令和４年度　エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）

報告書

2023 年 3 月

EY ストラテジー・アンド・コンサルティング株式会社

目　次

はじめに1
第 1 章　諸外国における再エネの導入促進制度及び関連規制の概要や施行状況等に関する調査 1
1.1　主要国における再エネ導入目標 1
1.2　欧州諸国におけるエネルギー価格・物価高騰への対応状況....7
1.3　EU におけるエネルギー価格・物価高騰への対応状況....7
1.3.1　2022 年 9 月 9 日の EU エネルギー担当相会議での議論....7
1.3.2　エネルギー価格高騰に対処するための緊急介入に関する規則....9
1.3.3　国家補助に関する暫定危機対応枠組みの改正案を採択....12
1.3.4　再生可能エネルギーを加速するため、許可手続きの迅速化する暫定規則....13
1.3.5　電力市場改革に関する公開諮問（Public consultation）....13
1.4　主要国における再エネ促進制度の改正等の動向（2022 年度）....13
1.5　主要国における各支援制度の適用対象 15
第 2 章　諸外国における再エネの導入促進制度及び関連規制の詳細 19
2.1　ドイツ 19
2.1.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向....19
2.1.2　現行の再生可能電力支援制度....36
2.1.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策 44
2.1.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態....46
2.1.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み....47
2.1.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度....48
2.1.7　地域の理解に向けた取組 54
2.1.8　アグリゲーション事業....62
2.2　イギリス....65
2.2.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向....65
2.2.2　現行の再生可能電力支援制度....74
2.2.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策 102
2.2.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態....104
2.2.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み....104
2.2.6　地域の理解に向けた取組 115
2.2.7　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度....118
2.2.8　アグリゲーション事業....123
2.3　フランス....125
2.3.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向....125
2.3.2　現行の再生可能電力支援制度....129
2.3.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策 141

2.3.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態.....144
2.3.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....145
2.3.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度.....149
2.3.7　地域の理解に向けた取組.....153
2.3.8　アグリゲーション事業.....155
2.4　スペイン.....158
2.4.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向.....158
2.4.2　現行の再生可能電力支援制度.....166
2.4.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策.....179
2.4.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態.....181
2.4.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....181
2.4.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度　要更新..183
2.4.7　地域の理解に向けた取組.....187
2.4.8　アグリゲーション事業.....189
2.5　イタリア.....192
2.5.1　再生可能エネルギー導入目標.....192
2.5.2　現行の再生可能電力支援制度.....196
2.5.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策.....210
2.5.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態.....211
2.5.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....211
2.5.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度.....213
2.5.7　地域の理解に向けた取組.....216
2.5.8　アグリゲーション事業.....218
2.6　米国.....221
2.6.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向.....221
2.6.2　現行の再生可能電力支援制度.....243
2.6.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策.....251
2.6.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態.....255
2.6.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....255
2.6.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度.....257
2.6.7　地域の理解に向けた取組.....265
2.6.8　アグリゲーション事業.....271
2.7　中国.....274
2.7.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向.....274
2.7.2　現行の再生可能電力支援制度.....275
2.7.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策.....281
2.7.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実施.....288
2.7.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....289

2.7.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度.....289
2.7.7　地域の理解に向けた取り組み.....291
2.7.8　アグリゲーション事業.....294
第 3 章　再エネ等の系統接続に関する諸制度の概要や施行状況等に関する調査.....295
3.1　主要国における系統接続、増強に関する政策.....295
3.1.1　各国系統接続の諸制度.....295
3.1.2　系統増強判断規律.....325
3.1.3　系統増強費用負担ルール.....328
3.1.4　系統増強の代替策の評価方法.....331
3.1.5　地域系統混雑の解消.....332
3.2　主要国における系統運用に関する政策.....347
3.2.1　市場主導型の混雑解消手法.....347
3.2.2　その他各国の市場情報.....358
3.2.3　TSO/DNO によるゲートクローズ後の混雑管理.....386
3.2.4　情報公開状況について.....428

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁から EY ストラテジー・アンド・コンサルティング株式会社に委託された「令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」の成果を取りまとめたものである。

再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という）は、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源であり、３Ｅ＋Ｓの原則の下、再エネの主力電源化に向けた環境整備を進めていくことが不可欠である。日本において、再エネの固定価格買取制度（以下「FIT 制度」という。）が 2012 年 7 月に導入され、さらに 2022 年 4 月からは電力市場の価格と連動した電気供給を促す「FIP 制度」が導入されている。FIT 制度の導入以来、再生可能エネルギーの導入量は大きく拡大した一方で、国民負担の増大、安全面・防災面・景観や環境への影響、将来の設備廃棄等に対する地域の懸念、系統制約といった課題も顕在化してきている。

また、再エネの導入拡大に伴って、系統増強や自然変動再エネの出力変動に追従可能な調整力の確保等、系統への受入コストが増大するが、既存系統の最大限の活用や適切な調整力の確保等を通じて、社会全体のコストの最小化を図る必要がある。

これらを踏まえ、本事業では、我が国において経済効率的かつ持続可能な形で再エネの導入拡大を図るための施策について検討を行うことを目的として、再エネの導入率や促進施策等で我が国に先行する欧米諸国や再エネ導入が急速に進む新興国等を対象として、①再エネの導入促進制度及び関連規制の概要や施行状況、②再エネ等の系統接続に関する諸制度の概要や施行状況等について調査を実施した。

なお、本調査にあたっては、資源エネルギー庁より「令和３年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」報告書の提供を受け、一部それを更新する形で作成している。

第1章　諸外国における再エネの導入促進制度及び関連規制の概要や施行状況等に関する調査

1.1 主要国における再エネ導入目標

2023 年 2 月時点の主要国における 2030 年以降の電力分野の再生可能エネルギー導入目標の設定状況は、下表の通り。

なお、米国では、連邦政府による再生可能エネルギーの導入目標は設定されておらず、各州が独自の取り組みを進めている。

欧州主要国では、法令や閣議決定を伴う戦略・計画などで、2030 年の再生可能電力の比率目標を設定している。こうした欧州主要国（ドイツ、イギリス、フランス、スペイン、イタリア）及びその他調査対象国（米国、中国）における再生可能エネルギー導入目標の設定状況、設定にあたっての原則、エネルギー源別の導入目標の設定有無に関して、下表で整理している。

表 1.1-1　欧州主要国及び米国・中国における再エネ導入目標、電源別目標設定状況①（2023 年 2 月時点）

	ドイツ	イギリス	フランス	スペイン	イタリア
再エネ全体目標	【戦略・計画】 Energy Concept[1] ・2030 年：30%、2050 年 60%		【法定目標】 エネルギー移行法 [1] ・2030 年：33%以上	【法定目標】 気候変動法 [1] ・2030 年：42% 【戦略】ELP2050 ・2050 年：97%（1990 年比）	【法定目標】EU 再エネ指令国内実施法 [1] ・2030 年：30%
再エネ電力目標	【法定目標】EEG2023[2] ・2030 年：80% ・2035 年：カーボンニュートラル	【戦略・計画】 エネルギー供給保証戦略 [1] ・洋上風力 50GW（2030 年） ・太陽光 70GW（2035 年） ・水素製造 10GW（2030 年）	【法定目標】 エネルギー移行法 [1] ・2030 年：40%	【法定目標】 気候変動法 [1] ・2030 年：74% ・2050 年：100%	【戦略・計画】 国家エネルギー戦略 SEN[2] ・2030 年：55%
温室効果ガス削減目標	【法定目標】 気候保護法 [3] ・2030 年：-65%（1990 年比） ・2040 年：-88%（1990 年比） ・2045 年：ネットゼロ 注：2021 年 6 月改正	【法定目標】2008 年気候変動法（2019 年改正）[2] ・2030 年：-68%（1990 年比） ・2050 年：ネットゼロ	【法定目標】 エネルギー移行法 [1] ・2030 年：-40%（1990 年比）	【法定目標】 気候変動法 [1] ・2030 年：-23%（1990 年比） 【戦略】ELP2050 ・2050 年：-90%（1990 年比）	【戦略・計画】 国家エネルギー戦略 SEN[2] ・2030 年：-39%（1990 年比） ・2050 年：-63%（1990 年比、エネルギー分野）
目標設定の原則	・2010 年に策定した 2050 年までの長期エネルギー戦略「Energy Concept」で再エネ、GHG 削減目標を掲げ、その実現に向けた施策を展開。 ・2018 年 3 月に誕生した第 4 次メルケル政権では、2030 年再エネ電力目標を Energy Concept で掲げた 50%から 65%に引き上げることに合意し、EEG2021 に盛り込み。 ・2021 年 12 月に成立したショルツ新政権は 2030 年の再エネ電力目標を 80%に引き上げることを連立協定に盛り込み。	・気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限値、炭素予算を 5 年毎に設定。 ・2019 年 6 月 17 日付の気候変動法改正法で、2050 年に温室効果ガスの排出を、それまでの 1990 年比 80%削減とする目標からネットゼロとする目標に引き上げ。 ・2021 年 6 月に発効した第 6 期炭素予算で、2035 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 78%削減することを法制化。	・あらかじめ法定で比率目標を設定し、その達成に必要となるエネルギー源別の複数年度計画を策定し、施策を実行。	・2020 年 1 月に欧州委員会に 2030 年までの目標を定めた国家エネルギー・気候計画（NECP）を提出。それとは別に、2050 年までの戦略である脱炭素化長期戦略（ELP2050）を閣議決定。 ・2021 年 5 月に、欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候計画（NECP）で掲げた目標を含んだ気候変動法が成立し、各種目標を国内法制化。 ・これらの目標について、気候変動法ではエネルギー閣僚評議会が 2023 年までに目標見直しを行うことを規定し、この評議会に対して上方修正を行う権限を付与している。	・2017 年 11 月に「国家エネルギー戦略（SEN）」を策定し、2030 年までに達成すべき目標を設定。2019 年 12 月には、欧州委員会に 2030 年までの目標を定めた国家エネルギー・気候計画（NECP）を提出。 ・これらの目標のうち、EU 再エネ指令国内実施法において、2030 年までの最終エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合を 30%にする目標が法制化された。
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	・2040 年までのエネルギー源毎の設備容量目標、2030 年までの年次再エネ発電量目標を EEG2023 に盛り込み。 ・洋上風力については、2030 年、2035、2045 年までの設備容量目標を、洋上風力法で規定。		・上記の再エネ発電目標達成に向けて、2016 年から複数年度エネルギー計画（PPE）を策定。PPE で定めたエネルギー源別の目標に達していないエネルギー源は、未達成分を競争入札で募集可能。		
再エネ源別目標/想定の有無	・2030 年再エネ電力比率目標の 80%を達成するにあたり、想定される電力需要予測（750TWh）に対して必要な 600TWh を電源別に配分したシナリオを作成し、この予測発電量をもとに、再生可能エネルギー法 2023 年改正法（EEG2023）で、2030(一部 2045)年までの電源別の設備容量目標を設定。	・2022 年 4 月 6 日に『エネルギー供給保証戦略』[1]を策定	・2018 年に最初の PPE の改正が行われ、2019 年から 2028 年を対象とした複数年度エネルギー計画（PPE）を策定し、再生可能エネルギー源別の設備容量目標を設定。以降、5 年毎に見直しが行われる。	・「気候変動法」では、2030 年の発電に占める再エネ比率 74%を目標として設定。再エネ電源別の目標値設定はなし。 ・「国家エネルギー・気候計画」[2] では、2030 年再エネ電力比率目標の 74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な 254TWh を再エネ電源別に配分した「目標シナリオ」での予測数値を提示。	・「国家エネルギー戦略（SEN）」政策シナリオでは、2025 年までの石炭発電の段階的廃止、再エネ電源比率を 2030 年に 55%まで引き上げること等を掲げた。 ・「国家エネルギー・気候計画（NECP）」では、2030 年までの再エネ電源の電源別の目標値を設定。
具体的な源別目標の試算根拠	・2021 年の総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は 42%(240TWh)。2030 年の総電力消費量を 750TWh と試算すると、80%拡大目標を達成するためには 600TWh に拡大が必要。この背景から、2022 年 4 月に EEG の改正を含むイースターパッケージにて、自然エネルギーを拡大加速させるため 5 分野の法律改正を採決。入札規制の緩和や補助金の導入により自然エネルギーの拡大を目指している。		・PPE 策定時のコンサルテーションでは、「パリ協定に基づく目標、EU のエネルギー政策に基づく目標、フランス国内のグリーン成長のためのエネルギー転換法（LTECV）に基づく目標、2017 年 Climate Plan の 2050 年までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標のすべてに対応すべく、目標値を設定」という説明のみで、具体的な試算根拠に言及なし。		

出所）各種資料より著者作成

表 1.1-2　欧州主要国及び米国・中国における再エネ導入目標、電源別目標設定状況②（2023 年 2 月時点）

ドイツ

再エネ源別目標（設備容量）

【法定目標】 EEG2023[2]

単位：GW

	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年
陸上風力	115	157	160	-
洋上風力[注]	30	40	-	70
太陽光	215	309	400	-
バイオマス	8.4	-		

注：洋上風力目標のみ、洋上風力法[4]が根拠法

直近導入量（設備容量）

【再生可能エネルギー統計ワーキンググループ (AGEE-Stat)】[5]

	2021 年
陸上風力	56,091 MW
洋上風力	7,774 MW
太陽光	56,2 MW
バイオマス	10,431 MW
水力	5,383 MW
地熱	53 MW

直近導入量（再エネ電力比率）

【再生可能エネルギー統計ワーキンググループ (AGEE-Stat)】[5]

	2021 年
再エネ発電量	233,600 GWh
再エネ電力比率	41.1%

注：2021 年の再エネ電力比率は 2020 年に対して 4.1%低下した。主な要因は、天候不良による風力発電設備からの供給不足。

イギリス

再エネ源別目標（設備容量）

【戦略・計画】エネルギー供給保証戦略[1]

単位：GW

	2030 年	2035 年
洋上風力[注]	50	ー
太陽光	ー	70
水素	10	ー

注：洋上風力目標のみ、５GW の浮体式洋上風力を含む５０GW。陸上風力の目標値については協議中。

直近導入量（設備容量）

【DUKES 2022】[3]

	2021 年
水力	1,876 MW
陸上風力	14,492 MW
洋上風力	11,255 MW
太陽光	13,965 MW
バイオマス	8,076 MW

直近導入量（再エネ電力比率）

【DUKES 2022】[3]

	2021 年
再エネ発電量	122,200 GWh
再エネ電力比率	41.0%

フランス

再エネ源別目標（設備容量）

【法定計画】 PPE デクレ[2]

単位：GW

	2023 年末	2028 年末
陸上風力	24.1	33.2～34.7
洋上風力	2.4	5.2～6.2
太陽光	20.1	35.1～44.0
メタン発酵	0.27	0.34～0.41
水力	25.7	26.4～26.7

直近導入量（設備容量）

【再エネ統計】[3]

	2021 年
陸上風力	18.8GW
洋上風力	0 GW
太陽光	13.3GW
メタン発酵	0.278 GW
水力（2020 年）	25.7 GW

直近導入量（再エネ電力比率）

【再エネ統計】[3]

	2021 年
再エネ電力比率	24.4%

スペイン

再エネ源別目標（設備容量）

【戦略・計画】国家エネルギー・気候計画

単位：GW

	2025 年	2030 年
風力	40.6	50.3
太陽光	21.7	39.1
太陽熱	4.8	7.3
水力	14.3	14.6
混合揚水	2.7	2.7
純揚水	4.2	6.8
バイオガス	0.2	0.2
バイオマス	0.8	1.4

直近導入量（設備容量）

【Eurostat（DATABASE）】[3]

	2021 年
水力（非揚水）	13,719 MW
太陽光	13,715 MW
太陽熱	2,304 MW
陸上風力	27,907 MW
洋上風力	0 MW
バイオマス	1,145 MW

直近導入量（再エネ電力比率）

【Eurostat（SHARES）】[3]

	2021 年
再エネ発電量	125,010 GWh
再エネ電力比率	46.0%

イタリア

再エネ源別目標（設備容量）

【戦略・計画】国家エネルギー・気候計画

単位：GW

	2025 年	2030 年
水力	19.1	19.2
地熱	0.9	0.9
風力	15.9	19.3
うち洋上	0.3	0.9
バイオマス	3.6	3.7
太陽光	28.5	52.0
うち太陽熱	0.2	0.9

直近導入量（設備容量）

【Eurostat（DATABASE）】[3]

	2021 年
水力（非揚水）	15,528 MW
太陽光	22,594 MW
地熱	772 MW
陸上風力	11,254 MW
洋上風力	0 MW
バイオマス	2,999 MW

直近導入量（再エネ電力比率）

【Eurostat（SHARES）】[3]

	2021 年
再エネ発電量	118,703 GWh
再エネ電力比率	36.0%

<table>
<tr>
<td>直近落札価格</td>
<td>
単位：EUR/kWh
<table>
<tr><th></th><th></th></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>2019 年 5 月実施 FIP 入札
20,000kW: 0.0614 €/kWh</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td>2022 年実施 FIP 入札
N-7.2 エリア(950MW): 0.064 €/kWh</td></tr>
<tr><td>太陽光</td><td>2019 年 6 月実施 FIP 入札
2,000kW 地上設: 0.0547 €/kWh
2021 年 6 月実施 FIP 入札
100kW 屋根設: 0.0688 €/kWh</td></tr>
<tr><td>バイオマス</td><td>2018 年 9 月実施 FIP 入札
5,000 kW ペレット 0.1472 €/kWh</td></tr>
<tr><td>水力</td><td>2022 年 11 月現在の固定買取価格
200kW 0.1215 €/kWh</td></tr>
</table>
注：2019 年入札価格は、2021 年頃を運転開始年として想定
注：太陽光の屋根置き型の第一回入札は 2021 年 6 月に実施
</td>
<td>
【Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 4: results】[4]
単位：GBP/MWh
<table>
<tr><th></th><th>2022 年</th></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>42.47</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td>37.35</td></tr>
<tr><td>浮体式洋上風力</td><td>87.30</td></tr>
<tr><td>太陽光</td><td>45.99</td></tr>
<tr><td>廃棄物</td><td>45.99</td></tr>
<tr><td>潮流発電</td><td>178.54</td></tr>
</table>
</td>
<td>
【各種入札結果レポート】
単位：EUR/MWh
<table>
<tr><th></th><th></th></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>2021 年 4 月 64.52</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td>2017 年 3 月 44.00</td></tr>
<tr><td>太陽光（地上設置型）</td><td>2021 年 12 月 58.84</td></tr>
<tr><td>太陽光（建物設置型）</td><td>2022 年 2 月 85.27</td></tr>
<tr><td>バイオマス</td><td>2019 年 4 月 112.1</td></tr>
<tr><td>水力（注）</td><td>2020 年 5 月 80.5</td></tr>
</table>
注：2022 年 1 月にも入札が行われたが、1 社入札であったため落札価格の公表無し
</td>
<td>
単位：EUR/kWh
<table>
<tr><th></th><th>2022 年</th></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>2022 年 11 月 CfD FIT 入札
0.04278EUR/kWh</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td>N/A</td></tr>
<tr><td>太陽光</td><td>2022 年 10 月 CfD FIT 入札
0.05388EUR/kWh</td></tr>
<tr><td>バイオマス</td><td>2022 年 10 月 CfD FIT 入札
0.09309EUR/kWh</td></tr>
<tr><td>水力</td><td>N/A</td></tr>
</table>
</td>
<td>
単位：EUR/kWh
<table>
<tr><th></th><th>2022 年</th></tr>
<tr><td>陸上風力
太陽光</td><td>2022 年 6 月 FIP 入札
最高：0.06124EUR/kWh
最低：0.06116 EUR/kWh</td></tr>
</table>
</td>
</tr>
<tr>
<td>出所</td>
<td>
1）Energy Consept
https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf
2）EEG2023（再生可能エネルギー法 2023 年改正法）
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/
3）気候保護法 2021 年 8 月改正法
https://dejure.org/ext/54023d312adfe3a1e83f89b20e2ca278
4）洋上風力法
http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/
5）【再生可能エネルギー統計ワーキンググループ (AGEE-Stat)】
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Arbeitsgruppe/arbeitsgruppe_ee.html
</td>
<td>
1）エネルギー供給保証戦略
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf
2）気候変動法 2019 年改正法
https://www.legislation.gov.uk/uksi/2019/1056/contents/made
3）DUKES2022（renewable sources of energy）
https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes
4）Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 4: results
https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-results
</td>
<td>
1）エネルギー移行法
https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000031044385/
2）PPE デクレ
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TRER2006667D%20signe%CC%81%20PM.pdf
3）再エネ統計（Chiffres clés des énergies renouvelables）
https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2022
4) CRE ウェブサイト内の各種入札結果レポート
https://www.cre.fr/
</td>
<td>
1）気候変動法
https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7
2）国家エネルギー・気候計画
https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en
3）Eurostat（DATABASE/SHARES）
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPCRW__custom_4957549/default/table?lang=en
https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares
</td>
<td>
1）EU 再エネ指令国内実施法
https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/41/sg/pdf
2）国家エネルギー戦略（SEN）
https://temi.camera.it/leg18/post/la-strategia-energetica-nazionale-sen.html
3）Eurostat（DATABASE/SHARES）
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPCRW__custom_4957549/default/table?lang=en
https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares
</td>
</tr>
</table>

表 1.1-3　欧州主要国及び米国・中国における再エネ導入目標の原則、電源別目標設定状況③（2023 年 2 月時点）

	米国	中国
再エネ全体目標	連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施	【戦略・計画】 カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書[1] ・2025 年：一次エネルギー消費に占める非化石燃料エネルギーの比率　20% ・2030 年：一次エネルギー消費に占める非化石燃料エネルギーの比率　25%
再エネ電力目標	連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施	【戦略・計画】 カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書 ・2030 年：水力（除く揚水） 80GW 新設、風力・太陽光 累積 1,200GW 以上
低炭素電力目標	連邦政府としての導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施	【戦略・計画】 国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画[2] ・2030 年：カーボンピークアウト ・2060 年：カーボンニュートラル
温室効果ガス削減目標	【戦略・計画】 NDC（2021 年再提出）[1] ・2030 年：-50～52%（2005 年比） ・2050 年：カーボンニュートラル達成 ・2022 年 8 月 16 日成立の Inflation Reduction Act（インフレ抑制法）に 2030 年までに 40%削減目標（2005 年比）について言及あり	【戦略・計画】カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書 ・2030 年：温室効果ガス排出源単位を 2005 年比 65%削減
目標設定の原則	各州が独自の取組み（Renewable Portfolio Standard）導入により任意で実施	・2020 年 9 月の国連総会にて、2030 年までに カーボンピークアウト、2060 年までにカーボンニュートラルを達成する目標を国家として掲げ、国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画にも当該目標を織り込み、その実現に向けた施策を展開。
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	各州が独自の取組み（Renewable Portfolio Standard）導入により任意で実施	・一次エネルギー消費に占める非化石燃料エネルギーの比率につき、2025 年 20%、2030 年 25%と年度毎に段階的に目標を設定。 ・各省毎に省内の電力消費量に対して一定の再エネ電力生産ないし買入を義務付ける制度（最低目標未達成の場合罰則あり）を 2019 年より適用。
再エネ源別目標/想定の有無	各州が独自の取組み（Renewable Portfolio Standard）導入により任意で実施	・2021 年 10 月に中国共産党中央委員会と国務院が公表した「カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書」では、水力発電及び風力・太陽光発電の 2030 年までの設備容量目標を設定。 2030 年 水力（揚水除く） 80 GW 新設 風力・太陽光 1,200 GW
主要な再エネ電力促進制度	・原則として各州で Renewable Portfolio Standard 制度などの支援制度を独自に運用。 ・連邦政府としては、生産税額控除（PTC）、投資税額控除（ITC）などの税額控除措置により、再エネ電力の導入促進を支援。	・中央政府により決定された価格での固定価格買取制度（FIT）により再エネ電力の導入支援をしてきたが、2021 年から電源種別毎に段階的に制度廃止。 ・2021 年以降は、陸上風力発電及び集中型・商工業用分散型太陽光発電については、補助金なしで市場志向で導入を進めていく方針が示されている。

出所）各種資料より著者作成

表 1.1-4　欧州主要国及び米国・中国における再エネ導入目標の原則、電源別目標設定状況④（2023 年 2 月時点）

<table>
<tr><th></th><th>米国</th><th>中国</th></tr>
<tr><td>再エネ源別目標
（設備容量）</td><td>・2021 年 3 月 29 日にホワイトハウスは、洋上風力発電に関する導入目標を公表 [2]
単位：GW
<table><tr><th></th><th>2030 年</th></tr><tr><td>洋上風力</td><td>30</td></tr></table></td><td>【戦略・計画】 カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書
単位：GW
<table><tr><th></th><th>2030 年</th></tr><tr><td>水力（揚水除く）</td><td>80（新設）</td></tr><tr><td>風力・太陽光</td><td>1,200（累計）</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>直近導入量
（設備容量）</td><td>【IRENA（Renewable Capacity）】[3]
<table><tr><th></th><th>2021 年</th></tr><tr><td>水力（非揚水）</td><td>79,982 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>93,713MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>1,496MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>132,696 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>42 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>13,574MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>3,889MW</td></tr></table></td><td>【IRENA（Renewable Capacity）】[3]
<table><tr><th></th><th>2020 年</th></tr><tr><td>水力（非揚水）</td><td>339,840 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>253,834 MW</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>521 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>273,003 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>8,990 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>18,687 MW</td></tr><tr><td>海洋エネルギー</td><td>5 MW</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>直近導入量
（再エネ電力比率）</td><td>【IEA：Electricity Information】[4]
<table><tr><th></th><th>2021 年</th></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>887,596 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>20.0%</td></tr></table></td><td>【IEA：Electricity Information】[4]
<table><tr><th></th><th>2020 年</th></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>2,191,167 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>28.1%</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>直近落札価格</td><td>N/A（FIT/FIP 制ではないため、特に PPA の場合は非公表の場合が多い）
<table><tr><th></th><th></th></tr><tr><td>陸上風力</td><td>N/A</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>（ご参考）Empire Wind&Sunrise Wind (New York): USD83.36/MWh (average all-in development cost), USD24.14 (expected average OREC cost)</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>N/A</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>N/A</td></tr><tr><td>水力</td><td>N/A</td></tr></table></td><td>単位：CNY/kWh
<table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>陸上風力</td><td>地域毎の石炭ベンチマーク価格
例：〈上海市〉0.4155 人民元/kWh</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>落札する地方当局によって設定
例：〈上海市〉0.302 人民元/kWh</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>地域毎の石炭ベンチマーク価格
例：〈上海市〉0.4155 人民元/kWh</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>N/A</td></tr><tr><td>水力</td><td>N/A</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>出所）</td><td>1）NDC（2021 年 4 月再提出版）
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/United%20States%20of%20America%20First/United%20States%20NDC%20April%2021%202021%20Final.pdf
New OMB Analysis: The Inflation Reduction Act Will Significantly Cut the Social Costs of Climate Change | OMB | The White House
Summary of the Energy Security and Climate Change Investments in the Inflation Reduction Act of 2022 (senate.gov)
2）洋上風力発電方針
https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/03/29/fact-sheet-biden-administration-jumpstarts-offshore-wind-energy-projects-to-create-jobs/
3）IRENA Trends in Renewable Energy
https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series

4)IEA Electricity Information
https://www.iea.org/countries/united-states
5) Offshore wind contracts and phase one report (NYSERDA)
https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Project/Nyserda/Files/Programs/Offshore-Wind/osw-phase-1-fact-sheet.pdf</td><td>1）カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書
http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm

2）国民経済・社会発展第 14 次 5 カ年計画
http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm

3）IRENA Trends in Renewable Energy
https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series

4)IEA Electricity Information
https://www.iea.org/countries/china</td></tr>
</table>

1.2 欧州諸国におけるエネルギー価格・物価高騰への対応状況

欧州諸国では、2022 年を通じてエネルギー価格及びその他物価の著しい高騰が続いており、各国政府が影響を受ける企業・世帯への支援策を展開している。各国の支援制度の概要は下表の通り。

表 1.2-1　2022 年度のエネルギー価格・物価高騰に対する支援制度

国	制度改正の概要	詳細ページ
ドイツ	2022 年 7 月、年間消費量 3 万 kWh 以下の消費者には、前年の消費量の 80%相当を、1kWh 当たり 0.4 ユーロを上限価格（税など含むグロス価格）、年間消費量 3 万 kWh 超の消費者には、2021 年の消費量の 70%相当の電力量に対して 1kWh 当たり 0.13 ユーロを上限価格（税など含まないネット価格）を設定。 また、2022 年 11 月以降、再生可能エネルギーを含む発電設備に対して、それぞれの発電コスト等を加味した基準にて超過利潤税を課す。	29 ページ以降
イギリス	2022 年 11 月、「発電事業者賦課金」を新たに設置、1 MWh あたり 75 英ポンド以上の利益を得ている発電事業者に対して課した。また、2022 年 9 月以降、国民と企業が負担するエネルギー料金の支出高騰を防ぐため、一般家庭向けにエネルギー料金支援（Energy Bills Support Scheme）とエネルギー価格保証の 2 つの短期的な措置を実施	66 ページ以降
フランス	2022 年 3 月に「経済的・社会的レジリエンス計画」を発表し、電力・ガス料金の上昇率に上限を設定する施策のほか、ガス供給の多様化やガス使用量の低減施策（バイオメタンの増産、再エネ電源開発の加速等）、電力・ガス業界への助成金交付等の計画が示された。	128 ページ以降
スペイン	2021 年 6 月、National Fund for the Sustainability of the Electric Systems（FNSSE）の創設を通じて、再エネ支援金（RECORE）の国民負担を軽減 2021 年 9 月、棚ぼた税の導入により、温室効果ガスを排出しない発電設備について時限的な過剰報酬の返還、電力料金 VAT の減税	161 ページ以降
イタリア	2022 年 4 月、電気システム料金の減額、エネルギー費用への社会ボーナス、燃料油割引、ガス・燃料油 VAT の減税、ガス・電気購入費用の税額控除、棚ぼた課税の引き上げ	195 ページ以降

出所）各種資料より著者作成

1.3 EU におけるエネルギー価格・物価高騰への対応状況

1.3.1 2022 年 9 月 9 日の EU エネルギー担当相会議での議論

2022 年 9 月 9 日の EU エネルギー担当相会議では、①エネルギー価格の高騰を緩和するための緊急措置、及び②「次の冬への備え」について、議論された 。当該会議で、EU におけるエネルギー価格の異常事態に対処し、現在のエネルギー価格の高騰を緩和するための緊急措置に関する検討を速やかに進めるとともに、ガスと電力の需要削減を支援し、EU の冬への備えを強化することが合意された。

また、現在の状況の課題に対処するため、エネルギーコストの上昇を補う措置、再生可能エネルギーの導入加速と産業の脱炭素化支援措置等の一時的な支援措置等を、少なくとも 2023 年 12 月 31 日まで延長することが議論された。また、ガス代替燃料の包括的かつ迅速な普及を可能にするため、投資と融資の状況をさらに改善し、緩和する必要があるとし、EU のエネルギーシステムの脱炭素化の加速、特にロシアからの化石燃料への依存低減の必要性が強調された。

(1) エネルギー価格の高騰を緩和するための緊急措置

各加盟国のエネルギー担当相は、価格の高騰が市民、公共サービス、企業、産業に与える負担を軽減するためのさまざまな政策オプションのうち、短期間に EU レベルで実施可能な以下の 4 つの施策分野が示された。

① 生産コストの低い電力会社の収入に上限を設け、更に化石燃料会社への負担金を導入し、エネルギー価格の高騰が顧客に与える影響を軽減することを目的とした施策
② ガスと電力の消費を削減するインセンティブと脱炭素化のための市場シグナルを維持しつつ、現在の高いエネルギー価格の社会的・経済的影響を緩和するために欧州の消費者に利益をもたらし、欧州企業の競争力を低下させないようにすることを目的とした、ガス価格上限設定を含む緊急かつ一時的な措置
③ エネルギー不足とエネルギー価格の高騰に対処するため、EU 全域で協調して電力需要を削減するインセンティブを与える施策
④ 先物市場のボラティリティの上昇に対応する緊急措置

(2) 「次の冬への備え」

各 EU 加盟国は、2022 年の冬の対する備えとして、エネルギー関連施策の状況が発表された。

需要面に関して、冬を前に EU 経済の回復力を向上させるために、需要削減の取り組みが不可欠であることが合意された。各加盟国のエネルギー担当相は、来春までに EU におけるガス使用を 15%削減するために採択された法的枠組みと、当該法的枠組みに基づいて各加盟国によってとられた措置の効果について議論した。EU 全体のガス貯蔵量は現在既に 83%の容量が満たされており、今後数カ月間のガスの追加輸入の必要性を減らすはずであるとされた。同時に、各エネルギー担当相から欧州委員会に対し、冬に利用できるガスの量を注意深く監視するよう要請した。

供給面に関して、各加盟国のエネルギー担当相は、ガスの供給量を増やすための国際的なパートナーや信頼できる供給者への働きかけを強化することに合意した。また、手頃な価格で EU のエネルギー供給を確保するために、ガス、LNG 及び水素に関する EU エネルギー・プラットフォームに関する更なる検討を奨励した。

当日の会議には下表に示している 27 カ国が参加した。

表 1.3-1　EU エネルギー担当相会議の参加国

参加国			
Belgium	Greece	Lithuania	Portugal
Bulgaria	Spain	Luxembourg	Romania
Czechia	France	Hungary	Slovenia
Denmark	Croatia	Malta	Slovakia
Germany	Italy	Netherlands	Finland
Estonia	Cyprus	Austria	Sweden
Ireland	Latvia	Poland	

1.3.2　エネルギー価格高騰に対処するための緊急介入に関する規則

2022 年 9 月 9 日の EU エネルギー担当相会議での議論を踏まえて、2022 年 9 月 14 日の EU 委員会では「エネルギー価格高騰に対処するための緊急介入に関する規則（Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices）」案に関し、特に発電事業者の売電収入の上限額設定及び石油、ガス、石炭精製関連企業への超過利潤税の適用が議論された。

(1)　発電事業者の売電収入に対する上限額の設定の対象

EU は、以下の再生可能エネルギー、原子力発電、褐炭発電等の限界費用の低い発電事業者から電力価格高騰による超過収益を回収するために、発電電力量 1MWh あたりの収益に上限を設定するアプローチを提案している。一方、以下の対象発電事業に該当しないガス火力発電所や石炭火力発電は、投入燃料費が上限を超えるため、対象から除外されている。

① 風力発電
② 太陽熱及び太陽光発電
③ 地熱発電
④ 貯水池のない水力発電
⑤ バイオマス発電（ただしバイオメタンを除く）
⑥ 廃棄物発電
⑦ 原子力発電
⑧ 褐炭火力発電

当該上限額は、既存発電所の稼働率と収益性や、将来の投資決定を危うくしないレベルに設定されるべきとして、ロシアによるウクライナ侵攻前の電力需要が最も高かった時間帯の電力価格の平均水準に対する市場参加者の期待を下回らないよう、2022 年 1 月から 8 月までの観測価格に基づくシミュレーションをもとに、発電事業者が必要な利益を含めて 180EUR/MWh に設定することを提案している。 このように EU 全域で収益に一律の上限を設けることで、域内電力市場の機能の維持、さらには、再エネの事業者間の価格競争の維持が可能であるとしている。

上限額は、革新的な技術の開発インセンティブを維持するため、FIT/FIP 制度を適用している発電事業者や、欧州各国の独自措置により既に売電収入に上限が設定されており、かつ、近年の

電気料金高騰による収入増加の恩恵を受けていない発電事業者には適用されないものとしている。

また、加盟国は、上限額の適用が大きな行政負担となる場合、設備容量が最大 20kW の発電設備を有する発電事業者には上限を適用しないことを決定することができるとしている。

⑵ 石油、ガス、石炭、精製関連企業の超過利潤に対する課税の対象

発電事業の収益上限額の設定に加えて、近年のエネルギー価格高騰に伴って余剰利益を獲得している石油、ガス、石炭、精製関連企業の 2022 年 1 月 1 日以降に始まる会計年度の課税利益に対して、一時的に負担金を適用することを提案している。具体的には、2022 年の課税利益のうち、2019 年 1 月 1 日～2021 年 12 月 31 日までの 3 事業年度で生じた平均課税利益の 20%を超える部分を負担金の対象とすることとしている。加盟国は、この適用率の 33%を超えるような負担金、賦課金または税金を既に導入していた場合に、より高い税率を適用する自由を残している。これにより、当該加盟国は、自国の法体系のもとで適切であると判断した優先的な税率を維持することができるとしている。

⑶ 徴収した税額の使用使途

提案された Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices には、各施策により回収した資金の主な使途の方針が述べられている。

A) 発電事業者からの超過売電収入の使途

例外的に高い電気料金の影響を緩和するために、売電収入の上限適用により生じる余剰収益（市場売電価格から上限額を差し引いた金額）が最終的な電力需要家に還元されることを保証するべきとして、余剰収益は、高い電気料金によって特に強い影響を受けている家庭と企業の両方を含む顧客に向けられるべきであるとしている。 上限額設定により得られる資金は、以下のような資金用途例が望ましいとされている。

- ✓ □所得移転（具体的な所得移転のスキームは現時点では公表されていない）
- ✓ □需要家の電気料金の請求書に対するリベート
- ✓ □供給者への原価割れ補償
- ✓ □化石燃料源から作られる電力による消費削減につながる投資
- ✓ □再生可能エネルギーを含む脱炭素技術への投資

B) 石油、ガス、石炭、精製関連企業の超過利潤税の資金用途

エネルギー企業の超過利潤に対する負担金は、①最終エネルギー顧客、特に弱者世帯に対する、高いエネルギー価格の影響を緩和するための財政支援措置、②エネルギー消費の削減を促進するための財政支援措置、③エネルギー多消費産業の企業を支援するための財政支援措置、④EU のエネルギー自治を発展させるための財政支援措置に該当する支援措置に使用されるべきとされており、具体的には以下のような資金用途が望ましいとされている。

- ✓ 需要削減オークションや入札における支払い

- ✓ 一定の消費量に対する最終エネルギー顧客のエネルギー購入コストの引き下げ
- ✓ 弱者世帯と企業の両方を含む最終エネルギー顧客による自然エネルギー、エネルギー効率投資、その他の脱炭素技術への投資
- ✓ エネルギー集約型産業の企業や、これらの産業に依存する地域の財政支援
- ✓ 雇用保護や労働者の再教育・能力向上のための支援

EU レベルでは、発電事業者への収益上限設定による収入や、石油・ガス産業関連企業の超過利潤に対する負担金収入の具体的な使用用途は厳密には限定しておらず、具体的な施策は各加盟国で決定される。

(4) 最終的な採択内容

2022 年 9 月 30 日、EU 理事会の臨時会合が開催され、エネルギー担当相が上記緊急介入に関する規則案に政治合意。今回の政治合意では、加盟国間で大きく異なるエネルギー事情に配慮するために、各措置の実施では加盟国毎の柔軟な対応を認めたものの、欧州委員会案の枠組みを大筋で維持した。

その後、10 月 6 日に(EU) 2022/1854 として上記緊急介入に関する規則が採択された。主な内容は、9 月 15 日に欧州委員会から発表されたものと同様であり、以下の通り。

A) 電力需要の削減：過去 5 年の総電力消費量の同月平均から 10%削減を求める努力目標と、月毎に電力消費ピーク時の総電力消費量予測から最低でも 5%削減を求める法的拘束力を持った目標を設定。電力需要が高い（価格が最も高いと予想される）時間帯の総電力消費量を最低でも 5%削減することで 4 か月で 12BCM（Billion cubic meter）のガス（電力供給に使われる 3.8%）を削減し、エネルギー価格の低下を目指す。ただし、各国が自国の状況に合わせ、適切な措置を自由に選択できる。削減減目標は、2022 年 12 月 1 日から 2023 年 3 月 31 日まで適用される。

B) 電力会社の収入に上限：再生可能エネルギー、原子力、褐炭などの運用コストの低い発電機が超過利潤の利益を得ることを防ぐため、収入上限を 180EUR/MWh に制限する。ただし電力価格の市場形成に影響を与えないよう、上限は生産された電力量に対する収入に対して課される。収入上限は、電力生産者だけでなく卸売市場に参加している仲介業者（intermediaries）にも適用される。ただし、各国が自国の状況に合わせ、適切な措置を自由に選択できる。設備容量が 1MW 以下の発電設備を有する発電事業者や、CO2 排出量の増加及び再生可能エネルギーの生成の減少のリスクにつながる場合には発電収益には上限を課さないといった選択も可能。2022 年 12 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日まで適用される。

C) 化石燃料利用者への連帯負担金（超過利潤税）の適用：　石油、ガス、石炭、その精製の各産業の EU 企業と域内の恒久的施設を対象に、2022 年に得られた課税対象となる利益のうち、過去 3 年の平均と比較して、20%を超える増加分に対して、加盟国法に基

づく通常の課税とは別に、少なくとも 33%以上を「連帯負担金」として追加的に課す。収益上限を超える収益と連帯負担金は、加盟国が徴収し、エネルギー価格高騰の影響を受ける家計や企業への支援や、再生可能エネルギーへの投資などに充てられる。一時連帯金の使用用途としては以下の項目があげられている。

（ア）最終エネルギー顧客、特に脆弱な世帯に対し、エネルギー価格の高騰の影響を的を絞った方法で緩和するための財政支援措置
（イ）需要削減オークションや入札スキーム、一定量の消費に対する最終エネルギー顧客のエネルギー購入コストの削減、最終エネルギー顧客による再生可能エネルギーへの投資の促進、構造的エネルギー効率投資、またはその他の脱炭素化技術など、エネルギー消費の削減を支援するための財政支援措置
（ウ）再生可能エネルギー、エネルギー効率、またはその他の脱炭素化技術に関する企業を条件とした財政支援措置
（エ）エネルギーの自律性を発展させるための財政支援措置、特に国外連携プロジェクトなど、REPowerEU 計画及び REPowerEU 共同欧州行動で設定された REPowerEU 目標に沿った投資
（オ）加盟国間の連帯の精神に基づき、加盟国は、一時的な連帯拠出金の収益の一部を、雇用の保護及び労働力の再教育及び技能向上のための支援を含む、エネルギー危機の有害な影響を軽減するための措置の共通資金に配分し、又はエネルギー効率及び再生可能エネルギーへの投資を促進することができる国外連携プロジェクト

D) 中小企業への電力小売り価格対策：加盟国は、中小企業を対象に、発電コストを下回る電力小売価格を設定できる。

1.3.3 国家補助に関する暫定危機対応枠組みの改正案を採択

2022 年 3 月 23 日に導入し、7 月 20 日に再生可能エネルギーへの投資促進支援などを強化した追加の緩和策の期限を 2023 年度末までに延長。支援の強化策としては、(1) 危機により影響を受けたあらゆる産業の企業に対する補助金や優遇策の上限額を最大 50 万ユーロから 200 万ユーロに引き上げ（農業、漁業は 1 社当たりそれぞれ 25 万ユーロ、30 万ユーロに引き上げ)、(2) 流動性が低下しているエネルギー事業者への政府保証や補助金付き融資による流動性支援の柔軟な運用、(3) エネルギー集約型産業をはじめとする企業のエネルギー料金に対する直接的な補助金を含む各種形態の支援を、過去もしくは現在のエネルギー消費量に基づいて柔軟に算出し実施可能とすること、(4) 電力需要の削減（2022 年 10 月 3 日記事参照）に貢献する企業の取り組み、例えば、ピーク時電力抑制のための態勢整備への支援などが含まれる。[1]

[1] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_6468

1.3.4 再生可能エネルギーを加速するため、許可手続きの迅速化する暫定規則

欧州委員会は 11 月 9 日、再エネ施設の整備を優先すべき公共の利益とみなすことで、環境影響評価の一部免除など許可手続きの簡略化や関係当局による審査期間の短縮などを即座に実施する暫定緊急規則案を発表した。以下の項目が検討されている：[2]

(i)　再生可能エネルギーにおいては、許可付与プロセスに 2 年以上かかるべきではない。
(ii)　電気容量が 150kW 未満の新規設備、同じ場所にあるエネルギー貯蔵施設、及びそれらのグリッド接続については 6 か月に、洋上風力エネルギープロジェクトに関係する場合は 1 年に制限する。
(iii)　ソーラー機器については、加盟国は許可付与プロセスが 3 か月を超えないこと

背景として、EU の最終消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、共通目標で現在 32%にとどまっている。欧州員会は REPowerEU 計画を通して、2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 45%とする目標を掲げている。[3]

1.3.5 電力市場改革に関する公開諮問（Public consultation）

欧州委員会は、電力消費者をエネルギー価格高騰から保護するため、継続的な再生可能エネルギーの調達を可能とする電力市場の抜本的な改革に向けての公開諮問を 2023 年 1 月 23 日から 2 月 13 日にかけて実施した。今回の抜本的改革と合わせて、EU 規制 2019/943, EU 指令 2019/944, 規制 1227/2011(REMIT)の改正も視野にいれている。今回論点となっているポイントは以下の 4 点。

- ✓ 化石燃料の短期価格によって電力価格が影響されるすることを軽減し、再生可能エネルギーを促進させる。
- ✓ エネルギーの安定供給を確実とするため市場機能を改善し、ガスの代替となる貯蔵や需要応答（デマンドレスポンス）等を最大限活用する。
- ✓ 電力消費者に対する保護と裁量の強化。
- ✓ 地上の透明性と監視機能、一体性の向上。

1.4 主要国における再エネ促進制度の改正等の動向（2022 年度）

2022 年度内に実施された、主要国における再エネ促進制度にかかる主な制度改正等の動向は下表の通り。それぞれの詳細は、後述の各国毎の制度を参照。

[2] https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/19/repowereu-council-agrees-on-accelerated-permitting-rules-for-renewables/
[3] https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)698781（2023 年 2 月 24 日取得）

表 1.4-1　主要国：2022 年度中の主な制度改正等の動向

国	制度改正の概要	詳細ページ
ドイツ	2022 年 7 月、自然エネルギー拡大とエネルギー危機対策として、「イースター・パッケージ」と呼ばれる 7 点の改正・一部新設を実施。「再生可能エネルギー法（EEG）」の改正による再エネ導入目標の引き上げ、建物設置型太陽光発電の固定買取価格の引き上げ、地上設置型太陽光発電の設置エリアの拡大の他、風力エネルギー用地法や洋上風力エネルギー法の改正による風力発電の導入加速策を盛り込んでいる。多くは 2023 年 1 月より施行される。	19 ページ以降
	EEG 賦課金が 2022 年 7 月より廃止された。これ以降、再生可能エネルギー促進に伴う費用は「エネルギー・気候基金（Energie- und Klimafonds,EKF）を含む連邦予算から賄われる。	
イギリス	従来から再生可能エネルギー源のエネルギー源別目標を設定することをしてこなかったが、2022 年 4 月 6 日に『エネルギー供給保証戦略』[4]が発表され、具体的な数値目標が設定された。	65 ページ以降
フランス	手続きの簡素化・合理化をはかって再エネの導入を加速させるため、2023 年 2 月 7 日に「再生可能エネルギーの加速に関する法律」が上院にて採択された。地域と共生した計画策定や、行政手続きの迅速化、再エネ導入に必要な土地利用の拡大、地域性や生物多様性に配慮した再エネの拡大の 4 つのテーマを柱とし、具体的な施策が落とし込まれている。	125 ページ以降
スペイン	2020 年 11 月に洋上風力ロードマップを策定。2030 年までに 1～3GW の浮体式洋上風力発電容量（EU 目標の最大 40%）と、その他の商用化前の海洋エネルギーを最大 60MW 実現することを目的とした 20 の行動方針を規定。	158 ページ以降
イタリア	EU 再エネ指令の国内実施法として、2022～2026 年の支援制度の導入を検討。主に浮体式洋上風力を 3.5GW 導入するなど新技術支援制度の省令が承認待ちとなっている。 農地に設置される太陽光発電に関するインセンティブ制度を創設。	192 ページ以降
米国	BBB 法案に含まれていた医療費引き下げや気候変動対策を独立させて成立させようとする動きとして、2022 年 7 月にインフレ抑制法が成立。エネルギー及び気候変動分野に 3,690 億ドルの投資予算を見込む。	221 ページ以降
中国	2021 年 3 月、国家発展改革委員会をはじめとする 9 つの政府部門の共同で「第 14 次 5 カ年再生可能エネルギー発展計画」を公表。再エネ導入目標値が示されたほか、「容量拡大」に重点が置かれ、大規模な再エネ発電所（1GW 以上）建設や、将来の容量増加に見合った容量貯蔵能力の向上、系統の柔軟性の向上等が図られている。	274 ページ以降

出所）各種資料より著者作成

[4]British Energy Security Strategy (April 2022)
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

1.5 主要国における各支援制度の適用対象

2023 年 2 月時点で、欧州主要国では、一定規模以上の新規電源について FIP 制度による支援を義務付けている。義務対象とする規模要件については、特に FIP 制度を先行的に導入したドイツ、イタリアでは、段階的に対象規模を拡大してきている。具体的な支援制度の一覧下表の通り。

表 1.5-1　欧州主要国及び米国・中国における新規再エネ電源への支援制度適用状況①（2023 年 2 月時点）

<table>
<tr><th></th><th>ドイツ</th><th>イギリス</th><th>フランス（本土）</th><th>イタリア</th></tr>
<tr><td>支援制度の概況</td><td>2023 年の EEG（再生可能エネルギー法）改正

※詳細は本報告書の 2.1.2「現行の再生可能電力支援制度」(1) 主な再生可能電力支援制度 C)入札関連を参照</td><td>5MW 以下の太陽光、陸上風力、水力、嫌気性消化は 2020 年 1 月以降 SEG（Smart Export Guarantee）制度、その他の未成熟な洋上風力等の大規模再エネ電源は CfD FIT にて支援
（2021 年 12 月時点で陸上風力、太陽光、水力は支援対象外）</td><td>2002 年の FIT 制度導入時から、競争入札制度を併用。2021 年末時点で、大規模太陽光や 7 基以上の陸上風力発電は、入札制度により支援</td><td>2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度が終了。2019 年 7 月 4 日付け省令で、太陽光、陸上風力、水力、下水ガスを対象とした新たなインセンティブ制度を導入</td></tr>
<tr><td>太陽光（屋根設置）</td><td>
<table>
<tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式</td></tr>
<tr><td>100～1000kW</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式※</td></tr>
<tr><td>1001kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr>
<tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外</td></tr>
</table>
※ §22b EEG：1MW 以下の発電設備、及び公営企業(Bürgerenergiegesellschaften)が持つ 6 MW の以下の設備容量は入札への参加義務が無くなる。
※ §28b EEG: EEG: 第 2 セグメント（屋根設置型）は、2023 年から 2029 年の間、年 3 回（2 月、6 月、10 月）の入札を実施。
※ §38e EEG:第 2 セグメント（屋根設置型による入札価格の上限は 9.0cent/hWh。2024 年以降 1%毎の減額。
※ §48 EEG:2021 年から規定されていた「300～750kW の屋根設置太陽光は、発電量の 50%までを FIP 制度で支援を受けるか、入札を経て全発電量を FIP 制度で支援を受けるか選択可能」は廃止され、全量売電と余剰電力の売電（一部自己消費）による FIT/FIP 賦課金を大幅に増額。</td><td>
<table>
<tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外
（2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr>
<tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr>
</table>
※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）
※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。</td><td>
<table>
<tr><td>500kW 以下</td><td>FIT※</td></tr>
<tr><td>500kW 超</td><td>CfD FIT
+直接販売+入札</td></tr>
</table>
※2021 年 10 月 6 日付のアレテにて、500kW 以下の屋根設置型太陽光発電は入札対象から除外され、入札なしの FIT 制度への支援に変更

※2021 年移行の入札募集要項より 8MW の設備容量上限が撤廃。</td><td>
<table>
<tr><td>20kW 超～
250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択
+登録（総合評価方式）</td></tr>
<tr><td>250kW 超～
1MW 以下</td><td>CfD FIT
+登録（総合評価方式）</td></tr>
<tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td></tr>
</table>
石綿カバーを交換する屋根設置型設備には優遇措置があり、基本インセンティブ額に加えて 1.2 ｾﾝﾄ/kWh のプレミアムを、連系か自家消費かに関わらず、発電電力分に支給</td></tr>
<tr><td>太陽光（地上設置）</td><td>
<table>
<tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式</td></tr>
<tr><td>100～1000kW</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式</td></tr>
<tr><td>1001kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr>
<tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外※1</td></tr>
</table>
※ §22b EEG：1MW 以下の発電設備、及び公営企業(Bürgerenergiegesellschaften)が持つ 6 MW の以下の設備容量は入札への参加義務が無くなる。
※ §28a EEG: 第一セグメント（地上型）は、2023 年から 2029 年の間、年 3 回（3 月、7 月、12 月）の入札を実施。
※ §37b EEG: 第一セグメント（地上型）による入札価格の上限は 5.9cent/kWh。2023 年以降の入札上限価格は過去 3 回の入札の平均最大入札額を 8%加算したもので、かつ 5.9ct/kWh を超えない額。
※ §37, 38b EEG: 今回の改正では発電コストの高い「Agri-PV」、「Floating PV」、「Parking PV」や、新規に定義される「Moor PV（泥炭地 PV）」と呼ばれる太陽光発電設備の入札が、既存の地上設置型太陽光（="First tender segment"）の入札セグメントに統合され、地上設置型太陽光の設置範囲が拡大される。これらの特殊太陽光設備に関しては、落札後、支払い承認の申請を行い、認められれば、ボーナスが付与される。</td><td>
<table>
<tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外
（2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr>
<tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr>
</table>
※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）
※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンドでは対象に復帰。</td><td>
<table>
<tr><td>500kW 以下</td><td>支援対象外※</td></tr>
<tr><td>500kW～
30MW※1</td><td>CfD FIT
+直接販売+入札</td></tr>
<tr><td>30MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr>
</table>
※1 2018 年 6 月実施の第 4 回入札から、最大設備容量を 17MW から 30MW に拡大
※2 2022 年 12 月までの入札では募集対象外。但し、汚染された土地等に立地する場合など、一定要件を満たしたプロジェクトについては、設備容量上限を撤廃。</td><td>
<table>
<tr><td>20kW 超～
250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択
+登録（総合評価方式）</td></tr>
<tr><td>250kW 超～
1MW 以下</td><td>CfD FIT
+登録（総合評価入札）</td></tr>
<tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>
<table>
<tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式</td></tr>
<tr><td>100～1000kW</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式</td></tr>
<tr><td>1001kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr>
</table>
※ §22 EEG：1MW 以下の発電設備、及び年間 125MW 以下の認定された風力タービン試験運転、公営企業(Bürgerenergiegesellschaften)が持つ 18MW の以下の設備容量は入札への参加義務がなくなる。
※ §28 EEG: 陸上風力タービンの年間入札日を 3 回から 4 回へ増加。（2 月、5 月、8 月、11 月）
※ §30 EEG:2023 年以降、入札対象は 1000kW を超えるものが対象。
※ §36b EEG: 陸上風力発電による入札価格の上限は 5.88cent/kWh で、2025 年以降 2%毎の減額。</td><td>
<table>
<tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外
（2020 年 1 月以降は売電価格保証※1 の支援制度有り）</td></tr>
<tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr>
</table>
※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）
※2 2017 年 4 月実施の CfD FIT 制度に基づく第 2 回アロケーションラウンドで募集対象外。第 3 回アロケーションラウンドでは、離島に立地する陸上風力発電のみ支援対象として入札実施。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンド以降は対象に復帰。</td><td>
<table>
<tr><td>6 基以下※</td><td>CfD FIT
+直接販売+申請</td></tr>
<tr><td>7 基以上</td><td>CfD FIT
+直接販売+入札</td></tr>
</table>
※1 基あたり 3MW 以下かつ 6 基以下の小規模風力発電所の場合、各種認可を取得すれば CfD FIT 支援対象となる</td><td>
<table>
<tr><td>1kW 超～
250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択
+登録（総合評価方式）</td></tr>
<tr><td>250kW 超～
1MW 以下</td><td>CfD FIT
+登録（総合評価方式）</td></tr>
<tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>洋上風力</td><td>FIP+直接販売+入札※

※ 2016 年末までに無条件の系統連系許可か接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した設備は入札対象から除外（FIP 対象）</td><td>CfD FIT+直接販売+入札</td><td>CfD FIT+入札
（ダッチオークション方式）

※欧州の「New Entrant Reserve」の権利を得た浮体式洋上風力発電は FIT 対象</td><td>2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了

FIP+直接販売+入札</td></tr>
<tr><td>バイオマス</td><td><table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100～150kW</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>151kW～20MW</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr><tr><td>20MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table>※ §28c EEG：2023 年から 2025 年までは年 2 回（4 月、10 月）、2026 年から 2028 年までは年 1 回（6 月）に入札を実施。2025 年までは年 2 回、2026 年以降は年 1 回の入札。
※ §28d EEG: 2021 年 1 月 1 日より新たに設けられた入札枠で、設備容量が 150kW から 20MW のバイオメタン発電設備に対して年一回入札を実施していた。:2023 年から 2028 年にかけて 4 月と 9 月に入札を実施する。入札数量は各年度 600MW。
※ §39b EEG：2023 年のバイオマスプラントからの電力の最大値は 16.07ct / kWh。2024 年以降 1%毎の減額。
※ §39g EEG：2023 年の既存のバイオマスプラントの入札上限価格は 18.03ct / kWh であり、2024 年以降 0.5%毎の減額。
§39l EEG :バイオメタンプラントの入札上限価格は 19.31 ct/kWh であり、2024 年以降 1%毎の減額。</td><td><table><tr><td>5MW 以下</td><td>【嫌気性消化】
支援対象外
（2020 年 1 月以降は売電価格保証※の支援制度有り）
【バイオマス専焼 CHP、高度変換技術】
CfD FIT+直接販売+入札</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>【バイオマス専焼 CHP、高度変換技術、嫌気性消化】
CfD FIT+直接販売+入札</td></tr></table>※ 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）</td><td>【バイオガス発電】
<table><tr><td>500kW 未満</td><td>FIT※</td></tr><tr><td>500kW～12MW</td><td>CfD FIT+直接販売</td></tr></table>※フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化、下水処理場でのメタン化、非有害廃棄物貯蔵設備によるバイオガスを使用したプロジェクト、</td><td>下水ガスのみが支援対象
<table><tr><td>1kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択
+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIT
+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（水力との技術中立的な入札）</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>水力</td><td><table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式</td></tr><tr><td>100kW～</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式</td></tr></table>§40 EEG：小規模水力が水中の生態系へ与える影響が論点になっており、賦課金の対象となる水力発電設備容量が 500kW 以上に設定されるという議論があったが、EEG2023 では特に大きな変更はなかった。</td><td><table><tr><td>5MW 以下</td><td>支援対象外
（2020 年 1 月以降は売電価格保証※1の支援制度有り）</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>支援対象外※2</td></tr></table>※1 2020 年 1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）
※2 CfD FIT 制度に基づく 2017 年 4 月実施の第 2 回アロケーションラウンド、2019 年 8 月実施の第 3 回アロケーションラウンドで募集対象外。2022 年 1 月まで申請受付の第 4 回アロケーションラウンド以降は対象に復帰。</td><td><table><tr><td>500kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～1MW 未満</td><td>CfD FIT+直接販売</td></tr><tr><td>1MW 以上※</td><td>CfD FIT
+直接販売+入札</td></tr></table>※容量上限はないものの、1 回の入札での累積募集容量が 20MW</td><td><table><tr><td>1kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIT 選択
+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIT
+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIT+入札（下水ガスとの技術中立的な入札）</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>地熱</td><td><table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択
Sliding-Scale 方式※</td></tr><tr><td>100kW 超</td><td>FIP+直接販売
Sliding-Scale 方式※</td></tr></table>※2024 年 1 月以降の新規設備には Sliding-Scale 方式を適用</td><td>CfD FIT+直接販売+入札</td><td>CfD FIT+直接販売

ただし 2021 年 5 月 11 日付け政令に基づき 2021 年 8 月 以降の地熱発電に対する支援の新規受付は停止</td><td>2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了
<table><tr><td>500kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～5MW</td><td>FIP+直接販売</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>FIP+直接販売+入札</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>オフテイカーリスク対策</td><td>EEG 2023§11 及びエネルギー産業法(EnWG) §13 に送電事業者に対する電力の購入義務が規定されている。送電事業者は、FIT、FIP の形態で発電されたすべての電力を購入、送電、配電する必要がある。</td><td>上記のうち、CfD FIT 選択電源は、買取先が見つからない場合に、大手小売事業者に、市場価格から減額した価格での買取義務を設定。</td><td>上記のうち、CfD FIT 対象電源には、買取先が見つからない場合には、入札を経て指定された小売事業者が基準価格の 80%以下の価格で買取する規定あり。</td><td></td></tr>
<tr><td>ネガティブプライス時の対応</td><td>2017 年には EPEX Spot の前日市場価格が 6 時間以上、2021 年 1 月以降（§51 EEG）の新規 FIP 対象設備は、4 時間以上継続してネガティブプライスになった場合、該当時間帯の支援額をゼロとする形に規定されている。

但し、以下の設備は適用除外。
・設備容量 3MW 以下の風力
・設備容量 500kW 以下のその他設備
・試験用の陸上風力発電設備
・試験用の洋上風力発電設備（洋上風力エネルギー法第 3 条 6 号に該当するもの）</td><td>CfD FIT 制度：卸電力前日市場でネガティブプライスになった場合、支援の最大額をストライクプライスに制限。6 時間以上継続した場合には、当該期間の支援額をゼロとする。

SEG 制度：ネガティブ価格時は、発電設備側が小売（卸電力）事業者にネガティブ価格の対価を払う必要なし。</td><td>CfD FIT 対象電源：卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、太陽光発電は年間を通して 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。</td><td>イタリア卸電力取引市場の当該発電設備が立地するゾーンの取引価格が、連続 6 時間以上ゼロまたはネガティブになった場合、インセンティブは停止される。インセンティブ支給期間も、停止期間分延長される。</td></tr>
</table>

出所）各種資料より著者作成

表 1.5-2　欧州主要国及び米国・中国における新規再エネ電源への支援制度適用状況②（2023 年 2 月時点）

<table>
<tr><th></th><th>スペイン</th><th>米国</th><th>中国</th></tr>
<tr><td>支援制度の概況</td><td>2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づき、FIP 制度（CfD 形式）で支援を行う設備を決定する入札制度が導入
この CfD FIT 形式の入札制度を 2025 年まで実施していくことにより、再エネ電力の支援を行うこととしている。</td><td>連邦レベルにおいて、発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit/PTC、再エネ電源の発電量 1kW 当たり一定額が税控除される措置）や、事業エネルギー投資税控除（Business Energy Investment Tax Credit/ITC、再エネの設備投資額の一定割合について法人税を控除する制度）あり。</td><td>中央政府により補助金が投入された価格での固定価格買取制度（FIT）を中心に再エネ電力の導入支援をしてきたが、2021 年から電源種別毎に段階的に制度移行。2021 年以降は、陸上風力発電及び集中型・商工業用分散型太陽光発電については、補助金なしで市場志向で導入を進めていく方針が示されている。</td></tr>
<tr><td>太陽光（屋根設置）</td><td rowspan="8">イベリア半島に立地する新規または既設設備を拡張した再生可能エネルギー発電設備が対象となる。複数技術を組み合わせた設備も適格となる。蓄電システムを併設する場合には、発電電力の蓄電のみに使用することが条件となる。

詳細な募集要項は募集毎に決定されるため、各々の募集により対象の設備も異なる。2022 年 10 月、11 月に行われた入札の対象設備は以下の通り。

【第 3 回入札】
<table><tr><th>分類</th><th>電源タイプ</th><th>容量</th></tr><tr><td>b-1.1</td><td>太陽光(分散電源)</td><td>140MW</td></tr><tr><td>b-1.2</td><td>太陽熱(蓄電付)</td><td>220MW</td></tr><tr><td>b-3</td><td>地熱等</td><td rowspan="4">20MW</td></tr><tr><td>b-4</td><td>水力(10MW 以下)</td></tr><tr><td>b-5</td><td>水力(10MW 以上)</td></tr><tr><td>b-7</td><td>バイオマス(液体)</td></tr><tr><td>b-6</td><td>バイオマス(固体)</td><td rowspan="2">140MW</td></tr><tr><td>b-8</td><td>バイオマス(産業用)</td></tr></table>
・新規電源もしくは（水力のみ）既存電源の改修が対象
・応札可能な設備容量は最低で 100kW、最大で 110MW とする

【第 4 回入札】
<table><tr><th>分類</th><th>電源タイプ</th><th>容量</th></tr><tr><td>b-1.1</td><td>太陽光</td><td>1,800MW</td></tr><tr><td>b-2.2</td><td>陸上風力</td><td>1,500MW</td></tr></table>
・新規電源もしくは既存電源の追設が対象
・応札可能な設備容量は最低で 100kW、最大で 180MW とする
・蓄電池システムを併設していないこと、もしくは、設置する場合には電源からの電力を蓄電することのみが目的であること</td><td></td><td>集中型太陽光、商工業用分散型太陽光：
グリッドパリティ制度（地域毎の石炭ベンチマーク価格での 20 年間の買取制度）+ 市場取引も可能</td></tr>
<tr><td>太陽光（地上設置）</td><td></td><td>集中型太陽光、商工業用分散型太陽光：
グリッドパリティ制度（地域毎の石炭ベンチマーク価格での 20 年間の買取制度）+ 市場取引も可能</td></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td></td><td>グリッドパリティ制度（地域毎の石炭ベンチマーク価格での 20 年間の買取制度）+ 市場取引も可能</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td></td><td>地方当局によって設定される価格での固定価格買取制度（FIT）</td></tr>
<tr><td>バイオマス</td><td></td><td>中央政府により補助金が投入された価格での固定価格買取制度（FIT）</td></tr>
<tr><td>水力</td><td></td><td>N/A（中央政府が決定するベンチマーク価格での相対取引、卸売市場での市場価格取引）</td></tr>
<tr><td>地熱</td><td></td><td>中央政府により補助金が投入された価格での固定価格買取制度（FIT）</td></tr>
<tr><td>オフテイカーリスク対策</td><td></td><td>PPA 締結による固定での売電等。</td><td>グリッドパリティ制度、FIT 制度とも系統運用者による全量買取を保証。</td></tr>
<tr><td>ネガティブプライス時の対応</td><td>前日または当日市場の取引価格が 0 ユーロ/MWh 以下（ネガティブプライス）となった場合には、売電電力は供給エネルギーと見なされず、市場価格での支払いとなる。</td><td>PTC の適用（発電されていればネガティブプライスでも 1kW 当たり一定額が税控除される）。</td><td></td></tr>
</table>

出所）各種資料より著者作成

第2章　諸外国における再エネの導入促進制度及び関連規制の詳細

2.1 ドイツ

2.1.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

(1) EEG 2023 による再エネ導入目標の改正

ドイツでは、2010 年に策定した 2050 年までの長期エネルギー戦略「エネルギーコンセプト（Energy Concept）」で設定した目標の達成に向けて、再生可能エネルギーの導入促進を進めてきた。2018 年 3 月にはエネルギーコンセプトでの 2030 年再エネ電力目標 50%を 65%まで引き上げる方針を打ち出し、再生可能エネルギー法 2021 年改正法（EEG2021）において法定目標としてきた。

2022 年 7 月、ドイツ連邦議会は、自然エネルギー拡大とエネルギー危機対策として、複数の法律改正と一部の新設によって構成される「イースター・パッケージ」を採決した。ドイツは 2021 年時点で約 42%であった総電力消費量に占める自然エネルギーの割合を 2030 年に 80%へ、発電量に関しては現状の 240TWh から 2030 年に 600TWh まで（2.6 倍）高めることを目標とした。上記の目標を達成するため、2023 年の再生可能エネルギー法（EEG）改正では、各設備容量の導入目標を以下の通り定めた。

表 2.1-1　再生可能エネルギー法（EEG23）、洋上風力エネルギー法で定める主な再生可能エネルギー設備容量導入目標

年	陸上風力 (GW)		太陽光 (GW)		洋上風力 (GW)		自然エネルギー発電量 (TWh)
	EEG2021	改正後	EEG2021	改正後	EEG2021	改正後	改正後
2023	-	-	-	-	-	-	287
2024	62	69	73	88	-	-	310
2026	65	84	83	128	-	-	388
2028	68	99	95	172	-	-	479
2030	71	115	100	215	20	30	600
2035	-	157	-	309	-	40	-
2040	-	160	-	400	40	-	-

注）－は目標値が定められていないこと。

出所）EEG2023 及び経済・気候保護省の資料を基に著者作成[5]

(2) 「イースターパッケージ」によるその他制度改正

上記で言及した「イースターパッケージ」には、5 分野の法改正（一部新設）とエネルギー安定供給の予防的措置強化のための 2 つの法律が含まれている。改正の対象となった法律とそれぞれの概要は下表の通り。

[5] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/（2023 年 2 月 24 日取得）

表 2.1-2　自然エネルギー拡大・エネルギー安定供給に関する法律一式（2022 年 7 月 8 日連邦参議院採決）

自然エネルギー拡大に関する法律		
1	再生可能エネルギー法（EEG）	新たな自然エネルギー拡大方針と量を定め、その拡大目標達成のための施策を示す。
2	風力エネルギー用地法（WindBG） 建築基準法（BauGB）	陸上風力エネルギー設備の拡大を強化・加速化するための２法で、国土面積の 2%を陸上浮力発電に利用するという連邦協定の目標を実現化する。
3	洋上風力エネルギー法（WindSeeG）	洋上風力の入札量を増加し、区域の種類に応じて入札支援制度を再設計し、洋上風力拡大を大幅に加速する。
4	連邦自然保護法（BNatSchG）	陸上風力発電設備の承認手続きのさらなる短縮と簡素化の実現を目指す。
5	エネルギー事業法（EnWG） 連邦需要計画法（BBPIG） 系統拡張加速化法（NABEG）	送電網と配電網の両方で、系統拡張の促進策を法規定する。
エネルギー安定供給の予防的措置に関する法律		
6	代用発電機所待機法（EKBG）	差し迫ったガス不足の際に、電力部門のガス消費を抑えるための代用発電所を用意する。2024 年 3 月末までの期間限定で石炭・石油による発電能力を、電力市場に追加供給することを可能にする。ドイツがロシアからのガス供給停止に直面した場合の保険としての暫定措置とする。理想的には 2030 年に脱石炭完了するという目標への影響はない見込みである。
7	エネルギー安全保障法（EnSiG）	ガス市場の状況悪化、エネルギー供給への脅威に備えるための予防措置一式を拡大

出所）自然エネルギー財団ウェブサイトより[6]

イースターパッケージにおける電源種別の改正内容は以下の通り。

A）太陽光発電

EEG2023 において、太陽光発電については主に以下の具体的な施策が導入されている。

(i)　建物設置型太陽光発電の固定買取価格の引き上げ

ドイツの新しい再エネ導入目標では、太陽光発電設備と陸上風力発電設備の拡大が必須となっている。太陽光発電設備の中でも、建物（屋根）設置型の太陽光発電は大きな可能性をもっていると考えられている。バーデン・ヴュルテンベルク州とベルリン市内ではすでに新築住宅への太陽光発電設備の設置が義務付けられている（バーデン・ヴュルテンベルク州では 2022 年 1 月、ベルリンでは 2023 年 1 月より開始）[7]。

[6] https://www renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20220802.php（2023 年 2 月 24 日取得）

[7] https://www.lij.jp/news/research_memo/20220228_1.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

これらの個人や公営企業が運営する小規模な太陽光発電設備に対する固定買取価格は 2000 年の再生可能エネルギー法導入以来低下しており、多くの小規模太陽光発電プロジェクトで経済性が確保できない状況になってきたと考えられる。[8] 近年は、固定買取価格が低下し市場の電力価格が高騰していることから、グリッドへの売電より自家消費のほうが経済的である状況にあり、自家消費（電力の生産と消費を共に行っている個人は Prosumer と呼ばれる）が現在大きなトレンドになっている[9] とも言われている。

ただし、この自家消費が最良の解決策か、という点に関しては、専門家でも意見が分かれている[10]。太陽光・蓄電設備を持っている Prosumer が、送配電網設備のコストを支払うことなく利用を続けることで利益を上げていると言えるのではないか、という点が指摘されており、電気式暖房設備や電気自動車が増える中で、グリッドの需給と供給のバランスを保ち、最終的な再生可能エネルギーへの完全な転換のためには、発電設備だけではなく送配電網設備への投資も必要と考えられている。

前述の背景より、入札対象外の建物設置型（屋根置型含む）太陽光発電の固定買取価格は、2022 年 7 月 20 日に制定された「再生可能エネルギーの急速な拡大のための緊急措置及び電力部門におけるその他の措置に関する法律」の施行に伴い EEG が一部先行して改正され、買取価格が引き上げられている（§48 EEG 2023）。今回の改正では、全量売電の場合と余剰売電（一部自家消費）の場合に区分されており、全量売電の場合には余剰売電の買取価格に加えて追加ボーナスの支払いが規定された。例えば、設備容量 10kW 未満かつ全量売電の場合、通常の買取価格 8.6 cent/kWh に加え、4.8ent/kWh の追加ボーナスが与えられ、買取価格は 13.4 cent/kWh から EEG§53 で規定されている 0.4 cent を差し引き、13.0 cent/kWh（=約 19 円）となる。設備容量毎の買取価格は下表を参照。

表 2.1-3　2022 年 7 月 30 日以降の建物設置型太陽光発電の固定買取価格

設備容量	余剰売電の場合の固定買取価格	全量売電の場合の追加ボーナス	全量売電の場合の買取価格	EEG§53 考慮後(※)の出来上がり買取価格
~10kW	8.6 cent/kWh	4.8 cent/kWh	13.4 cent/kWh	13.0 cent/kWh
～40kW	7.5 cent/kWh	3.8 cent/kWh	11.3 cent/kWh	10.9 cent/kWh
～100kW	6.2 cent/kWh	5.1 cent/kWh	11.3 cent/kWh	10.9 cent/kWh
～300kW		3.2 cent/kWh	9.4 cent/kWh	9.0 cent/kWh
～750kW		-	6.2 cent/kWh	5.8 cent/kWh

※EEG§ 53 の規定により、FIT を適用する場合は 0.4cent/kWh が買取価格から差し引かれる

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁 HP より著者作成[11]

[8] https://www.cleanenergywire.org/news/post-feed-tariff-futures-pioneer-renewable-plants-small-solar-pv（2023 年 2 月 24 日取得）

[9] https://www.solarwirtschaft.de/en/2020/03/30/nearly-100-000-new-pv-prosumers-in-germany/（2023 年 2 月 24 日取得）

[10] https://www.cleanenergywire.org/news/post-feed-tariff-futures-pioneer-renewable-plants-small-solar-pv（2023 年 2 月 24 日取得）

[11] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EE

市民エネルギー連盟(Been:Bündnis Bürgerenergie e.V.)が EEG 2023 の法案に対して出した声明では、「全量売電の固定買取価格が引き上げられたのは正しいことである一方、自家消費量が極めて少ない建物が沢山ある中、全量売電と余剰電力の買取価格に差があると、自家消費の異なるプロジェクト（通りわけ自家消費が少ないプロジェクト）で経済的なインセンティブが薄れる」とも指摘されており、本制度改正に対しては様々な声が上がっている。[12]

その他、屋根置太陽光発電に関しては以下についても改正されている。

- ✓ 屋根置太陽光発電について、将来的には、全量売電と余剰分売電の組み合わせも可能となる。屋根置太陽光のさらなる普及が狙い。
- ✓ 現行 300 kW から 750 kW までの建物設置型太陽光発電は、年間の発電量の 80% に対してのみ市場プレミアムを受ける権利があった（残り 20%は自家消費）が、その規制は 2023 年 1 月 1 日の EEG 2023 の適用をもって終了する。
- ✓ 固定買取価格の引き下げは 2024 年 2 月まで停止され、その後は 6 か月毎に 1% ずつ引き下げられる。

(ii)　地上設置型太陽光発電設備のエリア拡大

2023 年 1 月以降、以前は“Innovation tender”というセグメントに分類されていた「Agri-PV」、「Floating PV」、「Parking PV」と、新規に定義される「Moor PV（泥炭地 PV)」と呼ばれる太陽光発電設備の入札が、 既存の地上設置型太陽光（=”First tender segment”）の入札セグメントに統合され、地上設置型太陽光の設置範囲が拡大される。[13]

統合後、First tender segment の中でも特に以下の(a)～(e)の 5 つの条件に該当する「特別な太陽光設備」の場合は、設置コストが高いことを反映して、落札後、支払い承認の申請を行い、認められれば、ボーナスが付与される（§38b EEG2023）[14]。

(a)泥炭地でない耕地であり、同じ地域で作物栽培も行われている場合(Acker-Agri-PV)

(b）泥炭地でない土地であり、同じ地域で永年作物または多年生作物の栽培も行われており、農地利用されている場合(Kulturen-agri-PV)

(c)　Natura2000 地域に位置せず、また生息地の認定もされていない、農地利用されている草原（Grünland-Agri-PV）

(d) 駐車場

(e)排水され農業用に使用されている泥炭地であり、太陽光発電設備の設置に伴いその土地が再び恒久的に湿潤化される場合

G_Registerdaten/artikel html#:~:text=Für das Jahr 2022 wurden,für einen 100 prozentigen-Referenzstandort.（2023 年 2 月 24 日取得）

[12] https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapiere/Stellungnahme_BBEn_zum_Referentenentwurf_des_EEG_2023.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[13] https://cms-lawnow.com/en/ealerts/2022/08/the-german-renewable-energy-sources-act-2023-eeg-2023-has-been-passed-a-new-framework-for-renewable-energy（2023 年 2 月 24 日取得）

[14] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8（2023 年 2 月 24 日取得）

上記(a) (b)（c）の場合の追加ボーナス：2023 年は 1.2 cent/kWh、2024 年は 1.0 cent /kWh、2025 年は 0.7 cent /kWh、2026 年から 2028 年は各年 0.5 cent /kWh
(d)の場合の追加ボーナス：なし
(e)の場合の追加ボーナス：0. 5cent /kWh

また、荒地や高速道路及び鉄道の路肩へ設置可能範囲が、既存の 200m から 500m へと拡大される。

(iii)　その他、太陽光発電に関する改正

上記のほか、太陽光発電に関する改正内容は以下の通り。
- ✓ 設置容量 30kW までの小規模な太陽光発電の系統接続が簡素化され、加速される。
- ✓ 今後開発予定の太陽光発電の接続に関する申請は送配電事業者のウェブポータルを通じて行われることになり、送配電事業者は、系統接続状況や提出書類に関する詳細な情報を提供するプラットフォームを 2025 年までに設定する義務がある。このプラットフォームは全国的に標準化・デジタル化して設計される。
- ✓ 「市民エネルギー企業」は、太陽光の場合最大 6 MW までは入札が免除される（陸上風力の場合の上限は 18GW）

B)　陸上風力発電

陸上風力に関しては、「陸上風力エネルギー設備拡大の強化・加速化に関する法（通称：陸上風力法 WaLG)」が 2023 年 2 月 1 日から施行されている。同法の中で「風力エネルギー用地法(WindBG)」の新設及び建築基準法や都市計画法等の改正が行われている。
また、連邦自然保護法の変更により、陸上風力の承認プロセスの簡素化が目指されている。

(i)　風力エネルギー用地法(WindBG)

ドイツ国土の 2%を陸上風力発電に充てるため、各州に拘束力のある目標（いわゆる面積貢献値）を法規定している。ドイツの全 16 州に対し、2027 年末までと 2032 年末までに各州が達成すべき面積の貢献値が３条の附表 1 に示されている（下表参照)。また、目標の割合を超えた国は、他の州にその面積を「譲渡」することができることも示されている。

表 2.1-4 ドイツの州の陸上風力発電設備のための面積貢献値：「風力エネルギー用地法」

州	達成すべき面積貢献値（州の面積に占める割合：%）		州の面積（km^2）
	2027 年末まで	2032 年末まで	
バーデン＝ヴュルテンベルク州	1.1	1.8	35,747.82
バイエルン州	1.1	1.8	70,541.57
ベルリン州	0.25	0.50	891.12
ブランデンブルク州	1.8	2.2	29,654.35
ブレーメン州	0.25	0.50	419.62
ハンブルク州	0.25	0.50	755.09
ヘッセン州	1.8	2.2	21,115.64
メクレンブルク＝フォアポンメルン州	1.4	2.1	23,295.45
ニーダーザクセン州	1.7	2.2	47,709.82
ノルトライン＝ヴェストファーレン州	1.1	1.8	34,112.44
ラインラント＝プファルツ州	1.4	2.2	19,858.00
ザールラント州	1.1	1.8	2,571.11
ザクセン州	1.3	2.0	18,449.93
ザクセン＝アンハルト州	1.8	2.2	20,459.12
シュレースヴィヒ＝ホルシュタイン州	1.3	2.0	15,804.30
テューリンゲン州	1.8	2.2	16,202.39

出所）自然エネルギー財団ウェブサイトより[15]

(ii)　建築基準法（BauGB）及び都市計画法の改正

上記 WindBG による拘束力のある面積目標は、建築基準法において「陸上風力の特別規則」の条項を新設することで、体系に統合されている。また、都市計画法の改正においては、上記陸上風力の特別規則（面積要件）が優先的に適用されると示された。

風車の設置距離基準について、原則として連邦は州法の下で最小設置距離を規定し続けることができるが、WindBG における面積目標の達成が困難となる場合には、この最小距離規制を適用しないことが可能となる。

(iii)　連邦自然保護法(BMUV)の改正

陸上風力の承認プロセスを迅速化・簡素化するために、保護種の評価に関する国家統一基準が適用されるようになった。例えば、風車に衝突する可能性のある 15 の鳥類のリストが作成される。さらに、繁殖場所に関するの距離の規制等が設けられている。これらの種の保存のための技

[15] https://www renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20220802.php　（2023 年 2 月 24 日取得）

術的に認められた対策（回避対策）もリストに含まれる

また、風力エネルギーの拡大のために、2%面積要件が達成されるまで、景観保護地域を風力発電所設置場所の候補に含めることを許可する。ただし、同時に、絶滅危惧種の明確な保護区が定義され、高い生態基準を維持することも保証する。また、種の保護のための風力タービンの停止は限定的にするとも言われている。

一方で、連邦自然保護庁は、風力発電の影響を受ける保護種種をサポートすることを目的としたプログラムを導入し、このプログラムの資金は、発電所の運営者からの特別賦課金の形で徴収される。

C) 洋上風力発電

「洋上風力エネルギー法」の改正において、事前調査区域と非事前調査区域という 2 種類の区域別に、新たな入札制度が設計される。また、系統接続や環境保護に関する制度も改正される。同法は 2023 年 1 月 1 日に施行されている。

なお、草案段階で提案されていた CfD 制度の適用は、可決された法律においては削除された。

(i)　事前調査区域の入札設計

事前調査区域においては、計画承認手続きは不要になり、迅速な計画承認手続きに置き換えられる。入札の評価については、以下の項目に従って評価される。（第 53 条）価格点が 60%、その他の定性評価が 40%の割合で評価される。

i.　入札価格
ii.　洋上風力拡大の脱炭素化への貢献
iii.　対象エリアにおける予想総発電量
iv.　基礎技術と海底のシーリングに関連する騒音公害の防止
v.　専門労働者確保への貢献

上記「ii 洋上風力拡大の脱炭素化への貢献」に関する定性的基準は、洋上風力発電設備の製造におけるグリーン電力とグリーン水素の使用、電力購入契約（PPA）の締結、自然保護や種の保存への対応、が評価項目となる。

上記「v 専門労働者を確保への貢献」に関しては、社会保障料の拠出対象となる従業員の総数に対する研修生の割合が高い入札者にポイントが与えられる。入札により得られる収入は、 電気料金低減策として 90% を系統賦課金に、5% は海洋自然保護に、5% は環境に優しい漁業に使われる。入札収入が電力コストの削減に貢献し、自然保護や漁業者の利益を強化することで、洋上風力の拡大を受け入れやすくする。（第 57 条~第 59 条）

(ii)　非事前調査区域の入札設計

非事前調査区域の場合、引き続き FIP が適用される。複数の入札者が事前調査されていない地域に 0 セントで入札した場合、「動的なプロセス」が開始され、オークション形式で入札価格が

上がっていき、最も高い価格をつけた入札者が選定される。この場合でも、収入の 90%は洋上風力の系統賦課金に、5% は自然保護に、5% は環境に優しい漁業に使われる。

(iii)　洋上風力と系統接続の拡大の加速

本法の改正により、系統接続は早期に許可し、計画と承認の手順を合理化することで、全ての手続きを迅速化し、契約の締結を数年短縮することを目指す。具体的には、事前審査区域については、計画決裁手続をより迅速にするよう、計画決裁期間及び計画決裁手続を規定する。環境アセスメントと入札参加権がより密接に結び付けられ、将来的には、洋上風力のエリア開発計画に含まれた直後に系統接続権が付与される可能性があるとされている。

(3) EEG 賦課金の廃止

2022 年 4 月 28 日、ドイツ連邦議会は EEG で定められている再エネ賦課金（EEG 賦課金）を 2022 年 7 月 1 日に廃止する法案を可決した。再エネ拡大のための助成資金源として 2000 年に導入された EEG 賦課金は、新型コロナウイルス対策として、2020 年の 1kWh 当たり 6.756 セントから、2021 年は 6.5 セントに引き下げられ、2022 年には 6.0 セントに引き下げられることになっていた。その後、エネルギー価格の高騰を背景に、連立政権は 2023 年以降 EEG 賦課金を廃止することに合意していたが、消費者負担の軽減を早期に実現するため、当初の予定より早め、2022 年 7 月 1 日以降廃止する法案を 2022 年 4 月 28 日に可決した。

なお、上記法（EEG 賦課金の費用負担軽減法、Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher）においては、2022 年 7 月から 2022 年 12 月までは EEG 賦課金を時限的に賦課金を 0 ct/kWh とする措置としており、EEG2023 改正法の施行により、2023 年１月以降 EEG 賦課金は完全に廃止される。

2023 年以降、再エネ支援に係る財源は「エネルギー・気候基金（Energie- und Klimafonds,EKF）を含む連邦予算から賄われる。年間の再生可能エネルギー促進のための必要資金は「EnFG § 2 EEG 資金調達要件（EEG-Finanzierungsbedarf)」に従い、TSO が実際の収支と予想される必要資金を試算し、情報プラットフォーム（netztransparenz.de）にて公開している。2023 年の EEG 資金調達必要金額は-36 億 3700 万ユーロと試算されている。昨今のエネルギー価格高騰により、先物価格が非常に高く予想されているため、販売収入が補助金の支払いを上回る想定となっている。[16]

[16] https://www netztransparenz.de/EEG/EEG-Finanzierung/EEG-Finanzierungsbedarf-2023#:~:text=Der%20EEG%2DFinanzierungsbedarf%20f%C3%BCr%20das,Euro. （2023 年 2 月 24 日取得）

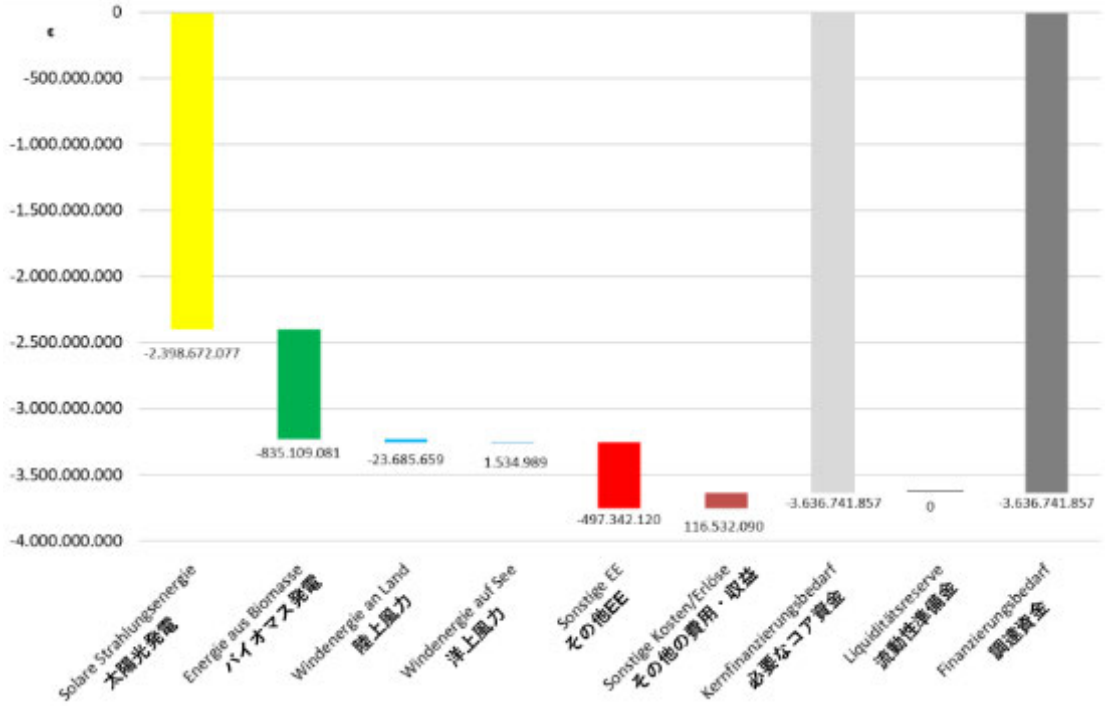


図 2.1-1　電源毎の予想される補助金支払額と販売収入の差額

出所）Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2023 nach § 3 EEV, Prognose und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber[16]

なお、2021 までの再生可能エネルギー補助金（EEG）の推移は以下のようになっている。2021 年の再エネ賦課金額は約 220 億ユーロであった。

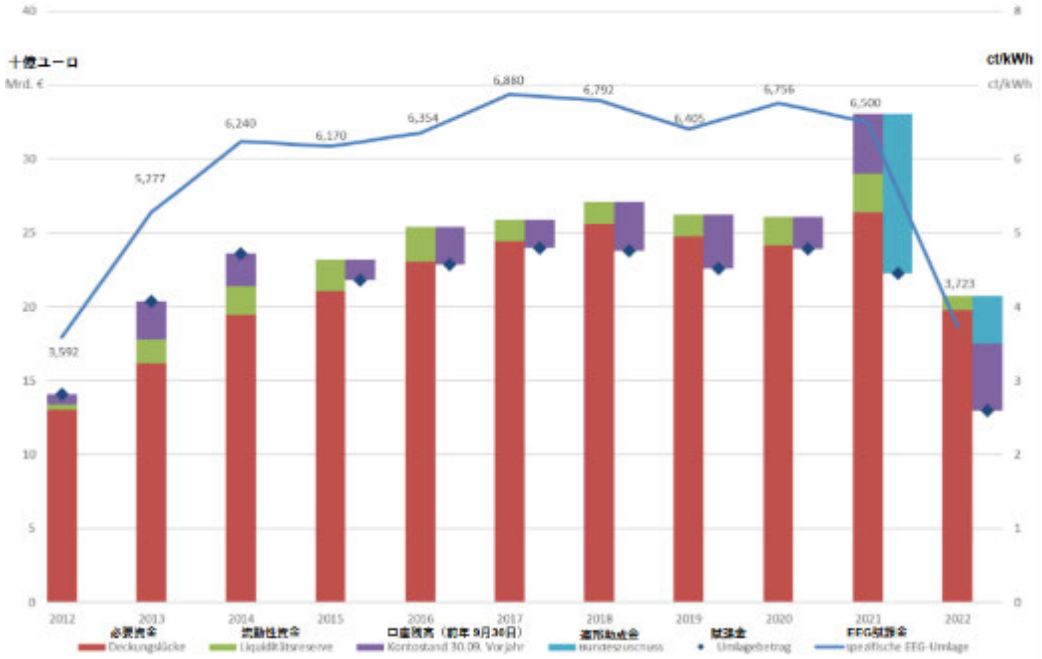


図 2.1-2　2012 年から 2021 年までの再生可能エネルギー補助金（EEG）推移

出所）Ermittlung der EEG-Umlage 2022 nach§ 3 EEV (2021.10.15 公表)[17]

[17] https://www netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15 Veröffentlichung EEG-Umlage 2022.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

EKF（現 KTF）は「環境に優しく、信頼性が高く、手頃な価格のエネルギー供給と気候保護を促進するための施策（再生可能エネルギー、エネルギー効率投資、国内及び国際的な気候保護、環境プロジェクトと研究、e モビリティ、エネルギー効率のための国家行動計画の拡大など ）」を支援するために設立された基金である。EKF（現 KTF）の目的には、気候保護目標の達成を支援する措置を促進するためのプログラムへの支出」「電力価格の上昇を抑えるため・電気料金を下げるための補償」「石炭火力発電所を停止するための補償」が掲げられている。2022 年に KTF に改名後、従来の目的に加えて電力価格の高騰抑制のための助成金支払いが追加された（§2 (2) 3.）。更に§2a も追加され、コロナ禍の影響を軽減することを目的とした以下の分野における投資を振興することとした。

1. 建造物における省エネ、再生可能エネルギー利用の促進措置
2. カーボンニュートラルな移動手段
3. 産業部門における排出量の大きいプロセスを伴う新規製造施設において気候保全契約を締結
4. カーボンニュートラルなエネルギー供給を可能にするインフラ拡張
5. EEG 賦課金廃止に伴う個人需要家及び中小企業に対する需要強化

EKF の収支は、年次の連邦予算法と共に採択される「EKF 事業計画」において見積もられることが EKFG に定められている。EKF 事業計画は、連邦経済エネルギー省（BMWi /新：BMWK）、連邦環境・自然保護・核安全省（BMU /新：BMUV）、連邦デジタル交通省（BMVI /新：BMDV）、連邦教育研究省（BMBF）、連邦食品農業省（BMEL）、及び連邦内務省（BMI）の合同で作成されている。

EKF の財源は主に EU 温室効果ガス排出権取引（THG）の収益、ドイツ国内の燃料排出権取引(BEHG)の収益と、連邦予算からの助成金で成り立つ。下記の表 2.1-5 では、2021 年の歳入構造の内訳を示している。半分以上を第二次修正予算法に基づく助成金が占めていることがわかる。また、表 2.1-6 ではドイツ財務省が公開している財務レポート 2023 にて EKF に関する 2026 年までの財務計画を示している。現在の見通しでも、年間の支出額は 500 億ユーロ弱となっており、今後増加すると考えられる再生可能エネルギーへの補助金等の財源をどのように確保するかが焦点となっている。

表 2.1-5 2021 年の EKF の歳入の内訳

内訳	内容	予算（M€）	金額（M€）
EU 排出権取引からの収益	平均 52,5€ x 1.01 億件	2,745	5,286
国内排出権取引(BEHG)からの収益	固定価格 25€	7,413	7,184
留保金からの繰越			31,500
連邦政府からの助成金			2,500
第二次修正予算法に基づく助成金(パンデミック対応のための追加資金)			60,000
計			106,470

出所）11. EKF Bericht, S.2 に基づき著者作成[18]

[18] https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/11-EKF-Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3（2023 年 2 月 24 日取得）

表 2.1-6 2023 年度 EKF 予算案とその後の財務計画

単位(千ユーロ)	2022 年予算	2023 年予算	財務計画		
歳入			2024	2025	2026
欧州排出量取引制度(EU ETS)に基づく収益	6,893,000	8,755,480	7,555,960	7,227,520	7,087,240
燃料排出権取引法(BEHG)に基づく収益	8,670,000	10,714,000	13,293,000	15,683,000	17,856,000
連邦予算からの割り当て	5,846,359	0	0	0	0
グローバルな歳入	0	5,951,576	1,500,000	1,500,000	1,500,000
積立金の取り崩し	85,410,162	78,888,489	68,953,612	41,560,071	19,000,003
歳入合計	106,819,521	104,309,545	91,302,572	65,970,591	45,443,243
支出（以下支出内訳）	27,931,932	35,355,933	49,742,501	46,970,588	45,443,243
エネルギー高効率建物への投資	9,610,717	16,873,413	17,394,440	11,077,129	10,935,736
1GWh を超える高電力需要家への補助金、電気料金の一般軽減措置（EEG 賦課金）、BEHG§11 に基づく補助金 …	4,483,000	2,904,700	13,335,800	17,535,000	16,258,662
電動モビリティへの投資、環境ボーナス、バス・車両への補助金、充電インフラ…	7,556,425	5,578,897	6,520,431	4,252,172	3,364,190
脱炭素化／産業界における水素利用 …	1,531,822	3,961,322	4,979,269	5,736,475	6,497,150
産業向けエネルギー貯蔵	506,652	684,235	511,907	602,153	819,053
Natural Climate Action プログラム & NKI…	363,485	953,500	1,400,000	1,600,000	1,600,000
積立金への充当（歳入合計-支出）	78,888,489	68,953,612	41,560,071	19,000,003	0

出所）Finanzbericht2023, Klima- und Transformationsfonds (KTF)[19]より著者作成

(4) エネルギー価格・物価高騰への対応

A) 第 3 次救済措置パッケージ

2022 年 9 月 4 日、インフレ対策として 650 億ユーロの経済支援を実施する案が発表された。高騰するエネルギー価格への対応として、エネルギー企業に対する超過利潤課税を導入するほか、公共機関の乗車料に対する補助、年金受給者や学生への助成等、幅広い施策が含まれている。

(i) エネルギー企業に対する超過利潤税制度

ドイツ連邦政府では Council Regulation (EU) 2022/1854 に基づき、2022 年度（会計年度）におけるエネルギー企業が創出した利益にたいする超過利潤税を課す法案を検討。超過利潤税に類似する制度は、イタリア以外に、過去米国、カナダ、フランス、イギリス等の国で導入されており、イタリアでは、直近エネルギー企業に対する超過利潤税を 10%から 25%に拡大すると発表

[19] https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/finanzbericht-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3（2023 年 2 月 24 日取得）

されている[20]。

また、上記の超過利潤税制度を導入後、回収した超過利潤税を財源として、電力の基礎消費部分の電気料金を軽減することが検討されている[21]。これにより、一定量の電力を割安な価格で一般家庭に還元することができる。そのため、家計の負担が軽減されると同時に、節電のインセンティブが維持されまる。さらに、電気料金に含まれる系統利用料金の増加を抑えるべく、ガス料金の高騰による再指令（Re-dispatch）コストについても、同様に回収した超過利潤税を財源として、補助することが検討されている。欧州では対象とする電源種を区別することは議論されておらず、超過利潤を獲得している電力市場に参加している全発電事業者を対象として議論がなされている。これは、欧州の電力市場における電力価格がメリット・オーダーの原則に基づいて決定されることが起因している[22]。メリット・オーダーの原則の下では、全ての発電所は、最も発電コストの高い発電所が要求する電力価格を受け取ることになる。近年のガス価格高騰により、発電コストが高価なガス火力発電所が電力価格を決定し、ガス火力発電所よりも発電コストが安価な電源種が超過利潤を獲得する構造となっているため、対象となる電源種は区別されていない。

なお、本超過利潤は、需要家が支払う電力料金から回収する EEG 賦課金制度とは異なり、発電事業者から回収することが SPD が公表している第 3 次救済措置パッケージ文書に記載されている。具体的には、レベニューキャップを設定し、卸売価格とレベニューキャップの差額を配電網運営事業者に送金することで利益を制限すると記載されている[23]。

> *※第 3 次救済措置パッケージ 該当箇所抜粋（英訳）*
> *The partial absorption of windfall profits creates financial leeway that is to be used specifically to relieve the burden on consumers in Europe. In Germany, this can be based on the infrastructure of the EEG levy. To this end, a maximum value is set for the proceeds on the spot market. The difference between the wholesale price and the revenue cap will be transferred to the distribution system operator. This limits windfall profits. For administrative processing, established payment channels from the EEG subsidy can be used (quasi "reverse channel of the EEG levy").*

EU が検討しているエネルギー会社への超過利潤税は、電力指令第 5 条[24]に基づき、EU 全体で統一的に導入されることを意図されており、ドイツ等の欧州各国で同様に導入が検討されている超過利潤税制度と整合させるため、現在 EU 加盟国含めて議論がなされている。EU レベルで統一的な導入が実現しない場合は、各国レベルでの導入を検討することも視野に入れている。

EU とドイツにおいて、それぞれが検討しているエネルギー企業の超過利潤に対する課税制度に大きな差異はなく、再エネと原子力の発電事業者の利益に上限を設け、石油・ガス会社のガス価格高騰により発生した超過利潤に課税することを提案している点で共通している。なお、EU では、独自調査に基づき、エネルギー企業の超過利潤を財源として 1,400 億ユーロを調達するこ

[20] https://www.europarl.europa.eu/news/en/agenda/briefing/2022-07-04/11/taxing-windfall-profits-of-energy-companies（2023 年 2 月 24 日取得）

[21] https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20220903_Massnahmenpaket.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[22] https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw38-de-krisengewinne-909094（2023 年 2 月 24 日取得）

[23] https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20220903_Massnahmenpaket.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[24] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019L0944（2023 年 2 月 24 日取得）

とを計画しており、EU の再エネ電力に対して、1 メガワット時あたり 180 ユーロの上限を導入することを提案している。また、石油・ガス会社に対しては、過去 3 年間の平均収益を 20%以上上回る部分に対して課税を行うべきとしている。現時点で税率は明らかにされていない。[25]

参考：SPD、緑の党、自由民主党(FDP)が合意した第 3 次救済措置パッケージ（2022 年 9 月 3 日合意）のうち、エネルギーに関連する部分の訳[26][27]

ロシアのウクライナ侵略戦争は、世界的にエネルギーや食糧の価格高騰を招いている。それに伴う生活費の増加は、ドイツの多くの国民にとって大きな負担となりつつある。そのため、連立政権は、国民と企業の負担を軽減するために、救済措置パッケージⅠとⅡに続き、さらなる施策に合意した。救済措置の導入により、エネルギー消費において予想される市民や企業の高い物価上昇を緩和するとともに、年金生活者、学生、高等専門学校生、研修生など、全ての世帯の負担を軽減することが検討されている。

新たな施策の総額は 650 億円ユーロ以上となる予定であり、過去 2 回の救済救済パッケージと合わせると、総額 950 億円ユーロを超える。これまでの措置は、基礎収入支援制度における子供一人当たり 100 ユーロのボーナス、月額 20 ユーロの収入補助、エネルギー価格一時金 300 ユーロ、EEG 賦課金の廃止、従業員一時金の引き上げ、長距離通勤一時金の引き上げ、全国共通 9 ユーロ乗車券や燃料、エネルギー税軽減や暖房費補助などが含まれている。

救済パッケージⅢに含まれる措置のうち、エネルギーに関連するものは以下の通り。

発電事業者の超過利潤の回収

- 電力市場の高騰を受けた、発電事業者の超過利潤は、少なくとも部分的に回収されなければならない。例えば、生産コストの低い、再生可能エネルギー、石炭、または原子力発電所を有する発電事業者は、現在ヨーロッパの電力市場で非常に高い利益を得ている。
- このような欧州の電力市場における不均衡を是正し、価格高騰を弱め、それによって消費者を保護するために、短期的な緊急措置が欧州レベルで討論されている。現在 EU で議論されている制度は、欧州全体のエネルギー価格の引き下げに貢献することを目的として、当該超過利潤の一部を吸収することで、欧州の消費者の負担を軽減するための資金を調達することが検討されている。具体的には、現物市場での収益にレベニューキャップを設定し、卸売価格とレベニューキャップの差額を配電網運用事業者に送金することで利益を制限する。事務処理については、EEG 賦課金の支払いスキームを活用することができるとされている。
- 現在、EU で議論されている電力市場対策が適時合意・実施できない場合は、連邦政府が電力市場設計の中で自らこれらの調整を実施し、消費者の負担を軽減することを検討している。

電気料金の軽減

- 超過利潤課税制度導入後、その回収された超過利潤を利用して、電力の基礎消費部分について、電気料金を軽減することが検討されている。これにより、一定量の電力を割安な価格で一般家庭に還元することができる。そのため、家計の負担が軽減されると同時に、節電のインセンティブが維持される。公共料金の支払いがある中小企業については、家庭と同様の手続きとなる。
- さらに、電気料金の一部である系統利用料金の増加を抑えるべく、ガス料金の高騰による再指令（Re-

[25] https://edition.cnn.com/2022/09/14/business/eu-energy-crisis-windfall-tax/index html（2023 年 2 月 24 日取得）

[26] https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/drittes-entlastungspaket-2082584（2023 年 2 月 24 日取得）

[27] https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20220903_Massnahmenpaket.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

dispatch）コストを電力市場からの超過利潤で補助することが検討されている。再指令コストは、ドイツの電力網における系統・システムセキュリティ対策のために発生し、そのコストは系統利用料金を通じて電力料金に転嫁されるため、消費者に新たな負担を強いることになるためである。

炭素排出税（2021 年 1 月から施行されているドイツの炭素税）の値上げ延期：

- エネルギー価格の高騰を踏まえ、国民や企業のさらなる負担をかけないよう、2023 年 1 月 1 日に予定されていた、輸送及び暖房部門（ガソリン、ディーゼル、灯油及び天然ガス等の化石燃料排出権取引）における炭素税の引き上げ（1 トン当たり 5 ユーロ）は 2024 年 1 月 1 日に延期されることになる。
- 運輸部門のさらなる CO2 排出削減を可能にするため、2023 年予算では、連邦デジタル・トランスポート省の鉄道関連予算に、5 億ユーロと 10 億ユーロのコミットメント予算が追加で計上される予定である。

企業向けエネルギーコスト補助

- エネルギーコストの上昇を転嫁できないエネルギー多消費型企業向けのプログラムが開始されることになった。さらに、企業が効率化や代替策に投資することを支援することとされている。
- 既存のビジネス支援プログラムの現行期間は 2022 年 12 月 31 日まで延長される。その中には、低利融資による KfW 特別プログラム、短期的な流動性確保のための連邦政府・州保障プログラムの延長、特にエネルギー集約型・貿易集約型の企業の負担軽減のためのエネルギーコスト削減プログラムも含まれている。今年初めにガス先物市場の流動性を確保するために考案された KfW の 1000 億ユーロのプログラムは、電力市場にも拡大される予定である。
- エネルギーコストの上昇に直面する地方自治体や社会住宅法人を支援するため、KfW の地方自治体・社会住宅法人向け投資ローンにおける運転資金の一時的な促進が 2023 年 12 月 31 日まで延長される。

エネルギー多消費型企業に対するピーク補償

- エネルギー多消費型企業の価格高騰を支援するため、電力・エネルギー税のピーク補償をさらに 1 年間延長することになった。これにより、約 9000 社のエネルギー多消費型企業が約 17 億ユーロに負担を軽減されることになる。
- ただし、このピーク補償の恩恵を受ける企業は、エネルギー使用量の削減に向けた対策を講じることが必要とされる。

ガスの消費税を 7%に引き下げる:

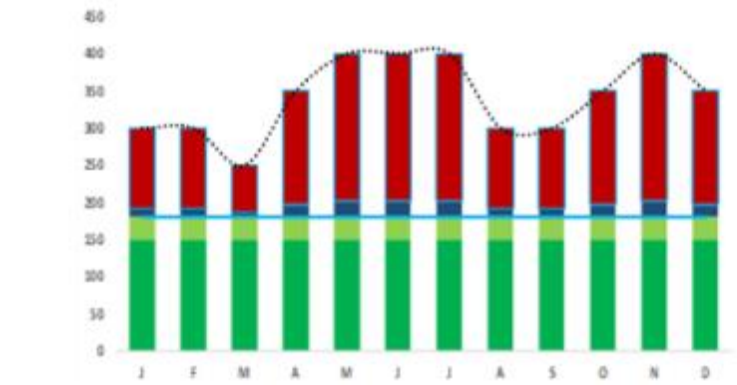
- 新しいガス調達の賦課金を補うために、全てのガス消費にかかる消費税も同時に引き下げられる。2024 年 3 月末までの期間限定で、ガスの消費に通常 19%の税率がかかるところを 7%の軽減税率が適用される。これにより、消費者は顕著な救済を受けることができる。
- 低所得者は暖房費の割合が比較的高く、この減税によって所得と比して不釣り合いとなっている状況が緩和されることになる。2022 年 10 月 1 日に引き下げが実施される（⇒10 月 7 日に連邦参議院（上院）にて採決）と、この措置は直接的なインフレ抑制効果が期待できる。

2022 年 11 月 25 日、ドイツ政府は Electricity Price Brake Act （Strompreisbremsegesetz - StromPBG-E)の法案を国会に提出。12 月 20 日に施工された[28]。法案では、設備容量が 1MW 以上の再生可能エネルギーを含む発電設備に対して、発電所毎に個別の収益上限を決定するメカニズムを導入した（前述したように欧州では対象とする電源種を区別することは議論されていな

[28] http://www.gesetze-im-internet.de/strompbg/index html（2023 年 2 月 24 日取得）

い）。個々の発電設備に応じた上限価格の算出を行うための発電コスト、販売価格などのデータは発電事業者が契約内容を公開するか、スポットまたは先物市場の平均価格を利用し算出する方法が提示されている。個々の発電設備は、その電源種に応じてマージンが設定されており、課税の額は[0.9 x （（収益）-（計算されたキャップ＋安全マージン）]]の数式で算出される。

例えば、再生可能エネルギー法（EEG）に基づき市場プレミアによって助成された陸上風力発電設備で、販売価格が開示されていない場合の計算例は以下のようになっている。



$$(\textit{amount of electricity generated and fed in} \cdot \textit{energy carrier specific monthly value under EEG}) - ((\textit{amount of electricity generated and fed in} \cdot \textit{applicable value under EEG}) + (\frac{30ct}{MWh} + (6\% \textit{ of mean value of specific monthly market value})) = X$$

$$X \cdot 0{,}9 = \textit{skimmed off revenue}$$
$$X \cdot 0{,}1 = \textit{safety margin}$$

図 2.1-3　再生可能エネルギー法（EEG）に基づき市場プレミアによって助成された陸上風力発電設備に対する超過利潤税の計算方法

出所）Germany adopts electricity price cap financed via skimming of windfall revenues – Lexology[29]

B)　第 4 次救済措置　「Abwehrschirm（経済保護シールド）」

(i)　　エネルギー価格の抑制対策

連邦政府は Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) 基金に 2,000 億ユーロを投入し、ウクライナ戦争の影響をうけ高騰する電力・ガス価格に対する支援を行うことを発表した。今回の計画は新規借り入れを財源とし、一方で電力・ガス価格の一段の上昇を避けるため、計画していた消費者へのガス課税は取りやめると報じられている[30]。

10 月 10 日には高騰するガス価格の抑制に向けた具体案がまとめられ、上記 2,000 億ユーロのうち 960 億ユーロは、2023 年 3 月から導入されるガス価格への上限制度に対して投じられることになる。当救済措置では以下の対策によりエネルギー価格高騰を抑えるとしており、具体的な施策が徐々に展開されている。

[29] https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=6bb21787-63b5-4d3a-8322-a1b730b21ae0（2023 年 2 月 24 日取得）
[30] https://jp.reuters.com/article/ukraine-crisis-germany-energy-idJPL4N3103M2（2023 年 2 月 24 日取得）

1. エネルギーの供給を増やし、需要を減らすことによるガス価格の低減（燃料輸送経路の確保や、原発の再稼働、再エネの拡大、特に洋上風力の加速等）
2. 消費者向け電力料金の上限の設定
3. ガス価格上限設定の早期化
4. WSF の活用：用途は以下の 4 つに限定
   a. ガス価格上限設定に対する支援
   b.　電力料金上限設定に対する支援（超過利益税に加え、必要に応じて限定的な期間のみ WSF からの資金も活用可能）
   c. ウクライナ戦争により困難な状況にある会社への支援（電力・ガス価格の上限設定のみでは救済されない企業向け支援）
   d.ガス輸入会社向け代替調達コスト支援
5. エネルギー部門の企業への EU 連帯税への支持
6. ガス料金に対する VAT の 7%軽率減税の適用

(ii)　エネルギー価格の上限設定

2022 年 11 月 2 日、天然ガスと地域熱供給の 12 月の緊急支援に関連する法律の改正案が閣議決定され、11 月 14 日に連邦議会にて承認された。[31]具体的には、年間ガス消費量 150 万 kWh 未満の中小企業は 12 月のガス料金の支払いを免除することや一般家庭と賃貸住宅のオーナーはガス消費量にかかわらず、支払いを免除すること。政府は 12 月の緊急支援に 89 億ユーロ拠出する見込み。[32]

エネルギーの上限価格設定が、11 月 25 日閣議決定された。[33]上限価格の適用は天然ガス、地域熱、電力に対するもので、期間は 2023 年 3 月 1 日～2024 年 4 月 30 日だが、2023 年 1 月分と 2 月分にも遡及（そきゅう）して適用される。電力に関しては、一般家庭や中小企業（年間消費量 3 万 kWh 以下）は、前年の消費量の 80%相当を、1kWh 当たり 0.4 ユーロを上限価格（税など含むグロス価格）とする。実際の消費量が前年消費量の 80%を下回った場合、差額がガスと同様の計算方式で返金される。大企業（年間消費量 3 万 kWh 超）は、2021 年の消費量の 70%相当の電力量に対して 1kWh 当たり 0.13 ユーロを上限価格（税など含まないネット価格）とする。なお電力の上限価格設定制度の主な財源は、EU 規則に基づき、遡及して 2022 年 9 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日、最長 2024 年末まで実施される電力販売に対する超過利潤税があてられる。

(5) **エネルギー安全保障法の改正**

2022 年 7 月に自然エネルギー拡大に関する法律（イースターパッケージ）と合わせて採決さ

[31] https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastungen-im-ueberblick/soforthilfe-dezember-2139268（2023 年 2 月 24 日取得）

[32] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/erp-wirtschaftsplangesetz-2023 html（2023 年 2 月 24 日取得）

[33] https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energiepreisbremsen-2145728（2023 年 2 月 24 日取得）

れたエネルギー安定供給の予防措置に関する法律、エネルギー安全保障法（Energiesicherungsgesetz、以下 EnSiG3.0）の改正案が採択され、10 月 13 日から施行された。EnSiG 3.0 には以下の項目が含まれる。[34]

- 太陽光発電設備への規制緩和
  - 2023 年 1 月 15 日- 1500MW の容量を持つセグメントの特別危機入札を導入
  - 2022 年 9 月 14 日- EEG2023 で施行予定であった 25kW までの新しい PV 設備にあった「70%ルール（電力フィードインを 70%に制限するか、システムに制御装置を装備する必要：EEG21 §9)」が前倒しで廃止
  - 2023 年 1 月 1 日- 最大 7kW の設備容量を含む既存の PV 設備についても同様に廃止等
- バイオマス発電へのインセンティブの追加
  - ライセンス法の簡素化等
- 陸上風力発電の拡大
  - 大気汚染、騒音、振動等による有害な環境影響に対する保護に関する法律(BImSchV：50 メートル以下の風力タービンに適応、BImSchG：50m を超える風力タービンに適応)の緩和。2023 年 3 月 31 日まで、TA 騒音制限値を 4dB(A)超過を容認（午後 10 時から午前 6 時の間に、システムのパフォーマンスを向上）等..
- 系統拡大と高系統利用の加速化に向けた施策
  - 建設の早期開始のため、柔軟な対応
  - 既存の電力網の輸送能力の増加(より高い使用率)
  - ガス貯蔵施設の運営者が、運営維持義務により経済的困窮に陥った場合には、補償制度の導入等
- LNG の促進に向けた施策
  - ブルンスビュッテル、ヴィルヘルムスハーフェン、ルブミンの LNG ターミナルでの手続き簡略化等..
- 燃料の変更に伴う施設の改修に対する規制の緩和
  - 運転前の公的機関による施設承認の緩和等（一時的な承認なしの運転を許可）等

(6) 太陽光発電拡大促進のため VAT 率（Umsatzsteuersatzes）を引き下げ

ドイツ政府は 12 月 16 日、太陽光発電システムに関する 2022 年度税法改正（Jahressteuergesetz 2022）を承認した。新しい税法では 2022 年 1 月 1 日まで遡及し、総出力 30kw までの太陽光発電システムから得た収入に対して、所得税の免除が導入される[35]。また、2023 年 1 月 1 日から、私有地住宅、アパート、公共の建物に設置される 30kW を超えるソーラーモジュール設備に対して VAT 税が 0%となる[36]。

[34] https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/10/20221007-bundesrat-adopts-energy-security-of-supply-act-30.html（2023 年 2 月 24 日取得）

[35] §3 Abs. 72 UstG

[36] §12 Abs. 3 UstG

2.1.2　現行の再生可能電力支援制度

(1)　主な再生可能電力支援制度

ドイツでは、1991 年に施行された電力供給法によって、電力会社に再生可能エネルギー源による電力の買取を義務付ける制度が導入された。その後 2000 年に、電力供給法に代わって新たに再生可能エネルギー法が制定されたが、基本的には、電力会社に対し、再生可能エネルギー源による電力を固定価格で買い取ることを義務付ける制度（FIT 制度）の枠組みに変更はない。

この再生可能エネルギー法は、数次にわたる改正が行われており、2012 年改正法では任意での FIP 制度、2014 年改正法では一定規模以上の新規設備に対する FIP 形式による支援の義務化、2017 年改正法では一部の小規模設備を除いて太陽光、風力の新規設備は入札制度を導入するなどの改正が行われている。

2021 年改正法では、100kW 以上の新規発電設備は FIP 制度による支援とし、太陽光（750kW 超）、陸上風力、洋上風力、バイオマス（150kW 超）については、入札制度により新規の支援対象設備を選定することを原則として規定した。

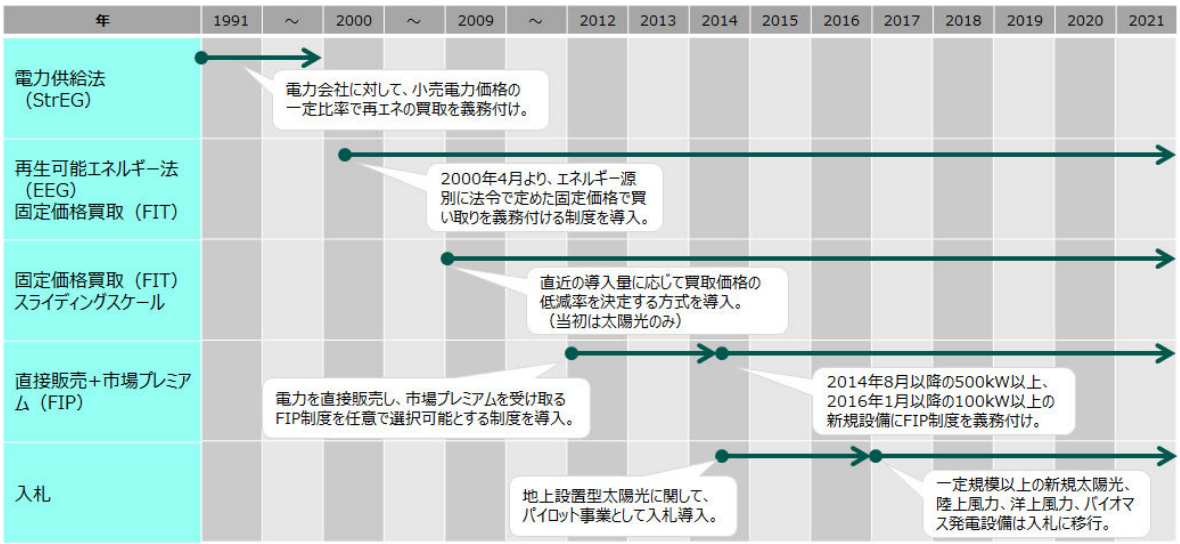


図 2.1-4 ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所）再生可能エネルギー法各年版：ドイツクリアリングハウスホームページをもとに作成[37]

以下では、2023 年 1 月に施行された再生可能エネルギー法 2023 年改正法（以下、EEG2023）に基づく制度の変更点を中心に、ドイツにおける FIT/FIP 制度の概要を紹介する。

(2)　FIT/FIP 制度の根拠法令

再生可能エネルギー法 2023 年改正法：Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)

[37] https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000（2022 年 3 月 1 日取得）

(3) 目標関連

詳細は上記「2.1.1(1)」を参照。電源毎の導入目標を以下に再掲する。

表 2.1-7 再生可能エネルギー法（EEG23）、洋上風力エネルギー法で定める主な再生可能エネルギー設備容量導入目標（再掲）

	陸上風力 (GW)		太陽光 (GW)		洋上風力 (GW)		自然エネルギー発電量 (TWh)
	EEG2021	改正後	EEG2021	改正後	EEG2021	改正後	改正後
2023	-	-	-	-	-	-	287
2024	62	69	73	88	-	-	310
2026	65	84	83	128	-	-	388
2028	68	99	95	172	-	-	479
2030	71	115	100	215	20	30	600
2035	-	157	-	309	-	40	-
2040	-	160	-	400	40	-	-
2045	-	-	-	-	-	70	-

（注）ーは目標値が定められていないこと。
出所）EEG2023 及び経済・気候保護省の資料を基に著者作成

(4) 入札制度の概要

EEG2023 では、2030 年の再エネ電力比率目標 80%を達成する主要な手段として、2028 年までのエネルギー源別の入札募集容量が定められている。

表 2.1-8　入札募集容量の改正

<table>
<tr><th></th><th>EEG2021</th><th>EEG2023</th></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>
➢ 年 3 回実施（2 月、5 月、9 月）
➢ 年間募集容量は以下の通り
<table>
<tr><td>2021 年</td><td>4,500MW
（うち、1,600MW は特別入札）</td></tr>
<tr><td>2022 年</td><td>4,000MW
（うち、1,100MW は特別入札）</td></tr>
<tr><td>2023 年</td><td>3,000MW</td></tr>
<tr><td>2024 年</td><td>3,100MW</td></tr>
<tr><td>2025 年</td><td>3,200MW</td></tr>
<tr><td>2026 年</td><td>4,000MW</td></tr>
<tr><td>2027 年</td><td>4,800MW</td></tr>
<tr><td>2028 年</td><td>5,800MW</td></tr>
</table>
➢ 但し、募集容量に応札容量が満たないと予想される場合には、連邦ネットワーク庁が募集容量を削減可能
➢ 2022 年、23 年について落札容量の 15%を、2024 年以降は落札容量の 20%を、南部に立地するプロジェクトに優先的に割り</td><td>
➢ 2022 年は通常 3 回（2 月、5 月、9 月）のところ、12 月にも追加の入札を実施
➢ §22 EEG：1MW 以下の発電設備、及び年間 125MW 以下の認定された風力タービン試験運転、公営企業(Bürgerenergiegesellschaften)が持つ 18MW の以下の設備容量は入札への参加義務がなくなる。
➢ §28 EEG: 陸上風力タービンの年間入札日を 3 回から 4 回へ増加。（2 月、5 月、8 月、11 月）
➢ §30 EEG:2023 年以降、入札対象は 1000kW を超えるものが対象。
➢ §36b EEG: 陸上風力発電による入札価格の上限は 5.88cent/kWh で、2025 年以降 2%毎の減額。
<table>
<tr><td>2023 年</td><td>12,840 MW</td></tr>
<tr><td>2024 年</td><td>10,000MW</td></tr>
<tr><td>2025 年</td><td>10,000MW</td></tr>
<tr><td>2026 年</td><td>10,000MW</td></tr>
<tr><td>2027 年</td><td>10,000MW</td></tr>
<tr><td>2028 年</td><td>10,000MW</td></tr>
</table>
➢</td></tr>
</table>

	当て（2022年2月時点で欧州委員会の国庫補助承認待ちのため未施行）	
太陽光	➢ 支援対象設備としては、1）750kW～20MW の地上設置型、2）屋根設置型にセグメント分けして実施 ●地上設置型 ➢ 2021～28 年に、年 3 回（3 月、6 月、11 月）に分けて、年間 1,550～1,850MW 募集 ➢ 但し、2022 年は 2,000MW を特別入札として募集し、年間計 3,600MW（そのうち、11 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定） ●屋根設置型 ➢ 2021～28 年に、年 2 回（6 月、12 月）に分けて、年間 300～400MW 募集 ➢ 但し、2022 年は年 3 回（4 月、8 月、12 月）2,000MWを特別入札として募集し、年間計 2,300MW（そのうち、12 月実施の特別入札増量分は、それまでに欧州委員会が国庫補助の承認可否を判断予定） ➢ 750kW 超の設備は入札参加義務。300～750kW の設備は任意参加とするが、入札を経ない場合は発電量の50%までを上限に報酬を受給可	➢ §22b EEG：1MW 以下の発電設備、及び公営企業(Bürgerenergiegesellschaften)が持つ 6 MW の以下の設備容量は入札への参加義務が無くなる。 ➢ §30 EEG:2023 年以降、入札対象は 1MW を超えるものが対象。 ●地上設置型 ➢ §28a EEG: 第一セグメント（地上型）は、2023 年から 2029 年の間、年 3 回（3 月、7 月、12 月）の入札を実施。 <table><tr><td>2023 年</td><td>5,850 MW</td></tr><tr><td>2024 年</td><td>8,100MW</td></tr><tr><td>2025 年～2029 年</td><td>9,900MW/年</td></tr></table> ➢ §37b EEG: 第一セグメント（地上型）による入札価格の上限は 5.9cent/kWh。2023 年以降の入札上限価格は過去 3 回の入札の平均最大入札額を 8%加算したもので、かつ 5.9ct/kWh を超えない額。 ➢ §37, 38b EEG: 今回の改正では発電コストの高い「Agri-PV」、「Floating PV」、「Parking PV」や、新規に定義される「Moor PV（泥炭地 PV）」と呼ばれる太陽光発電設備の入札が、 既存の地上設置型太陽光（="First tender segment"）の入札セグメントに統合され、地上設置型太陽光の設置範囲が拡大される。これらの特殊太陽光設備に関しては、落札後、支払い承認の申請を行い、認められれば、ボーナスが付与される。 ●屋根設置型 ➢ §28b EEG: EEG: 第 2 セグメント（屋根設置型）は、2023 年から 2029 年の間、年 3 回（2 月、6 月、10 月）の入札を実施。 <table><tr><td>2023 年</td><td>650 MW</td></tr><tr><td>2024 年</td><td>900MW</td></tr><tr><td>2025 年～2029 年</td><td>1,100MW/年</td></tr></table> ➢ §38e EEG: 入札価格の上限は変わらず 9 cent/kWh、だが 2024 年以降 1%毎の減額となる。 ➢ §48 EEG: 2021 年から規定されていた「300～750kW の屋根設置太陽光は、発電量の 50%までを FIP 制度で支援を受けるか、入札を経て全発電量を FIP 制度で支援を受けるか選択可能」は廃止され、全量売電と余剰電力の売電（一部自己消費）による FIT/FIP 支援価格を大幅に増

<table>
<tr><td></td><td></td><td>額。</td></tr>
<tr><td>バイオマス/バイオメタン</td><td>➢ 2021～28年に、年2回（3月、9月）に分けて、年間600MWを募集
➢ 2022年以降の入札では、ドイツ南部の設備に50%割り当てを導入（2022年2月時点で欧州委員会の国庫補助承認待ちのため未施行）</td><td>➢ §28c EEG：2023年から2025年までは年2回（4月、10月）、2026年から2028年までは年1回（6月）に入札を実施。2025年までは年2回、2026年以降は年1回の入札。
<table><tr><td>2023年</td><td>600 MW</td></tr><tr><td>2024年</td><td>500 MW</td></tr><tr><td>2025年</td><td>400 MW</td></tr><tr><td>2026年～2028年</td><td>300MW/年</td></tr></table>
➢ §39b EEG：2023年のバイオマスプラントからの電力の最大値は16.07ct / kWh。2024年以降1%毎の減額。
➢ §39g EEG：2023年の既存のバイオマスプラントの入札上限価格は 18.03ct / kWh であり、2024年以降0.5%毎の減額。
➢ §39l EEG :バイオメタンプラントの入札上限価格は19.31 ct/kWhであり、2024年以降1%毎の減額。
➢ §28d EEG: 2021年1月1日より新たに設けられた入札枠で、設備容量が150kWから20MWのバイオメタン発電設備に対して年一回入札を実施していた。:2023年から2028年にかけて4月と9月に入札を実施する。入札数量は各年度600MW。</td></tr>
<tr><td>その他入札</td><td>●革新技術入札
➢ 複数の再エネ発電設備のグループ、または蓄電を使用する設備に入札資格
➢ 2021～28年に、年2回（4月、8月）に分けて、年間500～850MWを募集
➢ ただし2022年に関しては4月と12月に実施する。</td><td>●革新技術入札
➢ 2023年から2028年までは年2回（5月、9月）
<table><tr><td>2023年</td><td>800 MW</td></tr><tr><td>2024年</td><td>850 MW</td></tr><tr><td>2025年</td><td>900 MW</td></tr><tr><td>2026年</td><td>950 MW</td></tr><tr><td>2027年</td><td>1,000 MW</td></tr><tr><td>2028年</td><td>1,050 MW</td></tr></table></td></tr>
</table>

出所）EEG2021、EEG2023）に基づき著者作成

(5) 義務対象者

EEG では、下記の次項で掲げたエネルギー源による発電設備について、もっとも近くに位置する系統運用者（一般的には配電系統運用者）に対して低圧線への接続義務が課される。大規模風力発電事業者などの場合には、高圧線や送電系統に直接接続する場合もある。接続義務が課される系統運用者は、当該発電設備の接続に伴い系統の最適化、増強等が必要となる場合にも、系統への接続義務を負うとされている。

接続した系統の運用者には、その発電設備の発電電力を規定された固定価格以上で買取・補償支払い、もしくは FIP 形式で補償支払いをする義務が生じる。

(6) 対象エネルギー源

EEG で支援の対象となるエネルギー源及び発電設備の要件は下表の通り。EEG 2021 から変更はない。

表 2.1-9 ドイツ：再生可能エネルギー法の支援対象エネルギー、対象発電設備要件

〔法律が適用される再生可能エネルギー〕
● 水力（海洋エネルギー含む）　● 地熱　● 風力
● 太陽光　● バイオマス　● 埋立ガス、下水ガス
※上記の再生可能エネルギーに加えて、鉱山ガスも買取対象のエネルギー源

出所）EEG2021 に基づき著者作成

(7) 支援対象とする電力

EEG では、FIT/FIP 制度の対象となる発電設備は、原則として発電量全量を系統に供給することを求めている。そのため、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。但し、30kW 以下の太陽光発電設備については、遠隔操作により出力抑制をできる通信機能を持った設備を有するか、もしくは連系点における最大有効電力供給量を定格出力の 70%とすることが義務付けられていた[38]。さらに設備容量 300kW 超、750kW 以下の屋根設置型太陽光発電では、FIP 対象となるのは連系点における電力供給量を年間発電量の 50%以下と制限されており、自家消費を促すものだった[39]。

EEG2023 の改正では、定格出力の 70%を超えて送電網へ送ることができない規制の撤廃や余剰売電（一部自家消費）と全量売電の切り替え、全量売電への追加の補助金[40]等、太陽光発電設備の柔軟な利用を促進している。

(8) 直接販売・市場プレミアムオプション

直接販売・市場プレミアム制度の義務化以降、卸電力取引市場の価格動向により直接販売を選択する発電設備数に多少の影響が見られるものの、総じて直接販売を選択する発電設備が増加傾向にある。

[38] EEG2021 §9 (2)-3

[39] EEG2021 §48 (5)

[40] EEG2023§48 (2a)

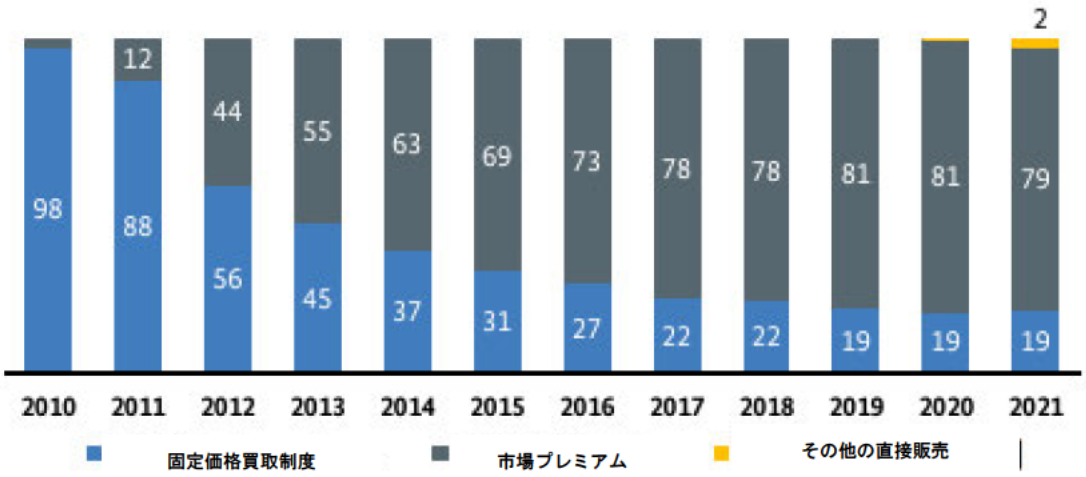


図 2.1-5　供給される電力に占める各売電手法の割合（年度別）

	alle in GWh	固定価格買取制度		市場プレミアム		その他の直接販売	
		in GWh	割合(%)	in GWh	割合(%)	in GWh	割合(%)
水力	5.592	2.060	37%	3.281	59%	251	4%
ガス	765	91	12%	582	76%	91	12%
バイオマス	39.525	5.576	14%	33.858	86%	582	1%
地熱	210	9	5%	201	95%	-	0%
陸上風力	88.502	2.680	3%	83.055	94%	2.767	3%
洋上風力	24.015	-	0%	24.015	100%	-	0%
太陽光	44.252	27.881	63%	15.714	36%	656	1%
合計	**202.861**	**38.298**	**19%**	**160.706**	**79%**	**4.348**	**2%**

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

図 2.1-6　2021 年にグリッドへ供給された電力に占める各売電手法の割合（電源別）

出所）“MonitoringberichtEnergie2022”

なお、2014 年 8 月に施行された再生可能エネルギー法 2014 年改正法では、それまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムが廃止された。また、2016 年以降に新設される設備については、供給した電力に対する市場プレミアムは、卸電力電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 6 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられる。設備容量 3MW 以下の風力発電設備と 500kW 以下のその他の全ての再生可能エネルギー設備は、本規定の適用除外となる。

ドイツでは、再生可能エネルギー発電量の増加に伴い、卸電力取引市場でネガティブ価格が発生する頻度が増加しているため、この直接販売・市場プレミアム制度は、卸電力取引市場におけるネガティブ価格の水準を緩和する効果が期待されている。

以下の表に 2012 年以降の EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況を掲載する。

表 2.1-10 ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（～2018 年）

	2012 年	2013 年	20014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
ネガティブ価格総発生時間数	56 時間	64 時間	64 時間	126 時間	97 時間	146 時間	134 時間
a)発生時のスポット市場取引量	1.8TWh	2.2TWh	2.6TWh	4.8TWh	3.6TWh	5.4TWh	4.7TWh
b)発生時の平均市場価格	-61€/MWh	-14€/MWh	-16€/MWh	-9€/MWh	-18€/MWh	-26€/MWh	-14€/MWh
市場規模 ※上記 a)×b)	107 百万€	31 百万€	42 百万€	44 百万€	68 百万€	153 百万€	68 百万€

表 2.1-11 ドイツ：ネガティブ価格総発生時間数の詳細内訳

	2012 年	2013 年	20014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
発生回数（6 時間未満）	14 回	19 回	11 回	24 回	20 回	19 回	28 回
発生回数（6 時間以上）	3 回	2 回	5 回	7 回	7 回	8 回	6 回
発生時間（6 時間未満）	31 時間	47 時間	27 時間	70 時間	42 時間	58 時間	68 時間
発生時間（6 時間以上）	25 時間	17 時間	37 時間	56 時間	55 時間	88 時間	66 時間

出所）"Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2018)"及び"Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2020"に基づき著者作成

EEG2021 では、第 51 条において、2021 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備について、卸電力電力取引のスポット市場（EPEX Spot）における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 4 時間の間マイナスになった場合（ネガティブ価格）、ゼロに下げられるように改正された。2019～21 年のネガティブ価格発生時間のうち、6 時間以上と 4 時間以上のネガティブ価格発生時間数は、下表の通り。

表 2.1-12 ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（2019 年～）

	2019 年	2020 年	2021 年
ネガティブ価格総発生時間数	211 時間	298 時間	139 時間
うち 6 時間以上連続した時間数（年間発生時間に占める比率）	123 時間（58%）	192 時間（64%）	80 時間（58%）
うち 4 時間以上連続した時間数（年間発生時間に占める比率）	155 時間（73%）	245 時間（82%）	117 時間（84%）
発生時の平均市場価格	-17 ユーロ/MWh	-16 ユーロ/MWh	-16 ユーロ/MWh
発生時の平均余剰供給量	2,556 MW	1,762 MW	1,629 MW

出所）"Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021"[41]に基づき著者作成

[41] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2021-und-ausblick-2022 html（2022 年 3 月 2 日取得）

(9) FIT/FIP 制度の施行状況

ドイツ国内における再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移は下表の通り。

表 2.1-13 ドイツ：再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移

単位：MW

エネルギー源	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
水力	5,407	5,625	5,607	5,590	5,580	5,589
陸上風力	26,823	28,524	30,711	32,969	37,620	41,297
洋上風力	80	188	268	508	994	3,283
バイオマス（廃棄物含む）	6,222	7,162	7,467	7,966	8,204	8,429
太陽光	18,006	25,916	34,077	36,710	37,900	39,224
地熱	8	8	19	30	33	34
合計	**56,546**	**67,423**	**78,149**	**83,773**	**90,331**	**97,856**

エネルギー源	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
水力	5,629	5,627	5,329	5,378	5,438	5,383
陸上風力	45,283	50,174	52,328	53,187	54,414	56,091
洋上風力	4,152	5,406	6,393	7,555	7,774	7,774
バイオマス（廃棄物含む）	8,659	8,982	9,662	9,994	10,344	10,431
太陽光	40,679	42,293	45,158	48,914	53,721	58,728
地熱	38	38	42	47	47	53
合計	**104,440**	**112,520**	**118,912**	**125,075**	**131,738**	**138,460**

出所）連邦経済・エネルギー省, “Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung”（2004 年までは 2019 年 10 月公表版、2005 年データ以降は 2021 年 10 月公表版）と再生可能エネルギー統計ワーキンググループ AGEE-STAT の 2022 年 3 月公表資料[42]に基づき著者作成

(10) 最新の入札結果

2022 年度の各種電源の入札結果は下表のようになっている。2022 年内の最後の入札として、2022 年 12 月 1 日に、陸上風力、太陽光（屋根設置型）及びイノベーション CHP の入札が実施された。

2022 年 12 月に実施された入札の結果では、陸上風力、太陽光（屋根設置型）の応札量は募集量を大きく下回った。[43] これは発電コストの増加により、現状の FIP 上限額では採算が取れなくなった事業者が増えたためと考えられる。[44] なおドイツ陸上風力エネルギー庁が公開しているレポート[45]によると、2022 年秋に稼働した風力発電所の平均稼働期間は 25.9 カ月（中央値 23.8 カ月）であり、今回落札された陸上風力の稼働開始は 2024 年頃と予測される。

[42] https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-0 （2022 年 3 月取得）

[43] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221220-EE-Ausschreibungen.html （2022 年 3 月取得）

[44] https://www.photon.info/en/news/german-tender-rooftop-installations-another-complete-failure （2022 年 3 月取得）

[45] https://www fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Herbst_2022.pdf （2022 年 3 月取得）

表 2.1-14　再生可能エネルギー法に従って実施された 2022 年度の入札結果

カテゴリ	入札日	募集量（kw）	応札量（kw）	出来高荷重平均落札価格（ct/kWh）	落札量（kw）
太陽光(地上設置型)	2022/3/1 2022/6/1 2022/11/1	1,200,000 1,200,000 1,200,000	1,107,729 1,125,995 890,118	5.19 5.51 5.80	1,083,632 695,853 608,990
太陽光(屋根設置型)	2022/4/1 2022/8/1 2022/12/1	767,000 767,000 767,000	766,667 766,667 202,292	8.53 8.84 8.74	203,540 201,044 105,029
陸上風力	2022/2/1 2022/5/1 2022/9/1 2022/12/1	1,333,000 1,333,000 1,333,000 1,333,000	1,328,191 1,319,842 1,319,842 603,870	5.76 5.85 5.84 5.87	1,332,249 930,790 772,660 189,450
CHP(コジェネレーションプラント)	2022/6/1 2022/12/1	75,000 75,000	84,240 86,549	5.87 6.14	79,158 85,975
イノベーション CHP*1	2022/6/1 2022/12/1	25,000 25,000	25,000 25,000	11.74 11.22	19,733 15,104
バイオマス	2022/3/1 2022/9/1	300,000 300,000	274,860 285,794	15.75 17.28	78,193 68,301
バイオメタン	2022/10/1	150,000	152,020	非公開（入札者が少ないため）	3,499
イノベーション入札 *2	2022/4/1 2022/12/1	350,000 350,000	397,198 397,197	5.42 非公開（入札者が少ないため）	402,655 TBA
洋上風力	2022/9/1	980,000 (N-7.2 エリア)	NA	0	NA

*1) CHP 入札条例(KWKAusV)にて定義される、高効率な高エネルギー効率のコジェネレーションプラント

*2) イノベーション入札条例(InnAusV)にて定義される、一定のエネルギー貯蔵能力を有する再生可能エネルギー発電所。

出所）連邦エネルギー庁の HP の情報に基づき著者作成 [11]

(11) 再エネ促進策に対する国民負担の動向

EEG に基づく再エネ支援に係る費用は、最終的に再エネ賦課金（EEG 賦課金）として需要家によって負担されてが、EEG2023 の改正に先駆けて再エネ賦課金は 2022 年 7 月 1 日に廃止された（詳細は前述の「2.1.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向　(4) EEG 賦課金の廃止」を参照）。今後再生可能エネルギーの助成金は政府の特別基金「エネルギー・気候基金 EKF」から拠出される。

2.1.3 建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) イノベーション入札の導入促進策

ドイツでは、蓄電池付き再エネ発電設備について、固定プレミアムを設けることで導入促進を図っている。当該導入促進策は、イノベーション入札令（InnAusV） で規定されている。イノベーション入札の対象設備は以下が想定されている。

- 異なる再生可能エネルギー源による複数発電所を組み合わせた（複合）システム
  - ✧ 1 種類以上の再生可能エネルギーが、陸上風力または太陽光
  - ✧ 複合発電システム 751kW 以上（個別システムの最低規模要件はなし）
- 蓄電機能を有する個別再生可能エネルギー発電システム

上記の異なる再生可能エネルギー源による複数の発電所を組み合わせた（複合）システムが支援を受ける要件として、原則、設備容量の 25%以上に相当する上げ二次制御予備力を提供できる技術設計であることが求められ、満たしていない場合には固定プレミアムが付与されない（需給調整市場への参加は義務付けられない）。また、蓄電機能を有する再生可能エネルギー発電システムのうち、個別の再生可能エネルギー設備と蓄電設備を組み合わせたシステムは、当該発電設備からの発電電力のみを受け取り、2 時間以上蓄電する能力を有していることが条件となる。

なお、設置された複合システムは、20 年間の支援期間中は同じ場所に同様の状態で設置されたままでいることが求められる。

2021～2028 年の入札容量も規定されており、2022 年以降、前暦年のイノベーション入札で落札されなかった容量がある場合、当該容量分を入札募集容量に加えて募集を行う。

表 2.1-15 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（イノベーション入札）

2021 年	500MW	2025 年	700MW
2022 年	550MW+特別太陽光 50MW	2026 年	750MW
2023 年	600MW	2027 年	800MW
2024 年	650MW	2028 年	850MW

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28c 条をもとに著者作成

2022 年に募集予定となっている「特別太陽光発電システム」は、イノベーション入札令の第 15 条で、①水域設置の太陽光システム、②有用な植物を同時栽培する耕作地の太陽光システム、③駐車場設置太陽光システムが例示されている。

特別太陽光発電システムを含むイノベーション入札は、100kW 以上、2MW までの設備を対象とすることのみが、イノベーション入札令の第 16 条で規定されている。イノベーション入札の応札者は、固定プレミアム価格（ユーロセント/kWh）を小数点以下 2 桁で応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。但し、応札容量が募集容量を下回った場合には、イノベーション入札令第 11 条に基づき、連邦ネットワーク庁が落札容量を入札容量の 80%に減じて、落札者を決定する。

落札者は、20 年間にわたって応札した固定プレミアム価格を、売電収入に加えて受給する権利を得る。2.8 ユーロセント/kWh の価格で落札したシステムは、常に売電収益に加えて、1kWh あたり 2.8 ユーロセントの固定プレミアム価格を受給する権利を得る。また、イノベーション入札の落札者は、電力取引市場の前日取引でのドイツ価格ゾーンがネガティブプライスとなった時間帯は、固定プレミアムはゼロに引き下げられる。

イノベーション入札令第 10 条で入札上限額が定められており、2021 年の入札では 7.5 ユーロセント/kWh の上限価格が適用されるが、2022 年 1 月 1 日以降に実施される入札では、上限額が暦年毎に 1%ずつ逓減し、小数点以下第二位で四捨五入した数値を用いる。
2022 年度におけるイノベーション入札の入札結果は以下の通り。

表 2.1-16 ドイツ：イノベーション入札の入札結果

	第 2 回	第 3 回	第 4 回
募集締切	2021 年 4 月 1 日	2021 年 8 月 2 日	2022 年 4 月 1 日
募集容量	250MW	250MW	397MW
応札状況	43 件	23 件	45 件
	509.146MW	249.599MW	435.491MW
落札状況	18 件	16 件	43 件
	258.393MW	155.605MW	402.655MW
除外件数	1 件	6 件	0
	2.534MW	66.994MW	0MW
上限価格	7.5 セント	7.5 セント	7.43 セント
加重平均落札価格	4.29 セント	4.55 セント	5.42 セント
落札価格範囲	3.33～4.88 セント	3.99～5.48 セント	3.95～7.43 セント

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト[46]をもとに著者作成

2.1.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

EEG2021 から、卒 FIT 案件の導入促進策として、§23 に支援期間終了後も設備が運用継続できるようにするための以下のような枠組みが導入されている。

- 買取期間が終了した電源について、優先給電の権利を維持
- 風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定し、継続的に系統運用者に売電を続けることを可能（§53 に基づき、2022 年以降の直接費用は、送配電事業者が再生可能エネルギー条例に従って、各社 HP に公開される）

他方、既に既存電源も大多数が任意での FIP 制度に移行している陸上風力については、上記のオプションの対象外としている。

EEG2021 の§80 では、複数の需要家への販売が禁止されていることを背景に、コーポレート PPA 等の取り組みが浸透していないため、現在§80 の緩和が議論されている[47]。

[46]https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html（2023 年 2 月 24 日取得）

[47] https://www.dlapiperintelligence.com/corporateppa/countries/index.html?t=structures&s=01-presently-deployed&c=DE（2023 年 2 月 24 日取得）

2.1.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 税負担の軽減

EEG2023 の改正に伴い、小規模太陽光発電所に対する税が簡素化される。例えば、30 kW 未満の小型太陽光発電は所得税と貿易税から免除される。

EEG 賦課金の徴収は、新しいエネルギー融資法（EnFG）で廃止される。今後、再生可能エネルギーに必要な資金は連邦予算を通じて賄われ、送電系統運用者はドイツ連邦共和国に対して費用の補償を請求できるようになる。EEG 賦課金の廃止により、電力消費者の負担を軽減することが可能となる。

KWKG 賦課金とオフショアグリッド賦課金は、系統から電気を取り出した場合にのみ課されるようになる。つまり、将来的には自家消費と系統連系点より後方の直接供給に対しては課されなくなる。

(2) 太陽光に関する強制労働への対応状況

ドイツでは特定の地域や太陽光パネル等の製品に絞った規制は検討されていないが、新疆ウイグル自治区を抱える中国を念頭に、業界を跨ぐ包括的な法規制を進めている。

2021 年 6 月には「Act on Corporate Due Diligence Obligations in Supply Chains (LkSG)」（以下、「ドイツサプライチェーン法」という）が可決された。この法律はドイツの主たる事業所、管理本部、法定所在地、または支店を持つ企業に、人権及び環境基準を遵守するため、サプライチェーン内の人権と環境に対するリスクを特定及び評価し、効果的なリスク管理システムの確立を義務付けている。

<適応範囲>

1. 2023 年以降:ドイツに拠点を置く従業員数 3,000 人以上の企業、または従業員 3,000 人以上の外国企業のドイツ登録支店。推定：約 600 社
2. 2024 年以降:ドイツに拠点を置く従業員 1,000 人以上の企業、または従業員 1,000 人以上の外国企業のドイツ登録支店。推定：約 2,800 社

<デューデリジェンス義務要件>

ドイツサプライチェーン法の下では、企業は、原材料の抽出から最終顧客への配送まで、自社の業務及び世界中の直接サプライヤーの業務における違反を監視し、対処する必要がある。この法律は、主に人権（第 1 章 2 項（2））と環境(第 1 章 2 項（3）)について、法的な保護区域を規定している。

デューデリジェンスに対する義務要件として 9 つが規定されている。

1. リスク管理体制の確立
2. コンプライアンスに対する社内責任の定義
3. 定期的なリスク分析の実行

4. ポリシーステートメントを発行する
5. 自社の事業領域及び直接サプライヤーに対する予防策の確立
6. 是正措置の施行
7. 苦情処理手順を確立する
8. 間接サプライヤーのリスクに関するデューデリジェンス義務の実施
9. デューデリジェンス活動に関する文書化と報告

<違反による罰則>
ドイツサプライチェーン法に定められたデューデリジェンス義務の実施は、ドイツ連邦経済輸出管理局(Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle:BAFA)によって監視されている。企業がドイツのサプライチェーン法に基づくデューデリジェンス義務を遵守しなかった場合、以下の制裁を規定している。(第 6 章§24)

1. 最大 80,000 ユーロの罰金
2. 年間平均売上高が 4 億ユーロ超の法人または団体の場合、年間平均売上高の 2%以下の罰金

2.1.6 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

(1) 太陽光パネルのリサイクル及び廃棄に関する制度

A) 法制度

ドイツにおける太陽光パネルをはじめとした電気・電子機器のリサイクル及び廃棄は、2015 年 10 月 20 日採択された「廃電気・電子機器法 Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umwelterträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten, ElektroG」 によって規定されている。同法は、2012 年 7 月 4 日に採択された EU 指令 2012/19/EU を国内法に準拠したものである。同法は、電気・電子機器のリサイクル及び廃棄時の効率向上及び無駄の回避を目的として制定された（第 1 条)。太陽光パネルは同法第 2 条 1 項 4 において対象に含まれている。

対象となる電気・電子機器の製造業者及びその受託業者は、第 5 条によって回収・廃棄にかかる共同機関の設置が義務付けられており、電気古物登録財団（Stiftung Elektro-Altgeräte Register、通称 EAR 財団）が設立されている 。

製造業者は、管轄官庁に型式承認と商標登録を義務付けられており、独国内での流通拠点を置く必要がある（第 6 条, 第 8 条)。製造業者が外国企業の場合は、支社を置くか国内企業一社に業務委託をし、契約関係を管轄官庁に届け出ることが義務付けられている。

電子機器のバッテリーや蓄電池は取り外して回収されることが第 10 条にて規定されている。一般家庭からの機器回収は、公法上の処理業者、販売店、製造業者によって実施され、第三者に委託可能であることが第 12 条で規定されている。

公法上の処理業者は、一般家庭からの電気・電子機器を持ち込めるように設置される（第 13

条 1 項)。処理業者は、立地的な要因やリサイクルの都合から第 14 条 1 項の第 1 文に挙げるグループ分けに従って、持込機器を分類別に制限することができる（第 13 条 2 項)。機器回収に当たっては、一般家庭を廻って機器を回収することも可能である（第 13 条 3 項)。ただし、持ち込まれた機器に対し、手数料を徴収してはならない（第 13 条 4 項）と規定されている。また、処理業者は、アスベストを含む機器など健康上や安全上の理由がある機器に関しては無償受取を拒否することができる（第 13 条 5 項）ことが規定されている。

処理業者は、回収された機器を区分する必要があり、太陽光パネルは独立した一区分とされている（第 14 条 1 項 6)。

また、廃電気・電子機器法（ElektroG）の 17 条では、太陽光パネルの販売者、認定された処理プラント、公共廃棄物管理当局による太陽光モジュールの回収が規定されている。特に一般家庭に対しては無償での回収を実施しなければならない。

B) リサイクル目標

太陽光パネルは、上記の廃電気・電子機器法（ElektroG）内でカテゴリー4（大型太陽電池モジュール）または 5（小型太陽電池モジュール）に含まれており、カテゴリー4（大型太陽電池モジュール）の生産者へ求められている太陽光パネルの回収率は 85%、リサイクル率は 80%と規定されている。(第 22 条)

(2) 太陽光パネルのリサイクル・廃棄にかかる運用状況

A) リサイクルにかかる定量情報

□ドイツにおける太陽光モジュールの回収・処理状況は、Eurostat 統計データにより示されている。直近のリユース・リサイクル率は 89%、資源利用（焼却によるエネルギー利用含む）では 98%という高水準となっている。

表 2.1-17 ドイツにおける使用済み太陽電池モジュールの回収処理状況（単位：トン/年）

	2016	2017	2018	2019
a)モジュール回収量	2,032	3,595	7,865	13362
b)モジュール処理量	2,032	3,595	7,865	13362
c)資源回収量	1,914	3,560	7,708	13154
d)ﾘｻｲｸﾙ・ﾘﾕｰｽ量※1	1,723	3,385	6,896	11954
e)うち、ﾘﾕｰｽ量 ※1	436	270	909	NA
ﾓｼﾞｭｰﾙ回収量に基づく資源回収率：c)/b)	94%	99%	98%	98%
ﾓｼﾞｭｰﾙ回収量に基づくﾘｻｲｸﾙ・ﾘﾕｰｽ率:d)/b)	85%	94%	88%	89%

※1：Eurostat による「Preparation for reuse」を「リユース」と表記

出所）Eurostat による統計から著者作成

□一方、統計情報の不正確性に対する指摘もある。ドイツの NGO 団体である Deutsche Umwelthilfe は、「回収されている太陽光モジュールの量は想定よりも少なく、不適切な回収、中古品として不法な取引、輸出等が行われ、相当量が Eurostat には報告されていない可能性がある」と指摘している。Deutsche Umwelthilfe が発行する Whitepaper では、太陽電池モジュ

ールの循環性（Circularity）強化のために取り組むべき課題と方策として、太陽電池モジュールの設計、市場販売、回収、補修・リユース、リサイクルの五つの観点から、下表に示す項目が挙げられている。

表 2.1-18　太陽電池モジュールの循環強化のために取り組むべき課題と方策の一覧

観点	課題と方策
太陽電池モジュールの設計	・　循環性の高い製品設計 ・　有害物質の使用削減
太陽電池モジュールの市場販売	・　法令遵守の強化と市場監理 ・　オンライン市場による義務化
太陽電池モジュールの回収	＜B2C における課題＞ ・公的回収システムの改善 ＜B2B における課題＞ ・生産者による回収システムの改善 ・2015 年 10 月 24 日以前に販売されたモジュール回収
太陽電池モジュールのリペア・リユース	・再利用促進のための施策 ・不法輸出の抑止と地球規模における循環性の強化
太陽電池モジュールのリサイクル	・リサイクルにかかる要求事項の設定

出所）Whitepaper4 - Deutsche Umwelthilfe に基づき著者作成

さらに、太陽電池モジュールの循環性の強化に向けて解決、解消すべき主要事項として以下３つの重要な課題が提示されている。

課題１：コストと手間の面で、現在の回収プロセスは太陽電池モジュール所有者によって魅力的ではなく、環境への悪影響も招くような不法な輸出を行う事業者につながっていく。

課題２：使用済み太陽電池モジュールの多くは利用可能な状態であるが、不十分な取り扱いによって処分され、リユースされていない。

課題３：太陽電池モジュールのリサイクルは困難である。また、優れた技術オプションを開発することも可能であるものの、現状、リサイクル後の価値ある資源のロスやダウンサイクルとなっている。

B)　リサイクル方法・リサイクル後の使途

□2022 年 3 月に廃電気・電子機器法（ElektroG）の一部が改正され、廃棄物管理会社に対して処理プロセスで汚染物質を含む成分を除去することを明確に規定する「廃電気電子機器の処理要件に関する規則(BehandlungsVO)」が施行された。[48]新しい条例には以下の項目が含まれている。

1. シリコン系と非シリコン系の太陽電池パネルは別々に扱わなければならず、タンデム型や複数の太陽電池で作られたモジュールは非シリコン系とみなされる。

[48] https://www.bmuv.de/pressemitteilung/neue-vorgaben-fuer-die-behandlung-von-elektro-altgeraeten/

2. シリコン系太陽電池の場合、ガラス分については鉛を 100 ミリグラム/キログラム、セレンとカドミウムを 1 ミリグラム/キログラムにする必要がある。その他の画分については、鉛の含有量は 200 ミリグラム/キログラム、セレンとカドミウムの含有量は 1 ミリグラム/キログラムを超えてはならない。
3. 非シリコン系太陽電池モジュールの場合、原則として以下の汚染物質含有量を超えてはならない。鉛は 1 キログラムあたり 10 ミリグラム（ただし、半導体部分を除く）、セレンとカドミウムはそれぞれ 1 キログラムあたり 1 ミリグラム。
4. 1 の例外として、鉛の含有量が 10 ミリグラム、セレンとカドミウムの含有量がそれぞれ 1 ミリグラム/キログラムを超えなければ、異なる太陽電池モジュールを一緒に処理することも可能である。
5. 太陽電池モジュールを処理する場合、アルミニウムとテルル化カドミウムの部品は分離され、適切なリサイクルのために送られなければならない。

太陽光パネルは製造・販売の段階で型式が登録されており、廃棄時には、パネルの種類に応じて汚染物質が除去され、可能な限り分離、選別、リサイクルされている。各太陽パネルに含まれる主な構成物質は下表の通り。有害物質の例としては、c-Si モジュールのはんだに含まれる鉛(Pb)、薄膜モジュールに含まれるカドミウム(Cadmium)と鉛(Lead)である。また CI(G)S 系モジュールは 0.02g/モジュール kg のセレン(Selenium)を含む。一方で a-Si 系（Amorphous silicon）のモジュールでは、鉛（はんだ）のみ懸念されるが、その他の有害物質が含まれる懸念はないとされている。

表 2.1-19 太陽光パネルの種類に応じた構成物質の割合

物質/モジュールタイプ	c-Si(結晶シリコンセル)	a-Si(アモルファスシリコンセル)	CIS(銅インジウムジセレニドセル)	CdTe(テルル化カドミウム細粒)
グラス	74%	90%	85%	95%
アルミニウム	10%	10%	12%	< 0.01%
珪素	3%	< 0.1%	-	-
ポリマー	6.5%	10%	6%	3,50%
亜鉛	0,12%	< 0.1%	0.12%	0,01%
鉛	< 0.1%	< 0.1%	< 0.1	< 0.01%
銅(ケーブル)	0,60%	-	0,85%	1%
インジウム	-	-	0.02%	-
セレン	-	-	0.03%	-
テルル	-	-	-	0,07%
カドミウム	-	-	-	0,07%
銀	< 0.006%	-	-	< 0.01%

出所）energie-experten.org の HP より[49]

[49] https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/solarmodule/entsorgung（2023 年 2 月 24 日取得）

一般的に太陽光パネルの処理設備においてリサイクルの対象となっているのは、ガラスと金属（主にアルミと銅）である。リサイクル後の使途に関しては、ガラスには超微細な非鉄粒子やフィルムが付着していることから、板ガラスや容器ガラスへのリサイクルが困難で、発泡ガラスやグラスウール（建築物の壁・天井・床・屋根の断熱材及び吸音材）等に利用されている（ダウンサイクル）。

(3) 風力発電設備のリサイクル・廃棄にかかる制度

A) 法制度・リサイクル目標

□ドイツの電気電子機器法の枠組みの中で太陽光発電設備の収集スキームが存在する一方で、風力タービンの解体にはまだ法的規制がない。太陽光パネルと異なり、高さ 150 メートルを超えるタービンの解体には、一律の収集スキームを適用することが難しく、物理的な制約が多いため、各設置場所に応じた収集スキームの検討が必要といわれている。

(4) 風力発電設備のリサイクル・廃棄にかかる運用状況

A) リサイクル業者

ドイツのブレーメンに拠点を置く Neocomp 社（https://www.neocomp.eu/）はガラス繊維強化プラスチック（GFRP）の専門的な廃棄を専門とする会社であり、風車タービンのリサイクルプラントを開発した。タービンは、巨大なシュレッダーで破断分解され、金属部品の選別後に、燃料として利用される。さらにそこから得られたガラス灰は、古紙のリサイクル時に発生する製紙残渣と混合され、セメント製造における理想的な添加剤として利用されている。

B) リサイクル方法・リサイクル後の使途

□ドイツ風力協会（BWE）によれば、国内で使用済みタービンは、EU 外で再利用されるために海外に販売されることがあるという。GRP（ガラス強化プラスチック）ブレードは、多くの場合、埋め立て処分されるか、あるいは廃棄物焼却炉で燃やされたのちコンクリート製造の添加剤として使用されている。より近代的な CRP（炭素強化プラスチック）ブレードは、ある程度リサイクルすることが可能。

【参考】EU における発電設備のリサイクル制度概要

EU において、有害物質が含まれる廃電気電子機器(Waste Electrical and Electronic Equipment：WEEE)の発生抑制、及びリサイクルの促進による埋立処分量の削減、環境・健康への影響低減を目的として「WEEE 指令」が 2003 年に公布・施工。その後、2012 年 7 月に、使用済み太陽電池モジュールを含む廃電気・電子機器の発生抑制、及びリサイクルの促進による埋立処分量の削減等を目的に、改正 WEEE 指令（電気電子機器廃棄物に関する 2012 年 7 月 4 日付け欧州議会・理事会指令 2012/19[50]）が制定された。
2017 年 4 月 18 日には WEEE 指令の実施細則を含む「WEEE パッケージ」が採択されている。本 WEEE パッケージに従い、WEEE 指令の対象となる製品が製品は 2018 年 8 月 15 日から次の 6 つの分類に再編された（指令付属書 III と IV)。一部の例外（軍事用機器、宇宙用機器、産業用大型固定工具、大型固定据付機器、輸送機器など）を除いたすべての電気電子機器が WEEE の対象となる。下記④大型機器、⑤小型機器の具体例として太陽光パネルがあげられている。

①温度交換装置（冷蔵庫、エアコンなど）
②スクリーン、モニター、及び表面積が 100 平方センチメートルを超えるスクリーンがある機器
③ランプ類（フィラメント電球を除く）
④大型機器（外形寸法が 50cm を超える家庭用電気製品、情報技術・電気通信機器、民生用機器、照明機器、音声・画像再生機器、電気電子工具、医療機器など。上記 a～c に含まれるものは除く）
⑤小型機器（外形寸法が 50cm 以下の家庭用電気製品、民生用機器、照明機器、音声・画像再生機器、電気電子工具、医療機器など。上記 a～c 及び f に含まれるものは除く）
⑥小型の情報技術・電気通信機器（外形寸法が 50cm 以下）

さらに、2019 年 12 月 17 日の施行令 2019/2193[51]において、加盟国から EU に対し報告すべき情報や報告形式に関する規則が更新された。この中で、WEEE の回収量及びリサイクル量等について、太陽光パネルは④ 大型機器のサブカテゴリーとして取り出され、「④b 太陽電池パネル」という項目で個別に分類して報告することが求められている。

2019 年以降、EU 加盟各国が達成すべき収集目標は、当該加盟国で過去 3 年間に販売された電気電子機器（Electric and Electronic Equipment：EEE）の平均重量の 65%、またはその加盟国の領土で生成された WEEE の 85%となっている。しかし、EU の 2017 年のレポートによると、WEEE 全体の回収率は目標を達成しておらず[52]、WEEE の管理に関する非営利団体である WEEE Forum の推計によると、太陽光パネルの回収率は更に低くなっている[53]。これは、回収目標の設定時期と実際に廃棄される時期の違いによるものと考えられている。

[50] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32012L0019（2022 年 12 月 13 日取得）
[51] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019D2193（2022 年 12 月 13 日取得）
[52] https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/09c7215a-49c5-11e8-be1d-01aa75ed71a1/language-en（2022 年 12 月 13 日取得）
[53] https://weee-forum.org/wp-content/uploads/2021/06/WEEE-Forum-PV-Panels-Issue-Paper-2021-Final.pdf（2022 年 12 月 13 日取得）

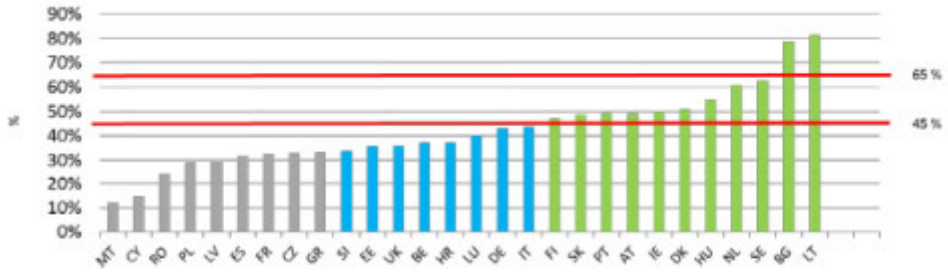


Figure 2-10: Overview of screening criterion 'Performance of separate collection of WEEE (Collection rate in %) in 2014' per Member State[16]

図 2.1-7　欧州各国の WEEE 回収率

出所）(EU) WEEE compliance promotion exercise final report[52]/(weee forum) Issues associated to photovoltaic panels and compliance with EPR legislation[53]

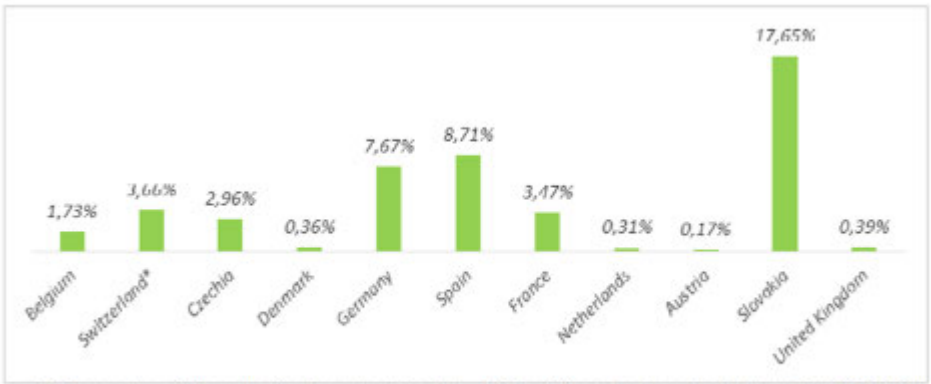


*Figure 6. Percentage of the collection target achieved by MS for PV panels, target calculated with 2016-18 data, and compared to 2018 collection (source: Eurostat. *WEEE Forum Key Figures)*

図 2.1-8　欧州諸国の太陽光パネル回収率目標達成率

出所）(EU) WEEE compliance promotion exercise final report[52]

/(weee forum) Issues associated to photovoltaic panels and compliance with EPR legislation[53]

2.1.7　地域の理解に向けた取組

(1)　再エネ設備設置に係る地域理解促進のための法制度

ドイツでは、再エネ設備の開発・建設については、連邦広域計画法（Raumordnungsgesetz, ROG）及び建設法典（Baugesetzbuch, BauGB）の中で規定されており、その中で公衆参加制度が設けられている。また、再エネ発電設備の建設及び運転に係る許認可手続きにおいても公衆参加制度が設けられており、連邦公害防止法（Bundes-Immissionsschutzgesetz, BImSchG）で規定されている。以下では、下図に示す再エネ発電設備の建設及び運転開始までのプロセスの中で、前述の各種連邦法に基づいて公衆参加制度が義務付けられているステップを整理した。

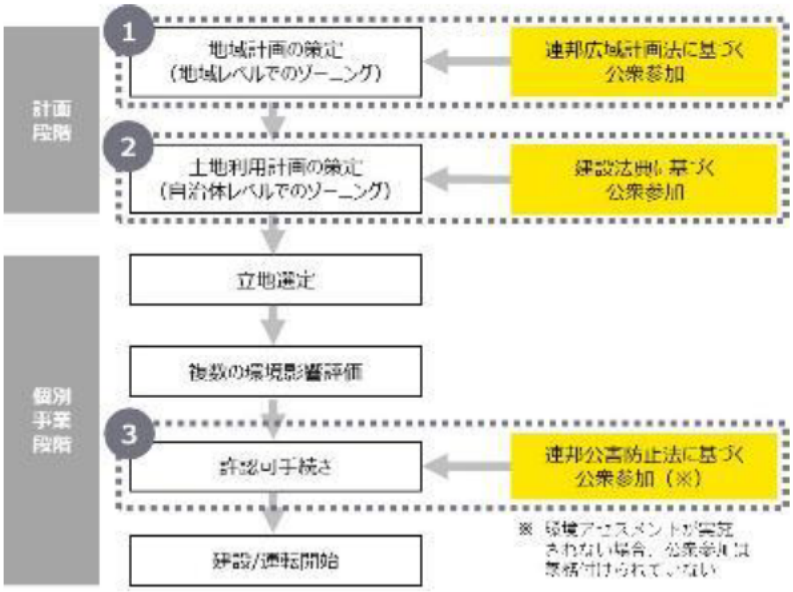


図 2.1-9　再エネ発電設備（太陽光及び陸上風力）の建設/運転開始までのプロセス

出所）畦地啓太、「受容性向上と計画プロセスの効率化に着目したドイツの風力発電所立地ゾーニングに関する研究」（環境情報科学 学術研究論文集）、173 頁に基づき著者作成

A)　地域計画の策定段階における公衆参加

地域計画は、連邦広域計画法に基づき、主に州全域若しくは州の一部地域を対象として土地の用途が設定され、再エネ発電設備設置のための優先地域（Vorranggebiete）及び適切地域（Eignungsgebiete）についても同様に設定される。当該地域が設定された場合、その適地外への立地は公共の利益と対立するとして原則許可されないことから、事業者は原則として当該計画に従わなければならないが、単に再エネ発電設備の立地を阻止する趣旨での計画は認められないため、計画策定主体は州の再エネ導入目標等を基準として相当量の適地を確保することが求められている。[54]

地域計画の策定にあたっては、戦略的環境アセスメント及び公衆参加が義務付けられており、計画案及びアセス文書は、最低 1 ヶ月縦覧に供し、少なくとも同期間意見の提出を受け付けることが規定されている（同法 第 8 条）。

最終的には、地域議会が計画決定を行った後に、それらが州計画当局によって承認されて施行となる。

B)　土地利用計画の策定段階における公衆参加

土地利用計画（F プラン）は、建設法典に基づき、市町村等の自治体レベルの計画策定主体により、当該自治体が管轄する区域の用途が設定され、再エネ発電設備の開発・建設が可能な区域についても同様に設定される。当該土地利用計画は、前述の連邦計画法に基づく地域計画を基に策定され、州レベルで設定された土地の用途について、さらに市町村等の自治体レベルの計画主

[54] https://www.jstage.jst.go.jp/article/journalcpij/49/3/49_639/_article/-char/ja/（2023 年 2 月 24 日取得）

体により詳細な用途を区域毎に設定される。[55]

公衆参加制度は、上記の土地利用計画の策定段階においても設けられており、当該制度は、土地利用計画の構想案に関する地元住民との議論の場が設けられる「早期の公衆参加」と、地元住民との議論を踏まえた土地利用計画案に対する地元住民からの提案、という大きく 2 回に分けて公衆参加の機会が設けられている。

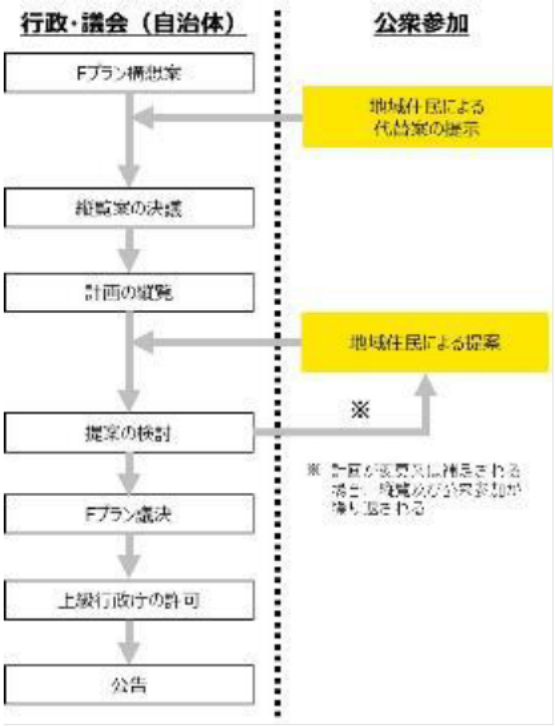


図 2.1-10　土地利用計画（F プラン）の策定プロセス

出所）山口美貴・大村謙二郎、「ドイツ都市計画策定プロセスにおける市民提案活動の実態に関する研究 -デュッセルドルフ市・エコトープ・ヘルドを事例として-」（日本都市計画学会 都市計画論文集）、296 頁に基づき著者作成

早期の公衆参加は、同法第 3 条 1 項（※）にて、「市民は都市開発計画の目的及び趣旨、開発計画について検討され得る実質的に異なる解決策、及び計画の起こり得る影響について、できるだけ早く知らされるものとし、議論する機会を与えられる」と規定されている。早期の公衆参加の形式は規定されておらず、各自治体に委ねられている。一般的には、土地利用計画の構想案に関する説明会、公聴会や展示会が開かれ、開催場所、日程及び内容については市町村の広報や地元新聞を通じて市民に公表される。

土地利用計画の原案は、1 ヶ月の期間、少なくとも 30 日の期間、又は重要な理由がある場合は、合理的に長い期間、縦覧されなければならず、同期間意見の提出を受け付けなければならないことが規定されている。縦覧の場所と期間、利用できる環境情報の種類に関する情報は、少なくとも 1 週間前に周知されなければならない。計画原案が変更、若しくは補足される場合には、

[55] 瀬田 史彦、「概説：ドイツの土地利用計画体系-テューリンゲン州マイニンゲン町の事例-」（日本都市計画学会、都市計画報告集）、17 頁

その原案がもう一度縦覧され、変更や補足が必要なくなるまで縦覧と公衆参加が繰り返される。

最終的には、縦覧された計画原案は市議会の議決と上級行政庁の許可を得て、土地利用計画として法的な効力を得る。

C)　再エネ発電設備に係る許認可手続きにおける公衆参加

再エネ発電設備の建設に係る許可手続きは、下表に示す通り、エネルギー種別及び各発電設備の規模に応じて、連邦公害防止法、若しくは建設法典に基づき行われる。

表 2.1-20　各再エネ発電設備の建設に係る許可手続きに係る適用法令

種別		適用法令
陸上風力発電設備	風車高さ≧50 m	連邦公害防止法（BImSchG）
	風車高さ＜50 m	建設法典（BauBG）
太陽光発電設備		建設法典（BauBG）

出所）畦地啓太、「受容性向上と計画プロセスの効率化に着目したドイツの風力発電所立地ゾーニングに関する研究」（環境情報科学 学術研究論文集）[54]

連邦公害防止法に基づく許可手続きは高さ 50 m 以上の陸上風力発電設備にのみ、義務付けられており、環境アセスメントが実施されるか否かによって、公衆参加が規定されている通常手続き（同法 第10条）か、公衆参加が規定されていない簡易手続き（同法 第19条）に分類される。ただし、簡易手続きが認められる場合であって、地域の理解を得るために事業者が自主的に説明会等の公衆参加の機会を設ける場合もある。

ここで、高さ 50 m 以上の陸上風力発電設備に対する環境アセスメントの実施可否は、環境影響評価法（Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG）に基づき、風車の設置基数に応じて、環境影響アセスメント（Environmental Impact Assessment：EIA）の実施義務が決定される。

一方、風車高さ 50 m 未満の陸上風力発電設備及び太陽光発電設備の建設に係る許認可手続きは建設法典（BauBG）に基づき行われ、環境影響評価法（UVPG）に基づく環境アセスメントは義務付けられていない。

表 2.1-21　再エネ発電設備の種別毎の EIA の実施義務の有無

種別		EIA 実施義務の有無
陸上風力発電所（風車高さ≧50m）	20 基以上	EIA 実施義務あり
	6-19 基	UVPG 7 条及び Annex 3 の基準に基づく一般スクリーニングにより EIA 実施可否決定
	3-5 基	UVPG 7 条及び Annex 3 サイト固有スクリーニングに基づき EIA 実施可否決定
	3 基未満	EIA 実施義務なし
陸上風力発電所（風車高さ＜50m）		EIA 実施義務なし
太陽光発電所		EIA 実施義務なし

出所）Environmental Impact Assessments in the Planning of Renewable Energy Installations in Germany – Umwelt Bundesamt[56]に基づき著者作成

[56] https：//www.nedo.go.jp/content/100899752.pdf（2022 年 3 月 8 日取得）

環境アセスメントが実施される場合、環境アセスメントに係る文書は官報に公示されるとともに、インターネット又は設置場所の地域に流通する地方日刊紙に掲載される。当該文書は、発表後 1 ヶ月間閲覧に供される。一般市民は、表示期間の終了後 2 週間以内に書面又は電子媒体で主管庁に異議を申し立てることができる。産業排出物指令に基づく設備の場合、1 ヶ月の期間が適用される。

(2) 地元自治体への利益還元に関する制度

EEG 2021 において、以下に示す再エネ発電設備の設置事業者について、「発電設備の設置事業者は、実際に供給した電力量 1 kWh につき、毎年 0.2 セントを、発電設置の影響を受ける地方自治体に支払うことができる」と定められた。（EEG 2021 第 6 条）

- 設備容量が 750 kW 以上を超える陸上風力発電設備の設置事業者
- 地上設置型の再エネ発電設備の設置事業者（※）

設置容量が 750 kW を超える陸上風力発電設備の設置事業者については、風力発電機を中心として半径 2,500m 以内に少なくとも一部が含まれる市町村の区域を対象とすることが規定されている。複数の市町村又は地区が影響を受ける場合、市町村又は地区毎に提示される支払額は、それぞれの市町村の区域又は非法人地域の面積割合に応じて按分される。

地上設置型の再エネ発電設備の事業者については、発電設備が設置されている市町村の領域内にある市町村を対象とすることが規定されている。

なお、EEG 2021 に基づき当該費用を支払った場合、前年度に支払った金額の償還を系統運用者に請求することができる制度となっている。

(3) 再エネ設備の設置に係る紛争解決手続き

ドイツにおいては、再エネ発電の地域紛争の解決に特化した機関として、KNE（Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende GmbH、自然保護とエネルギー転換の専門センター）という ADR（裁判外紛争解決手続）機関が設置されている。KNE は、「自然に優しい再生可能エネルギーの拡大を支援し、自然保護とエネルギー転換の間で対立する分野のすべての関係者に対して、独立した中立的な窓口として対応」し、「紛争や紛争の当事者に対して公平に振る舞うことで、中立的に行動し、信頼性の高い情報と、モデレーションや調停の仲介を通じて、紛争の公正な解決に貢献」することを掲げている。

A) KNE の運営形態及び運営資金

KNE は、行政から独立した非営利の有限責任会社である。運営資金は、ミヒャエル・オットー環境財団を通じて環境省から資金提供されている。この資金は、環境省がミヒャエル・オットー環境財団に対して割り当てている予算を財源としており、当該予算は 6 年毎に更新される。

B) KNE の組織体制

KNE の組織体制は大きく諮問委員会、常駐スタッフ及び外部コーディネーター（調停者）で成り立っている。諮問委員会は、連邦環境省の提案に基づき、ミヒャエル・オットー環境財団により任命される。この委員会には、自然保護、エネルギー産業、連邦州、地方自治体のほか、研究機関等の代表者が含まれており、計画されている再エネ発電設備の建設プロジェクトや研究プロジェクト、KNE の戦略的発展と中期課題計画等に対して意見を述べる。常駐スタッフは 20 名程度在籍しており、紛争部門、情報部門、対話部門及びその他コーポレート部門に大きく分かれている。紛争部門・情報部門・対話部門は、再生可能エネルギー発電設備に関する紛争解決を目的とした部門であり、下表に示す役割を担っている。

表 2.1-22　KNE の各部門の役割

紛争部門 ※2021 年に閉鎖	自然保護と再生可能エネルギー拡大の現場での紛争解明を担う 1. 現地での利害関係者の意見収集や紛争解決プロセスを 50 名の紛争コーディネーターと調整 2. 紛争コーディネーターの育成及び支援（紛争解決のための独自トレーニング及び助成金の提供を含む）
情報部門	自然保護とエネルギー転換の分野における最新の科学、法律、及び政治に関する情報の準備及び提供を担う 1. 適切な情報の収集及び提供による紛争の予防 2. 専門性の高い図書館の整備 3. 自然保護とエネルギー転換に関する研究プロジェクトの企画及び実施
対話部門	再生可能エネルギーの拡大における自然保護における紛争の回避と解決に貢献するために、関係者と共同で解決策を見出すことを目的とした作業プロセスの開始と調整を担う 1. 利害関係者（自然保護団体、エネルギー協会、市民団体等）に紛争解決方法の周知、及び影響を受ける国家機関の職員への助言、評価、監督 2. 州や連邦レベルの制度的対応が必要な場合における対話の場の設定 3. 多様なステークホルダーの参加促進

出所）KNE ホームページに基づき著者作成

KNE の常駐スタッフは直接的に紛争解決に関与することはせず、紛争の争点に関連する分野に専門性を有し、トレーニングを受けた外部コーディネーターが紛争解決プロセスの進行を務める。外部コーディネーターは、約 50 名登録されており、各プロジェクトで求められる専門性に応じて KNE が派遣する。

C) KNE による情報提供

KNE は、一般市民や再エネ事業の各ステークホルダーに対して、再エネの技術的情報、自然保護に関する情報及び調停等の紛争解決手段に係る情報等を、以下のような様々な手段を通じて提供している。また、各分野の専門家とのワークショップを開催する等、再エネ事業に係る啓蒙活動を行っている。

① 科学、法律、専門的実践例等に関する独自のレポートの公開

科学的分野や法律分野等様々な専門的レポートをウェブ上で一般公開している。具体的には、自然に優しいエネルギー転換の実施に関連する科学的成果や現在のアプローチや風車衝突防止システムの有効性や自然に配慮した太陽光発電所の設計上の留意点、風力発電と世界遺産保護の関係性に関するレポート等が公開されている。また、書物だけでなくポットキャストによる音声や動画情報配信も行われている。

② 専門図書館の開放

再エネ、自然保護、生物種の保全、政治・法律、紛争調停・仲裁等、各分野に関する最新の書籍や雑誌を約 600 冊所蔵する参考図書館を有しており、一般市民向けに開放している。

③ 講演会やイベント等の開催

プロジェクト計画管理、生物種の保護及び紛争解決と回避等に関連するテーマについて、最新の情報の共有や疑問点に答えるための講演会、専門家交流会及びワークショップ等を利用者の要望に応じて企画・実施している。

(4) その他再エネ設備の設置に係る紛争解決の取り組み

再エネ発電設備導入の地域受容性の向上を目的として、ドイツ国内の複数の州で、再エネ発電設備導入の促進を支援する組織が設置されている。そのような背景から、上述の KNE は紛争部門を 2021 年に閉鎖し、各州の当該組織らと協力体制を構築している。例えば、ブランデンブルク州経済開発庁（Wirtschaftsförderung Land Brandenburg GmbH, WFBB）では、再エネに関するアドバイスセンターを設置しており、自治体や地区の再エネ発電事業の計画や採算性についても助言している。さらに、発電設備の導入に際して紛争が発生した場合、前述の KNE と協力し、調停や仲裁を行っている。

(5) 具体的なトラブル事例及び対処法[57]

2019 年の 10 月に陸上風力発電庁(Fachagentur Windenergie an Land)が実施した 2019 年秋の陸上風力エネルギー受入に関する調査（世論調査機関の forsa が 18 歳以上の延べ 1,013 人にコンピューター支援電話インタビューを実施）によると、82%が陸上風力発電をエネルギー転換の一部として支持しており、半数が既に風車の近くに住んでいる。[58]一方で、2000 年以降ドイツに設置されたタービン数は３倍近くになり、2021 年の終わりにはドイツの陸上だけで 28,230 基（計 56GW 相当）のタービンが稼働し、ハブの高さは２倍近くになり、2021 年に建設された平均的な高さは 140m、ローターの直径は 133m となっている。[59]

[57] https://www.cleanenergywire.org/factsheets/fighting-windmills-when-growth-hits-resistance（2023 年 2 月 24 日取得）

[58] https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Umfrageergebnisse_2019.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[59] https://www.cleanenergywire.org/factsheets/german-onshore-wind-power-output-business-and-perspectives（2023 年 2 月 24 日取得）

そのため、一部では、急速な普及に弊害を感じる人々や環境に与える影響を懸念している人々による全国的な抗議活動が起こっている。反風力活動家のウェブサイト windwahn.de に記載のアンケート調査結果によると 660 以上の風力に反対する市民活動があるといわれている。[57]

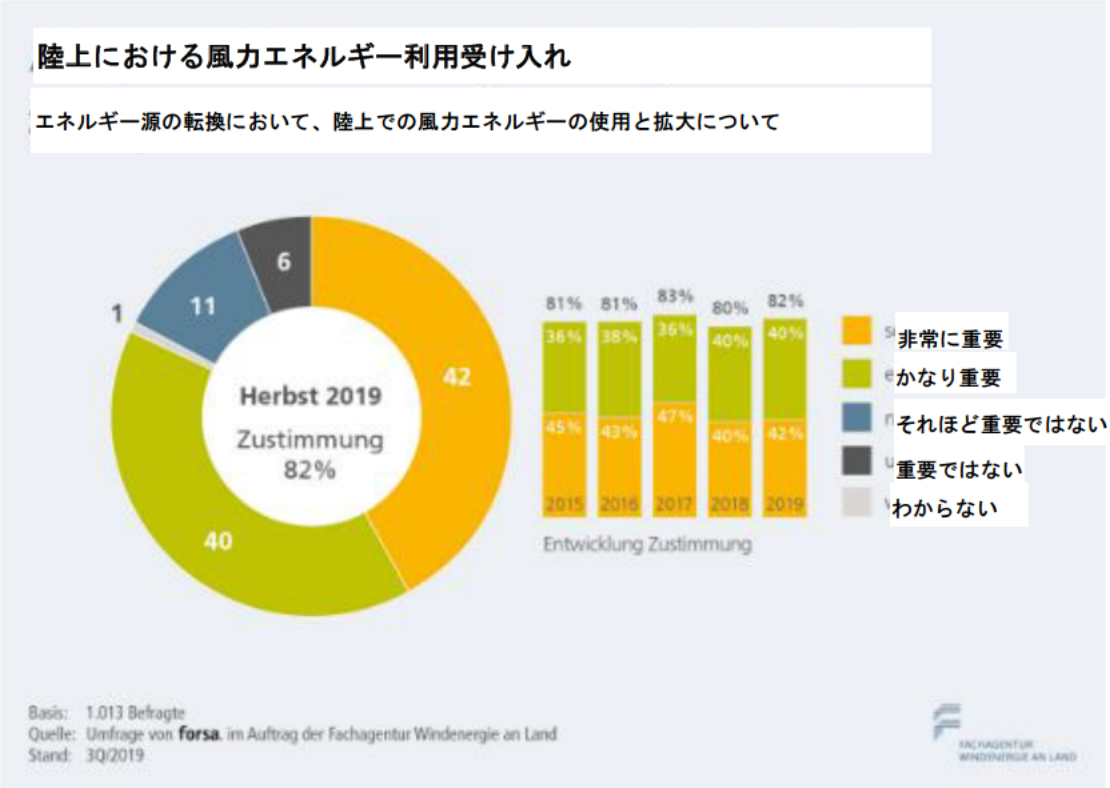


図 2.1-9　　陸上風力エネルギーの利用受け入れに関するアンケート結果

出所）Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Herbst 2019[58]

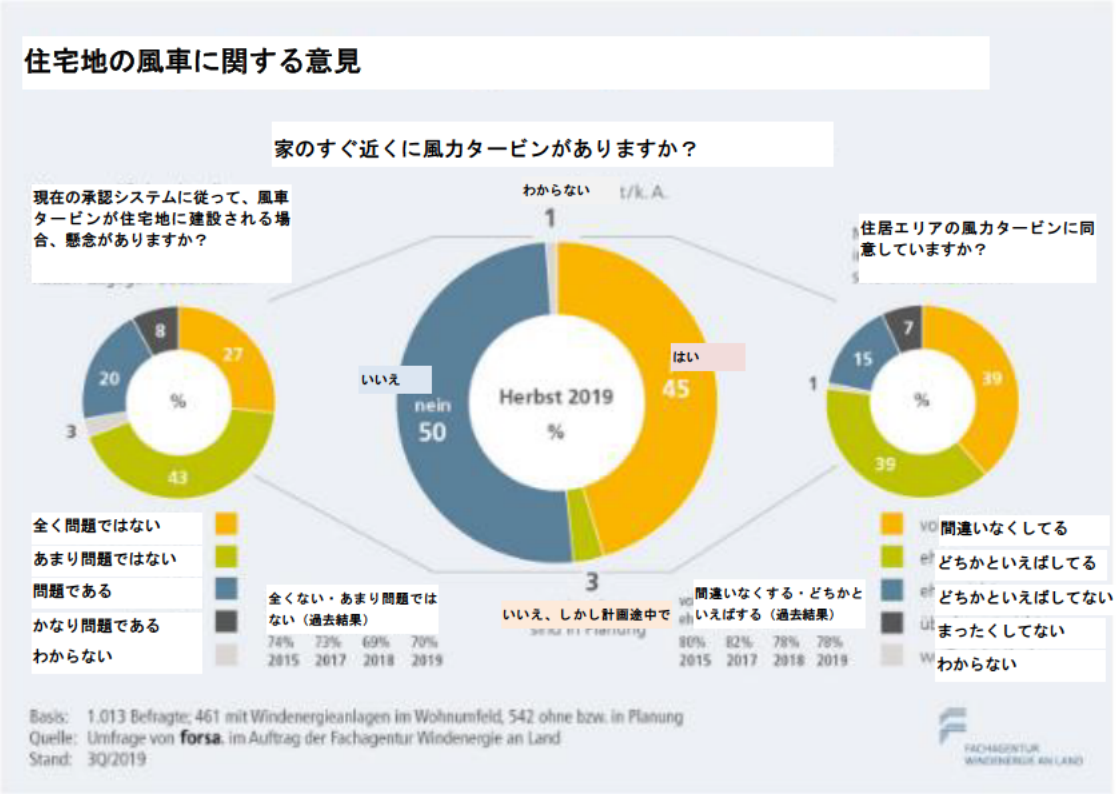


図 2.1-10　住宅地の風車に関するアンケート結果

出所）Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Herbst 2019[58]

上記の状況を受け、ドイツ政府は当初全国的に住居から風車タービンまでの距離を 1000m 以上離すというルールの導入を検討していた。しかし、ドイツの業界団体、労働組合、環境 NGO からの厳しい批判もあり、最終的に同ルールの設定が風力発電受け入れの拡大に繋がることはないと声明を出し、全国的なルールの設定は中止された。

現在、この最低距離を設けるルールは一部の州法によって規定されている。たとえば、南ドイツにあるバイエルン州では 2014 年に風車から住居までの最低距離を風車高さの 10 倍取るという 10H ルールが定められている（ただし 2022 年 4 月に特定の地域では最小距離が 1000m になる規制緩和を議会で決定）。[60]

2.1.8　アグリゲーション事業

(1)　事業環境

ドイツにおいて FIP 制度を選択する再エネ事業者は、アグリゲーターや VPP といったサービス提供者と契約を行い、管理費用を支払って、売電を代行してもらうことが一般的である。

FIP 制度を 2012 年度に導入したドイツでは、制度導入当初から多くのアグリゲーターがビジ

[60] https://www.cleanenergywire.org/news/bavarias-turbine-distance-rules-delayed-wind-power-expansion-report（2023 年 2 月 24 日取得）

ネスに参入し、2021 年７月にはドイツの法律「Act to implement EU requirements and regulate pure hydrogen networks in energy law」中で、アグリゲーターの役割、マーケットオポチュニティー、義務というのが法的に定義された。VPP 事業は商業化されている一方で、小規模 DER（分散型電源）を含むアグリゲーション事業や生産消費者（Prosumers）による P2P 電力トレード等はまだ初期の段階であるといわれている。

2012 年時点で、70 超の企業が直接販売事業者としてバランシンググループへ登録。上位 10 社が 70%程度のシェア。2019 年時点で、FIP 制度を選択している約 75GW のうち、70%程度の設備が上位 10 社のアグリゲーターと契約。また、各社のエネルギー源別ポートフォリオにも特色が出てきている。

現状、アグリゲーション事業を行う事業者には大きく２つのタイプがあり、それぞれタイプで重要視している要素が異なっている。一つは地域/自治体の送電事業者（公共事業者）であり、安定的、経済的なエネルギーを消費者へ届けることを目的としている立場である。そのため、”Innovation”, “Digitalization”を掲げている一方で、送電事業者としてバランシングのおけるリスクを避ける傾向がある。もう一つは新興企業で、主にバッテリー、ヒートポンプなど DER（分散型電源）生産者やソフトウエアの開発・提供会社であり、これらの会社にっては自社の製品やソフトウエアの販売が重要視している要素となっている。

Tabelle 3　TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019.

Rang	Energieträger	Direktvermarkter	Stand 01.01.2019	Stand 31.12.2018	Wind	Solar	Biomasse/ Biogas	Wasserkraft
1	Wind	Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
2		Quadra Energy	6.500	5.350	6.100	380	10	10
3		Vattenfall Energy Trading	5.610	3.850	5.050	550		10
4		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
5		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
1	Solar	Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
2		Sunric Lighthouse	2.400	2.300	600	1.700	1.5	0.5
3		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
4		MVV Energie	4.000	4.300	2.500	1.350		
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
1	Biomasse	Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
2		Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
3		Baywa Re / Clens	3.270	2.200	2.700	150	400	
4		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
5		Lechwerke	508	409		80	285	78
1	Wasser	Innogy	2.069	2.137	1.314	185	192	377
2		EnBW	3.450	4.600	2.910	380	40	110
3		Lechwerke	508	409		80	285	78
4		Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55

Quelle: E&M Ausgabe 2/2019.

図 2.1-11　主要な VPP 事業会社のネットワーク設備容量とその電源別内訳

出所）Monitoring der Direktvermarktung　Quartalsbericht (06/2019)[61]

[61] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-06-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2　（2023 年 2 月 24 日取得）

Table 2 Active VPP examples in Germany

Features	Next Kraftwerke	e2m	Entelios	GETEC Energie	MVV Energie	BayWa.re	Sonnen
Portfolio	Generation, demand, storage	Generation, demand, storage	Demand	Generation, demand	Generation, demand	Generation	Storage
Portfolio size	9016MW (in 2021)	3.260 MW (in 2021)	> 1 GW (in 2018)	over 3000 MW	500 MW (in 2015)	3.300 MW (in 2019)	
Asset management and optimization	x	x	x	x	x	x	x
Balancing service	x	x	x	x	x	x	x
Direct marketing	x	x	x	x	x	x	
Whitelabel solutions to utilities	x	x	x				
DR (commercial and industrial	x	x	x	x	x		x
Household DR							x
Electricity supply to consumers/prosumers					x	x	x

Independent VPP　Utility VPP　Niche VPP

Source: Compiled based on FFE 2019[9][1], Poplavskaya and de Vries (2020)

図 2.1-12　主要な VPP 事業会社の提供サービス一覧

出所）Dec 2021 Business Models of Virtual Power Plants (VPPs) in Germany[62]

(2) 事業拡大の阻害要因

大規模発電事業に対する VPP 等が浸透してきた一方で、小規模 DER（分散型電源）に対するアグリゲーション事業が拡大しない要因もいくつかある。小規模 DER を含めると、スマートメーターや遠隔制御システムの導入コストが高くなること、アグリゲーション事業のビジネスモデルによる収益が限定的であることや DER（分散型電源）の所有者がアグリゲーターによる直接的なコントロールを嫌がることが挙げられる。[63]

(3) 事業例：Next Kraftwerke 社

以下、ドイツで代表的な VPP を運営するアグリゲーターである Next Kraftwerke 社（2022 年 Q3 にて 11,182 MW のネットワーク容量）の取り組み事例を紹介する。

Next Kraftwerke 社は NEMOCS（VPP Software as a Service）という顧客に応じてカスタマイズできる VPP プラットフォームを提供している。NEMOCS を使用することで、顧客は接続した各システムの発電・電力消費を市場環境に応じて最適化・制御できる。

- ライブデータの取得と予測：市場データや気象データからリアルタイムで各予測を修正
- 価格ベースの最適化：電力の市場価格に応じて、売電が経済的に最適化されるよう各システムのスケジュールを継続的に最適化、実行する。
- 出力抑制への対応：出力抑制に応じて該当するシステムを自動制御で停止、グリッドの持続可能な利用をサポート。

[62]https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/Business_Models_of_Virtual_Power_Plants__VPPs__in_Germany-EN.pdf　（2023 年 2 月 24 日取得）

[63] https://www mdpi.com/2071-1050/14/13/7545（2023 年 2 月 24 日取得）

2.2 イギリス

2.2.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

イギリスでは、エネルギー・温暖化関連の目標として、気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限値、炭素予算（Carbon Budget）を 5 年毎に設定する枠組みとなっている。2019 年 6 月 17 日付の気候変動法改正法で、2050 年に温室効果ガスの排出をそれまでの 1990 年比 80%削減とする目標からネットゼロにする目標に引き上げ、2021 年 6 月 24 日にこのネットゼロ目標に基づく第 6 期炭素予算（目標期間：2033～2037 年）を定めた Carbon Budget Order 2021[64]が発効となり、2035 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比で 78%削減する目標が法制化された。

(1) 気候変動目標

イギリスは、法的拘束力のある 2008 年気候変動法[65]の温室効果ガス排出削減枠組により、当初 2050 年までに 1990 年比 80%の温室効果ガス削減目標を掲げていたが、2019 年 6 月 12 日付で、2050 年までにネットゼロに目標が引き上げた 2008 年気候変動法の改正案を議会に提出した。気温上昇を 1.5℃未満に抑えるパリ協定の目標を達成するため、ゼロエミッションを目指す法案は、2019 年 6 月 27 日に施行となった。2008 年気候変動法のもと、イギリスは温室効果ガス排出量削減に向け、最も安価なコストで国内目標を達成し、この移行からイギリスが社会・経済的便益を最大限享受することを指針としている。

気候変動法ではまた、2050 年目標の達成に向け、温室効果ガス排出量の上限値を定める炭素予算を 2008 年から 5 年毎に定めており、これまでに第 1 期～第 6 期炭素予算が公表された。

2020 年 12 月 4 日、イギリスは 2030 年までに 1990 年比で少なくとも 68%の温室効果ガス削減を目指す、新たな野心的目標を公表した。パリ協定のもとの自国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）でもあるこの目標は、気候変動委員会の専門家の提言を受け、主要経済国のなかでも最も高い水準の目標となっている。NDC 達成に向け、2020 年 11 月に“Ten Point Plan for a green industrial revolution”を公表し、2030 年までに 25 万人の雇用創出・支援、2030 年までに 400 億ポンドの民間投資実現といった、政策面・投資面の施策を打ち出している。

2021 年 6 月 24 日に発効した Carbon Budget Order 2021[66]では、第 6 期炭素予算（目標期間：2033～2037 年）の 5 年間における温室効果ガス排出量を 965 百万 t-CO2e と規定しており、これは 1990 年比で温室効果ガス排出量の 78%削減に相当する。今後は、2050 年までに温室効果ガス排出ネット・ゼロを目指し、2035 年までの 15 年間で必要な削減量半分を達成することを目標に掲げて、関連政策を策定していくことになる。

[64] https://www.legislation.gov.uk/uksi/2021/750/memorandum/contents（2023 年 2 月 22 日取得）

[65] https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents（2023 年 2 月 22 日取得）

[66] https://www.legislation.gov.uk/uksi/2021/750/memorandum/contents（2023 年 2 月 22 日取得）

(2) 再生可能エネルギー導入目標

イギリスでは、従来から再生可能エネルギー源のエネルギー源別目標を設定することをしてこなかったが、2022 年 4 月 6 日に『エネルギー供給保証戦略』[67]が発表され、具体的な数値目標が設定された。

ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、クリーンかつ安価な国産エネルギーの開発を大幅に加速し、イギリスのエネルギー自給を長期的に改善するための新しい「エネルギー供給保証戦略」を公表し、その中で電源別の再エネ導入目標が次の通り定められた。

表 2.2-1　エネルギー供給保証戦略で定められた電源別導入目標

洋上風力	• 2030 年までに洋上風力を最大 50GW 導入（うち浮体式は最大 5GW） • これまでに引き続き CfD 制度の対象に洋上風力を含める • 新設洋上風力発電の承認期間を 4 年から 1 年に短縮し、建設までの時間を短縮
陸上風力	• エネルギー料金の引き下げなどと引き換えに、新たな陸上風力の設置受け入れを支持する地域のためのパートナーシップ構築について協議
太陽光	• 2035 年までに 70GW へ導入量を拡大 • これまでに引き続き CfD 制度の対象に太陽光を含める • 住宅や商業施設の屋根に設置する太陽光発電プロジェクトのルールについて協議
水素	• 2030 年までに水素製造能力の導入目標を 10GW • うち少なくとも半分はグリーン水素とし、余剰の洋上風力発電の利用促進とコスト削減を目指す

出所）エネルギー供給保証戦略[68]を基に著者作成

(3) エネルギー価格・物価高騰への対応

A) The Electricity generator levy（発電事業者賦課金：EGL）[69]

2022 年 11 月 17 日、イギリス財務相は、新たに発電事業者賦課金（EGL）を 1MWh あたり 75 英ポンド以上の利益を得ている発電事業者に対して課す予定であると発表した。この新たな賦課金制度について、2023 年 1 月 1 日の導入に向けた法案が 2022 年 12 月 20 日に公表されてい

[67]British Energy Security Strategy (April 2022)
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[68]British Energy Security Strategy (April 2022)
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[69] https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generator-levy/electricity-generator-levy-on-exceptional-electricity-generation-receipts（2023 年 2 月 22 日取得）

る。以下、発電事業者賦課金がどのように運用されるかについての政府提案をまとめたテクニカルノート[70]及び補足テクニカルノート[71]を基に制度の詳細を説明する。

【導入の背景】

原油及びガスの卸売り価格の高騰により、電力の卸売り価格の大幅な上昇が起こったことにより、発電事業者も多かれ少なかれ利益を受ける結果となった。特に、原子力発電や再生可能エネルギーによる発電は、ガス発電の費用よりも大幅に低い費用で運転することが可能であることから、資本が投資された時点で見込まれていた妥当な価格を超える異常なリターンを得ていると言える。言い換えると、一般家庭や企業が必要とする電気の対価として支払った電気料金から一部の発電事業者が異常な利益を受け取っていることになる。このような状況を踏まえ、発電事業者等への賦課金を新たに設置することとしている。

【電力市場を通した課題解決の検討】

前述のような事態の唯一の持続可能かつ永続的な解決策は、エネルギー市場を改革し、ガス発電への依存を下げることである。さらに市場構造は、あらゆる種類の発電事業者が、その投資通りスクに見合った公正な利益を上げられるようにする必要がある。これに向けてイギリス政府はコンサルティングを行い、取組みの方向性を示す予定であるが、それらの改革を実現するには時間がかかり、一般家庭や企業のためのエネルギー料金支援に係る多額の費用に対して、発電事業者が適切な貢献をするためのスキームを作るため、今回の賦課金導入に至ったとの説明である。あくまでも、例外的かつ期限付きの措置とされている。

【現行法との関連】

EGL は新しい課税であるため、現行の法律はないが、既存の法人税制度の下で管理される。

【対象期間】

2023 年 1 月 1 日から 2028 年 3 月 31 日まで有効であり、これらの日付の間の会計期間の比例配分された利益に適用される。また、2028 年 3 月 31 日までに廃止する予定である。

【対象者】

- イギリスで発電を行い、全国規模の送電網又は地域の配電網に接続されている企業グループ又は独立した企業に適用される。
- 原子力、再生可能エネルギー、バイオマス、及び廃棄物源からのエネルギーから発電する企業またはグループに適用される。
- 対象期間内に発電設備から年間 50GWh 以上の発電している事業者に適用される。
- Low Carbon Contracts Company Ltd (LCCC)との CfD 契約に基づいて売電された電力につ

[70] https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generator-levy-technical-note（2023 年 2 月 22 日取得）

[71] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1125818/Electricity_generator_levy_December_update__2_.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

いては適用されない。ただし、CfD を使用した再エネ発電所によって PPA 等の商業条件で市場に販売された電力からの収益は含まれる。

- 揚水発電や蓄電池には適用されない。
- イギリス国外で発電され、輸入された電気には適用されない。
- 非居住者に対しても適用される予定である。

【徴収方法】

EGL は、法人税システムを介して管理される。対象者が JV の場合は、グループ内の責任ある事業者によって支払われる。事業者は、通常の法人税の納付日に合わせて納付する必要がある（四半期毎の分割 納付制度も含む）。

【賦課金の計算方法】

対象者は、“Exceptional Generation Receipts（例外的に発生した収入）“の 45%を賦課金として納める。その“例外的に発生した収入”は、次の式により求められる。

例外的な収入＝発電売上－発電量×基準価格－許容範囲

*発電売上*は、事業者がイギリス国内での発電から受け取る総収入
*発電量*は、イギリス内で発電された電力で、会計期間中に事業者（グループの場合はグループ内すべて）の発電の合計
*ベンチマーク価格*は、2021 年までの 10 年間の平均卸売電力価格よりもかなり高い 1MWh あたり 75 ポンド。発電事業者の収益がこのレベルを下回る部分は、課税の対象とならない。
*許容範囲*は、各事業者グループで年間 1,000 万ポンド。

- 例外的な収入は、会計期間中に MWh あたり 75 ポンドを超える平均価格で販売された卸売電力として定義される。（75 ポンド/MWh を下回る場合は、その部分に関して賦課金は発生しない。）また、この£75/MWh のベンチマーク価格は消費者物価指数を反映して 2024 年 4 月以降毎年調整される。
- 会計期間中に 1,000 万ポンドを超える部分を例外的な収入とみなし、その部分に適用される。さらに、対象となる一部の発電設備では、電力の卸売価格によるランニングコストの増加なども確認されているため、次の経費を控除することができる。
  ①. 2017 年から 2020 年までの実際のコストに基づく基準値を超える例外的な燃料費
  ②. 埋立地などの用地に係る費用
  ③. 契約している出力量を手配するためにかかった電力購入費用
- 賦課金は、法人税の課税対象となる利益から控除することはできない。

【発電売上の考え方】

- 売上は、契約が締結された時期にかかわらず、適用期間に対象の発電所からの発電に対して受け取った金額となる。
- ヘッジ金融商品の損益、仮想電力購入契約に基づくオプションやデリバティブの支払いは課

税対象の売上となる。発電に関連するグループの総収入であり、発電資産を運営していないグループメンバーによって行われた売却またはヘッジ分を含む。

- 発電出力が第三者に販売される場合、その販売が、関連する発電所を所有する会社か、事業者と同じグループの他のメンバーであるかに関わらず、事業者がイギリス国内で発電した電力について受け取る第三者からの売上が対象となる。
- また、出力が第三者に直接販売されず、最終消費者への電力販売から収益を得るような、地域系統での供給事業で使用される場合、売上としては、供給のうちの卸売り部分を特定する必要がある。
- 購入電力契約、長期先渡契約、前日及び当日市場での取引など、市場に出る可能性のあるすべてのルートからの売上が大量になる。
- 自然エネルギー発電事業者が自然エネルギー証書（Renewables Obligation Certificates）の販売から得る収もの、容量市場の支払いから得るものは含まれない。
- 売電されないビハインド・ザ・メーターの発電分と蓄電関連収入は含まれない。

【ジョイントベンチャー（JV）のための特別ルール】

JV は、親会社（主要会社）と子会社と定義されるグループに対して、その全体像の例外的な収入が計算される。その場合、EGL の責任は、「リードメンバー」と呼ばれる 1 社に課される（リードメンバー以外の企業も連帯責任は発生する）。

理論上は JV の場合も他の単独企業と同じ基準で EGL を算出することができ、株主とは無関係に考えることができる。しかし、JV 構造には特有のパターンがあり、次のような問題がある。

少数の株主が大きな株式を保有している場合や 75%の株式を保有する株主がいない場合、JV による第三者への販売契約が、JV 本体ではなく 1 構成企業レベルでヘッジされる可能性がある。また、JV がその発電出力を JV の 1 構成企業に低額で固定的に販売し、JV の 1 構成企業がその出力を実勢価格で市場に販売する可能性もある。そのため、例外的な収入を JV 全体で計算すると、過大評価したり過小評価したりする可能性があり、結果として、商業的歪みや JV スキームによる税回避の機会などを生み出す可能性がある。

このような課題に対応するため、EGL は、JV 本体又は 1 構成企業に関わらず、例外的な収入に対して課税されるようにするための特別ルールを現在策定している。現時点で公表されている課税案は次の通りである。

ステップ 1: 単独の会社または企業グループとして JV 自体に課税

ステップ 2: 未課税の JV 全体の例外的な収入に対して、JV の一構成企業へ課税する。その際、許容範囲として認められる 1,000 万ポンドの利益を課税される JV の 1 構成企業の発電収入に適用する。これにより、JV 全体の直接的な発電売上または JV を通じた間接的な活動からの利益に対して、単一の許容範囲 1,000 万ポンドが適用される。

ステップ 3: JV 事業の売電収入またはヘッジすることで得られる収益について、JV の 1 構成企業の例外的な収入に加算または減算することで JV 全体に課税する。

また、JV 内での保有株式が少ない会社であっても、その会社を JV の重要な少数株主として、グループ責任額に対して個別に責任を負うことが選択できる制度が導入される予定である。

加えて、共同の発電事業が法人格を持たない団体によって行われる場合、ここに示された JV に関する規則は適用されず、参加投資家は個別に扱われる。これには、JV がパートナーシップまたは有限責任パートナーシップ（LLP） として設立される場合も含まれる。

【非居住者への適用】

EGL は、非居住者（例えば、非居住者の JV 株主、非居住者が発電範囲内でヘッジや売却を行う場合など）にも適用される予定である。二重課税防止条約の EGL への適用については、今後検討される。

【再エネ導入量への影響】

イギリス政府は、EGL による再エネ導入量への影響をその設計段階において考慮していると説明している。再エネ発電事業は賦課金の対象となるが、発電事業者のクリーンエネルギーへの投資意欲への影響は、基準価格を過去の基準から高い水準に設定し、特別利益のかなりの割合を保持することを認めることで緩和しているとのことである。

【導入に対する経済的影響】

2022 年 12 月 28 日、スコットランドのマザーウェルに本拠を置く風力発電所開発業、Community Windpower 社は、制度が根本的に変更されない限り、イギリス政府に対して訴訟を起こす予定であることを、法律事務所 Mishcon de Reya を通して公表した[72]。

それ以外にも、政府が第一報を発表した 2 週間後には、イギリスの上場インフラファンド 2 社が、本臨時賦課金による純資産評価額の見直し等により深刻な影響を受けたと報告している[73]。

B) The Energy Profits Levy（エネルギー利益賦課金）[74]

2022 年 5 月 26 日、イギリス政府は、世界情勢により昨年来の石油・ガス価格が記録的に高騰したことを受け、イギリス家庭の生活費支援を充実させるため、政府は石油・ガス業界が上げている異常な利益に対して一時的に 25%の追加課徴金を課す the Energy Profits Levy（エネルギー利益賦課金）を導入することを発表した。政府は、6 月 15 日にこれに関するポリシーペーパー[75][76]を公表している。以下、その内容を説明する。

[72] https://www.inframationnews.com/news/13369326/uk-renewables-developer-preps-legal-action-over-government-levy.thtml?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=infranews-daily-briefing-energy-&-renewables-emea-morning-briefing-30-12-2022&utm_content=newstory_1&utm_term=13369326（2023 年 2 月 22 日取得）

[73] https://www.inframationnews.com/news/13166936/uk-electricity-levy-hits-jlen-valuation.thtml（2023 年 2 月 22 日取得）

[74] https://www.gov.uk/government/publications/the-energy-oil-and-gas-profits-levy-bill/energy-oil-and-gas-profits-levy（2023 年 2 月 22 日取得）

[75] https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/energy-profits-levy-factsheet-26-may-2022（2023 年 2 月 22 日取得）

[76] https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/energy-profits-levy-factsheet-26-may-2022（2023 年 2 月 22 日取得）

【導入の背景】

原油価格は 2021 年初めから約 2 倍、ガス価格は 2 倍以上と大幅に上昇し、イギリスにおける石油・ガス採掘から得られる利益が大幅に増加している。これを受けて、その大幅に増加した利益に対するエネルギー利益賦課金を導入することにより今後1年間で約50億ポンドが捻出され、新たな生活費対策支援に充てられる予定である。

一方で、イギリスでの石油・ガス採掘への投資を奨励するため、「超控除」式の軽減措置が新たに導入され、石油・ガス事業者に対する投資控除率を 80%とするとしている。

【エネルギー利益賦課金の概要】

- 現在、石油・ガス部門の事業者には、利益に対して、30%の Ring Fence Corporation Tax と 10%の Supplementary Charge からなる 40%の法定税率が適用されている。
- 現行の制度下は、毎年 35 法人が当該税金を支払っており、2021 年の実績値では、上位 7 法人による納税が本税全体の約 95%を占めている。
- エネルギー利益税は、イギリスの石油・ガス事業者の利益に対して、現行の 40%法定税率に加え、25%を追加課税するもので、利益に対する税率は合わせて 65%になる。
- 特別に得られた利益に対して適切に課税するために導入されるものであり、過年度損失や廃炉費用との相殺はできない。
- 最初の 12 ヶ月で約 50 億ポンドを徴収する見込み。
- 将来、石油・ガス価格が歴史的により正常な水準に戻った場合、政府は当該エネルギー利益税を段階的に廃止する。

【課税期間】

この措置は、2022 年 5 月 26 日以降に開始する会計期間から適用される。この法律にはサンセット条項が含まれており、2025 年 12 月 31 日以降、課税は撤廃される。

【適用対象】

石油・ガス部門の事業者に適用される。

【投資控除の概要】

- 石油・ガス事業者が、その利益を経済、雇用、イギリスのエネルギー安全保障を支えるために再投資することを望んでいるいう政府調査結果から、これを奨励するため、直接的なインセンティブを提供する「超控除」が導入される予定である。
- 石油・ガス採掘事業への投資控除率を 80%に設定するもので、これにより、事業者は 1 ポンドを当該分野へ投資する毎に 91 ペンスの節税ができることになると試算されている。
- 加えて、現行の税制は、投資対象となる鉱区から収入が得られてからしか控除が得られない制度があり、メリットを享受できるまでに数年かかることもあるが、新しく設定される 80%の投資控除は、企業が投資した時点で適用されるため、早期にメリットが得られる。
- 以下、資本支出を 100 ポンドと仮定した場合の効果試算例：

	Tax rate	Relief	Relief rate	Amount of relief (assuming £ 100 investment)
Ring Fence Corporation Tax	30%	First year capital allowance	100%	30
Supplementary Charge	10%	First year capital allowance	100%	10
Supplementary Charge	10%	Investment allowance [1]	62.5%	6.25
Total tax relief under current scheme				46.25
Energy Profits Levy	25%	First year capital allowance	100%	25
Energy Profits Levy	25%	Investment allowance [2]	80%	20
Additional tax relief under new scheme				45
Total tax relief under new scheme				91.25

[1] 投資が収益を生むようになった時点で請求できる。

[2] 追徴課税の投資控除とは異なり、常に初年度（つまり投資支出した年）に請求することができる。

出所）The Energy Profits Levy（エネルギー利益賦課金）[77]

【その他補足情報】

- 既存のイギリスの石油・ガス事業者に対する税制は、事業者がイギリス国内での石油・ガス生産から得た利益に課税するものである。この制度は、他の活動から生じた損失がこの制度に流入するのを防ぐ「リングフェンス」の運用によって、他の商業的利益に対する税金と分離されている。現在法定税率の 40%は、以下の３つの税金から構成されている。

①. 30% リングフェンス法人税（RFCT）：これはイギリスでの石油・ガスの探査と生産から得た利益に対する税金で、通常の法人税の規則とほぼ同じものである。

②. 10%の追加チャージ（SC）　：これは、金融費用を除いた調整後のリングフェンス利益に対して 10%の追加チャージである。2011 年から 2014 年にかけてピーク時の税率は 32%であったが、2016 年に 20%から 10%に引き下げられて以降、変更されていない。

③. 0%石油収入税　：　1993 年 3 月 16 日以前に開発許可を得た油田から生じる利益に対して課される油田ベースの税金。2016 年からゼロ税率となったが、企業が取引や廃炉から生じる損失を総合課税（他の利益と損失が合算されて課税される）できるようにするために、廃止されていない。

[77] https://www.gov.uk/government/publications/the-energy-oil-and-gas-profits-levy-bill/energy-oil-and-gas-profits-levy（2023 年 2 月 22 日取得）

C)　Energy bills support factsheet（エネルギー料金対策）

イギリス政府は、2022 年 9 月 9 日にエネルギー料金サポートファクトシート[78]が発表し、国民と企業が負担するエネルギー料金の支出高騰を防ぐため、一般家庭向けに（１）エネルギー料金支援（Energy Bills Support Scheme）と（２）エネルギー価格保証の 2 つの短期的な措置を行うと発表した。加えて、（３）事業者向けへの支援と、（４）エネルギー部門における長期的な改革措置の方針についてもファクトシートの中で説明している。各取り組みの概要は、次の通りである。

（１）エネルギー料金支援

- 2022 年冬から 2023 年にかけて、系統接続されているすべての世帯を対象に、400 ポンドの返済不要な電気料金の割引を実施する。
- 2022 年 10 月から 6 か月間、月毎分割又は四半期毎など、電気料金の支払い形態に応じて合計 400 ポンドが自動で割り引かれる。

（２）エネルギー価格保証

- 2022 年 10 月 1 日から 2 年間、電力及びガス料金の単価を引き下げ、一般家庭の支払額が年間平均 2,500 ポンドになることを保証する制度。
- 減額料金は各世帯の電力使用量に応じて決まるが、一般家庭では少なくとも年間 1,000 ポンドの電気代削減が見込まれている。削減額の一部（150 ポンド）は環境税の一時的な停止によるもの。
- エネルギー価格保証にかかる費用は、エネルギー供給会社に対し、政府が全額補償する（具体的な財源や補償スキームは発表されていない）。
- 経済的に困窮している世帯に対しては、住民税の割引や生活費支給など、年間を通じて 1,200 ポンドの生活支援が行われているが、それらは本制度の影響を受けずに継続される。
- 標準的なガスや電気の契約をしていない世帯など、これらのスキームから外れた世帯も同等の支援が受けられるよう、配慮する。

【エネルギー料金保証の適用方法】

- 電力・ガスの消費者による申し込みや連絡は不要。
- イングランド、スコットランド、ウェールズの電力・ガス消費者で、毎月、四半期毎、またはその他の定期的な請求書を通じてエネルギー料金を支払っている場合、エネルギー料金保証は請求書が計算されるときに自動的に適用される。
- 北アイルランドではエネルギーシステムが異なり、エネルギー価格保証は少し違った形で機能する部分があるが、北アイルランドの消費者や企業も公平な支援を受けられるよう、北アイルランド公益事業規制機関や北アイルランドのエネルギー供給会社を含む北アイルランドのパートナー企業と協力して協議中（大まかな方針は一部説明されているが、詳細は近日中に発表する予定とのこと）。

[78] https://www.gov.uk/government/publications/energy-bills-support/energy-bills-support-factsheet-8-september-2022（2023 年 2 月 22 日取得）

（３）企業・非家庭需要家向け支援（Energy Bill Relief Scheme 、EBRS)[79]

イギリスの非家庭需要家の大半は固定価格のエネルギー契約を結んでいる一方、固定価格のエネルギー契約を結んでいない事業者は、プライスキャップ制度の恩恵を受けられないリスクがある。そのため、企業やその他の非家庭需要家（慈善団体や学校などの公共団体等）には、一般家庭向けに提供されているエネルギー価格保証と同様のサポートが、6 ヶ月間提供される。

電気料金単価が 211 ポンド/MWh に、ガス料金単価が 75 ポンド/MWh に割引される。
単価の引き下げに係り生じる費用はエネルギー供給会社に対し政府が補償する（具体的な財源や補償スキームは発表されていない）。
この 6 ヶ月間の支援を実施した後、政府は脆弱な産業に対して継続的な重点的支援を行う予定である。また、3 ヶ月後から、最も支援を必要としている人々が確実に支援を受けられるよう、支援の対象を検討するための見直しが開始される予定。（スキームの詳細は近日中に発表される予定。）

（４）エネルギー部門における長期的な問題に対処するための改革

長期的な視野でエネルギーコストの大幅削減及び供給力増強を目指し、以下の措置をとる方針が示された。

エネルギー供給タスクフォース：イギリスで成功したワクチンタスクフォースを率いた Madelaine McTernan が率いる新しいエネルギー供給タスクフォースは、国内外のエネルギー供給業者と交渉を開始し、エネルギー料金の値下げと供給の安全性を高める長期契約に合意している。政府は、再エネ発電事業者とも協議し、価格を引き下げる予定。

エネルギー市場の資金調達スキーム：イギリス財務省は、イングランド銀行と共同で、イギリスのガス・電力卸売市場に参加するエネルギー企業が直面する異常な流動性要件への対応を計画している。エネルギー市場の資金調達スキームは、エネルギー市場と金融市場、そして経済の安定を実現し、企業や消費者が最終的に負担するコストを削減するものとして、短期的な金融支援を提供し、ラス通りゾートとしての機能となるよう設計される予定である。

2.2.2 現行の再生可能電力支援制度

イギリスでは、2002 年 4 月より、RO と呼ばれる RPS 制度を導入して再生可能電力の導入促進を図り、2010 年 4 月からは RPS 制度と併用して、5MW 以下の太陽光、風力等を対象とした小規模 FIT 制度を施行してきた。主に 5MW 超のエネルギー源を対象とした RPS 制度は、2014 年度以降、CfD FIT 制度へ段階的に移行が進められた。他方、5MW 以下を対象とした小規模 FIT 制度は 2019 年 3 月末をもって終期を迎え、2020 年 1 月からは新たな Smart Export Guarantee（SEG）制度が導入されている。

2022 年 1 月時点で、イギリスでは、原則 5MW 超の設備を対象とした CfD FIT 制度と、5MW

[79] https://www.gov.uk/guidance/energy-bill-relief-scheme-help-for-businesses-and-other-non-domestic-customers（2023 年 2 月 22 日取得）

以下の小規模設備を対象とした Smart Export Guarantee（SEG）制度が、主な再生可能電力の導入促進制度となっている。

イギリスの再生可能エネルギー発電分野の主要な導入促進政策として、2019 年 3 月に制度終了となった小規模 FIT の後継であり、2020 年 1 月から、同じ小規模発電設備を対象とした新たな支援制度である Smart Export Gurantee（SEG）の概要を⑵で通りまとめる。また、大規模設備を対象とした、CfD FIT 制度の概要については、⑶で通りまとめる。

⑴ 主な再生可能電力支援制度の変遷の概要

イギリスでは、2002 年 4 月より、供給事業者（電力小売事業者）に、販売電力量のうち、一定比率の再生可能電力導入を義務付ける Renewables Obligation（RO）制度と呼ばれる RPS 制度を導入し、再生可能電力の導入促進を進めた。

2002 年度の RO 制度の施行以降、再生可能エネルギーによる発電量は順調に増加したものの、2008 年時点では、2010 年の目標（10%）達成は厳しい状況であったことから、政府は、上記のコンサルテーションペーパーにおいて、RO 制度の有効性を評価しつつも、引き続き主要な施策手段として再生可能電力の導入促進を進めていくことを表明した。

このコンサルテーションペーパーでは、2020 年の目標達成に向け、「小規模の再生可能熱・発電設備に対するより効果的な金銭的支援」を実現するための手法検討が論点の一つとされた。具体的には、小規模再生可能エネルギー発電設備の支援制度として、「RO 制度よりも実効性が高い可能性のある固定価格買取制度」の導入の是非が検討課題に挙がった。この背景には、RO 制度が、エネルギー業界の専門家を主な対象とした非常に複雑な制度であるという評価があり、特にエネルギー業界以外の者（コミュニティや個人家庭等）が設置する小規模発電設備の導入促進のあり方が検討されたことがある。

2008 年 11 月 26 日に成立した 2008 年エネルギー法（Energy Act 2008）では、国務大臣（当時はエネルギー・気候変動大臣）に対して、「小規模低炭素発電（small-scale low-carbon generation of electricity）」を促進するための財政支援に関する措置、具体的には固定価格買取制度を導入する権限が与えられた。

イギリス政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT（Feed in Tariff）制度を導入した（本報告書では小規模 FIT 制度とする）。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 以下の太陽光、水力、風力、バイオマス（嫌気性消化のみ）を用いた再生可能エネルギー発電設備である。

RO 及び FIT によりイギリスでは再生可能エネルギーの導入が順調に伸びた一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題であった。この問題点を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD（Contracts for Difference、差額決済契約）を導入することとなり、2015 年度以降に稼働した大規模設備は、RO 制度から新たに実施される CfD による支援に順次移行された。

2015 年 5 月に実施された総選挙で勝利した与党の保守党は、再生可能エネルギーに対する支援制度を基本的に縮小する方向で様々な政策変更を行った。2015 年 6 月 18 日、エネルギー・気候変動省（DECC）は、陸上風力に関して、2017 年 4 月の RO 制度廃止を 1 年前倒し、2016 年 4 月から実施する提案を議会に提出し、10 月に可決された（但し、6 月 18 日時点で、建設許可、系統連系申請等を取得している事業は除く）。2016 年度以降、5MW 超の陸上風力発電については、RO 制度、CfD 制度の双方で支援対象から除外された。

表 2.2-2　RO 制度から CfD FIT 制度への移行方法

RO 制度開始年	2002 年 4 月（2026 年度で小売事業者へのクオータ義務廃止）
RO 制度と他の支援制度との関係	2010 年度より、5MW以下の小規模再エネ発電設備を対象とした FIT 制度を導入【併用】 2013 年 12 月成立のエネルギー法に基づき、大規模再エネ発電設備を対象とした RPS 制度を廃止し、差額契約（CfD）FIT 制度に移行することを決定 2016 年度までは移行期間として、一部のエネルギー源を除き、新規設備は RO 制度と CfD FIT 制度による支援を選択可能 2017 年度以降は、CfD FIT 制度による支援に一本化
RO 制度設備認定終了時期（経過措置）	2016 年度まで 但し、5MW 超の太陽光発電設備は 2014 年度まで、陸上風力発電設備と 5MW 以下の太陽光発電設備は 2015 年度までで RO 制度に基づく設備認定を早期打ち切り エネルギー源毎に一定の経過措置の条件を設定し、条件を満たした設備は期限を超過しても対象設備として認定
RO 義務終了後の既存対象設備の扱い	2027 年度以降、RO 制度に基づき発行される証書を、法令に基づく指定機関が固定価格で買い上げ

出所）DECC, “Government Response to the consultations on the Renewables Obligation transition and on Grade Periods”[80]をもとに作成

小規模 FIT 制度について、2018 年 7 月 19 日にイギリスビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS：Department for Business, Energy and Industrial Strategy）は、小規模低炭素発電の導入費用の引下げに伴い、2019 年 3 月 31 日をもって発電価格とともに売電価格を廃止する案を公表し、パブリックコメントの募集を行った[81]。その結果、2019 年 3 月 31 日以降、一部の特例を除き、小規模 FIT 制度に基づく認定申請は受付を終了することとなった。2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請した Renewables Obligation Order Feed-in Tariffs （ROO-FIT）規模（すべての水力及び嫌気性消化、50kW 超の太陽光及び風力）の設備は、（他の資格基準を満たすことを条件として）現行の有効期限から便益を受け、正式な認定（太陽光は 6 ヶ月、嫌気性消化及び風力は 12 ヶ月、水力は 2 年）に転換することができる。また、2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請したコミュニティ設備や学校に設置された設備等には、一部有効期限の延長が認められる特例が設定されたが、それ以外は 2019 年 3 月 31 日をもって制度が終了となった。

(2) 現行制度：Smart Export Guarantee（SEG）制度の概要

イギリス政府は、小規模 FIT 制度の終了を公表した後、新たな小規模低炭素発電の支援策について、2019 年 1 月 8 日に新たなコンサルテーション（The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee）を公表し、2019 年 3 月 5 日までの意見募集を行った[82]。本コンサルテーションでは、それまでの小規模 FIT 制度で適格となる 5MW 以下の電源について、一定規模以上（当初提案時は 25 万軒件以上の顧客）の国内小売電気事業者に、系統に供給された電力分の買取料金提示を義務付け Smart Export Guarantee（SEG）

80 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/289076/Transition_and_Grace_Periods_Government_Response_-_12_Mar_2014.pdf（2022 年 3 月 1 日取得）

81 https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme（2023 年 2 月 22 日取得）

82 https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation（2023 年 2 月 22 日取得）

制度を提案し、意見募集を行った。

ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS：Department for Business, Energy and Industrial Strategy）は、コンサルテーションにおいて、新たな支援策の方向性を以下の通り整理している。

表 2.2-3　Smart Export Guarantee 制度の方向性

- よりクリーン、スマート且つ柔軟なエネルギーシステムへの転換を支援するために、実現すべきこと
  - **市場へのルート**：小規模低炭素発電を支援するための市場へのルートを確保する。
  - **マーケットイノベーション**：政府はマーケットイノベーションを Industrial Strategy の中核となる概念と位置付けている。
  - **需要家負担の費用引き下げ**：求めやすい低炭素電力を需要家に提供するエネルギーシステムの開発支援。
  - **スマートで柔軟な電力システムへの転換**：系統が最大需要を経験している場合に売電を促進するなど、系統の効果的管理を可能にする需要家の行動にインセンティブを与える価格シグナルを通じ、電力の効果的使用を促進する。

- 上記の実現に向けて、政府が実施する意向のある施策
  - 小規模発電事業者が売電分を市場で補填されるようにする。
  - 特に、アグリゲーターやデジタルマーケットプレイスの成長など、市場にイノベーションや競争を促進するオプションを策定することで余地をもたらすセクターを対象とした枠組みを確立する。
  - より多くの需要家が立地や時間による電気料金の恩恵を受けることができるよう、スマートメーターや使用時料金を使用しつつ、よりスマートなエネルギーシステムを進める際に小規模発電事業者が果たす役割を強化する。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS），“The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee”[83]をもとに作成

その後、2019 年 6 月に法制化された SEG は、小売電気事業者（15 万軒超の一般家庭の顧客を有する国内小売電気事業者）に、小規模発電事業者（一般家庭・小規模事業者）に対し、National Grid に送電された電力に対する kWh あたりの料金を提示し、支払いをすることを義務付ける制度である。これ以外の小売電力事業者も任意で参加することができる。小売電力事業者は、2019 年末までに料金を提示し、2020 年 1 月から SEG が施行された。

小規模 FIT の Export payments（売電部分に対する料金）を受給している発電者は対象外となるが、他の再生可能エネルギーに対する支援との併用は可能である。料金はゼロよりも高く設定するが、ネガティブプライシング時には、発電事業者は小売電気事業者に系統に売電された電力の対価を払わなくてもよい。適格発電事業者が系統に売電した電力は、検針が義務付けられている。一般家庭の設備については、スマートメーターにより検針する。

支援対象設備は、2019 年 3 月まで施行していた小規模 FIT 制度から、大きな変更はない。

支援水準は、これまでの小規模 FIT 制度で支給されていた「発電価格」がなくなり、自家消費を原則として、系統に供給する余剰電力に各小売事業者別に提示される「売電価格」が適用される形となる。

[83] https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation (2023 年 2 月 22 日取得)

表 2.2-4　小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点

	小規模 FIT（2018 年度時点）	SEG（2020 年 1 月～）
支援対象技術	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光	同左
設備容量上限	5MW 以下 ※マイクロコジェネのみ 2kW 以下	同左 ※マイクロコジェネのみ 50kW 以下
買取義務対象者	・前年 12 月 31 日時点で 25 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・買取義務対象とならない顧客数 25 万軒未満の供給ライセンス保有者については、直接的な買取の義務は生じないものの、最終的には平準化スキームを通じて制度費用の負担を行うことを義務付け	・前年 12 月 31 日時点で 15 万軒以上の顧客を有する小売電気事業者 ・それより小規模の小売電気事業者は、SEG 料金を設定するかは任意で選択可能
買取対象電力	発電量の全量買取 ・小売電気事業者から発電量（kWh）に対して固定価格での支払いを受ける〔発電価格〕 ・小売電気事業者に余剰電力を売電する場合には、保証された価格で売電が可能 〔売電価格（export tariff）〕	系統への送電量全量買取 ・小売電気事業者は、SEG に適格となる電源に対して、系統に供給された電力に対する「売電価格」の提示を義務付け
支援水準	支援対象技術毎に「発電価格」を設定するとともに、「売電価格」も規定	・「売電価格」は 0 以上を設定 ・ネガティブ価格時は、発電設備側が小売電気事業者にネガティブ価格の対価を払う必要なし
買取期間	20 年間（マイクロコジェネは 10 年間）	契約期間は任意
売電検針量	発電量メーターと売電量メーターの両方を設置して検針すること。	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	・50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、MCS 認証設置事業者によって設置された、MCS 認証設備を使用すること。 ・嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、MCS 認証手続きで要求されるものと同じ内容を提出すること。	同左

出所）Ofgem, “Feed-in Tariffs,”及び BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation” [84]

SEG 制度の支援対象とする適格基準は下表の通り。

表 2.2-5　Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準

項目	Smart Export Guarantee 制度対象要件
電源	嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ、陸上風力、太陽光
設備容量上限	5MW 以下

[84] https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation（2023 年 2 月 22 日取得）

	（但し、マイクロコジェネは 50kW 以下）
売電検針量	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、認証を受けた設置事業者によって設置された、MCS 認証またはそれと同等とみなされる認証を提出すること。 嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、SEG ライセンシーの裁量により認証済であるとされたもの。 検針メーターが設置されていること。 検針メーターポイント管理番号（MPAN）を有していること。
他の支援制度を受けた設備の扱い	FIT 制度を通じた売電部分（Export payments）への支援を受けている設備は、自家消費か系統への売電かによらず、本制度の対象外。 但し、FIT から SEG への切替は可能 また、SEG を申請する事業者は、SEG プロバイダーに国及び地方自治体からの支援を受けている、または受ける予定である旨申告しなくてはならない。
持続可能性	嫌気性消化に関しては、持続可能性基準を満たしたもので、FIT 制度の下で運用される基準を踏まえた原料制限規則の対象となる。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation” [85] をもとに作成

当初は簡易な料金体系とするが、今後、小規模発電者に蓄電を促すよう、需要水準に応じて異なる料金体系とすることが期待されている。また、発電ではなく、蓄電にも対価が支払われ、任意で SEG 料金を設定している小規模事業者の中には蓄電池設置を買取条件に掲げている事業者もいる。

2023 年 1 月時点で、SEG 制度設立時点から大きな制度改正は行われていない。ライセンス認可者は Ofgem によって毎年選出されており、2022 年 4 月 1 日から 2023 年 3 月 31 日までの SEG 第 3 期の認可者は、British Gas 社や Shell Energy 社などの 15 社が登録されている。

SEG の認可者の中には供給者としても営業をしている会社があるが、認可者と供給者は同じにしなければならない訳ではないため、発電設備の設置者は、所有する設備に対して最も経済的にメリットがある供給者と契約することができる。

買取価格について、2023 年 1 月時点で公表されている SEG の最高値は Tesla の 12.0 ペンス/kWh となっており、次いで British Gas 社の 6.4 ペンス/kWh、Bulb Energy 社の 5.57 ペンス/kWh となっている[86]。これらは、全て蓄電池併設型を想定した価格設定である。

(3) 現行制度：差額契約型固定価格買取（CfD FIT）制度

イギリス政府は 2010 年 12 月、現行の大規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした促進施策である RPS 制度（RO 制度と呼ばれる）を 2017 年で打ち切ること、再生可能エネルギー発電事業者等の低炭素発電事業者（原子力・化石燃料による発電事業者を含む。但し、以下では原則として再生可能発電事業者とする）を対象とした FIT 制度の導入を提案した。意見募集を経て、2011 年 7 月に公表された「政策提言書（Electricity Market Reform (EMR) White Paper 2011）」

[85] https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation （2023 年 2 月 22 日取得）

[86] https://solarenergyuk.org/resource/smart-export-guarantee/（2023 年 2 月 22 日取得）

では、低炭素発電事業者を対象とした差額契約型（CfD：Contracts for Difference）FIT という形の長期契約システムが提案された。

この CfD FIT は、低炭素発電事業者と CfD カウンターパートとなる Low Carbon Contracts Company（政府所有の有限責任会社）との間で個別の差額決済契約を締結し、レファレンス・プライス（参照価格）が行使価格（固定価格）を下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が差分を支払う仕組みとなっている。

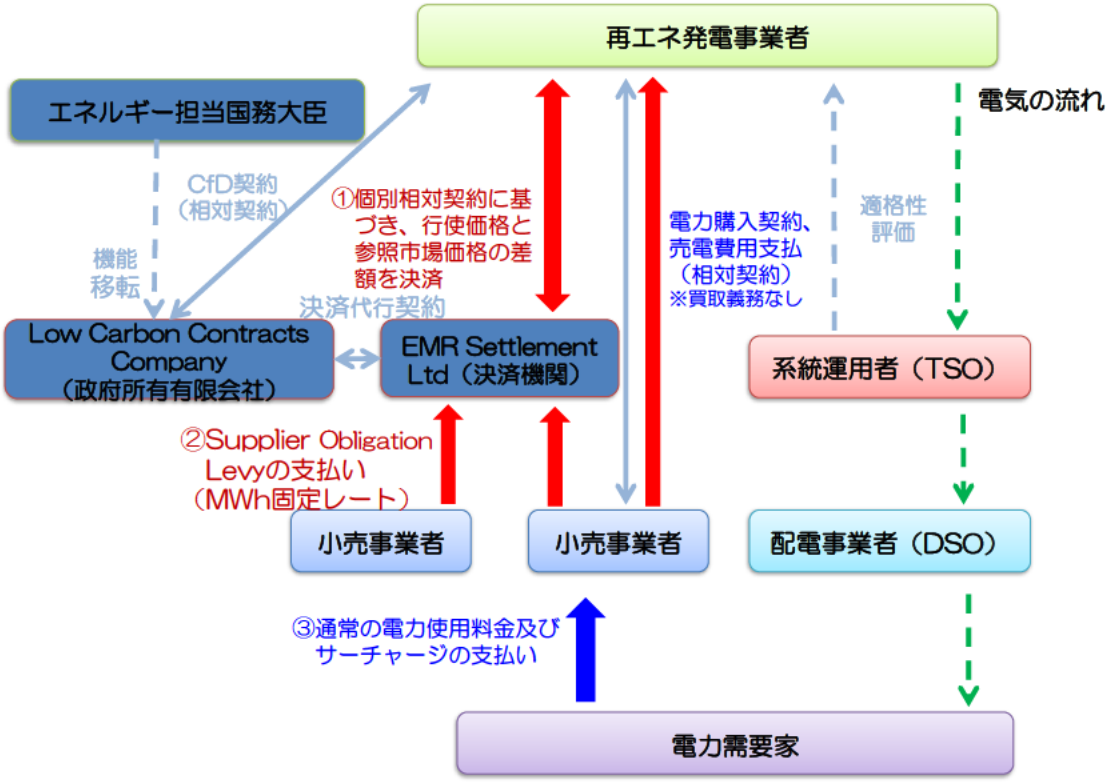


図 2.2-1　差額契約型（CfD）FIT の枠組み

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）資料より作成

以下では、CfD FIT の制度概要について通りまとめる。

2013 年 12 月、エネルギー国務大臣（Secretary of State）は、エネルギー法（c.32）(Energy Act 2013 Chapter 32)に基づき、発電事業者とカウンターパート間の私法上の契約により運用される CfD FIT 制度を開始した。

エネルギー国務大臣は、第 2 次立法として、規則（Regulations）において、差額決済契約の標準条項に含めるべき種類の条項、または契約を申し出る前に、カウンターパートがこれらの条項の調整に合意する環境及び方法を規定したほか、CfD の費用は、カウンターパートに支払をする必要のある電力事業者が負担することとし、この義務を Supplier Obligation（供給事業者の義務）として支払細則を定めた。

CfD FIT は、各主体が以下の役割を果たすことで施行される。

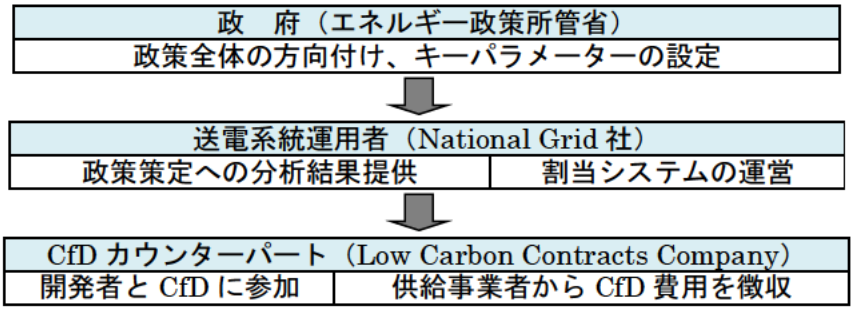


図 2.2-2　CfD FIT における各主体の役割

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS），“Contracts for Difference”[87]

CfD FIT では、プロジェクトの開発事業者は、送電系統運用者（National Grid 社）による「割当（アロケーション）」を受ける段階と実際の投資契約を締結する段階の二段階にわたって支援を受ける。

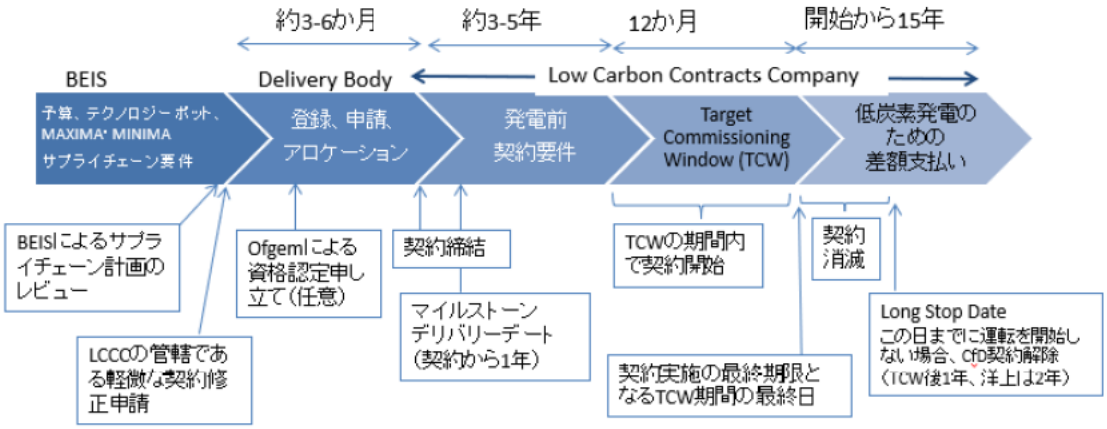


図 2.2-3　CfD FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ

出所）National Grid, “EMR Delivery Body Contract for Difference”をもとに著者作成

再生可能発電事業者は、アロケーション・ラウンド毎に公表されるエネルギー源別ストライクプライスを上限として、15 年間にわたる差額決済契約を締結できる。

CfD 契約を締結した再生可能発電事業者（以下、CfD 発電事業者）は、参照価格（卸電力取引価格）がストライクプライスを下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が差分を支払う仕組みとなっている。

この時の参照価格は、出力に不確実性のある電源（風力、太陽光、波力、潮流発電）とベースロード電源で、回避可能原価に相当する参照市場価格（Market Reference Price）について異なる指標を採用している。出力に不確実性のある発電設備には時間毎の前日市場の卸電力取引価格（IMRP：Intermittent Market Reference Price）を、ベースロード発電設備には冬季（10 月～翌年 3 月）と夏季（4 月～9 月）の季節毎に先物市場で設定された平均価格（BMRP：Baseload

[87] https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference（2023 年 2 月 22 日取得）

Market Reference Price）を参照価格に適用する。

2021 年夏以降、天然ガス価格高騰を要因とした欧州全体における卸電力市場の価格高騰を受けて、イギリスにおける参照市場価格も高騰している。2021 年 9 月には、CfD FIT での支援対象設備が契約しているストライクプライスに対して、卸電力取引価格が上回る状況が発生し、CfD 契約に基づき発電事業者側からの返金が生じる状況となっている[88]。

A） ストライクプライス

再生可能発電事業者は、アロケーション・ラウンド毎に予算公告（Budget Notice）でエネルギー源別に公示される管理上のストライクプライス（Administrative Strike Price）を上限として、15 年間（バイオマス変換を除く）にわたる差額決済契約を締結できる。

B） 管理上のストライクプライスの設定方法

政府は、CfD FIT 制度開始時に下記の政策目標（Objective）を掲げ、この目的に基づき管理上のストライクプライスを設定している。

表 2.2-6　管理上のストライクプライスに関する設定目標

①. 豊富な費用情報に基づく 最新の発電費用データを利用すると同時に、市場の状況、政策的考慮その他の技術固有の要素も考慮し、消費者にとって金額に見合う価値を確保。 **②. 入札参加を促進** 供給曲線の大部分から新規投資を促進する必要最低限の金額に設定。 **③. 金銭的価値を確保し、政策と目標に整合した方法で設定** 通常、設定方法は全技術で一貫すべきだが、明確な根拠がある場合は、費用対効果の向上、または脱炭素化、革新、投資等の広範な目標との整合性確保のため、推定供給曲線の異なる部分を対象にできる。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “Contract for Difference：Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”[89] （2021 年 9 月）をもとに著者作成

以下では、2021 年 11 月に予算公告が公示された第 4 回アロケーション・ラウンドにおける管理上のストライクプライスの設定方法を例として、手順の概要を示す。

第 4 回アロケーション・ラウンドでは、上記の目標に照らして、政府は管理上のストライクプライスを設定するにあたり、下表 2.2-7 に記載の要素を考慮して決定されている。

なお、管理上のストライクプライスは「均等化費用（発電量 MWh あたりの発電所運用期間中の平均費用）」と異なる手法で算定されており、均等化費用と比較して複数の理由で高くなったり低くなったりする可能性があるとしている。

管理上のストライクプライスの設定において考慮されている要素は、以下の通り。

[88] https://www.lowcarboncontracts.uk/index.php/news/announcement/cfd-portfolio-net-negative-cost-in-september-2021（2023 年 2 月 22 日取得）

[89] https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology（2023 年 2 月 22 日取得）

表 2.2-7　管理上のストライクプライス設定時の考慮事項

技術固有	資本費、運営費、資金調達費、建設上の制約など。
市場条件	予想される卸電力価格、電力購入契約（PPA）締結時の割引率など。
政策	技術費削減、普及拡張性、第 6 期炭素予算、ネットゼロ排出目標、消費者にとっての費用対効果など。管理上のストライクプライスは、多くの潜在的なプロジェクトが入札に参加競争するように設定されている。第 4 回アロケーション・ラウンドの入札では、各技術は供給曲線の 25%、洋上風力は 50%に設定。

【均等化費用と異なる手法で計算される要素】

BEIS の標準的な均等化費用に含まれない費用	CfD のプレミアム支払いは、送電ロス乗数と呼ばれる発電事業者の送電損失を考慮した上で、発電量に応じて支払われるため、管理上のストライクプライスはこれを考慮して増額する必要がある。
PPA	発電事業者が受け取る収入は、推定卸売市場価格と CfD のプレミアム分（ストライクプライスと参照市場価格との差額）との組み合わせである。発電事業者が市場価格よりも割安な PPA で電力販売しているために参照市場価格を達成できないと想定される場合（または垂直統合型電力会社で同等の取引費用がかかる場合）には、これを補うために管理上のストライクプライスを増額しなければならない。従って、PPA の割引には、取引費用やインバランス費用を含む市場費用が反映される。
契約期間	均等化費用は、プロジェクトの運用期間にわたって定義される。CfD 契約期間である 15 年が運用期間よりも短く、契約後の卸売市場収入や熱販売収入（CHP 発電所の場合）が均等化費用より低い場合、他の条件が同じであれば、これを補うために管理上のストライクプライスを均等化費用よりも高くする必要がある。従って、管理上のストライクプライスの計算では、CfD 終了後のプロジェクト期間中の残りの収益を考慮している。
パイプライン固有の情報	各技術の供給曲線をモデル化する際には、可能な限り、パイプライン・プロジェクトの想定費用を知るため、アロケーション入札における潜在的な申請者に関連する一般公開情報を使用した。その結果、一部のプロジェクトの想定費用は、均等化費用予測に用いられた技術全体の想定とは異なる場合がある。
その他の情報	各技術の CfD 適格基準などの政策的考慮事項、ビジネス・エネルギー・産業戦略省の均等化費用の定義に含まれていない廃炉費用やスクラップ価値などの技術固有の推定額、産業発展に関するその他の関連証拠が含まれる。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “Contract for Difference：Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”[90]（2021 年 9 月）をもとに作成

加えて、管理上のストライクプライスは最も費用対効果の高いプロジェクトを推進するように設定されているため、一般的なプロジェクト費用見積もりとは異なる場合があるとしている。

[90] https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology（2023 年 2 月 22 日取得）

管理上のストライクプライスの設定方法は、発電費用に関するビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）の最新の見解に基づき、各供給年における各技術の「供給曲線」をモデル化したものとして決定している。供給曲線は、安価なものから高価なものへと順位付けされた異なるストライクプライスで建設可能な容量（MW）の推定値を表している。下図イメージに示す通り、供給曲線は、管理上のストライクプライスが高くなるほど、より多くのプロジェクトが経済的に実行可能になると予想され、上向きに傾斜した曲線で表される。

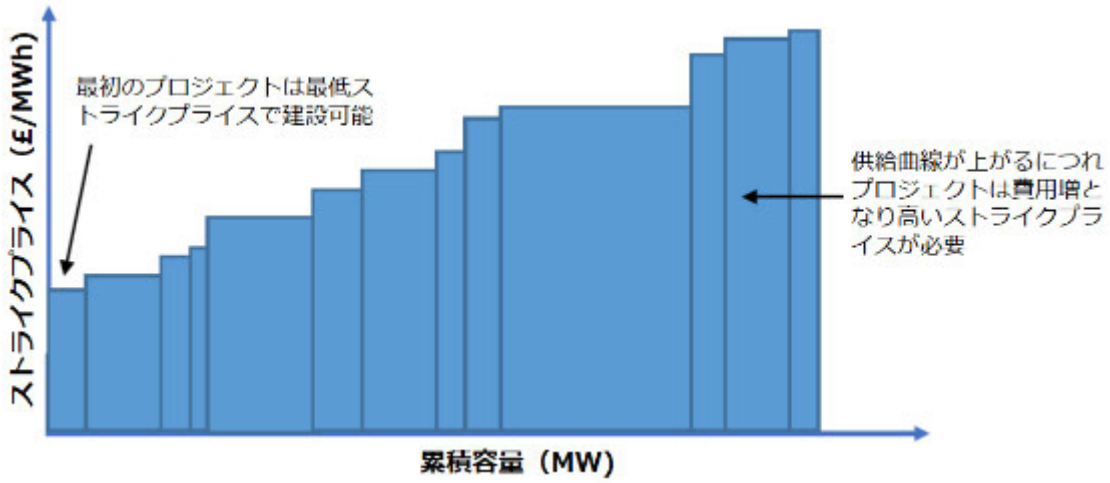


図 2.2-4　イギリス：管理上のストライクプライス設定時の技術別供給曲線イメージ

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “Contract for Difference：Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 4”[91]（2021 年 9 月）をもとに作成

アロケーション・ラウンド毎に、募集対象となるポットの技術に関する供給曲線が作成され、管理上のストライクプライスの設定に活用されることなる。2021 年 11 月に公示された第 4 回アロケーション・ラウンドでは、申請する潜在的なプロジェクト（パイプライン・プロジェクト）に関連する公開情報を可能な限り使用して供給曲線が作成された。その上で、供給曲線上の各プロジェクトの割引キャッシュフロー計算を行い、一定の普及量を促すと予想される管理上のストライクプライスを決定している。「限界プロジェクト」とは、目標とする普及範囲（供給曲線の最も安価な 25%、洋上風力については 50%）の中で最も高価なプロジェクトを指し、管理上のストライクプライスとして算出している。

【物価変動要素】

CfD 制度を所管する LCCC による Strike Price Adjustment Guidance(2020)[92]及び EMR Settlement Ltd.が LCCC のガイダンスに基づき 2022 年 3 月末に発表した Strike Price Adjustment Calculation[93]によると、毎年 CfD 契約のストライクプライス調整が行われ、その中で物価変動も考慮されている。

[91] https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-administrative-strike-prices-methodology（2023 年 2 月 22 日取得）

[92] https://www.lowcarboncontracts.uk/publications/strike-price-adjustment-spa-guidance-july-2020（2023 年 2 月 22 日取得）

[93] https://www.emrsettlement.co.uk/strike-price-adjustment-calculation-2022/（2023 年 2 月 22 日取得）

初年度のストライクプライスとストライクプライス調整額の合計に、CPI（消費者物価指数）を掛けたもので、計算式は以下の通り。

Strike Price = (SP base + ADJtbase) x ∏t

SP base：当初ストライクプライス

ADJtbase:決裁単位（ｔ）に適用されるストライクプライスを基準年単位で表したもの

∏t：CPI

【参考　ストライクプライスの計算式原文】

Strike Price = (SP base + ADJtbase) x ∏t

where:

SP base is the Initial Strike Price;

ADJtbase denotes the sum of the Strike Price Adjustments

applicable to Settlement Unit (t), expressed in Base year terms; and

∏t is the Inflation Factor applicable to Settlement Unit (t).

例えば、SP ベースが 100 ポンド/MW、ADJ ベース t が 2.55 ポンド/MWｈで∏t が 1.05 の場合、(£100/MWh + £2.55/MWh) * 1.05 = £107.68/MWh となる。

CPI（消費者物価指数）反映については、次の式で名目価格に換算される。下記は CfD 制度の下で契約・発電しているすべての再エネアセットに対して適用される。

$$CPI\ Adjustor_{£2021/2022 \rightarrow £2022} = AvarageCPI_{2022} / AverageCPI_{2021/2022}$$

例えば、2011 年度ベースの予算を最新の基準価格（発行時点では 2014 年 6 月）に引き直す際には、1.0636 のインフレーター[94]が使用される」

以下では、アロケーション・ラウンド毎の管理上のストライクプライスを整理する。

C） 第 1 回アロケーション・ラウンド（2014 年 10 月公告）

The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014 の第 11 条に基づき、2014 年 10 月にエネルギー国務大臣が公表した予算公告（Budget Notice）で示された管理上のストライクプライスは、その後の第 1 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格として用いられた。

第 1 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別ストライクプライスの上限価格は次表の通り。

[94] イギリス国家統計局（ONS）が公表する、CPI（消費者物価指数）を使用して算定。

表 2.2-8　ストライクプライスの上限価格（第 1 回：2014～18 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	運開年度				
	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度
先進転換技術（ACT）	155	155	150	140	140
嫌気性消化	150	150	150	140	140
バイオマス専焼 CHP	125	125	125	125	125
廃棄物 CHP	80	80	80	80	80
地熱	145	145	145	140	140
水力	100	100	100	100	100
埋立ガス	55	55	55	55	55
下水ガス	75	75	75	75	75
洋上風力	155	155	150	140	140
陸上風力	95	95	95	90	90
バイオマス変換	105	105	105	105	105
大規模太陽光	120	120	115	110	100
潮力・波力	305	305	305	305	305

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）, “Budget Notice for CFD Allocation Round 1”[95]

D）　第 2 回アロケーション・ラウンド（2017 年 3 月公告）

2017 年 3 月 13 日に公表された予算公告では、2021 年度、22 年度に運開する設備を対象とした第 2 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表の通り設定された。

第 2 回アロケーション・ラウンドでは、0 で後述するように陸上風力や太陽光、水力発電といった成熟した技術は募集対象から除外されており、洋上風力発電をはじめとした未成熟な技術を対象として募集が行われた。そのためエネルギー源別のストライクプライスも、募集対象とするエネルギー源のみの設定となっている。

表 2.2-9　ストライクプライスの上限価格（第 2 回：2021～22 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	2021 年度運開設備	2022 年度運開設備
洋上風力	105	100
先進転換技術（CHP あり・なし）	125	115
嫌気性消化（CHP あり・なし）5MW 超	140	135
バイオマス専焼 CHP	115	115
波力	310	300
潮力	300	295
地熱	-	-

95 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CFD_Budget_Notice.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Budget notice for the second CFD Allocation Round”[96]

E）　第 3 回アロケーション・ラウンド（2019 年 5 月公告）

2019 年 5 月 1 日に公表された予算公告では、2023 年度、24 年度に運開する設備を対象とした第 3 回アロケーション・ラウンドにおけるエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表の通り設定された。第 3 回アロケーション・ラウンドでは、洋上風力を対象とした上限価格が大幅に引き下げられている。

表 2.2-10　ストライクプライスの上限価格（第 3 回 2023～24 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

エネルギー源・技術	2023 年度運開設備	2024 年度運開設備
洋上風力	56	53
先進転換技術（CHP あり・なし）	113	111
嫌気性消化（CHP あり・なし）5MW 超	122	121
バイオマス専焼 CHP	121	121
波力	281	268
潮力	225	217
地熱	129	127
離島風力（5MW 超）	82	82

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Budget notice for the third CFD Allocation Round”[97]

F）　第 4 回アロケーション・ラウンド（2021 年 11 月公告）

2021 年 11 月 5 日に公表された予算公告では、第 4 回アロケーション・ラウンドでのエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表の通り設定された。第 4 回アロケーション・ラウンドでは、ポット毎に運開年度が異なる形で上限価格が設定されている。

表 2.2-11　ストライクプライスの上限価格（第 4 回アロケーション・ラウンド）

単位：ポンド/MWh

ポット	運開年度	エネルギー源・技術	管理上のストライクプライス
1	2023 年度及び 2024 年度	廃棄物 CHP	121
		水力（5～50MW）	93
		埋立ガス	62
		陸上風力（5MW 超）	53
		太陽光（5MW 超）	47
2	2025 年度及び 2026 年度	先進転換技術	190
		嫌気性消化（5MW 超）	128
		バイオマス専焼 CHP	163
		浮体式洋上風力	122
		地熱	133

96 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

97 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

		離島風力（5MW 超）	62
		潮力	211
		波力	258
3	2027 年度、2028 年度	洋上風力	46

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourthAllocation Round, 2021”[98]

G） 第 5 回アロケーション・ラウンド（2022 年 12 月公告）

2022 年 12 月に公表された AR5 Core Parameters では、第 5 回アロケーション・ラウンドでのエネルギー源別のストライクプライスの上限価格が下表の通り設定された。第 5 回アロケーション・ラウンドでは、ポット毎に運開年度が異なる形で上限価格が設定されている。

表 2.2-12　ストライクプライスの上限価格（第 5 回アロケーション・ラウンド）

単位：ポンド/MWh

ポット	運開年度	エネルギー源・技術	管理上のストライクプライス
1	2025 年度、2026 年度及び 2027 年度	廃棄物 CHP	116
		水力（5～50MW）	89
		埋立ガス	62
		離島風力（5MW 超）	53
		下水道ガス	148
		太陽光（5MW 超）	47
2	2026 年度及び 2027 年度	先進転換技術（ACT）	182
		嫌気性消化（5MW 超）	136
		バイオマス専焼 CHP	162
		浮体式洋上風力	116
		地熱	119
		潮力	202
		波力	245
		洋上風力	44
		陸上風力（5MW 超）	53

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Contracts for Difference (CfD): Core Parameters for the fifthallocation round, 2023”[99]

(4) CfD オークションの概要

以下では、2014 年度に実施された第 1 回割当（アロケーション）ラウンドを実例として、アロケーションやそれに伴うオークションの仕組みを概説する。

[98] https://www.cfdallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf（2023 年 1 月 31 日取得）

[99] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1124052/cfd_ar5_core_parameters.pdf　（2023 年 1 月 30 日取得）

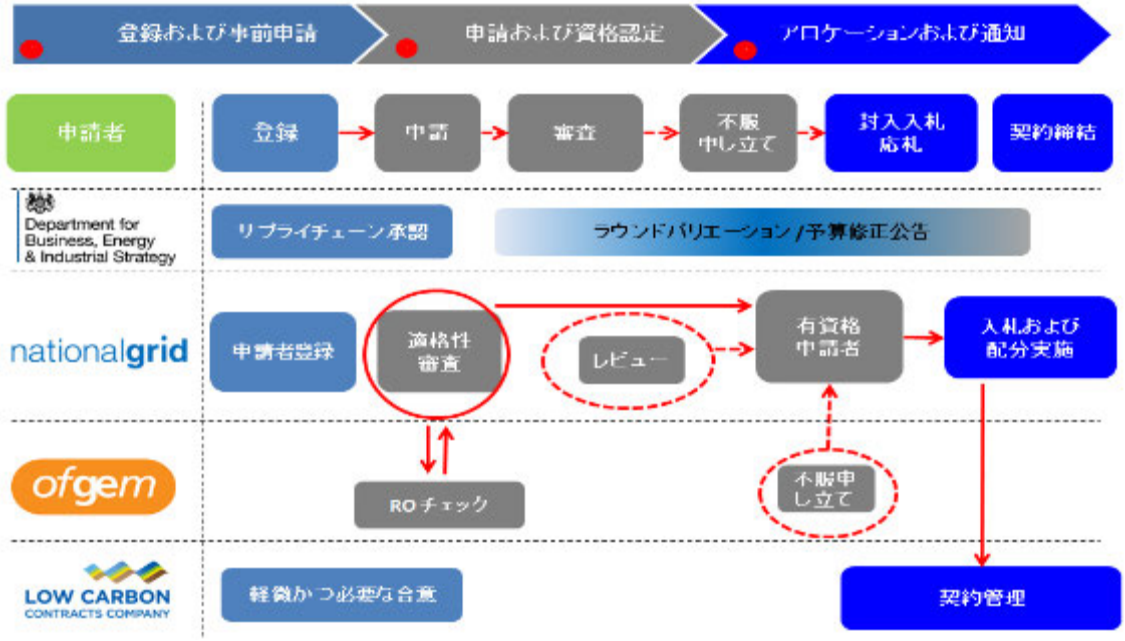


図 2.2-5　CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割

出所）National Grid、“EMR Delivery Body Contract for Difference”より作成

A)　エネルギー所管大臣による CfD 予算の公表

エネルギー政策の所管大臣は Allocation Regulations Part 2 に従い、アロケーション・ラウンドに適用されるアロケーション枠組みと予算公告（Budget Notice）を申請受付開始 10 営業日前までに告示することが求められる。

CfD FIT に申込を行う事業者は、申請前に必要な手続きとして、サプライチェーン計画及び CfD 契約の条項に軽微かつ必須である修正（必要な場合のみ）を完了しておく必要がある。また、CfD の入札適合条件の 1 つに、送電系統または自家使用のために必要な建築許可取得がある。また、直接連系を適用、または適用予定である場合、接続契約（Connection Agreement）で最低 75%の CfD Transmission Entry Capacity が確保されていること、又は、配電網への接続の場合、最低 75%の Initial Installed Capacity Estimate が配電網に接続している必要がある。これ以外の場合、構内網の所有等が代替条件となる。

CfD FIT の枠組みで、Delivering Body としてアロケーションプロセスを担う送電系統運用者の National Grid 社は、当該アロケーション・ラウンドにおいて入札が必要になるかを判断し、入札が必要な場合、関係のある適格申請者に入札公告を出し、封印入札への応札を募る。応札期間は 5 営業日である。

複数の入札でストライクプライスが重複した場合、タイブレーカールールが適用される。第 1 のルールは、利用可能な予算を最大限活用することである。つまり、プロジェクトを組み合わせて、最終導入年度の予算ぎりぎりまで使い切るということである。ここでは、Minima と Maxima の対象についても最大限利用する。それでも決まらない場合、ランダムアロケーションの適用となる。

アロケーションプロセスを経て、CfD FIT 契約の権利を得た発電事業者は、CfD カウンターパ

ートである Low Carbon Contracts Company （LCCC）と CfD FIT 契約を締結する。

エネルギー所管省は、アロケーション・ラウンド毎に、技術種類別の目標運開期間（Target Commissioning Window）として設定可能な期間を設定する。この目標運開期間は、契約期間を通じて CfD FIT 契約で定められた差額契約を全額享受するために、プロジェクトが稼働開始しなくてはならない期間である。プロジェクト開発事業者は、目標運開日（Target Commissioning Date）が目標運開期間内になるように、目標運開期間の開始日を指定することができる。プロジェクト開発事業者は、この目標運開期間内で、当該発電設備の完工と運開を迎える必要がある。

前提条件を充足し、目標運開期間内もしくは期間以前に発電を開始した再生可能発電事業者は、15 年間にわたり、CfD FIT 契約に基づく差額決済を受けることができる。なお、発電事業者は、目標運開期間の開始日よりも前に発電していたとしても、CfD FIT 契約に基づく差額決済の支払いを受けることはできないが、電力を通常の手法により売電した収益を受けることは可能となっている。

プロジェクトが、目標運開期間内に稼働できなかったか、もしくは稼働しても前提条件を充足することができない場合、発電事業者が差額決済の支払いを受ける期間は、後述する Longstop Date までの遅延期間に応じて短縮される。

なお、プロジェクト開発事業者の管轄外であり、契約に影響を与える遅延や中止は、CfD FIT 契約の不可抗力（force majeure）条項による免責を適用する。

LCCC による、CfD の支払いが開始となる契約数及びその設置容量と契約上のステージを考慮した、今後の容量プロファイルは、下図の通り。2021 年末時点で稼働している CfD 対象設備の大半は洋上風力発電となっており、2028 年第 1 四半期までの予測容量でも大部分を占める見込みとなっている。

CfD 対象設備容量

（単位：MW）

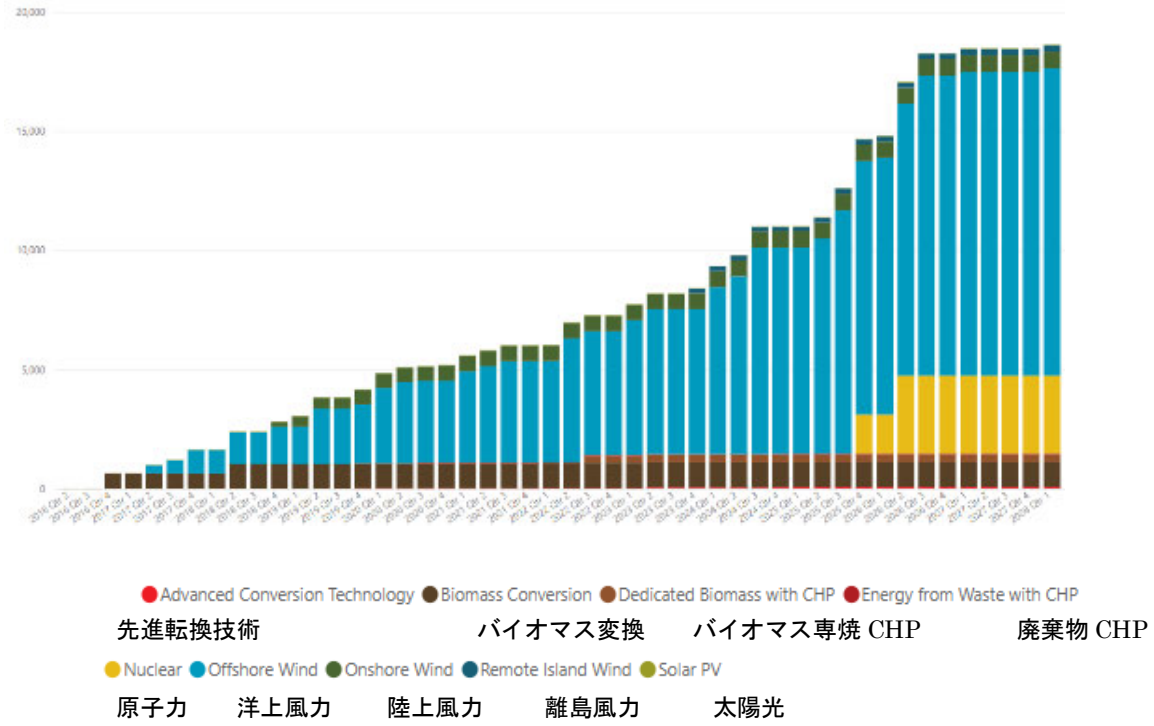


図 2.2-6　CfD 設置容量プロファイル

出所）LCCC, “Portfolio Dashboard. ”[100]

なお、洋上風力発電の売電に関して、FiT CONTRACT FOR DIFFERENCE STANDARD TERMS AND CONDITIONS verion4[101]によると、相対契約により差金決済で補償される部分に対してすでに支払いを受けられる場合は、二重の補償を避けるため Cfd 支払いの対象外になるとの記載がある。一方で、相対取引でなく卸売市場での売電を義務化するようなルールは確認できない。

（参考）Part 15 General provisions regarding liabilities, remedies and waivers

64. EXCLUDED LOSSES AND LIABILITIES

No double recovery

64.5 The Generator may recover only once in respect of the same loss. The CfD Counterparty shall not be liable to pay any compensation under any term of the Contract for Difference to the extent that the subject of the claim has been compensated for, or the same loss has been recovered by the Generator under the Contract for Difference or any other CfD Document.

64.6 If the Generator is at any time entitled to recover from a third party any sum (whether under a power purchase agreement, an electricity sale contract, insurance policy or otherwise) in respect of any matter or circumstance giving rise to a claim under the Contract for Difference or any other CfD Document, the Generator shall take all necessary steps to enforce such recovery.

64.7 If the Generator (or its nominee) recovers any amount from: (i) the CfD Counterparty as a consequence of any claim under the Contract for Difference or any other FiT Contract for Difference to which it is a party; or (ii) such other person as is referred to in Condition 64.6:

- such amount shall be taken into account in the calculation of any compensation payable pursuant to the Contract for Difference or any other CfD Document;
- no claim shall be made by the Generator pursuant to the Contract for Difference or any other CfD Document in respect of the amounts so recovered; and
- if the Generator has previously received compensation in relation to the same claim, they or it shall pay promptly to the CfD Counterparty an amount equal to the lesser of: (i) the amount so recovered; and (ii) the amount so previously received.

B)　アロケーション・ラウンド毎のポット分類と予算

イギリスの CfD FIT 制度では、エネルギー政策の所管大臣が Allocation Regulations Part 2 に従い、アロケーション・ラウンドに適用されるアロケーション枠組みと予算公告（Budget Notice）を申請受付開始 10 営業日前までに告示することが求められる。

予算公告では、ポット別、年度別に予算が配分され、予算と容量を参考に特定のテクノロジー

[100] https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/cfd/portfolio-dashboards/portfolio-dashboard（2023 年 2 月 22 日取得）

[101] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1046366/AR4_Standard_Terms_and_Conditions.pdf　（2023 年 2 月 22 日取得）

に関して、下限（Minima）と上限（Maxima）を規定することもある。

なお、これまでに公示された 4 回のアロケーション・ラウンドは基本的に隔年で開催されてきたが、2022 年 2 月 9 日に、第 5 回アロケーション・ラウンドを 2023 年 3 月から開始すること、入札頻度を毎年にすることが公表された[102]。

以下では、これまでのアロケーション・ラウンド毎のポット分類と予算を整理する。

C） 第 1 回アロケーション・ラウンド（2014 年 10 月公告）の予算

2014 年 10 月 2 日にエネルギー国務大臣が告示した第 1 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、下表のポット分類が示された。なお、ポット毎の予算額は、その後 2015 年 1 月 27 日の改定公告により、予算額が一部引き上げられ、下表の内容となった。

表 2.2-13　CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 1	陸上風力（5MW 超）、太陽光（5MW 超）、廃棄物 CHP、水力（5MW 超、50MW 未満）、埋立ガス、下水ガス
ポット 2	洋上風力、波力、潮力、潮流、先進転換技術（ACT）、嫌気性消化（5MW 超）、バイオマス専焼 CHP、地熱

百万£（2011 年度価格）	運開年度					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CfD 予算（2014 年公表）	50	220	325	325	325	325
ポット 1（確立済技術）	50	65	65	65	65	65
ポット 2（未確立技術）	-	155	260	260	260	260

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）, “Budget Notice for CFD Allocation Round 1”[103] 及び“Budget Revision Notice for CFD Allocation Round 1”[104]

なお、第 1 回アロケーション・ラウンドでは、波力・潮力技術（第 1 回 Delivery Plan 期間の技術の予算 100MW 中）にのみ 10MW の Minima が設定されたが、いずれの技術に対しても、Maxima は設定されなかった。

D） 第 2 回アロケーション・ラウンド（2017 年 3 月公告）の予算

2017 年 3 月 13 日にエネルギー国務大臣が告示した第 2 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、下表のポット分類が示された。第 2 回アロケーション・ラウンドでは、ポット 2 と呼ばれる未確立技術を対象として募集が行われたが、第 1 回アロケーション・ラウンドの対象エネルギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット 1 の確立済技術が除外された。

[102] https://www.gov.uk/government/news/government-hits-accelerator-on-low-cost-renewable-power（2023 年 2 月 22 日取得）

[103] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CFD_Budget_Notice.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[104] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Notice_for_CfD_Round_One.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

表 2.2-14　CfD FIT 第 2 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 2	**洋上風力、波力、潮力、先進転換技術（ACT、CHP あり・なし）、嫌気性消化（CHP あり・なし、5MW 超）、バイオマス専焼 CHP、地熱**

百万£（2011 年度現在）	運開年度	
	2021 年度	2022 年度
ポット 2（未確立技術）	290	290

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Budget notice for the second CFD Allocation Round”[105]

第 2 回アロケーション・ラウンドでは、いずれの技術にも Minima は設定されなかったが、燃料技術（先進転換技術、嫌気性消化、バイオマス専焼 CHP）について 150MW の Maxima（最大容量）が設定された。

E)　第 3 回アロケーション・ラウンド（2019 年 5 月公告）の予算

2019 年 5 月 1 日にエネルギー国務大臣が告示した第 3 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、第 2 回に引き続き、ポット 2 の未確立技術のみを対象とした募集となった。

表 2.2-15　CfD FIT 第 3 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 2	**洋上風力、波力、潮力、離島風力（5MW 超）、先進転換技術（ACT、CHP あり・なし）、嫌気性消化（CHP あり・なし、5MW 超）、バイオマス専焼 CHP、地熱**

百万£（2011 年度価格）	運開年度	
	2023 年度	2024 年度
全体予算	65	（または容量上限 6GW）

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Budget notice for the third CFD Allocation Round”[106]

F)　第 4 回アロケーション・ラウンド（2021 年 11 月公告）の予算

2021 年 11 月 25 日にエネルギー国務大臣が告示した第 4 回アロケーション・ラウンドの予算公告では、第 2 回、第 3 回で除外されていた確立済技術である陸上風力や太陽光などが募集対象に含まれることとなった。なお、これらポット 1 の技術には容量上限 5GW が設定されており、陸上風力と太陽光の最大容量も 3.5GW と設定されている。

また、浮体式洋上風力発電はポット 2 に組み込まれ、ポット 3 の着床式洋上風力発電とは独立した予算が確保されることとなった。

105
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

106
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

表 2.2-16　CfD FIT 第 4 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 1	**陸上風力（5MW 超）、太陽光（5MW 超）、廃棄物 CHP、水力（5MW 超、50MW 未満）、埋立ガス、下水ガス**
ポット 2	**波力、潮力、先進転換技術（ACT）、嫌気性消化（5MW 超）、バイオマス専焼 CHP、地熱、浮体式洋上風力、離島風力（5MW 超）**
ポット 3	**洋上風力**

百万£（2011 年度価格）	運開年度					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CfD 全体予算	10	10	285	285	275	275
ポット 1 （容量上限 5GW）	10	10	*10*	*10*		
ポット　2			75	75	*75*	*75*
うち浮体式洋上風力 Minima			24	24	*24*	*24*
うち潮力 Minima			20	20	*20*	*20*
ポット 3	-	155	200	200	*200*	*200*

注）表中の斜体の部分は、対象設備が目標運開期間後の評価年における予算額。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourthAllocation Round, 2021”[107]

なお、ポット 2 については、全体予算 7,500 万ポンド（2011 年度価格）のうち、最初に利用できる予算下限として、潮力発電に計 2,000 万ポンド（2011 年度価格）、浮体式洋上風力発電に計 2,400 万ポンド（2011 年度価格）が設定されており、その他の技術との競争から保護されている。但し、予算下限が全額使用されなかった場合、残りの分はポット 2 の全ての技術（予算下限対象技術を含む）が利用可能となる。

G） 第 5 回アロケーション・ラウンドの予算

2023 年 2 月現在、補助金アドバイス ユニット (SAU) が、DBEIS からの CfD 予算の算出に関する調査業務を受託したと公表されており、調査レポートは 2 月下旬に公表される予定である[108]。この SAU のレポートに基づき今後予算が公表される予定である。

ポット分けについては、下記の通り発表があり、ポット 1 ではオフショア風発電と離島風力発電が他の確立された技術と競合し、ポット 2 では新しい技術が競合するといった設計になっている[109]。

[107] https://www.cfdallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf（2022 年 3 月 4 日取得）

[108] https://www.gov.uk/government/publications/referral-of-contracts-for-difference-for-renewables-scheme-as-at-allocation-round-5-by-the-department-for-business-energy-industrial-strategy（2023 年 1 月 30 日取得）

[109] https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20AR5%20Pre-Application%20Activities%20Guidance%20v2.0.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

表 2.2-17　CfD FIT 第 5 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算

ポット 1	**廃棄物 CHP、水力（5MW 超、50MW 未満）、離島風力（5MW 超）、下水ガス、太陽光（5MW 超）**
ポット 2	**先進転換技術（ACT）、嫌気性消化（5MW 超）、バイオマス専焼 CHP、浮体式洋上風力、地熱、潮力、波力**
ー	**陸上風力（5MW 超）、洋上風力**

(5) CfD FIT 制度の施行状況

A) 第 1 回アロケーション・ラウンドの結果

2015 年 2 月、エネルギー・気候変動省（DECC）は、CfD FIT における支援対象プロジェクトを決定する第 1 回アロケーション・ラウンドのオークション結果を公表した。技術、年度、決済価格（クリアリングプライス）毎の結果の内訳は下表の通り。第 1 回アロケーション・ラウンドでは、2015 年度から 2018 年度を運開年度とする計 27 プロジェクトが落札した。

表 2.2-18　第 1 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2015 年度運開			2016 年度運開		
	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	120.00	50.00	32.88MW	115.00	79.23	38.67MW
陸上風力	95.00	-	0MW	95.00	79.23	45.00MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	-	0MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	155.00	-	0MW	155.00	-	0MW
先進転換技術	155.00	-	0MW	150.00	-	0MW

再エネ種	2017 年度運開			2018 年度運開		
	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	110.00	-	0MW	100.00	-	0MW
陸上風力	90.00	79.99	77.50MW	90.00	82.50	626.05MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	80.00	94.75MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	140.00	119.89	714.0MW	140.00	114.39	448.00MW
先進転換技術	140.00	119.89	36.00MW	140.00	114.39	26.00MW

注）2018 年度運開の廃棄物 CHP はストライクプライス上限値の 80£/MWh での落札

出所）エネルギー・気候変動省（DECC）, “CfD Auction Allocation Round One”[110]

110

なお、第 1 回アロケーション・ラウンドで落札した 27 件のプロジェクトのうち、2015 年度を運開年度として 50 ポンド/MWh のストライクプライスで落札をした 2 件の太陽光プロジェクト（Wick Farm Solar Park 及び Royston Solar Farm）は、プロジェクト開発の中止が公表されている。その後、さらに 2 件のプロジェクト（Neart na Gaoithe 洋上ウィンドファーム及び Netly Landfill Solar 太陽光ファーム）の契約が解除となり、2016 年 3 月現在、23 件のプロジェクトがマイルストーン義務を履行した。2016 年夏には、Charity Farm 太陽光プロジェクトが CfD 制度のもとで初めて運転を開始した。

2019 年 2 月末時点の LCCC CFD レジスターによれば、太陽光 2 件 26.67MW、風力 3 件 253.4MW の計 5 件がすでに商業運転を開始している。

B） 第 2 回アロケーション・ラウンドの結果

2016 年 11 月、イギリス政府は洋上風力を含む未確立技術に 2021 年度及び 2022 年度の運開年度毎に 2 億 9,000 万ポンド（2011 年度価格）の予算を確保し、Budget Notice 案を公表した。2017 年 4 月実施された第 2 回アロケーション・ラウンドでは、ポット 2 と呼ばれる未確立技術を対象として募集が行われたが、第 1 回アロケーション・ラウンドの対象エネルギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット 1 の確立済技術が除外された。

2017 年 9 月 11 日に公表された第 2 回アロケーション・ラウンドの結果では、洋上風力発電が合計で約 3.2GW を落札した。第 1 回アロケーション・ラウンドでの洋上風力発電平均落札価格を比較すると、2021 年度運開プロジェクトは 38%、2022 年度運開プロジェクトは 50%低減する結果となった。

政府が定めたストライクプライスの上限値と、第 2 回アロケーション・ラウンドの結果下表に示す。

表 2.2-19　第 2 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2021 年度運開			2022 年度運開		
	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
洋上風力	105.00	74.75	860.00MW	100.00	57.50	2,336MW
バイオマス専焼 CHP	115.00	74.75	85.64MW	115.00	-	0MW
先進転換技術	125.00	74.75	56.31MW	115.00	40.00	8MW

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、”Contracts for Difference Second Allocation Round Results”[111]

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

111 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

C)　第 3 回アロケーション・ラウンドの結果

第 3 回アロケーション・ラウンドでは、ポット 2 の 12 のプロジェクトで合計 5,774GW が落札となった。容量の約 7 割を洋上風力が占めており、ストライクプライスは 2023 年度運開設備は 39.65 ポンド、2024 年度運開設備は 41.611 ポンドと、第 1 回から約 67%引き下げとなる記録的な低価格となった。

第 3 回アロケーション・ラウンドにおいて定められた電源別管理ストライクプライス比、先進転換技術、離島風力、洋上風力でそれぞれ、2023 年度は 65%、52%、29%、2024 年度は 63%、49%、21%の価格削減を実現した。

表 2.2-20　第 3 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2023 年度運開			2024 年度運開		
	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
先進転換技術	113.00	39.65	27.50MW	111.00	41.611	6.1MW
離島風力	82.00	39.65	225.72MW	82.00	41.611	49.5MW
洋上風力	56.00	39.65	2,612MW	53.00	41.611	2,854MW

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、"Contracts for Difference Second Allocation Round Results"[112]

D)　第 4 回アロケーション・ラウンドに向けた提案

2018 年 7 月に、イギリス政府は再生可能事業に新たな投資を呼び込むため、2019 年から隔年で CfD 入札を実施する意向を示した。これに伴い、政府は 2021 年の次回アロケーション・ラウンド実施に向け、2020 年 3 月 2 日に CfD FIT 制度の改正案を公表し、2020 年 5 月 22 日を意見募集期限としてコンサルテーションを実施した[113]。本コンサルテーションの目的は、以下の通り。

表 2.2-21　2020 年 3 月公表の CfD FIT 改正コンサルテーションの目的

●ネットゼロの実現
経済全般の法定目標で引き上げられた目標値を推進

●バリューフォーマネーの達成
政府の支援による再生可能エネルギー発電のコスト削減、及び一般家庭及び事業者に安全で適切な価格のクリーンエネルギー供給を実現

●コミュニティ支援
デベロッパーが地域のコミュニティの声に耳を傾け、エネルギー開発に地方の環境・経済の実情を反映

●低炭素経済の推進
生産性を上げ、地域の成長促進

●エネルギーの安全保障の維持
低コストを達成し、低炭素発電網を実現するのに必要な新たな電源の導入推進

[112] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf （2023 年 1 月 30 日取得）

[113] イギリス政府ウェブサイト、https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020（2023 年 1 月 30 日取得）

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, " Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation, Consultation on proposed amendments to the scheme" [114]をもとに作成

表 2.2-22　2020 年 3 月公表の主な CfD FIT 改正案及び政府回答

	改正案	政府回答
第 4 回アロケーション・ラウンド	・幅広い電源構成を低コストで実現するため、第 4 回 CfD アロケーション・ラウンド（AR4）には、確立された電源（ポット 1）と未確立の電源（Pot 2）の両方の入札を実施	
コミュニティサポート	・事業の意思決定に適宜参加できるよう、再生可能エネルギー開発に関するローカルコミュニティのエンゲージメント及び支援のベストプラクティスを例示	・コミュニティ・エンゲージメントを必要とする、陸上風力に絞った Community Benefit and Engagement Guidance を改訂
Pot 枠組み	・浮体式洋上風力を今後の入札で「未確立の電源（less established technologies）」（ポット 2）として分類するか、ポット 3 に洋上風力を分類し、異なる管理ストライクプライスを伴う電源とすることを提案	・洋上風力プロジェクト向けのポット 3 を新たに創出
浮体式洋上風力	・浮体式洋上風力の定義を策定	・浮体式洋上風力発電を設置する際の最低水深を 60 メートルから 45 メートルに変更
デリバリーイヤー延長	・新たな低炭素電力プロジェクトを支援できるよう、デリバリーイヤーを 2030 年 3 月 31 日まで延長	・今後のラウンドを考慮し、さらに 2035 年 3 月 31 日まで延長
サプライチェーン計画	・Supply Chain Plan（SCP）プロセスの効果を高めるため、遵守プロセス強化 ・SCP の現行の 300MW のしきい値を引き下げ ・サプライチェーンの二酸化炭素原単位及びその測定・報告方法を検討	・SCP の順守プロセスを強化し開発時事業者のコミットメントの明瞭さ、野心、可測性を高め、コミットメントの実現性を向上 ・Supply Chain Implementation Report 評価を Operational Condition Precedent とする ・SCP のしきい値は現行の 300MW のまま ・カーボンフットプリントについては、今回のラウンドでは変更せず
石炭からバイオマスへの転換	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外
洋上設備の撤去計画	・洋上再生可能エネルギー設備の撤去制度を今後 CfD 制度通りンクさせる方法を検討	・CfD 制度とのリンクは今回は見送り（撤去義務自体は従前の法令及びガイドラインに従って履行される。）
Non-Delivery Disincentive	・実現可能性が高いプロジェクトに確実に支援を与えるため、除外期間・Non-Delivery Disincentive (NDD)の変更、Milestone Delivery Date（MDD）の延長等を提案	・NDD の除外期間を次回のアロケーションラウンドとする ・今後、次回以降の Bid Bond の導入を検討する
今後のラウンドに向けた実	・ラウンドの予算影響の算定に使用される評価式変更	・CfD Allocation Regulations を改正し、一定条件のもと、ラウンド毎に制限

[114] https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020（2023 年 1 月 30 日取得）

	改正案	政府回答
務面の変更	・容量上限または予算の適用方法・管理上のストライクプライス（ASP）の算定方法に柔軟性を持たせる ・制度の運用方法を改善するため、入札設計内でデリバリーイヤーを区別して簡易化	値を柔軟に変更可能にする。 ・デリバリーイヤーの運用簡易化については、実施。
ネガティブ価格	・ネガティブ・プライシング発生時のルール変更	・今後の CfD 契約においても、ネガティブ・プライシング・ルールを維持
段階的実施	・規模の経済と市場への新規参入者へとのバランスを取るため、段階的洋上風力プロジェクトの現行の上限 1,500 MW を維持することを提案	・第 4 回アロケーション・ラウンドでは、1,500MW の上限を維持。今後のアロケーション・ラウンドでは再検討
管理ストライク・プライス	・管理上のストライク・プライスの設定方法の変更	・管理上のストライク・プライスの設定方法は現行のまま

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, " Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation, Consultation on proposed amendments to the scheme"[115]及び"Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation"[116]をもとに作成

2020 年 11 月に政府回答が公表され、第 4 回アロケーション・ラウンドに向けた、以下の一連の改正が決定した。

- 第 4 回アロケーション・ラウンドに 3 回目となる洋上風力単体のポットを導入
- 陸上風力の 2014 Community Benefits and Engagement Guidance for Onshore Wind の改訂
- 浮体式洋上風力プロジェクト単体の定義及び管理ストライクプライスの導入
- 今後の CfD アロケーション・ラウンドから石炭からバイオマスへの転換プロジェクトを除外
- 今後の CfD 契約に関して、前日電力市場価格がネガティブの場合に CfD 発電事業者への支払いが発生しないネガティブ・プライシング・ルールの延長
- 既存の Supply Chain Plan（SCP）プロセスの強化
- CfD アロケーション・ラウンドの運用への技術的変更導入

この後イギリス政府は、2020 年 11 月に追加のコンサルテーションを実施しているが、その主な目的は、Supply Chain Policy を強化することと、2020 年 3 月のコンサルテーションの政府回答を CfD 契約に反映させることである。これ以外にも、浮体式洋上風力発電プロジェクトの段階的実施を行わない点を含む、以下について再度意見募集を行っている。

[115] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf （2023 年 1 月 30 日取得）

[116] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

表 2.2-23　2020 年 11 月公表の CfD FIT コンサルテーションの主な項目

サプライチェーン	・開発事業者のコミットメントの明瞭さ、意欲、可測性を高めるよう設計された、Supply Chain Plan Policy への変更。 ・発電事業者の SCP のコミットメントを頻繁かつ定期的にモニター ・発電事業者は SCP を Milestone Delivery Date までに提出 ・稼働評価前に Supply Chain Implementation Report を提出し、認証を受ける ・前項の認証が CfD Operational Condition Precedent となる ・SCP のモニタリング及び評価は BEIS または LCCC が実施
段階的実施	・浮体式洋上風力プロジェクトには段階的実施を拡大しない
浮体式洋上風力	・CfD 契約上の浮体式洋上風力の取扱いについて ・浮体式洋上風力の Longstop Period を 12 か月とする ・Required Installed Capacity を Installed Capacity Estimate の 95%とする ・浮体式洋上風力を Eligible Low Capacity Facility の定義に組み込む ・Operational Condition Precedent（稼働先行条件）により、プロジェクトが法的要件を充足していることを証明する
ネガティブ価格	・CfD 契約における間欠性発電事業者のネガティブ価格発生時のルール変更
石炭からバイオマス転換	・今後の CfD アロケーション・ラウンドから新設のバイオマスへの転換を除外するという政府の決定反映し、CfD 契約を変更
Milestone Delivery Date	・CfD 契約の Milestone Delivery Date を 18 か月に変更。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “ Changes to Supply Chain Plans and the Contracts for Difference (CfD) contract: consultation document”[117]をもとに作成

E）　第 4 回アロケーション・ラウンドの結果

第 4 回アロケーション・ラウンドの結果[118]について、2022 年 7 月に決定した第 4 ラウンドで割当が決まった再エネの合計出力量は約 11GW となった。

第 4 回アロケーション・ラウンドにおいて定められた電源別管理ストライクプライス比[119]は、2024 年及び 2025 年に運転開始予定の太陽光、陸上風力、廃棄物でそれぞれ、2%、60%、62%の価格削減を実現したほか、2025 年及び 2026 年に運転開始予定の潮流発電、浮体式洋上風力、離島風力（5MW 超）でそれぞれ、15%、28%、25%の価格削減、 さらに、2027 年運転開始予定の洋上風力で 19%の価格削減を達成した。

表 2.2-24　第 4 回アロケーション入札結果（技術、年度、決済価格別）

再エネ種	2024 年運転開始			2025 運転開始		
	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量（MW）	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量（MW）
廃棄物	121.00	―	―	121.00	45.99	30.00
陸上風力（>5MW）	53.00	―	―	53.00	42.47	887.96

[117] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937635/changes-supply-chain-plans-cfd-contract-condoc.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

[118] https://www.gov.uk/government/news/biggest-renewables-auction-accelerates-move-away-from-fossil-fuels（2023 年 1 月 30 日取得）

[119]https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1088875/contracts-for-difference-allocation-round-4-results.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

太陽光 (>5MW)	47.00	45.99	251.38	47.00	45.99	1958.03

再エネ種	2026 年運転開始			2027 年運転開始		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量 (MW)	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量 (MW)
浮体式 洋上風力	122.00	―	―	122.00	87.30	32.00
離島風力 （5MW 超）	62.00	―	―	62.00	46.39	597.6
潮流発電	211.00	178.54	5.62	211.00	178.54	35.20
洋上風力	―	―	―	46.00	37.35	6,994.34

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）、“CfD Allocation Round 4 results”

(6) 浮体式洋上風力発電の促進策

前述の、英ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）が 2022 年 4 月 6 日に公表した、「エネルギー供給保証戦略」では、 浮体式洋上風の導入目標が、2030 年までに最大 5GW の導入とされており、それまでの “Ten Point Plan for a green industrial revolution” （2020 年 11 月公表）の基で 1GW とされていた目標値が大幅に引き上げられた。

浮体式洋上風力に対する補助は、CfD により行われており、2021 年 11 月 25 日にエネルギー国務大臣が告示した第 4 回アロケーション・ラウンドの予算公告から、浮体式洋上風力発電がポット 2 の電源に指定され、ポット 3 の着床式洋上風力発電とは独立した予算が確保されることとなった。予算額については、2.2.2(5)に記載の通り。

また、第 4 回アロケーション・ラウンドに向けたコンサルテーションの中で、浮体式洋上風力の扱いについて見直しが行われている。まず、浮体式洋上風力プロジェクト単体の定義及び管理ストライクプライスの導入が決定された。さらに、浮体式洋上風力発電を設置する際の最低水深を、60 メートルから 45 メートルに変更した。

第 4 回アロケーション・ラウンドの結果は、上限価格 122.00 ポンド/MWh に対して落札価格 87.30 ポンド/MWh、設備容量 32.00MW であった（詳細は 2.2.2(5)を参照のこと）。

(7) 再エネ促進策に対する国民負担の動向

イギリスでは、再生可能エネルギーを支援する賦課金は小売事業者間で平準化され、電力料金に上乗せされ電力需要者負担となる。但し、各需要家への賦課方法は小売事業者の裁量に委ねられており、賦課金単価は算定されていない。

卸電力事業者は、Electricity Supply Standard License Condition 19A において、発電及び電力供給における事業活動の収入、費用、及び利益といった情報に関する Consolidated Segmental Statement をウェブ上で公表することが義務付けられているため、公表値から Ofgem は一般家庭の平均電力料金に占める各費用項目の内訳を下図の通り算定している。事業者が公表した総費用及び総顧客数を用いて算定されているため、料金の種類（電力のみか電気・ガスセットか）等は反映されておらず、概算となる。

2021 年 8 月時点で、環境・社会義務費用は全体の 25%程度を占めている。環境・社会義務費用に含まれるのは、発電事業では EU ETS や CPF（CO_2 排出価格の下限値）といった排出関連

制度であり、卸売事業では CfD、CM（容量市場）、ECO（大規模電力供給事業者による一般家庭向け省エネ推進義務）、WHD（Warm Home Discount[120]）といった社会制度の管理、LEC（賦課金免除証書）、AAHEDC（配電費用が高いエリア[121]の支援）といった制度である。

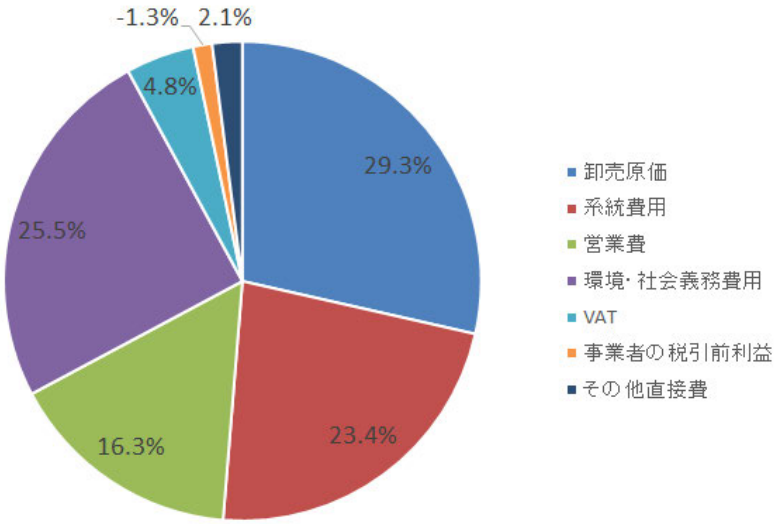


図 2.2-7　一般家庭の平均電力料金の内訳（2021 年 8 月時点）

出所）Ofgem, “Breakdown of an electricity bill,”[122]をもとに作成

2.2.3 建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) 建物一体型の太陽光の導入促進策

イギリス政府は 2050 年のネットゼロ目標を達成するための取組みの一環として、2020 年 1 月 1 日に Smart Export Guarantee（SEG） スキームを開始した（詳細は 2.2.2.（2）を参照のこと）。この SEG スキームの中に建物一体型太陽光の導入を促進するための制度が含まれている。

SEG は、2019 年に終了した固定価格買取制度の後継にあたる買取制度で、住宅所有者が建物一体型太陽光を導入する際に適用される。屋根置き型の小規模太陽光発電設備とそれに付帯する蓄電設備に SEG を適用することで、住宅所有者は National Grid 社から売電量に応じた収入を得ることができる。条件としては、発電容量が５MW 以下で、MSC 認定を受けた設備であることを証明する必要がある。さらに、50kW 未満の発電機については、インストーラーが認定されていることを証明する必要がある。

(2) 蓄電設備導入に係る施策

National Grid 社によると、イギリスでは現在約 1.4GW の系統蓄電池が稼働しており、2025

[120] 燃料貧困層向けの電気料金割引制度。

[121] 現在は北スコットランドのみが指定されている。

[122] https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/all-available-charts（2023 年 1 月 30 日取得）

年までに約 10GW に増加する見込みである[123]。ビジネス・エネルギー・産業戦略省と政府代表は、エネルギー貯蔵を最優先事項としており[124]、2016 年に１MW 以下であった運用中の蓄電設備は、2020 年 4 月に 1GW 超えた。現在、開発パイプラインには約 16GW のプロジェクトがある。このような急激な蓄電設備の増加の背景には、2020 年以降に行われた次の 4 つの法制度や仕組の改正・整備がある。

① **蓄電設備の定義の明確化**：これまで、蓄電設備は電力網の規制を規定する法律（1989 年電気法）において定義されておらず、関連する免許制度でも扱われてこなかった。法律や規制の解釈から、慣例として発電機と分類されてきたが、このような不明瞭な扱いは投資対象としての蓄電池の魅力を半減させていた。このような状況に対し、2020 年 11 月 29 日、Ofgem は蓄電設備を一次法に定義し、免許制度に関しては他の発電設備と同等の扱いとした。加えて、電池とみなされるも、みなされ無いものを明確化した。
【電池とみなされるもの】electrochemical batteries, gravity energy storage, air-based storage etc.
【電池とみなされないもの】transformers, inductors, thermal energy when stored energy is not re-converted to electricity

② **国レベルの許認可の撤廃**：2020 年 12 月、蓄電設備の容量が 50MW を超える大規模蓄電（揚水発電を除く）を国家的重要インフラプロジェクト（NSIP）制度の対象から除外する法律が施行された。NSIP 制度は、大規模なインフラプロジェクトを対象とし、プロジェクトの開発許可命令は国務長官との事前協議、提出、審査プロセスを経る必要があると定めているもので、協議と事前申請期間に最大 13 ヶ月かかることもあり、大規模蓄電設備の開発に対する大きな障害であった。系統蓄電池は、太陽光や風力といった他の大規模インフラプロジェクトと比較して環境負荷が少ない点が考慮され、撤廃に至った。

③ **バランシングコスト 2 重課金の廃止**：2020 年 5 月、Ofgem は、蓄電設備に対するバランシングコストの二重課金を廃止し、最終消費者料金の徴収もやめることを決定した。

バランシングコストは、National Grid 社が 30 分毎に系統に輸出入されるエネルギー量に基づいて、発電事業者と需要家から系統維持にかかった費用を回収するために Balancing Service Use of System charge（BSUoS）を通じ課金される。

蓄電設備は、系統から電力を取り込み、それを貯蔵し、需要家に電力を供給するという一連の流れの中で、貯蔵した電力と供給した電力の両方に対して BSUoS を支払うことになっていた。しかし、このような二重課金は、蓄電池事業者を競争上不利な立場に置くものと認められ、撤廃に至った。2021 年 4 月 1 日以降、一定の要件を満たした蓄電設備については、電力を供給する際にのみ BSUoS が課金されている。

[123] https://www nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2020-documents（2023 年 1 月 30 日取得）
[124] https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=8cbd205e-0e4c-4dc4-9162-1c31c6e5aa62（2023 年 1 月 30 日取得）

加えて、2020 年 11 月 29 日以降、政府の補助金制度の財源として最終需要家が支払う最終消費賦課金（FCL）について、蓄電ライセンス保有者が蓄電のために電力を購入する場合には、支払う必要がないことを明確化した。

④ **CfD 契約の対象へ追加**：2021 年 12 月に公表されたアロケーションラウンド 4 以降、再エネ設備に付帯する蓄電設備が CfD 契約の対象に追加された[125]。ラウンド 3 までは、バランシングメカニズムユニット（BMU）のライセンスを取得していない再エネ設備併設の蓄電設備から系統へ流す電力については、再エネから発電された電気かどうか（系統から取り込んで売電することが技術的には可能なため）確認する方法や、蓄電設備の技術要件が整理されていなかったため、CfD の対象外とされていた。しかし、ラウンド 4 以降は LCCC が定めた要件[126]を満たす再エネ設備併設の蓄電設備の場合は、その設備からの出力についても CfD の支払いを受けることができるように変更された。

2.2.4 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

小規模 FIT 制度の買取期間が終了した設備は、引き続き SEG 制度に基づき、小売事業者が提示した価格での買取を受けることが可能となっている。

大規模再エネについては、CfD の入札へ参加することができ、非 FIT や卒 FIT 案件を推進するような特別な施策は見当たらない。

2.2.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 物価変動対策

2.2.2（3）にて言及している通り、LCCC による Strike Price Adjustment Guidance(2020)[127]及び EMR Settlement Ltd.が LCCC のガイダンスに基づき 2022 年 3 月末に発表した Strike Price Adjustment Calculation[128]によると、毎年 CfD 契約のストライクプライス調整が行われ、その中で物価変動も考慮される。

以下、2.2.2.（3）B）の再掲になるが、計算式を記載する。CPI（消費者物価指数）は、初年度のストライクプライスとストライクプライス調整額の合計に乗じることになり、

$$\text{Strike Price} = (\text{SP base} + \text{ADJtbase}) \times \prod t$$

SP base：当初ストライクプライス

[125] 31.1 (F)参照 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1022968/draft-cfd-standard-terms-conditions-october-2021.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

[126] Storage Co-location Guidance.pdf (cfdallocationround.uk)（2023 年 1 月 30 日取得）

[127] https://www.lowcarboncontracts.uk/publications/strike-price-adjustment-spa-guidance-july-2020（2023 年 1 月 30 日取得）

[128] https://www.emrsettlement.co.uk/strike-price-adjustment-calculation-2022/（2023 年 1 月 30 日取得）

ADJtbase:決裁単位(t)に適用されるストライクプライスを基準年単位で表したもの
∏t：CPI

（参考原文）

Strike Price = (SP base + ADJtbase) x ∏t

where:

SP base is the Initial Strike Price;

ADJtbase denotes the sum of the Strike Price Adjustments

applicable to Settlement Unit (t), expressed in Base year terms; and

∏t is the Inflation Factor applicable to Settlement Unit (t).

例えば、SP ベースが 100 ポンド/MW、ADJ ベース t が 2.55 ポンド/MWｈで∏t が 1.05 の場合、(£100/MWh + £2.55/MWh) * 1.05 = £107.68/MWh となる。

CPI（消費者物価指数）反映については、次の式で名目価格に換算される。下記は CfD 制度の下で契約・発電しているすべての再エネアセットに対して適用される。

$CPI\ Adjustor_{£2021/2022 \rightarrow £2022} = AvarageCPI_{2022} / AverageCPI_{2021/2022}$

例えば、2011 年度ベースの予算を最新の基準価格（発行時点では 2014 年 6 月）に引き直す際には、1.0636 のインフレーター[129]が使用される」

(2) 自国産品の優遇策

ビジネス・エネルギー・産業戦略担当国務長官（DBEIS）が発行する SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[130]が 2022 年 7 月に更新され、CfD 決済を申請する 300MW 以上の発電事業については、次のことが求められることとなった。

- 発電容量３００MW 以上の事業で CfD の入札に参加する事業者は、発電所のサプライチェーン計画について、DBEIS の承認を受け、その証明書を National Grid ESO へ提出する。
- 加えて、すでに決定したアロケーションラウンド 4 の事業者もこの基準に基づき、すでにスタートしている計画に対して引き続き DBEIS からモニタリング評価等を受ける。

【サプライチェーン計画の評価指針】

DBEIS は、政府戦略「Build Back Better: Our Plan for Growth」4 の目標に沿っているかの視点でサプライチェーン計画を評価・承認する。発電事業者が作成・提出する申請書は、下表内の項目について確認するアンケート形式で構成されている。

[129] イギリス国家統計局（ONS）が公表する、CPI（消費者物価指数）を使用して算定。）

[130] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf （2023 年 1 月 30 日取得）

表 2.2-25　Build Back Better: Our Plan for Growth の４つの目標

	項目	内容
1	グリーン成長	①　ネットゼロとレベルアップネットゼロの推進が、様々な主体に対して新たな経済機会を創出し、新たな低炭素産業の確立、サプライチェーンの脱炭素化を促進する。 ②　加えて新たな産業集積地を創出する。
2	イノベーション	③　革新的な技術を育成し、商業化することで、より効率的な機器、改善された設置方法、新しい技術を生み出す。 ④　これにより、プロジェクトのコストを削減し、再生可能エネルギー発電の技術的な課題を克服することができ、ひいては、ネットゼロ目標の達成に貢献する。
3	インフラ	・　ネットゼロを達成するための障壁を取り除き、投資を拡大する。 ・　また、インフラへの持続可能な投資を促進することで、経済のレベルアップに必要な手段を提供する。
4	スキル	・　再エネに必要なスキルを身につけるための労働力の訓練と移行を支援することにより、多様で熟練した労働力を育成し、雇用機会を増やす。 ・　再エネ産業が社会全体を反映し、倫理的かつ安全に運営されるようにする。

出所）SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[131]をもとに作成

また、採点基準の全体像[132]は下表の通り。

131

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf　（2023 年 1 月 30 日取得）

132

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

表 2.2-26　サプライチェーン計画の採点基準

Scoring Criteria at application stage		Scoring Criteria at implementation assessment stage	
For scored sections of the questionnaire only		For scored sections of the questionnaire only	
Marks will be awarded for the comprehensiveness of response, scale of ambition in activities and anticipated outcomes, feasibility, whether you identify quantifiable outcomes with measurable metrics, and how delivery will be assured (e.g. through contractual commitments, details of your company's internal measurement/monitoring processes and obligations, including reporting). A high weighting is placed on the scale of ambition.		Marks will be awarded for the comprehensiveness of response, scale of ambition of agreed commitments and delivered outcomes, whether you have identified quantifiable outcomes with measurable metrics, and/or how you are assuring delivery (e.g. through contractual commitments, details of your company's internal measurement/monitoring processes and obligations, including reporting). A high weighting is placed on the scale of your initial ambition.	
Fully comprehensive responses to all parts of question with activities and/or processes delivering in aggregate a high material contribution to international and UK supply chains to support the low **carbon electricity sector, supported by detailed evidence of feasibi**lity, assurance of delivery, and measurable outcomes	4	Fully comprehensive reporting against the agreed commitment, with activities and/or processes delivering in aggregate a high material contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by detailed evidence of delivery or ongoing efforts to deliver, and measurable outcomes.	4
Responses to all parts of question with activities and/or processes delivering in aggregate a high material contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by evidence of feasibility, assurance of delivery, and measurable outcomes	3	Good or fully comprehensive reporting against the agreed commitment with activities and/or processes delivering in aggregate a moderate or high material contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by evidence of delivery or ongoing efforts to deliver, and measurable outcomes	3
Partial responses to the question with activities and/or processes delivering in aggregate a moderate contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by evidence of feasibility, assurance of delivery, and measurable outcomes	2	Partial reporting against the agreed commitment with activities and/or processes delivering in aggregate a moderate contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by evidence of delivery or ongoing efforts to deliver, and measurable outcomes	2
Incomplete responses to question with activities and/or processes delivering in aggregate a low contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector.	1	Incomplete reporting against the agreed commitment with activities and/or processes delivering in aggregate a low or moderate contribution to international and UK supply chains to support the low carbon electricity sector, supported by limited evidence of delivery or ongoing efforts to deliver, and measurable outcomes.	1
No or minimal information and supporting evidence provided and/or required tables not completed	0	No or minimal information and supporting evidence provided and/or required tables not completed, and/or no evidence of delivery nor of efforts to deliver the agreed commitment	0
Note that at application stage only, question 4.3 and 4.4 (i) will be scored as follows: 100% of marks will be attributed to the application that proposes and evidences the highest number of positions or direct jobs per MW, and all other applications will be scored against this benchmark with the lowest proposal getting 50% of marks. Not providing any information on this question will award no marks. Note that for 4.4(i) the score is based on total number of jobs (UK and RoW combined), with no distinction between the two in the marking. For 4.4 (ii), scoring will be based on the same methodology as the rest of the questionnaire. Question 4.4 will be split equally in terms of marks between parts (i) and (ii).			

出所）SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[133]

【採点基準における自国製品や企業を優遇する内容】

評価基準のうち、自国製品や企業を優遇する内容については、SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE に基づき作成・公開されている Supply Chain Plan Questionnaire Submission Template[134]にて具体的に説明されている。例えば、イギリスに係る部分の割合が多い又は内容に対する評価が高いほど高得点が得られ、サプライチェーン計画の承認が得やすくなる。

特に自国産品優遇に関係する評価のために提出する情報は以下の通り。

133 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf （2023 年 1 月 30 日取得）

134 https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-supply-chain-plan-questionnaire-and-guidance（2023 年 1 月 30 日取得）

①. イギリス内への経済効果に関する内容

プロジェクトライフサイクルの DevEX 、CapEx、 OpEx、 DecEx それぞれについて、イギリスの企業やサービスに支払われる予定額を試算する。さらに全体に対するイギリスに払われる金額の割合を示し、それらの数字の根拠も併せて提出。

②. 国際競争力をつけるための内容

国際的なサプライチェーンとイギリス内のサプライチェーンにおける能力や生産性のギャップを特定・解決し、それによりプロジェクトのコスト通りスクを削減するため、開発・建設・運営の各フェーズでこれまで実施した、又はこれから実施する予定の取組みを 3 つ記述したものをまとめ、根拠と合わせて提出。

③. イギリス企業への機会提供

プロジェクトの調達プロセスにおいて、イギリスのプレーヤーが競争入札等に参入する機会を完全かつ公正に確保するための方法を説明し、その根拠を提出。

④. 地域社会との関わりに関する内容

地域社会とのかかわり方について、どのような戦略を立てる予定か、コミュニティ・ベネフィット契約書、覚書、趣意書などの根拠を添えて、協議の結果を説明するものを提出。

⑤. イギリス居住者の採用に関する内容

イギリスの労働市場全般、特にプロジェクト実施池の労働市場に、プロジェクトに関連する募集・採用の機会をどのように周知するか説明する書類。また、適切な資格を有する熟練労働者の採用において、イギリス居住者に平等活公正な配慮を提供する方法を説明する文書を提出。

【計画提出から評価､承認までのタイムライン】

事業者が計画を作成・提出してから承認を得て CfD に参加できるまでのタイムラインは下記の通り。

- DBEIS がサプライチェーン計画の受付期間を公表。
- 事業者は期間中に計画をメールで提出。
- DBEIS は、できる限り書類の不備について事業者に通知し、事業者は通知から 3 日以内にその書類を追加提出。
- 提出から 30 日以内に評価結果が通知される。
- 通知までの間に DBEIS は事業者へ質問したり、追加の書類を求めたりすることあるので、事業者は 3 日以内にそれに回答する。
- 事業者は、サプライチェーン計画の承認通知を DBEIS から受けたら、その旨を National Grid ESO へ届出ることで CfD に参加できる。
- 一度承認を得た計画は 12 か月間有効で、その間の CfD に参加できる。
- サプライチェーン計画が却下された場合、BEIS は申請者にその却下を通知し、却下の理由と申請者が利用できる可能性のある対応方法について書面で説明する (却下の声明)。

計画提出から施行完了までの詳細フローについては、下図の通り。

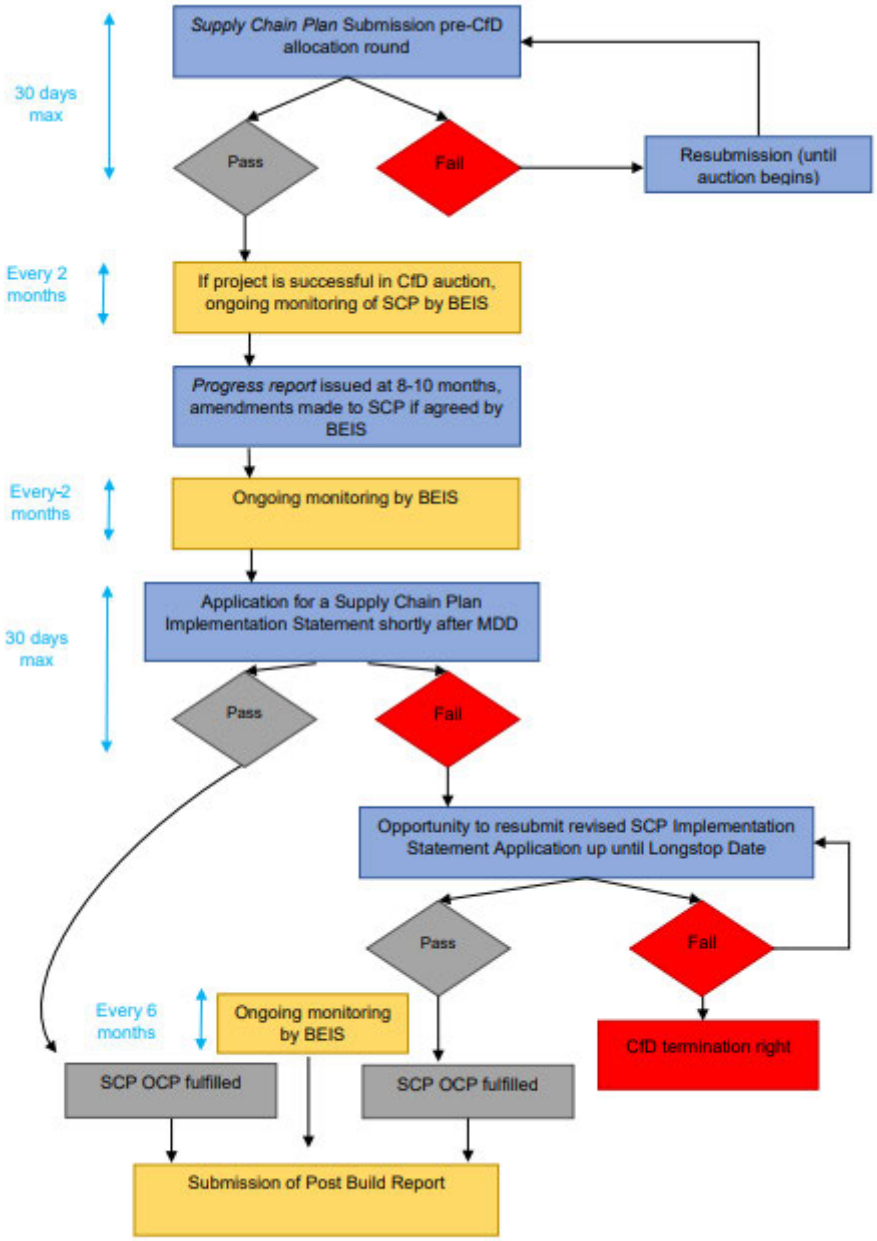


図 2.2-8　サプライチェーン計画の提出から施工完了までの流れ

出所）SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[135]

【承認後のモニタリング】

申請段階での評価・承認の後に、別途、実施段階の評価（モニタリング）が実施される。

- モニタリングでは、申請・承認時点と同じ評価基準に基づき、承認された内容が実際に行われているかの確認が行われる。この際、事業費の支出に関しては、申請時よりも詳細な根拠資料の提出が求められる。

135
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf　（2023 年 1 月 30 日取得）

- モニタリングで、当初承認された計画を実行できないことが明らかになった場合、事業者は代替案を計画し、その内容について改めて DBEIS へ申請、承認を得る必要がある。
- 代替案の申請が困難な場合でも、当初計画を達成するために実行的かつ持続的な努力をした根拠を示すことで、DBEIS はその努力を認める。計画が未達成であることに対するペナルティは課されない。

表 2.2-27　モニタリングにあたってのチェックシートテンプレート

Progress to date and RAG ratings are examples of the type of information that could feature

Reference	Marks available	Detail of commitment	Progress to date	RAG
PROJECT SUMMARY				
S1	0	Project size and location		
S2		Ownership structure		
S3		Project Milestones		
S4		Core components		
S5		Written Summary		
GREEN GROWTH	**500**			**Overall**
1.1	175	UK Content rationale		
1.2	75	Low carbon footprint in supply chains	Original level of ambition? KPIs met? Evidence provided?	
1.3	50	Supply chain development		
1.4	75	Visibility of opportunities to suppliers		
1.5	25	Contracting strategy and procurement process		
1.6	100	Promote new entrants and SMEs		
INFRASTRUCTURE	**500**			**Overall**
2.1	125	Coordinate supply chain activity		
2.2	225	Supply chain infrastructure		
2.3	100	Alignment with local economic strategies		
2.4	50	Community engagement		
INNOVATION	**500**			
3.1	135	Developer investment in R&D		
3.2	135	Suppy chain partners investment in R&D		
3.3	135	Innovation and novel technologies		
3.4	95	Innovative business processes and methods		
SKILLS	**500**			
4.1	50	Market information on skills		
4.2	50	Project recruitment and hiring strategy		
4.3	125	Apprenticeship, trainee and scholarship		
4.4	175	Number of jobs: UK and RoW		
4.5	50	Workforce equality of opportunity		
4.6	25	Health and safety standards		
4.7	25	No modern slavery or labour exploitation		
OVERALL ASSESSMENT OF PROGRESS TO DATE				

出所）SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[136]

【ラウンド４の事業者の扱いについて】

SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[137] は、2021 年 7 月に発表され、ラウンド 4 に参加した

136 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf （2023 年 1 月 30 日取得）

137 Supply Chain Plan guidance for projects of 300MW or more applying for a Contract for Difference

事業者は下記のタイムテーブルで公募前からサプライチェーン計画の承認・評価のプロセスをスタートさせていた。そのため、ラウンド４に参加している時点で計画の内容を一定認められている。

表 2.2-28　付則 A：ラウンド４事業者向けの申請・承認のタイムライン

2021 年 7 月～8 月	DBEIS がワークショップを開催、申請予定者は、要件を満たせそうにない部分について相談する。
2021 年 9 月	申請窓口開設、受付期間は 1 週間、同月中に DBEIS は評価結果を公表
2021 年 9 月～12 月	不合格となったサプライチェーン計画は、この期間中に再提出することができる。

出所）SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[138]

その上で、2022 年 7 月の SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE の更新を受けて、現行の内容に基づき、DBEIS が計画のモニタリングなどを実施する。すでに一定進んでいるものを、再評価しその結果不合格になるといった説明はなく、上記のフローに則って承認後のモニタリングを受けることになる。

しかし、原則としては、DBEIS による計画の承認を受けること及び事業開始後のモニタリングを受けることは、事業者が CfD 契約に基づく支払いを受ける際に適用される Operational Condition Precedents (OCP)を満たすために必要な事項であもあるため、SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE 4.32 の規定にある通り、サプライチェーン計画の評価点数が 50%以下のものは、OCP を履行する見込みがなく、契約解除につながる可能性があると説明されている。該当部分の原文は、以下の通り。

（原文）

1.2　From the Fourth CfD Allocation Round, successful Applicants2 will also need to receive a further statement from the Secretary of State confirming they have successfully passed their Supply Chain Plan Implementation assessment (a "Supply Chain Implementation Statement"), confirming delivery of, or progress against, the activities and outcomes committed to in the scored sections of the Supply Chain Plan, in order to be able to fulfil one of their CfD Operational Condition Precedents (OCP)

4.32. Generators that do not achieve at least 50% (as a percentage of total marks) in each section of their Supply Chain Plan commitments at implementation stage are unlikely to fulfil their OCP, which may lead to contract termination. Termination of a CfD contract is recognised to be a significant consequence and is a last

(publishing.service.gov.uk)：
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

138
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf　（2023 年 1 月 30 日取得）

resort. This is consistent however, with the use of Supply Chain Plan statements as an eligibility requirement for the CfD. Commitments are made on which eligibility for a CfD is assessed, and the government considers that these commitments should be delivered upon, with consequences for non-delivery

【採点基準や合否について】

採点に関する内容は、SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE[139]の 3 章に記載があるが、承認が得られる（issue a statement と表現されている）点数については明言されていない。

合否は、各項目で 50%以上得点できているかいないかが目安であるとのことだが、不合格＝承認しないという訳ではなく、あくまでも可能性が低くなるとの説明である。該当部分の原文は、以下の通り。

（原文）P.11, 3.16

Applicants scoring less than 50% (as a percentage of marks available) in one or more sections of their Supply Chain Plan are unlikely to pass, and therefore unlikely to be issued with a statement by the Secretary of State approving their Supply Chain Plan.

「1 つ又は複数の項目で 50%未満の得点を得た申請者は、合格の可能性が低く、したがって DBEIS から声明を得られる可能性が低くなる。」

その他、採点及び合否判定に関する説明として下記の内容が示されている。

- 採点は、根拠として提出された定量化可能な成果/測定可能なものを基にどのような成果が得られるかを評価するが、DBEIS はすべての項目が測定可能な結果を提供できるわけではない点を認識しており、採点は必要に応じてその点を考慮する。
- 申請時点でどちらの方法を取るか決めていないため 2 つの施策案を提出する場合は、2 案の平均点をその項目の得点とする。しかし、2 案のうち不合格と判定された案がある場合は、その項目が不合格となる可能性が非常に高い。

【ラウンド５参加予定事業者のサプライチェーン計画承認状況】

ラウンド 5 への参加を希望する事業者向けの、サプライチェーン計画の申請は、2022 年 12 月 12 日に締め切られた[140]。事業者の承認状況や採点についての詳細については現時点で公開されていない。

(3) 太陽光パネルに係る強制労働への対応

イギリスにおいては、イギリスに本社を置く、あるいはイギリスで製品を販売する多くのグロ

[139] Supply Chain Plan guidance for projects of 300MW or more applying for a Contract for Difference (publishing.service.gov.uk)：
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1087489/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf

[140] https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20AR5%20Pre-Application%20Activities%20Guidance%20v2.0.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

ーバル企業のサプライ・チェーンにおいて、強制労働が存在するという認識が広まっている。法的な枠組みとしては、既存の Modern Slavery Act 2015（MSA）を改正する動きがみられるが、現時点で改正には至っていない[141]。

これまでの経緯としては、2021 年 6 月の G7 でイギリス首脳が奴隷労働についての懸念を表明したことを皮切りに、2021 年 10 月 22 日、イギリスの貿易大臣が、農業、太陽電池及び衣料品セクターにおける、脆弱なグループ及び少数民族に対する国家による強制労働を含む、グローバル・サプライ・チェーンにおけるあらゆる形態の強制労働に関するイギリスの認識を共有した[142]。その全内容は以下の通りである（冒頭で太陽電池に言及しているが、それ以上の再エネ設備に関する具体的な説明はない）。

グローバル・サプライ・チェーンにおけるあらゆる形態の強制労働に関する認識：

- 農業、太陽電池及び衣料品セクターにおける、脆弱なグループ及び少数民族に対する国家による強制労働を含む、グローバル・サプライ・チェーンにおけるあらゆる形態の強制労働について、ルールに基づく多国間貿易システムの中にそれを認める余地はない。
- 強制労働の対象となる人々が世界中で一日あたり約 2500 万人いることを認め、すべての国、多国間機関、企業に対しグローバル・サプライチェーンから強制労働を根絶するために協働するよう求める。
- グローバル・サプライ・チェーンからあらゆる形態の強制労働を根絶するために、協力を強化し、集団的努力を行う分野を特定するという、G7 首脳から我々に与えられた課題を真摯に受け止めた。
- 貿易政策が、グローバル・サプライ・チェーンにおける強制労働を防止、特定、排除するための包括的アプローチにおける重要な手段の一つとなり得ることを認識する。
- さらに、強制労働が世界的な問題であり、効果的な行動は、国際労働基準、国連ビジネスと人権に関する指導原則（UNGP）、及び責任ある企業行動に関する国際基準（国連、特に ILO、経済協力開発機構（OECD）などの多国間機関における共同の努力を含む）に基づくべきであると認識する。
- したがって、強制労働を包括的に防止し、強制労働の被害者に保護と適切かつ効果的な救済へのアクセスを提供するために、各国政府、労働者団体及び使用者が自国及び多国間機関において行ってきた長年にわたる国際協力に感謝する。
- 2021 年の G7 5 月貿易コミュニケと、ILO、OECD、国際移住機関（IOM）、国連国際児童緊急基金（UNICEF）によるグローバル・サプライチェーンにおける児童労働、強制労働、人身売買の終結に関する 2019 年報告書を想起する。
- さらに 2015 年のエルマウにおける G7 首脳による持続可能なサプライチェーンの育成、2019 年のパリにおける G7 社会大臣によるグローバル・サプライチェーンにおけるディーセントワーク、責任ある企業行動、人権デューディリジェンスの促進、2018 年のメンドーサ

[141] Forced labour in UK companies' supply chains: is a UK due diligence law the answer? - Lexology（2023 年 1 月 30 日取得）

[142] https://www.gov.uk/government/news/g7-trade-ministers-statement-on-forced-labour-annex-a（2023 年 1 月 30 日取得）

におけるG20労働雇用大臣による児童労働、強制労働、人身取引、現代奴隷の根絶のためのコミットメントを想起する。

- すべての国、多国籍機関、企業に対し、強制労働を防止し、強制労働の犠牲者を保護し、強制労働の犠牲者に救済を与えるために、人権と国際労働基準を支持し、グローバル・サプライチェーン全体で責任ある企業行動に関する関連原則を尊重することを約束するよう呼びかける。
- これには、「労働における基本的原則及び権利に関するILO宣言とそのフォローアップ」に示された国際労働基準の遵守、強制労働の指標を定めた「強制労働の測定に関するILOガイドライン」の活用、UNGPの実施が含まれる。
- 強制労働の根絶、強制労働の犠牲者の保護、グローバルなサプライチェーンの透明性の向上、そして UNGP が認めるビジネスと人権の原則の実現に向けた政府の重要な役割を認識している。
- 政府は、リスク管理ツールを共有し、データと証拠の収集を奨励し、自らの事業運営と調達方針において国際労働基準を守り、公的資金によるプロジェクトの評価に国際労働基準の尊重を含めることによって、これらの目標達成を支援することができる。
- さらに、発展途上国が取り残されないようにするため、デジタル経済内やグローバルサプライチェーンのトレーサビリティを向上させるための新技術の利用を含む経済のあらゆる領域において国際労働基準を守る必要性を認識する。
- 企業のための明確性と予測可能性をさらに高めることにコミットする。
- さらに、セクターレベルを含む OECD 多国籍企業ガイドライン及び責任ある企業行動に関するデューディリジェンス・ガイダンス、多国籍企業及び社会政策に関するILO三者宣言及び公正な採用に関する ILO 一般原則、IOM の倫理的採用基準、及び国連総会に沿った責任ある採用慣行を含むがこれに限らない人権デューディリジェンスに関する指針を推進することにコミットする。この点に関して、OECD 多国籍企業行動指針のナショナル・コンタクト・ポイントの役割を強調する。
- 国連、ILO、OECD 等の関連する多国間機関において、強制労働に関するデータと証拠を収集・共有するための共通の定義と指針を推進し、グローバル・サプライチェーンを通じて、企業が国際労働基準と責任ある企業行動に関する国際基準を遵守することを促進することにコミットする。
- 個人を強制労働から保護し、グローバル・サプライチェーンが強制労働の使用を排除し、強制労働を行った者が責任を負うことを確保するために、利用可能な国内手段及び多国間機関を含む協力を継続して行う。
- 貿易政策がグローバル・サプライチェーンからの強制労働の根絶にいかに貢献できるかについて技術交流を継続し、我々のベストプラクティスを更に改善するために途上国を含む関係者との対話に参加し、データと証拠を共有するための様式を特定することの重要性を認識する。
- 国連、ILO、OECD などの多国間機関と緊密に協力し、ILO 基本条約、特に 2014 年議定書を含む強制労働条約（29 号）及び強制労働撤廃条約（105 号）の効果的な実施を促進することにコミットする。我々は、人間の尊厳を促進し、国際労働基準と責任ある企業行動の実施

を強化し、個人が強制労働やその他の労働権の侵害を受けにくくするために、G7 雇用タスクフォース及び G7 外務・開発担当大臣と緊密に連携していく。

加えて、直近の動きとしては、石炭庁が 2022 年 4 月 7 日に Corporate report：Modern slavery statement を公表し[143]、その中で、太陽光発電所の計画は奴隷のリスクが本質的に高いと認識している分野とし、炭坑敷地内におけるソーラーパネル敷設等を行う場合の、調達の際には配慮することを表明している。

【参考】該当部分の原文

Corporate report：Modern slavery statement

1. Foreword

Here at the Coal Authority, we are committed to high standards of ethical and governance arrangements in respect of impartiality, integrity and objectivity in managing public funds and our activities. We have a zero tolerance approach to modern slavery, and support the UK Government's objectives to eradicate modern slavery and human trafficking. We will continue to work with BEIS and Central Government to positively influence policy; particularly around those areas of our supply chain where we recognise that there is an inherently high risk of modern slavery across similar purchases made by the public sector, such as the hardware required for solar schemes on our sites.

2.2.6 地域の理解に向けた取組

イギリスでは、2020 年に CfD 制度に関する改正案（Proposed amendments to the CfD scheme： government response to the consultations）が公表され、複数の改正目的のうちの一つに、コミュニティ支援が含まれることとなった。これにより、今後の CfD 制度の運用に際しては、地域コミュニティとの共生、再エネ事業に派生する地域貢献に重きが置かれることになる。なお、CfD 制度に関する改正目的[144]は以下の通り。

- ネットゼロの実現： 経済全般の法定目標で引き上げられた目標値を推進
- バリューフォーマネーの達成：政府の支援による再生可能エネルギー発電のコスト削減、及び一般家庭及び事業者に安全で適切な価格のクリーンエネルギー供給を実現
- **コミュニティ支援：デベロッパーが地域コミュニティの声に耳を傾け、エネルギー開発に地方の環境・経済の実情を反映**
- 低炭素経済の推進：生産性を上げ、地域の成長促進
- エネルギーの安全保障の維持：低コストを達成し、低炭素発電網を実現するのに必要な新たな電源の導入推進

[143] https://www.gov.uk/government/publications/modern-slavery-statement/modern-slavery-statement（2023 年 1 月 30 日取得）

[144] Contracts for difference for low carbon electricitygeneration, consultation on proposed amendments to the scheme: https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020（2023 年 1 月 30 日取得）

(1) 再エネ設備設置に係る地域理解促進のための法制度

イギリスにおいて太陽光発電所や風力発電所を建設する際に、事業者に対して地域コミュニティに対して計画を説明し、理解を求め、地域側の意見を聴取する義務等を直接的に課している法令は、都市計画法（Town and Country Planning Act、TCPA）のみである。事業計画地内に立木がある場合は、環境法も適用されることがあり得る。

A) 都市計画法（TCPA）に基づく理解促進のための手続き

再エネ設備の開発・建設については、都市計画法（Town and Country Planning Act、TCPA）の中で近隣地域開発に関する規制（Neighbourhood development orders）が適用される。

同法第 61W 条及び第 61X 条では、近隣地域を包括した開発計画を作成することをはじめ、地域理解促進に資する内容や、開発計画の申請に先立ち地域コミュニティと対話を実施することを義務付けている。

都市計画法に基づく 50MW 未満の再エネ設備を開発・建設する場合、事業者は、計画策定段階において、説明会、公聴会や展示会等の方法を用い、地域との共生計画の準備、環境影響調査結果の共有及び地域コミュニティにもたらされる利益の特定を行う。この説明会、公聴会や展示会等で住民から意見を聴取し、それら意見を計画に反映した後に、地方自治体へ計画を提出し承認を求めることができる。

計画が承認された後、事業者は具体的な開発・建設の諸条件を満たすために取り組むことになるが、その中で地域コミュニティにもたらされる利益に関する合意を取りまとめる。

なお、50MW 以上の再エネ設備の設置に関しては、全国的に重要なインフラプロジェクト（Nationally Significant Infrastructure Projects （NSIPS））と位置付けられ、TCPA 第 61W 条及び第 61X 条の地方自治体承認に加えて、エネルギー国務長官（the Secretary of State for Energy and Climate Change）による計画に対する同意が必要となる。

(2) 地域経済への投資や地域インフラの改善をもたらす制度

ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、再エネの設備設置に係り地域経済への投資や地域インフラの改善をもたらす制度として以下３つの制度をあげている[145][146] 。

① Community Benefit Fund：

Community Benefit Fund は、事業者が基金に金銭を支払う仕組みで、基金は地域が事業を行う

[145] Community Engagement and Benefits from Onshore Wind Developments Good Practice Guidance for England：Community Engagement and Benefits from Onshore Wind Developments: good practice guidance for England (publishing.service.gov.uk)（2023 年 1 月 30 日取得）

[146] Community Energy in the UK: Part 2 Final report: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/274571/Community_Energy_in_the_UK_part_2_.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

際の資金調達に利用される。この基金は、地域社会にとって長期的で信頼性が高く柔軟な資金源として、地域、経済、社会、環境分野のプロジェクトに利用される。基金に預けられる発電所収益からの拠出金は、設置された陸上風力発電容量毎に支払われる固定年額、利益又は電力出力測定にリンクされた変動年額、一括払い、又はこれら 3 つ全てを混合した算出方法のいずれかで決定される。

① In-kind benefits Community Benefit Fund：

Community Benefit Fund が地域が事業を行うための資金調達に利用できるのに対し、In-kind benefits は事業者から地域に直接提供される金銭、例えば、重要な地域インフラの更新への資金提供、電気料金割引制度や共有所有権の機会等を指す。In-kind benefits の利点は、基金等と並行して提供することができることに加え、都度、資金配分を検討及び管理する必要がある基金と異なり、より長期的で戦略的な対象へ直接貢献できる点である。

③ Shared ownership：

地域コミュニティが発電所の共有所有権から利益を得る方法で、地域コミュニティが開発主体となって所有権の全部を取得する場合も含む（Ambition Community Energy 等）。事業者と地域による共有所有権には、ジョイントベンチャー、収益の共有、分割所有権の 3 つのスキームがある。

(3) 具体的なトラブル事例・対策：Cornwall 郡の Community benefit funds 活用事例[147]

以下、陸上風力発電所が短期間で乱立したことにより、一時は全国的な反対運動組織を巻き込んで地域コミュニティと事業者が対立する事態に陥ったが、上記の Community Benefit Fund を活用することで、住民の理解を得て、地域コミュニティが風力発電所から裨益する仕組みができあがったコーンウォール郡の事例を説明する。

コーンウォール郡はイギリス南西部に位置する郡で人口約 50 万人、面積 3,559 km2。人口密度がイギリスで最も低い郡の 1 つである。2009 年時点で 57.8MW だった再エネ設備が、2015 年までに 604.6MW に増加した。開発が短期間で局所的に進んだ地域であり、2016 年にはイギリス 56 郡のうち再エネ設備の容量が 4 番目に大きい郡となった。

その中で、陸上風力発電が特に問題となった背景には、2010 年 4 月に導入された FIT 制度がある。500ｋW 以下の風車に 20.6 ペンス/kWh、１．５GW 以下の風車に 10.4 ペンス/kWh という小型の方が補助額が多くなる設計であったことから、この地域に小型で出力不足の風力発電が乱立し、この時点で州内のほとんどの可能性のある土地が開発事業者によって抑えられた。（現在は、小型風車が経済的・技術的に効率的な大型なものへの建替えが進んでいる。）住民による景観悪化などを主な理由とする反対運動が拡大し、2016 年に地元 NGO が実施した調査によると、何があっても風力に反対すると回答するグループが州内全ての地域に一定数存在し、全国的にロビー活動を行う組織と連携した反対運動が展開された。

この事態を受けて、複数の事業者は、景観など対応に時間がかかるものと平行し、短期で対応可能な解決案として、国外や州外の事業者が風力発電から利益し、地域への還元がない点につい

[147] Peak wind: the social acceptance of wind energy in Cornwall (2017）, Dr JuliaTomei, UCLInstitutefor SustainableResources　（2023 年 1 月 30 日取得）

て、風力事業者は、住民の理解を促進し、裨益するために Community benefit funds を創設・運用することとした。Community Benefit Fund とは、事業者が基金に金銭を支払う仕組みで、基金は地域が事業を行う際の資金調達に利用される。この基金は、地域社会にとって長期的で信頼性が高く柔軟な資金源として、地域、経済、社会、環境分野のプロジェクトに利用される。基金に預けられる発電所収益からの拠出金は、設置された陸上風力発電容量毎に支払われる固定年額、利益又は電力出力測定にリンクされた変動年額、一括払い、又はこれら 3 つ全てを混合した算出方法のいずれかで決定される[148]。

コーンウォール郡で運用されている Community benefit funds は、2014 年に風力発電事業から 1,000 万ポンドを超える収入を計上した。Fund s の管理は、コミュニティ協議会による。収入は、幅広い用途に利用でき、フードバンクや地元のお祭り、レイプや性的行為の被害者に対する支援、小中学校への LED ライトの提供等に活用されている。

風力エネルギーに対し根強い反対をしていた一部の人々は、風力から地域の利益が得られる可能性があることを受け入れたがらなかったが、実際に運用が始まってみると、風力発電所に激しく反対していた個人からも Community benefit funds の利用申請があり、誰もが申請し、活用している実態が明らかになっている。

2.2.7 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

イギリスにおける発電設備のリサイクル・廃棄処理等に関する制度は、2014 年 1 月 1 日に発効した WEEE（廃電気電子機器）に対する規制があり[149]、この対象品目に太陽光パネル及び小規模な風力発電機が含まれる。

(1) 太陽光パネルのリサイクルに係る規制

イギリス環境省が示す「WEEE 規制の対象となる電気・電子機器についてのガイダンス」によると、太陽光パネルはすべて EEE 製品である。太陽光パネルは一般的な製品規格があるため、設置場所に関係なく、Household WEEE（住宅用電気電子機器廃棄物）と分類される。これには、大規模なソーラーファームの設置や商業施設で使用されるパネルが含まれる（太陽光発電所は、大規模な固定設備に分類されいない）。

WEEE 規制のもと、対象品目の「生産者」と定義された事業者は、様々な義務を負う。対象品目の「生産者」の定義は、次の 3 つのいずれかに該当する者とされている。

①. 自社で太陽光パネルを販売するイギリスの太陽光パネルの製造者
②. イギリス市場へ太陽光パネルを輸入する業者
③. 他社が製造（または輸入）した太陽光パネルを自社で販売するイギリスの企業

太陽光パネルの卸売りやサイトの開発事業者も②イギリス市場へ太陽光を輸入する業者であり「生産者」とみなされ、義務が課される。

[148] Community Energy in the UK: Part 2 Final report: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/274571/Community_Energy_in_the_UK_part_2_.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[149] https://www.gov.uk/government/publications/weee-evidence-and-national-protocols-guidance（2023 年 1 月 30 日取得）

【「生産者」の義務】

「生産者」には次の義務が課される。

- EEE（電気・電子機器）の製造業者として環境庁に登録。
- イギリス市場にした EEE の総量を報告する。この際、太陽光パネルに加えて付帯する機器についても報告が必要になる場合がある他、蓄電池については別規則に則って個別に報告するため、総量から差し引く。
- 5 トンを超える EEE をイギリス市場に投入する場合、生産者コンプライアンススキーム (PCS) に参加する。
- PCS の基で、イギリスで収集された家庭用 WEEE の収集、処理、回収、及び環境に配慮した廃棄に資金を提供する。
- BSI EN50419 規格に準拠しサイズのリサイクルマークを製品に表示する。
- 新しい EEE をイギリス市場に投入する際は、投入後 1 年以内に、EEE の材料とそのリサイクルに関する情報を提供する。
- 関連文書を最低 4 年間保管する。

(2) 太陽光パネルの回収状況

前述の通り、イギリスでは、使用済み太陽電池モジュールは Household WEEE（住宅用電気電子機器廃棄物） 扱いとなっている。リサイクルの義務を負う「生産者」が、四つの行政区分（イングランド、スコ ットランド、ウェールズ、北アイルランド）毎に PCS（Producer Compliance Scheme）を構成し、 環境局に登録し、太陽電池モジュール販売事業者らが回収などを協力して行う仕組みを採用している。また、PCS はお互いに他社の製品をリサイクルしたクレジットを取引することができる。

四半期別の使用済み太陽電池モジュールの回収量は下図の通りである。

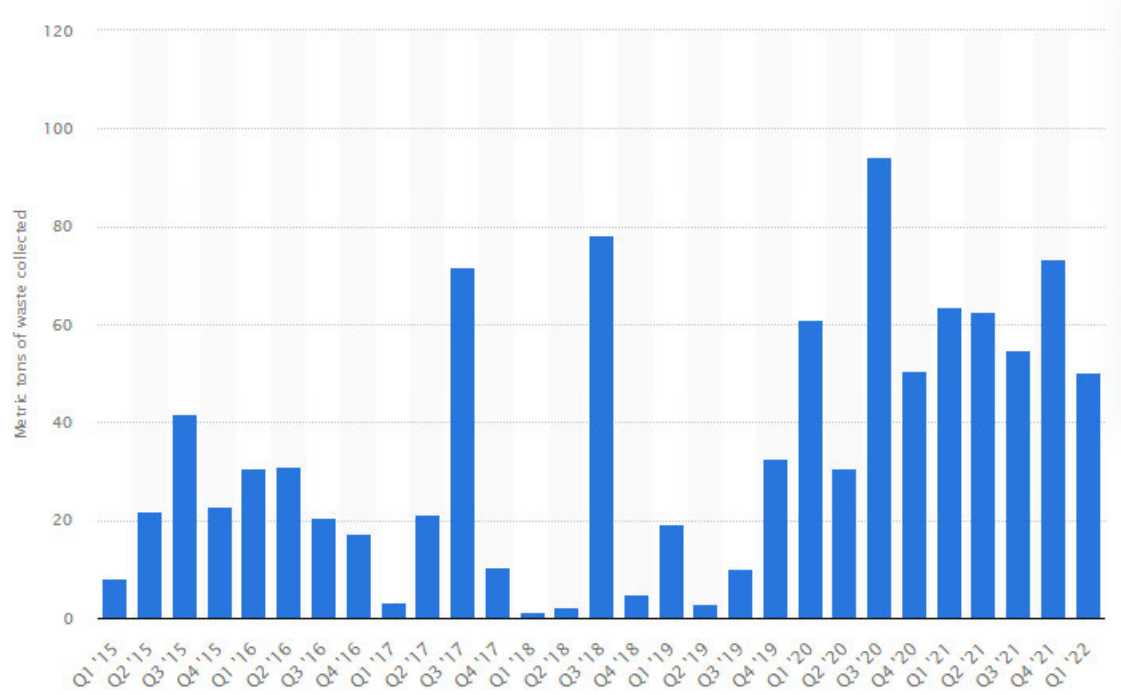


図 2.2-9　イギリスにおける使用済み太陽光パネルの回収量推移

出所）Statista [150]

2021 年に回収された使用済み太陽電池モジュールは 254.2 トン、2022 年第一四半期の回収量は、50.3 トンであった。

PCS による回収スキームに加えて、PV CYCLE という 2007 年に設立された欧州における回収・リサイクル処理の仕組みがあり、イギリスからの回収も確認されている。しかし、PV CYCLE の 2020 年の回収量 7,983 トンのうち、イギリスから回収された量はわずか 1%、およそ 7 トン程度であった[151]。イギリスにおいては、「生産者」により構成された PCS を通して回収されるスキームが主な方法である。

【法定のリサイクル目標】

The Waste Electrical and Electronic Equipment Regulations 2013 のスケジュール 11 のパート 2、パラグラフ 23 に、各 WEEE カテゴリー毎の資源利用及びリサイクルの目標値が規定されている[152]

カテゴリー14 の太陽光パネルは、資源利用率 80%、リサイクル率 70%の目標が設定されている。

[150] UK: quarterly photovoltaic panels waste collected 2015-2022 | Statista　（2023 年 1 月 30 日取得）

[151] https://www nedo.go.jp/content/100950785.pdf　（2023 年 1 月 30 日取得）

[152] https://www.legislation.gov.uk/uksi/2013/3113/schedule/11/made（2023 年 1 月 30 日取得）

表 2.2-29　WEEE カテゴリーに関する資源利用・リサイクル目標

Category	Description	Recovery	Recycling
1	Large household appliances	85%	80%
2	Small household appliances	75%	55%
3	IT and telecommunications equipment	80%	70%
4	Consumer equipment	80%	70%
5	Lighting equipment	75%	55%
6	Electrical and electronic tools (with the exception of large-scale stationary industrial tools)	75%	55%
7	Toys, leisure and sports equipment	75%	55%
8	Medical devices (with the exception of all implanted and infected products)	75%	55%
9	Monitoring and control instruments	75%	55%
10	Automatic dispensers	85%	80%
11	Display screens	80%	70%
12	Cooling appliances	85%	80%
13	Gas discharge lamps and LED light sources	no target	80%
14	Photovoltaic panels	80%	70%

出所）イギリス政府ウェブサイトより抜粋[153]

【太陽光パネルのリサイクル処理について】

イギリスでは、太陽光パネルの素材の 80～95%がリサイクルされていると言われている[154]。また、今後イギリスでは、2023 年時点の試算で今後 10 年間に 30,000 トン程度の太陽光パネルが廃棄される見込みである。

しかし、WEEE コンプライアンス費用から資金提供されている NGO、Material Focus の最高責任者である Scott Butler 氏によると、太陽光パネルのリサイクル処理のための体制は、いくつか課題があり整っているとは言えないと指摘している。

まず、PCS による回収スキームに登録している廃棄物運搬事業者は、回収した廃棄物を処理する準備ができていないことが挙げられる。このような状況は、処理体制が整っていない場合でも廃棄物運搬事業者として登録し、事業に参画することが比較的容易であるため起こったものであ

[153] https://www.gov.uk/government/publications/weee-evidence-and-national-protocols-guidance/waste-electrical-and-electronic-equipment-weee-evidence-and-national-protocols-guidance （2023 年 1 月 30 日取得）

[154] https://resource.co/article/challenges-solar-panel-recycling （2023 年 1 月 30 日取得）

る。

また、国内で製造されたものに限って見ても太陽光パネルの製造工程にはかなりのバラつきがあり、リサイクルが困難な可能性がある。製造から 20 年以上経過した後に廃棄される特性から、誰が何を市場に投入し、それが何であるかに関して、埋めなければならない情報ギャップがある。

【ガラス部分の再利用について】

廃棄物管理会社の Veolia は、EIT RawMaterials から資金提供を受けて進めている ReProSola 事業で、剥離技術を使用して太陽電池をガラス板から分離し、物理的及び化学的プロセスにより、PV モジュールを破壊することなく、純銀やシリコンを含むすべての材料を回収することが可能となったとしている[155]。しかし、この事業に、イギリスの企業や団体は参加しておらず、イギリスにおいて太陽光パネルのガラス部分のリサイクルがどのような状況かについては確認できない。

【リサイクルされない太陽光パネルの処理法方】

イギリスにおいては、リサイクルされない太陽光パネルの埋め立て処分が可能である。イギリス環境庁が定める廃棄物の埋め立て処分に関するガイダンスの中で、埋め立て禁止の廃棄物が定められているが、太陽光パネルは該当しない[156]。そのため、所定のサンプリング試験等を実施することで埋め立て処分も可能となる。

(3) 風力発電設備のリサイクルに係る規制

イギリスでは、風力発電機の廃止・解体に際し、環境への影響を最小限に抑え、安全に処理することを目的として、さまざまな規制が定められている。ここでは、主な規制を３つ、下記の通り整理する。

① WEEE 規制（廃電気電子機器規制）：WEEE 規制は、風力発電機の製造・運営会社に対して、風力発電機を含むすべての電気・電子機器が適切に廃棄・リサイクルされることを保証するよう求めている。この規制で規定されているカテゴリー６に、風力発電設備が含まれる[157]。

【カテゴリー6】電気・電子工具（大型の据付型産業用工具を除く）は、以下の製品

- 電気フェンス
- 庭の池のポンプ、フィルター、噴水 - 機能するために電気に依存するポンプ
- 風力発電のタービン（一般家庭、小作地、道路脇に設置する小規模なもののみ）
  ※大規模な風力発電設備は固定設備とみなされ対象外となる

なお、生産者の定義及び義務は、2.2.7（1）に示す太陽光パネルについての内容と同じある。

② The Hazardous Waste Regulations（有害廃棄物に関する規制）：有害廃棄物規則は、風力タービンの廃止、解体、メンテナンスの際に有害廃棄物が発生した場合に適用される。有害廃棄物とは、人の健康や環境に害を及ぼす可能性のある性質を持つ廃棄物と定義されている

[155] https://eitrawmaterials.eu/project/reprosolar/　（2023 年 1 月 30 日取得）

[156] https://www.gov.uk/guidance/dispose-of-waste-to-landfill#banned-waste　（2023 年 1 月 30 日取得）

[157] https://www.gov.uk/government/publications/electrical-and-electronic-equipment-eee-covered-by-the-weee-regulations/electrical-and-electronic-equipment-eee-covered-by-the-weee-regulations　（2023 年 1 月 30 日取得）

[158]。風力タービンの場合、有害廃棄物には作動油、潤滑油、塗料、溶剤などの物質が含まれる。また、風力発電機に使用されている発電機や変圧器には、PCB（ポリ塩化ビフェニル）などの有害物質が含まれている。

有害廃棄物規則は、有害廃棄物を生成または取り扱う個人または企業には、その保管、輸送、処分を安全に行うことのできる注意義務があることを定めている。そのため、風力発電事業者は、有害廃棄物の取り扱い、保管、処分について適切な手順を定めて届け出る必要がある。加えて、12 ヶ月間に 500 キログラムを超える有害廃棄物を排出する場合、有害廃棄物製造業者として環境庁に登録する必要がる。

③ エネルギー法（2004 年）：環境庁は風力発電事業者に対して、風力発電所の解体、廃棄、リサイクルの方法を説明した廃止措置計画の提出を要求している。これは、洋上部分の取り扱いについて定めているもので、詳細は、3.1.1.（4）A）、「海域の利用が終了した場合の原状回復等」を参照のこと。

風力発電設備の具体的なリサイクル方法や回収量については、イギリスの公的機関によるガイドラインや公表情報は確認できない。

【参考】国際再生可能エネルギー機関（IRENA）による風力発電所のリサイクル指針

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）は、「FUTURE OF WIND　Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects[159]」と題する報告書の中で風力発電所のタービン部分のリサイクルについて、次の３つの方法に言及している。

① メカニカルリサイクル：風力タービンの部品を破砕し、さまざまな材料の流れに分離してリサイクルする方法
② サーマルリサイクル：風力タービンの部品を高温で焼却し、エネルギーや材料を回収する方法
③ ケミカルリサイクル：風力タービンの部品を化学処理で分解し、貴重な材料を回収する方法

加えて、IRENA は、風力タービンのライフサイクル評価を実施し、各部品に最も適したリサイクル方法を特定することが重要としている。

2.2.8 アグリゲーション事業

(1) 事業環境

イギリスにおいては、アグリゲーションは限定的で、マーケットとして発達していない。実態として、Scottish Power や Centrica plc、Scottish and Southern Energy plc （SSE)などの大手発電事業者で小売り部門を保有している民間企業が、バランシングマネージメントを提供し、イ

[158] https://www.legislation.gov.uk/uksi/2005/894/contents/made（2023 年 1 月 30 日取得）

[159] https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

ンバランスリスクを吸収するなどして、アグリゲーション事業に匹敵するサービスを提供している[160]。

取組み事例としては、蓄電池、EV 等による低圧リソースのアグリゲーション（以下、「低圧逆潮流アグリゲーション」という）の普及が確認されている[161]。技術指針を遵守し、系統保護措置を講じる必要があるが、低圧逆潮流アグリゲーションは制度上可能であり、特に、DNO 向けのフレキシビリティ供出で普及しており、卸電力市場での取引事例も確認できる。DNO 向けのフレキシビリティ取引は最低供出容量が小さく、低圧リソースでも参画がしやすい。Firm Frequency Response の事例もあるが、限定的である。

しかし、TSO 向けサービスの拡大、機器設置の追加コス通りソース認証（設備導入時に型式認証、調整電源等に活用する際は機器毎に性能試験が必要）などの課題があることから、事業拡大にはつながっていない。

(2) 事業事例：アグリゲーター Flexitricity 社[162]

イギリスのアグリゲーターのビジネス事例として、Flexitricity 社の事例を紹介する。Flexitricit 社は 2008 年創業のアグリゲーターであり、予備力型 DR プログラム STOR を中心に需要家顧客を集めて事業を展開している。STOR プログラムは、発動後 20 分での反応が求められ、発動期間は最大 2 時間とされている。2018 年時点の情報では、300MW 程度の各種設備等と契約しており、内訳は、CHP や瞬時電圧低下対策の蓄電池（UPS）、産業用負荷などで構成されている。産業用負荷は、冷凍倉庫や、下水処理場のポンプなどがある。

例えば、冷凍倉庫の会社との契約の事例では、 Flexitricity 社が直接制御により冷凍機の on-off を切り替えており、次の 3 つの条件がそろえば運転を停止する。①TSO から STOR 発動の指令があること。②遠隔監視する冷凍倉庫の温度が上限に達していないこと。③冷凍倉庫の管理者により制御回避を表示するボタンが押されていないこと。これらの手順を実行するにあたり、Flexitricity 社と調整電源の所有者とは、リアルタイム通信で連絡を取り合い、発動可能な容量や倉庫の利用状況を確認している。

[160] EYUK ヒアリング結果

[161] https://www meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/000011.pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

[162]https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/41/5/41_219/_pdf（2023 年 1 月 30 日取得）

2.3 フランス

2.3.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

(1) 2030 年及びそれ以降の再エネ導入目標

2015 年に「エネルギー移行法（LTECV: Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte）[163]」が成立し、2030 年までに最終エネルギー消費に占める再エネの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。その後、2019 年 11 月のエネルギー法典（Code de l'énergie）Article L100-4 の改正により、この目標比率が 33%に引き上げられている。

2023 年 2 月時点のフランスにおける分野別の再エネ導入目標は下表の通り。

表 2.3-1　2030 年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 33%まで再エネ比率を達成
発電分野	2030 年までに再エネ電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再エネ熱比率 38%を達成
輸送燃料分野	2030 年までに最終消費量に占める再エネ燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再エネのガス比率 10%を達成

出所）Légifrance, エネルギー移行法 L. 100-4 条[164]（2022 年 11 月 20 日取得）をもとに著者作成

(2) 複数年エネルギー計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie）

エネルギー移行法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie、以下 PPE とする）」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典（Code de l'énergie）141 条で規定されるこの PPE は、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留及び系統の拡張といった複数の分野を対象としている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を 2016～2018 年度としており、以降 5 年を 1 期とし、2 期分が策定される。2018 年に第 1 回の見直しを行って以降は、5 年毎の見直しとなる。

2019 年 11 月のエネルギー法典（Code de l'énergie）Article L100-4 の改正により、再生可能エネルギー目標が 33%に引き上げられたことから、2020 年 1 月 20 日付でフランス環境連帯移行省（MTES、当時）は、2028 年までの複数年エネルギー計画（PPE Ⅱ）の修正案を公表し、2020 年 4 月 23 日付で、PPE Ⅱに関するデクレ（2020-456）が採択された。

様々な再生可能テクノロジーの拡大目標に向け、調整がなされた。陸上風力及び太陽光の目標

[163] https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/（2022 年 5 月 9 日取得）
[164] https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/（2022 年 5 月 9 日取得）

は 2028 年までに従前の PPE と比べて 1GW 及び 0.5GW 引き下げとなり、洋上風力は若干引き上げとなっている。

表 2.3-2　複数年エネルギー計画（PPE）Ⅱの発電分野の源別導入目標

エネルギー源	2023 年末	2028 年末
陸上風力	24,100MW	33,200~34,700MW
洋上風力	2,400MW	5,200~6.200MW
太陽光	20,100MW	35,100~44,000MW
メタン発酵	270MW	340~410MW
固形バイオマス	800MW	800MW
水力	25,700MW	26,400~26,700MW
地熱	24MW	24MW
合計	**73,500MW**	**101,000~113,000MW**

出所）フランス環境連帯移行省（当時）、“Strategie francaise pour L'elergie et le climat”[165]に基づき著者作成

フランスでは、このPPEⅡで設定されたエネルギー源別導入目標に則して、入札制度での募集容量のスケジュールが示されている。

(3) 国家低炭素略（SNBC：stratégie nationale bas-carbone）

2015 年エネルギー移行法（LTECV）において策定が求められた、国家低炭素略（SNBC：stratégie nationale bas-carbone 以下 SNBC とする）で、全てのセクターが低炭素経済に移行する際のガイドラインとなる、2050 年までの気候変動の軽減に向けた、フランスのロードマップが定められている。フランスの短・中期の温室効果ガス排出削減目標（carbon budgets）を定め、2050 年までにネット・ゼロ排出となる、カーボン・ニュートラルの達成を目指す。PPE と SNBC は緊密にリンクしており、PPE は SNBC の当初 10 年を対象範囲としている。2050 年までの SNBC の予測値を遵守することで、フランスの気候目標の達成が可能となる。2015 年の採択後、SNBC は 2018-19 年にかけて、2050 年気候中立目標の達成を盛り込むため、見直しが行われ、2020 年 4 月に改正版が採択された。

(4) 気候変動対策・レジリエンス強化法（LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets）

2021 年 8 月に新たに施行された「気候変動対策・レジリエンス強化法（LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets）」は、選ばれた市民約 150 名からなる気候変動市民会議（La Convention citoyenne pour le climat）の提言を立法化したものである。気候変動に係る目標を達成するため、消費、生産と労働、移動、住宅、食という 5 つのテーマに沿った施策を講じており、気候変動対

[165]https://www.ecologie.gouv fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf（2022 年 12 月 21 日取得）

策・レジリエンス強化法の施行に伴い段階的にこれらの施策が実行される予定になっている。再エネに関する施策としては、商業施設やオフィス、駐車場へのソーラーパネル設置義務の強化や、風力発電所の設置に際して地方自治体の首長による意見陳述が可能になったことが含まれている。

その他、同法の消費分野では、2028 年までに CO2 排出量が走行 1 キロメートル当たり 123 グラム以上の乗用車の広告を禁止する、交通関連では、列車を利用して 2 時間半以内で移動ができる短距離区間での航空路線の運航は、経由便など一部を除いて禁止する等の施策が盛り込まれている。

なお、同法は元々反政府デモ（所謂「黄色いベスト運動」）の反省を踏まえて、市民の声を反映させるための施策として検討が進められ、フランスでも前例のない特異な立法手続きであった。

(5) 再生可能エネルギーの加速に関する法律（Loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ）

フランスは他の欧州諸国と比べて再エネ導入が遅れており、手続きの簡素化・合理化をはかって再エネの導入を加速させるため、2022 年 8 月 12 日に「再生可能エネルギーの加速に関する法律（Loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ）」の草案の協議を開始した。9 月 26 日に閣僚会議に提出後、11 月 4 日に修正案が上院で可決され、2023 年 1 月 10 日に国民議会にて賛成 286 票、反対 238 票で可決された。草案の段階では 20 程度の条文であったものが、70 条項程度の大幅な修正が加えられた。一部条件付きで採択された項目については上院下院の合同委員会において文言の最終調整が図られ、2023 年 2 月 7 日に上院にて最終採決され正式に制定された。

フランスでは、太陽光発電プロジェクトの実現までに平均で 5 年、陸上風力発電は 7 年、洋上風力発電は 10 年と、欧州の近隣国に比べて 2 倍の期間を要すると言われている。同法は、プロジェクト実現までの期間を半減することを目標に、地域と共生した計画策定や、行政手続きの迅速化、再エネ導入に必要な土地利用の拡大、地域性や生物多様性に配慮した再エネの拡大の 4 つを柱とする条項が盛り込まれている。同法に組み込まれている具体的な施策として、以下があげられる。[166]

① 地域と共生した計画策定
- ✓ 各地方自治体により、再エネ開発の「加速エリア」と「除外エリア」を設定することが可能となる。
- ✓ 洋上風力についての 10 年間及び 2050 年までの開発戦略計画を策定し、2024 年までに優先開発地域のマッピングを行う。

② 行政手続きの迅速化
- ✓ 特定の再エネ案件に対して「重大な公共の利益のための緊急の理由 (RIIPM)」を認めることで、保護種を保護義務が免除されうる。
- ✓ 上訴されている案件の滞留期間の費用を負担するための保証基金を設立することにより、案件開始が遅れないようにする。

[166] LOI RELATIVE À L'ACCÉLÉRATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES, 7 février 2023, ministre de la Transition énergétique

✓ 地熱エネルギーの利用促進のため、関連法制度を簡素化・明確化する。

③ 再エネ導入に必要な土地利用の拡大

✓ 太陽光拡大のため、1,500 m2 を超える大型屋外駐車場には、面積の半数以上に太陽光パネルが付いた日よけの設置を義務付ける。また、駐車場や荒れ地、高速道路の近くなど、発電施設建設に適した土地の活用を認める。

✓ 新築または大幅に改装された非居住用建物（倉庫、病院、学校など）に太陽光パネルを設置する義務を強化し、当該建物への屋根被覆率を 2023 年までに最低 30%、2027 年までに最低 50%ととする。

✓ 農業活動を維持する、あるいは農家に追加的な収入をもたらす「アグリボルタリズム」の展開を促進する。

✓ 陸上及び洋上風力タービンが軍用、民間用、またはフランス気象局の探知レーダーに干渉する場合に設置する補償用レーダーの設置資金を国が一部負担する。

④ 地域性や生物多様性に配慮した再エネの拡大

✓ 再エネ発電の落札者は、エネルギー効率の向上やグリーンな交通手段、自治体から家庭へのエネルギー料金への援助プログラム、生物多様性保護のためのプログラム等に対して資金援助を行うこと。

✓ PPA 等電力直接購入制度の定義を明確化する。

✓ 陸上風力の設置に関しては、地方自治体に「視覚への影響に配慮する」ことを奨励する。

(6) エネルギー価格・物価高騰への対応

2021 年以降高騰する電力価格への対応措置、さらにウクライナ情勢に伴う経済・社会的影響への対応措置として、フランス政府は 2022 年 3 月 16 日に「経済的・社会的レジリエンス計画」を発表した。同計画では、電力料金の上昇率に上限を設ける施策のほか、ガス供給の多様化やガス使用量の低減施策（バイオメタンの増産、再エネ電源開発の加速等）、電力・ガス業界への助成金交付等の施策を実施すること等、既に導入済みの施策も含め対策パッケージとして示している。

2022 年 9 月には世帯及び小規模事業者向けの支援として、ガス・電力の規制価格に関する措置を延長することを発表した。電気料金については、2022 年 2 月以降上昇率を 4%以内に抑える施策がとられていたが、当延長措置により、上昇率の上限を 15%まで引き上げている。ガス料金については、2022 年 12 月末まで 2021 年 10 月の水準に据え置きする。

更に、2022 年 10 月 27 日にもエネルギー価格高騰に伴う中小企業や自治体向けの支援措置を公表した。総額 120 億ユーロのうち、自治体向けが 25 億ユーロ、残りの約 100 億ユーロが企業向けとなる。2023 年度政府予算法案に修正案の形で追加して施行する方針で、電力事業者から徴収する超過収益を財源に充てる想定。

電力の契約容量が 36kVA を超える零細・中小企業については、2023 年から市場価格連動型の電力料金が 1MWh 当たり 325 ユーロを超える契約を締結または更新する場合、消費電力量の 25%について国が市場価格（上限 800 ユーロ/MWh）と契約価格の差額を補填する制度を導入する。経済・財務・産業及びデジタル主権省によると、同措置により適用企業の電力料金は

1MWh 当たり最大で約 120 ユーロ軽減されるとしている。

なお、電力の契約容量が 36kVA に満たない小規模事業者は、上記の世帯及び小規模事業者向けエネルギー価格抑制措置の適用対象となる。

2.3.2 現行の再生可能電力支援制度

(1) 主な再生可能電力支援制度の概要

フランスでは、2000 年電力自由化法に基づいて、再生可能エネルギー電力の主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度を併用した支援を行ってきた。2015 年のエネルギー移行法施行以前は、2000 年電力自由化法 （現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー移行法施行後は、エネルギー法典 L.311-10 条に基づき、所管省庁が、2016 年 10 月 24 日付のデクレ（Décret）で 設定された PPE の目標設備容量未達分について入札を募集することができるとされている。

その後、2016 年のデクレに基づき、一定規模以上の新規設備は、FIT ではなく差額決済契約（CfD）型の FIP 制度（CfD 形式）の支援に移行した。

一定規模以上の設備は入札により募集されることが多いが、一部小規模な設備には「オープンカウンター形式（申請形式）」と呼ばれ、各種許認可を申請することで入札無しで FIT ないし FIP の支援を受けることが出来る。

2023 年 1 月時点の主要促進制度の適用対象を整理すると下図通り。

<table>
<tr><th rowspan="2">電源種</th><th colspan="4">設備容量（kW）</th></tr>
<tr><th>＜500</th><th>＜1000</th><th>＜12000</th><th>＞12000</th></tr>
<tr><td>バイオガス</td><td colspan="2">オープンカウンター（FIT）</td><td colspan="2">オープンカウンター（FIP）</td></tr>
<tr><td>陸上風力</td><td>オープンカウンター（FIP）</td><td colspan="3">入札（FIP）</td></tr>
<tr><td>小水力</td><td colspan="2">オープンカウンター（FITもしくはFIP）</td><td colspan="2">入札（FIP）</td></tr>
<tr><td>太陽光（建物設置型）</td><td colspan="2">オープンカウンター（FIT）</td><td colspan="2">入札（FIP）</td></tr>
<tr><td>太陽光（地上設置型）</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">入札（FIP）</td></tr>
<tr><td>洋上風力</td><td colspan="4">競争的対話形式の入札（FIP）</td></tr>
</table>

図 2.3-1　再生可能発電設備支援制度の適用範囲

出所）Tableau récapitulatif des mécanismes de soutien aux énergies d'origine renouvelable, pour les nouvelles installations situées en métropole continentale Mise à jour le 11 mai 2022[167]に基づき著者作成

[167] https://www nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv fr/IMG/pdf/018_tableau_mecanismes_soutien_enr.pdf (2022 年 12 月 21 日取得)

(2) 現行制度：FIT/FIP 制度

2023 年 2 月時点で、500kW 以下の建物設置型太陽光発電を含む小規模な設備を対象とした FIT 制度と、一定規模以上の新規設備を対象とした FIP 制度（CfD 形式）（多くは入札により支援対象設備を決定）が施行されている。以下で、それぞれの概要を紹介する。

A) FIT（固定価格買取）制度

以下では、2000 年電力自由化法（現行のエネルギー法典）によって導入された再生可能エネルギー発電設備による電力の買取を義務付ける固定価格買取制度について、その概要を紹介する。

(i) 固定価格買取制度の根拠法令

エネルギー法典 L.314 条（Articles L. 314-1 to L. 314-13 of the Energy Code）

※各エネルギー源別の買取価格や詳細な要件は、下位法令（アレテ等）により個別に規定

(ii) 義務対象者

EDF 社及びその他の小規模配電事業者に、支援対象発電設備からの電力について規定された固定価格で規定の期間における買取契約が義務付けられる。なお、後述する FIP 制度の対象設備は、売電は自ら行い、EDF 社と差額決済を行いプレミアムを得る契約を締結する。

(iii) 買取対象とする電力

フランスの固定価格買取制度では、自家消費は認められているものの、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。

(iv) 買取価格

フランスの固定価格買取制度では、エネルギー源別に買取価格を規定したアレテを策定する形で買取価格が決定されている。エネルギー移行法の施行以降、500kW 以下のバイオガス発電設備を FIT 制度で支援するとされており、80kW 以上 500kW 以下のバイオガス発電設備もアレテにより買取価格が設定されている。

(v) 対象設備

エネルギー法典 Article D314-15 に FIT 対象となる設備が規定されている。主な対象設備は下表の通り。

表 2.3-3　FIT 制度の適用される主な対象設備

水力発電	・設備容量 500kW 未満
太陽光発電	・500kW 以下の建物設置型設備
バイオガス発電	・設備容量 500kW 未満（フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化によるバイオガスを使用したプロジェクト）
洋上風力発電	・浮体式洋上発電設備

出所）エネルギー法典 Article D314-15[168]に基づき著者作成

[168] https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034539454/（2022 年 12 月 21 日取得）

B)　FIP 制度（CfD 形式）

フランスでは、2016 年 5 月 29 日、30 日の官報で、2015 年エネルギー移行法 104 条で導入が規定されていたプレミアム価格（FIP）制度の施行に関するデクレが公布された。フランスでは FIP 制度との呼称であるものの、実態は EDF と差額決済契約（CfD）を締結し、参照市場価格との差額を決済する方式であるが、以降も FIP 制度と呼ぶこととする。

この新たな FIP 制度では、再生可能エネルギー発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められた算出方法で算定されたプレミアム価格が上乗せされる。但し、参照市場価値が支援価格を上回った場合には、再生可能エネルギー発電事業者が差額決済により支払いを行うことになる。

FIP 制度に関するデクレの公布以降、EDF 等と電力購入契約を締結した設備は、上記の FIT 対象設備を除き FIP 制度の対象となる。なお、FIP 制度に係るデクレの施行前に FIT 制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行の FIT が適用される（ただし、当該デクレの施行後 18 ヶ月以内とする期限が設定されている）。

FIP 制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場（EPEX spot）の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格（これまでの固定買取価格に相当）と事後的に算定された市場平均価格（参照市場価格）の差分に相当する市場販売プレミアム額を EDF から得る。なお、容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。また、参照市場価格が基準価格を上回っている場合には、差額の収益分を返還する必要がある。

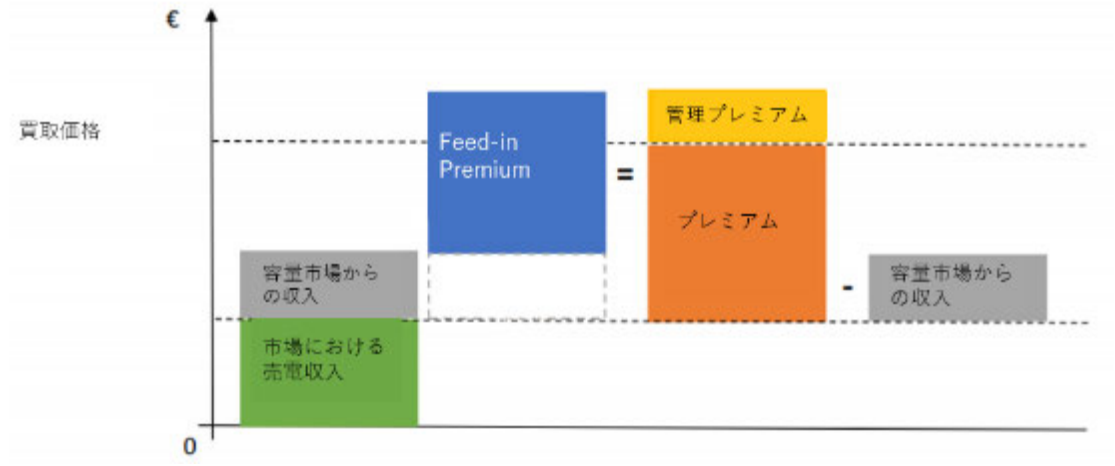


図 2.3-2　FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み

出所）環境連帯移行省, “Regulatory framework and support schemes for wind energy in france”[169]に基づき著者作成

[169] https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/konferenz-zu-foerdermechanismen-fuer-windenergie-standortbestimmung-und-perspektiven html?file=files/ofaenr/02-

(i)　参照市場価格の算出方法

フランスの FIP 制度の参照市場価格は、1）代表的設備の発電量により毎時加重された、期間 i における前日市場での市場価格平均（価格がプラスかゼロの時間帯のみ）、2）フランス市場での先物価格平均値、3）上記 2 方式の組み合わせの手法の 3 方式から、エネルギー源別に設定される。

太陽光や風力発電は、1）の方式を採用しており、エネルギー規制委員会（CRE）が、毎月の値を公表している。欧州での卸電力取引価格の高騰を受けて、2021 年 9 月以降は 100 ユーロ/MWh を超える高い水準で推移している。

表 2.3-4　FIP 制度の参照市場価格（太陽光及び風力）

単位：ユーロ /MWh

	太陽光				風力			
	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
1 月	67.00	39.99	66.38	224.84	57.76	36.44	56.90	181.45
2 月	46.40	27.91	48.51	183.86	44.18	24.77	48.44	168.39
3 月	33.69	21.03	46.47	274.35	30.61	22.42	44.86	292.16
4 月	37.21	13.14	57.24	205.95	36.48	13.00	57.52	241.59
5 月	35.56	15.26	52.38	183.26	36.75	15.28	50.39	192.62
6 月	29.20 注	26.70	72.60	246.38	26.26 注	23.97	73.99	233.11
7 月	38.44	34.78	76.60	402.11	36.01	32.31	73.61	391.14
8 月	33.37	36.96	78.00	467.59	28.70	35.81	72.65	456.95
9 月	36.25	47.86	131.35	388.37	34.12	42.73	132.88	370.42
10 月	39.92	39.27	179.67	174.15	36.76	35.93	148.58	149.02
11 月	50.35	43.09	217.13	186.61	43.04	35.18	216.15	172.96
12 月	39.92	55.95	309.86	295.32	32.98	44.88	249.78	185.56

注）事後的に訂正がある場合は訂正後の数値

出所）エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト, “Open Data”[170]に基づき著者作成

(ii)　管理プレミアム

管理プレミアムはエネルギー源別に法令（アレテ）で規定されており、以下の通り。

なお、FIP 制度が義務付けられる太陽光発電設備は、すべて入札対象となっており、管理プレミアムを織り込んだ形で事業者が応札するため、アレテで管理プレミアム額を定めていない。

conferences/2017/171010_conference_eolienne_mecanismes_de_soutien/Presentations/02_Louis_Orta_MTES_DFBEW_OFATE.pdf（2022 年 12 月 21 日取得）

[170] https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data Données nécessaires calcul des compléments de rémunération (2023 年 2 月 28 日取得)

表 2.3-5　FIP 制度のエネルギー源別管理プレミアム

電源種	管理プレミアム	根拠法令（アレテ）
風力	2.8€/MWh	風力を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ[171]
地熱	2.0€/MWh	エネルギー規則 D.314-23（5）で定められた、地熱を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ[172]
水力	2.0€/MWh	エネルギー規則 D.314-23（5）で定められた、水力を使用した発電設備向け追加プレミアムの条件を定める 2016/12/13 付アレテ[173]

出所）各アレテに基づき著者作成

(iii)　ネガティブプライス時の扱い

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、太陽光発電は年間 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

(iv)　オフテイカーリスク対策

エネルギー法典（Code de l'énergie）L.314-26 条では、フランス環境連帯省が、透明性の高い方法（競争入札）で、FIP 対象電源が売電先を見つけられない場合の「ラス通りゾート」事業者となる小売事業者を指名することを規定している（指名期間は最長 5 年間）。ただし、この「ラス通りゾート」サービスを利用した場合の売電価格は、基準価格の 80%を超えてはならないと規定されている。

(3)　入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述の通り、エネルギー政策を所管する大臣（2021 年末時点では環境移行大臣）が、エネルギー移行法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画（PPI）、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

太陽光発電札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

[171] https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000033585289（2022 年 12 月 21 日取得）

[172] https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000033585171（2022 年 12 月 21 日取得）

[173] https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id（2022 年 12 月 21 日取得）

A)　地上設置型太陽光の入札

2021 年 10 月に CRE(エネルギー規制委員会)から 2026 年までの入札スケジュール及び要項が公表された。10 期に分けて合計 8.8GW の容量を募集している。
なお、2021 年以前の入札で適用されていた設備容量別の分類は、2021 年の募集要項では統合されて設備容量によらない統一的募集となっている。また、 2021 年以前の入札で絶対値として設定されていた下限価格は、2021 年以降の入札においては「(申請された最低価格の 10%) - 5 ユーロ/MWh」という計算式により設定されるよう変更されている。

表 2.3-6　地上設置型太陽光発電の入札スケジュール・募集容量[174]

	入札提出期間		募集設備容量	上限価格
	募集開始	締切（応札期限）	（MW）	（ユーロ/MWh）
第 1 期	2021 年 12 月 3 日	2021 年 12 月 23 日	700	90
第 2 期	2022 年 5 月 9 日	2022 年 5 月 20 日	700	90
第 3 期	2022 年 10 月 17 日	2022 年 10 月 28 日	925	85
第 4 期	2023 年	2023 年	925	85
第 5 期	2023 年	2023 年	925	85
第 6 期	2024 年	2024 年	925	85
第 7 期	2024 年	2024 年	925	85
第 8 期	2025 年	2025 年	925	85
第 9 期	2025 年	2025 年	925	85
第 10 期	2026 年	2026 年	925	85

出所）Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »に基づき著者作成

第 1 期及び第 2 期の入札結果は以下の通り。最新の第 2 期の平均落札価格は、2017 年の旧入札バッチ第 1 期入札と比較して 3%程度低減しているものの、2021 年以降平均落札価格は上昇傾向にある。

表 2.3-7　地上設置型太陽光発電の入札結果

入札回	募集容量（MW）	応札事業容量(MW)	件数※	平均落札価格（€/MWh）
第 1 期	700	704.85	71	58.84
第 2 期	700	339.01	38	68.51

※提出された申請書のうち、不備等により審査が却下された申請書件数を除く

[174] CRE, Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol ». 2022 年 4 月

出所）CRE 入札結果サマリー[175]に基づき著者作成

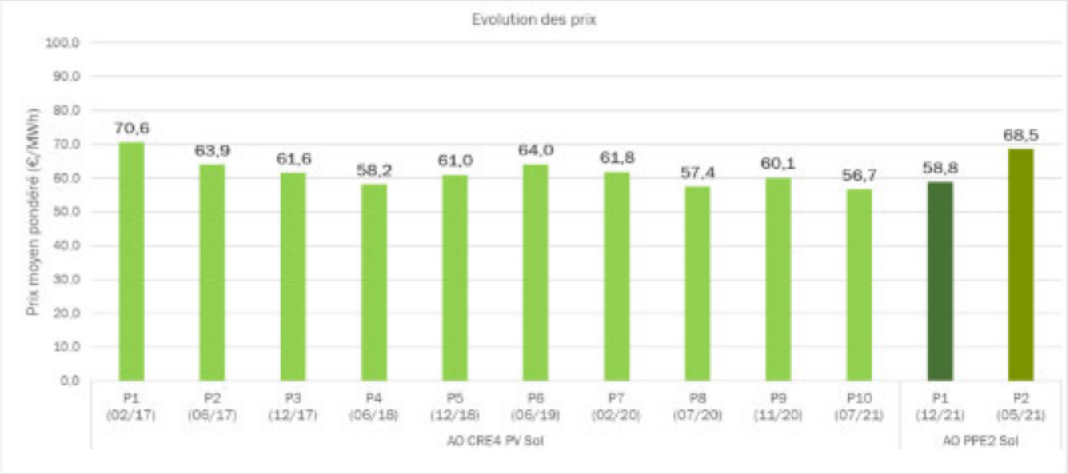


図 2.3-3　平均落札価格の推移

出所）：CRE 入札結果サマリー[176]に基づき著者作成

B）建物・屋根設置型太陽光　（500kW 超）

2021 年 10 月に CRE から 2026 年までの入札スケジュール及び要項が公表された。14 期に分けて合計 5.1GW の容量を募集している。

なお、2021 年以前の入札で適用されていた設備容量別の分類は 2021 年の募集要項では統合されて設備容量によらない統一的募集となっている。また、2021 年以前の入札で絶対値として設定されていた下限価格は、2021 年以降の入札においては「（申請された最低価格の 10%）- 5 ユーロ/MWh」という計算式により設定されるよう変更されている。

表 2.3-8　建物・屋根設置型太陽光発電の入札スケジュール・募集容量

	入札提出期間		募集設備容量	上限価格
	募集開始	締切(応札期限)	(MW)	(€/MWh)
第 1 期	2021 年 10 月 11 日	2021 年 10 月 22 日	300	96
第 2 期	2022 年 2 月 14 日	2022 年 2 月 25 日	400	96
第 3 期	2022 年 6 月 20 日	2022 年 7 月 1 日	400	96
第 4 期	2022 年 10 月 3 日	2022 年 10 月 14 日	400	96
第 5 期	2023 年 2 月 13 日	2023 年 2 月 24 日	300	96
第 6 期	2023 年	2023 年	400	96
第 7 期	2023 年	2023 年	400	96
第 8 期	2024 年	2024 年	300	96
第 9 期	2024 年	2024 年	400	96

[175] CRE, RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol », 2022 年 6 月 30 日（2023 年 1 月 25 日取得）

[176] CRE, RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol », 2022 年 6 月 30 日（2023 年 1 月 25 日取得）

第 10 期	2024 年	2024 年	400	96
第 11 期	2025 年	2025 年	300	96
第 12 期	2025 年	2025 年	400	96
第 13 期	2025 年	2025 年	400	96
第 14 期	2026 年	2026 年	300	96

出所）Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agricoles, hangars et ombrières de puissance supérieure à 500 kWc »に基づき著者作成

第 1 期、第 2 期の入札結果は以下の通り。平均入札価格は、2017 年の第 1 期入札と比較して 14%程度低減しているものの、落札価格には波がある。

表 2.3-9　建物・屋根設置型太陽光発電の入札結果

入札回	募集容量(MW)	応札事業容量(MW)　件数※		平均落札価格（€/MWh）
第 1 期	300	157.14	52	83.12
第 2 期	400	125.76	41	85.27

※提出された申請件数のうち、不備等により審査が却下された申請書件数を除く

出所）CRE 入札結果サマリー[177]に基づき著者作成

図 2.3-4　平均落札価格の推移

出所）CRE 入札結果サマリー[178]に基づき著者作成

[177] CRE, RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agricoles, hangars et ombrières de puissance supérieure à 500 kWc », 2022 年 3 月 24 日（2023 年 1 月 25 日取得）

[178] CRE, RAPPORT DE SYNTHÈSE (VERSION PUBLIQUE) Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agricoles, hangars et ombrières de puissance supérieure à 500 kWc », 2022 年 3 月 24 日（2023 年 1 月 25 日取得）

(4) 洋上風力発電にかかる動向

A) 政府と民間セクター間の洋上風力発電協定

PPE （複数年エネルギー計画）において、洋上風力は 2023 年までに 2.4GW、2028 年までに 5.2～6.2GW の導入目標が示されている。一方で、これらの目標値が低すぎるという業界団体からの声も受け、2022 年 3 月に政府と複数のフランス洋上風力業界団体との間で「洋上風力発電協定」が署名され、洋上風力と関連産業の開発を官民共同で推進している。この協定の中で、政府は、2025 年までに最低 2GW の洋上風力の入札を実施すること、及び 2050 年までに 40GW 導入するという、PPE よりも野心的な目標値をコミットしている。業界団体サイドは、2035 年までに洋上風力セクターでの雇用数（直接・間接含む）を 4 倍とすること、今後 15 年間で案件化に向けて 400 億ユーロ以上の投資を行うこと等をコミットしている。

B) 洋上風力の入札制度

フランスにおいて洋上風力の入札は「競争的対話（dialog compétitif)」と呼ばれるプロセスで行われる。競争的対話は 3 段階の手順を踏んで評価が行われる。

- ✓ 第 1 段階（資格審査）: 応募者の技術的及び財務的能力に関する書類審査を実施
- ✓ 第 2 段階（競争的対話）：書類審査を通過した応募者に対し、入札規則及び仕様書のドラフトが共有され、書類審査を通過した応募者とエネルギー担当大臣（エネルギー省）との間で 2 回の対話を実施
- ✓ 第 3 段階（仕様の通知）: 対話の結果に基づき政府が入札仕様を決定し、応募者に仕様書を通知、応募者による提案書提出、評価及び落札者の決定

一例として、ノルマンディー沖の設置される洋上風力発電案件（設備容量 1,000～1,050MW）における入札のタイムスケジュール、書類審査内容及び採点基準を以下に示す。

- 入札のタイムスケジュール

2020 年 12月 7日：政府による競争的対話のための協議文書草案提出
2021 年 1 月 7 日：CRE(エネルギー規制委員会)による協議文書の審議結果の公表
2021 年 1 月 15 日：公募開始の通知
2021 年 3 月 12 日：書類審査資料提出期限
2021 年 4 月 16 日：書類審査通過応募者の通知
2021 年 4 月 23 日：書類審査通過応募者へ募集要項及び仕様書案の通知
2021 年 5 月~11 月：競争的対話（2 回）の実施（具体の日時不明）
2022 年 2 月 9 日：仕様書案を CRE へ照会
2022 年 3 月 10 日：仕様書案に対する CRE 審議結果の公表
2022 年 4 月 11 日：初版仕様書通知、　7 月 26 日：修正仕様書通知
2022 年 11 月 10 日：提案書提出期限
2023 年 2 月：落札者の決定
※選考期間は原則 10 週間、12 週間に延長の余地あり

- 書類審査の内容

① 財務基準にかかる提出資料：

a. 応募者の過去 3 年の総売上高を示す財務諸表（最低要件：売上高の 3 年平均が 40 億ユーロ以上であること、コンソーシアムの場合、全構成員の売上高の合計で判断）
b. 投資額が５億ユーロを超える洋上風力、オフショアにあるその他のインフラストラクチャープロジェクト、あるいはエネルギープロジェクトにおける資金調達実績
c. 資金調達の確実性を示す資料（格付け、自己資本比率、管理スタッフ数と経験、コンソーシアムの場合構成員の役割分担等）

② 技術基準に係る提出資料：

a. 実績を示すリスト：

i. 開発中もしくは運営中の総発電量 20MW 以上の発電案件であり、応募者が株式の 20%以上を保有しているもしくは 10 年以上保有している案件にかかる総発電量

ii. 20%以上を保有しているもしくは 10 年以上保有している開発中もしくは運営中の洋上風力案件の累積発電量

iii. 開発中のオフショアエネルギープロジェクト（洋上風力発電、送電、石油またはガスの採掘または輸送など）の投資コスト累計額。

上記 i ～iii については以下の最低要件を満たすこと。

- ✓ 上記 i にあたる案件の総発電量が 3 GW 以上であること
- ✓ 上記 ii にあたる案件の総電力が 1.5 GW 以上であるか、上記 iii にあたる案件の累計投資費用が 35 億ユーロ以上であること

b. 上記 a.の各案件の内容を証明する参考資料
c. プロジェクト遂行の確実性を示す資料（プロジェクトの管理方法、設計や建設、維持管理に係る技術的手段、環境配慮の手段、コンソーシアムの場合構成員の役割分担や人数）

- 採点基準

100 点満点のうち 70 点が価格点。点数内訳は下表の通り。

表 2.3-10　ノルマンディー沖洋上風力発電入札の採点基準

採点基準	点数
1）経済的及び財務的価値	75
a. (FIT-CFD の)基準価格	70
b.　契約上及び財務上の健全性	5
2）環境への配慮	15
a. 風車の最大設置数	2
b. (a) 撤去時以外における ERC 措置[179]と環境モニタリングと(b) 生物多様性基金への最低供出額	5

[179] mesures ERC = "éviter, réduire, compenser "「回避・削減・補償（"éviter, réduire, compenser"）アプローチ、環境への影響を低減するための手法

c. リサイクル率もしくはリユース率	8
3) 社会及び国土開発への配慮	10
a.　中小企業に委託する調査及び設置業務	5
b. 中小企業に委託する維持管理業務	3
c . 設置のための資金調達額もしくは投資額	2

出所）PROCEDURE DE MISE EN CONCURRENCE AVEC DIALOGUE CONCURRENTIEL N° 1/2020 ORTANT SUR DES INSTALLATIONS EOLIENNES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN MER DANS UNE ZONE AU LARGE DE LA NORMANDIE CAHIER DES CHARGES, 23 septembre 2022

C)　浮体式洋上風力の導入促進策

浮体式洋上風力は比較的新しい技術であるため、「フランス 2030」という技術革新に対する国家投資プログラムの一環として、以下 4 つの浮体式洋上風力の技術革新支援策を展開している。

- ✓ 浮体式洋上風力のパイロットプラントの設置：2015 年に第 1 号パイロットプラントの開発を支援、その後３機のパイロットプラントの設置を支援
- ✓ 浮体式洋上風力のデモ機の設置：大学や企業が共同で構成するコンソーシアムにより、浮体式洋上風力のデモ機を設置（2018 年 9 月より稼働）し、技術面・経済面・環境面での実験等を実施している
- ✓ 中小企業のイノベーション支援：洋上風力産業に携わる中小企業を対象に、総費用が 150 万ユーロ未満の研究、開発、イノベーション案件へ資金提供を行う
- ✓ 機器開発と商業化前の先端技術への支援：コスト削減と性能向上の促進を目標に、関連機器等の開発に資金提供を行う

さらに、技術開発に加えて商業化の促進も同「フランス 2030」の中で支援しており、以下 4 つ支援策を展開している。

- ✓ 再エネ産業への投資：浮体式洋上風力を含む再エネの既存及び先端の設備・製品に広く資金提供を行う
- ✓ 港湾開発に関心のある事業体の募集：浮体式洋上風力の関連産業に対応可能なインフラを整備する港湾プラットフォーム形成事業に関心のある港湾事業体を募集する
- ✓ 設備の生産や組立に関心のあるメーカーの募集：生産設備と組立サイトの開発事業に関心のあるメーカーを募集する
- ✓ トレーニングに関心のある事業者の募集：浮体式洋上風力事業に関連するトレーニングを提案可能な事業者を募集する

(5)　再エネ促進策に対する国民負担の動向

フランスでは、当初需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE：contribution au service public de l'électricité）により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄ってきたが、負担増及び累積赤字の増加を背景に、2016 年 1 月 1 日付のエネルギー税制改正以降再エネへの支援は、Energy Transition Trust Account （仏語略称 CAS）を通じ

て国家予算に統合されることとなり、国内電力最終消費税（TICFE：Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité）に一本化された。ただし、現在でもCSPEの用語が併用して使用されている。

2017年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも費用負担を求めることとなり、2017年2月1日以降この項目は、原産地証明の入札に伴う歳入のほか、石油商品内国消費税（TICPE）と石炭税（TICC）からの歳入が充てられることとなった。その後、2020年財政法第89条により、2021年1月1日を以てCASが廃止となり、全ての電力公共サービス費用が通常の予算に組み込まれた。

TICFE/CSPEで賄われる電力公共サービス費用総額の推移は下表の通り。2022年の電力卸売市場価格の高騰を受けて、2022年の電力公共サービス費用総額の予想額はマイナス、つまり財政収入が見込まれている。これらの収入は、後述のエネルギー価格の高騰への緊急対応措置の財源となる。

表2.3-11　電力公共サービス費用総額の推移

単位：100万ユーロ

	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年（予想）
本土の再エネ支援費用	4,109.0	4,271.1	4,399.3	5,167.3	5,794.3	2,954.4	-11,428.0
ﾊﾞｲｵﾒﾀﾝ・ｲﾝｼﾞｪｸｼｮﾝ	18.6	32.8	54.6	107.7	200.5	221.9	-112.2
海外領土支援費用（全土での均一電力料金、エネルギー移行の費用）	1,752.3	1,686.7	1,781.7	1,945.3	1,993.1	2,192.0	2,549.2
コジェネ電力・その他買電契約に係る費用	501.0	528.7	715.5	730.0	642.6	654.0	286.0
デマンド・レスポンス費用	0	0	9.4	6.7	3.0	13.1	86.6
社会的弱者対策費用	415.3	394.9	136.8	26.8	27.6	29.0	36.3
雑費用（管理費用）	-	50.1	47.6	49.0	54.7	57.2	68.1
消費者保護特別措置	-	-	-	-	-	351.6	4,431.8
合計	6,796.2	6,964.3	7,145.0	8,032.9	8,715.8	6,473.2	- 4,082.2

出所）CRE, Annexe 7 Historique des charges de service public de l'énergie に基づき著者作成

2016年1月のエネルギー税制改正以降、TICFE/CSPEの単価は22.5ユーロ/MWhに設定され、2021年12月31日まで変更されなかった。2022年1月1日にもう一つの最終電力消費税であるTDCFE（部門税）が廃止されたことに伴い、2022年以降は1月1日以降はカテゴリー及び契約電力量に応じた単価形態に変更となった。

一方で、エネルギー価格の高騰への緊急対応として、2022年1月28日付政令（Décret no 2022-84 du 28 janvier 2022）の規定により、2022年2月1日から2023年1月31日までのTICFE/CSPEの単価は、欧州法によって規定されている最小値まで時限的に引き下げられることとなった。これにより家庭向けには1ユーロ/MWh、企業向けには0.5ユーロ/MWhが適用される。2021年まで及び2022年1月1日以降のTICFE/CSPEの単価は下表の通り。なお、一定

の条件の下では減免及び軽税率制度も設けられている。

表 2.3-12　2004 年~21 年の電力公共サービス賦課金（TICFE /CSPE）の推移

単位：ユーロ/MWh

2004～2010 年	2011 年前期	2011 年後期	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年～2021 年
4.5	7.5	9.0	10.5	13.5	16.5	19.5	22.5

出所）：CRE, “Annexe 5 Historique des charges de service public de l’électricité et de la contribution unitaire”[180]に基づき著者作成

表 2.3-13　2022 年 1 月 1 日以降の電力公共サービス賦課金（TICFE/CSPE）の適用単価

種類	活動	契約電力量	料金(€/MWh) 2022/1/1~	料金(€/MWh) 2022/2/1~2023/1/31
家庭等	非経済活動	250kVA 以下	25.8291	1.0
	経済活動	36kVA 以下		
中小企業	経済活動	36kVA 以上 250kVA 以下	23.6097	0.5
高圧事業者	全て	250kVA 以上	22.5	0.5

出所）EDF, “Evolution de la contribution au service public de l'électricite (CSPE) au 1er février 2022” に基づき著者作成

2.3.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) 建物一体型の太陽光の導入促進策

□ 建物一体型の太陽光に対しては、2021 年 10 月 6 日付省令において、「景観統合基準」を満たす FIT 対象設備へのボーナス支給制度が導入された。本ボーナスは、「太陽光タイル（tuile solaire）」と呼ばれる、瓦状で直接屋根材として利用される太陽光パネルの導入促進を目的に制定されている。

以下の条件をすべて満たしている場合、「景観統合基準」を満たすとされて、一定のボーナスが支給される。

【2021 年以降の建物設置型太陽光発電 FIT でのボーナス対象要件】
- □建物や小屋の屋根に設置され、従来の屋根建材の代替として屋根の防水機能がある
- □傾斜角 10°～75°の屋根に設置されている
- □重複または連動によって防水機能を果たしている
- □建築科学技術センター（CSTB）の太陽光発電プロセス専門家委員会による好意的な技術評価を得ている
- □屋根貫通部（煙突、排水口、天窓等）を除いた屋根表面の 80%以上をカバーしている

上記条件のうち、「建築科学技術センター（CSTB）の太陽光発電プロセス専門家委員会によ

[180] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/cspe-et-contribution-unitaire-2016/consulter-l-annexe-5-historique-des-charges-de-service-public-de-l-electricite-et-de-la-contribution-unitaire（2023 年 1 月 25 日取得）

る好意的な技術評価を得ている」という項目を満たす製造メーカーと対応技術を環境連帯移行省が公表している。2022 年 12 月時点で SUNSTYLE INTERNATIONAL 社、EDILIANS 社等、いずれも太陽光タイルの製造技術を持つ計 4 社の 6 技術があげられている。

表 2.3-14　CSTB に認定されている技術

技術番号	太陽光技術	保有企業	有効期限
21/20-70_V1	Sunstyle	SUNSTYLE INTERNATIONAL	2023/8/31
21/15-50_V2	Tuiles et Ardoises PV	EDILIANS	2025/3/31
21/20-74_V1	FAG 10 Solaire	EDILIANS	2024/1/31
21/16-61_V2	SYSTOVI V-SYS intégré	CETIH CARQUEFOU	2026/2/28
21/21-77_V1	Sunstyle Acier	SUNSTYLE INTERNATIONAL	2024/12/31
21/22-78_V1	Solardoise	VMH ENERGIES	2025/6/30

出所）環境移行省ウェブサイトに基づき著者作成　https://www.ecologie.gouv.fr/solaire/　（2022 年 12 月 21 日取得）

参考：フランスにおける技術評価制度

建築分野において、既往の基準のない革新的な技術にするパフォーマンスを評価する仕組みとして技術評価制度(Avis Technique)がある。技術評価の取得は申請者の任意であり、CSTB に製品または技術の技術評価申請書を提出し、分野別の専門家グループの審査を経て、専門家による技術的意見を付した形で結果が公開される。技術評価には２～７年の有効期限が設けられている。審査基準は、フランスの建設市場の規制や特性を満たしているかという点や、使用目的との適合性、耐久性、パフォーマンスレベル等の観点から評価される。外国企業からの申請も認められており、実際に技術評価を受けているもののうち、約 30%は外国企業によるものである。

支給されるボーナス額は下表の通り。なお、本ボーナスは導入された 2021 年 10 月から 2 年間の時限的なものとなっている。

表 2.3-15　景観統合ボーナス額

容量(kW)	景観統合ボーナス（€/W）	
	法令発効から 1 年以内にピーク電力 30 MW 未満の設備の接続要求が行われた場合	法令発効から 1 年後～2 年以内に累積ピーク電力が 115 MW 未満の設備の接続要求が行われた場合
< 100 kW	0.238	0.133
100~250 kW	0.235	0.128
250~500 kW	0.233	0.125

注：法令発効日は 2021 年 10 月 8 日

出所）2021 年 10 月 6 日付け省令[181]

[181] https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060　（2022 年 12 月 21 日取得）

また、2021 年 8 月に新たに施行された気候変動対策・レジリエンス強化法では、気候変動に係る目標を達成するため、消費、生産と労働、移動、住宅、食という 5 つのテーマに沿った施策を講じており、気候変動対策・レジリエンス強化法の施行に伴い段階的にこれらの施策が実行される予定になっている。

住宅・建築物関連の施策として、500 平方メートル以上の商業施設、1,000 平方メートル以上のオフィスビル、500 平方メートルを超える駐車場の建設、拡張、大規模な改築について、ソーラーパネルの設置や屋上の緑化を義務付けることとされた。

⑵ 蓄電池の導入促進策

これまでは非接続地域（主に離島地域）における太陽光発電設備の入札において、蓄電設備をもつ発電設備の容量を個別に割り当てて入札されていた。

2022 年 5 月 6 日、蓄電容量の開発に関連する入札手続きを定めた政令（Décret n° 2022-788 du 6 mai 2022 fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité　et précisant le terme de contrat à prix fixe et à durée déterminée tel que mentionné à l'article L. 332-2 du code de l'énergie） が制定された。当該政令により、既存のエネルギー法に以下の内容が追加された。

- ✓ エネルギー担当大臣は、入札を実施する場合、RTE（送電管理者）にガイドラインを送付する。RTE はガイドラインに従って入札の仕様書案を作成する。さらに協議体を組織し、仕様書案をエネルギー担当大臣に提出する。エネルギー担当大臣は、仕様案を検証し、必要な修正を加える。
- ✓ □エネルギー担当大臣は入札を通知する。通知する内容は、参加資格者、公募資料の配布及び申請書の提出手順、申請書の提出日時等の手続き上の内容や、容量や最大出力等の詳細、想定運用期間、経済的・財務的条件、審査基準等。
- ✓ □仕様書はエネルギー担当大臣から RTE に送られ、RTE ができるだけ早くウェブサイトに公開する。
- ✓ □RTE はオンラインの申請サイトを立ち上げ、入札に関連するすべての資料や情報、質疑、入札の結果等を掲載する。
- ✓ □RTE は応募者からの電子入札の申請書を受領する。RTE は審査基準に照らして提案書を審査し、エネルギー担当大臣に、仕様に準拠した候補者・準拠しなかった候補者のリスト、審査結果の点数のランキング、落札候補者のリスト、入札結果に関する要約レポートを提出する。
- ✓ □RTE はウェブサイトで入札結果の要約レポートと、落札者のリストを公表する

この政令により、蓄電設備専用の入札ルールを整備し、導入を推し進める方針。特に 2022 年冬場の電力の安定供給は喫緊の課題となっており、必要な貯蔵量を計算し、早期に入札を開始することが必要とされている。

2.3.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

支援制度対象期間終了後の再エネ設備に対する特段の法的枠組みは見当たらない。

非 FIT の再エネ案件として、2019 年以降 PPA の取引が登場している。CRE（エネルギー規制員会）は、「PPA の開発により、公的支援制度からの引き継ぎが可能になり、公的資金のコストやリスクなしに PPE（複数年次開発目標）の達成に貢献する」と述べ、その可能性に期待している。また、「PPA の開発は、民間の関係者間で市場の論理に従って行われるものであり、公的機関の役割はこの開発を妨げないようにすることである。PPA の開発が過度な、あるいは不十分な公的支援制度によって妨げられることが内容、公的支援の適切な設計が必要である」と述べているものの、PPA に対応する具体的な公的支援は導入されていない状況にある。

CRE が委託して作成された欧州における再エネ分野の PPA 市場調査レポート において、フランスにおける再エネ PPA は 2021 年時点で 0.7GW 程度と、他の欧州諸国と比較して遅れている状況であることが示されている。

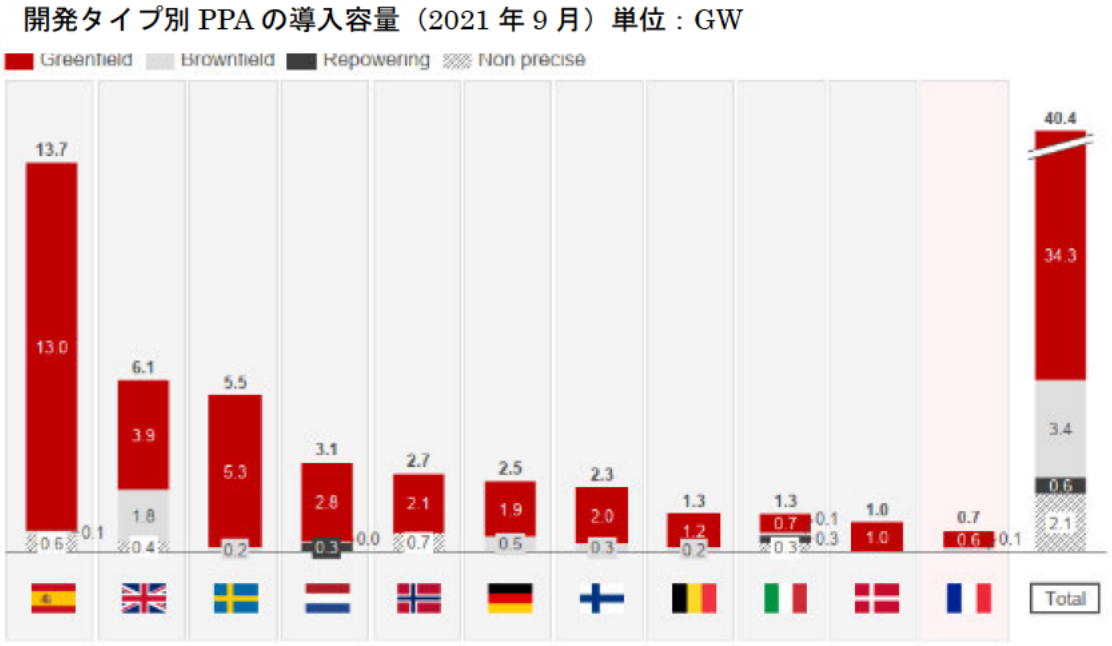


図 2.3-5　開発タイプ別 PPA の導入容量

出所）Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe, 10 février 2022, E-Cube Strategy Consultant

電源別の PPA の導入容量（2015-2021）単位：GW

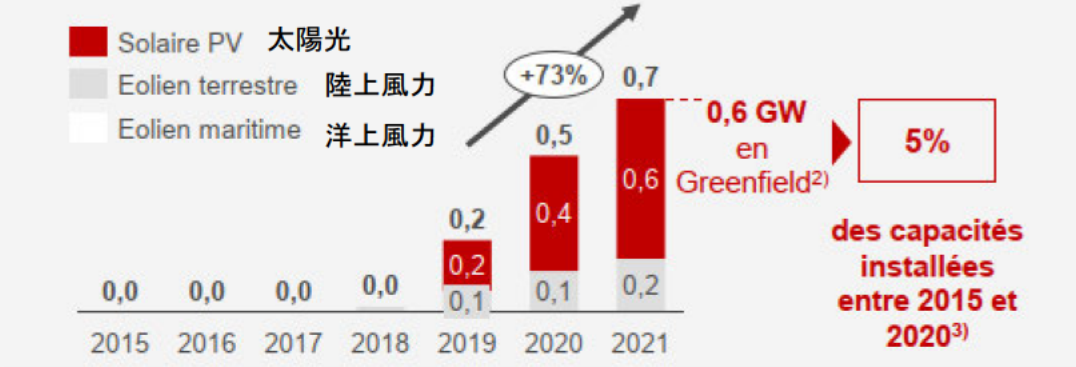


図 2.3-6　電源別の PPA の導入容量

出所）Analyse des dynamiques et des mécanismes publics de soutien aux énergies renouvelables favorables aux PPA en Europe, 10 février 2022, E-Cube Strategy Consultant

遅れている理由として、PPA を推進するような公的インセンティブ制度がなく、FIP 制度で十分な収益性が確保されること、グリットパリティが達成されていないこと、フランスでは原子力発電が主力であり脱炭素化の理由による PPA が促進されないこと等が挙げられている。

2.3.5　再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針

PPE（複数年エネルギー計画）に設定された再エネの導入目標達成のためにコスト削減を重要視している。

エネルギー法第 R.311-27-6 条及び R.314-14 条において、FIT/FIP 契約を締結した発電事業者は、CRE（エネルギー規制委員会）に財務データを提出することを義務付けている。CRE は各再エネ電源種の収益・コスト分析、IRR の評価を行い、その分析結果をもって再エネ支援制度(価格含む)に対する変更を意見する制度となっている。

エネルギー省は、FIT の水準と今後の FIT 制度は、セクター（電源種）の成熟度と生産コストの削減に沿うように定期的に見直される予定と示している。また、同省は、設備自体のコスト以上に、再エネの系統接続に関連するコストと便益の評価がまだよく理解されておらず、今後数年間の（見直し）作業の対象となるべきと見解を示している。

(2) 物価変動要素

2021 年 10 月 6 日付アレテ（省令）に基づき、500ｋW 以下の建物設置型太陽光発電は FIT 対象となっており、適用される買取価格は、買取契約発効日から 1 年毎に、アレテの附属書で定められた計算式に従って物価連動する。物価指数と人件費指数に基づく計算式は下表の通りであり、

それぞれの設備の買取契約発効日を基準として、直近の 11 月 1 日時点における各種指数を活用し、物価連動で買取価格が改定される。

＜建物設置型太陽光発電の買取価格の物価連動計算式＞

$$L = 0{,}8 + 0{,}1 \cdot \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0{,}1 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

ICHTrev-TS：　機械・電気産業の時間当たり人件費指数（全従業員）改定値で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値

FM0ABE0000：　全産業対象の産業・ビジネスサービスの発電者物価指数で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値

ICHTrev-TS0及びFM0ABE00000：買取契約発効日の直近11月1日時点の指数の最終値

出所）2021 年 10 月 6 日付アレテ 第 9 条に基づき著者作成

2016 年から FIP 制度が導入されており、原則 500kW 以上の再エネ設備については、電源種別基準価格と市場参照価格の差額が発電事業者に支払われる。電源種別の基準価格の計算式は別途アレテ に示されており、陸上風力の場合も上記太陽光の FIT 買取価格と同様に物価変動の要素が組み込まれている。

＜陸上風力発電の基準価格の物価連動計算式＞

$$L = 0{,}4 + 0{,}4 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0{,}2 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

ICHTrev-TS1：　機械・電気産業の時間当たり人件費指数（全従業員）改定値で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値

FM0ABE0000：　全産業対象の産業・ビジネスサービスの発電者物価指数で、各年の買取契約発効日の直近の11月1日時点最終値

ICHTrev-TS10及びFM0ABE00000：買取契約発効日の直近11月1日時点の指数の最終値

出所）2016 年 12 月 14 日付アレテ 附属書 2 に基づき著者作成

(3) 逓減率の適用

新規設備に適用する FIT の買取価格は、2021 年 10 月 6 日付アレテ（省令）において、四半期毎に直近の導入量に応じて逓減する仕組みが導入されている。四半期毎に 1.25%逓減させることを基本としながら、各分類の直近の四半期における累積定格出力の実績に応じて、適用する逓減率を変える仕組みとしている。逓減に関する計算式は、設備容量 9kW 未満、9～100kW、100～500kW の 3 つの分類で異なる計算式が適用される。

表 2.3-16　設備容量 100～500kW の建物設置型太陽光発電の買取価格の逓減率計算式

直近四半期に系統連系した設備の累積定格出力	適用逓減率計算式（係数 Si）
530MW 以上	0.0001796*（PDCR-530）＋ 0.0125　（但し、最大値 0.102）
265～530MW	0.00035*（PDCR-265）＋0.0125
132.5～265MW	0.0125
132.5MW 以下	0.00035*（PDCR-132.5）＋0.0125

出所）2021 年 10 月 6 日付アレテ 附属書 1 に基づき著者作成

(4) 入札における価格設定

一定規模以上の水力、太陽光、陸上風力、洋上風力発電については入札制度を実施している。入札募集時期・分類毎に、入札時の上限・下限価格があらかじめ設定されている。R3 年度報告書によると、2016 年 1 月に実施したエコロジー・持続可能な開発・エネルギー省（当時の所管省）担当者へのヒアリングでは、年間の逓減率が 7～8%程度となるような水準を想定して、上限・下限価格を設定しているとの回答であった。

(5) カーボンフットプリント評価

フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、入札価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。より太陽光モジュールのカーボンフットプリントが低い機器を採用しているプロジェクトが高い評価を得る仕組みとなっている。

100 点満点の総合評価が行われ、最新の入札公募要項における点数の配分は下表の通り。

表 2.3-17　2021 年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準[182]

評価基準	最大スコア
価格（NP_0）	70
カーボンフットプリント評価（NC_0）	16
事業の環境影響（NE）	9
共有ガバナンス（GP）：FC と組み合わせなし	5
または共同資金（FC）：GP と組み合わせなし	2

[182] CRE, “Cahier des charges de l’appel d’offres portant sur la réalisation et l’exploitation d’Installations de production d’électricité à partir de l’énergie solaire « Centrales au sol »” （2022 年 4 月版） をもとに作成

表 2.3-18　2021 年以降の建物・屋根設置型太陽光発電入札の評価基準[183]

評価基準	最大スコア
価格（NP_0）	70
カーボンフットプリント評価（NC_0）	25
共有ガバナンス（GP）：FC と組み合わせなし	5
または共同資金（FC）：GP と組み合わせなし	2

(6) 太陽光に関する強制労働への対応状況

フランスにおいては欧州各国に先駆けて 2017 年に「親会社と発注企業の注意義務に関する法律（loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et Des entreprises donneuses d'ordre）」を制定し、人権に関する注意義務規定を法的に整備している。同法は、2 年連続で（1）フランスに所在する企業で子会社を含め合計 5,000 人以上の従業員を雇用している企業、または（2）フランスに所在する企業でフランス国内外の子会社を含め合計 1 万人以上の従業員を雇用している企業に対して、注意義務に関する計画書の作成と同計画の実施を義務付けている。同計画書には、（1）リスクの特定、分析、分類・格付けのため、リスクマップの作成、（2）リスクマップに関して、子会社や取引のある下請け企業・サプライヤーに対する定期的評価の実施方法、（3）リスクの軽減または重大なリスク防止の適切なアクションプラン、（4）労働組合との協議により作成したリスクの存在または顕在化に関連する警報や通報・収集制度の確立、（5）実施措置のフォローと有効性を評価するシステム、を盛り込むこととされ、それらを年次報告書で開示することも義務付けられている。

上記の通り広範な企業を対象とした法制度は導入されているが、太陽光パネルや太陽電池等に特化した規制や関連する議論は現状見当たらない。

なお、フランスの太陽光発電の入札においては、「カーボンフットプリント評価」として、サプライチェーンを通じた CO２排出量も評価対象としている。CO2 排出量の評価にあたっては太陽電池モジュールまたはフィルムの製造に使用された各材料の調達先と原産地について認証機関による認証が必要となるため、調達先の適正性について一定の抑止力が働いているものと考えられる。

[183] CRE, "Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres agricoles, hangars et ombrières de puissance supérieure à 500 kWc »" （2022 年 5 月版） をもとに作成

2.3.6　発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

(1) 太陽光パネルのリサイクル・廃棄にかかる制度

A) 法制度

フランスにおいては、EU の WEEE 指令の国内法である政令 2014/928 によって、WEEE 規制の対象となる電子機器は、以下 7 項目に分類されている。太陽光パネルが一つの項目として分類されている。

1°熱交換装置
2° 画面、モニター、及び表面積が 100 cm2 を超える画面を含む機器
3°ランプ
4° 大型機器
5° 小型機器
6° 小型の IT 及び電気通信機器
7° 太陽光発電パネル
8°　電動自転車・電動個人輸送車両

上記の WEEE 規制の対象となる電子機器は、再利用を優先的に検討することが原則となっている。さらに、廃棄・処理する場合には、以下の優先順位で処理することが環境法 L541-1 条に規定されている。

a) 再利用の準備（使用済みの機器・部品を特段の処理することなく再利用できるよう、管理、洗浄または修理する）
b) リサイクル
c) その他の利用、特にエネルギー利用
d) 廃棄（埋め立てないしエネルギー回収を伴わない焼却処理等）

太陽光パネルを含む電子機器の生産者（メーカー、輸入業者、販売者等を含む）が使用済み電子機器の回収と処理に責任を負うこととなっている。生産者は、独自の回収・処理システムを整備するか、個別システムを保有していない場合には、政府に承認された「エコ組織」に加入する必要がある。

政府が承認するエコ組織は 4 つあり、上記 WEEE カテゴリーの 1, 2, 4, 5, 6 向けに Ecologic と Ecosystem、カテゴリー4, 5 向けに.Screlec、そしてカテゴリー7 の太陽光パネルについては Soren（旧 PV Cycle France）が承認されている。

2021 年に PV Cycle France から名称を変更した Soren は、生産者登録簿への登録業務を担うとともに、「環境貢献料」を財源に使用済み太陽光発電パネルを無料で回収・処理している。

□「環境貢献料」とは、太陽光パネルの販売時に、使用済み太陽光パネルのリサイクルを目的とて販売額に上乗せされる料金のことであり、回収され環境貢献料が生産者からエコ組織に支払われる仕組みとなっている。環境貢献料の単価はモジュールの重要や種類により異なっており、

2020 年以降下表の通り設定されている。

なお、環境貢献料はあくまで NPO 団体への支払となるため、税金ではないという建付けになっている。

表 2.3-19　結晶シリコン系太陽電池モジュールの環境貢献料

モジュールの重量	アルミフレーム付きモジュール	フレーム無しモジュール
1kg 未満	0.02€	0.03€
1kg～10kg 未満	0.16€	0.28€
10kg～20kg 未満	0.36€	0.63€
20kg～30kg 未満	0.50€	0.87€
30kg～40kg 未満	0.70€	1.22€
40kg～50kg 未満	0.90€	1.57€
追加 10kg あたり	0.20€	0.35€

出所）Soren ウェブサイトより著者作成

表 2.3-20　薄膜系太陽電池モジュールの環境貢献料

モジュールの重量	薄膜 Si	CdTe	CI（G）S
1kg 未満	0.03€	0.05€	0.04€
1kg～10kg 未満	0.22€	0.37€	0.35€
10kg～20kg 未満	0.49€	0.70€	0.79€
20kg～30kg 未満	0.69€	1.17€	1.10€
30kg～40kg 未満	0.96€	1.63€	1.54€
40kg～50kg 未満	1.23€	2.10€	1.98€
追加 10kg あたり	0.27€	0.47€	0.44€

出所）Soren ウェブサイトより著者作成

B)　法定リサイクル目標

2019 年以降、太陽光パネルのリサイクル目標は、再利用＋リサイクル率が 80%、エネルギー利用も含めた資源利用率が 85%に設定されている。

(2)　太陽光パネルのリサイクル・廃棄にかかる運用状況

A)　太陽光パネルの発生量・リサイクル量及び処理量

Soren の資料によると、2021 年においてフランス全土で 3,395 トンの使用済み太陽光パネルが回収されている。2019 年には 4,735 トンが回収されたが、それ以降回収量は 2 年連続減少している。

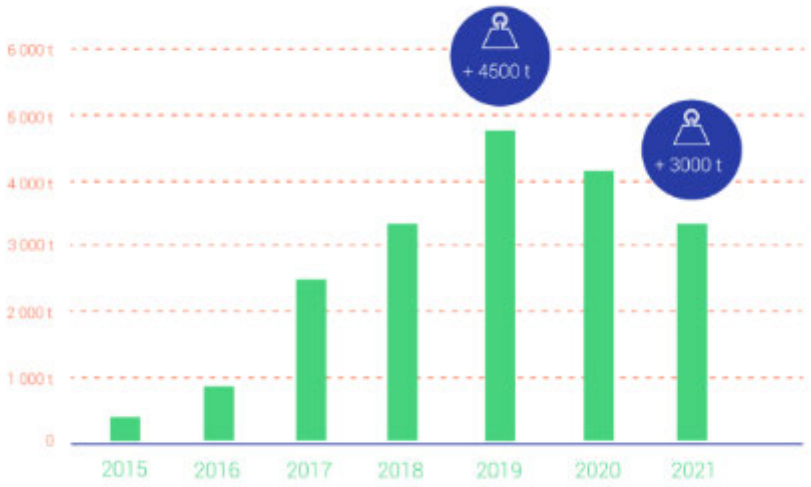


図 2.3-7　使用済み太陽光パネルの年間回収量の推移（単位：トン）

出所）Rapport d'activité 2021, SOREN

□処理量については、2021 年は 4,332 トンであり、うち 85%にあたる 3,703 トンがリサイクルされ、397 トンは廃棄、231 トンはエネルギー利用されている。

図 2.3-8　2021 年の使用済み太陽光パネルの処理量（単位：トン）

出所）Rapport d'activité 2021, SOREN

B)　リサイクル業務の運営

□2017 年まで、フランスには太陽電池パネルのリサイクル設備がなかったため、旧 PV CYCLE France が使用済み太陽光パネルを回収後、ベルギーまたはドイツに運搬し、処理されていた。

□2017 年初めに PV CYCLE France（現 Soren）がリサイクル業務に関する入札を実施し、Véolia が事業者として選定された。Veolia はフランスで最初の太陽電池パネルリサイクル施設を

設立した。2018 年 7 月から稼働しており、年間 4,000 トンの処理能力があるとされている。

なお、Veolia のリサイクル施設は結晶シリコン太陽光モジュール専門のリサイクル施設であり、薄膜太陽光モジュールはフランスに処理施設がないため、引き続きドイツで処理されている。

Soren は 2021 年 2 月にも事業者の入札を実施し、Galloo、ENVIE 2E Aquitaine 及び ENVIE 2E Midi-Pyrénées が新たに回収・処理事業者に選定された。ENVIE 2E グループは、日本で開発された熱刃剥離プロセスを導入したリサイクル施設を整備し、2022 年から稼働している。熱刃剥離プロセスでは、従来の粉砕型と異なりガラスを割ることなく回収できるため、板ガラスの回収が可能となっている。

C)　リサイクルの方法・リサイクル後の使途

Veolia のリサイクル施設においては独自のリサイクル技術が導入されており、工程は以下の通り。当技術の導入に伴い、パネルの 95%がリサイクル（エネルギー利用含む）可能となり、残りは焼却処分される。

- ✓ パネルを解体し、アルミフレーム、ジャンクションボックス、ケーブルを取り外した状態にする
- ✓ 機械により研磨・切断処理
- ✓ ふるいにかけ素材（ガラス、プラスチック、シリコン等）及び粒子サイズ毎に分類
- ✓ 各素材毎のリサイクル工程へ回す

ガラスはグラスファイバーや断熱材製品等に再利用、アルミニウムフレームは精製施設等で再利用され、プラスチックはセメント工場等において燃料として利用される。

なお、Total Energies 社によれば、ガラスとアルミニウムは無限にリサイクル可能で、シリコンは 4 回までリサイクルが可能、プラスチックについては現状リサイクルが難しいと言われている[184]。

(3)　風力発電設備のリサイクル・廃棄にかかる制度

A)　法制度

省令 Arrêté du 22 juin 2020 が使用済みの風力発電設備の解体と廃棄物管理に関して規定している。本省令において、風車及び配電設備の半径 10m 以内の発電設備・配電設備及びケーブルは撤去する必要があり、また杭を除く基礎部分についても原則完全掘削が求められている。

B)　法定リサイクル目標

上記省令では、2022 年以降段階的なリサイクル・リユース目標値を定めている。2022 年 7 月 1 日以降は、基礎を含む撤去された風力発電設備の総重量の 90%以上、ローターの総重量の 35%以上のリサイクル・リユースを義務付けている。

[184] https://www.totalenergies fr/particuliers/parlons-energie/dossiers-energie/energie-renouvelable/comment-est-recycle-un-panneau-solaire-photovoltaique　(2023 年 2 月 22 日取得)

2023 年 1 月 1 日以降以降稼働する風力設備においては、ローターの総重量の 45%以上、2024 年 1 月 1 日以降は撤去された風力発電設備の総重量の 95%以上、2025 年 1 月 1 日以降はローターの総重量の 55%以上と、段階的にリサイクル・リユース率が上がる。

(4) 風力発電設備のリサイクル・廃棄にかかる運用状況

A) リサイクル業者

□風力のリサイクルに関する事業者が出てきており、解体・リサイクルの専門業者である AD3R や、洋上風力設備の部品の再販を行っている Mywindparts 社が存在する。大手電力会社の Engie は、100%リサイクル可能なブレードの開発を行っている。

B) リサイクル方法・リサイクル後の使途

□Engie 社によると、風力発電設備の各素材については、以下の通りほぼ 100%リサイクルが可能と言われている[185]。

- ✓ マスト、ハブ、ナセルに使用されている鉄とアルミニウムは、既存のリサイクル方法でほぼ 100%リサイクル可能
- ✓ 電気ケーブルの銅もほぼ 100%リサイクル可能
- ✓ 基礎の鉄筋コンクリートについても、選別、粉砕、削り取りを行った後に建設部門の骨材としてほぼ 100%リサイクル可能
- ✓ ブレードとナセルに含まれる複合材料（樹脂、グラスファイバーまたはカーボン）については現状 50%程度のリサイクル率であり、このリサイクル率を高める取り組みがされている。

2.3.7 地域の理解に向けた取組

(1) 再エネ設備設置に係る地域理解促進のための法制度

A) 気候変動対策・レジリエンス強化法

2021 年 8 月に新たに施行された気候変動対策・レジリエンス強化法（LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets）は、選ばれた市民約 150 名からなる気候変動市民会議（La Convention citoyenne pour le climat）の提言を立法化したものである。気候変動に係る目標を達成するため、消費、生産と労働、移動、住宅、食という 5 つのテーマに沿った施策を講じており、気候変動対策・レジリエンス強化法の施行に伴い段階的にこれらの施策が実行される予定になっている。

上記気候変動対策・レジリエンス強化法 において、「地域エネルギー委員会（comités régionaux de l'énergie）」の設置義務をエネルギー法典の中に組み込むことが規定されている。地域エネルギー委員会は、「地域評議会の議長と知事が共同議長を務め、地域レベルでの再エネ開発や目標設定、監視、評価等、地域に影響を与えるすべてのエネルギーに関する議題について

[185] https://www.engie-green fr/actualite/vers-des-eoliennes-recyclables/ （2023 年 2 月 22 日取得）

協議する場であり、国のエネルギー目標を達成するために地域毎の再エネの開発目標を提案する場」であると規定されている。

B)　都市計画法及び環境法

個別の再エネ設備の設置は、都市計画法（Code de l'urbanisme）及び環境法（Code de l'environnement）の規制を受ける。250kW 以上の地上設置型太陽光発電、高さ 50m 以上若しくは 20MW 以上の陸上風力発電、洋上風力発電の場合、都市計画法で規定される建設許可の申請と共に、環境アセスメントの対象となる。 環境アセスメントの対象となる場合には、環境法 L.123-1~L.123-18 に基づく公聴会（l'enquête publique）の実施が義務付けられている。公聴会は、独立した調査委員会によって実施される。所管官庁は 15 日以上前に公聴会を実施することを市民に通知し、環境アセスメントの結果報告書や、その結果に対する行政当局の意見、調査委員メンバー等をウェブサイトや地域の出版物等に公表する。
その上で 30 日間以上の公聴会を実施し、ウェブ等を通じて一般市民の意見を募る。また、必要に応じて調査員と市民及び関係者の間で討論会を開催することもできる。調査期間終了後、調査委員が意見を取りまとめて報告書として所管官庁に提出する。その意見も踏まえて、最終的に建設許可申請の受諾あるいは却下が決定される。

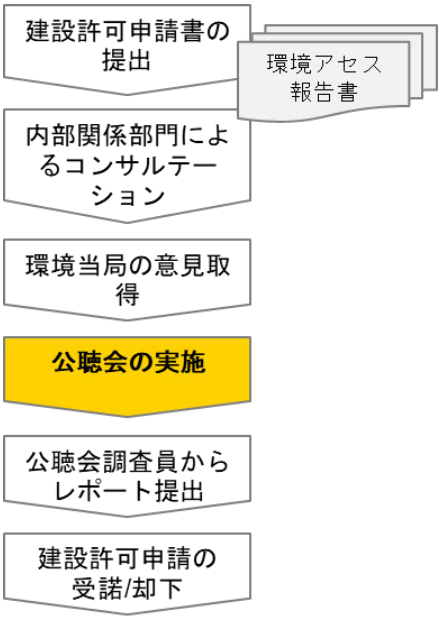


図 2.3-9　環境アセスメントの対象となる再エネ設備の建設許可と公衆参加制度のフロー

出所）：Guide instruction demandes autorisation urbanisme - PV au sol, janvier 2020, Ministère de la Ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales / Ministère de la transition écologique et solidaire に基づき著者作成

(2)　再エネ設備の設置に係る紛争解決手続き

2050 年までのカーボンニュートラルの目標達成に向け、再エネの開発が喫緊の課題である一方、特に風力発電については 2020 年以降、許認可申請の 3 分の 1 が拒否される事態が発生しており 、住民の理解を得ながら風力発電の開発を確実に進める必要性が取り沙汰されている。

環境移行省は、風力発電の開発を促進するために「責任ある開発のための 10 の対策」を発表した。その対策の一つに「風力メディエーター」の設置がある。環境移行省のバーバラ・ポンピリ大臣は、2021 年 10 月 5 日の会見において、環境移行省内に風力メディエーターを設置することを宣言した。風力メディエーターのミッションは、風力発電案件の受容性を評価し、適宜必要な協議が行われたことを確認し、地域におけるコンセンサスを強化するよう事業者に提案すること 、と説明されている。

(3) 具体的なトラブル事例及び対処法

2020 年から開発が進められている Bois Seigneur 風力発電所プロジェクト （高さ 199m の風車 4 台設置、総出力 16.8MW のプロジェクト）は、地元住民からの強い反対により開発が停滞していることから、立地場所であるオルヌ県の知事は、当プロジェクトの環境認可申請に関する意思決定について、国の風力メディエーターに仲裁を求めることとした。

2022 年 2 月 7 日に、環境移行担当大臣から CGEDD（環境と持続可能な開発のための一般評議会、現 IGEDD）の監察官であるジェローム・タイユ・ルソーが、本件の風力メディエーターとして任命された。オルヌ県知事は、3 月 17 日、フランスで初めて風力メディエーターとプロジェクト関係者（プロジェク通りダー、モルターニュ＝オー＝ペルシュ地域圏の副知事、ペイ・ドゥーシュ保護協会、地元代表者等）との会議を招集し、目的や調停の方法、スケジュールを協議した。調停は、関係者へのインタビューや調停人との討論会の形で、3 か月にわたって行われた。

2022 年 7 月 6 日の協議委員会で、調停人による「利害関係者とのやり取りにもかかわらず、特に生物多様性の保護に関連する側面について、プロジェクトを法的に準拠させるために、計画を変更することを想定することができなかった」との見解を発表した。この見解をうけ、県は「プロジェクトのリーダーと地域の関係者との間で可能な対話が欠如していることに留意し」、環境認可の否認が想定されていると述べ、2022 年 7 月 27 日付で県による環境認可否認の通知が公表された。

2.3.8　アグリゲーション事業

「アグリゲーター」は、フランスのエネルギー法典において「（電力）生産者に代わって、設備によって生産された電力を市場で販売することを担当する法人または自然人」と定義づけられている。（エネルギー法典 Article R314-1）

2017 年に FIP 制度が導入されて以来、再エネの発電事業者はアグリゲーターと契約し電力を販売するケースが増えている。アグリゲーターの役割は、集約管理しているポートフォリオ内の電力を最大限に活用することであり、また、需給バランスの責任者（Balance Responsible）としてインバランスに対する責任を負う 。さらに、発電容量保証に関する責任を負う、あるいは設備の管理や REMIT と呼ばれる電力市場参加者に対する規制に基づく報告義務を代行するようなサービスを提供する場合もある。

なお、フランスにおいては、需給調整責任主体（Balance Responsible Parties,Responsables de'Equilibre、BRP）は、TSO である RTE 社との間で契約を締結し、需給調整範囲における責任者としてバランシングを保証する。

2021 年 12 月 31 日時点で RTE 社と契約を締結し登録されている BRP は 198 社あり、うち 155 社が実際に取引を行っている。

フランスの主なアグリゲーション事業者は、以下 3 種類に大別される。

①大手電力会社傘下企業

例）Agregio（EDFのグループ会社）、Engie、CNR, Total及びグループ会社であるBHC Energy

②　海外のエネルギー事業者

例）Statkraft（ノルウェー）、 Solvay Energie Services（ベルギー＆フランス）、 Uniper（ドイツ）、 Axpo（スイス）、 Alpiq（スイス）

③　スタートアップ企業や中小の専門事業者

例）Hydronext、 Centrales Next、 E6、 BCM Energy 、Sun'R Smart Energy

こうした仕組みは出来ているものの、アグリゲーション事業を促進するような政府施策は特段見当たらない。

（参考）参考とした主な情報源

フランスに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下の通り。

(1) **再生可能エネルギー統計**

フランス環境移行省“Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2022”
https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2022.（2023 年 2 月 28 日取得）

(2) **エネルギー法典**

フランスにおけるエネルギー関連法令を取りまとめた法典。再生可能エネルギー関連制度も、このエネルギー法典の各条項を改正・追加する形で導入される。

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208

(3) **FIP 制度、入札関連情報**

フランスの電力市場の規制機関であるエネルギー規制委員会（CRE）が、ウェブサイトで関連情報を通りまとめて情報開示している。

https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data

- 建物・屋根設置型太陽光発電入札（2021 年 7 月～）の募集要項

https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-s2

- 地上設置型太陽光発電入札（2021 年 7 月～）の募集要項

https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a2

- ノルマンディー沖洋上風力の競争的対話プロセスの募集要項

https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-1-2020-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-dans-une-zone-au-large-de-la-normandie

(4) 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

政府公認の太陽光パネルのリサイクル団体である Soren のウェブサイト
https://www.soren.eco/

2.4　スペイン

2.4.1　再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

スペインは、2020 年 1 月に、欧州委員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs : National nergy and climate plan）」を提出した[186]。本計画には、2030 年までの温室効果ガス排出量削減、再エネ導入量に関する目標と達成のための優先施策が盛り込まれ、2022 年 1 月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている。

その後、2020 年 11 月には、「脱炭素化長期戦略 2050（ELP2050）」が閣議決定され、2050 年までの気候中立に向けた戦略が定められた[187]。

2021 年 5 月に成立した「気候変動法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética）[188]」では、第 3 条において 2030 年までに最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率 42%以上、電力システムにおける再生可能エネルギー発電量を 74%以上とすること、2050 年には発電分野を再生可能エネルギー100%にすることを目標に掲げて、上記の国家エネルギー・気候計画の目標を国内法制化している。

(1) 2030 年及びそれ以降の中長期目標

欧州委員会は、2019 年気候変動パッケージの 2030 年目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。2020 年 1 月に、欧州員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs : National energy and climate plan）」を提出した。本計画には、2030 年までの温室効果ガス排出量削減、再エネ導入量に関する目標と、目標達成のための優先施策が盛り込まれ、2022 年 12 月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている。

表 2.4-1　国家エネルギー・気候計画での 2030 年の再エネ関連目標

分野	2030 年目標
温室効果ガス	1990 年比で温室効果ガス排出量を 23%削減
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率 42%
	発電電力量に占める再エネ比率 74%
省エネ	2030 年参照シナリオ（BAU ケース）の予測エネルギー使用量と比較した一次エネ消費効率 39.5%改善

出所）国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan, Spain）, 2020 より作成

再エネ電源別の 2030 年導入目標値は設定されていない。但し、当該計画では、2030 年再エネ電力比率目標の 74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な 254TWh を再エ

[186] es_final_necp_main_en_0.pdf (europa.eu)（2022 年 12 月 2 日取得）

[187] The Moncloa. 03/11/2020. Long-term strategy for a modern, competitive and climate-neutral Spanish economy in 2050 [Council of Ministers] (lamoncloa.gob.es)（2022 年 12 月 14 日取得）

[188] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447（2022 年 12 月 2 日取得）

ネ電源別に配分した「目標シナリオ（Target Scenario）」での予測数値が示されている。

なお、この「目標シナリオ」は、2030 年までの計画期間中に、原子炉 4 基を含む計画的、段階的かつ柔軟な原子力発電の閉鎖と石炭火力発電設備の全廃という施策を織り込んだものとなっている。

表 2.4-2　国家エネルギー・気候計画での目標シナリオにおける電源構成予測

単位：MW

	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
風力（陸上・洋上）	22,925	28,033	40,633	50,333
太陽光	4,854	9,071	21,713	39,181
太陽熱	2,300	2,303	4,803	7,303
水力	14,104	14,109	14,359	14,609
混合揚水	2,687	2,687	2,687	2,687
純揚水	3,337	3,337	4,212	6,837
バイオガス	223	211	241	241
その他再エネ	0	0	40	80
バイオマス	677	613	815	1,408
石炭	11,311	7,897	2,165	0
天然ガス（CCGT）	26,612	26,612	26,612	26,612
コジェネ	6,143	5,239	4,373	3,670
燃料、燃料/ガス	3,708	3,708	2,781	1,854
廃棄物その他	893	610	470	341
原子力	7,399	7,399	7,399	3,181
蓄電	0	0	500	2,500
合計	**107,173**	**111,829**	**133,802**	**160,837**

出所）国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan, Spain），2020 に基づき著者作成

2020 年 11 月には、「近代的、競争的、気候中立的な 2050 年スペイン経済に向けた長期戦略（ELP2050）」が閣議決定され、2050 年までの気候中立に向けた戦略が定められた[189]。この戦略では、本戦略では、2050 年までの温室効果ガス排出量削減、再エネ導入量に関する目標と、それに向けた技術導入のロードマップや経済効果について検討されている。

表 2.4-3　近代的、競争的、気候中立的な 2050 年スペイン経済に向けた長期戦略での 2030 年の再エネ関連目標

分野	2050 年目標
温室効果ガス	1990 年比で温室効果ガス排出量を 90%削減（残り 10%は自然吸収とすることで気候中立を達成）
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率 97%
	発電電力量に占める再エネ比率 100%
電化率	経済の電化率 50%以上

出所）近代的、競争的、気候中立的な 2050 年スペイン経済に向けた長期戦略（ELP2050）に基づき著者作成

[189] The Government approves the Long-Term Decarbonization Strategy, which sets the path to achieve climate neutrality by 2050 (miteco.gob.es)（2022 年 12 月 14 日取得）

その後、2021 年 5 月には、上記の国家エネルギー・気候計画で掲げた目標を含んだ気候変動法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética）[190]」が成立した。気候変動法では、2050 年までのカーボンニュートラル達成を目標に掲げ、再生可能エネルギーについても、第 3 条において 2030 年までに最終エネルギー消費における再生可能エネルギー比率 42%以上、電力システムにおける再生可能エネルギー発電量を 74%以上とすること、2050 年には発電分野を再生可能エネルギー100%にすることを目標に掲げている。

なお、これらの目標について、エネルギー閣僚評議会が 2023 年までに目標見直しを行うことを規定するとともに、この評議会に対して目標の上方修正を行う権限を付与している。

気候変動法の第 3 条「温室効果ガスの排出削減、再生可能エネルギー、エネルギー効率に関する目標」で掲げた目標は以下の通り。

表 2.4-4　気候変動法で掲げたエネルギー・気候変動関連の目標

第 3 条 温室効果ガスの排出削減、再生可能エネルギー、エネルギー効率に関する目標

1. 国際的に想定された公約を遵守するため、また自治州の権限を損なうことなく、以下を最低限の 2030 年国家目標として設定する。
   a) スペイン経済全体の温室効果ガス排出量 1990 年比 23%以上減
   b) 最終エネルギー消費における再生可能エネルギー42%以上
   c) 電力システムにおける再生可能エネルギー発電量 74%以上
   d) 一次エネルギー消費量を PRIMES2007 参照シナリオ（BAU ケース）使用量と比較して 39.5%以上減
2. いかなる場合も、可能な限り短期間に、国際的に想定された公約を遵守する目的で、自治州の権限を損なうことなく、2050 年までに気候中立及び再生可能発電源のみの電力システムを達成する。
3. 閣僚評議会は、以下を目的として、本条第 1 項及び 2 項に定める目標を上方修正する権限を有する。
   a) パリ協定締約国会議の決定に従ってパリ協定を遵守するため
   b) 欧州連合規則を遵守するため
   c) 技術及び科学知識の進歩に適合するため
   d) 定量化可能な客観的要素が存在し、環境、社会又は経済的な理由で望ましいとされる場合
4. 第 1 項及び第 2 項に定める目標の見直しは、既存の温室効果ガスの排出量削減及び炭素吸収源による除去強化のための上方修正のみ可能とする。
5. いずれの場合も、本条に定める目標の最初の見直しは、2023 年に開始する。

出所）気候変動法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética）[191]に基づき著者作成

[190] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 （2022 年 2 月 22 日取得）

[191] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447（2022 年 12 月 13 日取得）

(2) エネルギー価格・物価高騰への対応

A) National Fund for the Sustainability of the Electric Systems（FNSSE）

スペイン政府は 2020 年 12 月、増加する電力料金と国民負担を低下させるために、現在系統料金の一部として回収されている 12 月 26 日 Law 24/2013 に基づく再エネ、コジェネレーション、廃棄物発電への支援（RECORE）の費用負担を 5 年間掛けて全てのエネルギー関連企業から回収する費用やその他の発電関連の税収、CO2 入札収益で置き換えるための基金を設立する法案を提出[192]。

2021 年 6 月には議会がこれを承認。現在コンサルティング会社を起用したインパクトアセスメントが実施され、法制化に向けて動いている[193]。これによると、家計の電気料金は約 12～14%、小規模事業者の電気料金は約 6%低下する見通し。一方、家計のガス料金は 8%、ガソリンやディーゼルは 5%増加する見込みである[194]。

A) 組織

本ファンドは、公的セクターの法的枠組みに関する Law40/2015 に基づく法人格のないファンドとして、環境移行・人口問題省（MITERD）の傘下に設立される。本ファンドの予算措置、会計や管理業務については、法人格のないファンドに関する全般的な予算に関する Law 47/2003 に基づき規定され、運営事務は Institute for Diversification and Energy Saving（IDAE）に委託される。ファンドの管理・統制については関連機関の代表者で構成された環境移行・人口問題省のモニタリング委員会が担当する。

B) 拠出金

電気ガス事業者、石油卸販売会社や LPG 販売会社や消費家等の義務者や、法令 15/2012 に基づく税収、CO2 市場からの収益、General State Budget（PGE）に組入れられた地域基金等の資金によって賄われる想定。エネルギーセクターからの支払いについては、関連売上高に応じて 4 半期に一度、上記税収や CO2 入札収益を除いた費用が回収される。（ただし、蓄電による電力消費、農業用ディーゼル、ガス発電、航空燃料使用や漁船、バイオマス混焼やバイオガスや特定のエネルギー多消費産業は除かれる）

前年度の最終四半期に、各義務者の拠出額が環境移行・人口問題省により決定される。ガスや電気小売事業者については最終消費者へのエネルギー関連の売上高に応じて決定される。電気需要家やガス需要家については最終消費量に応じて、石油関連製品や LPG 事業者については、小売事業者や最終消費者への販売高に応じて計算される。

全ての義務者の負担額は、別々の燃料種を以下の表及び 1GWh=0.086ktoe で GWh に換算して計算される。

---

[192] The Government begins the processing of the draft law that creates the National Fund for the Sustainability of the Electricity System (miteco.gob.es)（2022 年 12 月 13 日取得）

[193] APL National Fund for the Sustainability of the Electricity System - aelec（2022 年 12 月 13 日取得）

[194] Impacto del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) (aelec.es)（2022 年 12 月 13 日取得）

表 2.4-5　FNSEE 負担額のエネルギー換算表

燃料種		toe/mt
LPG		1.099
うち	プロパンガス	1.106
	ブタンガス	1.072
ガソリン		1.051
ケロシン		1.027
ディーゼル		1.017
バイオディーゼル		0.884
燃料油	軽油	1.010
	重油	0.955

出所）FNSEE 法令案[195]に基づき著者作成

加えて、財源となる税金としては、7%の発電税（IVPEE）、原子力税、水力税や CO2 入札による収入がある。

C)　罰則規定

支払い義務の金額やデータ提出方法の瑕疵の度合いに応じて、罰則規定を設定。（罰金額はいずれも最大でも対象企業の売上高の 10%を超えない）

- 5 百万ユーロ以上の年間支払い義務がある場合に支払いを全て止めた場合や、エネルギー関連売上データの改ざんを行った場合には最も重大な違反：6 百万ユーロ～60 千万ユーロ
- 50 万ユーロから 5 百万ユーロの年間支払い義務がある場合に支払を止めた場合や、不正確なデータの提示により利益を得られる場合、データ提出の遅延により義務金額の査定が妨害された場合、免除が認められた目的外のディーゼル利用等は重大な違反：60 万ユーロ～600 万ユーロ
- 50 万ユーロ以下の年間支払い義務がある場合に支払いを止めた場合、利益を得られないものの不正確なデータの提示を行った場合、データ提出の遅延により義務金額の査定業務を難しくした場合、軽微な違反：～60 万ユーロ
-

D)　インパクトアセスメント

AFRY Management Consulting のレポートによると、本基金の導入により、現在再エネ支援金（RECORE）の負担率が高い家計や中小事業者の電気料金は、各々14%と 12%の低減が見込まれる。現在の負担率の低い小規模から中規模産業事業者は6%の低減に留まった。そして、現在ほとんど支援金の負担をしていない大規模事業者については、4%の増加が見込まれる。（ただし、大規模事業者には減免措置があり、6～4%の減免率が想定される。）

一方で、ガス料金については、国内消費者は 8%の増加となり、海外消費者は 17%の増加となる見込み。（発電用のガス消費等は除かれる）ガソリンとディーゼル代金は約5%の増加となる。（商品や人員の移動のための消費は除かれる）

[195] file:///C:/Users/mitsuru.shudo/Downloads/Texto%20del%20Anteproyecto%20de%20Ley.pdf

B)　棚ぼた税

スペイン政府は「2021 年 9 月 14 日政令（Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad）[196]」で、イベリア半島の卸電力取引市場における電力価格高騰を抑制し、小売電気料金への影響緩和を目的とした一連の措置を導入した。

その中の一つの対策として、再生可能エネルギーを含む温室効果ガスを排出しない 10MW 超の発電設備を対象として、2022 年 3 月 31 日までの時限的に過剰報酬を返還させる制度を導入した。制度の概要は以下の通り。

表 2.4-6　2021 年 9 月 14 日政令に基づく「棚ぼた税」

対象期間	2021 年 9 月 16 日～2022 年 3 月 31 日
対象者	温室効果ガスを排出しない技術（原子力、水力、風力、太陽光、就航型太陽熱、バイオマス、液体バイオマス、バイオガス、海洋エネルギー）を用いた発電者 但し、以下の場合を除く ・　イベリア半島以外の地域に立地する設備 ・　電気事業法第 14 条に規定されたいずれかの支援制度の参加設備 ・　ネット発電容量 10MW 以下の設備 ・　また、PPA 等により事前に固定価格での電力販売の契約を締結していることが証明できる発電設備については、本条項の適用が除外される
措置の内容	対象期間中のイベリアガス市場（MIBGAS）における各日の天然ガススポット価格の平均値が 20 ユーロ/MWh 以上になった場合に、規定のフォーミュラに従って計算された金額を送電系統運用者（REE）に支払い 支払われた金額は、電力システムの費用と収入の一時的な差を補てんするために使用される

出所）2021 年 9 月 14 日政令（Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre）に基づき著者作成

C)　ウクライナにおける戦争による経済的及び社会的影響に対する緊急措置

2022 年 3 月 30 日付でウクライナにおける戦争による経済的及び社会的影響に対する緊急措置として Real Decreto-ley 6/2022[197]が施行されており、その中で、燃料価格の高騰を考慮し、特別支援制度（RECORE）下で操業中の再エネ施設に対する報酬計算方法を更新することが定められている。更新の内容は同法第 2 章第 5 条に示す通り。

- 本法令の発効後 2 ヶ月以内に、現行法である 6 月 6 日付勅令 413/2014 第 20 条に規定されている原油価格に依存して報酬額が決定する仕組みを見直し、その報酬額の算定方法を認可すること。
- これによると、2022、2023、2024 年の市場価格は 2021 年下半期の先物取引の平均価格として計算される。2025 年以降は 2024 年の値と同様とされる。

[196] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974（2022 年 12 月 2 日取得）

[197] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-4972（2022 年 12 月 2 日取得）

- 2022 年の化石燃料価格は、半年毎の原料価格の変動を考慮して決定される。また、CO2 排出権価格については、2021 年下半期に取引された先物価格の平均値とされる。
- 2020 年と 2021 年からの差分調整の価格設定は、2020 年の平均価格を 33.94 ユーロ/MWh、2021 年を 111.9 ユーロ/MWh とする。
- 2023 年 1 月 1 日から 2025 年 12 月 31 日の間の 2022 年からの差分調整の価格としては、2022 年の市場価格の平均を採用すること。[198]
- 見直し後の算定方法も、事業者にとって再エネ設備の効率的な運用、低コスト化などを促す動機付けとなるものでなければならないこと。

さらに、ウクライナにおける戦争による経済的及び社会的影響に対する緊急措置 Real Decreto-ley 6/2022 には、次の再エネ関連の内容が盛り込まれている。

- 9 月 14 日政令 Royal Decree-Law 17/2021 による時限的に過剰報酬を返還させる制度（上記）を 2022 年 6 月 30 日まで延長すること。
- 電気料金の高騰を緩和するための再エネ設備からの売電額に対する課税の停止を 2022 年 6 月 30 日まで延長すること。加えて、電気に対する付加価値税と特別税の減税も同日まで継続すること。
- 再エネ発電プロジェクトを合理的かつ迅速に進めるため、EIA を簡略化すること。各州において再エネ発電プロジェクト推進の緊急性を宣言し、手続きの簡略化を進め、各プロジェクトの認可を州政府の責任で行うこと。

D） 天然ガス等に対する付加価値税の減税

閣僚理事会は 2022 年 9 月 20 日、環境移行・人口問題省、財務・公共機能省、経済・デジタル省の要請により、天然ガス供給、ペレット、ブリケット、薪に対する付加価値税を 21%から 5%に引き下げ、消費者等に約 2 億 1000 万ユーロの節約をもたらす勅令を認可した[199]。

付加価値税が 21%から共同体の法律で認められた最低税率の 5%に引き下げられることにより、近隣の共同体のボイラー向けを含むすべての天然ガス供給が恩恵を受けることになる。2022 年 12 月 31 日まで、天然ガスの配達、輸入、共同体内購入に軽減税率が適用され、冬の到来を前に重要な供給へのアクセスが容易になる。

電気料金に対する付加価値税の 21%から 10%への減税措置（卸売市場価格が 45 ユーロ/MWh 以上である限り、税区分の変更により更に 5%へ減税[200]）、2021 年 6 月 24 日政令「Real Decreto-ley 12/2021 による特別税の 5.113%から 0.5%への減税措置[201]、7%の発電税の停止措置も引き続き適用されている。

[198] https://www.wfw.com/articles/important-regulatory-developments-in-the-energy-sector-approved-in-spain-decree-law-6-2022/（2023 年 2 月 15 日取得）

[199] The Government reduces the VAT on natural gas from 21% to 5% for all consumers, among other measures in the field of energy (miteco.gob.es)（2022 年 12 月 2 日取得）

[200] Disposición 10557 del BOE núm. 152 de 2022（2022 年 12 月 2 日取得）

[201] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10584（2022 年 12 月 2 日取得）

E） 小口需要家のための自主価格（PVPC）制度の改正案

スペインでは、電力供給契約のうち、10kW 以下の小口需要家向けの料金で卸売電力市場に連動する供給契約があり、小口需要家のための自主価格（PVPC）と呼ばれている。この仕組みは 2014 年 3 月 28 日の勅令 216/2014[202]によって導入され、価格の計算方法や法的枠組みが創設された。これの改正令に関するパブリックコメントが 10 月 5 日から 11 月 7 日まで募集されている[203]。

PVPC 制度においては、スペインの送電網管理者である REE（Red Eléctrica de España）が毎日午後 8 時 15 分に、卸売市場価格の電力料金や送電網維持コスト等を含む翌日の時間毎の電力料金を発表し、それが電力料金に適用される仕組みとなっており、現在スペインで最も競争力のある電力料金体系となっており、スペイン全土の約 29 百万の小口需要家のうち、11 百万人が本制度で電力を契約している[204]。

昨今のウクライナ戦争の影響により卸売市場のボラティリティは高く、また先渡市場の流動性の低さが EU 全体で問題となっていることから[205]、本勅令を通じて PVPC に先渡価格シグナルを導入し、取引業者による需要側のヘッジ手段の契約を促進し、併せて先渡市場に流動性をもたらすことを企図している。

F） 社会ボーナス[206]

昨今の電力料金の高騰を反映して、PVPC による電力契約をしていて、特定のカテゴリーに当てはまる消費者について電力料金の免除が適用されている。

① 脆弱な消費者：25%（2023 年 12 月 31 日までは 65%）
- ✓ 世帯年収が 12,600 ユーロ以下
- ✓ 大家族としての認定
- ✓ 社会保障制度の受給者
- ✓ 最低保証賃金制度の適用対象者

④ 特に脆弱な消費者：40%（2023 年 12 月 31 日までは 80%）
- ✓ 脆弱な消費者として認定される収入水準の 50%以下の収入
- ✓ 大家族として認定され、且つ年収が 16,800 ユーロ以下
- ✓ 社会保障制度の受給者で、世帯年収が 8,400 ユーロ以下
- ✓ 最低保証賃金制度の適用対象者で、脆弱な消費者として認定される収入水準の 50%以下の収入

[202] BOE.es - BOE-A-2014-3376 Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. （2022 年 12 月 2 日取得）

[203] Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge - DetailParticipacionPublica (energia.gob.es)（2022 年 12 月 2 日取得）

[204] Voluntary price for the small consumer (PVPC) | Red Eléctrica (ree.es) （2022 年 12 月 2 日取得）

[205] ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf (europa.eu) （2022 年 12 月 2 日取得）

[206] https://www.bonosocial.gob.es/#quees

2.4.2 現行の再生可能電力支援制度

(1) 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

スペインでは、固定価格買取（FIT）とプレミアム買取（FIP）を選択可能な制度により、再エネ導入促進を図ってきたが、2013 年 7 月に既存設備も含めて制度廃止が公表された。既存の FIT 設備は、エネルギー源や設備規模毎に決定された特定料金を支援する制度に、新規設備は、その支援水準を不定期の入札で決定する方式に移行した。

その後、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）[207]に基づき、FIP 制度（CfD 形式）で支援を行う設備を決定する入札制度が導入され、2020 年 12 月から第 1 回の入札が行われた。以降では、この新たな支援制度を CfD FIT 制度と呼ぶ。

2022 年 1 月時点では、この CfD FIT 形式の入札制度を 2025 年まで実施していくことにより、再エネ電力の支援を行うこととしている。

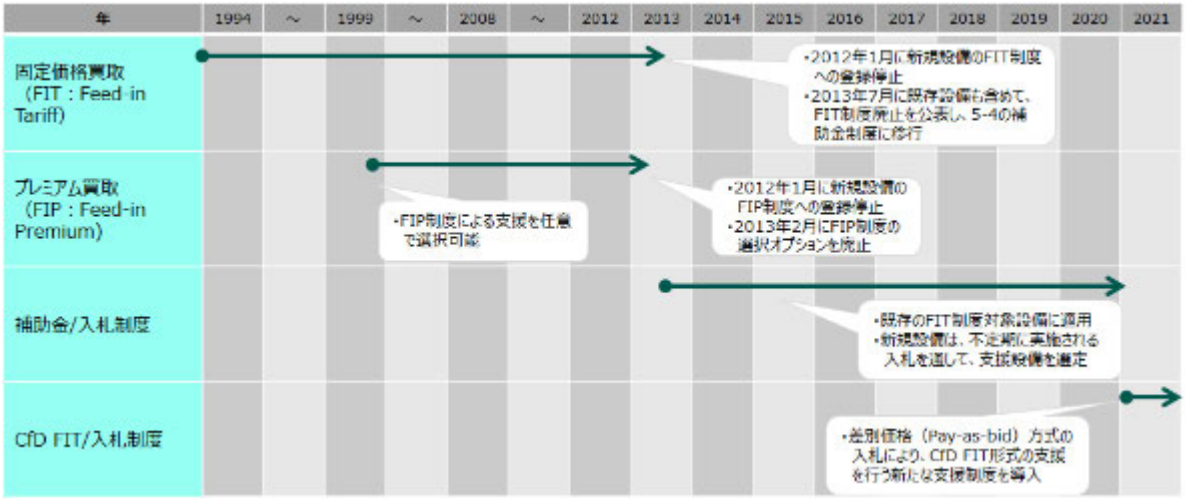


図 2.4-1　電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所）環境移行・人口問題省ホームページ、https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx（2022 年 12 月 2 日取得）に基づき著者作成

(2) 現行制度：2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度

スペインでは、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づき、再生可能エネルギー経済制度（REER）と呼ばれる CfD FIT 形式で支援を行う新たな入札制度が導入された。2020 年 12 月に第 1 回入札の募集が開始され、2021 年 1 月に落札者が決定した。

以下では、2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度の概要を紹介する。

[207] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621（2022 年 12 月 2 日取得）

A)　根拠法令[208]

再生可能エネルギー経済制度（REER）の根拠法令は以下の通り。

6 月 23 日付政令法 23/2020（RDL23/2020）[209]	再生可能エネルギー経済制度（REER）の有効化
11 月 3 日付政令 960/2020（RD60/2020）[210]	REER の法的及び経済的体制の規制
12 月 4 日付省令 1161/2020（環境移行省令 1161/2020）[211]	再生可能エネルギー経済制度、入札手続きの規制と REER の特徴

B)　義務対象者

入札を経て落札した再生可能エネルギー事業者は、スペインの卸電力取引所運営機関である OMIE と、それぞれの落札価格と市場価格との差額決済契約（CfD）を締結する。市場価格が落札価格を下回る場合は発電者に差額の支払いを行い、逆に市場価格が上回る場合は発電者が差額の支払いを行う。

C)　支援対象とするエネルギー源・設備

イベリア半島に立地する新規または既設設備を拡張した再生可能エネルギー発電設備が対象となる。複数技術を組み合わせた設備も適格となる。蓄電システムを併設する場合には、発電電力の蓄電のみに使用することが条件となる。

D)　支援対象エネルギー

支援対象となるのは、前日または当日市場での総売電量となる。また、需給調整市場で取引したエネルギー量も支援対象となる。相対契約での売電は認められない。また、前日または当日市場の取引価格が 0 ユーロ/MWh 以下（ネガティブプライス）となった場合には、売電電力は供給エネルギーと見なされず、市場価格での支払いとなる。

また、後述するように、エネルギー源毎に支援対象とする年間稼働時間に最大時間が設定されており、その時間数を超過した場合には、超過した時間の電力は支援対象外となる。

[208] 環境移行・人口問題省ホームページ（2022 年 12 月 5 日取得）、 https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx（2022 年 12 月 5 日取得）

[209] BOE.es - BOE-A-2020-6621 Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.（2022 年 12 月 5 日取得）

[210] BOE.es - BOE-A-2020-13591 Royal Decree 960/2020, of 3 November, regulating the economic regime of renewable energies for electricity production facilities.（2022 年 12 月 5 日取得）

[211] BOE.es - BOE-A-2020-15689 Order TED/1161/2020, of 4 December, regulating the first auction mechanism for the granting of the economic regime of renewable energies and establishing the indicative calendar for the period 2020-2025.（2022 年 12 月 5 日取得）

(3) 入札制度の制度設計

A)　募集容量

環境移行省令 1161/2020 の第 23 条において、2021 年から 2025 年までの入札スケジュール及び年間の最低募集容量が規定されている。

表 2.4-7　再生可能エネルギー経済制度（REER）での年間入札最低容量

単位：MW

	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	累計
風力	1,000	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	8,500
太陽光	1,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	10,000
集光型太陽熱		200		200		200	500
バイオマス		140		120		120	380
その他※		20		20		20	60

※バイオガス、潮汐発電など

出所）環境移行省令 1161/2020 第 23 条[212]に基づき著者作成

B)　落札者決定方法

2017 年、2018 年に実施した補助金制度の入札と同様に、入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。

入札参加者は、差額決済契約の基準価格（ユーロ/MWh）を応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。なお、決議により、入札募集回毎にエネルギー源別の上限価格が設定されるが、機密情報として公開はされない。

C)　2022 年 7 月、8 月募集開始の入札の詳細

スペインの再生可能エネルギー経済制度（REER）では、詳細な入札の募集要項は、募集回毎に決議（Resolución）毎に決められる。以下では、2022 年 7 月 18 日付[213]及び 8 月 2 日付[214]のエネルギー省決議に基づき、2022 年 7 月と 8 月に募集開始され、同 10 月と 11 月に応札が行われた入札の詳細を通りまとめる。

(a)　対象電源

2022 年 7 月募集開始の第 3 回入札の募集要項に基づく入札対象電源は以下の通り。

[212] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-15689 （2022 年 3 月 1 日取得）

[213] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630（2022 年 12 月 5 日取得）

[214] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228（2022 年 12 月 5 日取得）

表 2.4-8　2022 年 7 月募集開始の第 3 回入札　募集概要

分類	電源タイプ	募集容量	建設期限	最大供給実施期間開始日	最大供給実施期間
b-1.1	太陽光(分散電源)	140MW (応札容量 5MW 以下)	2024/10/15	2025/3/15	12 年間
b-1.2	太陽熱(蓄電付)	220MW	2027/4/15	2027/9/15	20 年間
b-3	地熱等	20MW	2026/10/15	2027/3/15	12 年間
b-4	水力(10MW 以下)				
b-5	水力(10MW 以上)				
b-7	バイオマス(液体)				20 年間
b-6	バイオマス(固体)	100MW (応札制限無し)	2027/4/15	2027/9/15	20 年間
b-8	バイオマス(産業用)	40MW (応札容量 20MW 以下)			

- 新規電源もしくは（水力のみ）既存電源の改修が対象
- イベリア半島の電力系統システムに接続可能であること
- 蓄電池システムを併設していないこと、もしくは、設置する場合には電源からの電力を蓄電することのみが目的であること
- 分散電源については、45kV 以下の電源接続とすること、また地産地消を推進する観点から、容量については以下の計算式を満たすこと

$$Plim = Rdl \times Ploc$$

Where:

– Plim: limit power measured in kW.
– Rdl: local demand ratio, which takes the value of 3 kW per registered inhabitant.
– Ploc: local population, which quantifies the inhabitants recorded in the census, at the time the auction is held, in the municipalities that are wholly or partially located at a distance of less than 60 km from the geometric center of the installation's generating equipment.

- 所有者に、発電所から 60km 以内の地元共同組合か、自治体、25%以上の割合を地元関係者が保有する企業を含むこと

出所）2022 年 7 月 18 日付エネルギー省決議[213]に基づき著者作成

表 2.4-9　2022 年 8 月第 4 回入札　募集概要

分類	電源タイプ	容量	建設期限	最大供給実施期間開始日	最大供給実施期間
b-1.1	太陽光	1,800MW	2024/11/15	2025/3/15	12 年間
b-2.2	陸上風力	1,500MW	2025/11/15	2027/9/15	20 年間

- 新規電源もしくは既存電源の追設が対象
- イベリア半島の電力系統システムに接続可能であること

- 蓄電池システムを併設していないこと、もしくは、設置する場合には電源からの電力を蓄電することのみが目的であること

出所）2022 年 8 月 2 日付エネルギー省決議[214]に基づき著者作成

(b)　入札要件、落札プロジェクトの制限

- （第 3 回入札）応札可能な設備容量は最低で 100kW、最大で 110MW とする。一社に割当て可能な容量は、募集要領の b-1.2～b8 については最大 50%まで、b-1.1 については最大 30%までとする。
- （第 4 回入札）応札可能な設備容量は最低で 100kW、最大で 180MW とする。一社に割当て可能な容量は、募集要領の b-1.1/b-2.2 の各々について最大 25%まで

(c)　最大供給実施期間

落札した設備は、エネルギー源別に定められた「最小エネルギー量」を一定期間、卸電力取引市場に販売しなければいけない義務を有する。この義務を有する「最大供給実施期間」は、11 月 3 日付政令 960/2020 の第 16 条で、原則 10 年から 15 年の間、初期投資または技術リスクが高い技術で、正当な理由がある場合は、例外的に最大 20 年間まで延長可とされている。

(d)　最小及び最大エネルギー

落札設備は、上記の最大供給実施期間は、電力システムに供給すべき最小エネルギー量が義務付けられ、この値を下回った場合に罰金が適用される。また、年間稼働時間での最大エネルギー量も規定されており、この時間を超えた発電量分は支援対象外となる。

第 3 回、第 4 回入札におけるエネルギー源別の「最小エネルギー量」と「最大エネルギー量」は以下の通り。

表 2.4-10　2022 年 7 月募集開始の第 3 回入札　最小/最大エネルギー量

分類	電源タイプ	最小エネルギー量（年間稼働時間）	最大エネルギー量（年間稼働時間）
b-1.1	太陽光(分散電源)	1,500	2,300
b-1.2	太陽熱(蓄電付)	2,600	4,500
b-3	地熱等	2,000	4,000
b-4	水力(10MW 以下)	1,400	2,500
b-5	水力(10MW 以上)	1,800	3,000
b-7	バイオマス(液体)	4,000	8,000
b-6	バイオマス(固体)		
b-8	バイオマス(産業用)		

出所）12 月 4 日付省令 1161/2020（環境移行省令 1161/2020）[211]に基づき著者作成

表 2.4-11　2022 年 8 月募集開始の第 4 回入札　最小/最大エネルギー量

分類	電源タイプ	最小エネルギー量（年間稼働時間）	最大エネルギー量（年間稼働時間）
b-1.1	太陽光	1,500	2,300
b-2.2	陸上風力	2,200	3,500

出所）12 月 4 日付省令 1161/2020（環境移行省令 1161/2020）[211]に基づき著者作成

(e)　第 3 回入札、第 4 回入札のスケジュール

- 2022/7/18 の 5 営業日後～10/18　：第 3 回入札　資格審査図書提出
- 2022/8/23～11/15　：第 4 回入札　資格審査図書提出
- 2022/10/25　：第 3 回入札　入札日
- 2022/11/22　：第 4 回入札　入札日

D)　入札結果

第 3 回入札について、2022 年の 10 月 25 日に予定通り実施され、結果が翌 26 日に環境移行・人口問題省から発表された[215]。全 520MW の枠のうち、バイオマスが 6 件で 146MW、分散型太陽光が 10 件で 31MW、合計で 177MW の落札となった。平均落札価格はバイオマスが 93.09 ユーロ/MWh（最小 72.38 ユーロ/MWh～最大 108.19 ユーロ/MWh）、分散型太陽光が 53.88 ユーロ/MWh（最小 44.98 ユーロ/MWh～最大 62.50 ユーロ/MWh）となった。

第 4 回入札について、2022 年の 11 月 22 日に予定通り実施され、結果が翌 23 日に環境移行・人口問題省から発表された[216]。しかし、全 3,300MW の枠のうち、陸上風力 4 プロジェクトによる合計でわずか 45.5MW のみの落札となり、平均落札価格は 42.78 ユーロ/MWh であった。（最小 39.88 ユーロ/MWh～最大 45.06 ユーロ/MWh）

第 3 回には上限価格以上の価格で落札者が選定されており、また第 4 回は多くの事業者が落札価格より上の 60 ユーロ/MWh 付近で応札したようだと報じられている。これらの原因は、上限価格が低すぎたことと、昨今の高インフレや利率の上昇、タイトな材料需給状況などが落札価格の高止まりを招いたとされている[217][218]。

なお、これまでの入札で該当年の目標値までの落札ができなかった容量については、次回以降

[215] Disposición 17796 del BOE núm. 261 de 2022（2022 年 12 月 5 日取得）
[216] Disposición 20540 del BOE núm. 291 de 2022（2022 年 12 月 5 日取得）
[217] MITECO Selects 146 MW Biomass & 31 MW Distributed Solar PV Under Spain's 3rd REER Auction – EQ Mag Pro – The Leading Solar Magazine In India（2022 年 12 月 5 日取得）
[218] Only 50 MW awarded in Spain's 3.3-GW renewables auction (renewablesnow.com)（2022 年 12 月 5 日取得）

の入札に持ち越されることとなる。

表 2.4-12　第 1 回～第 4 回　入札結果

第 1 回：2021 年 1 月 26 日

	太陽光	陸上風力
募集容量		3,000MW
落札容量	2,036MW	998MW
落札平均価格	24.47€/MWh	25.31€/MWh

第 2 回 2021 年 10 月 19 日

	太陽光	陸上風力
募集容量		3,300MW
落札容量	866MW	2,258MW
落札平均価格	31.65€/MWh	30.18€/MWh

第 3 回：2022 年 10 月 25 日

	分散太陽光	バイオマス
募集容量		520MW
落札容量	31MW	146MW
落札平均価格	53.88€/MWh	93.09€/MWh

第 4 回　2022 年 11 月 22 日

	太陽光	陸上風力
募集容量		3,300MW
落札容量	0MW	45.5MW
落札平均価格	€/MWh	42.78€/MWh

注）第 3 回は上記の他に太陽熱、地熱、水力も入札を実施

出所）環境移行・人口問題省ホームページ[219]をもとに作成

(4) 洋上風力ロードマップの策定

2020 年 11 月 19 日に欧州議会が発行した海洋再生可能エネルギーのヨーロッパ戦略に基づき、スペインにおける洋上風力及び海洋エネルギーの開発ロードマップドラフト[220]を作成し、2021 年 7 月 7 日よりパブリックコメントを募集。2021 年 12 月に同ロードマップについて内閣の承認を得たと報じられている[221]。

ロードマップには、2030 年までに 1～3GW の浮体式洋上風力発電容量（EU 目標の最大 40%）と、その他の商用化前の海洋エネルギーを最大 60MW 実現することを目的とした 20 の行動方針を規定。

A) 概要

スペインは、風力発電で築いた産業競争力や開発力、造船、港湾設備や土木設計の能力を活かして洋上風力開発を進める方針。

国家エネルギー気候計画においては、陸上・洋上含めて 2030 年までに風力発電が（現時点の 25.7GW から）50GW まで拡大する見通し。そのためには、2021 年から 2030 年にかけて、既存風力のリパワリングに加えて 300 億ユーロ以上の投資が必要となる。

[219] Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge - Auctions of the Economic Regime of Renewable Energies (energia.gob.es)（2022 年 12 月 5 日取得）

[220] https://energia.gob.es/en-us/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=431（2022 年 12 月 5 日取得）

[221] https://www.offshore-energy.biz/spain-approves-offshore-wind-and-marine-energy-roadmap/（2022 年 12 月 5 日取得）

一方で、政府は海洋保護エリアを 2030 年に現状の 12%から 30%まで拡大する目標も掲げており、海洋利用についてはこの目標にも沿って進める必要がある。海域公的利用に関する認可については、政府サイドが洋上風力以外の使用目的や海洋保護との整合を図っていく必要がある。

B） 目標

- 欧州の関連技術開発と R&D の先駆者となることと、国際的な、また欧州での産業競争力のベンチマークとなること
- 海洋再生可能エネルギー開発に、海洋保護や多様な利用目的も含めたサステナビリティを織り込むこと
- 1-3GW の浮体式洋上風力と 40-60MW の海洋エネルギー発電を実現すること

C） 国内の背景

国家エネルギー気候計画 2021-2030 では、2030 年までに最終エネルギー消費で 42%、電力セクターで 74%の再生可能エネルギーの適用を想定している。エネルギー効率目標と、追加の再生可能エネルギーを 59GW、うち 25.7GW の風力発電と 80MW の海洋エネルギー等を見込んでいる。

EU 指令 2014/89 に従う形で整備された Royal Decree 363/2017 に従い、現在 5 か所の海域管理計画（POEM）が整備されており、2021 年 6 月 7 日よりパブリックコンサルテーションに付されている[222]。その中で、洋上風力や海洋エネルギーの有望地域と開発の環境への影響について分析しており、優先利用区域（Priority Use Zones:ZUP）と有望区域（High Potential Areas:ZAP)として規定。この計画には海洋環境における既存の利用に加えて、再生可能エネルギーのための利用も含まれる。このため、POEM は、スペインの 5 つの海洋区分毎に、洋上風力発電や海洋エネルギー発電からのポテンシャルを分析評価している。

FIGURE 2: Marine Demarcations in Spain. Source: MITECO

図 2.4-2　海域管理計画（POEM）策定対象となる 5 つの海洋区分

[222] Hearing and public information on the Draft Royal Decree ... / 2021 approving the maritime spatial planning plans of the five Spanish marine demarcations (miteco.gob.es)（2022 年 12 月 5 日取得）

出所）洋上風力及び海洋エネルギーの開発ロードマップドラフト [220]

D） 現在の行政手続き

洋上風力もしくは海洋エネルギー発電の現時点の制度的な枠組みとしては、2007 年 7 月 20 日付の Real Decreto 1028/2007 にて、領海内の発電設備設置に係る申請プロセスが規定されている。

事業者からの区域利用要請により、洋上風力発電のための区域の特定プロセスが開始される。事業者は、系統管理者と送電ネットワーク管理者による系統接続計画や環境影響評価等の資料を提出する。

Official State Gazzete（法令等を公表する機関） により区域の特定が発表された時点で、競争手続きが開始され、応札者は入札保証と価格を提示し、評価委員会によって落札者が決定される。当該評価委員会の決議により、割り当てられた電力の送電網アクセス権と、海洋及び地上の占有権が与えられ、落札者は、対象区画にて風況調査を 2 年間（管理上の理由で 1 年間延長可能）と必要な許認可を取得後に設備の建設、運用を行う権限が独占的に与えられる。

E） 技術的な制約について

スペイン沿岸の大陸棚は非常に狭く、且つ深度が深い（ほとんどが 50m 以上）ためこれまで着床式の洋上風力開発を困難にしてきた。一方、陸上風力開発では 25GW 以上の容量を有し、2019 年の設置容量は EU 内トップとなり、既存設備容量では世界 5 位、主要技術の輸出者となっている。

20 年以上の陸上風力で培った経験と国内産業の競争力により、風力・海洋セクターは海外の洋上風力発電開発に参加しており、スペイン国内においても技術開発を促進し、浮体式洋上風力の国内開発を進める方針。

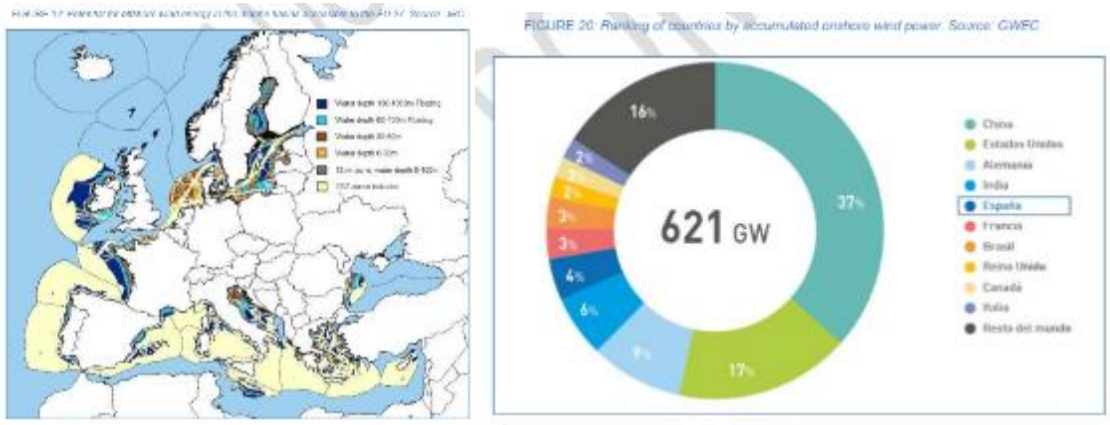


図 2.4-3　欧州各海域の水深と浮体式洋上風力の適用 /世界陸上風力設置容量ランキング

出所）洋上風力及び海洋エネルギーの開発ロードマップドラフト [220]

F)　浮体式洋上風力開発の現状

スペイン政府は、浮体式洋上風力開発を後押しするため、2 億ユーロの研究開発資金の投資を決定[223][224]。

また、環境移行・人口問題省が策定中の浮体式洋上風力の海域利用入札においては、最長 75 年間のコンセッションが想定されている[225]。

直近では、ガリシア地方の Coruna 市近郊において、Bluefloat Energ と Sener Renewable Investments によるスペイン最大の浮体式洋上風力発電が計画されている[226]。

(5)　支援制度に係る国民負担の動向

A)　電力買取費用総額及び単価の推移

12 月 26 日 Law 24/2013 に基づく再エネ、コジェネレーション、廃棄物発電への特別支援支援制度（RECORE）の対象電源からの買取にかかる追加費用について、電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC）が公表しているデータ[227]から 2015 年から 2022 年までの支援制度による電源毎の発電量、市場売却分を含めた総費用、プレミアム分の費用を抽出し、以下図の通り発電量と費用、単価の比較を行った。

制度の新制度への移り変わりとともに、2019 年の約 9 万 GWh をピークに旧制度の発電量は低下し、直近 2022 年では約 5 万 GWh 強となっている。それに伴って、プレミアムの総額も 2019 年のピークの 7,149 億ユーロから低下し、直近では 2022 年に 4,089 億ユーロとなっている。一方、昨今の電力価格高騰の影響で、市場売却分を含めた費用総額としては 2020 年から上昇に転じており、2022 年に過去最高の 2 兆 1,165 億ユーロを記録した。

単価を見てみると、「その他再生可能エネルギー」のカテゴリーを除くとプレミアムの単価はほぼ一定であるものの、市場売却分を含めた総費用で見た単価は 2020 年以降上昇している。

[223] Spain issues plan for up to 3 GW offshore wind by 2030 - in perfect time for WindEurope 2022 in Bilbao! | WindEurope（2022 年 12 月 5 日取得）

[224] MITECO opens to public hearing a line with 200 million for pilot projects and testing platforms of marine renewables | Idae（2022 年 12 月 5 日取得）

[225] Spain's new floating wind tender process: What to expect | Fieldfisher（2022 年 12 月 5 日取得）

[226] Largest floating wind farm in Spain to be created in Galicia (euroweeklynews.com)（2022 年 12 月 5 日取得）

[227] https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos/retribucion-anual-total-recibida-por

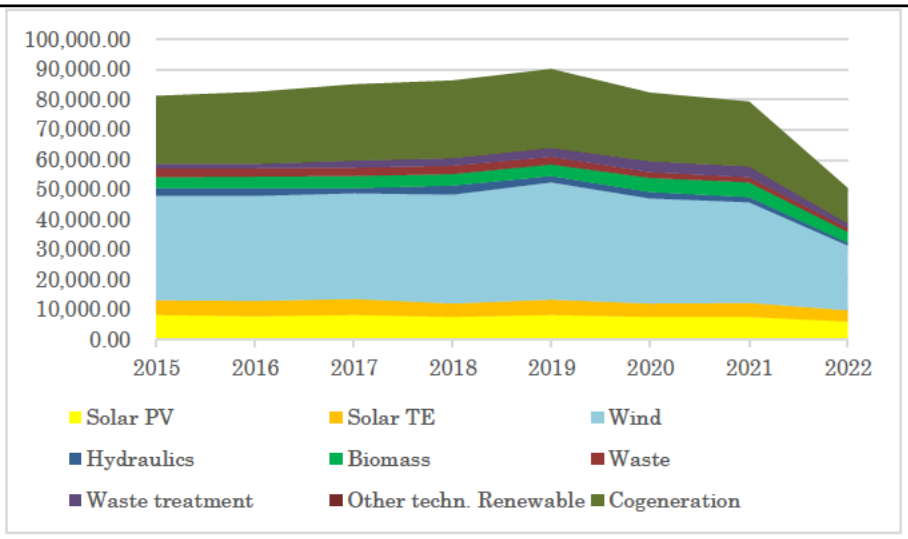


図 2.4-4　特別支援制度（RECORE）による総発電量（GWh）

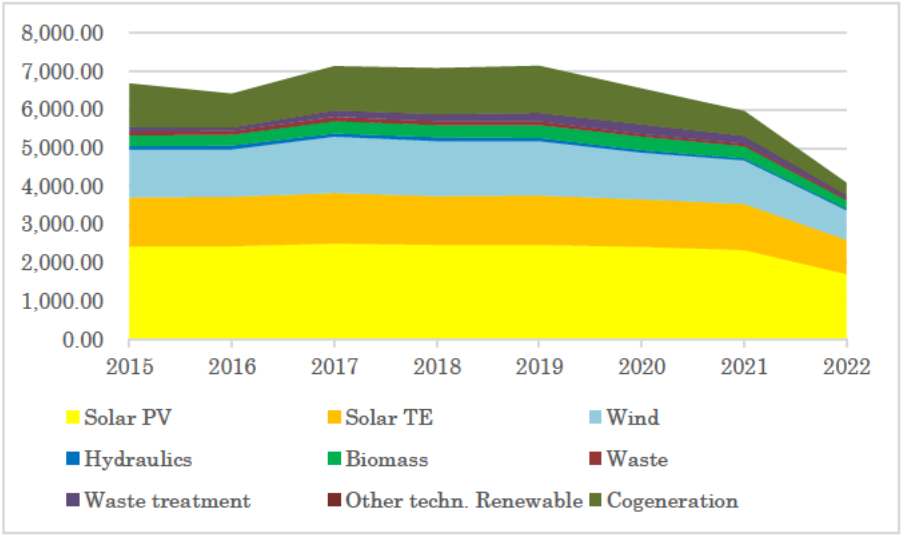


図 2.4-5　特別支援制度（RECORE）のためのプレミアム額（百万ユーロ）

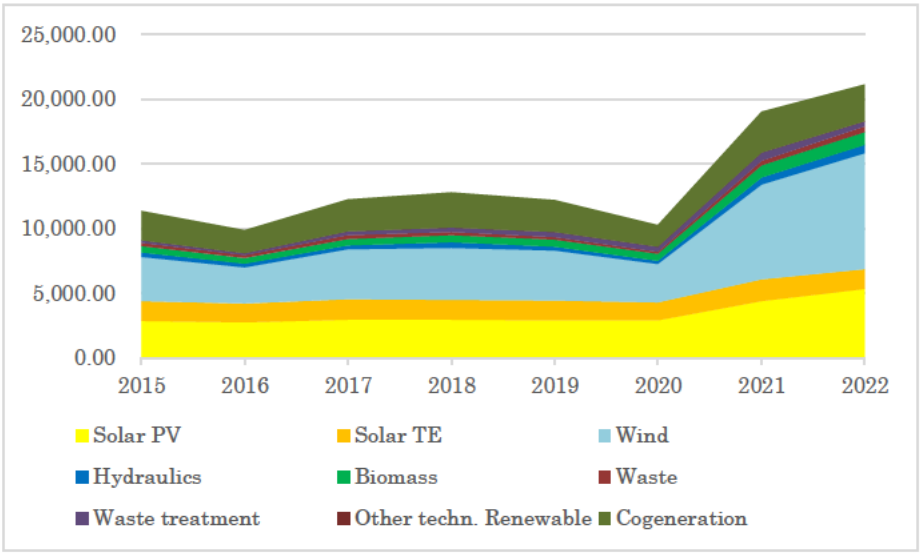


図 2.4-6　特別支援制度（RECORE）のための総費用（百万ユーロ）

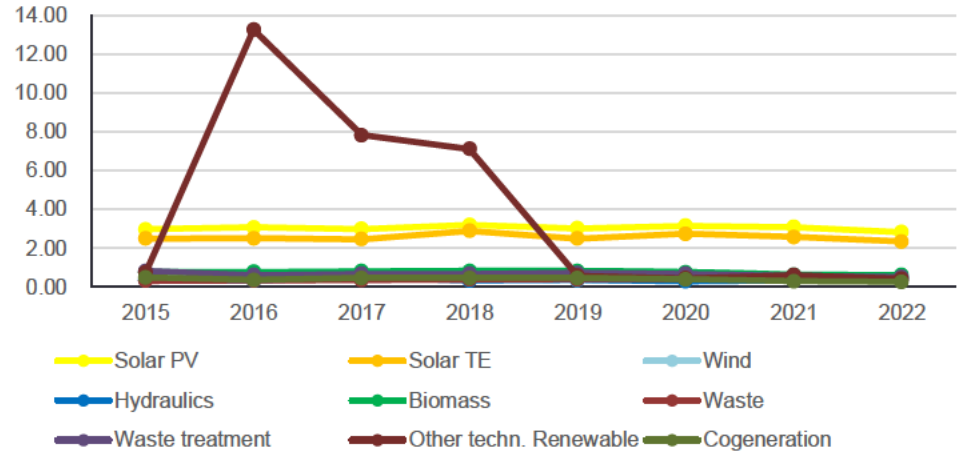
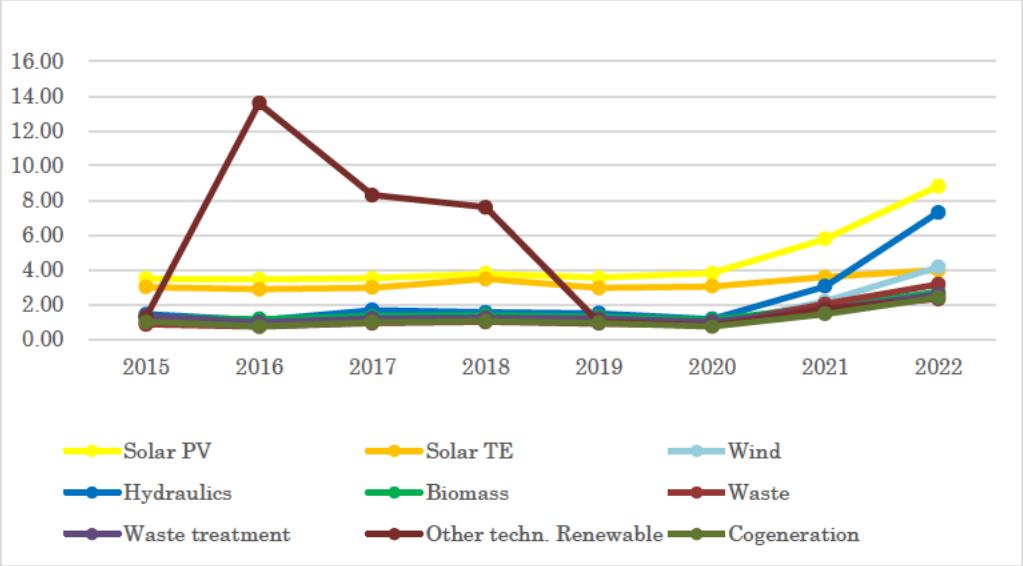


図 2.4-7　特別支援制度（RECORE）のプレミアム負担の平均単価（セント/kWh）



特別支援制度（RECORE）の総費用負担の平均単価（セント/kWh）

図 2.4-8　特別支援制度（RECORE）の総額及び単価推移

出所）CNMC, " Retribución anual total recibida por los productores de energía eléctrica a partir de las fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en España según tecnología." に基づき著者作成

B)　系統利用料金での回収

スペインでは、12 月 26 日 Law 24/2013 に基づく再エネ、コジェネレーション、廃棄物発電への支援制度（RECORE）の対象電源からの買取にかかる追加費用は、系統利用料金の一部として、需要家から徴収されている。この系統利用料金は、あらかじめ需要家の契約電圧毎に設定されている。

電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC）が公表したデータ[228]では、2021 年における全需要家合計の系統利用料金の金額は約 8,682 億円（62 億ユーロ）で、系統利用料金全体の約 38%となった。

[228] "BOLETÍN DE INDICADORES ELÉCTRICOS DE SEPTIEMBRE　DE 2021"（https://www.cnmc.es/sites/default/files/3729211_0.pdf）（2022 年 12 月 13 日取得）

表 2.4-13　系統利用料金に占める費用内訳

	Thousands of €		Year 2022 vs Year 2021	
	Year 2021	Year 2022	thousands of €	Rate of change
tolls	**6,937,964**	**6,757,196**	**-180,768**	**-2.6%**
Transport remuneration	*1,709,998*	*1,501,609*	*-208,389*	*-12.2%*
Distribution remuneration	*5,227,966*	*5,255,587*	*27,621*	*0.5%*
Charges	**9,404,137**	**9,546,060**	**141,923**	**1.5%**
Peninsular RECORE remuneration	*6,175,041*	*6,636,000*	*460,959*	*7.5%*
Remuneration of Non-Peninsular Systems (SNP)	*760,470*	*488,070*	*-272,400*	*-35.8%*
Interruptibility service	*8,325*	*7,852*	*-473*	*-5.7%*
CNMC rate	*19,608*	*17,136*	*-2,472*	*-12.6%*
2nd part of the nuclear fuel cycle	*131*	*114*	*-17*	*-13.0%*
Annuities deficit regulated activities	*2,440,562*	*2,396,888*	*-43,674*	*-1.8%*
TOTAL	**16,342,101**	**16,303,256**	**-38,845**	**-0.2%**

出所）CNMC, “Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2021” より作成

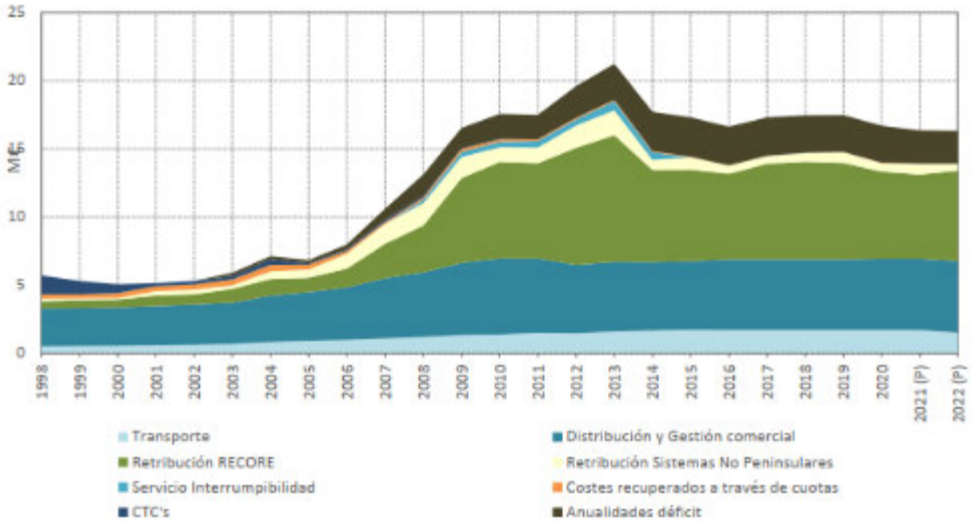


図 2.4-9　系統利用料金に占める費用内訳の推移

出所）CNMC, “Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2022” より作成

2.4.3 建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) 屋根置型太陽光発電設備へのインセンティブ

Real Decreto-ley 15/2018　及び Real Decreto 244/2019 に基づき、屋根置型太陽光発電設備の設置を促進する施策は、自治州 の権限で条例を定め実施されている。また、設置に係る許認可も自治州の所管である 。

多くの自治州において、①固定資産税や建設税の減免、②所得税の還付、③自治州からの補助金と大きく分けて３種類のインセンティブが設定されている。

(i)　固定資産税の減免

固定資産税の減免は、課税対象となる建築物に太陽光パネルを設置することで受けられ、首都マドリードの例では、所有者の居住用の建物で最大 50%、賃貸等非居住の場合でも最大 25%の固定資産税の減免が受けられる。

(ii) 建設税（ICIO）

ICIO は、住宅の付帯設備から新築の建築物に課される直接税で、計画許可が必要な建築物に適用される。自治体によっては、ソーラーパネル設置によりこの ICIO の請求額が減額される。例えば、バルセロナ市では ICIO の請求額が最大 95%、アルバセテ市では最大 50%の減額が受けられる。

(iii) 所得税(IRPF)

スペインに納税者として滞在している人は、働いているか否かに関わらず、毎年 4 月から 6 月にかけて、前年度の所得について確定申告（Declaración de la Renta）をすることが義務付けら、それに基づき 6 月末までに、IRPF（impuesto sobre la renta de personas físicas、「肉体労働者の所得に対する税金」）の支払いが足りない場合、不足分を支払うか、税務当局の Hacienda と分割払いの手続きをする必要がある。ＩＲＲＦは、住宅ローンや個人向けローンの支払い、個人年金基金への払い込み、慈善団体の寄付などによる相殺が可能となっており、ソーラーパネル設置もその対象になる。その際、ソーラーパネルは一定の基準を満たすものを設置し、また、登録された認定ソーラーパネル設置業者によって設置されたものでなければならない。

(iv) 地方公共団体や自治体からの補助金

住宅や事業所に設置するソーラーパネルなどの再生可能エネルギー設備の費用に補助金を出している地域は、アンダルシア（本土の南部）、グレーター・マドリッド、バレアレス諸島、カナリア諸島、西部のポルトガルとの国境にあるエストレマドゥーラ地方、バレンシア州、バレンシア地方、モロッコ北部のセウタとメリリャである。

バレンシア州では、住宅 1 戸あたり最大 8,000 ユーロが一括で支給される他、グレーター・マドリッド（Greater Madrid）地域では、最大 15,000 ユーロを上限として設置費用の 30%の補助が受けられる。中部カスティーリャ・ラ・マンチャ州も、初期費用 3,000 ユーロ以上のソーラーパネル設置に対しては、最大で費用の 30%（上限 6,000 ユーロ）まで補助を出している。

それ以外にも、地方自治体によっては、請求書と様式に基づいた計画を提出することで費用一部補助や、許認可に係る費用の減免、あるいはその両方を受けることができる。これらの補助金はほとんどの場合、再生可能エネルギー設置期間（1 年のうち数週間または数ヶ月）にのみ受け付けられる。

(2) 蓄電設備導入に係る施策

スペイン政府は、2021 年 2 月 9 日付で、システムの柔軟性とネットワークの安定性を高めるためのエネルギー貯蔵戦略[229]を発表し、その中で、再生可能エネルギーのエネルギー貯蔵技術の開発を支援するために大規模蓄電設備と分散型蓄電設備の導入にインセンティブを与えることを決定した。

本戦略では、エネルギー貯蔵がエネルギーシステムの脱炭素化に貢献するための課題を特定・分析し、効果的な普及のための方策を定義して、機会の評価や蓄電ニーズを定量化している。蓄電技術は、利用可能な再生可能エネルギーと同等のバックアップ能力を持つことの代替策として、脱炭素経済への移行や再生可能エネルギーの統合の鍵としている。

本戦略では、国家エネルギー・気候計画と 2050 年長期脱炭素戦略の目標に基づいて、スペインにおける最小蓄電ニーズが定量化されており、現在利用可能な 8.3ＧＷから、2030 年には約 20GW、2050 年には約 30GW としている。この数値には、揚水発電、電気自動車のエネルギー利用（2030 年までに年間 26GWh 以上）、電力消費側（ビハインドメーター）の蓄電容量追加（2030 年 40MW 以上）、太陽熱発電所による大規模蓄電などが含まれている。

これに基づき、入札制度で大規模蓄電設備を備えた太陽光発電設備（CSP）と、分散型で蓄電設備付きの太陽光発電設備（PV）に容量が優先的に割当られる。環境以降・人口問題大臣（MITECO）が、2022 年 4 月 6 日に発表230した再生可能エネルギー入札では、総容量 500MW のうち、200MW を蓄電設備付き CSP へ、140MW を蓄電設備付き５MW 以下の PV に対して割り当てるとしている。

2.4.4 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

スペインにおいて、非 FIT や卒 FIT 案件の導入を促進するような特段の法的枠組みは確認されていない。

2.4.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 電力価格高騰への対策

天然ガス価格の高騰等に起因した卸電力取引価格高騰に対して、時限付き個別の政令を出して対応している。個別の政令の詳細は上記 2.4.1(3)の項目を参照。

[229] https://www miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-la-estrategia-de-almacenamiento-energ%C3%A9tico-clave-para-garantizar-la-seguridad-del-suministro-y-precios-m%C3%A1s-bajos-de-la-energ/tcm:30-522653　（2022 年 12 月 13 日取得）

[230] http://www.cspfocus.cn:85/en/market/detail_5027 htm（2022 年 12 月 13 日取得）

(2) 太陽光に関する強制労働への対応状況

A) 中国での強制労働に関する非難表明等

スペインは、国連決議や EU の枠組みの中で、新疆ウイグル自治区での強制労働への非難表明等を行ってきている。
2021 年 10 月 21 日、政府は国連加盟国 43 カ国とともに、新疆ウイグル自治区での「再教育施設」での人権侵害や非人道的な取り扱いについて非難表明をし、中国に対し調査団の受け入れや人権に関する国際法の準拠を要請した[231]。

B) 強制労働に基づく製品の禁止措置・その他人権デューデリジェンスについて

スペインでは現時点で、太陽光パネルを含めたウイグル自治区由来の製品の購入禁止措置等の法的措置は設けられていない。

しかし、直近の動きとしては、2022 年 2 月に、国境を越えた事業活動に関する人権保護、サステナビリティ、デューデリジェンスに関する法案をパブリックコンサルテーションに付した[232][233]。この法案では、グローバルに事業を行うスペイン企業とスペインで事業を行うグローバル企業に対して、全ての事業のバリューチェーンにおける環境と人権の状況をデューデリジェンス等の方法で確認し、その侵害を防止するように義務付けることが検討されている。また、義務を履行できなかった場合の罰則や被害者保護の仕組み、法の順守を確認する独立機関の指名等も検討されている。

C) 人権に関する企業の行動原則や情報開示義務

現在存在する、自国で事業を行う企業に対する人権に関する行動原則や情報開示義務等は以下の通り。

スペインは、国連の「ビジネスと人権に関する指導原則[234]」（UNGPs）に従って、2017 年 7 月 29 日、「ビジネスと人権に関する国別行動計画[235]」を採択した。UNGPs は各国に対して、国内における人権侵害に加えて、国際事業を行う自国企業による国内外の人権侵害を防ぐための法整備を求めている。国別行動計画では、国家としての人権侵害防止に関するコミットメントと、自国企業に対して、事業活動における人権侵害防止のために、UNGPs の原則に従った行動を求めた。

---

[231] Cross-regional joint statement on Xinjiang - France ONU (delegfrance.org)（2022 年 12 月 13 日取得）
[232] SPAIN LAUNCHES CONSULTATION ON HUMAN RIGHTS AND SUSTAINABILITY DUE DILIGENCE LAW | Herbert Smith Freehills | Global law firm（2022 年 12 月 13 日取得）
[233] 220208-consulta-publica-definitiva.pdf (mdsocialesa2030.gob.es)（2022 年 12 月 13 日取得）
[234] https://www.ohchr.org/sites/default/files/Documents/Publications/GuidingPrinciplesBusinessHR_EN.pdf（2022 年 12 月 13 日取得）
[235] spain-nap-espanol.pdf (globalnaps.org)（2022 年 12 月 13 日取得）

また、2018 年の商法改正により、非財務情報の開示が義務付けられ、該当するスペイン企業は自社のビジネスモデルや人権デューディリジェンスの手続き、自社の活動における関連リスクなどの情報開示が必要となった[236]。開示の対象は、従業員 250 人以上で、(1)金融・投資関連企業、または(2)「過去 2 年以上にわたり 2,000 万ユーロ以上の投資実績」または「年間売上高 4,000 万ユーロ以上」の企業とされている。

スペインでは、2015 年の刑法改正により、自社の監督下にある者（取引先も含めて）の人権侵害に関して企業の刑事責任が問われるようになり、これにはスペインに拠点を持つ外国企業についても適用される可能性がある。

2.4.6 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度　要更新

(1) スペイン国内法 WEEE の国内法制化：2 月 20 日付け勅令 110/2015 号[237]

この勅令は、2012 年 7 月 4 日付の欧州議会及び理事会指令 2012/19/EU をスペイン法に取り入れたもので、WEEE に関する旧勅令を廃止して、その適用において明らかになった問題を克服するとともに、急速に発展したこのセクターについて得た専門知識を盛り込むものである。

この勅令では、太陽光パネルが他の電子機器からは別のカテゴリーとして定義されており、2018 年 8 月 15 日から当該分類で回収義務を定めている。太陽光パネルについては、分別回収が義務づけられており、50cm 以下の小型発電機と 50cm 以上の大型の太陽光パネルのカテゴリーに分けられている。

回収されたシリコン系の太陽光パネルは、保護ガラス、ケーシング、ケーブル類、保護箱等を分解したのち、プラスチックライナーやシートを熱処理によって分離。シリコンウェハを除去し、リサイクル可能な部材については各々の WEEE コード分類毎のリサイクル目標を確認するため、廃棄重量、廃棄先、廃棄方法について記録を行う。一方、カドミウム系の太陽光パネルは、外部ケーシング、ケーブル類、保護箱等を分解したのち、他の部材を汚染しないようテルル化カドミウムを除去。除去方法は、破砕したうえでフィルターに掛けるか、静電分離システムを使うか、熱処理や化学処理を用いる。リサイクル可能な部材については各々の WEEE コード分類毎のリサイクル目標を確認するため、廃棄重量、廃棄先、廃棄方法について記録を行う。

また、この勅令により生産者が達成すべきリサイクル目標を導入しており、2018 年 8 月 15 日以降、収集された小型発電機については 75%以上を資源利用、55%以上を再利用もしくはリサイクルすることが求められ、大型太陽光パネルについては、85%以上を資源利用、80%以上を再利用もしくはリサイクルすることが求められている。製造者は回収、処理、リサイクルまでの手配と費用負担の義務を負っており、(2005 年 8 月 13 日までに商品購入時に廃棄される「旧」

[236] 「サプライチェーンと人権」に関する主要国の政策と執行状況（8）法制化の動きは限定的（スペイン）｜地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)（2022 年 12 月 13 日取得）

[237] Spanish legislation on waste of electric and electronic equipments (WEEE): Royal Decree 110/2015 of 20 february (miteco.gob.es)

WEEE 及び購入された当該「新」WEEE）それぞれの販売から回収、再利用やリサイクルした重量の報告義務を負っている[238]。

(2) 太陽光パネル回収、リサイクル等の状況について

Eurostat によると、WEEE の排出量、回収量、処理量やリサイクル量の統計データを国毎に発表している[239]。そのうち、太陽光パネルについて利用可能な 2016 年から 2020 年のデータを抽出し、分析を行った。

スペインについては、2016 年以降急速に太陽光パネルの市場投入が拡大し、2020 年には 22 万 2 千トンを記録。そのうち、回収がされたものは 1,103 トンに過ぎず、回収率はわずか 0.5%である（※）。一方、回収された廃棄パネルのうちリサイクル等のために処理が為されたものは 1,067 トンであり、約 97%が何らかの処理を経て、そのうち約 86%にあたる 918 トンがリサイクルに回っている。

このことから、スペインでは大量の太陽光パネルの市場導入が進んでいるものの、未だ使用年限を迎えたパネルは極少数であり、回収された少数のパネルについては高いリサイクル率が達成されていると言える。なお、廃棄されたパネルのうちほとんどが民生用以外のものであり、廃棄処理のほぼ 100%がスペイン国内で行われていた。

（※　本来は廃棄物の発生量に対して回収率を算出するべきであるが、Eurostat ではデータが存在しなかった。また、太陽光パネルの普及時期と一般的な製品使用期限を考えると、ほとんどのパネルがまだ稼働中だと考えられる。）

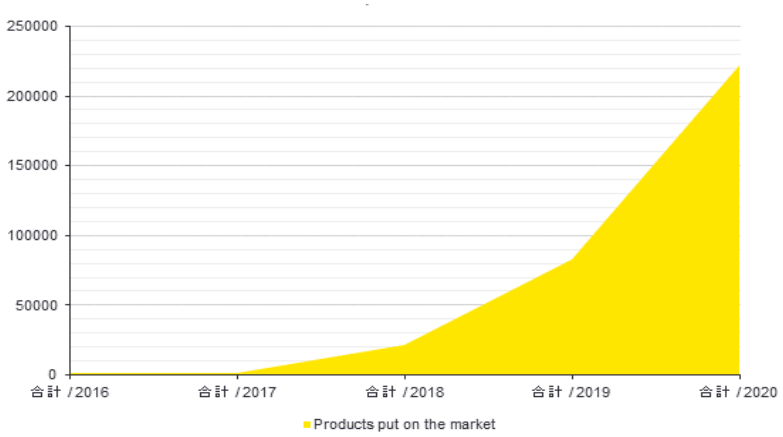


図 2.4-10　太陽光パネルの市場投入量（tonne）

[238] WEEE compliance promotion exercise - Publications Office of the EU (europa.eu)（2022 年 12 月 13 日取得）

[239] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEEOS__custom_4552535/default/table?lang=en
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEE__custom_4552808/default/table?lang=en

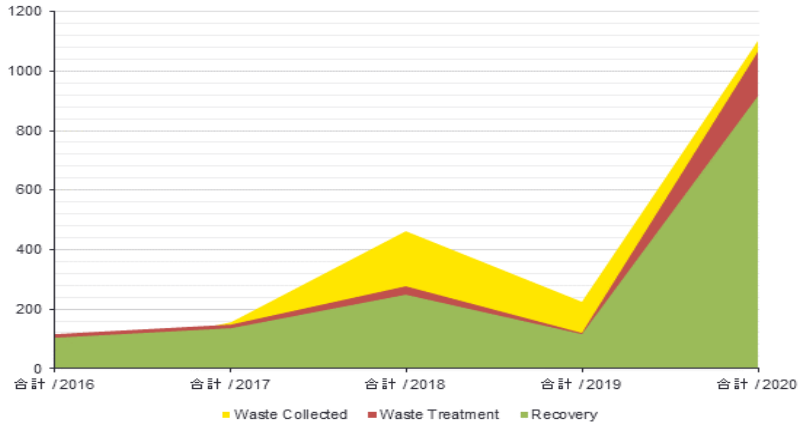


図 2.4-11　廃棄太陽光パネルの回収量、処理量、リサイクル量（tonne）

出所）Eurostat, “ Waste electrical and electronic equipment (WEEE) by waste management operations.” より作成

スペインには様々な営利、非営利の回収業者が存在しており、消費者や事業者は様々なルートで回収を依頼することができる。その中でも、大型の事業者が Recyclia と PC Cycle である。Recyclia はスペインで最大の WEEE 処理業者であり、1,457 の登録企業と 88,282 カ所の回収拠点を持っており、2021 年には 49,432 トンの WEEE の回収を行った[240]。PV Cycle はスペインでは 2021 年に約 61 トンの太陽光パネルの回収処理を行ったが、他の欧州各国を含めると、ドイツの 9,038 トン、イタリアの 7,238 トンを含めて 17,144 トンの太陽光パネルを回収処理している[241]。

IEA の下部組織である PVPS（Photovoltaic Power Systems Programme）がドイツ、スペイン、オランダ、日本、韓国、オーストラリアの事業者に行った調査によると、回収された様々な原料の利用方法は以下の通りである[242]。

[240] https://www recyclia.es/

[241] https://www report.pvcycle.org/

[242] https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-IEA-PVPS-T12-24_2022_Status-of-PV-Module-Recycling.pdf

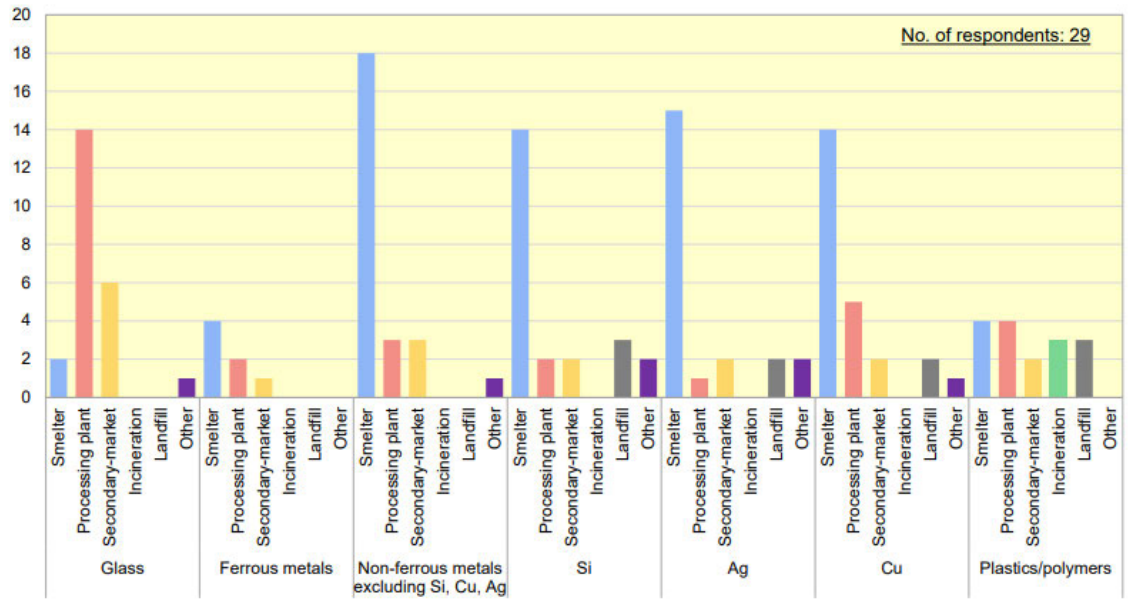


図 2.4-12　太陽光パネルの回収後の利用方法

出所）Photo voltaic Power Systems Programme, Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task 13 Countries 2022[242] より

また、再利用やリサイクルに対する課題としては、以下のような課題が示されている。

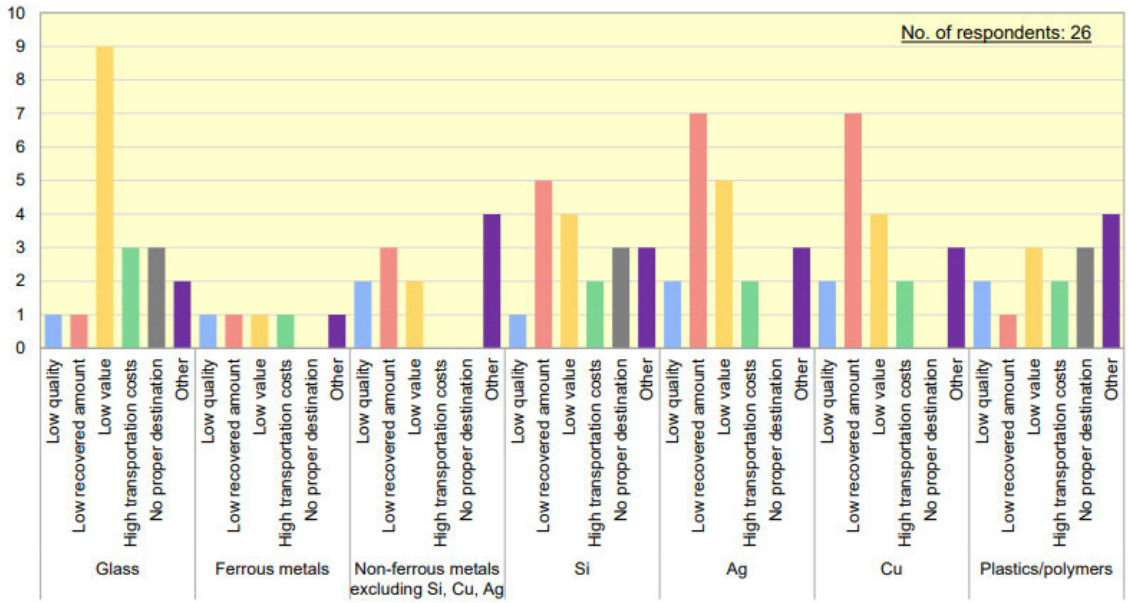


図 2.4-13　太陽光パネルの回収、リサイクルに対する課題

出所）Photo voltaic Power Systems Programme, Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task 13 Countries 2022[242] より

(3) 風力発電設備のリサイクルや廃棄処理

風力発電設備は 20 年～25 年で一般的な運転期限を迎えると言われており、スペインに設置されている 7～8%のタービンがその期限を迎えている[243]。Wind Energy Business Association（AEE）によると、風力タービンの 92%がリサイクル可能ということだが、ガラス繊維でできたブレード部分はリサイクルが難しく、リサイクル率は鉄、コンクリート、銅等を含めた 85%程度となっている[244]。

現在、ブレード部分のリサイクルのための工場建設や Siemens Gamesa による 100%リサイクル可能なタービンの開発も進んでいるが、今後 10 年は 20,000 トンのタービンブレードの廃棄が見込まれ、更に増加することが予想されており、リサイクル方法の確立が課題となっている[245][246]。一方、運転開始期限を迎えた風力発電機器については中古市場や予備品としての活用の余地もあり、新興国などへ輸出されて活用されるケースもある。

法制度としては、太陽光パネルのように製造者による回収責任は規定されていないため、ブレード部分が埋立て処分されているケースもあり、業界団体の WindEurope は 2025 年までに埋立て処分の禁止を求めた[247]。

2.4.7 地域の理解に向けた取組

(1) 再エネ設備設置に係る理解促進のための法制度

A) 環境アセスメントによる理解促進

環境アセスメント法（Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluacion Ambiental[248].）の規制を受け、タービン 50 基以上、30MW 以上もしくは稼働中、建設中、行政認可、環境影響評価の申請中の他の風力発電所から 2km 未満の距離にある風力発電所が環境アセスメントの対象となる。

環境アセスメントの対象となる場合、「Real Decreto Legislativo 1/2008[249]」に基づく公衆参加が規定されており[250]、公聴会の実施や 30 日間の環境影響アセスメントレポートの回覧及びコメント反映が求められる。

---

[243] The challenge of wind energy: recycling 6,000 wind turbine blades (abc.es)

[244] How wind turbine blades end up in landfill in Spain (eldiario.es)

[245] Interviews - Recycling shovels: "We are facing a real industrial opportunity" - Renewable Energies, clean energy journalism. (energias-renovables.com)

[246] GE Will Recycle Wind Turbine Blades In Spain | REVE News of the wind sector in Spain and in the world (evwind.es)

[247] The recycling of wind turbines: pending issue (bbva.com)

[248] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913（2022 年 12 月 13 日取得）

[249] https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-1405 （2022 年 12 月 13 日取得）

[250] https://www.elaw.org/eialaw/spain （2022 年 12 月 13 日取得）

(2) その他再エネ設備設置に係る理解促進のため取り組み

A) 再エネプロジェクト事業者のための各種関連法令解説マニュアル

大規模な再エネプロジェクトを進める事業者のための、各種関連法令を開設したマニュアル「Manual de Procedimiento para la Autorizacion de PROYECTOS DE INTERES COMUN de Energia en Espana[251]（スペインのエネルギー共通のプロジェクトの承認手続きマニュアル、エネルギー産業省エネルギー省長官発行）」が発行されている。同マニュアルにおいて、許認可手続き中に影響を受ける当事者への情報パンフレット発行や会議への招待、直接のコミュニケーションを取ることが推奨されている。

B) エネルギー効率と再生可能エネルギーに関する市民情報サービス（SICER）

市民や各種機関からのエネルギー問題に関する問い合わせに対応するためのプラットフォーム「Servicio de Información al Ciudadano (SICER)」が、エネルギー多様化・省エネルギー研究所（IDAE）により 2008 年 11 月から運用開始されている。

技術的アドバイス、プログラムの開発、研究開発、資金調達を行っており、開設以来 355,000 件以上の問い合わせに対応している。

2021 年には 57,565 件の質問に対応し、うち 67%が市民からの質問であった[252]。

(3) 具体的なトラブル事例・対応策

A)　スペイン政府、約束の太陽光発電補助金をカット

スペインは 2004 年以来、スペイン政府は国民に太陽エネルギーへの投資を奨励し、その投資に対して補助金を出すと同時に、生産されたエネルギーの買取価格を保証した。その結果、何千もの家庭が太陽光発電に投資した。しかし、政府が補助金を取りやめたため、現在、約 6 万 2000 人のスペイン人が破産している。

勅令 436/2004 とその後の RD661/2007 及び RD1578/2008 を通じて、特別体制下で発電事業を規制する政府が確立した政策によって、クリーンエネルギー発電技術の導入に資源を配分している。このグループには、公正な対価として、設備の耐用年数を通じて権利と安定した報酬が保証された。日照時間の長いスペインに巨額の投資家が集まり、発電所が次々と設置され、発電能力が予想の 9 倍にもなり、助成コストが肥大化していった。

その後、支払いに耐えられなくなった政府は、既に融資・設置された発電所も対象に遡及的な法令改正を延々と実施し、元々保証されていた売電収入の 55%が削減され[253]、補助金も打ち切

[251] https://energia.gob.es/es-es/Documents/manual-procedimiento-autorizacion-PCIs.pdf （2022 年 12 月 13 日取得）

[252] SICER - Memoria Anual 2021_0.pdf (idae.es)（2022 年 12 月 5 日取得）

[253] Legal – Anpier（2022 年 12 月 13 日取得）

られることとなった。

政府出資の太陽光発電プロジェクトに投資した 6 万 2000 人のスペイン市民は国家に不信感を抱いている。太陽光発電の中小生産者の利益を代表し擁護する国家規模の非営利団体、スペイン全国太陽エネルギー生産者協会（Anpier）は、政府に対し損害の補償を求めている。

同団体によると、政府は国民に太陽光発電への投資を促したが、設置費用の支払いを除き、約束した補助・保証を履行しなかったという。同協会は、計画の欠如、不適切な計算、不十分な規制が、国を即興的に動かすことになったと述べている。

また、スペインの保守派政党である国民党は 2022 年 2 月時点で、政府の補助金撤廃により影響を受けた市民に対する救済策となる修正案の提出を推し進めている。国民党の Juan Diego Requena 氏は、修正案の目的は、太陽光発電設備を設置した市民に対し補償したボーナスを受け取れるようにすることだと述べている[254]。

2.4.8 アグリゲーション事業

(1) 概要

スペインにおいては、事業としてのアグリゲーションも制度としての枠組みの整備もあまり進んでいない。欧州の再エネアグリゲーション事業の調査を行う BestRES のレポート[255]によると、2016 年時点で、電力供給サイドの需要調整事業（DSM：Demand Side Management）を産業部門向けに EDP が行っているものの、消費者向けや再エネ事業のアグリゲーション事業は行われていない。また、ディマンドレスポンスについての市場整備もこれからである。

一方、EU 全体のプロジェクトである DRES2Market や ReDREAM といったプラットフォームに市場運用者である OMIE が参加しており、再エネの市場参加やアンシラリーサービス提供の促進、消費者主導の電力市場の形成の研究や実証事業を行っている[256]。

VPP 実証プロジェクトの例）Iberdrola（2005-2009,2013-2016）Appa Renovables（2017-2020）RENAULT（2020-2023）[257]

CFD FIT を導入した 2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）にて、アグリゲーション事業モデルを国家レベルで導入することが謳われていたものの、一方で実際にアグリゲーション事業が電力取引市場や小売市場に参加するためには、各種制度の改正が必要となることが分かってきた。そこで、環境移行・人口問題省は 2023 年 2 月 6 日から 2 月 27 日の間で、どういった制度や規制の改正が必要か、パブリックコンサルテーションを開始した[258]。主な対象項目は以下の通り。

[254] 62,000 Spaniards are now bankrupt after investing in solar panels (solartechreview.com)（2022 年 12 月 13 日取得）

[255] http://bestres.eu/wp-content/uploads/2016/08/BestRES_Existing-business-models-for-RE-aggregators.pdf（2022 年 12 月 13 日取得）

[256] informe_integrado_omie_2021_en.pdf（2022 年 12 月 13 日取得）

[257] Microsoft Word - DRES2MarketProjectOverviewTemplateForD2.2_v1.docx（2022 年 12 月 13 日取得）

[258] https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=584

① 消費者と他の関係者との契約関係の中で、消費者の権利や保護に悪影響を与えない前提で、どういった項目が改善されるべきか。
② 電力供給・契約に係る制度の中で、どういった項目が改善されるべきか。
③ 市場直接参加型の消費者など、現時点で関連する制度について、どういった項目が改善されるべきか。
④ その他小売事業に関連するどういった要素において、制度改正が必要となるか。
⑤ 独立型のアグリゲーター事業の発展のために、どういった制度変更へのアプローチが必要となるか。
⑥ 中央集権型、分散型、販売会社修正型などどういったモデルが事業として促進されるべきか。

⑵ アクティブデマンドレスポンス制度の創設

前述の 9 月 20 日に閣僚承認を得た勅令にて、ディマンドレスポンスについての規定も検討されている。電力システムの柔軟性と安全性を高めるアクティブデマンドレスポンス（積極的需要応答）サービスを新たに創設。このサービスにより、電力供給直前の 1 時間、あるいは電力供給そのものに発生する発電と消費の著しい乖離を、最大限の技術的効率と最小限の環境負荷で解決することが可能になる。このサービスは、毎年行われるオークションで得られる経済的利益と引き換えに、需要家によって提供が可能となる。

送電システム運用者（TSO）である Red Eléctrica がこの新サービスを管理し、1MW 以上のすべての需要家（販売業者及び直接消費者）が参加できる年次オークションを開始する。新サービスは、冬期シーズンを見据えて 11 月 1 日までに運用を開始する必要があるため、最初のオークションは間もなく開催される予定。

（参考とした主な情報源）

本章のスペインに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下の通り。

(3) 再生可能エネルギー経済制度（REER）関連

スペイン環境移行・人口問題省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。

https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx

(4) 補助金制度関連

スペイン環境移行・人口問題省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。

https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx

2.5　イタリア

2.5.1　再生可能エネルギー導入目標

イタリアでは、2017 年 11 月に公表された「2017 年国家エネルギー計画（SEN）[259]」に基づき、2030 年までの導入目標を定め、目標達成に向けて取り組んでいる。

その後、2019 年 12 月に、欧州委員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs：National nergy and climate plan）」を提出した[260]。

2021 年 12 月には EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）[261]で、2030 年までの最終エネルギー消費量に占める再エネ比率 30%目標が国内法制化されている。

(1) 2030 年及びそれ以降の中長期目標

A) 2017 年国家エネルギー戦略

2017 年 11 月 10 日に、イタリア政府は新たなエネルギー政策の枠組みとして「2017 年国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale: SEN 2017）」を公表した。この 2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年までに達成すべきエネルギー戦略、目標が設定されている。

2017 年国家エネルギー戦略では、再エネ比率の増大と省エネ促進を重要項目として掲げており、再生可能エネルギー関連で下表の目標を設定している。

表 2.5-1　2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年の再エネ導入目標

	2015 年実績	【参考】 旧 2020 年目標	2030 年目標
最終エネルギー消費	17.5%	19～20%	28%
電力分野	33.5%	35～38%	55%
熱分野	19.2%	20%	30%
輸送燃料分野	6.4%	10%	21%

出所）イタリア経済発展省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”, 2017 より作成

この 2030 年の電力分野の目標を達成するにあたり、2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年の発電量ベースでの電源ミックスとして、下図ような数値が示されている。2015 年実績と比較して、太陽光は 23TWh から 72TWh、風力発電を 15TWh から 40TWh まで発電量を増加させることを想定している。他方、火力発電については、電力系統の予備電源として重要と位置付ける天然ガス発電を 118TWh まで増加させる一方で、2025 年までに石炭火力発電の閉鎖を進める

[259] Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017（2022 年 12 月 16 日取得）
[260] it_final_necp_main_en_0.pdf (europa.eu)（2022 年 12 月 14 日取得）
[261] 20211130_285_SO_042.pdf （2022 年 12 月 16 日取得）

ことが示されている。

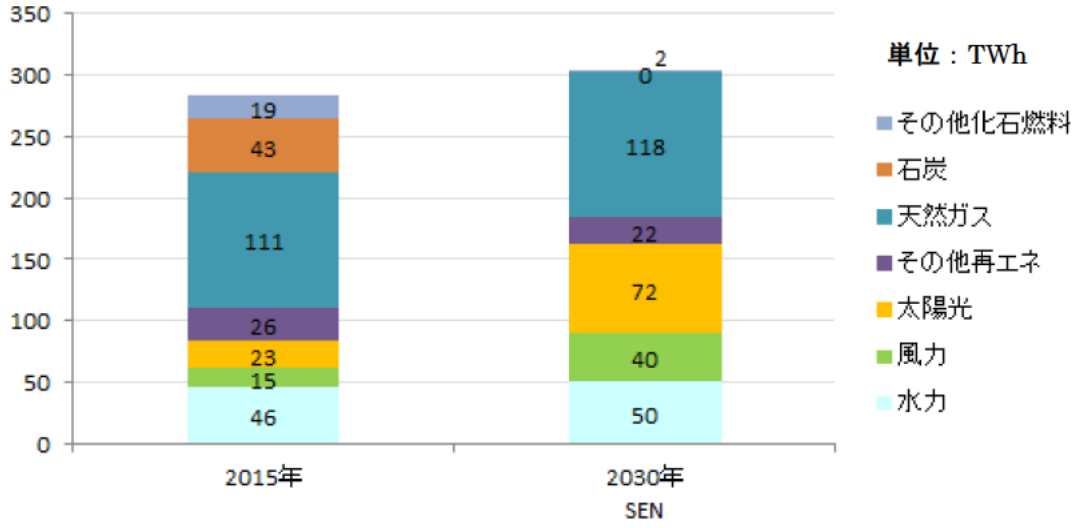


図 2.5-1　2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量

出所）イタリア経済発展省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”, 2017 **より作成**

B)　国家エネルギー・気候計画

欧州委員会は、2019 年気候変動パッケージの 2030 年目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。2019 年 12 月に提出されたイタリアの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下の通り。

表 2.5-2　国家エネルギー・気候計画の 2030 年エネルギー関連目標

		2020年目標		2030年目標	
		EU	イタリア	EU	イタリア
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率	20%	17%	32%	30%
	運輸燃料分野の最終消費に占める再エネ比率	10%	10%	14%	22%
	熱・冷房分野の最終消費に占める再エネ比率			1.3%増/年 （強制力なし）	1.3%増/年 （強制力なし）
省エネ	PRIMES2007シナリオ（BAUケース）の想定エネルギー使用量対比での一次エネ消費削減	-20%	-24%	-32.5% （強制力なし）	-43% （強制力なし）
	義務的省エネ制度による最終エネ消費削減	-1.5%/年 （運輸部門除く）	-1.5%/年 （運輸部門除く）	-0.8%/年 （運輸部門除く）	-0.8%/年 （運輸部門除く）
GHG	2005年比でEU-ETS対象プラントの削減	-21%		-43%	
	2005年比で非EU-ETS分野の削減	-10%	-13%	-30%	-33%
	1990年比の総温室効果ガス排出量	-20%		-40%	
国際連系	国際連系容量水準	10%	8%	15%	10%
	国際連系容量		9,285MW		14,375MW

出所）“INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy”, 2019 に基づき著者作成

この国家エネルギー・気候計画では、2030 年までに最終エネルギー消費量に占める再エネ比率を 30%とする目標を設定し、その内訳の予測値として電力分野で 55%、熱・冷房分野で 33.9%、運輸分野で 22%の再エネ比率の配分としている。

表 2.5-3　国家エネルギー・気候計画での目標シナリオにおける電源構成予測

単位：MW

	2017 年	2025 年	2030 年
水力	18,863	19,140	19,200
地熱	813	920	950
風力	9,766	15,950	19,300
うち洋上風力		300	900
バイオマス	4,135	3,570	3,760
太陽光	19,682	28,550	52,000
うち太陽熱		250	880
合計	53,259	68,130	95,210

出所）国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan, Italy）, 2019 に基づき著者作成

2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）[261] では、上記のうち 2030 年までの最終エネルギー消費量に占める再エネ比率 30%目標が盛り込まれ、国内法制化されている。

(2)　エネルギー価格・物価高騰への対応

高騰するエネルギー価格の国内への影響を和らげるため、イタリア政府は 2021 年第 3 四半期から 4 期連続で経済対策を打ち出し。2022 年第 3 四半期も引き続き、エネルギー価格高騰の影響を低減するための経済対策（新規発電所設置の許認可手続きの簡素化等）を実施すると 2022 年 5 月 2 日付で閣議決定している。

A)　これまでの流れ[262]

2022 年 4 月 21 日、上院は 80 億ユーロの追加支出を承認[263]。そのうち 55 億ユーロはエネルギー価格の上昇に対処するためのもので、残りは経済の最も影響を受ける生産部門を支援するた

[262] National fiscal policy responses to the energy crisis (bruegel.org)（2022 年 12 月 16 日取得）

[263] Bills, green light to support: 5.5 billion against expensive energy- Corriere.it（2022 年 12 月 16 日取得）

めのもの。2022 年第二四半期において、電気料金のシステム料金はゼロに維持され、ガス料金の VAT の 5%への減税が継続。「電気とガスの社会的ボーナス」は、すべての低所得世帯に拡大。エネルギー集約型企業向けの税額控除も計画され、自動車部門向けに 8 億ドルの基金が設立された。再生可能エネルギー（特に太陽光発電と風力）の導入プロセスを簡素化する措置も採用された。

5 月 2 日、ドラギ首相は、家庭や企業を支援するだけでなく、再生可能エネルギーと再ガス化プラントの展開を加速するために、140 億ドル相当の新しい一連の対策を概説した。

スーパーボーナス（建物のエネルギー効率改善に対する 110%の税額控除）とエネルギー費用に対する社会的ボーナス（所得が 12,000 ユーロ未満の家族に関するもの）は、9 月末まで延長された。ガソリンとディーゼルの 1 リットルあたり 30 セントの割引がメタン燃料にも適用され、燃料に対する VAT が 22%から 5%に引き下げられる。これは、2022 年 7 月 8 日まで、すべての燃料に対して適用される。

企業の場合、ガスと電気の購入に対する税額控除は 25%に拡大。運送業者は、2022 年の第 1 四半期、ディーゼルの購入にかかる支出に対して 28%の税額控除を受けることができる。天然ガスのエネルギー集約型企業を対象として、2022 年の第 1 四半期に購入された天然ガス購入額の 10%の税額控除が適用される。

建設に使用される原材料は高インフレの影響を受けるため、公共調達の価格を調整するために 30 億ユーロが使用される。政令草案では、2022 年に 30 億、2023 年に 25 億、2024 年から 2026 年まで毎年 15 億ユーロが割り当てられている。これらの措置は、主にエネルギー企業への「たなぼた課税」（Windfall Tax）を 10%から 25%に引き上げることによって賄われる。

2022 年 6 月末までに、政府はエネルギー料金の値上げを抑えるために 30 億ユーロ相当の新たな法令を可決した。資金のほとんどは、以前に採用された措置を延長するためのもの（低所得世帯向けの電力のシステム料金の平準化や、ガス料金に対する VAT の 5% への引き下げなど)。パッケージの新しい部分は、Arera（エネルギーグリッドと環境の規制当局）が天然ガス部門の一般システム料金を変更しないようにすることを規定している。後者は 2 億 92 百万ユーロの補償が必要で、年間 5,000 立方メートルまでの消費量にはさらに 2 億 4 千万ユーロを追加する必要がある。この法令は、Isee（世帯による所得申告）に関連する「電気とガスの社会的ボーナス」も規制しており、恵まれない家族を対象としている。

7 月末にかけて、政府は 150 億ユーロ相当の「Aiuti bis」という法案を作成し、さらに 20 億ユーロの追加措置を決定。60 億ユーロ以上が、以前に採用された措置を延長するためのもの（低所得世帯向けの電力のシステム料金の平準化や、ガス料金に対する VAT の 5% への引き下げなど)。さらに、2022 年 10 月 31 日まで、電力及び天然ガスの供給会社が価格の定義に関する契約条件の一方的な変更が禁止される。会社のボーナスの非課税限度額は、家計費に使用される場合、2 倍の 516 ユーロに拡大。運輸部門もこの法案の恩恵を受け、2022 年内に割り当てられた 79 百万ユーロに追加で 1 億百万ユーロが割り当てられた。その後、33 億ユーロが、農業部門の企業を含む企業の税額控除を拡大するために使用された。次に、65 億ユーロは、春に恩恵を

受けなかった労働者と年金受給者向けの新しい 200 ユーロのバウチャーに使用すされ、また、所得が 35,000 ユーロ以下の年金受給者向けの年金支給についても 2%のインフレ調整を行う。同様に、年間所得が 35,000 ユーロ以下の労働者は、2022 年末まで賃金の 1.2 パーセントの所得税減税を受け、これに 12 億ユーロが費用拠出される。

9 月 13 日、上院は Aiuti-bis 法案を承認し、170 億ユーロ（想定されていた予算よりも 20 億ユーロ増加）の予算を割り当てた。

9 月 16 日、政府は新たに 140 億ユーロの経済対策パッケージの導入に関する法令 Aiuti-ter を承認。第 4 四半期について、政府は企業向けの税額控除の強化を決定し、小規模事業者、バーやレストランも対象となるよう制度を改正。電力契約容量が 4.5kW 以上の電力メーターを備えた企業には、電力料金の 30%に相当する税額控除と、天然ガスの購入費用の 40%に相当する税額控除が認められた。消費者に対しては、適格所得レベルの上限を 15,000 ユーロに引き上げることで「電気とガスの社会的ボーナス」の対象者を増やし、追加で 60 万世帯へ対策を行った。このパッケージは、年金受給者、会社員、自営業者、季節労働者など、年間総収入が 20,000 ユーロ未満の人に 150 ユーロの 1 回限りのボーナスを提供するもので、22 百万人に配布される。ドラフトには、公共交通機関のパスを購入するための 60 ユーロの交通ボーナスの新しい割り当ても含まれている。

B)　Windfall Tax について

イタリア政府は、エネルギーコストの高騰で大きな打撃を受けた消費者や企業を支援するため、エネルギー企業の利益に 25%の税金を課すと発表[264]。この税は、国際市場で石油とガスの価格が急騰したため、エネルギー企業の利益に対して 3 月に課された既存の 10% の「たなぼた課税」（Windfall Tax）からの引き上げである。
エネルギー集約型産業への減税と、約 2,8 百万人の所得 35,000 ユーロ以下の消費者への 200 ユーロの支払いを含む 140 億ユーロの援助パッケージと共に、この措置を承認した。[265]

2.5.2　現行の再生可能電力支援制度

(1)　主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

イタリアでは、2002 年からクオータ義務付け（RPS）を伴うグリーン電力証書制度により再エネ電力の支援を行ってきた。その後、基本的に大規模設備を対象とした支援制度であるグリーン電力証書制度と並行して、2005 年に太陽光発電を対象とした買取制度、2008 年小規模発電を対象とした買取制度を導入してきたが、2013 年 7 月に太陽光発電買取制度は法定の年間累計支援額に達したために、新規申し込みを停止した。

[264] Italy imposes 25% windfall tax on energy companies – The Irish Times（2022 年 12 月 16 日取得）

[265] Italy collects around $2 billion from energy windfall tax, sources say | Reuters（2022 年 12 月 16 日取得）

グリーン電力証書制度と小規模発電買取制度は、2013 年 1 月以降の稼働設備から、太陽光以外再エネ買取制度に統合する形で移行した。

2022 年 1 月時点では、支援制度は 2019 年 7 月 4 日付省令に基づく買取制度に一本化されており、太陽光発電も含めて新規設備の支援を行っている。

2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199[261]）に基づき、今後新たな支援制度が導入予定。

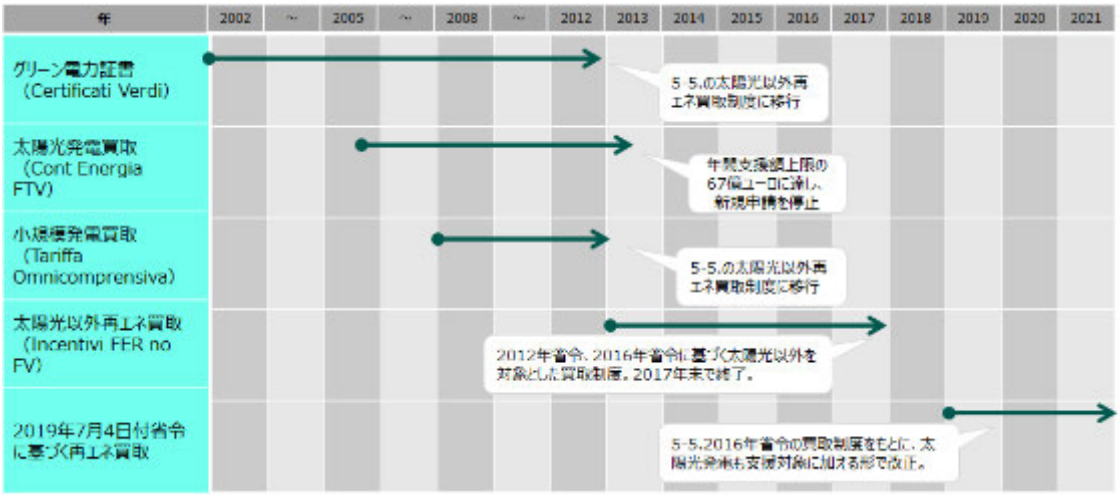


図 2.5-2　電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所）東京海上ディーアール株式会社、令和３年度　エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書に基づき著者作成

(2) 現行制度：2019 年 7 月 4 日付省令に基づく支援制度

イタリアでは、2019 年 8 月に、再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな支援制度に関する 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令が公布された。太陽光発電を対象としたインセンティブ制度が 2013 年に、その他再生可能エネルギー源を対象とした 2016 年省令に基づく支援制度が 2017 年末にそれぞれ終期を迎えていたが、本省令で 20kW 超の太陽光、陸上風力、水力、下水ガス発電設備を対象とした新たな支援制度が導入された。

以下では、2019 年省令に基づく FIT/FIP（CfD 形式）制度の概要を紹介する

A) 根拠法令

2019 年 7 月 4 日付経済発展省令（Decreto 4 luglio 2019）[266]

B) 義務対象者

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社が、インセンティブ提供義務を負う。

[266] https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg（2022 年 12 月 16 日取得）

GSE 社はイタリア政府が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギー発電電力への財政的インセンティブの付与、電力買取、電力市場での再販売等も行っている。

C)　支援対象とするエネルギー源・設備

これまでの支援制度によるインセンティブを受給していない 1kW 超（太陽光のみ 20kW 超）の新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した発電設備が、インセンティブの対象となる。但し、対象エネルギー源は、太陽光、陸上風力、水力（流水式及び調整池式）、下水ガスに限定される

支援対象とする設備は、設備容量に応じて、1）1MW 以下の規定に基づく優先順位順（総合評価方式）で支援対象を決定する「登録」設備、2）1MW 超の競争入札を経て支援対象を決定する「入札」設備の 2 類型に分けられており、申請の方法が異なる。

「登録」設備と「入札」設備の募集は、2021 年 9 月までの 7 回にわたり以下のスケジュールで行われる。

表 2.5-4　「登録」・「入札」設備の募集スケジュール

回	公告日	締切日
1	2019 年 9 月 30 日	2019 年 10 月 30 日
2	2020 年 1 月 31 日	2020 年 3 月 1 日
3	2020 年 5 月 31 日	2020 年 6 月 30 日
4	2020 年 9 月 30 日	2020 年 10 月 30 日
5	2021 年 1 月 31 日	2021 年 3 月 2 日
6	2021 年 5 月 31 日	2021 年 6 月 30 日
7	2021 年 9 月 30 日	2021 年 10 月 30 日

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

上記の 7 回の入札に加えて、2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）[261]に基づき、新たな支援制度が導入されるまでの暫定的な対応として、2022 年 1 月 31 日公告、2022 年 3 月 2 日締切の日程で、第 8 回の「登録」「入札」対象設備の募集が行われている。

「登録」設備及び「入札」設備については、募集のタイミング毎に、あらかじめエネルギー源別に支援対象とする設備容量の上限値が定められている。

それまでの暫定的な対応として、2022 年 5 月 31 日公告、2022 年 6 月 30 日締切の日程で、第 9 回の「登録」「入札」対象設備の募集が行われている[267]。

[267] 東京海上ディーアール株式会社、令和３年度　エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書

表 2.5-5　「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A（太陽光、陸上風力）	グループ A-2（屋根設置型太陽光：石綿カバー交換型）	グループ B（水力、下水ガス）	グループ C（改修した陸上風力、水力、下水ガス）
1	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
2	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
3	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
4	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
5	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
6	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
7	240 MW	200 MW	20 MW	40 MW
計	**770 MW**	**800 MW**	**80 MW**	**120 MW**

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

表 2.5-6　「入札」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A（太陽光、陸上風力）	グループ B（水力、下水ガス）	グループ C（改修した陸上風力、水力、下水ガス）
1	500 MW	5 MW	60 MW
2	500 MW	5 MW	60 MW
3	700 MW	10 MW	60 MW
4	700 MW	15 MW	60 MW
5	700 MW	15 MW	80 MW
6	800 MW	20 MW	100 MW
7	1,600 MW	40 MW	200 MW
計	**5,500 MW**	**110 MW**	**620 MW**

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

なお、本支援制度には、クラスター内の各発電所の公称電力が 20 kW 超の場合、発電クラスターとして登録または入札手続きに参加できる。クラスターを構成する各発電所の公称電力は、クラスター全体の公称電力とされる。

また、太陽光発電設備には特定要件が定められており、新設の設備であること、新たに製造された建材のみを使用していること、及び農地以外に設置されていることが要件となる。

D） インセンティブ価格

対象設備の設備容量に応じて、インセンティブの形態が異なる。2019 年 7 月 4 日省令では、250kW 以下の設備のみ固定価格（FIT）での支援を選択可能となっている。

表 2.5-7　2019 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値

設備容量	インセンティブの形態	
250kW 以下	FIT	電力を含めて GSE 社が買取（固定価格を適用） （但し、下記の CfD 制度を選択可能）
250kW 超	FIP（CfD 形式）	電力は卸電力取引市場等にて直接販売。GSE 社より、基本インセンティブ価格から当該発電設備の連系エリアにおける 1 時間毎のスポット（前日）市場価格※を差し引いた額をインセンティブとして付与（固定価格が市場価格を上回った場合のみ） 当該設備の基本インセンティブ価格が市場価格を上回った場合は、当該収益分を GSE 社に返還 ※イタリアのスポット（前日）市場は、系統制約が存在しない場合、全国一律価格であるが、系統制約が生じた場合は、最大 6 地域に市場が分割されて、地域毎の取引価格が改めて算定される。

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 Art.7 に基づき著者作成

省令では、エネルギー源別・設備容量別に基本のインセンティブ価格が以下の通り定められている。下記の基本インセンティブ価格を上限価格として、登録手続き（総合評価による順位付け）及び競争入札が行われる。

表 2.5-8　2019 年省令に基づく買取期間及び基本インセンティブ価格

エネルギー源	種別	設備容量（kW）	インセンティブ価格（ユーロセント/kWh）	買取期間（年）
風力	陸上	100kW 以下	15.0	20
		100～1,000kW	9.0	20
		1,000kW 以上	7.0	20
水力	流水式	400kW 以下	15.5	20
		400～1,000kW	11.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
	調整池式	1,000kW 未満	9.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
埋立ガス		100kW 以下	11.0	20
		100～1,000kW	10.0	20
		1,000kW 以上	8.0	20
太陽光		20～100kW	10.5	20
		100～1,000kW	9.0	20
		5,000kW 以上	7.0	20

注）2021 年 1 月以降、グループ B（水力、下水ガス）の基本インセンティブ価格は 2%、グループ A（太陽光、陸上風力）の基本インセンティブ価格は 5%低減される

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

石綿カバーを交換する屋根設置型設備には優遇措置があり、基本インセンティブ価格に加えて 1.2 ユーロセント/kWh のプレミアムが、連系か自家消費かに関わらず発電電力分に支給される。また、イタリアの卸電力取引市場の当該発電設備が立地するゾーンの取引価格が、連続 6 時間以

上ゼロまたはネガティブになった場合、インセンティブは支給されない。インセンティブ支給期間も、停止期間分延長される。

(3) 登録手続きにおける支援対象設備の決定方法

登録手続きでインセンティブ申請する発電所は、建築許可及び運転許可と連系許可（STMG）を既に取得している必要がある。登録された設備は、募集回毎に、以下の共通優先基準とグループ毎の優先基準に則して、支援対象設備を決定する。

表 2.5-9　2019 年省令に基づく登録手続きの支援対象設備の選定基準

グループ	共通優先基準（個別の要件より優先）	グループ毎の優先基準
グループ A （太陽光、陸上風力）	①電力系統と電気自動車の充電柱と並列連系する発電所で、充電電力の合計がシステム電力の 30%以上であり、各列の電力が 15 kW 超を条件とする ②発電設備クラスター ③基本インセンティブ価格への最高削減率　（削減率 30%以内） ④プロセス参加の申請完了日	以下に立地する設備 ①痩せた埋立地 ②枯渇した採石場と鉱山 ③埋立地を目的とする、または汚染現場に関連する地域
グループ A-2 （屋根設置型太陽光： 石綿カバー交換型）		以下に設置する設備 ①学校 ②病院 ③その他の公共の建物
グループ B (水力、下水ガス)		水力：2016 年 6 月 23 日省令で規定の建築基準を満たす水力発電所 下水ガス：消化残差タンクのある発電所
グループ C (改修した陸上風力、水力、下水ガス)		

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

(4) 入札手続きにおける支援対象設備の決定方法

入札手続きでインセンティブ申請する発電所は、建築許可及び運転許可と連系許可（STMG）を既に取得している必要がある。また、1）事業主体または事業への資金提供者の経済的・財政的健全性を証明する金融機関発行の念書、2）事業に関連する適切な資本見積額、3）投資価値の 5%に相当する暫定的な銀行保証も、あわせて申請時に提出する。

入札手続きでは、エネルギー源別の基本インセンティブ価格から 2～70%削減した価格を応札することが求められ、原則として低いインセンティブ価格を提示した者が落札となる。なお、ある募集回の入札で削減率 70%の応札が複数ある場合には、次回入札回には削減率 80%までの応札が可能となる。

なお、基本インセンティブ価格からの削減率が同一の者がいた場合には、立地条件等のあらかじめ定められた優先基準に従って落札順位を決定する。

(5) 登録・落札後の管理の仕組み

A) 登録手続き対象設備

登録手続きを経て支援対象として認定された設備は、認定結果を受領した日から、エネルギー源別に定められた。の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

下表の期間内に稼働開始できなかった場合、6 ヶ月を上限として稼働開始するまで、当該設備に適用されインセンティブ価格が、参照価格から毎月 0.5%引き下げられる。なお、この稼働までの期間には、所轄官庁及び GSE 社が認めた不可抗力により生じた遅延は含まれない。

6 ヶ月の猶予期間を経ても稼働開始に至らない設備は、インセンティブの権利を喪失し、GSE は当該設備を登録簿から削除する。

表 2.5-10　2019 年省令登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	24 ヶ月
太陽光[注1]	19 ヶ月
水力[注2]、下水ガス	31 ヶ月

注 1）グループ A-2 対象の石綿カバー交換設備は 24 ヶ月まで延長可能
注 2）環境負荷の改善を目的として、水力発電所の敷地内で地質工事が必要な場合は 39 ヶ月まで延長可能
出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

B) 入札手続き対象設備

入札結果が公示された後、落札者は 90 日以内に、入札時の暫定銀行保証を投資価値の 10%超に相当する最終銀行保証に変更することが求められる。落札者が期限内に最終銀行保証を発行しない場合、GSE は暫定保証を行使する。

入札手続きを経て支援対象として認定された設備は、入札結果が公示された日から、エネルギー源別に定められた下表の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 2.5-11　2019 年省令入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間

エネルギー種別	期間
陸上風力	31 ヶ月
太陽光	24 ヶ月
水力、下水ガス	51 ヶ月

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき著者作成

落札した発電設備が、稼働前及び GSE 社との契約締結前に第三者に譲渡された場合には、適用されるインセンティブ価格が入札額から 50%減額される。落札者は GSE 社に対して、事業実現の放棄を伝えることができ、放棄通知が入札結果公告日から 6 ヶ月以内の場合、最終保証金の 30%、6 ヶ月～12 ヶ月の場合は最終保証金の 50%を受け取ることができる。その後は最終保証金の全額が GSE 社により没収される。

C)　本制度の処理・管理費用

本制度の参加手数料として、レジス通り登録時、入札参加時、または改修設備をレジス通りに登録する際に以下の手数料を支払う必要がある。

表 2.5-12　2019 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料

設備容量(kW)	処理・管理手数料（€）
50 kW 以下	100€
50kW～200kW	180€
200 kW ～ 1 MW	600€
1 ～ 5 MW	1,420€
5 MW 超	2,300€

出所）GSE 社ウェブサイト[268]に基づき著者作成

(6)　入札手続き対象電源の入札結果

第 7 回までの入札を見ると、グループ別の募集容量を上回って応札があったのは、第 1 回入札のグループ A（太陽光、陸上風力）のみとなっている。その他の募集回、募集グループでは、募集容量を下回る応札となっており、次回の募集回に募集容量が繰り越される形となっている。

(7)　第 8 回、9 回入札の結果について

イタリアのエネルギー企業である GSE（Gestore dei Servizi Energetici）は、2022 年 3 月に実施された第 8 回入札、6 月に実施された第 9 回入札の結果を発表した。

第 8 回入札では、1MW 以上のプロジェクトに対して太陽光が 34 件 300MW、風力が 1 件 6MW を落札した。サイズは 27 件が 10MW 以下であり、残り 8 件は 11.8MW から 53MW であった。事業者にはイタリアの Acea や Edison も含まれる。入札上限価格の 0.065 ユーロ/kWh に対して、各々の事業者が提示した値下げ幅は 2%から 3.02%で、最低落札額は 0.06036 ユーロ/kWh、最大落札額は 0.0637 ユーロ/kWh であった[269]。

第 9 回入札では、1MW 以上のプロジェクトに対して 413MW 以上の容量を割り当てた。うち、太陽光発電は 42 件 293MW、風力は 4 件 119MW であった。太陽光プロジェクト規模は 1.5MW から 85.8MW となった。入札者は、Acea 等の国内の再生可能エネルギー企業、Sonnedix などの外資系企業に加えて、特別目的会社（SPV）であった。入札上限価格である

[268] 東京海上ディーアール株式会社、令和３年度　エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書

[269] Italy allocates 300 MW of solar in latest renewables auction – pv magazine International (pv-magazine.com)（2022 年 12 月 19 日取得）

0.065 ユーロ/kWh に対して、各々の事業者が提示した値下げ幅は 2%から 2.5%であった。最低落札価格は 0.06116 ユーロ/kWh、最高落札価格は 0.06124 ユーロ/kWh であった[270]。

表 2.5-13　2019 年省令に基づく入札手続きの応札状況

グループ A（太陽光、陸上風力）

	第 8 回 （2022 年 3 月）	第 9 回 （2022 年 6 月）
募集容量	MW	MW
割当対象設備	35 件、306MW	46 件、412MW
最高落札価格	0.0637€/kWh	0.06124€/kWh
最低落札価格	0.06036€/kWh	0.06116€/kWh

出所）各種ニュースサイトに基づき著者作成

なお、本支援制度に基づく入札は、(8)に記述する新たな支援制度に関する環境・エネルギー安全保障省令が施行されてから 90 日後に廃止される予定だが、最終第 7 回の入札が終わってなお入札枠が残る際に追加の入札を行うこととなっており、入札が実施されたものである。

(8) 2022 年以降の再エネ電力支援制度

A) EU 再生可能エネルギー指令の国内実施法

イタリアでは、2021 年 12 月 15 日に施行された EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）[261]で、設備容量 1MW 以上の「大規模発電設備」と設備容量 1MW 未満の「小規模発電設備」に分類し、新たな支援制度を導入することを規定している。環境・エネルギー安全保障省に支援制度の具体的な実施手順を定める権限を付与しており、関連する省令を国内実施法の発効後 180 日以内に公布する予定となっている。

a) 1MW 以上の発電所については、競争入札を通じてインセンティブが決定される。

b) 1MW 以下の発電所については、以下の 2 通りの仕組みによってインセンティブが決定される。

- ✓ 市場競争力に近い発電コストの発電所については、運転開始時に直接申し込むことによって技術や環境保護の要件を満たすことなく決定・
- ✓ 市場競争力よりも高い発電コストのかかる、先進技術を活用した発電所については、事業者からの提案に基づいて、技術要件や環境・周辺保護と費用効率の観点から選定される。

[270] Italy Allocates 413 MW Of Renewable Energy Projects In 9th Auction (list.solar)（2022 年 12 月 16 日取得）

1MW 以下でエネルギーコミュニティや需要変動による発電ユニットについては、上記とは別に、運転開始時に直接申し込むインセンティブが与えられる。

インセンティブ制度を決定するに当たり、電力貯蔵システムや適地への建設の促進、アスベストの排除、サステナブルなバイオマス利用、既存のダムや貯水池などの活用、他の補助制度との整合性などを考慮して検討することとなっている。

B)　環境・エネルギー安全保障省省令案「Decreto FER2」

上記法案を具体化する省令案について、2023 年 2 月時点でドラフト起案中であり、未承認であるものの、以下の通り取り決めることが想定されている。

- 1MW 以上の発電所の競争入札のスキームについて、複数の技術区分について 5 年間を想定したアロケーションでの入札を計画すること
- 競争入札は発電所タイプの特徴や技術の成熟度を考慮して、いずれ 1MW 以下の発電所にも適用することが可能になること
- 1MW 以下の小規模発電所については、環境保護や地域保護の要求事項に合致し、タリフによる支援制度に対して減額の提案をすること
- どちらの制度についても、環境・エネルギー安全保障省が効率的な運用が可能となる管理と規制を行い、入札のアロケーションや支援レベルを決定すること
- 5 年間の入札やタリフ制度を通じて、発電コストの低減を図ること
- バイオガス、バイオマス、太陽熱、地熱や洋上風力といった技術開発要素と環境負荷低減の効果を持つが発電コストが高い技術に関して、適用と競争力の向上を目的とした支援制度を設けること

当該制度の対象電源と容量、2022 年度のタリフは以下表の通りである。

表 2.5-14　新制度に関する省令入札手続き案による対象設備

	発電所タイプ	区分	容量（kW）	入札容量（MW）（2022-2026）
タイプ A	バイオガス	新設	300kW 以下	100
	バイオマス	新設	300kW 以下	
タイプ B	小規模太陽熱	新設	300kW 以下	5
タイプ B-1	中規模太陽熱	新設	300kW<5,000kW	50
タイプ C	地熱	新設	全て	140
	ゼロエミ地熱	新設	全て	
タイプ E	浮体式洋上風力	新設	全て	3,500
タイプ F	地熱	建替え	全て	150

出所）環境移行省（現 環境エネルギー安全保障省）再生可能エネルギーによるエネルギー生産に関するインセンティブスキーム(mite-schema-dm-incentivi-produzione-energia-da-fonti-rinnovabili.pdf)より著者作成

表 2.5-15　新制度に関する省令入札手続き案のタリフ案

	発電所タイプ	容量（kW）	運用期間	基準タリフ（ユーロ/MWh）
地熱	既存技術	全て	25 年	100
	ゼロエミ	全て	25 年	170
風力	洋上風力	全て	20 年	165
バイオガス	副産物利用	300kW 以下	20 年	200
バイオマス	副産物利用	300kW 以下	20 年	234
太陽熱		300kW 以下	25 年	300
		300kW<5, 000kW	25 年	240

＊基準タリフについては、翌年以降 3%ずつ減額される

出所）環境移行省（現 環境エネルギー安全保障省）再生可能エネルギーによるエネルギー生産に関するインセンティブスキーム(mite-schema-dm-incentivi-produzione-energia-da-fonti-rinnovabili.pdf)より著者作成

(9)　農地利用太陽光設備について[271]

2022 年 3 月 1 日、法令 17/2022、いわゆるエネルギー法令が官報に掲載され、農地に設置される太陽光発電に関するインセンティブ制度の創設について発表された。

エネルギー法令では、次の種類のプラントがインセンティブの対象となることが規定されている。

A)　地面より高い位置に設置され、モジュールのローテーション機能があり、デジタル及び精密農業ツールによる定期的な農業活動を可能にするような革新的な統合ソリューションを採用する農業発電所。発電所は、作物の収穫量への影響、水資源の保全、農業生産性や農場の持続可能性を検証するための監視システムを設置する必要がある。

B)　A)で言及された革新的なソリューションを採用していないものの a)で言及された監視システムが設置されている農業発電所。

太陽光の設置エリアには制限があり、農地面積の 10%が設置上限となる。

現行の再エネ支援制度は農地に設置された太陽光を対象外としているが、イタリア政府は 11 億ユーロを農業太陽光案件のサポートに投資することを決定し[272]、2GW の追加開発を行うことを目標としている。これは農業セクターの 20%以上を占めるエネルギーコストを削減することを目的としている。

エネルギー法令は、「適切」（詳細規定はまだ法令化がされていない）と分類された地域に建設された発電所の認可手続きの迅速化に関する法令 199/2021 (RED II Decree)の規定も詳述してい

[271] Dentons - Italy: Innovations on renewables introduced by the Energy Decree（2022 年 12 月 16 日取得）

[272] Italy devotes €1.1bn to agrivoltaics, €2bn to energy communities and storage – pv magazine International (pv-magazine.com)（2022 年 12 月 16 日取得）

る。特に、管轄の景観当局の意見は現在、義務であるが拘束力はないと見なされていることを明記している。

これは、政令 387/2003 に基づく単一認可の発行手続きにおいてだけではなく、環境影響評価の手続きにおいても同様である。これは、景観当局が拘束力のない意見を出す前に期限が切れた場合でも、所管官庁は認可要求及び/または環境評価について決定する義務があることを意味する。

(10) 浮体式洋上風力発電への支援

イタリア政府は、現在新たな洋上風力発電へのインセンティブを検討しており[273]、再エネ電源に対するインセンティブ制度を含めた新たな省令である「Decreto FER2」の草案が 2023 年 2 月時点で審議されている。新たな CfD 入札制度で浮体式に対しては 165 ユーロ/MWh の上限価格を提案しており、2030 年までに 3.5GW の開発を目標としている[274]。

イタリアでは、現在複数の浮体式洋上風力開発プロジェクトの検討が進んでおり、海洋の占用プロセスが開始している。

初の浮体式洋上風力の開発計画となる 7Seas Wind Power、Nice Technology が計画する Hannibal 浮体式洋上風力プロジェクトは、シシリア海峡で 250MW のプロジェクトを計画してる。2020 年 7 月には 30 年間のコンセッションを申請、同年 12 月には有力な洋上風力開発会社である CIP が投資を発表した。2023 年には建設開始を予定[275][276]。

初の洋上風力プロジェクトをアドリア海の Taranto、Apulia 沖で完成させた Renexia もシシリア海峡にて 1GW の Med Wind 浮体式洋上風力プロジェクトを計画しており、2025 年までの建設を目指している[277]。彼らは来年予定される初の CfD 入札に本件を応札することを検討している。

Blue Float Energy と Falck Renewable は複数の浮体式洋上風力を開発している。Kailia Energia 浮体式洋上風力プロジェクトはアドリア海 Apulia にて 1,200MW を計画しており、2027 年の運転開始を予定している。[278]　Minervia Energia 浮体式洋上風力プロジェクトは、イオニアン海 Calabria にて 674MW を計画しており、2028 年の運転開始を予定している。[279]

[273] Italy working on incentives for offshore wind projects | Reuters（2022 年 12 月 16 日取得）
[274] Italian Wind Power: Is Floating the Future? - OWC | ABL Group (owcltd.com)（2022 年 12 月 16 日取得）
[275] CIP invests in 250 MW floating wind farm in Italy - Offshore Energy (offshore-energy.biz)（2022 年 12 月 16 日取得）
[276] Italy begins the first floating wind power plant in the Mediterranean | REVE News of the wind sector in Spain and in the world (evwind.es)（2022 年 12 月 16 日取得）
[277] Italy set to spearhead floating wind in southern Europe | Reuters Events | Renewables（2022 年 12 月 16 日取得）
[278] Kailia Energia Floating Offshore Wind Farm, Italy (power-technology.com)（2022 年 12 月 16 日取得）
[279] Minervia Energia Floating Wind Farm, Italy (power-technology.com)（2022 年 12 月 16 日取得）

Minerva Energia については、環境影響評価書の準備と海洋地域の占有権について、インフラ省及び Southern Tyeehenin and Ionian Seas の港湾管理局に申請した[280]。

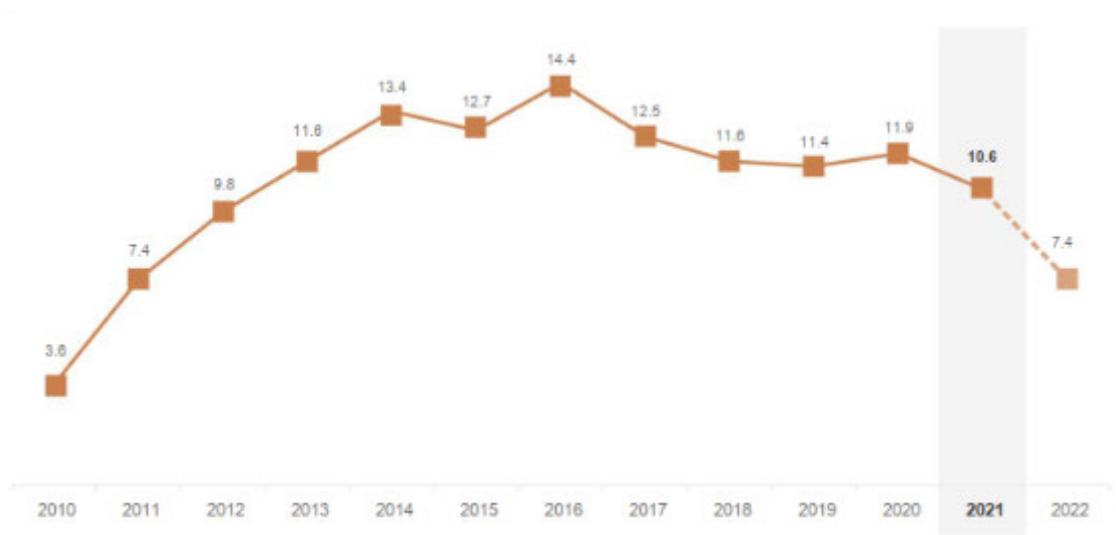
AGNES、Qintz Holding、Saipem が計画する Abruzzo I 浮体式洋上風力はアドリア海、Abruzzo で 1,760M を計画しており、2027 年の運転開始を予定している[281]。

(11) 支援制度に伴う国民負担の動向

イタリアでは、固定価格買取等の再生可能エネルギー支援制度に係る追加費用は、Asos 料金（2017 年までは A3 料金）と呼ばれる特定目的の料金項目を通じて、すべての電力需要家に負担してもらう仕組みとなっている。

再生可能エネルギー支援制度に係る年間の費用総額は、2010 年以降、主に太陽光発電に対する支援額が増えたことにより、急増してきた。但し、2016 年の約 144 億ユーロをピークとして、2017 年以降は減少傾向にあり、近年は横ばいとなっている。2021 年、2022 年には電力価格の高騰を背景に、GSE の電力取引関連収益を差し引いた Asos 料金による負担額は減少傾向となっている。

単位：10 億ユーロ



注）2010～2021 年は実績、2022 年は GSE による予測。

図 2.5-3　Asos 料金の負担額実績と今後の見通し（2010～21 年）

出所）GSE, “Rapporto delle attivita 2021”（2022 年）（GSE_Rapporto_Attività_2021.pdf）に基づき著者作成

[280] https://www.bing.com/search?q=italy+floating+offshore+wind+&qs=n&form=QBRE&sp=-1&pq=italy+floatingoffshore+wind+&sc=1-28&sk=&cvid=77DB1E1393B844BEB55FBC47BAC8AD2C&ghsh=0&ghacc=0&ghpl=（2022 年 12 月 16 日取得）

[281] Abruzzo I Floating Offshore Wind Farm, Italy (power-technology.com)

2022 年以降は、2030 年ごろまで RPS 制度等の従来の支援制度への支援が終期を迎えることにより、徐々に費用総額が減っていくことが想定されている。2031 年には、太陽光発電への支援の多くが終期を迎えることで、負担額の大幅減が想定される。

単位：10 億ユーロ

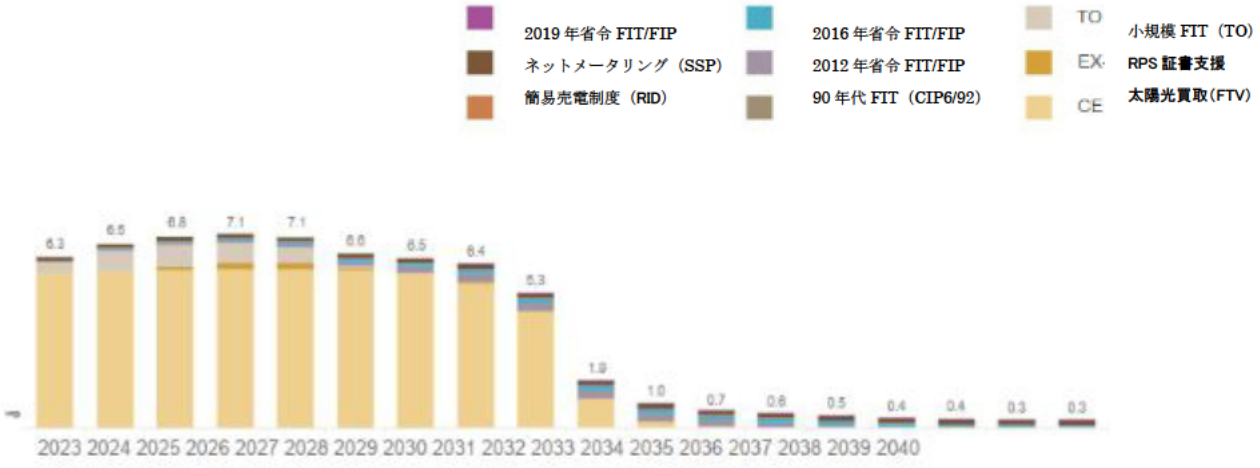


図 2.5-4　Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測（2023 年～）

出所）GSE, “Rapporto delle attivita 2021”（2022 年）（GSE_Rapporto_Attività_2021.pdf）に基づき著者作成

再生可能エネルギーの支援制度にかかる追加費用を回収する Asos 料金は、最終需要家に対して、契約電圧クラスに応じて異なる体系で賦課される。2018 年、2019 年、2020 年における電圧クラス別の Asos 料金の年間負担額は下表の通り。

表 2.5-16　電力需要家種別の Asos 料金負担額の例（2018～20 年）

需要家種別	年間負担額（€/年）			左記の年間需要量及び負担額に基づく単価試算（ユーロセント/kWh）		
	2018 年	2019 年	2020 年	2018 年	2019 年	2020 年
家庭（2,640kWh/年）	84	92	86	3.2 ユーロセント	3.5 ユーロセント	3.3 ユーロセント
家庭（3,500kWh/年）	258	267	229	7.4 ユーロセント	7.6 ユーロセント	6.5 ユーロセント
低圧（15,000kWh/年）	814	970	905	5.4 ユーロセント	6.4 ユーロセント	6.0 ユーロセント
中圧（500kW, 2,000 時間利用）	48,043	55,020	52,579	4.8 ユーロセント	5.5 ユーロセント	5.3 ユーロセント
高圧（3MW, 2,500 時間利用）	362,253	383,596	361,437	4.8 ユーロセント	5.0 ユーロセント	4.8 ユーロセント

出所）東京海上ディーアール株式会社、令和３年度　エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書に基づき著者作成

2020 年には年間電力消費量 3,500kWh を想定した家庭需要家では、年間の負担額が 229 ユーロとされており、これは単価にすると 6.5 ユーロセント/kWh に相当する。なお、一定規模から高圧の需要家は、受電点あたりの基本料金に加えて、従量制の単価を支払う形式となっている。

2.5.3 建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) 建物一体型太陽光の導入促進策

A) 申請手続きの簡素化と税額控除

イタリアでの建物一体型太陽光の導入促進策としては、「申請手続きの簡素化」及び「税額控除」がある。

「申請手続きの簡素化」については、2015 年 5 月 19 日付経済開発省令（DECRETO 19 maggio 2015[282]）において、一定の条件（e.g. 出力 20kW 以下であること、屋根置型太陽光発電設備であること）を満たした発電設備の設置・系統接続に係る申請は、定められた簡易様式に従って原則オンラインで行うことができるようになった。また、EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199 ）[261] で、上記簡易手続きの範囲が拡大されている（e.g. 出力 50kW 以下の発電設備まで対象範囲を拡大、自治体の許可無しに設置・更新できる設備（ヒートポンプ、熱電源コレクター等）を規定）。

「税額控除」については、COVID-19 への対応策を定めた 2020 年 5 月 19 日付法令（DECRETO-LEGGE 19 maggio 2020, n. 34[283]）にて、2021 年 12 月 31 日までに建物のエネルギー効率化施策（断熱/暖房または空調システム）と併せて太陽光発電設備が導入された場合、1 設備あたり 48,000 ユーロ（kW あたり 2,400 ユーロ）を上限として、当該設備導入費用の 110%を所得税から控除する制度を設けた。当制度は期間延長されており、2023 年 12 月 31 日までの期間に発生した費用に対しては 110%、2024 年に発生した費用に対しては 70%、2025 年に発生した費用については 65%の税額控除が認められている[284]。

B) エネルギー法による屋根置太陽光の設置プロセスの簡素化 [271]

2022 年 3 月 1 日、法令 17/2022、いわゆるエネルギー法令が官報に掲載された。エネルギー法は、立法令 199/2021 (RED II Decree) によって導入されたイノベーションを補完する、再生可能エネルギーのための一連の簡素化措置を導入した。

第一に、太陽光発電所を建物や上屋、その他の構造物の上に設置するプロセスがさらに簡素化され、エモジュールの設置、及びプラントの建物内の電力網への接続に必要な作業について、あらゆる種類の許可または認可を取得する必要がなくなった。エネルギー法の下では、それらは通常の保守作業とみなされる。

承認が必要な唯一の建物は、公共性が高いか、特定の美的価値を有する建築物、構造物、またはイタリア文化遺産コードで保護された地域にある建物など、特定の景観制限の対象となるもの。

---

[282] https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/05/27/15A03977/sg（2022 年 12 月 16 日取得）

[283] https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2001/11/15/01A12340/sg（2022 年 12 月 16 日取得）

[284] イタリア歳入庁ホームページ（https://www.agenziaentrate.it/portale/tabelle-riepilogative）（2022 年 12 月 16 日取得）

さらに、現在 20kW 未満の屋根上発電設置に適用されている簡略単一様式 (Simplified Single Form)を、50kW から 200kW の間の発電設備を含むように拡大。ただし、この措置では、まず、エネルギー法令の発効から 60 日以内に環境移行省による省令の発行が必要となる。

(2) 蓄電池の導入促進策

蓄電池の導入促進策として、建物一体型太陽光の導入促進策と同じ「税額控除」がある。2020 年 5 月 19 日付法令の税控除制度の対象となる建物一体型太陽光発電に組み込まれる蓄電池システムにつき、1 設備あたり 48,000 ユーロ（蓄電容量 1kWh あたり 1,000 ユーロ）を上限として、2023 年 12 月 31 日までの期間に発生した費用に対しては 110%、2024 年に発生した費用に対しては 70%、2025 年に発生した費用については 65%の税額控除が認められている。

2.5.4 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) PPA の促進策

イタリア政府は、EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）[261]にて、需要者と供給者の再生可能エネルギーに係る長期契約締結を推進することを目的とし、IT プラットフォームを立ち上げると規定。

上記を受け、イタリア電力取引所を管理する GME（Gestore dei Mercati Energetici SpA）は、2022 年 3 月 30 日に自社のウェブサイトに PPA プラットフォームを立ち上げ[285]。

当該プラットフォームは、「広告セクション」と「登録セクション」に分かれている。

① 「広告セクション」：需要者及び供給者ともに匿名かつ拘束力のない形で、購入関心表明・販売関心表明を行うことができ、それらの表明を見て契約を申し込むことが可能。

② 「登録セクション」：当該プラットフォーム外で締結された PPA に関し、登録が必要となる。

2.5.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針

EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199[261]）における、インセンティブ価格についての考え方の記載は以下の通り。なお、新たな支援制度におけるインセンティブ価格については、環境・エネルギー安全保障省により公布される省令に具体的に記載される予定。

- インセンティブ価格は、国家目標（最終エネルギー消費量に占める再エネ比率 2030 年：30%）達成を確実に保証するため、5 年毎に見直しを図る。
- インセンティブ価格は、対象設備の投資及び運用コストに対する公正なリターンを確保

[285] https://www mercatoelettrico.org/IT/GME/Consultazioni.aspx?c=PPA

することを目的とする。

・ 実績発電量と目標発電量の間に大きな乖離がある場合、または市場における発電量コストに大きな変動がある場合には、「入札」によって得られる発電量枠及びインセンティブ価格の水準を調整する。当該調整はエネルギーネットワーク環境規制庁（ARERA）と協議の上、環境・エネルギー安全保障省大臣の政令により承認される。

(2) 価格低減策

現状の支援制度である 2019 年省令に基づくインセンティブ制度（FIT/FIP）について、2021 年 1 月以降、グループ B（水力、下水ガス）の基本インセンティブ価格（FIT における買取価格及び FIP における基準価格）を 2%、グループ A（太陽光、陸上風力）の基本インセンティブ価格を 5%下げ、価格低減を図っている。

(3) 太陽光に関する強制労働への対応状況

A) 中国での強制労働に関する非難表明等

イタリアは、国連決議や G7 会合、EU の枠組みの中で、新疆ウイグル自治区での強制労働への非難表明等を行ってきている。また政府だけでなく議会からも非難表明が決議されている。

2021 年 5 月 26 日、イタリア議会は、新疆ウイグル自治区におけるウイグル人やその他のテュルク系民族に対する中国の残虐行員を非難する表明文書を前回一致で決議[286]。イタリア政府に対し、被害者の支援や国際レベルで中国に対して同様の非難を行うよう要請した。また、強制労働に関連する可能性のある商品の取引の禁止も求めた。

2021 年 10 月 21 日、イタリア政府は国連加盟国 43 カ国とともに、新疆ウイグル自治区での「再教育施設」での人権侵害や非人道的な取り扱いについて非難表明をし、中国に対し調査団の受け入れや人権に関する国際法の準拠を要請した [231]。

2021 年 10 月 22 日の G7 共同表明では、中国やウイグルは名指しせず、国家によって運営される脆弱なグループや少数民族に対する強制労働を含めて、農業、太陽光、衣料品セクター等でのグローバル・サプライチェーンにおける強制労働の存在について懸念を表明[287]。

B) 強制労働に基づく製品の禁止措置・その他人権デューデリジェンスについて

現時点で、イタリアでは、太陽光パネルを含めたウイグル自治区由来の製品の購入禁止措置等の法的措置を設けていない。一方、自国で事業を行う企業に対しては、以下のような人権に関する行動原則や情報開示義務、人権侵害に関する法令上の義務を課している。

イタリアは、国連の「ビジネスと人権に関する指導原則 [234]」（UNGPs）に従って、2016 年 12

[286] Italian Parliament Condemns CCP's Crimes Against Uyghurs (bitterwinter.org)（2022 年 12 月 16 日取得）

[287] Joint communiqué issued by the G7 countries to the G7 Trade Track on 22 October 2021 – Ministry of Foreign Affairs and International Cooperation (esteri.it)（2022 年 12 月 16 日取得）

月 15 日、「ビジネスと人権に関する国別行動計画[288]」を採択した。UNGPs は各国に対して、国内における人権侵害に加えて、国際事業を行う自国企業による国内外の人権侵害を防ぐための法整備を求めている。国別行動計画では、国家としての人権侵害防止に関するコミットメントと、自国企業に対して、事業活動における人権侵害防止のために、UNGPs の原則に従った行動を求めた。

非財務情報の開示については、イタリアまたは EU 圏内の市場に上場する企業のうち、事業年度の従業員を平均 500 人以上有し、(1) 貸借対照表の合計が 2,000 万ユーロ、または (2) 販売及びサービスからの総純収入が 4,000 万ユーロ以上の大企業は開示義務を負う[289]。

イタリアには、企業などによる人権侵害を含む違反・違法・犯罪行為に対し、行政上の責任を追及し制裁を科す法律「法人・企業・団体の行政上の責任法[290]」がある。明示的に規定された特定の違反・犯罪が（第 2 条）、企業内部の経営者・幹部・従業員によって、所属企業の関心または利益のために（第 5 条）なされた場合、適用され、イタリアで営業する限り外国企業も規制対象となる。

2.5.6 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

(1) 太陽光パネルのリサイクル制度概要

イタリアでは、2014 年に EU 改正 WEEE 指令の国内実施法（DECRETO LEGISLATIVO 14 marzo 2014, n. 49[291]）が施行され、使用済み太陽電池モジュールは、その電力によって 2 種類に分けられる。

① “業務用”: 出力が 10kW 以上の太陽光発電パネルから発生する廃棄物
② “家庭用" : 出力 10kW 未満の太陽電池パネルから発生する廃棄物。家庭用使用済み太陽電池モジュールの廃棄は、所有者が指定された WEEE 回収拠点で実施する必要あり。廃棄はメーカーの責任で行われるため、所有者が廃棄費用を負担することはない。

業務用太陽光発電モジュールの廃棄方法について、設置時期によって 2 種類の方法が規定されており、2014 年 4 月 12 日以前に設置された業務用太陽光発電モジュールについては、廃棄費用は所有者の負担となる。但し、所有者が廃棄と同時に新規に WEEE を購入する場合、新規の WEEE の製造者が古い WEEE の廃棄処理をしなければならない。

2014 年 4 月 12 日以降に設置された太陽光発電システムの場合、廃棄費用は所有者ではなくメーカーが負担。

---

[288] Italy | National Action Plans on Business and Human Rights (globalnaps.org)（2022 年 12 月 16 日取得）

[289] 「サプライチェーンと人権」に関する主要国の政策と執行状況（3）国内法で人権侵害行為に対する制裁を規定、対策の開示義務も（イタリア）| 地域・分析レポート - 海外ビジネス情報 - ジェトロ (jetro.go.jp)（2022 年 12 月 16 日取得）

[290] DECRETO LEGISLATIVO 8 giugno 2001, n. 231 - Normattiva（2022 年 12 月 16 日取得）

[291] https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/03/28/14G00064/sg#:~:text=DECRETO%20LEGISLATIVO%2014%20marzo%202014%2C%20n.%2049%20Attuazione,n.73%20del%2028-03-2014%20-%20Suppl.%20Ordinario%20n.%2030%29（2022 年 12 月 16 日取得）

製造者は家庭用の太陽光パネルについては、80%の資源利用率と 70%の再利用・リサイクル率、業務用パネルについては 85%の資源利用率と 80%の再利用・リサイクル率を達成しなければならない。

イタリアでは、エネルギーサービス管理者である GSE（Gestore dei Servizi Energetici SpA）により、FIT 制度によって支援を受けた発電所に対してモジュール廃棄に関する指示をしている[292]。それによると、発電所の運転期間の終了を迎えた際には、

家庭用太陽光モジュールについては、1) 国営回収センターに送付するか 2) 購入した販売業者か設置業者に送付して処理をする必要がある。

業務用太陽光モジュールについては、1) EWC（European Waste Catalogue）code 16.02.14 に準拠した業者へ送付するか、2) 認証された処理センターに送付、もしくは 3) 国営回収センターに送付する必要がある。

発電所所有者は、モジュール廃棄時から廃棄から 60 日以内に GSE に連絡を取り、詳細の廃棄方法等の報告する必要がある。また、廃棄費用について、FIT によるインセンティブの一部から天引きすることで賄っており、廃棄が為されたことが確認できた際に事業者に払い戻される。

廃棄費用は、家庭用で 1 モジュール辺り 12 ユーロ、業務用で 1 モジュール辺り 10 ユーロとなっている。

(2) 太陽光パネルの回収、リサイクル等の状況について

Eurostat によると、WEEE の排出量、回収量、処理量やリサイクル量の統計データを国毎に発表している[293]。そのうち、太陽光パネルについて利用可能な 2016 年から 2020 年のデータを抽出し、分析を行った。

イタリアについては、データにむらがあるものの、2019 年に太陽光パネルの市場投入が約 5 万 4 千トンを記録している。そのうち、回収がされたものは 1,716 トンに過ぎず、回収率はわずか 3.2%である（※）。一方、回収された廃棄パネルのうちリサイクル等のために処理が為されたものは 1,190 トンであり、約 69%が何らかの処理を経て、そのうち約 77%にあたる 918 トンがリサイクルに回っている。

これらのことから、イタリアでは太陽光パネルの市場投入が急速に進んでいるものの、廃棄、回収されているパネルはごく一部であり、回収されたパネルに関してはかなりの割合がリサイクルされていると言える。なお、廃棄されたパネルのうちほとんどが民生用以外のものであり、廃棄処理のほぼ 100%がイタリア国内で行われていた。

[292] https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-IEA-PVPS-T12-24_2022_Status-of-PV-Module-Recycling.pdf
[293] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEEOS__custom_4552535/default/table?lang=en
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEE__custom_4552808/default/table?lang=en

（※　本来は廃棄物の発生量に対して回収率を算出するべきであるが、Eurostat ではデータが存在しなかった。また、太陽光パネルの普及時期と一般的な製品使用期限を考えると、ほとんどのパネルがまだ稼働中だと考えられる。）

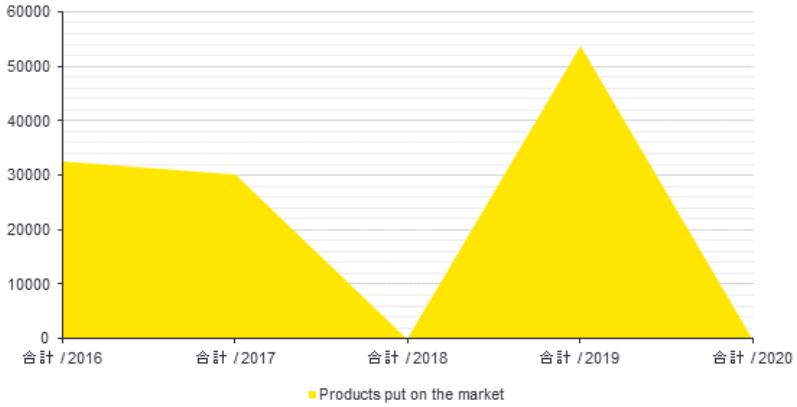


図 2.5-5　　太陽光パネルの市場投入量（tonne）

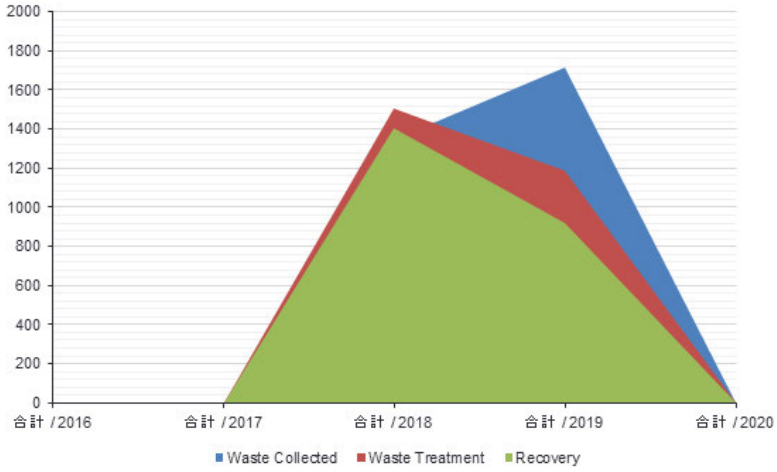


図 2.5-6　廃棄太陽光パネルの回収量、処理量、リサイクル量（tonne）

出所）Eurostat, “ Waste electrical and electronic equipment (WEEE) by waste management operations.” に基づき著者作成

イタリアには、PV Cycle、Ecolight といった太陽光パネルの回収業者が存在する。PV Cycle は、2021 年にイタリアで 7,238 トンの太陽光パネルを回収しており、他の欧州各国を含めると、ドイツの 9,038 トンを含めて 17,144 トンの太陽光パネルを回収処理している[294]。

(3) 太陽光パネルリサイクルに係る技術開発

フランスの原子力・代替エネルギー庁をコーディネーターとし、イタリアのエネルギー機関である ENEA 等で構成される欧州コンソーシアムにより、太陽光発電モジュールの完全リサイク

[294] The recovery of solar panels remains in Italy with Ecolight (ilcambiamento.it)（2023 年 1 月 24 日取得）

ルのためのパイロットラインを開発プロジェクト「PHOTORAMA[295]」（Photovoltaic waste management - advanced Technologies for recovery & recycling of secondary Raw Materials from end-of-life modules）が進められている。

使用済み太陽電池モジュールの完全なリサイクル実現を目的としており、回収された材料から新しい太陽電池パネルを製造することを目指す。新しい分離技術として、シリコン系ではダイヤモンドワイヤーによる機械的剥離と超臨界状態の CO2 による流体的剥離、CIS 系では光学的な剥離処理の開発を行うとされている。

(4) 風力発電設備の廃棄やリサイクル

イタリアでは、今後 10 年で 30,000 トンから 40,000 トンの風力発電設備の撤去が予定されている。しかし、ガラス繊維の効率的なリサイクルの方法は確率されていない。破砕処理、熱分解、加溶媒分解、セメント材料としての活用などの方法がある。

2.5.7 地域の理解に向けた取組

(1) 再生可能エネルギー発電設備設置に係る理解促進のための法制度

イタリアでは、再生可能エネルギー発電設備の建設と運転については、D.lg.387/2003 及び D.lg.152/2006 並びに都市計画を規定する D.M.1444/1968 に基づいて、認可プロセスが定められている。

その認可プロセスの中で、D.lg.387/2003 第 12 条に規定される「単一認可(Autorizzazione Unica（AU）)」の制度が設けられている。□AU においては、関係するすべての行政機関が参加するワンストップの手続きである「サービスカンファレンス（Conferenza dei servizi)」を実施し、認可手続きが進む。サービスカンファレンスには、関心のあるすべての組織や利害関係者（必要に応じて）が参加し、同じ会議中に意見、許可等の方法を決定することとなっている。

なお、AU の対象となる各再生可能エネルギーの閾値は、D.lg.387/2003 の別表に定められており以下の通りである。

表 2.5-17　AU の対象となる各再生可能エネルギーの閾値

対象電源	閾値
風力	60kW 超
太陽光	50kW 超
バイオマス	200kW 超
バイオガス	250kW 超

出所）D.lg.387/2003 の別表に基づき著者作成

[295] https://www.photorama-project.eu/（2022 年 12 月 16 日取得）

サービスカンファレンス（Conferenza dei servizi）は、行政活動の一般原則を定める法令（D.lg. 241/1990）第 14 条等が、2016 年の D.lg.127/2016 によって修正される形で新たに導入された手続きである。この新たな手続きは、州や市町村等の行政機関が行う行政行為（例えば、工事の建設や、事業及び建設活動の認可の発行）のタイミングで、複数の機関が関与する決定を下す必要があるすべての場合に適用されることとなっている。

サービスカンファレンスは申請書を電子的に送付することで開始され、45 日以内（環境、景観保護、文化遺産や市民の健康に係る場合は 90 日以内）に意思決定される。期限内に決定がなされない場合は、同意が得られたものとみなされるサイレント同意のメカニズムが取られている。また、サービスカンファレンスは原則電子的に処理されるものとなっており、関係者が実際に集る会議は、特に複雑な決定が必要な場合や異議が申し立てられた場合等に限定して実施される。当該会議には、政府の代表者が 1 人と、各州及び自治体から各 1 人参加する。

なお、サービスカンファレンスの内容は関係行政機関を拘束するものであり、決定に不服がある場合は決定後 10 日以内に異議申し立てを行うことが可能である。

(2) 具体的なトラブル事例・対応策

A) シチリア島での太陽光反対運動[296]

2021 年 10 月、シチリア島の文化遺産委員会は、ドイツの太陽光発電開発会社 ib vogt の子会社が 2.3 億ユーロを投じて 384MW の発電所を開発する予定であった大規模ソーラーパークの設置を阻止した。青銅器時代の遺跡など考古学的な観点から重要なものが多く、景観や文化遺産に重要な悪影響がある場合に開発行為を停止させる権限を持つエンナ県の文化遺産委員会が反対した。

イタリアでは太陽光、風力発電所は自然景観を損なうという理由で反対されることが多い。事業者は地方裁判所に本件について上訴することもできる。

本件は、Deg.Leg. 152/2006 に基づき与えられる Single Regional Authorization Provision（PAUR）の承認プロセスの中で、環境影響評価が行われ、以下のような理由により環境への適合性に関して否定の意見が提出された。

シシリア地方政府、土地環境部発行の 2021 年 11 月 29 日付環境影響評価書[297]より

「本太陽光発電所（IBV7 “Centuripe” 384MW）は、実際にはほぼ 20 平方キロメートルの領域に散らばっており、系列会社 IBV1（“Centuripe-Belpasso-Paternò” 300MW）と IBV8（”Centuripe, Castel di Judica” 363.2MW）及び IBV11（”Assoro-Agira” 141.6MW）は、広大な領土の異常な変容とシチリア内陸部の古代の考古学的、歴史的、田園風景の完全な消失を生み

[296] Sicily bans solar park as archaeologists fight environmentalists | Reuters（2022 年 12 月 16 日取得）

[297] D.A. N. 252/GAB OF 29/11/2021 - Project for a photovoltaic technology plant with a power of 384 MWp, called "Centuripe" including the connected works of connection to the NTG to be carried out in the Municipalities of Centuripe (EN) | Sicilian Region (regione.sicilia.it)

出す累積的な効果を伴う、同じ規模の他の近隣プロジェクトを提示した。問題の太陽光発電所の建設のために特定された土地は、シチリア中部東部の考古学的発見の最も密度の高い地域の 1 つに含まれているため、考古学的遺産のこのセクションは、当該土地でのプロジェクトの実施を許容できるとは見なしません。」

2.5.8 アグリゲーション事業

イタリアにおいては、事業としてのアグリゲーションや制度としての枠組みの整備があまり進んでいない。欧州の再エネアグリゲーション事業の調査を行う BestRES のレポート[298]によると、2016 年時点で、RE-Pro が消費者向けの省エネ・エネルギーマネジメントサービス（ESCO 事業）や産業向けにはホテル、病院、化学・医薬産業向けに需要マネジメントサービス（DSM）を行っている。

一方、2017 年には大手アグリゲーターである Next Kraftwerke がミラノ事務所を開設しており、徐々に市場が広がっているものと考える[299]。また、欧州各国の中で電池の設置容量はイタリアが高く [298]、この意味でも市場が拡大する余地は高いものと思われる。

表 2.5-18　欧州：設置済もしくは計画中の蓄電池設備の容量

Table 4: Installed and planned electro-chemical storage capacity across Europe

Country	Total installed and planned electro-chemical storage capacity (in MWh)
Italy	6,667
United Kingdom	1,608
Germany	1,457
France	534
Netherlands	186
Spain	131
Portugal	43
Denmark	34
Russia	17
Switzerland	11
Greece	5
Hungary	1

出所）BestRES レポート, Existing business models for renewable energy aggregators[298] より

[298] http://bestres.eu/wp-content/uploads/2016/08/BestRES_Existing-business-models-for-RE-aggregators.pdf（2022 年 12 月 16 日取得）

[299] Centrali Next – a Virtual Power Plant for Italy (next-kraftwerke.com) （2022 年 12 月 16 日取得）

また、いくつかの VPP の実証プロジェクトが行われている[257]。VPP 実証プロジェクトの例として以下があげられる。

- ✓ Universita Degli Studi Di Torino（2019-2022）
- ✓ CNET（2020-2024）
- ✓ RENAULT（2020-2023）[300]

[300] Microsoft Word - DRES2MarketProjectOverviewTemplateForD2.2_v1.docx

（参考とした主な情報源）

本章のイタリアに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下の通り。

(1) 再生可能エネルギー支援制度全般

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社による各種支援制度のページ。

https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili

うち、太陽光に関する支援制度

https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico

(2) 環境・エネルギー安全保障省の再生可能エネルギー関連サイト

2021 年 2 月に、環境政策の策定を担っていた環境・国土・海洋保全省に、経済発展省が担っていたエネルギー政策の所管も追加して設立された環境・エネルギー安全保障省（Ministero della Transizione Ecologica）の再生可能エネルギー関連情報ページ。

https://www.mite.gov.it/energia/fonti-rinnovabili-e-georisorse

2.6 米国

2.6.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

(1) 再生可能エネルギー導入目標

連邦政府による再生可能エネルギー電力導入目標はなく、各州が独自に Renewables Portfolio Standard（再生可能エネルギー利用割合基準。以下、RPS）等の取組を進めている。

RPS とは、Renewable Energy/Electricity Standard (RES)とも言われ、小売電力供給量において再エネ電源から最低限供給すべきと定められている割合基準に関する取り決めで、その達成率は再生可能エネルギー証書（Renewables Energy Certificates、以下 REC）を通じて図られることが多い。

Lawrence Berkeley national Laboratory（Berkeley Lab）[301]によると、RPS を導入している州は 30 州とワシントン D.C.であり、各州の達成目標は図 1 の通り（2021 年 2 月時点）。達成目標率や達成期限、REC の定義やトラッキングシステム等、州毎に様々な設計となっており、RPS 目標は多くの州で定期的に更新されている。直近では半州以上において目標値を上げる動きや、再エネ電源の適格性の改定がなされている。RPS 導入済の 30 州において、多くの州で順調に再エネ導入目標を達成している状況（図 2）

カリフォルニア州においては California Public Utilities Commission（カリフォルニア州公共事業委員会、CPUC）が 2030 年までに再エネ比率 60%、2045 年までに CO2 ゼロ電源の使用という RPS 目標を設定しており、小売電気事業者が当該 RPS の遵守対象者となっている。また、California Energy Commission（カリフォルニア州エネルギー委員会、CEC）が再エネ電源設備として適格かの承認や、公営電力事業者（Public Owned Utilities、POUs）の RPS 履行要件の強化等の規制採択等を担当している[302]。

[301] Lawrence Berkeley national Laboratory（Berkeley Lab）は米国エネルギー省の研究機関で、カリフォルニア大学が運営、RPS の主要な傾向や制度変更、達成状況等について数年置きにアップデートを行っている。

[302] Renewables Portfolio Standard (RPS) Program (ca.gov) （2023 年 2 月 22 日取得）

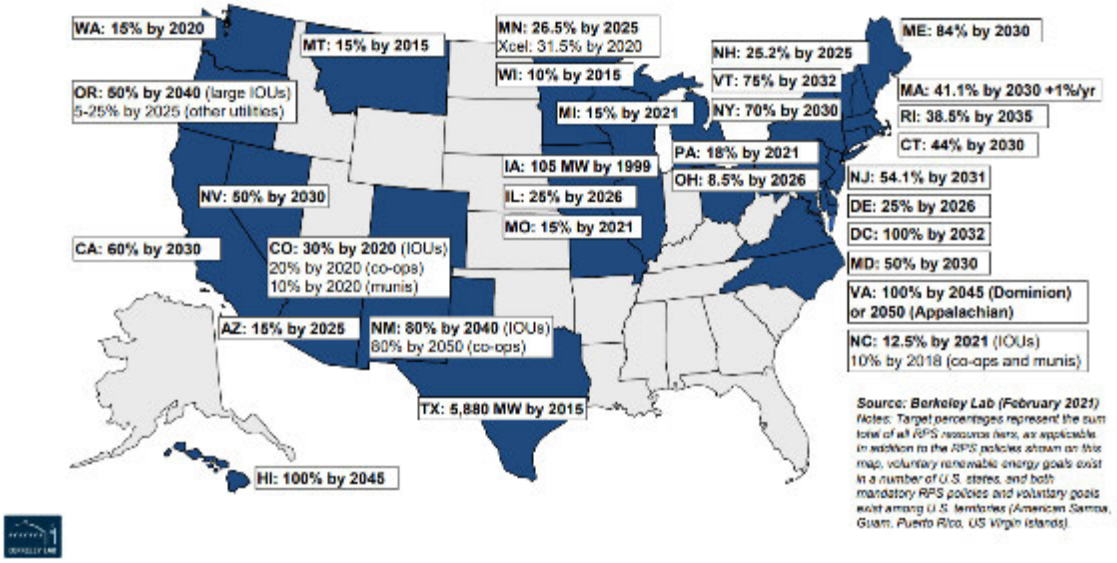


図 2.6-1　RPS 導入州（2021 年 2 月時点）

出所）U.S. Renewables Portfolio Standards 2021 Status Update: Early Release | Electricity Markets and Policy Group (lbl.gov)[303]

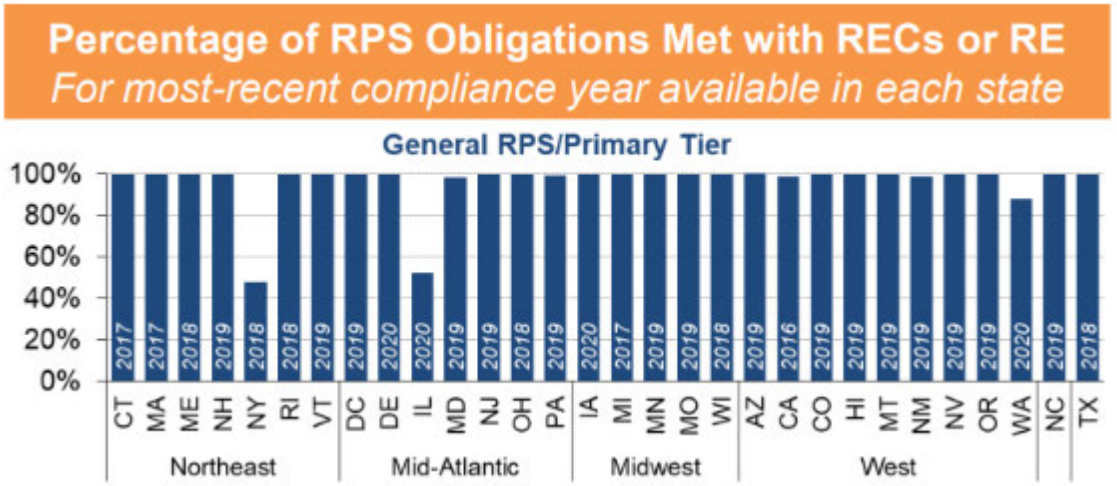


図 2.6-2　RPS 導入州における再エネ導入達成率（2021 年 2 月時点）

出所）U.S. Renewables Portfolio Standards 2021 Status Update: Early Release | Electricity Markets and Policy Group (lbl.gov)[304]

(2) 洋上風力の導入推進制度

A) 導入目標

既にバイデン政権としては、洋上風力発電導入の全体目標として 2030 年までに 30GW の発電所設置、1,000 万世帯へクリーン電力供給の達成、77,000 の雇用創出、サプライチェーンにおける民間投資の促進目標がある中、2022 年 9 月 15 日、Department of Energy, Interior, Commerce,

[303] 図 1 と同様。
[304] 図 1 と同様。

and Transportation（エネルギー省、DOE）は浮体式洋上風力発電に関し、70%のコスト削減目標（USD45/MWh）を掲げた Floating Offshore Wind Shot というイニシアチブを発表した[305]。米国はこのイニシアチブを、多くの人口をクリーンエネルギーへの転換に導き、製造、設置、運営において数千の雇用を生み出す主要な手段と位置づけ、浮体式洋上風力発電技術開発の世界的なリードを取る姿勢も示した。

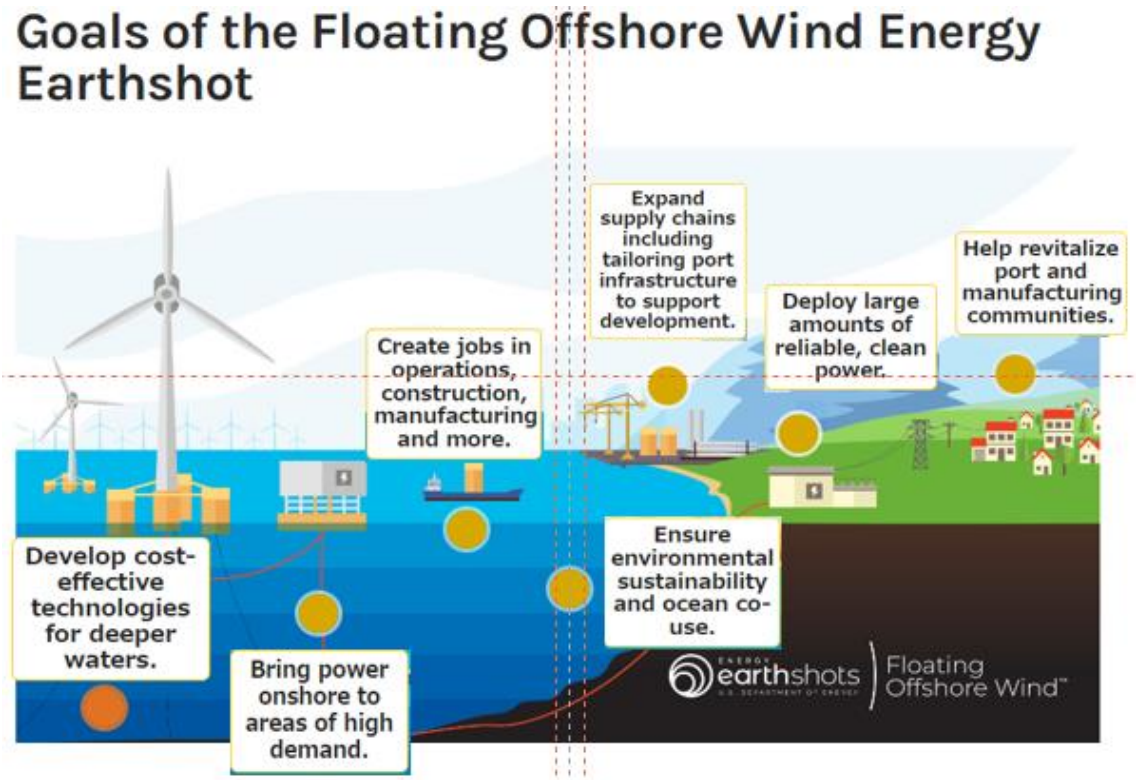


図 2.6-3　Floating Offshore Wind Energy Earthshot、エネルギー省

出所）Floating Offshore Wind Shot | Department of Energy[306]

更に当該イニシアチブの一環として、Department of the Interior's Bureau of Ocean Energy Management（エネルギー海洋局、BOEM）も、2035 年までに 15GW の発電所設置、500 万世帯へ電力供給の達成目標を発表。米国の洋上風力発電候補海域のうち約 3 分の 2 は、着床式より浮体式に適していると言われている。大西洋及びガルフコースト（またはガルフサウスと呼ばれる）は着床式に適しており、太平洋、メイン湾、ハワイ周辺、大西洋及びガルフコーストの沖合は浮体式が必須な地形である。（一般的には水深 60m 以上の場合浮体式の対応が必要）

[305] Floating Offshore Wind Shot | Department of Energy（2023 年 2 月 22 日取得）
[306] Floating Offshore Wind Shot | Department of Energy（2023 年 2 月 22 日取得）

図 2.6-4　洋上風力発電の基礎土台タイプ別海域候補

出所）Floating Offshore Wind Shot Fact Sheet [307]

ニューヨーク州における導入目標

ニューヨーク州は 2035 年までに 9GW の洋上風力発電導入達成目標あり。また、2019 年 7 月 18 日署名の「気候リーダーシップと地域社会の保護に関する法律」により、2030 年までに電力需要の 70%を再生エネルギー電源から供給し、温室効果ガスを 40%削減するという目標を掲げており、2022 年 1 月 5 日、キャシー・ホークル知事による州議会での施政方針演説で、2022 年に洋上風力発電のインフラ整備に 5 億ドルを投資するとの計画を発表。当該計画で上記目標達成を後押しするとみられる。

表 2.6-1　ニューヨーク州における洋上風力発電入札

入札回	案件名	容量	ステータス	事業者
N/A（※）	South Fork Wind	132 MW	建設中（2022年1月BOEMより建設及び運営計画の承認取得）、2023年末商業運転開始予定	50-50 joint venture between Ørsted A/S and Eversource Energy
第1回 2018年（ORECRFP18-1）	Sunrise Wind	924 MW	2025年商業運転開始予定	Bay State Wind LLC(a joint venture of Ørsted A/S and Eversource Energy)
	Empire Wind 1	816 MW	2026年商業運転開始予定	Equinor US Holdings, Inc.
第2回 2020年（ORECRFP20- 1）	Empire Wind 2	1,260 MW	2027年後半商業運転開始予定	Equinor Wind US LLC
	Beacon Wind	1,230 MW	2028年商業運転開始予定	Equinor Wind US LLC
第3回 2022年（ORECRFP22-1）	N/A	約2,000 MW	2023年1月26日入札締切	2023年1Q中に落札者発表予定
合計		約6,300 MW		

※South Fork Windはロングアイランドの東海岸で開発中の案件で、NY州初の洋上風力発電案件とされているが、2017年にSouth Fork地域での電力需要を満たすため、コスト競争力のある新規の発電電源としての競争入札の結果、Long Island Power Authority（LIPA）によって発注されたもの。

出所：NYSERDA ウェブサイトを参考に著者作成[308]

[307] Floating Offshore Wind Shot Fact Sheet (energy.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

[308] New York's Offshore Wind Projects - NYSERDA（2023 年 2 月 22 日取得）

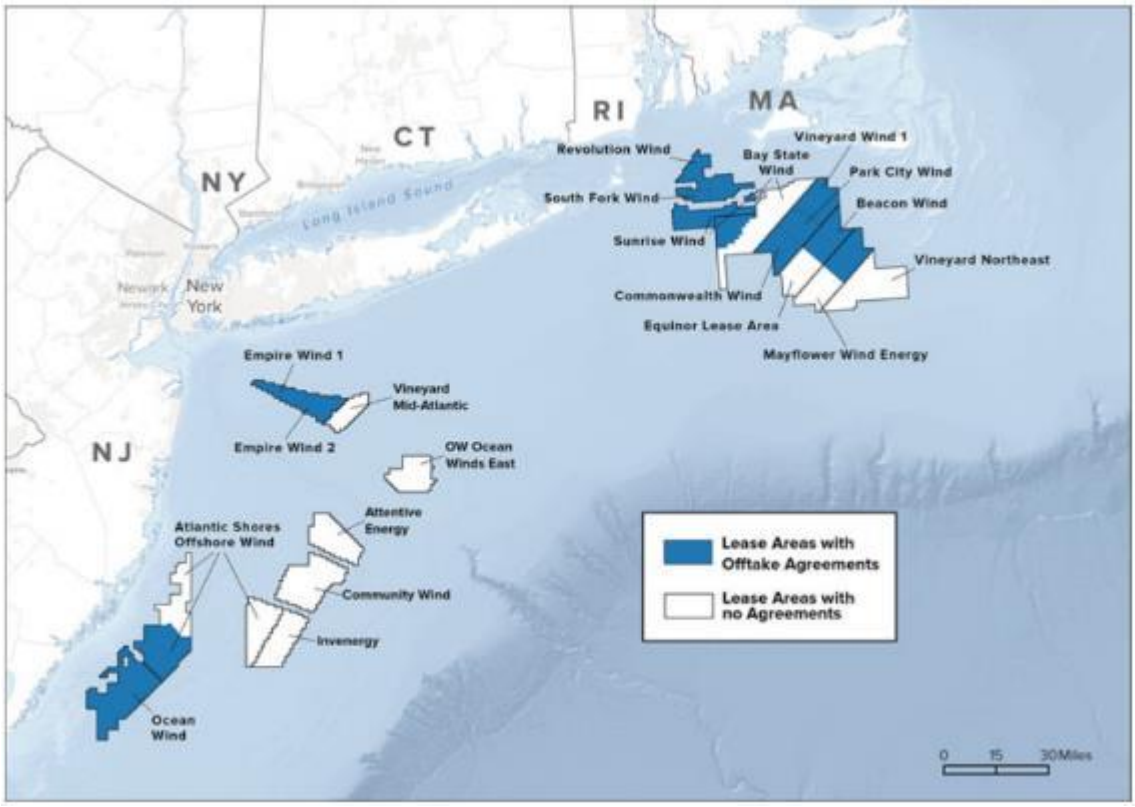


図 2.6-5　洋上風力発電開発地（2022 年 7 月時点）

出所）2022 Solicitation - NYSERDA[309]

※上記地図はオフテイク契約ありのリースエリア（青色）、オフテイク契約なしのリースエリア（白色）を示している。

オフテイク契約あり：South Form Wind, Commonwealth Wind, Park City Wind, Beacon Wind, Empire Wind 1, Empire Wind 2, Ocean Wind

オフテイク契約なし：Bay State Wind, Commonwealth Wind, Equinor Lease Area, Mayflower Wind Energy, Vinyard Wind, Mid Atlantic Offshore Wind, OW Ocean Winds East, Atlantic Shores Offshore Wind, Attentive Energy, Community Wind and Invenergy

カリフォルニア州における導入目標

カリフォルニア州のエネルギー委員会（CEC）は 2022 年 8 月 10 日、同州の洋上風力について 2030 年までに最大 5GW、2045 年までに最大 25GW を導入するとした報告書を採択[310]。CEC は 2022 年 5 月に、洋上風力について 2030 年までに最大 3GW、2045 年までに最大 12GW を導入するとして、報告書ドラフトを公表していたが、ギャビン・ニューサム知事（民主党）の要請などを受け、目標を引き上げた。

西海岸で初となる洋上風力発電案件開発の合意が 5 月末に発表された。開発予定地はカリフォルニア沖のモロベイ及びハンボルト湾沖で、約 4.5GW の容量を想定。

309 2022 Solicitation - NYSERDA（2023 年 2 月 22 日取得）

310 CEC Adopts Historic California Offshore Wind Goals, Enough to Power Upwards of 25 Million Homes （2023 年 2 月 22 日取得）

連邦海洋エネルギー管理局（Bureau of Ocean Energy Management/BOEM）は 22 日に発出した Proposed Sale Notice （PSN）において、価格のみではない multi-factor auction 方式の活用を提案しており、洋上風力事業に関与する人材育成プログラムや国内サプライチェーンの構築にコミットする事業者、また、洋上風力発電事業の開発によって直接影響を受けるコミュニティやステークホルダーとの地域便益契約に対してコミットする事業者にクレジットを付与すること等を検討している[311]。その他、同時に行われる入札で、1 つの入札企業が 1 区域まで入札可能とする制限等に関してもフィードバック[312]を求めている。
コメントのレビュー後、Final Sale Notice（FSN）が発出され、入札となる見込みで、BOEM California Intergovernmental Renewable Energy Task Force Meeting（協議会）で協議継続中（直近では 2022 年 6 月 3 日に開催）[313]。

B） 入札プロセス

米国の洋上風発電案件入札においては、まず連邦海洋エネルギー管理局（BOEM）によって海域のリース権入札が行なわれ、リース権を落札した事業者が州と長期売電（または環境証書）買取契約（オフテイク契約）を締結する流れとなっている。

2022 年 2 月 25 日に BOEM がニューヨーク及びニュージャージー州沖合での洋上風力発電のリース権入札が総額 43 億 7,000 万ドルで成立したと発表しており、リース権入札にかけられた地域はニューヨーク州ロングアイランドとニュージャージー州の間に広がるニューヨーク湾の 6 つの地域。尚、事業者は 1 つの入札において 1 地域のみしか落札できないという制限があり[314]、6 つの地域の落札企業は各地域異なる OW Ocean Winds East、Attentive Energy、Bight Wind Holdings、Mid-Atlantic Offshore Wind、Atlantic Shores Offshore Wind Bight、Invenergy Wind Offshore の 6 社である[315]。

オフテイク契約については、落札した海域の州が Request for Proposal (RFP)においてオフテイク契約の雛型を開示しており、州とオフテイク契約の交渉を進めることになっている。米国の洋上風力発電案件において現状オフテイク契約を締結した州は、マサチューセッツ、ロードアイランド、コネチカット、ニューヨーク、ニュージャージー、メリーランドであるが、各州で契約ストラクチャーや入札評価の基準は異なる[316]。

東海岸の多くの州では洋上風力発電案件開発の競争を促すための支援を実施しており、中でも、ニューヨーク州、ニュージャージー州、メリーランド州においては、洋上風力発電を RPS

311 BOEM Proposes First Ever West Coast Offshore Wind Lease Sale | Perkins Coie（2023 年 2 月 22 日取得）
312 https://www regulations.gov/
313 California Activities | Bureau of Ocean Energy Management (boem.gov) （2023 年 2 月 22 日取得）
314 RWE successful in New York Bight offshore lease auction in the U.S. （2023 年 2 月 22 日取得）
315 バイデン米政権で初となる洋上風力発電リース権入札が成立、入札総額は 43.7 億ドル(米国) | ビジネス短信 — ジェトロの海外ニュース - ジェトロ (jetro.go.jp) （2022 年 3 月 2 日付公表）
316 New Lease Areas, Record-Breaking $4.37B Lease Sale Showcase Big Bet on the U.S. Offshore Wind Sector — What Comes Next? | Publications | Kirkland & Ellis LLP（2022 年 4 月 29 日付公表）

のポートフォリオに含め、洋上風力のグリーン電力証書の制度を取り入れている。当該証書は Offshore Wind Renewable Energy Credits (ORECs)と呼ばれ、一般的に洋上風力発電設備によって発電された MWh 当たりの環境価値のことを示しており、ニューヨーク州、ニュージャージー州、メリーランド州においては、OREC モデルによる入札方式が採用されている。ニューヨーク州においては NYSERDA と事業者が OREC sale and purchase contract を締結し、期間は 20～25 年となっている。

州が実施する OREC の入札に対し、事業者が OREC ストライクプライス（MWh 当たりの必要収入を含むオールイン価格）を提示する。落札した事業者は州(NY 州においては NYSERDA)を経由して、OREC を電力会社に販売する。

OREC モデルには Fixed OREC Pricing model（固定 OREC 価格方式）と Index OREC Pricing/variable index strike price model（可変 OREC 価格方式）があり、NY 州においてはどちらかの方式を選択して入札可能となっている（NY 州においては固定 OREC 価格方式で発注された案件は現状なし）。固定 OREC 価格方式のもとでは、エネルギー市場及び容量市場から得られる収入に加え、事前に合意した MWh 当たりの価格プレミアムが NYSERDA から発電事業者に支払われる。対して、可変 OREC 価格方式においては、発電事業者は、OREC ストライクプライスからスポットまたは前日市場で得られるエネルギー市場価格を差し引いた金額を受領する。

一方、マサチューセッツ州、ロードアイランド州、コネチカット州においては Power Purchase Agreement（PPA）モデルが主要な方式として採用されており、規制下にある電力会社に対し発電事業者と PPA を締結するように州が委託する。グリーン電力証書（REC）は発電事業者によって発行され、電力会社に譲渡され、州の RPS の権限のもと回収される。尚、REC 価格は PPA 価格に含まれている[317]。

[317] Offshore Wind Handbook 2022 Offshore Wind Handbook | K&L Gates LLP - JDSupra、EY US 内部資料を参照

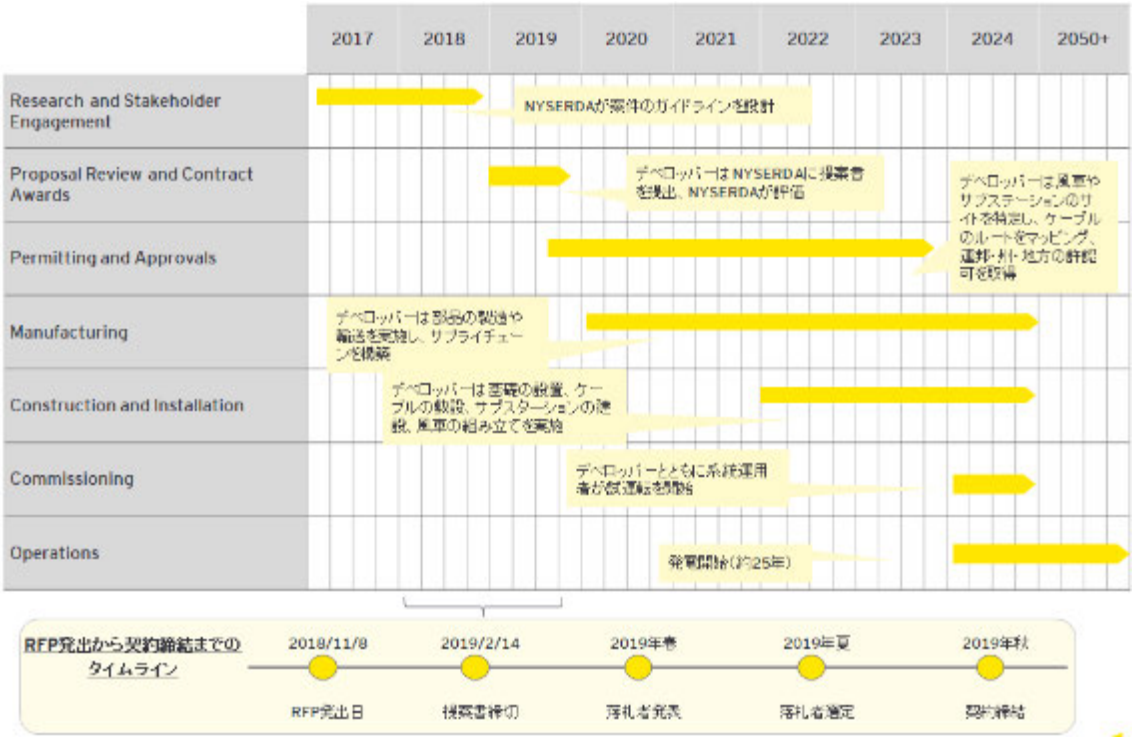


図 2.6-6　NY 州における洋上風力発電入札～操業開始までのフロー（第 1 回入札の例）

出所）Offshore Wind Focus Areas - NYSERDA を参考に著者作成[318]

C)　物価変動調整

ニューヨーク州エネルギー研究開発局（New York State Energy Research & Development Authority/NYSERDA）の洋上風力におけるオフテイク契約において、NYSERDA は 2022 年 5 月 13 日に Request for Information (ORECRFI22-2)の発出にて RFP に関する改定案についてパブリックコメントを募り、オフテイク契約にオプションとしてインフレを考慮した価格調整メカニズムを導入するか否かを含め複数項目について検討していた[319]。ORECRFI22-2 において提案されていた価格調整メカニズム案は、プロジェクトコストに影響するインフレを対象としており、調整対象の時点はプロジェクトの意思決定時か、建設開始時か、運転開始時か、またはその他の時点に固定すべきかどうかについて意見を募っていた。更に、プロジェクトコストに関連するインフレを計算する場合に何が適切な指標となるのかについても併せて意見を求めていた。

2022 年 5 月 27 日のパブリックコメント締切後、7 月 27 日に洋上風力発電入札要項（ORECRFP22-1。以下、RFP）が発出され、インフレを考慮した価格調整メカニズムがオプションとして導入された[320]。本 RFP は、BOEM が 2022 年 2 月 25 日にニューヨーク及びニュージ

[318] Offshore Wind Focus Areas - NYSERDA（2023 年 2 月 22 日取得）

[319] II. Adjustment Under Consideration, 3. Inflation Adjustment, Request for Information ORECRFI22-2, May 13, 2022（2022 年 5 月 13 日公表）
https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z0000012lZIEAY

[320] 2022 Solicitation - NYSERDA（2022 年 7 月 27 日公表）

ャージー州沖（New York Bight）での洋上風力発電のリース権入札に続くもので、最低2,000MWの洋上風力発電容量を見込むニューヨーク州で第3回目となる入札である。
第3回入札スケジュールは以下の通り：

- RFP発出：2022年7月27日
- 提案書締切：2023年1月26日
- 落札者発表：2023年1Q（予定）
- 契約締結：2023年2Q（予定）

2023年1月26日に、6社より8案件分の提案書の提出があり、NYSERDAは2023年春中に落札者を発表予定とアナウンスしている。各案件1.3GWから2GW程度の規模の提案となっており、入札者はØrsted and Eversource、Equinor and BP（Beacon Wind2）、Community Offshore Wind（JV of RWE and National Grid）、Vinyard Offshore（Excelsior Wind and Liberty Wind projects）、Invenergy and energyRe （Leading Light Wind）、Rise Light & Power等である。

インフレ調整については、RFP別紙のAppendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreement（以下、PSA）においてオプションとして、Index OREC Strike PriceまたはFixed OREC Priceに対し、提案書の提出締切後からBOEMによる案件の建設と運営計画の承認までの間、１回限りのインフレ調整が可能となった。インフレ調整にかかる条項と計算式は以下の通り。

2.1.5.2 Inflation Adjustment (optional)

Alternate Proposals may include a price structure where the Index OREC Strike Price or Fixed OREC Price would be subject to a one-time adjustment to reflect changes in certain price indices subsequent to the Deadline for Submission of Proposals. Additional details on this adjustment mechanism are provided in Section 4.2.2 and in Section 5.03 of the Agreement. Proposals that include this adjustment will be evaluated using a price adder reflecting NYSERDA's inflation expectation as further described in Section 4.4.

$$OREC_{adj} = OREC_{bid} \times \left(0.2 + 0.3 \times \frac{Index_{T,Labor}}{Index_{B,Labor}} + 0.25 \times \frac{Index_{T,Fabrication}}{Index_{B,Fabrication}} + 0.10 \times \frac{Index_{T,Steel}}{Index_{B,Steel}} + 0.10 \times \frac{Index_{T,ULSD}}{Index_{B,ULSD}} + 0.05 \times \frac{Index_{T,Copper}}{Index_{B,Copper}}\right)$$

where:

$OREC_{adj}$ is the Index OREC Strike Price or Fixed OREC Price after adjustment

$OREC_{bid}$ is the Index OREC Strike Price or Fixed OREC Price as submitted with the Proposal

$Index_B$ (for each commodity or component) is the price or unitless index at the time of the Proposal Submission Deadline

$Index_T$ (for each commodity or component) is the price or unitless index at the time of the Project's COP approval

インデックスに使用される指標は、労働コスト（全産業の民間企業の給与水準）、生産者物価指数（機械の修繕及びメンテナンス、鉄と鉄鋼）、石油等のスポット価格（月の最終取引日における日足価格）、銅先物の受渡月における月の最終取引日におけるスポット価格で、提案書提出締切時と BOEM の建設・運営計画承認時のインデックスをそれぞれ上記数式に当てはめて計算する。

Table 2: Indices Used in Inflation Adjustment

Commodity or Component	Units, Frequency	Data Source
Labor	Unitless index, quarterly	U.S. BLS, Employment Cost Trends, Data Series CIU2020000000000I, Wages and salaries for Private industry workers in All industries and occupations, Index, not seasonally adjusted
Fabrication and machinery materials	Unitless index, monthly	U.S. BLS, PPI, Data Series PCU811310811310, Commercial machinery repair and maintenance
Steel	Unitless index, monthly	U.S. BLS PPI, Data Series PCU331110331110, Iron and steel mills and ferroalloy mfg, not seasonally adjusted
New York Harbor Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot Price	$/gal, daily	U.S. Energy Information Administration, Petroleum & Other Liquids Data https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_PRI_SPT_S1_D.htm, daily price for last trading day of the month
Copper	Cents per lb, daily	COMEX, spot price on last trading day of month for prompt month

RFP が発出された日の参考値は以下の通り。

Table 3: Commodity Inflation Indices as of ORECRFP22-1 Issuance Date

Commodity Index	Value
$Index_{B,Labor}$	150.750
$Index_{B,Fabrication}$	164.597
$Index_{B,Steel}$	363.758
$Index_{B,ULSD}$	3.655
$Index_{B,Copper}$	431.833

その他 RFP において、地域貢献、サプライチェーン計画、漁協・地域との調整、環境への影響軽減策、雇用計画等の提出も求められており、評価配分は価格 70%、地域（ニューヨーカー）への経済波及効果 20%、案件の実現可能性 10%。前回（第 2 回）の入札要項と異なる様式は主に、サプライチェーン計画、Meshed Ready（洋上の変電所に接続可能な送電構造とすること等）、Executive Order No.16（※）等が追加された点が挙げられる。また 2022 年 11 月 4 日には Appendix C3 Disadvantaged Community Benefits（恵まれない地域における住民への裨益）及び Appendix O Standard Form Capital Commitment Agreement（Supply Chain Investment Plan に関する資本的なコミットメントのための契約書フォーマット）が追加された。

表 2.6-2　ニューヨーク州の洋上風力発電案件入札の様式一覧

様式	項目	第3回（ORECRFP22-1）	第2回
A	Notice for Intent to Propose		✔
B	Proposer Certification Form		✔
C1	Economic Benefits Claims and Verifications		✔
C2	Supply Chain Investment Plan Requirements	New　部品製造と重要な洋上風力の拠点、組立、メンテナンス、オペレーション港とするための週による300Mを上限とした基金の活用計画、等	Port Infrastructure Investment Plan
C3	Disadvantaged Community Benefits	New恵まれない地域の住民への案件から生ずる裨益（経済面・非経済面）の提案	N/A
D	Elements of the Fisheries Mitigation Plan		✔
E	Elements of the Environmental Mitigation Plan		✔
F	Elements of the Stakeholder Engagement Plan	New	N/A
G	Meshed Ready Technical Requirements	New 洋上の変電所に接続可能な送電構造とすることや、高圧直流（HVDC）技術を活用した放射状のエクスポートケーブルの使用が必須となっていること、等	N/A
H	New York Jobs and Workforce Plan	New	N/A
I	PSA		✔
J	SCIP Facility Funding Agreement	New	N/A
K	Offer Data Form		✔
L	Master Offers Form		✔
M	Supply Chain Investment Plan Data Form	New	Port Infrastructure Investment Plan Data Form
N	Proposal Submission Guide		✔
O	Standard Form Capital Commitment Agreement	New	N/A
-	Disclosure Statement	New	N/A
-	Executive Order No.16	New（※）	N/A

出所）NYSERDA ウェブサイトを参考に著者作成[321]

※昨今のロシア・ウクライナ情勢を鑑み、ニューヨーク州知事のキャシー・ホークル氏が 2022 年 2 月 27 日に署名した Executive Order No.16（ロシアに本社がある、ロシアにおいて商業活動に従事している、ロシア政府と取引がある、売買取引、投資、ビジネスパートナーシップ等の形で本籍がロシアに所在する等の企業と州との間の取引を禁止する行政命令）に関連し、本入札にて Executive Order No.16 に関する Certification の提出が求められている。Certification において、Vendor（事業者）がロシアにおいてビジネスに従事していないかどうかについて本用紙に署名することで証明を求められている[322]。

その他の大規模再エネ入札に関しても、2022 年 7 月 7 日付の RFI（RESRFI22-1）において洋上風力発電同様物価変動メカニズムを適用するかどうかのパブリックコメントを募っており、7 月 28 日のコメント締切後、2022 年 9 月末に 2022 RES Solicitation for Tier 1 RECs にかかる入札要項（RESRFP22-1）が発出された[323]。物価変動調整にかかる条項はオプションとして RFP

[321] https://www nyserda.ny.gov/offshore-wind-2022-solicitation（2022 年 7 月 27 日公表）

[322] https://www.governor.ny.gov/executive-order/no-16-prohibiting-state-agencies-and-authorities-contracting-businesses-conducting（2022 年 3 月 17 日公表）

[323] Re: Purchase of Tier 1 Renewable Energy Certificates, Request for Information RESRFI22-1, RFI Release Date July 7, 2022 servlet.FileDownload (ny.gov)（2022 年 9 月 30 日取得）

の 5.2.1 Inflation Risk Adjusted Bid Proposal に盛り込まれている。以下、RFI の物価調整に関する検討箇所抜粋：

8. Optional Alternate Inflation Risk Adjusted Bid Proposal

Under RESRFP22-1, Proposers may elect to submit a new Alternate Step Two Bid Proposal type (in addition to previously permitted Alternate Bid Proposals which allow for Bid Proposals with varying Nameplate Capacity and/or Bid Proposals with and without an Energy Storage facility). Under RESRFP22-1, Proposers may elect to submit an Inflation Risk Adjusted Bid Proposal. This Alternate Bid Proposal implements a price structure mechanism where the Index REC Strike Price or Fixed REC Price would be subject to a one-time adjustment to reflect changes to a pre-determined price index subsequent to the Step Two Bid Proposal deadline. Additional details on this adjustment mechanism are provided in Sections 2.4.4 and 5.2.2 of RESRFP22-1 and in Section 5.03 of the Agreement. Proposals that include this adjustment will be evaluated using a price adder reflecting NYSERDA's inflation expectation as further described in Section 5.5.

5.2 Pricing for Alternate Bid Proposals

5.2.1 Inflation Risk Adjusted Bid Proposal

For Alternate Bid Proposals in which Proposers opt to include an Inflation Adjusted Bid Proposal, the Index REC Strike Price or Fixed REC Price will be adjusted to account for inflation between the Bid Proposal Submission Deadline and the commencement of Construction Activities related to the Bid Facility. This adjustment, governed by Section 5.03 and Exhibit L of the Agreement, will be based on the PPI All Commodities index.[59] The Index REC Strike Price or Fixed REC Price for the Inflation Adjusted Bid Proposal will be calculated as:

$$REC_{adj} = REC_{bid} \times \left(0.25 + 0.75 \times \frac{Index_T}{Index_B}\right)$$

where:

REC_{adj} is the Index REC Strike Price or Fixed REC Price after adjustment

REC_{bid} is the Index REC Strike Price or Fixed REC Price as submitted with the Bid Proposal

$Index_B$ is the value of the PPI All Commodities index established prior to the Bid Proposal Submission Deadline

$Index_T$ is the value of the PPI All Commodities index established at the commencement of Construction Activities

0.75 is the share of the Index REC Strike Price or Fixed REC Price to which the inflation adjustment will be applied. The remainder of the Index REC Strike Price or Fixed REC Price (25%) will not be adjusted.

$Index_B$ will be the average of the last six months or two quarters of published data available prior to the Bid Proposal Submission Deadline. For informational purposes only, as of the date of RESRFP22-1 issuance, this value is 269.998. NYSERDA will publish the final $Index_B$ value that will be used in the Agreement prior to the Bid Proposal Submission Deadline.

$Index_T$ will be calculated as the average of the monthly or quarterly values for the six-month period comprising the three months prior to and following the commencement of Construction Activities. REC_{adj} will therefore be calculated when the published monthly prices or indices become available, but no earlier than 6 months after the commencement of Construction Activities.[60]

If a Bid Proposal using the Fixed REC price structure is submitted with inflation adjustment, the adjustment will be applied based only on the Fixed REC price.

(3) 気候変動に関する法案（インフレ抑制法）

上院の民主党は 2022 年 7 月 27 日に Inflation Reduction Act of 2022 （以下、インフレ抑制法）の法案を発表後、両院での可決を経て 2022 年 8 月 16 日にバイデン大統領によって署名されインフレ抑制法が成立した。

バイデン政権では、2021 年以降、温室効果ガス（Greenhouse Gas/GHG）の削減目標達成のため、 Infrastructure Investment and Jobs Act （インフラ投資と雇用法/IIJA）と Build Back Better（BBB）法案において気候変動対策の実現を目指していた。

IIJA に基づくインフラ投資だけで削減目標を達成するのは困難であり、目標達成には BBB 法に盛り込まれた気候変動対策の実現が不可欠となっているが、BBB 法案成立の目処はたっていないため、当該法案に含まれていた医療費引き下げや気候変動対策を独立させて成立させようとする動きとして、今回のインフレ抑制法の成立は最大の前進となった。

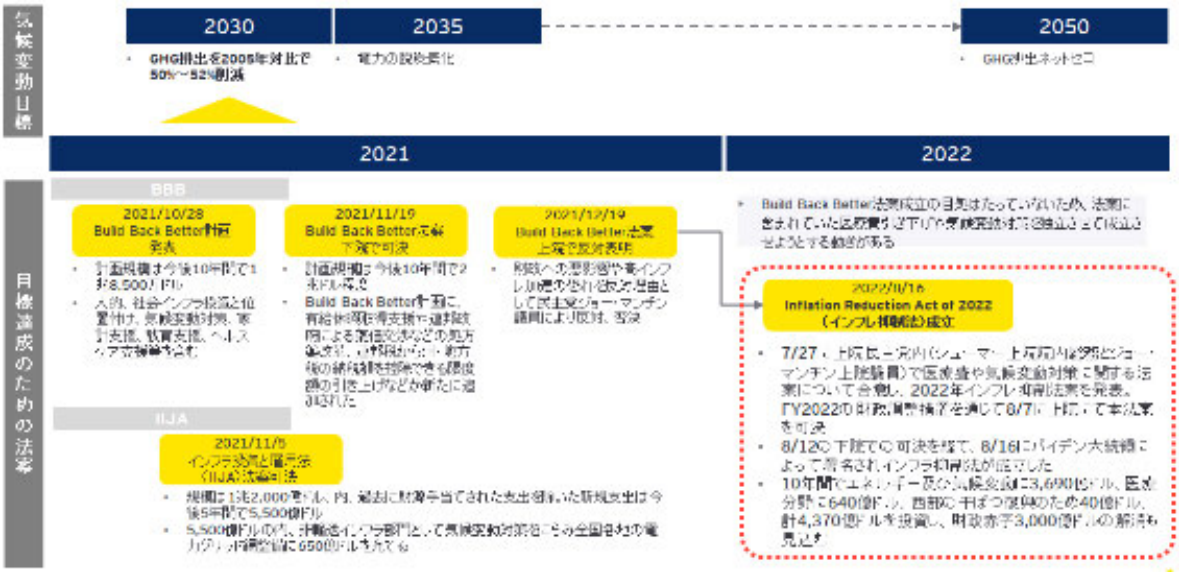


図 2.6-7　インフレ抑制法成立までの流れ

出所：ジェトロビジネス短信、ニッセイ基礎研究所資料等を基に著者作成

A) インフレ抑制法の概要

2022 年 8 月 16 日に成立したインフレ抑制法は、2031 年までの 10 年間でエネルギー及び気候変動、医療分野に約 4,370 億ドルの投資予算を見込むとともに、財政赤字 3,000 億ドルの解消も見込む。

特に、エネルギー及び気候変動分野には 3,690 億ドル割当られており、電気料金や屋根置き太陽光設置、電気自動車購入等に対する税額控除等が含まれている。（エネルギー及び気候変動に関する具体的な施策については次項以降参照）医療分野においては 640 億ドルが医療保険制度改革法（オバマケア）下で支払われている補助金増額の期限延長（2025 年まで 3 年間延長）や医療高齢者等向けの公的保険制度メディケアにおける変更措置（特定の医薬品に関して価格交渉が可能となる等）に割り当てられる見込み。

また、気候変動の影響を受け 2000 年以降発生した西部における干ばつ復興のため 40 億ドルも追加された。財源は主に大企業向け最低法人税率 15%の導入、米国国税庁（Internal Revenue Service）による税収入、自社株買いに対する 1%の課税収入、連邦政府による医薬品処方箋価格の交渉を許可する法律施行等によるものであり、約 7,370 億ドルが想定されている。

表 2.6-3　インフレ抑制法における投資予算内訳

今後10年間（2022～2031）の予算内訳

歳出項目（施策）	金額（USD Bil.）	内訳
Energy Security and Climate Change	369	Clean Manufacturing Tax Credits, Clean Electricity Grants and Loans, Clean Energy Technology Accelerator, Clean Agriculture Funding, Clean Vehicle Manufacturing, Other Energy and Climate Tax Credits and Spending
Affordable Care Act Extension	64	Extension of Expanded ACA Subsidies (three years)
Western Drought Resiliency	4	
合計	437	

歳入項目	金額（USD Bil.）	内訳
15% Corporate Minimum Tax	222	
Prescription Drug Pricing Reform	265	Repeal Trump Era Drug Rebate Rule, Drug Price Inflation Cap, Negotiation of Certain Drug Prices
IRS Tax Enforcement	124	
1% Stock Buybacks Fee	74	
Loss Limitation extension	52	
合計	737	

出所）Remarks by President Biden on the Inflation Reduction Act of 2022, White House, July28 2022、Committee for a Responsible Federal Budget、SUMMARY: THE INFLATION REDUCTION ACT OF 2022 Updated August 11th, 2022 等を基に著者作成

B）インフレ抑制法における Energy Security and Climate Change Investments の概要

インフレ抑制法において、エネルギー安全保障と気候変動分野の投資に関しては、2030 年までの二酸化炭素（CO2）排出量を 40%削減する目標達成のため、大きく 5 つの投資施策が掲げられている。

施策	概要
1. 消費者向けエネルギーコストの低減	• （低所得及び恵まれないコミュニティにおける）消費者向けのインセンティブ政策として、高エネルギーコストと電気料金を削減 ✓ 家庭でのエネルギー効率向上とクリーンエネルギーの活用ため、消費者がヒートポンプ、**屋根置き太陽光**、暖房・換気・空調、給湯器等を利用可能となるよう、**10年間の消費者税額控除** ✓ 低・中所得者向けに、中古クリーンエネルギー自動車購入のため4,000ドルの税額控除、及び新車のクリーンエネルギー自動車に関しては上限7,500ドルの税額控除、等
2. エネルギー安全保障強化	• クリーンエネルギー及び輸送技術にかかるサプライチェーンにおける国内でのクリーンエネルギー製造に対し600億ドル投資 ✓ **国内での太陽光パネル、風車、蓄電池等の製造を加速させるため生産税控除として300億ドル** ✓ **クリーンエネルギー技術製造設備建設のための投資税控除100億ドル**、等
3. 全セクターでの脱炭素化	• 発電、輸送、工業生産、建築、農業等全セクターにおける脱炭素化 ✓ **クリーン電源及びクリーンエネルギー蓄電に対し税額控除及びクリーン電源への変換を加速するために州や電力会社に対し約300億ドルの補助金または融資を提供** ✓ 天然ガスの生産や流通過程から流出物の削減のためのMethane Emissions Reduction Program、等
4. 恵まれていないコミュニティーへの重点投資	• 恵まれていないコミュニティへの投資促進として600億ドル以上を優先的に環境のために投資 ✓ Environmental and Climate Justice Block Grants（30億ドル、恵まれないコミュニティにおけるコミュニティ主導のプロジェクトや能力強化センターに対し、公害や気候変動に関連して発生した不均衡な環境や公衆衛生被害に取り組むための補助金）、等
5. 強靭な地方コミュニティー支援	• 気候変動ソリューションの最前線にある地方コミュニティへの投資 ✓ クライメイト・スマート・アグリカルチャー活動支援のため200億ドル ✓ バイオ燃料国内生産や持続可能な航空燃料や他のバイオ燃料に必要なインフラ建設のための税額控除及び補助金、等

図 2.6-8　エネルギー及び気候変動に関する具体的な施策

出所）Inflation Reduction Act of 2022, Energy Security and Climate Change Investment Summary, Senate Democrats 等を基に著者作成

C)　インフレ抑制法がもたらす経済的メリット

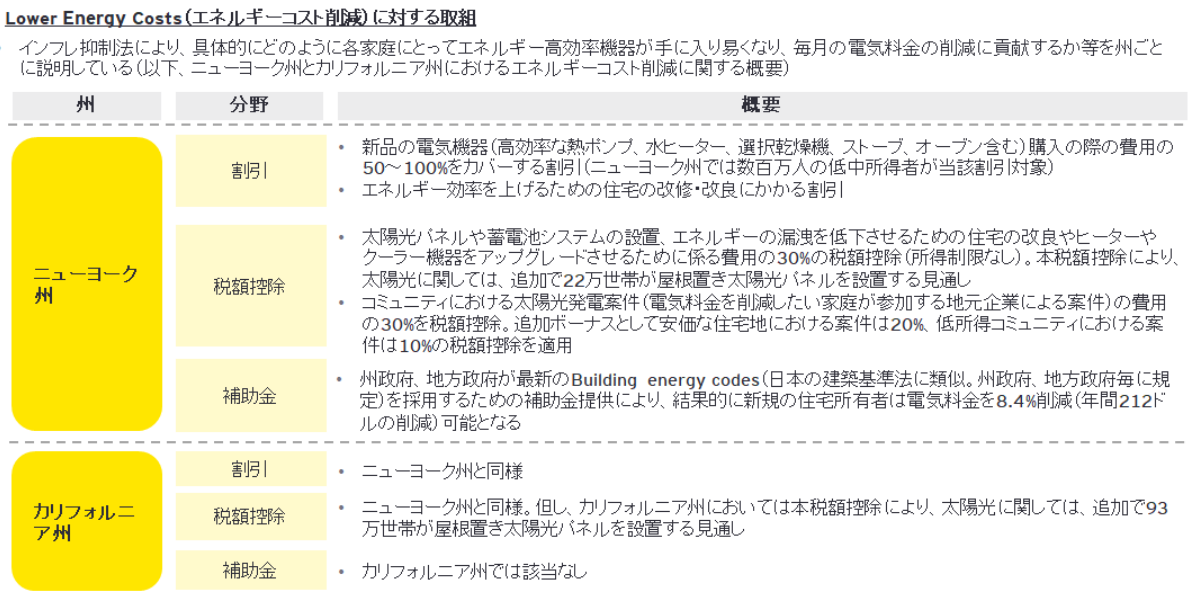
ホワイトハウスは 2022 年 8 月 15 日、インフレ抑制法が数値的観点から米国民にどの程度の経済的メリットをもたらすかを表明。Health Care、Clean Energy、Taxes 分野に分けて説明している。

図 2.6-9　クリーンエネルギー分野における経済的メリット

出所）BY THE NUMBERS: The Inflation Reduction Act, AUGUST 15, 2022 等を基に著者作成

D)　**インフレ抑制法における気候変動やエネルギー安全保障に対する取組概要報告書**

ホワイトハウスは 2022 年 8 月 17 日に発表した概要報告書において、州毎に、インフレ抑制法が如何に気候変動に取組み、米国民がクリーンエネルギーから便益を得られるかについて強調し、米国民がどのように電気料金を削減でき、電気自動車や省エネ電気機器に対する税控除を受け、クリーンエネルギー未来への経済的機会にアクセスできるかについて説明している。
報告書の構成は、Lower Energy Costs、Good-Paying Jobs、Domestic Manufacturing、Small Businesses、Electric Vehicles、Cleaner Air、Rural Opportunities、Resilient Communities の分野に分け記載されている。



Lower Energy Costs（エネルギーコスト削減）に対する取組

- インフレ抑制法により、具体的にどのように各家庭にとってエネルギー高効率機器が手に入り易くなり、毎月の電気料金の削減に貢献するか等を州ごとに説明している（以下、ニューヨーク州とカリフォルニア州におけるエネルギーコスト削減に関する概要）

州	分野	概要
ニューヨーク州	割引	• 新品の電気機器（高効率な熱ポンプ、水ヒーター、選択乾燥機、ストーブ、オーブン含む）購入の際の費用の50～100%をカバーする割引（ニューヨーク州では数百万人の低中所得者が当該割引対象） • エネルギー効率を上げるための住宅の改修・改良にかかる割引
	税額控除	• 太陽光パネルや蓄電池システムの設置、エネルギーの漏洩を低下させるための住宅の改良やヒーターやクーラー機器をアップグレードさせるために係る費用の30%の税額控除（所得制限なし）。本税額控除により、太陽光に関しては、追加で22万世帯が屋根置き太陽光パネルを設置する見通し • コミュニティにおける太陽光発電案件（電気料金を削減したい家庭が参加する地元企業による案件）の費用の30%を税額控除。追加ボーナスとして安価な住宅地における案件は20%、低所得コミュニティにおける案件は10%の税額控除を適用
	補助金	• 州政府、地方政府が最新のBuilding energy codes（日本の建築基準法に類似。州政府、地方政府毎に規定）を採用するための補助金提供により、結果的に新規の住宅所有者は電気料金を8.4%削減（年間212ドルの削減）可能となる
カリフォルニア州	割引	• ニューヨーク州と同様
	税額控除	• ニューヨーク州と同様。但し、カリフォルニア州においては本税額控除により、太陽光に関しては、追加で93万世帯が屋根置き太陽光パネルを設置する見通し
	補助金	• カリフォルニア州では該当なし

図 2.6-10　エネルギーコスト削減に対する取り組み例

出所）STATE FACT SHEETS: How the Inflation Reduction Act Lowers Energy Costs, Creates Jobs, and Tackles Climate Change Across America, AUGUST 17, 2022 等を基に著者作成

E）サプライチェーンへの影響

(i)　インフレ抑制法に伴う再エネ分野のサプライチェーンへの影響

インフレ抑制法における 3,690 億ドルもの支出がクリーンエネルギー・気候変動分野に割り当てられており、主な支援対象としてクリーン電力に対する税控除（10 年間で 1,630 億ドル）、クリーン自動車に対する税控除等（10 年間で 155 億ドル）等が想定されている中、インフレ抑制法が太陽光や風力発電などのクリーン電力分野において、サプライチェーンの構造変化や設備価格の上昇など日本に対する影響があるのかについては、現状主だった報道等は見当たっていない。

インフレ抑制法の施行は、米国国内での内需促進等プラスの効果も期待されるが、国内のみならず海外からも賛否両論あり、実際に法律が発効する 2023 年 1 月以降に具体的な制度の改定やその効果が徐々に明らかになることが期待される。

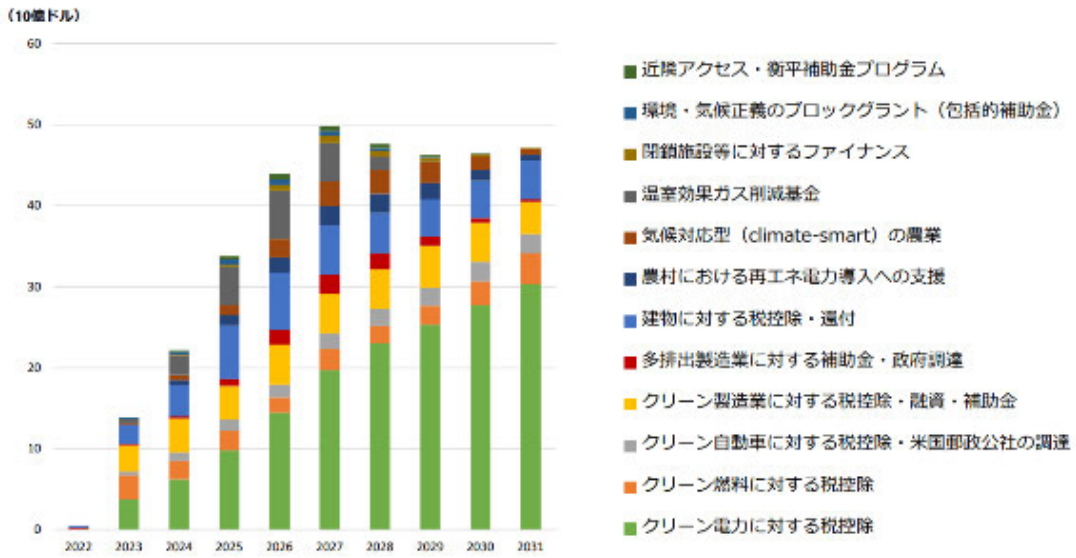


図 2.6-11　インフレ抑制法における気候変動対策関連の投資額予測

出所）米国「インフレ抑制法」における気候変動関連投資[324]

太陽光パネルを例に取ると、EIA によると米国は 2021 年において約 80%を輸入しており米国産パネル生産は限定的である（図 2.6-12）。輸入先はアジア（マレーシア、ベトナム等）が過半を占めており、日本に関しては、パネル製造の大手日本企業のシャープ、東芝、京セラ等が、昨今国内及び海外生産の撤退を表明、パネル供給元とパートナーシップ契約を締結する企業（東芝）も出ているなど、日本企業による米国での生産は縮小している。

2022 年 12 月 31 日以降に米国内で生産され、非関連者へ販売された部品について適用される新たな生産税控除（PTC）や、再生可能エネルギー設備の製造施設の設置や拡大に行う事業に関する投資税控除（ITC）により米国内での生産・販売、設置・拡大が想定されている。

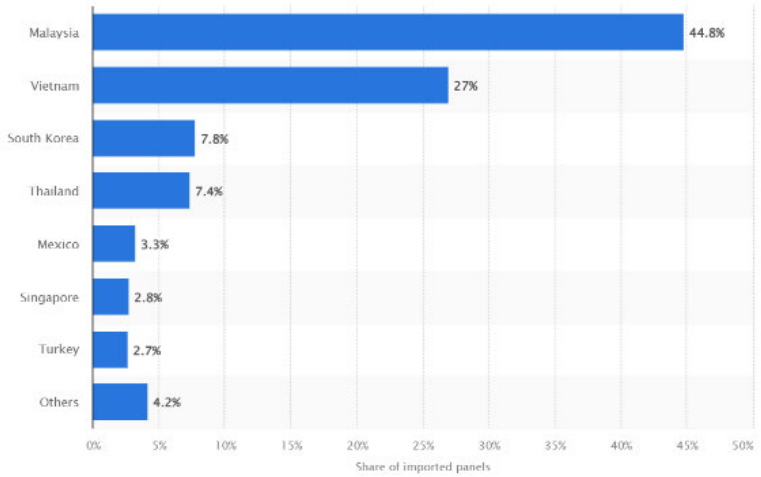


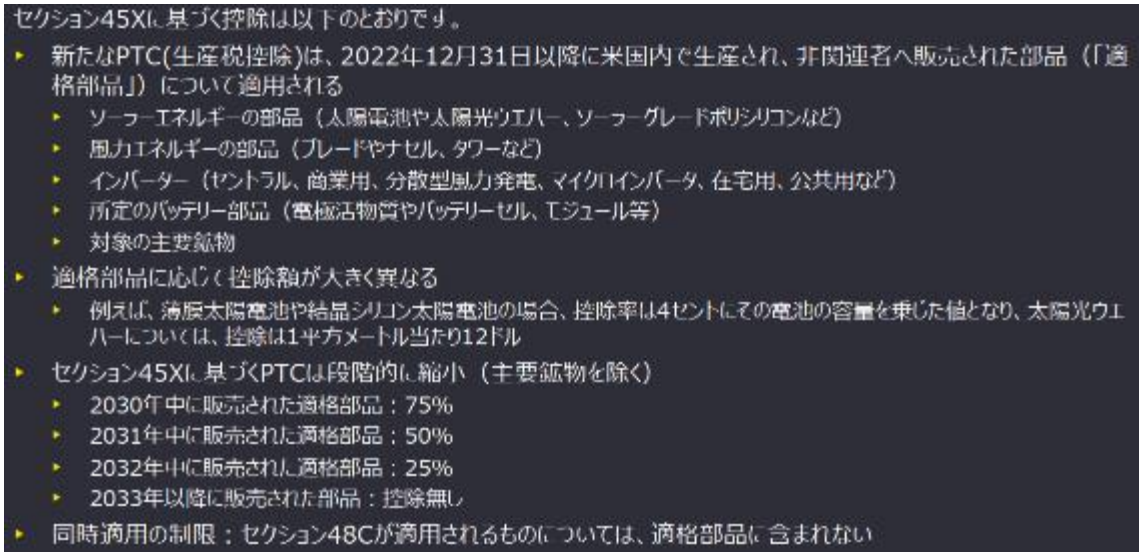
図 2.6-12　米国の太陽光パネル輸入先（2021）

出所）Statista [325]

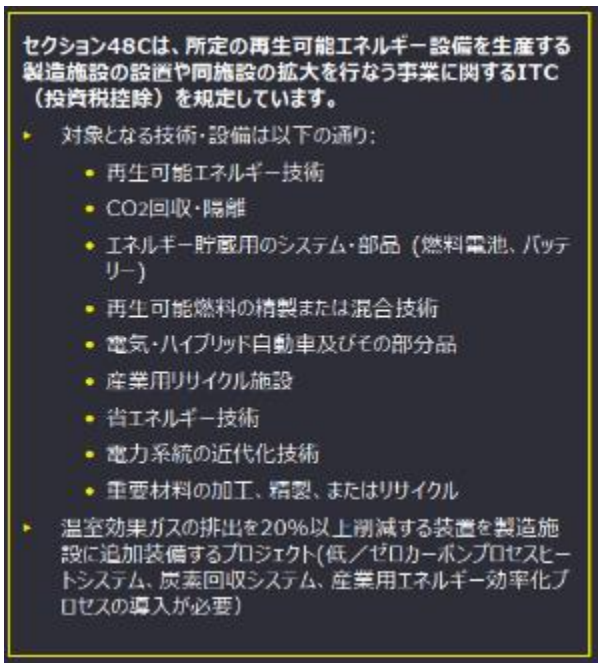
[324] 米国「インフレ抑制法」における気候変動関連投資 (denken.or.jp)（2023 年 1 月 4 日取得）

[325] Share of solar PV imports United States by source country | Statista（2023 年 1 月 4 日取得）

PTC 対象分野（EY 税理士法人資料）[326]



ITC 対象分野（EY 税理士法人資料）[327]



なお、インフレ抑制法に限らず、昨今の新型コロナウイルス感染症や中・新疆ウィグル自治区から全ての製品の輸入を禁止する法案「S.65 -ウィグル強制労働防止法案」、ロシアによるウクライナ侵攻によるエネルギー安全保障への危機感等により、世界的に国産エネルギーである再エネ

[326] 米国、インフレ削減法（Inflation Reduction Act of 2022）によりエネルギー転換及び再生可能エネルギー関連の税法規定が大幅に変わる | EY Japan（2023 年 1 月 4 日取得）

[327] 米国、インフレ削減法（Inflation Reduction Act of 2022）によりエネルギー転換及び再生可能エネルギー関連の税法規定が大幅に変わる | EY Japan（2023 年 1 月 4 日取得）

の急拡大傾向があることや、太陽光電池の生産を一地域に依存するリスクに関して、世界各地でサプライチェーンの再構築が検討されている動きがある。IEA によると、2025 年初めには再エネが石炭を抜いて最大の発電源となり、電源別のシェアは 2027 年には 38%を占めることが予測されている[328]。

また、足元では太陽光電池 9 割の生産能力を持つ中国のシェアが、米国とインドの投資増加により 75%まで低下する可能性があることが指摘されており、これらを背景に需要地で生産する動きが今後加速されていくと指摘されている[329]。

また、インフレ抑制法に盛り込まれた国内製造を優遇する措置により、どの程度の自給率拡大を見込んでいるのかについて具体的数値目標は、ホワイトハウスやエネルギー省、Solar Energy Industries Association（太陽エネルギー産業協会、SEIA)等のデータソースにおいて見当たっていない。

例えば、エネルギー省はインフレ抑制法で導入予定のローンプログラムの説明において、税控除による国内サプライチェーン投資促進について言及するに留まり[330]、米大手パネルメーカー First Solar のエグゼクティブが、インフレ抑制法施行後、米国において同社 4 ヵ所目の太陽光パネル製造工場の建設のため USD1.2bil.を投資すると発表したことに関し、当該投資が太陽光ビジネスの自給率向上に資すると言及されているものの[331]、ホワイトハウスによるインフレ抑制法ガイドブック[332]、インフレ抑制法の声明[333]において、太陽光、風力、インバーター等国内製造に関する税控除についての規定の説明、パネルやタービンの設置数量目標等のみに留まり、特段自給率についての具体的数値目標は言及されていない。

(ii)　米国における直近の太陽光、陸上風力の国内生産状況とインフレ抑制法に伴う今後の予想

SEIA（米国の太陽エネルギー産業の全国的な非営利業界団体）発行の白書「The Solar+Decade & American Renewable Energy Manufacturing September 2020（2020 年 9 月）[334]」によると、2030 年までに米国のエネルギーミックスのうち 30%を太陽光とし、100GW 分の再エネ生産力（50GW の太陽光製造生産を含む）を有する目標が掲げられている（図 1-1)。太陽光サプライチェーン（図 1-2）に焦点を当てると、ポリシリコンの国内生産は比較的生産力を有するものの、その他の部材（パネルやインバーター等）の生産規模は乏しく、セルや太陽光ガラス、機械部品等のシステム上の多くの部材は国内生産できていない状況。

[328] 再エネ、石炭抜き最大の電源に　IEA 見通し 25 年に: 日本経済新聞 (nikkei.com)
[329]太陽光発電市場の現状と見通し：サプライチェーン再構築の動向 ja (jst.go.jp)
[330] Inflation Reduction Act of 2022 | Department of Energy
[331] First Solar says it will spend up to $1.2 billion to expand U.S. production. - The New York Times (nytimes.com)
[332] Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf (whitehouse.gov)（2023 年 1 月 4 日取得）
[333] BY THE NUMBERS: The Inflation Reduction Act | The White House（2023 年 1 月 4 日取得）
[334] Domestic Solar Manufacturing | SEIA（2023 年 1 月 4 日取得）

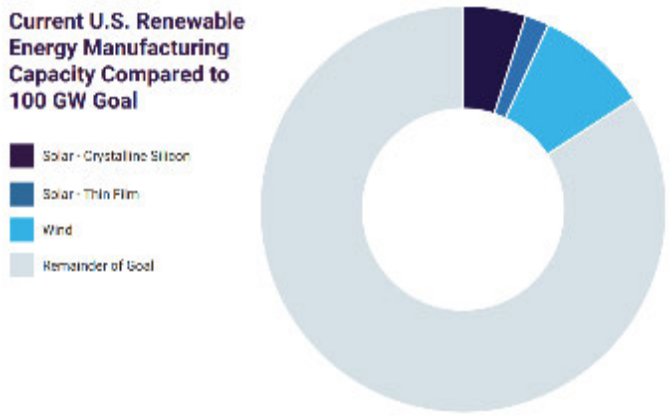


図 2.6-13　100GW 目標に対する米国の再エネ製造規模の現状

出所）SEIA-American-Manufacturing-Vision-2020_FINAL [335]

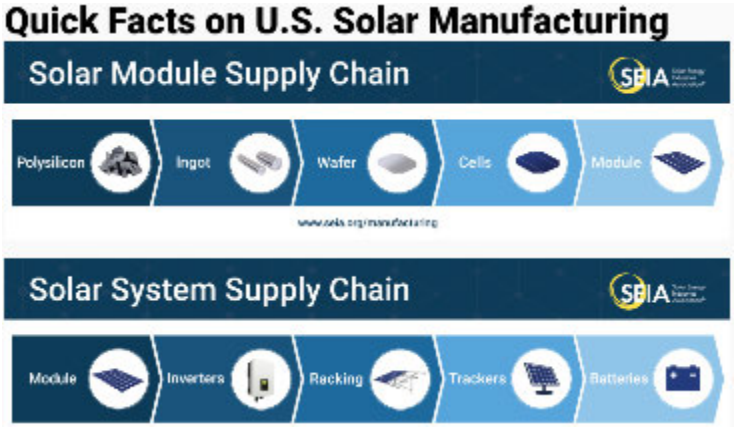


図 2.6-14　太陽光サプライチェーン

出所）Domestic Solar Manufacturing | SEIA[336]

一方、陸上風力については多くをメキシコ、スペイン、インド等からの輸入に頼ってはいるものの、太陽光に比べて国内生産比率は高く、2021 年時点で設置された発電所に関して、国内生産比率が高い部分として、ナセルの組み立て（>85%）、タワー（55-70%）、ブレード（15-25%）となっている。タービンについては GE（47%）、Vestas（26%）、Siemens-Gamesa Renewable Energy（13%）、Nordex（13%）の 4 社が 2021 年に設置された陸上風力発電所すべてにタービンを供給している状況[337]。

インフレ抑制法により、EU の市場の競争性に悪影響を及ぼし得ること、自国産業が米国での生産に移転し産業流出してしまうこと、WTO のマルチラテラリズムに反する WTO の規定違反であること[338]等、懸念を表明している報道が各種なされている。例えば、欧州のファンド（European Sovereignty Fund）によるインフレ抑制法が EU の市場の競争性を阻害する、米国

[335] SEIA-American-Manufacturing-Vision-2020_FINAL_0.pdf（2023 年 1 月 4 日取得）

[336] Domestic Solar Manufacturing | SEIA（2023 年 1 月 4 日取得）

[337] Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition (energy.gov)（2023 年 1 月 4 日取得）

[338] Rethink rule-breaking Inflation Reduction Act: China Daily editorial - Chinadaily.com.cn（2023 年 1 月 4 日取得）

への産業流出への懸念を示しており[339]、2022 年 10 月にインフレ抑制法に関する EU-US Task Force が発足し、EU がインフレ抑制法に関して懸念する事項を協議する場が持たれることになるなど、クリーンエネルギー経済の構築を含む大西洋における持続的かつ強固なサプライチェーン構築のための協業に合意する動きが見られた[340]。

世界の太陽光、風力発電のサプライチェーンがどのように変遷するかについては、米国内でのサプライチェーンは未だ輸入に頼っており早熟期であること、特に中国が太陽光生産に関してはサプライチェーンを世界的に一国で独占している状況も鑑みると、EV の状況とは異なり、具体的な分析や見解が現時点では限定的と見られる。

米国国内ではインフレ抑制法により太陽光発電市場の拡大、太陽光、風力等産業におけるサプライチェーンの強化、雇用の創出に繋がるものの、国内の専門家や National Association of Manufacturers（全米製造業者協会）始め、特に太陽光に関するサプライチェーンは未だ早熟期にあるため、再エネや電気自動車の導入や国際競争力を鈍化させる可能性があるとの指摘もある[341]。また、International Energy Agency（IEA）による直近のレポートによると、過去 10 年間で太陽光に必要は部品（ポリシリコン、モジュール等）の生産は欧州、日本、米国から中国へシフトされ、約 80%が中国で生産されている状況であることも指摘されている。

US Solar Market Insight（2022、Wood Mackenzie/SEIA）の分析によると、インフレ抑制法が 2023 年 1 月に発効し、税控除等の仕組みが国内のサプライチェーン強化に与える影響が具体化されるには、早くても 2024～2025 年までかかるのではという予測がされている。

[339] EU's response to the American Inflation Reduction Act:… - Renew Europe (reneweuropegroup.eu)（2023 年 1 月 4 日取得）
The Real Reasons Why Europe Is Concerned by the US Inflation Reduction Act | Institut Montaigne（2023 年 1 月 4 日取得）

[340] Launch of the US-EU Task Force on Inflation Reduction Act (europa.eu)（2023 年 1 月 4 日取得）

[341] 4 ways the Inflation Reduction Act could impact supply chains - FreightWaves（2023 年 1 月 4 日取得）
How Will The Inflation Reduction Act Impact Supply Chain? - Logcomex Blog - USA
Inflation Reduction Act deepens the decarbonization bench | Franklin Templeton（2023 年 1 月 4 日取得）
（National Association of Manufacturers のサイトへのアクセスが制限されているため、National Association of Manufacturers が反対していると言及している記事を参照）

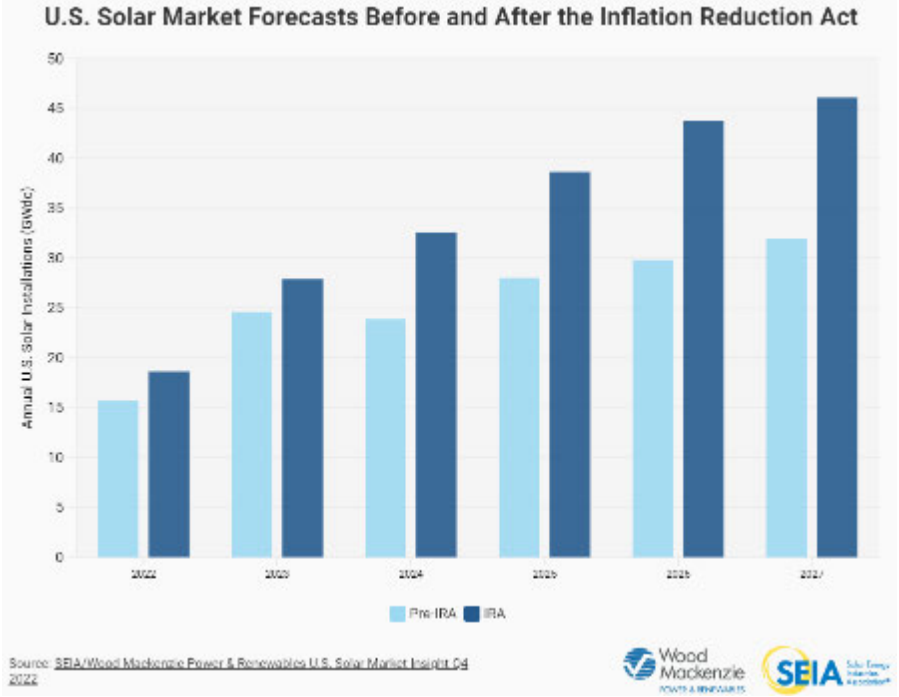


図 2.6-15　インフレ抑制法施行後の太陽光発電市場予測

出所）Solar Industry Research Data | SEIA[342]

クリーン自動車（電気・ハイブリッド自動車及びその部品（蓄電池等））についてはインフレ抑制法に盛り込まれた電気自動車（EV）の購入者向けの普及促進策の条件が、日本の電池関連の企業に厳しい内容が盛り込まれていると、一部報道されている。

EV の普及促進策では新車を買う場合、購入者は最大 7,500 ドルの税控除を受けられるものの、EV の電池に使うリチウムなどの重要鉱物の一定割合を米か米と自由貿易協定（FTA）を結ぶ国から調達することなど、税控除には複数の条件があり、現状日本は米国と FTA を締結しておらず、原料の一部が中国や米国が FTA を締結していない国から調達しているため、事業戦略やサプライチェーンの再構築（北米への進出等含め）を検討することを余儀なくされている。既にトヨタは、米ノースカロライナ州に建設しているバッテリー工場に 3,250 億円の追加出資や、ホンダは、韓国 LG エネルギーソリューションと 2025 年稼働目標で米オハイオ州に EV バッテリー合弁工場を設立することを発表している。

2.6.2　現行の再生可能電力支援制度

米国においては FIT/FIP 制度を採用していないが、再エネ案件導入促進や支援制度は存在し、再エネの導入を後押ししている。

[342] Solar Industry Research Data | SEIA（2023 年 1 月 4 日取得）

(1) 発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit/PTC）

連邦政府による発電税額控除（PTC）は、米国における再生可能エネルギー拡大の原動力の一つとなってきた制度で、再エネ電源の発電量 1kW 当たり一定額が税控除される措置。

本制度は 1992 年に開始され、幾度も制度延長されたが、直近ではインフレ抑制法の成立に伴い、適用期間の延長や、基本税額控除の他にボーナス税額控除等の追加、以前は対象外であった太陽光が対象となる等の変更が規定された[343]。

2025 年 1 月 1 日以前に建設開始した設備が対象となり（直近では 2022 年 1 月 1 日以前となっていたものが延長）、支援対象期間は稼働後 10 年間となっている。全額税額控除の適用を受けるためには、財務長官による現行賃金と試行期間の労働条件等についてのガイダンスを順守する必要がある。（ガイダンスは 2023 年中に発表予定）

2025 年 1 月 1 日以降に稼働した設備に関しては、Clean Energy Production Tax Credit（45Y）に従って税額控除が適用される。Clean Energy Production Tax Credit（45Y）もインフレ抑制法の Section13701 においては新たに規定された措置で、二酸化炭素排出がゼロと期待される全ての発電設備が対象となるもので、PTC とほぼ同様の建付けである。

政府が二酸化炭素排出目標を達成するにつれ控除率はステップダウンしていく仕組み。但し、発電設備からの二酸化炭素排出が 2022 年と同等または 25%以下の年度に続いた年度に建設が開始された場合、控除率はステップダウンされない。但し目標が達成された後 2 年目に案件が開始の場合、控除率は 75%相当、3 年目開始の場合は 50%、それ以降は控除されない仕組み[344]。

(i) 基本税額控除

1) 1MW 以下の案件（もしくは大型でも財務長官による労働条件ガイダンスの発表から 60 日以上稼働が経過していない大型案件）

対象技術	税控除額※
太陽光発電、風力発電、バイオマス発電（クローズドループ）、地熱発電	$2.6/kWh
その他（水力発電、自治体固形廃棄物発電、埋立ガス発電、潮力発電、波力発電、海洋温度差発電、バイオマス発電（オープンループ）、小型灌漑発電設備、埋立ガス設備、廃棄物設備等）	$1.3/kWh

※2022 年のインフレ調整後の税額。ベース控除額は$1.5/kWh、毎年インフレ率で調整される。

出所）DSIRE

2) 1MW 超案件

財務長官による労働条件ガイダンスの発表から 60 日後から 2025 年 1 月 1 日までに建設開始した 1MW 超案件の場合、基本税額控除として$0.5/kWh が適用。但し、建設や運営に関与する労働者や技術者が 10 年間の PTC 期間中現行賃金以上の水準で賃金が支払われることが条件となっている。適格試行期間に全労働時間の一定の割合分履行されることが必要で、年々割合は

[343] Inflation Reduction Act - Printer Friendly | SEIA（2023 年 2 月 13 日取得）

[344] DSIRE (dsireusa.org)（2023 年 2 月 13 日取得）

増加し、2024 年以降には最大 15%の履行が必要。2025 年 1 月 1 日以降に稼働した設備に関しては、Clean Energy Production Tax Credit（45Y）に従って税額控除が適用され、2022 年の水準から 75%二酸化炭素排出削減した時点または、2032 年以降ステップダウンが始まる時点のどちらか遅い時点まで延長される。

(ii)　ボーナス税額控除

1) Domestic Content Bonus（国内製品に対するボーナス）

案件が以下の条件を満たした場合、追加で 10%の税額控除適用可能となる。

- ✓ 設備の構成要素にスチールまたは鉄が 100%使用されている
- ✓ 設備の構成要素の製造品の 40%が国内で生産されている
- ✓ 洋上風力の場合の製造品の割合は 20%となっている。

2) Energy Community Bonus（エネルギーコミュニティに対するボーナス）

案件が以下の立地条件を満たした場合、追加で 10%の税額控除適用可能となる。

① ブラウンフィールドのサイト

② メトロポリタン、または非メトロポリタン統計地域で（A）（2009 年 12 月 31 日以降開始で）0.17%かそれ以上の直接雇用、または 25%かそれ以上の石炭、石油、天然ガスの抽出、加工、輸送、保管に関する地方税収入がある場合、または（B）前年度の全国平均以上の失業率の場合

③ 石炭鉱山が 1999 年以上に閉鎖、または石炭火力発電設備が 2009 年以降に閉鎖された人口調査標準地域または人口調査標準地域に隣接している地域

(2) 事業エネルギー投資税控除（Business Energy Investment Tax Credit、以下 ITC）

投資税控除（ITC）は再エネの設備投資額の一定割合について法人税を控除する制度。PTC 同様、度々の延長があり、直近ではインフレ抑制法の成立に伴い改定された。基本税額控除率は 6%だが、1MW 以下の設備、財務長官が規定する労働条件の順守、インフレ抑制法の成立前に建設開始されていた案件含め、財務長官による労働条件の発表後 60 日以内に稼働した案件は追加で 24%、つまり合計 30%の税額控除を受けることが可能となる[345]。主な変更は以下の通り。

- ✓ 2025 年 1 月 1 日以前に建設開始する案件が対象。地熱発電に関しては 2035 年 1 月 1 日以前までの延長あり（但し徐々に控除額がフェーズアウトしていくスケジュール）
- ✓ 独立した蓄電池設備、適格バイオガス設備、マイクログリッドコントローラー、その他一部の技術については 2022 年 12 月 31 日までに稼働した案件が対象。
- ✓ PTC 同様、ボーナス税額控除等の追加条項もあり。

[345] The Inflation Reduction Act's energy- and climate-related tax provisions (thetaxadviser.com)（2023 年 2 月 13 日取得）

Summary of Investment Tax Credit (ITC) and Production Tax Credit (PTC) Values Over Time

			Start of Construction						
			2006 to 2019	2020 to 2021	2022	2023 to 2033	The later of 2034 (or two years after applicable year[a])	The later of 2035 (or three years after applicable year[a])	The later of 2036 (or four years after applicable year[a])
ITC	Full rate (if project meets labor requirements[b])	Base Credit	30%	26%	30%	30%	22.5%	15%	0%
		Domestic Content Bonus				10%	7.5%	5%	0%
		Energy Community Bonus				10%	7.5%	5%	0%
	Base rate (if project does not meet labor requirements[b])	Base Credit	30%	26%	6%	6%	4.5%	3%	0%
		Domestic Content Bonus				2%	1.5%	1%	0%
		Energy Community Bonus				2%	1.5%	1%	0%
	Low-income bonus (1.8 GW/yr cap)	<5 MW projects in LMI communities or Indian land				10%	10%	10%	10%
		Qualified low-income residential building project / Qualified low-income economic benefit project				20%	20%	20%	20%
PTC for 10 years ($2022)	Full rate (if project meets labor requirements[b])	Base Credit			2.6 ¢	2.6 ¢	2.0 ¢	1.3 ¢	0.0 ¢
		Domestic Content Bonus				0.3 ¢	0.2 ¢	0.1 ¢	0.0 ¢
		Energy Community Bonus				0.3 ¢	0.2 ¢	0.1 ¢	0.0 ¢
	Base rate (if project does not meet labor requirements[b])	Base Credit			0.5 ¢	0.5 ¢	0.4 ¢	0.3 ¢	0.0 ¢
		Domestic Content Bonus				0.1 ¢	0.0 ¢	0.0 ¢	0.0 ¢
		Energy Community Bonus				0.1 ¢	0.0 ¢	0.1 ¢	0.0 ¢

a "Applicable year" is defined as the later of (i) 2032 or (ii) the year the Treasury Secretary determines that there has been a 25% or more reduction in annual greenhouse gas emissions from the production of electricity in the United States as compared to the calendar year 2022.

b "Labor requirements" entail certain prevailing wage and apprenticeship conditions being met.

図 2.6-16　太陽光を例にした PTC 及び ITC の適用例

出所）Federal Solar Tax Credits for Businesses | Department of Energy[346]

[346] Federal Solar Tax Credits for Businesses | Department of Energy（2023 年 2 月 13 日取得）

表 2.6-4　各技術別控除率（年度は建設開始日を基準とする）

Technology	12/31/20	12/31/21	12/31/22	12/31/23	12/31/24	12/31/25	Future Years
PV, Solar Water Heating, Solar Space Heating/Cooling, Solar Process Heat	26%	26%	26%	22%	22%	22%	10%
Hybrid Solar Lighting, Fuel Cells, Small Wind, Waste Energy Recovery	26%	26%	26%	22%	N/A	N/A	N/A
Geothermal Heat Pumps, Microtubines, Combine Heat and Power Systems	10%	10%	10%	10%	N/A	N/A	N/A
Geothermal Electric	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Large Wind	18%	18%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

出所）DSIRE[347]

(3) 太陽光発電製品輸入へのセーフガード

2022 年 2 月 4 日、バイデン大統領は太陽光発電製品輸入に対する緊急輸入制限措置（セーフガード）を 4 年間延長する大統領布告を発表[348]トランプ前政権が一部の太陽光発電製品の輸入急増が国内産業に損害を与えているとして、2018 年 2 月 7 日から 4 年間、該当する太陽光発電セル[349]に関税割り当てを、そのほかのモジュール[350]などの製品には追加関税を導入していた。

セーフガード自体は維持しつつ、国内での需要が増えている両面太陽光パネルを適用除外にするとともに、関税割当で追加関税を課さない太陽光発電セルの輸入量を現行の 2.5GW 分から 5GW 分まで倍増させる、例外措置を加えた。

なお、通商代表部（USTR）が公開した大統領布告の付属書によると、追加関税率は現行 18%だが、2 月 7 日以降の 1 年目は 14.75%、2 年目は 14.5%、3 年目は 14.25%、4 年目は 14%になるとしている。また、大統領布告は USTR に対して、カナダとメキシコとは個別交渉の上、それら 2 カ国からの輸入がセーフガードに影響しないと判断した場合、セーフガードの完全または部分的な適用停止を行ってよいとしている。

（補足）カナダからの太陽光発電製品へのセーフガード措置停止措置[351]

太陽光発電製品輸入に対する緊急輸入制限措置（セーフガード）を 4 年延長する大統領布告が 2022 年 2 月 4 日に発表されていたが、大統領布告は通商代表部（USTR）に対して、カナダと

[347] DSIRE (dsireusa.org) （2023 年 2 月 13 日取得）

[348] JETROhttps://www.jetro.go.jp/biznews/2022/02/5e5f2f03d44900b2 html（2022 年 2 月 7 日公表）

[349] セル：太陽光電池の最小単位

[350] モジュール：セルを組み合わせて 1 枚のパネルにした単位

[351] JETRO ビジネス短信「米 USTR、カナダからの太陽光発電製品へのセーフガード措置停止」https://www.jetro.go.jp/biznews/2022/07/1b76b3ca99ca7a6e.html（2022 年 7 月 12 日取得）

メキシコとは個別交渉の上、それら 2 カ国からの輸入がセーフガードに影響しないと判断した場合、セーフガードの完全または部分的な適用停止を行ってよいとしていた。その後カナダに対してはセーフガード措置停止を発表している。

2022 年 7 月 8 日、米国通商代表部（USTR）のキャサリン・タイ代表はカナダのメアリー・エング国際貿易・輸出振興・中小企業・経済開発相との間で、米国が太陽光発電製品に課している緊急輸入制限（セーフガード）措置をカナダに対しては停止する覚書を締結[352]。米国・メキシコ・カナダ協定（USMCA）の紛争解決パネルで、米国の当該セーフガード措置が協定違反かどうかの審議が行われていたことが背景にある。

覚書[353]によると、米国はカナダに対するセーフガード措置を恒久的に撤廃するわけではなく、カナダに特化して設けた太陽光発電製品の輸入量の基準値を超えない限り、措置を停止するとなっている。基準値は、2022 年 2 月～2023 年 1 月が 1 ギガワット（GW）、2023 年 2 月～2024 年 1 月が 1.15GW、2024 年 2 月～2025 年 1 月が 1.3GW、2025 年 2 月～2023 年 1 月が 1.45GW となっている。

(4) 東南アジア 4 ヵ国からの太陽光発電関連製品輸入に対して関税免除措置[354]

2022 年 6 月 6 日、バイデン大統領は太陽電池とモジュールの供給不足に関して緊急事態を宣言し、カンボジア、マレーシア、タイ、ベトナムの 4 ヵ国からの太陽光発電関連製品輸入に対して 24 ヶ月を上限に関税免除などの措置を講ずるよう商務長官に指示する大統領布告を発表。同日、バイデン政権は国内におけるクリーンエネルギー関連の製造力強化のための施策をまとめたファクトシートを発表しており、上記関税免除措置はその中の 1 つの位置づけ。関税免除については、具体的には商務省が今後、規則を発表する予定。

一方で商務省は 3 月に、中国からの太陽光発電製品の輸入に発動しているアンチダンピング（AD）及び相殺関税（CVD）を迂回する目的で、今回の完全免除措置の対象国と同じ東南アジア 4 カ国から迂回輸入が行われているかにつき、調査を開始した。

---

[352] USTR プレスリリース United States and Canada Announce a Memorandum of Understanding on Trade in Solar Products（2022 年 7 月 7 日公表）
https://ustr.gov/about-us/policy-offices/press-office/press-releases/2022/july/united-states-and-canada-announce-memorandum-understanding-trade-solar-products（2023 年 2 月 22 日取得）

[353] https://ustr.gov/sites/default/files/US-CA%20Solar%20Agreement_Signed_English_070822.pdf（2022 年 7 月 8 日付締結）

[354] JETRO ビジネス短信「バイデン米大統領、東南アジア 4 カ国からの太陽光発電関連製品輸入の関税免除を布告、太陽光モジュール不足を受けて」
バイデン米大統領、東南アジア 4 カ国からの太陽光発電関連製品輸入の関税免除を布告、太陽光モジュール不足を受けて(カンボジア、タイ、ベトナム、マレーシア、米国)｜ビジネス短信 - ジェトロ (jetro.go.jp)（2022 年 6 月 7 日公表）

Declaration of Emergency and Authorization for Temporary Extensions of Time and Duty-Free Importation of Solar Cells and Modules from Southeast Asia, JUNE 06, 2022（2022 年 6 月 6 日公表）
https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/06/06/declaration-of-emergency-and-authorization-for-temporary-extensions-of-time-and-duty-free-importation-of-solar-cells-and-modules-from-southeast-asia/（2023 年 2 月 22 日取得）

この動きを受けて、米国内では太陽光発電関連事業を手掛ける企業の多くが、製品供給についてキャンセルまたは延期に直面しているという。商務省は、「迂回調査は継続し、商務省が調査終了時に下した結論がどのようなものであっても、関税免除期間終了後に適用される」とする一方、同 4 カ国から 24 カ月間を上限に関税免除で輸入される太陽光発電製品は「新たな AD・CVD の対象にならない」と明言しており、国内産業界の懸念に配慮を示している。

(5) ネットメータリング制度

州レベルの促進策の一つである Net Energy Metering（ネットメータリング制度）は、分散型発電設備の所有者に対する電力料金の算定手法で、発電量から消費量を差し引いて余剰電力が発生した場合、余剰分を次の月に繰り越しできる制度。この余剰電力の繰り越し分には、月毎に小売電力価格（発電、送配電含む）が適用され、12 か月の請求期間の最後に適正な市場価格で別途計算され調整される。この仕組みは Net Surplus Compensation（NSC）と呼ばれ、NSC レートは大手電力会社毎に毎月公表されている。カリフォルニア州においては Pacific Gas and Electric Company (PG&E)、Southern California Edison Company (SCE)、San Diego Gas & Electric Company (SDG&E)などの大手電力会社がおり、2023 年 2 月の NSC レートは USD0.08169/kWh となっている。

表 2.6-5　Pacific Gas and Electric Company (PG&E)の NSC 価格

Net Surplus Compensation Rates for Energy

True-up Month	NSC Rate* ($/kWh)
Jan. 2021	0.02600
Feb. 2021	0.02586
Mar. 2021	0.02179
Apr. 2021	0.02723
May 2021	0.02763
June 2021	0.02907
July 2021	0.03068
Aug. 2021	0.03321
Sep. 2021	0.03573
Oct. 2021	0.03748
Nov. 2021	0.03954
Dec. 2021	0.04130
Jan. 2022	0.04278
Feb. 2022	0.04501
Mar. 2022	0.04478
Apr. 2022	0.04550
May 2022	0.04723
June 2022	0.04874
July 2022	0.05038
Aug. 2022	0.05169
Sep. 2022	0.05382
Oct. 2022	0.05744
Nov. 2022	0.05783
Dec. 2022	0.05878
Jan. 2023	0.07054
Feb. 2023	0.08169

** Per D.11-06-016, the electricity portion of the NSC rate is the simple rolling average of PG&E's default load aggregation point price from 7 a.m. to 5 p.m., corresponding to the customer's 12-month true-up period.*

"PG&E" refers to Pacific Gas and Electric Company, a subsidiary of PG&E Corporation.
©2023 Pacific Gas and Electric Company. All rights reserved.

出所）Net Surplus Compensation Rates for Energy [355]

同制度は太陽光パネルの価格低下と相まって、ルーフトップ型太陽光発電の設置増大に大きく寄与している。しかし、こうした分散型再エネ自家発電源の急激な増大によって電気事業者の側に配電費用の回収不足や売り上げ減少といった問題が顕在化してきたため、ハワイ、ネバダ、インディアナなど一部の州で余剰電力の買取価格の引き下げや再エネ自家発需要家向けの基本料金の引き上げが実施されている。

ネットメータリング制度は一時 43 州及びワシントン DC で導入されていたが、2021 年 8 月現在では 39 州及びワシントン DC となっている。

[355] Net Surplus Compensation Rates for Energy (pge.com)（2023 年 2 月 20 日取得）

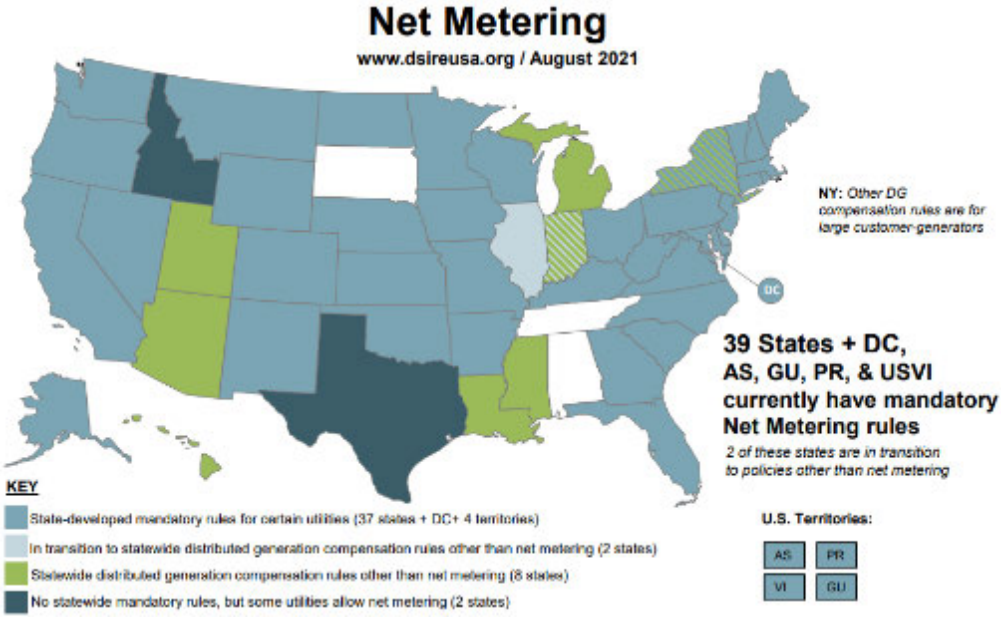


図 2.6-17　ネットメータリング制度導入州

出所）DSIRE insight, Net Metering, August 2021[356]

カリフォルニア州では 2022 年 12 月 15 日、California Public Utilities Commission (カリフォルニア州公共事業委員会、CPUC)がネットメータリング制度の第 3 版となる NEM3.0 を可決した。2023 年 4 月 14 日以降に接続申請する者（主に大手電力会社 PG&E、SCE、SDG&E の顧客）が NEM3.0 の対象となる。NEM2.0 の下で余剰電力に対し平均 USD30c/kWh の補填を受け取ることができていたが、NEM3.0 の下では平均 USD8c/kWh まで削減される。また、既に太陽光発電設備を保有している、もしくは 2023 年 4 月 14 日以前に太陽光発電設備を設置して、追って蓄電池を併設すると、NEM3.0 への移行が不要となり、NEM2.0 適用のままにできるなどの追加的便益を享受することも可能となる[357]。

2.6.3　建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1)　カリフォルニア州の制度

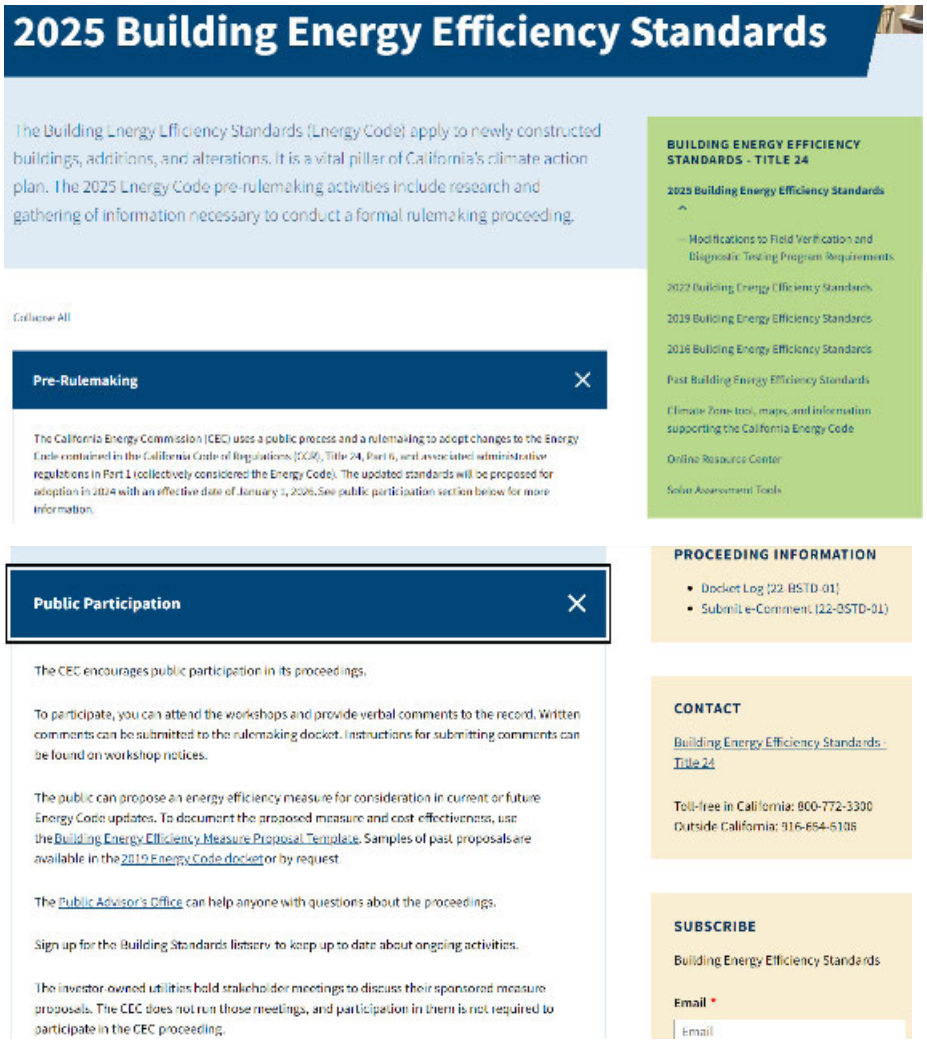
1978 年、カリフォルニア州エネルギー委員会（CEC: California Energy Commission）は住戸や建物のエネルギー効率化を進めるべく、Energy Code の Title 24、Parts 6 and 11 として建築省エネ基準（Building Energy Efficiency Standards）の施行を開始した[358]。この建築省エネ基準は、建物のエネルギー効率改善のための新技術や最優良事例を反映するため、3 年毎に CEC による見直しが規定されている。2019 年建築省エネ基準（2019 Building Energy Efficiency Standard、2020 年 1 月 1 日以降に建築許可申請を行う建物に適用）においては、新築低層住宅に太陽光発電パネルの設置を義務付けた。2021 年 8 月 11 日に、2022 年省エネ基準

[356] PowerPoint Presentation (ncsolarcen-prod.s3.amazonaws.com)（2023 年 2 月 20 日取得）
[357] What is NEM 3.0 and How Will it Impact California Solar Owners? | Solar.com（2023 年 3 月 6 日取得）
[358] Past Building Energy Efficiency Standards (ca.gov)（2023 年 2 月 20 日取得）

（2022 Building Energy Efficiency Standard、2023 年 1 月 1 日以降に建築許可申請を行う建物に適用）が採択され、太陽光発電と蓄電池の基準が拡大され[359]、太陽光発電システム設置義務対象が、新築戸建住宅（Section 150.1(c)14）だけでなく、新築集合住宅や新築非住宅を含む全ての新築建物（Section 140.10 (a)）となった。この太陽光発電システム設置義務対象の新築集合住宅や新築非住宅には、蓄電池システム設置も義務付けられた（Section 140.10 (b)）。新築戸建住宅には、将来的に蓄電システム設置を可能にする Battery Ready が例外なく義務付けられた（Section 150.0 (s)）。Solar Ready の対象は、引き続き新築戸建及び集合住宅、一部の非住宅建物となっている。

現在、2025 年建築省エネ基準（2025 Building Energy Efficiency Standard）を 2024 年 6 月中に策定、2026 年 1 月 1 日以降に建築許可申請を行う建物に適用することを目指しており、ワークショップを開催するなどパブリックプロセスを経てアップデートを実施している。

【2025 年建築省エネ基準（2025 Building Energy Efficiency Standard）改定にかかる状況】



[359] 2022 Building Energy Efficiency Standards (ca.gov)（2023 年 2 月 20 日取得）

2025 Energy Code Timeline

- August 2022 – April 2023: Utility-sponsored workshops.
- Q4 2022: CEC workshop to finalize hourly factors.
- April – August 2023: CASE reports to CEC.
- June – October 2023: CEC pre-rulemaking.
- October 2023 – January 2024: File and open rulemaking.
- January – June 2024: CEC rulemaking.
- June 2024: 2025 Energy Code adopted.
- January 1, 2026: 2025 Energy Code goes into effect.

出所）2025 Building Energy Efficiency Standards [360]

当該基準に関するワークショップは、2022 年 7 月 18 日[361]及び 2022 年 11 月 10 日[362]の計 2 回開催されており、ライフサイクルコストの考え方や評価に使用するデータ等について有識者の意見やパブリックコメント等を参考に基準改定がなされている。

【第 1 回（2022 年 7 月 18 日）開催ワークショップのアジェンダ】

Agenda

The staff workshop will include presentations by CEC staff and CEC contractors on the following:

- Overview of 2025 Energy Code accounting processes and best available data
- 2025 Energy Code building energy model prototypes and period of analysis
- 2025 Energy Code weather files
- Overview of 2025 Energy Code life cycle costing and hourly source energy methodologies
- 2025 Energy Code life cycle costing updates

Public comment will be taken after each presentation and throughout the workshop.

【第 2 回 2022 年 11 月 10 日開催ワークショップのアジェンダ】

Agenda

The workshop will include presentations by CEC staff and CEC contractors on the following:

- System-wide energy life cycle cost and source energy hourly factors
- Sensitivity analysis of hourly factors
- Period of analysis for nonresidential buildings
- Weather data
- Construction projections
- Building energy model prototypes

There will be opportunities for persons attending the workshop to provide public comment.

[360] 2025 Building Energy Efficiency Standards (ca.gov)　（2023 年 1 月 4 日取得）

[361] Staff Workshop on Energy Accounting for the 2025 Building Energy Efficiency Standards (ca.gov)（2023 年 1 月 4 日取得）

[362] Final Staff Workshop on Energy Accounting for the 2025 Building Energy Efficiency Standards (ca.gov)（2023 年 1 月 4 日取得）

(2) ニューヨーク州の制度

ニューヨーク州においては Climate Leadership and Community Protection Act （気候リーダーシップ及びコミュニティ保護法、Climate Act）が 2019 年に州法として制定されており、排出量を 2030 年までに 1990 年比較で 40%削減、2050 年までに 1990 年比較 85%削減するという目標を設定している[363]。また、州のエネルギー計画として、2030 年までに 70%を再エネ電源にし、2040 年までに CO2 排出ゼロという目標があるが、2022 年 12 月 28 日にニューヨーク州知事ホチュル氏により、2030 年までに 6GW の蓄電池設備目標が発表された[364]。ニューヨーク州においては州と契約中及び稼働予定分含め、既存の蓄電池設備は 1.3GW 存在するが、今回の発表により、3GW の大容量蓄電池設備、1.5GW の新規小売向け蓄電池設備、恵まれない地域への導入促進等を含む、具体的な 6 つのロードマップが提案された。当該ロードマップはパブリックコメントを経て 2023 年中に具体化される見込み。

【蓄電池設備導入目標に関するロードマップ（NYSERDA）】

1. 3,000 megawatts of new bulk storage, enough to power approximately one million homes for up to four hours, to be procured through a new competitive Index Storage Credit mechanism, which is anticipated to provide long-term certainty to projects while maximizing savings for consumers;
2. 1,500 megawatts of new retail storage, enough to power approximately 500,000 homes for up to four hours, and 200 megawatts of new residential storage, enough to power 120,000 homes for up to two hours, to be supported through an expansion of NYSERDA's existing region-specific block incentive programs;
3. Utilization of at least 35 percent of program funding to support projects that deliver benefits to Disadvantaged Communities (DACs) and that target fossil fuel peaker plant emissions reductions, with program carve-outs for projects sited in the downstate region, given its high concentration of DACs and peaker plants;
4. Requiring electric utilities to study the potential of high-value energy storage projects towards providing cost-effective transmission and distribution services not currently available through existing markets;
5. A continued prioritization by existing programs on investing in research and development related to reliable long-duration energy storage technologies; and
6. Payment of prevailing wage as a programmatic requirement for energy storage projects with a capacity of one megawatt and above, demonstrating the state's continued commitment to driving family-sustaining jobs in clean energy.

出所）Governor Hochul Announces New Framework to Achieve Nation-Leading Six Gigawatts of Energy Storage by 2030[365]

[363] New York's Climate Leadership & Community Protection Act (ny.gov) （2023 年 2 月 27 日取得）

[364] Governor Hochul Announces New Framework to Achieve Nation-Leading Six Gigawatts of Energy Storage by 2030 | Governor Kathy Hochul (ny.gov)（2023 年 2 月 27 日取得）

[365] Governor Hochul Announces New Framework to Achieve Nation-Leading Six Gigawatts of Energy Storage by 2030 | Governor Kathy Hochul (ny.gov) （2023 年 2 月 27 日取得）

人口密度が特に高いニューヨーク市では、屋上が再エネ導入において欠かせない重要な役割を果たすことは周知の中、Climate Mobilization Act（Local Laws 92 & 94）において、2019 年 11 月 15 日以降に建設、稼働した案件すべて新築の建物及び既存の建物に対する主要な改築の場合、太陽光パネルを設置することが義務付けられた[366]。しかしながら既存の建物への設置については、貯水槽、各種機器設備、非常階段等が設置されている中、スペースを要する太陽光設備の設置は困難を極め、ニューヨーク市消防署と連携しながらすべての産業に平等であり安全を確保しながら規定の変更が必要となった。

2020 New York State Uniform Fire Prevention and Building Code (Uniform Code)において、太陽光設備を設置する際の屋上へのアクセスと空調に関する規定が制定されている。住宅用屋根置太陽光の場合は 2020 Residential Code of NYS の Section 324 Solar Energy Systems において、太陽光発電システムについては Chapter 23 と Fire Code of New York State の規定に従うことが示されている（R324.2 Solar thermal systems）[367]。

2.6.4 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

米国においては FIT/FIP 制度を採用していないため、「2.3.2 現行の再生可能電力支援制度」を参照。

2.6.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

米国エネルギー省（DOE）は 2021 年 3 月 5 日、今後 10 年以内に太陽光エネルギー発電コストを 60%減という野心的な新たな目標と、費用削減、性能向上、新技術普及促進への資金提供を約 1.28 億ドルと発表。2035 年クリーン電力 100%というバイデン大統領の目標達成のため、現在の 4.6 セント/kWh を 2025 年までに 3 セント/kWh、2030 年までに 2 セント/kWh に引き下げる目標を設定した。[368]

過去の発電コストの低減傾向について、Berkeley Lab の分析によると、プロジェクトの建設コストの削減と、2013 年までの設備利用率の向上、及び運用コストの削減とシステム寿命の延長により、発電事業用の太陽光発電における均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity、以下 LCOE）は約 85%も低下した。

2010 年以降、年間平均 17%の低下で、2020 年には$3.4/kWh まで下がった。この価格分析には ITC による効果は含まれていない。

米国における稼働中の事業規模の風力・太陽光発電所の LCOE を用い、LCOE の低下理由を

[366] 2019.12.12-Sustainable-Roof-Laws-Brief.pdf (urbangreencouncil.org)（2023 年 2 月 27 日取得）

[367] New York State Solar Guidebook - NYSERDA（2023 年 2 月 22 日取得）

[368] Solar Energy Technologies Office Updated 2030 Goals for Utility-Scale Photovoltaics | Department of Energy（2023 年 2 月 27 日取得）

分析した結果によると、風力・太陽光共にプロジェクトの建設コストの低下によるものであることが分かった。風力は設備利用率も起因している。

図 2.6-18　事業用太陽光発電の LCOE 平均値の推移（単位：$/MWh）

出所）Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab)[369]

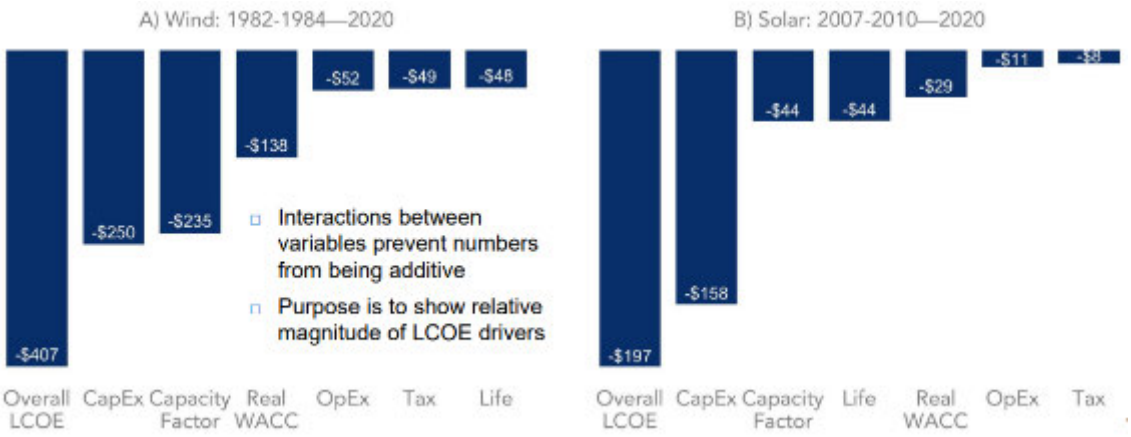


図 2.6-19　LCOE コスト低下の要因（単位：$/MWh）

出所）Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab)[370]

[369] Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab), Levelized Cost of Energy and Power Purchase Agreement Prices, October 2021 Tracking the Sun（2023 年 2 月 22 日取得）

[370] Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab), Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States, May 2022 PowerPoint Presentation（2023 年 2 月 22 日取得）

2.6.6 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

(1) 太陽光パネルのリサイクル・廃棄にかかる制度

A) 法制度

連邦レベルでの施策

米国の連邦レベルにおいて太陽光パネル回収及びリサイクルに関する特有の法律は存在しないため、EPA の規制による連邦レベルの Resource Conservation and Recovery Act 1976 に沿って、有害及び非有害固形廃棄物に関する法的枠組みにおいて、廃棄物管理に基づき処理される。太陽光パネルは有害廃棄物に区分されていないため、US Environmental Protection Agency Method 1311 Toxicity Characteristic Leaching Procedure に基づき廃棄物の代表的なサンプルの抽出物が規制基準を超える有害物質を含むか否かで判断される。

表 2.6-5　廃棄物の成分抽出基準

Table 9 PV waste characterisation: Leaching test methods in the US, Germany and Japan

	US	Germany	Japan
Leaching test	US Environment Protection Agency method 1311 (TCLP)	DIN EN German Institute for Standardization standard 12457-4:01-03	Ministry of Environment Notice 13/JIS K 0102:2013 method (JLT-13)
Sample size (centimetres)	1	1	0.5
Solvent	Sodium acetate/ acetic acid (pH 2.88 for alkaline waste; pH 4.93 for neutral to acidic waste)	Distilled water	Distilled water
Liquid:solid ratio for leaching test (*e.g.* amount of liquid used in relation to the solid material)	20:1	10:1	10:1
Treatment method	End-over-end agitation (30±2 rotations per minute)	End-over-end agitation (5 rotations per minute)	End-over-end agitation (200 rotations per minute)
Test temperature	23±2°C	20°C	20°C
Test duration	18±2 hr	24 hr	6 hr

Based on Sinha and Wade (2015)

出所）End-of-life management Solar Photovoltaic Panels [371]

B) 州における規制

連邦レベルの具体的な施策はないものの、一部の州において州レベルで別途処理に関する具体的規制が設けられており、カリフォルニア州においては州法の Hazardous Waste Control

[371] End-of-life management Solar Photovoltaic Panels (irena.org) （2023 年 1 月 20 日取得）

Law において、より厳格に太陽光モジュールを有害廃棄物の処理方法と同様に扱っていた。カリフォルニア州は 2022 Building Energy Efficiency Standards において住宅向け太陽光パネルの設置義務が規定されていることもあり、太陽光発電の導入率は米国一位を誇っているため、中長期的廃棄物処理の観点から、太陽光モジュールの処理に関する新たな法案が Department of Toxic Substances Control により策定され 、2021 年 1 月 1 日より太陽光パネルを universal waste（普遍的な廃棄物 ）として取り扱うこと等が決定された。

【参考】カリフォルニア州法 Universal Waste Management 上の太陽光モジュールの取り扱い

Amend Title 22, division 4.5, chapter 11, article 1, section 66261.9 to read:

§66261.9. Requirements for Universal Waste.

(a) The hazardous wastes listed in this section are exempt from the management requirements of chapter 6.5 of division 20 of the Health and Safety Code and its implementing regulations except as specified in chapter 23 and, therefore, are not fully regulated as hazardous wastes. The wastes listed in this section are subject to regulation pursuant to chapter 23 and shall be known as "universal wastes."
(1) Batteries, as described in section 66273.2, subsection (a);
(2) Electronic devices, as described in section 66273.3, subsection (a);
(3) Mercury-containing equipment, as described in section 66273.4, subsection (a);
(4) Lamps, as described in section 66273.5, subsection (a) (including, but not limited to, M003 wastes);
(5) Cathode ray tubes, as described in section 66273.6, subsection (a);
(6) Cathode ray tube glass, as described in section 66273.7, subsection (a); ~~and~~
(7) Aerosol cans, as specified in Health and Safety Code section 25201.16.~~;~~ ; and
(8) Photovoltaic modules, as described in section 66273.7.1, subsection (a).
(b) Unless specified otherwise in section 66273.60, universal wastes shall be managed as hazardous wastes pursuant to chapters 10 through 16, 18, and 20 through 22 of this division upon arrival at a destination facility.

出所）カリフォルニア州法[372]

普遍的な廃棄物に区分されると、有害廃棄物の一種ではあるものの多数の物質から一般的に排出される廃棄物として、１年間保管が許容され、有害廃棄物業者等による運搬が必要とされず、処理のために州外への移送が許容される、保管量の上限がない等のメリットが享受できる 。普遍的な廃棄物は許可された施設または有害廃棄物を処理する場所や有害廃棄物リサイクル業者等において処理されるが、リサイクルの義務は規定されていない。

【参考】リサイクルに関する記載

Are universal waste handlers required to recycle their wastes?

Universal waste handlers, as defined in 40 CFR Section 273.9 , are not required to recycle their wastes in order to take advantage of the less stringent requirements in Part 273 . Limiting universal waste management options to recycling complicates regulation and discourages participation in the universal waste collection program. The regulated community is more willing to participate in collection programs if they are not required to determine prior to initiating collection whether the wastes can be recycled (60 FR 25492, 25502; May 11, 1995).

Universal waste handlers send their waste to destination facilities that are designated facilities under RCRA to treat, dispose of or recycle a particular category of universal waste (40 CFR 273.9).

出所）Frequent Questions About Universal Waste [373]

372 § 66273 (ca.gov)（2023 年 1 月 20 日取得）

373 Frequent Questions About Universal Waste | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）

米国内ではカリフォルニア州が初の取り組みとなるが、ニューヨーク州、ハワイ州、ニュージャージー州、ノースカロライナ州、ワシントン州等においても太陽光パネル廃棄にかかる州法や規制が議論されている[374]。

表 2.6-6　太陽光パネル廃棄にかかる州法や規制を導入している州及び法・規制

State Solar Panel End-of Life Policies

Some states have enacted laws, regulations, and policies impacting solar panel waste, including:

States	Corresponding Policy
California	State Universal Waste for PV Modules
Hawaii	State Universal Waste Regulations for Solar Panels
New Jersey	Solar Panel Recycling Commission
North Carolina	Department of Environmental Quality and Environmental Management Commission report on the Regulatory Program for the Management and Decommissioning of Renewable Energy Equipment
Washington	Photovoltaic Module Stewardship and Takeback Program

出所）End-of-Life Solar Panels: Regulations and Management [375]

C)　リサイクル目標

2022 年 3 月 18 日、米国エネルギー省（DOE）が「Action Plan For Photovoltaic Systems End-Of-Life Management」という、太陽光パネルのリサイクルコストを 2030 年迄に現在の半分以下（モジュール当たり 3 ドル（または 1 トン当たり 150 ドル））と大幅に引き下げることにより、廃棄処分量を引き下げる技術開発計画を発表[376]。寿命がきた太陽光発電パネルのリサイクルコストを半分に引き下げ、廃棄処理に回る量を減らすことによって、環境への影響を引き下げる方策を検討。バイデン政権の 2035 年までに電力セクターにおけるカーボンニュートラル達成を支援するもの。

一般的にパネルの寿命は 30～35 年だが、その素材の 95%はリサイクルされることなく廃棄されており、その主要因が、リサイクルにかかるコストが廃棄処分コストを大きく上回っているとのこ通りサイクル・リユースのコストが半減すれば、米国内に PV パネルを製造する米国企業が増える可能性もあり、サプライチェーンの構築にも繋がる可能性がある。

モジュールリサイクルコストを 2030 年までに、モジュール当たり 3 ドル（または 1 トン当たり 150 ドル）という目標達成のため、5 ヵ年計画を策定。同計画にはステークホルダーへの働きかけ、データ収集及び分析、ハードウェアと行程調査の 3 分野が盛り込まれている。

[374] End-of-Life Solar Panels: Regulations and Management | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）
[375] End-of-Life Solar Panels: Regulations and Management | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）
[376] DOE, March 2022 https://www.energy.gov/eere/articles/doe-releases-action-plan-photovoltaic-systems-end-life-management（2023 年 2 月 27 日取得）

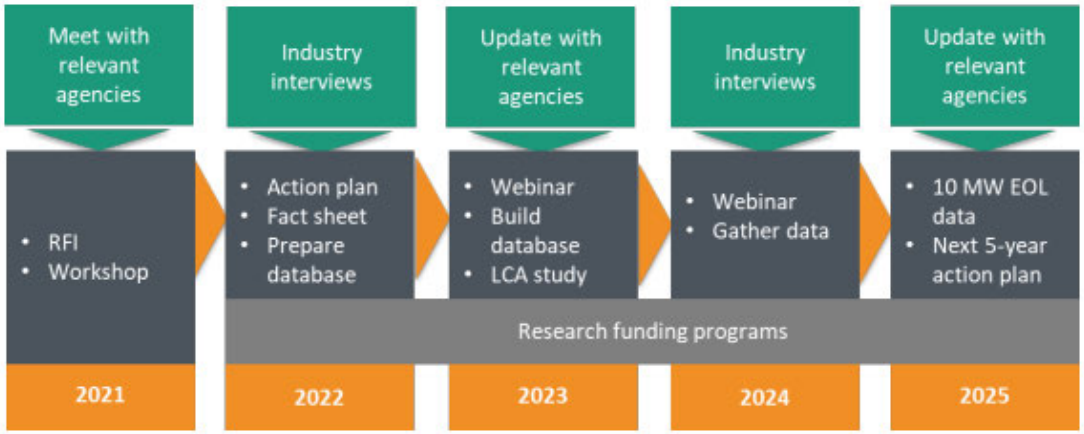


図 2.6-20　寿命を迎えた太陽光発電パネルの扱いに関する 5 ヵ年計画

出所）Solar Energy Technologies Office Photovoltaics End-of-Life Action Plan, March 2022, DOE[377]

(2) 太陽光パネルのリサイクル・廃棄にかかる運用状況

A) 定量情報

National Renewable Energy Laboratory (NREL)によると、米国において太陽光パネルの約 10%がリサイクルされるのみで、大半は埋め立てによって廃棄されている 。また、International Renewable Energy Agency (IRENA)によると、米国においては 2050 年までに 1,000 万トンもの太陽光パネルが廃棄対象になると予測されている。

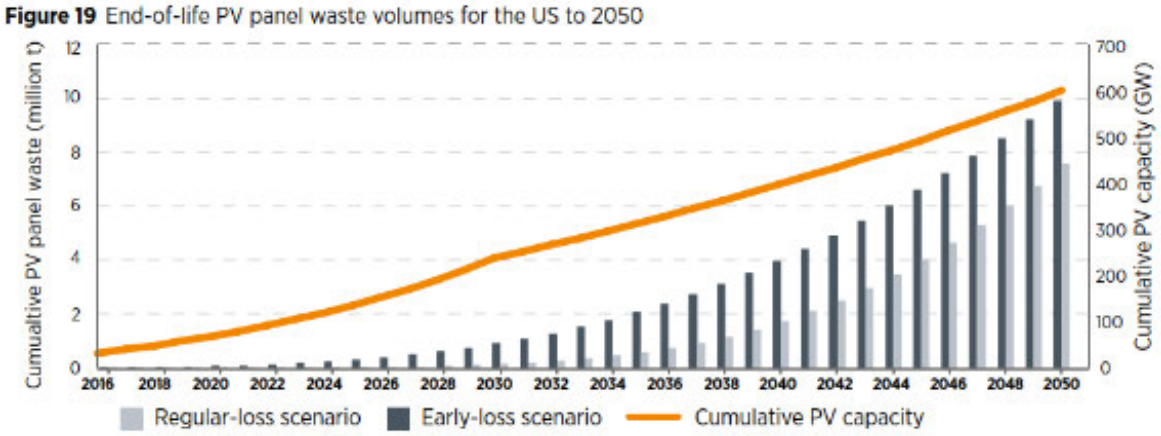


図 2.6-21　End of Life Management Solar Photovoltaic Panels, June 2016, IRENA

出所）End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels [378]

377　https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-03/Solar-Energy-Technologies-Office-PV-End-of-Life-Action-Plan.pdf（2023 年 2 月 27 日取得）

378 End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels (irena.org)

US Environmental Protection Agency (EPA)によると、市場の大半を占めるクリスタルシリコンタイプの太陽光パネルは、アルミフレーム、ガラス、銅線、ポリマー層、バックシート、シリコン太陽光セル、プラスチックの接続箱等からなるが、ポリマー層のリサイクルは解体のため高温で接続部分をはがす等技術的に難易度が高く、ガラス部分（パネルの重量の約 75%を占める）のリサイクルが最も確立されたリサイクル市場となっている[379]。その他はアルミフレーム、銅線、プラスチックの接続箱が比較的リサイクルしやすい材料となっているが、太陽光セル内に存在する銀、銅等高価値の構成物質は少量のみであり、有害物質も混在することからリサイクルが難しくなっている。インバーター、ラック、蓄電池バックアップシステム等もリサイクルされており、インバーターはその他電気機器の廃棄物と、ラックは類似したスクラップ金属とともにリサイクルされる。蓄電池関連システムは battery recycling program[380]に基づき扱われる。

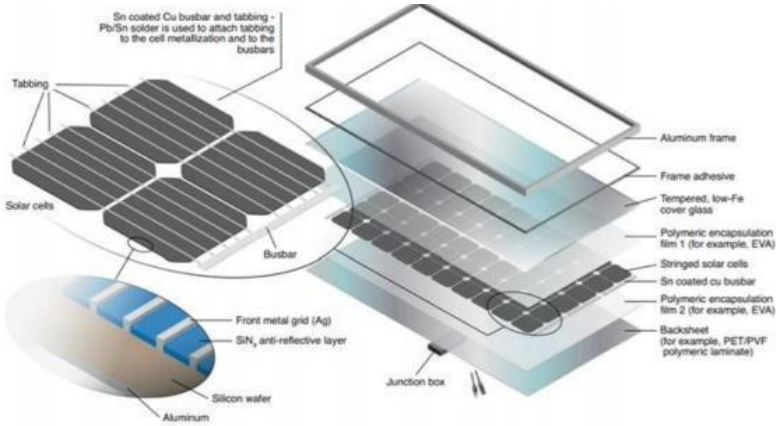


図 2.6-22　太陽光パネル分解図

出所）Solar Panel Recycling | US EPA[381]

リサイクル市場は成長期にあり、効率的に商業規模でのリサイクル方法を検証しようとするも、米国においては実績がない状況。パネルの再利用にかかるセカンダリー市場については、そのまま利用する（例：電動自転車や自動車充電ステーション等）または修繕後利用する方法があるが、系統接続に関する規制、火災、建築、電気事業法等に関連した検討が必要であり、米国がけん引する市場とはなっていない。

NREL によると、米国においては太陽光モジュール等の設備は廃棄される設備とともに規制されており、事業者にとってリサイクルするインセンティブが働かず、リサイクルより廃棄するコストの方が安価のため、太陽光モジュールを廃棄物として受け入れる第三者リサイクル業者は多く存在するものの、多くはバルク素材をリサイクルするのみで、銀、銅等の高価値の構成物質はリサイクルされないままとなっている[382]。

[379] Solar Panel Recycling | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）

[380] Used Lithium-Ion Batteries | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）

[381] Solar Panel Recycling | US EPA（2023 年 1 月 20 日取得）

[382] What It Takes To Realize a Circular Economy for Solar Photovoltaic System Materials | News | NREL（2023 年

B)　リサイクル業者

カリフォルニア州においては、Department of toxic substance control（カリフォルニア有害物質管理局）のホームページで太陽光モジュールを廃棄物として受け入れる第三者リサイクル業者リストが掲載されている。2023 年 1 月時点で 60 数社がリストアップされている。

表 2.6-7　カリフォルニア州において太陽光モジュールを廃棄物として受け入れる第三者リサイクル業者リスト（一部抜粋）

Name of UW Handler	Handler's Street Address	Handler's County	Handler's Phone Number
Recology - Dixon Recycling Center	302 N 1st St Dixon, CA	Solano	707-448-2945
Recology Vacaville Solano Recycling Center	855 1/2 Davis St. Vacaville, CA	Solano	707-448-2945
Environmental Logistics, Inc	3200 Depot Road Hayward, CA	Alameda	909-546-1354
Environmental Logistics, Inc	7405 E. Brundage Lane Bakersfield, CA	Kern	909-546-1354
Environmental Logistics, Inc	140 W. Monte Avenue Bakersfield, CA	Kern	909-546-1354
Environmental & Chemical Consulting, Inc.	1500 Crafton Avenue Bloomington, CA	Kern	909-714-2095
Environmental Regulatory Compliance, LLC	1145 E. Orange Show Road Mentone, CA	San Bernardino	888-553-5186

出所）List of Universal Waste Handlers that Accept PV Modules [383]

C)　リサイクル方法・リサイクル後の使途

米国においては廃棄が大半でリサイクル市場はこれからの段階と思われるため、事業者によるリサイクル事例を調査した。

米国の太陽光パネルメーカーである First Solar 社はインハウスの太陽光リサイクル設備をオハイオ州はじめ、マレーシア、ベトナム、ドイツに保有しており、商業ベースでもリサイクル実績を保有している。同社製の太陽光モジュールは、90%の素材をリユースし、セカンダリー市場向けパネル、ガラス、アルミ製品等に再利用している。2023 年には米国市場のみで 500MW 分のリサイクル容量を見込んでいると予測している。

[383] List of Universal Waste Handlers that Accept PV Modules (Solar Panels) | Department of Toxic Substances Control (ca.gov)（2023 年 1 月 20 日取得）

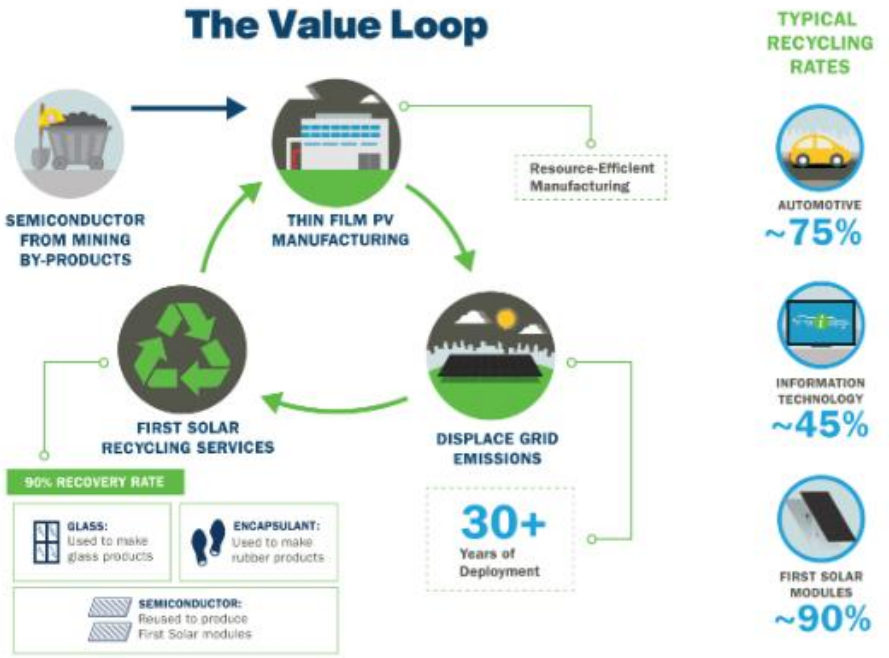


図 2.6-23　First Solar によるリサイクルバリューチェーン通りサイクル率

出所）Recycling | First Sola[384]

その他太陽光モジュールのリサイクルを手掛ける米国　の事業者の例は以下の通り。

表 2.6-8　米国でリサイクルを手掛ける事業者例

事業者	立　地
Echo Environmental Holdings	Dallas, TX
Dynamic Lifecycle Innovations	Onalaska, WI
Recycle PV Solar, LLC	Sparks, NV
First Solar	Perrysburg, OH
We Recycle Solar, Inc.	Yuma, AZ; Mount Vernon, NY
FabTech Enterprises, Inc.	Gilbert, AZ; Savannah, GA
Cascade Eco Minerals, LLC	Phoenix, AZ; Waxahachie, TX; Natrona Heights, PA; Upper Sandusky, OH; Okumulgee, OK; Hardeeville, SC; Lawrenceburg, KY; Portland, OR
Zeep Technology LLC	South Hadley, MA; Somerset, KY; Temple, TX; Corona, CA; Batavia, IL

主所）太陽光電池モジュールの適正処理に関わる調査(2022 年 2 月)[385]

[384] Recycling | First Solar（2023 年 1 月 20 日取得）

[385] 太陽光電池モジュールの適正処理に関わる調査(2022 年 2 月) 100950785.pdf (nedo.go.jp)

また、米国の業界団体である Solar Energy Industries Association(SEIA)は、2016 年 9 月に National PV Recycling Program を開始し、最終目標として太陽光発電産業の埋立廃棄物ゼロを目指している。同プログラムでは、太陽電池モジュールリサイクルの運営に必要なパートナー企業を選定することを目指しており、選定したパートナー企業と SEIA の間で　契約締結し、パートナー企業と共同で太陽電池モジュール向けの処理プロセスの開発、SEIA メンバーからの使用後処理要請に対してディスカウント価格で対応、SEIA への処理状況の報告を実施している[386]。パートナー企業は 2020 年 1 月時点で Cascade Eco Minerals、Echo Environmental Holdings、First Solar、Green Century Recycling、ERI（Electronic Recyclers International）及び Zeep Technology が選定されており、2019 年頃までに約 180 万トン以上の太陽光モジュール及び関連機器を処理している[387]。

(3) 風車に関するリサイクル・廃棄状況

太陽光同様、風車に関しても現状は殆ど埋立で処理されており、リサイクル市場は確立されていない。国立再生可能エネルギー研究所（The National Renewable Energy Laboratory/NREL）によると 2025 から 2040 年までに寿命を迎えるブレードは年間 10,000 から 20,000 に上ると推計しており、政策変更やリサイクル技術の開発がない限り、約 8 割のブレードが埋め立てとなることが懸念されている。リサイクルができない要因として、大型ブレードや輸送のため高コストがかかり、更にリサイクル施設が遠い場合もまた輸送コストがかさむためとされている。また、皆がリサイクルしていないという主観的規範による要因もあり、リサイクル風潮がリサイクルを促進することにつながると指摘している[388]。

リサイクル技術に関しては、事業者が風車を繊維ガラスやセメントの材料にリサイクルする設備を建設する動きもあるが、リサイクル市場は発展段階である。以下に事業者の事例をいくつか示す。

オハイオ州 Fairfax にあるスタートアップ企業である REGEN Fiber 社が、2023 年後期稼働に向け、風力発電におけるブレードの商業規模のリサイクル施設を建設すると 2023 年 1 月に発表。2021 年よりパイロットプラントにより実証を進めており、商業規模のプラントが稼働すれば年間 3 万トンのブレードの加工が可能な規模となる。リサイクルされたブレードはコンクリートやモルタルの強度や耐久性を強化するための強化繊維として再利用する[389]。

Carbon Rivers 社はエネルギー省の支援により、風車のブレードから繊維ガラスを作り出す技術を商業化した。Windfall Inc 社として独立して当該ビジネスを分社し、テネシー州に年間 200 メ通りックトン（繊維ガラス 5,000-7,000 分の風車ブレード）の処理が可能な設備を建設してい

[386] 太陽光発電主力電源化推進技術開発（動向調査等）太陽光電池モジュールの適正処理に関わる調査(2022 年 2 月)100950785.pdf (nedo.go.jp)

[387] Microsoft Word - SEIA-Recycling-Program-Factsheet-January 2020 v2 clean（2023 年 1 月 20 日取得）

[388] NREL Researchers Point to Path for Improved Wind Blade Recycling Rates | News | NREL（2023 年 1 月 20 日取得）

[389] Iowa business to open facility in Fairfax to recycle wind turbine blades (kcrg.com)（2023 年 1 月 20 日取得）

る[390]。

Veolia と GE Renewable Energy は、発電所のサイトでブレードを切断した後ミズーリ州の Veolia のプラントで更に小石程度の大きさになるまで切断し、セメントとなる。ブレードの約 90%の重量分がリサイクルされ、うち約 65%が砂、粘土、その他の材料に代わる原料になり、28%がセメントキルンでの化学反応に必要なエネルギーを供給する石炭の代わりの代替燃料となるが、このように加工されたセメントは伝統的なセメントと同様の性質のものとなるため、セメント製造者が二酸化炭素排出を削減する手助けとなっている[391]。

2.6.7 地域の理解に向けた取組

(1) 再エネ設備設置に係る地域理解促進のための法制度

A) 洋上風力発電案件の場合

洋上風力発電においては米国内務省海洋エネルギー管理局（BOEM）が地域への理解を深めるための役割を担っており、案件の環境調査実施、当該プログラムに適用できる政策や最適な運営方法を特定するため、Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)を準備。PEIS に対し、45 日間パブリックコメントを募り、パブリックコメント募集期間中に、BOEM はバーチャルミーティングを開催し、ミーティングにおいてパブリックに対し案件への質問、口頭証言の機会を与えている。以下に、BOEM による規制の枠組みと共に説明。

(i)　BOEM による規制の枠組み

Energy Policy Act of 2005 (2005 年エネルギー政策法、EPAct)の下、BOEM は大陸棚のうち連邦政府が管轄する領海外大陸棚（Outer Continental Shelf、OCS) における再エネ開発のためのリース、地上権、Right-of-way を許可することが可能となっている。Renewable Energy Program Regulations (30 CFR 585) 当該規制において、BOEM がどのように Renewable Energy Program を運営すべきか、制度上の義務を果たすべきか等について詳細の枠組みを規定している[392]。

Renewable Energy Program は①計画、②リース、③サイト評価、④建設及び運営の 4 つのフェーズに区分される。これらの過程において関連または影響があり得る主体との早期のコミュニケーションが将来的なコンフリクトの統制に必須であることから、BOEM は環境評価などの各段階でパブリックコメントを募っている。

[390] Carbon Rivers Makes Wind Turbine Blade Recycling and Upcycling a Reality With Support From DOE | Department of Energy（2023 年 1 月 20 日取得）

[391] Wind turbine blades are now recyclable | Up To Us (veolia.com)（2023 年 1 月 20 日取得）

[392] Regulatory Framework and Guidelines | Bureau of Ocean Energy Management (boem.gov)（2023 年 2 月 27 日取得）

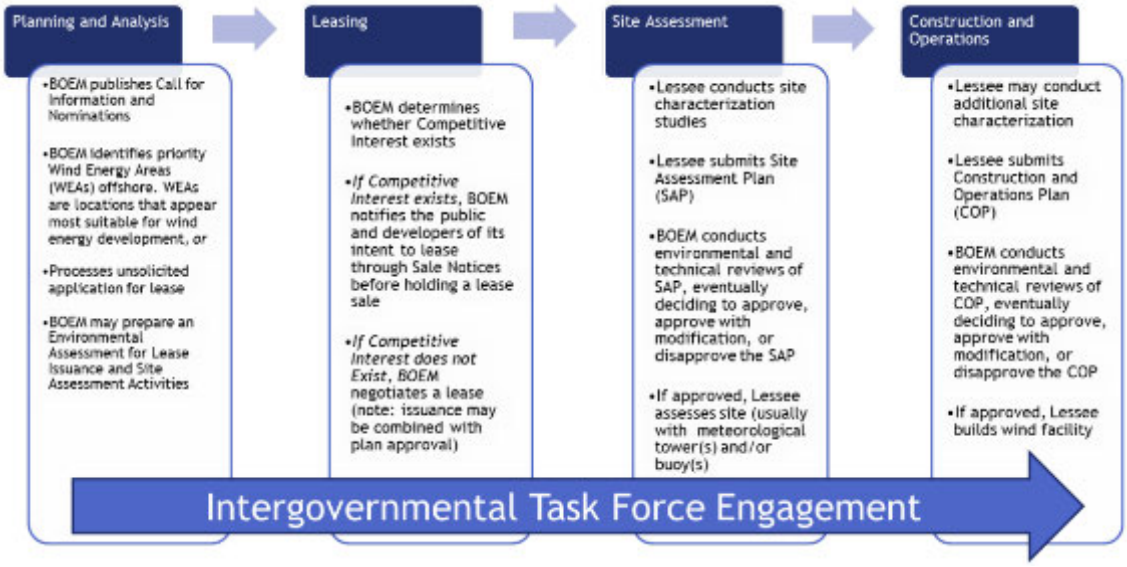


図 2.6-24　BOEM による風力発電に関するリースプロセス

出所）BOEM Renewable Energy fact sheet 12192011[393]

計画段階においては、Notice to Stakeholders（NTS）環境評価（Environmental Assessment/EA）や立地評価等について準備することを発表後、約 1 ヵ月間のパブリックコメント期間を設けている。その後、Draft EA 公開のアナウンス後に 30 日の期間を設けパブリックコメントを募集、Final EA を発行する。更にその後 BOEM は、OCS における再エネやその他活動を許可するプログラム設立のため、Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)を準備。PEIS において、OCS における案件の環境調査実施、当該プログラムに適用できる政策や最適な運営方法を特定する。

BOEM は利害関係者であるステークホルダーの要望等を把握するため、以下のような機関を設置している[394]：

- Fishing Industry Communication（漁業関係者が BOEM のミッションや案件について理解するため、また意見提供の機会を記載したウェブサイトを開設）
- Renewable Energy Task Force Engagement（パートナーシップ強化のための手段としてタスクフォースを設置）
- Offshore Wind and Maritime Industry Knowledge Exchange（ワークショップを開催し、専門家が洋上風力開発を規定する制度的枠組みについて協議）
- A Citizen's Guide BOEM's Renewable Energy Authorization Process（2016 年 12 月に OCS における債えええん案件管理家庭を公に理解してもらうための要綱を発行）

[393] Microsoft Word - BOEM Renewable Energy fact sheet 12192011_3_.doc（2022 年 12 月 20 日取得）

[394] Stakeholder Engagement and Partnerships | Bureau of Ocean Energy Management (boem.gov)（2022 年 12 月 20 日取得）

直近のニューヨーク州における洋上風力発電案件である New York Bight の PEIS の準備のための Notice of Intent (NOI)が 2022 年 7 月に BOEM より発行され、PEIS において当該地域での洋上風力開発による活動による潜在的影響を分析している。この PEIS に対し、45 日間パブリックコメントを募り、パブリックコメント募集期間中に、BOEM はバーチャルミーティングを 3 回開催しており、ミーティングにおいてパブリックによる案件への質問、口頭証言の機会が与えられている。以下サイトで BOEM による案件説明資料や市民のコメントを録音動画で開示している。

【参考】パブリックコメントにかかるウェブサイト

The virtual public meetings were held on:

- Thursday, July 28, 2022
  - Opening Remarks
  - Presentations
  - Public Comments
  - Question and Answer
  - Closing Remarks
- Tuesday, August 2, 2022
  - Opening Remarks
  - Presentations
  - Public Comments
  - Question and Answer
  - Closing Remarks
- Thursday, August 4, 2022
  - Opening Remarks
  - Presentations
  - Public Comments
  - Question and Answer
  - Closing Remarks

More information, including instructions for commenting, is available in the Virtual Meeting Room.

出所）https://www.regulations.gov/docket/BOEM-2022-0034/comments

B)　その他太陽光、陸上風力等の発電所の場合

米国においては再エネ導入目標（RPS）を州が任意で定めているように、州毎にエネルギー施策を牽引している機関は異なっている。発電設備や送電線の建設や運営を管轄する機関は各州政府の Public Utility Commission（公益事業委員会）であり、California Public Utilities Commission、New York State Public Service Commission、Public Utility Commission of Texas 等々が、各州に存在する。発電設備の立地については、州によって、州政府、地方政府、またはその両方の承認が必要な場合、市や郡レベルに権限が付与されている場合など州毎の規制が異なっている。

多くの州において、50MW 以上の発電設備の場合には各州の公益事業委員会の承認が必要となっており、州法においてパブリックヒアリングの実施について規定されている。

【発電所設備にかかる承認プロセス及びパブリックヒアリングの実施】

(i)　ミネソタ州

ミネソタ州においては、Minnesota Statutes（ミネソタ州法）の Chapter216E Electric Power Facility Permits（Minn. Stat. § 216E）[395]及び Public Utilities Commission（公益事業委員会）の Minnesota Administrative Rules Chapter 7850, Site or Route Permit; Power Plant or Line[396]において、発電所の用地に関する許認可及び送電線敷設に関する許認可について規定されている。Power Plant Siting Act のもと、50MW 以上の大規模発電所建設の場合は委員会による用地に関する許認可が必要となる。

また、高圧送電線の建設に関しても敷設に関する許認可を委員会より取得することが求められており、200kV 以上または 5 マイル以上の送電線が対象となっている[397]。Chapter216E.08 Public Participation[398]において、委員会によって 1 名以上のアドバイザリータスクフォースをアポイントすることが規定されており、最低 1 名は地域の開発委員、郡または地方の事業会社、発電所が設置される予定の各郡の取締役会メンバーを選定する必要がある。電力会社の従業員やエージェントは選定対象から除外されている。また、このほかに一般市民の参加も認められており、パブリックヒアリングまたは前述のアドバイザリータスクフォース等による方法に限らず、委員会の規則やガイドラインに沿った形で参加が可能となっている。

パブリックヒアリングの日程は下記の通り委員会のウェブサイトに掲載されている。

図 2.6-25　ミネソタ州公益事業委員会開催のパブリックヒアリング日程

出所）Public Hearing for Big Bend Wind Wind Project and Red Rock Solar Facility[399]

[395] Ch. 216E MN Statutes（2022 年 12 月 20 日取得）

[396] 7850 - MN Rules Chapter（2022 年 12 月 20 日取得）

[397] Power Plants & Transmission Lines / Public Utilities (mn.gov)（2022 年 12 月 20 日取得）

[398] Sec. 216E.08 MN Statutes（2022 年 12 月 20 日取得）

[399] Public Hearing for Big Bend Wind Wind Project and Red Rock Solar Facility, Wednesday, February 2, 2022, 6pm - Calendar of Upcoming Meetings and Events / Public Utilities (mn.gov)（2022 年 12 月 20 日取得）

(ii)　バージニア州

バージニア州では 2020 年 4 月に Virginia Clean Economy Act（州法）が改正され[400]、近隣住民とのミーティング及び 2 回のパブリックヒアリングの実施が、太陽光発電等の申請において必須のステップとなった。具体的には、州法の Ch.86 Land Development Regulations, Utility Scale Solar Generation Facilities において、事業者がコミュニティーミーティングを設定し、住民が質問する機会を作ることなどが義務化された。

【参考】Virginia Clean Economy Act, Ch.86 Land Development Regulations、Utility Scale Solar Generation Facilities

Sec. 86-47. Community meeting requirement.

The applicant shall hold a public community meeting prior to the planning commission's public hearing with the planning commission to give the community an opportunity to hear from the applicant and ask questions regarding the proposed facility under the following guidelines:

(1) The applicant shall inform the zoning administrator and adjacent property owners in writing of the date, time and location of the meeting, at least seven but no more than 14 days in advance of the meeting.

(2) The applicant shall advertise the meeting notice in a newspaper of record in the county giving the meetings date, time and location at least seven but no more than 14 days, in advance of the meeting date.

(3) The meeting shall take place within the county, at a location open to the public with adequate parking and seating facilities that will accommodate persons with disabilities

(4) The meeting shall give members of the public the opportunity to review application materials, ask questions of the applicant and provide feedback.

(5) The applicant shall provide to the zoning administrator a summary of any input received from members of the public at the meeting and any responses.

出所）Amendment-Solar-Changes-BOS-Adopted-08012022[401]

(iii)　メリーランド州

メリーランド州では、Public Utilities Article, Section 7-207.1 による免除が受けられない限り、発電設備を保有する事業者はメリーランド州の公益事業委員会（Maryland Public Service Commission/PSC）から Certificate of Public Convenience and Necessity（CPCN）を取得する必要がある。 CPCN のライセンス取得プロセスにおいて、パブリックヒアリングが規定されている。

[400] Former Virginia Governor Ralph Northam - April（2022 年 12 月 20 日取得） Renewable portfolio standards（RPS）の設定、洋上風力発電や太陽光及び分散型電源の導入目標等を含む。

[401] Amendment-Solar-Changes-BOS-Adopted-08012022---Clean (louisacounty.com)（2022 年 12 月 20 日取得）

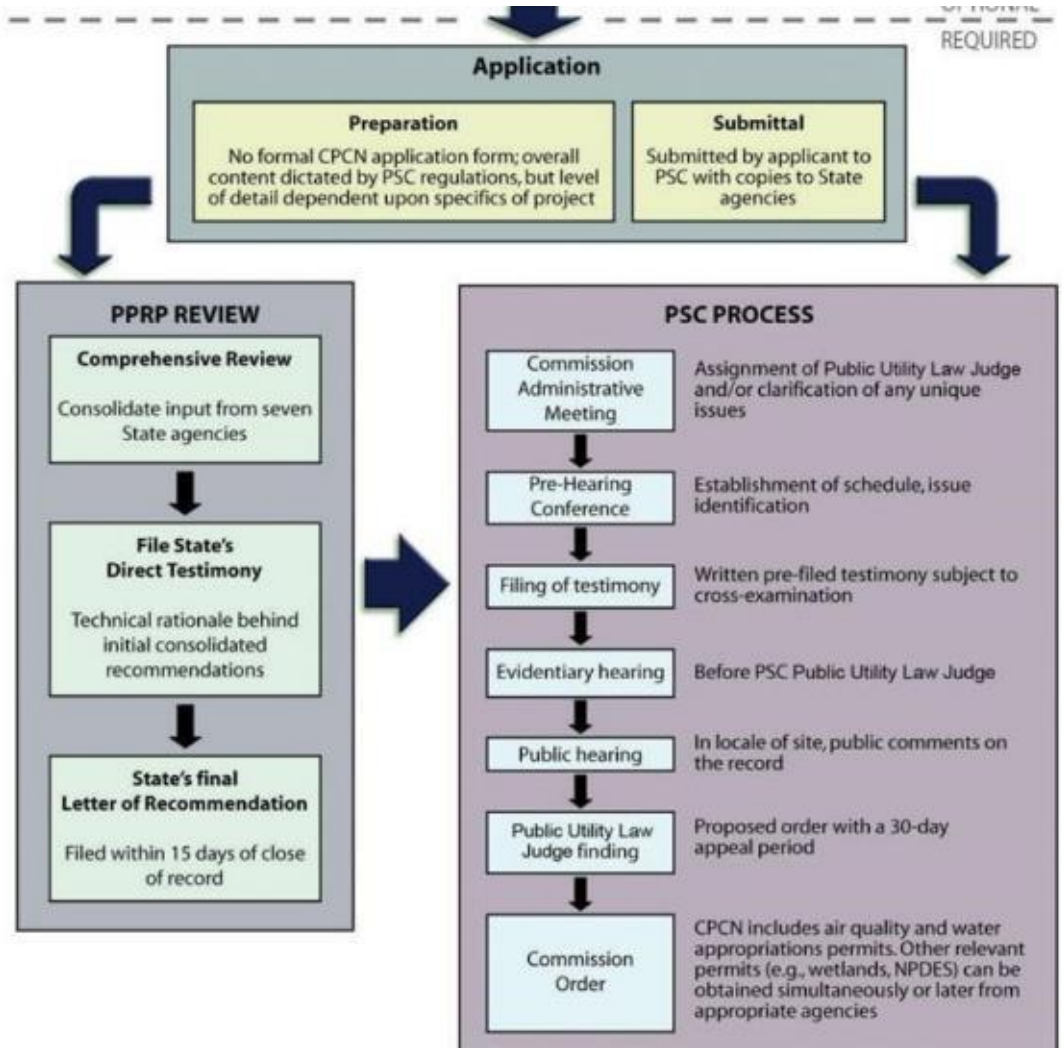


図 2.6-26　Certificate of Public Convenience and Necessity（CPCN）申請プロセス

出所）Solar Facility Siting Guidance | Overview of Maryland's Utility-Scale Solar Review and Approval Process[402]

(iv)　オハイオ州

オハイオ州においては、50MW 以上の発電設備、10kV 以上の送配電線の建設前に、公益事業委員会及び省庁のメンバーから成る Ohio Power Siting Board（OPSB）より環境への適合性や公的必要性についての許認可を取得する必要があり、州法である Ohio Revised Code Chapter 4906 - POWER SITING に規定されている[403]。申請前に、public informational meeting を開催し、事業者がステークホルダーに対し申請を検討していることや、住民からの意見や懸念を収集する目的で開催するものである。事業者による申請の後、OPSB は他省庁や関係者にコメントを求め、正式なパブリックヒアリングが開催される。このヒアリングにおいて、住民、利害関係者、政府機関が行政法判事同席のもの証言することが可能となり、法定速記官によって証言が記

[402] Solar Facility Siting Guidance | Overview of Maryland's Utility-Scale Solar Review and Approval Process（2022 年 12 月 20 日取得）

[403] About Us | Ohio Power Siting Board（2023 年 2 月 22 日取得）

録される[404]。証言による発言の他に、OPSB 宛てにメールにて書面でコメントすることも可能となっている。

申請案件は OPSB のウェブサイトで、仮申請、ペンディング、承認済、稼働中のケース別に案件概要を閲覧することが可能となっている。（一部アクセス制限あり）

大手発電事業者 Invenergy によるクリントン郡における 300MW の太陽光発電は、2022 年 5 月の報道によるとクリントン郡の委員により、数千もの太陽光パネルやその他インフラの設置に関する十分な説明がない、建設中の騒音や排水等による近隣への影響、それら被害による地価の下落等により反対を受け、現在ペンディング案件となっており、再開の目途が立っていないようである[405]。

2.6.8 アグリゲーション事業

(1) 小売側アグリゲーション：Community Choice Aggregation（CCA）

伝統的なアグリゲーションは、民間の電力会社が発電送配電を行ってきたが、昨今米国においては市や群内の電力需要を集約して電力調達を実施したり、発電事業者と協力して電源開発する等の方法でアグリゲーションする取組として、Community Choice Aggregation（CCA、もしくは municipal aggregation としても知られている）が増加している[406]。

CCA は自治体レベルのローカルな管理下のもとで、再生可能エネルギー比率の高いクリーンなエネルギーを、競争的に安価な価格で供給するための主体とも言え、日本における自治体新電力と類似した制度である[407]。

CCA はカリフォルニア州、イリノイ州、メリーランド州、マサチューセッツ州、ニューハンプシャー州、ニュージャージー州、ニューヨーク州、オハイオ州、ロードアイランド州、バージニア州で法的に認可されており、いくつかの州でも法案が検討されている（2021/8/27 時点）。

[404] How to testify at an OPSB public hearing | Ohio Power Siting Board（2022 年 12 月 20 日取得）

[405] Clinton County commissioners lay out objections to proposed solar power generation project - Wilmington News Journal (wnewsj.com)（2022 年 12 月 20 日取得）

[406] Community Choice Aggregation | US EPA（2023 年 2 月 27 日取得）

[407]「CCA による再生可能エネルギー供給」京都大学大学院経済学研究科　再生可能エネルギー経済学講座コラム、2020 年 4 月 30 日 No.184　CCA による再生可能エネルギー供給 - 京都大学大学院　経済学研究科　再生可能エネルギー経済学講座 (kyoto-u.ac.jp)（2023 年 2 月 22 日取得）

図 2.6-28　CCA が認可されている州

出所）US Environmental Protection Agency, Community Choice Aggregation [408]

CCA が認可されている 10 州における関連州法や CCA 関連プログラム等概要は以下の通り。需要家は既存の電力会社から送配電を受けつつ、CCA が電力を調達する仕組み。州法によって設立される CCA は、市営・群営の小売電気事業者のような組織で、非営利公共機関として運営される場合が多いが、政府の補助金を受けることなく料金収入が基本となり自立経営となっている。既存の電力会社のように投資家に対するリターンを求められないこともあり、CCA の電力料金は大手電力会社と比べ最大 20%近く節約可能とも言われており、調達する電源に対してより地元のコントロールを必要としているコミュニティや、既存の電力会社から提供される以上にグリーン電力を調達したい場合、低価格の電力で調達したい場合に魅力的なオプションとなっている。

電力自由化州においては、発電と送配電の機能が分離されており、既存の電力会社の送配電の役割は確立されているため、小売部門の競争も存在し、既存の電力会社は CCA コミュニティとパートナーシップを組みやすい傾向にある。一方、ある電力会社が地域独占状態を保っているような部分的電力自由化州における卸電力市場では、CCA により電力市場の独占状態が崩されるため CCA に対して好意的ではない。

[408] US Environmental Protection Agency, Community Choice Aggregation CCA By State | LEAN Energy US（2023 年 2 月 27 日取得）

表 2.6-9　CCA 導入州における導入年と方式

州	設立年	州法	CCAへの移行方式	CCAプログラム・提供主体例（グリーン電力オプションを提供）
マサチューセッツ	1997	Acts 1997, Chapter 164	オプト・アウト方式	Lowell Community Choice Power Supply Program（ローウェル市、Colonial Power Group（独立系エネルギーコンサル会社）、等
オハイオ	1999	Governmental Energy Aggregation, Senate Bill 3; Senate Bill 221 (2007)	オプト・インまたはオプト・アウト方式	Northeast Ohio Public Energy Council (NOPEC) Program（クリーブランド市）、Cincinnati Electric Aggregation Program（シンシナティ市）
カリフォルニア	2002	Assembly Bill and Senate Bill 790	オプト・アウト方式、複数の管轄を代表しJoint Power Agencies（JPA）がプログラムを運営	Sonoma Clean Power（ソノマ郡のCommunity Choice Aggregator）、Marin Clean Energy（マリン郡の非営利公的機関）、等
ロードアイランド	2002	House Bill 7786	オプト・アウト方式	プロビデンス市、セントラルフォールズ市、ポーツマス町等
ニュージャージー	2003	Government Energy Aggregation, Assembly Bill 2165	オプト・アウト方式（家庭向け） オプト・イン方式（地方政府、商業顧客向け）	グリーン電力オプションの提供なし
イリノイ	2009	Municipal Aggregation, House Bill 362	オプト・アウト方式（家庭、小口電力需要顧客向け）	CCA多数
ニューヨーク	2014	Governor's Press Release	オプト・アウト方式	Westchester Power Community Energy Program（ウエストチェスター郡）、等
バージニア	2018	House Bill 1590	オプト・インまたはオプト・アウト方式	ラウドン郡の財政委員会でCCAの検討が許可され、パイロット実施の準備中（2022年4月時点）
ニューハンプシャー	2019	Senate Bill 286	オプト・アウト方式	18の地方と1つの郡からなる連合（同州の約20%の人口数）が2023年早々にサービス開始すべく提案書を募り評価中（2022年4月時点）
メリーランド	2021	House Bill 768	N/A	2023年中にパイロット実施見込（Montgomery County CCE Pilot Program）

出所）Local Energy Aggregation Network(LEAN) ENERGY U.S., CCA by State (Updated 8.27.21)を参考に著者作成[409]

※オプト・アウト方式とは、自動的に移行される CCA から、顧客が選択して脱却して既存の電力会社のプランを選択する方式を指す。一方オプト・イン方式では顧客が選択して CCA に加入することを意味する。

[409] CCA By State | LEAN Energy US（2023 年 2 月 27 日取得）

2.7 中国

2.7.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

(1) 2060 年カーボンニュートラル目標

2020 年 9 月の国連総会で、中国の習近平主席は 2030 年までにカーボンピークアウト、2060 年までに二酸化炭素ネット排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を達成する目標を国家として掲げた。

(2) 第 14 次五カ年計画及び 2035 年長期目標要綱

2021 年 3 月に開催された第 13 期全国人民代表大会第 4 回会議で採択された「第 14 次五カ年計画及び 2035 年長期目標要綱」において、2060 年カーボンニュートラルの実現に向けた方向性が示され、関連政策・措置が実施されることになった[410]。

2025 年時点での主要指標は以下の通り。

① GDP 単位あたりの温室効果ガス排出源単位を 2020 年比 18%削減
② GDP 単位あたりのエネルギー消費量を 2020 年比 13.5%削減
③ 総エネルギー消費量に占める非化石エネルギー（原子力発電含む）の割合を 20%前後

(3) カーボンニュートラルへの取組み方針に関する意見書

2021 年 10 月に公表された「カーボンニュートラルへの取組方針に関する意見書[411]」では、2030 年までに、水力発電（揚水発電は除く）80GW 新設、太陽光発電と風力発電の合計設備容量を 1,200GW とすることを国家目標として掲げている。

また、総エネルギー消費量に占める非化石エネルギー（原子力発電含む）の割合を 2025 年に 20%前後、2030 年に 25%前後とすることも主要目標とされている。

(4) 第 14 次五カ年計画期間の現代エネルギーシステム計画

国家発展改革委員会と国家エネルギー局は、第 14 次五カ年計画期間中のエネルギー関連政策の方針を示すべく、2022 年 3 月に「第 14 次五カ年計画期間の現代エネルギーシステム計画」を発表した。

同計画において示された再生可能エネルギーに関連する数値目標は以下の通り（「第 14 次五カ年計画及び 2035 年長期目標要綱」において示された主要指標と同一のものについては除く）[412]。

① 2025 年までに、非化石燃料エネルギー（原子力発電含む）の比率を発電量ベースで 39%前後とする
② 2030 年までに、総エネルギー消費量に占める非化石エネルギー（原子力発電含む）の比

[410] http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm（2023 年 2 月 24 日取得）
[411] http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm（2023 年 2 月 24 日取得）
[412] https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202203/t20220322_1320017.html?code=&state=123（2023 年 2 月 24 日取得）

率を 25%とした上で、2035 年には比率をさらに引き上げる

(5) 第 14 次 5 カ年再生可能エネルギー発展計画

「第 14 次五カ年計画及び 2035 年長期目標要綱」及び「第 14 次五カ年期間の現代エネルギーシステム規画」に基づき、2022 年 6 月に国家発展改革委員会をはじめとする 9 つの政府部門が共同で公表した「第 14 次 5 カ年再生可能エネルギー発展計画」では、以下の数値目標が掲げられた[413]。

① 2025 年に再生可能エネルギー消費量を標準石炭換算で 10 億トン前後にすること
② 2025 年に一次エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 18%前後にすること
③ 2025 年に再生可能エネルギー年間発電量を 3 兆 3000 億 kWh 前後にし、再生可能エネルギー発電量の増加量が社会全体の電力消費量の増加量に占める割合を 50%以上にすること（第 13 次 5 カ年計画の終了時点の 5 割増しであり、2021 年末と比較して残り 4 年間で 33%増やす計算）
④ 2025 年に使用電力量における再生可能エネルギー（水力発電含む）の割合を 33%前後、非水力の再生可能エネルギーの割合を 18%前後とすること

本計画では、「容量拡大」に重点が置かれている。現在、大規模な再生可能エネルギー発電所（1GW 以上）建設等の他、将来の容量増加に見合った容量貯蔵能力の向上や系統の柔軟性の向上が図られている。

【推進項目】
- 大規模太陽光発電所、陸上風力発電所建設の推進
- 洋上風力、深海プロジェクト、ハイブリッド洋上エネルギーアイランド、油田 E&P 用洋上風力等の推進
- 鉱山、工業団地、油田用地の活用を中心とした分散型太陽光・風力発電の推進
- 水力・風力・太陽エネルギー複合発電所の開発

2.7.2 現行の再生可能電力支援制度

(1) 再生可能エネルギー法

2006 年 1 月に施行された再生可能エネルギー法[414]は、再生可能エネルギーの開発と利用の促進、エネルギー供給の拡大、エネルギー構造の改善、エネルギーの安全保障の確保、環境保護及び経済・社会の持続可能な発展実現を目的とし、全 8 章 33 条にて構成される。

① 「再生可能エネルギー」の定義
- 風力、太陽光、水力、バイオマス、地熱、海洋エネルギー等の非化石エネルギーを指す

[413] https://www ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/P020220602315650388122.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）
[414] http://www nea.gov.cn/2017-11/02/c_136722869.htm（2023 年 2 月 24 日取得）

- なお、本法の水力発電の適用については、国務院傘下のエネルギー主管部門が規定し、国務院に報告し認可を得るものとする

② 「再生可能エネルギー」導入のための施策

- 送配電企業への基準に適合した再生可能エネルギー電力の全量買取り義務（罰則あり）
- 送配電企業による再生可能エネルギー発電事業者への系統連携に係るサービスの提供
- 国による電力網が届かない地域におけるミニグリッドの建設及び農村における再生可能エネルギー開発利用の促進

③ 買取り価格

- 国務院価格部門による再生可能エネルギー発電の種別・地区別の系統連携電力価格の設定・公表
- 送配電企業が買い取った再生可能エネルギー発電の販売価格が通常のエネルギーとの比較で割高な場合の販売電力価格への転嫁

④ 導入に向けたインセンティブ措置

- 再生可能エネルギー開発基金の設置（開発、実証、利用プロジェクトへのｚ愛性的支援）
- 金融機関による優遇貸付措置
- 税制上の優遇措置（具体的措置については国務院が決定）

⑵ 各省への再生可能エネルギー電力割当制度

国家エネルギー局は、2018 年 11 月に「再生可能エネルギー電力割当制度に関する通知[415]」を公表し、各省毎に電力消費量に対して一定の再エネ電力生産ないし買入を義務付ける制度を 2019 年 1 月から運用することを決定した。

① 再生可能エネルギーの電力割当は、各省の行政区域の電力消費に関する規制に従って達成されるべき再生可能エネルギーの割合の指標である。再生可能エネルギー（水力発電を含む）の電力割当（「総割当」）と、水力発電以外の再生可能エネルギーの電力割当（「非水力割当」）に分けて、指標を設定する。

② 各省毎に、「最低割当指標」と「インセンティブ指標」を設定する。「最低割当指標」は拘束力のある指標であり（罰則あり）、「インセンティブ指標」は「最低割当指標」を 10%上回った数字が設定される。

③ 各省は、本割当の実施について責任を負うものとする。 各省のエネルギー当局は、電力運営管理部門と共同で、毎年、省行政区域の再生可能エネルギー電力割当の実施計画（以下、「割当実施計画」）を整理・策定し、実施前に省政府に提出し、承認を得るものとする。 割当実施計画は、主に、年間割当目標及び割当量、割当実施作業メカニズム、割当遵守方法、割当義務対象者の評価方法等を含むものとする。 各省行政区の割当実施計画は、割当義務の対象について、国務院主管エネルギー部門が各地域に発行した拘束力のある再生可能エネルギー電力割当目標より高い割当目標を設定することができる。

[415] http://www nea.gov.cn/2018-11/15/c_137607356.htm（2023 年 2 月 24 日取得）

④　「最低割当指標」が達成できない場合には、超過達成した省から調達する方法と、グリーン証書（再生可能エネルギー電力より発電された電力の環境付加価値を取引可能とする制度）を購入する方法を活用できる。

⑤　義務履行期限までに達成できなかった場合には、信用ブラックリストに登録され、罰せられるとされている。

2021 年における割当量は、国家エネルギー局によって以下の通り通知されている。

表 2.7-1　2021 年各省（区・市）毎の電力消費量に対する再生可能エネルギー電力割当責任

省（自治区、直轄市）	再生可能エネルギーの電力割当		非水力の再生可能エネルギーの電力割当	
	最低割当指標	インセンティブ指標	最低割当指標	インセンティブ指標
北京	18.0%	19.8%	17.5%	19.3%
天津	17.0%	18.7%	16.0%	17.6%
河北	16.5%	18.2%	16.0%	17.6%
山西	20.0%	22.0%	19.0%	20.9%
山东	13.0%	14.3%	12.5%	13.8%
内蒙古	20.5%	22.6%	19.5%	21.5%
辽宁	15.5%	17.1%	13.5%	14.9%
吉林	28.0%	30.9%	21.0%	23.1%
黑龙江	22.0%	24.2%	20.0%	22.0%
上海	31.5%	35.0%	4.0%	4.4%
江苏	16.5%	18.2%	10.5%	11.6%
浙江	18.5%	20.5%	8.5%	9.4%
安徽	16.0%	17.6%	14.0%	15.4%
福建	19.0%	21.0%	7.5%	8.3%
江西	26.5%	29.3%	12.0%	13.2%
河南	21.5%	23.7%	18.0%	19.8%
湖北	37.0%	41.0%	10.0%	11.0%
湖南	45.0%	49.9%	13.5%	14.9%
重庆	43.5%	48.3%	4.0%	4.4%
四川	74.0%	82.0%	6.0%	6.6%
陕西	25.0%	27.6%	15.0%	16.5%
甘肃	49.5%	54.8%	18.0%	19.8%
青海	69.5%	77.0%	24.5%	27.0%
宁夏	24.0%	26.4%	22.0%	24.2%
新疆	22.0%	24.3%	12.5%	13.8%
广东	29.0%	32.2%	5.0%	5.5%
广西	43.0%	47.7%	10.0%	11.0%
海南	16.0%	17.7%	8.0%	8.8%
贵州	35.5%	39.4%	8.5%	9.4%
云南	75.0%	83.0%	15.0%	16.5%

出所）2021 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重[416]

[416] http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/26/content_5612441.htm（2023 年 2 月 24 日取得）

また、国家エネルギー局は、2021 年 2 月に、パリ協定での国別温暖化対策公約（NDC）に基づき 2021 年から 2030 年までの再生可能エネルギー目標を更新しているが、その中で再生可能エネルギー電力割当制度によって各省に義務付ける電力割当指標は 2030 年までに各省で一律 40%とすると発表している。

(3) グリーン電力証書制度

2017 年に、「グリーン電力証書」の取引市場のパイロットプロジェクトが開始された[417]。現在、任意加入のプラットフォーム[418]にて、「グリーン電力証書」の取引を行うことができる。

① 1 枚の「グリーン電力証書」が決済電力 1MWh に相当
② 購入者は、「グリーン電力証書」を購入後、再販売することはできない
③ 売買後の「グリーン電力証書」」に係る電力については、再生可能エネルギー全量固定買取制度による補助が受けられなくなる

他国と比較して、中国のグリーン電力証書制度は比較的遅く開始された、かつグリーン電力証書の価格が高いことやグリーン電力証書の実際の使用状況が不明確であるなどの要因により、取引量は現状多くない。

(4) 再生可能エネルギーに係る政策変遷

2003 年：　「政府定価」と「開発権入札プロジェクト」等の価格政策を開始

- 「政府定価」とは、発電企業の立地・コスト・利潤などに基づいて、企業の売電価格を審査・許可する制度。
- 2003 年～2008 年で、国家発展改革委員会は「風力発電開発権入札プロジェクト」を実施。その後、2009 年に風力発電の固定価格買取制度（FIT）が確立されるとともに、国主導の入札制度は中止。
- 2009 年～2010 年で、国家発展改革委員会は「太陽光発電開発権入札プロジェクト」を実施。その後、2011 年に太陽光発電の固定価格買取制度（FIT）が確立されるとともに、国主導の入札制度は中止。

2006 年 1 月：「再生可能エネルギー法」が施行

- 発電企業に売電価格と電力の全量買取を保証、送配電企業へ発電事業の系統接続及び電力の全量買取を義務付け。

2006 年 1 月：「再生可能エネルギー発電売電価格と費用分担管理暫定法」が施行

- 風力発電の売電価格は政府の指導で決定し、その基準は国務院価格担当部門が開発権入札の結果を受けて確定する、と規定。

2007 年 8 月：「国家再生可能エネルギー中長期発展計画」[419]が施行

[417] http://www nea.gov.cn/2017-02/06/c_136035626.htm（2023 年 2 月 24 日取得）
[418] http://www.greenenergy.org.cn/gctrade/shop/index html（2022 年 11 月 25 日取得）
[419] http://www nea.gov.cn/131215784_11n.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

- 再生可能エネルギーの発展目標が定められ、具体的には全エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を 2010 年に 10%へ、2020 年には 15%へ引き上げることを目標とした。実現に向け、発電事業者と送配電事業者に対して「再エネ利用基準制度」（RPS 制度）を設定し、量的目標を義務づけた。
- 「中長期発展計画」の第 8 章 2 条により義務付けた非水力再生可能エネルギー発電の導入目標は次の通り。
  ① 発電能力が 5,000MW 以上の発電企業に対して、企業全体の発電能力における割合として、非水力再生可能エネルギー発電設備の発電能力を 2010 年までに 3%以上、2020 年までに 8%以上とする。
  ② 送配電企業における 2010 年と 2020 年の非水力再生可能エネルギー発電電力の送配電目標は、それぞれ全体の 1%以上、3%以上にする。
  ③ 国営の発電企業に対しては、2010 年と 2020 年の非水力再生可能エネルギー発電の設備容量について、それぞれ火力発電設備容量の 5%と 10%に相当する量を達成することを義務付ける。達成できない国営発電企業に対しては、新たな火力発電事業の建設を許可しない。

2009 年：　風力発電の固定価格買取制度（FIT）が確立

2010 年：　「再生可能エネルギー法」が改正

- 送配電企業は再エネ発電（水力発電を除く）の購入によるコスト増加を全国の電力消費者に分担することが認められ、再エネ発電促進賦課金の徴収制度が確立された。

2011 年：　太陽光発電の固定価格買取制度（FIT）が確立

2016 年 2 月：　「再エネ開発利用目標誘導制度の確立に関する指導意見書」により、各省・自治区毎の消費電力量に占める再エネ比率の下限目標を設定

2018 年 11 月：　「再生可能エネルギー電力割当制度」[420]の導入を決定（2019 年 1 月より導入）

- 各省毎に電力消費量に対して一定の再エネ電力生産ないし買入を義務付け（罰則あり）。

2019 年 1 月：　「風力発電と太陽光発電のグリッドパリティプロジェクトを推進する通知」を発表

[420] http://www nea.gov.cn/2018-11/15/c_137607356.htm（2023 年 2 月 24 日取得）

・ グリッドパリティプロジェクトとは、風力もしくは太陽光の発電所が国の補助金を受けずに 20 年間以上、発電所所在地の石炭火力発電ベンチマーク価格で売電する事業である。
・ プロジェクトに参加すると、投資条件の緩和、優先送電、全量買取、グリーン証書、系統接続の保証、送配電費用の優遇、金融支援などの優遇措置を受けられる。

2021 年： 新規届け出の集中型太陽光発電所、商工業型の分散式太陽光発電プロジェクト、新規に認可された陸上風力発電プロジェクトに対する送配電会社の買い取り価格について、補助金を投入する固定価格買い取り制度ではなく、各省の石炭火力発電ベンチマーク価格を基準とすると発表。

(5) 固定価格買取制度（FIT）

2009 年に風力発電、2011 年からは太陽光発電の固定価格買取制度（FIT）がそれぞれ確立された。風力発電と太陽光発電の買取価格は地域別に設定され、買取期間は共に 20 年。

(6) 風力発電と太陽光発電の FIT 終了検討

再生可能エネルギーの発電コスト低下に伴い、中国政府は FIT を中心とした支援策の見直しを実施。国家発展改革委員会は、2019 年 7 月に、陸上風力発電の FIT を 2020 年で終了（洋上風力発電は少なくとも 2021 年まで継続）、太陽光発電の FIT については 2021 年から大規模を手始めに段階的に終了することを検討していると発表[421]。

(7) 直近の制度改正

国家源局は、2021 年月 6 月 7 日に、全省及び全自治区に対し以下を通知[422]。

① 2021 年 8 月 1 日以降、新たに申請された集中型太陽光発電所、商工業型の分散式太陽光発電プロジェクト、新規に認可された陸上風力発電プロジェクト（以下、新規プロジェクト）の固定買取価格については、中央政府の補助金を投入しないグリッドパリティ価格とする。
② 2021 年以降、新規プロジェクトの固定買取価格は、石炭火力発電の地域毎のベンチマーク価格とする。また、新規プロジェクトは、太陽光発電と風力発電によるグリーン電力の価値をよりよく反映するために、市場ベース型取引に自発的に参加することができる。
③ 2021 年以降、新たに承認（申請）された洋上風力発電プロジェクトと太陽熱発電プロジェクトの固定買取価格は、地方の価格当局によって設定される。適格プロジェクトについては、競争配分方式により固定買取価格を決定する。当該固定買取価格が、石炭火力

[421] http://www nea.gov.cn/2019-01/10/c_137731320.htm（2023 年 2 月 24 日取得）
[422] https://chinaenergyportal.org/notice-on-matters-related-to-the-renewable-electricity-feed-in-tariff-policy-in-2021/（2023 年 2 月 24 日取得）

発電の地域ベンチマーク価格を上回る場合は、固定買取価格と石炭火力発電の地域ベンチマーク価格の差額を系統会社が負担する。

④ 太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽熱発電などの新エネルギー産業の持続的かつ健全な発展を支援するため、地方政府は独自の補助金等の支援政策を導入することが奨励される。

2.7.3 建物一体型の太陽光及び蓄電池の導入促進策

(1) 分散型屋根置き太陽光発電の推進

2022 年 6 月に国家発展改革委員会をはじめとする 9 つの政府部門が共同で公表した「第 14 次 5 カ年再生可能エネルギー発展計画[423]」では、分散型の風力発電及び太陽光発電の積極的な開発を行っていくと宣言されている。

系統接続が比較的容易でエネルギー消費を見込む、都市部の工業団地や経済開発特区、学校・病院等の公共施設での分散型屋根置き太陽光発電の利用促進を目指す。

第 14 次五か年計画期間中（2020～2050 年）に、新設の工業団地や大規模公共施設では分散型屋根置き太陽光発電の利用が 50%以上となるよう推進する。

(2) 分散型屋根置き太陽光発電普及のためのパイロットプロジェクト

2021 年 6 月

・ 国家エネルギー局は、各省のエネルギー局及び関連局等に対し、分散型屋根置き太陽光発電を国家レベルで普及させるために、パイロットプログラムを募集すると通知[424]。

・ パイロットプログラムへの応募条件：

① 当該地域に、分散型屋根置き太陽光発電の大規模開発に適する比較的豊富な屋上リソースがあること

② 分散型屋根置き太陽光発電の開発及び活用に対する熱意が高く、省全体で開発・建築できる条件を備えていること

③ 電力消費量が大きく（特に日中の電力負荷が大きく）、分散型屋根置き太陽光発電が電力供給の確保に果たす役割を十分に発揮できること

④ 開発の基盤が整っており、開発と建設に対する熱意が高く、パイロットプロジェクトの建設を促進する力を持っていること

⑤ 施設の種類毎に、以下の屋根の総面積に占める屋根上分散型太陽光発電割合を達成すること

- 中国共産党・政府機関施設：50%以上
- 学校・病院・村民委員会等の公共施設：40%以上

[423] https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/P020220602315650388122.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[424] 国家能源局综合司关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知（2023 年 2 月 24 日取得）

- 工業・商業工場：30%以上
- 住居施設：20%以上

・ パイロットプロジェクトとなる分散型屋根置き太陽光発電は、中央政府より系統接続と買取が保証される。
・ 通知内で、地方政府は、財政的な補助や様々な支援を行うことが望ましいとされている。

2021 年 9 月

・ パイロットプロジェクトとして、合計 676 件が認められたと発表[425]。プロジェクト数が最も多いのは山東省（70 件）、次いで河南省（66 件）、江蘇省（59 件）である。
・ また、上記に併せて以下を各省のエネルギー局及び関連局等に対し通知。
  - 国家エネルギー局は、開発・建設に関する月間スケジュール管理メカニズムに依拠し、パイロットプロジェクト地域における各種分散型屋根置き太陽光発電プロジェクトの申請、開始、建設、系統接続の全プロセスを監視し、四半期毎に関連情報を発表する
  - 国家エネルギー局は、毎年第 1 四半期に、各パイロットプロジェクトの前年度の開発進捗状況、エネルギー消費・利用状況、モデル革新状況、コンプライアンス状況を評価し、結果を発表する
  - 2023 年末までに、すべてのパイロットプロジェクトは、パイロットプロジェクト地域全体で通知要件を満たす分散型屋根置き太陽光発電比率をインストールする
  - 全国の送配電企業は、各省の電力計画とパイロットプロジェクトの建設に協力し、分散型屋根置き太陽光発電の大規模なアクセスを十分に考慮し、送配電網建設と改装を強化し、系統接続及び運用管理をすること
  - 各省エネルギー当局は、各パイロットプロジェクトの工事の組織指導と作業指導を強化し、開発建設市場の秩序を調整し、試行工事の問題点や逸脱を適時に処理・是正する必要がある。

(3) 蓄電池併設の奨励

国家エネルギー局は、2021 年の家庭用分散型太陽光発電に対する中央政府からの財政補助予算額は 5 億元であるとし、また、安全性の確保を前提に、家庭用分散型太陽光発電に蓄電池を併設することを奨励している[426]。

各省においては、再エネ発電所に対し独自の蓄電池併設基準の設定や補助金の助成等を通じ、蓄電設備併設の奨励を行っている。以下は一例となる。

① 青海省：
青海省は、省が認定する「再生可能エネルギー発電設備+蓄電設備プロジェクト（蓄電設備容量は、再生可能エネルギー発電設備容量の 10%以上とし、2 時間以上の蓄電が可能なことが要件）」「水力発電設備+再生可能エネルギー発電設備+蓄電設備プロジ

[425] http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-09/15/content_5637323 htm（2023 年 2 月 24 日取得）
[426] http://zfxxgk nea.gov.cn/2021-05/11/c_139958210 htm（2023 年 2 月 24 日取得）

ェクト（各設備容量が、水力発電設備:再生可能エネルギー発電設備:蓄電設備=1:2:0.2であること要件）」に関し、省の送配電企業に販売される電力について、1kWh あたり 0.10 元の運営補助金を交付することを通知[427]。

補助範囲は、2021 年 1 月 1 日～2022 年 12 月 31 日までの間に稼働する「再生可能エネルギー発電設備+蓄電設備プロジェクト」「水力発電設備+再生可能エネルギー発電設備+蓄電設備プロジェクト」。

② 海南省：

2021 年に海南省によって認可される集中型太陽光発電所について、100MW 以下であること、また、設備容量の 10%の蓄電設備併設を要件としている[428]。

③ 江西省：

江西省は、2021 年に江西省によって認可される太陽光発電所について、事業者に任意での発電所設備容量の 10%以上の蓄電設備の併設を奨励するとし、蓄電設備が併設された太陽光発電所については、優先的に認可されると通知[429]。

④ 甘粛省：

2021 年から 2022 年にかけて認可される太陽光発電及び風力発電につき、河西地域（九泉、嘉峪関、金昌、張家、武威）は発電所設備容量の 10%、その他の地域は発電所設備容量の 5%の蓄電設備を併設し、蓄電設備の連続蓄電時間は 2 時間以上、設備が関連業界標準に適合していること等を要件としている[430]。

[427] 青海省关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知（2023 年 1 月 23 日取得）

[428] 关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知 （2023 年 1 月 23 日取得）

[429] 江西省能源局关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知（2023 年 1 月 23 日取得）

[430] 十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知（2023 年 1 月 23 日取得）

(4) ペロブスカイト太陽電池の開発状況

① 主要企業の開発動向

デスクトップ調査の結果、中国ではペロブスカイト太陽電池の商業化段階まで進んでいる企業が複数確認できた。量産化に進んだ、または量産化計画中の企業も確認できた。

表 2.7-2　主要企業の開発動向①

	企業・機関名			
	①	②	③	④
	DaZheng (Jiangsu) Micro-Nano Technologies 所在地：　江蘇省鎮江市 業種：　ハイテク	Microquanta Semiconductor 所在地：　浙江省杭州市 業種：　代替エネルギー機器	Zhijing Nanotech 所在地：　北京市 業種：　工業用品・部品	Wuxi Utmost Light Technology (UtmoLight) 所在地：　江蘇省無錫市 業種：　工業用品・部品
企業概要	創業年：　2012 年 創業者：　NA 特徴：　ペロブスカイト太陽電池及び関連する設備の開発をコアビジネスとする、ハイテク企業。江蘇省鎮江市のハイテク地区に位置する。	創業年：　2015 年 創業者：　Dr. Jiz Hong Yao、Dr. Buyi Yan 特徴：　ペロブスカイト太陽電池及び関連設備の開発をコアビジネスとする企業。	創業年：　2016 年 創業者：　NA 特徴：　PbS 量子ドット光学薄膜の開発及び照明やディスプレイ、太陽電池への応用をコアビジネスとする企業。	創業年：　2016 年 創業者：　NA 特徴：　ペロブスカイトをベースとした、太陽電池、量子ドット等の開発をコアビジネスとする企業。
開発段階	2012 年 ペロブスカイト太陽電池研究に特化した研究チームを設立。 2016 年 ペロブスカイト太陽電池の商業化を促進するため、パイロット生産ラインを設置。 2017 年 ペロブスカイト太陽電池に基づく最初のデモンストレーションを開発し、安全性テストに合格[1]。	2018 年 同社はペロブスカイト太陽電池で 17.9%のラボ変換効率記録を達成し（安定変換効率は 17.3%）、その後大規模モジュール開発に目を向けた。 2019 年 同社の研究チームは、大規模のペロブスカイト太陽電池（（200×800cm²）で変換効率 14.24%の記録を達成。 このデバイスは、欧州のソーラーテスト設置機関のテストに合格したと報告されている[3]。 2019 年 年間製造能力 20MW のペロブスカイトモジュールパイロットラインを設置[3]。	2019 年 Zhijing Nanotech は 2016 年 7 月創業で、主な製品は PbS 量子ドット光学薄膜。同社の中心メンバーは北京理工大学材料学院のナノフォトニクスを専門とする研究室の出身であり、この研究室は世界で最も早く PbS 量子ドットの実用例について論文を発表した研究室の一つである。また、2015 年には PbS 量子ドットを合成するための技術も発明している。 致晶科技の初の商用化製品は「PbS 量子ドット緑色薄膜」で、2018 年に外部パートナーとともにプロトタイプを製造し、2019 年に実用に向けたテストを開始、2020 年に正式に発売した。 量子ドットは化学合成によって製造されるナノスケールの半導体であり、照明、ディスプレイ、バイオマーカー、イメージセンサー、太陽光発電、レーザーなどでの応用が期待されている[5]。	2021 年 2021 年に、Wuxi Utmost Light Technology が独自に開発したペロブスカイト太陽電池モジュール（63.98cm²）の変換効率が 20%を超えたと発表[7]。 2021 年 大規模ペロブスカイト太陽電池の生産ラインの開発を試みている[7]。
商業化段階	2022 年 同社は、8,000 万人民元（1,180 万米ドル）を投じて、年間 10MW の製造能力持つ製造ラインを建設[2]。	—	2020 年 世界で初めて PbS 量子ドット緑色薄膜の商用製品を発売し、業界内で高い注目を集めた[6]。	—
量産化段階	2023 年（予定） 2023 年には、2 億人民元（2,960 万米ドル）を投じて、製造ラインの年間生産能力を 100MW まで引き上げる予定[2]。	2022 年 年間生産能力 100MW のペロブスカイトモジュール生産ラインを設置。 浙江省衢州市に世界初となるペロブスカイト太陽光発電所（12MW）を建設[4]。	—	2023 年（予定） 同社は 50 億人民元以上を投資し、6GW の生産能力を構築する計画。 2023 年に 1GW を建設、2024 年に 2GW、2025 年に 3GW の生産能力を追加する予定[8]。
会社 HP・会社情報等	http://www.dazhengtop.com/en/h-col-106.html	http://www.microquanta.com/en https://pitchbook.com/profiles/company/343573-21	https://ttc.bit.edu.cn/cyfw/xkxgs20/b183942.htm https://pitchbook.com/profiles/company/459934-93#overview	http://utmolight.com/en/ https://pitchbook.com/profiles/company/482508-37#overview

表 2.7-3　主要企業の開発動向②

	企業・機関名		
	⑤	⑥	⑦
	Golden Concord Group Limited (GCL) 所在地：　香港 業種：　エネルギーコングロマリット 従業員数：　20,000	Hubei Wonder Solar 所在地：　湖北省武漢市 業種：　ペロブスカイト太陽電池に係る研究・開発	Jinkosolar 所在地：　江西省上饒市 業種：　半導体 売上高：　4 万人民元 従業員数：　31,030 共同開発者：Australian National University, the Beijing Institute of Technology
企業概要	創業年：　1990 年 創業者：　Zhu Gongshan 特徴：　中国内外での電力事業及び太陽光パネル原料のポリシリコン製造事業等を手掛ける、国際的なエネルギーコングロマリット。	創業年：　2016 年 創業者：　Hongwei Han 教授 特徴：　華中科技大学からのスピンオフ企業。印刷技術と安価な原材料を背景に、ペロブスカイト太陽電池に係る基礎研究から産業規模のパイロットライン設置を目指す。	創業年：　2006 年 創業者：　Xiande Li, Kangping Chen, Xianhua Li 特徴：　太陽光発電製品の設計・開発・製造・販売を行う。グローバルIPPである Jinko Power からのスピンオフ企業。
開発段階	2021 年 年間 10MW の製造能力持つペロブスカイト太陽電池製造パイロットラインを保有。 1 億人民元の資金調達を完了し、製造ラインの生産能力を 100MW まで増産する計画[1]。	2021 年 同社は、ペロブスカイト太陽電池の大型パイロットライン（200MW）を建設中。その後徐々に生産能力をあげ 10GW まで拡張していく計画を発表[2]。	2022 年 JinkoSolar の研究グループは、タンデム-ペロブスカイト-シリコン太陽電池を開し、27.6%の変換効率を記録[3]。
商業化段階	—	—	—
量産化段階	—	—	—
会社 HP・会社情報等	http://www.gcl-power.com/	http://wondersolar.cn/	https://www.jinkosolar.com/en

② 国家の技術戦略・支援策

中国においては、ペロブスカイト太陽電池の開発にかかる国家戦略として、2016 年に国家発展改革委員会と国家能源局が共同で「エネルギー技術革命イノベーション行動計画（2016-2030）」を発表し、「新しい高効率太陽電池の産業化に向けた要素技術の提案」としてハイブリッドセル、ペロブスカイトセル、ペロブスカイト/結晶シリコンタンデムセルの産業化の確立を目標に掲げた[431]。

また、2022 年 6 月 1 日に国家発展改革委員会をはじめとする 9 つの政府部門が共同で公表した「第 14 次 5 カ年再生可能エネルギー発展計画」では、再エネの技術革新が重点目標の一つとなっており、「新しい高効率結晶シリコンセルやペロブスカイトセルなどの先進的な高効率電池技術の応用実証を実施し、大規模な市場を持つ最先端技術の開発を促進する」と掲げられている[432]。

さらに、開発に関する主な支援策として、以下のような研究・補助プログラムが存在する。

i) 「エネルギー指向光電変換材料」主要研究プログラム（“面向能源的光电转换材料” 重大研究计划）[433]

- 実施機関：中国国家自然科学基科学技術省委員会
- 実施年：2014 年
- 支援内容：
  - ✓ 支援対象プロジェクト数：20 件　（この内、5 件を「重要プロジェクト」として位置づけ）
  - ✓ 補助資金：プロジェクト 1 件あたり 100～120 万人民元　（※「重要プロジェクト」の場合は、 300～400 万人民元）
  - ✓ 補助期間：3 年　（※「重要プロジェクト」の場合は、 4 年）
  - ✓ 内容：ペロブスカイト型太陽電池の分野における、新素材・メカニズム・変換効率・デバイス技術・安定性に係る研究が支援対象

ii) ペロブスカイト太陽電池の基礎研究プロジェクト（钙钛矿型太阳电池的基础研究）[434]

- 実施機関：科学技術省
- 実施年：2015 年
- 支援内容：
  - ✓ 支援対象：南京工業大学
  - ✓ 補助資金：NA
  - ✓ 補助期間：NA
  - ✓ 内容：ペロブスカイト型太陽電池の性能向上に係る研究が支援対象
  - ✓

[431] http://iam njtech.edu.cn/info/1049/4575.htm （2022 年 9 月 7 日取得）

[432] https://www ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/P020220602315650388122.pdf（2022 年 9 月 7 日取得）

[433] http://blog.lib.sjtu.edu.cn/speit/attachments/month_1405/p2014520125840.pdf（2022 年 9 月 7 日取得）

[434] http://iam njtech.edu.cn/info/1049/4575.htm（2022 年 9 月 7 日取得）

iii) Joint Fund to Promote Cross-Strait Scientific and Technological Cooperation[435]

- 実施機関：中国国家自然科学基科学技術省委員会
- 実施年：2016 年～2020 年
- 支援内容
  - ✓ 支援対象プロジェクト数：毎年プロジェクトを募集
  - ✓ 補助資金：各プロジェクトへの平均資金補助額は 280 万人民元
  - ✓ 補助期間：4 年
  - ✓ 内容：中国国家自然科学基金委員会と福建省の共同プロジェクト。複数の支援対象研究がある中で、最先端光電材料の設計・デバイス化（ペロブスカイト含む）も支援対象となっている。

iv) 中国国家自然科学基金委員会 化学科学部支援プログラム[436]

- 実施機関：中国国家自然科学基金委員会　化学科学部
- 実施年：2019 年
- 支援内容
  - ✓ 支援対象：毎年プロジェクトを募集
  - ✓ 補助資金：各プロジェクトへの平均資金補助額は 250～350 万人民元
  - ✓ 補助期間：NA
  - ✓ 内容：73 の支援対象研究分野があり、2019 年補助実施分は、非鉛ペロブスカイト半導体の光電変換に係る研究も補助対象の 1 つ

v) Joint Fund for Regional Innovation and Development[437]

- 実施機関：中国国家自然科学基科学技術省委員会、中国地方政府
- 実施年：2021 年～
- 支援内容
  - ✓ 支援対象プロジェクト数：　毎年プロジェクトを募集
  - ✓ 補助資金：各プロジェクトへの平均資金補助額は 260 万人民元
  - ✓ 補助期間：4 年
  - ✓ 内容：地域の経済・社会発展における主要なニーズに焦点を当て、重要な科学的課題に関する基礎研究及び応用基礎研究を支援する。ペロブスカイトを含む最先端の太陽光電池への支援も補助対象。

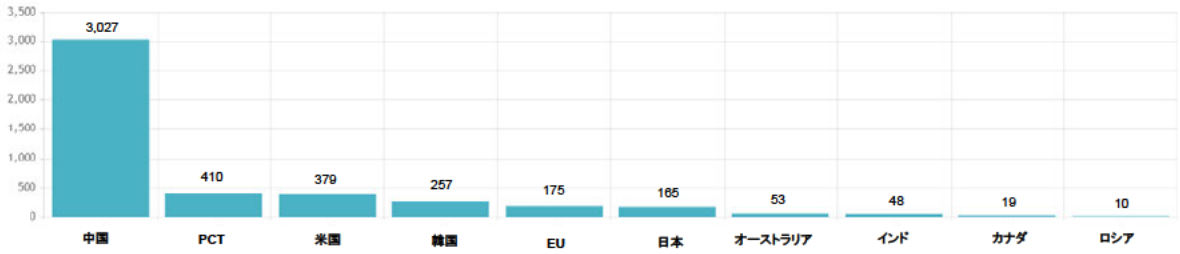
③　ペロブスカイト太陽電池に係る特許数

2022 年時点でのペロブスカイト太陽電池に関連する特許数を調査すると、中国が 3,000 件以上発行しており、圧倒的に多い結果となっている。

[435] https://www nsfc.gov.cn/english/site_1/funding/E1/2022/01-12/259.html（2022 年 9 月 7 日取得）

[436] https://www nsfc.gov.cn/english/site_1/pdf/NationalNaturalScienceFundGuidetoPrograms2018.pdf（2022 年 9 月 7 日取得）

[437] https://www nsfc.gov.cn/english/site_1/pdf/NationalNaturalScienceFundGuidetoPrograms2021.pdf（2022 年 9 月 7 日取得）



検索条件：WIPO サイト（https://ipportal.wipo.int）にて、”Perovskite Solar”で検索

検索結果：　2022 年現時点での特許取得数　…　4,587 件

図 2.7-1　2022 年時点でのペロブスカイト太陽光電池に係る国別特許数

出所）WIPO サイトより著者作成[438]

また、2022 年時点での企業別特許数を見ると、日本企業及び中国企業の件数が多いことが分かる。

表 2.7-4　2022 年時点でのペロブスカイト太陽光電池に係る企業別別特許数

企業名	特許申請数
FUJIFILM（日本）	95
積水化学工業（日本）	85
華中科技大学（中国）	68
Microquanta（中国）	63
Hunaneng Clean Energy Research Institute（中国）	61
Panasonic（日本）	59
武漢理工大学（中国）	57
電子科技大学（中国）	55
Hee Solar（米国）	54
Shanghai Institute of Chemicals Chinese Academy of Science（中国）	52

検索条件：WIPO サイト（https://ipportal.wipo.int）にて、”Perovskite Solar”で検索

出所）WIPO サイトより著者作成[439]

2.7.4　非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実施

2021 年 8 月 1 日以降、新規届け出の集中型太陽光発電所、商工業型の分散式太陽光発電プロジェクト、新規に認可された陸上風力発電プロジェクトに対する送配電会社の買い取り価格について、補助金を投入する固定価格買い取り制度ではなく、各省の石炭火力発電ベンチマーク価格を基準とするグリッドパリティでの制度へ移行、2022 年度も本制度の適用が続いている。

438 https://ipportal.wipo.int（2022 年 9 月 7 日取得）

439 https://ipportal.wipo.int（2022 年 9 月 7 日取得）

2.7.5 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

2021 年 8 月 1 日以降、新たに申請された集中型太陽光発電プロジェクト、商工業型の分散式太陽光発電プロジェクト、新規に認可された陸上風力発電プロジェクトの固定買取価格については、中央政府の補助金を投入しないグリッドパリティ価格（石炭火力発電の地域のベンチマーク価格）の適用が継続している（住宅用太陽光発電についての言及は無い）。

2021 年以降、新たに承認（申請）された洋上風力発電プロジェクトと太陽熱発電プロジェクトの固定買取価格については、地方の価格当局によって設定されている。当該固定買取価格が、石炭火力発電の地域ベンチマーク価格を上回る場合は、固定買取価格と石炭火力発電の地域ベンチマーク価格の差額を系統会社が負担する。

洋上風力発電の固定買取価格については、既にグリッドパリティ価格を達成する地域がでてきている。例えば、上海市では 2022 年 4 月に Jinshan Offshore Wind Farm 第 1 期の入札結果が発表され、China Three Gorges、Shanghai Green Environment Protection Energy、CNOOC の 3 社が落札したが、落札価格は上海市の石炭石炭火力発電のベンチマーク価格（0.4155 人民元/kWh）を下回る 0.302 人民元/kWh であった。

2.7.6 発電設備にかかるリサイクル・廃棄処理等に関する技術開発や制度

(1) 国家規格

中国では、2022 年 2 月 1 日より、国家標準規格として「太陽光発電モジュールのリサイクル及び回収に係る一般技術要件（GB/T 39753-2021）[440]」が施行されており、太陽光発電モジュールのリサイクル・回収・輸送・保管・解体・廃棄・再生・管理に関する基本原則が規定されている。

(2) 行動計画

2022 年 1 月 4 日、工信部や国家エネルギー局等の 5 部門は「革新的スマート太陽光発電の開発計画（2021-2025）書」を公布。使用済み太陽光発電モジュールのリサイクル技術の研究・開発を促進し、資源の総合的活用を加速させると述べられている。

(3) 技術開発

2021 年 12 月 14 日、工信部、国家発展改革委員会、科学技術部、生態環境部の 4 部門が共同で「国家工業資源を総合利用するための先進的な適用技術設備目録（2021 年版）[441]」を編制した。

- 本目録は、94 項目の工業資源を総合利用するための先進的な技術と設備を選定している。

[440] http://c.gb688.cn/bzgk/gb/showGb?type=online&hcno=52FB1832EEA2048D34F6D74115EA1281（2023 年 2 月 24 日取得）

[441] http://gxj.suzhou.gov.cn/szeic/jnyzhly/202203/666c37221a754dd4922ea1d022e7595c.shtml（2023 年 2 月 24 日取得）

- 使用済み太陽光発電モジュールに関してのリサイクル技術及び設備として、以下が紹介されている。
  - ① 使用済み太陽光発電モジュールの高圧研削・解体技術：
    回収された結晶シリコン太陽項光発電モジュールを高圧研削することにより、プロセス中に廃水や排ガスを排出することなく、アルミニウム・銀・シリコン・ガラス等のリサイクル材料を得ることができる。
- 使用済み風力発電機ブレードに関してのリサイクル技術及び設備として、以下が紹介されている。
  - ② 風力発電機用ブレード廃材のリサイクル技術（序号 20）：
    大型解体装置や多段式破砕装置を使用し風力発電機のブレードを分解・粉砕して再生材料を得る技術で、分離技術によりガラス繊維と硬化樹脂の完全分離を実現することができる。分離したガラス繊維は、繊維素材製品、セメント・コンクリート、道路・交通、建材などの分野の補強材として広く利用することができる。
  - ③ 風力発電機のブレード解体工場における切断工程と装置のインテリジェント化（序号 21）：
    本装置は、風車ブレードの微細化分解装置と風車ブレード加工に有効な除塵装置からなり、分解装置は、出力率向上モデルの確立により風車ブレード解体の高速・高効率・インテリジェント化を実現、除塵装置は、積層型カー通りッジを採用し効果的に発塵を抑制し、残材・粉塵はスクリーニングにより回収し板材に使用される。
  - ④ 使用済み風力発電機ブレードの解体・加工技術（序号 54）：
    使用済み風力発電機ブレードを 1m の長方形のブロックに切断し、多段式双軸破砕機で長方形のブロックを破砕し、自動選別、分離、研削、選別を経て、リサイクル材料が得られる技術。

表 2.7-5　国家工業資源を総合利用するための先進的な適用技術設備目録(2021 年版)

序号	工艺技术设备名称	工艺技术设备简介	关键技术及主要技术指标	具体适用范围
20	废旧风电叶片分级绿色处理循环综合利用技术	该技术通过风电叶片大型裂解装备、多级破碎装置，对叶片，叶根和叶中进行分解，研磨获得再生材料，同时通过低温溶解、高压降解、中温热裂解等分离技术实现玻璃纤维与固化树脂的完全分离。分离出来的玻璃纤维可广泛用作纤维材料制品，水泥及混凝土、公路交通、建筑材料等领域的增强材料。	**关键技术：**大型裂解装备；多级破碎装置及新型增压装备；大型热裂解装备；中温无氧、常压、低能耗热裂解技术等。 **主要技术指标：**全自动横向裂解平均速度 5~10min 每道；风电叶片资源化综合利用率达到 90%以上。	废旧风电叶片综合利用
21	退役风电叶片工厂智能化切割工艺及设备	该装备由风电叶片精细化剖解设备与风电叶片加工的高效除尘设备组成，一方面剖解设备通过建立模型实现风电叶片的高速、高效、智能化剖解，提高出材率；另一方面除尘设备采用覆膜滤芯，可有效降低粉尘排放，余料和粉尘经过筛选机构收集后用于制作板材。	**关键技术：**基于三维逆向建模的叶片精细化剖解设备；用于风电叶片加工的高效除尘设备。 **主要技术指标：**出材率达到 70%；正常工作时过滤风速为 1.2m/min，全速过滤时为 0.8m/min。	废旧风电叶片综合利用
54	废旧风电叶片拆解处理技术	采用绳锯将废旧风电叶片切割成 1 米大小矩形块，再用多级双轴撕碎设备对矩形块进行撕碎和立体破体粉碎，然后通过自动化筛选、分离、研磨、分选机系，得到不同长度或直径比的纤维、PVC 颗粒、巴沙木、二氧化硅、富含树脂的粉末等可再利用材料。	**关键技术：**切割拆解设备；振动分选及筛分设备；高目数气流磨制设备。 **主要技术指标：**年处理热固性复合材料废旧风电叶片量约 1 万吨，按每支废旧风电叶片 3.5t，可处理 2587 支叶片（叶片长度 12.5m，宽度 1.5m）。	热固性复合材料，风电叶片，废旧玻璃钢等固废回收利用

63	晶硅光伏组件高压研磨拆解成套技术与装备	该技术装备采用高压研磨拆解工艺对报废光伏组件进行纯物理机械拆解，得到铝、银、硅料、玻璃等可再生材料，处理过程无废水及废气排放。	**关键技术：**高压研磨物理拆解。 **主要技术指标：**物料总回收率≥93%，拆解效率≤7min/片。	退役光伏组件的回收利用

出所）国家标准《光伏组件回收再利用通用技术要求》[442]

(4) 海底送電線にかかる現状回復及び資産除去に関する規定

省内に海底送電線を有する浙江省において、2021 年 4 月に「海底ケーブルに関する第 14 次五か年計画に関する指針」が公布され、その中で海底送電線の原状回復に係る方針が以下の通り示されている[443]。

- 所有者は率先して管轄官庁にパイプラインの放棄に関する事項を報告し、可能な限り撤去する必要がある。 但し、海洋生態系へのダメージや他の海洋開発・利用への影響がないことが証明されれば、原位置での放棄が可能。

2.7.7 地域の理解に向けた取り組み

(1) 再生可能エネルギー発電設備設置に係る理解促進のための法制度

中国においては、環境影響評価制度の中に公衆参加の制度が組み込まれている。以下詳細を述べる。

A) 環境影響評価制度概要

中国では、1979 年に「環境保護法（試行）」が公布され、同法において環境影響評価に関する 2 つの条文が設けられ、工事の建設時、都市の建設または改修時に、必ず環境影響評価をしなければならないと規定された。

その後、1998 年に「建設プロジェクト環境保護管理条例[444]」、2003 年に「環境影響評価法[445]」、2009 年に「計画環境影響評価条例[446]」が公布・施行され、現行の環境影響評価制度の枠組みが確立された。

中国の環境影響評価制度には、計画環境影響評価と建設プロジェクト環境影響評価の 2 種類がある。計画環境影響評価は主に政府の建設開発計画に対する評価であり、建設プロジェクト環境影響評価は企業が新たな工場や施設を建設する時、または既存のプロジェクトに対し

[442] http://c.gb688.cn/bzgk/gb/showGb?type=online&hcno=52FB1832EEA2048D34F6D74115EA1281（2023 年 2 月 24 日取得）

[443] https://zjjcmspublic.oss-cn-hangzhou-zwynet-d01-a.internet.cloud.zj.gov.cn/jcms_files/jcms1/web1568/site/attach/0/624c4daf168346fba99b877becd8609d.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[444] http://www.gov.cn/zhengce/2020-12/26/content_5574290 htm（2023 年 2 月 24 日取得）

[445] https://www mee.gov.cn/ywgz/fgbz/fl/201901/t20190111_689247.shtml（2023 年 2 月 24 日取得）

[446] https://www mee.gov.cn/ywgz/fgbz/xzfg/200908/t20090825_158090.shtml（2023 年 2 月 24 日取得）

改築や増築を行う際の評価である。

建設プロジェクト環境影響評価は、「環境影響報告書」、「環境影響報告表」、「環境影響登録表」に分けられており、この 3 つの類型が環境に対する影響の程度はそれぞれ「重大」、「軽度」、「非常に低い」である。建設プロジェクトがどの類型に該当するかは、国務院生態環境主管部門が公表する「建設プロジェクト環境影響評価分類管理名録[447]」に基づいて判断しなければならない[448]。

表 2.7-6　2021 年度 建設プロジェクト環境影響評価分類管理名録

环评类别 项目类别		报 告 书	报 告 表	登 记 表	本栏目环境敏感区含义
90	陆上风力发电 4415；太阳能发电 4416（不含居民家用光伏发电）；其他电力生产 4419（不含海上的潮汐能、波浪能、温差能等发电）	涉及环境敏感区的总装机容量5万千瓦及以上的陆上风力发电	陆地利用地热、太阳能热等发电；地面集中光伏电站（总容量大于6000千瓦，且接入电压等级不小于10千伏）；其他风力发电	其他光伏发电	第三条（一）中的全部区域；第三条（三）中的全部区域

出所）建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）[449]

「環境影響報告書」：環境に敏感な地域に建設する総設備容量 50,000kW 以上の陸上風力発電

「環境影響報告表」：地熱・太陽熱等の陸上発電、地上太陽光発電所（総容量 6,000kW 以上、電圧 10kV 以上）、その他風力発電

「環境影響登録表」：その他の太陽光発電

環境影響報告書、環境影響報告表の作成が必要な建設プロジェクトは、建設開始の前に当該プロジェクトに係る環境影響報告書、環境影響報告表を提出し生態環境部門の許可を得る必要がある[450]。環境影響報告書、環境影響報告表は、国務院生態環境部が公布した「環境影響評価技術ガイドライン[451]」に基づいて作成する必要がある。

[447] https://www mee.gov.cn/gzk/gz/202112/t20211214_964118.shtml（2023 年 2 月 24 日取得）

[448] https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Reports/01/118343c2a331cd9f/20180067.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[449] https://www mee.gov.cn/gzk/gz/202112/t20211214_964118.shtml（2023 年 2 月 24 日取得）

[450] https://www.jetro.go.jp/ext_images/_Reports/01/118343c2a331cd9f/20180067.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[451] https://www mee.gov.cn/ywgz/fgbz/bz/bzwb/other/pjjsdz/202203/W020220323706151505858.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

B)　環境影響評価制度における公衆の参加

環境影響報告書、環境影響報告表の作成過程において、公衆参加の手続きを行う必要がある。国務院生態環境部の制定した「環境影響評価公衆参加弁法[452]」に規定されている流れ・手続きは以下の通り。

① 環境影響評価報告の認可申請の提出前に、環境影響報告案について関係者、専門家及び公衆の意見を求めるために討論会、公聴会、その他の形式をとるものとする。

② 建設単位は、法律に従い、環境影響評価の範囲内の市民、法人及びその他の団体の意見を聴取し、環境影響評価の範囲外の市民、法人及びその他の団体の意見についても聴取するよう奨励される。

③ 建設単位は、公衆参加の真実性及び結果について責任を負わなければならない。

④ 建設単位は、環境影響評価報告作成範囲の決定後、7 営業日以内に、自らのウェブサイト、建設プロジェクトが所在する公共メディアのウェブサイト又は建設プロジェクトが所在する関連政府のウェブサイト（オンラインプラットフォーム）を通じて以下の情報を公表しなければならない。

- ✓ 工事名、用地、工事内容等の基本情報（改築、増設、移転工事では、既存工事とその環境保全についても記載必要）
- ✓ 建設単位の名称及び連絡先
- ✓ 環境影響評価報告を作成する部門の名称
- ✓ パブリックコメントフォームへのウェブリンク
- ✓ パブリックコメント用紙の提出方法

⑤ 建設単位は、環境影響評価報告書のドラフト作成後、建設プロジェクトの環境影響に関するパブリックコメントを求めるために、以下の情報をウェブサイト（オンラインプラットフォーム）、建設プロジェクト所在地でアクセスが用意な新聞媒体、公告で同時に公開するものとする。パブリックコメントの募集期間は、10 営業日以上とする。

- ✓ 環境影響評価報告書ドラフト全文へのウェブリンク、及び報告書の紙媒体へのアクセス方法と手段
- ✓ 協議すべき公衆の範囲
- ✓ パブリックコメントフォームへのウェブリンク
- ✓ 一般市民からの意見提出の方法と手段
- ✓ 一般市民からの意見提出の開始時刻と終了時刻

⑥ 公衆参加終了後、公衆参加の状況説明を作成して、環境影響評価報告の審査認可の申請を提出する時に併せて提出する。公衆参加の状況説明には、収集した意見、意見の採否、意見の不採用の理由、公衆へのフィードバックの内容などが含まれなければならない。ここでいう意見は、環境影響に関する意見を指す。土地収用・立ち退き、就業、財産など環境保護利益と関係のないクレームは考慮する必要はない。

⑦ 公衆参加に虚偽、重大な遺漏、またはその他の規定に合わない状況が存在して、環境影響評価報告の作成及び審査認可に影響を与える場合、相応の法的責任は建設単位が負担する。

[452] https://www mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/201808/t20180803_629536 html（2023 年 2 月 24 日取得）

(2) 具体的なトラブル事例・対応策

A) 河北省石家荘市行唐県での住民トラブル

2022 年、太陽光発電事業者（Xingte New Energy Co. Ltd.）が河北省石家荘市行唐県において建設を進めていた太陽光発電プロジェクトにつき、土地権利に関連するトラブルが住民との間で発生した。市及び県当局の共同調査結果によると、太陽光事業者は土地の賃貸借契約や譲渡契約等が結ばれていない区画についてもプロジェクト建設範囲として区画整理を開始していた。当該調査結果を受け、本プロジェクトは建設中止を当局より言い渡された[453]。

B) 陝西省榆林市神木市高家堡鎮での住民トラブル

太陽光事業者（Shaanxi Yulin Changxing New Energy Ltd.）の土地権利取得プロセスに問題があるとして住民との間にトラブルが起こった。行政は、土地権利取得プロセスは合法であったとの見解を示している。

2.7.8 アグリゲーション事業

中国においては、国家発展改革委員会と国家エネルギー局が 2022 年 3 月に発表した「第 14 次五カ年計画期間の現代エネルギーシステム計画」において、電力需給調整メカニズムの 1 つとして国家レベルで電力アンシラリーサービス市場への VPP 導入を促進することが明示されている。また、山西省発展改革員会等において、省レベルでも VPP の促進・建設に関する独自のガイダンスが発表されている[454]。

直近、VPP（仮想発電所）の開発・試験運用が各地で行われている。

- 上海市：2021 年 5 月に、上海市で初めて VPP を通したデマンドレスポンス（オフィスビルや工場等が対象）が実施され、ピーク時の 1 時間で 150,000kW、2 日間合計で 562,000kW 相当の系統負荷が調整された[455]。
- 深圳市：2021 年 11 月、中国南方電網傘下の深圳供電局と中国南方電網科学研究院が共同開発した VPP 運用管理プラットフォームが試験運用された。
- 浙江省平湖県
- 浙江省麗水市…等

[453] https://china huanqiu.com/article/484TiaYom1r（2023 年 2 月 24 日取得）

[454] https://nyj.shanxi.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/snyjwj/sjwj/202206/P020220623584188362990.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[455] https://www.shanghai.gov.cn/nw4411/20210510/cedcc01ae90e46a486df57491fa75cae html（2023 年 2 月 24 日取得）

第3章　再エネ等の系統接続に関する諸制度の概要や施行状況等に関する調査

3.1 主要国における系統接続、増強に関する政策

3.1.1 各国系統接続の諸制度

(1) Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022

2013 年 6 月 1 日から施行された EU 規則 347/2013[456]にて、欧州ガス託送システム事業者である ENTSOG（2009 年に 31 の託送事業者によって結成）と欧州電力送電システム事業者ネットワークである ENTSO-E（2008 年に 39 の TSO によって結成）共同で Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 に取組むことが定められ[457]、2 年毎に更新する形で成長シナリオが作成されている。

TYNDP シナリオの作成は 2016 年始まり、2022 年 4 月に 3 回目の更新がなされた。更新手順としては、ENTSOG と ENTSO-E が 2021 年 10 月 7 日に共同ドラフトを作成・公表し、それに対する公開協議を実施、2022 年 4 月の最終ス通りライン[458]及びシナリオ[459]の公表に至っている。

シナリオは 3 種類あり、それぞれの設定の基で現状の各種エネルギーを取り巻く環境を考慮し、長期的なエネルギー需給を予測している。

表 3.1-1　TYNDP シナリオ

シナリオ	内容
国家動向シナリオ	欧州の目標から導き出された国家のエネルギー・気候政策（NECPs、国家長期戦略、水素戦略など）に沿ったもの。
分散型エネルギーシナリオ	2050 年までに EU27 ヵ国のカーボンニュートラルを達成し、2030 年には少なくとも 55%の排出削減を実現する道筋を描いたもの。
グローバル・アンビションシナリオ	2050 年までにグローバルでのカーボンニュートラルに向けて、2030 年には少なくとも 55%の排出量削減を達成するための道筋を描いたもの。グローバルなエネルギー取引や洋上風力などの新技術の大幅なコスト削減等を考慮している。

出所）Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022[460]

これら 3 つのシナリオ作成を通し、ガスと電力のインフラ整備に関する将来予測の不確実性や、一部シナリオ間で矛盾する部分がある点についても公表されている[461]。

さらに、EU 指令 347/2013 により、ENTSOG と ENTSO-E は、EU 電力・ガスインフラ Project of Common Interest（PCI）の評価のための費用便益分析（CBA）の計算に、当該シナ

[456] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0347（2023 年 2 月 22 日取得）
[457] TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report, April 2021 (entsog.eu)（2023 年 2 月 22 日取得）
[458] TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report, April 2021 (entsog.eu)（2023 年 2 月 22 日取得）
[459] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）
[460] TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report, April 2021 (entsog.eu)（2023 年 2 月 22 日取得）
[461] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

リオを用いている。TYNDP に含まれる各プロジェクトは、ヨーロッパ CBA 手法を使用して評価される[462]。

EU 指令 347/2013 の原文は以下の通り。

(36)

The basis for the discussion on the appropriate allocation of costs should be the analysis of the costs and benefits of an infrastructure project on the basis of a harmonised methodology for energy-system-wide analysis, in the framework of the 10-year network development plans prepared by the European Networks of Transmission System Operators under Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks (18), and reviewed by the Agency. That analysis could take into consideration indicators and corresponding reference values for the comparison of unit investment costs.

【電力ガスのクロスセクター事業について】

電力とガスのクロスセクター事業については、TYNDP2022[463]の中で「ガスと電気の TSO からの努力を組み合わせることで、ENTSOG と ENTSO-E は、他の方法では欠けていた分野横断的かつ国特有の知識と専門知識を活用する機会を得ることができる。また、共同作業により、エネルギー部門に積極的に参加している幅広い利害関係者にアクセスすることができる。」と説明されている。

【蓄電池について】

TYNDP202 の中での蓄電池の位置付けとしては、TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report[464]に、「系統蓄電池は、電力システム全体の最適化のための主体となる。市場取引されている太陽光発電容量と蓄電量の比率を基に最近の研究内容を考慮してベンチマークが設定される。」と説明されいる。原文は以下の通りである。

Utility-scale battery capacity will subject to the optimisation of the overall electricity system. A benchmark will be made against current studies and will be used to set the percentage relation between market based Solar PV capacity and batteries.

また、具体的なシナリオ策定において、蓄電池に関する内容は、2020 年には Battery Storage と１つのシナリオで示されていたが、TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022 [465]では Utility-scale（系統蓄電池）と Prosumer Battery（生産消費者用蓄電池）と 2 つの予測が別々

[462] https://tyndp.entsoe.eu/about-the-tyndp/（2023 年 2 月 22 日取得）

[463] TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report, April 2021 (entsog.eu) （2023 年 2 月 22 日取得）

[464] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-04/entsog_entso-e_TYNDP2022_Joint_Scenarios_Final_Storyline_Report_210426_WEB.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[465] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

に示されるようになり、系統蓄電池について言及されるようになった。

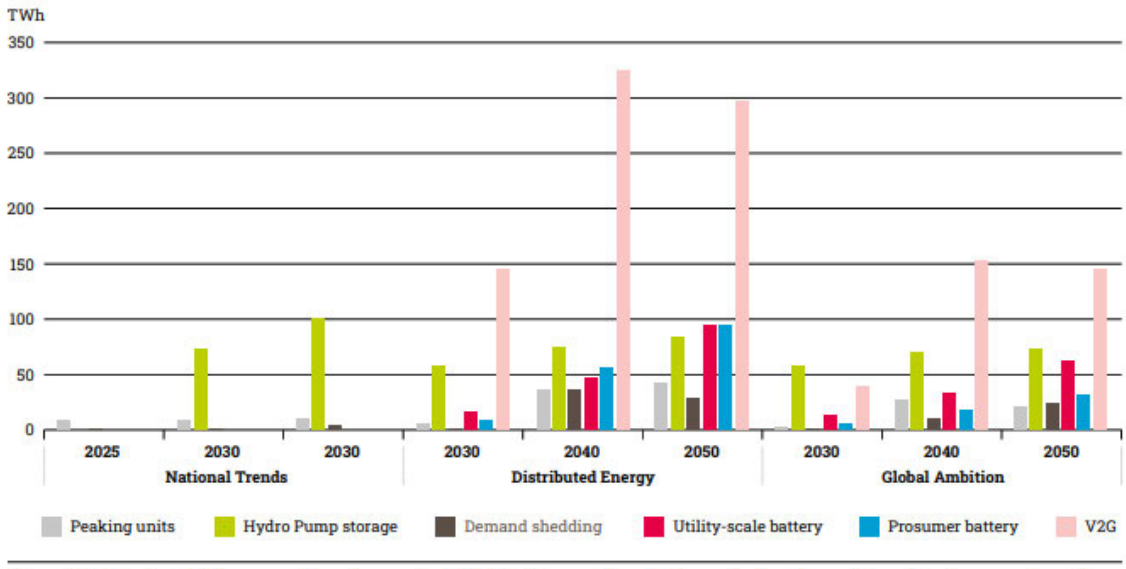


Figure 28: Main flexibility sources for adequacy for EU27 (Peaking units are to be understood as methane-fired open cycle units and peakers as resulting from the new adequacy step. Battery cover utility-scale and prosumer installation)

図 3.1-1　EU27 ヵ国の適正化のための主なフレキシビリティ資源

出所）TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022 [466]

TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report[467]の中で系統蓄電池についての内容を含むフレキシビリティの選択肢について（5.3 Flexibility options,P.38,39）の要約は以下の通りである。ここでは、系統蓄電池の役割の重要性について言及されている。

- フレキシビリティ活用の選択肢は分散型発電に留まらず、デマンドレスポンス、系統蓄電池、水素ポンプ貯蔵（Hydro pump storage）、電気分解機と下流域のフレキシビリティの結合（Electrolyser coupled with downstream flexibility）が挙げられる。
- COP21 のシナリオでは、上流側の柔軟性（発電側）と下流側の柔軟性（需要家側）のバランスが異なる。
- 分散型エネルギーは、太陽光や風力など、気候の影響を大きく受けると同時に、原子力発電所を含む調整可能な発電は減少する。
- 消費者の行動様式が変化することで、家庭用蓄電池の普及が進む。
- その結果、家庭用蓄電池と電気自動車（EV）が使用されていない時に、エネルギーを送電網に戻すサービス（Vehicle-to-Grid）が大きく発展し、また、地域暖房の発展もヒートポンプの最適な使用に貢献する。
- 電気と水素のシステムを組み合わせることで、季節に応じた柔軟な対応が可能になる。

[466] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[467] https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-04/entsog_entso-e_TYNDP2022_Joint_Scenarios_Final_Storyline_Report_210426_WEB.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

- 電力系統の気候変動への影響は、需要側、供給側ともに比較的緩やかに増加する。
- 新しい原子力発電所の稼働により系統の柔軟性が増加する。
- 需要サイドレスポンスはそれほど重要ではなく、系統蓄電池が重要な役割を担う。

(2) 洋上多端子の CBA(Cost benefit analysis)について

洋上多端子の CBA(Cost benefit analysis)について、制度上の位置づけを次の通り整理する。

まず、EU 指令 347/2013[468]にて、統合が進むエネルギー市場において、国境を越えたインフラへの投資を加速させるためには、国境を越えたコスト配分に関する明確かつ透明性の高いルールが必要であると述べられている。

（EU 指令 347/2013 原文）

37

In an increasingly integrated internal energy market, clear and transparent rules for cost allocation across borders are necessary in order to accelerate investment in cross-border infrastructure. The European Council of 4 February 2011 recalled the importance of promoting a regulatory framework attractive to investment in networks, with tariffs set at levels consistent with financing needs and the appropriate cost allocation for cross-border investments, while enhancing competition and competitiveness and taking account of the impact on consumers. When deciding on cross-border cost allocation, national regulatory authorities should ensure that its impact on national tariffs does not represent a disproportionate burden for consumers. The national regulatory authorities should also avoid the risks of double support for projects by taking into account actual or estimated charges and revenues. Those charges and revenues should be taken into account only insofar as they are designed to cover the costs concerned and as much as possible related to the projects. When an investment request takes into account benefits beyond the borders of the Member States concerned, the national regulatory authorities should consult the TSOs concerned on the project-specific cost-benefit analysis.

この前提の基、洋上多端子の CBA について、TYNDP 2022 Implementation Guidelines[469] の第 9 章 ASSESSMENT OF HYBRID INTERCONNECTORS にて、再エネ設備の占用区域（陸上または海上）間の送電線の相互接続に起因する異なる２国以上の市場をつなぐ系統の敷設について、CBA 分析を行う場合の考え方が説明されている。

まず、ここで扱う洋上多端子相互接続は、下図のデュアルパーパス（ハイブリッド）の状態であると定義されている。

[468] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0347（2023 年 2 月 22 日取得）

[469]https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/IG/220304_TYNDP2022-Implementation-Guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

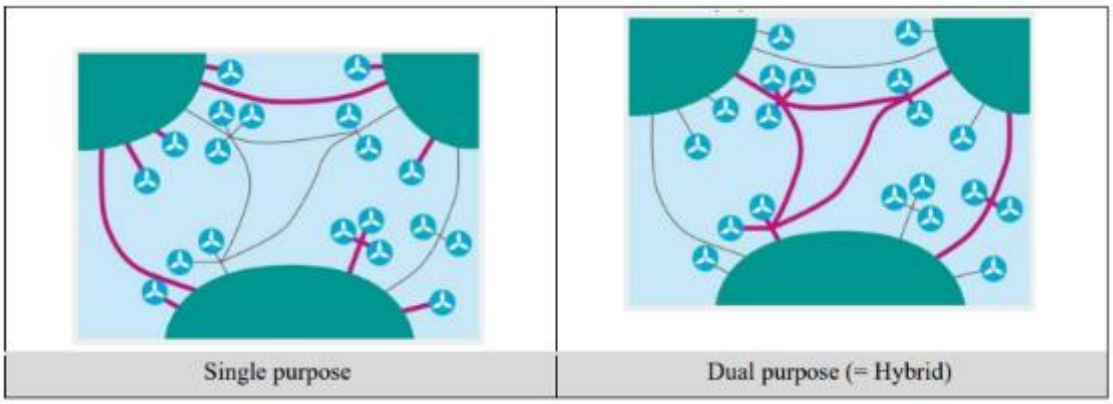


図 3.1-2　TYNDP 2022 Implementation Guidelines の洋上多端子相互接続の分類

出所）TYNDP 2022 Implementation Guidelines[470]

デュアルパーパスには、さらにオプション 1 とオプション 2 の考え方があり、内容は次の通りである。

オプション 1 は、新規プロジェクトが、既存または計画中の再エネ設備に対して構築される場合で、追加インターコネクターのみが提供されるもの。

オプション 2 は、新規プロジェクトが、追加の再エネ設備と追加のインターコネクターの両方が提供されるもの。

図 3.1-3　TYNDP 2022 Implementation Guidelines の洋上多端子相互接続のオプション

出所）TYNDP 2022 Implementation Guidelines[471]

ここで述べた 2 つのオプションに外にも、複数の相互接続が同じ洋上風力発電所に構築されるような、より複雑なバリエーションや、メッシュ型系統が導入されるような事例もある。例えば、北海風力発電ハブプロジェクトでは、複数の国に建設される相互接続で構成されているが、先に述べた 1，2 のオプションにより、異なる海域を持つ別個のプロジェクトで評価することも可能だが、全送電容量（Net transfer capacity：NTC）を合計し 1 つの大規模プロジェクトとすることもできる。

CBA オプション 1：洋上再エネ設備 を統合して国境越えを可能にする系統を構築することによ

[470]https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/IG/220304_TYNDP2022-Implementation-Guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[471]https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/IG/220304_TYNDP2022-Implementation-Guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

り、国境を越えた送配電を可能にする場合

市場統合の利点：下図に示すように、A 国と B 国の間の送電容量を増やすことになり、自国市場設定または占用海域の市場設定のいずれかが可能になる。自国市場設定の場合、再エネ設備は A 国または B 国のいずれかに厳密に割り当てられ、沖合の再エネ設備からのエネルギーが残りの取引の選択肢に影響を与え、直接接続が混雑するため、再エネ設備なしで A と B の間を直接接続した場合と比較して、作成される単一の NTC は低くなる。

- 実施のために「低減 NTC コンセプト」を定義する必要があり、これは予想される 再エネ設備の出力予測に依存し、A B 間の「再エネ設備なし通常 NTC」から時間毎の発送結果に従って「再エネ設備出力」を引いたものとして計算する必要がある。対象となる再エネ設備が洋上風力発電所の場合、風況データが不明であれば事業者は対象となる風車位置を明示し、ENTSOE はデフォルトの風況予測を使用して残りの NTC を計算することが可能である。
- ハイブリッドシステムにおいて対象となる再エネ設備の Offshore Bidding Zones （OBZ）設定では、A 国と洋上風力発電所間、洋上風力発電所と B 国間の合計 2 つの NTC が作成される。

費用の考え方は、対象となる顧客を接続するための 2 本目の系統を潜在的な変動要素として定義する。

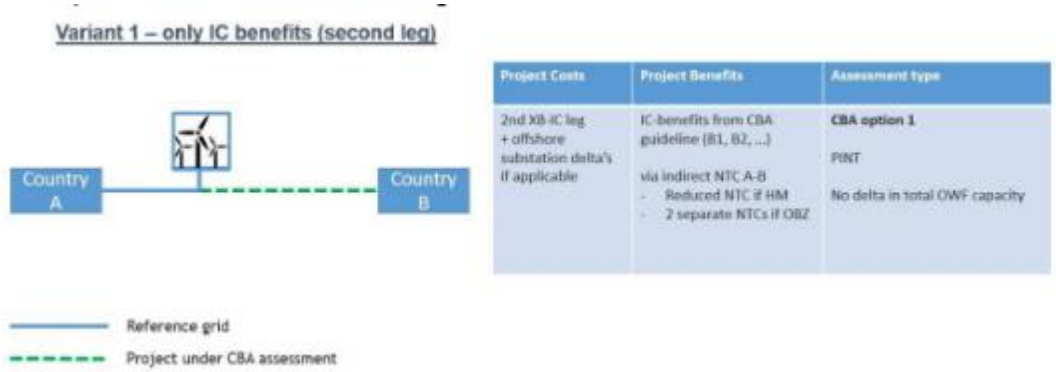


図 3.1-4　TYNDP CBA オプション 1 におけるプロジェクト費用と便益の範囲

出所）TYNDP 2022 Implementation Guidelines[472]

CBA オプション 2：必要な系統を構築すると同時に、接続部分に追加の再エネ設備を設置する場合。これにより、相互接続機能と再エネ設備統合機能の２つを同時に実現することができる。

統合パターンであるこのオプションには、主に 3 つの設定が可能。(1)、(2)、(3) の設定のメリットとコストについては、(1)、(2) は事業範囲に違いがある以外に大きなコストメリットはなく、(3) は再エネ設備を統合するメリットがある。

(1) 2 国へのそれぞれの系統＋再エネ設備で全体構成をすべて新しく構築するもの。

(2)放射状に再エネ設備が接続された最初の系統がすでに計画されている場合、その上にハイ

[472]https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/IG/220304_TYNDP2022-Implementation-Guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

ブリッド相互接続プロジェクトを追加するもの。

(3) 放射状の再エネ設備接続が、計画されているまたは既存のクロスボーダー線上に建設され、事実上ハイブリッドインターコネクターとなるもの。

市場統合の利点：

- 自国市場で利用可能な AB 間のシングル NTC（合計で 1 つの NTC を削減）、及び再エネ設備の統合。
- OBZ で設定可能な NTC（A 国と再エネ設備の間に 1 つ、B 国と再エネ設備の間に 1 つ、合計 2 つ）及び再エネ設備統合。
- 対象となる再エネ設備の生産者余剰は、必要な再エネ設備投資を保証するための費用として、EU の the socioeconomic welfare から除かれる。生産者余剰は、対象となる年の全時間再の発電量に、海域毎決定された価格を掛けて算出する。この計算は、事後的に行うことができ、再エネ設備が陸上の 2 つ以上の海域に接続されている場合は、それらの海域で最も低い価格を採用する。

費用の考え方は、相互接続機能及び関連する変電所を設置・建設し、相互接続に再エネ設備を投入できるようにするために必要なプロジェクト範囲のすべてとする。再エネ設備設置自体の費用は含まれない。

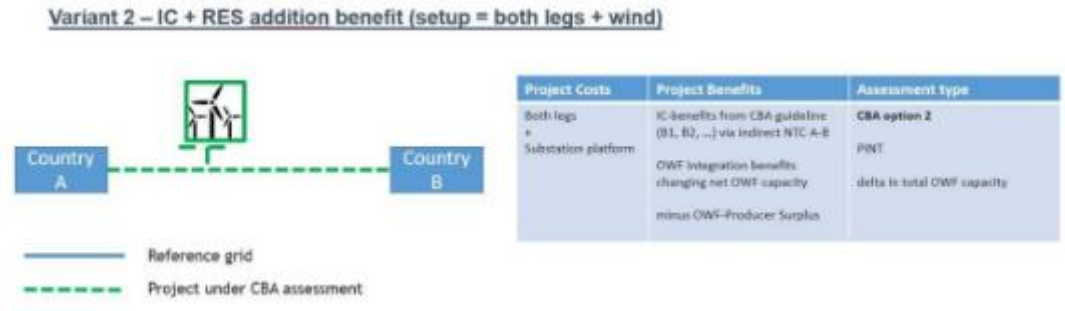


図 3.1-5　TYNDP CBA オプション 2 におけるプロジェクト費用と便益の範囲

出所）TYNDP 2022 Implementation Guidelines[473]

(3) イギリスにおけるフレキシビリティ活用に対する規律

欧州では、ローカル系統でのフレキシビリティ活用や Active network management（ANM）等の取組により、系統増強の代替策の適用などの取組がなされている。特にイギリスは、レベニューキャップ制度第２規制期間（以下、「RIIO-ED2」という）より Ofgem のガイドラインが公表され、各 DNO で運用され始めるなど、制度面と運用面の両輪で他国に先行している。

RIIO-ED2 価格調整において、配電ネットワーク事業者（DNO）は、規制収益と要求されるアウトプットを設定し、実施する予定の活動、及び関連するコストについて事業計画を作成し、Ofgem へ提出することが定められている[474]。DNO 各社は RIIO-ED2 期間である 2023-2028 年

[473]https://eepublicdownloads.blob.core.windows net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/IG/220304_TYNDP2022-Implementation-Guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[474] RIIO-ED2 Business Plan Guidance | Ofgem（2023 年 2 月 22 日取得）

の事業計画を 2021 年 12 月 1 日に提出しており、それら事業計画を Ofgem が評価し、ビジネスプランインセンティブ（BPI）のもとで、DNO は報酬を得ることもあれば、罰則を受けることもある[475]。

RIIO ED2 事業計画策定のための方法書[476]によると、DNO は、需要増に対応するための計画を立て、同時に、システムの柔軟性を活用し、系統増強の必要性を抑えることを考慮する必要があると記載されている。このため、混雑解消計画もフレキシビリティの活用を優先し、系統増強はできる限り避ける方針がとられている。

加えて、DNO が現在及び将来の消費者にとって最も経済的なサービスを提供するための業務改善を奨励するため、アウトプット・デリバリー・インセンティブ（ODI）という指標を用いて努力度合いを判断することとしている[477]。その際、消費者にとっての費用対効果を示す分析方法として、費用便益分析（CBA）が採用されている[478]。

また、DNO が系統増強などの投資を行う際の判断にも CBA を実施して判断することとされる[479]。以下、DNO の一つである National Grid Electricity Distribution の事例で具体的な評価方法を説明する。

National Grid Electricity Distribution とそのグループ会社は、2021 年 8 月に Distribution Network Options Assessment（DNOA）という評価方法を見直し、系統増強などの投資判断について報告書を発行した[480]。この DNOA は、初めて評価の項目に将来の柔軟性要件を設定したものとして、注目を集めている[481]。その中で集約した情報を、費用便益分析（CBA）することにより、系統増強かフレキシビリティの活用かの判断を行っている。

具体的には、CBA の結果を基に、投資の打切りや新規の資金注入などの判断を行い、6 か月毎に投資計画が見直されている。DER のニーズ（調達）通りソース（供給）をマッチングするプラットフォーム Piclo Flexibility Marketplace を創設し運用するなどの取り組みが行われている。

[475] RIIO-ED2 Business Plan Guidance | Ofgem（2023 年 2 月 22 日取得）

[476] RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem: Overview（2023 年 2 月 22 日取得）

[477] RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem：Annex 1 - Delivering value for money services for consumers（2023 年 2 月 22 日取得）

[478] RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem：Annex 1 - Delivering value for money services for consumers（2023 年 2 月 22 日取得）

[479] RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem：Annex 2 Keeping bills low for consumers（2023 年 2 月 22 日取得）

[480] https://www.westernpower.co.uk/network-strategy/distribution-future-energy-scenarios/distribution-network-options-assessment（2023 年 2 月 22 日取得）

[481] WPD sets out future flexibility requirements in first Distribution Network Options Assessment | Current News (current-news.co.uk)（2023 年 2 月 22 日取得）

図 3.1-6　National Grid Electricity Distribution の投資計画プロセス

出所）Distribution Network Options Assessment[482]

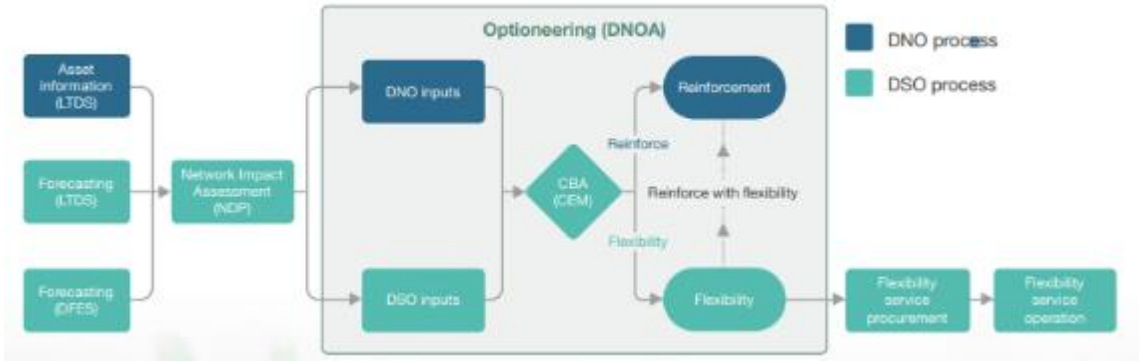


図 3.1-7　DNO 各事業の評価プロセス

出所）Distribution Network Options Assessment[483]

【事業計画と実施状況：UK Power Networks の例】

UK Power Networks の事業計画[484]では、市場を活用し 1,500 万ポンド以下で 2GW の分散型エネルギーリソース (DER) 容量を調達するという数値目標を設定している。

2022 年 4 月に発表されたフレキシビリティ調達に関する報告書[485]によると、その目標達成に向けて、2021/22 年に 2 回の入札を実施することで 300MW の調整力電源を調達し、フレキシビリティプロバイダーのプラットフォーム（Piclo Flexibility Marketplace）を開設した。加えて 2021 年 11 月には、Open Data Portal が公開され、小規模な調整力調達の入札等の情報が確認できる。

[482] https://www.westernpower.co.uk/network-strategy/distribution-future-energy-scenarios/distribution-network-options-assessment（2023 年 2 月 22 日取得）

[483] https://www.westernpower.co.uk/network-strategy/distribution-future-energy-scenarios/distribution-network-options-assessment（2023 年 2 月 22 日取得）

[484] UKPN-RIIO-ED2-Initial-Business-Plan-customer-summary.pdf (d12szrpzyf0uik.cloudfront net)（2023 年 2 月 22 日取得）

[485] https://smartgrid.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2022/06/Distribution-Flexibility-Services-Procurement-Report-2022.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

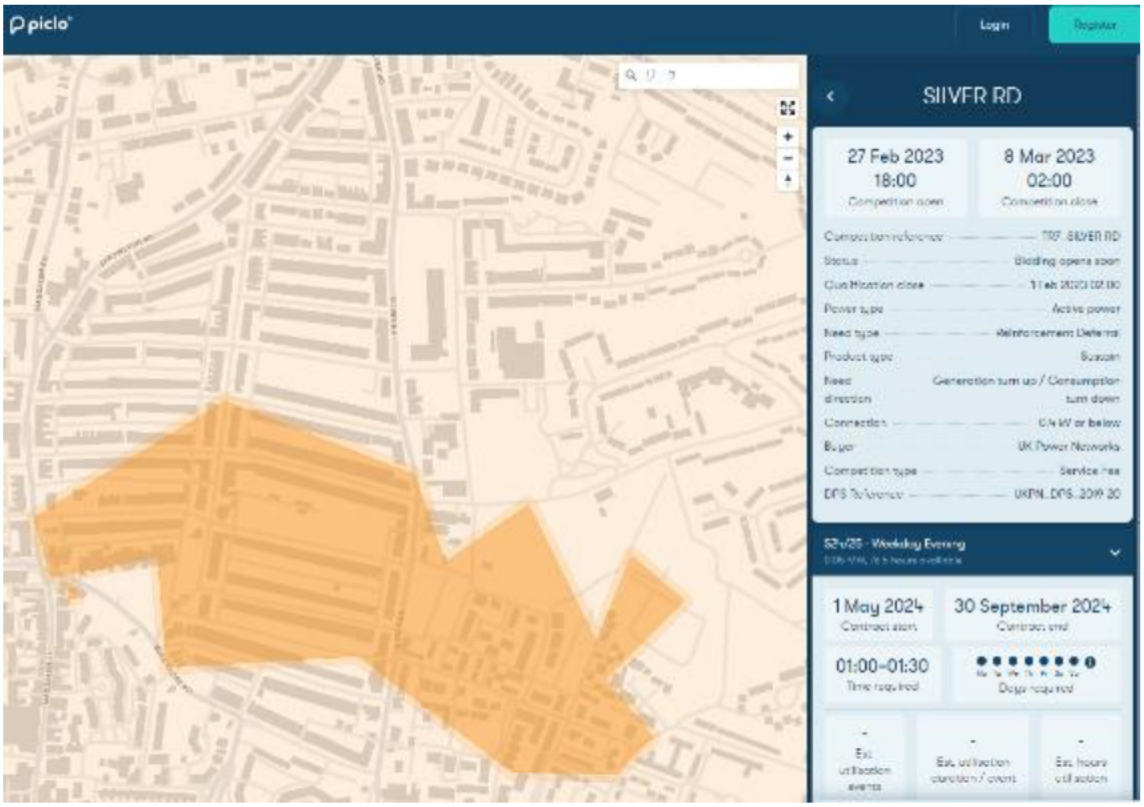


図 3.1-8　Open Data Portal 上で公開されている DER 入札情報

出所）Piclo Flexibility Marketplace[486]

【参考：DNO 各社の事業計画】

2022 年 6 月時点で、イギリスには DNO が 6 社（地域別子会社毎にライセンスが発行される仕組みにより、ライセンスを保有しているのは 14 社）あり、それぞれの事業計画は下記の通り策定されている。

表 3.1-2　DNO 各社の RIIO ED2 事業計画一覧

	DNO	RIIO ED2 事業計画
1.	Electricity North West Limited	Business plan 2023-2028[487]
2.	Northern Powergrid Northern Powergrid (Northeast) Limited Northern Powergrid (Yorkshire) plc	Business plan for 2023-2028
3.	Scottish and Southern Energy Scottish Hydro Electric Power Distribution plc	POWERING　COMMUNITIES TO NET ZERO[488]

[486] https://picloflex.com/dashboard　（2023 年 2 月 22 日取得）

[487] https://www.enwl.co.uk/globalassets/about-us/regulatory-information/riio2/july-2021-submission/draft-plan/draft-business-plan-2023-2028.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[488] https://ssenfuture.co.uk/wp-content/uploads/2021/12/24645-SSEN-ED2-Final-Business-Plan-Website.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

	Southern Electric Power Distribution plc	
4.	Scottish Power Energy Networks SP Distribution Ltd SP Manweb plc	Enabling the path to Net Zero[489]
5.	UK Power Networks London Power Networks plc South Eastern Power Networks plc Eastern Power Networks plc	Placing customers and communities at the heart of Net Zero[490]
6.	Western Power Distribution Western Power Distribution (East Midlands) plc Western Power Distribution (West Midlands) plc Western Power Distribution (South West) plc Western Power Distribution (South Wales) plc	Our Business Plan 2023 - 2028 First Submission(National Grid Electricity Distribution)[491]

出所）DNO 各社のウェブサイトを基に著者作成

(4) 海底送電線の敷設及び撤去・廃棄に係る制度

A) イギリス

イギリスには、海底直流送電の敷設を法的に保証、優先的な用地占有を可能にすることで開発を促進する仕組みとして、強制購入（compulsory purchase）という制度がある。

海底送電線の事業に強制購入を適用する根拠は、1989 年電気法[492]で、国務長官の命令による強制購入が行えることと、その際は 1981 年土地取得法に従うことが定められている。

強制購入は、特定の団体が所有者の同意なしに土地を取得できる法的な仕組みで、公共の利益のための様々な開発、再生可能エネルギーなどのインフラ事業を支援するものである[493]。2021 年 10 月に運転を開始したイギリスーノルウェー間 North Sea Link や、2023 年運転開始予定のイギリスーデンマーク間の Viking Link にて、この強制購入命令が出されている。

【参考】強制購入の関係法令①

The Electricity Act 1989, SCHEDULE 3 COMPULSORY ACQUISITION OF LAND ETC BY LICENCE HOLDERS, Part I Powers of Acquisition

[489] https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/SPEN%20RIIO-ED2%20Final%20Business%20Plan%20-%201st%20December%202021%20-%20FINAL.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[490] https://ed2.ukpowernetworks.co.uk/#business-plan（2023 年 2 月 22 日取得）

[491] https://yourpowerfuture.westernpower.co.uk/downloads-view/41145（2023 年 2 月 22 日取得）

[492] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/490992/Electricity_Act_1989__Energy_Bill_2015-16_Keeling_Schedule_.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[493] https://www.gov.uk/guidance/compulsory-purchase-and-compensation-guide-1-procedure（2023 年 2 月 22 日取得）

1(1) Subject to paragraph 2 below, the Secretary of State may authorise a licence holder to purchase compulsorily any land required for any purpose connected with the carrying on of the activities which he is authorised by his licence to carry on.
（1(1)国務長官は免許保有者に対し、免許によって許可されている活動の実施に関連する目的のために必要な土地を強制的に購入する権限を付与することができる。）

36 Consent required for construction etc of generating stations
(1) Subject to subsections [(1A) to] (2) and (4) below, a generating station shall not be constructed [at a relevant place (within the meaning of section 4), and a generating station at such a place shall not be] extended or operated except in accordance with a consent granted by the Secretary of State.
（36 発電所の建設等に必要な同意
(次の(1A)から(2)及び(4)に従い、発電所は、国務長官が付与する同意に従わなければ（第 4 節の意味における）関連地に建設してはならず、当該地の発電所は拡張または運転をしてはならない。）

61 Concurrent proceedings
(1) Subsection (2) below applies where a licence holder makes an application to the Secretary of State for his consent under section 36 above for the construction or extension of a generating station and, for a purpose connected with the proposed construction or extension of that station, makes either or both of the following, namely—
(a) a compulsory purchase order; and
(b) an application to the Secretary of State for authorisation under paragraph 1 of Schedule 5 to this Act (water rights for hydro-electric generating stations in Scotland).
(2) The proceedings which—
(a) in the case of a compulsory purchase order, are required by Part II of the Acquisition of Land Act 1981 or Schedule 1 to the Acquisition of Land (Authorisation Procedure) (Scotland) Act 1947 to be taken for the purpose of confirming that order;
(b) in the case of an application under paragraph 1 of Schedule 5 to this Act, are required by paragraphs 7 to 12 of that Schedule to be taken in relation to that application,
may be taken concurrently (so far as practicable) with the proceedings required by Schedule 8 to this Act to be taken in relation to the application for consent under section 36 above [and with any related proceedings under Schedule 16 to the Energy Act 2004].
（61 同時手続き
(1) 下記(2)に定める手続きは、免許保有者が発電所の建設または拡張のために上記第 36 条に基づく国務長官の同意を求める申請を行い、当該発電所の建設または拡張の提案に関連する目的のために、以下のいずれかまたは両方を行う場合に適用される。
(a) 強制購入命令。
(b) この法律の別表 5（スコットランドにおける水力発電所の水利権）第 1 項に基づく認可のための国務長官への申請。

(2)以下の手続。
(a) 強制購入命令の場合、1981 年土地取得法第 2 編または 1947 年土地取得法（認可手続）（スコットランド）別表 1 が当該命令を確認するために行うことを要求している手続。
(b) 本法律別表第 5 の第 1 項に基づく申請の場合、当該申請に関連して同表の第 7 項から第 12 項までに要求されるものである。
また、上記第 36 条に基づく同意の申請［及びエネルギー法 2004 の別表 16 に基づく関連手続］に関してこの法律の別表 8 により行われることが要求される手続と同時に行うことができる。）

【参考】強制購入の関係法令
②The Acquisition of Land Act 1981, Compulsory purchase, 2 Procedure for authorisation.
(1) The authorisation of a compulsory purchase shall be conferred by an order (in this Act called a "compulsory purchase order").
(2) A compulsory purchase order authorising a compulsory purchase by an authority other than a Minister is to be—
(a) made by that authority,
(b) submitted to the confirming authority, and
(c) confirmed in accordance with Part 2 of this Act.
(3) A compulsory purchase order authorising a compulsory purchase by a Minister shall be made by the Minister in accordance with Schedule 1 to this Act.

(1) 強制購入の許可は、命令により付与される（この法律では「強制購入命令」と呼ぶ）。
(2) 大臣以外の当局による強制購入の許可を与える強制購入命令は、次の通りとする。
(a) 当該当局が作成する。
(b) 確認機関に提出し、かつ
(c) 本法第 2 編に従って確認される。
(3) 大臣による強制購入の権限を付与する強制購入命令は、この法律の別表 1 に従って、大臣が作成する。

強制購入のプロセスについては Compulsory purchase and compensation: guide 1 - procedure[494]に示されている。このガイドは、1981 年土地取得法をベースに 2017 年の近隣計画法改正を反映したもので、海底送電線用地に係る強制購入にもこのガイドが適用される。ここでは、2020 年の VIKING LINK INTERCONNECTOR（バイキングリンク）[495]の敷設にあたって強制購入命令が発令された事例からプロセスを説明する。

VIKING LINK INTERCONNECTOR の事例

[494] https://www.gov.uk/guidance/compulsory-purchase-and-compensation-guide-1-procedure（2023 年 2 月 22 日取得）
[495] https://www.offshore-energy.biz/siemens-converter-stations-for-viking-link-interconnector/（2023 年 2 月 22 日取得）

2020 年 2 月 6 日、VIKING LINK INTERCONNECTOR（バイキングリンク）[496]の敷設にあたって強制購入命令が発令された（位置は下図の通り）。

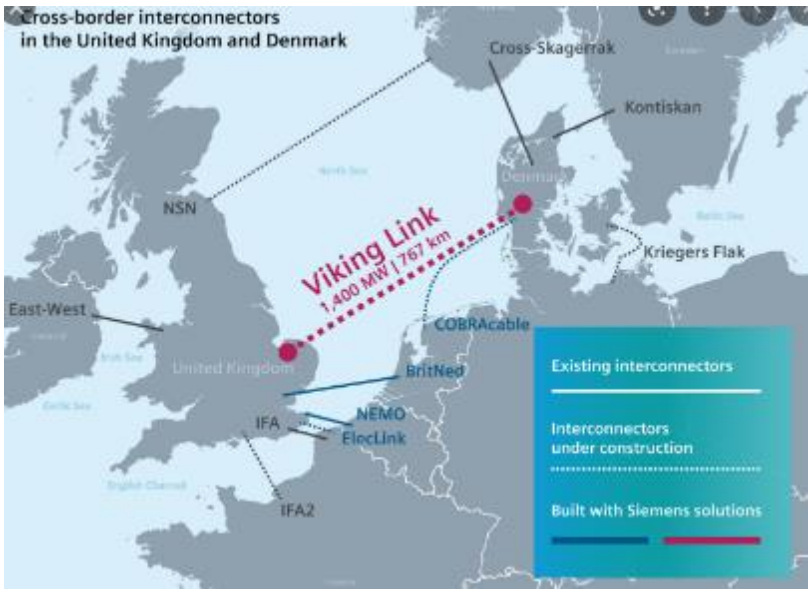


図 3.1-9　バイキングリンク位置図

出所）Compulsory purchase and compensation: guide 1 - procedure[497]

2023 年末に商業運転を開始する予定のバイキングリンクは、イギリスとデンマークを結ぶ初の高圧直流（HVDC）相互接続である。これは、英ナショナル・グリッド・バイキングリンク・リミテッド社と丁エネルギネットによる共同開発事業で、独シーメンスがリンカンシャー州（イギリス）のビッカーフェンとユトランド半島南部（デンマーク）のリヴィジングにある 2 つの変電設備の設計から運転までを担当している。

この用地取得にあたり、2020 年 2 月 6 日ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、ナショナル・グリッド・バイキングリンク・リミテッド社によるバイキングリンクに係る強制購入令 2019[498]を発令した。ナショナル・グリッド・バイキングリンク・リミテッド社は、命令を申請するに至った理由として、自発的な合意によって取得することを強く望んでいたし、これまでもそのようにしてきたが、プロジェクトに必要な土地の中に、登記されておらず所有権を推測することができない土地区画が多数あり、これらの区画に関して自主的な合意を結ぶことが不可能であったため強制的な購入権限を行使する必要が生じたと説明しる。命令の提出が国務長官宛に提出から、発令に至るまでの各手続き内容と実施日は下表の通り。

[496] https://www.offshore-energy.biz/siemens-converter-stations-for-viking-link-interconnector/（2023 年 2 月 22 日取得）
[497] https://www.gov.uk/guidance/compulsory-purchase-and-compensation-guide-1-procedure（2023 年 2 月 22 日取得）
[498] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/963699/Annex_C_-_decision_letter_-_NGVL_v6.0_Final.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.1-3　バイキングリンクに係る強制購入令 2019 の概要

強制購入令発令者	ビジネス・エネルギー・産業戦略省国務長官
申請者（強制購入を実施する主体）	ナショナル・グリッド・バイキングリンク・リミテッド社
異議申し立て期間	~2019 年 2 月 19 日
異議申し立ての件数 （うち取り下げられた異議申し立て）	13 件 （9 件） →現地審問までに、さらに 3 件の異議申し立てが取り下げられ、最後の 1 件となっていた Triton Knoll Offshore Windfarm Limited によるものも 2019 年 12 月 3 日に取り下げられ最終的に 0 件となる。
本令が国務長官宛に提出された日	2019 年 2 月 20 日
審問を監督する検査官	Paul Clark 氏
命令の正式な審議開始日 ケーブルルートや関連する影響、影響を受ける土地に利害関係を持つ人の権利を妨害していないかなどについて検証を開始	2019 年 5 月 3 日
国務長官が、Ofgem に対してガス・電力市場庁（GEMA）の同意※を求めるよう要請	2019 年 6 月 5 日付
審問の実施日	現地調査：2019 年 6 月 24 日 審問：2019 年 6 月 25 日と 26 日 結果公開：2019 年 7 月 10 日
補償問題についての懸念の追加陳情	2019 年 6 月 24 日以降に 3 件
地方自治組織（MHCLG）の国務長官が 1981 年法のスケジュール 3 の 6（1）に基づくオープンスペース証明書を発行	2019 年 12 月 3 日
他の電気事業者に関する事項※について、GEMA が同意	2020 年 1 月 6 日
土地取得と補償に必要な資金の確認	2020 年 1 月 6 日以降、発令まで
強制購入令発令	2020 年 2 月 6 日
正式な審査の開始から発令までの間に、強制購入が下記の法令等に抵触していないことが確認されている。 • 1998 年人権法 • 2010 年平等法 • 2000 年沿岸地方及び道路権法第 85 条 • 2006 年自然環境及び農村地域法 40 条 1 • 1992 年生物多様性に関する国連環境計画条約	

※地上の権利を含む強制取得の対象となる土地に、すでに権利を取得している他の電気事業者等がいる場合の、それら事業者等を整理する。

出所）イギリス政府ウェブサイトを基に著者作成

発令後、ナショナル・グリッド・バイキングリンク・リミテッド社は、処理通知（notice of treat）と取得通知（notice of entry）による占有権の移転、権利確定宣言(GVD)による所有権の

譲渡、短期借地権の設定手続きなどを行い、用地を取得する[499]。どの方法で権利を確保するかは、用地の条件や用途により異なる。

【処理通知（notice of treat）と取得通知（notice of entry）による占有権の移転】

処理通知と取得通知による占有権移転の手順は次の通りとなる。

- 処理通知（notice of treat）と取得通知（notice of entry）を順番に又は同時に送付する。
- 取得通知を受け取った地権者は、そこに記載されている質問に回答し、補償請求通知を事業者へ発送する。
- 地権者が指定の期間内に請求しない場合、事業者は補償費用を供託するか、通知を撤回し代替地を探す。
- 取得通知に記載している取得日は、通知日から 3 か月以上先で 3 年以内の日付を指定することができるが、ほとんどの場合は評価額決定日とする。
- 取得日をもって占有権が事業者に移転し、登記手続きが行われる。
- また、地権者は、発令直後から、強制購入権が行使された場合に受け取れる補償額の 90%を請求することができる。

【海域や港湾部分の権利】

海域や港湾部分の権利は、王室不動産（The Crown Estate）のみが占有しているため、事業者は王室不動産と協議し、ガイドラインに定める要件[500]を満たした計画であることの確認を受けた後、ケーブルルートの所有権付与を受ける。

【海域の利用が終了した場合の原状回復等】

海底送電設備の利用が終了した際の洋上部分の扱いについて、エネルギー法（2004 年）、海洋・沿岸アクセス法（2009 年）及び OSPAR 条約を説明する。

送電設備を含む、洋上施設の利用が終了した場合は、エネルギー法（2004 年）の Part2 持続可能性及び再生可能エネルギー[501] 第 3 章「洋上施設の廃止措置」に定められている、廃止計画の作成と承認のプロセスを経て、撤去部分と残置する部分が決定される。

廃止計画は、UNCLOS IMO ガイドライン[502]等に基づき、サイト及び構造物毎に個別に作成される。また、法的な拘束力はないが、ビジネス・エネルギー・産業戦略省が廃止計画の作成についてのガイダンスノート「エネルギー法（2004 年）に基づく洋上再生可能エネルギー施設の廃止」[503]を発行しているため、事業者はこちらも参考にすることができる。

---

[499] https://www.gov.uk/guidance/compulsory-purchase-and-compensation-guide-1-procedure#link_possession（2023 年 2 月 22 日取得）

[500] https://www.thecrownestate.co.uk/media/3994/the-crown-estate-cable-route-identification-leasing-guidelines.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[501] https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2004/20/part/2（2023 年 2 月 22 日取得）

[502] https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/AssemblyDocuments/A.672(16).pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[503] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/80786/orei_guide.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

廃止計画には、次の事項が記載される。

- 洋上施設の廃止措置の概要
- 廃止措置を実施する際に発生する費用の見積もり
- 廃止措置が実施される時期や期間の決定方法
- （完全撤去又は一部残置が提案されている場合）その場所を、洋上風力発電
- 設備等の建設前の状態に復元するための方法
- （残置が提案されている場合）継続的な監視及び保守の必要性
- この他、担当大臣が財務的保証等に関する情報を求める場合はそれについての情報

前述の UNCLOS IMO によるガイドラインもビジネス・エネルギー・産業戦略省によるガイダンスノートも、原則、洋上施設等は完全に撤去する必要があるとしている。しかし、完全撤去が、人員又は海洋環境に容認できないリスクをもたらす場合や技術的に実行不可能又は極端な費用を伴う場合については例外を認めるとしており、廃止前に構造物毎個別の検討が実施される。

残置する場合について、IMO のガイドラインでは、その意思決定は沿岸国が行うこととしており、残置するものを適切に管理すること、また、海面上に突出しない場合、残置された構造物の上側に安全航行のためのクリアランス水深を 55m 以上確保することが定められている。

加えて、イギリスビジネス・エネルギー・産業戦略省のガイダンスノートにて、一部が残置される場合は、残置後の責任は、事業者/所有者が負うと記載されている。具体的には、事業者/所有者とその土地の所有者の間で、残置後の管理責任について取決めを行い廃止計画へ記載すること、埋められた施設の構造が露出されていないことを確認するための調査を実施すること、保険制度への加入等が求められる。

廃止計画の事例：Greater Gabbard

以下、イギリスサフォーク州の海岸から 26km の沖合に位置する洋上風力発電所で気象観測等を廃止した事例について説明する。

- 総面積 147km^2 に 140 基の風車が設置されており、最大発電量は 500MW
- 廃止計画は 2007 年に承認され、2008 年に建設が開始された
- 2017 年に気象観測塔が廃止されたが、風車は現在も稼動中
- 廃止計画では、風車本体、基礎・接続部、変電プラットフォーム、気象観測塔、ケーブル、洗掘対策の各撤去方法について、定性的な評価が実施された[504]
- 2017 年 2～3 月に、気象観測塔 1 基が廃止された際には、廃止計画の通り、海底面より上の構造物が洋上から撤去され、海底下にあった基礎は残置された

加えて、イギリスでは、海洋・沿岸アクセス法（The Marine and Coastal Access Act 2009）にて、ケーブルやパイプラインなどの海洋インフラの管理を含む、海洋計画・管理のための法的枠組みを定めている。同法における解体・撤去の規律は、前述のエネルギー法（2004 年）の定めと非常に似通った内容であり、海底ケーブルやパイプラインを含む海洋インフラの責任者は、

[504] https://www.eib.org/attachments/pipeline/20090322_nts1_en.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

それらの撤去や廃止措置の計画を立て、承認を得た後に、計画に基づいた処理を行うことを義務づけている[505]。

【参考】Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic （OSPAR 条約）に基づくガイドライン

イギリスにおける海底送電線の撤去については、エネルギー法（2004 年）、海洋・沿岸アクセス法（2009 年）といった国内規制に加えて、OSPAR 条約に定められている海洋インフラの撤去に関連する国際的な協定やガイドラインにも従う必要がある。

OSPAR 条約は、北東大西洋の海洋環境保護を目的とした国際協定であり、海洋インフラの廃止措置に関する規定が含まれている[506]。OSPAR 条約の ANNEX IV に「海洋施設及び構造物の処分のためのガイドライン」が含まれており、海底ケーブル及びパイプラインを含む海洋インフラの廃止措置に関する規定がある。

この規定では、海底送電線は、基礎、台座、ケーブル保護システムなどの関連インフラを含め、原則、全て撤去されるべきであるとしており、それらの撤去を行う者は、環境アセスメントを実施し、廃止措置計画を策定し、廃止措置活動を開始する前に必要な許認可を取得することが義務付けられている。廃止措置のプロセスは、海洋生態系と周辺環境への影響を最小限に抑えるための措置を講じ、環境に責任を持った方法で実施されなければならないとされる。

OSPAR 条約の付属書 IV は法的拘束力のない文書であるが、国家間の海底送電線の撤去を含む、北東大西洋の海洋インフラの廃止措置のための重要なガイダンスと言える。現在、本条約には次の 15 カ国が加盟している。

表 3.1-4　OSPAR 条約の参加国一覧

参加国			
Belgium	Denmark	Finland	France
Germany	Iceland	Ireland	Luxembourg
the Netherlands	Norway	Portugal	Spain
Sweden	Switzerland	the United Kingdom	

【参考】EU 規則の中での海底送電線敷設の位置付け

本件発令までの一連の検証をとおし、イギリスの国務長官は、バイキングリンクが EU 規則 No 347/2013 「欧州横断エネルギーネットワークに関するガイドライン」（TEN-E 規則）の規定による共通利益プロジェクト（PCI）に指定され、イギリスとデンマークのエネルギー安全保障を高め、再生可能エネルギーの統合を支える統合欧州エネルギー市場の創設に貢献することに留意しているとし、公共の利益のために命令地の取得を行うことについて、説得力があり、適切で正当な理由があると結論付けている。

[505] https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2009/23/contents（2023 年 2 月 22 日取得）

[506] https://www.ospar.org/site/assets/files/1169/ospar_convention.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

現在は、欧州横断エネルギーインフラのガイドラインに関する規則（EU）2022/869 が新たに施行され、規則（EU）No 347/2013 は廃止されているが、この新しく施行されたＥＵ規則の中には、イギリス側で実施されている強制購入に類する仕組みは確認できない。

【参考】土地の利用が終了した場合の原状回復等

海底送電線が使用されなくなった後に、土地の返還に伴う原状回復などの取り決めについて、下記の通り説明する。

強制購入命令に基づき、処理通知（notice of treat）と取得通知（notice of entry）による占有権の移転、又は、権利確定宣言(GVD)による所有権の譲渡が行われている場合は、海底送電線の事業に係る送配電事業者等に土地の所有権が移転しているため、利用の終了に伴う返還の義務や原状回復等は発生しない。

一方で、強制購入命令に基づいて政府機関等に不動産を売却した後、土地が不要になったと政府機関等が判断した場合においては、元々の土地所有者が優先的に土地を買い戻す権利がある。この際、政府機関等は、土地の売却方法を定めた Crichel Down Rules と呼ばれる非法定規則に従う[507]。また、ルール４に、民営化などによって公有地が譲渡された民間部門の団体に対しても適用が推奨されるとの記載があるため、海底送電線の事業に係る送配電事業者等も対象とみなされることが想定できる。

（原文）The Crichel Down Rules Rules and procedures

1. This section sets out the reviseDNOn statutory arrangements ('Crichel Down Rules') under which surplus government land which was acquired by, or under a threat of, compulsion (see paragraph 7 and the annex to this section below) should be offered back to former owners, their successors, or to sitting tenants (see paragraphs 13, 14, 17 and 18 below). For the sake of brevity, in this section all bodies to whom any one or more of the Rules apply or are commended are referred to as 'departments', whether they are government departments, including Executive Agencies, other nondepartmental public bodies, local authorities or other statutory bodies. See paragraphs 3 and 4 below. The annex provides further guidance on the Rules including a list of those bodies to which, in the opinion of the department, the Rules apply in a mandatory manner.

4. So far as local authorities and statutory bodies in England are concerned, it is recommended that they follow the Rules. They are also recommended to those bodies in Wales who seek to dispose of land acquired under an enabling power which remains capable of being confirmed by a UK Secretary of State for land in Wales. The Rules are also commended to bodies in the private sector to which public land holdings have been transferred, for example on privatisation.

強制購入命令によって政府機関等に取得された土地が不要になった場合、Crichel Down Rules に基づき、元々

507 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1071500/CPO_guidance_-_with_2019_update.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

土地を所有していた者に土地を買い戻す最初の機会が与えられる（買取は義務ではなく、優先的に買い戻す機会が与えられるのみ）。

取引条件は、政府機関等が強制購入命令の下で権利移転する際に土地の現在の市場価格を支払う必要があるのと同じように、土地を買い戻す時点の市場価格を支払う必要がある。「現在の市場価値」は、政府資格を所有する鑑定人によって設定される。

土地の性質が実質的に変更された場合、例えば、更地に植林が行われた場合や、既存建築物に対する工事などがあった場合などには、当該返還義務は変更されていない部分にのみ適用される。また、土地の性質が実質的に変更されたかどうかの判断は、処分部門が、土地を元の用途に戻すために必要な費用を考慮しておこなわれる。

主な例外は、土地の面積が非常に小さいために土地の返還を求める行政コストが土地の価値に比例しない場合などで、このような場合は土地を返還するかどうかについて、行政部門に裁量権が与えられる。

【参考】イースメント（Easement）

イギリスにおける「イースメント」は、the Land Registration Act 2002[508]に規定されている借地権の 1 種で、未登記の状態で使用許諾契約に基づき設定される借地権を指す。各種運用については、Practice guide 62: easements[509]に説明されている。

洋上風力発電所の建設に係る海底送電線の敷設にあたって必要な敷設地の占有権等権利関係の整理にもこのイースメントは借地契約と並んで活用されている。一般的な洋上風力発電所等の事業用地の権利設定は、地権者もしくは地権者の代理人が事業者と交渉することで行われている[510]。まず、事業者側が契約条件の草案をまとめ、弁護士を通して地権者へ通知し、事業者が何を目的とするかにより異なるが、通常は、調査段階から許認可取得までの間の使用に対して仮契約を締結し、その後、計画許可が取得された時や建設が完了したタイミングで長期または無期限の契約を締結する。契約の形態は、先に述べた通り、イースメントやリース契約など、事業者が要件に合わせて提案する。

イースメント設定時の特例：Land Compensation Manual Section 10: Special cases with the compensation code

イースメント設定における特例として、Land Compensation Manual Section 10: Special cases with the compensation code の中で電線ケーブルの使用許諾契約について述べられており、送配電線が通る土地の (i) 所有者 (ii) 居住者、(iii) 所有占有者に対する年間支払額は、毎年更新されることが規定されている。

[508] https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2002/9/contents（2023 年 2 月 22 日取得）

[509] https://www.gov.uk/government/publications/easements/practice-guide-62-easements（2023 年 2 月 22 日取得）

[510] https://www.sjplaw.co.uk/news-and-events/do-you-have-land-affected-by-offshore-wind-farm-cables-or-pipelines（2023 年 2 月 22 日取得）

B) 米国

(i) Right of Way（ROW）について

Right of Way（ROW）とは、米国内務省海洋エネルギー管理局（BOEM）によって発行される、再エネ電源から生産される電気やエネルギー製品の収集、送配電、輸送を目的としたケーブルやパイプラインの建設や使用にかかる許可を指す。

ROW は、Energy Policy Act of 2005（3～200 海里沿岸の連邦大陸棚（outer continental shelf/OCS）における石油・ガス由来以外のエネルギー、つまり再エネの生産、輸送、配送を規制する権限を内務長官に付与する法）及び Code of Federal Regulation, 30 CFR, Part 585（BOEM OCS Renewable Energy Regulations）において規定されている。連邦によって管理されている OCS で案件を履行する場合、開発前に BOEM より ROW を取得しなければならない。

The Energy Policy Act of 2005

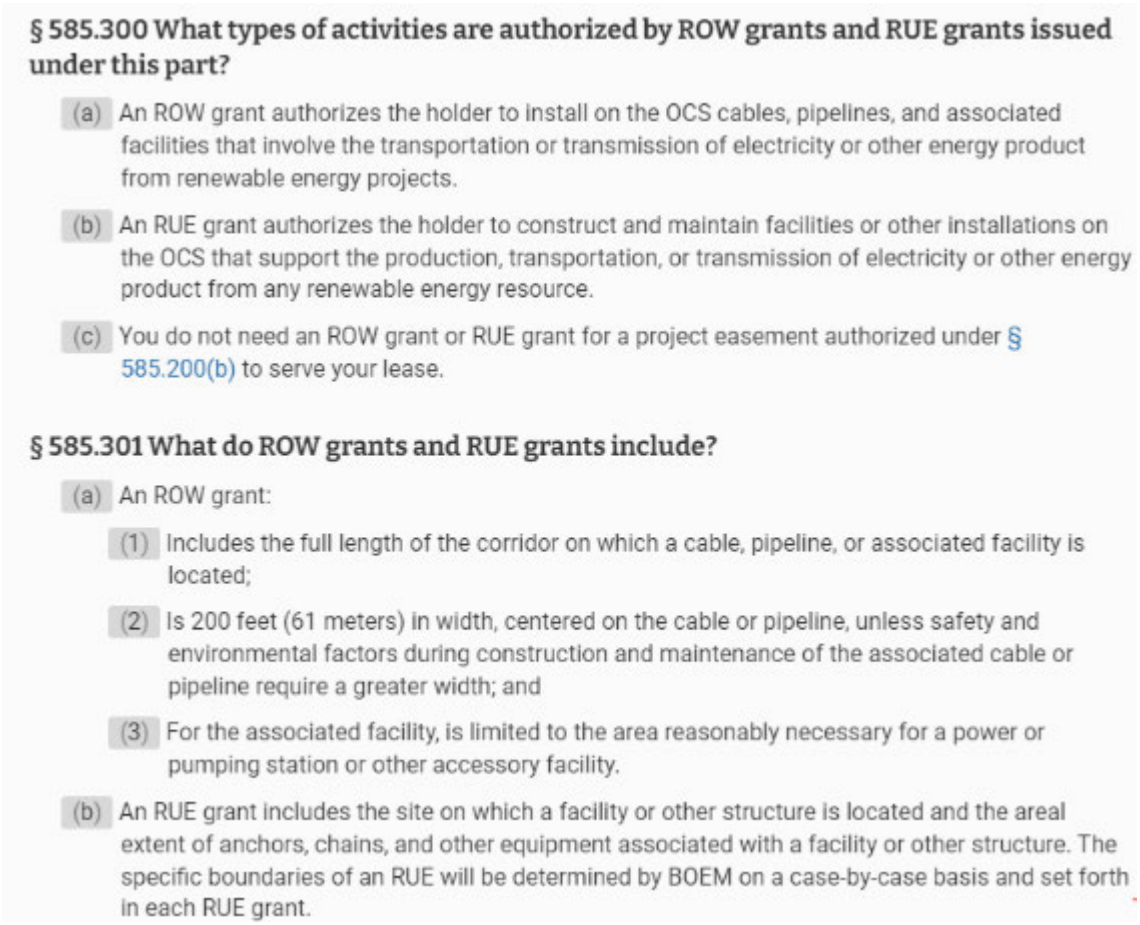
The Energy Policy Act of 2005, 42 U.S.C. ch. 149 § 15801 et seq., 16 U.S.C. ch. 46 § 2601 et seq., 42 U.S.C. ch. 134 § 13201 et seq., provided tax incentives and loan guarantees for energy production of various types. The statute contained many disparate conditions, however, the one of greatest relevance to BOEM authorized the Department of the Interior to grant leases for activity that involves the production, transportation or transmission of energy on the Outer Continental Shelf lands from sources other than gas and oil (Section 388).

This statute effectively granted BOEM, acting no behalf of the Department of the Interior, to establish its Renewable Energy Program for projects that would take place on the Outer Continental Shelf of the US (i.e., in Federal waters of the U.S. offshore of the States).

The Energy Policy Act (EPA) addressed numerous aspects of energy production in the United States, including: (1) energy efficiency; (2) renewable energy; (3) oil and gas; (4) coal; (5) Tribal energy; (6) nuclear matters and security; (7) vehicles and motor fuels, including ethanol; (8) hydrogen; (9) electricity; (10) energy tax incentives; (11) hydropower and geothermal energy; and (12) climate change technology. The Act also provided loan guarantees for entities that develop or use innovative technologies that avoid the by-production of greenhouse gases. Another provision of the Act increased the amount of biofuel that must be mixed with gasoline sold in the United States.

出所）The Energy Policy Act of 2005[511]

511 https://www.boem.gov/sites/default/files/documents//The%20Energy%20Policy%20Act%20of%202005.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）



§ 585.300 What types of activities are authorized by ROW grants and RUE grants issued under this part?

(a) An ROW grant authorizes the holder to install on the OCS cables, pipelines, and associated facilities that involve the transportation or transmission of electricity or other energy product from renewable energy projects.

(b) An RUE grant authorizes the holder to construct and maintain facilities or other installations on the OCS that support the production, transportation, or transmission of electricity or other energy product from any renewable energy resource.

(c) You do not need an ROW grant or RUE grant for a project easement authorized under § 585.200(b) to serve your lease.

§ 585.301 What do ROW grants and RUE grants include?

(a) An ROW grant:

(1) Includes the full length of the corridor on which a cable, pipeline, or associated facility is located;

(2) Is 200 feet (61 meters) in width, centered on the cable or pipeline, unless safety and environmental factors during construction and maintenance of the associated cable or pipeline require a greater width; and

(3) For the associated facility, is limited to the area reasonably necessary for a power or pumping station or other accessory facility.

(b) An RUE grant includes the site on which a facility or other structure is located and the areal extent of anchors, chains, and other equipment associated with a facility or other structure. The specific boundaries of an RUE will be determined by BOEM on a case-by-case basis and set forth in each RUE grant.

出所）Code of Federal Regulation, 30 CFR, Part 585（BOEM OCS Renewable Energy Regulations）[512]に規定されている ROW の権限内容

ROW 付与プロセスには Non-competitive プロセスと Competitive プロセスの 2 通りがあるが、Energy Policy Act に従い、BOEM が Notice of Proposed Grant Area and Request for Competitive Interest という Notice を一般公開した後、競争的な利害がないと米内務長官が判断しない限り、Competitive プロセスを踏んで ROW を許可することとなっている。

[512] https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-585（2023 年 2 月 22 日取得）

28582 Federal Register / Vol. 84, No. 118 / Wednesday, June 19, 2019 / Notices

MISSISSIPPI

Lincoln County

Ruston Power and Light Plant, 300 E Mississippi Ave., Ruston, SG100004151

NEW YORK

Onondaga County

Whedon-Schumacher House, 365 W Onondaga St., Syracuse, SG100004182

Rockland County

Pig Knoll School, 584 NY 306, Pomona, SG100004183

OKLAHOMA

Garfield County

Enid Downtown Historic District (Boundary Increase), Roughly bounded by Maple Ave., 2nd St., Cherokee Ave., and Adams St., Enid, BC100004167

Kay County

Marland, Charlotte, House, 919 E Grand Ave., Ponca City, SG100004168
First Presbyterian Church, 1505 E Grand Ave., Ponca City, SG100004169
Cleary, Jack and Helen, House, 13 Hillcrest Dr., Ponca City, SG100004170
Marland Estate, Inc. Gatehouse, 747 N 14th St., Ponca City, SG100004171
Ponca City Milling Company Elevator, 114 W Central Ave., Ponca City, SG100004172
Ponca City Municipal Airport Hangar, 2231 Waverly St., Ponca City, SG100004173
Ponca City Power Plant, 1420 N Union St., Ponca City, SG100004174
Temple Emanuel, 1201 E Highland Ave., Ponca City, SG100004175

Muskogee County

First Church of Christ, Scientist, 302 N 7th St., Muskogee, SG100004176
Hotel Muskogee, 26 W Broadway St., Muskogee, SG100004177

Oklahoma County

Capitol Hill Commercial Historic District, 100–400 SW 25th St./W, Commercial Ave., Oklahoma City, SG100004178
Stonegate Elementary School, 2525 NW 112th St., Oklahoma City, SG100004179

OREGON

Multnomah County

WISCONSIN

Milwaukee County

Jones-Hill House, 2463 N Palmer St., Milwaukee, SG100004165

A request for removal has been made for the following resource:

ARIZONA

Coconino County

Mormon Lake Lookout Cabin, (National Forest Fire Lookouts in the Southwestern Region TR), Coconino National Forest, Mormon Lake vicinity, OT87002459

Additional documentation has been received for the following resources:

MICHIGAN

Midland County

Greene, George, House, (Residential Architecture of Alden B. Dow in Midland 1933—1938 MPS), 115 W Sugnet, Midland, AD89001441

OKLAHOMA

Garfield County

Enid Downtown Historic District, Roughly bounded by Maple Ave., 2nd St., Cherokee Ave., and Adams St., Enid, AD07001265

OREGON

Multnomah County

Irvington Historic District, Roughly bounded by NE Fremont, NE 27th Ave., NE Broadway, NE 7th Ave., Portland, AD10000850

PENNSYLVANIA

Allegheny County

Heinz, H.J., Company, Roughly bounded by Chestnut St., River Ave., S. Canal St., Progress St. and Heinz, modern Manufacturing Facilities, Pittsburgh, AD02000774

Nomination submitted by Federal Preservation Officers:

The State Historic Preservation Officer reviewed the following nomination and responded to the Federal Preservation Officer within 45

DEPARTMENT OF THE INTERIOR

Bureau of Ocean Energy Management

[Docket No. BOEM–2018–0067]

Commercial Renewable Energy Transmission on the Outer Continental Shelf Offshore New York and New Jersey; Notice of Proposed Grant Area and Request for Competitive Interest

AGENCY: Bureau of Ocean Energy Management, Interior.

ACTION: Public notice.

SUMMARY: The purpose of this public notice is to: Describe the New York and New Jersey Ocean Grid proposed by Anbaric Development Partners, LLC (ADP); determine if there is competitive interest in a right-of-way (ROW) grant for renewable energy purposes in the area identified in this notice; and solicit public input regarding the proposal, its potential environmental consequences, and other uses of the area in which the proposal would be located.

DATES: If you are submitting an indication of interest in acquiring a ROW grant for the area ADP requested, your submission must be sent by mail, postmarked no later than July 19, 2019 for your submission to be considered. If you are providing comments or other information, you may send them by mail, postmarked by this same date, or you may submit them through the Federal Rulemaking Portal at *http://www.regulations.gov*, also by this same date.

ADDRESSES: If you are submitting an indication of competitive interest for a ROW grant, please submit it by mail to the following address: Bureau of Ocean Energy Management, Office of Renewable Energy Programs, 45600 Woodland Road, Mailstop: VAM–OREP, Sterling, VA 20166. Submissions must be postmarked by July 19, 2019 to be considered by BOEM in determining whether there is competitive interest. In

出所）米国内務省 BOEM による Notice[513]の抜粋

ROW の Competitive プロセスフローは下図の通りで、申請者は、計画予定の設備に関して想定される建設概要、概念的な運転停止計画を示した GAP（General Activities Plan、一般行動計画）を提出しなければならない。GAP に含むべき内容は地質工学的、生物学的、文化的などの見解を踏まえた調査結果、案件に関連するサイト評価または技術的試験のコンセプト、図面、設備の構造、製造、設置に係る情報、大気汚染に関する情報、設備停止後の撤去手順等となっている。

513 https://www.boem.gov/sites/default/files/regulations/Federal-Register-Notices/2019/84-FR-28582.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

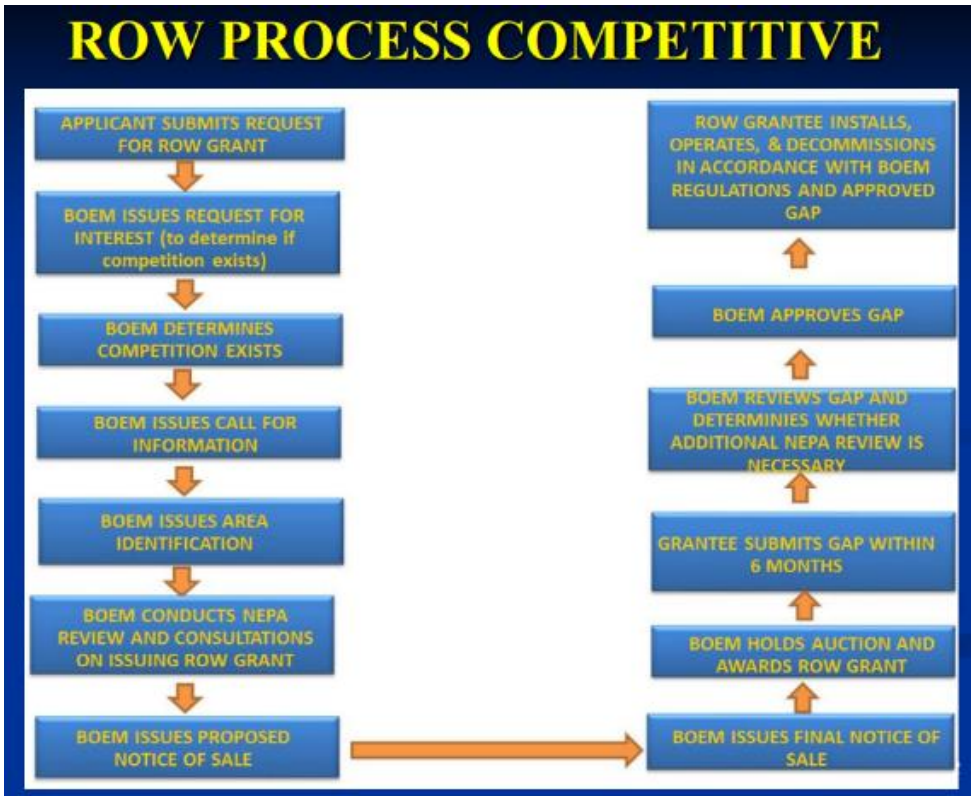


図 3.1-10　ROW の Competitive プロセス

出所）BOEM Regulations for issuing right-of-way grants on the OCS, John B. Smith, BOEM, Honolulu, Hawaii, Dec. 5, 2012[514]

ROW 付与の事例として、2014 年 Deepwater Wind Block Island Transmission System , LLC (Deepwater Wind)に対し、Block Island Transmission System (BITS)という Block Island とロードアイランド本土間の双方向海底送電線ケーブル敷設案件（連邦水域を跨ぐ８海里の長さ×200 フィート幅の規模）開発のため BOEM によって ROW が付与されており、再エネ送電目的として連邦水域における初の ROW 付与となった[515]。

さらに、2018 年には Anbaric Development Partners LLC.(ADP) に対し、New York and New Jersey, Ocean Grid（長さ 185 海里に及び海底システム）に関する ROW を付与している。同じく 2019 年に ADP に対し、Southern New England Ocean Grid Project（長さ 337 海里に及び海底送電ケーブルの洋上ネットワーク）に関する ROW も付与しており、下図のような目次建てで申請書が提出されている。

[514] Slide 1 (boem.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

[515] Department of the Interior Issues Transmission Right-of-Way for Deepwater Wind Offshore Project | Wind Systems Magazine（2023 年 2 月 22 日取得）

TABLE OF CONTENTS

SECTION	PAGE
1.0 INTRODUCTION	1
1.1 Overview of NY/NJ Ocean Grid Project	1
1.2 BOEM's ROW/RUE Grant Approval Process	2
1.3 Applicant for Right-of-Way and Right-of-Use Grant	2
1.4 Qualifications of Anbaric's Team	2
2.0 UNSOLICITED RIGHT-OF-WAY AND RIGHT-OF-USE & EASEMENT GRANT AREA REQUEST	3
2.1 Selection of the ROW/RUE Grant Area	3
2.2 Requested Lease Blocks	4
3.0 PROJECT DESCRIPTION OF THE NY/NJ OCEAN GRID PROJECT	6
3.1 Project Objectives and Benefits	6
3.2 Proposed Facilities	7
3.3 Project Schedule	10
4.0 STAKEHOLDER OUTREACH	11
5.0 EXISTING ENVIRONMENTAL CONDITIONS IN AREA OF INTEREST	11
5.1 Physical Conditions	12
5.2 Biological Resources	13
5.3 Socioeconomic Resources	19
5.4 Cultural Resources	23
5.5 Environmental Justice	24
5.6 Summary of Existing Environmental Conditions	25
6.0 REFERENCES	26

表 3.1　米国：Anbaric Development Partners LLC.(ADP)による New York and New Jersey, Ocean Grid に関する ROW 申請書抜粋

出所）Anbaric Development Partners LLC.(ADP) - Unsolicited Right-of-Way/ Right-of-Use & Easement Grant Application, New York and New Jersey Ocean Grid Project, Amended June 22, 2018[516]

(ii)　海底送電線にかかる現状回復及び資産除去に関する規定

【海底送電線にかかる規定の全体像】

ケーブル敷設に関する規定は、数多くの機関が規制権限を保有しており、連邦政府による権限の他にも、州による権限が規定されている場合もある[517]。連邦レベルでの規制に関しては、米国国立海洋保護区[518]（海洋環境が特別に保護されている米国海域内のゾーン）においてケーブル敷設をする場合、商務省の海洋大気庁（National Oceanic and Atmospheric Administration/NOAA）が管轄[519]しており、航海や国家の安全に影響するケーブル敷設の場合は米国陸軍工兵司令部（United States Army Corps of Engineers/USACE）の管轄、大陸棚全般に関しては米国連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission/FERC）の管轄[520]、領海大陸棚における石油・ガス以外に由来するエネルギーの生産、輸送、送配電にか

[516] Unsolicited Right of Way / Right of Use & Easement Grant Application (boem.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

[517] Submarine Cables - Domestic Regulation | National Oceanic and Atmospheric Administration (noaa.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

[518] NOAA Office of National Marine Sanctuaries（2023 年 2 月 22 日取得）

[519] 16 U.S.C. §1431-1445c（United States Code/合衆国法律集、タイトル 16、1431-1445c 章）（2023 年 2 月 22 日取得）

[520] Part I of the Federal Power Act, 16 U.S.C. § 792-823、Sections 405 and 408 of the Public Utility Regulations Policy Act of 1978、16 U.S.C. §§ 2705, 2708（2023 年 2 月 22 日取得）

かるケーブル（再エネ由来の電気やエネルギー製品の送配電にかかるケーブルの建設、使用含む）に関しては、Energy Policy Act of 2005 (EPAct)の Section 388 に基づき、内務省の海洋エネルギー管理局（Bureau of Ocean Energy Management/BOEM）が管轄[521]、等々となっている。州による規制の例としては、ハワイ州における海底ケーブル規制プログラム（Undersea Cable – Regulatory Framework Created, Haw. Clean Energy Initiative (June 27, 2012)）や沿岸から 3 海里にある浸水地にかかる州の権限（Submerged Lands Act of 1953, 43 U.S.C. §§ 1301–15）などがある。

【洋上風力発電設備（ケーブル含む）の撤去に関する規定】

電力に関するケーブル敷設等の権限を有することについては前述の通り、Energy Policy Act of 2005（2005 年エネルギー法/EPAct)の Section 388 に規定があるものの、具体的にケーブル含む洋上風力発電設備の撤去に関する規定は、Code of Federal Regulations（連邦行政命令集、CFR）のタイトル 30、チャプター585（特に§585.433, §585.910）において、海洋エネルギー管理局（BOEM）の権限により、洋上風力発電設備はリース期間終了後 2 年以内にすべての設備（ケーブルやパイプライン含む）を撤去または廃棄完了することが求められている（海底の泥線 15 フィート以下の設備は撤去が必要）[522]。

(BOEM, 2019a). Upon termination of the lease, the lessee is given two years to fully decommission their operations on the OCS, unless BOEM has authorized the facilities and installations to remain in place or be converted to an artificial reef. Decommissioning, as defined by BOEM, is the removal of all facilities, installations, and other devices permanently or temporarily attached to the seabed on the OCS to a depth of 15 feet below the mudline and must be complete within two years following the termination of a lease or grant (30 Code of Federal Regulations [CFR] §585.433, §585.910).

出所）連邦行政命令集における発電設備撤去にかかる規定[523]

但し、もし継続して使用することが望ましいと思われる設備等（例えば陸上の変電所等）については、デベロッパーが申請し、BOEM の承認取得をすればリース期間終了後も撤去せず残しておくことが可能な場合もある（§585.909）。

3.4 Alternatives to Decommissioning

BOEM may allow alternatives to decommissioning where appropriate and on a case-by-case basis. The two main options, if a lessee wants to consider an alternative to decommissioning, are remain in place or be converted to an artificial reef. BOEM may authorize facilities on the OCS to remain in place for several reasons, but each request is handled on a case-by-case basis. Factors BOEM takes into consideration when deciding whether a facility may be exempt from decommissioning and remain in place may include potential adverse impacts to the surrounding marine environment, competing uses of the OCS, and impacts to national defense and security. Any departure from decommissioning requirements and supporting rationale must be consistent with the applicable sections of the OCS Lands Act. In the decommissioning application, the lessee may also request that certain facilities be converted into an artificial reef to provide marine habitat. Even if BOEM determines that a facility may remain in place, the former lessee remains liable for future decommissioning, unless satisfactory evidence is provided showing that another entity has assumed that responsibility and secured sufficient financial assurances (30 CFR §585.909).

[521] Sec.388 Alternate energy-related uses on the outer continental shelf SEC (boem.gov) （2023 年 2 月 22 日取得）

[522] Environmental laws and regulations affecting US offshore wind | White & Case LLP (whitecase.com) （2023 年 2 月 22 日取得）

[523] Decommissioning White Paper (boem.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

出所）連邦行政命令集における発電設備を撤去しない場合の例外規定[523]

具体的な廃棄にかかる手続きの流れとして、廃棄にかかる申請、通知、最終通知というステップとなっており、早ければリース期間終了の 2 年前、または遅ければ期間終了後 90 日以内に、事業者は BOEM に対し廃棄申請を提出し、承認を取得することが求められている（§585.905）。申請書には、撤去対象の設備、ケーブル、パイプライン等の概要、想定される廃棄スケジュール、廃棄方法及び手順の概要、廃棄部品の輸送、処分、回収計画を記載する必要がある（§585.906）。BOEM が申請を承認した後、事業者は遅くとも廃棄を開始する 60 日前に廃棄通知を提出する。当該通知には、廃棄方法や手順に関する申請時からの変更点、更新された廃棄スケジュールを含めることが求められている（§585.908）。リース期間終了後、2 年以内にすべての設備、ケーブル、パイプライン等や案件のイーズメントを含め廃棄または撤去する（海底の泥線 15 フィート以下の設備は撤去が必要）（§585.433, §585.910）。廃棄または撤去後 60 日以内に、サイトが原状回復されたことに関し BOEM に最終通知を提出する。最終通知には撤去活動の概要及び被害緩和策の記載が必要となっている。（§585.912）

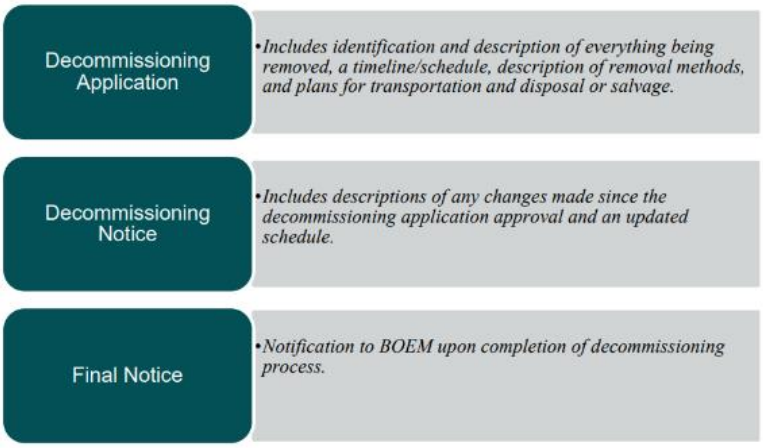


Figure 2. Decommissioning Following Termination of a Lease

図 3.1-11　撤去にかかる申請フロー

出所） Decommissioning White Paper, BOEM[524]

【New York 州の第 3 回洋上風力発電入札における設備廃棄・リサイクルにかかる規定】

ORECRFP22-1 Request for Proposals 6.4.11 Engineering and Technology において、提案する技術が実行可能な計画であるか記述が求められており、設備の廃棄・リサイクルに関しては 1. J.項に下記の記載がある。

j. Design considerations that help to support responsible disposal and or recycling of Primary Components after the end of their useful life and equipment plans that generally aim to consider the precepts of the circular economy.

※Primary Component は下記定義の通り、設備一式（ケーブル含む）を指している。

[524] Decommissioning White Paper (boem.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

Primary Component – The main parts of an offshore wind turbine structure, including the foundation, substructure, transition piece, tower, nacelle and rotor blades, and offshore substation bottom side and topside, electrical equipment, inter array and export cables.

【参考】再エネ設備承認プロセスにおける廃棄にかかる各種申請

Energy Policy Act of 2005 の Section 388 において、再エネ承認プロセスとして 4 つのフェーズを規定しており、planning and analysis（計画及び分析）、issuance of a lease or grant（リースまたは贈与の発行）、site assessment（サイト評価）、construction and operations（建設及び運営）に分けられている。

設備の廃棄については、サイト評価フェーズにおいて、サイト評価計画（Site Assessment Plan 、SAP）とともに、サイト評価対象設備に関する概念的な廃棄計画を提出し、BOEM の承認を取得する必要がある。SAP の承認取得完了後、建設及び運営フェーズで建設及び運営計画（Construction and Operations Plan 、COP）とともに、再エネ設備全体の概念的な廃棄計画を提出する流れとなっている。

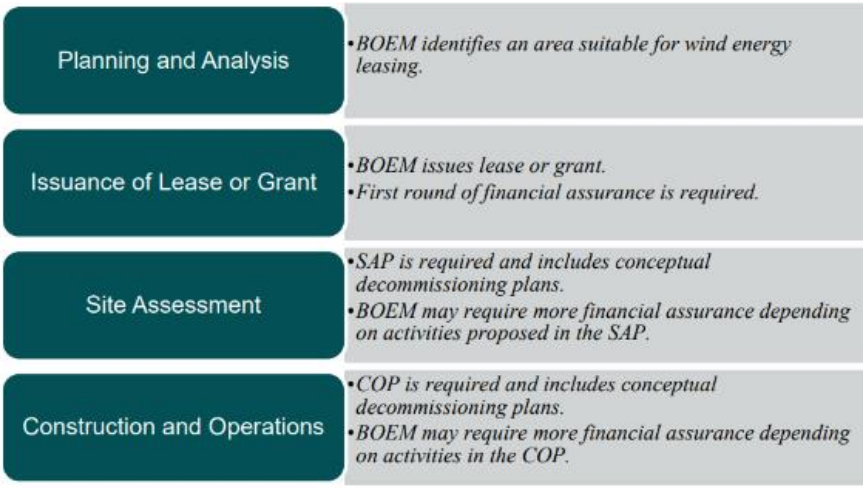


図 3.1-12　再エネ設備許認可承認フロー

出所） Decommissioning White Paper, BOEM[525]

【参考】米国国立海洋保護区におけるケーブル撤去等にかかる規定

米国国立海洋保護区においてケーブル敷設する場合に、撤去について規定が設けられていたので参考として示す。

米国国立海洋保護区においてケーブル敷設する場合、海洋大気庁傘下にある海洋保全地域局（Office of National Marine Sanctuaries/ONMS）のガイドラインである NMSA（National Marine Sanctuaries Act）and ONMS regulations[526] に沿って、許認可申請し承認取得する必要がある。

[525] Decommissioning White Paper (boem.gov)（2023 年 2 月 22 日取得）

[526] 15 CFR Part 922（Code of Federal Regulations/連邦行政命令集、タイトル 15、Part 922）（2023 年 2 月 22 日取得）

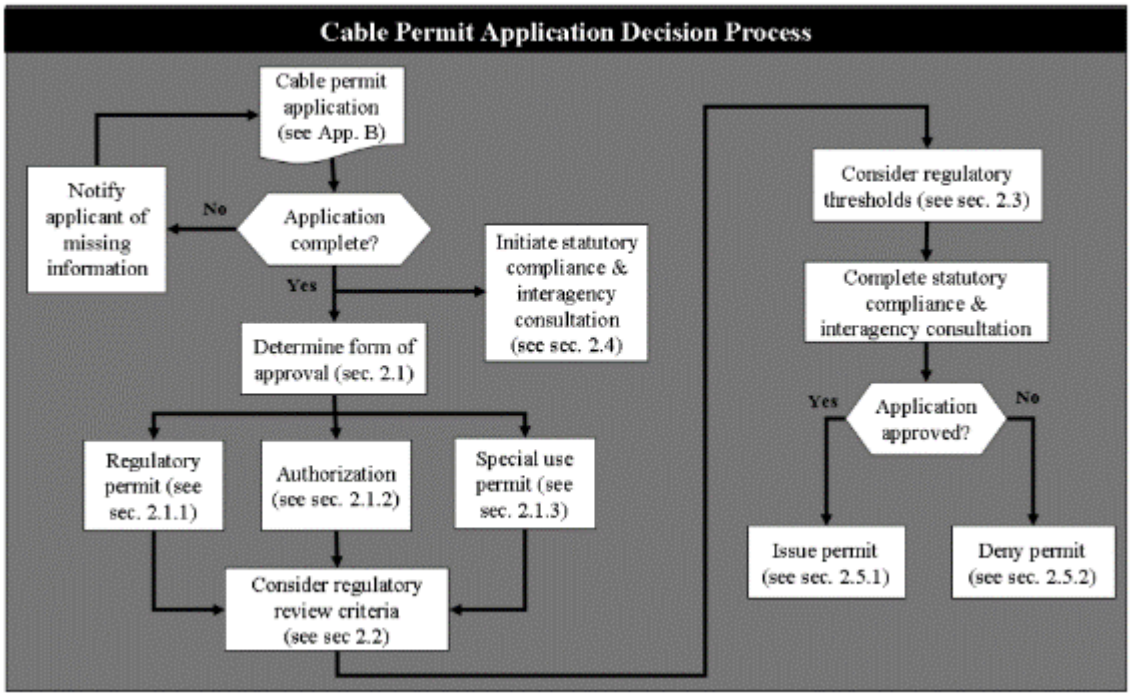


図 3.1-13　国立海洋保護区におけるケーブル敷設許認可申請プロセス

出所）National Oceanic and Atomospheric Administration Office of National Marine Sanctuaries, Final Policy and Permit Guidance For Submarine Cable Projects[527]

当該ガイダンスによると、ケーブル敷設の際の申請書の規定 D. Cable Installation, Maintenance and Removal Procedures の 26 において、許認可期間終了後までにケーブル除去するための計画及び手順及び、ケーブルを残置する場合はその合理的理由（なぜ除去できないのか含め）を説明することが求められている。
ケーブルの除去作業にかかる影響が残置する影響より大きい場合、ONMS は残置を許可することも視野に、ケーブル設置の許認可申請時に判断する。通常ケーブル敷設案件は長期に渡ることが多いため、申請者は、案件期間に渡る敷設目的について十分な説明が求められ、ONMS は申請者に対し案件の期間中必要資金が十分であり、許認可の義務履行やケーブル除去、長期間のモニタリングに対する要件が順守されるかどうかの保全のため、申請時に履行保証または同等の財政的保証の差し入れを要求している。

ケーブル敷設、修繕、撤去手順にかかる条件

D. Cable Installation, Maintenance and Removal Procedures
General Requirements

[527] subcable_final_guidance_2011.pdf (windows.net)（2023 年 2 月 22 日取得）

Cable Maintenance, Repairs, and Removal

22. Describe any planned project repair and maintenance activities, including routine inspections and maintenance of the cable.
23. Include an estimate of the frequency of cable faults, and a description of how emergency repairs would be made. Identify plans for periodic surveys and other activities proposed to monitor cable burial success and impact avoidance.
24. Describe the cable identification system used by the company to distinguish its cable from other cables.
25. Identify the expected project life of the proposed cable.
26. Describe plans and procedures for removing the cable by the end of the permit's duration. If planning to abandon the cable in place, give the rationale including an explanation as to why the cable cannot be removed.

出所）Final Policy and Permit Guidance for Submarine Cable Projects (September 2011), NOAA, Office of National Marine Sanctuaries [528]

C） フランス

【領海の占有許可に伴う海底送電線の撤去・原状回復の規則】

フランスにおいて海底送電線を設置する場合、海上領域の占有許可を申請することになる。海上領域（領海と接続水域を合わせた海域）は、公人の財産に関する一般法典（Code général de la propriété des personnes publiques）の第 L.2124-3 条の規定に従い、原則 30 年間、海上での再生可能エネルギー発電事業及びその関連事業、公共電力ネットワークの事業に関しては最大 40 年間の委譲が可能となっている。

海上領域の委譲手続きは、事業者から各県知事に占有許可申請書を提出し、国の関係者の意見徴収も含めて行政調査が行われ、審議の結果占有許可が与えられる。占有許可申請書には、「占有権終了時または使用終了時の施設の修復、復元、または修復に必要な作業」について記載する項目があり、占有後の原状回復の方法を示さなくてはならない。ただし、具体的な記載内容に特段の決まりはなく、申請者が任意の形式で作成している。

【EEZ における洋上風力設備の一部としての海底送電線の撤去・原状回復の規則】

EEZ における洋上風力設備の一部として海底送電線が敷設される場合は、Decret n° 2013-611 du 10 juillet 2013（人工島、大陸棚、排他的経済水域、生態保護水域における人工島、施設、工事、及びそれらに関連する施設、ならびにケーブル及び海底パイプラインに適用される規制）に従い、海事局の承認を得て敷設される。

設置許可申請書には、「9° 許可または使用の終了時に、海事の安全を保証することを可能にする事業の性質、ならびに施設の修復、修復または修復」及び「10° 海上航行の安全、海洋文化財の保護、及び自然環境と生物資源に加えられた変更の可逆性を維持するために提案された財政的保証の証明」を示す必要がある。また、同 Decret の Article 13 において「所有者が自己の費用で、人工島、構造物、及び関連設備の撤去を行うこと」が明記されている。ただし、具体的な記載内容や撤去の方法については特段の指定はない。

「財政的保証」については、金融機関からの保証状や、仏預金供託金庫への預託金等の形式で担保され、保証金額には、サイトを保護、復元または修復するための推定費用が考慮されること

[528] subcable_final_guidance_2011.pdf (windows.net)（2023 年 2 月 22 日取得）

が同 Decret の Article 13 において規定されている。一方で、具体的な金額や確保のための手段は、洋上風力設備の入札時の仕様において規定されるよう委ねられている。

3.1.2 系統増強判断規律

A) ドイツ

エネルギー供給ネットワークの運用、維持、最適化、強化及び拡大する義務については EnWG の 11 条の中で規定されており、ドイツの長期的な送電網の開発計画は 4 つの TSO（TenneT, 50Hertz, Ampri, TransnetBW）が 2 年毎の提出が義務づけられているネットワーク開発計画案と、連邦ネットワーク庁のレビューとその公開議論をもとにしている。

一方で配電網の開発計画は各 DSO が独自に行っており、基本的に毎年計画状況を確認し、少なくとも二年に一度見直されている。なお、配電事業者 Stromnetz Hamburg 社へのヒアリングによれば、配電網拡張計画に考慮する要素として、法律、条令の他、都市計画や企業誘致の状況、既存大口需要家の未来戦略、新規生産ラインの増設計画、一般家庭のエネルギー利用傾向、電動自動車の登記件数等があるという。拡張計画を超えて、大きく需要が伸びた場合には新しい配電網拡張計画の策定を前倒しして修正を行う。

送配電事業者は、不必要なネットワークの拡張を避けるために、「拡張前・強化前にネットワークを最適化する原則（NOVA 原則）」を取っている。EnWG§11.1 において、送配電事業者を含むエネルギー供給ネットワーク事業者（Betreiber von Energieversorgungsnetzen）は「経済的に合理的である限り、安全で信頼性が高く効率的なエネルギー供給ネットワークを非差別的な方法で運用、維持、最適化、強化、拡張する義務を負う」とされる。そのため、配電事業者も系統事業者同様に、「NOVA 原則」に則し配電網の拡張計画を策定している。「配電網の状況と拡張に関するレポート 2020（Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020[529]）」によると、調査対象となった 59 の配電事業者のうち 45 社が社内ガイドラインにおいて NOVA 原則を定めているとされており、8 社はガイドラインを定めてはいないが、NOVA 原則を順守しているとされる。

529

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3（2023 年 2 月 22 日取得）

【参考】　TSO（Tennet 社における NOVA 原則）

すべての送電事業者がまず、架空送電線の監視（Freileitungsmonitoring）など、既存の送電線の「最適化」を試みなければならない。それが不可能な場合、次のステップは、ネットワークを「強化」できるかどうかを確認する。それが十分でない場合は、新しい建設という意味での「拡張」は、他のすべての対策が十分でない場合にのみ考慮される。

- 最適化：架線監視を行い、天候に応じて高圧線を最適化し、運用することができる。 気温が低い場合や風が強い場合は、より多くのエネルギーを伝達できる。 しかし、ここにも限界があり、個々の導体ケーブルは摂氏 80 度を超えてはならない。つまり、冬でもエネルギー量を自由に増やすことはできない。
- 強化：最適化が限界に達した場合は、送電線を高温ケーブルで補強することもできる。 これらはより高い温度に耐えることができるため、より多くの電力を輸送することができる。 ただし、これらの「ホットライン」は非常にエネルギーを消費する。それは、導電体の温度が高いほど、電力損失が大きくなるためである。もう 1 つの問題は、既存の送電鉄塔では、より重いケーブルを運ぶことができないことが多いということだ。個々の導体間の安全距離を常に維持できるとは限らない。
- グリッド拡張：最適化または強化できない場合にのみ、拡張が計画される。

出所）Tennet 社ホームページ

B)　アイルランド

長期的な送電網の増強は、TSO が策定する Transmission Development Plan（TDP）[530]に含まれている。送電網の開発は、将来の需要予測に対する、ネットワークの信頼性、コスト及び環境への影響のバランスを考慮して計画される。TDP はより広範な欧州の Ten Year Network Development Plan（TYNDP）も考慮している。

C)　イギリス

イギリスにおける系統増強判断規律は、TSO と DNO で対応が異なる。National Grid ESO は、必要な系統増強を実施する方針であるのに対し、DNO はフレキシビリティの活用による混雑解消を最優先としている。

【TSO の系統増強判断規律】

National Grid ESO が公表している The Network Options Assessment2021/22 Refresh[531]によると、イギリス政府が公表している 2030 年までに洋上風力からの発電量を 50GW へ引き上げという目標達成するためには、94 の系統増強工事等が必要であることが確認されている。それら全ての系統増強工事等の総コストは 217 億ポンドと見積もられている。

[530] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Transmission-Development-Plan-2021-2030.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[531] https://www nationalgrideso.com/research-publications/network-options-assessment-noa （2023 年 2 月 22 日取得）

系統増強判断のトリガーは、事業者からの接続申込で、発議者は系統接続を希望する事業者となる。増強の要否については、Cost Benefit Analysis（CBA）を実施することで判断される。CBA は RIIO-ED1 CBA Tool に示されているもので、RIIO ED1 が策定される時点で、Ofgem が、イギリス財務省が発行する Green Book に基づき、仕様を決定したものである。

また、RIIO-ED1 “regulatory instructions and guidance”の E6-Innovative solutions では、Active network management（ANM）による解決も選択肢として示されている。系統接続申込において系統増強の必要性が生じる場合、ANM を用いることで、設備増強を回避することができる（ANM が適用されるのは全ての配電網ではないことから、適用外の範囲の場合は、原則として設備増強の検討を行う。）。

系統接続による系統増強の検討対象となるエリアが ANM の対象範囲の場合、系統増強をするか否かの判断は、費用便益分析に基づき決定される。

【DNO の系統増強判断規律】

National Grid Electricity Distribution[532]とそのグループ会社は、2021 年 8 月に Distribution Network Options Assessment (DNOA) という評価方法を見直し、系統増強などの投資判断について報告書を発行した[533]。下記のフローチャートに従い、費用便益分析（CBA）を活用することで、系統増強かフレキシビリティの活用かの判断を行っている。

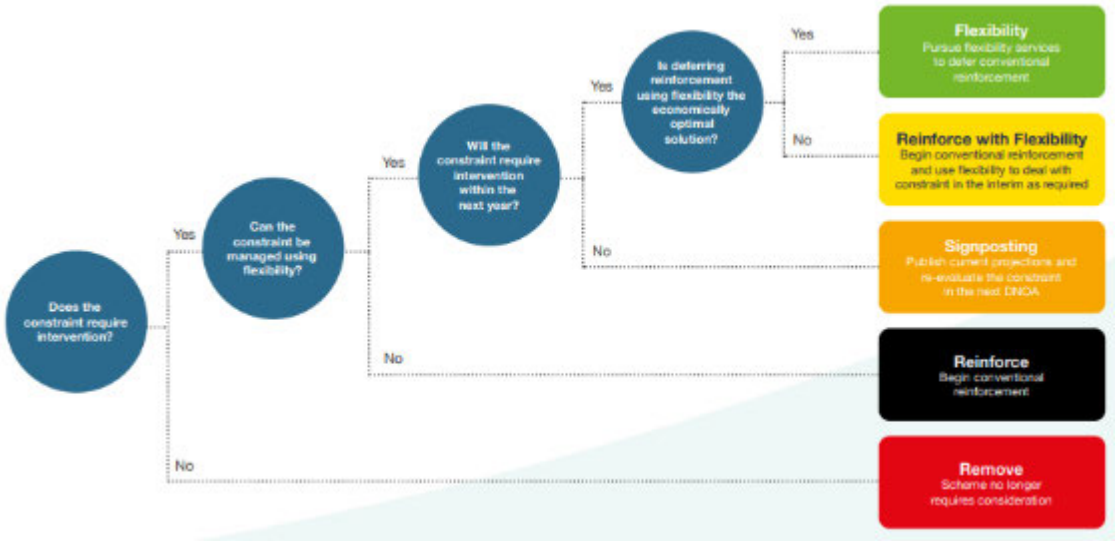


図 3.1-16　National Grid Electricity Distribution による増強判断のフローチャート

出所）Distribution Network Options Assessment[534]

[532]Western Power Distribution は、2022 年 9 月に National Grid に買収され会社名が National Grid Electricity Distribution となっている。

[533] https://www.westernpower.co.uk/network-strategy/distribution-future-energy-scenarios/distribution-network-options-assessment （2022 年 8 月 22 日取得）

[534] https://www.westernpower.co.uk/network-strategy/distribution-future-energy-scenarios/distribution-network-options-assessment （2022 年 8 月 22 日取得）

判断結果は 5 分類あり、①柔軟性調達による対応、②柔軟性調達と増強の併用、③情報公開を行った後次回の DNOA で再評価、④増強による対応、⑤柔軟性調達も増強も無し、のいずれかに決定される。

DNOA は、予測される負荷の増加と、結果として発生する負荷関連支出に対する最適な投資決定を評価することを目的としている。これには、需給バランスと系統混雑の両方が考慮されるが、現状、ネットワークの制約を発生させる原因は、主に需給バランスによるものである。

また、DNOA は、個別の新規接続電源の接続可否の判断プロセスとしては使用されることはなく、あくまでも National Grid Electricity Distribution 内の負荷関連支出計画を推進することを目的としたものである。このプロセスは、年に 2 回実施される。

3.1.3 系統増強費用負担ルール

A)　ドイツ

ドイツでの接続方式は、送電系統・配電系統共に Shallow 方式であり、既存の系統に接続するまでの電源線・変電所を発電事業者が負担し、系統増強に係る費用は系統運用者が負担する。系統増強費用は託送料金により一般需要家から回収される。（ドイツでは託送料金の発電側課金が無いため、全て需要家へ請求される）

表 3.1-5　ドイツ：系統増強費用負担ルール

送電系統	系統増強	一般負担 • 系統増強に係る費用は系統運用者が負担 • 系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収され、発電側課金は存在しないため全額を需要側が負担
	電源線	特定負担 • 既存の系統に接続するまでの電源線費用を発電事業者が負担
配電系統	系統増強	一般負担 • 系統増強に係る費用は系統運用者が負担 • 系統増強費用は託送料金を通じて一般需要家から回収され、発電側課金は存在しないため全額を需要側が負担
	電源線	特定負担 • 既存の系統に接続するまでの電源線費用を発電事業者が負担

- 発電事業者は技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する費用と計量器 費用を負担する（§16 par. 1 EEG 2017）。
- 系統運用者は発電事業者が技術的に経済的に最も適切な系統への接続点へ連系する 場合、増分費用を負担する（§16 par. 2 EEG 2017）。2013 年 1 月 1 日以降、送電系統 運用者は重大な過失によって生じた洋上風力発電の系統接続遅延に起因する費用に ついて責任を負う。送電系統運用者は発生した総費用の一定割合を補填する必要が ある（§17 f par. 2 EnWG）。
- 発生費用の 20%≦20 億ユーロ/年

• 発生費用の 15%：20 億ユーロ/年～40 億ユーロ/年 • 発生費用の 10%：40 億ユーロ/年～60 億ユーロ/年

出所）令和 3 年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査支援業務報告書より再掲

B） アイルランド

アイルランドの送電系統は Shallow 方式、配電系統は Deep 方式の費用負担方式をとっている。しかし ESB Networks によると現在の Generator standard Charges（GSC）は実際の施設運営に必要な額が反映されておらず、現在まで Distribution Use of System（DUoS）顧客からの課徴金によって賄われ続けている。[535]さらにこのコストは一般的に需要家へと転化されており、2021 年 10 月に CRU が公表した報告書によると電気料金全体の 23%を占めている。[536]

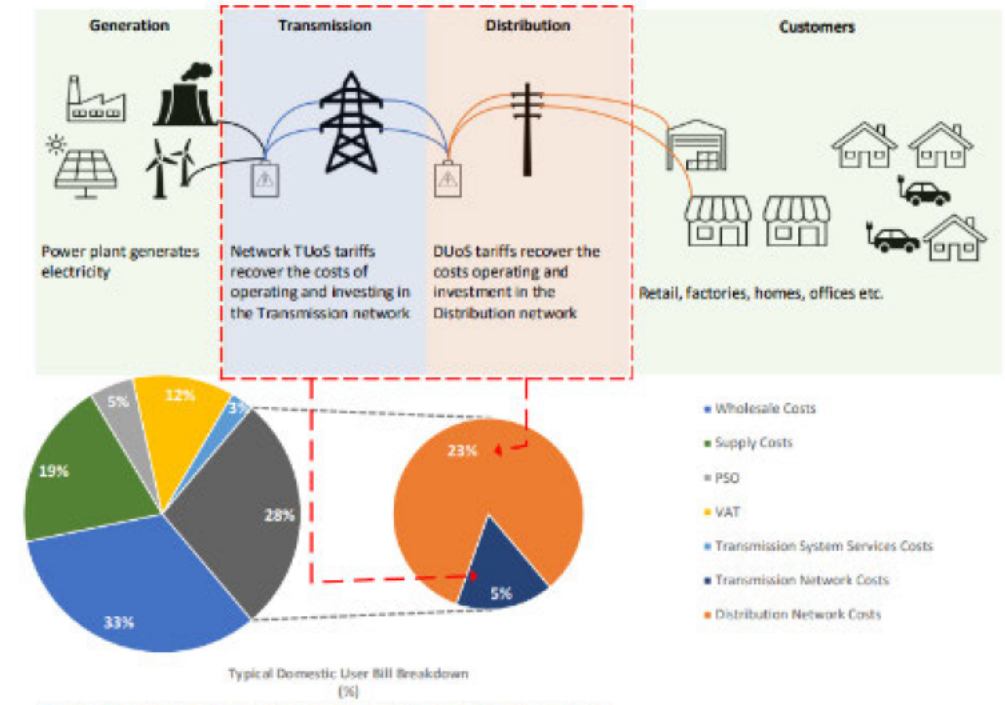


図 3.1-17　消費者の系統費用負担割合

出所）ESB NETWORKS RESPONSE TO CALL FOR EVIDENCE

表 3.1-6 アイルランド：系統増強費用負担ルール

送電系統	系統増強	一般負担 • 既存の送電系統の増強分については託送費用を通じて、一般需要家から回収されるが、発電事業者にも系統使用料（TNUoS：Transmission Use of System）として発電側課金があるため、発電事業者からも広く回収される。

[535] CRU20144-ESB-Networks-2020-proposals-for-changes-to-Generator-Standard-Charges.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[536] CRU21123-Electricity-Network-Tariff-Structure-Review-Objectives-Principles-Call-for-Evidence.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

	電源線	特定負担 • 既存系統までの電源線費用は、GPA プロセス注でのグループ内の他の事業者と発電機容量でコスト分担
配電系統	系統増強	特定負担 • 既存系統までの電源線費用に加えて、既存の配電系統の増強費用も事業者が負担する • GPA プロセス内のサブグループ内の他の事業者とともにコスト分担 • 後続の発電事業者がその増強した設備を利用する場合には、後続の事業者から系統増強費用を回収し、最初に系統増強費用を負担した事業者に払い戻しが行われる • ESB Networks は DUoS 顧客より課徴金を回収しており、このコストはほとんどの場合託送費用を通じて、一般需要家から回収される。
	電源線	

出所）令和 3 年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査支援業務報告書より再掲

C)　イギリス

イギリスにおける接続検討に伴う費用負担のルールは、送電系統と配電系統で対応が異なる。

送電系統では、Shallow 方式が用いられており、新規の電源は送電系統に接続するために必要となる専用設備（電源線等）の費用のみを支払いする。また、発電事業者はその費用の前払いや、分割払いも可能である。

一方、配電系統においては、新規の電源は接続電圧の 1 つ上の位の電圧階級の系統増強費用までを負担し、それ以上の電圧階級の増強費用は TSO/DSO が負担する、Semi-shallow 方式が用いられている。なお、発電事業者は接続が有効になる前に費用を支払う必要がある。

また、National Grid Electricity Distribution に対して費用負担ルールの今後の変更についてヒアリングを実施したところ、2023 年 4 月 1 日より、新規接続に伴う補強工事を希望する事業者への費用請求方法が大きく変更になるとの回答を受けた。概要としては、「アクセス及びフォワードルッキングチャージ」という制度を導入し、新規需要接続に伴う補強工事は費用負担が免除され、発電所の接続についも費用負担が大幅に低減される。補強にかかる費用は、DUoS 料金の一部として、系統利用者が負担することになる。

ただし、新規接続に伴う補強費用が上限（需要・発電それぞれに上限を設定）を超える場合などは例外となる。

なお、自営線（新規接続希望者のみが利用するもの）については接続する事業者が全額を負担する。

表 3.1-7　イギリス：系統増強費用負担ルール

送電系統	系統増強	一般負担 • 広域系統の増強に対し、特定の電源のみが費用を負担するのではなく、TNUoS 料金の値上げにより一般負担で回収
	電源線	特定負担

		• 発電設備より 2km までの電源線は発電事業者負担 • 発電事業者はその費用を前払いすることも、40 年以上にわたり分割で支払うことも可能
配電系統	系統増強	一部一般負担/一部特定負担 • 接続に対応するために必要な、 1 つ上位の電圧までの増強費用を負担する。発電事業者は接続が有効になる前にその費用を支払う必要がある。 • 「Second Comer」ルールとして、 更なる接続が発生してこれらの設備を使用する場合、系統に接続する電源が既存の電源に対して金額を一部返金する。 • 1 つ上位の電圧を上回る増強は、配電事業者が DUoS 料金により一般負担で回収する。 • 接続点の増強が必要な場合、これは接続のための設備増強として扱われ、系統に接続する電源がこれを支払う。
	電源線	特定負担

出所）令和 3 年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査支援業務報告書より再掲

3.1.4 系統増強の代替策の評価方法

A） アイルランド

アイルランドは、系統増強工事の完了前に既存系統への接続工事が完了していれば、発電機の系統への接続であるノンファーム接続を認めている。規制機関である CER（Commission for Energy Regulation）の決定によって定められた。ノンファーム接続の電源は、TSO による出力変更に対して、補償を受けることが出来ない。一方、ノンファーム接続は系統増強を前提とした暫定的な制度であるため、系統増強が完了することでファーム電源となり、TSO による出力を変更させられた場合に補償を受け取ることが出来るようになる。

出力抑制時に補償を受けることが出来る空容量を Firm Access Quantities(FAQs)という。接続申請の際に発電事業者が接続容量 Maximum Export Capacity(MEC）をリクエストし、その MEC に対して TSO が接続検討の際にどれだけの空容量があるのかを計算する。FAQ は各発電機に割り当てられ、ファーム電源として接続することが出来る。仮に空容量が MEC を下回っている場合には一部ファーム電源として、全くない場合にはノンファーム電源として接続することとなる。ノンファーム電源、一部ファーム電源は、系統増強の進展とともに MEC と等しい FAQ が与えられ、ファーム電源となる。MEC と FAQ と系統増強の関係を図表 XX-XX に示す。なお、ノンファームアクセスは再エネ電源に限った適用ではなく、全電源を対象としたルールである。

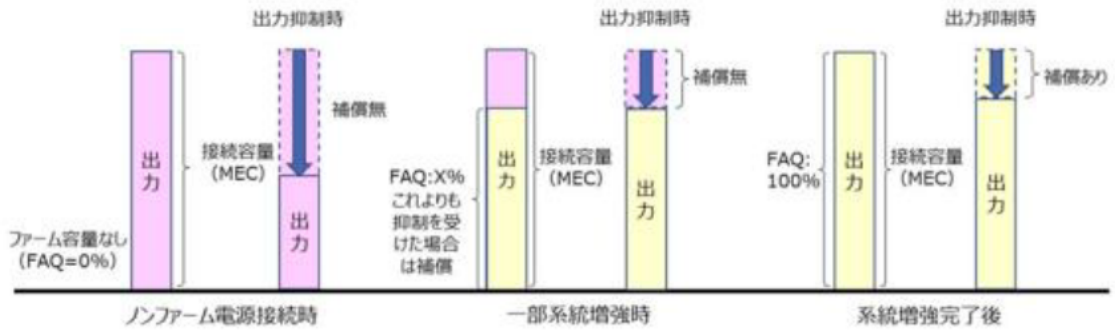


図 3.1-18　MEC と FAQ と系統増強の関係

出所）広域機関における「日本版コネクト＆マネージ」の検討について（2018 年 12 月 26 日）- 電力広域的運営推進機関[537]

3.1.5 地域系統混雑の解消

ここでは、地域系統 154kV～66kV 帯における系統混雑解消スキーム及び費用負担の在り方について次の通り説明する。

A)　ドイツ

10 万以上の顧客が接続する配電網を運営する事業者は、エネルギー事業法（EnWG）§14d に基づき「配電網計画（グリッド拡張計画）」を策定することが義務付けられている。

連邦ネットワーク庁が公表する提出された配電網計画（グリッド拡張計画）を取りまとめた「配電網の状況と拡張に関するレポート 2020（Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020[529]）」によると、再エネの増加に起因した配電網の増強判断に至ったものは全体 161 億ユーロのうち、約 31 億ユーロ。また、当該レポートよると、ボトルネックとなっている 110kV の配電網は主にドイツの北部と東部に見られる。

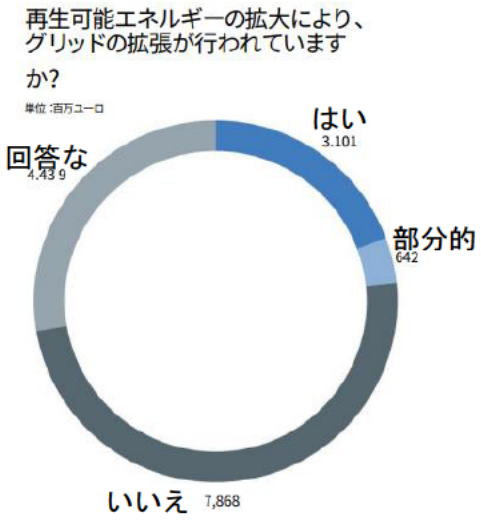
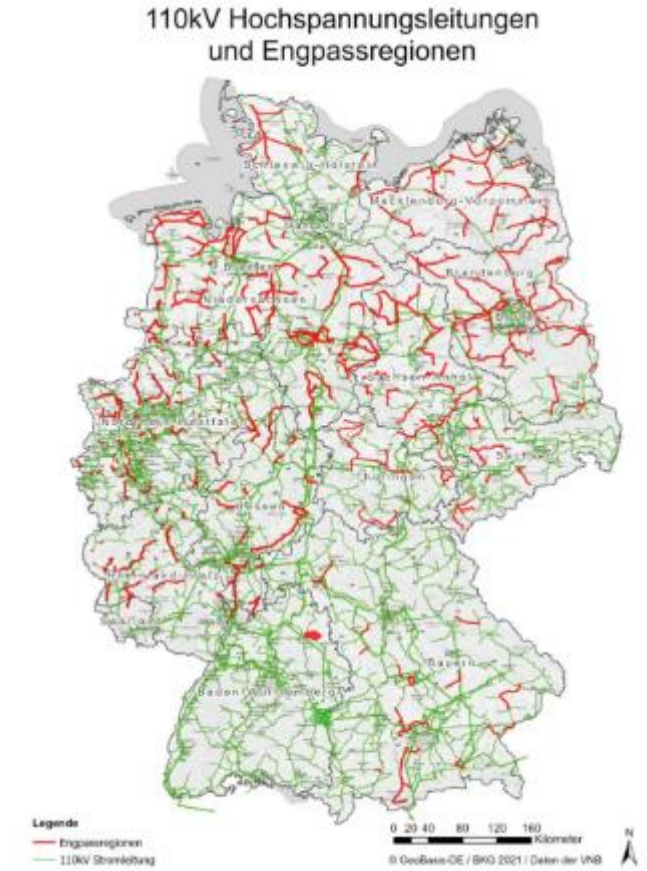


図 3.1-19　再エネの増加に起因した配電網の増強判断に関するアンケート

[537] https://www meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/011_02_00.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

出所）Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020



系統混雑の配電

図 3.1-20　高圧電線とボトルネックのある地域

出所）Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021

系統混雑解消時において、配電事業者は独自電源計画の遅延といった手法はとれないことから、混雑解消は系統事業者・発電事業者のレベルにて実施している。基本的には発電事業者が従来型の火力発電所で出力抑制を行い、それでも足りなければ再エネ発電所の調整も行うか、揚水発電所揚水命令を出す形で消費電力を上げるといった調整方法も行っているということであった。

Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020 にて、配電事業者が拡張前の「ネットワークの最適化」のための施策として挙げている対策は次の通り。また、電力供給網アクセス法（StromNZV）§15 においては、混雑管理から得られる収入は混雑管理のために使用するか、一時的に留保するか、託送料金を削減するために使われると定められている。

再エネの優先給電 Einspeisemanagement	EnWG§13.1 に基づく従来電源の再給電（補償あり）、EnWG§13.2 に基づく従来電源・再エネ電源を含めた全電源の出力抑制（補償なし※再エネ電源に関しては EEG§14 により補償が行われる）
架線監視 Freileitungsmonitoring (FLM)	風速や周辺温度を監視し、架線の送電容量を有効活用する。
制御可能変圧器の導入 regelbare OrtsNetzTransformatoren	オンラインで変換比率を変更できる MV/LV 変圧器。電圧変動が大きい地方部において導入が進ん

(rONT)	でいる。
他の制御方法	—

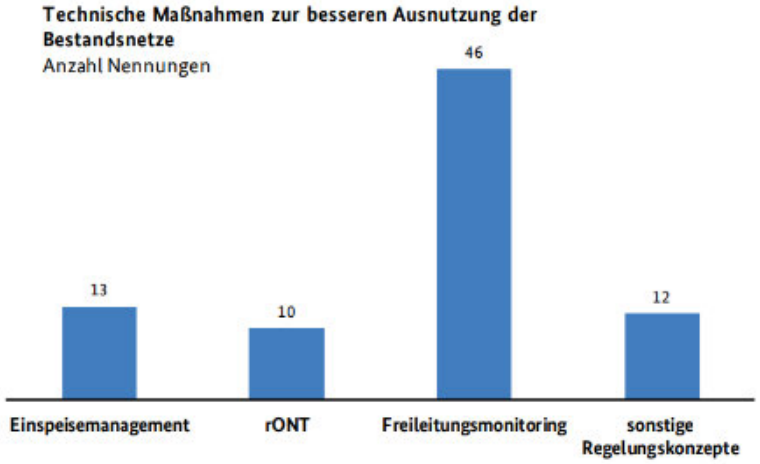


図 3.1-21　アンケートによるネットワーク最適化のための施策導入件数

出所）Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020

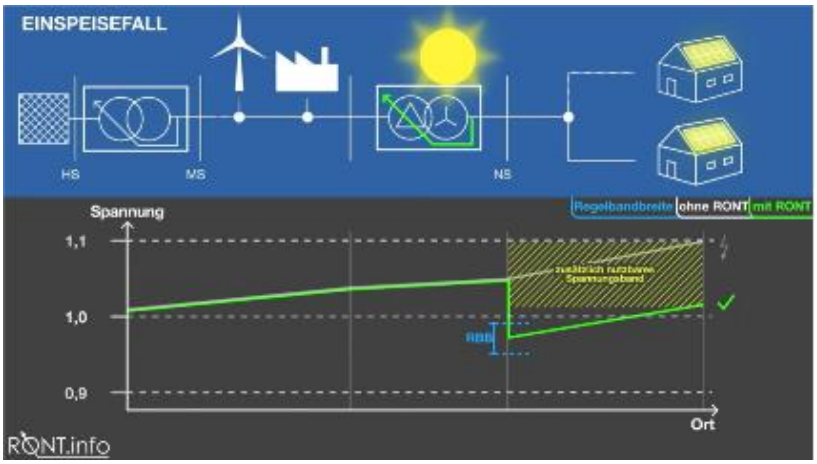


図 3.1-22　rONT イメージ図

出所）Avacon 社ウェブページ

エネルギー貯蔵システムについては、EnWG§11a に従い、入札により送配電事業者が調達することが可能となっている。但し、配電事業者については、EnWG§7.1 に基づき、同システムの所有、建設、管理、運営が許可されていない。

EnWG
§11 エネルギー供給ネットワークの運用
(1) エネルギー供給ネットワークの運営者は、経済的に合理的である限り、安全で信頼性が高く効率的なエネルギー供給ネットワークを非差別的な方法で運用、維持、最適化、強化、拡張する義務を負う。特に、第 12 から第 16a に従ってタスクを実行する必要がある。エネルギー供給ネットワークのこれらのタスクは、ご自身の責任で実行してください。彼らは、これらのタスクを実行する際に互いに協力し、サポートしする。これは特に、エネルギー供給ネットワークの別の事業者のネットワークに影響を与える可能性のある措置に適用される。

(2) 第 1 項 1 に従った、ニーズに基づいた、経済的に合理的な電力供給グリッドの拡張のために、電力供給グリッドの運営者は、直接接続されたプラント毎の予想年間発電量が、陸上の風力エネルギーまたは太陽放射エネルギーから電気エネルギーを生成するためのグリッドへの電力は、最大 3% 削減される可能性がある(ピーク キャッピング)。ピーク シェービングに基づいてネットワーク計画を立てた電力供給ネットワークの運営者は、そうしなければなりません。
1. ウェブサイトで公開し、
2. 上流の電力供給ネットワークの運営者、送電ネットワークの運営者、連邦ネットワーク庁、管轄の州規制当局に直ちに通知する
3. ネットワーク計画の一環として、有能な第三者のためにわかりやすい方法で文書化されている。
第 2 項 3 に基づく文書は、連邦ネットワーク庁、管轄の州規制当局、上流の電力供給ネットワークの運用者、送電システムの運用者、給電を希望する人、及び接続されているシステム運用者に提示する必要がある。要求に応じて遅滞なくネットワークに送信する。再生可能エネルギー法（EEG）第 13 条、第 14 条、及び第 11 条は影響を受けない。決定する際に、再生可能エネルギー、鉱山ガス、または熱と電力の組み合わせから発電するためのプラントの年間発電量の 3% 以上の固定価格買取りを削減するためのコストを考慮に入れる、電力供給ネットワークの運営者。そのネットワーク料金

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
§ 11 Betrieb von Energieversorgungsnetzen
(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Sie haben insbesondere die Aufgaben nach den §§ 12 bis 16a zu erfüllen. Sie nehmen diese Aufgaben für ihr Energieversorgungsnetz in eigener Verantwortung wahr. Sie kooperieren und unterstützen sich bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben; dies ist insbesondere für Maßnahmen anzuwenden, die sich auf das Netz eines anderen Betreibers von Energieversorgungsnetzen auswirken können. Die Verpflichtungen sind auch anzuwenden im Rahmen der Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Unternehmens und seiner Aufsichtsrechte nach § 7a Absatz 4 Satz 3. Der Ausbau eines L-Gasversorgungsnetzes ist nicht bedarfsgerecht im Sinne von Satz 1, wenn er auf Grund von Netzanschlüssen erfolgen muss, zu deren Einräumung der Betreiber des L-Gasversorgungsnetzes nicht nach den §§ 17 und 18 verpflichtet war.

(2) Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die für ihre Netzplanung eine Spitzenkappung zugrunde gelegt haben, müssen dies
1. auf ihrer Internetseite veröffentlichen,
2. dem Betreiber des vorgelagerten Elektrizitätsversorgungsnetzes, dem Betreiber des

EnWG
§７配電事業者の法的分離
(1) 垂直統合型企業は、セクション 3 番号 38 の意味で関連する配電システム オペレーターが、その法的形式に関して、エネルギー供給活動の他の分野から独立していることを保証しなければならない。配電システムの運用者は、エネルギー貯蔵施設を所有、建設、管理、または運用する資格がありません。
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
§ 7 Rechtliche Entflechtung von Verteilernetzbetreibern
(1) Vertikal integrierte Unternehmen haben sicherzustellen, dass Verteilernetzbetreiber, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nummer 38 verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind nicht berechtigt, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.

また、連邦環境庁のレポートによると、系統蓄電池は、ネットワーク拡張よりも数倍以上のコストがかかることが先行する論文等から明らかになっており、その活用についてはケースバイケースでの利用に留まっているとされている[538]。

[538] Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene（2023 年 2 月 22 日取得）
（https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_14_cc_51-2020_zuegiger_ausbau.pdf）（2023 年 2 月 22 日取得）

EnWG
§14d ネットワーク の拡張計画、条例を発行する権限。決断力
(1) 配電網の事業者は、2024 年 4 月 30 日までに初めて規制当局に配電網の計画（グリッド拡張計画）を提出し、その後は 2 年毎に暦年の 4 月 30 日までに提出しなければならない。グリッド拡張計画は、統合された将来を見据えたグリッド計画を確実にするために、パラグラフ 3 に従って作成される地域シナリオに基づいて作成される。規制当局は、グリッド拡張計画の調整を要求できる。
(2) 配電網の拡張計画を作成するために、配電網の運営者は、ドイツ連邦共和国の領土を、地理的に区切られ、空間的に接続された地域（計画地域）に分割する。計画地域内で、配電ネットワークの運営者は、ネットワーク拡張計画の基本について合意する必要がある。申請時または職権により、規制当局は配電システムの運営者を計画地域に含めるよう命令することができる。
(3) 計画地域内の配電網事業者は、計画地域内の配電網事業者のそれぞれの配電網拡張計画の共通基盤となる、送電系統事業者を巻き込んだ地域シナリオを作成する。地域シナリオは、2045 年という長期目標の法定目標と、連邦政府のその他の気候及びエネルギー政策目標の両方を考慮した開発経路と、今後 5 年間及び 10 年間の予想される開発で構成されている。地域シナリオには以下が含まれる。
1. すでに行われている接続に関する情報、予想される、及びさまざまな発電容量と負荷の可能な接続の最大数、
2. 予想される注入と撤退に関する情報、及び
3. 他のセクター、特に建築及び輸送セクターの発展に関する仮定。
配電網の運用者は、それぞれの配電網拡張計画が規制当局に提出される 10 か月前までに、地域シナリオを完成させる必要がある。
(4) グリッド拡張計画には、特に次の情報が含まれている。
1. 高電圧及び中電圧ネットワークと、それぞれのネットワークのボトルネック領域を含む中電圧及び低電圧の変電所のネットワーク マップ、
2. パラグラフ 3 に従って作成された地域シナリオが基づいているデータ、
3. ネットワークの最適化、強化、更新、拡張に必要と思われる措置、及び必要なエネルギー効率と需要管理措置を含む、2045 年までの配電タスクの予想される展開の説明、
4. 今後 5 年及び 10 年間に計画された最適化、強化、更新、及び拡張措置、ならびに必要なエネルギー効率及び需要管理措置。これにより、これらの措置の実施に公法上の計画または承認手続きがどの程度必要かを明示する必要がある。及びこれらの手順の現在のステータスと、配電システムの運用者がこれらの措置に関する投資決定をすでに行っているかどうか、及びその時期に関する情報、及び配電システムの運用者が措置が実際に実施されると想定する時期に関する情報、
5. ボトルネックの影響を受けるライン セクションの詳細な説明と、それぞれに計画された最適化、強化、及び拡張措置、
6. セクション 14c の意味する範囲内の周波数に制約されない補助サービスと柔軟性サービスの必要性、及びこの必要性をカバーする計画
7. 第 11 条 (2) に従ってピーク キャッピング装置を使用する範囲。
文 1 による情報の表示は、有能な第三者が理解できるように設計する必要がある。
1. ラインルートと変電所の容量の変化、及び周波数に依存しない補助サービスの変化は、計画された対策に関連付けられている。
2. 配電網の運営者が検討した代替案
3. 計画された対策が実施された後、システム サービスと柔軟性サービスのどのようなニーズが残るか、及び
4. どのような費用が発生する可能性がある。
規制当局は、グリッド拡張計画の送信の期限、形式、内容、及び種類を指定できる。
(5) 規制当局は、§29. 1 に従って決定を下すことにより、(1)から(4)についてより詳細な規定を定めることができる。
(6) 配電網の運営者は、少なくとも中電圧及び高電圧レベルの配電網利用者と送電システムの運営者に、彼らに影響を与える配電網の拡張計画についてコメントする機会を与えなければならない。
(7) 配電網拡張計画を作成する際、配電網の運営者は、エネルギー効率と需要管理手段のオプション、及び低圧送電網については、予想される発電容量と負荷の長期接続を考慮に入れなければならない。連邦政府は、連邦参議院の同意なしに、法定命令により、第 1 文で指定された利益を考慮するための一般原則を公布する権限を与えられている。
(8) (1)から(4), (6)及び(7)は、100,000 未満の顧客が直接的または間接的に接続されている配電網の運営者には適用されない。文 1 から逸脱して、パラグラフ 1 から 4 ならびにパラグラフ 6 及び 7 は、陸上風力エネルギーまたは接続されたシステムからの太陽放射エネルギーからの過去 2 年間の技術的に可能な発電が、センテンス 1 に従ってオペレータに適用される。配電ネットワークへの影響は、配電ネットワークの運営者の配電ネットワークで扇動され、3%以上削減された。
(9) (8)第 1 文に基づく配電網の運営者は、(4)第 1 文 1 及び 2 に基づくデータを配電網の上流の運営者に送信する義務を負う。パラグラフ 1 に従って、配電ネットワークの運用者は、少なくとも計画地域内で、送信されるデータの要件について合意する。その際、第 8 条第 1 項に従って、配電ネットワークの運用者にコメントする機会を与えなければならない。
(10) 公称電圧 110 キロボルトの配電ネットワークの構築と運用は、何よりも公共の利益であり、公共の安全に役立つ。

電力供給網アクセス法
§15 混雑管理
(1) 経済的に合理的である限り、送電事業者は、送電関連及び市場関連の措置の助けを借りて、送電及び隣接ネットワークへの結合点での系統混雑の発生を防止する必要がある。
(2) (1)に基づく措置を講じても系統混雑の発生を回避できない場合、送電事業者は、市場志向で透明性のある方法を使用して、利用可能な回線容量を非差別的な方法で管理する義務がある。
(3) 送電事業者が混雑管理の実施から得た収入は、混雑を解消するための措置に直ちに使用されるか、この目的のために確保されるか、または託送料金の削減として考慮される。送電事業者は、送電事業者が混雑管理の実行から得た収益を文書化する必要がある。書類は規制当局に提出する必要がある。
(4) 送電事業者は、系統内の混雑を適切な形式で、少なくともその Web サイトで直ちに公開し、影響を受けるバランシング グループ マネージャーにできるだけ早く電子的に通知する義務がある。公開及び通知には、次の内容が含まれている必要がある。
1. 利用可能な総容量、
2. ボトルネックが発生する伝送方向、及び
3. 予測期間。
(5) (1)から(4)は配電網の運営者にも適用される。

Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)
§15 Engpassmanagement
(1) Betreiber von Übertragungsnetzen haben im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, die auch die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen einschließen kann.
(2) Lässt sich die Entstehung eines Engpasses mit Hilfe von Maßnahmen nach Absatz 1 nicht vermeiden, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften.
(3) Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen. Die Erlöse, die Netzbetreiber aus der Durchführung der Engpassbewirtschaftung erzielen, sind von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu dokumentieren. Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde vorzulegen.
(4) Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, Engpässe in ihrem Netz unverzüglich und in geeigneter Form, zumindest aber auf ihrer Internetseite, zu veröffentlichen und den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen soweit möglich unverzüglich elektronisch mitzuteilen. Die Veröffentlichung und Mitteilung müssen enthalten:
1. die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität,
2. die Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt, und
3. die prognostizierte Dauer.
(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten auch für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
§ 14d Netzausbaupläne, Verordnungsermächtigung; Festlegungskompetenz
(1) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben der Regulierungsbehörde erstmals zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre jeweils zum 30. April eines Kalenderjahres einen Plan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz (Netzausbauplan) vorzulegen. Der Netzausbauplan wird auf der Grundlage des nach Absatz 3 zu erstellenden Regionalszenarios erarbeitet, um eine integrierte und vorausschauende Netzplanung zu gewährleisten. Die Regulierungsbehörde kann Anpassungen des Netzausbauplans verlangen.
(2) Zur Erstellung eines Netzausbauplans teilen die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in geographisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Gebiete (Planungsregionen) auf. Innerhalb einer Planungsregion haben sich die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu den Grundlagen ihrer Netzausbauplanung abzustimmen. Die Regulierungsbehörde kann auf Antrag oder von Amts wegen die Aufnahme eines Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes in eine Planungsregion anordnen.
(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen einer Planungsregion erstellen unter Einbeziehung der Übertragungsnetzbetreiber ein Regionalszenario, welches gemeinsame Grundlage der jeweiligen Netzausbaupläne der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in der Planungsregion ist. Das Regionalszenario besteht aus einem Entwicklungspfad, der sowohl die für das langfristige Zieljahr 2045 gesetzlich festgelegten sowie weitere klima- und energiepolitische Ziele der Bundesregierung als auch die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre berücksichtigt. Das Regionalszenario beinhaltet
1.Angaben zu bereits erfolgten, erwarteten und maximal möglichen Anschlüssen der verschiedenen Erzeugungskapazitäten und Lasten,
2.Angaben zu den zu erwartenden Ein- und Ausspeisungen sowie
3.Annahmen zur Entwicklung anderer Sektoren, insbesondere des Gebäude- und Verkehrssektors.
Das Regionalszenario ist durch die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen spätestens zehn Monate bevor der jeweilige Netzausbauplan der Regulierungsbehörde vorzulegen ist, fertigzustellen.
(4) Der Netzausbauplan enthält insbesondere folgende Angaben:
1.Netzkarten des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes und der Umspannstationen auf Mittelspannung und Niederspannung mit den Engpassregionen des jeweiligen Netzes,
2.Daten, die dem nach Absatz 3 angefertigten Regionalszenario zugrunde liegen,
3.eine Darlegung der voraussichtlichen Entwicklung der Verteilungsaufgabe bis 2045 einschließlich voraussichtlich erforderlicher Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung, zur Erneuerung und zum Ausbau des Netzes sowie notwendiger Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen,
4.die geplanten Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen sowie notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen in den nächsten fünf und zehn Jahren, wobei anzugeben ist, inwieweit für die Umsetzung dieser Maßnahmen öffentlich-rechtliche Planungs- oder Genehmigungsverfahren notwendig sind, sowie den jeweiligen Stand dieser Verfahren und die Angabe, ob und zu welchem Zeitpunkt durch den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes bereits Investitionsentscheidungen bezüglich dieser Maßnahmen getroffen wurden und bis zu welchem Zeitpunkt der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes von der tatsächlichen Durchführung einer Maßnahme ausgeht,
5.eine detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte und der jeweilig geplanten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen,
6.den Bedarf an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des § 14c sowie die geplante Deckung dieses Bedarfs und
7.den Umfang, in dem von dem Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 Gebrauch gemacht werden soll.
Die Darstellung der Angaben nach Satz 1 muss so ausgestaltet sein, dass ein sachkundiger Dritter nachvollziehen kann,
1.welche Veränderungen der Kapazitäten für Leitungstrassen und Umspannstationen sowie welche Veränderungen bei nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen mit den geplanten Maßnahmen einhergehen,
2.welche Alternativen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen geprüft hat,
3.welcher Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen nach Realisierung der geplanten Maßnahmen verbleibt und
4.welche Kosten voraussichtlich entstehen.
Die Regulierungsbehörde kann Vorgaben zu Frist, Form, Inhalt und Art der Übermittlung des Netzausbauplans machen.
(5) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zu den Absätzen 1 bis 4 treffen.
(6) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben zumindest den Netznutzern der Mittel- und Hochspannungsebene sowie den Betreibern von Übertragungsnetzen zu den sie betreffenden Netzausbauplänen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben.
(7) Bei der Erstellung der Netzausbaupläne haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen zu berücksichtigen und für Niederspannungsnetze die langfristig erwarteten Anschlüsse von Erzeugungskapazitäten und Lasten anzusetzen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange festzulegen.
(8) Die Absätze 1 bis 4 sowie 6 und 7 sind nicht anzuwenden auf Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Abweichend von Satz 1 sind die Absätze 1 bis 4 sowie 6 und 7 auf Betreiber nach Satz 1 anzuwenden, wenn in dem Elektrizitätsverteilernetz die technisch mögliche Stromerzeugung der beiden vorherigen Jahre aus Windenergie an Land oder aus solarer Strahlungsenergie aus den an das Elektrizitätsverteilernetz angeschlossenen Anlagen auf Veranlassung des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes um jeweils mehr als 3 Prozent gekürzt wurde.
(9) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach Absatz 8 Satz 1 sind verpflichtet, Daten nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 und 2 an den vorgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu übermitteln. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach Absatz 1 stimmen sich zumindest innerhalb einer Planungsregion zu den Anforderungen an die zu übermittelnden Daten ab. Dabei haben sie den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach Absatz 8 Satz 1 Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben.
(10) Die Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.

B） アイルランド

アイルランドでは、日常的な混雑解消施策として、主に風力発電所を中心とした再エネ電源の出力制御や Demand Side Management（DSM）を用いている。また、混雑解消を未然に一定程度回避するため、TSO（EirGrid 及び SONI）が Weekly Operational Constraint Report にて、系統システムの運転上の制約を週単位で公表[539]しており、市場スケジュールにも当該制約を考慮している。Weekly Operational Constraint Report には、特定地域における発送電が制限される系統混雑やその他の問題に関する予測情報を提供している。これらの対策は TSO（EirGrid 及び SONI）によって実施される。その他、アイルランドでは以下のような系統混雑解消施策に取り組んでいる。

表 3.1-8　アイルランド：系統混雑解消のための取組み一覧

解決手段	運用状況	実行主体	所有者	費用負担（公金注入の有無）
Demand side management	運用中	TSO	TSO	電気使用者、ネットワークコストでの回収
Dynamic Line Rating	運用開始	TSO が特定、TAO が調達	TAO	電気使用者、ネットワークコストでの回収
送配電網の増強	運用中	TSO/Transmission Asset Owner (TAO)	TSO/TAO	電気使用者、ネットワークコストでの回収
蓄電池の導入	運用中	発電事業者及び蓄電池メーカー	Independent generation and battery developers	電気使用者、請求書での回収 （アイルランド政府による再生可能エネルギー発電のための RESS 支援。バッテリーのサポートは、現在、予備電源や無効電力供給のためのシステムサービス支払いに限定されている。）

出所）各種ウェブサイトを基に著者作成

- **Demand Side Management**

Eirgrid の DSM は、電力消費者に通常の消費パターンを変更する能力を持たせることをいう。DSM に参加している電力消費者は、電力が安価なオフピーク時間帯に使用量を移行するように推奨を受ける。アイルランドでは、システム運用者に対して、以下二つのスキームを提供している。

【Short Term Active Response (STAR)】

この制度は、電力消費者が TSO と契約し短期間の停電に対応できるように、負荷を確保する。このサービスは大規模な発電設備が停止した場合に利用される予備（Reserve）を提供するものとなっている。本制度は以前は Interruptible Load 制度呼ばれており、20 年以上にわたって運用されてきた。停電は、消費者宅に設置された低周波リレーによって開始され、1 回の停電は通常 5 分程度である。中断の事前連絡はない。計測器、通信機器、制御機器の設置費用は、この制度に参加する顧客が負担する。このサービスを提供する見返りとして、中断に利用できるようにしたエネルギーに応じた支払いが顧客に行われる。この制度に参加する顧客は、パワーセーブま

[539] https://www.sem-o.com/documents/general-publications/Wk33_2022_Weekly_Operational_Constraints_Update.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

たは、DSU の一部のどちらかに参加することができる。

【Powersave】

パワーセーブスキームの目的は、システムの総需要が供給可能量に近い日に、大・中規模の顧客が電力需要を減らすよう促すことである。その見返りとして、参加する顧客はパワーセーブで達成された削減 kWh に基づいて支払いを受ける。パワーセーブは、1 年のうちどの営業日でも、どの時間帯でも実施することが利出来る。パワーセーブが開催される際には、電子メールやテキストメッセージで契約者に通知される。この制度に参加する契約者は、STAR にも参加できるが、DSU の一部となることはできない。

- **ダイナミック・ライン・レーティング（実証試験段階）**

アイルランドでは、日本と同様に、ダイナミック・ライン・レーティング（Dynamic Line Rating; DLR）の実証試験[540]も現在取り組まれている。具体的には、Lisheen-Thurles 間の 110kV 架空送電線に直接測定型 DLR や、気象データから推定値を生成し、ライン定格をより保守的に増加させる間接測定 DLR の実証に取り組んでいる。DLR を導入することで、系統の設備増強やアップグレードを必要とせず、可変的な再エネ電源による送電網への電力供給能力を向上させることができ、また、送電網の混雑を緩和することも期待されている。

- **送配電網の増強【再掲】**

長期的な送電網の増強は、TSO が策定する Transmission Development Plan（TDP）[541]に含まれている。送電網の開発は、将来の需要予測に対する、ネットワークの信頼性、コスト及び環境への影響のバランスを考慮して計画される。TDP は、より広範な欧州の Ten Year Network Development Plan（TYNDP）も考慮している。

- **蓄電池の導入**

EU 指令（EU）2019/9446 第 54 条[542]では、TSO はエネルギー貯蔵施設を所有・開発・管理・運営してはならないとされている。

また、ACER（The EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators）は、2022 年 2 月にデマンドレスポンスのための枠組みガイドラインの草案に係る議論を開始し[543]、欧州において、2023 年に ENTSO-E と EU DSO が共同で「デマンドレスポンスに関するネットワークコード」を策定し、2024 年に施行することを予定している。この新たなネットワークコードは、負荷、

[540] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/2021-Annual-Innovation-Report-Including-Consultation-Conclusions.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[541] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Transmission-Development-Plan-2021-2030.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[542] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3a32019L0944&msclkid=5bacd421c79e11ecaa250861d4f85e2c（2023 年 2 月 22 日取得）

[543] https://acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-initiates-drafting-new-framework-guidelines-demand-response（2023 年 2 月 22 日取得）

蓄電及び分散型発電を含むデマンドレスポンスの市場調達を可能にすることを目的としており、すべての加盟国に適用される予定である。
この新しい枠組みにおいて、TSO と DSO の両社とも蓄電池を所有することは許されていないため、一般的に上場企業、民間企業及び投資会社等によって蓄電池が運用されている。

スマートグリッド技術や送配電網増強等の施策のための資本支出は、通常、システム利用料金から回収されるが、回収できる金額は規制当局の管理下に置かれている。一方、蓄電池の導入にかかる資本的支出には公的資金は使われない。

なお、現在、TSO-DSO 運営モデルの開発が進んでおり、将来的には DSO が混雑管理を行うことが想定されている。

C)　イギリス

3.1.1（3）にて説明した通り、RIIO-ED2 価格調整において配電ネットワーク事業者（DNO）は、規制収益と要求されるアウトプットを設定し、実施する予定の活動、及び関連するコストについて事業計画を作成し、Ofgem へ提出することが定められている[544]。

RIIO ED2 事業計画策定のための方法書[545]によると、DNO は、需要増に対応するための計画を立て、同時に、システムの柔軟性を活用し、系統増強の必要性を抑えることを考慮する必要があると記載されており、混雑解消計画もフレキシビリティの活用を優先し、系統増強はできる限り避ける方針がとられている。

具体的に各 DNO が混雑解消の手段としてどのような取組みをしているかについては、下表の通りである。DER の需給をマッチングするプラットフォーム Piclo Flexibility Marketplace を創設し運用するなど、様々な取り組みが行われている。

表 3.1-9　イギリス：系統混雑解消のための取組み一覧

解決手段	運用状況	実行主体	所有者	費用負担（公金注入の有無）
Piclo Flexibility Marketplace	運用中	DNO	DNO	DNO と DER 所有者
配電系統託送料金の時間帯別設定	運用中	DNO	DNO	系統利用者
Connect &Manage /ANM	運用中	DNO と DER 所有者	DNO	DNO と DER 所有者
送配電線の増強	運用中	DNO	DNO	DNO と系統利用者
DLR	運用中	TSO 及び DNO	TSO 及び DNO	N/A
DERMS：Power Potential Project	実証実験終了	DNO	DNO	TSO と DNO（一部公金注入あり）
Local Energy Market	実証実験中	Centrica(民間事業者), Western Power Distribution(DNO), National Grid ESO	Centrica その他	N/A（EU の補助が活用されている）

[544] RIIO-ED2 Business Plan Guidance | Ofgem　（2023 年 2 月 22 日取得）

[545] RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem: Overview（2023 年 2 月 22 日取得）

出所）各種ウェブサイトを基に著者作成

以下、各施策の詳細について説明する。

【Piclo Flexibility Marketplace（配電レベル取引プラットフォーム）】

Piclo Flexibility Marketplace（Piclo Flex）[546]は、DNO と DER 所有者間での DER 価値を取引する市場である。DNO がこのマーケットを介して調達するサービスは、Dynamic、Restore、Secure、Sustain の 4 種類[547]である。（市場設計については 3.2.1 にて説明。）

下図で示すような Piclo Flex ダッシュボードというオンラインサイトに、募集要件詳細や調達目的等の情報が表示される。

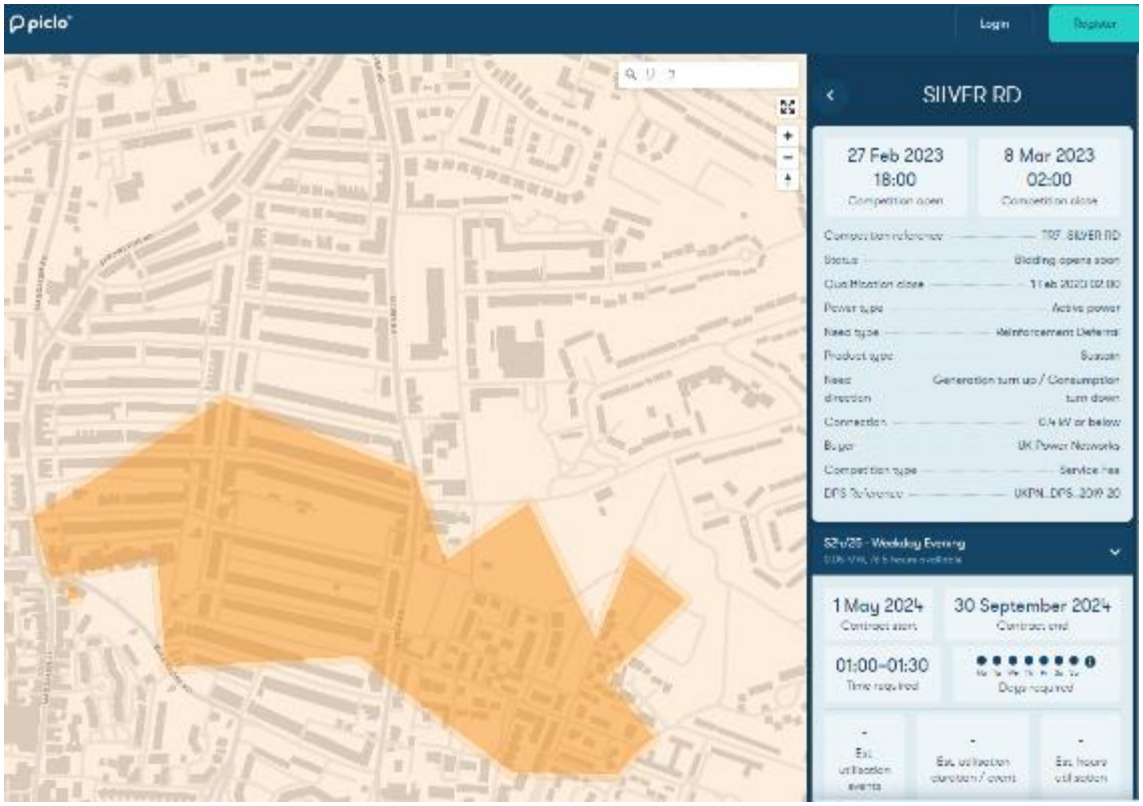


図 3.1-23　Open Data Portal 上で公開されている DER 入札情報【再掲】

出所）Piclo Flexibility Marketplace[548]

2019 年より UK Power Networks が、Piclo Flex を介した DER のフレキシビリティ調達を開始しており、その後、他の DNO2 社（Scottish &Southern Electricity Networks と National Grid Electricity Distribution）が同市場での調達を開始し、現在、DNO3 社（SP Energy Networks, Northern Power Grid, Electricity North West）が参加を計画している。

[546] https://www.piclo.energy/　（2023 年 2 月 22 日取得）

[547] https://support.picloflex.com/article/141-market-opportunities（2023 年 2 月 22 日取得）

[548] https://picloflex.com/dashboard　（2023 年 2 月 22 日取得）

【配電系統託送料金の時間帯別設定】

配電系統託送料金の時間帯別設定は、スマートメーター設置需要家の場合に、配電託送料金（DUoSC：Distribution Use of System Charges）を、時間帯別に 3 つ設定することで、経済的なインセンティブによりピークシフトをねらった混雑解消施策である。

- DUoSC は、Ofgem が定めた CDCM*1 及び EDCM*2 の 2 つの方法論に基づくもので、DNO6 グループ 14 社全てにおいて時間帯別の DUoSC が適用されている。
- DUoSC は、Red Time Zone の時間帯に最も高く、Green Time Zone の時間帯に最も低い。

*1：Common Distribution Charging Methodology（低圧系統及び高圧系統に接続した系統利用者に適用）

*2：EHV Distribution Charging Methodology（特別高圧系統に接続した系統利用者に適用）

表 3.1-10　託送料金の時間帯別区分

	概要	時間帯（band）
Red Time Zone	需要が最も高いピーク時間帯 託送料金を最も高く設定	通常、平日16:00-19:00（銀行休日含む）
Amber Time Zone	日中の時間帯	通常、平日07:30-16:00及び 19:00-21:00（銀行休日含む）
Green Time Zone	需要が低い夜間時間帯 託送料金を最も低く設定	通常、平日00:00-07:30及び 21:00-24:00（銀行休日含む） 及び 休日全日

出所）令和 3 年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査支援業務報告書より再掲

【Connect&Manage】

基幹系統においてファーム電源の系統増強前の接続を許容する限定的な仕組として Connect&Manage が活用されている。2023 年までにすべての系統増強が完了する見込みとされているため、今後 Connect&Manage の積極的な活用は見込まれない。

【Active Network Management（ANM）】

各 DNO では、平常時の混雑処理として ANM を中心としたフレキシブルコネクションを 33kV 以下の系統を中心に限定的に適用している。

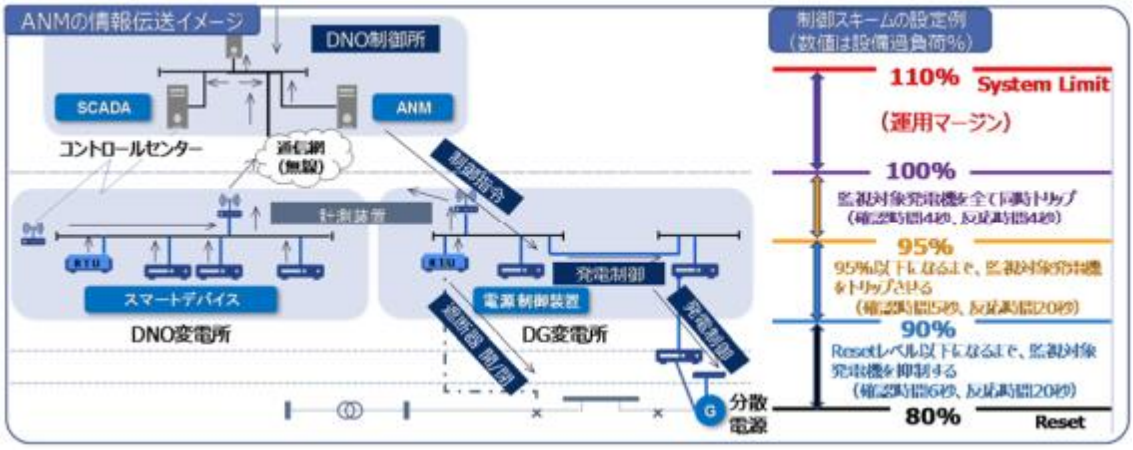


図 3.1-24　イギリスの配電系統における ANM の取組み

出所）電力広域的運営推進機関『欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査』[549]

また、UK Power Networks と National Grid Electricity Distribution の 2 社は、ANM の活用に併せて予測情報を用いることで短期的将来における系統状況を把握し、調整力電源からのサービスの調達を目指しており、再生可能エネルギーの出力予測に関わる技術開発を進めている[550]。UK Power Network の再エネ予測ツールでは、1～5 日先の①需要、②風力発電量、③太陽光発電量を把握することができ、これは過去の実績データ（weather、load、wind & solar generation）通りアルタイムの気象データを活用した機械学習による 1 時間単位の予測で、現在、33kV と 132kV の系統の運用に活用されている。

【送配電線の増強】

3.1.2 系統増強判断規律にて説明した通り。

【DLR】

Scottish Power (SP) Energy Networks は、北ウェールズの Cupar と St Andrews 間の 33kV ネットワークと 132kV 送電系統の一部に DLR システムを導入している[551]。

また、Scottish Southern Electricity Network も、RIIO2 事業計画の中で、スカイ島のフォートオーガスタスとアードモア間の 132kV 架空送電線（OHL）回路に、DLR を開発・設置する予定である。しかし、将来の制約に対処するための長期的な解決策はスカイ 132kV 線の増強であるとの見方を示しており、2025 年 12 月の増強完了までの一時的な対応策として DLR が活用されている[552]。

[549] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

[550] https://www nedo.go.jp/content/100905936.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

[551] Energies | Free Full-Text | A Comprehensive Overview of Dynamic Line Rating Combined with Other Flexibility Options from an Operational Point of View (mdpi.com) （2023 年 2 月 22 日取得）

[552] https://www.ssen-transmission.co.uk/riio-t2-plan-and-uncertainty-mechanisms/medium-sized-investment-projects-msip/skye-dynamic-line-rating-dlr/ （2023 年 2 月 22 日取得）

【参考：DERMS ：Power Potential Project】

イギリスの National Grid(ESO)と UK Power Networks(DNO)は、DERMS を介した送電系統-配電系統間の連携に関する実証プロジェクトを実施した[553]。これは、UK Power Networks に連系した DER を DERMS により監視・制御し、National Grid に有効電力・無効電力を提供することで、送電系統における系統制約の解消に寄与するものである。

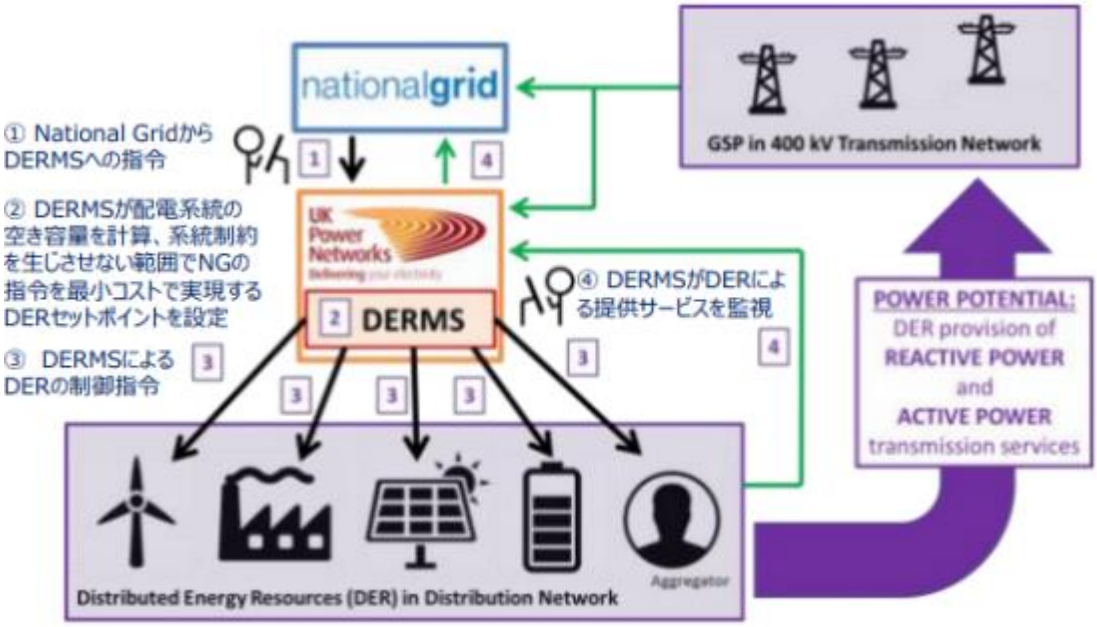


図 3.1-25　Power Potential Project スキーム

出所）第 10 回 ERAB 検討会資料より抜粋[554]

【参考：Local Energy Market（配電レベル取引プラットフォーム）】

イギリス南西部の Cornwall 州では、系統制約により太陽光や風力等再エネの出力抑制がしばしば発生しており、 2017 年より、EU のファンドプログラムの下、家庭や事業者の所有する DER（蓄電池・PV・マイクロ CHP 等）を配電調整力市場や卸電力市場に活用する Local Energy Market の実証が進められている。

Centrica が同国の配電事業者 National Grid Electricity Distribution や送電事業者 National Grid ESO（NGESO）と協働して実施した実証の第 1 フェーズ（2020 年 12 月に終了）には、およそ 100 の家庭と 60 の事業者が参加しいる。Centrica が市場取引プラットフォームの構築、Western Power Distribution が配電調整力市場との連携、 National Grid が卸電力市場との連携部分を支援している。

[553] Our technical solution | National Grid ESO：https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/power-potential/our-technical-solution　（2023 年 2 月 22 日取得）

[554] https://www meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/010_08_00.pdf　（2023 年 2 月 22 日取得）

3.2 主要国における系統運用に関する政策

3.2.1 市場主導型の混雑解消手法

(1) 欧州におけるゾーン制度について

① ゾーンの決定方法、時期、主体について[555]

EU のエネルギー規制協力機関(ACER)は、現在の入札ゾーン構成の効率を 3 年毎に評価する必要がある。 評価は、欧州送電網事業者ネットワーク(ENTSO-E)に、現在の入札ゾーン構成に関するテクニカルレポートと、現在の入札ゾーン構成が市場効率に与える影響を評価する市場レポートの起草を要求することから始まる。

レポートが現在の入札ゾーン構成の非効率性を明らかにした場合、ACER は関連する送電システム オペレーター(TSO)に既存の入札ゾーン構成の見直しを開始するよう要求できる。

② 現在進行中の Bidding Zone Review[556]

欧州では、Bidding Zone（入札地域、BZ）は送電システムオペレータ（TSO）、国家規制当局（NRA）、EU のエネルギー規制協力機関(ACER)を巻き込んだプロセスで決定されている。

欧州委員会規則(EU)2015/1222(CACM)によると、BZ は、効率的な混雑管理と全体的な市場効率を確保するような方法で定義する必要がある。さらに、欧州委員会規則(EU)2019/943(クリーンエネルギーパッケージに基づく電力規則)によると、Bidding Zone Borders(BZB)は、送電網における長期的な構造的混雑に基づくものとしている。BZ は、近隣の BZ に影響を及ぼさない限り、または近隣の BZ への影響が是正措置によって緩和され、構造的な混雑がゾーン間取引容量の減少につながらない場合を除き、そのような構造的な混雑を含んではならない。

委員会規則(EU)2019/943(クリーンエネルギーパッケージに基づく電力規則)の実施に続いて、すべての TSO は代替 BZ 構成に関する共通の調査、Bidding Zone Review(BZR)を実施する必要がある。これは、EU での供給の安全性を維持しながら、経済効率とゾーン間の取引を増やすことを目的とした 12 か月のプロセスとなっている。

③ Bidding Zone Review の経緯

EU 電力規制の第 14 条により、BZR プロセスが開始される。レビュー前後のアクションの概要は次の通り。

<u>アクション 1 - 方法論、仮定、及び代替の BZ 構成に関する TSO の提案:</u>

- TSO に代わって、ENTSO-E は、BZR プロセスに適用される方法論と仮定、及びによって評価される代替の入札ゾーン構成に関する提案を提出した。規則(EU)2019/943 の第 14(5)条に従って、関連する NRA の承認を得る。

[555] Bidding Zone Review | www.acer.europa.eu（2023 年 2 月 22 日取得）

[556] https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/ （2023 年 2 月 22 日取得）

アクション 2 - NRA の決定:

- 2019 年 12 月 17 日、すべての NRA はすべての TSO に書簡で、一部の入札ゾーン レビュー地域に代替構成がないために最初の TSO の提案が不完全であると考えていることを通知し、すべての TSO に 2 か月以内に適切な代替入札ゾーンの提案を完了するよう要求した。
- 2020 年 2 月 18 日、すべての TSO が更新された提案を再提出した。方法論の変更には、BZR に使用されるシナリオの年数に関連する修正された文言が含まれる。入札ゾーン構成に関する更新された提案には、追加の代替構成を提案している北欧入札ゾーンレビュー地域を除いて、最初に提出されたものと同じ代替入札ゾーン構成が含まれる。
- NRA が提案を承認することに同意しなかったため、BZR プロセスで考慮される方法論、仮定、及び代替の入札ゾーン構成に関する決定は、2020 年 7 月 13 日に ACER に転送された。

アクション 3 - ACER 決定 No.29/2020:

- 2020 年 11 月 24 日、ACER は、BZR プロセスで使用される方法論と仮定、及び検討すべき代替 BZ 構成に関する決定を発行した(以下: BZR 方法論に関する ACER 決定)）。さらに、BZR 方法論に関する ACER 決定の附属書 II には、TSO が方法論の第 11 条に従って欧州地域限界価格設定(LMP)シミュレーションの結果を提供するよう求める要求が含まれている。この情報は、ACER が BZR プロセスの代替入札ゾーン構成を定義するための入力として意図されている。

アクション 4 - LMP シミュレーション:

- ヨーロッパ大陸とアイルランドの TSO、及び北欧入札ゾーン審査地域(BZRR)は、2020 年 11 月 24 日から 2022 年 3 月 4 日までの間に LMP 調査を実施した。調査結果は、ENTSO-E LMP レポートで入手可能。

アクション 5 - 代替 BZ 構成に関する ACER の決定:

- 代替 BZ 構成に関する ACER の最終決定は、2022 年 8 月 8 日に採択された。

アクション 6 - BZR:

- ACER の最終決定が 2022 年 8 月 8 日に公開された後、正式な BZR プロセスが開始され、12 か月かかる予定。12 か月の BZR プロセス中に、全体的な経済効率と社会福祉、市場の流動性、移行コスト、グリッドの運用上のセキュリティを維持する能力など、さまざまな指標に基づいて代替の BZ 構成が評価される。

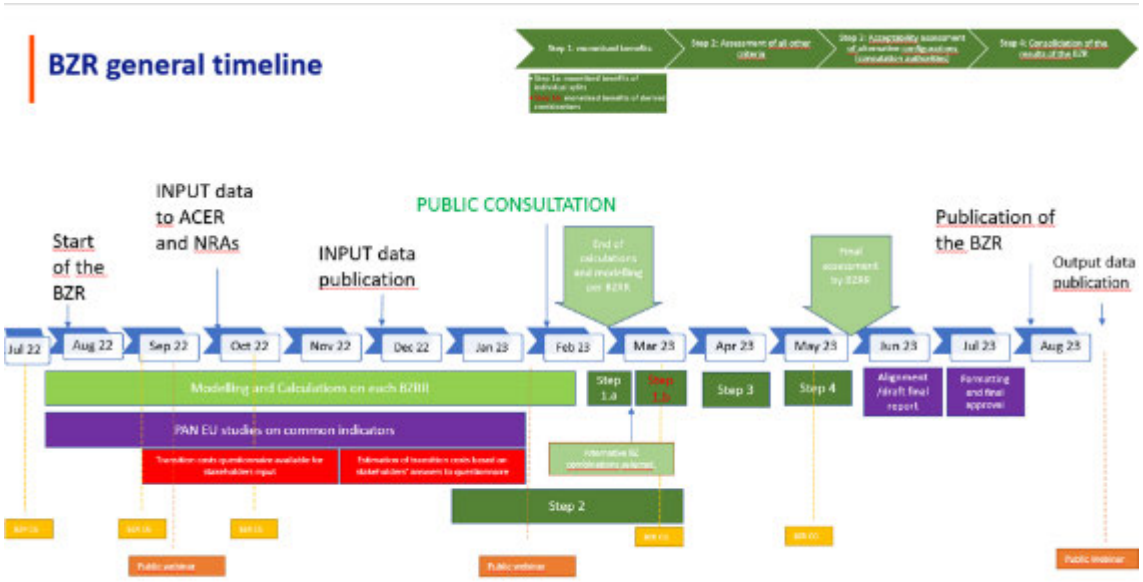


図 3.2-1　欧州の Bidding Zone Review のタイムライン

出所）　Bidding Zone Review - entsoe[556]

A)　ノルウェー

(i)　　ノルウェーの混雑管理の関係者

Statnett がノルウェー電力システムのシステムオペレータであり、業務として、電力系統の計画と拡張を行っている。ノルウェー政府所有、石油エネルギー省所管の国営企業である。

ノルウェーの卸売市場は、その他北欧、バルト国家、イギリス、フランス、ドイツ等の国々と接続された Nord Pool に属する。Nord Pool 市場はいくつかの入札地域に分かれており、地域間連系線の容量の制約により各エリアで別の価格が成立する[557]。

(ii)　　卸売市場（ゾーン制概要）

すべての顧客が注文を送信すると、すべての入札エリアで総供給曲線と需要曲線の間のバランスが確立され、システムとエリアの料金を計算して公開される。システムの価格は、北欧市場の入札エリア間の利用可能な伝送容量を無視した売買注文に基づいて計算される。システム価格は、ほとんどの金融契約の取引と清算のための北欧の参照価格となる。

北欧各国では、各地方の TSO がその国をどの入札地域に分割するかを決定する。ノルウェーの入札エリアの数は変動するが、現在は 5 つの入札エリアがある。デンマーク東部とデンマーク西部は、常に 2 つの異なる入札地域として扱われる。フィンランド、エストニア、リトアニア、ラトビアがそれぞれ 1 つの入札エリアを構成し、スウェーデンは 2011 年に 4 つの入札地域に分割された。ドイツには 4 つの入札ゾーンがあるが、常に同じ価格となる。

[557] https://www nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Bidding-areas/（2023 年 2 月 22 日取得）

入札エリアが分割されていることで、送電システムの制約を示し、地域の市況が価格に反映されるようにするのに役立っている。送電システムのボトルネックにより、入札エリアはエリアプライスと呼ばれる異なる価格となる可能性がある。2 つの入札エリア間の送電容量に制約がある場合、電力は常に低価格エリアから高価格エリアに移動する。

(iii)　北欧地域で検討中の Bidding Zone[558]

現在の BZR で、北欧地域の BZ について以下の通り代替策が検討されている。

表 3.2-1　北欧地域で検討中の Bidding Zone

Nordic	TSO	BZ1	Action Plan	Config 1	Config 2	Config 3	Config 4	Config 5
				Current Configuration	Split of NO4 (NO4a and NO4b)	Merge of current SE3 and SE4, and new SE5	Merge of current SE3 and SE4, merge of current SE1 and SE2, and new SE5	Config 2 and config 4 combined
Denmark[1]	Energinet	DK2	No	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ
Sweden	Svenska kraftnät	SE1, SE2, SE3, SE4	No	4 BZ	4 BZ	4 BZ (expert based)	3 BZ (expert based)	3 BZ (expert based)
Finland	Fingrid	FI	No	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ	1 BZ
Norway	Statnett	NO1, NO2, NO3, NO4, NO5	No	5 BZ	6 BZ (expert based)	5 BZ	5 BZ	6BZ (expert based)

[558] https://www.entsoe.eu/Documents/News/200218_BZR_Package.zip（2023 年 2 月 22 日取得）

現在の Bidding Zone

検討中の Bidding Zone (Config 5)

系統制約となる送電線

Bidding Zone Border	TSO1	TSO2	Voltage level [kV]	Type	New/different compared to status quo?
SE2-SE3	Svk	Svk	400 kV & 220 kV	Southbound 400 and 220 kV tie-lines	Status quo
SE3-New SE5	Svk	Svk	220 kV	220 kV and 400 kV in-feed network elements	Different
NO1-NO2	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Tie-lines	Status quo
NO2-NO5	Statnett	Statnett	300 kV	Tie-line	Status quo
NO5-NO1	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Tie-lines	Status quo
NO3-NO5	Statnett	Statnett	420 kV	Tie-line	Status quo
NO1-NO3	Statnett	Statnett	300 kV	Tie-line	Status quo
NO3-NO6	Statnett	Statnett	420, 300 kV	Tie-lines	Status quo (currently NO3-NO4)
NO6-NO4	Statnett	Statnett	420 kV	Tie-line	New
NO1-SE3	Statnett	SvK	420 kV	Tie-lines	Status quo
NO3-SE1	Statnett	SvK	420 kV	Tie-line	Status quo (currently NO3-SE2)
NO6-SE1	Statnett	SvK	220 kV	Tie-line	Status quo (currently NO4-SE2)
NO4-SE1	Statnett	SvK	420 kV	Tie-line	Status quo

出所）Annex 2: Alternative configurations of the Bidding zone review region “Nordics” which are to be considered in the bidding zone review process, Bidding Zone Review Region Nordic Region, 18 February 2020

B)　イタリア

(i)　　イタリアの混雑管理の関係者

Terna Group がイタリア電力システムのシステムオペレータであり、電力系統の計画と拡張を行っている。イタリア証券取引所に上場する公開企業である。

イタリアの卸売市場は、イタリア政府が所有し、経済財政省が所管する GSE S.p.A.の 100%子会社である GME（Gestore dei mercati energetici）が運営している。

(ii)　　卸売市場（ゾーン制概要）

イタリアには、地理的に分割された 7 つのゾーンに加えて、バーチャルな海外取引も存在する。

表 3.2-2　イタリアのゾーン分け一覧

zones

name	acronym	type of zone	details
Central-Northern Italy	CNOR	geographical	Toscana, Marche
Central-Southern Italy	CSUD	geographical	Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria
Northern Italy	NORD	geographical	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
Sardegna	SARD	geographical	
Sicilia	SICI	geographical	
Southern Italy	SUD	geographical	Molise, Puglia, Basilicata
Calabria	CALA	geographical	
Austria	AUST	foreign virtual	
Corsica	CORS	foreign virtual	
Corsica AC	COAC	foreign virtual	
France	FRAN	foreign virtual	
Greece	GREC	foreign virtual	
Slovenia	SLOV	foreign virtual	
Switzerland	SVIZ	foreign virtual	
Malta	MALT	foreign virtual	
Montenegro	MONT	foreign virtual	
France Coupling	XFRA	foreign virtual	Zone representing the interconnection dedicated to market coupling between Italy and France
Austria Coupling	XAUS	foreign virtual	Zone representing the interconnection dedicated to market coupling between Italy and Austria
Slovenia Coupling	BSP	foreign virtual	Zone representing the interconnection dedicated to market coupling between Italy and Slovenia
Greece Coupling	XGRE	foreign virtual	Zone representing the interconnection dedicated to market coupling between Italy and Greece
Italy Coupling	COUP	foreign virtual	Zone representing the interconnection with the foreign markets in coupling in the North area

(iii)　イタリアで検討中の Bidding Zone

現在の BZR で、イタリアの BZ について以下の通り評価されている。

表 3.2-3　イタリアで検討中の Bidding Zone

Configuration nr	1	2
Configuration Name	Bidding Zone Configuration 2019/2020	Bidding Zone Configuration 2021
Italy	[6+1[1]] [EB]	[6+1[2]] [EB]

<u>現在の Bidding Zone</u>

<u>系統制約となる送電線</u>

BZ Border	BZ_1	Station_1	BZ_2	Station_2	Voltage level [kV]	Type	Network element Name
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Marginone	380	AC	La Spezia – Marginone
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Acciaiolo	380	AC	La Spezia – Acciaiolo
Nord-Cnor	Nord	Bargi	Cnor	Calenzano	380	AC	Bargi – Calenzano
Nord-Cnor	Nord	Forlì	Cnor	Fano	380	AC	Forlì – Fano
Nord-Cnor	Nord	S. Martino in XX	Cnor	Fano	380	AC	S. Martino in XX – Fano
Nord-Cnor	Nord	La Spezia	Cnor	Avenza	220	AC	La Spezia – Avenza
Nord-Cnor	Nord	S. Colombano	Cnor	Avenza	220	AC	S. Colombano – Avenza
Nord-Cnor	Nord	[illegible]	Cnor	Calenzano	220	AC	[illegible] – Calenzano
Nord-Cnor	Nord	[illegible]	Cnor	Avenza	220	AC	[illegible] – Avenza
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto	Csud	Montalto	380	AC	Suvereto 1 – Montalto
Cnor-Csud	Cnor	Suvereto	Csud	Montalto	380	AC	Suvereto 2 – Montalto
Cnor-Csud	Cnor	Pian della Speranza	Csud	Roma Nord	380	AC	Pian della Speranza – Roma Nord
Cnor-Csud	Cnor	Rosara	Csud	Teramo	380	AC	Rosara – Teramo
Cnor-Csud	Cnor	Arezzo	Csud	Pietrafitta	220	AC	Arezzo-Pietrafitta
Cnor-Csud	Cnor	Rosara	Csud	[illegible]	220	AC	Rosara – [illegible]
Csud-Sud	Csud	Benevento	Sud	Troia	380	AC	Benevento – Troia
Csud-Sud	Csud	[illegible]	Sud	[illegible]	380	AC	[illegible]
Csud-Sud	Csud	[illegible]	Sud	Melfi	380	AC	[illegible] – Melfi
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	AC	Montecorvino 1 – Laino
Csud-Sud	Csud	Montecorvino	Sud	Laino	380	AC	Montecorvino 2 – Laino
Csud-Sud	Csud	Tusciano	Sud	Laino	220	AC	Tusciano – Laino
Sud-Cala	Sud	Altano	Cala	Laino	380	AC	Altano-Laino
Sud-Cala	Sud	Montecorvino	Cala	Laino	380	AC	Montecorvino 1 – Laino
Sud-Cala	Sud	Montecorvino	Cala	Laino	380	AC	Montecorvino 2 – Laino
Sud-Cala	Sud	Tusciano	Cala	Laino	220	AC	Tusciano – Laino
Cala-Sici	[illegible]	[illegible]	Sici	[illegible]	380	AC	[illegible] 1
Cala-Sici	[illegible]	[illegible]	Sici	[illegible]	380	AC	[illegible] 2
Cnor-Sard	Cnor	Suvereto	Sard	Codrongianos	200	DC	SACOI
Csud-Sard	Csud	Latina	Sard	Fiumesanto	500	DC	SAPEI
Sud-GR	Sud	Galatina	GR	[illegible]	500	DC	GRITA

出所）Annex 4: Configurations of the Bidding zone review region “Central Southern Italy” which are to be considered in the bidding zone review process, Bidding Zone Review Region, "CSI" 1 October 2019[559]

⑵　米国のノーダルプライシング制度について

米国においては全ての Independent System Operator（ISO）及び Regional Transmission Organization（RTO）において系統混雑管理方法として市場主導型（ノーダル制）が採用されており、卸電力市場のエネルギー価格として、ノーダル価格（Locational Marginal Price /LMP）が用いられている（2021 年時点）。これらの ISO 及び RTO の内、California Independent System Operator（CAISO）は電力危機後の市場再設計を契機として、Electric Reliability Council Of Texas（ERCOT）においては価格シグナルによる供給資源の最適な誘致を理由として、ゾーン制からノーダル制へ移行した経緯がある。

[559] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/cep/implementation/BZ/A4_BZRM_CSI_SQ.pdf (2023 年 2 月 23 日)

表 3.2-4　アメリカの混雑管理手法の整理

混雑管理方法	TSO主導型（再給電）		市場主導型	
	実需給断面	計画断面	ゾーン制	ノーダル制
混雑送電線	特定しない		予め特定する	全ての送電線
混雑処理のタイミング	実需給断面に混雑発生の有無を判断し混雑処理	計画断面で混雑発生の有無を判断し混雑処理	混雑発生時は、市場（計画断面）において混雑処理	
適用が想定される混雑系統の状況	あらゆる状況に対応可能（調整可能な電源が必要）		・混雑箇所が限定的 ・混雑箇所の特定が容易	・混雑箇所の特定が困難 ・混雑箇所が相当数ある
電源稼働順	TSOによるメリットオーダー		市場によるメリットオーダー	
上げ調整電源の調達方法	TSOが混雑系統以外から調達	TSOもしくはBGが混雑系統以外から調達	市場によるメリットオーダーで混雑系統以外の電源が約定	市場によるメリットオーダーで電源が約定
日本の現状の仕組みとの親和性	高い（従来GC後にTSOが行ってきた需給調整と概念的には同様）		高い（市場分断箇所を現状(9エリア)より細分化）	低い（市場形態、需給運用など電力システムの仕組みが異なる）
システム対応期間	計画断面と同等か短期間で可能か(課題の確認要)	2～３年程度か（試行ノンファームを参考）	２～3年程度か（間接オークションを参考）	7～8年程度か（海外実績を参考）
混雑調整費用	一般負担（需要家含めたエリア全体の負担）	一般負担もしくは事業者負担	事業者負担	事業者負担
競争原理	先着優先よりは働く		働きやすい	働きやすい
価格シグナル	価格シグナルの発信の仕組みについては別途必要		混雑発生時は、市場価格により価格シグナルが発信される	混雑発生時は、LMP価格により価格シグナルが発信される
(参考)更なる混雑調整(実需給断面)	－	TSOが調整力等を用いて実施※1		

出所：OCCTO 地内系統の混雑管理について 2020 年 9 月 4 日[560]

(i)　ノーダル制の概要と価格設定[561]

ノーダル制は、全ての送電線に対して混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時には市場の入札情報などを元に混雑処理を行う方策を指す。ノーダル制においてはシステム全体のエネルギーをバランスさせるコストだけでなく、エネルギーを送電するコスト（送電混雑を処理する費用や送電ロスを補填する費用）を反映させて卸電力市場が決済される。具体的には、ISO/RTOは、送電ネットワーク内の変電所等をノードとし、ノード毎に取引価格を設定する。このノード毎の取引価格（ノーダル価格）は、Locational Marginal Price（LMP）と呼ばれる。ISO/RTO は、Day Ahead 市場（DA 市場）や Real-Time 市場（RT 市場）の取引価格として、市場毎に LMP を計算するが、LMP は、以下のような要素から構成される。

LMP＝「システムエネルギー価格」＋「ノード別送電混雑価格」＋「ノード別送電ロス価格」

- 「システムエネルギー価格」：送電混雑・送電ロスを考慮しない時の価格（市場均衡価格）で、全てのノードで同じ値となる。
- 「ノード別送電混雑価格」：送電混雑の処理に要する費用が反映された価格で、送電システム内に送電混雑が発生しなければ、ゼロとなる。

[560] konzatsu_2_01_01.pdf (occto.or.jp)（2023 年 2 月 22 日取得）

[561] 電力中央研究所　混雑管理に関するノーダル型市場モデルの特徴と課題-ゾーン型からノーダル型市場モデルへの移行事例に基づく考察 2022 年 4 月
https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=SE21004&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=9842

・　「ノード別送電ロス価格」：送電ロスの補償に要した費用が反映された価格である

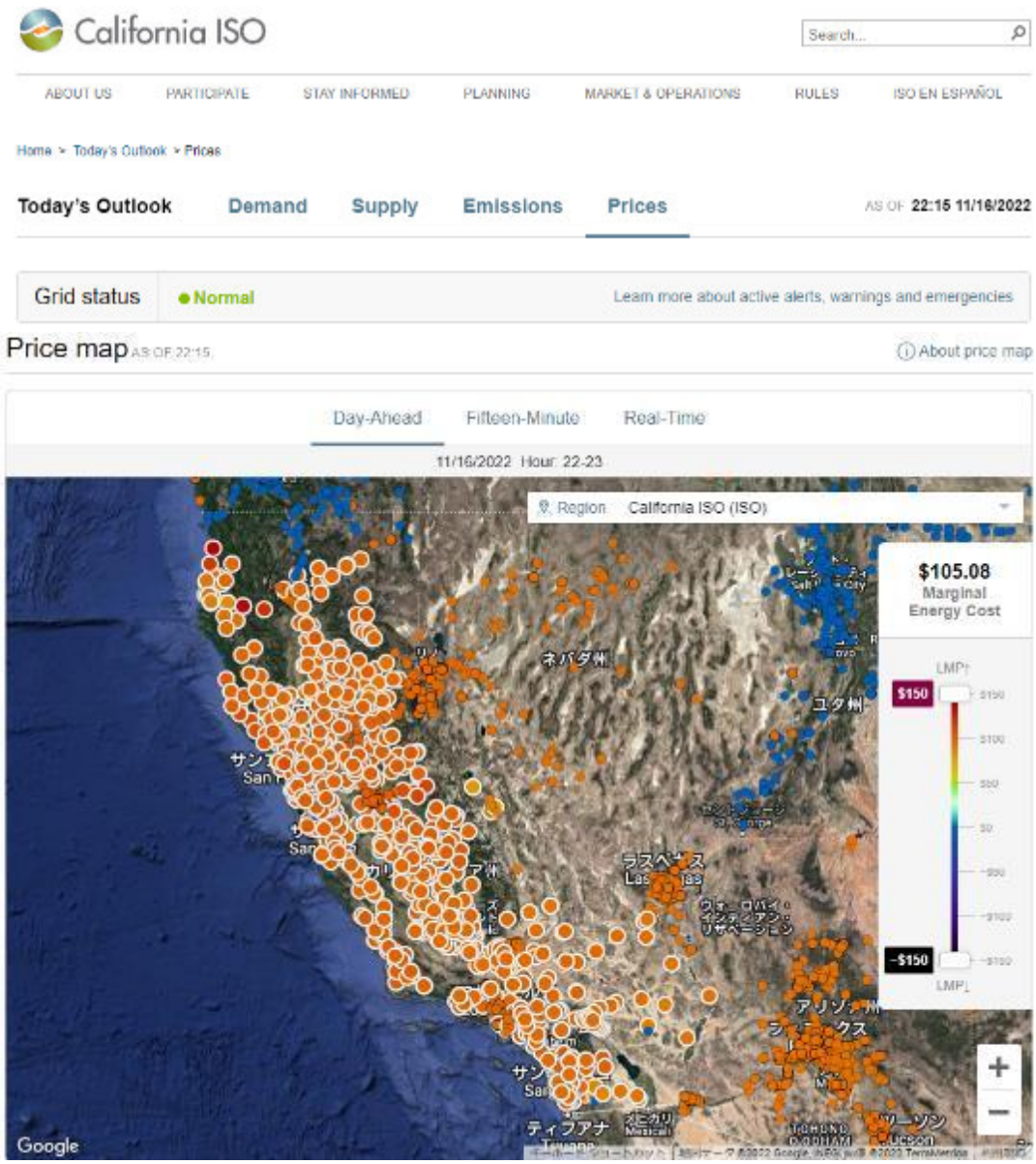


図 3.2-2　カリフォルニア ISO 内の LMP マップ

出所）California ISO, Price map[562]

[562] https://www.caiso.com/todaysoutlook/Pages/prices.html　（2023 年 2 月 27 日取得）

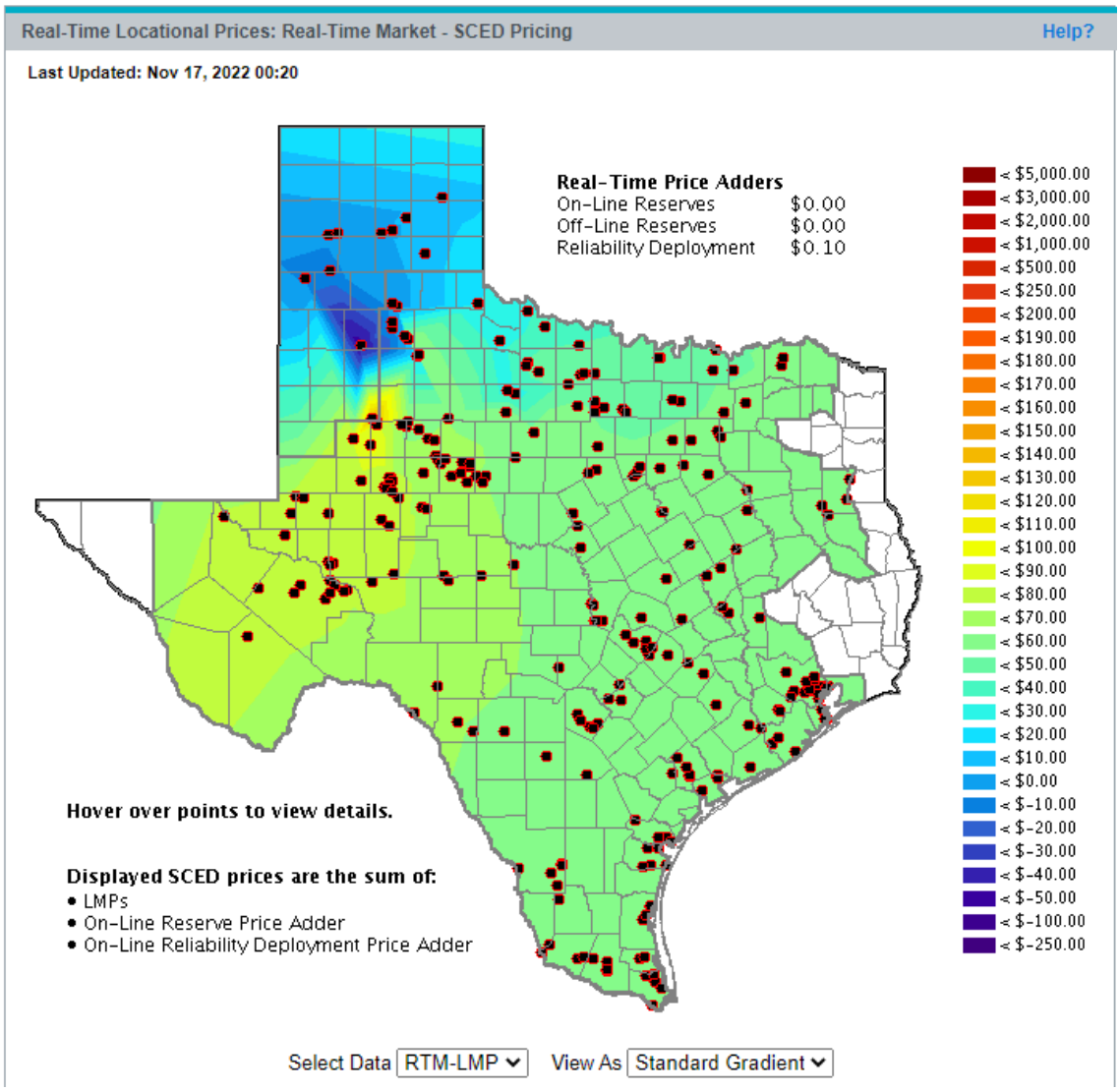


図 3.2-3　ERCOT 内の Locational Price マップ

出所）ERCOT, Real-Time Locational Prices[563]

送電ネットワーク内で混雑が生じた場合、ノード電力（そのノードでの電力の流入量・流出量）の変化が混雑箇所の電力潮流に及ぼす影響の違いを反映して、「ノード別送電混雑価格」が求められる。さらに、混雑が発生した送電設備と直結していないノードにも「ノード別送電混雑価格」は配賦されることから、結果として、LMP はノード毎に異なる値となる。さらに、送電ネットワークの構成が変われば、各ノードに配賦されるノード別送電混雑価格も変わることから、送電設備の新設や増設、保守作業などの既存送電設備の計画停止状況をノード別送電混雑価格の計算に適切に反映させるため、LMP のための計算用系統モデルは適宜更新される必要がある。

ノーダル制においては、運用容量制約が設定された流通設備の混雑は、DA 市場と RT 市場の約定プロセスで考慮され、解消される。そのため、需給バランスが急変しない平常時では、

563 https://www.ercot.com/content/cdr/contours/rtmLmp.html （2023 年 2 月 27 日取得）

ISO/RTO による再給電指令（市場メカニズム以外の送電混雑方策）の発出頻度は少なくなる。ただし、ISO/RTO は、LMP 対象外の電圧階級の流通設備の混雑に対処するために、再給電指令など Out of Merit order（OOM）方策を実施する。

(ii)　ゾーン制からノーダル制への混雑管理方策の移行の概要（CAISO の事例）[564]

電力中央研究所の調査によると、1998 年のカリフォルニア州の小売の完全自由化後、CAISO の管轄範囲ではゾーン制が採用されていた。その理由として、ゾーン間では混雑発生頻度が高かったものの、ゾーン内での混雑は殆どなかった点、ゾーン制の処理プロセスはノーダル制に比べて複雑ではない点、ゾーン内の各事業者にとって効率的な運用を目指すことができるなどの点が挙げられる。ゾーン間の混雑管理は、実運用前日の相対取引などの終了後、CAISO は Scheduling Coordinator（SC）の Adjustment Bid を用いてゾーン間に生じた各 SC の発電量を再配分することでゾーン間潮流を調整していた。ゾーン内の混雑管理に関しては、以下の順番で実施される。

（1）Real-Time（RT）市場決済のタイミングで、ゾーン間の混雑管理に調整した AdjustmentBid の残余分を活用する。
（2）年間契約などで CAISO が確保しておいた Reliability-Must-Run（RMR）電源を活用する。
（3）Out-of-Sequence（OOS）を活用する。
（4）Out-Of-Market（OOM）を活用する。

2000 年～2001 年に発生した電力危機の収束後も、ゾーン内の混雑解消費用がゾーン間混雑の解消費用よりも大きい状況が継続していた。2003 年のゾーン内の混雑解消費用の増加は、1,070MW の新規電源の運開が、2004 年は燃料価格の高騰が要因の 1 つであったと考えられている。2005 年はゾーン内の送電線増強により減少したものの、その後もゾーン内混雑の解消費用の高止まり状態は継続した。

CAISO は、電力危機の再発を防ぐため、混雑管理体制の再構築や市場再設計を検討した結果、FERC に 2006 年に承認され、費用便益分析を実施することなくノーダル制への移行が決定され、2009 年にノーダル制に移行した。移行後は RT 市場と同様の SCED（security-constrained economic dispatch）に基づく混雑管理を実施しており、LMP で決済される DA 市場と RT 市場の市場処理のプロセスを統合化（SCED に基づく混雑管理も含む）した後、実需（最終需要）の 98%に相当する電力が DA 市場で取引されている。市場プロセスの統合化は、卸電力市場価格の低下にも効果があったとされる。

564 電力中央研究所　混雑管理に関するノーダル型市場モデルの特徴と課題-ゾーン型からノーダル型市場モデルへの移行事例に基づく考察 2022 年 4 月
https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=SE21004&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=9842

(iii)　ゾーン制からノーダル制への混雑管理方策の移行の概要（ERCOT の事例）[565]

同じく電力中央研究所の調査によると、ERCOT においては従来電気事業者による相対取引であったが、2001 年に ISO として ERCOT が RT 市場の運用を開始した。当時はゾーンを複数設定することでゾーン間の混雑管理で十分なこともあり、ゾーン内混雑管理は問題視されておらず、2004 年にゾーン数を 4 から 5 に見直すことで混雑管理費用の高騰も抑制していた。

- ゾーン間混雑管理：ERCOT の制御エリア全体の Commercially Significant Constraint（CSC）19 を毎年見直し、それに基づきゾーンの構成を変更する。運用断面では、ゾーン間の shift factor20 を用いて、ゾーン間潮流を調整してゾーン間混雑を処理していた。処理できなかった場合、RMR や Replacement Reserve Service を活用する。
- ゾーン内混雑管理：RT 市場の SCED を活用した混雑管理を行い、それでも処理できなかった場合、事前に確保しておいた RMR や Replacement Reserve Service を活用する。それでも処理でない場合は Out of Meris（OOM）による出力を活用。

しかしながら、2004 年のゾーンの再構成後もゾーン間混雑の管理費用に比べ、ゾーン内混雑管理費用の高騰は改善されなかったこと、卸電力市場でのエネルギー価格の高騰も問題視されるようになり、需要家が規制当局（Public Utility Commission of Texas/PUCT）に対して市場改革を要求する中、ノーダル制の導入も含まれていた。これを受け PUCT は ERCOT に対してノーダル制への変更にあたり変更時の費用便益分析を実施させ、2006 年の停電や、市場取引に関連するソフトウェア開発の遅延などによる延期を経ながら、最終的に移行を選択した。

3.2.2 その他各国の市場情報

A)　米国

(i)　各市場取引の概要、プロセス

米国の電力市場は、相対取引をベースとした組織化されていない電力市場と、独立系統運用者（Independent System Operator/ISO）や地域送電機関（Regional Transmission Organization/RTO）等の広域系統運用機関によって運用される組織化された市場の 2 種類が主に存在する。小売電力市場の自由化の有無にかかわらず、いずれの州においても電力は卸電力市場からの購入か、電気事業者の自社発電、またはその 2 つの組み合わせによって調達される。

【垂直統合体制を維持している地域における電力取引】

電力自由化されていない地域における電力取引は、相対取引をベースとした組織化されていない市場での取引となっており、伝統的な垂直統合体制を維持している電力会社が系統運用、管理、

[565] 電力中央研究所　混雑管理に関するノーダル型市場モデルの特徴と課題-ゾーン型からノーダル型市場モデルへの移行事例に基づく考察 2022 年 4 月
https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=SE21004&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=9842

小売事業者への電力供給の役割を担い、Federal Energy Regulatory Commission（FERC）の監視下にある仕組みとなっている。

2022 年時点でこれらの市場に該当する州は、アラバマ、アラスカ、アリゾナ、コロラド、フロリダ、ハワイ、アイダホ、インディアナ、カンザス、ケンタッキー、モンタナ、ネブラスカ、ネバダ、ニューメキシコ、ノースカロライナ、サウスカロライナ、テネシー、ユタ、ワシントン、ウェストバージニア、ワイオミング等である[566]。

電力会社が適正な小売電力価格を設定しているかどうかは、州の規制当局により監視されている。また、小売電力価格は電力会社が運営費用、投資費用及びこれらの投資に対する適正なリターン水準を賄う費用が基準とされている（これらの費用を Revenue Requirement と呼ぶ）。この Revenue Requirement は州の公益事業委員会（PUC）によって承認されなければならないため、電力会社による過剰請求を防ぐことが可能となっている[567]。

また、電力会社は発電所の投資に関する州の承認を得る必要があり、どの発電所を建設するのか、また電力料金を通じてそれらの投資費用をどう回収するのかを決定する。多くの州規制当局は integrated resource planning（IRP）過程を通じ、電力会社に対し起案された投資の必要性を説明することを要求している。この過程は長期計画において使用され、電力会社に対し投資の正当化を要求するものであり、投資により利用者の電力需要を満たす計画が提示されているのかを判断することに必要となっている。このストラクチャーにおいては、電力会社が電気料金を通じて費用を回収することから、発電所のパフォーマンスに関わらず、利用者が投資のリスクを負っていることになる。

電力会社は自ら発電するより、他の地域における水力発電による余剰電力を購入した方が安い場合には、多くは他の電力会社と必要時に取引することがある。

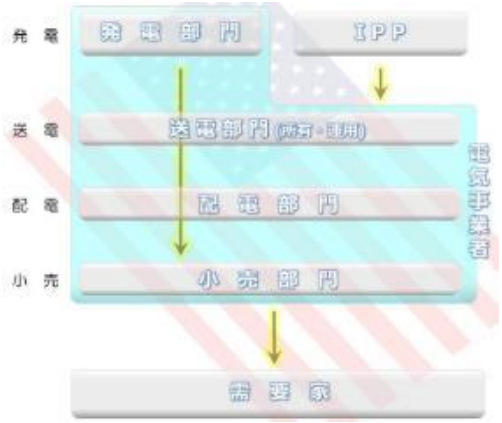


図 3.2-4　垂直統合体制を維持している地域の電力供給体制

出所）電力供給体制図（電気事業連合会）[568]

【ISO/RTO を設置している地域における電力取引】

[566] 2022 Deregulated Energy States | Interactive Map and Overview (quickelectricity.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[567] US Electricity Markets 101 (rff.org)（2023 年 2 月 22 日取得）

[568] https://www fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/usa/detail/1231554_4803.html（2023 年 2 月 22 日取得）

一方、自由化された電力市場（一部商業及び産業向けのみの自由化の場合も含む）においては、小売及び卸売電力取引において次の違いがある。

2022 年時点でこれらの市場に該当する州は、カリフォルニア、コネチカット、デラウェア、ジョージア、イリノイ、インディアナ、カンザス、ケンタッキー、メリーランド、メイン、マサチューセッツ、ミシガン、モンタナ、ネブラスカ、ニューハンプシャー、ニュージャージー、ニューメキシコ、ニューヨーク、オハイオ、ペンシルバニア、ロードアイランド、テキサス、バージニア、ワシントン DC 等である。

小売電力取引に関しては、利用者は地域の電力会社からの購入に限らず、独立系電力供給会社を自由に選択することが可能となり、価格競争原理が働くことにより、安価な電力料金を選択することができる。但し、独立系電力供給会社は通常数年間にわたる固定費用での契約締結をすることが求められる。固定価格での購入は場合によっては有益であるものの、地域の電力会社が提供する電気料金より高くなる場合もある点には留意する必要がある。また、競争力のある電気料金の選択が可能になるのは、発電ポーション部分のみの電力料金であり、送配電サービスについては地域の電力会社による供給であることには変わりない。

卸電力取引に関しては、垂直統合体制における取引とは異なり、どの発電所が発電すべきかを、ISO/RTO 等の広域系統運用機関によって運用される組織化された市場において、市場メカニズムに基づく経済的運用（市場参加者による入札ベース）で市場を通じて決定される。このストラクチャーの下では、発電所の投資リスクは利用者ではなく電力供給者が負うことになる。

多くの ISO/RTO は複数の州を跨ぐ卸電力取引市場を運営するため、FERC の監視下にある。（但し、テキサス州の Electric Reliability Council of Texas/ERCOT は除く）自由化された州の小売電力会社は市場によって決定された卸売電力価格の電力を購入し、市場によって決定された小売電力価格で利用者に売電する。

図 3.2-5　ISO/RTO を設置している地域の電力供給体制

出所）電力供給体制図（電気事業連合会）[569]

[569] https://www fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/usa/detail/1231554_4803.html（2023 年 2 月 22 日取得）

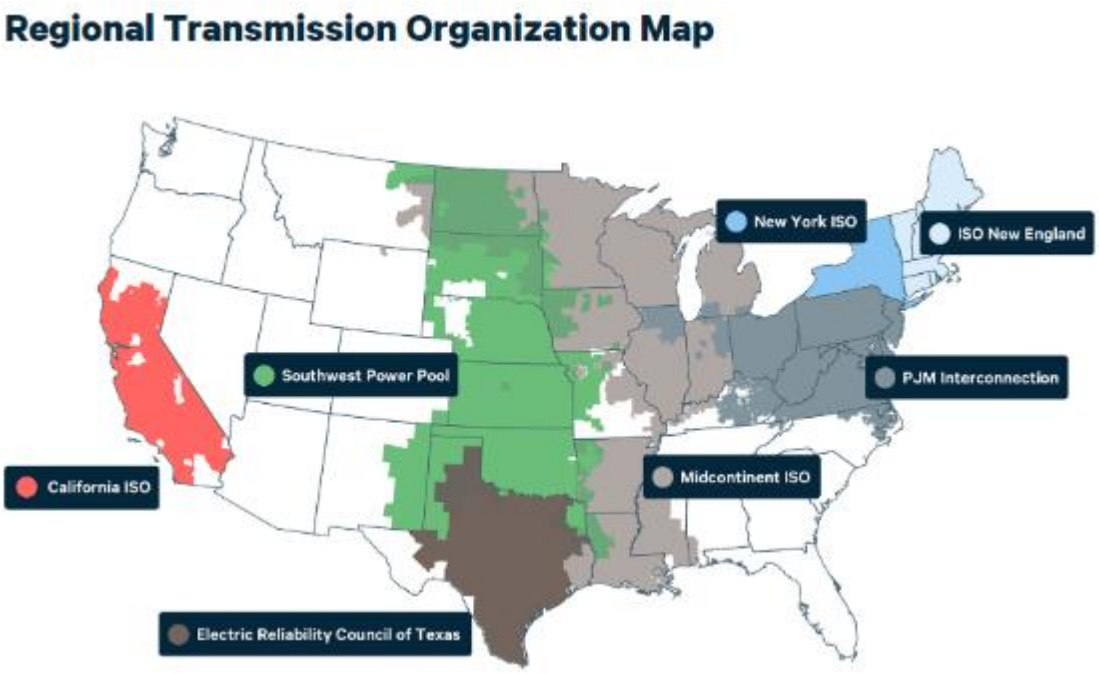


図 3.2-6　ISO/RTO 領域マップ

出所）US Electricity Markets 101, Resource for the Future[570]

ISO/RTO は卸電力価格を決定するため、通常 3 種類の卸電力市場（エネルギー市場、容量市場、アンシラリー・サービス市場）を運営している。

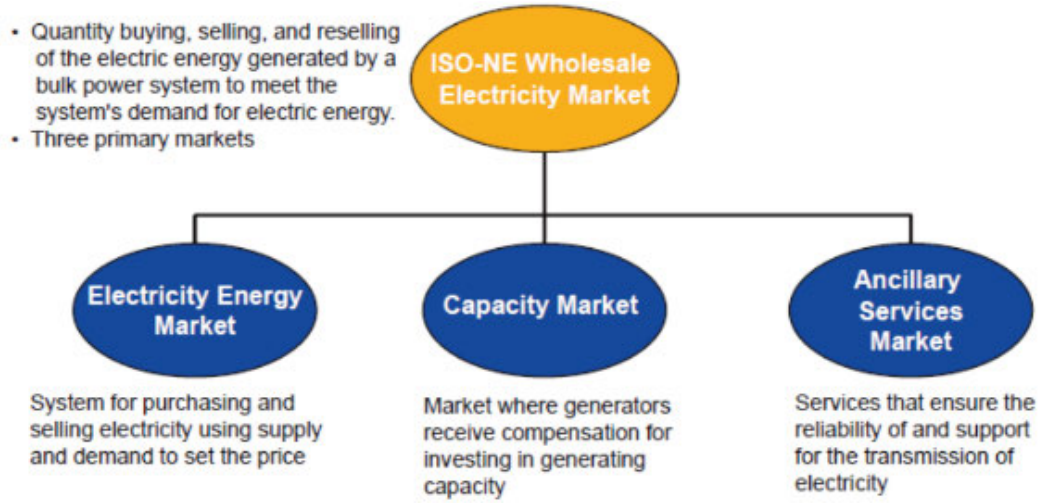


図 3.2-7　3 つの主要な市場からなる卸電力市場

出所）Energy Primer A Handbook of Energy Market Basics April 2020 (ferc.gov) [571]

[570] https://www rff.org/publications/explainers/us-electricity-markets-101/?gclid=EAIaIQobChMIydeEjbn9-wIViU5gCh3eJAUiEAAYASAAEgL9x_D_BwE （2023 年 2 月 22 日取得）

[571] https://www ferc.gov/sites/default/files/2020-06/energy-primer-2020_0.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.2-5　ISO/RTO 概要

ISO/RTO	ISO-NE	NYISO	PJM	MISO	SPP	ERCOT	CAISO
設立年	1997 年	1999 年	1998 年	1996 年	2004 年	1996 年	1998 年
設立経緯	1971 年設立の既存パワープールを基盤として ISO に移行	1965 年設立の既存パワープールを基盤として ISO へ移行	1927 設立の既存パワープールを基盤として ISO へ移行	FERC の ISO 設立構想に賛同した送電線所有会社が自主的に設立	1941 年設立の既存パワープールを基盤に設立	州公益事業規制法形成に伴い設立	州電気事業再構法に基づき設立
エネルギー市場	LMP[注]に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場	LMP に基づく前日及びリアルタイム市場
アンシラリーサービス市場	有	有	有	有	有	有	有
容量市場	有	有	有	有	無	無	無
金融的送電権市場	有	有	有	有	有	有	有

出所）電力広域的運営推進機関『欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査』[572]

(ii)　エネルギー市場

エネルギー市場（Energy Markets）は日次ベースで電力生産を調整するために利用される市場であり、電力供給者はある入札価格で発電した電力の買電をオファーし、需要側の Load Serving Entity（LSE/小売電気事業者）が利用者の電力需要を満たすための電力を売電する仕組み。需給量が一致したときに、発電事業者は発電した電力の MWh あたりの市場価格を受け取る。

ISO/RTO は前日市場（Day-ahead market）及びリアルタイム市場（Real-time market）の 2 種類の卸電力市場を運営している。

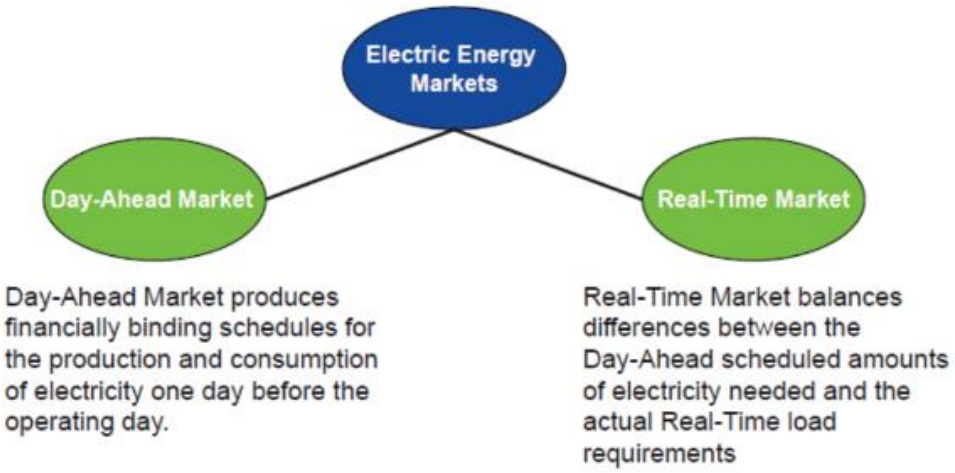


図 3.2-8　卸電力市場

出所）Energy Primer A Handbook of Energy Market Basics April 2020 (ferc.gov)[573]

[572] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf　（2023 年 2 月 22 日取得）

[573] https://www ferc.gov/sites/default/files/2020-06/energy-primer-2020_0.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

前日市場（Day-ahead market）

翌運用日の各時間について、前日市場に提出される発電入札、需要入札及び相対取引スケジュールに基づいて 1 時間毎の精算価格が算定されるエネルギー市場。つまり、翌日の需要予測をもとにしており、通常発電事業者と小売電気事業者に需給計画のための時間的猶予を提供するため、前日の朝に入札を締め切る。前日市場での取引量は、エネルギー市場の 95%を占める。

前日市場での清算は、スケジュールされた 1 時間毎の分量及び 1 時間毎の前日価格に基づいている。前日価格の算定は Locational Marginal Price（地点別限界価格、以下 LMP）の概念に基づいている。

Security Constrained Unit Commitment（SCUC）は前日市場において必要な運用予備力を確保しつつ、必要十分の電源を低コストで調達することを目的としており、24 時間を通した発電機の起動・停止と各時間の発電量（計画値）を決定している。

リアルタイム市場（Real-time market）

リアルタイムの系統運用の信頼度制約付経済負荷配分（Security Constrained Economic Dispatch/SCED）に基づいて（下図イメージ図参照）、需要の変化が供給と随時バランスするよう精算価格が 5 分毎に算定されるエネルギー市場。リアルタイム市場での清算は、前日にスケジュールされた分量からの 1 時間毎の実際量の偏差及び当該時間にわたって合計されたリアルタイム価格（算定は LMP の概念に基づく）に基づいている。SCED により送電線混雑を管理し、必要な予備力を確保しつつ、LMP を計算することが可能。

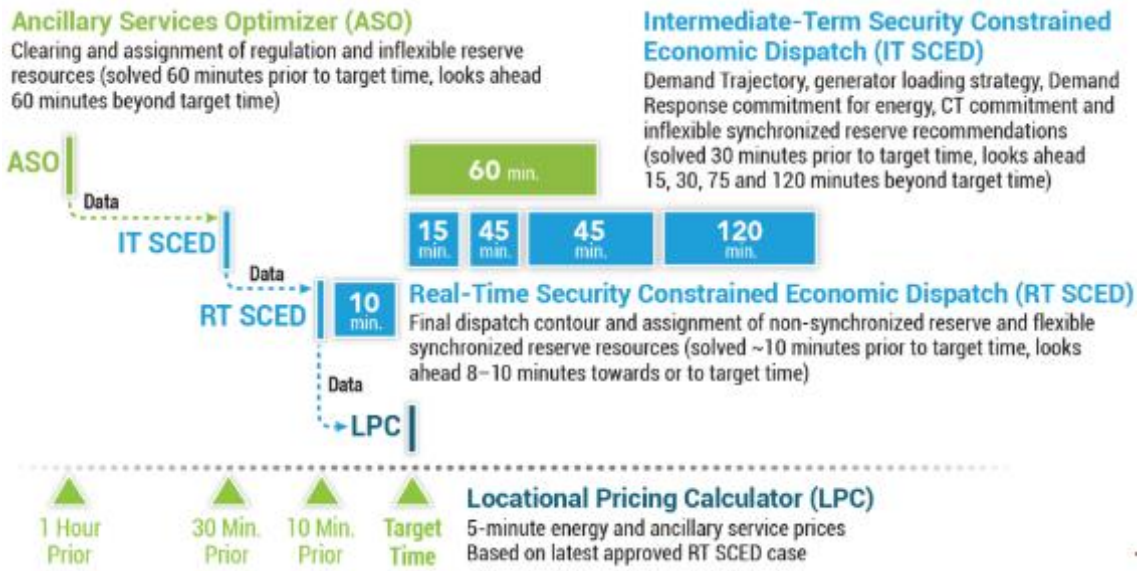


図 3.2-9　リアルタイム市場における市場清算システム、

出所）PJM Manual 11[574]

ISO/RTO はどの電源をどの順で給電または稼働させるかを決定するためにエネルギー市場を利用している。ISO/RTO は前日市場においては、翌日の給電が可能な発電事業者のリストを発

[574] https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx （2023 年 2 月 22 日取得）

電価格が最も低いものから高いものの順でまとめる。例えば、風力発電は燃料が不要なため、エネルギー市場において 0 円入札が可能となり、最初に給電が可能となる。低コストの給電電源は最も低いコストで需要を満たすことができる。需要過多の場合は、高コスト電源の稼働が必要となるため、卸電力価格は上昇する。卸電力価格は通常 ISO/RTO の管轄区域を送電の制約なしに自由に送電することができる電力価格となっているため、それが困難な場合には、ISO/RTO は送電線混雑のため、地域によって価格を変動させる。その結果、需要過多の地域や電源が乏しい地域においては豊富な電源がある地域に比べ、価格が高騰する傾向にある。

(iii)　容量市場[575]

容量市場（Capacity Markets）において、小売電気事業者はグリッドの信頼度を維持するため、North American Electric Reliability Corporation（北米電力信頼度団体/NERC）によって、予測負荷と供給予備力量にあった十分な発電容量を保つよう要求されている。小売電気事業者は供給予備力確保のため、自家発電または他の供給者との相対取引を行っている。

いくつかの ISO/RTO では、小売電気事業者にとっては必要容量の調達のための手段として、発電事業者にとっては、エネルギー市場単独ではカバーしきれない固定費用（発電容量によって変化のない費用）を回収するための手段として、容量オークションが設置されている。PJM 等においては容量が必要となる 3 年前までに容量オークションが設置されている。

容量市場オークションは以下の通り運営されている。

- 発電事業者は発電所の運営継続に必要なコストに等しい入札価格を設定する
- エネルギー市場と同様、これらの入札は低い価格から高い価格へ順に決定される
- 入札が、全ての小売電気事業者の需要のピーク予測と供給予備力量に見合う必要電力量に達したとき、需給が一致する
- この時点で容量を提供することになった発電事業者は、需要を満たすために使用された最後の発電事業者の入札価格によって決定される同一の需給一致価格を受領する
-

容量市場での発電事業者への支払は基本的に、必要な時に発電所を運営し続け、電力供給を可能にしたことに対する報酬と位置付けられる。

(iv)　アンシラリーサービス市場[576]

アンシラリーサービス市場（Ancillary Services Market）エネルギー市場や容量市場ではカバーできない、平常時や緊急時の調整力を市場参加者から調達するための市場である。

PJM の場合、調整力には周波数応答（Frequency Response）、周波数調整力（Regulation）、プライマリー予備力（Primary Reserve）、前日スケジューリング予備力（Day-ahead Scheduling Reserve）がある。このうち周波数応答は発電事業者から強制的に提供されており、周波数応答以外はエネルギー市場とほぼ同時期に各調整力市場を介して調達される。PJM にお

[575] US Electricity Markets 101 (rff.org)（2023 年 2 月 22 日取得）
[576] US Electricity Markets 101 (rff.org)（2023 年 2 月 22 日取得）

いてはエネルギー市場とアンシラリーサービス市場を一体運用し、需給予測、各発電機のコストなどから最適な発電量を割り当てることとなっており、系統運用と電力市場運営が一体化されている。エネルギーインバランスは、前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。

PJM によるリソースのスケジューリングは、市場入札者が提供する価格と運用特性に基づいて、SCED を使用して経済的に実施され、毎時間十分な発電容量が給電されるまで継続される。

尚、米国においてはすべての州が 2 つの市場に区分されるわけではない点に留意する必要がある[577]。垂直統合体制を維持する電力会社が存在する規制州でも、ISO/RTO に加盟して送配電サービスを受けている州もある。例えばバージニア州は、電力会社は料金規制があり、発電所を独自に所有するが、州が PJM や mid-Atlantic RTO の卸電力市場に参加している。

また、いくつかの州は卸電力市場を自由化しているが、小売電力市場は自由化していない州も存在する。例えばカリフォルニア州は一部自由化されており、独自の California Independent ISO (CAISO)を組成し、送配電及び卸電力市場を運営している。しかし州は、利用者に対し小売電気事業者の選択の自由を与えておらず、Community Choice Aggregation を通じ、コミュニティとして地域の電力会社からオプトアウトする権利はあり、コミュニティによって起用された独立系小売電気事業者がオプトアウトを選択しない利用者のために卸電力市場において電気を購入していることもある。

更に、卸電力市場の構造も地域によって異なる。ERCOT において容量市場は存在せず、代わりにエネルギー市場における価格シグナルを頼りに信頼度を確保している。エネルギー市場での価格高騰は、通常過少供給と需要過多によって引き起こされており、より多くの発電事業者に市場へ参入するよう経済的シグナルが発動するが、その後電力価格は低下し、需要を満たすだけの十分な発電容量が存在しているというシグナルを発する仕組み。但し発電事業者が需要を満たせない場合、例えば 2021 年 2 月にテキサスで発生した冬季の大吹雪など、電力サービスは打ち切られ、利用者は電気にアクセスがない上、法外な費用を支払うことになる。CAISO も同様に容量市場は存在しないが、NERC による信頼度に関する要求を満たすため、電源の適切性を確保する小売電気事業者に依存している仕組みとなっている。

(v)　金融的送電権（FTR）、オークション収入権（ARR）、混雑収入権（CRR）の概要

PJM[578]や MISO[579]においては、送電系統混雑に起因する地点間の値差リスクをヘッジする仕組みとして、金融的送電権（Financial Transmission Rights/FTR）、オークション収入権（Auction Revenue Rights/ARR）という 2 つの権利を導入している。

FTR は前日市場で送電系統が混雑した際に発生する前日市場の市場価格（LMP）の地点間値差

[577] US Electricity Markets 101 (rff.org)（2023 年 2 月 22 日取得）

[578] PJM - Financial Transmission Rights（2023 年 2 月 22 日取得）

[579] ARR and FTR Market (misoenergy.org)（2023 年 2 月 22 日取得）

と FTR 保有量に応じて、PJM が回収した送電混雑料金の保有者に与える金融商品である。FTR はオークション、またはオークション実施後の相対取引によって取得され、物理的にエネルギーを取引する義務はなく、実際の取引と独立して運用される。

具体的には、系統混雑が発生した際、送電システム内の混雑の少ない経路を辿ることができる高価格の電力を、需要過多の地域に送ることによって対処される。この場合、需要過多の地域における LMP は低価格で発電される地域における LMP より高いため、この値差（いわゆる混雑解消費用）が究極的には利用者に転嫁され、電気料金を上げることにつながる。小売電気事業者は、変動しやすい混雑解消費用から、小売電気事業者自身と利用者を守るための保険の一種として FTR を保有している。FTR を保有することで、FTR における契約で規定した MW 数を混雑解消費用に乗じた金額を相殺することが可能となる。FTR の価値は時間毎に計算され、最終的な需要の始点より終点における市場価格の方が高い場合、FTR 保有者にとって便益となるが、逆の場合債務となる[580]。

ARR は年間の FTR オークション収入の分配を受ける権利である。送電システムの過去の使用実績によってシェアが決まり、FTR のオークションでの需給均衡化価格によってシェアは収入にも手数料にもなり得る。

Congestion Revenue Rights/CRR は ERCOT[581]や CAISO[582]において設けられている、FTR と同義の仕組みであり、前日市場における送電系統混雑時に用いられる金融商品を指す。

(vi)　各市場取引のタイムライン

米国においては、PJM 等 ISO/RTO がエネルギー市場とアンシラリー・サービス（AS）市場を一体運用し、需給予測、各発電機のコストなどから最適な発電量を割り当てることになっており、系統運用と電力市場運営が一体化されている。エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。前日市場の後、リアルタイム市場にて実需給断面での系統運用者による給電指令の結果を反映した価格が計算され、前日計画と実績の乖離の精算に用いられる。PJM によるリソースのスケジューリングは、市場入札者が提供する価格と運用特性に基づき、SCED を使用して経済的に実施され、毎時間十分な発電容量が給電されるまで継続される[583]。

[580] ftr-fact-sheet.ashx (pjm.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[581] Congestion Revenue Rights (ercot.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[582] Section 5 Congestion Revenue Rights | Market Performance Report (caiso.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[583] 欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査、2019 年 3 月、電力広域的運営推進機関（OCCTO）2018kaigaihoukokusyo.pdf (occto.or.jp)

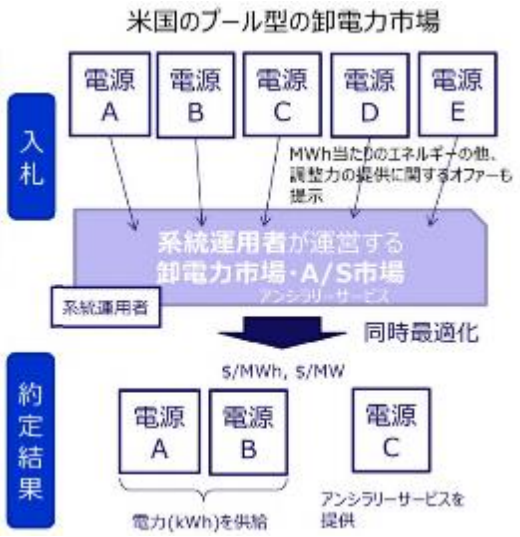


図 3.2-10　系統運用と電力市場の一体化運営

出所）電力中央研究所[584]

表 3.2-6　各市場のタイムライン

市場		入札締切	落札結果公開
エネルギー市場	前日市場	前日 10 時 30 分	前日 13 時 30 分
	リアルタイム市場	前日市場の落札結果公開から前日 14 時 15 分まで、18 時 30 分から実需給 65 分前まで	実需給時に、信頼度制約を考慮し、エネルギーと調整力を調達量・価格を同時決定
アンシラリーサービス市場	周波数調整力（Regulation）市場	前日 14 時 15 分入札一次締切・実需給 65 分前まで変更可	
	プライマリー予備力（Primary Reserve）市場	前日 14 時 15 分入札一次締切・実需給 65 分前まで変更可	
	前日スケジューリング予備力（Day-ahead Scheduling Reserve）市場	前日 10 時 30 分	前日 13 時 30 分

出所）欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査、2019 年 3 月、電力広域的運営推進機関（OCCTO）[585]

[584] 003_04_00.pdf (meti.go.jp)（2023 年 2 月 22 日取得）

[585] 欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査、2019 年 3 月、電力広域的運営推進機関（OCCTO）2018kaigaihoukokusyo.pdf (occto.or.jp)

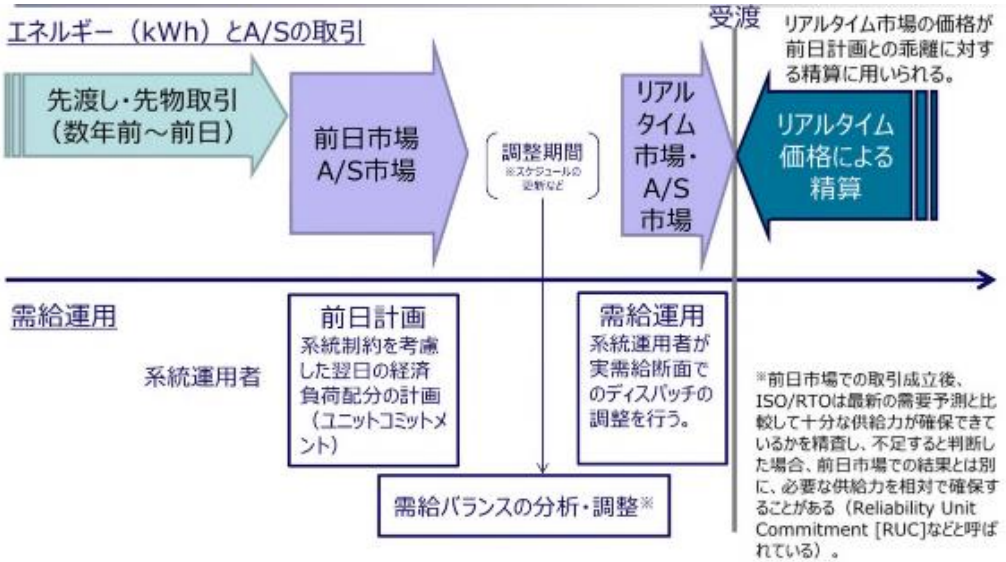


図 3.2-11　市場と需給運用の流れ

出所）電力中央研究所[586]

(vii)　各市場への参加可能要件、事業者の入力情報等

PJM 域内の送配電線への接続を希望する発電施設（既存発電ユニットの容量増加を含む）または、マーチャント送電施設の開発事業者は、PJM が定める系統接続プロセス（Interconnection process）に参加する必要がある。PJM 域内の送配電線に接続し、容量のすべてまたは一部をキャパシティ・リソース（Capacity Resource）または、エネルギー・リソース（Energy Resource）として登録する発電機は、PJM New Services Queue と呼ばれる系統接続申請の列（キュー）に登録することを定めている。申請には PJM の Planning Center tool を使用し、必要な情報（接続場所、案件規模、所有者、設備の構造、系統接続予定日、デポジット等）を入力する[587]。

[586] 003_04_00.pdf (meti.go.jp)（2023 年 2 月 22 日取得）

[587] Interconnection Process Overview interconnection-process-overview.ashx (pjm.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

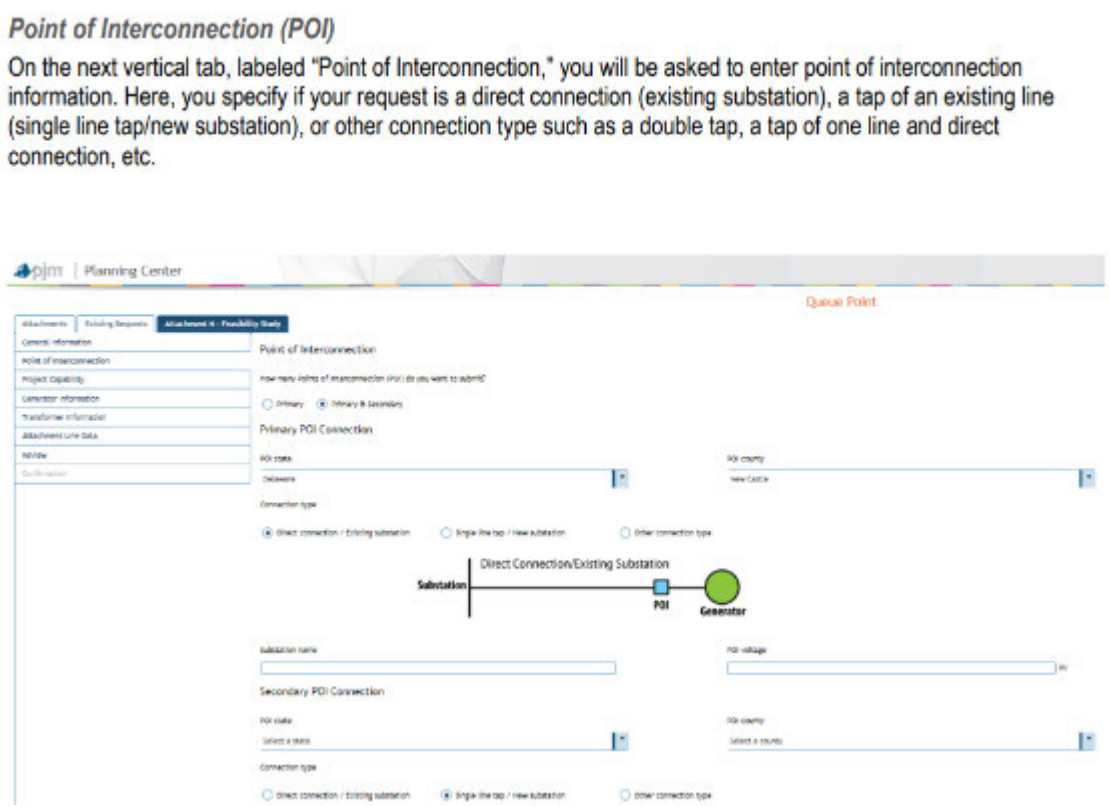


図 3.2-12　PJM の Planning Center tool における Point of Interconnection (POI)に関する入力画面

出所）Queue Point User Guide, PJM[588]

現状の first-come, first-served による申請においては、系統接続申請から始まる分析・審査・承認のプロセスは、毎年 4 月に始まるサイクルと、10 月に始まるサイクルの 2 つのサイクルがある（下図 3.2-13 の緑色部分ご参照）。それぞれ 6 か月間の申請期間（window）が設けられており、系統接続申し込みは随時受付けられている。事業者は 6 か月の申請期間に接続を申請し、キューに登録する。PJM は申請期間終了と同時に受付を締め切り、約 3 ヶ月の実行可能性検討（Feasibility Study、下図の青色部分ご参照）、約 4 ヶ月の系統影響検討（System Impact Study、下図の赤色部分ご参照）、約 6 ヶ月の設備検討（Facilities Study）の 3 段階の段階的な検討を行う。なお、事業者は検討段階毎に発電容量に応じた検討費用を支払う必要がある。また、キューに登録した事業者は、接続検討期間中いつでも申請を撤回し、キューから退出することが可能であり、PJM は検討段階毎に事業者の継続意思を確認している。各サイクルで約 2 年半のプロセスをかけて接続されるかどうかが決定され、すべての検討プロセスを通過した系統接続申請に対して、接続許可が与えられる。つまり、PJM は申請された順にすべての検討を実施している状態となっている（first-come, first-served）。

[588] Whitepaper on (pjm.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

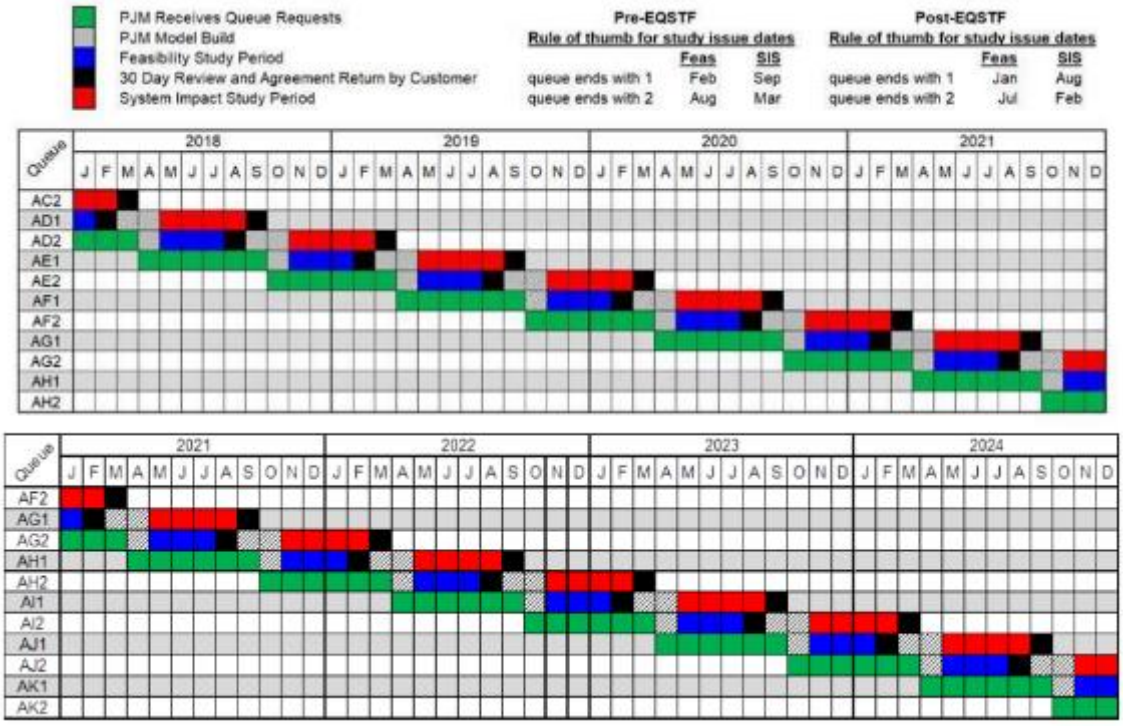


図 3.2-13　PJM における系統接続に関する申請のタイムライン

出所）Appendix 3 Processing Time for Interconnection Requests, Tariff Revisions for Interconnection Process Reform, Request for Commission Action by October 3, 2022, and Request for 30-Day Comment Period[589]

近年系統接続申請の数が著しく増加したことにより、検討中の申請案件が増加、または検討が進められない申請案件の増加に繋がり、更には新規の申請対応に遅延が生じる事態となったことを主な背景とし（下図 3.2-14　各検討段階中に撤回した申請案件数（2020-2021）参照）、効率的且つタイムリーに接続検討に対応するため PJM は interconnection process 改正に関する申請を提出、FERC によって 2022 年 6 月 14 日承認された。

PJM によると、2020 年及び 2021 年に申請があった約 2,000 件近い案件に対し、多数の撤回を経て最終的に承認が下りた案件は約 10 分の 1 の 225 件のみとなっている。

[589] https://pjm.com/directory/etariff/FercDockets/6726/20220614-er22-2110-000.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

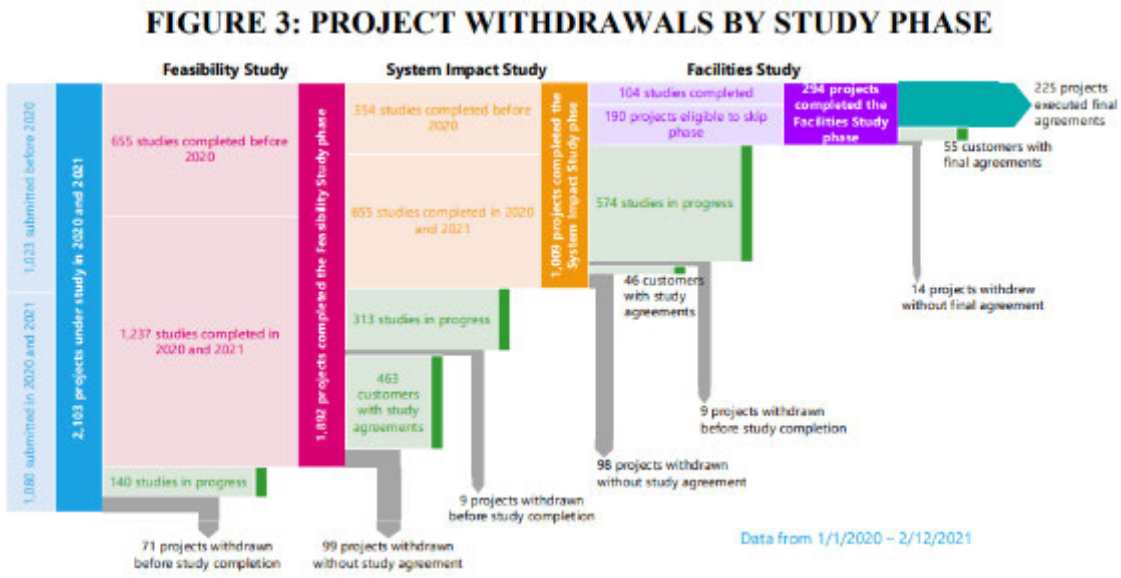


図 3.2-14　各検討段階中に撤回した申請案件数（2020-2021）

出所）Tariff Revisions for Interconnection Process Reform, Request for Commission Action by October 3, 2022, and Request for 30-Day Comment Period[589]

この改正は 2023 年の初旬に予定されており、現状の申請順に個別案件毎に検討する first-come, first-served ベースの系統接続申請から、集合的に案件を一度の検討段階で検討する Cycle（サイクル）をベースとした first-ready, first-served アプローチに変更になる[590]。本改正は、2021 年 10 月 1 日以降に申請された案件が対象予定となっている。

first-ready, first-served に基づいた新ルールによる New Service Requests（系統接続申請）は、3 段階の系統影響検討に従うことになる。下図、新ルールにおける系統接続申請プロセスに示された通り、Phase I においては、申請のサイクル期間内に集計ベースで系統影響検討が実施され、一つのサイクル毎の電子集計フォーマットによって結果が提供される（以前は案件固有のレポート形式）。

一つのサイクルにおいて Phase I から III 及び各 Phase 後の Decision Point を経て、系統接続に関する契約を締結する流れ。Phase I は Phase I Base Case data の配布後 30 日以降、Application Review Phase の最終日の翌営業日目に開始され、PJM は 120 日以内に Phase I を完了することを努力目標としている。Phase I の系統影響検討においては、最大負荷流量、必要な系統接続設備やネットワークのアップグレードに関する計画見積等を評価する。検討結果は電子ベースで PJM のウェブサイトに公表される。

Decision Point I は Phase I の最終日の翌営業日に開始され、30 営業日後に終了する。申請者は Decision Point I 期間中に当該サイクルに残るか撤回するかを選択する必要がある。次のサイクルに進む場合は、申請者はデポジットとして、(a) Phase I または Readiness Deposit No.1 期間中に計算されたネットワークアップグレードにかかるコスト配分の 10%のうちどちらか高い方から(b)Application Phase 期間中の Readiness Deposit No.1 を差し引いた額を支払わなければな

[590] FERC Approves Interconnection Process Reform Plan | PJM Inside Lines（2023 年 2 月 22 日取得）

らない。また、申請者はサイトコントロールにかかる説明や必要な許認可（air, water）取得にかかる証憑、その他の基準を満たしていることを示す必要があり、万が一それらの基準を満たすことができなかった場合、申請は撤回されたとみなされる。その場合は、Readiness Deposit No.1 にかかる費用の 50%は PJM によって払い戻しが行われる。

Phase II においては 180 日以内に、設備を一新した場合の負荷流量に基づく系統影響検討や、短絡故障や安定性に関する分析、影響を受けうる設備に関する調査を実施。続く 30 日間の Decision Point II 期間中に Phase III に進むかどうか検討し、進む場合はデポジットを支払う必要がある。

Phase III においては 180 日以内に、前フェーズで検討された設備を一新した場合の負荷流量に基づく系統影響検討や、短絡故障や安定性に関する分析、影響を受けうる設備に関する最終調査を実施。また、PJM より系統接続に関連した契約の提供を受ける。続く 30 日間の Decision Point III 期間中に当該サイクルに残ると決断した場合は、必要な Security（ネットワークアップグレードにかかるコストをベースとする）やデポジットを差し入れ、PJM に意思表示するとともに、追加的なサイトコントロールや他の条件を満たす必要がある。Phase III 終了後 60 日間が最終契約交渉 Phase として設定されており、契約書のドラフト受領後 20 営業日以内に申請者は PJM にコメントを提出、PJM の 10 営業日以内のコメントバック後、交渉の最終段階となった場合 5 営業日以内に最終契約書が PJM より提供される流れとなっている。

FIGURE 10: NEW RULES SEQUENCING AND PROCESS

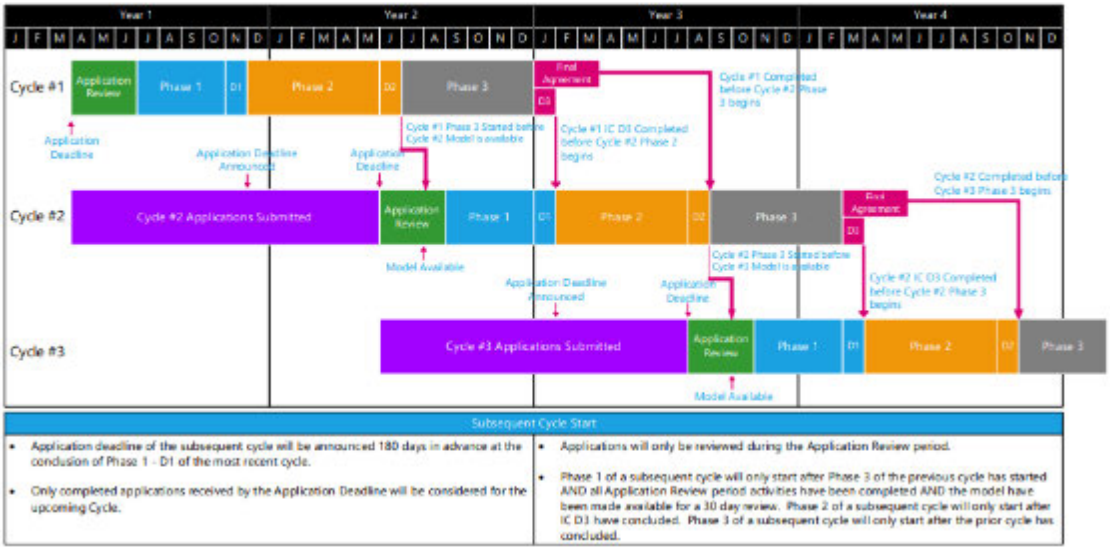


図 3.2-15　新ルールのおける系統接続申請プロセス

出所）Tariff Revisions for Interconnection Process Reform, Request for Commission Action by October 3, 2022, and Request for 30-Day Comment Period[591]

[591] 20220614-er22-2110-000.pdf (pjm.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

(viii) 取引実態（プレイヤー、量など）

PJM における電源別接続量（2021 年 12 月時点）は、石炭とガスで 7 割以上を占めており、太陽光は 1,824MW（全設備容量の 1.0%）、風力は 2,590MW（全設備容量の 1.4%）となっている。

表 3.2-7　PJM における電源別接続量（2021 年 12 月時点）

	01-Jan-21		31-May-21		01-Jun-21		31-Dec-21	
	MW	Percent	MW	Percent	MW	Percent	MW	Percent
Coal	49,747.0	27.0%	49,340.2	27.0%	48,714.4	26.5%	48,568.4	26.0%
Gas	84,031.3	45.6%	83,914.1	45.9%	84,651.7	46.0%	86,321.3	46.3%
Hydroelectric	8,754.3	4.8%	8,753.5	4.8%	8,792.0	4.8%	8,792.0	4.7%
Nuclear	32,312.4	17.5%	32,301.2	17.7%	32,301.2	17.6%	32,301.2	17.3%
Oil	5,512.6	3.0%	5,507.1	3.0%	5,550.1	3.0%	5,545.5	3.0%
Solar	1,014.7	0.6%	1,051.1	0.6%	1,779.5	1.0%	1,824.0	1.0%
Solid waste	695.6	0.4%	650.5	0.4%	650.5	0.4%	650.5	0.3%
Wind	2,177.1	1.2%	1,420.2	0.8%	1,522.9	0.8%	2,590.5	1.4%
Total	184,245.0	100.0%	182,937.9	100.0%	183,962.3	100.0%	186,593.4	100.0%

出所）State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics, LLC, 3.10.2022[592]

電力会社別の接続量を見ると、上位 5 社で約 4 割を占めている状況。

表 3.2-8　PJM における電力会社別接続量（2021 年 12 月時点）

	01-Jan-21			31-May-21			01-Jun-21			31-Dec-21		
Parent Company	ICAP (MW)	Percent of Total ICAP	Rank	ICAP (MW)	Percent of Total ICAP	Rank	ICAP (MW)	Percent of Total ICAP	Rank	ICAP (MW)	Percent of Total ICAP	Rank
Exelon Corporation	20,843.6	12.2%	1	20,787.3	12.2%	1	20,747.0	12.2%	1	20,801.5	12.1%	1
Dominion Resources, Inc.	19,533.2	11.4%	2	19,505.1	11.5%	2	19,702.1	11.6%	2	19,702.1	11.4%	2
Vistra Energy Corp.	11,319.0	6.6%	3	11,319.0	6.7%	3	11,327.8	6.7%	3	11,327.8	6.6%	3
Riverstone Holdings LLC	10,941.4	6.4%	4	10,866.5	6.4%	5	10,914.8	6.4%	5	10,868.6	6.3%	5
LS Power Group	10,843.7	6.3%	5	11,053.7	6.5%	4	11,253.4	6.6%	4	11,253.4	6.5%	4

出所）State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics, LLC, 3.10.2022[593]

2020 年及び 2021 年における前日市場通りアルタイム市場における供給量（発電、追加的オファー、混雑、輸入の合計）は以下の通り。

[592] 2021 State of the Market Report for PJM (monitoringanalytics.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[593] 2021 State of the Market Report for PJM (monitoringanalytics.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.2-9　PJM における前日市場通りアルタイム市場における供給量（2021 年 12 月時点）

		Day-Ahead					Real-Time		Day-Ahead Less Real-Time	
		Generation	INC Offers	Up to Congestion	Imports	Total Supply	Generation	Total Supply	Generation	Supply
Average	2020	90,786	2,427	18,257	166	111,636	90,938	91,674	(152)	19,962
	2021	93,069	2,312	7,050	168	102,599	93,644	94,501	(575)	8,098
Median	2020	87,852	2,364	19,196	125	107,798	88,101	88,828	(249)	18,970
	2021	90,444	2,222	6,833	106	99,893	90,902	91,800	(458)	8,093
Standard Deviation	2020	17,343	852	5,908	166	19,729	16,527	16,627	816	3,101
	2021	17,091	994	2,787	211	18,850	16,786	16,884	305	1,966
Peak Average	2020	99,578	2,758	18,960	152	121,448	98,939	99,714	639	21,734
	2021	101,851	2,794	8,072	164	112,880	101,997	102,919	(146)	9,961
Peak Median	2020	96,111	2,713	19,883	100	116,084	95,559	96,419	551	19,664
	2021	99,018	2,741	7,870	102	109,673	98,748	99,821	270	9,852
Peak Standard Deviation	2020	16,544	868	5,866	155	19,322	16,027	16,151	517	3,172
	2021	16,018	975	2,664	191	17,137	16,115	16,173	(97)	964
Off-Peak Average	2020	83,048	2,135	17,639	179	103,000	83,897	84,597	(848)	18,403
	2021	85,357	1,888	6,153	172	93,571	86,309	87,109	(952)	6,462
Off-Peak Median	2020	80,536	2,076	18,490	145	100,743	81,646	82,358	(1,110)	18,385
	2021	83,037	1,827	5,806	108	90,787	84,117	85,080	(1,080)	5,707
Off-Peak Standard Deviation	2020	14,025	721	5,877	174	15,618	13,475	13,538	550	2,080
	2021	14,005	797	2,576	227	15,334	13,643	13,742	363	1,592

出所）State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics, LLC, 3.10.2022[594]

B)　ドイツ

ドイツでは、バランシング・グループ(BG)の代表者であるバランシング・グループ責任者(BGM)が、BG におけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、当日市場のゲートクロージャー(実運用 30 分前)まで BG 内部における自己調整を図る。以降は、TSO が事前確保した調整力等を利用して系統運用を行う。そのため、需給調整や送電混雑解消においては、市場主導型ではない。国内の送電混雑解消は、需給調整能力確保後の残った調整能力を活用した再給電方式（前日市場後に、混雑を緩和する電源出力の変更）やカウンタートレードド（前日市場後に、混雑を緩和する kWh 取引）により実施されている。上記の再給電指令とカウンタートレードに合わせ、深刻な送電線混雑が発生し、再給電でも解消できない混雑のために、休止中や閉鎖申請中の火力 電源を予め確保する系統リザーブという仕組みがある。

- 再給電指令：TSO からの指令により混雑を緩和するように電源の出力を変更させる。
- カウンタートレード：送電混雑が発生し得る箇所の潮流を相殺するような電力取引きを TSO により促す。
- 系統リザーブ：上記の二つの方法により混雑を緩和できない場合に備えて、休止中または閉鎖申請中の電源の中から一定量を TSO が事前に選定しておく、平常時は市場に参加していないが、混雑緩和に必要な際に TSO の指令を受けて運転される。

(i)　エネルギー市場

ドイツは EPEX SPOT の卸電力市場に参加している。同社は、フランスのエネルギー取引所 Powernext SA とドイツの EEX AG が合併して 2008 年に設立された。2015 年には APX グループと統合され、2021 年には 300 社以上の企業が参加し、前日市場と当日市場合わせて 621TWh の電力を取引している。

[594] 2021 State of the Market Report for PJM (monitoringanalytics.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

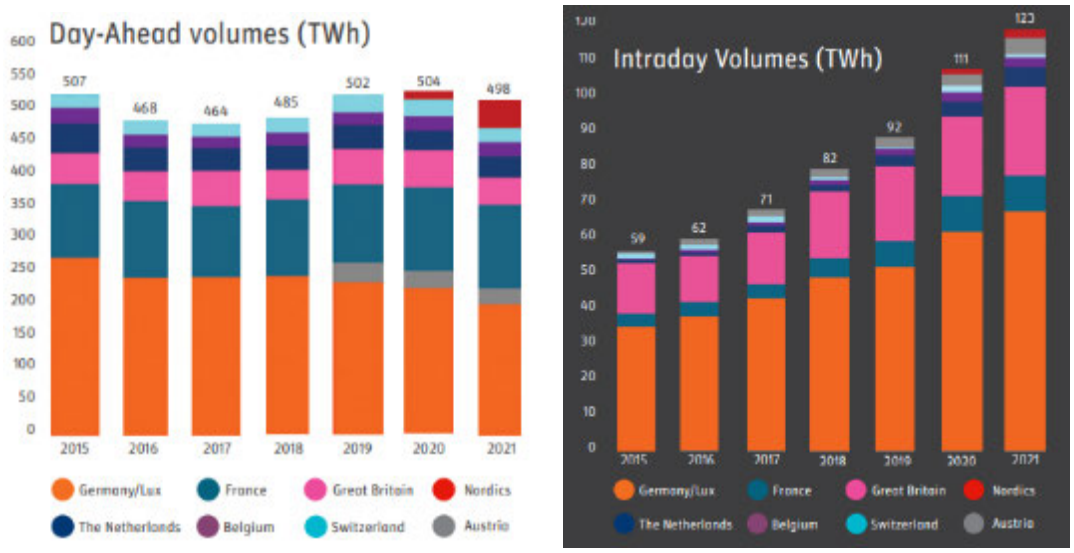


図 3.2-16　EPEX Spot 市場における取引量

出所）22-10-25_TradingBrochure[595]

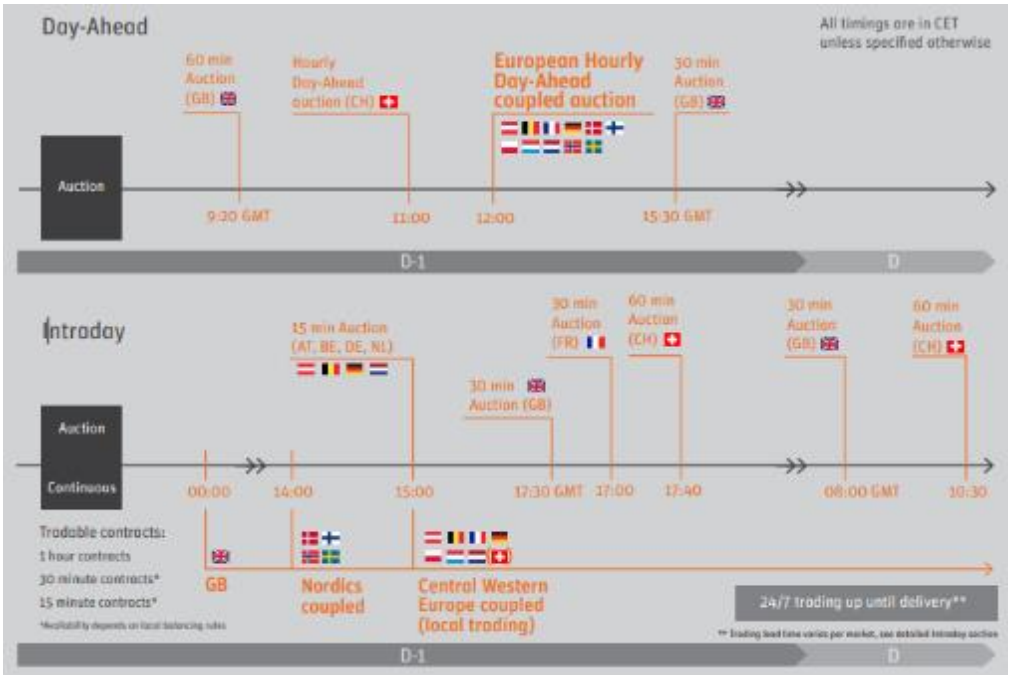


図 3.2-17　EPEX Spot 市場のタイムライン

出所）22-10-25_TradingBrochure[595]

(ii)　需給調整市場（アンシラリーサービス市場）

ドイツにおける調整力の市場については、TSOs（50hertz, Amprion, TENNET, TRANSNET BW）による共通予備力市場（Regelleistung）と呼ばれるプラットフォーム（https://www.regelleistung.net/ext/static/prl/）が構築されている。この共通予備力市場では、各 TSO からの提出情報を基に、必要とされる調整能力（FCR, aFRR, mFRR）が公開されてい

[595] https://www.epexspot.com/en/downloads（2023 年 2 月 23 日取得）

る。これを受けて各 BSP（Balancing service provider）は入札を実施する。

FCR（一次調整力）は、2007 年以来、入札により調達されている。2022 年 6 月に公開されているリザーブプロバイダーになるための手順書（Modalitaten für　Regelreserveanbieter）によれば、

FCR（一次調整力）：2019 年 7 月 1 日に開始された取引単位（product length）が 1 日の営業日 2 日前入札は、2020 年 7 月 1 日から取引単位 4 時間で、毎日の入札に置き換わっている。入札は実施日の 14 日前に開始され、前日の 8 時に締め切られる。FCR の需要が入札で完全にカバーできない場合、送電系統運用者は、その需要をカバーするために再度入札を行う。

aFRR（二次調整力）：入札は実施日の 7 日前の 10 時開始され、前日の 9 時に締め切られる。需要が入札で完全にカバーできない場合、送電系統運用者は、その需要をカバーするために再度入札を行う。

mFRR（三次調整力）：三次調整力は正と負の調整力に分けて入札を実施する。入札は実施日の7日前の10時に開始され、前日の10時に締め切られる。需要が入札で完全にカバーできない場合、送電系統運用者は、その需要をカバーするために再度入札を行う。

(iii) 各市場取引のタイムライン

EPEX SPOT における欧州 1 時間（60 分）前日市場、日中取引と TSO による需給調整入札のタイムラインを以下の図に示す。

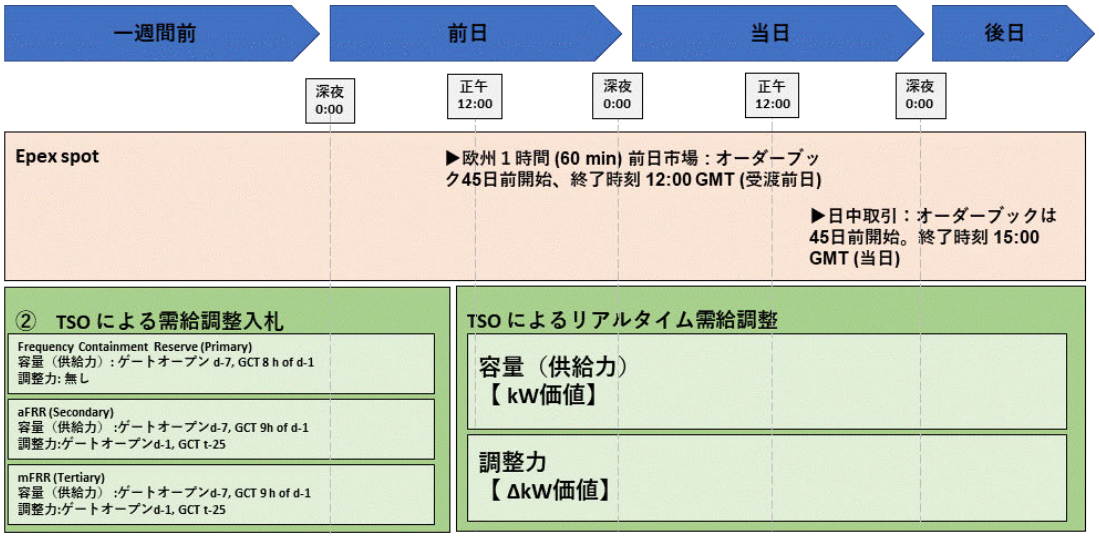


図 3.2-18　需給調整に関わる市場

出所）regelleistung.net 等の資料に基づき著者作成（2023 年 2 月）[550]

(iv)　各市場への参加可能要件

共通予備力市場（Regelleistung）と呼ばれるプラットフォーム（https://www.regelleistung.net/ext/static/prl/）での入札に参加するためには、BSP（Balancing service provider）としての事前認定が必要になる。TSO によって定められた要件

（https://pq-portal.energy/Download）を満たす必要がある。要件は、1 次から 3 次調整力（Frequency containment reserves; FCR, automatic Frequency Restoration Reserve: aFRR, manual Frequency Restoration Reserves:mFRR）毎に分けられている。

(v) 取引実態（プレイヤー、量など）

ENTSO-E Balancing report 2022 では、2022 年 4 月末の時点で 1 次調整力に関しては 30、二次調整力と三次調整力はそれぞれ 34 の BSP がいる。[596]　また最新の容量（供給力）市場参加電源内分けは以下のようになっている。

表 3.2-9　2023 年 1 月時点で事前資格審査ポータルに登録されている容量（供給力）

Technologie	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
原子力エネルギー	0,14	0,18	0,19	0,54	0,54
褐炭	0,48	1,07	1,07	3,81	3,84
硬質炭	0,48	1,05	1,07	2,98	2,87
天然ガス	0,37	3,68	3,72	6,91	6,75
石油	-	0,29	0,04	1,33	0,09
バイオマス・バイオガス	0,04	1,83	2,35	2,32	2,81
水力	4,79	15,10	15,15	13,99	14,01
蓄電池	0,63	0,06	0,06	-	-
Demand Side Management	0,02	0,12	0,07	0,20	0,14
風力	-	-	0,03	-	0,25
その他	-	0,02	0,07	0,21	0,60
合計(GW)	**6,95**	**23,40**	**23,82**	**32,29**	**31,90**

出所）Präqualifizierte Leistung in Deutschland [597]

C) イギリス

(i)　容量市場の概要

イギリスの容量市場は、集中管理型で運営されている。この形式においては、市場管理者である National Grid ESO が、電力システムにおいて必要となる電源等の容量（kw）をオークションで購入し、費用精算期間を通じて、発電事業者等に対価を支払う。そして、費用精算機関は、小売事業者から必要費用を徴収し、発電事業者への支払い原資に充てるという流れになる。 各プレーヤーの役割は以下の通りである[598]。

①. 系統運用者（National Grid ESO）：目標調達量の設定、オークションの運営

②. 発電事業者：落札した場合、契約年の kW を確保、実需給断面での kWh の確保にも貢献

[596] https://www regelleistung net/ext/download/anbieterliste

[597] https://www regelleistung net/ext/download/pq_capacity

[598] https://www meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/039_05_02.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

③．小売事業者：需要家の要求量に応じて kW×約定価格を支払う

またこのメカニズムにおいては、発電事業者が、容量市場において kW を拠出したとしても、kWh の取引は従来と同様に自由に行うことが可能である（kWh の価値と kW の価値が切り離される）[599]。さらに、最近の動きとしては、蓄電池等の競争参加を促す目的で、最小容量を 2MW から 1MW に変更している。

【容量市場取引実績】

2022 年 1 月 7 日に National Grid ESO が実施した 1 年先（T-1）と 4 年先（T-4）の容量市場オークションについて、オークションパラメータは下表の通りとなった。

表 3.2-10　容量市場における調達量と単価（2022 年）

Parameter	T-1 auction for delivery in 2022/23	T-4 auction for delivery in 2025/26
Target capacity	5.361GW	42.1GW
Demand curve: Minimum capacity at price cap	5.361GW	40.6GW
Demand curve: Maximum capacity at £0	5.361GW	43.6GW
Reliability standard	3 hours LOLE	3 hours LOLE
Net CONE	£49/kW/yr	£49/kW/yr
Price Cap	£75/kW/yr	£75/kW/yr
Price taker threshold	£25/kW/yr	£25/kW/yr
15-year agreement threshold	N/A	£280/kW
3-year agreement threshold	N/A	£140/kW
Indexation	N/A	2020/21

出所）Update to the Capacity Market Auction Parameters 2022[600]

2022/23 年調達の T-1 オークションの目標調達量は 5.361GW、2025/26 年調達の T4 オークションの目標調達量は 42.1GW と設定された。この目標調達量は、電力供給の不確実性を反映して T1 調達量を上方修正し、T4 については将来的な技術革新を考慮して下方修正をしたものとなっている。

(ii)　需給調整市場の概要

イギリスにおける需給調整サービスは、National Grid ESO レベルのものから DNO 各社が設

[600] Update to the Capacity Market Auction Parameters 2022, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1049359/capacity-market-auction-parameters-2022.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

定するサービスまで多岐にわたり、2018 年時点における全体像は下図に示す通りである[601]。

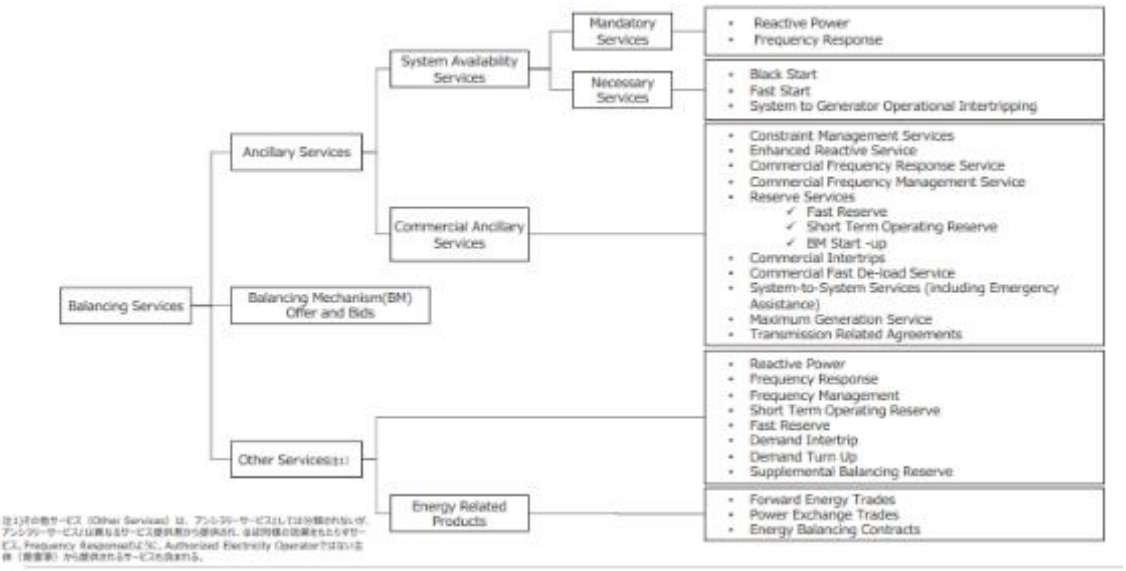


図 3.2-19　需給調整サービスの構成（2018 年時点）

出所）電力広域的運営推進機関『欧米諸国の需給調整市場に関する調査報告書』[602]

送電系統レベルでは、2015 年に National Grid が、超高速周波数応答サービス Enhanced Frequency Response(EFR) を創設したところであったが、2020 年 10 月から Dynamic Containment が新たに開始されたため、現在は、超高速応答（1 秒）の周波数応答調整力の取引市場にて毎日入札が実施されている。

主要なサービスの応答時間及び持続時間は、下図に示す通りである。

図 3.2-20　主要な需給調整サービスの応答・継続時間

出所）National Grid ESO ウェブサイト等の情報を基に著者作成

Dynamic Containment の本格導入を受けて、今後、需給調整サービスの種類に変更があるか

[601] https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[602] https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

を、National Grid ESO に問い合わせたところ、Dynamic Containment の導入により、系統上の大規模なインフィード（発電）及びアウトフィード（需要）の損失リスクを縮小するために行っていたその他の市場調達の量が大幅に減少し、その結果、より速い動作対応によって周波数偏差を管理することができるようになったとのことである。また、それに伴い EFR の契約も契約期間満了で終了させているとのことである。

【各調整力の概要と取引実績】

EFR 及び STOR は今後 Dynamic Containment に置き換わる方針であることから、Dynamic Containment の直近の取引実績について説明する。

Dynamic Containment は、2020 年に一部試行状態で運用が開始され、2021 年から全市場の公開・運用がはじまた。2022 年現在、その市場サイズは 1,000MW になっている。

2021 年から 2022 年にかけての応答量実績について、National Grid ESO のホームページ上に公開されている 30 分単位の取引データを基に試算すると年間 2,147GW となる[603][604]。

表 3.2-11　需給調整市場の概要

調整力名	FFR	EFR	STOR	Dynamic Containment
応動時間	Primary：10 秒以内 Secondary：30 秒以内 High：10 秒以内	1 分以内	通常 20 分以内（最大 240 分）	250ms ~ 500ms の間に初期電力応答、500ms ~ 1 秒の間に全電力
継続時間	Primary：最低 20 秒 Secondary：最低 30 分 High：無制限	15 分	最低 2 時間	15 分
市場サイズ	～350MW			1000MW
取引量	Primary：83MW Secondary：131MW High：78MW（2016 年度）	201MW（2016 年度）	約 2,071MW（2016 年度平均）	応答量：2,147GW（2021 年 9 月 16 日－2022 年 9 月 15 日）

出所）資源エネルギー庁「アセスメントにかかる 海外事例調査結果について」を基に著者作成[605]

[603] https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2018/files/chousei_sagyokai_20_02_01.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

[604] National Grid ESO, https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?market-information（2023 年 2 月 22 日取得）

[605] https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2018/files/chousei_sagyokai_20_02_01.pdf （2023 年 2 月 22 日取得）

(iii) 地域系統における DER 価値市場取引

3.1.5 にて、地域系統混雑の解消のための手段として言及した、Piclo Flexibility Marketplace（配電レベル取引プラットフォーム,Piclo Flex）[606]について、市場設計や運用実態について説明する。

2018 年、DNO 各社は、RIIO2 の一環で策定した事業計画にて系統増強の代わりに柔軟性を利用する宣言をした。そのための柔軟性の調達先として DNO と DER 所有者間が DER 価値を取引する市場である Piclo Flex が創設された。2022 年 12 月時点で発電事業者等の参加者は、300 社以上であり、取引されている調整力は 10GW を超えている。

DNO の参加状況について、現時点で 5 社が参加しており、1 社が参加に向けて検討中である。2019 年に UK Power Networks が Piclo Flex を創設・調達を開始したことを皮切りに Scottish &Southern Electricity Networks と Western Power Distribution が 2020 年から参加、さらに SP Energy Networks, Electricity North West の 2 社も 2021 年から参加している。加えて、Northern Power Grid が参加を検討している。

DNO 各社によるこれまでの取引実績は、下表に示す通りである。

表 3.2-12　Piclo Flex における DNO 各社の取引実績（2022 年 12 月時点）

DNO	入札中案件数	調達済案件数
UK Power Networks	1,090	586
Scottish &Southern Electricity Networks	0	73
Western Power Distribution	0	85
SP Energy Networks	0	2,821
Electricity North West	48	180

出所）Piclo ウェブサイトを基に著者作成

このマーケットを介して調達される商品は、Dynamic、Restore、Secure、Sustain の 4 種類である。

表 3.2-13　Piclo Flex で取引される商品の種類

取引される商品の種類	概要
Dynamic	故障発生後の供給支障からの回復のための商品。系統設備故障後に生じた供給支障量を減らすために利用される。DNO が、発電事業者等があらかじめ合意した内容の出力の低減を行う。
Restore	故障発生後の混雑解消のための商品。 系統の設備故障後に、それにより混雑が発生し供給に支障が出ないよう、DNO が、発電事業者等に、供給停止のままか、より低い需要で再接続するかなどを指示するもの。
Secure	供給支障回避策としての混雑解消のための商品。 系統のメンテナンスや設備故障時に、混雑発生により供給支障に陥らないようにするためのもの。

[606] https://www.piclo.energy/（2023 年 2 月 22 日取得）

	DNO が、当日系統利用状況に基づいて、発電事業者等の入力または出力に対する変更をオンライン操作で実施する能力を事前に調達するもの。
Sustain	計画的な混雑解消のための商品で系統増強の先送りのために利用される。あらかじめ発電事業者等と合意した期間、入力または出力を変更する権利を調達するもの。

出所）Piclo ウェブサイトほか[607]を基に著者作成

個々の取引は不定期に行われ、調達案件毎に Piclo Flex が提供するオンライン地図上に下図の通り表示され、同マップから入札を行うことができる。

案件毎に、①案件を公表した DNO の名前、②商品の種類（上記 4 種類のどれに該当するか）、③接続要件（何 v の線に接続するか）、④電源の要件（どのくらいの容量が必要か）、⑤募集期間（公表と開札の時期）が掲載されており、サービス供給エリアが地図上に着色されている。加えて、各案件に現時点で何者が入札しているかも、リアルタイムで確認することができる。

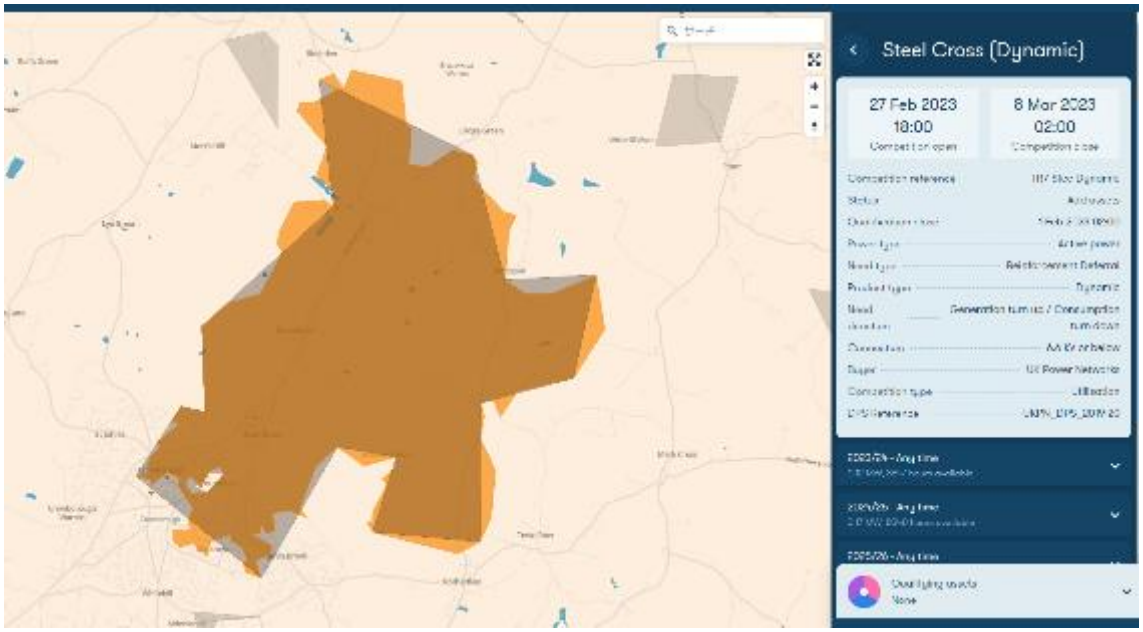


図 3.2-21　Piclo Flex 上で公表されている調達案件毎の情報

出所）Piclo Flexibility Marketplace[608]

約定事例としては、 UK Power Networks (UKPN) が、Kiwi Power と Social Energy が一般家庭用バッテリーを中心に組成した 2.1MW の仮想発電所から調整力を調達している。

[607]Energy Strategy UK: https://energystrategyuk.com/2020/10/10/dso-flexibility-tenders/, piclo Website: https://www.piclo.energy/, 電力中央研究所：https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/denki/2019/190918 html （2023 年 2 月 22 日取得）

[608] https://picloflex.com/dashboard （2023 年 2 月 22 日取得）

(iv) 電力市場取引の概要

イギリスでは 2000 年以降、複数の電力スポット取引所が創設され、それに派生する形で電力先物取引所などのデリバティブ市場が形成されてきた。特に卸電力の取引については、TSO/DNO 複数社が、自グループの発電会社と小売会社との間で相対取引を実施しており、またブローカーを介した OTC 市場が発達していた。その一方で、取引所取引については限定的な取引量にとどまっていた。2010 年以降、このような状況を受けて、イギリスガス・電力市場局(Ofgem: Office of the Gas and Electricity Markets)は、卸電力市場活性化に向けた様々な施策検討を実施しており、取引量はそれ以降劇的に増加している[609]。

以下、卸電力市場の概要について、前日市場、当日市場それぞれ説明する。

前日市場の設計は、他の欧州諸国や日本のそれと大差ない。前日市場の 2021 年度の総取引量は 37.8 TWh となっている[610]。その他、詳細は下表に示す通りである。

表 3.2-14　前日市場概要

取引所名	EPEX SPOT （60 分単位市場）	EPEX SPOT （30 分単位市場）
取引商品	60 分単位 ブロック商品(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等)	60 分単位 ブロック商品(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等)
価格決定	オークション方式	オークション方式
開場時間	実需給日 14 日前	実需給日 14 日前
閉場時間/入札締締	前日 9：20 に市場参加者からの Order 受付締切。前日 9:30 以降可能な限り早く市場参加者に対して結果を通知。	前日 15:30 に市場参加者からの Order 受付締切。前日 15:45 以降可能な限り早く市場参加者に対して結果を通知。
取引量（2021 年）	37.8 TWh	N/A

出所）電力ガス取引監視等委員会『時間前市場の活性化について』[611]

当日市場について、イギリスはザラバ方式及びシングルプライスオークションを併設しており、系統が必要とする柔軟性をより適切に捕捉できるようにするために、多種な商品を導入して時間分解能を向上させ、取引間隔をリアルタイムに近づけている。さらに、再エネ予測誤差への対応を可能とするため、実需給直前まで市場取引が可能な設計がされており、イギリスの場合は実需給の約 30 分前まで取引が可能となっている。

取引量および概要は、下表の通り。

[609] https://www meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/000345.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[610] Epexspot　Annual Report 2021,　https://annual-report.epexspot.com/business/yearly-key-figures/

[611] https://www.emsc meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/051_06_00.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.2-15　当日市場概要

取引所名	EPEX SPOT	
取引方法	ザラバ方式	シングルプライスオークション
取扱商品	30 分単位 ブロック商品	30 分単位
開場時間	実需給日 2 日前	実需給日 14 日前
閉場時間/入札締締	30 分単位（実需給 15 分前） ブロック商品 （実需給約 20 分前）	前日 17:30 当日 08:00
取引量（2022 年 11 月実績値）	3.46TWh	0.68TWh

出所）EPEX SPOT ,Monthly Power Trading Results of November 2022[612]

D） スペイン

スペインでは、Technical Constraints による発電スケジュールの変更や制限、揚水発電所の活用が為されている。

また、市場メカニズムを通じて、Secondary control、Tertiary control、Replacement Reserve の 3 種類のアンシラリーサービスが提供されており、各々以下のようなサービスとなっている[613]。

- ✓ Secondary control: 需給調整や周波数調整に活用され、20 秒から 15 分の範囲でコントロールされる。Availability と使用料に基づいて、各々支払いが行われる。
- ✓ Tertiary control: 強制力があり、有効電力を増加させる、もしくは減少させる義務を応札する必要がある。需給調整に加えて Secondary control の不足分を補う目的で調達され、15 分間の間で変動可能な出力の幅で定義される。
- ✓ Replacement Reserve: 需給調整や Secondary/Tertiary control の不足分を補う目的で調達される。

スペインの TSO である Red Eléctrica de España により、上記リザーブ等を活用した送電網の運用が行われており、月次のニュースレターでアンシラリーサービスの活用状況について開示が為されている。これを見ると、風力を中心に再エネ電源においても上げ調整/下げ調整を含めたアンシラリーサービスが提供されていることが分かる。

[612] https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2022-12-05_EPEX%20SPOT_Power%20Trading%20Results%2011-2022.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[613] https://www ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system / https://www.ree.es/en/datos/markets

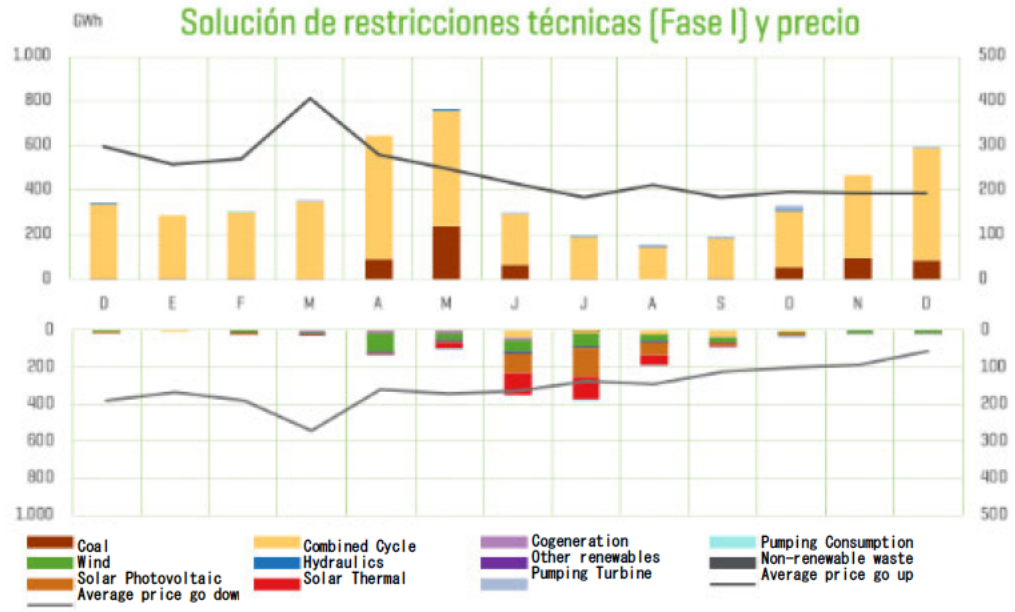


図 3.2-22　Technical Constraints の調達状況（2022 年 12 月）

出所）Red Eléctrica de España

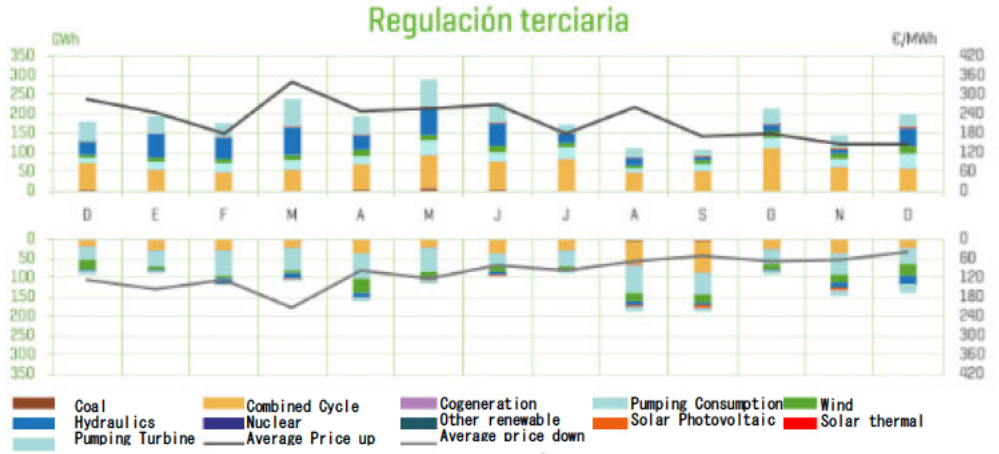


図 3.2-23　Tertiary Control の調達状況（2022 年 12 月）

出所）Red Eléctrica de España エラー! ブックマークが定義されていません。

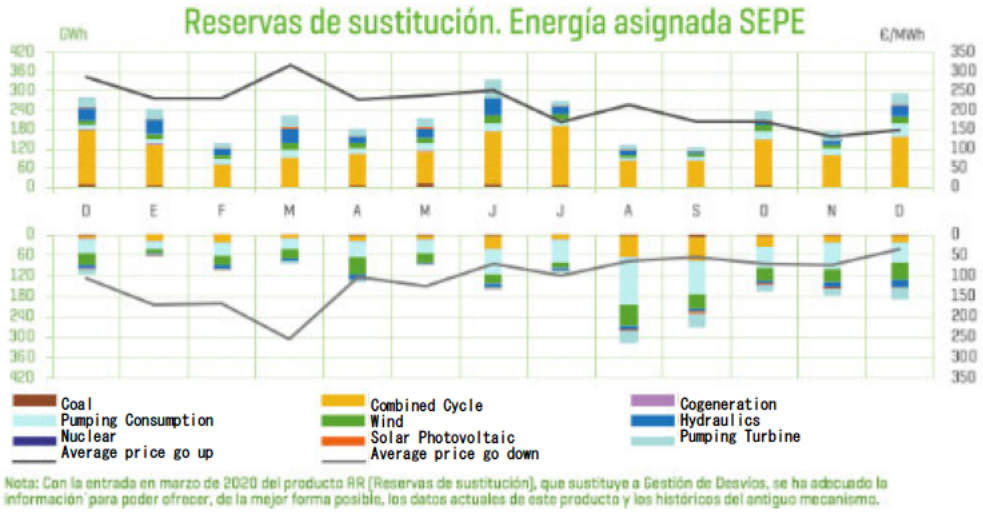


図 3.2-24　Replacement Reserve の調達状況（2022 年 12 月）

出所）Red Eléctrica de España

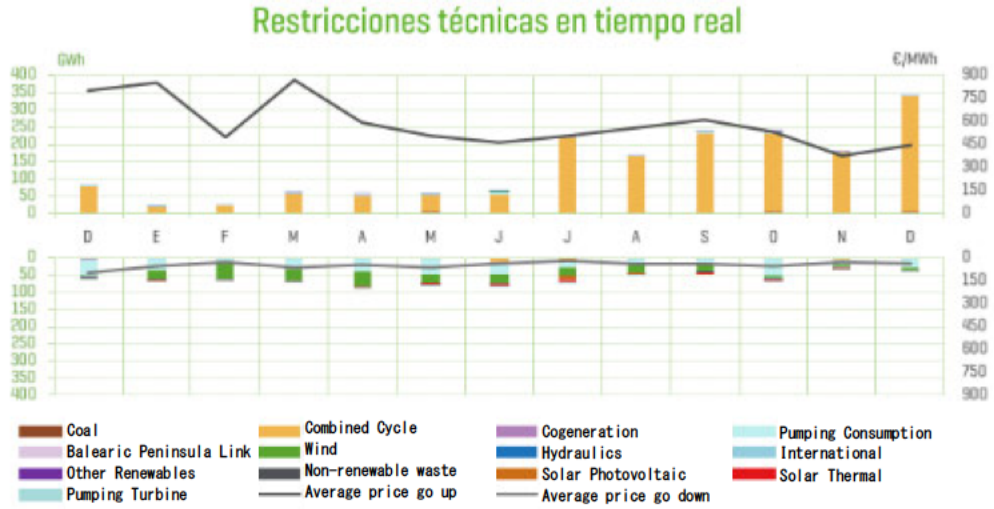


図 3.2-25　Technical restrictions in real time の調達状況（2022 年 12 月）

出所）Red Eléctrica de España

3.2.3　TSO/DNO によるゲートクローズ後の混雑管理

(1)　混雑管理手法概要

A)　ドイツ

ドイツのエネルギー産業法(EnWG)では、電力ネットワーク事業者は、グリッド内の電力供給のセキュリティと信頼性を確保する義務が規定されている。EnWG 13 条には系統の信頼性維持のための送電事業者による出力制御を含む発電設備等への介入手順等が記載されており、送電線の混雑等が発生する場合には、系統運用措置（再給電など）の後に、市場的措置（需給調整用調整力の投入や相対契約の履行等）が実施される。

ドイツにおける再給電及び出力抑制スキームについて、以前は 10MW 以上の従来電源が再給電プロセスの対象となっていたが、2021 年 10 月 1 日より再給電プロセス（運用計画策定段階）に 100kW 以上の再エネプラントやコージェネレーションプラントを含む全電源が組み込まれる制度変更が導入された。出力抑制スキームは以下のようになっている。

- ✓ Redispatching2.0：全電源への再給電（EnWG 13-(1)条）（補償あり）
- ✓ Botfallmaßnahmen：緊急措置、全電源への抑制（EnWG 13-(2)条）（補償なし）

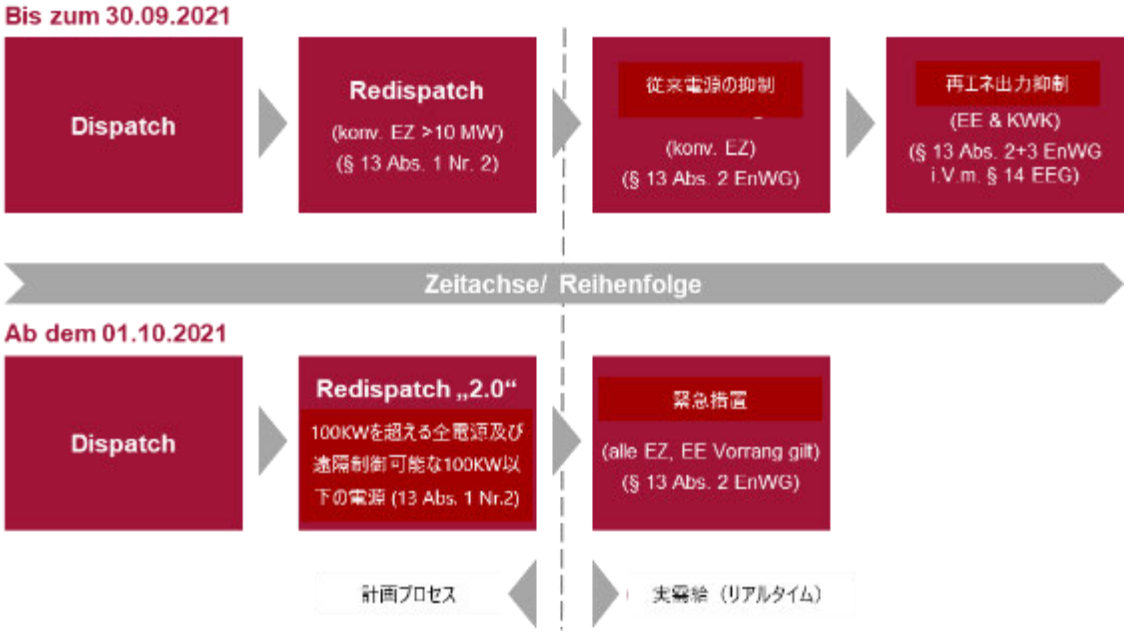


図 3.2-26　再給電及び出力抑制の仕組み

出所）BDEW HP[614]

なおドイツで、”Dispatch”という用語は Balancing Responsible Part（アグリゲーターや発電事業者）内による発電所の発電計画を指しており、”Redispatch”という用語は、グリッドのボトルネック回避するために、送配電事業者（DSO/TSO）の要請による指令という意味合いで使われている。

Dispatch では発電所で使用する変動費（石炭火力発電所の場合、特に燃料費）を考慮し、それぞれの販売市場で予想される価格を考慮に入れて、BRP 内で収益が最大化されるよう各発電所の計画が作られる。太陽光発電や風力発電のような変動する再生可能エネルギーの場合、翌日のスケジュールは天気予報と発電所の稼働率の評価から決定されるが、バイオマスや一部水力発電のような制御可能な再生可能エネルギーは、電力取引所の価格帯が高い時間帯を狙い Demand-oriented な運転計画が立てられる。

すべての BRP（アグリゲーターや発電事業者）は、前日の午後 2 時 30 分までに、すべての発電所の運転計画を、それぞれの発電所が所在する地域の送配電事業者（DSO/TSO）に送信する。

[614] https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/（2023 年 2 月 24 日取得）

「Redispatch」送配電網事業者から BRP へ混雑解消を目的とした発電量のシフトを指示することを言う。送配電事業者は、Dispatch プロセスを経た BRP 内での発電スケジュールを受け取るとすぐに、系統負荷計算を行い、翌日の全ドイツの系統レベルでの入出力の予想を作成する。翌日の送電網の安定性を確保し、従来型発電所と再生可能エネルギー発電所の運転に短期的に介入する回数（EnWG§13 または EEG§6、§11、§12 に基づくキーワードフィードイン管理）をできるだけ少なくするために、前日中に系統負荷計算結果を利用して、混雑が発生する送配電網に関わる BRP へ発電計画の変更を働きかける。[615]

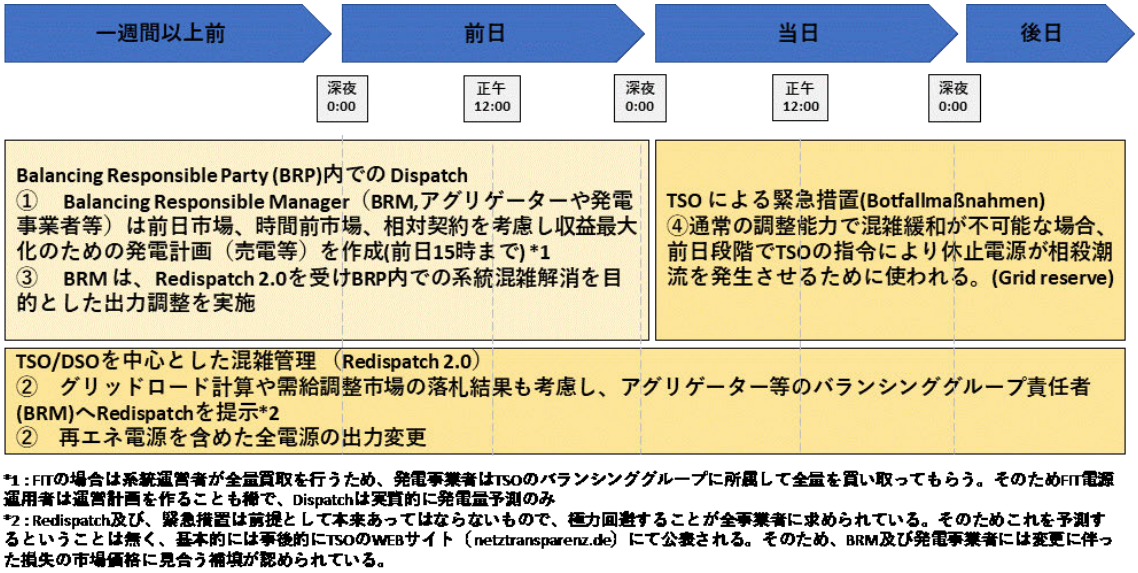


図 3.2-27　混雑管理手法のタイムライン

出所）BDEW HP の情報や TSO へのヒアリング等から著者作成（2023 年 2 月）[614]

B)　アイルランド

アイルランドでは、SEMC（Single Electricity Market Committee）の決定（SEM-11-062）により 2011 年に優先給電ルールを、決定（SEM-13-010）により 2013 年に curtailment については firm/non-firm の区別なく一律で（pro-rata）抑制することを施行している。TSO が発電コストを最小とするディスパッチ（Least Cost Principle） を行うことを前提とした上で、具体的な優先給電の電源種とその優先順位が定められている。

下表 1 の従来電源の再給電については、コストの情報があるため発電コストを最小とするという原則に基づいて出力抑制・若しくは出力増を行う。一方で、限界費用のかからない風力のような電源については、抑制対象の発電機が複数存在する場合どの順番で抑制すべきか TSO が決定する際の指標が存在しない。このような状況（Tie-break situation）にて TSO がどのような順番で抑制するかが定められた。

[615] https://www next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch#redispatch-20-erklrt　（2023 年 2 月 24 日取得）

表 3.2-16　優先給電ルール

カテゴリ		電源種		
1		プライスメーカーである従来電源（price making generation）、及びゲートクローズ後の連系線のカウンタートレード（SO counter trading on the interconnector after Gate Closure）		
2	a	泥炭（Peat）		
	b	ハイブリット発電（Hybrid Plant）[注1]		
	c	高効率 CHP/バイオマス/水力（High Efficiency CHP/Biomass/Hydro）		
	d	風力（wind farms）	i	制御可の要件を満たすが、現在は制御出来ない風力（windfarms which should be controllable but do not comply with this requirement/are not derogated from same）
			ii	制御可能な風力（windfarms which are controllable）
			iii	制御可の要件をまだ満たしていない風力、試運転の風力（windfarms which are not required to be controllable/are derogated from this requirement/those in commissioning phase）
	e	連系線の再給電（Interconnector re-dispatch）		
	f	再給電による公衆の保安上の危険がある水力（Generation the dispatch down of which results in a safety issue to people arising from the operation of hydro generation stations in flooding situations）		

注 1：複数の一次エネルギー源または技術タイプを利用し認可された系統運用者の単一連圏点に電気的に接続された単一の発電ユニット

出所）電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査（平成 30 年度－海外調査）　最終報告書」[616]

表 3.2-17　出力抑制の順序とルール変更

	Curtailment（需給制約制約起因）	Constraint（系統制約起因）
抑制順	優先給電ルールに従う	
	従来型電源は<u>最も経済的</u>となるように抑制	
	Peat，Hybrid，高効率 CHP/バイオマス/水力は<u>pro-rata</u>	
	全風力 pro-rata 抑制	風力は、non-firm が優先的に抑制
出力増減への補償	firm，non-firm いずれも補償無し（2018/1/1 より）	firm は補償あり、non-firm は補償無し

[616] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf （2023 年 2 月 24 日取得）

出所）電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査（平成 30 年度－海外調査）　最終報告書」[616]

Curtailment（需給制約制約起因）の要因としては、周波数変化率耐量（RoCoF：Rate of Change of Frequency）や総需要と直流連系線に対する非同期発電機の発電割合の制限（SNSP：System Non-Synchronous Penetration）limit、負荷脱落時の周波数上昇の軽減または予備力の要件を満たすため（High Frequency/Minimum generation）などに起因している。[617]

また、Curtailment とローカルな系統に関する制約に起因する Constraint が同時に発生した場合の対応として、アイルランドでは、需給要因など電力系統全体に関する制約に起因する Curtailment とローカルな系統に関する制約に起因する Constraint が同時に発生した場合、SEM13011 “TSOs Definition of Curtailment and Constraint”に規定されている通り、まず Constraint、その次に Curtailment の順番で出力制御が実施される。

C) イギリス

イギリスの TSO におけるバランシングサービスを活用した系統混雑管理の枠組みは 2001 年の NETA 導入時点から存在するものである[618]。送電システム運用におけるコスト削減・リスク最小化を目的とした送配電事業のインセンティブスキームは 1994 年から存在していたが、NETA の導入に伴い、送電系統の運用に伴うコストの削減やリスクの最小化を通じて企業及び消費者に経済的な利益をもたらすように設計されたバランシングサービスインセンティブスキーム（BSIS: Balancing Services Incentive Scheme）が導入された。このスキームにおいては、バランシングに伴う全ての調達費用、アンシラリーサービス費用及び送電ロスの補填費用等に関して、TSO がその調達・利用も含めて送電システム全体の運用を担う。コストの目標値をあらかじめ設定し、実際のコストとの差額が National Grid にとっての利益又は損失となる。

運用断面においては、以下のタイムラインで系統制約解消のためのサービスが調達される。イギリスの系統混雑管理の特徴としては、長期的に調達する系統制約管理（Constraint Management）、相対で取引する先渡取引、入札によるバランシングメカニズムが存在するだけでなく、バランシングメカニズム外での調達サービスも存在することが挙げられる。これは、1 つの調達スキームに限定した場合に市場参加者が価格支配力を持つことで系統制約コストの著しい増加を招くリスクを回避するためである。

[617] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2021-V1.0.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

[618]https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

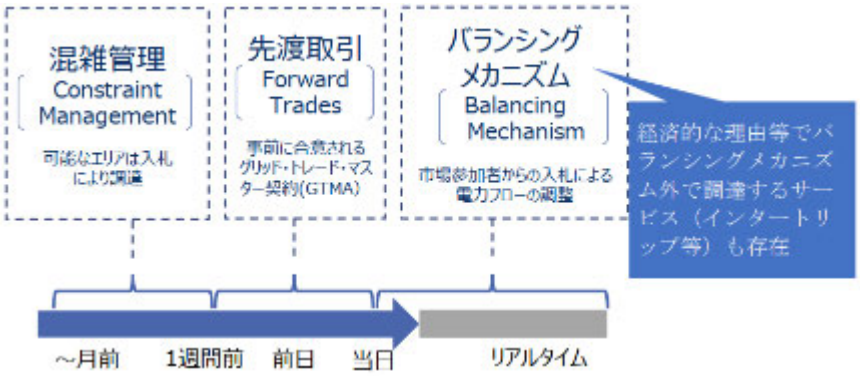


図 3.2-28　系統混雑管理のタイムライン

出所）電力広域的運営推進機関『欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査（平成３０年度－海外調査）』最終報告書[619]

現在、イギリスにおける系統制約には、①Transmission（送電線）、②Voltage（電圧）、③RoCoF（周波数変化率）の３つがある。それらの混雑管理（Constraint management）の中で、最もコストがかかっているのは送電線制約（Transmission）への対応である[620]。

加えて、変動電源の増加に伴う RoCoF 制約の割合が増大している[621]。2022 年上半期には、イギリスの蓄電池ファンドが、National Grid ESO 向けの周波数応答サービスである Dynamic Containment からの収益により、前年比 20%の利益を上げるなど、National Grid ESO が当初見込んでいた調達量を大きく上回る周波数応答が必要になる状況が続いている。

DNO による混雑管理手法については、3.1.5 にて説明した通り。

加えて、Curtailment とローカルな系統に関する制約に起因する Constraint が同時に発生した場合の対応について説明する。これについては、送電系統と配電系統で対応が異なる対応がとられる。

送電系統は、需給要因（Curtailment）と系統要因（Constraint）の出力抑制が同時に起こる可能性がある 。これらは、需給要因 も系統要因も関係なくバランシングマーケットで取り扱われ、経済性に基づいてコストが高いものから抑制の対象になる。

配電系統は、需給制約起因の出力抑制をする制度がないため、両方が同時に発生することは想定されない。系統制約起因のみ後着順に抑制される（小規模再エネを除く）。

⑵　出力制御の実績

欧州各国の風力発電および太陽光発電における出力抑制の実績値は、下表のとおり。

619 https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

620 令和 3 年度海外の再エネ等の系統接続に関する諸制度調査支援業務報告書より再掲

621 https://www.inframationnews.com/news/13119721/uk-government-imposes-45-windfall-tax-on-electricity-generators.thtml?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=infranews-daily-briefing-energy-&-renewables-emea-morning-briefing-18-11-2022&utm_content=newstory_5&utm_term=13119721（2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.2-18　各国の出力抑制実績（風力）

※抑制率 ＝風力発電の出力抑制量/（風力発電電力量＋風力発電の出力抑制量）

国	年	風力発電電力量(GWh)	風力発電の出力抑制量(GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の抑制率(%)	需給バランス起因の抑制率(%)
イギリス[622]	2012	19,847	50	0.3	-	-
	2013	28,397	370	1.3	-	-
	2014	31,959	600	1.8	-	-
	2015	40,275	1,220	2.9	-	-
	2016	37,159	970	2.5	-	-
	2017	49,641	1,530	3.0	-	-
	2018	56,908	1,850	3.1	-	-
	2019	63,795	2,040	3.1	-	-
	2020	75,369	3,820	4.8	-	-
	2021	64,662	-	-	-	-
アイルランド[623]	2012	5,122	110	2.1	0.8	1.3
	2013	5,901	196	3.2	0.9	2.3
	2014	6,568	277	4.1	1.4	2.6
	2015	8,339	442	5.1	1.8	3.3
	2016	7,840	227	2.9	1.4	1.5
	2017	9,280	386	4.0	1.2	2.7
	2018	11,076	707	6.0	2.2	3.8
	2019	11,994	1,008	7.7	4.0	3.7
	2020	13,768	1,909	12.1	6.2	5.9
	202 1	11,695	938	7.4	4.4	3.0
ドイツ[624]	2012	51,680	358	0.7	-	-
	2013	52,737	480	0.9	-	-
	2014	58,497	1,221	2.0	-	-
	2015	80,624	4,125	4.9	-	-
	2016	79,924	3,530	4.2	-	-
	2017	105,693	5,287	4.8	-	-
	2018	109,951	5,247	4.6	-	-
	2019	125,894	6,273	4.7	-	-

[622] イギリス政府, “Renewable electricity capacity and generation (ET 6.1 - quarterly)”, 閲覧日：2022 年１１月２５日, https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-section-6-renewables. Imperial College London, “Electric Insights Quarterly Reports 2020”, 閲覧日：2021 年 9 月 29 日, https://reports.electricinsights.co.uk/wp-content/uploads/2021/02/Drax-Electric-Insights-Q4-2020-Report.pdf.

[623] Eirgrid, “Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report ２０２1”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2021-V1.0.pdf. Eurostat, “Production of electricity and derived heat by type of fuel”, 閲覧日：2021 年 9 月 29 日, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database.

[624] Bundesnetzagentur, “Monitoringbericht 2022”, 閲覧日：2022 年 12 月 08 日, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start html

	2020	132,102	5,942	4.3	-	-
	2021	113,848	5,818	4.9	-	-
スペイン[625]	2012	49,472	121	0.2	-	-
	2013	55,646	1,166	2.1	-	-
	2014	52,013	-	-	-	-
	2015	49,325	-	-	-	-
	2016	48,905	108	0.2	-	-
	2017	49,127	74	0.2	-	-
	2018	50,896	19	0.04	-	-
	2019	55,647	49	0.1	-	-
	2020	54,879	187	0.3	-	-
	2021	59,159	288	0.48	-	-
イタリア[626]	2016	17,688	228	1.3	-	-
	2017	17,741	370	2.1	-	-
	2018	17,716	371	2.1	-	-
	2019	20,202	563	2.8	-	-
	2020	18,761	814	4.3	-	-

表 3.2-19　各国の出力抑制実績（太陽光）

※抑制率 ＝風力発電の出力抑制量/（風力発電電力量＋風力発電の出力抑制量）

国	年	太陽光発電電力量(GWh)	太陽光発電の出力抑制量(GWh)	抑制率(%)※	系統混雑起因の抑制率(%)	需給バランス起因の抑制率(%)
ドイツ[627]	2012	26,380	16	0.1	-	-
	2013	31,010	66	0.2	-	-
	2014	36,056	245	0.7	-	-
	2015	38,726	228	0.6	-	-
	2016	38,098	184	0.5	-	-
	2017	39,401	163	0.4	-	-
	2018	45,784	117	0.3	-	-
	2019	46,392	178	0.4	-	-
	2020	48,641	165	0.3	-	-
スペイン	2016	8,064	1	0.01	-	-

[625] Eurostat, “Production of electricity and derived heat by type of fuel”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database. AEE, Anuario Eolico 2022, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, Wind Yearbook 2022. The voice of the sector - Asociación Empresarial Eólica (aeeolica.org). ） Eurostat, “Production of electricity and derived heat by type of fuel”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database .

[626] GSE (Gestore dei Servizi Energetico) (2020), Rapporto delle attivita 2020, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, EU FHP プロジェクト, “Wind curtailment scenarios assessment”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, http://fhp-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/04/2-Wind-Curtailment-Scenarios-Assessment-Enrique.pdf.

[627] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html . BMWK, Energiedaten: Gesamtausgabe, 閲覧日; 2022 年 11 月 28 日, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

628	2017	8,514	0	0	-	-
	2018	7,877	0	0	-	-
	2019	9,420	0	0	-	-
	2020	15,675	0	0	-	-
	2021	20,954	0	0	-	-
イタリア 626	2016	22,104	133	0.6	-	-
	2017	24,377	93	0.4	-	-
	2018	22,653	不明	-	-	-
	2019	23,688	不明	-	-	-
	2020	24,941	不明	-	-	-

(3) 出力制御に伴う精算・補償制度について

A) ドイツ

ドイツでは、出力制御に伴う補償は、エネルギー経済法 Energiewirtschaftsgesetz, EnWG §13a にて規定されており、§13a (1)によると、対象は定格出力 100kW 以上の発電所、蓄電所または系統事業者が遠隔操作によって出力調整可能とされている Energiewirtschaftsgesetz（発電所、蓄電所）になる[629]。発電調整には、①現状稼働してない発電所の稼働及び稼働準備を行うこと、②計画されていた点検をずらすことを含む。

§13a (2) において、発電調整によって発生した費用の補償対象及び方法が以下の通り規定されている。原則、調整によって発生した費用を補償している。

① 発電にかかった実質経費の補償
② 設備にかかった実質負担の補償
③ 経費・負担補償を越える分の逸失利益補償（要証拠提示）
④ 発電調整に際して非稼働発電所の稼働及び稼働準備を行う、又は、点検をずらす必要があった場合、それによって生じた経費
⑤ 再生可能エネルギー法 §3 (1) 又は、コージェネ法 §3 (1) に規定される発電施設の場合は、発電調整によって発生した逸失利益及び追加費用
⑥

§13a (3) は、設備にかかった実質負担の補償額の算出基準を規定している。基本的には減価償却と耐用年数を基準とし、投資計画の際に決定した運用計画で取り上げていた運転時間を加味して計算する。

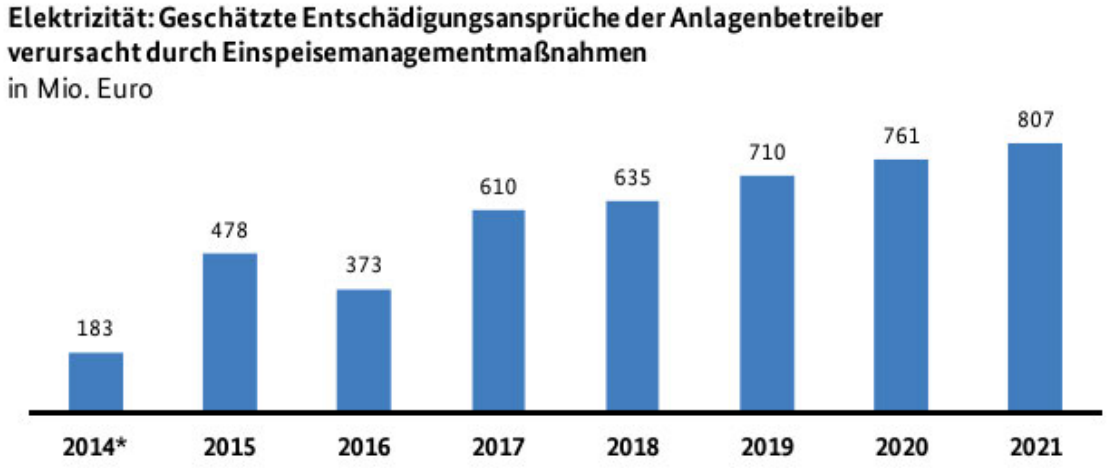
§13a (4) では、要請に拠らない稼働準備経費、利子に対する補償がないことを明言されている。

---

628 Eurostat, “Production of electricity and derived heat by type of fuel”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日, https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database AEE, EOLICA2018-2021, 閲覧日：2022 年 12 月 6 日, https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-aee/anuarios. REE, electricity system 2021 report,閲覧日：2022 年 11 月 28 日, The Spanish Electricity System. Electricity System 2021 (sistemaelectrico-ree.es) Bundesnetzagentur, “Monitoringbericht 2021”, 閲覧日：2022 年 11 月 28 日

629 https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__13a.html（2023 年 2 月 23 日取得）

出力制御に対する補償費用の実績は、2021 年時点で 8 億 700 万ユーロであり、前年と比較し 6%の増加となった。



＊２０１４年データに関しては外挿法による

図 3.2-29　ドイツにおける再生可能エネルギーのフィードイン管理によって発生した発電事業者の補償請求額の実績、年間推移（単位：百万ユーロ）

出所）Monitoringbericht 2022 - Bundesnetzagentur [630]

B)　アイルランド

アイルランドでは、ファーム電源のうち、バランシング市場に参加するディスパッチ可能な電源（従来型電源）は、予め提出している COD （Commercial Offer Data）価格によって精算が行われている[631]。また、風力発電は、ローカルな問題で制約（※Constraint と推測）された場合、Decremental Bid Curve に基づいて補償される一方、出力制御がシステム全体に及ぶ場合（※Curtailment と推測）、出力制御された風力発電は前日市場のコミットメントに基づいて補償される。

風力発電の場合、 COD を提出する必要が無く、代わりに限界費用としては 0 円という扱いを受けるため、ファーム電源であれば系統混雑による出力抑制を受けた場合については抑制された分も発電したものとして、前日市場における逸失利益が確保することができる[632]。

【参考】 Curtailment Price 原文引用

If a wind unit is constrained due to local issues, it is compensated based on the decremental bid curve, but if the curtailment is system-wide (too much wind on the system), curtailed units are compensated at a curtailment price determined for each unit based on their undelivered day-ahead market commitments.

[630] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html（2023 年 2 月 23 日取得）

[631] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

[632] https://www.sem-o.com/training/modules/market-overview/Markets.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

ノンファーム電源については FAQ を上回る分については補償を受け取る権利を持っていないため、抑制を受けた場合は提出していた発電スケジュールと実際の出力指令値との差分についてインバランス料金で精算がされる。風力発電の場合、基本的には発電スケジュールを提出する必要は無い。その代わりに発電機側で計測される発電可用性（Availability）を TSO 側でリアルタイムに受信しており、これを基にして実際に抑制を受けた出力とのインバランス料金の精算が行われる。太陽光発電は風力発電と同様に扱われる。風力発電と同様に抑制や制約が必要な場合、TSO が太陽光発電ユニットに対して比例配分方式で出力制御値が発行される。

【参考】 Balancing Market Principles Statement 原文引用

Control Wind and Solar Units

Categorised as priority dispatch, wind and solar units will generate to their full availability unless curtailed or constrained by us. In such an event we issue an Active Power Control (MW) set-point directly to the wind/solar unit control system. This set-point limits the MW output of the unit.

In the event of wind curtailment or constraint being required, we issue control set-points to wind units on a pro-rata basis – to all wind units for global system curtailment events or to a subset of wind units within a constraint group.

Constraint/curtailment instructions apply sequentially to wind units (starting in category 1) categorised as follows:

- *Category 1 is a wind unit that is not compliant with controllability requirements. For a wind unit with the active power control system not working, we open the circuit breaker or point of connection to the system;*
- *Category 2 is a wind unit with controllability status compliant with the controllability requirements; and*
- *Category 3 is a wind unit which has been recently energised and are undertaking an agreed commissioning and testing programme.*

Solar units will be treated like wind units with 再エネ設備 pect to curtailment

ここで、系統混雑を原因とする出力制御（Constraint）が実施された場合は、以下の流れでインバランス料金が決定される。Balancing Market における Bid 及び Offer の入札価格に基づき、インバランス価格が決定される[633] [634]。また、需給バランス等の系統全体の制約を原因とした出力制御（Curtailment）に係る精算価格は、別途 Curtailment Price が決定される。Curtailment Price は、インバランス精算期間における各発電ユニットの当日取引量及び前日取引量に関連する価格の数量加重平均で算出される[635]。

表 3.2-20　インバランス料金の設定プロセス

[633] https://electroroute.com/i-sem-update-imbalance-prices-and-how-they-are-caluclated/（2023 年 2 月 22 日取得）

[634] https://www meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000334.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

[635] https://www.sem-o.com/documents/training/Imbalance-Pricing.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

ステップ		概要
1	Balancing Market への入札	Offer と Bid それぞれについて入札価格を下から順番に並べる。
2	“energy action”の抽出	Balancing market への入札のうち、インバランス解消のために活用する札（”energy action”）のみを抽出。（周波数調整や電圧調整に関連する札は除外。）
3	Net Imbalance Volume（QNIV）の算定	抽出した Offer と Bid の量のうち、Offer から Bid の量を差し引いて、正味のインバランス量を算定。
4	“Initial imbalance price”の決定	算定した正味のインバランス量を解消するために必要となる調整力のうち、最も高い値付けの価格を Initial imbalance price（PIIMB）とする。
5	“Scarcity Price”の計算	予備力不足・需要抑制を実施した場合は、再エネ設備 erve Scarcity Price※1(PRS)と Demand Control Price※2(PDC)を算定。
6	“Imbalance price”の決定	上記で算定した PIIMB、PRS、PDC の中で最も高い価格をインバランス料金（PIMB）として設定。STEP1~5 は 5 分単位で算定。
7	PIMB の平均化	STEP 6 までで得られた PIMB を 30 分平均に均す。
8	精算	30 分平均 PIMB を基に、インバランスの精算を行う。

※1：**停電コスト**（Value of Lost Load, VoLL）×**停電確率**（Loss of Load probability,LoLP）

※2：**停電コスト**（Value of Lost Load, VoLL）**と同値**

出所）I-SEM Training Imbalance Pricing September 2017 **エラー! ブックマークが定義されていません。**

表 3.2-21　各電源種における補償・精算方法

カテゴリ		電源種				補償・精算方法	
						Constraint	Curtailment
1	a	従来電源				Firm：補償あり（COD で精算） Non-Firm：補償なし（インバランス価格で精算）	
	b	ゲートクローズ後の連系線のカウンタートレード					
2	a	Peat（泥炭）					
	b	ハイブリッド発電[注1]					
	c	高効率 CHP/バイオマス/水力					
	d	太陽光/波力/風力	風力のみ	i	制御可能だったが現在利用出来ないもの	-	
				ii	制御可能なもの	Firm あり/Non-Firm なし	Firm/Non-Firm いずれもなし
				iii	制御可の要件をまだ満たしていないもの		
	e	連系線の再給電				-	
	f	保安上危険のある水力				-	

注 1：**複数の一次エネルギー源または技術タイプを利用し認可された系統運用者の単一連圏点に電気的に接続された単一の発電ユニット**

出所）**電力広域的運営推進機関、「欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査（平成 30 年度－海外調査）　最終報告書」**[616]

市場経由でなく相対取引の発電事業者の場合は、需要と供給が確保されているため、需給バランスの制約による出力制御（Curtailment）は理論上起こりえないが、系統容量の制約による出力制御（Constraint）は電源及び電力消費地の系統接続位置により発生しうると考えられる。た

だし、相対取引の場合、あくまで発電設備がノンファーム電源かどうかで補償・精算方法が変わるだけであり、相対取引か市場調達かどうかは補償・精算方法に影響しないものと思われるため、ノンファーム電源の相対取引の場合にのみ、その他のノンファーム電源と同様に、インバランス料金で精算されると推測される。

C) イギリス

イギリスにおける出力制御に伴う精算や補償制度については、送電系統と配電系統で異なる対応がとられている。以下の通り説明する。

送電系統は、Balancing Mechanism に基づき算出される下げ精算単価の高い電源から出力抑制され、それによる損失は補償される[636]。補償額は制約管理契約の内容によるが、National Grid ESO は次の費用が補償される可能性があると示してる[637]。

① utilisation fee（£/MWh）
② 契約額（£）/抑制期間にかかった経費負担
③ 契約額（£）/発電所を再稼働させるためにかかった費用負担＋契約額（£）/調整にかかった費用
④ 契約額（£）/発電所を再稼働させるためにかかった費用負担＋契約額（£）/MWh 当たりの調整にかかった費用

（原文）

- utilisation fee £/MWh;
- a fixed £/settlement period fee;
- a £/settlement period fee for making a service available combined with a £/settlement period fee for use of the service; and
- a £/settlement period fee for making a service available combined with a £/MWh fee for use of the service.

①～④は、National Grid ESO が例示している補償額算出パターンであるが、このように契約が何種類もある背景としては、発電等をしている事業者が Balancing Mechanism（送電系統の調整方式）に参加する方法が 3 つある[638]ことが挙げられる。

制度スタート時は、National Grid ESO の Connections チームを経由して、接続契約を締結する方法のみであったが、その後 Accelerated Wider Access によるサプライヤー方式が加わり、さらに 2019 年 12 月からはバーチャルリードパーティーを介する方法も可能となった。

[636] Ofgem, "Connect and Manage Guidance", https://www nationalgrideso.com/document/85911/download, Page, 9（2023 年 2 月 22 日取得）
[637] National Grid "Transmission constraint management" Transmission constraint management | National Grid ESO（2023 年 2 月 22 日取得）
[638] Wider Access to the Balancing Mechanism (nationalgrideso.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

表 3.2-22　Balancing Mechanism に参加時の契約形態

Route	Contract	Relevant NGESO team
Traditional	Connection Agreement. Registered as a Primary Balancing Mechanism Unit (BMU).	Connections Team transmissionconnections@nationalgrideso.com
Supplier	Registered Supplier and Additional Supplier BMUs created.	Commercial Operation (Account Manager) – commercial.operation@nationalgrideso.com
Virtual Lead Party	Registered and completed through our new electronic portal. Parties sign a VLP agreement and units register as secondary BMU's.	Commercial Operation commercial.operation@nationalgrideso.com

出所）National Grid ESO(NGESO)ウェブサイト[639]

さらに従来型の National Grid ESO 接続契約は次の３つの契約によって構成され、発電設備の系統接続には BEGA 又は BELLA の締結が必須となる。

- Bilateral Embedded Generation Agreement (BEGA)
- Bilateral Embedded License Exemptible Large Power Station Agreement (BELLA)
- Bilateral Connection Agreement (BCA)※

※BCA は、National Electricity Transmission System（NETS）への接続用。

また、補償は発電事業者側が出力抑制による損失の発生から 18 営業日以内に請求する。

配電系統の場合、需給制約については出力抑制がないため費用補償はない。系統制約は、後着順に出力抑制されるが、それに対する直接的な補償も確認できない。発電事業者は、補償を受けるのではなくフレキシブルコネクションを活用することができる[640]。

なお、イギリスにおける風力発電の出力制御に対する補償費用の実績は、2020 年時点では 2.82 億ポンドであり、前年と比較して 94%の増加であった。

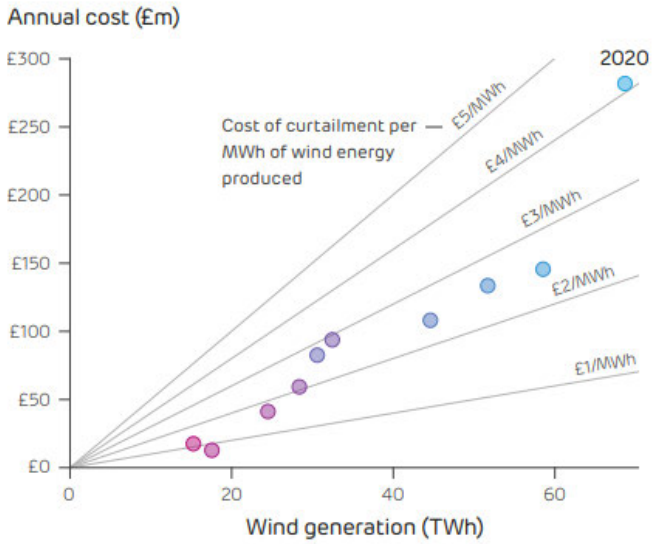


図 3.2-30　イギリスにおける風力発電の抑制に係わるコスト（単位：百万ポンド）

[639] Wider Access to the Balancing Mechanism (nationalgrideso.com)（2023 年 2 月 22 日取得）

[640] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

出所）Electric Insights Quarterly Reports. 2020 – Drax [641]

(4) 出力制御への対応

A) ドイツ

ドイツでは再エネ電源に加えて非再エネ電源も出力抑制されている。2021 年 10 月以前の仕組みでは計画段階での再給電方式＋当日の短期的なフィードイン管理にて非再エネ電源を中心に調整が行われていた。連邦ネットワーク庁から公開されているモニタリングレポート 2022 には 2021 年に発生した電源別の再給電とフィードイン管理が発生した電力量が記載されている。

再給電としては、2021 年には国内市場の予備電源を含む発電設備から合計で 15,323GWh（下げ調整量 6,053GWh, 上げ調整量 9,271GWh）が系統混雑解消に提供された。下の図は再給電に利用された発電所のエネルギー源を示している。再給電のために調達された電力の一部は国外から取引所で調達されており、これらはどの事業者にも当てはまらないため「Unknown:不明」のカテゴリーに分類されている。

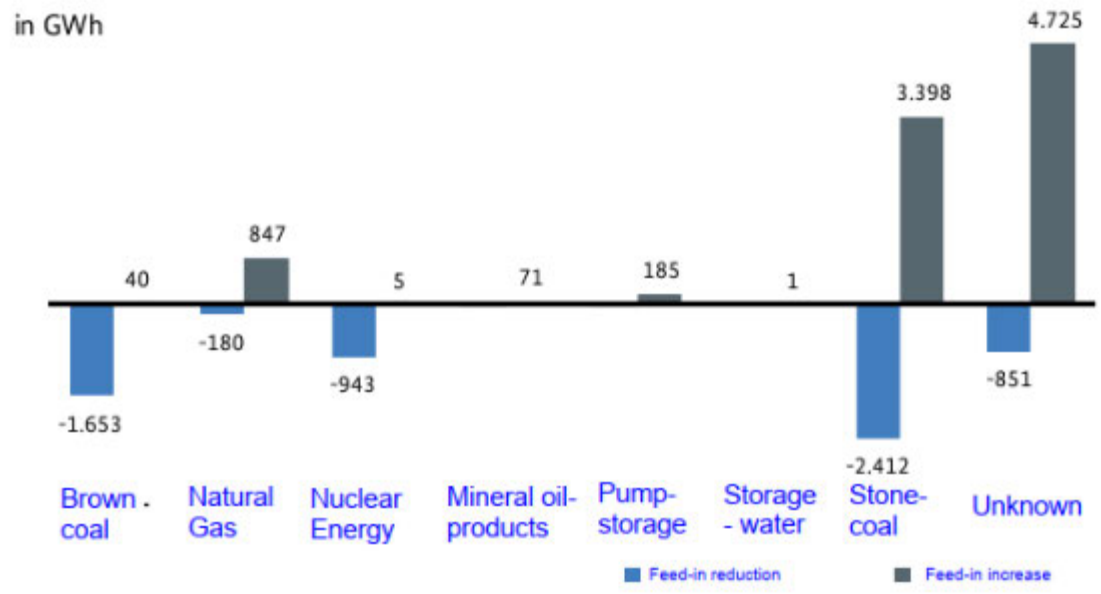


Figure 56: Distribution of power plant deployments in redispatch by energy source in the full year 2021

図 3.2-31　ドイツにおける 2021 年に国内の発電所で実施された電源別再給電量

出所）Monitoringbericht 2022 - Bundesnetzagentur [630]

一方、リアルタイムに近いフィードイン管理では 2021 年には合計で 5,818 GWh（EEG 賦課金対象外の電源を除く）が抑制された。下の図はフィードイン管理に使用された発電所のエネルギー源を示しているが、ほぼすべてが陸上及び洋上の風力発電となっている。

[641] https://www.drax.com/wp-content/uploads/2021/02/Drax-Electric-Insights-Q4-2020-Report.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

表 3.2-23　ドイツにおいてフィードイン管理によって抑制された電力量（単位:GWh）

Electricity: Outage work caused by feed-in management measures
in GWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Wind energy	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5	5.942,2	5.817,6
- Onshore wind			4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8	4.145,0	3.408,3
- Offshore wind			14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6	1.797,3	2.095,0
Solar energy	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6	164,8	237,3
Biomass	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2	34,9	72,4
Others	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3	4,1	4,5
Total	**554,8**	**1.580,6**	**4.722,3**	**3.743,2**	**5.518,0**	**5.402,7**	**6.482,5**	**6.146,0**	**5.817,6**

Tabelle 69: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

出所）Monitoringbericht 2022 - Bundesnetzagentur [630]

B)　アイルランド

Eirgrid が公開している Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2021-V1.0 においては、風力及び太陽光発電の出力抑制実績が公表されているが、従来型の化石燃料エネルギーを使用した発電所の出力抑制については記載がなく、出力抑制の実績の有無は確認できない。

なお、上記レポートでは、風力発電や太陽光発電といった非同期型発電機の普及率を高めると同時に、以下 4 つの観点から、システム面の安定性を保つため在来型発電設備の最小発電量を確保し、非同期型発電機の Curtailment を実施していると記載されている。

１．システムの安定性（同期型慣性 (inertia)、動的一時的な安定性）
２．Operating reserve, Negative reserve の必要性
３．電圧調整力の必要性
４. 非同期型発電機(SNSP)の割合制限

C)　イギリス

イギリスの各種電源の出力制御について、National Grid ESO と各 DNO レベルでの取組みについてそれぞれ説明する。

まず、National Grid ESO の状況について、出力制御は Balancing Mechanism に基づくメリットオーダーによる抑制となり、これは電源種別に関わらず適用される。Balancing

Mechanism に参加する電源種別は、直近では 2020 年に見直しがあり、以下の電源が含まれている[642]。

(a) CCGT モジュール;
(b)石油プラント
(c)石炭工場
(d)原子力発電所
(e)パワー パーク モジュール
(f)揚水発電所
(g)非揚水式水力発電所
(h)オープンサイクルガスタービンプラント
(i)フランスからイギリスへの外部相互接続フロー
(j)北アイルランドからスコットランドへの外部相互接続フロー
(k)オランダからイングランドへの外部相互接続フロー
(l)修正提案 P336 の関連実施日において、パネルによってカテゴリーとして承認された各外部相互接続電源
(m) バイオマスプラント
(n) 上記の (a) から (m) でカバーされない他の世代を含む単一のカテゴリー

加えて、National Grid ESO では、Balancing Mechanism に参加していない電源についても制御する方向で検討をしている[643]。

次に、DNO 各社による出力制御は、リアルタイムに系統を監視し、系統制約が発生する場合は、電源の出力を抑制する Active Network Management があり、こちらは DNO 全グループが実施している。これには、バイオマスプラントが対象となる[644]。

なお、新規建設中の原子力発電所 Hinkley Point C と National Grid ESO の売電契約[645]において、売電単価と同じ金額で出力制御の補償をするという取り決めがなされていることが確認できた。

D) 米国

出力制御が増加している地域である California ISO（CAISO）や Southwest Power Pool（SPP）において、出力抑制結果が記載されているレポート等を調査したところ、太陽光、風力以外の出力抑制の実績は取り上げられていなかった。

また、SPP において河川流水力と、連邦エネルギー規制委員会（FERC）の規定において

642 https://bscdocs.elexon.co.uk/bsc/bsc-section-q-balancing-mechanism-activities
643 https://www nationalgrideso.com/document/94616/download
644 file:///C:/Users/moe.wakabayashi/Downloads/Optimal%20Coordination%20of%20ANM%20with%20Balancing%20Services%20Markets%20-%20WS1%20and%20WS2%20Report_final_2.pdf
645 https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx

80MW 以下の小規模発電設備及びコジェネレーション設備に分類される設備は出力抑制対象外となる。

なお、太陽光や風力に関し、出力抑制量を低減、回避するためにエネルギーインバランス市場（Energy Imbalance Market, EIM）を活用している取り組みが CAISO において実施されているので、参考として記載する。

(i)　California ISO (CAISO)における取組

CAISO はカリフォルニア州において安全性、コスト効率、信頼性を確保しつつ、再エネ導入の更なる促進を進めているが、特に日中の再エネ電源による供給過多や ISO 市場における自動出力抑制を行っている（自動で需給バランスしない場合は手動で IAO が需給バランスを維持）。出力抑制は有効な手段であるものの、急増する再エネ電源と頻発する供給過多に対応するため、日次で発電実績及び出力抑制実績レポートを公表することを含め、蓄電池の導入促進、Western Energy Imbalance Market (WEIM)等、様々な解決策を検討している。

また、CAISO は5分間隔での需給の状況を発電実績データもエクセルベースで公表しており、太陽光、風力、再エネ（Renewables と表記されており、太陽光、風力、バイオマス、バイオガス、地熱、小水力の合計）、原子力、大型水力、輸入、火力の電源毎に発電実績が示されている。一方、出力抑制実績については、掲載されている 2017 年から 2022 年までの実績においては全て風力と太陽光のみの結果となっている。

表 3.2-24　2022/1/1-2022/12/31 の発電実績データ（電源別）

Date	Hour	Interval	Load	Solar	Wind	Net Load	Renewables	Nuclear	Large Hydro	Imports	Generation	Thermal	Load Less (Generation +Imports)
2022/1/1 7:00	8	1	22,151	129	1,223	20,799	2,382	2,266	1,088	5,670	13,486	7,705	-5
2022/1/1 7:05	8	2	22,183	245	1,206	20,732	2,382	2,265	1,112	5,695	13,495	7,685	-6
2022/1/1 7:10	8	3	22,176	422	1,206	20,550	2,707	2,265	1,135	5,649	13,538	6,961	-2
2022/1/1 7:15	8	4	22,163	669	1,184	20,311	2,731	2,265	1,077	5,447	13,713	6,343	3
2022/1/1 7:20	8	5	22,166	965	1,158	20,047	2,987	2,266	1,053	5,825	13,842	6,328	0
2022/1/1 7:25	8	6	22,191	1,365	1,134	19,729	4,037	2,266	1,035	5,159	14,035	6,587	-2
2022/1/1 7:30	8	7	22,177	1,741	1,113	19,323	4,429	2,266	951	5,113	14,061	6,385	2
2022/1/1 7:35	8	8	22,148	2,166	1,116	18,861	4,863	2,266	956	7,934	14,206	6,714	8
2022/1/1 7:40	8	9	22,152	2,612	1,140	18,399	5,326	2,267	897	7,874	14,286	5,784	-9
2022/1/1 7:45	8	10	22,085	3,070	1,115	17,900	5,763	2,266	883	7,672	14,411	5,487	2
2022/1/1 7:50	8	11	21,999	3,584	1,095	17,370	6,789	2,266	934	7,291	14,694	5,305	15
2022/1/1 7:55	8	12	21,893	4,023	1,097	16,771	6,368	2,266	950	8,782	15,098	5,224	13
2022/1/1 8:00	9	1	21,950	4,493	1,105	16,359	7,180	2,267	926	8,527	15,432	5,713	-9
2022/1/1 8:05	9	2	21,957	5,063	1,097	15,796	7,384	2,266	948	8,170	15,776	4,878	10
2022/1/1 8:10	9	3	21,842	5,585	1,109	15,204	8,155	2,267	970	5,729	16,111	4,719	2
2022/1/1 8:15	9	4	21,814	6,045	1,130	14,639	8,589	2,265	923	5,997	16,400	4,563	4
2022/1/1 8:20	9	5	21,904	6,482	1,145	14,276	9,142	2,266	899	5,142	16,769	4,467	6
2022/1/1 8:25	9	6	21,964	6,983	1,125	13,904	9,575	2,266	933	4,821	17,143	4,393	0
2022/1/1 8:30	9	7	22,129	7,552	1,094	13,685	9,957	2,266	744	4,851	17,274	4,307	-6
2022/1/1 8:35	9	8	22,215	7,985	1,075	13,203	10,527	2,267	603	4,681	17,547	4,148	-13
2022/1/1 8:40	9	9	22,215	8,410	1,058	13,047	10,389	2,266	558	4,702	17,506	4,044	7

Read_me | Production | Curtailments

出所）Managing Oversupply, CAISO[646]

[646] California ISO - Managing Oversupply (caiso.com)（2023 年 1 月 4 日取得）

表 3.2-25　2022/1/1-2022/12/31 の出力抑制実績データ（電源別）

Date	Hour	Interval	Wind Curtailment	Solar Curtailment	Reason
2022/1/1	6	5	12		
2022/1/1	6	6	7		
2022/1/1	6	7	10		
2022/1/1	6	8	4		
2022/1/1	8	1		14	
2022/1/1	8	2		3	
2022/1/1	8	7		4	
2022/1/1	8	9		12	
2022/1/1	8	11		4	
2022/1/1	8	12		26	
2022/1/1	9	2		11	
2022/1/1	9	3		24	
2022/1/1	9	4		19	
2022/1/1	9	5		10	
2022/1/1	9	6		6	
2022/1/1	9	7		26	
2022/1/1	9	9		6	
2022/1/1	9	10	3	321	
2022/1/1	9	11	3	638	
2022/1/1	9	12	3	666	
2022/1/1	10	1		170	
2022/1/1	10	2		218	
2022/1/1	10	3		74	

Read_me | Production | Curtailments

出所）Managing Oversupply, CAISO[647]

出力抑制の理由は月次レポートに記載があり、2022 年においては 3～5 月の春の時期に出力抑制（MWh）が最も多くなっており、主な理由は系統混雑を解消するための経済的入札による市場の給電指令によるもの（棒グラフ緑色）、供給過多を解消するための経済的入札による市場の給電指令によるもの（棒グラフ青色）である。

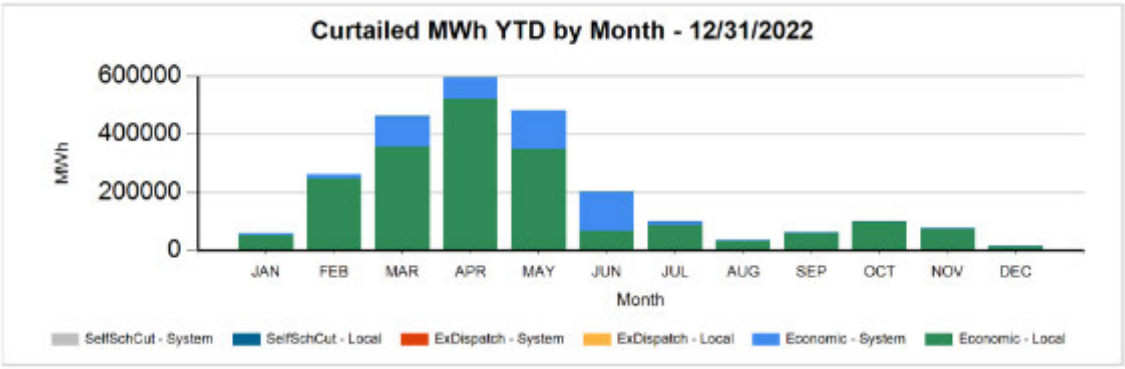


図 3.2-32　CAISO 2022 年月次レポート

出所）Wind and Solar Curtailment December 31, 2022, CAISO[648]

(ii)　Southwest Power Pool (SPP)の状況

米国中西部やテキサス等のエリアをカバーする ISO である Southwest Power Pool (SPP)、Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)、Midcontinent Independent System Operator

[647] California ISO - Managing Oversupply (caiso.com)（2023 年 1 月 4 日取得）

[648] http://www.caiso.com/Documents/Wind_SolarReal-TimeDispatchCurtailmentReportDec31_2022.pdf （2023 年 1 月 4 日取得）

(MISO)においては地形的な理由からも風力発電が急増しており、全電力供給のうち風力はそれぞれ 30%、20%、10%を占めている状況（2020 年時点）[649]。

表 3.2-26　SPP における電源別発電容量（2019-2021）

Figure 2–13　Generation nameplate capacity by technology type

Fuel type	2019	2020	2021	Percent as of year-end 2021
Wind	22,482	27,326	30,493	31%
Gas, simple-cycle	23,297	22,762	22,829	23%
Coal	22,920	22,899	22,825	23%
Gas, combined-cycle	13,473	13,548	13,619	14%
Hydro	3,431	3,431	3,431	4%
Nuclear	2,061	2,061	2,061	2%
Oil	1,563	1,566	1,569	2%
Solar	215	235	235	<1%
Dispatchable demand response	0	34	176	<1%
Other	84	84	78	<1%
Total	**89,526**	**93,946**	**97,314**	

Note: Capacity is nameplate rating at year-end.

出所）2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022[650]

SPP における出力抑制の主な理由は供給過多ではなく、系統設備容量不足、石炭火力発電所の柔軟性に欠ける運営、蓄電設備の不足によるとされている[651]。

2019 年において月平均 136MWh だった出力抑制は、2021 年において 725MWh まで増加しており、月次の出力抑制の傾向は、風力発電の傾向に連動していることがわかっており、発電量が多い月は抑制量も多くなっている。SPP における風力発電設備容量は 2019 年の 22,500GW から 2021 年には 30,500GW まで増加していることから、系統接続申し込みが増え、系統混雑、ネガティブプライス、出力抑制の増加につながっている。

更に、SPP において風力の出力抑制が増加した特徴的な要因として、風力発電はかつて non-dispatchable variable energy resources[652]（制御不可能な変動発電方式、太陽光、風力等が属する）であったが、2019 年 4 月の FERC による SPP Tariff 改正により、全ての制御不可能な変動発電方式による電源は、2021 年 1 月 1 日までに、または商業運転開始から 10 年以内に、dispatchable（制御可能な非変動発電方式、火力、水力、バイオマス等が属する）扱いとするこ

[649] Why-Does-Wind-Energy-Get-Wasted.pdf (ucsusa.org)（2023 年 2 月 24 日取得）

[650] https://www.spp.org/spp-documents-filings/?document_name=State+of+the+Market+Report&docket=&start=&end=&filter_filetype=&search_type=filtered_search（2023 年 2 月 24 日取得）

[651] Why-Does-Wind-Energy-Get-Wasted.pdf (ucsusa.org)（2023 年 2 月 24 日取得）

[652] 2011 年 5 月 21 日までに接続契約を締結した電源、また 2012 年 10 月 15 日までに商業運転開始した電源が対象。2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022 SPP Documents & Filings - Southwest Power Pool

とが決定されたことも挙げられる。尚、当該変更は Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)による Qualifying Facility（適格設備※）[653]または河川流水力発電に関しては適用除外とされている。

※Qualifying Facility（適格設備）とは、下記①②に分類される。

① Small Power Production Facility に分類される 80MW 以下の発電設備で、再エネ電源（水力、風力、太陽光等）、バイオマス発電、廃棄物発電、地熱発電が対象。

② Cogeneration Facility に分類される、電力と熱エネルギーを同時に発電した方が効率の良い設備（例えば、製紙工場、リファイナリー等）

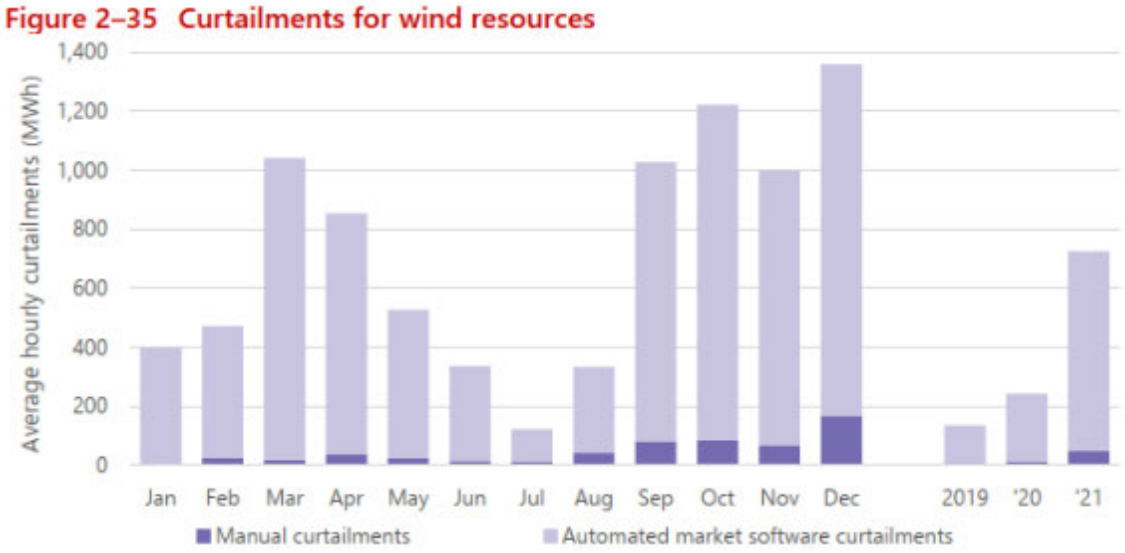


図 3.2-33　SPP における風力発電にかかる出力抑制（2019-2021）

出所）2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022[650]

※Automated market software curtailments（自動化市場ソフトウェア出力抑制）は主に系統制約の回避目的の市場による出力抑制指令。一方 Manual curtailments（手動出力抑制）は SPP の信頼性コーディネーターが、再給電指令によって解決できない系統の信頼性にかかる問題を解決するために手動で行う指令（out-of-merit-energy (OOME) order）を指す。

[653] PURPA Qualifying Facilities | Federal Energy Regulatory Commission (ferc.gov)（2023 年 2 月 24 日取得）

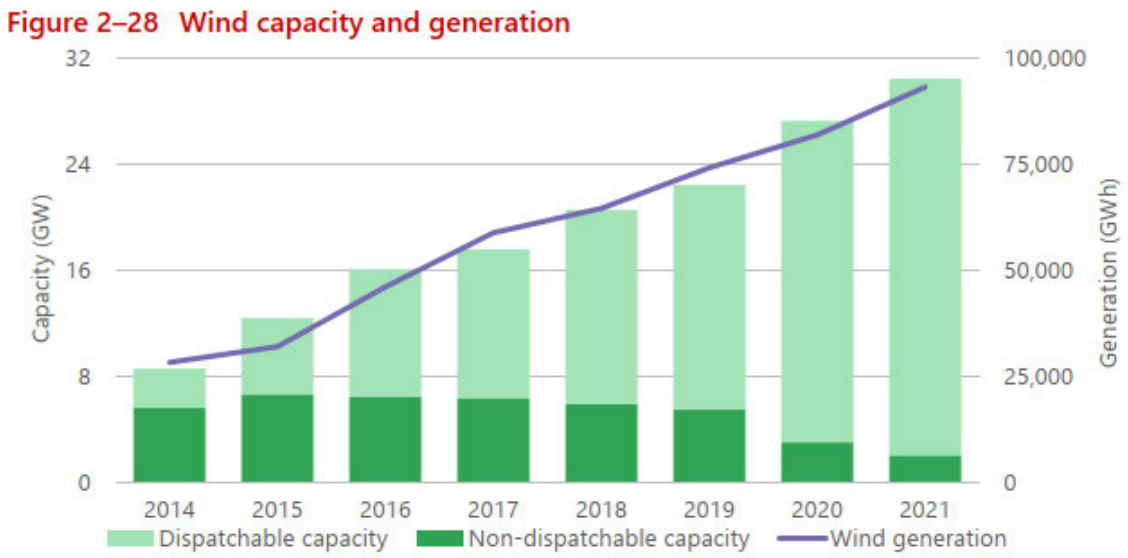


図 3.2-34　SPP における風力発電にかかる変動発電方式・非変動発電方式分類（2019-2021）

出所）2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022[650]

ISO（及び RTO）において、石炭火力は最低運営基準に沿って稼働しており、特に風力発電が普及している SPP においては、風力が主な出力抑制対象となっている[654]。

(iii)　ネガティブプライスの発生状況

再エネ大量普及により供給が需要を上回る場合に卸売電力価格がゼロもしくはネガティブプライスになることもあり、このような場合、発電事業者はネガティブプライスを支払ってまで稼働を継続するか、出力抑制をして混雑解消費用を受領するかを選択する状況になる。

全米において平均卸売電力価格は、新型コロナウイルスによる石油に対する需要減少・電力需要の低下に限らず、それ以前にシェールガスのブームに関連する天然ガス価格の低下、太陽光、風力発電等の低価格再エネ電源の増加等によって、2020 年に最低水準を記録しているが[655]、2020 年に全米の卸売電力市場の約 4%でネガティブプライスが発生した。

[654] Why-Does-Wind-Energy-Get-Wasted.pdf (ucsusa.org)（2023 年 2 月 24 日取得）

[655] Plentiful electricity turns wholesale prices negative - ScienceDirect（2023 年 2 月 24 日取得）

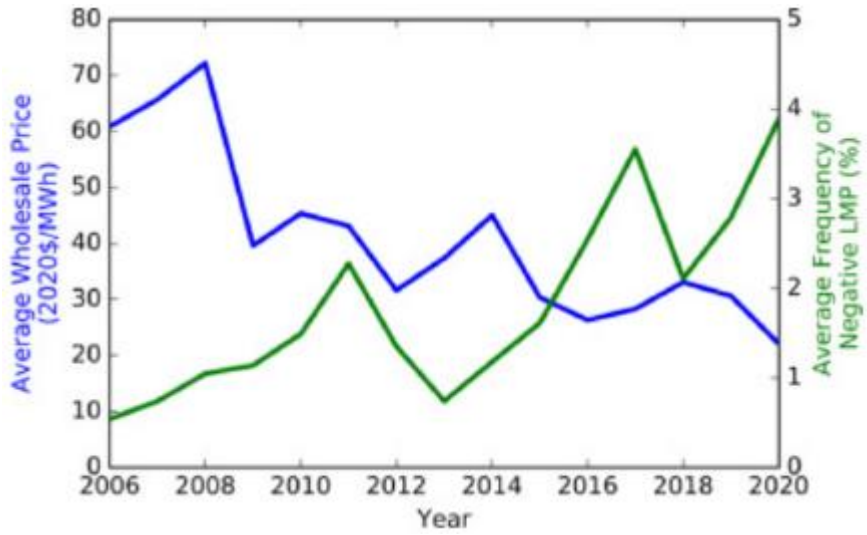


図 3.2-35　全米の組織化された卸売電力市場における平均卸売電力価格と平均ネガティブプライス（2006-2020）

出所）Plentiful electricity turns wholesale prices negative, 19 Nov, 2021 Joachim Seel, et al.[656]

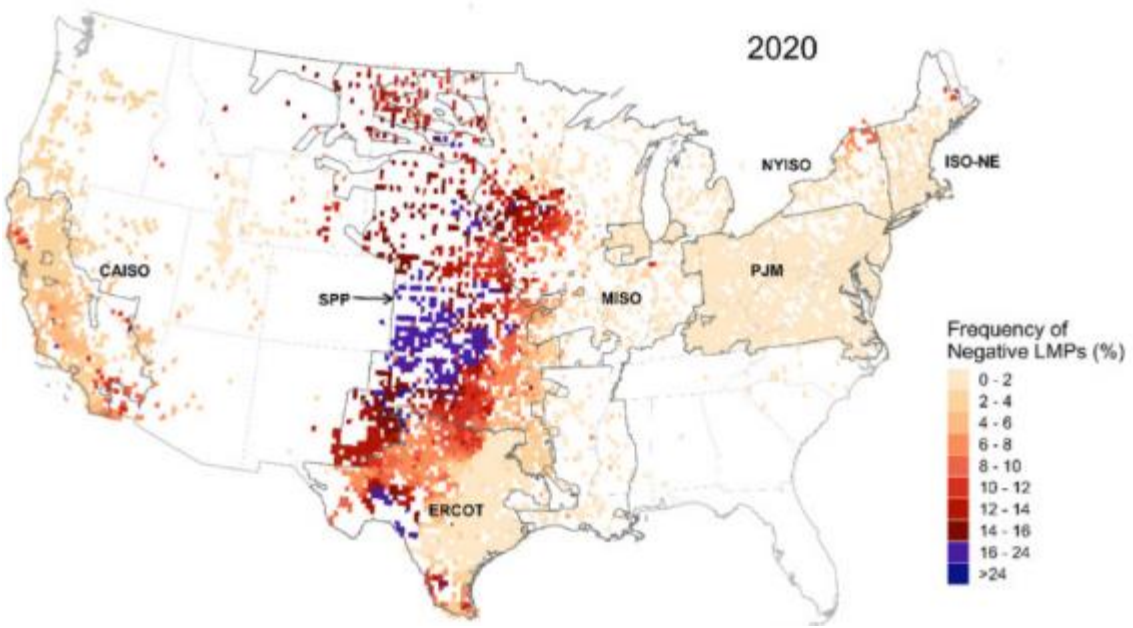


図 3.2-36　全米の ISO/RTO におけるネガティブプライス発生頻度（2020 年）

出所）Plentiful electricity turns wholesale prices negative, 19 Nov, 2021 Joachim Seel, et al.[656]

特に風力発電が普及している SPP で多く発生しており、前日市場においては全発電事業者の約 8%[657]がネガティブプライスとなっており、2019 年の 2%から年々増加している。発生率の高

[656] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000652（2023 年 2 月 24 日取得）

[657]ある一定のインターバルにおいて稼働している発電事業者の数（Asset owner intervals）を利用して計算してい

い時間帯は、比較的電力需要の少ない夜中から早朝となっている。ネガティブプライスの発生は供給過多によるものであることを示唆するが、再エネ電源の稼働が抑制される際に発生していることも指摘されている。

図 3.2-37　SPP におけるネガティブプライスの発生状況、月次（2019-2021）

出所）2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022[650]

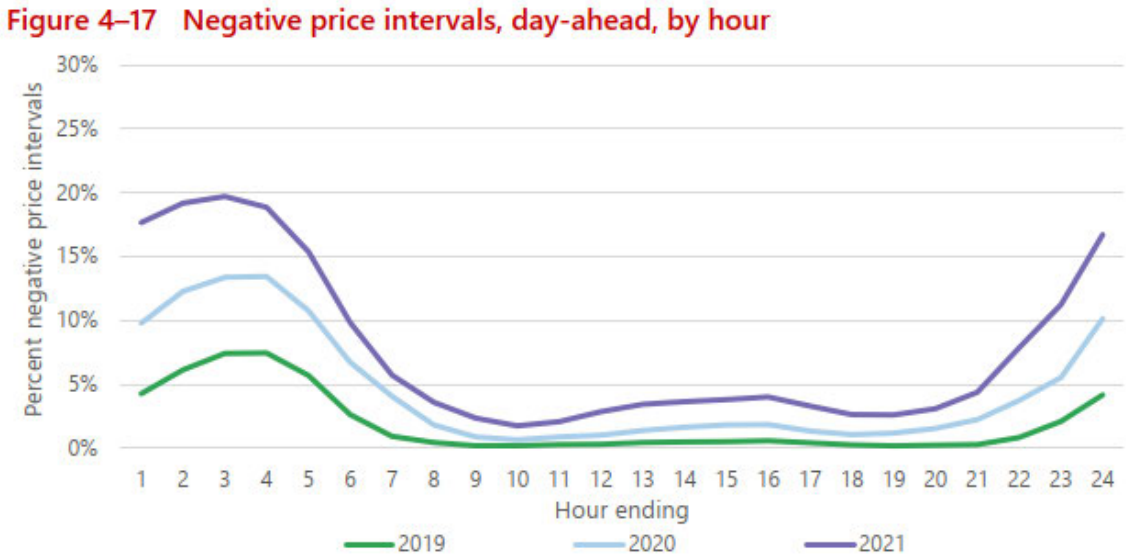


図 3.2-38　SPP における時間毎のネガティブプライスの発生状況（2019-2021）

出所）2021 Annual State of the Market Report, May 11, 2022[650]

ネガティブプライスでも発電を継続する裏には、発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit/PTC）により再エネ電源の発電量 1kW 当たり一定額が税控除される措置や RPS 目標達成のため働くインセンティブ等が起因しているという議論もある。

SPP は極端な低価格でオファーされる入札について懸念があったことから、Holistic

る。例えば、5 分間隔のインターバルで 30 日間、60 の発電事業者が稼働していた場合、発電事業者 60 社 x 288 インターバル（12 x 24h） x 30 日間=合計 518,400 となる。

Integrated Tariff Team（HITT: 2018 年 3 月に SPP の取締役、委員メンバーで組成した、SPP のコスト分配モデル、送電計画、市場のリアルタイムオペレーション等を調査する組織）[658] で調査を行い、当該低価格オファーの理由は①PPA による契約上の制約と、②前日市場でのポジションに従いリアルタイムでの買戻しを回避するためであり、つまり、出力抑制を避けるためであると断定した。極端な低価格は発電コスト本来のコストを反映しておらず、得られる収入も得られず、既に最低価格で運転している、または再稼働・稼働停止している他の非制御電源に影響を与えるとし、発電入札の条件に（再エネ電源に対する条件も含め）非経済的な発電に対する適切なセーフガードを講じるべきだとし、SPP では現状の入札最低価格が他の ISO/RTO より低い-USD500/MWh となっているが、入札価格の下限を上げ-USD100/MWh にすること等が推奨された[659]。

(iv)　出力抑制軽減に対する取り組み

上記の通り、出力抑制対象となり易い再エネ電源（主に太陽光や風力）に関し、出力抑制量を低減、回避するためにエネルギーインバランス市場（Energy Imbalance Market, EIM）を活用している例がある。CAISO では運営エリアを拡張し、2014 年に Western Energy Imbalance Market（西部エネルギーインバランス市場、WEIM）の運営を開始し、参加者がエネルギーを売買して需給バランスを改善できるリアルタイム市場となっている[660]。WEIM にはカリフォルニア州の他、オレゴン州、ネバダ州、ワシントン州、アリゾナ州、ユタ州、コロラド州、ワイオミング州の 8 州に管轄エリアを持つ電力事業者が参加しており、設立以降、1.6mil. MWh 分の出力抑制が回避できたとされている[661]。

(v)　米国のファームとノンファーム接続

米国のファームとノンファーム接続はともに出力抑制や給電指令の対象であり、相違は混雑解消費用を支払うかどうかの差である[662]。ファーム接続の場合、前日市場の送電計画に組み込まれており、混雑解消費用を支払うことを前提としており、ノンファームの場合は、混雑がある場合に抑制対象となり、混雑解消費用を支払う必要がないという違いがある。

PJM においては Firm Point-To-Point Transmission Service （ファーム送電サービス）、Non-Firm Point-To-Point Transmission Service（ノンファーム送電サービス）の概要は以下の通り規定されており、ファーム送電サービスはノンファーム送電サービスより優先権があり、ノンファーム送電サービスはネットワーク及びファーム送電サービス処理後、利用可能な送電容量の範

658 https://www.spp.org/newsroom/holistic-integrated-tariff-team/ （2023 年 2 月 24 日取得）

659 https://www.spp.org/documents/63872/spp%20mmu%20hitt%20m3%20study%20of%20unduly%20low%20offers%20white%20paper.pdf （2023 年 2 月 24 日取得）

660 https://www.westerneim.com/Documents/WEIM-2-Billion-in-Benefits-Fact-Sheet.pdf（2023 年 2 月 24 日取得）

661 https://www.westerneim.com/Pages/About/default.aspx（2023 年 2 月 24 日取得）

662「米国のグリッドオペレーション」京都大学大学院経済学研究科特任教授　内藤克彦 2019 年 1 月 29 日 【内藤】米国のグリッドオペレーション (kyoto-u.ac.jp)

囲で提供される[663]。

ファーム送電サービスは Points of Receipt（受電地点）と Points of Delivery（払出地点）との間の送電のためのシステム。サービスの最短期間は 1 日となっており、最大期間は Service Agreement において将来の期間における利用可能な送電容量の範囲で決定される。ファーム送電サービスはノンファーム送電サービスよりも優先権があり、金融的送電権（Financial Transmission Rights/FTR、3.2.2 A）(v)参照）を通じて申し込みが行われる。

ファーム送電サービスには Long-Term ファーム送電サービスと Short-Term ファーム送電サービスの 2 通りのサービスが存在する。Long-Term は 1 年超、Short-Term は 1 年未満の期間であり、どちらも先着順だが Long-Term の方が Short-Term よりも優先権がある。

ノンファーム送電サービスはネットワーク及びファーム送電サービス処理後、利用可能な送電容量の範囲で提供されるもので、時間毎、日毎、週毎、月毎の期間でそれぞれ提供される。どの電源が優先的に出力抑制されるかの詳細は、NERC Transmission Service Reservation Priorities に規定されており、ノンファーム送電サービスがファーム送電サービスより優先して出力抑制される順序となっている[664]。

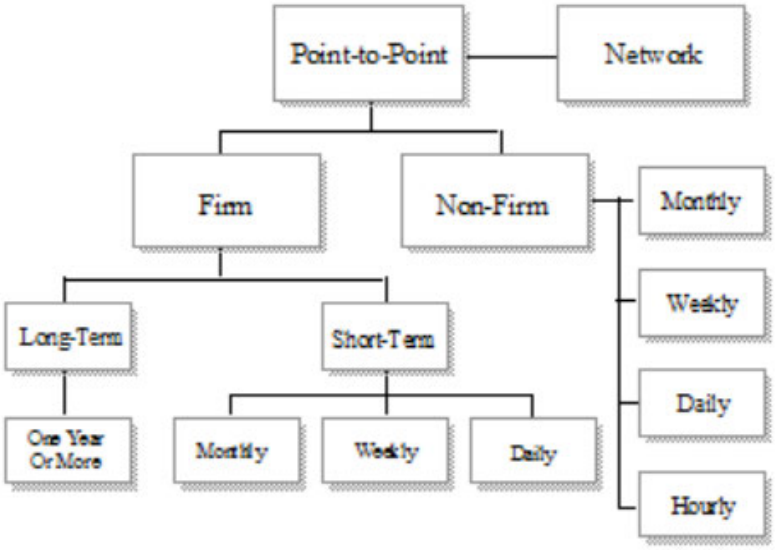


図 3.2-39　PJM Transmission Services

出所）PJM Manual 2: Transmission Service Request Revision:16, Effective Date: January 25, 2023[665]

[663] m02.ashx (pjm.com)（2023 年 3 月 3 日取得）

[664] https://stakeholdercenter.caiso.com/Common/DownloadFile/0ce248d6-9422-4195-8cfa-ac32a5b65914（2023 年 3 月 15 日取得）

[665] m02.ashx (pjm.com)（2023 年 3 月 3 日取得）

(5) オンライン制御の導入状況について

A) ドイツ

(i)　出力制御機器の設置要件

ドイツでは EU の Third Internal Market Package 2009（電気指令(2009/72/EC)）にて規定された要件に基づき、2016 年 エネルギー転換のデジタル化に関する法律(Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende)にて、スマートメーターの導入が規定された[666]

基本的に、出力制御機器の設置要件は電源や燃料種別に関わらず同様の要件を、発電設備（Anlage） に対して求めている。[667] 出力制御機器の設置要件は EEG §9（技術仕様), §29 (modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen：最新の測定機器とインテリジェント測定システム), EnWG §14a（低圧の電力供給者及び需要者側での controllable consumption device (原文: steuerbare Verbrauchseinrichtungen)に関する規定と連邦ネットワーク機関への権限付与）から読み取ることができる。なお、文中に出てくる controllable consumption device とはヒートポンプ、電気自動車などを指す。EnWG §14a では、政府が将来的に電気自動車等を含む需要側機器に関して、制御行為（ネットワーク事業者のため）を規定する権限を付与している。

まず EEG の§9 - (1)では、one controllable consumption device（電気自動車等）が接続されている 25kW 以上のプラント、(1a) では、one controllable consumption device（電気自動車等）が接続されていない 7 - 25kW のプラント、(2)-1 では 100kW 以上のプラント、(2)-2 では 25-100kW のプラント、(2)-3 は 25kW 以下のソーラープラントや再生可能エネルギーを使用同じ接続ポイントを介してグリッドに接続されている複数の設備対する要件(オンラインで出力制御するための機器取付か、最大設備容量の 70%に供給を制限する選択が可能)が記されている。

以下、EEG 内の「MsbG §30 Technical possibility of installing intelligent metering systems はインテリジェントメータリングシステム設置に関する技術的な要件」、「EEG §84a Tasks of the Federal Office for Information Security はインテリジェントメータリングシステムに対する技術的仕様の決定権限を連邦情報セキュリティ局へ付与する規定」に関するものである。

以下、英文訳を掲載する。

EEG
Parrt2　Connection, acceptance, transmission and distribution
§ 9 Technical specifications
(1). Subject to deviating provisions of an ordinance pursuant to Section 95 No. 2, operators of plants and CHP plants with an installed capacity of more than 25 kilowatts and operators of plants operated behind a grid connection behind which at least one controllable consumption device pursuant to Section 14a of the Energy Industry Act is operated, from the time when the Federal Office for Information Security has acquired the technical possibility pursuant to Section 30 of the Metering Point Operation Act (MsbG) in conjunction with § 84a No. 1 and 2, equip their systems put into operation from that point in time with technical equipment that is necessary so that network operators or other authorized persons via a smart meter gateway in accordance with § 2 No. 19 of the Metering Point Operation Act (MsbG) at any time in accordance with the specifications in protective profiles and technical guidelines under the Metering Point Operation Act (MsbG) 1. can

[666] https://www.bne-online.de/en/news/article/smart-meter-roll-out-the-german-case/（2023 年 2 月 22 日取得）

[667] 「Anlage（発電設備）」とは、再生可能エネルギー源または鉱山ガスから発電するための設備を意味し、太陽光発電設備においては各モジュールが独立した設備。（EEG §3）

retrieve the actual feed-in and 2. can control the feed-in power gradually or, as soon as the technical possibility exists, infinitely variable remotely.
(1a). Subject to deviating provisions of an ordinance pursuant to Section 95 No. 2, operators of plants and CHP plants with an installed capacity of more than 7 kilowatts and a maximum of 25 kilowatts that are not operated behind a grid connection behind which at least one controllable consumption device pursuant to Section 14a of the Energy Industry Act is operated, from the time when the Federal Office for Information Security has developed the technical possibility pursuant to § 30 of the Metering Point Operation Act in conjunction with § 84a No. 1, to equip their systems put into operation from that point in time with technical equipment which is necessary so that network operators or other authorised persons can retrieve the actual feed-in at any time via a smart meter gateway pursuant to § 2 No. 19 of the Metering Point Operation Act in accordance with the specifications in protection profiles and technical guidelines under the Metering Point Operation Act.
(1b). Operators may also have their obligations under paragraphs 1 and 1a fulfilled by a third party. If the metering point operator responsible for the Metering Point Operation Act is responsible for equipping the system with an intelligent metering system, it is sufficient to commission the metering point operator responsible for the basic purpose in accordance with § 33 of the Metering Point Operation Act (MsbG). If a third party takes over the equipment with an intelligent measuring system as a metering point operator within the meaning of the Metering Point Operation Act (MsbG), its commissioning is sufficient.
(2) .Until the installation of an intelligent metering system and without prejudice to further requirements in connection with controllable consumption devices pursuant to Section 14a of the Energy Industry Act, operators of…
1. plants and CHP plants with an installed capacity of more than 100 kilowatts, which are put into operation until the time when the Federal Office for Information Security determines the technical possibility in accordance with § 30 of the Metering Point Operation Act (MsbG) in conjunction with § 84a numbers 1 and 2, equip their plants with technical equipment with which the grid operator can retrieve the actual feed-in at any time and remotely control the feed-in power in whole or in part can reduce,
2. plants and CHP plants with an installed capacity of more than 25 kilowatts and a maximum of 100 kilowatts, which are put into operation until the Federal Office for Information Security determines the technical possibility pursuant to § 30 of the Metering Point Operation Act (MsbG) in conjunction with § 84a numbers 1 and 2, equip their plants with technical equipment, with which the grid operator can reduce the feed-in power in whole or in part remotely at any time, or
3. Solar systems with an installed capacity of no more than 25 kilowatts, which are put into operation until the time when the Federal Office for Information Security determines the technical possibility in accordance with § 30 of the Metering Point Operation Act (MsbG) in conjunction with § 84a No. 1, equip their systems with technical equipment in accordance with No. 2 or at the connection point of their system with the grid, the maximum active power feed-in to 70 percent of the installed limit performance; this regulation shall not apply to installations commissioned after 14 September 2022.
In the case of several installations using similar renewable energies and connected to the grid via the same connection point, the obligation under sentence 1 may also be fulfilled with a common technical device, provided that the respective obligation under sentence 1 can thereby be fulfilled for the entirety of the installations.
(2a). From the installation of a smart metering system, paragraphs 1, 1a and 1b shall apply mutatis mutandis to installations referred to in paragraph 2.
(3). Several solar installations, irrespective of ownership and solely for the purpose of determining the installed capacity referred to in paragraphs 1, 1a and 2, shall be considered as one installation where:
1. they are located on the same plot of land or building, and
2. they have been put into operation within twelve consecutive calendar months. If an obligation under paragraph 1, 1a or 2 arises for a plant operator only through the installation of installations of another plant operator, he may demand reimbursement of the resulting costs from the latter.
(5). Operators of installations for the production of electricity from biogas shall ensure that, during the production of biogas:
1. in the case of plants put into operation after 31 December 2016 and digestate storage facilities built after 31 December 2011, the hydraulic residence time in the entire gas-tight system of the biogas plant connected to a gas recovery system is at least 150 days, and
2. additional gas appliances are used to avoid the release of biogas.
Sentence 1 number 1 shall not apply if the production of the biogas
1. only liquid manure is used, or
2. at least 90 % by mass of separately collected biowaste within the meaning of Annex 1 number 1 letter a waste codes number 20 02 01, 20 03 01 and 20 03 02 of the Biowaste Ordinance are used.
Furthermore, sentence 1 number 1 shall not apply if the claim pursuant to § 19 in conjunction with § 43 is asserted for the electricity generated in the installation.

(6). Deleted.
(7). Deleted.
(8). Operators of onshore wind turbines who are obliged to mark them at night in accordance with the requirements of aviation law must equip their installations with a device for demand-controlled night marking of aviation obstacles. Sentence 1 shall apply to operators of offshore wind turbines if the wind turbine is located 1. in the territorial sea,
2. in Zone 1 of the exclusive economic zone of the North Sea as shown in the Offshore Grid Development Plan 2017-2030 confirmed by the Federal Network Agency in accordance with §§ 17b and 17c of the Energy Industry Act, or
3. in the exclusive economic zone of the Baltic Sea.

The obligation under sentence 1 shall apply from 1 July 2020. The obligation under sentence 1 may also be fulfilled by a device for the use of signals from transponders of aircraft. Upon request, the Federal Network Agency may grant exemptions from the obligation under sentence 1 in individual cases, in particular for small wind farms, provided that fulfilment of the obligation is economically unreasonable.

(ii)　出力制御機器の技術要件

MsbG §29 (modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen) の（1）-1 では年間の消費電力が 6000kWh を超える最終消費者(1)-2 では 7kW 以上の設備容量を持つプラントオペレーターに対する要件が示されており、(3)にてオペレーターの測定機器の装備に対する責任を規定している。[668]

MsbG
Chapter 4. Additional rights and obligations related to metering point operation with modern metering equipment and intelligent metering systems
§ 29 Equipping measuring points with intelligent measuring systems and modern measuring equipment
(1) Responsible metering point operators shall, insofar as this is technically possible under § 30 and economically justifiable in accordance with § 31, equip measuring points at fixed metering points with intelligent measuring systems as follows:
1. for final consumers with an annual electricity consumption of more than 6,000 kilowatt hours and for final consumers with whom an agreement exists pursuant to § 14a of the Energy Industry Act,
2. for plant operators with an installed capacity of more than 7 kilowatts.
(2) Basically responsible metering point operators may, insofar as this is technically possible according to § 30 and economically justifiable according to § 31, equip measuring points at fixed metering points with intelligent metering systems:
1. for final consumers with an annual electricity consumption of up to and including 6 000 kilowatt hours, and
2. of installations with an installed capacity of more than 1 up to and including 7 kilowatts.
(3) Insofar as this Act does not provide for the equipping of a measuring point with intelligent measuring systems and insofar as this is economically justifiable under Section 32, fundamentally responsible metering point operators shall at least equip measuring points at fixed metering points at final consumers and system operators with modern measuring equipment. Until 2032, for new buildings and buildings requiring major renovation within the meaning of Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (OJ L 2010, p. OJ L 153, 18.6.2010, p. 13) until the building is completed.
(4) Section 21 (4) and Section 9 (3) of the Renewable Energy Sources Act must be observed.
(5) The basic metering point operator shall comply with the obligations under paragraph 1 if he equips at least 95 per cent of the affected metering points as required. This is based on the number of measuring points determined in accordance with § 37 paragraph 1.

(iii)　発電設備の制御応答性（出力変化速度、出力誤差）

発電所全体への Active power output に関する要件は、中電圧の技術的接続規則を定める VDE-

[668] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start html（2023 年 2 月 23 日取得）

AR-N 4110 の 10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz (Behaviour of the generating plant on the grid)内にある 10.2.4 Wirkleistungsabgabe (Active power output)内で記載されている。以下、英語版の抜粋[669]：

10.2.4.2 Network security management

Power generating plants shall be able to reduce their active power to a power value predetermined by the network operator at the network connection point without disconnecting from the network. This corresponds to a percentage related to the active feed-in power installed, P_{inst}. Power reduction shall be possible for every operating state and from every operating point. In the event of a redispatch, the power generating plants shall be able to increase the power to at maximum S_{Amax} upon the network operator's request.

For mixed installations it shall be noted that the total effect at the network connection point results from the power of the power generating plant and the power of the demand facility. The requirement for power reduction relates to the feed-in active power installed, P_{inst}, regardless of the actual power flow and of its direction at the network connection point. For this requirement to be complied with, implementation of the power reduction directly at the power generating units in mixed installations is sufficient. Any reduction request of the network operator shall be traceable for the network operator through the measurement concept or a telecontrol link.

If the minimum technical power is not exceeded, then the power generating plant may be disconnected from the network (with regard to this also see the exception made for internal combustion engines, see 10.2.4.1). The active power shall deviate from the active power limitation set-point at the network connection point by not more than 5 % P_{inst}. Where a power value of 0 % P_{inst} is predefined, disconnection from the network is not mandatory.

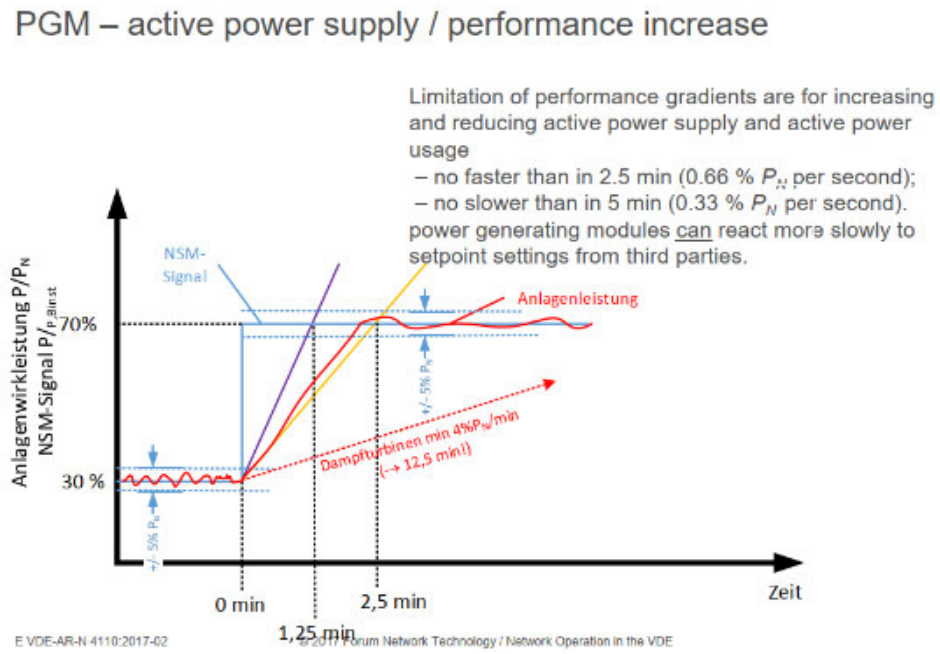


図 3.2-40　Active Power Supply

出所）VDE-AR-N 4110[670]

[669] Vhttps://www.vde-verlag.de/normen/0100495/vde-ar-n-4110-anwendungsregel-2018-11 html（2023 年 2 月 23 日取得）

[670] https://www.vde.com/resource/blob/1708464/47dedcd3571bc7fdbc29fd3704dce88a/tcr-medium-voltage-en-data.pdf

B) アイルランド

(i)　再生可能エネルギー発電所の出力抑制について

アイルランドでは、主に風力や太陽光発電について、出力抑制が行われる 。[671]再生可能エネルギーについては、基本的に優先給電が認められているものの、電力系統の安全性や信頼性確保のために出力を最大値よりも下げた運転が求められることがある。これを「出力抑制（dispatch-down)」と言う。

出力抑制を実行する理由は二つあり、地域電力系統における系統混雑による抑制（constraint）と、系統全体の理由（同期慣性力、動的・過渡的システム安定性、運転予備率、電圧制御、非同期電源導入率（System Non-Synchronous Penetration : SNSP）による抑制（curtailment）がある。

2011 年 8 月 26 日、アイルランド共和国及び北部アイルランドの電力関連規制当局（Commission for Energy Regulation/Utility Regulator Electricity Gas Water）から優先給電に関する決定書簡 SEM-11-062[672] の発行により、制御可能性に応じた風力及び太陽光の出力抑制が行われている。詳細はグリッドコードで定義され、その後モニタリングと試験が行われている 。[673]

ただし、出力抑制の要件については、制御可能（Controllable）であることが抑制の順序に影響を与えるが、オンラインに限らず別の制御方法も可能である。

優先給電に関する決定書簡 SEM-11-062 の抜粋 :

優先給電ルール
1. 価格形成電源の再給電とゲートクローズ後の地域間連系線でのシステムオペレータによるカウンター取引
2. 価格受領電源による再給電
   a. 泥炭
   b. ハイブリッドプラント
   c. 高効率コージェネ/バイオマス/水力
   d. 風力発電所、及び風力発電所内
      i. 制御可能（Controllable）であるべきであるが、要件に準拠していない/要件から除外されていない風力発電所;
      ii. 制御可能（Controllable）な風力発電所;
      iii. 制御可能（Controllable）である必要がない/この要件から除外されている/試運転段階にある風力発電所
   e. 地域間連系線の再給電;
   f. 洪水の状況での水力発電所の操作から生じる人々の安全上の問題につながる発電

[671] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2021-V1.0.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

[672] https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-11-062%20Principles%20of%20Dispatch%20and%20the%20Design%20of%20the%20Market%20Schedule%20in%20the%20Trading%20and%20Settlement%20Code%20%20SEM%20Committee%20Decision%20Paper%20.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

[673] http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Wind%20Farm%20Controllability%20Categorisation%20Policy.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

2020 年 9 月の Eirgrid/SONI の Controllability-status-update-September-2020[674]に、（オンラインに限らないが）発電容量が 5MW 以上で制御可能な再生可能エネルギー電源についてまとめられている。

表 3.2-27　発電容量が 5MW 以上で制御可能な再エネ電源(オンラインに限らない)

1.1. Ireland

PPMs connected in Ireland (MW)	October 2019	November 2019	December 2019	January 2020	February 202	March 2020
(i)	0	0	0	0	0	0
(ii)	3402.62	3402.62	3402.62	3477.02	3499.32	3506.82
(iii)	61	239.04	293.34	270.54	255.29	276.44
Total	3463.62	3641.66	3695.96	3747.56	3754.56	3783.26

PPMs connected in Ireland (MW)	April 2020	May 2020	June 2020	July 2020	August 2020	September 2020
(i)	0	0	0	0	0	0
(ii)	3506.82	3506.82	3506.82	3762.11	3783.26	3783.26
(iii)	170.75	170.75	170.75	21.15	0	23.2
Total	3677.57	3677.57	3677.57	3783.26	3783.26	3820.56

1.2. Northern Ireland

PPMs connected in Northern Ireland (MW)	October 2019	November 2019	December 2019	January 2020	February 2020	March 2020
(i)	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9
(ii)	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44
(iii)	0	0	0	0	0	0
Total	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34

PPMs connected in Northern Ireland (MW)	April 2020	May 2020	June 2020	July 2020	August 2020	September 2020
(i)	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9
(ii)	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44	1098.44
(iii)	0	0	0	0	0	0
Total	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34	1125.34

出所）Controllability-status-update-September-2020

(ii)　再生可能エネルギー発電所に求められる出力制御の技術要件

上記のように、卸売市場の規制委員会である SEM 委員会は、一時的に太陽光と波力発電を風力と同じ優先給電のカテゴリーに位置付けている。現在、風力、太陽光、波力発電を合わせて Power Park Modules（PPM）と呼ばれ、優先給電等に係る風力発電に適用される条件はこのカテゴリーの発電所に等しく適用される。

Eirgrid のグリッドコード[675]により、アイルランド共和国内で系統接続する発電設備についての制御や通信システムについて規定されている。定義によると、TSO による中央制御が必要となる発電設備は、中央制御が合意されている再生可能エネルギー（Dispatchable）、揚水発電、蓄電池、需要調整ユニット、その他 10MW 以上の発電設備、もしくは 10MW 以下の発電設備で TSO が要求するものである。

[674] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Controllability-status-update-September-2020.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

[675] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCode.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

表 3.2-28　アイルランド（Eirgrid 管轄）での中央制御及びその発電設備の定義

Central Dispatch	The process of Scheduling and issuing Dispatch Instructions directly to a Control Facility by the TSO pursuant to the Grid Code. All Dispatchable PPMs, Interconnectors, Pumped Storage Plant Demand, Energy Storage Power Station Demand, Demand Side Units, and Aggregated Generating Units are subject to Central Dispatch. In relation to all other Generation Units, thresholds apply as follows: • all other Generation Units with a Registered Capacity of 10 MW or more are subject to Central Dispatch; • all other Generation Units with a Registered Capacity of 5 MW or more and less than 10 MW are not subject to Central Dispatch unless required by the TSO; however, such Generation Units can elect to be subject to Central Dispatch; • all other Generation Units with a Registered Capacity of less than 5 MW are not subject to Central Dispatch unless required by the TSO; • any Power Station, which has an aggregate Registered Capacity of 10 MW or more, consisting of more than one Generation Unit that is not otherwise subject to Central Dispatch, is subject to Central Dispatch as an Aggregated Generating Unit; • all Generation Units with a Registered Capacity of less than 10 MW can elect whether to comply with SDC1.4.4.5 relating to the submission of Commercial Offer Data.
Centrally Dispatched Generating Unit	A Generating Unit within a Power Station subject to Central Dispatch, which comprises, unless specified otherwise in relation to a particular use of the term, a Thermal Plant including a CCGT Installation, a Dispatchable PPM, Hydro Unit and Pumped Storage Plant in respect of its Pumped Storage Generation.
Dispatchable PPM	A **Controllable PPM** which must have a **Control Facility** in order to be dispatched via an **Electronic Interface** by the **TSO**.

出所）Eirgrid グリッドコードより [675]

SONI のグリッドコード[676]により、北部アイルランドで系統接続する発電設備についての制御や通信システムについて規定されている。

定義によると、TSO による中央制御が必要となる発電設備は、中央制御が合意されている再生可能エネルギー（Dispatchable PPM）、揚水発電、蓄電池、需要調整ユニット、その他 10MW 以上の発電設備、もしくは 10MW 以下の発電設備で TSO と合意したものである。

[676] https://www.soni.ltd.uk/media/documents/SONI-Grid-Code-8th-October-2020.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

表 3.2-29　北アイルランド（SONI 管轄）での中央制御及びその発電設備の定義

Central Dispatch	The process of **Scheduling** and issuing **Dispatch Instructions** in relation to **CDGUs, Pumped Storage Plant Demand, Energy Storage Power Station Demand, Demand Side Units** and/or **Interconnectors** direct to a **Control Facility** by the **TSO** pursuant to the **Grid Code**. In particular: All **Dispatchable PPMs** shall be subject to **Central Dispatch**; All other **Power Stations** with a **Registered Capacity** of above 10 **MW** shall be subject to **Central Dispatch**; All other **Power Stations** with a **Registered Capacity** of 10 **MW** or less can agree with the **TSO** to be subject to **Central Dispatch**.
Centrally Dispatched Generating Unit (CDGU)	A **Generating Unit** within a **Power Station** subject to **Central Dispatch**, which comprises, unless specified otherwise in relation to a particular use of the term a **Thermal Plant** including a **CCGT Installation**, a **Dispatchable PPM**, **Hydro Unit** and **Pumped Storage Plant** in respect of its **Pumped Storage Generation**.
Dispatchable PPM (DPPM)	A **Controllable PPM** which must have a **Control Facility** in order to be dispatched via an **Electronic Interface** by the **TSO**.

出所）SONI グリッドコードより [676]

上記の通り、全ての再生可能エネルギー電源やその他の電源がオンライン制御を義務化されている訳ではないものの、揚水や 10MW 以上の重要電源、蓄電池や需要調整といった需要サイドのユニット、再生可能エネルギーのうち特定の電源について、オンライン制御が義務化されている。

(iii)　市場参加の要件

アイルランドの電力市場（Single Electricity Market；SEM）では、容量市場と卸売市場が運用されている。SEM へ参加者向けのガイドライン[677]によると、参加要件は以下の優先順位で適用される。

- ✓　欧州法に基づく要件
- ✓　アイルランド法または北アイルランド法に基づく要件
- ✓　所管官庁の該当する要件、指示、決定、決定、指示または規則
- ✓　該当する許認可
- ✓　グリッド コード
- ✓　メータリング コード
- ✓　容量市場コード
- ✓　取引及び決済コード

[677] https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

グリッドコードについては、上記２．の通り特定の電源については TSO によるオンライン制御が義務付けられている。

メータリングコードには、発電所や小売事業者、最終消費者が電力市場への参加や送電を行う際の計測器の準拠すべき規格や仕様について記載されている[678]。データ通信機器の仕様に関する記載はあるものの、特定の電源に対するオンライン制御に関する要求事項はない。

容量市場コード[679]、取引及び決済コード[680]は各々容量市場への参加者、卸売市場への参加者に適用される。ただし、これらのコードは主に市場の運用ルールや各参加者の特に入札・決済関連の義務を規定したものであり、電源毎のオンライン制御に関する要求事項はない。

(iv)　発電設備の制御応答性（出力変化速度、出力誤差）

EirGrid のグリッドコードでは系統へ接続されているすべての発電機（CCGT 発電機を含む）に対して、同様に条件が科せられる（CC.7.3.1）[681]。同グリッドコードにて定義されている Ramp up capability（起動後の発電機出力の変化率）は、ユニットが Normal dispatch condition であるとき、は登録された最大容量(MW)の 1.5%/分以下であってはならないと規定している。出力誤差についての規定はない。

C)　米国

市場主導型について、オフライン電源（国内の電源Ⅲにあたる）は、指令を受けうるのか等、指令対象としてどのように扱われるか、以下の通り整理した。

出力抑制方法は各広域系統運用機関（Independent System Operator/ISO または Regional Transmission Organization/RTO、以下総称して ISO）によって異なり、SCADA 等を使用した自動シグナルにより出力制御を実施している ISO もあれば、手動シグナルにより発電所に電話し出力抑制指示を出している対応（Manual Dispatch）を取っているものもある。

PJM Interconnection LLC と California ISO を代表的な例として取り上げると、PJM では、風力や太陽光等の再エネ発電は、他の既存電源と平等に扱われ、基本的に市場取引において自動で出力抑制が行われているが、一部市場に反映されない系統混雑管理がある場合（例えば突発的な送電線混雑や故障等）や太陽光においては手動での出力抑制指令が発出（Manual Dispatch）されている。

CAISO においても電源種別によらずシステムにより自動的に需給調整がされ市場取引で行われるが、それでも解消されない場合は手動で出力抑制（Manual Dispatch）が実施される。詳細は以下の通り。

678 https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2013/07/CER-Metering-Code-CER13281.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

679 https://www.sem-o.com/rules-and-modifications/capacity-market-modifications/market-rules/（2023 年 2 月 23 日取得）

680 https://www.sem-o.com/rules-and-modifications/balancing-market-modifications/market-rules/（2023 年 2 月 23 日取得）

681 https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCode.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

(i)　PJM における出力制御

PJM は、Locational Marginal Price（地点別限界価格/LMP）方式を採用しており、LMP 方式の市場では送電線に混雑が発生した場合、送電混雑解消のためのプロセスを別途実施する必要はない。PJM 域内では、PJM Energy Management System（エネルギーマネジメントシステム/EMS)で系統の過負荷の状況を把握しており、系統運用者の PJM はリアルタイムに近い系統情報を取り込み Security Constrained Economic Dispatch（信頼度制約付経済的ディスパッチ/SCED）に反映することで LMP 方式の混雑管理の範囲で解決することを目指している。

一部 LMP 価格に反映されない系統混雑管理も存在しており、例えば突発的な送電線混雑や故障が生じた場合や、SCED のアルゴリズム制約、SCED に基づくユニットへの給電指令の制約が存在する場合は手動での出力抑制（Manual Dispatch）が必要。PJM 域外との取引は域内と同様まずは LMP 方式による混雑管理の範囲での解決を得目指し、制約が存在する場合は手動での出力抑制を行った後に、地点間送電サービスの抑制順位に基づき出力抑制を行う Transmission Loading Relief（TLR）が最終手段として存在。LMP 方式による系統混雑解消においては、送電サービス種別に応じた区別はなされておらず、経済性に基づいた運用がなされている。

LMP 方式の市場取引においては、風力や太陽光等の再エネ発電は、他の既存電源と平等に扱われている。しかしながら、再エネ発電は燃料費が不要であり、また連邦政府による税制優遇（Tax Credit）として、投資税控除(Investment Tax Credit、ITC）と生産税控除（Production Tax Credit、PTC）が存在しているため、既存発電と比較して安い価格での入札が可能であり、再エネの出力抑制順位は、既存発電よりも後になる場合が多い。

PJM により風力に関してはリアルタイム市場で出力制限の指令が発出され、太陽光においては手動での指令が行われている。
また、オンライン電源については、突発的な送電線混雑や故障、SCED における制約がある場合と、太陽光以外は自動制御となっている。（最近の風力発電に関してはほぼ自動制御されており、風力に対する手動制御は激減している[682]。
PJM へのヒアリングにより確認したところ、手動で制御される太陽光発電所は、PJM から事業者（発電所）へのコンタクトにより相対ベースで制御される。PJM より目標となる MW 値が示され、発電事業者はその目標値またはそれ以下に制御することを求められる。直近まで PJM 管轄内での太陽光発電所が比較的少なかったこと及び制御の必要性がなかったことから手動制御となっているが、太陽光発電事業者の協力のもと、今後自動化に向け取組中。
風力については 10 年かけて発電事業者の協力のもと自動化に成功しているため、現在ではほぼ自動での制御となっている。また、全ての電源に当てはまることであるが、SCED の不具合時以外にも、発電所が SCED の指令に従っていないときや遅延が生じている場合にも、手動での制

[682] Wind and Solar Curtailment Metrics (2022), PJM https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/oc/2022/20220222-special/20220222-item-04-wind-and-solar-curtailment-metrics.ashx

御が行われているとのことであった。

相対取引等の取引方法の違いによって、市場取引においては制度上オフライン電源でなければならない（オフライン電源は禁止等）、相対取引ではオフライン電源も許可されている等といった表現は、現状 PJM のオペレーションマニュアル[683]等からは読み取れていない。

(ii)　CAISO による出力抑制

CAISO による出力抑制は①LMP による経済的抑制、②自己スケジュール分の抑制、③例外的給電指令（exceptional dispatch）の 3 つの方法があり、需給バランスのために系統全体で行われる場合、系統混雑を解消するために地域レベルで行われる場合の双方に用いられる。①②はシステムにより自動的に需給調整がされ市場取引で行われるが、それでも解消されない場合は③により手動で抑制が実施される。基本的に①→②→③の順で抑制されるが、②③の出力抑制は極めて稀で、配電線連携の再エネ（小規模太陽光発電等）は CAISO 管轄外であるため出力抑制の対象外となっている[684]。

発電過多が生じた場合、具体的には以下の手順で出力抑制が実施される。

① まず卸電力市場において最も安価な電源が競争的に選択され、再エネ電源は自らの入札価格に応じて出力が抑制される。（再エネ電源は他の電源と平等に取扱い。風力は発電量に対する生産税控除（PTC）という補助制度があるため、余剰電力が生じていない状況下で約定価格を下回ることは殆どなく、最大出力での供給が行われる。そのため、風力の出力抑制は通常他電源の抑制後に実施。市場取引による出力抑制は、リアルタイム市場での 5 分単位での給電指令に基づく。）

② ①による抑制が不十分な場合、CAISO の需給制御の最適化ソフトウェアを通じて系統

---

683 PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations (2022)
https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11-redline.ashx
Section 5: Transmission Facility Control, PJM Manual 12 Balancing Operations
https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m12.ashx
Renewable Dispatchability Education, Peer ISO/RTO Policies and Procedure, Madalyn Beban, February 22, 2022
https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/oc/2022/20220222-special/20220222-item-05-rtos-and-isos-renewable-dispatchability-practices.ashx

684 「欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査」2019 年 3 月 OCCTO
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf
Managing Oversupply, CAISO
http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx
Fast Facts, Impacts of renewable energy on grid operations, CAISO
http://www.caiso.com/Documents/CurtailmentFastFacts.pdf
Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the US, National Renewables Energy Laboratory (NREL) (March 2014)
https://www nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf

運用面、ローカルな系統制約を考慮した自己スケジュールによる削減が実行される。

③ 最後の選択肢として、マニュアルベースで例外的給電指令と呼ばれる出力抑制を特定の発電事業者に命令することができる。

(6) 調整力の不足時の対応について

A) ドイツ

ドイツでは、需給調整市場を、実同時同量制の下、Balancing Responsible Party（バランシンググループ、以下 BRP）の自己調整部分を除く必要調整力を前日スポット開場前まで全量事前調達されている。詳しくは 3.2.2 その他各国の市場情報 B)ドイツ ⅱ)需給調市場を参照。

すべての BRP は調整力提供のリソース種類に関わらず事前審査基準を満たし、調整力を技術的に提供可能であることを示さなければならない。また何らかの理由により調整力提供者が市場で落札された調整力を提供することが不可能になった場合、該当提供者が保有するほかのリソース（蓄電池、ガスタービン等）への差し替え、または事前審査基準を通過した他事業者から調整力を調達することが認められている（Fall-back option）。

４つの TSO が協力し調整力を調達しており、必要量の不足が発生することはまれで、需給調整市場で必要量を確保できなかった場合や、調整力発動に支障が生じた場合は複数回市場を開催すること等の措置がとられている[685]。

B) アイルランド

アイルランドでは、バランシング市場を通じた入札制度により調整力が調達される。調整力のうち、周波数制御予備力（Frequency Containment 再エネ設備 erves：FCR）の一部または全部が不足した場合、TSO である EirGrid と SONI は、可能な限り速やかに、以下に示す方法により調整力不足に対応する[686]。

① 中央集中管理された発電機、揚水発電所、エネルギー貯蔵発電所、発電ユニットの集合及び/または需要側ユニットの再ディスパッチを行う。
② 予備力算出の基準とする事故規模を縮小する。
③ 追加の発電ユニットを同期させる。
④ 風力発電を抑制するか、既に抑制されている場合は抑制の程度を減らす。
⑤ ローカルと広域警報により調整力不足を通知する。ローカル警報は、エネルギー管理システムを通じて発令され、中央集中管理されている発電機と需要側ユニットに送信される。広域警報は、ENTSO-E システムを通じて発令される。
⑥ 発電機を停止している状態から回復させる。
⑦ 混雑を減らすために、送電システムを停止している状態から回復させる。
⑧ 中央集中管理された発電機、揚水発電所、エネルギー貯蔵発電所、発電ユニットの集合

[685] 電力広域的運営推進機関、「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」（2018 年 7 月）

[686] EirGrid, SONI,「Operational Agreements for Ireland and Northern Ireland Synchronous Area Schedule 1: Synchronous Area Operational Agreement (SAOA)」

等の出力を最大化するための需要側ユニットを要求する。

⑨　HVDC 緊急支援及び/または緊急指示を発行する。

⑩　需要を減らすための公の訴えの必要性を決定する。

⑪　緊急負荷制限により一時的に給電を停止する。

上記のような系統運用が採用されていることから、アイルランドでは調整力が不足/確保できないケースを想定した系統運用になっていると言える。

Operational Agreements for Ireland and Northern Ireland Synchronous Area Schedule 1: Synchronous Area Operational Agreement (SAOA)

Article 17 Operational procedures in the case of exhausted FCR in accordance with SOGL Article 152(7)

3. In the case of exhausted FCR the EirGrid and SONI will, acting as soon as possible, make use of but may not be limited to the following:

a. Redispatching centrally dispatched generators, pump storage plant, energy storage power stations, aggregated generating units and / or demand side units to increase reserve provision;

b. Reduce the size of the reference incident to reduce the reserve requirement; c. Synchronise additional units to increase reserve provision;

d. Curtail wind generation or reduce the level of curtailment if wind generation is already curtailed to increase reserve provision;

e. At present EirGrid and SONI issue both local and wide area alerts. Local alerts are issued using the energy management system and are transmitted to centrally dispatched generators and demand side units. Wide-area alerts are issued via the ENTSO-E Awareness System. Issue Alerts both local and using the ENTSO-E Awareness System(Market Operations, CRU and UR are to be informed);

f. Recall generators from outage; g. Recall transmission system elements from outage to reduce congestion;

h. If possible request centrally dispatched generation, pump storage plant, energy storage power stations, aggregated generating units and / or demand side units to maximise their output;

i. Issue HVDC emergency assistance and / or emergency instruction;

j. Decide on the need for a public appeal to reduce demand; and

k. Invoke planned emergency load shedding.

上記の対応に関する費用の補償に関する取り決めについては確認できなかった。

アイルランドでは、調整力のうち、周波数制御予備力（Frequency Containment 再エネ設備erves: FCR）の一部または全部が不足した場合、TSO である EirGrid と SONI は、SAOA に基づき、可能な限り速やかに調整力不足に対応する[687]。その際のインバランスコスト算出に使用される単価は、以下の図表に従って決定されている。

[687] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Synchronous-Area-Operational-Area-for-the-Ireland-and-Northern-Ireland-S....pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

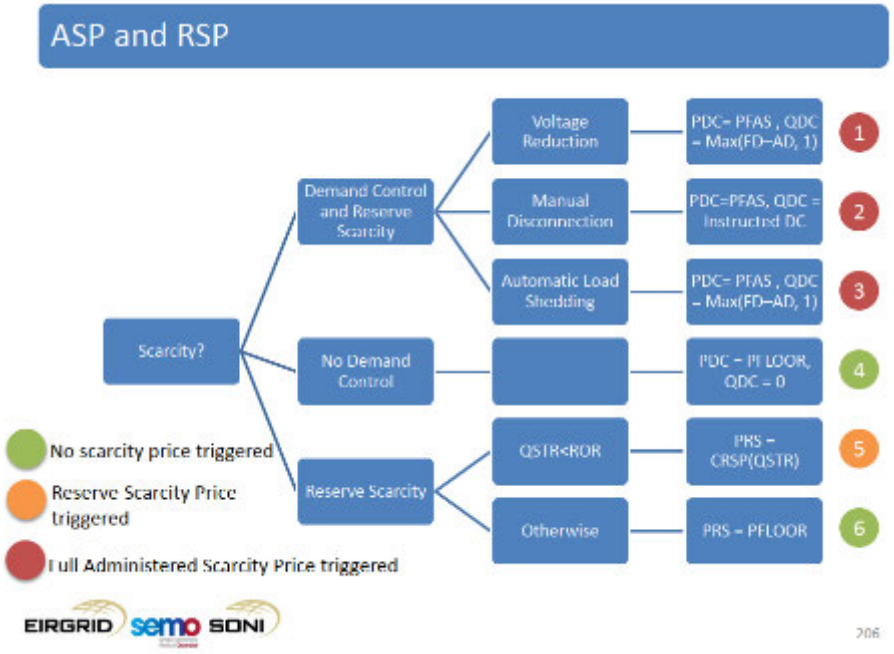


図 3.2-41　調整力不足時の価格決定方法

出所）I-SEM Training Instructor Led Training Part 1: TSO Scheduling Part 2: Imbalance Pricing[688]

利用可能な短期調整力（qSTR）が運用予備量（ROR）より少ない場合にのみ、再エネ設備erve Scarcity Price（RSP）Curve に基づき、調整力不足によるインバランスコストが決定される。

一方、Full Administrative Scarcity Price（PFAS）は、アイルランドまたは北アイルランドのいずれかの管轄区域で発生した需要制御に対して適用される。当該価格は、ローカルの事象ではなく、システム全体の事象の際にのみ適用されるようにするため、「ダブルロック」が設けられており、アイルランドと北アイルランドのどちらかの管轄における需要制御とシステム全体の調整力不足の両方が発生した場合にのみ適用される仕組みとなっている。なお、以下の事象のいずれかが需要制御のトリガーとなる。

電圧低下（Voltage Reduction）

✓　北アイルランドにおける顧客電圧低下

✓　アイルランドにおける緊急または例外的な電圧制御。

自動負荷遮断（Automatic Load Shedding）

✓　北アイルランドにおける自動的な負荷遮断

✓　アイルランドにおける自動低周波需要遮断

計画的または緊急の手動による遮断（Planned or Emergency Manual Disconnection）

✓　北アイルランドにおける計画的または緊急時の手動による遮断

[688] https://www.sem-o.com/documents/training/TSO-Scheduling-Imbalance-Pricing.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

✓　アイルランドにおける TSO の指示による需要制御

C)　イギリス

イギリスにおいて調整力の確保は、原則として Balancing Mechanism にて取引が行われ、その予備の調整力商品として、STOR（Short term operating reserve）が確保されている[689]。そのため、調整力が不足するという場面は、原則、想定されていない。

National Grid ESO によると、予測需要を上回る実際の需要及び/または予期せぬ発電不能に対処できるよう、発電量の増加または需要の削減という形で追加の電源にアクセスする必要があり、そのための予備電源が STOR 契約により確保されている[690]。発電事業者と需要家が STOR 契約を結ぶことができ、その場合、次の要件を満たす必要がある。

- 最低 3MW 以上の発電または安定した需要削減を提供できる
- 指示を受けてから 240 分以内に契約 MW を提供すること
- 指示を受けてから、契約 MW を少なくとも 2 時間提供すること
- 使用後の回復期間 が 1200 分 (20 時間) を超えないこと
- 週に 3 回以上 STOR を提供できること

また、STOR 契約に基づく支払いについて Ancillary Service Settlement Guide Short Term Operating Reserve (STOR) [691]によると、電源が Balancing Mechanism に参加している場合は、そちらを通して利用料が支払われ、Balancing Mechanism に参加していない電源の場合は、National Grid ESO より直接支払いを受ける。金額は、可用性に対する支払い（Availability Payment）と使用した量に対する支払い(Utilization Payment)の合計金額となる。

3.2.1. Availability Payments

The formula to calculate the availability payment for a Unit is shown below.

Availability payment per settlement period = CM * CR * 0.5 * FF * (1 – MP/100)

Where:

CM	Contracted MW
CR	Contracted Availability Rate (£/MWh)
0.5	Converting MW to MWh for 1 settlement period
FF	Failure Flag (either 1 = pay, 0 = don't pay)

689 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf（2023 年 2 月 22 日取得）

690 https://www nationalgrideso.com/document/85536/download（2023 年 2 月 22 日取得）

691 https://www nationalgrideso.com/document/85536/download（2023 年 2 月 22 日取得）

MP Monthly Penalty which is 1% for every window in the month in which 1 or more EoD's occur (CDEL EoD's, are excluded) - up to a maximum of 30%

Service providers are paid to make their unit/site available for the STOR service within an Availability Window.

No payment will be made to a flexible service provider for a contracted Availability Window where the availability of that unit has been rejected or where the availability has been excluded. A window is excluded if, following provision of STOR, the contracted Recovery Period overlaps the Pre-instruction Window of one or more subsequent contracted Availability Windows.

Availability Window payments are calculated for each related settlement period. There will be no payment for a settlement period for the following events:

1. Availability has been rejected for that Window
2. The Availability Window is an excluded Window
3. The settlement period is subject to an event of default (EoD)

An EoD occurs when the unit/site does not comply with the contract. In summary, checks are undertaken to ensure that;

1. The unit is capable of delivering the service
2. The unit delivers the service when called off

There are three different ways that payments may be affected; non-payment for a settlement period, non-payment for a contract window and non-payment for the remainder of the contract window. The reasons for non-payment ('failure types') can be categorised as data submission, utilisation, availability or delivery. The reasons for non-payment for BM Units are shown in Figure 2 below and for Non BM Units in Figure 3.

3.2.2. Utilisation Payments

NBM providers are paid for the capped energy delivered when instructed by National Grid to provide the STOR service. BM providers are instructed via a Bid-Offer-Acceptance and hence are remunerated through the Balancing Mechanism

Utilisation payments are paid at the contracted Utilisation Rate during the contracted Availability Window, pre-window & post window ramping periods - unless the contracted Availability Window has had its availability rejected by National Grid, or the Availability Window is deemed an excluded window (in these circumstances the window will be deemed an Optional Window). Utilisation payments during optional windows are paid at the Optional Rate.

Payments for utilisation are calculated separately for contracted Availability and Optional windows, and for ramping and non-ramping periods at a settlements period/part settlement period granularity.

Payments per settlement period/part settlement period are calculated by multiplying the Capped Energy by the Applicable Payment Rate where:

Capped Energy is the minimum of the Expected MWh and Delivered MWh and

Applicable Payment Rate is the Contracted Utilisation Rate - unless the period is an Optional Window when the Optional Rate is applied.

Delivered energy is measured on a minute-by-minute basis as the difference between the base load MW and metered MW. The Base Load is what the unit was doing when the STOR service was instructed.

また、何らかの原因で STOR では賄いきれないほどの調整力不足が発生したときの対応について、National Grid ESO へ問い合わせをしたところ、その場合は、リアルタイムで追加の Mandatory Frequency Response （MFR）を活用して不足分を補うか、損失リスクの大きさを減らすか、周波数変化を遅くし RoCoF による追加の組み込み発電ロスを防ぐためにイナーシャを増加させることになるとの回答を得た。

3.2.4 情報公開状況について

(1) 欧州における電力需給に関わる情報公開

2009 年の欧州国際電力取引規則（Regulation (EC) No. 714/2009）では TSO が送電系統容量、発電、需要等に関するデータを公表する義務を定め、2011 年のエネルギー市場の統合性及び透明性確保に関する規則 Regulation (EU) No 1227/2011 は電力市場に与える情報の透明性を高めるため、市場参加者の内部情報の公表を定めている。

これら電力需給に関する情報公開について、特に送電事業者（TSO）が欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）を通じて公表すべき情報の包括的なルールを定めるものとして、2013 年に電力市場におけるデータの提出と公表に関する規則（Regulation (EU) No 543/2013）が定められている。

ENTSO-E は透明性規則によって TSO から報告された情報をウェブ上で公開している（ENTSO-E Transparency Platfor）[692]。この観点から ENTSO-E はいわゆる”central transparency platform”と称される。

その他、REMIT において内部情報の公表義務を果たす場を提供するものとして、後述の内部情報開示プラットフォーム(IIP, Inside Information and Transparency Platforms) が整備されつつある。

ENTSO-E や TSO による情報開示プラットフォームに加えて、市場参加者の内部情報開示プラットフォーム（IIP）も認証されつつあり、EEX、Nord Pool など欧州の主要な電力取引所が IIP として情報提供の場を提供している。

ENTSO-E Transparency Platform（TP）は欧州の電力需給に関する情報公開システムとして中心的な役割を果たしている。もっとも、単に情報が開示されているだけでは意味がなく、情報が実際に使いやすいものであることも重視している。

欧州委員会の 2017 年のレビューでは、ユーザーアンケートや専門家インタビュー等を通じて、データの完全性、正確性、即時性、ユーザフレンドリーさといった観点で TP の評価と改善点を提言している。

2023 年 1 月、欧州委員会は現在の電力市場に関する公開諮問を実施した。再生可能エネルギーのさらなる拡大と、消費者保護のために現在の電力市場改革を目的としている。また、国内の電力市場に関する EU 規制 2019/943, 域内電力市場の共通規則に関する EU 指令 2019/944, エネルギー市場の統合性及び透明性確保に関する規制 1227/2011(REMIT)の改正も視野にいれている

(2) 系統毎に公開されている情報について

A) ドイツ

(i) 情報公開に係る規制等概要

EnWG（エネルギー産業法）の第 9 章で「透明性」に関することが規定されており、なかでも §111d では公的な情報プラットフォームの確立、§111e ではエネルギー産業データを含む電子登

[692] https://transparency.entsoe.eu/（2023 年 2 月 23 日取得）

録簿（以下、マーケットマスターデータと呼ぶ）の設置が規定されている。これに基づき、連邦ネットワーク庁はエネルギー産業データの中央電子ディレク通りに関する条例（Marktstammdatenregisterverordnung - MaStRV）[693]にて、その詳細を規定している。

この MaStR 条例は 2017 年 7 月 1 日に発行公開されており、電力及びガス市場のほぼすべての個人・事業者（電源の種類や規模に関わらず）は自らとその設備を、マーケットマスターデータに登録することを義務付けられている（1MW 未満かつ、ユーザー自身の設備でのみ利用する非常用発電機等の設置義務はない）。登録義務はプラントオペレーターに加えて、バランシンググループマネージャー、計量ポイントオペレーター、グリッドオペレーター、電力供給業者、輸送顧客等などすべての事業者が対象となっている。

表 3.2-30　MaStR.へのユニット毎における登録義務

ユニットの種類	登録義務
発電・ガス発電ユニット	ユニットが直接的または間接的に電気またはガスネットワークに接続されている場合
電気とガスの貯蔵	ユニットが直接的または間接的に電気またはガスネットワークに接続されている場合
電力消費ユニット	ユニットが高電圧または超高電圧ネットワークに接続されている場合
ガス消費ユニット	装置がパイプラインに繋がっている場合に加えて、10MW 以上のガス火力発電所

出所）MaStR | Webhilfe (marktstammdatenregister.de)[694] に基づき著者作成

(ii) 系統毎の具体的な公開情報項目

上記の MaStR 条例で集約されたマーケットマスターデータは、2019 年 1 月 31 日からオンラインポータルにて公表されている。[694]　ここでは登録されている発電ユニットの仕様、設備容量、運用状況、電力消費ユニットの場所、電力ネットワークの接続ポイント、事業者、事業者の市場での役割等が公開されている。ただし、コンフィデンシャルなトランザクションデータや詳しい地理データは公開されていない。

[693] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-ueber-die-registrierung-energiewirtschaftlicher-daten-referentenentwurf.html（2023 年 2 月 23 日取得）

[694] https://www marktstammdatenregister.de/MaStR（2023 年 2 月 23 日取得）

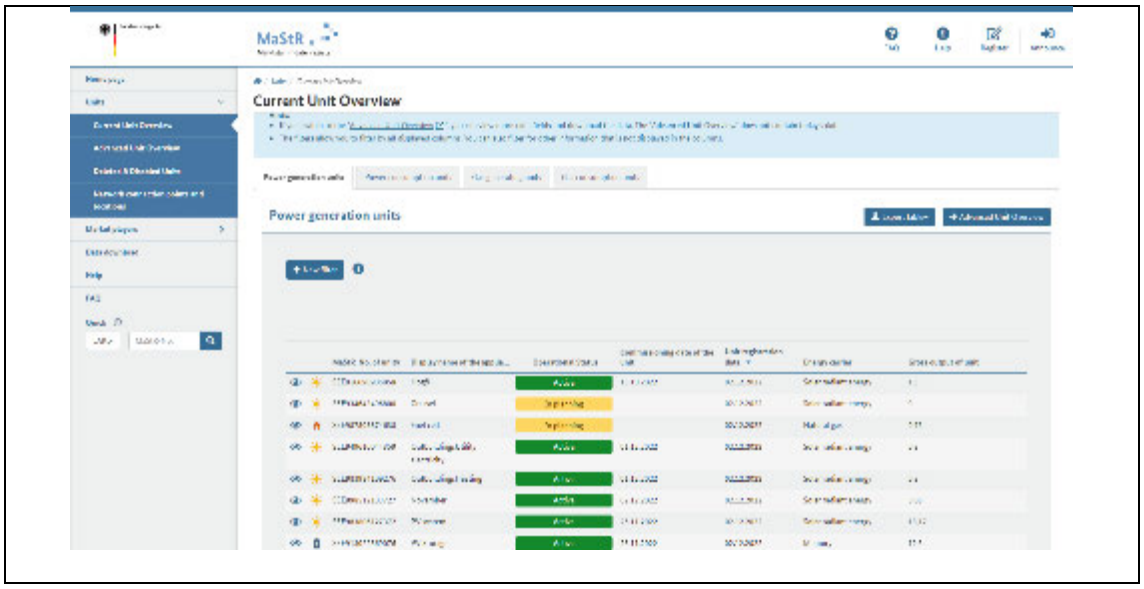


図 3.2-42　MaStR 上表示されるユニット毎の情報

出所）MaStR | Webhilfe (marktstammdatenregister.de)[694]

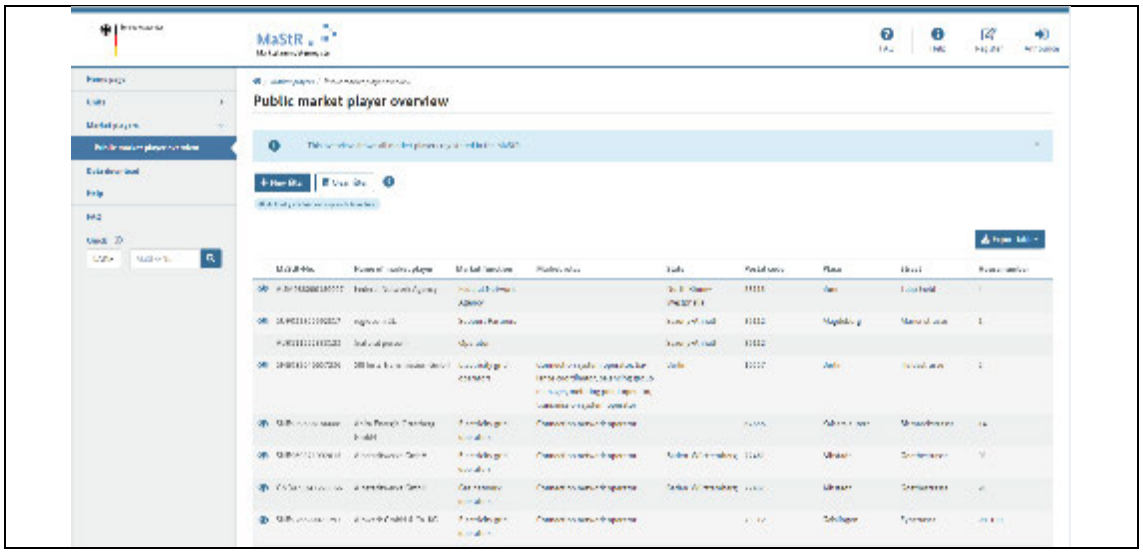


図 3.2-43　MaStR 上表示されるマーケットプレイヤーの情報

出所）MaStR | Webhilfe (marktstammdatenregister.de)[694]

また、前述した EnWG（エネルギー産業法）の第 9 章「透明性」§111d「公的な情報プラットフォームの確立」を法的根拠に、連邦ネットワーク庁によって、Smard.de[695]という WEB サイトも公開されている。こちらでは、連邦ネットワーク庁が管理・定期更新している定格容量 10MW 以上の発電設備のデータリストをダウンロードできるほか、欧州送電システム事業者（TSO）ネットワーク ENTSO-E によって集計された以下のような各種データのダウンロードやグラフィックでの表示が可能。

[695] https://www.smard.de/en/（2023 年 2 月 23 日取得）

1. 発電データ：実際の発電量（各電源別）、前日に予測された発電量（全量、太陽光風力）、発電設備容量（各電源別）
2. 消費電力データ：実際の消費電力、予想される消費電力
3. 市場データ：前日価格、予定されている売買、国境を跨ぐ取引量

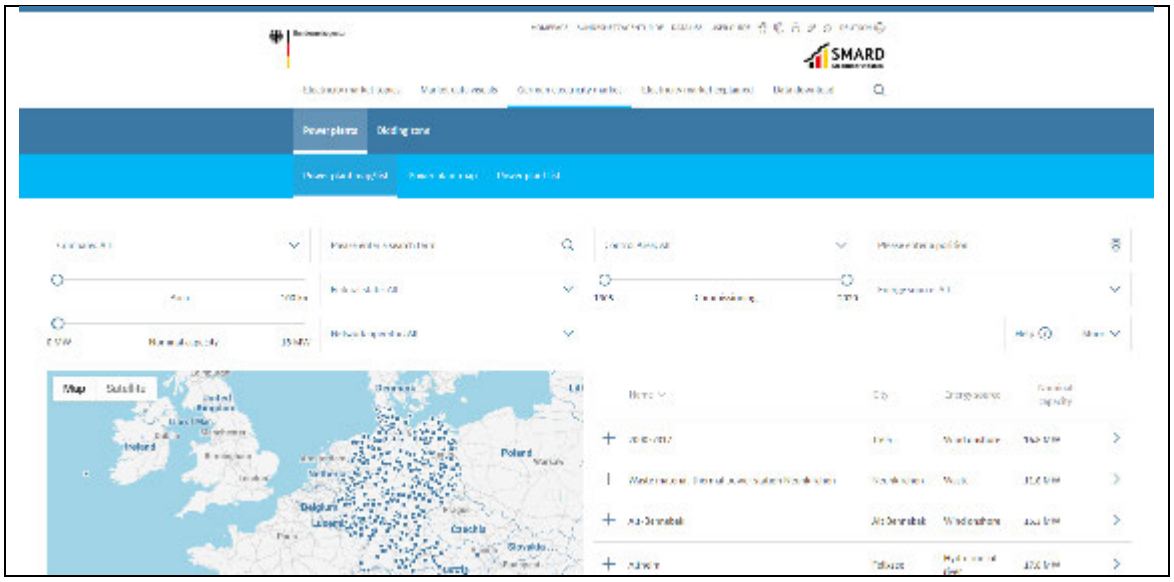


図 3.2-44　SMARD.DE に表示される発電設備のデータリスト

出所）Smard.de[696]

(iii) 出力制御の事後検証と結果の公表について

連邦ネットワーク庁の年次モニタリング報告書（Monitoringbericht）[697]において、各年の各再生可能エネルギー発電設備の出力制御量の実績が公表されている。具体的には、以下の図表に示すような形で整理されている。また、ドイツ国内の各基幹系統において、各 TSO より発令された上げ指令及び下げ指令の実績についても整理されている。ただし、出力制御予測の事前公表に対する事後検証については、確認できず、随時公表はされていない。

[696] https://www.smard.de/en/（2023 年 2 月 23 日取得）

[697] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf（2023 年 2 月 23 日取得）

表 3.2-31　各再生可能エネルギーの出力制御量（GWh）

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
風力発電	409,7	358,5	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	6.272,5	5.942,2
陸上風力					4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	5.084,8	4.145,0
洋上風力					14,3	32,0	826,0	1.356,3	1.187,6	1.797,3
太陽光発電	2,6	16,1	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	177,6	164,8
バイオマス発電	5,9	9,4	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	30,2	34,9
その他	2,4	0,8	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	2,3	4,1
合計	420,6	384,8	554,8	1.580,6	4.722,3	3.743,2	5.518,0	5.402,7	6.482,5	6.146,0

出所）連邦ネットワーク庁の年次モニタリング報告書（Monitoringbericht）[697]

図 3.2-45　各再生可能エネルギーの出力制御量（GWh）

出所）連邦ネットワーク庁の年次モニタリング報告書（Monitoringbericht）[697]

B)　アイルランド

(i)　情報公開に係る規制等概要

アイルランドでは、400kV、220kV、110kV は TSO である Eirgrid が管轄し、系統運用、送電系統の設備計画や系統接続検討を行っているが、設備の所有権は ESB Networks となっている。38kV 以下の配電系統は ESB Networks が管轄し、運用・設備計画・系統接続検討を行っている。

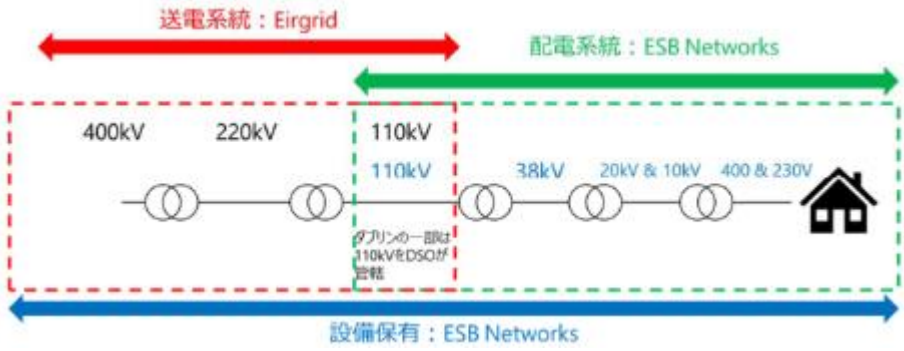


図 3.2-46　TSO 及び DSO の管轄電圧階級

出所）電力広域的運営推進機関『欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査』[698]

【発電事業者の出力制御予測に寄与する系統運用者による情報開示】

- **TSO による情報開示**

TSO では系統情報をまとめた以下図表のようなダッシュボードを開示している[699]。ダッシュボードには、系統全体における需要量、発電量（全体と風力のみ）、地域間連系線、周波数、インバランス価格/量、非同期電源比率（System Non-Synchronous Penetration; SNSP）及び CO_2 排出量が開示されている。各開示項目の詳細内容を以下図表に示す。ダッシュボードには、系統マップも添付されているが、電圧階級毎の稼働中系統設備の位置と発電所の大まかな位置が記載されているのみで、系統自体の混雑状況等を示す情報は示されていない。

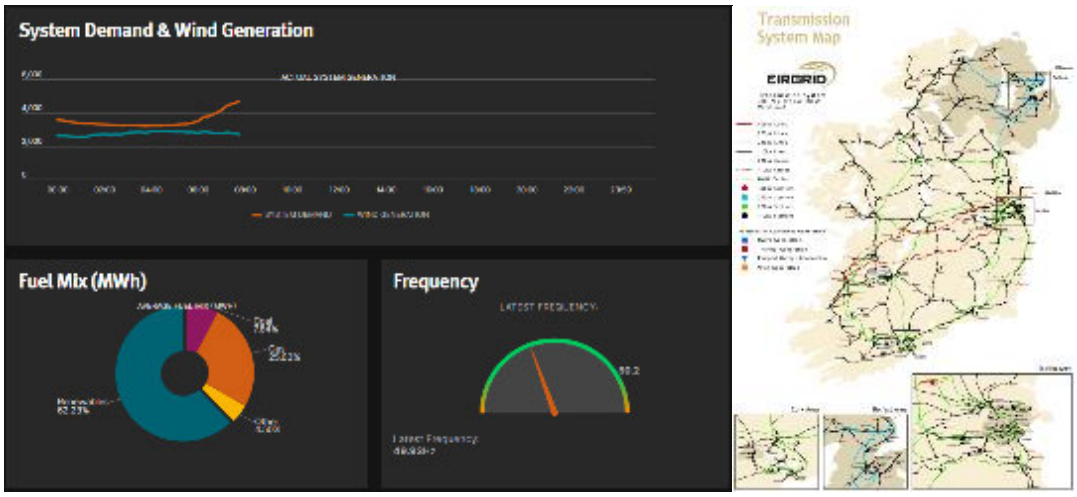


図 3.2-47　系統全体のダッシュボート及び系統マップ

出所）EirGrid smartgriddashboard より著者作成 [699]

[698] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf　（2023 年 2 月 22 日取得）

[699] https://www.smartgriddashboard.com/#all（2022 年 10 月 1 日取得）

表 3.2-32　ダッシュボード上の各開示項目の詳細内容

開示項目	詳細内容
需要量	✓ 15 分間隔の Actual 及び Forecast の系統全体の需要 ✓ 消費電力の成長率
発電量	✓ 15 分間隔の Actual の系統全体の発電 ✓ MWh 当たりの使用燃料の割合
発電量（風力）	✓ 15 分間隔の Actual 及び Forecast の系統全体の発電
地域間連系線	✓ 地域連系線の Import/Export 量（15 分間隔）
周波数	✓ 系統の周波数推移（49.9Hz～50.1Hz.）
インバランス価格/量	✓ 30 分間隔のインバランス価格推移（TSO の調整コスト）
非同期電源比率（SNSP）	✓ 非同期電源比率の推移
CO_2 排出量	✓ 15 分間隔の CO_2 強度（全 CO_2 排出量/系統全体の需要の推移 ✓ 時間当たりの CO_2 排出量

出所）EirGrid smartgriddashboard より著者作成[699]

- **DSO による情報開示**

ESB Networks は、四半期毎に DSO と接続契約を結んだ発電所を HP[700]上で開示している。具体的には、発電所の電源種、出力、供給先変電所、適用入札制度、接続状況、接続予定時期及び接続配電網の電圧階級が開示されている。

表 3.2-33　DSO と接続契約締結済みの発電所の一覧（抜粋）

Generator Reference	Project	Type	MEC (MW)	Feeding Station	Feeding 110kV Station	Offer Type	Status	Estimated Connection Date	Conn Voltage
DG1700	Dooleeg More Wind Farm	Wind	2.500		Bellacorick 110-MV	ECP-1	Contracted	Date unavailable at this time	20 kV
DG1820	Carhoo Wind Farm	Wind	0.500	SMEARLA	TRIEN	Non-Batch	Contracted	Date unavailable at this time	LV
DG1835	Dooleeg More Wind Farm Ext	Wind	1.300		Bellacorick 110-MV	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	20 kV
DG1862	Gortaheera CW2 Wind Farm	Wind	3.000	Rusheen	BOOLTIAGH T143	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	20 kV
DG1864	Ballylongford Wind Farm	Wind	25.200	N/A	Drombeg	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG1865	Crossmore Wind Farm Ext	Wind	10.200		BOOLTIAGH T141	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG1875	Clogherwaddy Wind Farm (Phase 3)	Wind	3.600		BINBANE T143	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG1214	Carrick Wind Farm (Garrymore)	Wind	4.300	MILFORD (NR)	Letterkenny	Gate 3	Contracted	Date unavailable at this time	20 kV

出所）DSO Contaracted Wind Generators Q4, 2022[700]

また、ESB Networks は、DSO と接続契約を締結した発電所の情報開示に加えて、各配電用高圧（HV）変電所で利用可能な変圧器容量を表す Available Capacity Map を開示している[701]。この Map は、発電事業者及び大規模需要家が系統接続を検討する際に、設備補強を行わずに接続できる可能性が高い HV 変電所に誘導することを目的としている。

[700] https://www.esbnetworks.ie/new-connections/generator-connections-group/generator-statistics?sfvrsn=3f30e0eb_15（2022 年 10 月 1 日取得）

[701] https://www.esbnetworks.ie/new-connections/generator-connections-group/availability-capacity-map（2022 年 10 月 1 日取得）

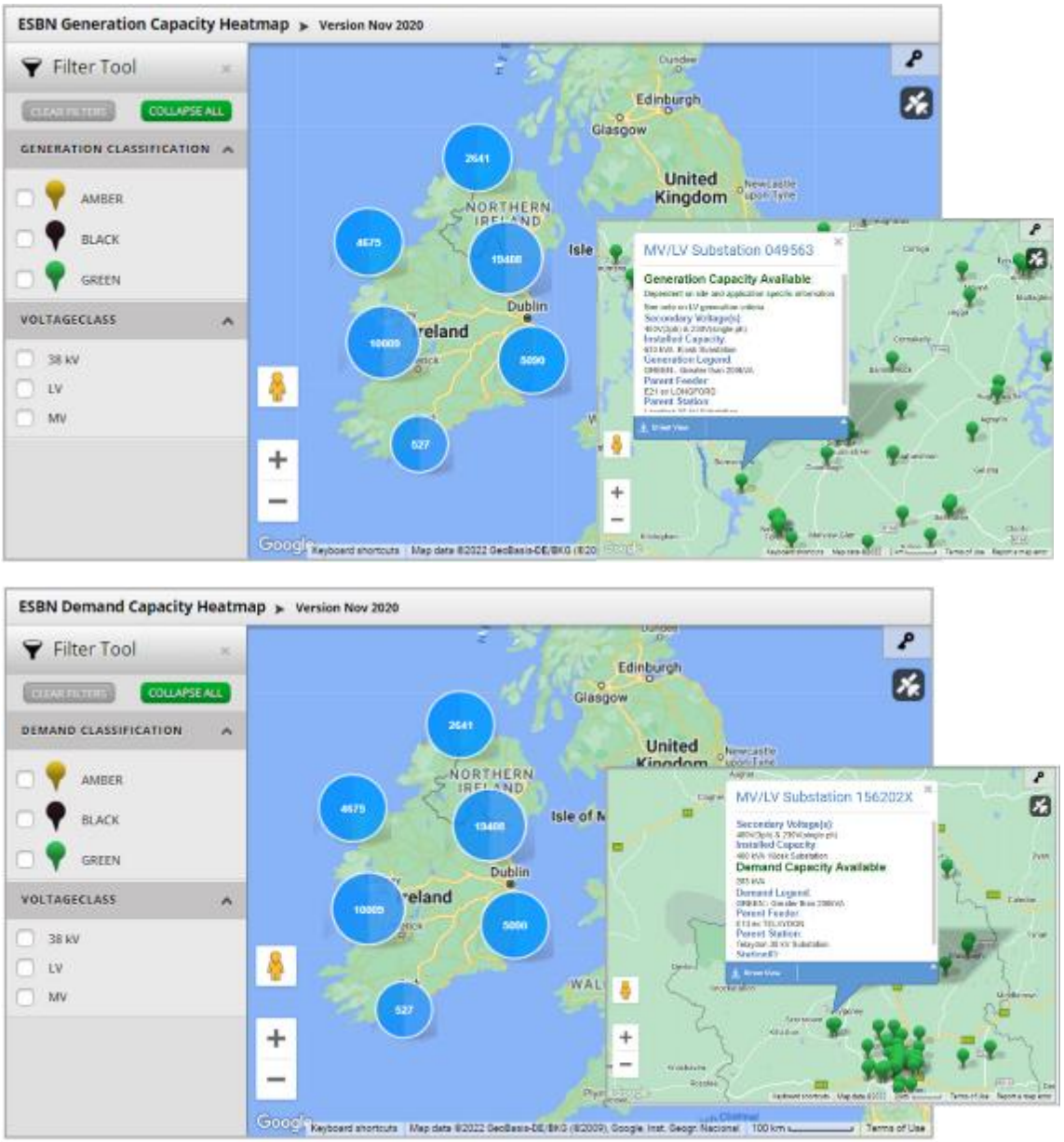


図 3.2-48　Availability Capacity Map（上：発電、下：需要）

出所）EirGrid Available Capacity Map[701]

(ii) 出力制御の見通しの公表

TSO（EirGrid）及び DSO（ESB Networks）の系統運用者が実施する接続検討は、電力規制法（1999 年法）の第 34 条に基づく、公益事業規制委員会（CRU）の指示ルールに従って実施される。早期着工が可能な発電所により系統接続機会を与えることを目的として、2018 年に発表された Enduring Connection Policy Stage 1（ECP-1）を基礎として、より大規模な再エネプロジェクトを優先的に接続することが組み込まれた ECP-2 が 2020 年以降の指示ルールとして採用されている。ECP-2 では、500kW 以上の電源については、決められた期間毎に一括で接続検討を行い、500kW 未満の電源については、順番に接続検討が行われる。本ルールでは、募集の電

源種の区別は存在せず、全電源が公平に扱われる[702]。

前述の ECP-2 では、TSO が System Study を実施し、将来の太陽光及び風力発電の出力抑制レベルについて Constraints Reports for Solar and Wind を発行して、発電事業者に知らせることが指示されている。当該レポートでは、以下図表に示すように、出力抑制全体を発電事業者の過剰供給（発電）に伴う自主的な出力制御、需給バランス制約及び系統容量制約に起因する出力制御（Curtailment 及び Constraint）に分けて、それぞれの推定レベルを分析・評価している。具体的には、複数シナリオにおける、各エリアの発電量予測及び需要予測（All-Island Generation Cpacity[703]）、連系線及び系統増強計画（Transmission Development Plan[704]や Shaping Our Electricity Future (SOEF) Roadmap[705]）、及び将来の運用制限等の予測及び将来計画を前提条件として、出力制御レベルを分析・評価している。

図 3.2-49　出力抑制全体の内訳

出所）Enduring Connection Policy 2.1 Constraints Report for Area A Solar and Wind December 2021 v1.0 [706]

主な発電シナリオは、以下の 4 つである。

【初期】接続済み再エネ発電設備と 2023 年末までの接続予定の再エネを全て含む。

【33%】初期シナリオ+初期と ECP シナリオの差額 33%を含む。

【66%】初期シナリオ+初期と ECP シナリオの差額 66%を含む。

【ECP】ECP2 までのすべての再エネ発電設備を含む。

上記に加えて、ECP シナリオに洋上風力発電も考慮した場合も分析・評価している。分析・評価結果は、図表の風力及び太陽光発電の出力制御見通し結果に示すような形で開示される。

[702] https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2017/04/CRU18058-ECP-1-decision-FINAL-27.03.2018.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[703] http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/208281-All-Island-Generation-Capacity-Statement-LR13A.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[704] http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Transmission-Development-Plan-2021-2030.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[705] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Shaping_Our_Electricity_Future_Roadmap.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[706] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ECP-2-1-Solar-and-Wind-Constraints-Report-Area-A-v1.0.pdf

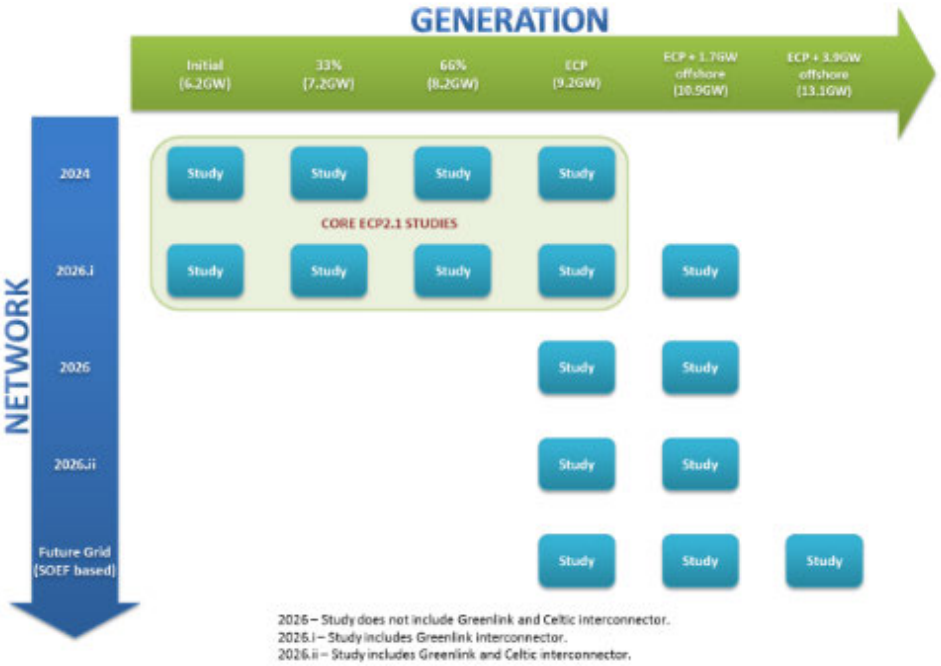


図 3.2-50　将来の出力制御予測のシナリオ

出所）Enduring Connection Policy 2.1 Constraints Report for Area A Solar and Wind December 2021 v1.0 [707]

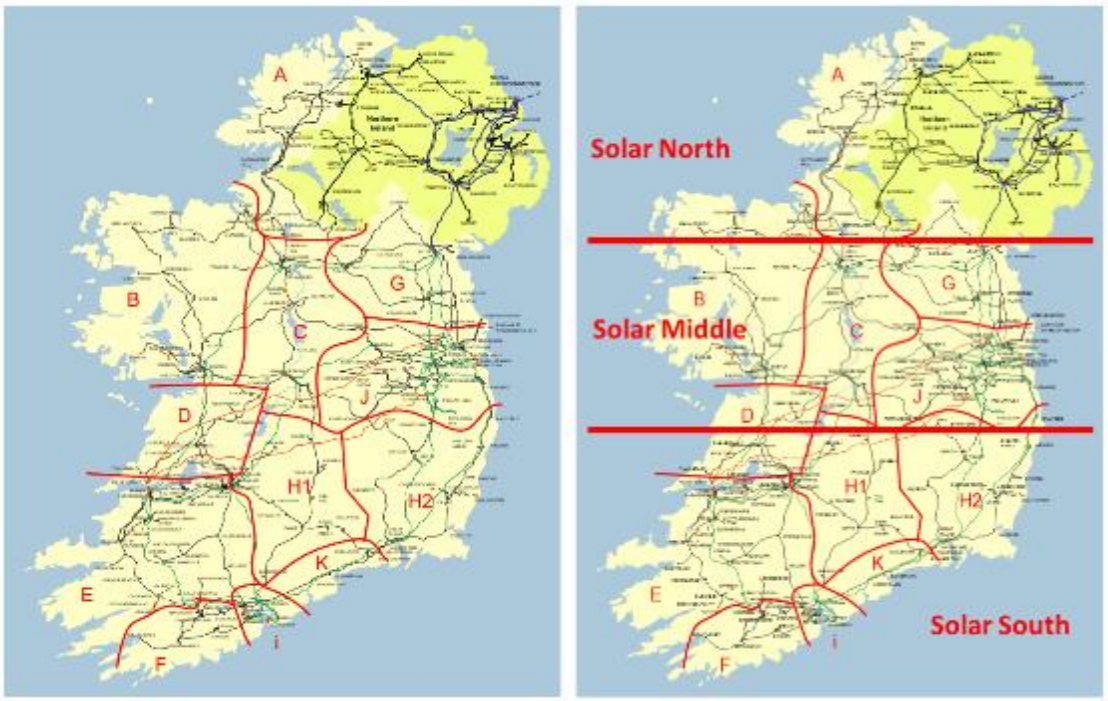


図 3.2-51　風力及び太陽光発電の出力制御見通し対象エリア

[707] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ECP-2-1-Solar-and-Wind-Constraints-Report-Area-A-v1.0.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

出所）Enduring Connection Policy 2.1 Constraints Report for Area A Solar and Wind December 2021 v1.0
[708]

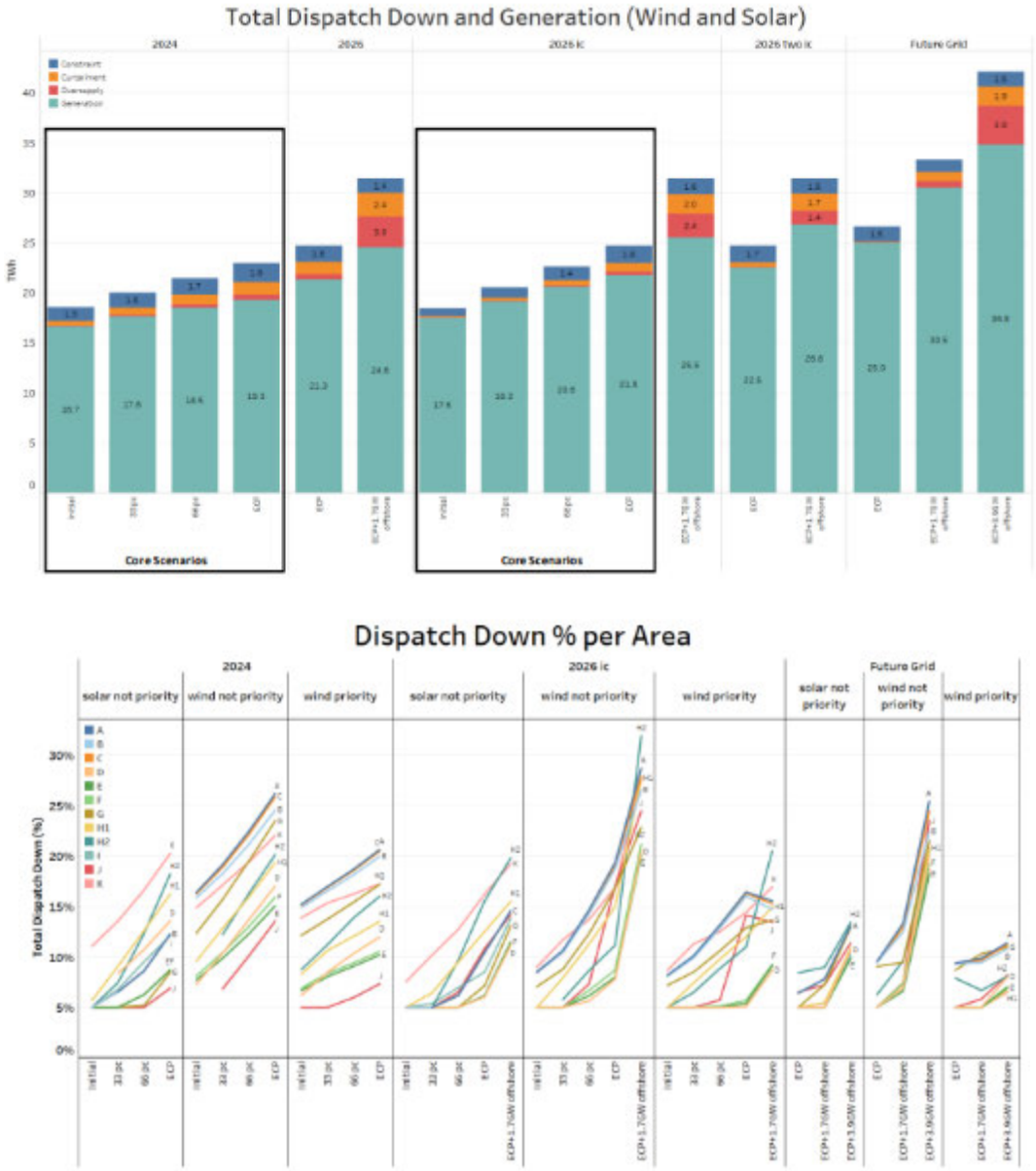


図 3.2-52 風力及び太陽光発電の出力制御見通し結果（上：全体、下：エリア毎）

出所）Enduring Connection Policy 2.1 Constraints Report for Area A Solar and Wind December 2021 v1.0
[709]

Constraints Reports for Solar and Wind には、各シナリオにおける、各エリアの出力制御レベルの分析・評価するために用いた発電所情報も記載されており、発電事業者自身が実施する出力制御シミュレーションの実施に必要な情報が整理されている。具体的には、発電所の設置エリ

[708] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ECP-2-1-Solar-and-Wind-Constraints-Report-Area-A-v1.0.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[709] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/ECP-2-1-Solar-and-Wind-Constraints-Report-Area-A-v1.0.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

ア、接続地点、電源種、名前、運用者及び接続状況等が整理されている。

前述の上記出力制御見通しに関する情報の開示に加えて、TSO からは毎年の出力抑制のレポート “Annual Renewable constraint and Curtailment Report”が公開されており、地域毎（All Island/Ireland/Northern Ireland）の風力発電の抑制率についても公開がされている[710]。

(iii) 出力制御の事後検証と結果の公表について

EirGrid 及び SONI は、Curtailment（需給制約要因）及び Constraint（系統制約要因）による再生可能エネルギーの出力制御量実績を Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report にて整理している。具体的には、以下に示す通り北アイルランド及びアイルランドについて、再生可能エネルギー発電設備（太陽光または風力発電設備）、制約要因毎に、出力制御量の実績が整理されている。

表 3.2-34　北アイルランド及びアイルランドにおける各月の再生可能エネルギーの出力抑制量

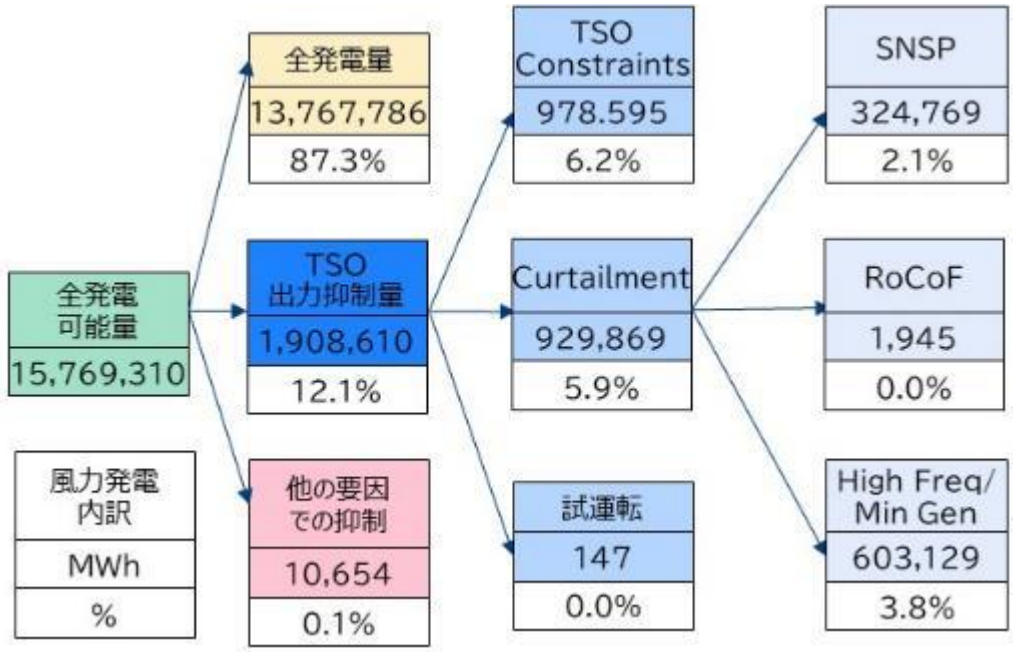
			2020															
			Jan	Feb	Mar	Qtr1	Apr	May	Jun	Qtr2	Jul	Aug	Sep	Qtr3	Oct	Nov	Dec	Qtr4	2020
Wind	AI	Dispatch Down	9.8%	13.4%	11.4%	11.7%	11.8%	13.9%	17.5%	14.6%	9.8%	11.9%	9.0%	10.2%	13.6%	13.3%	9.7%	12.2%	12.1%
		Constraints	2.2%	3.2%	5.0%	3.4%	3.7%	8.0%	9.2%	7.3%	7.2%	9.1%	7.3%	7.8%	9.8%	7.5%	5.9%	7.7%	6.2%
		Curtailments	7.6%	10.2%	6.5%	8.3%	8.1%	5.9%	8.2%	7.3%	2.7%	2.8%	1.7%	2.4%	3.8%	5.8%	3.8%	4.4%	5.9%
	IE	Dispatch Down	9.0%	12.3%	10.7%	10.9%	9.0%	12.6%	15.4%	12.7%	9.2%	11.4%	9.0%	9.8%	13.9%	13.4%	9.7%	12.3%	11.4%
		Constraints	1.9%	3.3%	4.5%	3.3%	2.5%	7.4%	7.1%	6.0%	7.0%	8.7%	7.5%	7.7%	10.9%	8.1%	6.1%	8.3%	6.1%
		Curtailments	7.1%	9.0%	6.2%	7.6%	6.5%	5.2%	8.4%	6.7%	2.3%	2.7%	1.5%	2.1%	3.0%	5.3%	3.6%	3.9%	5.3%
	NI	Dispatch Down	12.3%	17.4%	14.5%	14.9%	21.8%	19.8%	26.2%	22.7%	12.4%	14.4%	9.0%	11.6%	12.4%	12.8%	9.8%	11.6%	14.8%
		Constraints	3.2%	2.8%	7.0%	4.1%	7.9%	10.8%	18.5%	12.6%	8.0%	10.9%	6.6%	8.2%	4.9%	4.9%	5.3%	5.0%	6.6%
		Curtailments	9.1%	14.6%	7.5%	10.8%	13.9%	9.0%	7.7%	10.1%	4.4%	3.6%	2.4%	3.4%	7.5%	8.0%	4.5%	6.6%	8.2%
Solar	NI	Dispatch Down	1.5%	13.8%	8.0%	8.8%	9.9%	6.7%	7.8%	8.1%	3.6%	0.6%	5.5%	3.2%	5.3%	3.0%	1.5%	4.1%	6.3%
		Constraints	0.3%	4.8%	3.4%	3.4%	6.4%	4.8%	6.6%	5.9%	3.2%	0.6%	5.4%	3.0%	3.7%	0.5%	0.6%	2.4%	4.3%
		Curtailments	1.2%	9.0%	4.6%	5.4%	3.5%	1.9%	1.2%	2.2%	0.4%	0.1%	0.1%	0.2%	1.5%	2.5%	0.9%	1.7%	2.0%

出所）Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2020[711]

また、Total Available Energy（発電可能量）を 100%として、実発電量や各制約要因の出力制御量等の占める割合を検証。

[710] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[711] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）



【SNSP（ System Non-Synchronous Penetration ）limit】：総需要と直流連系線に対する非同期発電機の発電割合の制限
【ROCOF（Rate of Change of Frequency）/ Inertia】：発電機事故時の周波数変化率の低減または系統の慣性を確保するため
【High Freq/Min Gen】：負荷脱落時の周波数上昇の軽減または予備力の要件を満たすため

図 3.2-53 アイルランドの風力発電の出力抑制量とその分類

出所）Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2020[712]

ただし、Weekly Update にて事前公表される出力制御量予測に対する事後検証の実施は、確認することができず、随時公表はされていない。出力制御量自体の予測に対する事後検証は実施されていない一方で、小売事業者によって TSO に支払われる Imperfection Cost（SEMO 作成の発電計画と TSO による実際の給電指令による出力の乖離分）の予測に対する事後検証は 4 半期毎に EirGrid 及び SONI にて実施している[713]。具体的には、Imperfection Cost に影響する蓄電池容量、システムの電力需要、発電量及び送電量等の前提条件について、事後検証を実施している。

[712] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2020.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

[713] https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Quarterly-Imperfections-Cost-Report-Q4-Jul-Sep-FY2021.pdf（2022 年 10 月 1 日取得）

表 3.2-35　Imperfection Cost の事後検証

Key Factors Affecting Imperfections Costs	Forecast Assumptions for TY2021 [11]	Actual TY2021	Impact [12]
T&S Code and System Changes	Data as per forecast submission	Changes present in Release F (04/11/20) may decrease imperfections costs.	↓
Reserve Policy and TCGs [7]	TCG data as forecast per submission	The increase of must run TCGs for system security reasons, from 1 unit to 4 units (19/04/21) and 4 units to 8 (13/09/21) has increased imperfections costs.	↑
Reserve Provision	Data as per forecast submission	Inclusion of 60 MW (NI) and 23 MW (IE) battery reserve has resulted in a reduction of minimum regulating POR. This has lowered imperfection costs.	↓
System Demand	Data as per forecast submission	Actual system demand was higher than forecast. This would typically decrease imperfections costs.	↓
Forced Generation Outages	Data as per forecast submission	The average forced outage rate for the quarter was 27.07% [8]: forecast assumed 12.79% forced outage rate. This difference had minimal impact on imperfections costs because this has reduced the incidence of generators being dispatched away from their PNs.	→
Scheduled Generation Outages	Data as per forecast submission	The scheduled generation outages were less than forecast and this has decreased imperfection costs.	↓
Forced Transmission Outages	No outages forecast	The unplanned outages increased imperfections costs.	↑
Scheduled Transmission Outages	Data as per forecast submission	The scheduled transmission outages were significantly less than forecast and decreased imperfection costs.	↓
Commercial Offer data - Fuel Costs & Carbon [9]	Data as per forecast submission	Wholesale fuel prices for the quarter were as follows; Carbon: 191% higher than forecast, Coal: 134% higher than forecast, Gasoil: 59% higher than forecast, Gas: 309% higher than forecast, Oil: 48% higher than forecast. This difference increased imperfections costs for the period.	↑
Wind Variability	Data as per forecast submission	Installed all-island capacity at end of period: 5,576.1 MW [10], which is slightly above forecast.The average wind capacity factor for the quarter was 13%, which is slightly below forecast. These had minimal impact on imperfection costs.	→

出所）Quarterly Imperfections Cost Report **エラー! ブックマークが定義されていません。**

C)　イギリス

(i)　情報公開に係る規制等概要

イギリスの電圧階級について、送電系統の 400kV 及び 275kV は TSO である National Grid ESO が管轄し、132kV 以下の配電系統は 6 グループある DNO の管轄となっている[714]。

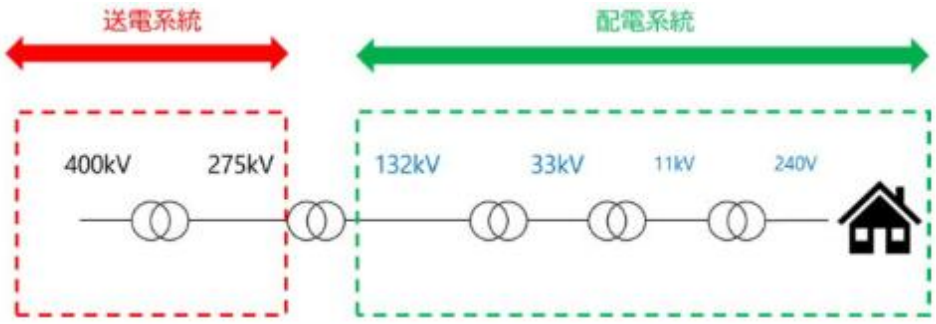


図 3.2-54 イギリスの電圧階級

出所）電力広域的運営推進機関『欧米における送電線利用ルール及びその運用実態に関する調査』[715]

[714]Western Power Distribution's Distribution System Operability Framework Issue 2 – June 2018（2023 年 2 月 22 日取得）

[715] https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf　（2023 年 2 月 22 日取得）

National Grid ESO 及び各 DNO は、RIIO2 の取組みの一環として各社で事業計画を定めており、情報公開はそれら事業計画に盛り込まれている。例えば、National Grid ESO は、事業計画の 1 項目として「情報を公開することによる透明性の確保」を挙げており[716]、2021 年から 2026 年までの 5 年間で情報開示に係る費用として 100 万ポンドの支出を見込んでいる[717]。

【TSO による送電系統 400kV 及び 275kV に関する情報公開】

National Grid ESO が公開している情報は 37 種類あり、予測と結果レポートが年単位、月単位、1 日単位で公表されており、内訳は、①金額と容量に関するものが 5 種類、②需給調整市場に関するもの 9 種類、③電力需要に関するもの 4 種類、発電量に関するもの 7 種類、④インセンティブに関するもの 1 種類、⑤系統管理運営全体に関するもの 11 種類となっている（下図参照）。

図 3.2-55　National Grid が公表している情報の全体像

出所）National Grid ウェブサイト[718]

【出力制御量の見通しに関連する情報】

National Grid ESO では出力抑制の見込みと実績及び系統の混雑状況について、ウェブサイト上で公表している。

2021 年 2 月以前は、下の図に示す通り、1 日単位で出力量制御の発生個所と損失額が記載された地図、及び系統の何処で出力制御が必要な状況が発生したのかが分かる電気図面が公開されていた。

[716] “13. We will be transparent about our　performance”: https://www nationalgrid.com/electricity-transmission/document/131776/download（2023 年 2 月 22 日取得）

[717] https://www nationalgrid.com/electricity-transmission/document/131771/download（2023 年 2 月 22 日取得）

[718]https://www nationalgrideso.com/document/144006/download（2023 年 2 月 22 日取得）

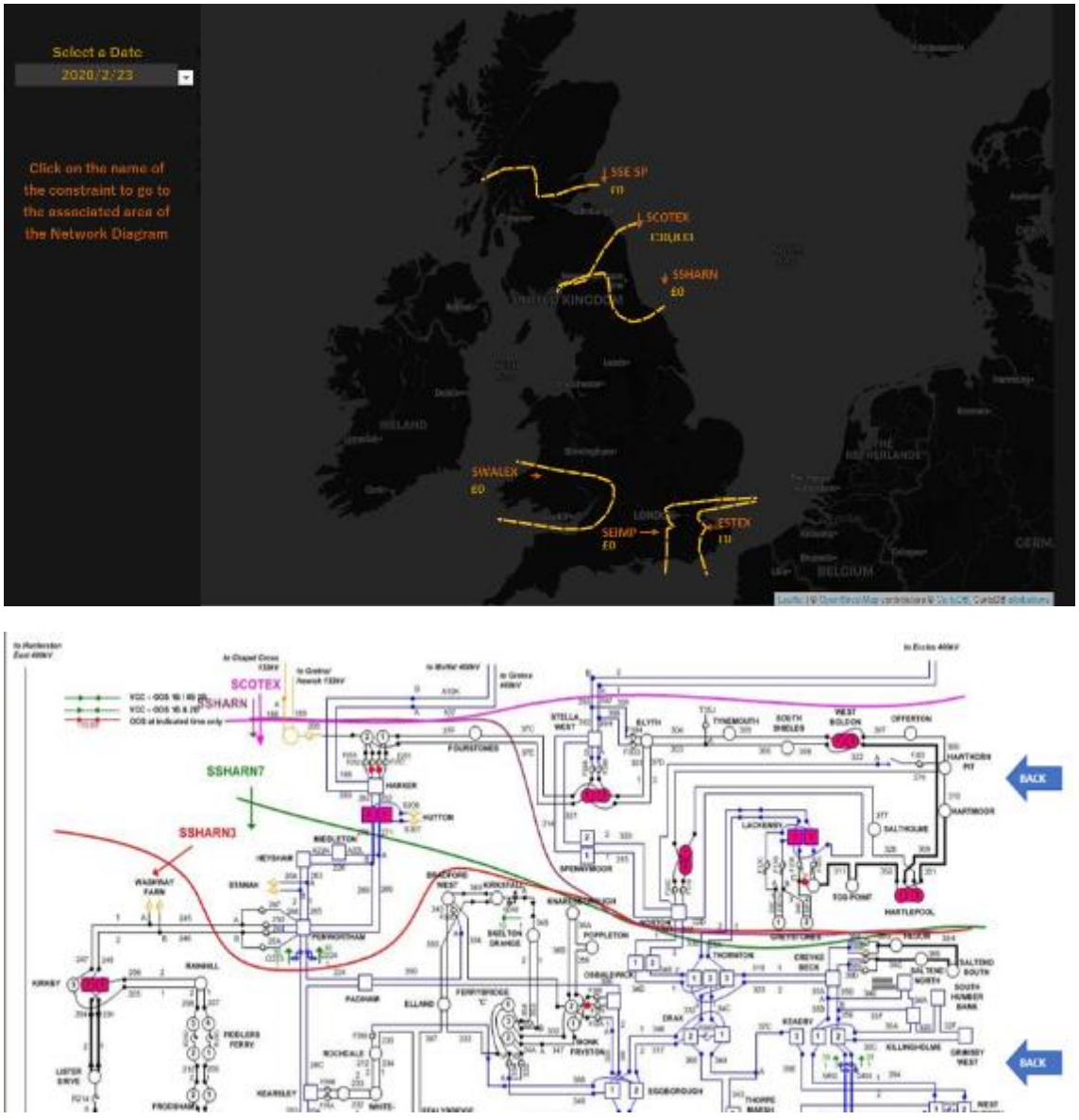


図 3.2-56 National Grid ESO のウェブサイト上で公表されていた出力制御に関する情報

出所）National Grid ウェブサイト[719]

また、2021 年 3 月には、向こう 1 年分（2021 年 4 月から 2022 年 3 月分）の送電系統の主要なエリア境界におけるの MW 制約量についての予測を公表している[720]。それ以降、2022 年分の予測は公開されていないが、2022 年 3 月以降は、毎週開催されている「オペレーショナル・トランスペアレンシー・フォーラム」[721]にて、出力制御実績及び出力制御見込み、系統の混雑状況

[719] https://www nationalgrideso.com/industry-information/industry-data-and-reports/system-constraints（2023 年 2 月 22 日取得）

[720] https://data.nationalgrideso.com/constraint-management/year-ahead-constraint-limits/r/year_ahead_constraint_limits（2023 年 2 月 22 日取得）

[721] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）

が、その他の情報提供や主に事業者からの質疑応答と併せて公開されている。

例えば、2023 年 1 月 11 日に実施されたフォーラムの説明資料では、1 月 4 日から 10 日までの太陽光と風力発電の制御量が下図の通り示されている。黒の線で示された需要に対し、水色（風力）と黄色（太陽光）の部分が制御された再エネ発電所からの出力量である。

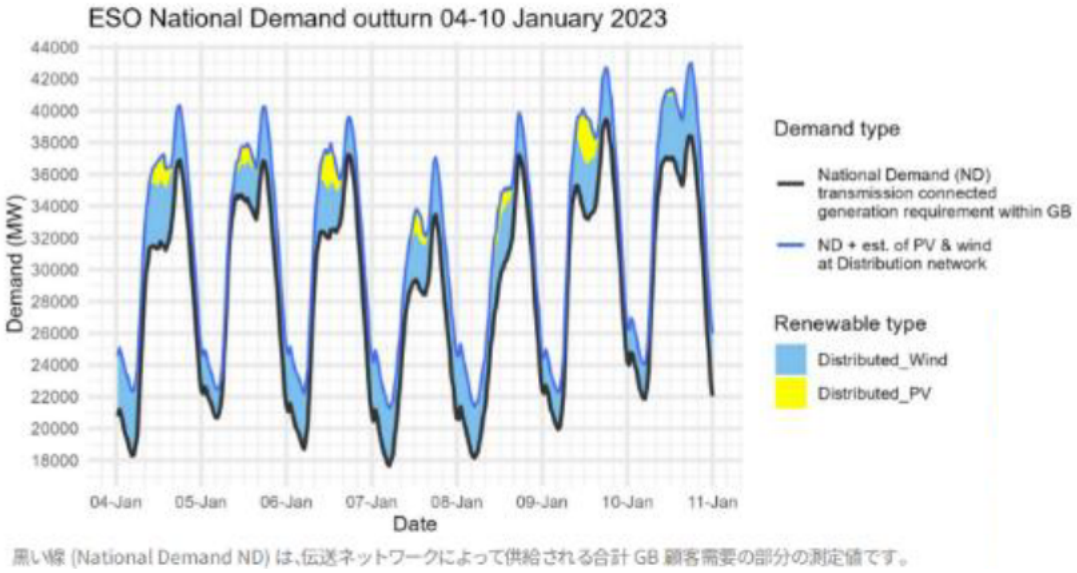


図 3.2-57　National Grid ESO が公表している風力・太陽光発電からの出力の制御実績

出所）National Grid ウェブサイト[722]

1 日当たりの数値は下表の通り公開されており、オレンジ色の部分が 1 週間前に出された需要と制御量の予測で、水色の部分が実際の需要と制御量である。制御量については風力発電からの出力についてのみ記載がある。

[722] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）

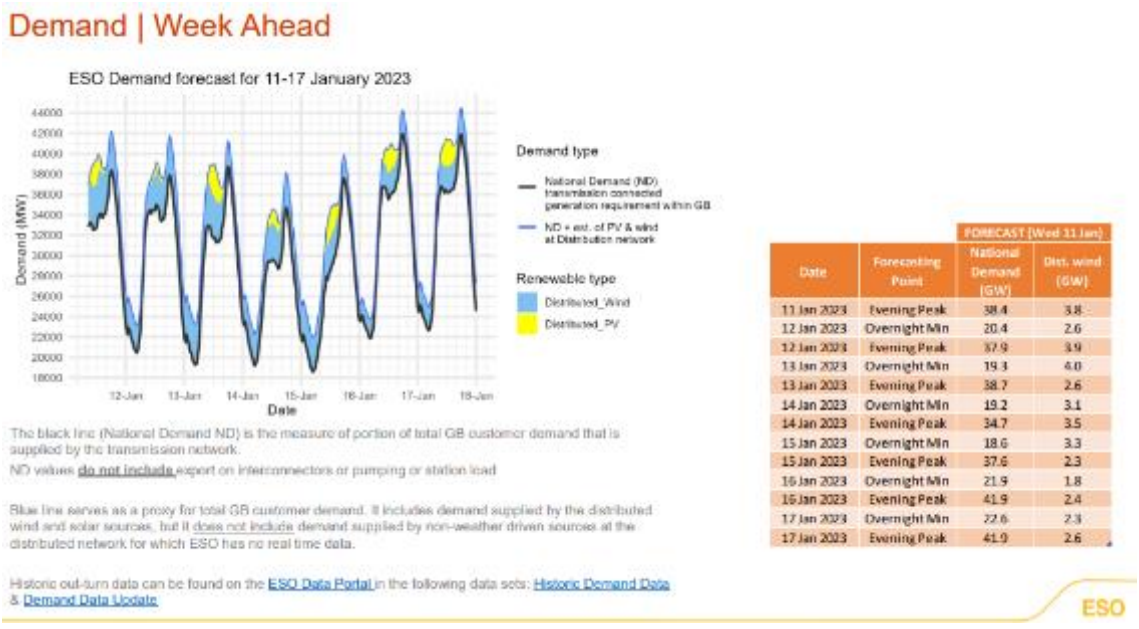
表 3.2-36　National Grid ESO が公表している電力需要と出力制御量（予測と実績）

		FORECAST (Wed 04 Jan)		OUTTURN			
Date	Forecasting Point	National Demand (GW)	Dist. wind (GW)	National Demand (GW)	Triad Avoidance est. (GW)	N. Demand adjusted for TA (GW)	Dist. wind (GW)
04 Jan	Evening Peak	37.5	3.3	36.9	0.0	36.9	3.4
05 Jan	Overnight Min	20.5	1.8	20.7	n/a	n/a	1.8
05 Jan	Evening Peak	37.7	2.9	36.8	0.0	36.8	3.4
06 Jan	Overnight Min	17.9	3.6	18.7	n/a	n/a	3.5
06 Jan	Evening Peak	37.1	2.7	37.2	0.0	37.2	2.4
07 Jan	Overnight Min	16.6	3.6	17.7	n/a	n/a	3.6
07 Jan	Evening Peak	32.9	3.5	33.4	0.0	33.4	3.6
08 Jan	Overnight Min	16.6	3.6	18.2	n/a	n/a	3.2
08 Jan	Evening Peak	34.9	3.1	37.2	0.0	37.2	2.7
09 Jan	Overnight Min	18.9	2.7	19.9	n/a	n/a	2.3
09 Jan	Evening Peak	39.6	2.7	39.5	0.9	40.4	3.3
10 Jan	Overnight Min	20.7	2.5	21.9	n/a	n/a	2.2
10 Jan	Evening Peak	39.9	2.4	38.4	0.0	38.4	4.5

出所）National Grid ウェブサイト[723]

出力制御量は概ね予測の通りとなっているが、1 月 10 日夕方のピーク時などは、2.4GW の予測に対し実際には 4.5GW の制御が発生している。

さらに、セミナー実施時の次の週にあたる 1 月 11 日から 17 日の予測値についても下図の通り公表されている。



Date	Forecasting Point	FORECAST (Wed 11 Jan) National Demand (GW)	Dist. wind (GW)
11 Jan 2023	Evening Peak	38.4	3.8
12 Jan 2023	Overnight Min	20.4	2.6
12 Jan 2023	Evening Peak	37.9	3.9
13 Jan 2023	Overnight Min	19.3	4.0
13 Jan 2023	Evening Peak	38.7	2.6
14 Jan 2023	Overnight Min	19.2	3.1
14 Jan 2023	Evening Peak	34.7	3.5
15 Jan 2023	Overnight Min	18.6	3.3
15 Jan 2023	Evening Peak	37.6	2.3
16 Jan 2023	Overnight Min	21.9	1.8
16 Jan 2023	Evening Peak	41.9	2.4
17 Jan 2023	Overnight Min	22.6	2.3
17 Jan 2023	Evening Peak	41.9	2.6

図 3.2-58　National Grid が公表している出力制御予測

出所）National Grid ウェブサイト[724]

[723] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum

[724] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）

さらに、出力制御にかかったコストについても説明があり、系統混雑に起因する制御のための入札等にかかった費用が最も大きい。

図 3.2-59　National Grid が公表している出力制御のコスト

出所）National Grid ウェブサイト[725]

これらに以外にも、需給バランスを推測するのに役立つと思われる情報が公開されており、National Grid ESO の WEB ページ上にて、直近 60 分間の需要量データがリアルタイムで公開[726]されている。

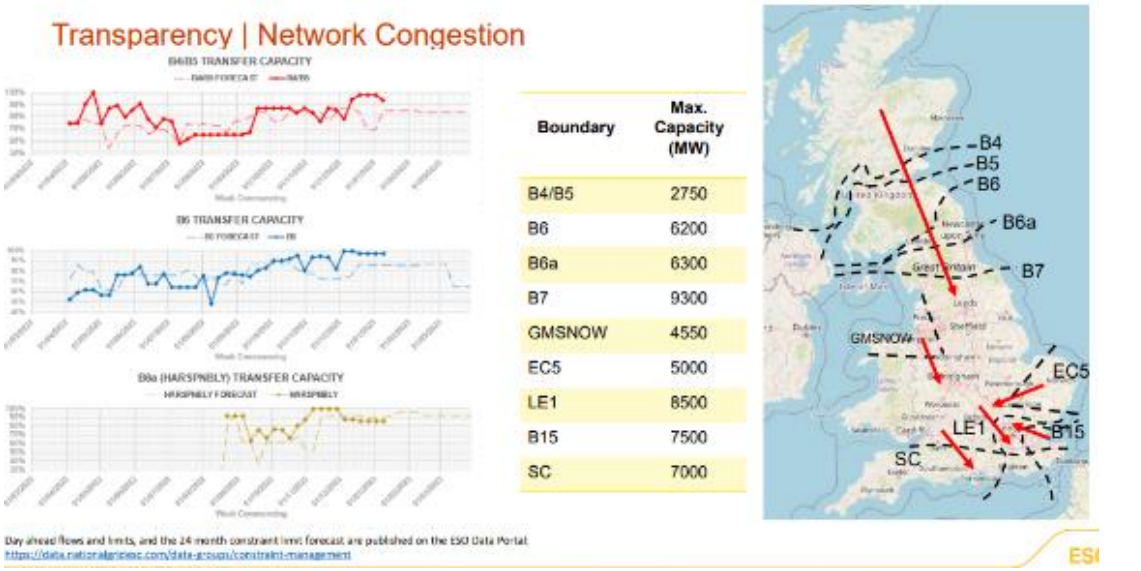
【基幹系統のフロー量見込みついての情報】

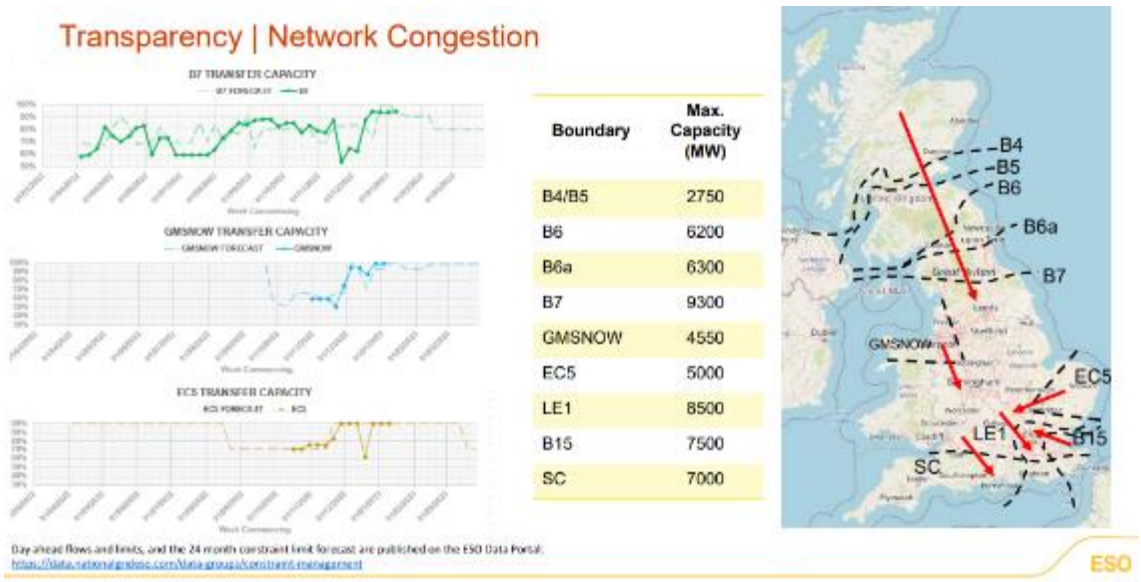
National Grid ESO は、毎週開催されている「オペレーショナル・トランスペアレンシー・フォーラム」[727] にて、系統混雑の発生状況を説明している。

[725] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）

[726] https://www nationalgrideso.com/industry-information/industry-data-and-reports/data-finder-and-explorer（2023 年 2 月 22 日取得）

[727] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）





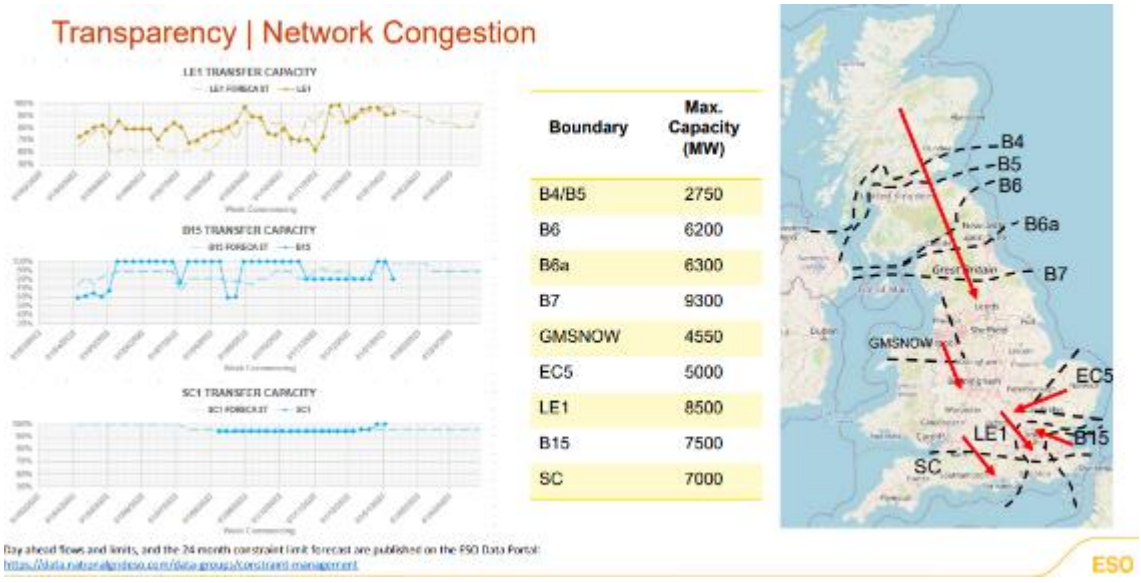


図 3.2-60　National Grid ESO が公表している基幹系統の混雑状況

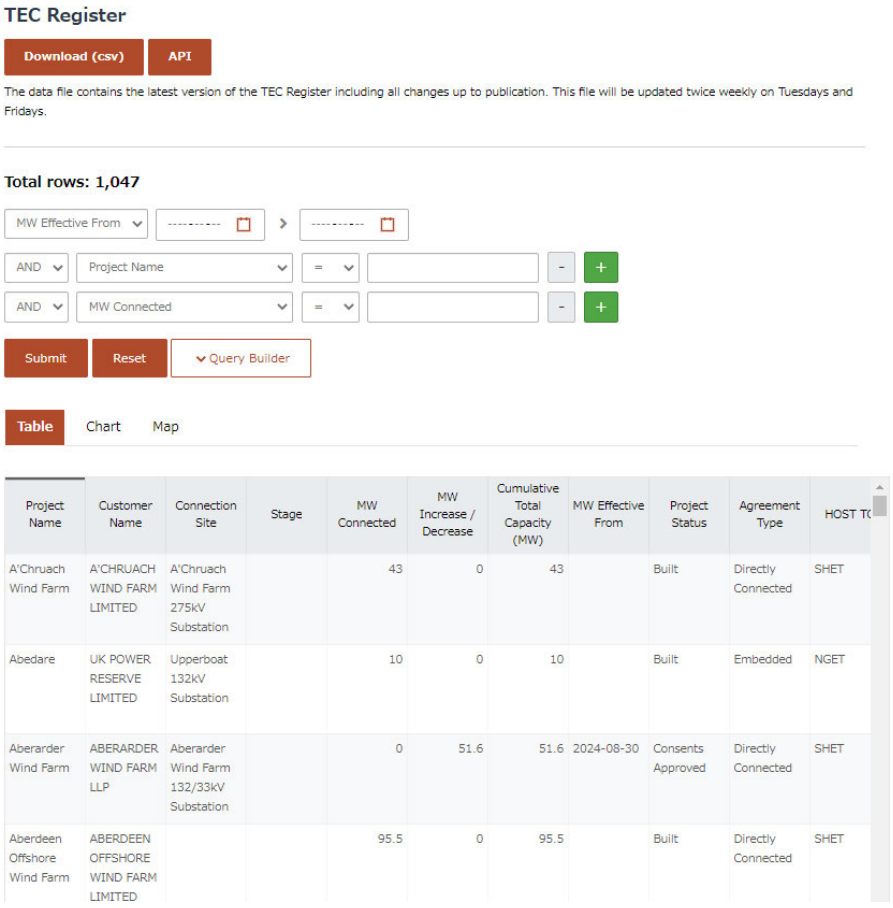
出所）National Grid ウェブサイト[728]

左側の表中に破線で表現されているのが予測、実線が実績であるが、この期間のデータを見る限りでは、予測通りの推移とは言い難い。ここで使用されている予測値は、National Grid ESO のデータポータル[729]から 24 か月分を確認することができる。

【将来接続予定の電源について】

個別の接続予定電源についての情報は、送電設備容量（TEC）契約を締結しているプロジェクトの一覧が公開されている。この一覧には、既存及び将来接続予定のプロジェクトが掲載されており、全国送電システム（NETS）に直接接続する又はその一部を利用するものが集約されている（下の画面イメージを参照）[730]。

ここでは、2031 年頃までの契約済みの新規接続予定電源について、その施設の種類、容量、系統接続位置及び事業進捗等を確認することができる。



Project Name	Customer Name	Connection Site	Stage	MW Connected	MW Increase / Decrease	Cumulative Total Capacity (MW)	MW Effective From	Project Status	Agreement Type	HOST TO
A'Chruach Wind Farm	A'CHRUACH WIND FARM LIMITED	A'Chruach Wind Farm 275kV Substation		43	0	43		Built	Directly Connected	SHET
Abedare	UK POWER RESERVE LIMITED	Upperboat 132kV Substation		10	0	10		Built	Embedded	NGET
Aberarder Wind Farm	ABERARDER WIND FARM LLP	Aberarder Wind Farm 132/33kV Substation		0	51.6	51.6	2024-08-30	Consents Approved	Directly Connected	SHET
Aberdeen Offshore Wind Farm	ABERDEEN OFFSHORE WIND FARM LIMITED			95.5	0	95.5		Built	Directly Connected	SHET

図 3.2-61　送電設備容量（TEC）契約を締結しているプロジェクト一覧

[728] https://www nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum（2023 年 2 月 22 日取得）

[729] https://data.nationalgrideso.com/data-groups（2023 年 2 月 22 日取得）

[730] https://data.nationalgrideso.com/connection-registers/transmission-entry-capacity-tec-register/r/tec_register（2023 年 2 月 22 日取得）

出所）National Grid ウェブサイト[731]

【各発電所の発電量について】

既存の個々の発電所の発電量等に関する情報は、バランシング・メカニズム（BM）に参加している発電所のみ BM Reports[732]から照会することができる。発電所の名称や所在地が記載されていないため、発電所の BM コードやユニットを把握しておく必要があるが、それらがわかれば特定の発電所の 1 時間毎の発電量（MW）を確認することができる。

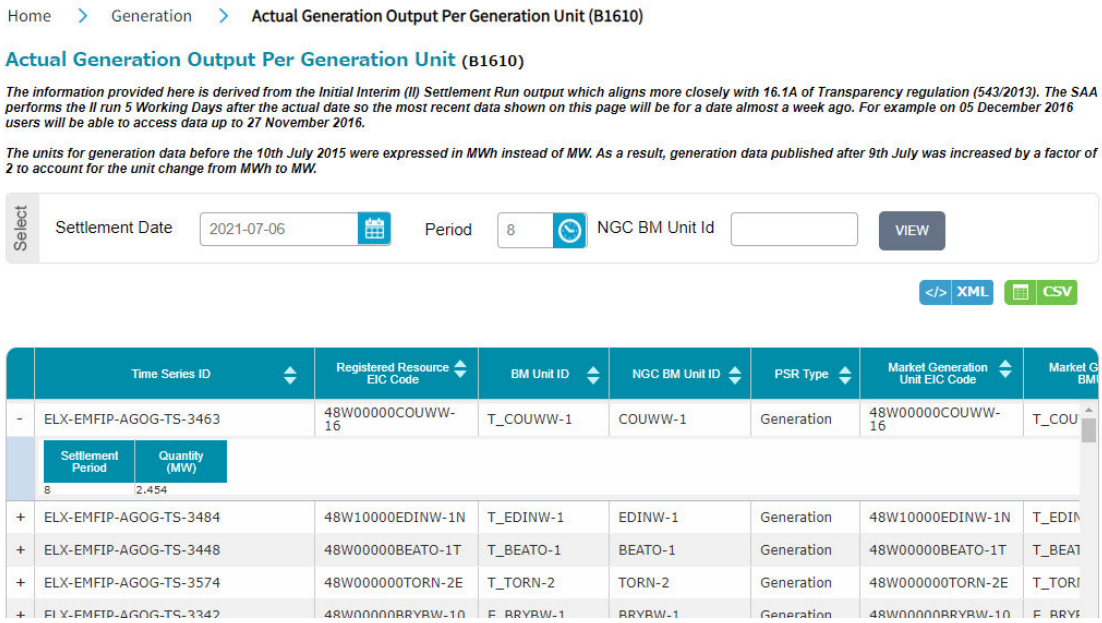


図 3.2-62　BM Reports：Actual Generation Output Per Generation Unit

出所）BM Reports[733]

(ii) DNO レベルで公開される配電系統にかかる情報

RIIO2 の事業計画に基づいて DNO では、地域別の各種技術（発電設備・需要設備）の地域別の見通し Distribution Future Energy Scenario (DFES)を作成し、インタラクティブマップを公表している。DFES は、発電事業者や自治体、業界団体等とのコンサルテーションを通して、各種再エネ等の電源や需要設備（エアコン、EV 等）の動向を系統エリア毎、自治体毎に通りまとめたもので、2050 年までの電力需給状況等の見通しが言及されている。

National Grid Electricity Transmission の例を挙げると、2021 年に "Connecting the Hinkley Point C Nuclear Power Station to the National Grid" というプロジェクトに関する法定協議の一環として、インタラクティブマップを作成することを決定し、それに基づいて配電網の増強プ

[731] https://data.nationalgrideso.com/connection-registers/transmission-entry-capacity-tec-register/r/tec_register（2023 年 2 月 22 日取得）

[732] https://www.bmreports.com/bmrs/?q=generation/（2023 年 2 月 22 日取得）

[733] https://www.bmreports.com/bmrs/?q=generation/（2023 年 2 月 22 日取得）

ロジェクトに関する情報を WEB 上で公表している[734]。

具体的には、下図表の通りで、今後増強予定とされている各プロジェクトについて下表に示す情報が確認でき、マップでは衛星写真が表示され、地図上で増強予定の変電所等が確認できる。

表 3.2-37　National Grid Electricity Transmission がインタラクティブマップ上で公表しているプロジェクト情報一覧

プロジェクト要素	説明
Existing overhead line	プロジェクトの影響を受けない既存の架線
Indicative construction compounds	プロジェクトの建設段階で設置された仮設コンパウンド
Indicative construction compounds	新しい変電所の計画地
Indicative temporary towers or overhead lines	ネットワーク維持のための一時的な架線（及び一時的なパイロン）の転用予定
Gantries	電気設備を支える架け橋状の構造物
Modified towers or overhead lines	変更が必要なエリアに現在ある既存の架線と鉄塔
Reconductored overhead lines	既存の架空送電線の古い導体（ワイヤ）、絶縁体、アース線などの交換予定
Dismantled overhead line	解体が必要な既存の架線
Indicative cable sealing end compounds	架空送電線と地中ケーブルの間の移行点として使用される各設備
Proposed towers or overhead lines	プロジェクトのために提案された新しい架線または鉄塔（新しいパイロンは、架線のセクションに沿って緑色のアイコンで表示）。
Proposed underground cables	各場所のケーブル シーリング エンド コンパウンドを一緒にリンクするために必要な地下ケーブル
Photomontages	主要な周囲の視点からプロジェクトのために準備されたビジュアライゼーション

出所）National Grid Electricity Transmission[735]

[734] https://www nationalgrid.com/electricity-transmission/interactive-map-0（2023 年 2 月 22 日取得）

[735] https://www nationalgrid.com/electricity-transmission/interactive-map-0（2023 年 2 月 22 日取得）

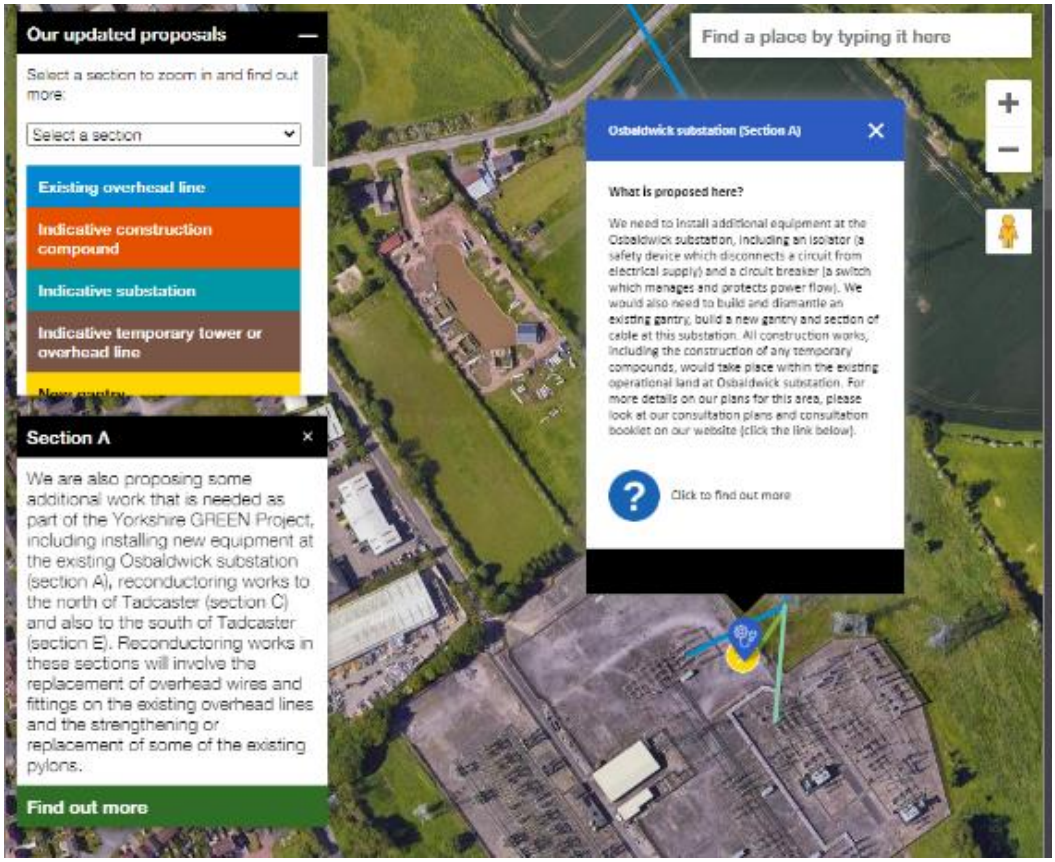


図 3.2-63　National Grid Electricity Transmission のインタラクティブマップの実際の表示

出所）National Grid Electricity Transmission[736]

【出力制御量の見通しに関する情報】

National Grid Electricity Transmission が公開している各種マップにおいて、出力制御量の見通しは公表されていない。しかし、各種オープンマップ上で、配線系統毎の使用状況とエリア毎の電力需要と供給及び再エネ設備からの出力量を確認することができるため、これらの情報から、需給バランスの大まかな将来見通しを推測することが可能である。

また、同社にヒアリングした結果、現在、出力制御量の見通しについての公表の準備を進めており、将来的に公開される予定であるとの回答を得た。

[736] https://www nationalgrid.com/electricity-transmission/interactive-map-0（2023 年 2 月 22 日取得）

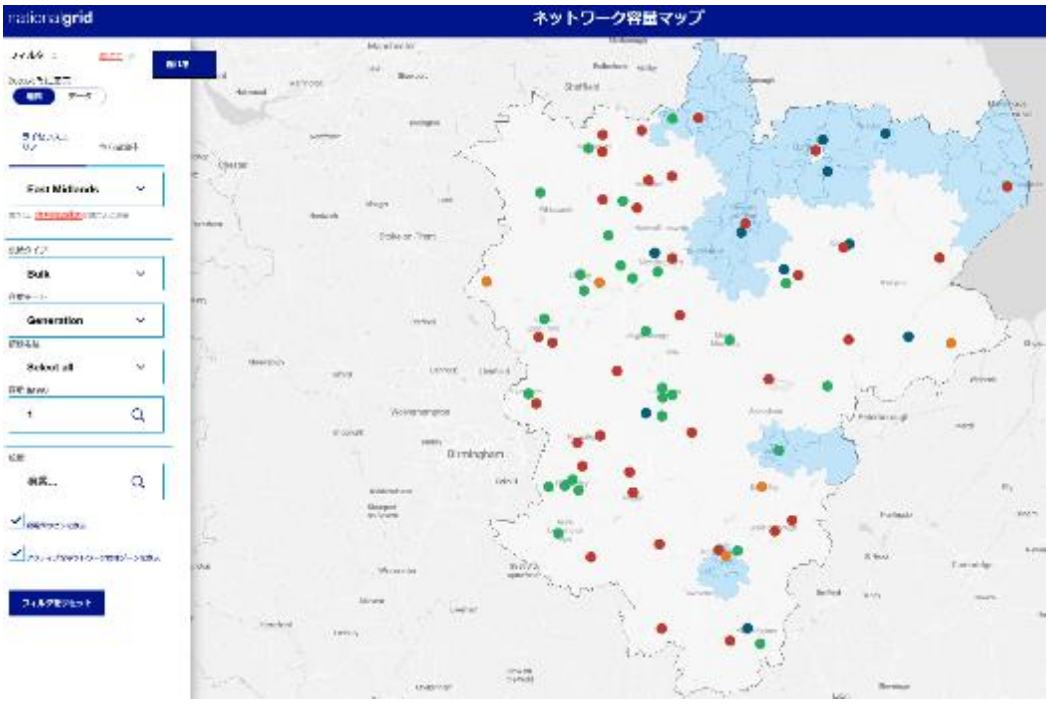


図 3.2-64　National Grid Electricity Transmission の配線系統毎の使用状況マップ

出所）Network Capacity Map[737]

Name	Type	Demand Headroom	Reverse Power Headroom	Latitude	Longitude
Annesley (Kirkby) 11kv S Stn	Primary	8.10	11.22	53.0888	-1.2449
Hucknall 33 11kv S Stn	Primary	18.29	21.51	53.0413	-1.1987
Huthwaite 33 11kv S Stn	Primary	8.43	-0.61	53.1274	-1.291
Pinxton 132kv S Stn	BSP	11.94	6.37	53.1056	-1.3029
Shirewood Park 33/11kv	Primary	10.66	15.69	53.0707	-1.2611
Westwood 33 11kv S Stn	Primary	10.38	14.40	53.0667	-1.3149

6 assets, 1 pages　← Prev　1　Next →

図 3.2-65　National Grid Electricity Transmission の配線系統毎の容量についてのリスト

出所）Network Capacity Map[738]

[737] https://www nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application（2023 年 2 月 22 日取得）

[738] https://www nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application（2023 年 2 月 22 日取得）

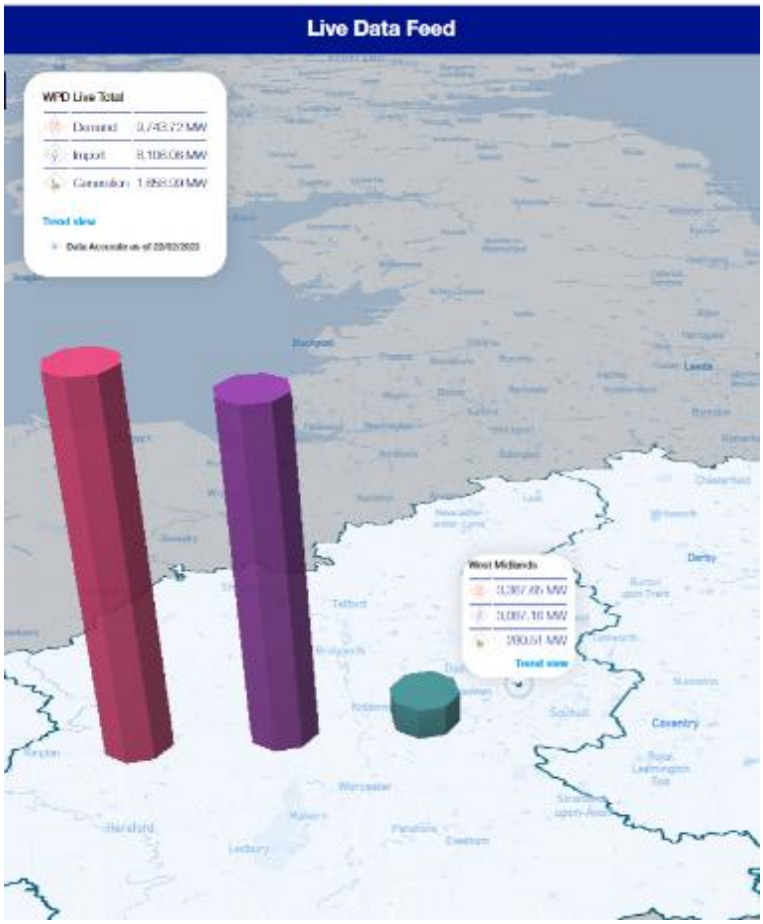


図 3.2-66　National Grid Electricity Transmission の電力需給量マップ

出所）Live data viewer[739]

【接続予定電源についての情報】

今後接続される電源の情報は、National Grid Electricity Transmission が提供するネットワーク容量マップから確認することができる[740]。同マップにて、新しい発電所の設置が可能かどうかも確認することができ、11kV 以上の送電網と接続する特別高圧配電網について、新規の電力需要と発電所接続に利用可能な枠がほぼリアルタイムで表示されている。また、ここには、現在接続待ちで契約済みの発電所の計画も反映されている。

また、接続予定電源の位置については、具体的な住所は特定できないエリア単位で確認することができる。例えば、ペンブロークシャーにおいては、110MW 程度の洋上風力発電が 2030 年ごろに運転を開始する予定であることが確認できる。

[739] https://www nationalgrid.co.uk/our-network/live-data-feed-application-map（2023 年 2 月 22 日取得）

[740] https://www nationalgrid.co.uk/distribution-future-energy-scenarios-application（2023 年 2 月 22 日取得）

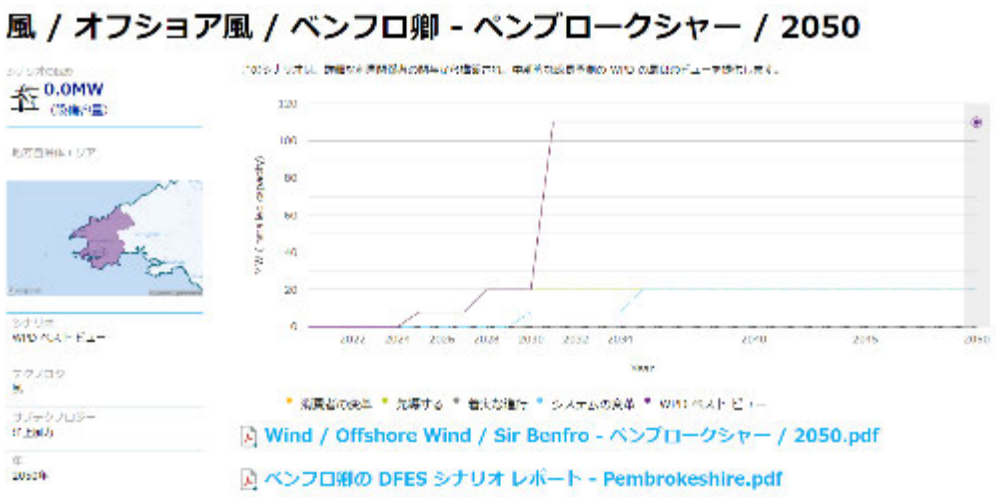


図 3.2-67　National Grid Electricity Distribution により公開されている再エネ電源別の運転見通し

出所）ネットワーク容量マップ[741]

(iii) 出力制御の事後検証と結果の公表について

National Grid ESO では出力抑制の予測と実績をウェブセミナーで公表しており、出力制御によって発生した費用損失の試算も公表されている。

また、第三機関による事後検証として、発電事業者の Drax Group などが大学と連携して出力抑制の実績及び検証（事前予測と実績に係る検証ではない）を含むレポート を公表している。

DNO については、National Grid Electricity Distribution へヒアリングを実施した結果から、出力制御の事後検証と結果の現在公表されていないとの回答を得ている。

[741] https://www nationalgrid.co.uk/distribution-future-energy-scenarios-application（2023 年 2 月 22 日取得）

留意事項

当社は、経済産業省資源エネルギー庁の依頼に基づき、「令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）」（以下、「本案件」という。）に際して、経済産業省資源エネルギー庁と当社で合意した業務委託契約書（以下、「本業務委託契約書」という。）に定められた業務を実施致しました。

- 本報告書の目的及び利用上の制限

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁による具体的な指示に基づいて、本案件を前提として経済産業省資源エネルギー庁の為にのみ作成されたものであり、その他の目的に利用又は依拠されるべきものではありません。

また、当社では、第三者に対していかなる契約上又はその他の責任を負うものではありません。

当社は、本報告書において推計又は試算等を行った場合において、当該推計又は試算等の結果が確実に実現することを保証しません。また、本報告書の内容は、経済産業省資源エネルギー庁又は第三者が行う投融資等に関する検討のために使用されることを意図していません。

- 業務内容の性質及び業務範囲

当社に提供されたデータ、情報及び説明に関しては、当社はその完全性及び正確性について責任を負わず、それらを検証する責任もないものとします。

本報告書の各構成部分は、当社が実施した業務の各側面について言及していますが、当社の発見事項及びアドバイスを正確に理解するためには報告書全体を読む必要があります。

当社は本業務委託契約書に基づき 2023 年 3 月 17 日までに業務を実施しました。従って、本報告書は 2023 年 3 月 17 日以降に生じた事象又は状況を考慮していません。よって、当社は、それらに応じて報告書の内容を更新することに対して義務を負うものではありません。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

令和４年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業

（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）報告書

EYストラテジー・アンド・コンサルティング株式会社

頁	図表番号	タイトル
19	表2.1-1	再生可能エネルギー法（EEG23）、洋上風力エネルギー法で定める主な再生可能エネルギー設備容量導入目標
20	表2.1-2	**自然エネルギー拡大・エネルギー安定供給に関する法律一式（2022年7月8日連邦参議院採決**
24	表2.1-4	ドイツの州の陸上風力発電設備のための面積貢献値：「風力エネルギー用地法」
27	図2.1-1	電源毎の予想される補助金支払額と販売収入の差額
27	図2.1-2	2012年から2021年までの再生可能エネルギー補助金（EEG）推移
33	図2.1-3	再生可能エネルギー法（EEG）に基づき市場プレミアによって助成された陸上風力発電設備に対する超過利潤税の計算方法
41	図2.1-5	供給される電力に占める各売電手法の割合（年度別）
41	図2.1-6	2021年にグリッドへ供給された電力に占める各売電手法の割合（電源別）
51	表2.1-19	太陽光パネルの種類に応じた構成物質の割合
54	図2.1-7	欧州各国のWEEE回収率□
54	図2.1-8	欧州諸国の太陽光パネル回収率目標達成率
57	表2.1-20	各再エネ発電設備の建設に係る許可手続きに係る適用法令
61	図2.1-9	陸上風力エネルギーの利用受け入れに関するアンケート結果□□
62	図2.1-10	住宅地の風車に関するアンケート結果
63	図2.1-11	主要なVPP事業会社のネットワーク設備容量とその電源別内訳
64	図2.1-12	主要なVPP事業会社の提供サービス一覧
90	図2.2-6	CfD設置容量プロファイル
107	表2.2-26	サプライチェーン計画の採点基準
109	図2.2-8	サプライチェーン計画の提出から施工完了までの流れ
110	表2.2-27	モニタリングにあたってのチェックシートテンプレート
120	図2.2-9	イギリスにおける使用済み太陽光パネルの回収量推移
121	表2.2-29	WEEEカテゴリーに関する資源利用・リサイクル目標
144	図2.3-5	開発タイプ別PPAの導入容量
145	図2.3-6	電源別のPPAの導入容量
151	図2.3-7	使用済み太陽光パネルの年間回収量の推移（単位：トン）
151	図2.3-8	2021年の使用済み太陽光パネルの処理量（単位：トン）
173	図2.4-2	海域管理計画（POEM）策定対象となる5つの海洋区分
174	図2.4-3	欧州各海域の水深と浮体式洋上風力の適用/世界陸上風力設置容量ランキング
179	表2.4-13	系統利用料金に占める費用内訳
179	図2.4-9	系統利用料金に占める費用内訳の推移
186	図2.4-12	太陽光パネルの回収後の利用方法
186	図2.4-13	太陽光パネルの回収、リサイクルに対する課題
208	図2.5-3	Asos料金の負担額実績と今後の見通し（2010～21年）
209	図2.5-4	Asos料金による再生可能発電支援額の将来予測（2023～）
218	表2.5-18	欧州：設置済もしくは計画中の蓄電池設備の容量
222	図2.6-1	RPS導入州（2021年2月時点）
222	図2.6-2	RPS導入州における再エネ導入達成率（2021年2月時点）
223	図2.6-3	Floating Offshore Wind Energy Earthshot、エネルギー省
224	図2.6-4	洋上風力発電の基礎土台タイプ別海域候補
225	図2.6-5	洋上風力発電開発地（2022年7月時点）
229	-	RFP(ORECRFP22-1)別紙Appendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreementの計算式
230	-	RFP(ORECRFP22-1)別紙Appendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreementのインデックス概要
231	-	RFP(ORECRFP22-1)別紙Appendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreementのインデックス参考値
233	-	2022 RES Solicitation for Tier 1 RECsにかかる入札要項（RESRFP22-1）
238	図2.6-11	インフレ抑制法における気候変動対策関連の投資額予測
238	図2.6-12	米国の太陽光パネル輸入先（2021）
241	図2.6-13	100GW目標に対する米国の再エネ製造規模の現状
241	図2.6-14	太陽光サプライチェーン
243	図2.6-15	インフレ抑制法施行後の太陽光発電市場予測
246	図2.6-16	太陽光を例にしたPTC及びITCの適用例
247	表2.6-4	各技術別控除率
250	表2.6-5	Pacific Gas and Electric Company（PG&E)のNSC価格
251	図2.6-17	ネットメータリング制度導入州
252	-	2025年建築省エネ基準（2025 Building Energy Efficiency Standard）改定にかかる状況
254	-	蓄電池設備導入目標に関するロードマップ（NYSERDA）

（様式２）

256	図2.6-18	事業用太陽光発電のLCOE平均値の推移（単位：$/MWh）
256	図2.6-19	LCOEコスト低下の要因（単位：$/MWh）
257	表2.6-5	廃棄物の成分抽出基準
258	-	【参考】カリフォルニア州法Universal Waste Management上の太陽光モジュールの取り扱い
258	-	【参考】リサイクルに関する記載
259	表2.6-6	太陽光パネル廃棄にかかる州法や規制を導入している州及び法・規制
260	図2.6-20	寿命を迎えた太陽光発電パネルの扱いに関する5ヵ年計画
260	図2.6-21	End of Life Management Solar Photovoltaic Panels, June 2016, IRENA
261	図2.6-22	太陽光パネル分解図
262	表2.6-7	カリフォルニア州において太陽光モジュールを廃棄物として受け入れる第三者リサイクル業者リスト（一部抜粋）
263	図2.6-23	First Solarによるリサイクルバリューチェーン通りサイクル率
263	表2.6-8	米国でリサイクルを手掛ける事業者例
266	図2.6-24	BOEMによる風力発電に関するリースプロセス
267	-	【参考】パブリックコメントにかかるウェブサイト
268	図2.6-25	ミネソタ州公益事業委員会開催のパブリックヒアリング日程
269	-	【参考】Virginia Clean Economy Act, Ch.86 Land Development Regulations、Utility Scale Solar Generation Facilities
270	図2.6-26	Certificate of Public Convenience and Necessity (CPCN) 申請プロセス
272	図2.6-28	CCAが認可されている州
277	表2.7-1	2021年各省（区・市）毎の電力消費量に対する再生可能エネルギー電力割当責任
290	表2.7-5	国家工業資源を総合利用するための先進的な適用技術設備目録(2021年版)
292	表2.7-6	2021年度 建設プロジェクト環境影響評価分類管理名録
297	図3.1-1	EU27ヵ国の適正化のための主なフレキシビリティ資源
299	図3.1-2	TYNDP 2022 Implementation Guidelinesの洋上多端子相互接続の分類
299	図3.1-3	TYNDP 2022 Implementation Guidelinesの洋上多端子相互接続のオプション
300	図3.1-4	TYNDP CBA オプション1におけるプロジェクト費用と便益の範囲
301	図3.1-5	TYNDP CBA オプション2におけるプロジェクト費用と便益の範囲
303	図3.1-6	National Grid Electricity Distributionの投資計画プロセス
303	図3.1-7	DNO各事業の評価プロセス
304	図3.1-8	Open Data Portal上で公開されているDER入札情報
308	図3.1-9	バイキングリンク位置図
315	-	The Energy Policy Act of 2005
316	-	Code of Federal Regulation, 30 CFR, Part 585 (BOEM OCS Renewable Energy Regulations)
317	-	Notice of Proposed Grant Area and Request for Competitive Interest
318	図3.1-10	ROWのCompetitiveプロセス
319	-	【参考】米国：Anbaric Development Partners LLC.(ADP)によるNew York and New Jersey, Ocean Gridに関するROW申請書抜粋
320	-	Code of Federal Regulations §585.433, §585.910
321	-	Code of Federal Regulations §585.433, §585.909
321	図3.1-11	撤去にかかる申請フロー
322	図3.1-12	再エネ設備許認可承認フロー
323	図3.1-13	国立海洋保護区におけるケーブル敷設許認可申請プロセス
327	図3.1-16	National Grid Electricity Distributionによる増強判断のフローチャート
329	図3.1-17	消費者の系統費用負担割合
332	図3.1-18	MECとFAQと系統増強の関係
332	図3.1-19	再エネの増加に起因した配電網の増強判断に関するアンケート
333	図3.1-20	高圧電線とボトルネックのある地域
334	図3.1-21	アンケートによるネットワーク最適化のための施策導入件数
334	図3.1-22	rONTイメージ図
343	図3.1-23	Open Data Portal上で公開されているDER入札情報【再掲】
345	図3.1-24	イギリスの配電系統におけるANMの取組み
346	図3.1-25	Power Potential Projectスキーム
349	図3.2-1	欧州のBidding Zone Reviewのタイムライン
350	表3.2-1	北欧地域で検討中のBidding Zone
352	表3.2-2	イタリアのゾーン分け一覧
353	表3.2-3	イタリアで検討中のBidding Zone
354	表3.2-4	アメリカの混雑管理手法の整理
355	図3.2-2	カリフォルニアISO内のLMPマップ
356	図3.2-3	ERCOT内のLocational Priceマップ
359	図3.2-4	垂直統合体制を維持している地域の電力供給体制
360	図3.2-5	ISO/RTOを設置している地域の電力供給体制
361	図3.2-6	ISO/RTO領域マップ
361	図3.2-7	3つの主要な市場からなる卸電力市場
362	表3.2-5	ISO/RTO概要
362	図3.2-8	卸電力市場
363	図3.2-9	リアルタイム市場における市場清算システム
367	図3.2-10	系統運用と電力市場の一体化運営

（様式２）

367	表3.2-6	各市場のタイムライン
368	図3.2-11	市場と需給運用の流れ
369	図3.2-12	PJMのPlanning Center tool におけるPoint of Interconnection (POI)に関する入力画面
370	図3.2-13	PJMにおける系統接続に関する申請のタイムライン
371	図3.2-14	各検討段階中に撤回した申請案件数（2020-2021）
372	図3.2-15	新ルールのおける系統接続申請プロセス
373	表3.2-7	PJMにおける電源別接続量（2021年12月時点）
373	表3.2-8	PJMにおける電力会社別接続量（2021年12月時点）
374	表3.2-9	PJMにおける前日市場通りアルタイム市場における供給量（2021年12月時点）
375	図3.2-16	EPEX Spot市場における取引量
375	図3.2-17	EPEX Spot市場のタイムライン
377	表3.2-9	2023年1月時点で事前資格審査ポータルに登録されている容量（供給力）
378	表3.2-10	容量市場における調達量と単価（2022年）
379	図3.2-19	需給調整サービスの構成（2018年時点）
382	図3.2-21	Piclo Flex上で公表されている調達案件毎の情報
385	図3.2-22	Technical Constraintsの調達状況（2022年12月）
385	図3.2-23	Tertiary Controlの調達状況（2022年12月）
386	図3.2-24	Replacement Reserveの調達状況（2022年12月）
386	図3.2-25	Technical restrictions in real timeの調達状況（2022年12月）
387	図3.2-26	再給電及び出力抑制の仕組み
389	表3.2-16	優先給電ルール
389	表3.2-17	出力抑制の順序とルール変更
391	図3.2-28	系統混雑管理のタイムライン
395	図3.2-29	ドイツにおける再生可能エネルギーのフィードイン管理によって発生した発電事業者の補償請求額、年間推移（単位：百万ユーロ）
397	表3.2-21	各電源種における補償・精算方法
399	表3.2-22	Balancing Mechanismに参加時の契約形態
399	図3.2-30	イギリスにおける風力発電の抑制に係わるコスト（単位：百万ポンド）
400	図3.2-31	ドイツにおける2021年に国内の発電所で実施された電源別再給電量
401	表3.2-23	ドイツにおいてフィードイン管理によって抑制された電力量（単位:GWh）
403	表3.2-24	2022/1/1-2022/12/31の発電実績データ（電源別）
404	表3.2-25	2022/1/1-2022/12/31の出力抑制実績データ（電源別）
404	図3.2-32	CAISO 2022年月次レポート
405	表3.2-26	SPPにおける電源別発電容量（2019-2021）
406	図3.2-33	SPPにおける風力発電にかかる出力抑制（2019-2021）
407	図3.2-34	SPPにおける風力発電にかかる変動発電方式・非変動発電方式分類（2019-2021）
408	図3.2-35	全米の組織化された卸売電力市場における平均卸売電力価格と平均ネガティブプライス（2006-2020）
408	図3.2-36	全米のISO/RTOにおけるネガティブプライス発生頻度（2020年）
409	図3.2-37	SPPにおけるネガティブプライスの発生状況、月次（2019-2021）
409	図3.2-38	SPPにおける時間毎のネガティブプライスの発生状況（2019-2021）
411	図3.2-39	PJM Transmission Services
415	図3.2-40	Active Power Supply
417	表3.2-27	発電容量が5MW以上で制御可能な再エネ電源（オンラインに限らない）
418	表3.2-28	アイルランド（Eirgrid管轄）での中央制御及びその発電設備の定義
419	表3.2-29	北アイルランド（SONI管轄）での中央制御及びその発電設備の定義
425	図3.2-41	調整力不足時の価格決定方法
430	図3.2-42	MaStR上表示されるユニット毎の情報
430	図3.2-43	MaStR上表示されるマーケットプレイヤーの情報
431	図3.2-44	SMARD.DEに表示される発電設備のデータリスト
432	表3.2-31	各再生可能エネルギーの出力制御量（GWh）
432	図3.2-45	各再生可能エネルギーの出力制御量（GWh）
433	図3.2-46	TSO及びDSOの管轄電圧階級
433	図3.2-47	系統全体のダッシュボート及び系統マップ
434	表3.2-33	DSOと接続契約締結済みの発電所の一覧（抜粋）
434	図3.2-48	Availability Capacity Map（上：発電、下：需要）
436	図3.2-49	出力抑制全体の内訳
437	図3.2-50	将来の出力制御予測のシナリオ
437	図3.2-51	風力及び太陽光発電の出力制御見通し対象エリア
438	図3.2-52	風力及び太陽光発電の出力制御見通し結果（上：全体、下：エリア毎）
439	表3.2-34	北アイルランド及びアイルランドにおける各月の再生可能エネルギーの出力抑制量
440	図3.2-53	アイルランドの風力発電の出力抑制量とその分類
441	表3.2-35	Imperfection Costの事後検証
441	図3.2-54	イギリスのTSO及びDNOの管轄電圧階級
442	図3.2-55	National Gridが公表している情報の全体像
443	図3.2-56	National Grid ESOのウェブサイト上で公表されていた出力制御に関する情報
444	図3.2-57	National Grid ESOが公表している風力・太陽光発電からの出力の制御実績
445	表3.2-36	National Grid ESOが公表している電力需要と出力制御量（予測と実績）

（様式２）

445	図3.2-58	National Grid が公表している出力制御予測
446	図3.2-59	National Grid が公表している出力制御のコスト
447	図3.2-60	National Grid ESOが公表している基幹系統の混雑状況
448	図3.2-61	送電設備容量（TEC）契約を締結しているプロジェクト一覧
449	図3.2-62	BM Reports：Actual Generation Output Per Generation Unit
451	図3.2-63	National Grid Electricity Transmissionのインタラクティブマップの実際の表示
452	図3.2-64	National Grid Electricity Transmissionの配線系統毎の使用状況マップ
452	図3.2-65	National Grid Electricity Transmissionの配線系統毎の容量についてのリスト
453	図3.2-66	National Grid Electricity Transmissionの電力需給量マップ
454	図3.2-67	National Grid Electricity Distributionにより公開されている再エネ電源別の運転見通し