や運輸の輸送量の回復により増加(+2.6%)も1987年度以来の低水準に止まる。大きな改善が続いたGDP原単位は2年連続で改善率が1%未満と大幅に鈍化。原子力増加で、LNG輸入は震災以降初めて2010年度と同水準まで低下。

CO₂排出は、2021年度は経済活動の回復による化石燃料需要の増加で1.6%増の955Mtとなるも、2013年度比22.7%減となり、エネルギーミックス目標の9割以上を達成。ただし、一時的な経済低迷によるエネルギー需要減少の影響があり、削減目標の進捗の把握が今後の課題に。

エネルギー販売量 | 販売電力は、電灯は高止まり、電力は増加。都市ガス販売は2019年度を上回る。燃料油販売は9年ぶりに対前年度で増加も長期減少傾向は継続

電力販売量は、2021年度は、1.2%増加もCOVID-19前の2019年度を0.4%下回る。電力は、鉄鋼・機械工業等での生産活動が回復することから増加(+1.8%)。ただし、2019年度からは2.5%減少。電灯は、オール電化住宅が増え、給湯・厨房等での電化は進展するも、前年度の外出自粛の反動による在宅率の低下に加え、LED等の省エネルギー機器や太陽光発電の普及で微減(-0.1%)。

都市ガス販売量は、2021年度は、406億m³(+3.8%増)となり、COVID-19前の2019年度を上回る。しかし、2019年度は冬が1897年度の統計開始以降で最も暖い需要不振の年であったこと等に留意が必要。しかも、一般工業用、商業用は、2019年度水準を下回っている。

燃料油販売量は、2021年度は輸送用や工業用で回復し、9年ぶりに対前年度で増加(+3.1%)も2019年度からは3.6%減。灯油、A重油は、前年度より気温影響がほとんどなく、省エネ、燃料転換が進み減少。ナフサはエチレンプラントの定期修理が少なく、増加。B・C重油は、産業用では生産量が回復も燃料転換や省エネルギーの進展で微増。発電用途は、2020年度から東京、中部エリアの石油火力が長期停止に入るなど稼働率低下で減少。合計では減少が続く。

* 計量分析ユニット ** 戦略研究ユニット *** 電力・新エネルギーユニット **** 参与

再生可能エネルギー発電 | FIT電源設備容量は2021年度末には87GWまで拡大

FIT電源は、設備容量(卒FIT分を含む)は2021年度末には86.8GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大によって、地元住民とのコミュニケーション制約や作業員確保の障壁が発生し、建設工事遅延で、導入が若干鈍化するが、2021年度末に53.0GWまで拡大する。他方、風力は環境アセスメント等で運開まで長期間を要するため5.3GW。2021年度の発電量は1,662億kWh(うち太陽光: 798億kWh、中小水力: 399億kWh、バイオマス: 327億kWh、風力: 101億kWhなど)と総発電量の17%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	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
一次エネルギー国内供給(Mtoe) ¹	515.9	465.1	455.4	444.4	420.0	431.0	-2.4%	-5.5%	2.6%
石油 ² (100万kl)	232.3	202.8	192.8	186.1	170.8	176.0	-3.5%	-8.2%	3.1%
天然ガス ² (LNG換算100万t)	73.3	85.6	81.6	78.3	77.5	73.1	-4.0%	-1.1%	-5.6%
石炭 ² (100万t)	184.7	192.2	188.2	187.5	177.9	184.3	-0.3%	-5.1%	3.6%
原子力(10億kWh)	288.2	31.3	62.1	61.0	44.2	79.7	-1.7%	-27.5%	80.0%
再生可能電力 ³ (10億kWh)	111.2	169.4	177.1	187.9	197.8	205.6	6.1%	5.3%	3.9%
FIT電源(10億kWh)	63.2	123.2	133.9	146.2	155.7	166.2	9.2%	6.5%	6.8%
自給率	20.2%	9.4%	11.7%	12.1%	12.2%	14.4%	0.5p	0.1p	2.2p
販売電力量 ⁴ (10億kWh)	(926.6)	863.2	852.6	836.0	823.1	832.7	-1.9%	-1.5%	1.2%
都市ガス販売量 ⁵ (10億m ³)	39.28	42.43	41.58	40.40	39.07	40.55	-2.8%	-3.3%	3.8%
燃料油販売量(100万kl)	196.0	174.7	167.7	161.6	151.2	155.9	-3.6%	-6.5%	3.1%
エネルギー起源CO ₂ 排出(Mt)	1,137	1,110	1,065	1,029	939	955	-3.4%	-8.8%	1.6%
(FY2013比)	-8.0%	-10.1%	-13.8%	-16.7%	-24.0%	-22.7%	-2.9p	-7.3p	1.3p
輸 原油CIF価格(\$/bbl)	84	57	72	68	43	52	-6.2%	-36.0%	19.4%
入 LNG CIF価格(\$/MBtu)	11.3	8.5	10.5	9.5	6.8	7.3	-9.8%	-28.6%	8.1%
価 一般炭CIF価格(\$/t)	114	103	121	101	81	93	-16.2%	-20.4%	14.8%
格 原料炭CIF価格(\$/t)	175	147	160	137	102	115	-14.2%	-25.8%	12.3%
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	553.1	554.8	552.9	522.4	540.4	-0.3%	-5.5%	3.4%
鉱工業生産指数(CY2015=100)	101.2	103.5	103.8	99.9	90.1	96.8	-3.7%	-9.9%	7.5%
貿易収支(兆円)	5.3	2.4	-1.6	-1.3	2.7	10.6	-20%	-311.0%	289.6%
化石燃料輸入額(兆円)	18.1	16.3	19.1	16.6	10.2	11.8	-13.2%	-38.4%	15.4%
為替レート(¥/\$)	86.1	111.1	110.6	108.8	105.8	105.0	-1.7%	-2.7%	-0.8%
気 冷房度日	559	397	489	439	442	383	-10.2%	0.6%	-13.5%
温 暖房度日	1,079	1,071	865	818	998	1,014	-5.5%	22.1%	1.6%

(注) 1. Mtoeは石油換算100万t (= 10¹³ kcal)。

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

2013年度からは石油は9,145 kcal/L換算、LNGは13,016 kcal/kg換算、一般炭は6,203 kcal/kg換算、原料炭は6,877 kcal/kg換算。

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

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

トピック ◆ 要旨

[1] 運輸部門の輸送機関別の需要動向

2020年度はCOVID-19の影響を受け、テレワークの活用や不要不急の外出の減少による旅客輸送の急減に加え、産業やサービス業の需要落ち込みによる貨物輸送の減少により、統計比較可能な1953年度以降過去最大の減少率(-10.2%)となり、32年ぶりに70Mtoeを割る。2021年度は輸送量が回復して5.5%増加するが、2019年度比では5.2%減少。2年連続で70Mtoeを下回る。

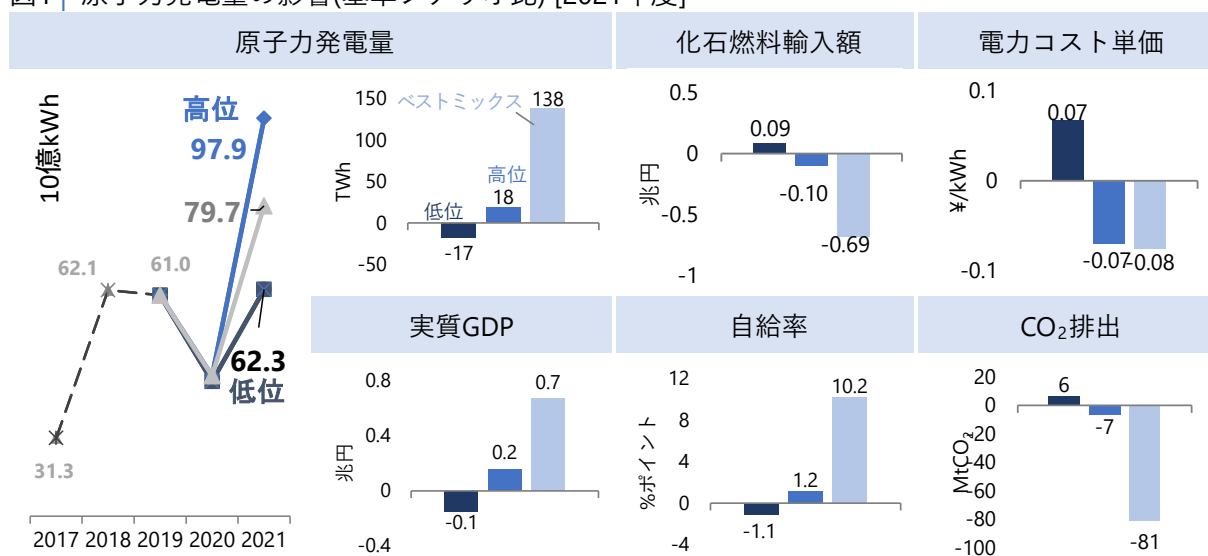
[2] 非効率石炭火力発電所フェードアウトの影響

現行のエネルギー基本計画において、非効率な石炭火力発電（超臨界(SC)以下）のフェードアウトに向けて取り組むとある。SC以下の石炭火力3,003万kWが仮に全て停止すれば、石炭火力発電量が1,650億kWh減少し、LNG代替の場合、同火力が1,647億kWh増加、熱利用等が必要な製造業ではLNG火力を新設が想定される。CO₂は2013年度比7.1%に相当する87Mt減も燃料費は0.23円/kWh上昇する。製造業では建設費1.8兆円上乘せに加え、副産物の別途処理等も必要となる。このフェードアウトは個々のプラントの状況を鑑みて、全体のCO₂排出削減の1つとして捉えて進める必要がある。CO₂削減という観点では、バイオマスや熱利用、副生ガスを含めた発電効率の計算を視野に入れながら石炭火力をターゲットにしたベンチマーク指標の作成が求められる。さらに、石炭火力を有する事業者は、2030年度という断面にとらわれずにフェードアウトに関する計画の検討・作成を求める必要がある。全体のCO₂排出量削減の進捗状況、およびフェードアウトの影響を報告値や計画を基にマクロで検討して、費用対効果の高いCO₂削減を進める必要がある。

[3] 原子力発電所の特重施設完成・再稼働遅延の影響

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。特重施設期限内完工で停止がないと仮定した高位ケースで、化石燃料輸入額は1,000億円減、自給率は1.2ポイント改善、CO₂は7Mt削減等、再稼働の円滑化が3Eに資する。2021年度以降も特重施設完成期限を迎えるプラントが増えることから、個々のプラントの状況に応じた適切な審査を通じた再稼働の円滑化がわが国の3Eにとって重要である。

図1 | 原子力発電量の影響(基準シナリオ比) [2021年度]



概況

2020年第3四半期(7-9月期)の日本経済は緊急事態宣言の解除による経済活動の再開を受け、GDP成長率が+5.3%と4四半期ぶりにプラス成長となり、寄与度は内需が+2.6%、外需が+2.7%となった。新型コロナウイルス感染症(COVID-19)の影響で落ち込んだ国内経済、世界経済は緩やかな回復基調にあり、感染拡大防止と経済活動の両立が図られることでさらなる回復が期待される。

原油輸入価格は、6月に世界全体での石油需要減少で\$25/bblまで下落。その後、COVID-19再拡大の懸念等が下落材料になりつつも、感染拡大によ

る経済活動への制約が徐々に薄まり、上昇。足元では\$40/bbl台で推移。

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、16基が設置許可基準審査に合格、9基が実際に再稼働済。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場合や司法判断で長期な運転停止が2020年度に5基ある。

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

基準シナリオにおける主要前提

コロナ禍

治療法、感染症対策の知見が深まり、予防効果95%に達したワクチンが欧米で実用化され始めた。2020年度は2021年1月以降、新規感染者数は徐々に減少し、重症者数は抑制され、医療崩壊、緊急事態宣言、社会不安の高まりはないと想定。2021年度はワクチンの効果の確認、供給体制の整備には時間を要し、社会的距離の確保等防疫対策は続くものの、ワクチン接種が広がるなど治療法が改善する中で、事態は好転していくと想定。

世界経済

世界経済の成長率を2020年は第2次世界大戦以降最低の-4.4%、2021年は+5.2%と想定。2020年は、COVID-19の影響による社会的距離の確保や上半期の世界各国でのロックダウンの影響により大幅に減少。2021年にかけては消費、投資が徐々に回復するが、2019年から0.6%増とCOVID-19前をкаろうじて上回る程度にとどまる。

原油・LNG・石炭輸入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、2020年度は平均\$43/bbl(上期\$36、下期\$50)、2021年度は\$52/bblと2020年度下期から上昇と想定。LNGは、原油価格の変動から遅れ、2020年度は\$6.8/MBtu、2021年度は\$7.3/MBtu。一般炭価格は、2020年度下期から2021年度に向けて徐々に上昇。原料炭も、中国の経済の回復から鋼

材需要が伸び、2021年度に向けて上昇。一般炭輸入価格は2020年度が\$81/t、2021年度が\$93/t、原料炭は2020年度が\$102/t、2021年度が\$115/tと想定(IEEJ 橋爪「2021年の内外石油情勢の展望と課題」、橋本「2021年の内外ガス情勢の展望と課題」、伊藤「2021年の国際石炭情勢の展望と課題」)。

為替レート

為替レートは、年度平均で2020年度¥105.8/\$、2021年度¥105.0/\$と想定。

気温

2020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く、以降は平年並みと想定。2020年度夏は前年度比並み(+0.0°C)、冬は記録的な暖冬であった前年度比で寒い(-1.2°C)。2021年度夏は前年度比で涼しく(-0.5°C)、冬はやや寒い(-0.2°C)。

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。2020年度は新たに2基が順次再稼働し、年度末時点の累積再稼働基数は11基になるも、司法による差し止め、特重施設の完成遅れで5基の停止が長引き、平均稼働月数は5か月、発電量は442億kWh(前年度比-27.5%)。2021年度は新たに2基が順次再稼働し、年度末時点の累積再稼働基数は13基となるが、司法による差し止め、特重施設の完成遅れで4基が停止。平均稼働月数は8か月で、発電量は797億kWh(前年度比+80.0%)。

マクロ経済

2021年度は実質GDP成長率が3.4%も、2020年度の落ち込みが大きく、COVID-19前の2019年度を下回る状態が続く

2020年度の実質GDP成長は下期に回復に向かうものの、戦後最大の減少率(-5.5%)。個人消費が下半期も自粛ムードの残存により減少(-5.8%)、設備投資が企業業績の悪化や先行き不透明感を受け、減少(-7.2%)となり、民需は5.2%の減少寄与。公需は特別定額給付金等の経済対策で0.7%の増加寄与。外需は欧米での経済活動の停滞を背景に製造業の輸出が減少し、1.0%の減少寄与。

2021年度はGDP成長率は+3.4%も増加分は前年度の減少の半分強に止まる。個人消費はCOVID-19の影響の緩和による消費者心理の改善により増加(+3.4%)。ただし、感染拡大防止の継続に加え、所得・雇用環境の悪化もあることから、外出を伴う外食、旅行、レジャー関連支出は回復が限

定的。設備投資は、テレワーク関連等感染拡大防止のための情報化投資に加え、先行き不透明感の低下や企業収益の持ち直しに伴い、業務の効率化、人手不足への対応のための投資など前年度延期分を中心に増加(+2.4%)。民需は2.1%の増加寄与に止まり、震災後の2012年度を下回る。公需は公共投資が国土強靱化計画、政府支出が医療費の増加等で0.4%の増加寄与となり、過去最大を更新。外需は世界経済の緩やかな回復に伴い輸出が増加するも、輸入も増加し、0.9%の増加寄与。

化石燃料輸入額は、2020年度は需要の減少に加え、全ての化石燃料価格が下落することで38.4%減少。2021年度は需要回復、価格上昇により15.4%増も、前年度を除けば2004年度以来の低水準。

表2 | マクロ経済

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
実質GDP (2015年価格兆円)	512.1	553.1	554.8	552.9	522.4	540.4	-0.3%	-5.5%	3.4%
民間需要	383.7	415.2	416.1	412.9	384.1	395.0	(-0.6%)	(-5.2%)	(2.1%)
民間最終消費支出	290.5	302.2	302.7	299.8	282.5	292.0	-0.9%	-5.8%	3.4%
民間住宅投資	18.2	20.9	19.9	20.4	19.0	19.2	2.5%	-6.9%	1.1%
民間設備投資	73.7	90.2	91.1	90.5	84.0	86.0	-0.6%	-7.2%	2.4%
公的需要	124.2	135.0	136.2	138.9	143.1	145.1	(0.5%)	(0.7%)	(0.4%)
政府最終消費支出	98.1	107.5	108.7	110.9	113.9	115.3	2.0%	2.8%	1.2%
公的固定資本形成	26.2	27.4	27.6	28.0	29.1	29.8	1.5%	3.9%	2.3%
財貨・サービスの純輸出	4.7	3.3	2.7	1.2	-5.1	-0.1	(-0.2%)	(-1.0%)	(0.9%)
財貨・サービスの輸出	83.8	103.0	105.1	102.4	89.5	98.4	-2.6%	-12.6%	10.0%
財貨・サービスの輸入	79.2	99.7	102.5	101.2	94.6	98.5	-1.2%	-6.5%	4.2%
名目GDP (兆円)	504.9	555.7	556.8	559.7	532.5	551.4	0.5%	-4.9%	3.5%
貿易収支(兆円)	5.3	2.4	-1.6	-1.3	2.7	10.6	-19.8%	-311.0%	289.6%
輸出	67.8	79.2	80.7	75.9	65.5	72.7	-6.0%	-13.7%	11.0%
輸入	62.5	76.8	82.3	77.2	62.8	62.1	-6.3%	-18.7%	-1.1%
化石燃料輸入	18.1	16.3	19.1	16.6	10.2	11.8	-13.2%	-38.4%	15.4%
石油	12.3	9.6	11.3	10.1	5.7	6.9	-11.0%	-43.1%	20.2%
LNG	3.5	4.1	4.9	4.1	2.7	2.9	-15.8%	-33.0%	3.9%
経常収支(兆円)	18.3	22.4	19.6	20.1	21.1	31.1	2.8%	5.0%	47.0%
国内企業物価指数(CY2015=100)	97.6	99.3	101.5	101.6	99.8	100.6	0.1%	-1.7%	0.7%
消費者物価指数(CY2015=100)	96.4	100.7	101.4	102.0	101.5	101.7	0.5%	-0.5%	0.2%
完全失業率(%)	5.0	2.7	2.4	2.3	3.1	3.3	[-0.1%]	[0.8%]	[0.1%]

(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

2021年度は世界・国内経済の回復を背景に重電機器や自動車を中心に幅広い業種で増産も、リーマンショック後の2009年度を上回る程度への回復に止まる

2020年度の鉱工業生産指数は、COVID-19対策により、巣ごもり需要やテレワーク対応で家電やパソコンなどの情報関連財の需要は一部増えるものの、世界・国内経済の停滞で大幅に下落(-9.9%)。1987年度(91.6)を下回る。2021年度は、COVID-19の収束に伴い、世界・国内経済の回復を背景に重電機器や自動車を中心に幅広い業種で増産(+7.5%)も、リーマンショック後の2009年度(93.0)を上回る程度への回復に止まる。

2020年度の粗鋼生産量は、COVID-19対策により世界全体で機械の生産や建設が落ち込んだことで、内需、外需ともに大幅に落ち込む(-15.6%)。1971年度以来初めて9,000万tを下回る。2021年度は、内需が機械、建材等全用途で回復することに加え、輸出がとりわけASEAN向けが回復し、大幅に増加(+6.9%)。しかし、9,000万tには届かず、前年度を除けば、引き続き1971年度以来の低水準。

2020年度のエチレン生産量は、プラントの定期修理が多いことにより調整弁の輸出が減ることに加え、自動車をはじめとした国内生産の低下により合成樹脂需要等が落ち込み、7.5%減少。1993年度以来初めて600万tを下回る。2021年度は、産業の生産回復に加え、定期修理が少ないことから輸出も増え、4.9%増加もかろうじて600万tを上回る。

2020年度のセメント生産量は、中国の環境規制等による供給不足で輸出が増加するも、国内の感染症対策による工期遅延で減少(-2.9%)。1970年度以降最も低い2010年度(56.1百万t)近くまで落ち込む。2021年度は、輸出がCOVID-19の影響で需要が減っていた東南アジア、オセアニアで回復が堅調なことで増加。さらに、内需が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。ただし、1970年度以降で3番目に低い(+1.2%)。

2020年度の紙・板紙生産量は、EC利用拡大も電子化が急速に進んだことに加え、在宅勤務増加による印刷情報用紙、イベント減少による広告紙、産業活動、観光需要減少による土産物需要減少で板紙が減少し、大幅に落ち込む(-8.5%)。2021年度は、EC利用拡大が続く中、産業活動や観光需要の回復に加え、EC利用のトレンドが続き増加(+5.5%)もCOVID-19前からの長期減少傾向は続く。

2020年度の自動車生産量は、内需、外需ともに世界での所得減少や外出自粛による購入機会の減少で大幅に落ち込む(-19.8%)。1976年以来初めて8,000万台を下回る。2021年度は国内外の経済回復に伴い増加するも、海外市場での回復の鈍さによる輸出の回復の鈍さがあり、リーマンショック後の2009年度(8,865千台)は下回る(+16.4%)。

表3 | 生産活動

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
粗鋼(100万t)	110.8	104.8	102.9	98.4	83.0	88.8	-4.3%	-15.6%	6.9%
生 エチレン(100万t)	7.00	6.46	6.19	6.28	5.81	6.09	1.5%	-7.5%	4.9%
産 セメント(100万t)	56.1	60.4	60.2	58.1	56.5	57.1	-3.5%	-2.9%	1.2%
量 紙・板紙(100万t)	27.3	26.4	26.0	25.0	22.9	24.1	-3.8%	-8.5%	5.5%
自動車(100万台)	8.99	9.68	9.75	9.49	7.61	8.85	-2.7%	-19.8%	16.4%
鉱工業(CY2015=100)	101.2	103.5	103.8	99.9	90.1	96.8	-3.7%	-9.9%	7.5%
食料品・たばこ	100.7	100.2	99.6	100.5	97.1	99.7	0.9%	-3.4%	2.6%
化学	99.6	105.4	107.5	104.5	98.8	103.0	-2.8%	-5.4%	4.3%
非鉄金属	100.0	103.5	104.3	99.2	88.4	94.7	-4.8%	-10.9%	7.2%
金属機械	99.4	105.0	105.6	100.3	87.9	97.2	-5.1%	-12.3%	10.5%
第3次産業活動指数(CY2015=100)	97.6	101.9	103.0	102.3	95.4	99.6	-0.7%	-6.8%	4.5%

(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

2021年度はエネルギー消費量が大きく増加も、原子力が増加してLNG輸入は震災以降初めて2010年度と同水準まで低下。CO₂は2年連続でパリ協定目標の9割以上を達成

2020年度の一次エネルギー国内供給は、前年度の暖冬の反動増があるものの、COVID-19による機械工業等の製造業の減産や運輸の輸送量の減少で、大きく落ち込む(-5.5%)。2021年度は産業活動や輸送量の回復により増加(+2.6%)も1987年度以来の低水準。大きな改善が続いてきたGDP原単位は2年連続で改善率が1%未満と大幅に鈍化。

2020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の影響で伸び率が鈍化(+2.2%)。2021年度は非住宅用太陽光を中心に稼働が増加(+3.8%)。一次国内供給の6%を占める。

2020年度の原子力は2基が順次再稼働するが、再稼働済みのプラントの停止が長引き、前年度より減少(-26.5%)。2021年度は2基が順次再稼働する中、司法による差し止め、特重施設の完成遅れで4基が停止。75.6%増にとどまる。

2020年度の石油は前年度の暖冬の反動があるが、生産活動や輸送量が大きく落ち込むことに加え、石油製品の輸出がジェット燃料を中心に落ち込み、1980年度以来最大の減少率(-8.2%)。2021年度は生産活動や輸送量の回復に加え、エチレン増産もあり増加(+3.1%)。ただし、効率改善、燃料転換があり、石油依存度は+0.2p上昇に止まる。

2020年度の石炭は発電用が石炭火力の運転開始が続き増加も粗鋼やセメント生産量の落ち込みにより減少(-5.4%)。2021年度も新たな石炭火力の運転開始に加え、素材生産量も回復することに伴い、発電用、産業用ともに増加(+3.4%)。

2020年度の天然ガスは発電用、都市ガス製造用ともに減少(-1.1%)。2021年度は都市ガス製造用で増えるが、原子力の発電量が増加することから発電用が減少し、5年連続で減少(-5.6%)。LNG輸入量は震災以降初めて2010年度と同水準まで低下。

2020年度の自給率は、原子力が減るも化石燃料需要の減少に伴い、微増(+0.1p)。2021年度は、2.2p上昇して14.4%となり、7年連続で上昇。2030年度目標(24.3%)の6割を占める。

2020年度のエネルギー起源二酸化炭素(CO₂)排出は、8.8%減の939Mtとなり、パリ協定目標基準年の2013年度比24.0%減。エネルギー起源CO₂の削減目標(2030年度に2013年度比25.0%削減)を概ね達成。2021年度は経済活動の回復による化石燃料需要の増加で1.6%増の955Mtとなるも、2013年度比22.7%減と目標の9割以上を達成。ただし、一時的な経済低迷によるエネルギー需要減少の影響があり、削減目標の進捗の把握が今後の課題に。

表4 | 一次エネルギー国内供給

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
一次エネルギー国内供給(Mtoe)	515.9	465.1	455.4	444.4	420.0	431.0	-2.4%	-5.5%	2.6%
石炭	119.1	123.7	121.5	120.4	113.9	117.8	-0.9%	-5.4%	3.4%
石油	212.0	185.5	176.2	170.1	156.1	160.8	-3.5%	-8.2%	3.1%
天然ガス	95.7	111.4	106.7	102.4	101.2	95.6	-4.0%	-1.1%	-5.6%
LNG輸入(100万t)	70.6	83.9	80.6	76.5	74.9	71.3	-5.0%	-2.1%	-4.8%
水力	17.7	17.5	16.7	16.5	16.7	16.6	-1.1%	1.2%	-0.6%
原子力	60.7	6.8	13.3	13.0	9.6	16.8	-1.8%	-26.5%	75.6%
新エネルギー等	10.7	20.2	21.1	22.1	22.5	23.4	4.4%	2.2%	3.8%
自給率	20.2%	9.4%	11.7%	12.1%	12.2%	14.4%	0.5p	0.1p	2.2p
GDP原単位(FY2013=100)	109.4	91.5	89.4	87.6	87.5	86.8	-2.1%	-0.1%	-0.8%
エネルギー起源CO ₂ 排出(MtCO ₂)	1,137	1,110	1,065	1,029	939	955	-3.4%	-8.8%	1.6%
(FY2013比)	-8.0%	-10.1%	-13.8%	-16.7%	-24.0%	-22.7%	-2.9p	-7.3p	1.3p

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

販売電力量・電源構成(電気事業用)

2021年度は電灯は大きく増加した前年度から高止まり、電力は製造業の生産回復で増加し、販売電力量は増加。火力発電は2011年度以降初めて7割を下回るも石炭は増加

2020年度の販売電力量は1.5%減少。電力は、業務用を中心に前年度の暖冬の反動による暖房・給湯増はあるが、鉄鋼・機械工業等での生産停滞で減少(-4.3%)。一方、電灯は、前年度の暖冬からの反動に加え、テレワークの普及や外出自粛による在宅率の上昇で、大幅に増加(+4.3%)。

2021年度の販売電力量は1.2%増加もCOVID-19前の2019年度を0.4%下回る。電力は、鉄鋼・機械工業等での生産活動が回復することから増加(+1.8%)。ただし、2019年度からは2.5%減少。電灯は、オール電化住宅が増え、給湯・厨房等での電化は進展するも、前年度の外出自粛の反動による在宅率の低下に加え、LED等の省エネルギー機器や太陽光発電の普及で微減(-0.1%)。

販売量に占める新電力のシェアは、電力小売全面自由化で、2016年4月の5.1%から2020年8月には19.7%まで増加。電灯は21.5%、低圧電力は17.3%となり、着実に増加傾向。高圧、特別高圧も2020年度に電力需要が減少する中で増加傾向となり、2016年4月の10.5%、5.3%から26.2%、8.5%となった。高圧では低圧電力と同等のスイッチングが起こっている。

電源構成は、原子力は2020年度に定期検査が長引き1.8p下落するが、2021年度は再稼働が進むことに加え、定期検査も少なく、3.8p上昇。再生可能(除水力)等は2020年度は運転開始が鈍化するも、電力需要が減少するため、1.2p上昇。2021年度は非住宅太陽光を中心に稼働が増加し、1.0p上昇。2万kWの上岩松1号機が2021年7月に廃止されるため水力が0.1p下落するも、2021年度の非化石電源は30.6%になり、東日本大震災以降初めて30%を超える。しかし、2010年度(38.2%)と比較すると7.6p低く、引き続き拡大が求められる

石炭火力は2020年度上半期に営業運転開始が続いた。下半期以降も営業運転を始める発電所が相次ぐ(2020年度下期に3基87万kW(釧路・常陸那珂共同1号、海田)、2021年度に3基226万kW(広野IGCC、武豊、神戸))。これにより、2021年度の石炭火力のシェアは30.8%と大きく増加(2020年度:+1.4p、2021年度:+0.7p)。2021年度の石油他は石油火力(C重油焚き、原油生焚き)が減少し、0.6p減。LNG火力は他電源の増加の影響で4.7p低下し、2021年度は32.5%となるが、震災前の2010年度(29.3%)と比較すると、依然として3.2p高い。

表5 | 販売電力量、発電電構成(電気事業用)

					見通し		前年度比増減率・差		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
販売電力量(10億kWh)	(926.6)	863.2	852.6	836.0	823.1	832.7	-1.9%	-1.5%	1.2%
電灯	304.2	279.3	270.3	266.7	278.1	277.7	-1.4%	4.3%	-0.1%
電力	(622.4)	583.9	582.2	569.4	545.0	555.0	-2.2%	-4.3%	1.8%
特別高圧・高圧	(576.5)	544.9	544.6	533.2	508.7	518.6	-2.1%	-4.6%	1.9%
低圧	(45.9)	39.0	37.6	36.2	36.3	36.4	-3.7%	0.1%	0.2%
発電電力量(10億kWh)	(1,028)	966.4	949.0	923.5	909.3	919.5	-2.7%	-1.5%	1.1%
水力	(8.5%)	9.3%	9.2%	9.4%	9.7%	9.5%	0.2p	0.3p	-0.1p
火力	(61.7%)	79.5%	75.2%	73.8%	74.1%	69.4%	-1.4p	0.3p	-4.7p
石炭	(25.0%)	29.5%	28.7%	28.7%	30.1%	30.8%	-0.0p	1.4p	0.7p
LNG	(29.3%)	41.1%	39.6%	38.4%	37.2%	32.5%	-1.2p	-1.2p	-4.7p
石油他	(7.5%)	8.9%	6.9%	6.7%	6.8%	6.1%	-0.2p	0.1p	-0.6p
原子力	(28.6%)	3.2%	6.5%	6.6%	4.9%	8.7%	0.1p	-1.8p	3.8p
再生可能(除水力)等	(1.1%)	7.9%	9.0%	10.2%	11.4%	12.4%	1.2p	1.2p	1.0p

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

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

都市ガス販売量(ガス事業者)

2021年度は2019年度を上回るも気温の影響が大きく、一般工業用、商業用は前年度の落ち込みを取り戻すには至らず

2020年度の都市ガス販売量¹は、家庭用、発電用(電気事業用)、その他用で増加するが、一般工業用、商業用で減少し、5年ぶりに400億m³を割る(-3.3%)。2021年度は、406億m³(+3.8%増)となり、2019年度を上回る。しかし、2019年度は冬が1897年度の統計開始以降で最も暖かい需要不振の年であったこと、2020年度に発電用(電気事業用)での増加が大きいたことが影響しており、一般工業用、商業用は、2019年度水準を下回っている。

家庭用は、厨房用がIH普及、給湯・暖房用が省エネ型給湯器やオール電化の普及により構造的に減少が続いている。ただし、2020年度は前年度の暖冬の反動による給湯・暖房用の増加に加え、外出自粛やテレワークの増加に伴う在宅率の上昇により増加(+4.7%)。2021年度は前年度からやや暖冬であることに加え、前年度の外出自粛の反動による在宅率の低下に伴い減少(-1.4%)。

業務用(商業用・その他用)は、省エネルギーが進む中、2020年度は、前年度よりも冬は寒く給湯・暖房需要が増加する。しかし、商業用はCOVID-19感染拡大防止を目的とした外出自粛や社会的距離の確保に伴い、宿泊業・飲食サービス業、生活関連サービス業・娯楽業が打撃を受け、大幅に減少(-10.0%)。21年ぶりに40億m³を割る。その他用は学校の臨時休校やオンライン授業の定着があったものの、気温影響が大きく、増加(+4.2%)。2021年度は宿泊業・飲食サービス業、生活関連

サービス業・娯楽業が回復するものの、依然として社会的距離の確保は続き、COVID-19感染前の2019年度より活動水準は低い。さらに、夏が涼しいことによる冷房需要の減少もあり、商業用は6.5%増加するも40億m³には届かない。暖冬であった2019年度からは4.2%の減少。その他用は遠隔医療やオンライン授業が一定程度定着することに加え、冷房需要が減少するものの、学校、医療業が正常化に近づくことで増加(+3.5%)。

工業用は、2020年度は6.2%減。一般工業用は、自動車など機械工業の生産活動の停滞から減少(-9.2%)。しかし、真岡発電所1号機(62万kW)が2019年度上期末、同2号機(62万kW)が2019年度末に運開したことにより、発電用(電気事業用)が増加(+8.2%)。2021年度は5.6%増。製造業の生産活動が回復し一般工業用が増加(+7.1%)。一方、大型の発電所の運開の計画がなく、発電用(電気事業用)は横ばい(+0.0%)。

販売量に占める新規小売のシェアは、都市ガス小売全面自由化により、2017年4月の8.2%から2020年8月には15.9%まで増加した。自由化から3年半となる家庭用は11.6%、商業用は5.1%で特に家庭用は堅調にシェアは増加を続けている。工業用は横ばい傾向であったが、2019年度下期から増加傾向となっており、2017年4月の12.6%から20.1%となり、商業用より新規小売のシェアは伸びている。

表6 | 都市ガス販売量(ガス事業者)

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
合計(10億m ³)	39.28	42.43	41.58	40.40	39.07	40.55	-2.8%	-3.3%	3.8%
家庭用	9.79	9.87	9.24	9.38	9.81	9.67	1.4%	4.7%	-1.4%
商業用	4.75	4.36	4.26	4.16	3.74	3.99	-2.3%	-10.0%	6.5%
工業用	21.61	24.49	25.03	23.82	22.34	23.60	-4.8%	-6.2%	5.6%
一般工業用	(20.28)	20.19	20.51	19.66	17.85	19.11	-4.1%	-9.2%	7.1%
発電用(電気事業用)	(1.34)	4.29	4.52	4.15	4.49	4.49	-8.0%	8.2%	0.0%
その他用	3.13	3.71	3.05	3.05	3.18	3.29	0.2%	4.2%	3.5%

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

¹ 旧簡易ガス事業者を除くガス事業者

燃料油・LPG販売量、原油処理量

燃料油販売は2021年度に輸送用を中心に回復し、9年ぶりに対前年度で増加も、長期減少傾向は続く

2020年度の燃料油販売は、前年度の暖冬からの反動はあるものの、COVID-19対策により輸送用、工業用で大幅に減少(-6.5%)。減少率は2008年度以来の大きさ。2021年度は輸送用や工業用で回復し、9年ぶりに対前年度で増加(+3.1%)も2019年度からは3.6%減と長期減少傾向が続く。

2020年度のガソリンは、乗用車の輸送量がCOVID-19対策で大幅に減少し、量、率ともに戦後最大の減少(-4.8百万kl、-9.8%)。2021年度は、輸送量の回復に伴い6年ぶりに増加も(+4.8%)、2019年度からは5.4%減と長期減少傾向が続く。

2020年度のナフサは、エチレンプラントの定期修理が多く5.9%減少。エチレンの生産量と同様に1993年度以来の低水準。2021年度はエチレンプラントの稼働が増加し、4.1%の増加。

2020年度の灯油は、在宅率の上昇や前年度暖冬からの反動に伴い増加(+12.8%)。2021年度は暖房需要は増加も、燃料転換が進み減少(-1.7%)。油種間で唯一2019年度から増加。

2020年度の軽油は、旅客、貨物の輸送需要が大幅に減少し、33年ぶりに3,200万klを割る(-6.1%)。2021年度は輸送需要の回復により3.5%の増加も、前年度を除けば2009年度以来の低水準。

2020年度のA重油は、前年度の暖冬からの反動でビル・病院・学校の暖房・給湯用において増加するも、産業活動の落ち込みに伴い減少(-1.8%)。51年ぶりに千万klを割る。2021年度は産業活動の回復や暖房・給湯需要が増加するも、省エネ、燃料転換で減少(-1.3%)。

B・C重油は、産業用では燃料転換や省エネルギーの進展も2021年度は生産量の回復で微増(+0.4%)。発電用途は、2020年度から東京、中部エリアの石油火力が長期停止に入るなど稼働率低下で減少。合計で、2020年度-13.1%、2021年度-10.0%と減少が続く、震災後最大であった2012年度の2割まで減少。

2020年度のLPGは、民生用は暖房用で増加も飲食店の稼働率減少で厨房用が減少。産業用は生産量の低迷とエチレンプラントの稼働減により減少。さらに、営業旅客の輸送量も減少し、合計で6.2%減少。2021年度は飲食店の活動量や産業の生産量、営業旅客の輸送量が回復し、4.3%増加。

2020年度の原油処理量は、ジェット燃料油を中心に輸送用燃料の輸出が大幅に減少し、燃料油販売の減少率を大幅に下回る(-16.3%)。2021年度は増加も、輸送用燃料の輸出は回復せず、変化率は2年連続で燃料油販売を下回る(+2.8%)。

表7 | 燃料油・LPG販売量、原油処理量

					見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
燃料油販売量(100万kl)	196.0	174.7	167.7	161.6	151.2	155.9	-3.6%	-6.5%	3.1%
ガソリン	58.2	51.8	50.6	49.1	44.3	46.4	-3.0%	-9.8%	4.8%
ナフサ	46.7	45.1	43.9	42.5	40.0	41.7	-3.1%	-5.9%	4.1%
ジェット燃料油	5.2	5.0	5.0	5.1	3.5	4.3	3.5%	-32.9%	25.3%
灯油	20.3	16.6	14.5	13.6	15.4	15.1	-6.3%	12.8%	-1.7%
軽油	32.9	33.8	33.8	33.7	31.6	32.7	-0.4%	-6.1%	3.5%
A重油	15.4	11.5	11.1	10.2	10.0	9.8	-8.2%	-1.8%	-1.3%
B・C重油	17.3	10.8	8.8	7.4	6.4	5.8	-16.3%	-13.1%	-10.0%
電力用	7.7	6.0	4.0	2.6	2.2	1.6	-33.3%	-15.9%	-29.7%
その他用	9.7	4.8	4.9	4.7	4.2	4.2	-2.5%	-11.5%	0.4%
LPG販売量(100万t)	16.5	14.8	14.2	14.1	13.3	13.8	-0.5%	-6.2%	4.3%
原油処理量(100万kl)	208.9	184.2	176.7	174.0	145.6	149.6	-1.5%	-16.3%	2.8%

再生可能エネルギー発電(FIT電源)

COVID-19で導入速度は鈍化するも、再生可能エネルギー発電の導入容量は87GWまで拡大

FIT電源の設備認定容量は、2017年3月には105GWまで達した。しかし、未稼働案件の認定失効により、その後ほぼ90GW前後で推移している。2020年6月末における設備認定容量は、93.1GW(うち太陽光:74.3GW、風力:9.0GW、バイオマス:8.3GW)となっている。

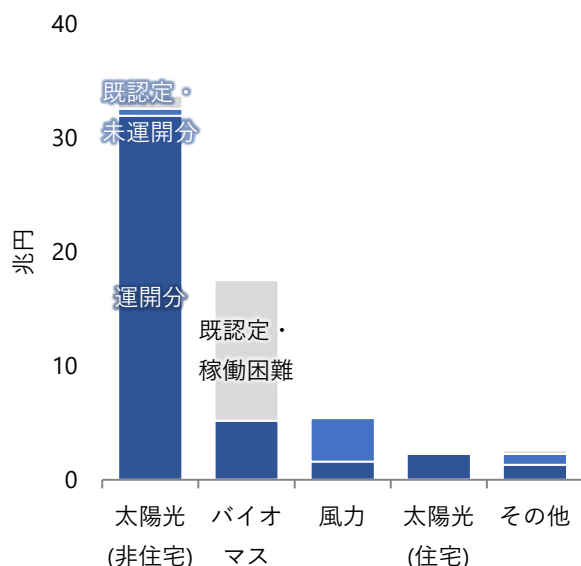
仮に、この認定済93.1GWすべてが稼働した場合、消費者負担額は運転設備および移行設備²を含めて累積60兆円にのぼる³。これは¥3.4/kWh——家庭用15%、産業用等21%——の電力料金の値上げに相当。しかし、認定失効等がなかった場合の70兆円からは大きく削減され、改正FIT法は一定の成果を上げた。さらに、燃料調達等の理由で稼働が困難と見込まれる約2GWのバイオマス発電を差し引くと、46兆円まで削減される。

設備容量(卒FIT分を含む)は2021年度末には86.8GWに達する。非住宅用太陽光は、COVID-19感染拡大によって、地元住民とのコミュニケー

ション制約や作業員確保の障壁が発生し、建設工事遅延で導入が若干鈍化するが、2021年度末に53.0GWまで拡大する。他方、風力は環境アセスメント等で運開まで長期間を要するため5.3GW。2021年度の発電量は1,662億kWh(うち太陽光:798億kWh、中小水力:399億kWh、バイオマス:327億kWh、風力:101億kWhなど)と総発電量の17%を占める。

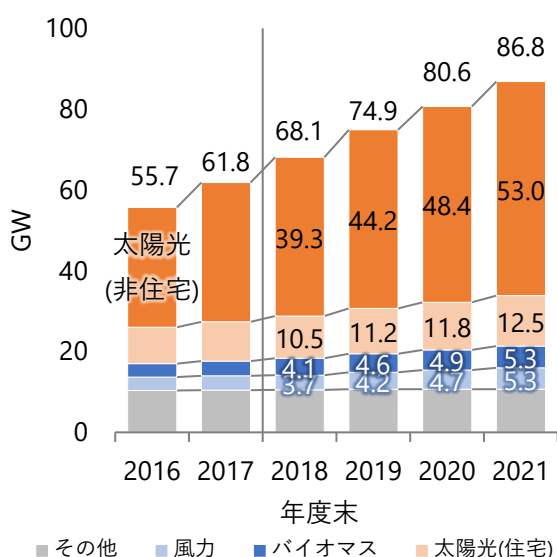
FIT法の2020年度末までの抜本的な見直しに向けた政府審議会での議論では、大規模太陽光や風力については、電力市場への統合を目指し、FIP(Feed-in Premium)導入に向けた詳細な制度設計が検討されている。また、再エネの系統接続制約の克服に向けてコネクト&マネージの対策も強化される。再生可能エネルギーに市場競争力を持たせつつ、長期安定的な主力電源とすることが重要となる。

図1 FITによる買取期間の累積負担額
(2020年6月末時点認定・運転開始設備分)



(注)買取期間は、住宅用太陽光が10年、地熱が15年、その他が20年

図2 再生可能エネルギー発電設備容量
(運転開始ベース)



(注) FIT買取期間が終了した設備を含む

² FIT制度開始前導入設備でFIT開始後に本制度へ移行した設備。

³ 移行設備の残存買取期間も考慮。回避可能原価は、

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

Topic [1] 運輸部門の輸送機関別の需要動向

運輸部門のエネルギー需要は、2020年度はCOVID-19の影響で全輸送機関で輸送需要が落ち込み、大幅減。2021年度は増加も増加分は緩やかで、70Mtoeを下回る

2010年代の運輸のエネルギー需要は、輸送量の増加が増加寄与してきたが、自動車は燃費の改善、航空、船舶、鉄道は省エネ機器への買い替え等による原単位改善の減少寄与が上回り、減少傾向にあった。2020年度はCOVID-19の影響を受け、テレワークの活用や不要不急の外出の減少による旅客輸送の急減に加え、製造業やサービス業の需要落ち込みによる貨物輸送の減少により、統計比較可能な1953年度以降過去最大の減少率(-10.2%)、32年ぶりに70Mtoeを割る。2021年度は輸送量が回復して5.5%増加するが、2019年度比では5.2%減少。2年連続で70Mtoeを下回る。

旅客乗用車は運輸部門の半分以上のシェアを占める。近年は所得の増加により、自家用乗用車の保有台数・走行距離が増加してきたが、燃費改善やハイブリッド車などの次世代自動車の普及に伴い減少傾向にあった。2020年度は不要不急な外出自粛の影響を受け、10.5%の減少となり、統計比較可能な1965年度以降初めて2桁減。2021年度は移動需要が回復し、5.4%の増加も1989年度以来の低水準。

貨物乗用車は運輸部門の3割を占め、旅客よりも景気変動の影響を受けやすい。近年はネット通販等で需要が増える中、輸送効率の改善や燃費改善で概ね横ばい傾向で推移していた。2020年度は巣ごもり需要の拡大でネット通販需要が増えて宅配分は好調になるが、産業やサービス業の活動が落ち込むことで輸送量が低迷し、5.2%減少。2021年度は経済回復に伴い輸送量が増加するも1988年度以来の低水準(+2.8%)。

航空は、旅客が9割近くを占め、近年、国民の所得や訪日外国人の増加により移動需要が増加したことに加え、輸送能力の拡大や輸送コストの減少により航空需要が増えてきた。その中、燃費効率の良い航空機材への更新などにより、エネルギー消費量は横ばい傾向であった。2020年度は運休・減便が相次ぎ、エネルギー消費量は統計比較可能な1965年度以降過去最大の減少率(2011年度:-18.5%)を大きく上回る(-32.9%)。2021年度は旅客需要の回復に伴い輸送量は回復するが、1989年度以来の低水準(+25.3%)。

船舶は、貨物が7割を占めており、近年輸送量、エネルギー消費量ともに減少傾向であった。輸送品目は生産・建設関連物資が中心であり、これらの生産の影響を受ける。2020年度は建築の工期が長期化したことに加え、産業の落ち込みに伴い、輸送量が減少し、エネルギー消費量は減少(-2.9%)。しかし、人々の移動制限による影響は少なく、他の輸送機関より減少率は低い。2021年度は産業やサービス業の生産活動の回復に伴い、5年ぶりに増加も長期的な減少傾向は続く(+0.4%)。

鉄道は旅客が9割以上を占め、輸送量は移動需要の増加で近年増加傾向にあった。エネルギー消費量は省エネ車両の導入、高効率機器への更新、節電の取組み等による輸送原単位の改善に伴い、ほぼ横ばい傾向であった。2020年度は不要不急の外出の減少に加え、テレワークやオンライン会議が増え、統計比較可能な1965年度以降最大の減少率(-20.4%)。2021年度は輸送需要が回復して増加も1988年度以来の低水準(+17.2%)。

表8 | 運輸の輸送機関別需要

	実績				見通し		前年度比増減率		
	FY2010	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	FY2019	FY2020	FY2021
運輸(Mtoe)	82.43	75.43	74.33	73.07	65.64	69.26	-1.7%	-10.2%	5.5%
旅客乗用車	48.69	42.03	41.15	39.99	35.78	37.71	-2.8%	-10.5%	5.4%
貨物乗用車	24.42	24.78	24.63	24.37	23.10	23.74	-1.1%	-5.2%	2.8%
航空	4.52	4.35	4.31	4.46	3.00	3.75	3.5%	-32.9%	25.3%
船舶	2.70	2.15	2.12	2.13	2.06	2.07	0.3%	-2.9%	0.4%
鉄道	2.11	2.12	2.12	2.12	1.69	1.98	0.1%	-20.4%	17.2%

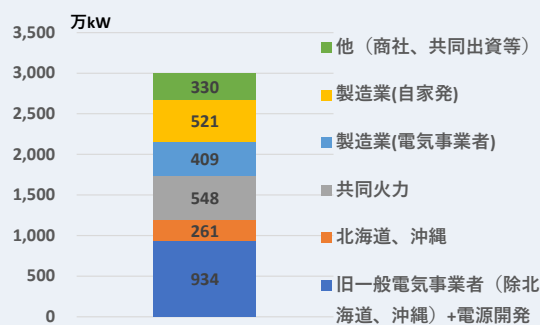
Topic [2] 非効率石炭火力発電所フェードアウトの影響

非効率石炭火力発電所のフェードアウトでCO₂は2013年度比7.1%減も燃料費は0.21円/kWh上昇。熱利用など発電所が発電以外の役割を有する製造業では建設コストも発生

石炭火力は長期エネルギー需給見通しにおいて、2030年度に電源構成の26%程度が目標とされているが、2019年度に電源構成の31.9%を占めた。さらに、電気事業者の石炭火力の設備容量は2020年8月時点で4,944万kWであったが、2021年度末までに314万kW新設される見込みであり、以降も505万kWの新設計画がある。石炭火力は運転コストが相対的に安価であるため、新設分は同程度の設備利用率で発電されると見込まれ、石炭火力のシェアはさらに高まると考えられる。

今後、新設が計画されている石炭火力の運転開始が見込まれる中、2018年7月に閣議了解をしたエネルギー基本計画において、石炭火力発電の効率化・次世代化を推進するとともに、非効率な石炭火力発電（超臨界(SC)以下）のフェードアウトに向けて取り組んでいくことが記載されている。現在、SC以下の石炭火力は3,003万kW⁴ある。

図3 | 超臨界(SC)以下の石炭火力の設備容量



SC以下の石炭火力は大型を必要としない製造業など旧一般電気事業者と電源開発以外の事業者も多く保有している。本稿では、仮に2030年度までに予定されている全ての非効率な石炭火力発電所(SC以下)が停止した場合の影響について、2021年度の経済・エネルギー需給の姿を援用して仮想的に分析する。

共同火力や製造業で使われている石炭火力は熱利用が必要であることから、ここでは、仮に全てLNG火力新設に置き換わると想定する。さらに、石炭火力の多寡が再エネの導入や、原子力の再稼働に影響を与えることはないとし、LNG火力の稼働増で代替されけるとする。また、非効率な石炭火力が停止することにより、日本全体の石炭火力の発電効率が1.2%⁵上昇する。

仮に、SC以下の非効率石炭火力発電所が停止すると、石炭火力発電量が1,650億kWh減少し、LNG代替の場合、同火力が1,647億kWh増加する。

CO₂は87Mt、2013年度排出量比7.1%の減少

石炭火力が減少することに伴い、CO₂排出量は87Mt減少する。これは、2013年度のエネルギー起源CO₂排出量の7.1%に相当する。目標は17年間で25%削減であることから、全事業者で停止した場合、約5年分の削減となる。石炭消費量は6,400万t、33.8%減少、対してLNG消費量は2,200万t、30.0%増加する。火力発電燃料総量は、効率の劣る石炭火力が減ることで、一次国内エネルギー供給は11.2Mtoe、3.0%減少する。

燃料費だけでも0.23円/kWh上昇。さらに建設費も1.8兆円が上乗せに

しかしながら、燃料費は、より高価なLNGを使用することで、0.23円/kWh上昇する。仮に、この分をすべて電気料金に還元すると、電灯総合単価は0.9%、電力総合単価は1.2%高くなる。以降、LNG価格と石炭価格の乖離が広がれば、コストはさらに上がることになる。さらに、製造業ではLNG火力の建設費だけでも1.8兆円⁶上乗せになることに加え、石炭火力と混焼していた副産物の別途処理等も必要となり、製造業の生産コストを大きく上げることにつながる。

⁴ 電気事業者は石炭火力検討WG第1回参考資料。製造業の自家発は同WGの第2回資料7、資料8、第3回の資料7、資料8より。

⁵ 理論効率から計算

⁶ 発電コスト検証WGのLNG火力の建設費単価12.1万円/kWから推計

個々の発電所の状況を鑑みて、マクロなCO₂削減という観点から取り組みを

非効率な石炭火力のフェードアウトによって、2013年度のCO₂排出量の7.1%に相当する削減が進むというメリットがある。しかし、エネルギー多消費型産業を中心とした製造業では、高い熱需要、副生物の有効利用や、24時間安定操業のために自家発電を有しており、石炭火力は発電以外の役割を有している面もある。さらに、大手電力の中でも共同火力は製造業の自家発電と同じ役割を担う面もある。また、一部の事業者は、近年営業運転を開始し、投下資本の回収ができていないものが多い。加えて、北海道や沖縄では地理的な要因から制約もある。このようなことから、非効率石

炭火力のフェードアウトは個々のプラントの状況を鑑みて、全体のCO₂排出削減の1つとして捉えて進める必要がある。CO₂削減という観点では、バイオマスや熱利用、副生物を含めた発電効率の計算を視野に入れながら石炭火力をターゲットにしたベンチマーク指標の作成が求められる。継続的な発電効率の報告がバイオマスの混焼や熱利用の継続に資するだろう。さらに、石炭火力を有する事業者は、2030年度という断面にとらわれずにフェードアウトに関する検討・計画の作成を求める必要がある。再エネや省エネ、原子力の再稼働の進捗状況を踏まえた全体のCO₂排出量削減の進捗状況、および報告値や計画を基にフェードアウトの影響をマクロで検討して、費用対効果の高いCO₂削減を進める必要がある。

表9 | 非効率石炭火力の停止の影響[2021年度]

		基準	石炭火力 フェードアウト	基準比
経 済	燃料費(¥/kWh)	3.34	3.57	+0.23
	化石燃料輸入総額(兆円)	11.77	11.99	+0.22
エ ネ ル ギ ー	一次エネルギー国内供給(Mtoe)	374.2	363.0	-11.2
	石炭(100万t)	189.0	125.0	-64.0
	石油(100万kl)	176.0	176.0	-0.03
	天然ガス(LNG換算100万t)	73.13	95.11	+22.0
環 境	CO ₂ 排出(MtCO ₂)	954.5	867.1	-87
	FY2013比	-22.7%	-29.8%	-7.1p

Topic [3] 原子力発電所の特重施設完成・再稼働遅延の影響

「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9基の稼働基数が2021年度末までに新たに4基が再稼働し、特重施設の完工遅れで2021年度中に4基が順次停止するとして、計9基としている。これに対し、この4基の特重施設が期限内に完工し運転停止には至らない「高位

ケース」と、基準シナリオで2021年度末までに新たに再稼働する4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」の2030年電源構成を参照し、2020年度の総発電量に対する電源構成を原子力21%、再生可能エネルギー23%、火力56%とした仮想的な「ベストミックスケース」を設けて試算した。

表10 | 原子力発電量の多寡による影響[2021年度]

		低位	基準	高位	ベスト	基準シナリオ比		
		ケース	シナリオ	ケース	ミックス ケース	低位	高位	ベスト ミックス
前 提	原子力 年度末累計再稼働数(基)	5	9	13	..	-4	+4	..
	原子力 発電量(10億kWh)	62.3	79.7	97.9	218.0	-17.4	+18.3	+138.4
	原子力 電源構成比 ¹	6.0%	7.7%	9.4%	21%	-1.7p	+1.8p	+13p
経 済	電力コスト単価 ² (¥/kWh)	6.56	6.49	6.42	6.41	+0.07	-0.07	-0.08
	燃料費	3.41	3.34	3.27	2.89	+0.07	-0.07	-0.46
	FIT買取費用	3.15	3.15	3.15	3.53	-	-	+0.38
	化石燃料輸入総額(兆円)	11.86	11.77	11.68	11.08	+0.09	-0.10	-0.69
	石油	6.90	6.90	6.89	6.87	+0.01	-0.01	-0.03
	LNG	2.94	2.85	2.76	2.41	+0.08	-0.09	-0.44
	貿易収支(兆円)	10.54	10.61	10.69	11.20	-0.07	+0.08	+0.58
エ ネ ル	実質GDP (2015年価格兆円)	539.83	539.97	540.13	540.64	-0.14	+0.16	+0.67
	一次エネルギー国内供給							
	石油(100万kl)	176.2	176.0	175.8	175.1	+0.2	-0.2	-0.9
	天然ガス(LNG換算100万t)	75.2	73.1	70.9	62.2	+2.1	-2.2	-10.9
環 境	自給率	13.3%	14.5%	15.6%	24.6%	-1.1p	+1.2p	+10.2p
	CO ₂ 排出(MtCO ₂)	961	955	948	873	+6	-7	-81
	FY2013比	-22.2%	-22.7%	-23.3%	-29.3%	+0.5p	-0.5p	-6.6p

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

経済効率性(Economic efficiency)では、化石燃料輸入総額が、高位ケースで基準シナリオ比1,000億円、ベストミックスケースでは6,900億円節減される。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、実質GDPは高位ケースで1,600億円、ベストミックスケースでは6,700億円増大する。

電力コスト単価は高位ケースは¥0.07/kWh、ベストミックスケースは¥0.08/kWh低下する。ベストミックスケースでの低下幅が控えめなのは、再生可能電力の買取費用増加が燃料費節減効果を減殺するためである。

中東で地政学リスクが増している足元においては、特にエネルギー・セキュリティ(Energy security)に対する関心が高まっている。安定供給における代表的な指標の1つである自給率は、高

位ケースで1.2p増、ベストミックスケースでは10.2p増となる。

環境適合(Environment)における指標であるCO₂排出は、高位ケースで7Mt減、ベストミックスケースで81Mt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-23.3%、ベストミックスケースで-29.3%となる⁷。

2021年度以降も特重施設完成期限を迎えるプラントが増えることから、個々のプラントの状況に応じた適切な審査を通じた再稼働の円滑化がわが国の3Eにとって重要である。

⁷ 日本の目標は、温室効果ガスを2030年度に2013年度比26%減、うちエネルギー起源CO₂は25%減。ここで扱う発電の低炭素化のほか、省エネルギーや最終消

費部門での低炭素化も総動員することで達成するとされている。

2021 年の内外石油情勢の展望と課題

<報告要旨>

橋爪 吉博*

本報告のポイント

1. 2021 年の世界の石油需要は、新型コロナの収束・経済の回復を反映し、2020 年比 660 万 b/d 増の 9,790 万 b/d となるが、2019 年の水準には戻らない（2019 年比 190 万 b/d 減）。また、供給は 2020 年比 430 万 b/d 増の 9,950 万 b/d に回復する。2021 年通年で供給過剰気味に推移するが、需要回復が進めば、市場は徐々に需給均衡に向かうと見込まれる。
2. 国際原油（Brent）価格は、2021 年平均で \$50/bbl、プラス・マイナス \$5/bbl の幅で推移する。不確定要素として、コロナ収束の遅れ、世界経済の停滞、早期のイランの生産回復（経済制裁緩和）、OPEC プラスの減産の緩み、米国の増産等がある場合には低価格ケース（基準ケース比マイナス 5 ドル程度）、逆に、コロナの早期収束、世界経済の好調、中国による需要牽引、中東における緊張の高まり等がある場合には高価格ケース（同プラス 5 ドル程度）が想定される。

世界の石油需給

3. 世界の石油需要は、2020 年第 3 四半期で前年同期比 780 万 b/d（7.8%）減の 9,300 万 b/d であった。コロナ禍で需要が激減した第 2 四半期の 8,310 万 b/d（前年同期比 1,620 万 b/d 減）からは、大きく改善したものの、感染再拡大の中、ジェット燃料を中心に、需要回復は遅れ気味の推移となっている。
4. 世界の石油生産は、2020 年第 3 四半期で前年同期比 920 万 b/d（9.2%）減の 9,110 万 b/d であった。OPEC プラスの減産厳守、米・加等の生産回復の遅れから、第 2 四半期の 9,210 万 b/d より減産が進んだ。

OPEC 及び主要国動向

5. OPEC プラスの 2020 年 11 月の生産量は 3,430 万 b/d で、適用除外 3 か国を控除した減産順守率は 101%と協調減産は厳守されている。OPEC プラスは、12 月 3 日の合同閣僚会合で、2021 年初からの現行減産規模の 50 万 b/d 緩和（基準生産量比 720 万 b/d 減）と、今後の月次減産幅見直しを決めた。引き続き、需給状況を勘案した生産水準の決定が期待される。
6. 米国の 2020 年第 2 四半期の需要量は、コロナ禍の影響で、前年同期比 420 万 b/d（20.8%）減の 1,610 万 b/d、油種別の減少率では、ジェット燃料 75.9%減、ガソリン 25.0%減であった。単月の需要量では、4 月の 1,470 万 b/d が底で、8 月には 1,840 万 b/d に回復した。他方、米国の 2020 年第 2 四半期の生産量は、原油価格の低下を反映し、前年同期比 130 万 b/d（10.7%）減の 1,080 万 b/d となった。また、米国内稼働石油掘削装置数も、2020 年 7・8 月の 180 基を底に増加基調にある。新政権の石油政策（連邦所有地の掘削禁止・パイプライン建設禁止等）による生産量への影響の有無が注目される。
7. 中国の 2020 年第 2 四半期の需要は前年同期比 107 万 b/d（12.0%）増の 1,560 万 b/d と、新型コロナ感染の影響で最も需要低下した第 1 四半期の 1,310 万 b/d から、急速な回復を見せている。なお、米中摩擦を背景に、2019 年 12 月～20 年 5 月には、米国からの原油輸入実績はなかった。

* 石油情報センター 事務局長

在庫及び金融市場

8. 2020 年 10 月の OECD 商業在庫量は 31 億 2,900 万バレルと高止まりしている。コロナ禍による需要急減で本年 2 月以降 OECD 商業在庫量が急増したが、5 月以降は OPEC プラスの減産・需要回復等で微減の状況にある。
9. 10 月発表の世界経済見通しで、IMF は世界経済成長率を 2020 年▲4.4%、2021 年 5.2%と、6 月発表の見通しを前者は上方修正、後者は下方修正した。
10. コロナ禍による油価の下降局面とその後の上昇局面では、米国株価と油価に一定の相関関係が見られたが、20 年 8 月以降の感染再拡大による油価停滞局面では乖離が生じた。しかし、ワクチンへの期待が株価上昇に寄与し始めた 11 月以降は再び油価上昇と連動が見られるようになっている。

国内市場

11. 2020 年第 3 四半期の石油（燃料油）需要は月平均 1,198 万 kl（246 万 b/d）で前年同期比 9.1%（120 万 kl）減と、コロナ禍が深刻だった第 2 四半期需要の 1,102 万 kl（226 万 b/d）から 9.2%増加している。構造的需要減少に加えて、コロナ禍の影響による需要減少で、製油所稼働率は 2020 年第 2 四半期には 64%、単月では 5 月に 59%と低稼働に落ち込んだ。
12. 原油価格乱高下の中、現時点まで国内石油製品市況は原油調達コスト（円建て原油輸入価格）に 2～3 週程度のタイムラグを伴いつつ追随している。
13. 今後、国内でも脱炭素化の加速が予想され、石油業界は事業基盤転換と共に、過疎地 SS 対策や災害時を含めた安定供給の維持の並行的対応が求められる。

2021 年の内外ガス情勢の展望と課題 ◆

＜報告要旨＞

橋本 裕*

2021 年の LNG 価格と国際 LNG 需給

1. 2021 年の日本の LNG 平均輸入価格は 2020 年の 7.8 ドル（100 万 Btu 当たり）から、7.0～7.3 ドルに低下する。北東アジア向け引き渡しのスポット LNG 価格は、第 1 四半期に 8 ドル前後、第 2・3 四半期に 5 ドル前後、第 4 四半期に 6～7 ドルとなる。
2. 2021 年の世界の LNG 需要は、2020 年推計 3.62 億トンから豊富な供給力見込みと価格低下に支えられ、5%増の 3.80 億トン程度まで拡大する。供給能力は、引き続き需要を上回り 4 億トン程度となる。

世界の LNG・天然ガスの市場動向

3. 世界のガス需要は、2020 年通年で約 3%の減少見込みだが、第 3 四半期には需要回復傾向がみられた。北米は 2020 年第 1 四半期、OECD 欧州は上半期に大幅に消費減少した。中国は 2020 年第 1 四半期のガス需要増加が停滞したが第 2 四半期から増加に転じた。インドは 2020 年第 1 四半期にガス需要が増加したが第 2 四半期は落ち込む等、主要市場で需要動向の差異が大きい。
4. LNG 貿易量は、2020 年第 1 四半期まで増加した。第 2 四半期は前年同期比減となったが、通年で 2% 増の見込みである。日本の世界 LNG 貿易シェアは、2019 年通年 22%から 2020 年上半期 20%に低下した。中国の LNG 輸入量は月次ベースで、2019 年 11 月、2020 年 5・6 月、8 月に日本を上回った。また OECD 欧州地域が、日本、中国を上回る量の LNG を輸入している。
5. 大きな価格変動が、LNG 産業にショックをもたらし、契約・価格設定の見直しを迫っている。日本平均 LNG 輸入価格は、9 月に 6 ドル割れとなった。原油連動 LNG 価格と LNG スポット価格との格差が大幅拡大した。

需要動向

6. 中国では、天然ガス消費の伸びが 2020 年第 1 四半期に鈍化したが、1～10 月期は前年同期比 6.6%増となった。LNG 輸入は同 11.9%増だが増加ペースは減速した。3 大国有企業以外にも、沿岸部の大手都市ガス企業が自前の基地を持ち、国営パイプライン企業管轄に入った LNG 輸入基地を中心に第三者アクセス促進が図られており、新規参入・輸入増加動向が注目される。
7. インドでは、1～9 月累計で LNG 輸入量が 1900 万トンと、前年同期比 15%増となったが、ガス消費全体では 2%減となった。その他南アジア、東南アジア諸国の LNG 輸入は 2020 年 1～11 月期で前年同期比 3%増加だが、今後、豊富な供給と比較的手頃な価格が需要を刺激することが期待される。
8. OECD 欧州では、2020 年 9 月までの 3 四半期で、天然ガス消費量が前年同期比 4.6%減、LNG 輸入が 1.4%増加したが、域外パイプラインガス輸入は 20%以上も減少した。LNG 輸入増加局面で米国産、ロシア北極圏産 LNG 輸入が増加した。10 月、欧州委員会が天然ガス生産等におけるメタン漏洩の管理・規制に関する「メタン戦略」を発表、域外供給者への対応が注目される。

◆ 本論文は、2020 年 12 月 24 日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

供給動向

9. 米国産 LNG の 2020 年の月次での LNG 輸出は、1 月がピークとなり、7 月までに半分以下に低迷した。しかし、米連邦エネルギー情報局（EIA）は 11 月以降、最大量を更新していくと予測している。
10. 米国および他地域の新規 LNG 輸出プロジェクトに関して、需要見通し不透明を主因に投資先送りが散見される。投資決定に関しては、2020 年は 11 月、メキシコ太平洋岸案件 1 件の FID 発表に留まった。

LNG バンカリング・小規模 LNG 動向

11. 世界的に LNG 船舶燃料導入が活発化している。日本では、国内での事業化取り組みに加え、各関係企業が海外でも事業参加している。また世界各地で船舶以外の道路燃料分野でも導入の動きが活発化している。

日本国内の都市ガス自由化動向

12. 日本の都市ガス小売全面自由化進展で、供給者変更申込は、2020 年 8 月末時点で、累計約 394 万件（契約数の 15.5%）、関東地区は 200 万件（契約数の 15.9%）を超えた。大都市部で供給者変更が進むが、未だ変更が起きていない地域での競争促進動向も注目される。

まとめ・課題

13. 引き続き LNG 市場は拡大傾向にあるものの、特に 2020 年代後半以降の需要対応のための生産プロジェクト開発に向けた投資確保が必要となる。また市場拡大促進のため、LNG 市場流動性向上、指標価格形成等の諸条件の改善が、特にアジアの新興市場開発の上でも重要となる。また CO₂・メタン排出管理対応面に関して、新たな取組が求められる。

2021年の国際石炭情勢の展望と課題◆

＜報告要旨＞

伊藤 葉子*

2021年の石炭価格の展望

1. 2021年の一般炭スポット価格（豪州ニューキャッスル港出し FOB 価格）は70ドル/トン台で推移する（季節要因で変動）。原料炭スポット価格（豪州高品位強粘結炭 FOB 価格）は130～140ドル/トン台に回復する。
2. 2019年後半以降、一般炭スポット価格は、60ドル台後半から70ドル前後で推移し、2020年第1四半期頃までは同水準を維持していたが、5月には50ドル台前半に下落、8月末には近年の底値（2016年1月）に迫る47.53ドル/トンまで下落した。2020年秋以降は、供給大手の生産調整や中国の需要維持を背景に持ち直し、10月以降は60ドル台、足元では70ドル台に回復している。
3. 原料炭スポット価格は、2019年後半以降、140ドル前後に下落、2020年第1四半期までは155ドル台に回復したが、2020年4月末以降急落、一時100ドル/トンを割り込んだ。中国の粗鋼（鉄鉄）生産増加に伴い10月には133ドル/トンまで戻したが、多くの国で製鉄部門がコロナ禍で深刻な影響を受け、足元では100ドル/トン前後で推移している。
4. COVID-19感染の再拡大をはじめ、米民主党政権発足による世界の気候変動対策の強化、中国における脱炭素政策や第14次5ヵ年計画の方向性等、石炭市場を取り巻く国際環境は一層不確実性を増している。しかし短期的には、アジアの石炭市場においては現状の需給構造が大きく変容する状況にはなく、経済の回復とともに電力及び製鉄の石炭需要が回復すれば、2021年の世界の石炭消費及び石炭輸入は、インド、ASEAN等を中心に増加が見込まれる。

需要動向

5. 脱炭素の潮流に加え、COVID-19感染拡大を背景に、2017～18年に増加が続いた世界の石炭需要は2019年には減少に転じた。需要の減少は欧米において顕著となっている。他方、アジア地域では石炭需要は引き続き拡大し、2019年の世界の石炭輸入量は14億トン超と過去最大を記録した。
6. 2020年に入り、中国では、1～10月期には一般炭輸入は前年同期比0.4%増、原料炭輸入は同2.3%減となった。中国政府は、国内炭保護のための輸入規制により、近年は石炭輸入を3億トン未満に抑えている。中国国内の石炭需給はタイトであり、国内炭価格は国際価格が5月に下落して以降も高い水準で推移している。このため、同程度の輸入需要は維持される見通し。また、鉄鉄生産は2020年初頭には低迷したが、2020年1～10月期の鉄鉄生産は前年同期比8.4%増となっている。
7. 他方インドでは、COVID-19感染拡大が深刻化する中で2020年1～9月期の一般炭輸入は前年同期比19.3%減、原料炭輸入は同15%減と大きく低下した。政府は国内炭の利用を重視する政策を掲げているが、近年の輸入は安定的に推移しており、景況改善により輸入需要の回復が見込まれる。
8. ASEANでは、マレーシア及びベトナムで2019年中に大規模石炭火力発電設備が運転を開始した。これら設備の本格運用や、運転を開始する設備が追加されることで一般炭輸入の拡大が見込まれる。

供給動向

◆ 本論文は、2020年12月24日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 化石エネルギー・国際協力ユニット 石炭グループマネージャー 研究主幹

¹ CIF 価格は平均92ドル/トン、熱量換算で1.6セント/千kcal。同年のLNG輸入CIF価格予想（7～7.3ドル/百万Btu）は2.8～2.9セント/千kcal。

9. 供給側では、豪州では2015年以降一般炭輸出は2億トン台で推移しているが、2020年1～10月期は前年同期比3.7%減となっている。インドネシアでは2016年以降、輸出が増加していたが、2020年1～7月期は同8.2%減、ロシアでも近年漸増していたが、2020年1～7月期は同10.8%減となっている。原料炭についても、豪州では、2020年1～10月期は同8.6%減、その他の輸出国である米国、カナダ、ロシアでも2020年は減少が目立つ。
10. 2020年5月以降の国際価格の下落を背景に、豪州では大手供給事業者が生産調整を行い、供給を絞っている。ロシアでは石炭の輸送インフラの拡大・コスト低下に課題があることから、アジア市場への輸出拡大には限度がある。コロンビアや、南アフリカでは主力市場（欧州）での需要低下や、COVID-19感染拡大、ストライキ等で生産が不安定化している。他方、インドネシアでは、政府は従来、生産を規制する方針を示してきたが、パンデミック下の国内需要低迷で、今後の輸出意欲は高いと推測される。

2021 年の温暖化政策の展望と課題 ◆

<報告要旨>

田上 貴彦*

世界全体の動き

1. 2020年に英国・グラスゴーで予定されていたCOP26は、新型コロナウイルス感染症の状況から、2021年11月に延期された。COP26に向けて、パリ協定第6条に係る、排出削減量等の国際的移転の取扱いに関するガイダンス、排出削減活動に関するメカニズムの規則・手続等についての議論が注目される。また、2030年温室効果ガス（GHG）排出削減目標について、EUは削減目標の40%から55%への引き上げを提出した。中国は2020年末までに更新を予定しており、米国はCOP26前までの通知を目指している。これらの目標の内容や提出時期が注目される。

各国動向

2. 米国で次期「バイデン政権」が発足すれば、2050年までに100%クリーンエネルギー経済とネットゼロ排出を達成することが目標になる。バイデン政権により、米国の環境・エネルギー政策がどう変わるか、世界へのインパクトはどのようなものになり得るのかが注目される。中でも、電力部門の省エネ基準・クリーンエネルギー基準を導入・実施できるか、自動車の野心的な燃費基準を導入・実施できるか、2兆ドルのエネルギー関連投資が実現できるかが課題である。また、対外政策については、石炭火力輸出補助停止が焦点となる。この政策は、対中国戦略の観点からも米国の関心であり、日本にとっても石炭火力への圧力が高まる要素として留意する必要がある。
3. 中国は、2060年にカーボンニュートラルを達成することを目指すと宣言した。この目標に向けて、どのようなロードマップを描いていくのかが注目される。まずは第14次5カ年計画でどのような指標が決定されるか、特に、エネルギー関係CO₂排出総量を105億トン以下にするという絶対目標が設定されるかが注目点である。
4. EUでは、経済回復計画案と、2030年目標の40%から55%への引き上げが合意された。今後、2021年6月までに、新目標達成のための排出量取引制度、努力分担規則（排出量取引制度対象部門以外の各国の目標を定める）、自動車CO₂基準の改定・強化などの改正案や、炭素国境調整メカニズムの具体案が提示されることとなっており、注視していく必要がある。
5. インドでは、2020年11月にモディ首相が今後策定されるエネルギー計画について、天然ガスを重視した経済等7つの目標を示した。今後、エネルギー計画において、経済のガス・シフトが反映されていくのか、また、どのように反映されていくのかが注目される。

日本の今後の改題

6. 日本では、地球温暖化対策の見直しが始まるとともに、2050年までに、GHG排出を全体としてゼロにすることを目指すと言明した。2050年までの脱炭素社会の実現に向けて、革新的なイノベーションや研究開発への対策の具体化・詳細化をはじめ、再生可能エネルギー、原子力、石炭火力発電等に関する政策をどう組み立てていくのかが課題となる。

◆ 本論文は、2020年12月25日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 環境ユニット 気候変動グループマネージャー 研究主幹

石油・ガスの上流排出とオフセット

7. エネルギー企業によるネットゼロ排出目標の発表や、カーボンニュートラル化石燃料の販売が進み始めている。そのため、上流での排出量算定方法やオフセット市場の整備が求められている。上流排出については、算定方法論の提案が行われ、オフセットについては、民間主導の自主的炭素市場の規模拡大のためのタスクフォースで議論が行われており、これらの提案・議論を注視し、検討していくことが課題である。

水素・カーボンリサイクル

8. 水素に関して、2020 年は、日本とサウジアラビアによるブルーアンモニアの取組が進んだ。また、EU を初めヨーロッパ諸国による水素戦略の発表が続き、ロシアも水素の製造・輸送に関心を示した。カーボンリサイクルについては、G20 リヤド・サミットで、4 つの R (Reduce、Reuse、Recycle、Remove) に基づき、GHG 排出を包括的に管理する循環炭素経済 (Circular Carbon Economy: CCE) アプローチが提案された。今後の水素製造や CO₂ 利用の拡大に向けた取組が注目される。

2021 年の内外再生可能エネルギー市場の展望と課題 ◆

<報告要旨>

二宮 康司*

世界の再エネ発電量とシェアの増加は 2021 年も継続

1. Covid-19 による経済活動低下に伴って、2020 年の世界の発電量は 2019 年より減少する。石炭等の火力発電の発電量が年間を通じて大きく減少する中で、再エネ発電量は前年比 5%程度の増加を維持する見込み。これによって、2019 年に 26%だった世界の発電量に占める再エネのシェア（水力発電 16%を含む）は、2020 年には 28.0~28.5%程度、2021 年には 29%程度に拡大する見込み。
2. 発電量が全体で減少する中、再エネ発電量が増加する理由は、これまでの投資で再エネ発電設備容量が増加し続けていること、これらが 2020 年に発電を開始したこと、多くの国で優先給電や FIT の下での買取義務といった再エネへの優遇措置が適用されていること、（バイオマス以外の）再エネの限界発電費用はゼロに近いためメリットオーダーで取引を行う欧米等の卸電力市場で有利なこと等である。再エネ発電容量の増加が 2020 年にも続いていること、欧米を中心に石炭火力への逆風が強まっていることから、Covid-19 から経済が回復する 2021 年以降も発電量に占める再エネシェアの増加傾向は継続すると見られる。

2021 年も再エネ発電設備容量の増加は続く

3. 2020 年前半には、Covid-19 の影響を受けたサプライチェーンの混乱や工事遅延によって再エネ発電設備容量の増加に足踏みが見られたため、2020 年通年での設備容量増加が鈍化するのでは、との見方も見られた。しかし、2020 年後半から、特に中国、米国、欧州で急速に設置工事が進んだ。その結果、2020 年の年間増加量は過去最高値だった 2019 年と同水準（190GW）あるいはそれを超える勢いを維持する見込み。年間の増加率についても、2019 年までの 8%/年程度の高成長を維持する見通し。
4. 過去最高水準の年間増加量となる見込みの 2020 年の動向が続き、2021 年はさらにそれを上回る勢いでの再エネ発電容量の増加が予測される。再エネ支援制度変更に伴って、米国と中国での駆け込み設備建設が行われ、2020 年に遅延していた各国の再エネプロジェクトが運転を開始するため、年間増加量は 210GW と過去最高値に達する可能性がある。これらの増加量の 8 割以上を太陽光（55%）と風力（30%）が占める市場構造が続く。
5. 累積での世界の再エネ発電設備容量（水力を含む）は 2021 年末には 3,100GW（うち水力 1,350GW、非水力 1,750GW）程度に達する。なお、2019 年の世界の発電電力量は再エネ全体で 7,030TWh（うち、水力 4,220 TWh、非水力 2,810 TWh）で全体でのシェアは 26.0%（うち水力 15.6%、太陽光 2.7%、風力 5.3%、バイオマス・地熱 2.4%）となっている。

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全体の発電設備容量の年間増加量は、Covid-19 の影響を受け、家庭用・事業用太陽光発電の導入量が減速したため、2020~21 年度で 6GW/年程度となる。増加速度は 2020 年~21 年度も 8%/年程度を維持し、2020 年 7 月の弊所予測よりスローダウンの度合いは軽微。

◆ 本論文は、2020 年 12 月 25 日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 研究主幹

7. この結果、2021 年度末には同容量の合計は 87GW に達し、上記定義の再エネの 2021 年度の発電量は 166TWh となる。これに 30MW 以上の大型水力を含めると、2021 年度の総発電量に占める再エネシェアは 20.4%（水力 8.0%、非水力 12.4%）に達する。再エネ発電量の増加速度は 2008～19 年度が平均 9%/年、2020～21 年度は平均 7%/年程度となる。2021 年度以降も再エネ発電容量の増加が続く見通しのため、2020 年代前半にも 2030 年エネルギーミックス想定値（再エネシェアが発電量の 22～24%）に到達する可能性がある。
8. 太陽光発電の稼働量は 2021 年度末には 65GW に達し、2030 年エネルギーミックス想定値の 64GW を超過する可能性が高い。風力、バイオマスも共に今後 0.4GW～0.5/年程度の増加の継続が見込まれる。陸上風力の FIT 認定済み案件が続々と稼働開始し始めるため 2021 年以降導入量が大きく増加、加えて洋上風力の大規模な入札も開始されることから、これまでの「太陽光だけへの一極集中」からの構造変化の兆しが見られる。なお、2020 年 6 月末時点での FIT 認定済み容量の 93GW が全て稼働開始した場合、消費者負担額は累積 60 兆円に達し、これは電力料金 3.4 円/kWh 上昇に相当する。

「2050 年カーボンニュートラル」実現には電力以外の再エネ政策が必要に

9. これまでの日本の再エネ政策はもっぱら電力だけに集中してきた。しかし、2050 年カーボンニュートラルを実現するにはエネルギー起源 CO₂ 排出の大半を脱炭素化する必要がある。最終エネルギー需要の 28%を占めるに過ぎない電力だけではなく、残りの 72%を占める化石燃料の燃焼、とりわけ産業部門の熱利用と運輸部門の脱炭素化に政策的関心が向けられ、化石燃料の脱炭素化等と共に同分野での再エネ利用拡大にも注目が集まると考えられる。

2021 年の国内外の原子力展望 ◆

<報告要旨>

村上 朋子*

国内

1. 「特定重大事故等対処施設」(特重)については、設置完了まで時間を要することから、通常の設備が工事認可を取得した後5年以内であれば、特重が完成していなくともプラントの運転を許容すること(いわゆる「経過措置」)が2015年に定められている。2020年、川内1号機及び2号機が相次いで経過措置期限を迎え停止した。1号機は特重が完成し、11月19日に発電を再開した。2号機も12月下旬には発電再開する予定とみられる。
2. 関西電力の高浜3/4号機も2020年中に経過措置期限を迎えて停止した。関西電力発表の定期検査スケジュールによれば、3号機は12月22日に、4号機は2021年2月に発電再開の見通しである。
3. 一方、2020年1月に広島高等裁判所から運転差し止め仮処分決定を受けた四国電力・伊方3号機は、2021年3月に経過措置期限を迎える。四国電力の長井社長は、10月29日、特重の完成が2021年10月頃となる見通しを発表した。それに先立ち2021年3月、運転差し止め命令を出した広島高裁から、異議審で同機の稼働是非の判断が出される予定である。
4. 2021年には関西電力・美浜3号機及び高浜1/2号機も経過措置期限を迎える。特重工事が順調に進捗すれば、これらも2021年度中に再稼働する可能性がある。
5. 東京電力は2020年11月6日、柏崎刈羽7号機の使用前確認申請書を原子力規制委員会に提出した。これによれば同機の原子炉起動前の検査完了時期は2021年4月頃となっている。
6. 以上より、2021年度中の原子力稼働の見通しは次のようになる：既に再稼働した9基の他、新たに再稼働するプラントは4基程度。ただし、運転再開の是非は裁判所判断や自治体の同意といった技術的要因以外の要因による不確かさが残る。
7. 高レベル放射性廃棄物の最終処分場立地を巡る大きな動きがあった。2020年10月、立地選定の第1段階である文献調査に北海道寿都町が応募し、国からの文献調査申し入れを受託した同神恵内村とともに、この2町村において文献調査が同11月17日より開始された。地層処分事業の実施主体である原子力発電環境整備機構(NUMO)は文献調査開始にあたり、「地質図や学術論文など、必要な文献・データを収集・整理することから始めるとともに、地域のみなさまに文献調査の進め方などについてご説明してまいりたいです。」とのコメントを発表している。文献調査を地域住民との「対話の場」と位置付けて継続的な情報公開と対話を推進するNUMOの取組みが注目される。
8. 2020年11月11日、青森県むつ市のリサイクル燃料備蓄センターが新規規制基準への適合性審査に係る事業変更許可を原子力規制委員会より取得した。

海外

9. 世界第3位の原子力発電設備容量を有する中国は2020年も積極的に国内原子力開発を続け、2020年8月には田湾(Tianwan)5号機、同11月には福清(Fuqing)5号機が発電を開始した。2020年には太平嶺(Taipingling)2号機及び漳州(Zhangzhou)2号機が新たに着工しており、これで建設中は14基・約1,471万kWとなった。2021年中にはこれらのうち3~4基程度が運転開始の見通しである。

◆ 本論文は、2020年12月25日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 戦略研究ユニット 原子力グループマネージャー 研究主幹

10. 2020年8月にはUAEでバラカ1号機が、11月にはベラルーシでオストロベツ1号機が、それぞれの国で初めての商業用原子力発電所として送電を開始した。これで世界の原子力発電利用国は、2019年までの31か国から2か国増えて33か国となった。2021年にはバラカ2号機及びオストロベツ2号機も運転開始することが予想される。ただし、ベラルーシの隣国リトアニアはじめバルト3国はオストロベツ発電所の電力を購入しないことを決めており、同発電所の運転が2021年以降可能かは不透明である。
11. 米国企業NuScaleの小型モジュール炉（SMR）のNuScale Power Module（NPM）は2020年9月30日、米国原子力規制委員会より標準設計承認（SDA）を取得した。SDAを取得したのはNPMシリーズのうち出力5万kWのタイプで、NuScaleが2020年11月に発表した7.7万kWタイプはSDA未申請である。米国内では既にユタ州公営共同電力事業体（UAMPS）がエネルギー省のアイダホ国立研究所内でNPMの建設を計画している。なお、当初は2026年とされていた初号機の運転開始時期が2030年に後ろ倒しとなっている上、プロジェクト費用もここ2年間で42億ドルから61億ドルに上昇した。このコスト上昇と遅れを受け、UAMPS所属の8自治体が本プロジェクトからの離脱を決定している。今後のコスト上昇と計画遅延の動向やUAMPSへの自治体の参加状況等に関する動向が注目される。

2021 年の電気事業の展望と課題 ◆

＜報告要旨＞

小笠原 潤一 *

日本の電力市場の競争状態

1. 前日スポット取引が販売電力量全体に占める割合は3割に達し、前日スポット価格が発電設備の収益性および小売競争に大きな影響を及ぼすに至っている。中西日本では同スポット価格が石炭火力燃料費の水準に近付いている時期も生じ、LNG 火力の維持に影響を与えている。FIT 精算用に公表されている全電源可変費の発電原価を基に算定された回避可能原価を前日スポット価格月間平均値が下回る月もあり、電源の固定費回収が困難になっていると考えられる。2021 年もスポット価格の低迷は継続する見込み。
2. こうした安価な前日スポット価格に基づいた新電力の小売り販売により、新電力の販売シェアが増加した地域が多い。小売事業者に容量拠出金負担が生じる容量市場の受け渡しが始まるまでの間、安価なスポット市場で調達して供給を行う新電力の競争力が高まる可能性がある。
3. 容量市場の 2024 年受渡オークションが実施され、落札価格が上限に達したため大きな話題となった。今回の平均落札価格と米国容量市場と比較すると PJM より高額であるが、ニューヨーク市や新設のあった ISO New England でも同程度の価格を付けることがあり、需給がタイトになった場合の価格としては概ね妥当な水準であったと言える。
4. 非 FIT 非化石証書取引が開始された。非 FIT 非化石証書は下限価格が設定されていないが、非 FIT（再エネ指定）が 1.2 円/kWh として非 FIT（再エネ指定なし）が 1.1 円/kWh であった。米国等での再エネクレジット価格が参考とされたのではないかと考えられる。
5. 今年の冬の電力需給は厳冬時に最低限確保が必要な供給予備率 3%を確保しているが、厳冬に大規模発電設備の停止等の追加的な要因が加わった場合には需給がタイト化する可能性がある。なお、北陸、関西、九州ではエリア単独で不足の可能性もある。供給予備率の算定には 10 年に一度の厳気象に備えて確保される電源 I が含まれており、非考慮の場合に東エリアで 3%を下回る見込みとなっている。

安定供給

6. 欧米でもコロナ禍による電力需要の減少とガス・石炭など一次エネルギー価格（燃料価格）の低迷により、卸電力市場価格が低水準となった。その一方、再生可能エネルギー発電導入拡大で賦課金や送配電費用の増加により、電気料金が上昇している国が増加している。そのため太陽光発電の自家設置に経済性が生じる国・地域が増加しており、蓄電池併設でもメリットが生じる場合も出てきている。
7. 再生可能エネルギー発電の導入拡大と卸電力価格の低迷により、従来型発電設備が減少傾向を示す国が先進国において増えている。2020 年 8 月 14 日・15 日にはカリフォルニア ISO で需給ひっ迫による計画停電が実施されたが、今冬においてコロナ禍の影響で原子力の停止時期にズレが生じたフランスで厳冬での需給ひっ迫リスクが生じる等、猛暑や厳冬で需給ひっ迫が起りやすくなっている点に注意が必要である。
8. 比較的系統規模が小さいテキサス州 ERCOT、アイルランド、イギリス及び北欧では慣性力と呼ばれる周波数を安定化させるための回転エネルギーを持つ同期発電機（火力発電等）の能力が、非同期型（風力や太陽光等）の増加により減少したため、追加的な対策に取り組んでいる。非同期型の再生可能エネルギー発電の抑制には厳しい条件が課せられていることから、上記の国・地域では Fast Frequency Response

◆ 本論文は、2020 年 12 月 25 日に開催した報告会資料に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

* 電力・新エネルギーユニット 担任補佐 電力グループマネージャー 研究理事

(FRR) と呼ばれる一次調整力よりも周波数低下に対して即時に応答する調整力を追加配備している。これら追加対策は電力コスト増加要因となる。わが国でも電力広域的運営推進機関で慣性力等の再生可能エネルギー発電導入拡大下での系統運用上の課題への対応策について検討を開始したが、多様な観点での対策構築が求められる。

9. 先進国を中心にコロナ禍による需要減及び卸電力市場価格の低迷で投資余力が減退している。送配電投資の増加に対する批判が拡大している国もあり、再エネ導入拡大に対して、設備投資での対策ではなく、電圧対策への電源運用での対応等の運用面での対策へのニーズが拡大している。我が国も投資拡大による電気料金上昇を抑えるため、運用での対策という考え方を拡大する必要が高まると考えられる。

再生可能エネルギー社会への転換に向けたドイツとイギリスのあゆみ —FIP・CfD 制度導入への軌跡と日本への示唆—

笹川 亜紀子*

要旨

脱炭素化の潮流に加え、コロナ禍でのレジリエンスという観点からも再生可能エネルギーへの注目が高まっている。本稿では、このような認識の下、再生可能エネルギーが普及した社会への転換を如何にして実現するかについての考察を試みる。歴史的に化石燃料への依存度が高かったドイツとイギリスの電力部門を事例とし、両国が同部門において化石燃料を基礎としたシステムから再生可能エネルギーの導入が進んだシステムへの移行を図ってきた過程につき、EU 政策、国内政策、政党動向や議会での議論などを多面的に分析し整理する。

ドイツとイギリスを比較することでまず浮かび上がる興味深い点は、どちらの国も再生可能エネルギー導入拡大という共通した目標を掲げつつも、その実現に向けた政策過程は大きく異なるという点である。ドイツでは、再生可能エネルギー推進に関わる制度構築当初から、細やかな法改正が何度も行われ、再生可能エネルギーの種類別、設備容量別、設備稼働年別買取価格やその逓減率などの調整が行われてきた。政府によるきめ細かい調整を通じ、各再生可能エネルギー電源導入の方向付けと導入量拡大を実現したのがドイツの特徴といえる。一方、イギリスは、制度構築当初から可能な限り市場機能を取り入れ、コスト効率的に再生可能エネルギー導入の拡大を実現しようとしてきた。

再生可能エネルギー導入の拡大に向けて歩んできた道のりの具体的内容は異なるが、どちらの国も石炭や原子力といった他のエネルギーとの関係をどう構築・調整するかで大きく揺れ動きながらも、再生可能エネルギーに関する国としてのビジョンや長期目標を提示する努力を継続的に行うことで、再エネ導入政策を実施してきた点は共通する。また、気候変動対策やエネルギー安全保障など、より上位に位置する政策アジェンダが、再生可能エネルギー政策の推進に大きな影響を与えてきたことも読み取れる。

こうした分析を踏まえ、本稿では、ドイツとイギリスの政策過程から得られる示唆として、他の主力エネルギーや上位の政策アジェンダの影響を見極める必要性に加え、長期目標の提示や制度構築後の調整が重要であることを指摘する。また、再エネ型経済社会の実現に向け目下検討を進めている日本への具体的示唆として、フィードインプレミアム（FIP）制度のプレミアム価格算定方法に関する考察を行う。加えて、再生可能エネルギーの主力電源化を進めるために FIP の制度設計と両輪で取り組むことが特に重要と考えられる施策として、電力市場整備、系統制約の解消、調整力確保、そして 2050 年を見据えた長期目標を明示する必要性について述べる。

はじめに

世界では欧州を中心に、新型コロナウイルス感染拡大からの経済復興にあたり、脱炭素化を一つの柱とした政策を進める動きが加速化している。生存や安全の危機に直面する中、健康、雇用、格差是正といった課題に加え、気候変動や技術革新など広く社会に関わる課題に向き合うことで、「より良い復興（Build Back Better）」の実現が目指されている。

こうした状況下、脱炭素化に資する低炭素エネルギーとして改めて脚光を浴びているのが、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」略記）である。経済活動の停滞で世界の電力需要が大きく落ち込む中、太陽光や風力を中心とした再エネによる発電量は伸長しており、2020 年は一次エネルギー供給ベースで再エネのみが増加を維持する唯一のエネルギー源となることが予測されている¹。従来、再エネは不安定かつ高コストなエネルギー源とさ

* 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 主任研究員

¹ 二宮康司「2020～21 年再生可能エネルギーの動向：Covid-19 は再エネにどのような影響をもたらすか」2020 年 7 月 14 日第

れてきた。しかし、分散型エネルギーという特性に加え技術進歩により向上したコスト競争力を背景に、多くの人員や燃料等を要する従来型発電と比べ、安全かつ運転費用が安価な電源という認識が広がりつつある。

このように低炭素エネルギーとしての性質に加え、コロナ禍でのレジリエンスという側面からも再エネへの注目が高まっている中、改めて問われるのは、再エネが普及した社会を如何にして実現するかということであろう。以前から、世界のエネルギー需給構造の行方を巡る議論は活発に行われており、化石燃料を基礎とした社会から再エネ導入が進んだ社会への移行を促す政策の重要性は広く認識されてきた。欧州では、こうしたエネルギー転換に向けた今後の道筋として、本年7月に発表された「エネルギーシステム統合戦略(An EU Strategy for Energy System Integration)」の中で、電力を他部門と統合して再エネを融通させることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図るという方針が示されている²。

日本の状況に目を転じてみると、2018年7月に閣議決定された「第五次エネルギー基本計画」で再エネを主力電源とする方針が初めて示され、再エネがコスト競争力を有した長期安定的な電源として普及するための制度設計の在り方が議論されている。再エネ型経済社会への転換を目指す中、固定価格買取制度(Feed-in tariff、以下「FIT制度」略記)からの自立化が見込める電源を中心に、再エネ発電事業者自らが電力市場を通じた電力販売や需給調整を行うことを促すと共に、投資回収の予見性確保を担保する仕組み等の構築が目指されている。

本稿では、このような潮流を踏まえ、熱や運輸などの他部門に先行して再エネ導入が積極的に進められた電力部門において、如何にして化石燃料を基礎としたシステムから再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみていく。社会の中に定着した技術や制度はどのようにして変容するのかという問いに関しては、移行過程を段階的に整理し変化を分析する研究³や、既存構造に衝撃を与える「外的ショック(external shock)」を契機とした政治動向に焦点を当てて移行過程の検討を行う研究⁴などが政治学の分野にはある。このような「移行(transition)」を分析対象とした研究では、どのようなタイミングで如何なる政策が選択されたのかに着目し、既存の構造や制度が新たなものへと転換する過程を明らかにする。

こうした移行研究の枠組みに基づき、本稿では、ドイツとイギリスを事例とした比較分析を行う。どちらの国も歴史的に化石燃料への依存度が高かったが、1990年代以降、電力部門における再エネ導入の割合を飛躍的に拡大させている。ドイツは、1990年時点では総発電量に占める再エネの割合は3.5%であったが、2019年には39.9%へ拡大し、2020年上半期(1月～6月)には55.8%と過去最高を記録した⁵。イギリスに関しては、2000年時点では僅か2.7%であったが、2019年には37.1%へ拡大し、2020年第一四半期(1月～3月)には47%に達している。こうした両国における再エネ導入の飛躍的な拡大は、国際連系線を介して越境的に再エネ取引が促進されてきたEU加盟国の中でも特に目を見張るものがある⁶。また、化石燃料に大きく依存した既存の電力供給構造からの転換という観点でも、両国が辿ってきた軌跡は注目に値する。

そこで、本稿では、ドイツとイギリスの電力部門において、如何にして再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみるために、他のエネルギーの動向も視野に入れつつ、主として再エネ政策の流れを時系

435 回定例研究会報告資料、日本エネルギー経済研究所。

² “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, COM(2020)299 final, 8th of July 2020.

³ 移行研究のうち本稿の問題意識に関連した先行研究は、Geels et al., “The Socio-Technical Dynamics of Low-Carbon Transitions”, Joule 1, November 15, 2017, pp.463-479., Verbong, Geert and Loorbach, Derk eds., Governing the Energy Transition: Reality, Illusion or Necessity? (Routledge, 2012), Grin, John, Rotmans, Jan and Schot, Johan., Transitions to Sustainable Development: New Directions in the Study of Long Term Transformative Change (Routledge, 2010), Loorbach, Derk, Transition Management: New Mode of Governance for Sustainable Development (International Books, 2007)などがある。

⁴ Aklin, Michaël and Urpelainen, Johannes, Renewables: The Politics of a Global Energy Transition (The MIT Press, 2018).

⁵ 1990年及び2019年の数値は、IRENA, “Renewable Energy Statistics”, 2020 参照。2020年上半期の数値は、ドイツのフ라운ホーファー研究機構からの発表内容を記載した2020年7月21日付け日経産業新聞参照。

⁶ EU加盟国内の電力部門における再エネ導入状況に関しては、Agora Energiewende, “The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition” 参照。同報告によると、2019年時点のEU加盟国全体の総発電量に占める再エネの割合は34.6%である。豊富な水力に恵まれたスウェーデンやオーストリアでは総発電量の7割以上を再エネが占めているが、こうした国では長く水力が主力電源とされてきた。デンマークでは、風力発電の大量導入により、総発電量に占める再エネ導入割合を7割程度まで向上させている。

列的に追う。そこでは、どういった政策が選択されてきたのかに加え、その政策が導入された背景として EU 政策、国内政策、政党動向や議会での議論などにも触れることで移行過程を立体的に把握することを試みる。そして、こうした比較分析を踏まえ、再エネ型経済社会の実現に向け目下諸検討を進めている日本に対する示唆を考えてみたい。

1. ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大のための制度構築過程

ドイツは、世界に先駆けて脱炭素化に向けたエネルギー転換を進めており、電力部門における再エネ導入の割合を大きく伸ばしている。歴史的に化石燃料に多くを依存してきたドイツは、如何にして電力部門において再エネの導入を飛躍的に拡大してきたのだろうか。本節では、ドイツの電力需給状況をまず概観した上で、再エネ導入拡大のための政策過程を制度構築が開始された 1990 年代から追うと共に、同国の政策について考察する。

1-1. ドイツの電力需給状況

豊富な石炭資源に恵まれたドイツは、19 世紀以降、石炭（主に褐炭）に大きく依存して工業を発展させてきた。石炭以外の国内エネルギー資源は乏しく、石油及び天然ガスの大半は輸入に依存していた。1960 年代に入り安価な石油が輸入されるようになると、ドイツのエネルギー供給の主役は石炭から石油へと移っていったが、1973 年の第 1 次オイルショックを契機に石炭への再転換策が打ち出され、石炭産業は政策によって保護されてきた⁷。図 1 のとおり、ドイツ国内の総発電量に占める石炭火力の割合は、1990 年時点で 58.7% で、2004 年までは一貫して 5 割以上を維持してきたが、2005 年には 48.2% と 4 割台になり、2019 年時点では 30.3% に低下してきている⁸。総発電量に占める石炭火力の存在感は依然として大きい中で、2020 年 1 月、ドイツ政府は脱炭素化の潮流を踏まえ、2038 年までに炭鉱や石炭火力発電所を全廃する計画を発表している。

こうした脱石炭の政策に先んじて、ドイツ政府は脱原子力の方針も打ち出している。2000 年代初頭までは、原子力発電は総発電量の 3 割程度を占め、石炭に次ぐ主要電源であった（図 1）。一方、ドイツにおける反原発運動は 1970 年代から非常に活発で、2002 年には原子力発電所を 2020 年頃までに順次閉鎖していくことを定めた脱原子力法が施行された。その後、再エネの拡大だけでは国内の電力需要を賄うには不十分であることから原子力発電は当面維持すべきという政策へ軌道修正されたが、2011 年 3 月の福島第一原子力発電所事故を受け、脱原子力路線へと揺り戻しがなされた。そして、2011 年 7 月、2002 年の脱原子力法の内容にほぼ戻す法改正がなされ、2022 年までに原子炉を順次閉鎖していくことが決定された。こうした動向を踏まえ、総発電量に占める原子力発電の割合は、2010 年時点では 22.4% であったが、2019 年には 12.3% とほぼ半減している。

再エネに関しては、図 2 のとおり、総発電量に占める再エネ発電の割合が 1990 年時点では 3.5% であったが、2019 年には 39.9% へと大幅に拡大した。発電量ベースでは、同期間に 19,093TWh から 244,197TWh まで約 12 倍の伸びとなった。特に風力発電と太陽光発電の伸びが著しく、1990 年時点で再エネ発電による総発電量のうち風力発電は 0.37%、太陽光発電は 0.005% を占めるに過ぎず、その大半が水力発電であったが、2019 年には風力発電が 51.6%、太陽光発電が 19.5% へと増加している。

⁷ 電気事業連合会 HP、「ドイツのエネルギー政策動向」

(https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/germany/detail/1231559_4782.html) 参照。

⁸ IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” 参照。同統計によると、2019 年時点における石炭以外の電源構成は、石油 0.8%、天然ガス 15.4%、原子力 12.3%、再エネ 39.9%、その他 1.3% である。

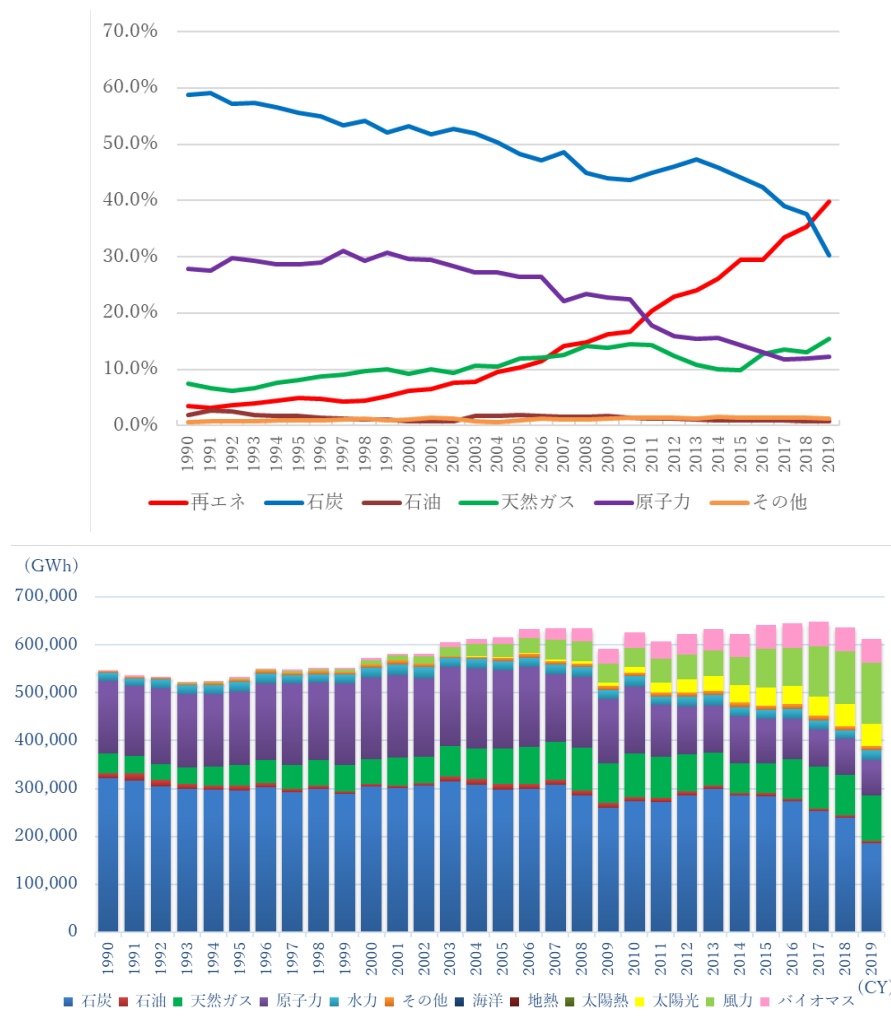


図1 (上) 総発電量に占める各電源の割合推移 (%)、(下) ドイツの電源構成 (GWh)
(出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

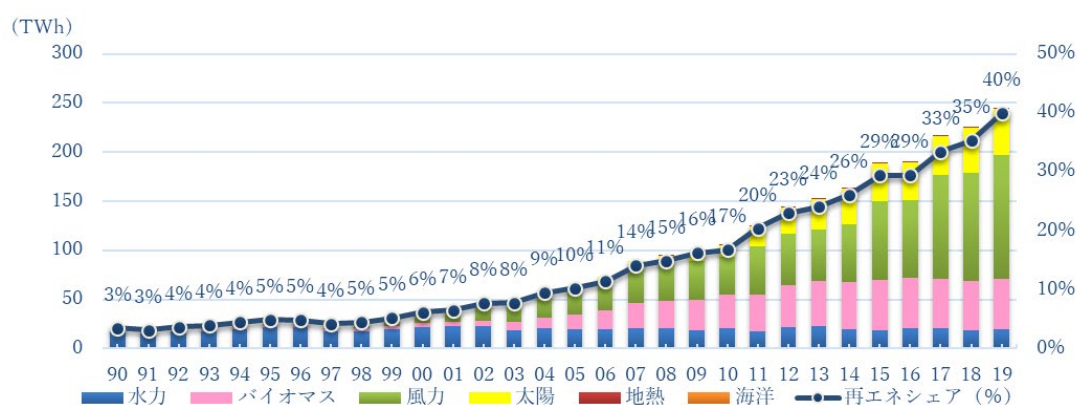


図2 ドイツの総発電量に占める再生可能エネルギー発電量の割合推移 (1990-2019)
(出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

以上のような電力需給状況を踏まえ、以下では、ドイツがどのような政策過程を経て再エネ導入拡大を図ったかについてみていくことにする。

1-2. FIT 制度の誕生と進化

1-2-1. 再エネ普及に向けた制度構築の開始

ドイツは、1991年に制定された「StrEG（電力供給法）」に基づき、再エネ普及に向けた制度構築を本格的に開始した。この法律は、電力供給事業者に対し、供給区域内の水力、風力、太陽エネルギー、廃棄物ガス、汚泥ガス、および「農業もしくは林業による生産物または生物由来の残渣⁹⁾」から発電された電力につき、小売価格の一定比率で買取価格を設定し買取を義務付けたものである¹⁰⁾。

これは、地球温暖化問題への関心の高まりを受け、ドイツ連邦議会において2005年までに温室効果ガスを30%削減するという目標が採択されたことから、同目標達成のための方策の一つとして制定されたものである¹¹⁾。同法律が制定されるまで、再エネの主たる支援策は研究開発（R&D）への助成であった。しかし、1970年代から活発であった反原発運動が1986年のチェルノブイリ原発事故を機に高まりをみせたことや、ドイツ国内で地球温暖化問題を深刻な課題とする認識が広がったことなどを背景に、石炭及び原子力発電に代わるエネルギー源として再エネ導入を促進するための制度構築に本格的に取り組む必要性が広く認識されていた¹²⁾。当時のコール政権下のキリスト教民主同盟（CDU）・社会連盟（CSU）は、緑の党やドイツ社会民主党（SPD）の他、1988年に設立された欧州太陽光協会（Eurosolar）とも連合を組み、StrEG法を議会で可決することに奔走した¹³⁾。こうした政党の垣根を越えた取り組みの結果、1991年に同法は全会一致で可決された¹⁴⁾。

その後、1994年と1998年の2度にわたる部分的な改正を経て、2000年4月に抜本的見直しの末に新たに制定されたのが、FIT制度を生み出した「EEG（再生可能エネルギー法）」である。

1-2-2. 再生可能エネルギー法（EEG）のもとでの再エネ普及制度の構築

EEGは、再エネの普及を目的としているという点では電力供給法の延長線上にあると見做すことができるが、以下の点で大きな変更がみられる。まず、EUが掲げる再エネ導入目標に対応した数値目標が掲げられたことである。2000年時点のドイツにおける全エネルギー供給に占める再エネの割合は2.6%であったが、その割合を2010年までに2倍にするという目標がEEGで示された¹⁵⁾。

次に、FIT制度の導入を定め、再エネ電力に対する投資を促進する枠組みが世界に先駆けて制度化された。前述のとおり、電力供給法のもとでは小売価格に対する一定比率で買取価格が決定されていたが、同制度下では小売価格の変動に伴い買取価格が上下し、再エネ事業者の事業予見性が担保されないという課題があった。そのため、EEGでは、一定価格での買取を補償することで再エネ事業者が将来にわたるキャッシュフローを見通すことを可能とし、事業者の新規参入を促進することが図られた。

また、電力供給事業者の買取義務期間に関しては、20年に限定された。これにより、再エネ発電事業者に対し、生産効率を高め長期的に収益性の低下が生じないような事業運営が促された。そして、FIT制度の対象として、風力、太陽光、水力、廃棄物ガス、汚泥ガス、バイオマスその他、新たに地熱と坑内ガスが追加され、買取義務の対象となる出力の上限が電源ごと設定された。加えて、電源の特性や普及度合いを踏まえた買取価格がきめ細か

⁹⁾ 1998年の電力供給法第二次改正時に「バイオマス」という表現に改められた。本節のStrEG（電力供給法）、EEG（再生可能エネルギー法）及びEEG2004に関しては、渡邊斉志「ドイツの再生可能エネルギー法」『外国の立法』no.225、2005.8、国立国会図書館、pp.61-86に依拠して記述した。

¹⁰⁾ 買取価格は、太陽光と風力に関しては小売価格平均額の90%、水力やバイオマス等に関しては規模に応じて65～75%とされ、買取の上限は各電力供給事業者の域内供給電力量の5%とされた。但し、水力、廃棄物ガス、汚泥ガスによる発電施設のうち出力が5MW以上の施設で生産された電力に関する買取義務は免除されている。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.62参照。

¹¹⁾ 大島堅一「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験—電力買い取り補償制の枠組みと実際—」『立命館大学人文科学研究所紀要』88号、pp.65-91参照。

¹²⁾ Aklın and Urpelainen, op.cit., pp.146-157.

¹³⁾ Ibid.

¹⁴⁾ Ibid.

¹⁵⁾ 前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.63.

く定められた。

このように、EEG において再エネ導入目標を掲げた上で、FIT 制度の導入及びその詳細条件を明示化することで、再エネ導入を加速化させる枠組みの構築が図られた。こうした制度構築が進められた背景として、1998 年の総選挙で第一党となったドイツ社会民主党が、気候変動対策、再エネ拡大、省エネといった持続可能性に関連した政策の推進を掲げる緑の党とドイツ史上はじめて連立政権を組成したことが挙げられる。同連立政権は、発足後すぐに原子力の段階的廃止と再エネ導入の加速化に取り組んだ。原子力に関しては、2001 年に「脱原子力法」の施行を決定している。同法では、2022 年までに既存の原子力発電所の運転を停止し、新規の建設は禁止することが定められた。こうした脱原発に向けた施策を推進するためにも、代替エネルギーの一つとして再エネの普及をさらに拡大させる必要性が認識され、同時期に再エネ導入の加速化を企図した EEG が打ち出されたのである。

また、1995 年に FIT 制度に類似する「アーヘンモデル」と呼ばれる制度が、ベルギーとオランダの国境に近接するドイツの街アーヘン市において開始されていたことも背景の一つとして指摘されている¹⁶。これは、水道・エネルギー公社が当時の市場価格よりも割高な価格で、太陽光発電であれば 20 年間、風力発電であれば 15 年間にわたって電力を買い取り、そのための財源は電気料金に一律 1% 上乗せして賄うという制度である¹⁷。同制度の導入により再エネ設備に対する新規投資が創出され、再エネ普及策の先行モデルとされていた。

こうした背景のもとで 2001 年より本格的に運用が開始された EEG であるが、再エネの普及状況や買取価格水準の適性などが随時検証され、幾度かの法改正が実施されている¹⁸。まず、2002 年 7 月には、太陽光発電の順調な普及を受け、買取義務の上限として設定されていた発電設備容量の 350MW が 1,000MW へ引き上げられた。これにより、買取補償を将来受けられなくなるかもしれないという発電事業者の懸念を払拭し、太陽光発電事業への新規投資の促進が図られた。2003 年 7 月には、大口需要家¹⁹の電力購入分のうち 100GWh を超過する部分については賦課金を実際の二分の一程度に抑えるという優遇措置が採られた。これは、再エネ導入に伴う賦課金負担が企業活動に多大な影響を与えることを回避すべきという考えに基づいた措置である。さらに、2004 年 1 月には、太陽光発電の拡大に焦点を絞った改正がなされた。具体的には、太陽光発電の施設を区分した上で、各々の買取価格が設定された他、買取義務量の上限撤廃等が行われた。

1-2-3. 再エネ普及のための中長期目標の設定及び制度の進化

2004 年 8 月には、EEG を全面的に改訂する法律²⁰（以下「EEG2004」）が制定された。同法では特に、域内電力市場における再エネの導入拡大を目指す EU 指令²¹（「EU2001 再エネ指令」）を踏まえた内容が新たに盛り込まれている点に着目される。まず、再エネ電力が総電力供給に占める割合を 2010 年までに 12.5%、2020 年には 20% とする目標が掲げられた。2010 年までの目標は、EU2001 再エネ指令で示された導入目標と同一の数値である。また、送配電事業者に対し再エネの優先的な買取義務を明記した他、系統運用者には再エネ源電力の接続を優先する義務が定められている²²。こうした義務も EU2001 再エネ指令第 7 条（Grid System issues）を踏

¹⁶ 石倉研「ドイツにおける再生可能エネルギー買取の制度と価格の変遷に関する考察」『一橋経済学』7(1)、pp.33-64、2013 参照。

¹⁷ 山内浩一「太陽光発電施設普及を促すアーヘンモデルとは」2002 年 (http://www.genenergy.jp/downloads/aachen_model.pdf) 参照。

¹⁸ 前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」参照。

¹⁹ 直近 12 カ月の平均消費電力が 100GWh を超え、総付加価値に占める電気料金の割合が 20% を超えている企業が念頭に置かれた。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.64 参照。

²⁰ Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (BGBl. I 2004 S.1918)（電力分野における再生可能エネルギー法を新たに定めるための法律）、前掲 渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.69-86 の翻訳参照。同法は、従来の EEG を廃止すると同時に、同法の内容を大幅に改めた同名の法律を新たに定めたものである。

²¹ Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. 本指令では、再エネ源電力の導入目標設定や、再エネ導入支援策として、グリーン証書、投資支援、税免除もしくは減税、税還付、直接価格維持策などの施策を講じる必要性について示されている他、再エネ源電力の起源保証（Guarantee of origin of electricity produced from renewable energy sources）の活用や再エネの優先接続等の系統管理に関する枠組み形成が企図されている。

²² EEG2004 の内容は、前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.69-86 にある翻訳を参照した。

まえて規定されている。

さらに、EEG2004では、再エネの種類や設備規模等に応じた買取価格が再設定されたことに加え、EEGで導入された賦課金優遇措置を受けることのできる大口需要家の適用対象を拡大し、より幅広い企業の負担を軽減する措置も図られた²³。

このように、EEG2004では、EU2001再エネ指令で示された再エネ導入支援策の枠組みや目標を踏まえつつ、ドイツとして既に実施してきた施策の拡充や、独自に2020年の目標も設定した上で中長期的視点に立った再エネ導入拡大が目指されていたことが伺える。

その後2009年には、EEG2004の大幅な改正が行われ²⁴、2020年の目標値が20%から30%まで更に引き上げられた。2007年にドイツ連邦議会に対して提出された実績報告において、総電力供給に占める再エネ電力の比率が2006年時点で既に11.6%に達し、2007年には13%を超える予測が示されたことから、EEG2004で掲げた2010年目標は予定より3年早く達成されることが確実となっていた²⁵。加えて、ドイツが議長国を務めた2007年3月の欧州理事会では、EUの全エネルギー消費に占める再エネの割合を2020年に20%とする拘束力ある目標(a binding target)が決定された²⁶。こうしたEUの新たな目標も踏まえ、EEG2009では2020年目標値が30%に引き上げられた。

また、同法では、全ての再エネに関し、FIT制度下での買取期間が施設の稼働開始時から20年(但し大規模水力発電施設は15年)に統一された他、再エネ発電事業者が電力の直接販売を行う場合の要件が初めて明確化された²⁷。さらに、電源毎の買取価格や買取価格の逓減率等に関する詳細な規定もなされた²⁸。例えば、ドイツではバイオマス発電による電力の増加が著しい一方で燃料コストの上昇がみられたことから、EEG2009では毎年の買取価格の逓減率をEEG2004の1.5%から1%に縮小するなどの措置が採られた。一方、急速に普及が進んだ太陽光発電(図3参照)に関しては、技術進展により発電コストが大幅に低減したことを踏まえ、買取価格の毎年の逓減率引き上げが図られた。

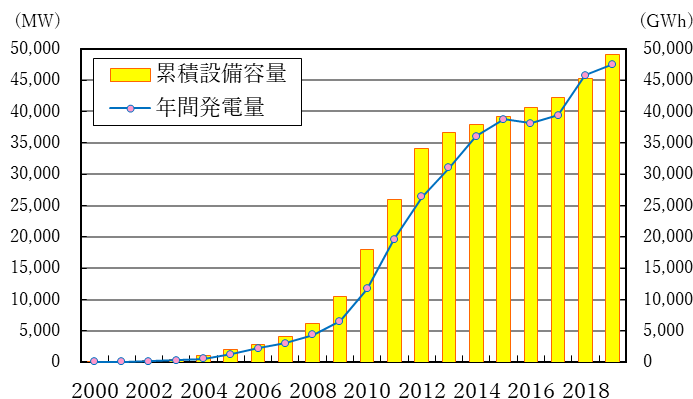


図3 ドイツにおける太陽光発電導入推移 (2000年-2019年)

(出典：累積設備容量は IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020”、年間発電量は IEA, “World Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

²³ 1年間に消費した電力が10GWを超過し、総付加価値に占める電力料金の割合が15%を超えている企業が対象となった。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.66参照。

²⁴ EEG 2004の改正経緯及びEEG2009に関しては、山口和人「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)―2009年再生可能エネルギー法」『外国の立法』no.241、2009.9、国立国会図書館、pp.101-132に依拠して記述した。

²⁵ 前掲、山口「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)―2009年再生可能エネルギー法」、p.103。

²⁶ “Brussels European Council 8/9 March 2007 Presidency Conclusions”, Council of the European Union, 7224/1/07 REV1, Brussels, 2 May 2007.

²⁷ EEG2009の内容は、前掲、山口「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)―2009年再生可能エネルギー法」、p.107-132にある翻訳を参照した。なお、直接販売に関しては同法17条に要件が規定されておりそれによると発電事業者は、「当該施設において生産した電力を第三者に譲渡する旨を、譲渡を行おうとする月の前月の開始前までに配電事業者に届け出た場合には、毎月ごとにこれを行うことができる」。

²⁸ 再エネ投資の効率的な運用を促進するために、買取価格は毎年一定割合で逓減する仕組みが導入されている。太陽光発電については、発電コストが年々下落していることに鑑み買取価格の年次逓減率は9%とされ他の再エネよりも高く設定された。

1-3. 市場プレミアム制度の導入 (EEG2012)

1-3-1. エネルギー転換に向けた政策

これまで述べてきたように、再エネの普及を目指した政策のもと再エネ導入の拡大を図ることは、ドイツにとって気候変動対策の観点のみならず、ドイツ社会におけるエネルギー転換を図る上でも重要な政策課題であった²⁹。2010年までにドイツ国内で設置された再エネ施設の約半数は民間人に所有されており³⁰、多くの市民は化石燃料や原子力に依存しない社会に向けたエネルギー転換を望んでいた³¹。一方、ドイツ政府は、エネルギー転換の重要性は認識しつつも再エネ導入支援にかかるコスト負担の増加を懸念していたことに加え、再エネ導入の拡大だけでは当面の電力需要を賄うことは困難であると考えていた³²。前述のとおり、社会民主党 (SPD) と緑の党の連立政権下では「脱原子力法」の施行が決定され、2022年までに全ての原発の稼働を停止するとされていた。しかし、2009年9月の総選挙で誕生したキリスト教民主・社会同盟 (CDU/CSU) と自由民主党 (FDP) による連立政権は、同施策に従うと、必要な電力を賄う見通しが立たないと考えていたのである。

そこで、2010年9月、同連立政権下のメルケル内閣は「エネルギーヴェンデ (Energiewende)」と呼ばれるエネルギー計画を発表し、ドイツ全土でエネルギー供給の構造を抜本的に変革する政策を打ち出した³³。その中で、再エネ等による電力供給インフラが整うまでは原子力発電を活用する方針を示し、1980年以前に稼働開始した原子力発電所については稼働期間を8年間、それ以降に稼働したものについては14年間延長する決定を行った³⁴。加えて、再エネ拡大の道筋を示すために、電力供給に占める再エネの割合を2020年までに35%、2025年までに40-45%、2035年までに55-60%、2050年までに少なくとも80%とする目標を掲げた³⁵。

しかし、2011年3月の福島第一原子力発電所事故を受け、本計画は大きく方向転換することを余儀なくされた。同年6月、前年に下した原子力発電の稼働期間延長の決断を即座に取り止め、2022年までに全ての原子力発電を停止する政策へと戻すことが決定された³⁶。この決定を踏まえ、原子力発電を代替するエネルギーの一つとして再エネの導入を一層加速化させる必要性が改めて認識された。そして、この認識のもと、2011年7月より、EEG2009の大幅な改正が進められた³⁷。

1-3-2. 電力市場への再エネ統合の開始

2012年1月、再エネの導入を加速化させるための枠組みとして、改正法 (EEG2012) が施行された。同法では、「エネルギー計画」を踏まえ、2050年までの電力供給に占める再エネ導入割合の目標値を明示し、同電力を電力供給システムに統合することが目標として掲げられた³⁸。その上で、FIT買取価格や買取価格の逓減率の見直し等に加え、再エネ電力を電力市場へ統合することを目指した詳細な規定が定められた。FIT制度下で再エネによる電力供給が増加してきた中で、賦課金による消費者負担を軽減する必要性や再エネ電力の市場競争力向上を図る重要性が認識され、電力市場への統合が目指されるようになったのである。

再エネ電力の市場での直接販売に関しては、EEG2009で既にその要件が規定されていたが、EEG2012では、

²⁹ EEG2009の改正経緯及びEEG2012に関しては、前掲、渡辺「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」に依拠して記述した。

³⁰ Yildiz, Özgür, “Financing Renewable Energy Infrastructures Via Financial Citizen Participation – The case of Germany”, *Renewable Energy* 68, 2014, pp.677-685.

³¹ Aklın and Urpelainen, op.cit., p.184.

³² Ibid., pp.184-185.

³³ Agora Energiewende「エネルギーヴェンデと経済」2015年5月29日、参照 (https://sekitan.jp/wp-content/uploads/2015/06/Part1_Christoph_JP_final.pdf)。

³⁴ 渡辺富久子「【ドイツ】脱原発が加速」『外国の立法』2011.5、国立国会図書館。

³⁵ 前掲、Agora Energiewende「エネルギーヴェンデと経済」参照。

³⁶ 小山堅「ドイツ、原子力発電フェーズアウト計画を見直し、稼働延長方針を決定」日本エネルギー経済研究所、2010年9月9日 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/3326.pdf>) 及び、前掲、渡辺富久子「【ドイツ】脱原発が加速」参照。

³⁷ 前掲、渡辺「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」、p.80.

³⁸ EEG2012の内容は、前掲、渡辺「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」の翻訳を参照。

独立した章（第3a章）の中でより詳細な直接販売の形態や市場プレミアムに関する規定が示されている点が特徴である³⁹。まず、直接販売の形態として、(i)市場プレミアムの請求を目的とした直接販売、(ii)電力供給事業者の賦課金の軽減を目的とした直接販売、(iii)その他の直接販売の3分類が定められた。その上で、再エネ発電事業者は、FIT制度下の補償もしくは直接販売を選択することができ、上記直接販売の形態内での変更も可能であるとされた。

「市場プレミアム」とは、FIT制度下で補償を請求した場合に支払われたであろう補償金額（基準値）と平均市場価格の差額である⁴⁰。再エネ発電事業者は、再エネ電力を市場で直接販売した場合、実際に市場で買い取られた電力量に限り系統運用者に対して市場プレミアムを請求することができ、各月の市場販売電力量を翌月の10日までに系統運用者に対し伝達しなければならない。市場プレミアムの額は、暦月ごとにEEG2012附則第4の基準に従い遡及的に算定されるという仕組みが導入された。なお、バイオマス発電に関しては、2014年1月1日以降に運転を開始した750kW以上の発電施設からの電力に対する固定価格買取請求は認められず、直接販売のみが可能とされた。さらに、バイオガスについては、電力需要の変動に対応した発電が可能であるため、設備容量を追加し市場で直接販売した場合、発電事業者は系統運用者に対し市場プレミアムに加え「フレキシビリティ・プレミアム」を請求できると規定された。

以上のように、EEG2012においては、EEG2009で設けられた直接販売制度をより具体化し、市場プレミアムやフレキシビリティ・プレミアムを導入することで、再エネを電力市場に統合することを促進する枠組みが構築された。直接販売制度のもと、電力需要が大きく電力価格が高いときに電力を販売し、FIT制度下の補償金額よりも大きな利益を得る経験を再エネ発電事業者が蓄積することで、再エネ電力が徐々に電力市場に統合されることが期待された。

1-4. FIT制度の導入（EEG2014）

1-4-1. 保護から競争へ

こうした電力市場への再エネ統合の動きは、政権移行と共に加速していった。2013年9月、ドイツでは連邦議会議員選挙が行われ、12月よりキリスト教民主・社会同盟（CDU/CSU）と社会民主党（SPD）の大連立政権に移行した。新政権成立に伴い、再エネの所管官庁が見直されると共に、再生可能エネルギー法の改正が進められた⁴¹。

新政権が成立した2013年時点のドイツにおける総発電量に占める再エネ電力の割合は24%に達しており（図2）、政策上保護的に市場の育成を促す段階から、競争環境下で普及させる段階へと踏み出す必要性が認識されていた。また、再エネ普及に伴い増加する賦課金の抑制が喫緊の課題とされていた。賦課金は、2008年時点では、1.16 ユーロセント/kWhであったが、2012年に3.59 ユーロセント/kWh、2013年に5.28 ユーロセント/kWh、2014年には6.24 ユーロセント/kWhへ上昇し（図4）、2014年の賦課金総額は238億ユーロに上っていた⁴²。これまでは、投資コストが急速に低減した太陽光発電に対する補償金額を引き下げることで、賦課金の上昇抑制が図られてきた。しかし、賦課金の増加を抑えることはできず、電力料金は年々高騰の一途を辿っていた。

さらに、欧州委員会より、2014年4月に「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン（Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020⁴³）」が策定されたことを受け、国内対応が求められて

³⁹ EEG2012 に定められた直接販売に関する記述は、前掲、渡辺「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」の翻訳に則った。

⁴⁰ 市場プレミアムの詳細は、EEG2012の第33g条、第33h条及び附則第4に規定されている。また、FITおよびFIT制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」を参照されたい。

⁴¹ EEG2012の改正経緯及びEEG2014の内容に関しては、渡辺富久子「ドイツにおける2014年再生可能エネルギー法の制定」『外国の立法』no.262、2014.12、国会図書館、pp.72-109参照。

⁴² 前掲、渡辺「ドイツにおける2014年再生可能エネルギー法の制定」p.76参照。

⁴³ European Commission, “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)”. これは、2008年に策定された環境保護のための国家補助金に関するガイドラインに置き換わるものであり、対象範囲には従来の環境に加え、再エネ、省エネ、コジェネ、CCSなども含めた包括的な内容となっている。

いたことも指摘できる⁴⁴。

同ガイドラインは、加盟国がエネルギー及び環境分野において補助措置を採る場合、EU域内で適切な競争環境を維持する観点から合理的であると認定されるための条件や基準を示すものである。ドイツのStrEGやEEGに基づく再エネ支援制度がEU法で禁止されている国家補助に該当するか否かという点は、欧州司法裁判所を中心に長らく論点となってきた⁴⁵。こうした中、「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」では、再エネ電力に対する支援策は、EU及び加盟各国で掲げた再エネ導入目標の達成に貢献し得る適切な政策として位置付けられるに至った⁴⁶。そして、2020年～2030年の間に再エネ電力は系統において競争力を有するべきであり、バランスの責任が免除された現行施策は段階的に廃止される方向性が望ましいという考え方も示された。その上で、2016年1月以降に実施される新規の再エネ導入支援策については、電力市場で直接販売を行う再エネ事業者に対し、市場価格に加えプレミアムを付与する措置（Feed in Premium：FIP）を講ずることが要求された⁴⁷。また、2017年1月以降の新規支援策に関しては、対象となる電源の数が限定的か、戦略的な入札が行われる可能性がある場合を除き、明確かつ透明性があり、非差別的な基準での競争入札により対象を選択することが求められた。

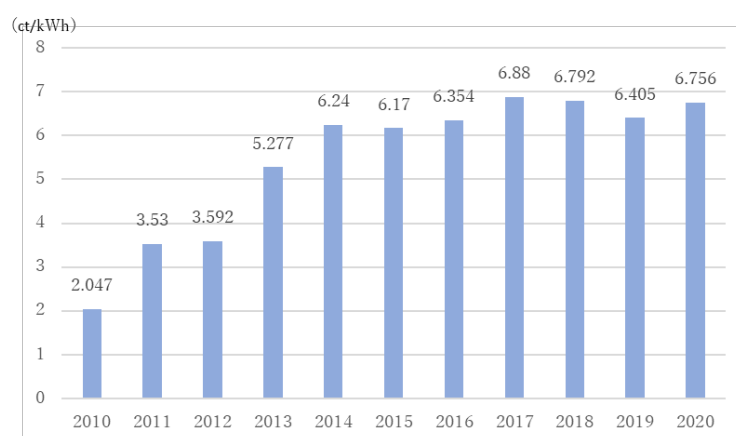


図4 ドイツにおける賦課金推移（2010年～2020年）

出典：ドイツ送電系統運用者情報プラットフォーム HP、Entwicklung der EEG-Umlage
(<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>) をもとに作成

1-4-2. 再生可能エネルギーの増強に関する法律（EEG2014）の制定

以上のような EU ガイドラインの策定及び賦課金増加への対応を背景に、2014年8月、再生可能エネルギー法を大幅に改正した「再生可能エネルギーの増強に関する法律」（EEG2014）が制定された⁴⁸。

同法律は、まず第一条で、電力総消費量に占める再エネの割合を継続的かつ費用効率的に引き上げ、2050年までに80%以上とすることを目標として掲げている。そして、その実現のために、2025年までに40～45%、2035年までに55～60%の目標達成を目指すことが示された。

⁴⁴ Kahles, Markus, and Pause, Fabian, “The Influence of European State Aid Law on the Design of Support Schemes for Electricity from Renewable Energy Sources in Germany and Other Member States”, in *The European Dimension of Germany’s Energy Transition – Opportunities and Conflicts*, ed. Erik Gawel et al. (Springer, 2019) pp.67-82.

⁴⁵ EU法における国家補助の位置付け、規制要件、エネルギー・環境分野ガイドラインの概要に関しては、電力中央研究所「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」調査報告：Y15022、平成28年5月参照。

⁴⁶ EC (2014/C 200/01), 3.3 Aid to energy from renewable sources (107)以下に再エネ支援策に対する国家補助の考え方が示されている。

⁴⁷ 但し、3MWまたは3ユニットの発電設備容量が適用される風力発電を除き、500kW未満の発電設備もしくは実証プロジェクトはこの対象外となり FIT 制度下の支援が認められている。EC (2014/C 200/01), 3.3 Aid to energy from renewable sources (125)参照。FIP 制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」を参照。

⁴⁸ EEG2014 の内容に関しては、前掲、渡辺「ドイツにおける2014年再生可能エネルギー法の制定」pp.81-109の翻訳に依拠して記述した。

こうした目標のもと EEG2014 では、再エネ電力の市場統合及びそのための電力市場における直接販売の促進が「原則」として謳われた。このことは、FIT 制度による補償に関連した規定が中心であった従来の再生可能エネルギー法から、明示的に市場取引を目指した法律へと転換を遂げた現れとして着目される。

具体的には、2015 年 12 月 31 日以前に運転を開始した施設では設備容量が 500kW 以下のもの、2016 年 1 月 1 日以降に運転を開始した施設では設備容量が 100kW 以下のものに関しては、FIT 制度下の補償を請求することができるが、それ以外の施設に関しては、市場において直接販売することが義務付けられた。そして、直接販売を行う事業者は、バランスングの責任を負うことも規定された。

市場プレミアムに関しては、市場で直接販売した電力のうち実際に供給され、かつ第三者に買い取られた電力分について、系統運用者に対し請求することができるとされている。市場プレミアムの額は毎月算定され、市場プレミアム額及び補償金額を算定するための基準額（ユーロセント/kWh）は、電源毎に定められている。基準額に関しては、各電源の増強目標等を踏まえ定期的に通減するとされた⁴⁹。

さらに、EEG2014 では、2017 年までには入札によって助成金額を決定する制度へ移行するという方針も掲げられた。太陽光発電や風力発電の発電コストの低下を受け、政策的支援がなくとも他電源と競争できる可能性が認識されたことに加え、競争入札によって助成金額の更なる低下が目指されていた。そこで、まずは地上設置型の太陽光発電による電力につき入札で補償金額を決定する経験を蓄積し、その結果を踏まえ、本格的に入札制度を導入する方針が示された。

EEG2014 では、以上のような再エネ電力の市場統合と電力市場における直接販売に関する規定に加え、賦課金増加を抑制する施策として、大口需要家や自家消費に対し賦課金軽減、もしくは免除を認めてきた従来の規定の見直しも行われた⁵⁰。その結果、賦課金支払い義務の対象範囲が拡張され、消費者一人当たりの賦課金負担額の軽減が図られた。

以上のとおり、EEG2014 では、従来の FIT 制度から電力市場での直接販売を促進し、市場プレミアムを付与するという FIP 制度への転換が図られた。さらに、入札制度の導入を掲げ、競争原理に基づき補償水準を決定する道筋も示された。EEG2014 でのこうした措置は、FIT 制度のもとで再エネ導入量の増加を実現してきたドイツが、保護的政策から競争環境下で再エネ電力の市場統合を促す政策へと大きく舵を切ったことを示しており、現在のドイツにおける再エネ促進策の土台となっている。

1-5. 入札制度の導入（EEG2017）

EEG2014 において、地上設置型の太陽光発電による電力から入札を試行する方針が示されたことを踏まえ、2015 年に 500MW、2016 年に 400MW、2017 年に 300MW の規模で試験的な入札が実施された。その結果、落札額は法定の補償金額よりも低い額となった上に、入札を重ねるごとに平均落札価格は低下していった。こうした結果を踏まえ、入札制度の本格的な導入を実施するために 2017 年 1 月に EEG2014 が改正され、EEG2017 が定められた。

EEG2017 では、EEG2014 と同様に、電力総消費量に占める再エネ電力の割合を 2025 年までに 40～45%、2050 年までに 80%以上とする目標が掲げられた⁵¹。そして、その達成に向け、風力、太陽光、バイオマス発電に関し、年間の新規設置発電設備容量に関する目標が電源別に設定された。その上で、入札制度の導入や、送電系統の整備と歩調を合わせた再エネ導入の方針などが示された。

入札制度の設計にあたっては、全てのアクターに公平な機会が認められるべきであること、競争性の高い入札を実施することで再エネ支援のための総コストを最小限に抑えること、そして、EEG2017 で掲げられた目標値を超過することも下回ることもないように入札量を適切に規定することが基本指針として示された⁵²。

⁴⁹ 水力、地熱、洋上風力等は毎年、バイオマス及び陸上風力は毎四半期、太陽光に関しては毎月通減することが定められた。

⁵⁰ 賦課金軽減の対象となる 219 業種は、電力費用が集約的な事業者で賦課金を規定通りに課すと国際競争力が脅かされる懸念のある業種が選定されており、EEG2014 の附則 4 にリストが挙げられている。同リストは、2014 年に制定された「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」に対応したものである（前掲、渡辺「ドイツにおける 2014 年再生可能エネルギー法の制定」参照）。

⁵¹ 渡辺富久子「【ドイツ】2017 年再生可能エネルギー法」『外国の立法』（2017.1）、国立国会図書館調査及び立法考査局参照。

⁵² 東京海上日動リスクコンサルティング「平成 30 年度新興国におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生

同方針のもと、EEG2017で入札の対象とされたのは、風力、太陽光、バイオマスによる新規の発電設備である。但し、風力と太陽光に関しては設備容量が750kW未満、バイオマスでは150kW未満の小規模施設は、行政コストの負担や小規模事業者への配慮等から入札制度の対象から除外された。また、水力や地熱など他の再生電力は入札の対象とせず、従来通りFITもしくはFIP制度下の支援策が適用とされた。さらに、移行措置として、一定条件に合致する陸上風力と洋上風力も入札対象から除外されている⁵³。こうした試行錯誤の中、段階的に入札制度の導入が進められ、コスト効率的な再生導入の拡大が図られている。

1-6. ドイツの制度構築過程に関する考察

本節では、ドイツの電力部門において如何にして再生導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみてきた。再生導入の制度構築が開始された背景には、歴史的にドイツで活発であった反原発運動が1986年のチェルノブイリ原発事故を機に高まりを見せたことに加え、地球温暖化問題が政策上の重要な課題として扱われるようになったことがある。こうした中、原子力発電や石炭に替わるエネルギー源として再生導入を促進する必要性が政党の垣根を越えて共有され、1991年、「StrEG（電力供給法）」が制定された。

本格的に再生導入の拡大が後押しされたのは、2000年に制定された「EEG（再生可能エネルギー法）」のもとFIT制度が導入され、再生電力に対する投資を促進する枠組みが制度化されてからといえる。FIT制度のもと、ドイツ政府は再生技術の進展や普及の度合いを踏まえた細やかな法改正を何度も行い、再生可能エネルギーの種類別、設備容量別、設備稼働年別買取価格と買取価格の逓減率の調整を行ってきた。再生普及に向けた制度構築の発展段階で、買取価格等のきめ細かい調整を通し、各再生電源導入の方向付けが一定程度まで実現されたのがドイツの大きな特徴と言えよう。

2011年の福島第一原子力発電所事故を機に脱原発の方針が再確認されてからは、再生の導入をより加速化させる動きが強まった。再生の更なる拡大のためには、賦課金の軽減や再生電力の市場競争力向上を図る必要性が認識され、電力市場への統合が目指されるようになった。そして、2012年に施行された再生法では、従来通りのFIT制度下での固定価格買取に加え、市場で直接販売を行い市場プレミアムを受け取るオプションが初めて示された。

2013年に新政権が成立すると、再生の所管官庁が見直されると共に、電力市場への再生統合を明示的に制度化するために再生法の大幅な改正に着手された。同時期に欧州委員会より「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」が発表され、再生電力は系統において競争力を有するべきでバランスの責任が免除された現行施策は段階的に廃止されることが望ましいという考え方が示されていた。ドイツ政府はこうした方針を国内制度化するために、再生電力の市場統合及びそのための電力市場における直接販売の促進を原則として打ち出した。これは、FIT制度下での保護的政策から、市場取引を主とした競争環境醸成を目指した政策へと進化を遂げた転換点といえる。これを機にドイツでは、FIP制度が本格的に導入されるようになった。

以上のように、ドイツでは、エネルギー転換に向けた大きな挑戦の中、電力部門における再生に関しては、一貫して細やかな政策が施行されその導入拡大が図られた。その過程で幾度も改定された「再生可能エネルギー法」は、長期的な再生導入目標値や各電源の支援条件を明示し、事業者や投資家が一定の見通しのもと事業参入することを可能とするフレームワーク提供の役割を担ってきたといえる。こうした枠組みを制度構築当初から制定し、運用する中で直面した課題を踏まえた調整を継続的に行うことで、再生の導入量そのものは飛躍的に増加した。

歴史的にグリーンな政治勢力の影響力が強いドイツであるが、再生社会に向けた政策形成過程では、必ずしもグリーンな勢力の後押しだけでなく、政党の垣根を越えた連合や新政権によるイニシアチブが再生政策を推し進めてきたことも読み取れる。また、こうした国内から発生した取り組みの他に、EU指令を受け国内対応が求められた結果として、ドイツの再生政策が新たなフェーズへと移行したこともみられた。このように国内外からの後押しを受け、再生導入が進んだシステムへの移行をドイツは遂げつつある。

可能エネルギー等動向調査）調査報告書（公表用）」2019年3月、p.112 参照。

⁵³ 同上 p.95 参照。EEG2017に基づく入札参加要件等は、同報告書に詳しく記述されている。

2. イギリスにおける再生可能エネルギー導入拡大のための制度構築過程

ドイツと同じく歴史的に化石燃料に大きく依存してきたイギリスは、如何にして再エネ導入が促進されたシステムへの移行を図ってきたのだろうか。本節では、イギリスの電力需給状況をまず概観し、制度構築が開始された2000年代から再エネ導入拡大のための政策過程を追うと共に、同国の政策内容について考察する。

2-1. イギリスの電力需給状況

イギリスは、豊富な石炭に加え、北海での石油や天然ガス開発が1960年～70年代に本格化するなど、エネルギー供給の大半を化石燃料に依存してきた。しかし、1990年代に入ると、電力自由化の流れの中で北海油田を利用したガス火力発電が急増する一方、既存の石炭火力発電への追加投資はほとんど行われなかった⁵⁴。更に、1990年代後半に北海での石油と天然ガスの生産量がピークを迎えてからは、資源の枯渇により生産量が徐々に減少し、2004年からイギリスはエネルギー純輸入国に転じた⁵⁵。

このように、エネルギー選択の舵取りが複雑性を増す中、イギリスの政策上、新たに優先的な課題として扱われるようになったのが、気候変動対策である。2000年代のイギリス国内で稼働していた石炭火力は、全て1960年から70年代に運転開始された低効率な亜臨界設備で、EUが定めた大気汚染物質等に関する環境基準の未達割合も高いとされていた⁵⁶。こうした状況に危機感を抱いたイギリス政府は、2008年、「気候変動法」を策定し、2050年までに温室効果ガスを1990年比で80%削減する目標を掲げた。このように、気候変動対策に向けた制度的基盤の構築が進められる中、イギリス政府は、従来は有用なオプションの一つとしてきた原子力発電をエネルギーの安定供給と気候変動対策の双方に貢献する有力なエネルギー源と位置付け⁵⁷、2008年1月に原子力発電を推進する方針を打ち出している。同方針のもと、原子力発電は、イギリス国内における総発電量のうち概ね20%を担う電源として維持されている（図5）。

こうした流れを念頭にイギリス国内の電源構成をみると、総発電量に占める石炭火力の割合が著しく変化していることがわかる。1990年時点での割合が65%と他電源よりも圧倒的に高い水準にあったが、翌1991年の65.8%をピークに急落し、10年後の2001年には34.8%となった。それ以降、2014年まではほぼ3割台を維持してきたが、2015年11月、イギリスのエネルギー・気候変動大臣が2025年までに全ての石炭火力発電所を閉鎖することを発表⁵⁸して以降、一気に石炭火力の割合は減少し、2019年時点で2.4%となっている⁵⁹。石炭火力発電所の閉鎖時期を明確に打ち出したのは、欧州の主要国ではイギリスが初で、翌2016年にはフランスとポルトガル、2017年にはオランダとイタリアが続き、2020年にはドイツも表明した。イギリス政府は、脱石炭の方針に加え、天然ガス火力発電所の優先、洋上風力発電の強化、スマートエネルギーシステムへの移行促進などの政策を進める目標も併せて示している⁶⁰。

イギリスの総発電量に占める再エネ発電の割合は2000年時点では2.7%であったが、2019年には37.1%へ拡大している（図6）。発電量ベースでは、同期間に9,970TWhから119,334TWhまで約12倍の伸びとなった。特に風力発電の伸びが著しく、1990年時点で再エネ発電による総発電量のうち0.15%を占めるに過ぎなかった風力発電量は2000年に9.5%、2019年には53.7%となった。なお、1990年から2019年にかけてバイオマス発電は10.2%から30.6%に増加、1990年には殆ど導入が進んでいなかった太陽光発電は、2019年には10.6%にまで普及が拡大している。

⁵⁴ 伊藤葉子「EUにおける“脱炭素”の政策的背景と実情」日本エネルギー経済研究所、2017年8月 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/7504.pdf>) 参照。

⁵⁵ 電気事業連合会、「イギリスのエネルギー政策動向」 (https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/britain/detail/1231567_4785.html) 参照。

⁵⁶ 前掲、伊藤葉子「EUにおける“脱炭素”の政策的背景と実情」2017年参照。

⁵⁷ UK Department of Trade and Industry, “The Energy Challenge: Energy Review Report 2006”, July 2006.

⁵⁸ GOV.UK, Press release published 18 November 2015, “New Direction for UK energy policy” (<https://www.gov.uk/government/news/new-direction-for-uk-energy-policy>).

⁵⁹ IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” 参照。同統計によると、2019年時点における石炭以外の電源構成は、石油0.3%、天然ガス41.1%、原子力17.5%、再エネ37.1%、その他1.6%である。

⁶⁰ GOV.UK, Press release published 18 November 2015, “New Direction for UK energy policy”.

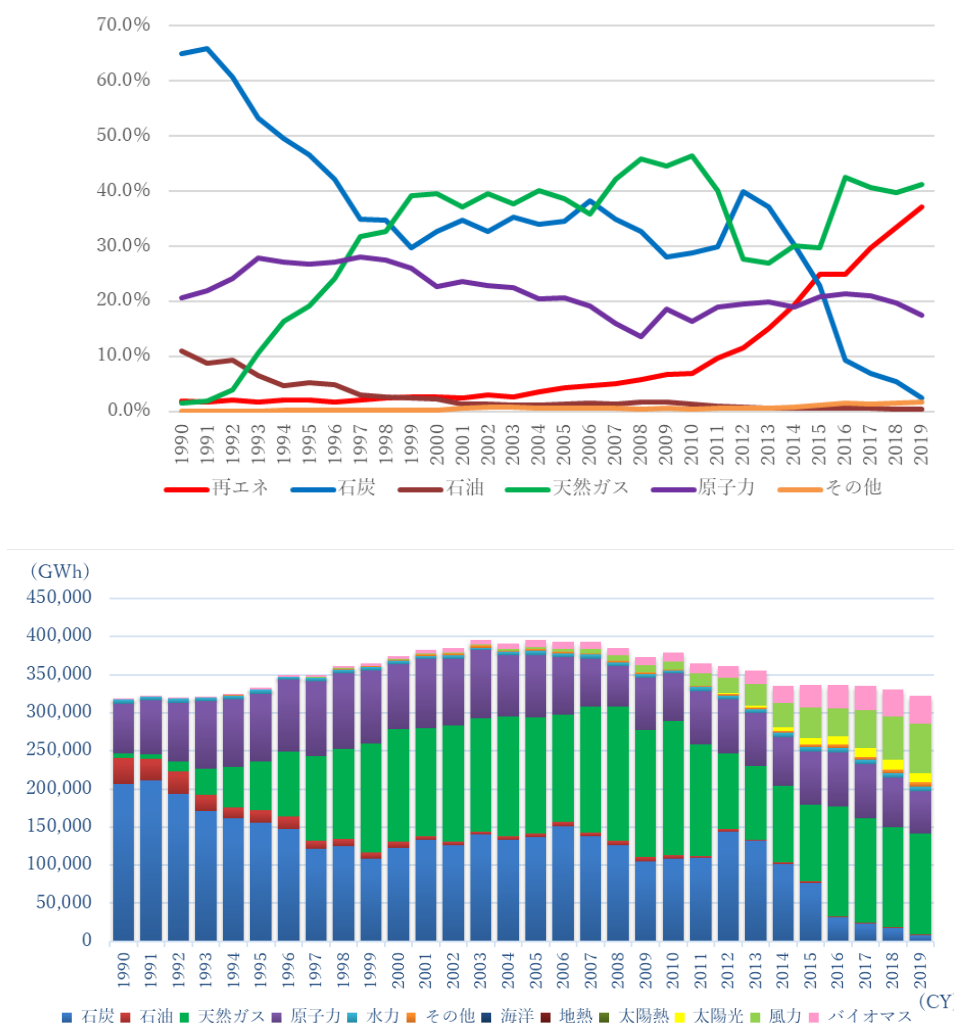


図5 (上) イギリスの電源構成 (GWh)、(下) 総発電量に占める各電源の割合推移 (%)
(出典: IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

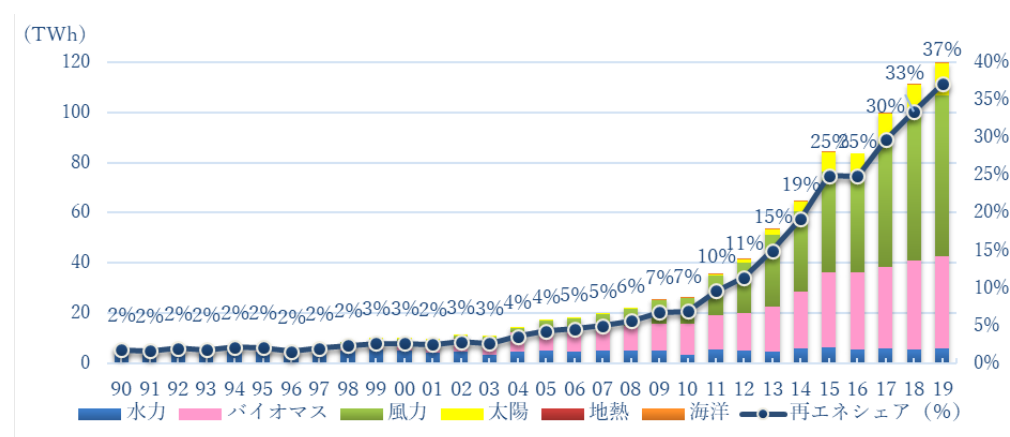


図6 イギリスの総発電量に占める再生可能エネルギー発電量の割合推移 (1990-2019)
(出典: IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

以上のような電力需給状況を踏まえ、以下では、イギリスがどのような政策過程を経て再エネ導入拡大を図ったかについてみていきたい。

2-2. RO 制度の導入

2-2-1. 再エネ普及に向けた制度構築の開始

イギリスの電力部門は、サッチャー政権時に制定された 1989 年電気法（Electricity Act 1989）に基づき民営化が進められ、電力システムの全面自由化を世界に先駆け完了している。1990 年以降電力自由化の流れを牽引し、自由市場の実現をイギリスは重視してきた。しかし、イギリスの政策上、気候変動対策の優先度が増すにつれ、従来の方針を軌道修正し、自由市場に完全に委ねるのではなく再エネ事業への投資を促進するためのインセンティブ付与の制度構築が必要と考えられるようになっていた。また、2001 年に欧州委員会によって定められた「域内電力市場における再生可能エネルギーの導入拡大を目指す EU 指令（「EU2001 再エネ指令」）」に基づく再エネ目標を達成する必要にも迫られていた。

こうした中、イギリスは、ドイツより 10 年近く遅れて再エネ導入のための制度構築に着手した。2000 年に制定された公共事業法（Utility Act 2000）に基づき「再エネ購入義務制度（Renewable Obligation：以下「RO」略記）」が導入され⁶¹、2002 年 4 月、再生可能エネルギー購入義務命令（The Renewables Obligation Order [Statutory Instrument 2002 No.914]）で実質的な内容が定められたことを受け本格的な取り組みが開始された。

2003 年 2 月に刊行されたエネルギー白書（Our energy future-creating a low carbon economy）では、エネルギー政策として次の 4 つの目標が掲げられている⁶²。第一に、二酸化炭素排出量を 2050 年までに 1990 年比で 60%削減し気候変動対策に貢献すること、第二に、国内資源の枯渇に備えエネルギー供給の安定性を維持すること、第三に、イギリス国内外で競争市場の形成を促進し持続可能な経済成長及び生産性の改善を図ること、第四に、全ての家庭に十分な暖房を適切な価格で確保することである。

これらの目標を達成するために、重要な役割を果たすことが期待されていたのが再エネである。例えば、白書で掲げられた第一番目の目標を達成するためには、2050 年までに総発電量の少なくとも 30～40%は再エネで賄う必要があると指摘されている⁶³。

既にイギリス政府は、2000 年 1 月に、総電力供給に占める再エネ電力の割合を 2010 年までに 10%とする目標を発表していた。これは、EU2001 再エネ指令においてイギリスに対し課された目標でもある⁶⁴。当時、イギリスは欧州諸国の中でも再エネの普及率が低く、エネルギー白書によると 2000 年時点の総発電量に占める再エネ電力の割合（大規模水力発電と廃棄物混焼発電を除く）は、デンマークで 16.7%、オランダで 4%、ドイツで 3.2%、スペインで 3.4%であったのに対し、イギリスは 1.3%に過ぎなかった⁶⁵。このような状況に危機感を抱いたイギリスでは、2010 年までの目標を達成するためには、同年までに約 10,000MW の再エネ設備を新規導入する必要があると見積もられていた⁶⁶。こうした中、再エネ開発を加速化するための仕組みとして導入されたのが RO 制度である。

2-2-2. RO 制度の仕組み

RO 制度は、電力小売事業者に対し、消費者にとって過度の負担とならない価格範囲内で、販売電力量のうち

⁶¹ RO は、1989 年に制定された電力法（Electricity Act 1989）第 32 条で規定された非化石燃料系電力購入義務（Non-Fossil Fuel Obligations: NFFO）に代わって導入された制度である。NFFO とは、国営電力供給事業者（Public Electricity Suppliers）に対し、再エネ発電事業者からの電力を購入し 15 年程度の長期契約のもと固定価格で同電力を販売することを義務付けるものである（Ofgem, “The Renewable Obligation: Ofgem’s first annual report”, February 2004”, p.8.）。この仕組みは当初再エネ普及が目的とされていたが、その後原子力発電を維持するための財政的仕組みとして導入されたと解釈されている（長山浩章「イギリスの再生可能エネルギー政策」p.110、植田和弘、山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』京都大学学術出版社、2017 年）。

⁶² UK Department of Trade and Industry, “Energy White Paper: Our energy future-creating a low carbon economy” CM5761, 24 February 2003.

⁶³ Ibid., p.44.

⁶⁴ Directive(2001/77/EC), op.cit., Annex に国ごとの目標が記載されている。なお、ドイツは前述のとおり 12.5%の目標であった。

⁶⁵ Department of Trade and Industry, “Energy White Paper: Our energy future-creating a low carbon economy”, op.cit., p.45.

⁶⁶ Ibid.

一定比率を再エネ電力とすることを義務付ける制度である⁶⁷。電力小売事業者は、営業年度開始の半年前までに政府より再エネ販売義務量の割り当てを受ける⁶⁸。他方、認定された再エネ発電所を有する発電事業者は、毎月、ガス電力市場規制庁（Office of Gas and Electricity Markets、以下「Ofgem」略記）に対し発電実績を届け出て、それに応じた再エネ義務証書（Renewable Obligation Certificates、以下「ROCs」略記）を取得する。Ofgemは、ROCsの発行に加え、再エネ発電所の適格性認定、法令遵守のモニタリング、違約金の計算や徴取等を行い、RO制度の運営全体を司る役割を果たす⁶⁹。

電力小売事業者は、割り当てられた再エネ販売義務量相当のROCsを購入することが義務付けられ、ROCsの調達に要したコストは電気料金に上乗せすることができる仕組みとなっている。こうした仕組みのもと再エネ発電事業者は、Ofgemより取得したROCsを電力小売事業者などに対し売却することで、電力卸価格よりも割高な価格での電力販売が可能となる。これにより、再エネ発電事業者は、電力卸価格での販売収入に加え上乗せ分をプレミアムとして得るインセンティブを有し、電力小売事業者はOfgemに対しROCsを提示することで、販売義務の遵守を証明することができる⁷⁰。

なお、電力小売事業者が、販売義務量相当のROCsを調達できなかった場合は、バイアウト価格（buy-out price）として不足分の1,000kWh当たり約33ポンドをOfgemに罰金として支払うことで、義務を履行したとみなされる。この罰金として徴取された資金はOfgemの運営資金に充当され、余剰資金はROCsを調達した小売事業者に対し、調達量に応じた比率で再配分される⁷¹。

RO制度の対象となる再エネは、太陽光、風力、潮力、地熱、バイオマス、水力、廃棄物、埋立地ガス、下水ガスである。RO制度導入時には、全ての再エネ技術に関し、1MWh当たり1枚のROCが付与されていた。しかし、2009年4月施行の政令により、重点的な導入を目指す再エネ技術については、同じ発電量に対し多くのROCsを付与することで支援レベルの差異化（Banding）が図られるようになった。

例えば、2009年時点で洋上風力、太陽光発電、潮力発電、波力などに関しては、1MWh当たり2ROCsが付与されるようになった。一方で、陸上風力や化石燃料との混焼バイオマスについては、1ROCのままとされた⁷²。さらに、2013年から2015年にかけて、洋上風力は1MWh当たり2ROCsで据え置かれたが、陸上風力は0.9ROCsに変更され、太陽光発電も1.7ROCsへと引き下げられた⁷³。こうした施策により、開発途上にある技術や重点分野の振興が図られ、支援のレベルに濃淡がつけられるようになった。

以上のようなRO制度のもとで、再エネによる発電量は年々増加の一途を辿った。特に、風力発電の伸びが目覚ましく、RO制度が導入された2002年時点の累積設備容量は534MW、2004年時点では933MW、2010年には5,421MWとRO制度下で10倍以上の伸びをみせている⁷⁴（図7）。中でも、2002年時点では、4MW程度の設備容量に過ぎなかった洋上風力は、2010年には1,342MWとなり飛躍的な拡大をみせた⁷⁵。

⁶⁷ 日本エネルギー経済研究所 新エネルギー・国際協力支援ユニット 新エネルギーグループ「英国：CFD制度の導入時期を早め、再エネ補助金増大の抑制を図る」2016年1月（<https://eneken.ieej.or.jp/data/6528.pdf>）参照。

⁶⁸ ROの具体的仕組みに関しては、英国エネルギー気候変動省（Department of Energy & Climate Change）のPolicy Paper、OfgemのAnnual Report、山口光恒「イギリスの電力市場改革と日本の再エネ政策への示唆」2014年7月28日、2014年環境経済政策学会発表論文などに依拠して記述。

⁶⁹ Ofgem, “Guidance for generators that receive or would like to receive support under the Renewable Obligation (RO) scheme”, April 2019.

⁷⁰ Department of Energy & Climate Change (DECC), “Policy Paper: 2010 to 2015 government policy: low carbon technologies” updated 8 May 2015.

⁷¹ OfgemのHP（<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>）参照。

⁷² DECC, “UK Renewable Energy Roadmap Update 2013”, November 2013, p.30.

⁷³ Ibid.

⁷⁴ IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020”のデータ参照。

⁷⁵ Ibid.

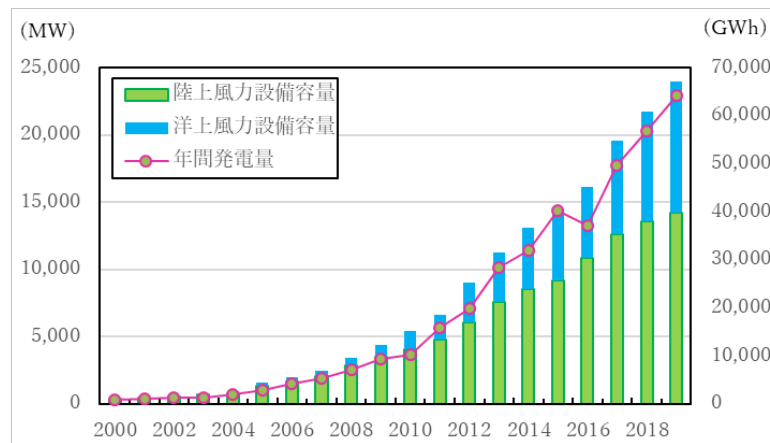


図7 イギリスにおける風力発電導入量推移（左：累積設備容量、右：年間発電量）

（出典：IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 及び IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” より作成）

2-2-3. RO 制度の段階的フェーズアウト

2011 年には初めてイギリス国内の総電力供給に占める再エネ電力の割合が 10%に達し、発電量は 35TWh となった。これは、イギリス政府が 2000 年 1 月に発表した目標を一年遅れではあるものの確かに達成した区切りである。そのため、再エネ販売義務量の割り当てによって再エネ導入促進を図った RO 制度は、イギリスに一定の成果をもたらしたといえることができる。

しかしながら、RO 制度下で取引可能な ROCs には予め価格が定められておらず、電力小売事業者が ROCs を再エネ発電事業者より購入する際は両者間の交渉や需給バランスにより価格が決定される仕組みとなっていたことから、発電事業者にとっては事業予測を立てにくいという課題があった。また、特に小規模の発電事業者にとっては手続きが煩雑で小規模電源の導入が進まなかったことに加え、異なる発電技術ごとのきめ細かい支援策がドイツの制度のように設定されていないことも課題とされていた⁷⁶。そこで、既存発電施設については 2037 年まで RO 制度に基づく支援を継続するが、2017 年 3 月 31 日以降の新規発電施設に関しては適用されないことなどが決定された⁷⁷。

このように RO 制度の課題が浮き彫りとなり、段階的なフェーズアウトが進められる中、イギリスは、2009 年の EU 再エネ利用促進指令⁷⁸（EU2009 再エネ指令）に基づき、最終エネルギー消費に占める再エネの割合を、2%以下の現状から 2020 年までに 15%へ拡大する義務を新たに負ったことなどから、それを満たすための追加的な政策を導入する必要性にも迫られていた。こうした状況を踏まえ、新たな再エネ普及策として導入されたのが FIT 制度である。

2-3. FIT 制度の導入

2-3-1. FIT 制度導入に向けた検討

FIT 制度導入に先立ち、当時の労働党政権は、再エネ諮問委員会（Renewables Advisory Board）の設置や再エネ導入戦略に関するコンサルテーションなどを実施し、再エネ導入拡大の方向性を検証している。再エネ諮問委員会からは、2008 年 6 月、「2020 ビジョン：再エネ 15%目標をイギリスは如何に達成することができるか（2020 VISION-How the UK can meet its target of 15% renewable energy）」という政策提言ペーパーが公表され、RO 制度は再エネの導入促進に一定の貢献を果たしたが、現行枠組みのままでは 2020 年までに最終エネルギー

⁷⁶ 前掲、山口「イギリスの電力市場改革と日本の再エネ政策への示唆」p.13 参照。

⁷⁷ DECC, “Digest United Kingdom Energy Statistics 2019”, Chapter 6 Renewable sources of energy, p.125.

⁷⁸ Directive (2009/28/EC) op.cit.

ギー消費に占める再エネの割合は6%程度に留まるという見通しが示された⁷⁹。そして、15%目標を達成するためには、再エネ導入拡大の取り組みをエネルギー政策の中核に据え、目標実現に向けたドライブとなる革新的な取り組みを経済、政策、社会面から総合的に進める必要性が唱えられた。その上で、例えば、新規の再エネ投資を再エネ市場が支えるという確信を投資家を得ることのできる財政支援策を導入する必要性などが述べられた。また、再エネ導入戦略に関するコンサルテーションを経て2008年6月に公表された報告書「再エネ戦略コンサルテーション Consultation on the Renewable Energy Strategy」では、送電網増強や新たな再エネ関連技術開発の促進などの重要性に加え、小規模の再エネ関連設備に対する支援策を積極的に進める必要性が指摘された⁸⁰。

2-3-2. FIT 制度の開始

こうした検討を踏まえ、2008年11月、エネルギー法 (Energy Act 2008) により FIT 制度の導入が決定され、2010年4月の政令 (No.678) に基づきその適用が開始された。具体的には、エネルギー法の Chapter 32, Section 41 に「小規模発電向け FIT (Feed-in tariffs for small-scale generation of electricity)」という項目が定められ、国務大臣 (エネルギー・気候変動) に対し「小規模低炭素発電 (small-scale low-carbon generation of electricity)」の拡大を目指した財政支援措置を導入し、運用する権限などが付与されている⁸¹。同法を踏まえ、2010年4月より FIT 制度の対象とされたのは、太陽光発電、風力、嫌気性消化ガス (AD)、水力、マイクロ CHP を電源とする 50kW 未満の発電設備か、2019年7月15日以降に稼働開始した 50kW 以上 5MW 以下の発電設備である⁸²。

こうした小規模設備を対象に、ライセンスを保持する電力供給事業者が発電事業者に対し、発電量に応じた固定買取価格で購入費用を支払う仕組みがイギリスの FIT 制度である。同制度下で、発電事業者は全発電量 (every kWh generated) に応じた固定価格での支払い (generation tariff: 「発電価格」) 及び、売電した余剰電力分に応じた固定価格での支払い (export tariff: 「売電価格」) を受けることができる⁸³。すなわち、発電事業者は、系統に送電せず自家消費した場合であっても全発電量に応じた固定価格での支払いを受けることに加え、保証された価格で余剰電力の売電が可能となる。そのため、小規模設備を有する自家発電事業者は、発電価格と売電価格の受け取りだけでなく、自家消費により電力購入量を節約できるメリット (bill savings) も享受する⁸⁴。

発電価格に関しては、買取対象の再エネ技術ごとに設備容量、設備稼働年別の詳細な買取価格が設定されている⁸⁵。価格設定は、小売物価指数 (Retail Price Index) に連動し、原則として年度毎に改訂される⁸⁶。なお、立地条件に恵まれた設備で5~8%程度の投資収益率が期待できる水準に設定されている⁸⁷。売電価格については、保証された価格での売電、もしくは市場ベースの価格での売電を選択することが可能とされている。売電価格も、発電価格同様、小売物価指数に連動した調整が年度毎に行われている⁸⁸。

⁷⁹ Renewables Advisory Board, “2020 VISION-How the UK can meet its target of 15% renewable energy”, June 2008, p.3.

⁸⁰ 再エネ戦略コンサルテーションに関しては、2008年6月に当時の労働党政権下のエネルギー・気候変動省が公表した関連文書を参照 (<https://www.gov.uk/government/consultations/progressing-our-renewable-energy-strategy>)。

⁸¹ 2008年エネルギー法は、再エネの普及に加え、炭素の回収及び貯留の方法や、原子力発電所や再エネ発電所も含めた発電施設破棄の方法等に関し規定したものである。同法の詳細は、イギリス政府が公表している法制情報サイトを参照 (<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/part/2>)。

⁸² Ofgem の HP 参照 (<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme/>)。50kW 未満の発電施設は RO 制度の対象外となり FIT 制度へ移行、50kW 以上 5MW 以下の発電施設 (マイクロ CHP は 2kW 以下) に関しては、RO 制度の対象に留まるか FIT 制度へと移行するかを選択できるようになった。5MW 以上の施設は引き続き RO 制度の対象とされた。

⁸³ DECC, “Digest United Kingdom Energy Statistics 2019”, op.cit., p.125.

⁸⁴ なお、自家消費分も買取対象として支援を受けるためには、原則としてメーターの設置が必要となり、その設置費用は発電事業者負担とされている。

⁸⁵ 2010年4月以降の詳細な買取価格は、Ofgem の HP 参照 (<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates/>)。

⁸⁶ Ibid. なお、2020年4月1日から2021年3月31日までの買取価格は2020年3月31日に改訂された。

⁸⁷ DECC, “Feed in Tariffs: Government’s Response to the Summer 2009 Consultation”, February 2010, p.6.

⁸⁸ 売電価格の詳細は、Ofgem の HP 参照 (<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates/>)。

2-3-4. FIT 制度下での諸調整

FIT 制度導入時は、当初設定した発電価格を 2013 年まで維持し、それ以降は 5 年毎に見直す方針が示されていた。しかしながら、実際には、FIT 制度発足後 1 年も経たないうちに価格見直しの方針が示された⁸⁹。太陽光発電を中心に当初の想定を大幅に上回る設備登録と発電量があったことに加え、250kW～5MW の大規模太陽光発電が予想以上に増加したためである⁹⁰。大規模太陽光発電の急増は、FIT 関連予算として当初見積もられた額を急速に消化し、他の再エネ技術支援に充てる予算の圧迫につながることも懸念された⁹¹。小規模設備の再エネ源発電の普及を目指し導入された FIT 制度の趣旨には必ずしも合致しないこうした流れを前に、2011 年 8 月、イギリス政府はコスト効率化を図るために 50kW 以上の太陽光発電とバイオマス（嫌気性消化ガス）発電設備に関する発電価格の大幅な改定に踏み切った⁹²。本改定以降も、太陽光発電設備を中心に、発電価格や出力区分等が年数回にわたり見直されている。

このように FIT 制度下で再エネ技術の普及状況等を踏まえた迅速な調整を行うことで、RO 制度下では導入がみられなかった太陽光発電に関し、2010 年の FIT 制度導入以降、急速に普及が進んだことが伺える（図 8）。RO 制度が導入された 2002 年時点での累積設備容量は 4MW、2004 年時点で 8MW、2010 年時点でも 95MW と低迷が続いていたが、FIT 制度導入を境に 2011 年には前年の 10 倍以上となる 1,000MW の累積設備容量へと急伸し⁹³、それ以降も堅調に導入が続いた。

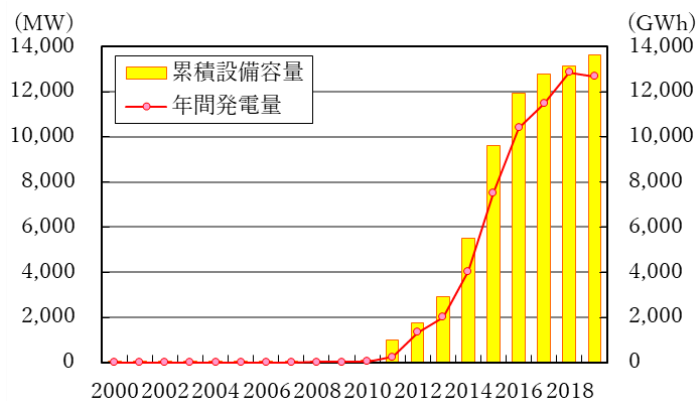


図 8 イギリスにおける太陽光発電導入量推移（左：累積設備容量、右：年間発電量）

（出典：IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 及び IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” より作成）

2-4. FIT-CfD 制度の導入

2-4-1. 電力市場改革

以上のとおり、2010 年より運用が開始された FIT 制度は、RO 制度だけでは普及が見られなかった太陽光発電の導入を急速に促進するなど、イギリスにおける再エネ導入の流れを加速化させた。しかしながら、優先的な政策課題とされている気候変動対策を更に推し進め、最終エネルギー消費に占める再エネ割合を 2020 年までに 15%へ拡大するという EU 指令に基づいた目標を達成するためには、より革新的な変革が必要であるとイギリス政府は認識していた。

2011 年 7 月、クリス・ヒュン エネルギー・気候変動国務大臣（Chris Huhne, Secretary of State, Department

⁸⁹ DECC, “Feed-in Tariffs Scheme: Summary of Responses to the Fast-Track Consultation and Government Response”, 9 June 2011.

⁹⁰ Ibid., p.5.

⁹¹ Ibid.

⁹² Ibid., p.6. 50kW 以上 150kW 未満の設備に関しては 19.0 ポンド/kWh、150kW 以上 250kW 未満は 15.0 ポンド/kWh、250kW 以上 5MW 以下及び地上設置型は 8.5 ポンド/kWh へと大幅に引き下げられた。

⁹³ 累積設備容量のデータに関しては、IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 参照。

of Energy and Climate Change : 当時) は、「我々の電力の将来に関する計画 (Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity)」と題する提言書を議会へ提出した⁹⁴。同提言書によると、当時のイギリスでは、既存発電所の設備容量のうち4分の1 (20GW) が老朽化等により10年以内に閉鎖することが予定されており、電力の安定供給確保が喫緊の課題とされていた⁹⁵。また、低炭素経済の実現を目指し、2050年までに二酸化炭素排出量を1990年比で少なくとも80%削減する目標が掲げられていた。そして、同目標を達成するためには、2030年までに電力分野における低炭素化を飛躍的に進める必要性が認識されていた⁹⁶。さらに、運輸や熱部門を中心に電化が一層進むことで、2050年までにイギリスにおける総電力需要は倍増し、電力価格も上昇することが見込まれていた。

こうした状況に対処するため、2010年12月のコンサルテーションを経て、提言書内で打ち出された施策が「電力市場改革 (Electricity Market Reform : EMR)」である。既存の電力市場は、新規に低炭素発電事業を行う事業者にとっては参入障壁が高いことに加え、市場の流動性が低いため、化石燃料発電と競合しつつ適切な市場アクセスを確保することが困難であるとイギリス政府は認識していた⁹⁷。また、低炭素経済の実現と電力の安定供給を同時に達成するためには、2020年までに発電及び送電向けに最大1,100億ポンドの新規投資が必要であると見込まれていた⁹⁸。この規模の投資を投資家から募り、コスト効率的に上記目標を達成するためには、電力市場の改革に踏み切る必要があるとされたのである。

このような認識のもと、電力市場改革によって、①将来にわたる電力の安定供給の確保、②発電分野における低炭素化の促進、③消費者のコスト負担の最小化、の3点を実現することが目標として掲げられた。そして、同目標の実現を支える4つの柱が打ち出された⁹⁹。第一に、低炭素発電設備向け長期契約の導入、第二に、同長期契約を支援するための制度構築、第三に、低炭素政策のインセンティブに遡及的な変更がないという原則に基づいた継続的支援の実現、第四に、既存事業者と新規事業者が公平な条件で競争できる流動性の高い市場の実現である。こうした施策により、長期的に事業の予見性を担保できる市場環境を形成し、低炭素化事業に対する積極的な投資を呼び込むことが企図された。

2-4-2. FIP 制度と FIT-CfD 制度をめぐる議論

電力市場改革の第一の柱を実現するために提案されたのが、固定価格差額決済契約制度 (Feed-in Tariffs with Contracts for Difference、以下「FIT-CfD」略記) である。同制度の導入は、2010年12月に行われたコンサルテーションにおいて重要な論点の一つとされていた。具体的には、FIT-CfD と固定プレミアム型の FIP 制度のどちらを導入することが望ましいかという議論である¹⁰⁰。FIP 制度は、卸電力市場での売電収入に加え一定の支払いが発電事業者に対してなされるという点において RO 制度と類似した枠組みであることから、投資家の理解も得やすく円滑な実施が期待できると考える再エネ事業者により支持されていた。一方で、FIT-CfD 制度は、その運用の複雑性に懸念が示されつつも、低炭素電源の導入をよりコスト効率的に促進し得る枠組みであるとの反応が多く示されていた。

こうした意見を多様な関係者から聴取した上で、イギリス政府は、FIT-CfD をより望ましい制度とした。電力価格の変動リスクを長期的に最小化し、低炭素電源への投資を促進する枠組みとして FIT-CfD 制度の方が適していると判断されたためである。そして、同制度を①容量市場 (Capacity Market) 制度、②炭素の下限価格 (Carbon Price Floor) の設定、③火力発電所への二酸化炭素排出基準値の設定 (Emission Performance Standard) という3つの施策とパッケージ化することで、コスト効率的に低炭素経済の実現と電力の安定供給確保の両立を図る方針を打ち立てた。低炭素経済の実現を目指し再エネの導入拡大を図ることは、必然的に天候により出力が変動

⁹⁴ DECC, “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”, July 2011.

⁹⁵ Ibid. pp.5-6.

⁹⁶ Ibid.

⁹⁷ Ibid.

⁹⁸ Ibid.

⁹⁹ 4つの柱の内容については、Ibid., p.7.

¹⁰⁰ コンサルテーションにおける CfD 及び FIP 制度に関する議論については、Ibid., pp.17-22. FIT-CfD 制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」参照。

する電源（変動電源）を増加させ、電力の安定供給を脅かしてしまう。こうした状況への対処として、高い調整力をもつ火力発電を効果的に活用する施策をイギリス政府は併せて組み込んだのである。発電の必要が生じたときに対応する供給力を「容量市場」を介して予め確保すると同時に、低炭素化を促進するために、新設の火力発電所に対しては設備容量当たりの二酸化炭素排出基準値を規定することに加え炭素の下限価格を設定することで、火力発電の効果的な活用が企図された。

2-4-3. FIT-CfD 制度の仕組みに関する議会での議論

こうした制度設計を引き継ぎ、2012年2月、新たにエネルギー・気候変動国务大臣に着任したエドワード・デービー大臣（Edward Davey, Secretary of State, Department of Energy and Climate Change：当時）は、同年5月にエネルギー議案の素案（Draft Energy Bill）を発表した¹⁰¹。これを受け、イギリス下院のエネルギー気候変動委員会（House of Commons Energy and Climate Change Committee）及び上院（House of Lords）議員で構成されたグループにより、同案内容の検討が行われた。

FIT-CfD 制度に関しては、発電事業者と小売電力事業者間の支払いをどのようなスキームのもと実行することが長期安定的な投資環境の形成に資するかという点が、重要な論点の一つとなった¹⁰²。エネルギー気候変動省（DECC）からは、エネルギー議案において「多者間支払いモデル（Multiparty Payment model）」という支払いスキームが提案されていた。同モデルは、イギリスで既に導入されているインバランス制度の枠組みに着想を得たもので、中央精算機関（Balancing and Settlement Code Company: BSCCo）としてインバランス料金の計算と精算に関する豊富な実績を蓄積している Elexon 社（National Grid 社の子会社）に FIT-CfD 制度においても支払い関連業務の運用を委任するというものである¹⁰³。本モデルでは、発電事業者と小売電気事業者間で個別に差額決済契約が締結され、支払いに関しては Elexon 社を介した双方向的なやり取りがなされるスキームが想定された。DECC は、取引相手の財務状況悪化などにより債権回収が困難な状態に陥る危険性、すなわち「信用リスク（Credit Risk）」を最小化するためには、発電事業者に対する定期的な支払いに加え、小売電気事業者が担保設定を行うことでデフォルトリスクを極力抑制する施策が有効であると考えていた。そして、その実現のためには、複雑な計算と精算業務に精通した Elexon 社を活用すべきと考えていたのである。

このような DECC の多者間支払いモデルに対し、下院のエネルギー気候変動委員会は、支払いの責任が最終的に小売電気事業者に寄せられている本スキームでは、信用リスクの懸念が払拭されない上に、投資を呼び込む強固な基盤形成につながらないと批判した¹⁰⁴。その上で、代替案として提示したのが「中央単一取引相手モデル（Alternative central, single counterparty model）」である¹⁰⁵。

本モデルは、信用力のある CfD 取引機関（CfD Counterparty Body）を新設し、発電事業者は同機関とのみ差額決済契約を締結するというものである。同モデルでは、小売電気事業者から発電事業者に対する支払いや精算業務を CfD 取引機関が担い、同機関の運用は政府や National Grid が管理することが想定されている。政府の後ろ盾がある取引機関とのみ発電事業者が相対契約を締結する環境を整えることで、発電事業者が負う信用リスクを取り除き、より低いファイナンスコストで投資を呼び込むことが企図された。

下院のエネルギー気候変動委員会は、このような中央単一取引相手モデルの採用を政府に対して強く推奨する

¹⁰¹ “Draft Energy Bill”, Presented to Parliament by the Secretary of State for Energy and Climate Change by Command of Her Majesty, May 2012, CM8362. 本案の発表に合わせ DECC より Electricity market reform: policy overview という Policy Paper も発表され詳細な制度設計案が示された（<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-policy-overview>）。

¹⁰² イギリス下院エネルギー気候変動委員会における Draft Energy Bill に対する検討内容は、イギリス議会のアーカイブ（<https://publications.parliament.uk/pa/cm201213/cmselect/cmenergy/275/27502.htm>）で確認することができ、CfD に関連した検討内容は、同アーカイブ内の “Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference”（<https://publications.parliament.uk/pa/cm201213/cmselect/cmenergy/275/27506.htm>）参照。

¹⁰³ DECC 提案モデルに関しては、DECC, “Electricity market reform: policy overview, Annex B, Feed-in tariff with contracts for difference: draft proposal framework”, May 2012, p.68-72.

¹⁰⁴ 前掲、イギリス議会のアーカイブ内” Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference” 参照。

¹⁰⁵ 中央単一取引相手モデルの内容に関しては、前掲、イギリス議会のアーカイブ内” Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference” 参照。

一方で、同モデルの採用にあたっては、小規模の小売電気事業者が不当な不利益を被らないかに関し十分な検討を要すると述べた。

2-4-4. 議会提案を踏まえたイギリス政府の対応

以上のような議会の提案を踏まえ、DECCは「多者間支払いモデル」と「中央単一取引相手モデル」も含めたFIT-CfD制度設計に関し、送電系統運用者や発電事業者など関連アクターとの討議を経て検討した上で¹⁰⁶、2012年11月、支払いモデルに関しては「中央単一取引相手モデル」を採用し、CfD取引機関は、政府所有の有限会社（limited company owned by a Government）とすることを表明した¹⁰⁷。これにより、低炭素発電事業者は、政府の後ろ盾があるCfD取引機関との間で差額決済契約を締結し、発電事業者と小売電気事業者間の支払いに関するやり取りは全てCfD取引機関を介するというFIT-CfD制度の骨格が形成された。DECCは、こうした制度を透明性の高い手続きのもと運用することで、投資家の信頼を獲得し、低炭素電源事業への投資を活性化できると考えていた¹⁰⁸。そして、透明性の高い手続きを実現するために、政府、送電系統運用者（National Grid社）、CfD取引機関の役割と相互関係等を規定した¹⁰⁹。

2-4-5. FIT-CfD制度の仕組み

以上のような過程を経て制度設計がなされたFIT-CfD制度は、2013年のエネルギー法（Energy Act 2013 c.32）に基づき施行が決定された。同法では、エネルギー国務大臣に対し、低炭素発電事業者とCfD取引機関の間で締結される契約に関する規則（regulation）を定める権限が与えられた¹¹⁰。これに則り、2014年以降、エネルギー国務大臣は、FIT-CfD制度に関する規則を順次打ち出し、CfD取引機関の指定やCfD申請方法、そして割当プロセスの策定等を決定している¹¹¹。この過程では、一度定められたCfD契約の運用方法に微修正が加えられた他、売電価格がネガティブとなった場合にCfDの支払いを一時的に中断することを定めるなど、実態を踏まえた細やかな運用方法の調整がなされている。

こうしたFIT-CfD制度のもと、再エネ事業者は事業の初期段階でNational Grid社へ事業概要、建設許可、運開予定日などの情報を提示し、申し込みを行った上で契約を締結する。そして、その契約の中で15年間にわたる「基準価格（strike price）」の提示を受ける。CfD契約を締結した再エネ発電事業者は、その時々卸電力市場の平均卸価格によって算出される「指標価格（reference price）¹¹²」が基準価格を下回る場合には差分を受け取り、逆に上回った場合には、差分を支払う仕組みとなっている。こうした仕組みにより、発電事業者は、変動するスポット価格のリスクをヘッジすることが可能となる。

基準価格に関しては、2013年12月に発表された「電力市場改革運用計画（Electricity Market Reform Delivery Plan）」において、設備やオペレーションコストの他、ファイナンスコストも含めた技術別要素、卸電力価格などの電力市場動向、政策的判断を総合的に勘案した上で定めるという方針が示された¹¹³。そして、2014/15年から18/19年に運開する設備を対象とした価格が、エネルギー源別、運開年度別に公表された¹¹⁴。2015年2月には、基準価格に関する初の入札が行われ、入札にかけられた太陽光、陸上風力、洋上風力のいずれも全ての導入年に

¹⁰⁶ DECC, “Electricity Market Reform (EMR): Alternative Payment Model for Contract for Difference” (undated).

¹⁰⁷ DECC, “Electricity Market Reform: policy overview”, November 2012, p.17.

¹⁰⁸ Ibid., p.21.

¹⁰⁹ Ibid., pp.21-22.

¹¹⁰ Legislation.gov.uk, “Energy Act 2013” (<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/part/2/chapter/2/enacted>) 参照。

¹¹¹ 多くの規則があり全てを列挙はしないが、例えば、The Contract for Difference (Counterparty Designation) Order 2014 や The Contract for Difference (Definition of Eligible Generator) Order 2014 などがある。同規則も前掲 Legislation.gov.uk のアーカイブにて確認することができる。

¹¹² 指標価格は変動型再エネ電源の場合は、時間帯ごとの前日市場の卸電力取引価格、ベースロード電源に関しては季節ごとに先物市場で設定された平均価格が適用される（前掲、東京海上2019, p.181 参照）。

¹¹³ DECC, Policy Paper “Electricity Market Reform Delivery Plan” published 19 December 2013 (<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan>) 参照。

¹¹⁴ Ibid.

において、政府が決定した基準価格よりも低い価格となった¹¹⁵。

入札の実績は着実に蓄積されてきており、落札事業は、Low Carbon Contracts Companyにより運営されている CFD Register 上に一覧として登録されている¹¹⁶。同登録簿では、プロジェクト名、事業者名、技術の種類、契約の種類、現状の基準価格が公開されている。このように、現在のイギリスの制度下では、入札も取り入れ可能な限り競争力のある価格で再エネの導入促進が図られていることに加え、落札事業の情報もタイムリーに公開されており、透明性の高い制度運用が図られていることがうかがえる。

2-5. イギリスの制度構築過程に関する考察

本節では、イギリスの電力部門において如何にして再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみてきた。イギリスもドイツ同様、歴史的に化石燃料の存在感が圧倒的に大きかった。しかし、1990年代後半から北海の石油や天然ガスの減少、老朽化した低効率の石炭火力発電設備への対応などに直面し、エネルギー選択の舵取りが複雑性を増すようになる中、イギリス政府は、気候変動対策をエネルギーの安定的確保と並ぶ重要な政策課題として掲げた。化石燃料に依存した経済からの脱却を図る中で、まず重視されたのが、再エネ導入の拡大を図るための制度構築である。また、イギリスでは、ドイツと異なり原子力発電に対する受容性が比較的高いことを背景に、低炭素化を促進する取り組みとして原子力の活用も併せて掲げられた。

イギリスの再エネ政策は、制度構築当初から可能な限り市場機能を取り入れ、コスト効率的に再エネ導入拡大を実現しようとしてきた点に大きな特徴がある。2002年にはじめて導入された RO 制度では、予め価格が定められていない証書 (ROCs) を再エネ発電事業者と電力小売事業者間で取引することで価格が決定される仕組みが組み込まれた。開発途上にある再エネ技術の振興等を図るために支援レベルに濃淡をつける必要性が認識された際には、同じ発電量に対し多くの ROCs を付与することで再エネ技術間の優先度の差異化が図られ、政府による一定の方向付けの下、可能な限り市場原理を活用した価格決定メカニズムを維持しようとする姿勢が貫かれていた。

しかしながら、こうした制度では発電事業者は事業予測を立てにくいということや、小規模発電事業者にとっては手続きが煩雑で小規模電源の導入が進まないという課題が認識されたことを受け、2010年、小規模発電向けに FIT 制度が導入された。同制度下では、再エネ技術の普及状況等を踏まえた迅速な調整を行うことで、着実に再エネの導入拡大がみられた。

さらに、最終エネルギー消費に占める再エネ割合を 2020 年までに 15%へ拡大するという EU 指令に基づいた目標を受けて、その達成のためには革新的な変革が必要であることが認識されると、イギリス政府は大胆な電力市場改革に踏み切った。電力市場改革は、政府の全面的な舵取りのもとに進められたが、改革の過程ではコンサルテーションの開催や、FIT-CfD と FIP 制度のどちらを導入することが望ましいかという論点も含めた議論が議会で交わされた。その結果、低炭素電源の導入をよりコスト効率的に促進し得る枠組みとして FIT-CfD 制度の導入が決定された。同制度のもとでは、基準価格の決定にあたり入札も活用されており、少しでも市場機能を取り入れコスト効率的に再エネの普及を図ろうとしているイギリスの姿勢をみることができる。

以上のように、イギリスは歴史的に自由市場の実現に重きを置いてきたが、再エネの導入拡大を図る過程では、従来の方針を必要に応じて軌道修正してきた。完全に自由市場に委ねるのではなく、再エネ事業への投資を促進するためのインセンティブ付与を図る中では、如何にして長期的な投資の見通しが立つ環境をコスト効率的に実現するかが常に追求されてきた。また、FIT-CfD 制度の導入にあたっては、火力発電の効率的な活用も併せて企図され、低炭素経済の実現と電力の安定供給確保の両立を図る方針が打ち立てられている。イギリスの再エネ普及政策はドイツよりも 10 年近く遅れて開始されたが、イギリスが長年培ってきた市場メカニズムを可能な限り活用する土壌の上に、再エネ導入が進んだシステムを根付かせている。

¹¹⁵ 日本エネルギー経済研究所「英国：CfD 制度による第一回オークション結果が発表」2015年3月 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/5995.pdf>) 参照。

¹¹⁶ CFD Register (<https://www.lowcarboncontracts.uk/cfds>) 参照。

まとめと日本への示唆

1. ドイツとイギリスの政策過程から得られる示唆

本稿では、歴史的に化石燃料への依存度が高かったドイツとイギリスが、電力部門において再エネの導入を飛躍的に拡大してきた過程を制度面から整理した。以下では、両国の政策過程を追うことで浮かび上がる興味深い点とそこから得られる示唆を述べる。

1-1. 他の主力エネルギー及び上位の政策アジェンダの影響

第一に、どちらの国でも石炭や原子力といった他の主力エネルギーとの関連で再エネ政策が大きく影響を受けてきたことが確認できた点である。ドイツでは、1986年のチェルノブイリ原発事故を契機に歴史的に盛んであった反原発運動が高まりをみせたことや、地球温暖化問題を深刻な課題とする認識が広がったことを背景に、原子力及び石炭に代わるエネルギー源として再エネの導入拡大に向けた制度構築が開始された。また、2011年に福島第一原発事故が発生した際には、前年に発表した原子力発電稼働期間延長の決定を速やかに取り下げ、2022年までに全ての原子力発電を停止する政策を改めて打ち出すと共に、再エネの導入を加速化させるために再エネ法の大幅な改正に着手した。

一方、イギリスでは、原子力発電はエネルギーの安定供給及び気候変動対策の双方に資する有力なエネルギーと位置付けられ、原子力を推進する方針が維持されている。他方で石炭に関しては、石炭火力発電の割合を段階的に削減させており、石炭火力発電の閉鎖時期を他の欧州諸国に先んじて発表した。このような政策の背景には、気候変動対策がイギリスの政策上、優先度の高い課題へとシフトしてきたことが指摘される。こうした中、再エネについては、化石燃料に依存した経済からの脱却を図るために重要な役割を果たすエネルギーとして、その導入拡大に向けた政策が推し進められている。

このように、再エネ政策は、それぞれの国における他の主力エネルギーとの関係の中で位置付けられており、関連した産業政策も踏まえた政策形成が必要となる。また、気候変動対策やエネルギー安全保障政策など、より上位に位置する政策アジェンダが再エネ政策の推進に与える影響は大きく、その状況を的確に見極めることも非常に重要となる。

1-2. 長期目標の提示

第二に、どちらの国でも長期的な再エネ導入目標を具体的に示し、国としてのビジョンを提示する努力が継続的に行われてきた点にも着目される。それは、EU指令の傘の下で掲げられた数値目標であった場面もあるが、それを超えて独自の目標が提示されることもあった。どちらの国も2050年を見据えた長期目標を2010年代前半から掲げ、再エネ社会へのあゆみを進めている。

長期目標を国が明示することは、企業、投資家、金融機関、研究機関など多様なアクターが長期的な視野を共有しながら大胆な戦略や技術開発に乗り出すことを後押しする力となる。それは、蓄電池、水素開発、次世代再エネ技術など既存の枠組みや発想を超えた取り組みが必要とされる分野の競争力を底上げし、国内市場や産業の活性化のみならず、脱炭素化に向けた国際協調において先導的な役割を担う可能性も高めると考えられる。

1-3. 制度構築後の調整

第三に、再エネ導入のための制度構築過程では、制度導入後に直面した課題へ対応するために、多くの調整が継続的に行われてきた点も注目に値する。当初は、どちらの国でも電力小売事業者に対し販売電力量のうち一定比率を再エネ源電力とすることを義務付ける制度が導入された。しかし、同制度下では再エネ発電事業者の事業予見性が担保されないという課題が認識されると、一定価格での買取補償により事業者が将来にわたるキャッシュフローを見通すことを可能とするFIT制度が導入された。FIT制度の実施に伴うコスト負担軽減の必要性及び再エネの電力市場統合を促す重要性が認識されてからは、ドイツではFIP制度、イギリスではCfD制度へと順次移行されたが、どちらも変動する卸電力価格のリスクをヘッジできる仕組みとなっている。これにより、投資

インセンティブを確保することに加え、事業予見性の担保が図られている。

このように、制度導入後に認識された課題を踏まえた対応を行う中で、再エネ導入に必要な政策的支援の舵取りが行われている。他電源と同様の環境で競争することのできるエネルギー源へと再エネを進化させるために必要な調整は欠かせない。再エネも、他のエネルギー源も、導入促進の政策を定めた後、現実の市場で発生する諸課題に対応して常に政策を適切に調整していかない限り、長期的で着実な導入拡大は望めない、ともいえるだろう。

2. 再エネ社会の実現に向けて

以上の点に加え、ドイツやイギリスでは、再エネの優先接続、送配電網整備、電力市場改革など包括的な支援策を、FITやFIP制度と両輪で講じることにより再エネの普及が図られてきたことが確認された。

翻って、日本がこれまで辿ってきた軌跡に目を転じると、1997年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」（通称「新エネ法」）が制定され、2000年代に入ってから「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」（通称「RPS法」、2003年）が施行されるなど、ドイツとほぼ同時期に再エネの導入拡大に向けた制度構築が本格的に進められた。2012年に再エネ特措法が施行されてからは、日本でもFIT制度のもとで再エネの導入拡大が促進されてきた。2010年時点では、日本の電源構成に占める再エネの割合は9.5%で、非水力の再エネ割合は2%に過ぎなかった。それが、2018年には17%まで拡大し、非水力の再エネ割合は9%となった。このように、導入量は着実に増加の一途をたどっている一方、2018年時点の買取費用総額は3.1兆円、賦課金総額は2.4兆円に達しており国民負担の軽減は喫緊の課題とされてきた¹¹⁷。特に、参入障壁が低く開発のリードタイムが短い太陽光発電の拡大が著しく、太陽光発電に偏重した国民負担の増加への対処が求められてきた。

こうした状況下、2018年7月に閣議策定された「第五次エネルギー基本計画」では、再エネ導入の方針として、コスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源としていくことが掲げられた。そして、再エネが主力電源へと進化するためには、他電源と同様に電力市場に統合された電源となる必要があるという考えが示された¹¹⁸。

FIT制度下では、再エネ発電事業者は市場取引を免除され、発電した全量につき固定価格での買取が保証されてきた。これは、事業の予見性を担保し、再エネ発電事業への投資を促進する効果はあったが、市場価格を意識した発電を行うインセンティブは発揮されにくく、再エネが他電源と同様に市場統合された電源となることにはつながりにくいという課題があった。そこで、再エネ発電事業者が事業の予見性を維持しつつ市場を意識した発電を行うことを促す仕組みとして、市場連動型のFIP制度を2022年4月より導入することが、2020年6月の第201回通常国会で成立した「エネルギー強靱化法」で謳われている¹¹⁹。このように、日本もドイツ同様にFIP制度を導入し、再エネ発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で売電した場合に基準価格と市場参照価格の差額をプレミアムとして付与し、投資インセンティブを確保する仕組みの構築を目指している。

FIP制度は、再エネが他電源と共通の環境下で市場へ統合されるまでの経過措置であることに鑑みると、FIP制度の慎重な設計と並行して、再エネの主力電源化の実現に向けた包括的な支援策を講じることが重要となる。そこで、以下では、ドイツ及びイギリスの事例も踏まえ、今後日本が取り組むべき施策の中で特に重要と考えられるものについて述べていく。

2-1. FIP制度の詳細設計

まず、FIP制度の詳細設計に関しては、プレミアム価格の算定方法をどのようにデザインするかが重要となる。日本では、プレミアムの額は、基準価格から市場参照価格を控除した額（プレミアム単価）に再エネ電気供給量

¹¹⁷ 経済産業省「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第18回）基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第6回）合同会議 資料2」2020年7月22日、参照。

¹¹⁸ 経済産業省「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 中間整理（第3次）」2019年8月、参照。

¹¹⁹ 前掲、経済産業省（2020年7月22日）参照。

を乗じた額を基礎として、一定期間ごとに決定する方針が示されている¹²⁰。そもそも FIP 制度は、固定額のプレミアムを市場参照価格に上乗せする「固定型 FIP」と、基準価格と市場参照価格の差額をプレミアムとする「変動型 FIP」に分類されるが¹²¹、日本では、ドイツも含めた多くの欧州諸国と同様に変動型 FIP 制度とする方向で議論が進められている。変動型 FIP 制度の場合、スポット市場や時間前市場等、どの市場の価格を指標とするかといった論点に加え、市場参照価格が変更される頻度（市場参照期間）をどのように設定するかが重要となる。市場参照期間を 30 分や 1 時間単位の短期間とすると、市場価格の変動を柔軟に吸収でき事業者は基準価格を確保することができるが、FIT 制度とほぼ類似した枠組みとなってしまう、再エネの市場統合を促すドライブとならない懸念がある。一方で、市場参照期間を 1 年など長くすると、プレミアムはほぼ固定され、事業者の収入は短期的な市場変動の影響を受けるようになるため、事業の予見性確保が困難となり、発電事業者の投資インセンティブが阻害される可能性がある。

この点、本稿でみてきた通り、ドイツでは市場参照期間は 1 カ月とされており、プレミアムの額は、暦月ごとに EEG2012 附則第 4 の基準に従い遡及的に算定される仕組みとなっている。これは、市場価格の変動をある程度意識した行動を促しつつも、投資の予見性確保が図れるように工夫したものと考えられる。日本においてもドイツ同様に市場参照期間を 1 カ月とするという議論もあるが、日本における再エネの普及度合いや市場整備状況などを踏まえ、1 カ月が日本にとっても適当な期間であるかは慎重に検討すべきであると考えられる。FIT 制度による保護から再エネの自立化に向けて前進することを大前提としつつも、どの程度の期間の価格変動であれば再エネ事業者にとって過度のリスクとならないかという視点をもった検討が必要となる。

次に、再エネの主力電源化を進めるために FIP の制度設計と両輪で取り組むことが特に重要と考えられる施策として、次の 4 点を強調したい。

2-2. 市場の整備

まず、市場の整備である。現在日本では、FIP 電源が参入可能な市場は、卸電力取引市場、非化石価値取引市場、需給調整市場とする方向で議論が進められている¹²²。FIP 制度下では、再エネ発電事業者は発電した電気の価値やその非化石価値等をそれぞれの市場で取引し収入を得ることが可能となる一方で、供給する電気の計画値と実績値を一致させることができなかった場合には、その調整に要する費用を負担することが求められている。こうしたインバランスによるペナルティーが再エネ事業者にとって過度な負担となると、再エネ事業者の市場参加が停滞してしまう懸念がある。そのため、インバランスを極力抑制する仕組みの一つとして、当日市場の設計を可能な限り弾力的にすることが重要となると考えられる。市場設計に関しても、本稿でみてきた政策過程と同様に、国によって固有の事情や経緯の延長上にあると考えられるため別稿での詳細な検討を要するが、ドイツやイギリスなどの先行事例においてどういった施策が講じられ、その結果どのような課題が認識されているかを分析することは有用であると考えられる。例えば、当日市場の設計がイタリアやスペインに比べ弾力的ではないドイツやイギリスでは、再エネ発電事業者にインバランスリスクの負担を迫ることになり、再エネの導入拡大に逆行する懸念があるという指摘などが挙げられる¹²³。

2-3. 系統制約の解消

次に、系統制約の解消である。日本はこれまで先着優先ルールのもと、先に送電線に接続した電源の送電利用枠がまず確保され、再エネを含む新規の電源は混雑している送電線には増強を待たないと接続できないという課題があった。こうした従来の系統運用ルールのもとでの系統制約を解消することは、再エネの主力電源化を進め

¹²⁰ 経済産業省「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第 19 回）基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 7 回）合同会議 資料 1」2020 年 8 月 31 日、参照。

¹²¹ 伊藤葉子「再生可能エネルギー支援策の変遷～国内外の制度事例から得る日本の FIT 見直しへの示唆～」日本エネルギー経済研究所、2015 年 8 月。

¹²² 前掲、経済産業省（2020 年 8 月 31 日）参照。

¹²³ 小笠原潤一（日本エネルギー経済研究所）による研究会発表資料参照。

る上で大きな課題の一つとされており、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネジメント」の推進や新たな系統整備の他、送電線利用ルールの見直しなどが進められている¹²⁴。本稿でもみてきた通り、欧州では2001年のEU再エネ指令においてGrid system issuesという項目が定められ、再エネの優先接続が規定された。こうしたルール策定が後押しとなり、再エネ投資が活発化した側面はあるが、再エネ社会を目指す中では充分であったとは言い難い。例えばドイツでは、南部の高需要地域と風力発電の開発が進む北部を連系する南北送電線の増強が長く課題となっており、その建設工事は依然として大幅に遅延している状況にある。そのため、当面の措置として、2012年に系統リザーブ制度が導入され電力の安定供給が図られている。日本においても、広域送電網の敷設も含め送電線の増強や整備の必要性は広く認識されているが、その実現には時間も費用も要する。そうした中、可能な限り迅速に送電線整備を進める取り組みと並行し、再エネの優先接続や既存送電線を最大限活用するためのルール見直し等を加速化し、再エネ導入の妨げとなる要素を極力取り除くことが重要となる。

2-4. 調整力の確保

太陽光や風力に代表される変動再エネの導入が拡大することに伴い、調整力を効率的かつ効果的に確保する重要性が広く認識されている¹²⁵。これまで調整力の供給に大きな役割を果たしてきたのは主として火力発電であるが、ドイツとイギリスでは脱炭素化社会の実現に向け石炭火力発電を順次閉鎖することが決定されており、調整力の確保は喫緊の課題となっている。石炭火力発電などの従来型電源は、突発的な事故などにより需給バランスが急変しても自身の回転エネルギーによりその変化を打ち消そうとする特性（慣性）を有し、電力システムの安定化に寄与してきた。こうした慣性力の維持に関しては、大陸系統に属しているドイツでは問題が顕在化していないが、イギリスでは、慣性力を提供する装置や仕組みを導入することで、電力需給の変動を吸収する取り組みが積極的に進められている。このようにドイツとイギリスでは、電力系統システムが異なることに起因し、再エネ導入に伴う制約に違いが生じていることへの留意が必要である。今後、こうした慣性の維持も確保し得る調整力として、地熱やバイオマス発電の積極的な活用に加え、蓄電池の利用やIoT技術によるバーチャルパワープラント（VPP）で分散型エネルギー源を柔軟に活用していくことなどが必要となる。日本においても、当面は火力発電や揚水発電による調整力を活用することになると考えられるが、脱炭素化の潮流が進展する中、新たな調整力確保に向けた実証や技術開発が一層重要となる。

2-5. 具体的な長期目標の共有

最後に、2050年も見据えた長期目標を具体的に示し、再エネが普及した社会の実現に向けた道筋を幅広いアクター間で共有することである。日本は、第五次エネルギー基本計画において、2050年を見据えたエネルギーシナリオと、長期的にエネルギー選択を行う際の評価軸として、脱炭素化、産業競争力強化、エネルギー選択の多様性確保、技術革新とガバナンス革新による安全の革新の4本柱で成る「より高度な3E+S」という考え方を示しているが、具体的なエネルギーミックスや目標値は示されていない。再エネに関しては、経済的に自立し脱炭素化した主力電源とするという方針は示されているものの、その実現に向けた道筋や具体的な戦略は不透明なままである。今後、日本において再エネの導入を一層拡大するためには、市場環境の整備や系統増強など多くの課題を克服することに加え技術革新を加速化させる必要があり、それには多くの時間と労力を要する。こうした中、再エネに対する投資や技術開発を持続的に呼び起こし再エネが普及した社会へと転換を図っていくためには、日本も2030年を越えた明確な目標を掲げ、多様なアクターが長期的な方向性を共有しながら大胆な活動に乗り出すことを後押しすることが重要となると考える。

ドイツ及びイギリスの政策過程を追うことで明らかにされたように、再エネ政策は石炭や原子力発電など他のエネルギーとの間で揺れ動き、ときに軌道修正しながら再エネの導入を後押ししてきた。再エネ社会に向けた転換の道筋は、国ごと固有のエネルギーミックスや経済社会状況に依存し多様であるが、長期的なビジョンのもと事業の予見性を高める仕組みや市場環境の整備に取り組んできた両国の軌跡は、日本の制度設計にも参考になる

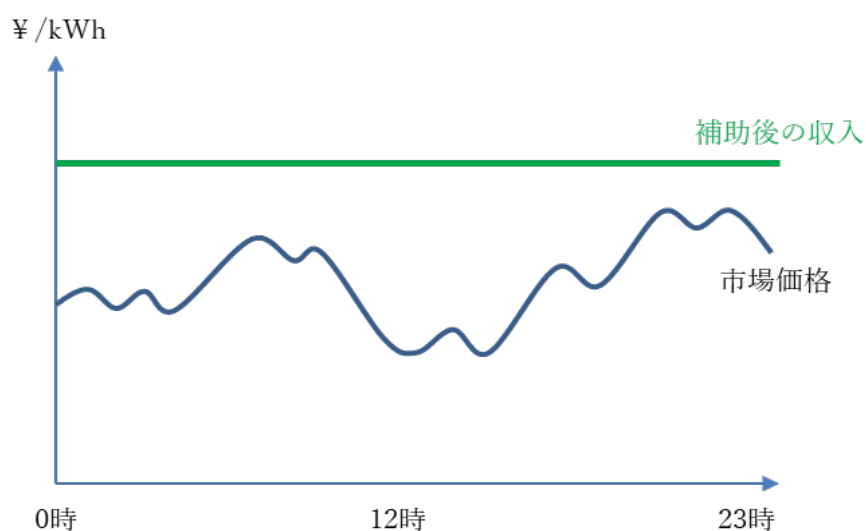
¹²⁴ 前掲、経済産業省（2020年8月31日）参照。

¹²⁵ Ibid.

と考えられる。明確な道しるべと制度のもと、日本が再エネ導入の拡大に向けたあゆみを着実に進めていくことが期待される。

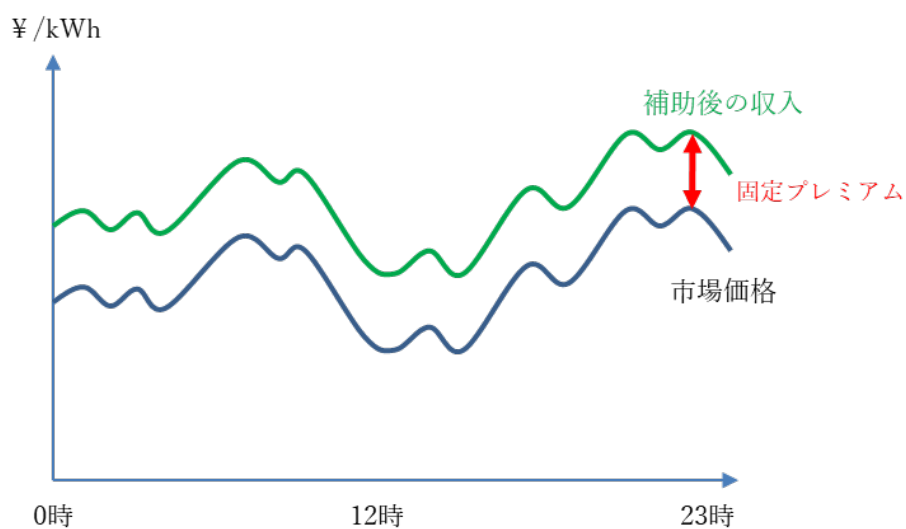
再生可能エネルギー支援策の比較概念図¹²⁶

FIT制度



*市場価格に関わらず、一定の買取価格を設定

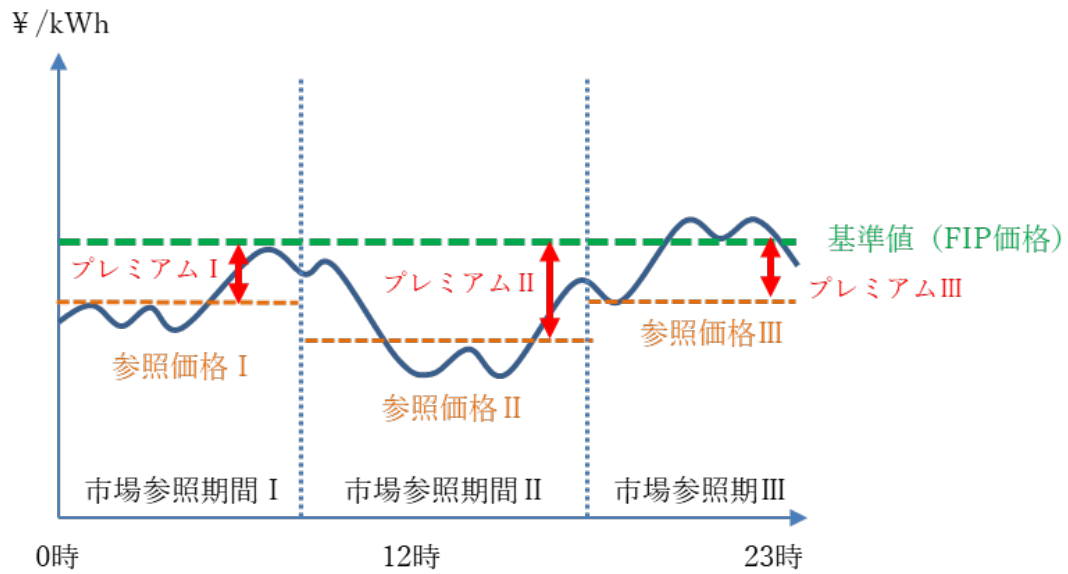
固定FIP制度



*市場価格に固定プレミアムを上乗せ

¹²⁶ 前掲、経済産業省（2020年8月31日）、他各種資料参照の上作成。

変動FIP制度



*基準価格は、交付期間にわたり固定

*参照価格は、市場参照期間毎の市場価格の平均を基礎とし一定期間毎に算定

*プレミアム価格は、参照価格の変動に応じて一定期間毎に算定

エネルギー経済 第 47 巻 第 1 号

2021 年 3 月 1 日発行

編集責任者 星 尚 志

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

