

令和 5 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

2024 年 3 月

Nomura Research Institute
Consulting & Solutions India Pvt. Ltd.

目 次

第1章 Contents

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.....	2
1.1 主要国における再エネ導入目標.....	2
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.....	12
1.3 EUにおけるエネルギー価格・物価高騰への対応状況.....	13
1.3.1 EUエネルギー担当相会議での議論.....	13
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.....	15
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.....	17
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.....	18
1.3.5 電力市場改革に関する公開諮問（Public consultation）.....	18
1.4 主要国における再エネ促進制度の改正等の動向（2023年度）.....	19
1.5 主要国における各支援制度の適用対象.....	20
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.....	28
2.1 ドイツ.....	28
2.1.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向.....	28
2.1.2 現行の再生可能電力支援制度.....	45
2.1.3 非FITや卒FIT案件の導入促進策や運用実態.....	64
2.1.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....	76
2.1.5 地域の理解に向けた取組.....	78
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.....	85
2.2 イギリス.....	99
2.2.1 再生可能エネルギーをめぐる全般的動向.....	99
2.2.2 現行の再生可能電力支援制度.....	113
2.2.3 非FITや卒FIT案件の導入促進策や運用実態.....	164
2.2.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み.....	170
2.2.5 地域の理解に向けた取組.....	181
2.2.6 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.....	186
2.3 フランス.....	192

2.3.1	再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	192
2.3.2	現行の再生可能電力支援制度	196
2.3.3	非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態	226
2.3.4	再エネコスト競争力強化に向けた取り組み	232
2.3.5	地域の理解に向けた取組	235
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	240
2.4	スペイン	248
2.4.1	再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	248
2.4.2	現行の再生可能電力支援制度	256
2.4.3	非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態	272
2.4.4	再エネコスト競争力強化に向けた取り組み	277
2.4.5	地域の理解に向けた取組	278
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	282
2.5	イタリア	287
2.5.1	再生可能エネルギー導入目標	287
2.5.2	現行の再生可能電力支援制度	292
2.5.3	非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態	311
2.5.4	再エネコスト競争力強化に向けた取り組み	318
2.5.5	地域の理解に向けた取組	318
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	321
2.6	米国	324
2.6.1	再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	324
2.6.2	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	352
2.7	カナダ	366
2.7.1	再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	366
第3章	バイオマス燃料の需給動向	385
3.1	バイオマス燃料に係る政策動向	385
3.1.1	需要側におけるバイオマス燃料に係る政策動向	385
3.1.2	供給側におけるバイオマス燃料に係る政策動向	396
3.1.3	バイオマス燃料のサプライチェーン動向	405

3.1.4	バイオマス燃料の需給量	422
3.1.5	バイオマス燃料の市場価格の推移	444
第4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	449
4.1	主要国における系統接続、増強に関する政策	449
4.1.1	ドイツ	449
4.1.2	イギリス	452
4.1.3	アイルランド	467
4.1.4	オーストラリア	471
4.1.5	米国	473
4.2	主要国における系統運用に関する政策	492
4.2.1	欧州	492
4.2.2	ドイツ	501
4.2.3	スペイン	525
4.2.4	イギリス	532
4.2.5	アイルランド	559
4.2.6	デンマーク	584
4.2.7	オーストラリア	591
4.2.8	米国	600

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁から Nomura Research Institute Consulting & Solutions India Pvt. Ltd. に委託された「令和 5 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、3 E + 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 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

2024 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）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 再エネ導入目標、電源別目標設定状況①（2024 年 1 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%	【戦略・計画】ネットゼロ戦略 ¹ ・2050 年：ネットゼロの実現	【法定目標】エネルギー法典 L100-4 条 ¹ ・2030 年：33%以上	【目標】国家エネルギー・気候計画 （PNIEC）2021-2030 改定案 ¹ ・2030 年：48%	【目標】国家エネルギー・気候計画 (INECP) 2023-2030 改正案 ¹ ・2030 年：40.5%
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】エネルギー安全保障戦略 ² ・洋上風力 50GW（2030 年） ・太陽光 70GW（2035 年） ・水素製造 10GW（2030 年）	【法定目標】エネルギー転換法 ² ・2030 年：40%	【目標】国家エネルギー・気候計画 （PNIEC）2021-2030 改定案 ¹ ・2030 年：81% ・2050 年：100%	【目標】国家エネルギー・気候計画 (INECP) 2023-2030 改正案 ² ・2030 年：65%
温室効果ガス削減目標	【法定目標】改正気候保護法 ³ ・2030 年：-65%（1990 年比） ・2040 年：-88%（1990 年比） ・2045 年：ネットゼロ	【法定目標】2008 年気候変動法（2019 年改正） ³ ・2030 年：-68%（1990 年比） ・2035 年：-77%（1990 年比） ⁴ ・2050 年：ネットゼロ	【法定目標】環境計画 ³ ・2030 年：-55%（1990 年比）	【目標】国家エネルギー・気候計画 （PNIEC）2021-2030 改定案 ¹ ・2030 年：-32%（1990 年比）	【目標】国家エネルギー・気候計画 (INECP) 2023-2030 改正案 ³ ・2030 年：-55%（1990 年比）
目標設定の原則	・EU 再生可能エネルギー指令（RED III）は、EU における 2030 年の再生可能エネルギー目標を総エネルギー消費量の 45%まで引き上げることを定めている。42.5%は加盟国が強制的に負担することになっている。 ・ドイツでは、再生可能エネルギー法（EEG）第 1 条に基づき、2030 年までにエネルギーミックスの 80%を再生可能エネルギーにすることを目標としている。 ・気候保護法では、2030 年までの産業や運輸など各部門の年間削減目標が定められている。これらは欧州の温室効果ガス排出削減計画に沿って設定されている。 ³	・イギリスにおけるネットゼロ戦略は、2050 年までのネットゼロ目標を達成するために、経済における全セクターを脱炭素化するための政策と提案を示している。この戦略には、今後予定されているカーボンバジェットや国が決定する貢献（NDC）を把握するための明確な方針と提案が含まれ、さらに 2050 年の脱炭素経済のビジョンが示されている。 ¹	・フランスの国家エネルギー・気候変動計画（NECP）は、エネルギーと気候に関する 2 つの国家計画・統治文書、すなわちエネルギー多年度計画（PPE）と国家低炭素戦略（SNBC）に基づいている。PPE は、エネルギー需要の管理、再生可能エネルギーの促進、供給安全保障の確保、エネルギーコストの抑制、バランスの取れたネットワーク開発の促進など、さまざまなエネルギー源やエネルギー政策の側面を取り上げている。国家低炭素戦略（SNBC）は、気候変動の緩和を目指す政策のフランスにおける青写真の役割を果たす。この戦略は、あらゆる活動部門にわたって低炭素経済への転換を実行するための方向性を示している。	・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。	・国家レベルでは、2015 年に採択された国家適応戦略を実施するため、国家エネルギー・気候計画（NECP）の策定が進められている。 ・資源の採掘と使用による環境への影響から経済成長を切り離し、温室効果ガスの排出、汚染、廃棄物を削減する一方、新たな市場の創出とグリーン雇用の機会を促進するためのもうひとつの優先テーマが循環経済である。これに関して、イタリアは 2022 年 6 月に循環型経済のための国家戦略を採択した。
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	・自然エネルギーの拡大がまだ十分でないとの指摘があれば、EU は具体的な措置を講じる。さらに、2.5%の追加目標が示されている。この上乗せ目標は、加盟国による自発的な拠出または広く欧州全体的な措置によって達	・2023 年 8 月、イギリスは再エネ支援スキーム（CfD）を通じた自然エネルギーに対する政府の支援を 2,200 万ポンド増額、入札における総予算を 2 億 2,700 万ポンドに設定した。同制度は、低炭素発電を支援するための政府の主要な制度であり、すでにイギリスにおけ	・現在有効な SNBC は、2020 年 4 月に政令で採択された SNBC 2 である。同法は 5 年ごとに SNBC を改定することを定めている。SNBC 3 の作成は現在進行中である。この枠組みの中で、2030 年に向けたフランスの新たな気候変動への意欲と第 5 次炭素予算	・2022 年、気候変動・エネルギー移行法は、脱炭素化の継続的な影響に対処するため、5 年ごとに公正な移行戦略を承認する義務を盛り込んでいる。	

	成される。 ・万が一、目標が未達成または超過達成となった場合、その差額は 2030 年以降の当該セクターの年間排出枠に均等に分配され、2040 年と 2045 年にはさらなる目標が設定される。ドイツの国家気候変動目標は、引き上げることはできるが、引き下げることはできない。	る自然エネルギーの割合増加につながっている。 ・気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限とカーボンバジェットが 5 年ごとに設定される。2021 年 6 月に発効された第 6 次炭素予算では、2035 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比で 78%削減することが法制化された。	(2034-2038 年) に沿って、第 3 次及び第 4 次炭素予算 (2024-2028 年及び 2029-2033 年) が更新される。これらは、SNBC 3 が採択される際に政令で定められる予定である。		
再エネ源別目標/想定の有無	・EEG 2023 は、太陽光発電と陸上風力発電の目標容量を定めている。 ² ・洋上風力エネルギー法 (WindSeeG) は、洋上風力発電の目標容量を定めている。 ⁴	・2022 年 4 月 6 日に『エネルギー安全保障戦略』 ¹ を策定	・PPE の中で、この 10 年間で、フランスにおける再生可能エネルギー導入プロジェクトの公募率を予測するなど、エネルギー脱炭素化に向けた政府の取り組みの運用目標を設定する。SNBC の予測を 2050 年まで延長することは、フランスの気候目標を達成するための潜在的な道筋を示すものである。さらに SNBC は、PPE の枠組みではカバーされていないその他の温室効果ガスにも対応している。	・EU の目標に沿って、スペインの再生可能エネルギー電力目標は、2030 年までに 74%、2050 年までに 100%である。 ・国家エネルギー・気候計画 (PNIEC) 2021-2030 改定案によると、2030 年までに総発電量の 81%を再生可能エネルギーとすることを目標としている。	・NECP 改正案によると、イタリアは 2030 年までに再生可能エネルギーで最終消費量全体の 40.5%を賄う目標である。
具体的な源別目標の試算根拠	・計画では、2030 年までにドイツの電力消費の少なくとも 80%を再生可能エネルギーで賄うこととなっている。これは、消費全体に占める割合がほぼ 2 倍に増えることを意味する。これは、この 10 年間で、電力生産は 600 テラワットから 800 テラワットに増加すると予想されていること、またより電化された工業プロセス、熱生産、電動モビリティに対応すると予想されているためである。	・政府は、イギリスの浅い海底と強風という国土の特徴を生かし、洋上風力の導入ペース 25%向上を計画している。2030 年までに最大 5GW の浮体式洋上風力を含め、洋上風力による最大 50GW の電力供給を目指している。 ・太陽光発電のコストは過去 10 年間で約 85%低下し、家庭向けパネルの設置も今では 1 日に対応可能である。そのため政府は、現在の 14GW の発電容量から、2035 年までには導入量が 5 倍に増加すると見込んでいる。 ²	・戦略の実施を監視するための重要な指標は、フランスの排出量 (最新のインベントリに基づく) と、部門別の変動を含む検討期間のカーボンニュートラルとの比較である。この比較は、特に過去の対策の最近の影響を示している。現在有効な炭素収支は、2019-2023 年、2024-2028 年、2029-2033 年を対象としている。これらは、2030 年にフランスの温室効果ガス総排出量を 1990 年比で少なくとも 40%削減し、2050 年にカーボンニュートラルを達成するという、当時のフランスの気候変動に関する野心に沿って、SNBC 2 が採択された際に採用されたものである (2020 年 4 月 21 日付政令 2020-457 号参照)。SNBC 3 は、欧州の Fit-For-55 パッケージの採択に伴うフランスの新たな目標を反映したものととなる。		

出所) 各種資料より作成

表 1.1-2 欧州主要国及び米国・カナダ・中国における再エネ導入目標、電源別目標設定状況②（2024 年 1 月時点）

	ドイツ	イギリス	フランス	スペイン	イタリア																																																																																																							
再エネ源別目標 (設備容量)	【法定目標】EEG 2023 単位：GW <table><tr><th></th><th>2030 年</th><th>2035 年</th><th>2040 年</th><th>2045 年</th></tr><tr><td>陸 上 風力</td><td>115</td><td>157</td><td>160</td><td>-</td></tr><tr><td>洋 上 風力</td><td>30</td><td>40 注</td><td>-</td><td>70</td></tr><tr><td>太 陽 光</td><td>215</td><td>309</td><td>400</td><td>-</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>8.4</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr></table> 注：洋上風力目標のみ、洋上風力エネルギー法 ⁴ が根拠法		2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	陸 上 風力	115	157	160	-	洋 上 風力	30	40 注	-	70	太 陽 光	215	309	400	-	バイオマス	8.4	-	-	-	【戦略・計画】エネルギー安全保障戦略 ² 単位：GW <table><tr><th></th><th>2030 年</th><th>2035 年</th></tr><tr><td>洋上風力注</td><td>50</td><td>－</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>－</td><td>70</td></tr><tr><td>水素</td><td>10</td><td>－</td></tr></table> 注：洋上風力目標のみ、5 GW の浮体式洋上風力を含む5 0 GW。陸上風力の目標値については協議中。		2030 年	2035 年	洋上風力注	50	－	太陽光	－	70	水素	10	－	【法定計画】2024 年採択予定の「エネルギー複数年計画（PPE）に係わるデクレ」より「エネルギー・気候戦略」 ⁴ 単位：GW <table><tr><th></th><th>2030 年</th><th>2035 年</th></tr><tr><td>陸上風力</td><td>33-35</td><td>40-45</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>4</td><td>18</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>54-60</td><td>75-100</td></tr><tr><td>水力</td><td>26</td><td>29</td></tr></table>		2030 年	2035 年	陸上風力	33-35	40-45	洋上風力	4	18	太陽光	54-60	75-100	水力	26	29	【戦略・計画】国家エネルギー・気候計画 ² 単位：GW <table><tr><th></th><th>2025 年</th><th>2030 年</th></tr><tr><td>風力</td><td>40.6</td><td>62 注</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>21.7</td><td>76 注</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>4.8</td><td>4.8 注</td></tr><tr><td>水力</td><td>14.3</td><td>14.5 注</td></tr><tr><td>混合揚水</td><td>2.7</td><td>2.7</td></tr><tr><td>純揚水</td><td>4.2</td><td>6.8</td></tr><tr><td>バイオガス</td><td>0.2</td><td>0.2</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>0.8</td><td>1.4</td></tr></table> 注：国家エネルギー・気候計画（PNIEC）2021-2030 改定案 ¹ データ		2025 年	2030 年	風力	40.6	62 注	太陽光	21.7	76 注	太陽熱	4.8	4.8 注	水力	14.3	14.5 注	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	【目標】国家エネルギー・気候計画 (INECP) 2023-2030 改正案 ⁴ 単位：GW <table><tr><th></th><th>2025 年</th><th>2030 年</th></tr><tr><td>水力</td><td>19.2</td><td>19.2</td></tr><tr><td>地熱</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>風力</td><td>17.3</td><td>28.1</td></tr><tr><td>うち洋上</td><td>3</td><td>2.1</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>3.8</td><td>3.1</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>44.9</td><td>79.9</td></tr><tr><td>うち太陽熱</td><td>3</td><td>9</td></tr></table>		2025 年	2030 年	水力	19.2	19.2	地熱	1	1	風力	17.3	28.1	うち洋上	3	2.1	バイオマス	3.8	3.1	太陽光	44.9	79.9	うち太陽熱	3	9
		2030 年	2035 年	2040 年	2045 年																																																																																																							
陸 上 風力	115	157	160	-																																																																																																								
洋 上 風力	30	40 注	-	70																																																																																																								
太 陽 光	215	309	400	-																																																																																																								
バイオマス	8.4	-	-	-																																																																																																								
	2030 年	2035 年																																																																																																										
洋上風力注	50	－																																																																																																										
太陽光	－	70																																																																																																										
水素	10	－																																																																																																										
	2030 年	2035 年																																																																																																										
陸上風力	33-35	40-45																																																																																																										
洋上風力	4	18																																																																																																										
太陽光	54-60	75-100																																																																																																										
水力	26	29																																																																																																										
	2025 年	2030 年																																																																																																										
風力	40.6	62 注																																																																																																										
太陽光	21.7	76 注																																																																																																										
太陽熱	4.8	4.8 注																																																																																																										
水力	14.3	14.5 注																																																																																																										
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																																																																																																										
	2025 年	2030 年																																																																																																										
水力	19.2	19.2																																																																																																										
地熱	1	1																																																																																																										
風力	17.3	28.1																																																																																																										
うち洋上	3	2.1																																																																																																										
バイオマス	3.8	3.1																																																																																																										
太陽光	44.9	79.9																																																																																																										
うち太陽熱	3	9																																																																																																										
直近導入量 (設備容量)	【IRENA（Renewable Capacity）】 ⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>陸上風力</td><td>58,165 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>8,129 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>66,662 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>9,877 MW</td></tr><tr><td>水力</td><td>5,540 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>46 MW</td></tr></table>		2022 年	陸上風力	58,165 MW	洋上風力	8,129 MW	太陽光	66,662 MW	バイオマス	9,877 MW	水力	5,540 MW	地熱	46 MW	【DUKES 2023】 ⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>水力</td><td>1,890 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>14,835 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>13,927 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>14,651 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>4,714 MW</td></tr></table>		2022 年	水力	1,890 MW	陸上風力	14,835 MW	洋上風力	13,927 MW	太陽光	14,651 MW	バイオマス	4,714 MW	【再エネ統計】 ⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th><th>2023 年注</th></tr><tr><td>陸上風力</td><td>20.3 GW</td><td rowspan="2">23.1 GW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0.48 GW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>15.9 GW</td><td>18 GW</td></tr><tr><td>メタン発酵</td><td>0.279 GW</td><td>-</td></tr><tr><td>水力</td><td>26.0 GW (2021 年)</td><td>25.7 GW</td></tr></table> 注：RTE より 2023 年 12 月 21 日時点データ		2022 年	2023 年注	陸上風力	20.3 GW	23.1 GW	洋上風力	0.48 GW	太陽光	15.9 GW	18 GW	メタン発酵	0.279 GW	-	水力	26.0 GW (2021 年)	25.7 GW	【Eurostat（DATABASE）】 ³ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>水力（非揚水）</td><td>13,724 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>11,700 MW 注</td></tr><tr><td>太陽熱</td><td>2,304 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>30,113 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>1,145 MW</td></tr></table> 注：red electrica より 2023 年 12 月 14 日時点データ		2022 年	水力（非揚水）	13,724 MW	太陽光	11,700 MW 注	太陽熱	2,304 MW	陸上風力	30,113 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	1,145 MW	【IRENA（Renewable Capacity）】 ⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>水力（非揚水）</td><td>15,560 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>25,077 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>772 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>11,750 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>0 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>3,416 MW</td></tr></table>		2022 年	水力（非揚水）	15,560 MW	太陽光	25,077 MW	地熱	772 MW	陸上風力	11,750 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	3,416 MW																																
		2022 年																																																																																																										
陸上風力	58,165 MW																																																																																																											
洋上風力	8,129 MW																																																																																																											
太陽光	66,662 MW																																																																																																											
バイオマス	9,877 MW																																																																																																											
水力	5,540 MW																																																																																																											
地熱	46 MW																																																																																																											
	2022 年																																																																																																											
水力	1,890 MW																																																																																																											
陸上風力	14,835 MW																																																																																																											
洋上風力	13,927 MW																																																																																																											
太陽光	14,651 MW																																																																																																											
バイオマス	4,714 MW																																																																																																											
	2022 年	2023 年注																																																																																																										
陸上風力	20.3 GW	23.1 GW																																																																																																										
洋上風力	0.48 GW																																																																																																											
太陽光	15.9 GW	18 GW																																																																																																										
メタン発酵	0.279 GW	-																																																																																																										
水力	26.0 GW (2021 年)	25.7 GW																																																																																																										
	2022 年																																																																																																											
水力（非揚水）	13,724 MW																																																																																																											
太陽光	11,700 MW 注																																																																																																											
太陽熱	2,304 MW																																																																																																											
陸上風力	30,113 MW																																																																																																											
洋上風力	0 MW																																																																																																											
バイオマス	1,145 MW																																																																																																											
	2022 年																																																																																																											
水力（非揚水）	15,560 MW																																																																																																											
太陽光	25,077 MW																																																																																																											
地熱	772 MW																																																																																																											
陸上風力	11,750 MW																																																																																																											
洋上風力	0 MW																																																																																																											
バイオマス	3,416 MW																																																																																																											

直近導入量（再エネ電力比率）

【IEA: Energy Statistics Data Browser】⁶

	2022 年
再エネ発電量	268,271 GWh
再エネ電力比率	45.5%

【DUKES 2023】⁵

	2022 年
再エネ発電量	1,35,012 GWh
再エネ電力比率	41.5%

【再エネ統計】⁵

	2022 年
再エネ発電量	115 TWh
再エネ電力比率	28.0%

【Red Electrica】⁴

	2022 年	2023 年 注
再エネ発電量	116,583 GWh	135,000 GWh
再エネ電力比率	42.2%	50.8%

注：red electrica より 2023 年 12 月 14 日時点データ

【IEA：Energy Statistics Data Browse, Terna】⁶

	2022 年
再エネ発電量	83,826 GWh
再エネ電力比率	31.1%

直近落札価格

	【EEF2023 に従って実施された入札結果】	【Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 5 入札結果】 ¹	【CRE による入札結果】	スペイン政府のホームページにおいて、2023 年度の入札に関する情報は掲載されていない。 ¹	【GSE による入札結果】
	単位：€/kWh	単位：£/MWh	単位：€/MWh		単位：€/kWh
	太陽光	太陽光	陸上風力 ¹		陸上風力
	地上設: 0.0517	47.00	2023 年 12 月		第 13 回 2024 年 2 月入札
	2023 年 10 月実施入札	陸上風力	87.23		最高価格：
	屋根設: 0.0958	離島風力	2023 年 12 月		最低価格：
		潮流	81.90		
	陸上風力	地熱	101.24		
	0.0731	119.00	2023 年 1 月		
CHP(コージェネレーション)		91.30			
イノベーション CHP					
バイオマス					
イノベーション入札					

※落札価格の詳細不明

出 所	1) 連邦ネットワーク庁ウェブサイト https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html	1) エネルギー安全保障・ネットゼロ省ウェブサイト https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64fa0473fdc5d10014fce820/CfD-ar5-results.pdf	1) CRE 入札結果レポート（陸上風力） https://www.cre.fr/content/download/28676/file/240124_2024-12_Eolien_6ePpdf 2) CRE 入札結果レポート（太陽光 地上設置型） https://www.cre.fr/content/download/28702/file/240201_2024-26_AO_PPE2_PV_Sol_5ePpdf 3) CRE 入札結果レポート（太陽光 建物設置型） https://www.cre.fr/content/download/27729/file/230727_2023-215_AO_PPE2_PV_Batiment_5ePpdf 4) CRE 入札結果レポート（水力） https://www.cre.fr/content/download/27639/file/230612_2023-163_AO_Hydro_5eP_deliberation.pdf	1) スペイン政府入札情報掲載ウェブサイト https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico.html	1) GSE https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/graduatorie

表 1.1-3 欧州主要国及び米国・カナダ・中国における再エネ導入目標、電源別目標設定状況③（2024 年 1 月時点）

	米国	カナダ
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	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
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	【法定計画】持続可能な目標 ¹ ・2030 年：90%
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	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
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） ^注 ・2050 年：カーボンニュートラル達成 注）2022 年 8 月 16 日成立の Inflation Reduction Act（インフレ抑制法）には、2030 年までに 40%削減目標（2005 年比）との言及あり ²	【戦略・計画】2030 年排出削減計画 ² 、カナダ・ネットゼロ排出説明責任法 ³ ・2030 年：-40～45%削減 (2005 年比) ・2050 年：ゼロエミッション
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。	・電力セクターの規制は、主に州レベルで行われている。これには、使用する発電の種類だけでなく、価格設定に関するほとんどの政策が含まれる。 ・カナダ・ネットゼロ排出説明責任法は、連邦政府に対し 2050 年までに温室効果ガス排出量ネットゼロの達成を求めている。また、カナダ環境保護法に基づくクリーンエネルギー基準の制定を通じ、2035 年までにすべての発電をネットゼロにすることを義務付け、再生可能エネルギー開発を拡大することを約束している。
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	インフレ抑制法とインフラ投資雇用法を通じ、米国は補助金、融資、税制優遇措置など様々な条項を組み合わせてクリーンエネルギーや環境に優しい自動車、持続可能な建物、環境に優しい製造業の導入促進を目指している。これらは具体的に、クリーンエネルギーの導入、電力網の拡大、国内におけるクリーンエネルギー技術製造の促進、電気自動車の導入促進、メタン排出の緩和、建築効率の向上、地域社会の気候変動に対する回復力の強化、その他の関連分野への投資が含まれる。	よりクリーンな電力への移行を支援するため、カナダ政府は 2022 年秋の経済声明と 2023 年予算で発表された一連の包括的な施策を実施している。今後 10 年間で総額 400 億ドルを超えるこれらの措置は、2035 年までにネットゼロの電力部門に移行するために必要な規制と財政的支援を提供する。
再エネ源別目標/想定の有無	2021 年 3 月 29 日にホワイトハウスは、連邦レベルの洋上風力発電に関する導入目標を発表、2023 年 2 月 22 日その拡大策を発表している。	電力セクターの規制は、主に州レベルで行われている。これには、使用する発電の種類だけでなく、価格設定に関するほとんどの政策が含まれる。

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。	2050 年までにカナダはネットゼロエミッションとなる送電網を実現し、クリーンな電力供給を拡大することを提案している。すべての経済部門で大幅な電化が進むシナリオ（最終エネルギー使用量に占める電力の割合を現在の 2 倍にする）では、2050 年までにカナダは現在の 2～3 倍となるの排出ゼロの電力を生産する必要がある。

出所）各種資料より作成

表 1.1-4 欧州主要国及び米国・カナダ・中国における再エネ導入目標、電源別目標設定状況④（2024 年 1 月時点）

	米国	カナダ																								
再エネ源別目標 (設備容量)	・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発表、2023 年 2 月 22 日その拡大策を発表している。³ 単位：GW <table><tr><th></th><th>2030 年</th><th>2035 年</th></tr><tr><td>洋上風力</td><td>30</td><td>-</td></tr><tr><td>浮体式洋上風力</td><td>-</td><td>15</td></tr></table>		2030 年	2035 年	洋上風力	30	-	浮体式洋上風力	-	15	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															
	2030 年	2035 年																								
洋上風力	30	-																								
浮体式洋上風力	-	15																								
直近導入量 (設備容量)	【IRENA（Renewable Capacity）】⁴ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>水力</td><td>83,851 MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>113,015 MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>140,820 MW</td></tr><tr><td>洋上風力</td><td>41 MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>11,296 MW</td></tr><tr><td>地熱</td><td>2,653 MW</td></tr></table>		2022 年	水力	83,851 MW	太陽光	113,015 MW	陸上風力	140,820 MW	洋上風力	41 MW	バイオマス	11,296 MW	地熱	2,653 MW	【IRENA（Renewable Capacity）】⁴ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>水力</td><td>83,550MW</td></tr><tr><td>太陽光</td><td>5,326MW</td></tr><tr><td>陸上風力</td><td>15,295MW</td></tr><tr><td>バイオマス</td><td>2,682MW</td></tr></table>		2022 年	水力	83,550MW	太陽光	5,326MW	陸上風力	15,295MW	バイオマス	2,682MW
	2022 年																									
水力	83,851 MW																									
太陽光	113,015 MW																									
陸上風力	140,820 MW																									
洋上風力	41 MW																									
バイオマス	11,296 MW																									
地熱	2,653 MW																									
	2022 年																									
水力	83,550MW																									
太陽光	5,326MW																									
陸上風力	15,295MW																									
バイオマス	2,682MW																									
直近導入量 (再エネ電力比率)	【IEA：Energy Statistics Data Browse】⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>1,001,188 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>20.0%</td></tr></table>		2022 年	再エネ発電量	1,001,188 GWh	再エネ電力比率	20.0%	【IEA：Energy Statistics Data Browse】⁵ <table><tr><th></th><th>2022 年</th></tr><tr><td>再エネ発電量</td><td>4,53,568 GWh</td></tr><tr><td>再エネ電力比率</td><td>69.0%</td></tr></table>		2022 年	再エネ発電量	4,53,568 GWh	再エネ電力比率	69.0%												
	2022 年																									
再エネ発電量	1,001,188 GWh																									
再エネ電力比率	20.0%																									
	2022 年																									
再エネ発電量	4,53,568 GWh																									
再エネ電力比率	69.0%																									
出所)	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	1)カナダ持続可能な開発目標 7 https://www.canada.ca/en/employment-social-development/programs/agenda-2030/affordable-clean-energy.html																								

	2) IEA : Inflation Reduction Act of 2022 https://www.iea.org/policies/16156-inflation-reduction-act-of-2022 3) 洋上風力発電方針（2023 年 2 月 22 日発表分） https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/02/22/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-actions-to-expand-offshore-wind-nationally-and-harness-more-reliable-affordable-clean-energy/ 4) IRENA Trends in Renewable Energy https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series 5) IEA: Energy Statistics Data Browser https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=USA&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource e	2) 2030 年排出削減計画 https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/emissions-reduction-2030.html 3) カナダ・ネットゼロ排出説明責任法 https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/c-19.3/fulltext.html 4) IRENA Trends in Renewable Energy https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series 5) IEA: Energy Statistics Data Browser https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=CANADA&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource	

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、近年続くエネルギー価格及びその他物価の高騰を受け、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 2023 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①
ドイツ	2022 年 12 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日までの間、再生可能エネルギーを発電する電力事業者に対し超過利潤税制度を導入。また、2022 年 12 月に導入された電力価格統制法により、高騰する電気料金の影響を受ける最終消費者への経済的救済が実施された。この救済措置の財源は再エネ発電所の余剰収入から差し引かれ、徴収は 2022 年 12 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日まで実施された。	28 ① 以降
イギリス	発電事業者賦課金（EGL）が 2023 年 1 月 1 日より導入され、2028 年 3 月 31 日まで有効となる。2023 年 11 月 22 日以降に新規発電所の建設または既存発電所を拡張する場合、それらの収入は EGL の対象外となる。その他、エネルギー料金対策として 2023 年 6 月 30 日まで電力やガス料金など複数のエネルギー価格保証が実施された。2023 年 7 月以降延長された部分もあるが、地域によっては制限されている。	99 ① 以降
フランス	2023 年 1 月 1 日、中小企業や地方自治体を対象に電力バッファーを導入、消費電力量の半分の配送費と税金を除いた電力価格の上限が 180 ユーロ/MWh に設定された。また、2023 年の電気料金が 2021 年比で 50% 以上上昇し、エネルギー支出が 2021 年の売上高の 3% を超える企業は最高 400 万ユーロの電気料金支払い支援を受けることができる。加えて 2023 年 1 月 6 日、電力供給会社が零細企業に対し、2023 年までの平均で 1MWh あたり 280 ユーロを超えない保証を実施することに関して政府は合意に至った。	192 ① 以降
スペイン	2023 年 6 月 13 日、勅令 216/2014 を改正する勅令 446/2023 が制定され、小口電力消費者向け自主価格の算出方法とその法的契約制度、小口電力消費者向け自主価格の先渡価格シグナルへの連動と変動幅の縮小が定められた。 また、2023 年 12 月 27 日付政令「Real Decreto-ley 8/2023」により、電気料金に対する付加価値税は 2024 年 1 月 1 日から 2024 年 3 月 31 日までは税率 2.5%、2024 年 4 月 1 日から 2024 年 6 月 30 日までは税率 3.8% と特別税が適用される。	248 ① 以降
イタリア	2023 年度予算案の中では最も脆弱な家庭や企業を対象とした措置の延長及び強化を優先している。具体的には、電気料金の抑制、社会エネルギー・ボーナスの強化など。一部は 2024 年度予算案にも引き継がれる予定。	287 ① 以降

出所）各種資料より作成

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 EU エネルギー担当相会議での議論

欧州理事会は 2022 年 12 月、ロシアのウクライナ侵略戦争に起因するエネルギー危機の対応策として、EU 機能条約第 122 条に基づく緊急措置パッケージを採択した。続いて 2023 年 11 月 28 日、欧州委員会はこれらの緊急措置の適用期間を延長する 3 つの提案を採択した。2023 年 12 月 19 日、EU エネルギー相は会合を開き、これら 3 つの緊急理事会規則の適用期間を延長することで合意に達した。エネルギー価格の高騰を緩和するために更新された 3 つの緊急対策は以下の通り¹：

(1) 連帯の強化

規則 (EU) 2022/2576 は、ガス購入の調整、信頼性の高い価格ベンチマーク、国境を越えたガス交換を通じて連帯を強化するもので、エネルギー価格を引き下げ、ガス供給の安全性を向上させることを目的とした一時的な緊急措置を含む。閣僚は、また需要集約への強制参加に関する第 10 条を削除することで合意した。緊急規制は 2022 年 12 月 30 日から 1 年間適用されたが、EU エネルギー相は、この規制をさらに 1 年間延長し、2024 年 12 月 31 日まで適用することで合意した。

(2) 再生可能エネルギーの導入加速

再生可能エネルギーの導入を加速するための枠組みを定めた規則 (EU) 2022/2577 は、再生可能エネルギープロジェクトの許可付与プロセス及び導入を加速することによって、エネルギー危機への対処、EU のロシア産化石燃料への依存低減、気候変動目標のさらなる推進を目的としている。同規則は 2022 年 12 月 30 日から 18 ヶ月間適用された。閣僚は、規則の一部改正規定の適用期間を 2025 年 6 月 30 日まで延長することに合意した。

(3) エネルギー価格の高騰を緩和するための緊急措置

過剰な価格高騰から EU 市民と経済を守るための市場是正メカニズムを確立する規則 (EU) 2022/2578 は、世界市場の価格を反映しない EU 内の過剰なガス価格高騰を防ぐための一時的措置のシステムを確立した。閣僚たちは、欧州委員会の提案通り、規則の適用期間を延長することに同意し、その内容も維持されることとなった。この規制は 2023 年 2 月 1 日から 1 年間適用され、2025 年 1 月 31 日までさらに 1 年間延長される。

(1) 「次の冬への備え」

ロシアが多くの EU 諸国へのガス供給を停止したことでガスの供給が予測しにくくなったため、EU 理事会は以下の緊急措置を講じた：

➤ 冬のガス供給を確保

2022 年 6 月、EU 理事会は、ガス貯蔵施設が冬に入る前までにガスを満杯にするための規則を採択した。EU 諸国が家庭用の暖房及び事業運営のために十分な蓄えを確保することを目的とし

¹ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/19/energy-prices-and-security-of-supply-council-agrees-to-extend-emergency-measures/> (2024 年 3 月 1 日取得)

た。この規則では、加盟国の領土内にある地下ガス貯蔵施設は、2022 年/2023 年の冬までに少なくとも 80%、次の冬までには 90%の容量を満たす必要があると定めている。EU 全体では、2022 年に EU 全体の地下ガス貯蔵容量の 85%を満たすことを目指すものであった。²

2022 年から 2023 年の冬を前に、ガス貯蔵施設は容量の 95%まで充填され、2023 年 10 月には容量の 99%以上まで充填された。³

➤ EU におけるガス需要の削減

EU のエネルギー供給の安定性を高めるため、EU 理事会は 2022 年 8 月、天然ガス需要を自主的に 15%削減することに関する規則を採択した。加盟国は、2022 年 8 月 1 日から 2023 年 3 月 31 日までの間に、自国の選択により、過去 5 年間の平均消費量と比較してガス需要を 15%削減することに合意した。⁴

2023 年 3 月 28 日、EU 理事会は、加盟国による自主的なガス需要の 15%削減目標を 1 年延長する提案がなされ、2024 年 3 月 31 日まで延長する旨、合意に達した。

理事会はまた、基準ガス消費量を決定する際に、地域暖房に使用される石炭からガスへの転換による加盟国のガス消費量の増加という特定の問題に対処するための規定を追加した。⁵

この延長は、2023 年 3 月 28 日に開催された EU エネルギー大臣会合の結果によるものである。この会議には、以下の 27 カ国の代表が出席した⁶：

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	

² <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/council-adopts-regulation-gas-storage/>
(2024 年 3 月 1 日取得)

³ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/energy-prices-and-security-of-supply/> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁴ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/08/05/council-adopts-regulation-on-reducing-gas-demand-by-15-this-winter/> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/member-states-agree-to-extend-voluntary-15-gas-demand-reduction-target/> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁶ <https://www.consilium.europa.eu/media/63355/20230328tteenergygypresslist.pdf> (2024 年 3 月 1 日取得)

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

EU は 2022 年 10 月、エネルギー価格上昇の影響を緩和するため、電力需要を削減し、エネルギー部門の余剰収入と利益を家庭や企業に再分配する措置を導入する規則を可決した。その措置の一部は以下の通りである：

(1) 発電事業者の売電収入に対する上限額の設定の対象⁷

極めて高いガス価格がガス火力発電所のコストを吊り上げている状況下で、限界費用の低い発電事業者の市場収益を一時的に制限するため、限界価格以下の発電事業者の市場収益には 180 ユーロ/MWh の上限が設定された。この水準は、事業者の収益性を維持し、再生可能エネルギーへの投資を妨げないようにするためのものである。以下の再生可能エネルギーによる発電が適応対象となった：

- 風力発電
- 太陽熱及び太陽光発電
- 地熱発電
- 貯水池のない水力発電
- バイオマス発電（バイオメタンを除く）
- 廃棄物発電
- 原子力発電
- 褐炭火力発電
- 石油製品
- 泥炭発電

【発電事業者の売電収入に対する上限額の設定の対象】

以下のような状況においては、上限適用の例外が適用される可能性がある：

- 実証プロジェクト
- 設備容量が 1 MW 未満の発電事業者で、上限が大きな管理負担につながる可能性がある場合
- CO₂ 排出を増加させ、再生可能エネルギー発電を減少させるリスクがある従来型エネルギー源も使用するハイブリッド発電設備で生産される電力⁸

2023 年 6 月 5 日、欧州委員会は緊急エネルギー対策に関する報告書を発表した。同報告書は、2022 年に採択された他の緊急提案と並んで、同措置が欧州のエネルギー市場の沈静化に貢献したことを明らかにした。一方で同報告書は、EU の電力市場の供給と価格は、2022 年の記録的な高水準からかなり変化してお

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/emergency-intervention-to-address-high-energy-prices.html> （2024 年 3 月 1 日取得）

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/emergency-intervention-to-address-high-energy-prices.html> （2024 年 3 月 1 日取得）

り、こうした緊急措置の延長は必要ないし望ましいとは思えないと結論づけた。欧州委員会は、これらの危機的措置の延長を提案しないことを決定した。同報告書はまた、欧州委員会が 3 月に提出した電力市場設計案の長期的な構造調整の中に、これらの規則の一定の側面が含まれていることを言及した。⁹

(2) 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

同規則はまた、石油、天然ガス、石炭、精製部門の企業の余剰利益に対する強制的な一時的連帯拠出金を設定し、2022 年及び/または 2023 年に開始する会計年度の課税利益が 2018 年から 2021 年の平均年間課税利益の 20%増を上回った場合に算出されることとなった。この連帯拠出措置は 2023 年 10 月 15 日までに見直されることになっていた。同規定は 2023 年 12 月 31 日まで適用されることとなり、また 2024 年 10 月 15 日に委員会はこの措置の状況を報告する必要がある。¹⁰

(3) 徴収した税額の使用用途

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用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¹¹

加盟国は、電気料金の高騰の影響を緩和するために、上限から生じるすべての余剰収入を、最終的な電力需要家に対する支援に充てることを望まれる。これには以下が含まれる：

1. 電力消費削減の支援
2. ネットワーク料金の引き下げを含む、顧客への直接所得移転
3. 国の価格設定に従い、コスト以下で電力を供給する供給業者への補償
4. 最終消費者の電気料金の引き下げ
5. 脱炭素技術、再生可能エネルギー、エネルギー効率への顧客投資

B) 石油、ガス、石炭、精製関連企業の超過利潤税の資金用途¹²

加盟国はこの資金を、下記の財政支援に充てることが望まれる：

1. 電力小売価格の高騰の影響を緩和するために、顧客、特に社会的弱者である家庭と企業

⁹ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-report-emergency-energy-measures-facilitated-market-improvement-2023-06-05_en (2024 年 3 月 1 日取得)

¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52023DC0768> (2024 年 3 月 1 日取得)

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/emergency-intervention-to-address-high-energy-prices.html> (2024 年 3 月 1 日取得)

¹² <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/emergency-intervention-to-address-high-energy-prices.html> (2024 年 3 月 1 日取得)

2. 様々なスキームによるエネルギー消費の削減
3. 自然エネルギー、構造的エネルギー効率、その他の脱炭素技術への国内投資の促進
4. 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への投資を条件とするエネルギー集約型産業の企業への支援エネルギー自給の発展
5. REPowerEU の目標に沿った投資
6. 雇用保護と労働力の再教育・技能向上のための加盟国による措置の共同資金調達

(4) 最終的な採択内容

2022 年 9 月 9 日の EU エネルギー相会合での議論を踏まえ、EU 委員会は 9 月 14 日、「エネルギー価格の高騰に対処するための緊急介入に関する規則（エネルギー価格の高騰に対処するための緊急介入に関する理事会規則）」案について、特に、発電事業者に対する売電収入の上限設定と、石油・ガス・石炭の精製業者に対する超過利潤税の適用について議論した。¹³

2022 年 9 月 30 日、欧州連合（EU）理事会の臨時会合が開催され、エネルギー担当閣僚が緊急介入のルール案に合意した。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、政治合意では、各対策の実施について各加盟国が柔軟に対応することを認めたが、欧州委員会提案の枠組みはほぼ維持された。

その後、2022 年 10 月 6 日に上記の緊急介入に関する規則が(EU) 2022/1854 として採択された。¹⁴

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¹⁵

一時的危機枠組みは、ロシアの対ウクライナ戦争を背景に加盟国が経済支援のために 2022 年 3 月 23 日に採択され、すでに 2022 年 7 月 20 日と 2022 年 10 月 28 日に修正されている。

2023 年 3 月 9 日、欧州委員会は、ネットゼロ経済への移行の鍵となる部門への支援策を促進するため、新たな「暫定危機・移行枠組み」を採択した。

2023 年 12 月 31 日まで、暫定危機・移行枠組みにより、加盟国はロシアによるウクライナ侵略の経済的影響を緩和することを目的とされた。以下は枠組みの内容である。

- 現在の危機の影響を受けている企業に対し、限定的な援助を供与する
- 企業が十分な流動性を確保できるようにする
- 例外的なガス・電気料金の高騰により発生した追加コストを企業に補償する
- 電力消費量のさらなる削減を奨励する

2025 年 12 月 31 日まで、加盟国はネットゼロ経済への移行を促進するための支援を行うことができる。また支援は、再生可能エネルギー、蓄電及び再生可能熱の展開を加速するために提供され、REPowerEU に関連するもの、また、産業生産プロセスの脱炭素化を目的に行われる予定となっている。

¹³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA_22_5490 （2024 年 3 月 1 日取得）

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/HIS/?uri=celex:32022R1854> （2024 年 3 月 1 日取得）

¹⁵ https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/temporary-crisis-and-transition-framework_en （2024 年 3 月 1 日取得）

加えて、加盟国は、ネットゼロ経済への移行に向けた主要分野への投資を加速させるための援助も供与することができ、バッテリー、ソーラーパネル、風力タービン、ヒートポンプ、電解槽、炭素回収・貯留、主要部品の製造に関連する重要原材料の製造・リサイクルのための投資支援を可能にする。2023 年 11 月 20 日、欧州委員会は、経済情勢及び加盟国から寄せられた意見を踏まえ、暫定危機・移行枠組みを改正した。同枠組みは、加盟国が 2024 年 6 月 30 日まで、冬季の暖房期間とエネルギー価格の高騰を補うための支援の上限を引き上げるとともに、限られた額の支援を供与し続けることを可能にする限定的な延長規定を採択した。

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¹⁶

条約第 122 条に基づく 2022 年 11 月 9 日の欧州委員会の提案を受け、理事会は 12 月 22 日、エネルギー市場の例外的な状況に対処し、クリーンエネルギーへの移行を加速させるための臨時緊急規則を採択した。同規則は 2022 年 12 月 30 日に発効してから 18 ヶ月間という期限が定められた。許認可に関する緊急措置は、再生可能エネルギー・プロジェクトや、再生可能エネルギーを電力系統に統合するために必要な送電網及びインフラ・プロジェクトの許認可手続きを短縮・迅速化することを目的としている。

欧州委員会は 2023 年 11 月 28 日、再生可能エネルギー指令の改正に基づき、EU 諸国が 2024 年半ばまでに実施する必要がある許認可改革を補完する、追加的な許認可に関する緊急措置の延長を提案した。2023 年 12 月 19 日の EU 閣僚理事会では、EU 規則の一部改正規定の適用期間を 2025 年 6 月 30 日まで延長することに合意した。

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

2023 年 1 月 23 日から 2023 年 2 月 13 日まで、欧州委員会は、電力消費者をエネルギー価格の高騰から守るため、再生可能エネルギーの継続的な調達を可能にする電力市場の抜本的改革に関する公開協議を実施した。¹⁷ 欧州委員会はこれらの抜本改革に加えて、EU 規則 2019/943、EU 指令 2019/944、規則 1227/2011 (REMIT) ¹⁸の改正も検討された。以下の 4 点が議論の対象となった。¹⁹

- 化石燃料の短期価格が電力料金に与える影響を軽減し、再生可能エネルギーを促進する
- エネルギーの安定供給のために市場機能を向上させ、ガスに代わるものとして、蓄電/貯蔵やデマンドレスポンス (需要応答) を最大限活用する
- 電力消費者の保護と裁量を強化する
- 現場の透明性、監視、誠実性を高める

¹⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/enabling-framework-renewables_en (2024 年 3 月 1 日取得)

¹⁷ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668-Electricity-market-reform-of-the-EUs-electricity-market-design/public-consultation_en (2024 年 3 月 1 日取得)

¹⁸ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668-Electricity-market-reform-of-the-EUs-electricity-market-design_en (2024 年 3 月 1 日取得)

¹⁹ 令和 4 年 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) (2024 年 3 月 1 日取得)

1.4 主要国における再エネ促進制度の改正等の動向（2023年度）

2023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。

表 1.4-1 主要国：2023年度中の主な制度改正等の動向

国	制度改正の概要	詳細
ドイツ	再生可能エネルギー法（EEG）が改正され、各設備容量の導入目標を更新、またこれに伴い各再エネ源別の規定が更新された。EEG2023の支援スキームは総予算280億ユーロ、2045年までに気候中立を達成することを視野に入れている。 2023年5月には太陽光発電戦略を発表、ドイツにおける太陽光発電の拡大を大幅に加速させることを目標としている。	28ページ以降
イギリス	住宅用再エネ資材の設置に関して、2022年4月1日から2027年3月31日まで一時的にVATゼロ税率が適用されている。2024年2月1日より、措置の対象となる技術を拡大した。また、2023年3月にエネルギー戦略「パワーリングアップブリテン」を発表、これに続き4月には再エネ回収・貯蔵により後で利用できるようにする革新的な開発を行う企業に3,000万ポンドの支給を発表した。	99ページ以降
フランス	EUの更新に伴い、国家エネルギー・気候計画更新案を策定中。2030年、2035年の再エネ源別の目標が設定された。また、再エネ導入を加速させるため、2023年3月10日に「再生可能エネルギー生産加速法」を公布。その他、グリーンエネルギーへの移行支援制度も開始される。	192ページ以降
スペイン	EUの更新に伴い、国家エネルギー・気候計画更新案を策定中。2030年までの再エネ関連目標の数値が更新された。また、再エネ源別の目標も設定された。	248ページ以降
イタリア	EUの更新に伴い、国家エネルギー・気候計画更新案を策定中。最終版は2024年6月末までに提出予定。	287ページ以降
米国	2023年2月、ホワイトハウスは、カリフォルニア州が全国の洋上風力開発を加速させるための重要な取り組みに参加したと発表した。また、NY州では公営のエネルギーシステムへの移行に向けた土台を築くビルド・パブリック・リニューアブル法案が可決された。	326ページ以降
カナダ	2023年度予算で発表されたグリーン投資減税により、カナダにおけるクリーンエネルギーの生産、製造、移行を支援する。また、2023年8月に発表された「Powering Canada Forward」により、政府はクリーンで安価な信頼できる電力網を国内全域にわたって構築する方法について行動喚起を行う。これにより、2024年発表予定のカナダ初のクリーン電力戦略の土台を築く。	365ページ以降

出所）各種資料より作成

1.5 主要国における各支援制度の適用対象

具体的な支援制度は下記の通り。

表 1.5-1 欧州主要国及び米国・中国における新規再生エネルギーへの支援制度適用状況①（2024 年 2 月時点）

	ドイツ	イギリス	フランス	イタリア	スペイン																																													
支援制度の概況	2023 年に改正された EEG（再生可能エネルギー法）に基づく支援が行われている。	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、その他洋上風力等の大規模再生エネルギーは CfD FIT に基づく支援が行われている。CfD 対象再生エネルギーは、毎年アロケーションラウンドの際に検討される。	2002 年の FIT 制度導入時から、競争入札制度が併用されている。 2023 年 2 月時点で、大規模太陽光、陸上風力、小規模水力、バイオメタンは、入札制度による支援、そして洋上風力は競争的対話形式の入札が実施されている。	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度が終了した。2019 年 7 月 4 日付省令で、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が導入された。EU 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）に基づき、新たな再生エネルギー支援制度が導入予定となっている。	2020 年 6 月 23 日付政令法（RDL23/2020）に基づき、支援を行う設備を決定する入札制度が導入された。2020 年 11 月 3 日付勅令 960/2020 に制度詳細が記載されている。																																													
太陽光（屋根設置）	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)</td></tr><tr><td>100～1000kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 ※(\$ 20, 21a, 22)</td></tr><tr><td>1001kW～10MW</td><td>FIP+直接販売+入札(\$22, 21a,30)</td></tr><tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table> ※ §22,22b 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: 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 9.0 セント/hWh。2024 年以降一年毎に 1%ずつの減額。	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)	100～1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 ※(\$ 20, 21a, 22)	1001kW～10MW	FIP+直接販売+入札(\$22, 21a,30)	10MW 超	支援対象外	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>SEG 制度※¹</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>CfD FIT 制度※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。	5MW 以下	SEG 制度※ ¹	5MW 超	CfD FIT 制度※ ²	<table><tr><td>500kW 以下</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～12MW</td><td>CfD FIP+入札</td></tr></table>	500kW 以下	FIT	500kW～12MW	CfD FIP+入札	<table><tr><td>20kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIP 選択+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIP+登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIP+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 ¢/kWh のプレミアムを、連系か自家消費に関わらず、発電電力分に支給。	20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択+登録（総合評価方式）	250kW 超～1MW 以下	CfD FIP+登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIP+入札	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。2023 年度に入札が行われたという情報は見当たらなかった。 【第 3 回 CfD FIP + 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="3">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><td rowspan="3">140MW</td></tr><tr><td>b-6</td><td>バイオマス(固体)</td></tr><tr><td>b-8</td><td>バイオマス(産業用)</td></tr></table>	分類	電源タイプ	容量	b-1.1	太陽光(分散電源)	140MW	b-1.2	太陽熱(蓄電付)	220MW	b-3	地熱等	20MW	b-4	水力(10MW 以下)	b-5	水力(10MW 以上)	b-7	バイオマス(液体)	140MW	b-6	バイオマス(固体)	b-8	バイオマス(産業用)
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)																																																	
100～1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 ※(\$ 20, 21a, 22)																																																	
1001kW～10MW	FIP+直接販売+入札(\$22, 21a,30)																																																	
10MW 超	支援対象外																																																	
5MW 以下	SEG 制度※ ¹																																																	
5MW 超	CfD FIT 制度※ ²																																																	
500kW 以下	FIT																																																	
500kW～12MW	CfD FIP+入札																																																	
20kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択+登録（総合評価方式）																																																	
250kW 超～1MW 以下	CfD FIP+登録（総合評価方式）																																																	
1MW 超	CfD FIP+入札																																																	
分類	電源タイプ	容量																																																
b-1.1	太陽光(分散電源)	140MW																																																
b-1.2	太陽熱(蓄電付)	220MW																																																
b-3	地熱等	20MW																																																
b-4	水力(10MW 以下)																																																	
b-5	水力(10MW 以上)																																																	
b-7	バイオマス(液体)	140MW																																																
b-6	バイオマス(固体)																																																	
b-8	バイオマス(産業用)																																																	

太陽光 (地上設置)	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)</td></tr><tr><td>100～ 1000kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21a, 22)</td></tr><tr><td>1001kW～ 10MW</td><td>FIP+直接販売+入 札(\$22, 21a,30)</td></tr><tr><td>10MW 超</td><td>支援対象外</td></tr></table>	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)	100～ 1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21a, 22)	1001kW～ 10MW	FIP+直接販売+入 札(\$22, 21a,30)	10MW 超	支援対象外	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>SEG 制度※1</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>CfD FIT※2</td></tr></table>	5MW 以下	SEG 制度※1	5MW 超	CfD FIT※2	<table><tr><td>500kW 以下</td><td>支援対象外</td></tr><tr><td>500kW～ 12MW</td><td>CfD FIP+ 入札</td></tr></table>	500kW 以下	支援対象外	500kW～ 12MW	CfD FIP+ 入札	<table><tr><td>20kW 超 ～ 250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）</td></tr><tr><td>250kW 超～ 1MW 以 下</td><td>CfD FIP +登録（総合評価入 札）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIP+入札</td></tr></table>	20kW 超 ～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）	250kW 超～ 1MW 以 下	CfD FIP +登録（総合評価入 札）	1MW 超	CfD FIP+入札	・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 CfD FIP+ 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-2.1</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。	分類	電源タイプ	容量	b-1.1	太陽光	1,800MW	b-2.1	陸上風力	1,500MW
	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21)																																		
	100～ 1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$ 20, 21a, 22)																																		
	1001kW～ 10MW	FIP+直接販売+入 札(\$22, 21a,30)																																		
	10MW 超	支援対象外																																		
5MW 以下	SEG 制度※1																																			
5MW 超	CfD FIT※2																																			
500kW 以下	支援対象外																																			
500kW～ 12MW	CfD FIP+ 入札																																			
20kW 超 ～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）																																			
250kW 超～ 1MW 以 下	CfD FIP +登録（総合評価入 札）																																			
1MW 超	CfD FIP+入札																																			
分類	電源タイプ	容量																																		
b-1.1	太陽光	1,800MW																																		
b-2.1	陸上風力	1,500MW																																		
	※ \$22,22b 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 5.9 セント/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。	※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。																																		

陸上風力	<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)</td></tr><tr><td>100～ 1000kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20,21a)</td></tr><tr><td>1001kW～ 10MW</td><td>FIP+直接販売+入 札(\$22,30)</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 5.88 セント/kWh で、2025 年以降一年毎に 2% ずつの減額。	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)	100～ 1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20,21a)	1001kW～ 10MW	FIP+直接販売+入 札(\$22,30)	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>SEG 制度※1</td></tr><tr><td>5MW 超</td><td>CfD FIT※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。	5MW 以下	SEG 制度※1	5MW 超	CfD FIT※2	<table><tr><td>6 基以下</td><td>FIP</td></tr><tr><td>7 基以上</td><td>CfD FIP + 入札</td></tr></table>	6 基以下	FIP	7 基以上	CfD FIP + 入札	<table><tr><td>1kW 超～ 250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～ 1MW 以下</td><td>CfD FIP +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIP+入札</td></tr></table>	1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIP+入札	
	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)																							
100～ 1000kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20,21a)																								
1001kW～ 10MW	FIP+直接販売+入 札(\$22,30)																								
5MW 以下	SEG 制度※1																								
5MW 超	CfD FIT※2																								
6 基以下	FIP																								
7 基以上	CfD FIP + 入札																								
1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）																								
250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方式）																								
1MW 超	CfD FIP+入札																								
洋上風力	FIP+直接販売+入札（WindSeeG §14）	CfD FIT	競争的対話形式の入札（FIP）	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了。																					

バイオマス

<table><tr><td>100kW 以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)</td></tr><tr><td>100～150kW</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$22, 21a)</td></tr><tr><td>151kW～ 20MW</td><td>FIP+直接販売+入 札(\$22, 30, 39)</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: 22023 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 16.07 セント/ kWh。2024 年以降一年毎に 1%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 18.03 セント/ kWh で あり、2024 年以降一年毎に 0.5%ずつの減 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 一年毎に 1%ずつの減額。	100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)	100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$22, 21a)	151kW～ 20MW	FIP+直接販売+入 札(\$22, 30, 39)	20MW 超	支援対象外	<table><tr><td>5MW 以下</td><td>【嫌気性消化】 SEG 制度※ 【バイオマス専焼 CHP、 高度変換技術】 CfD FIT</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</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）。	5MW 以下	【嫌気性消化】 SEG 制度※ 【バイオマス専焼 CHP、 高度変換技術】 CfD FIT	5MW 超	【バイオマス専焼 CHP、 高度変換技術、嫌気性 消化】 CfD FIT	<table><tr><td colspan="2">【バイオガス発電】</td></tr><tr><td>500kW 未満</td><td>FIT</td></tr><tr><td>500kW～ 12MW</td><td>FIP</td></tr></table>	【バイオガス発電】		500kW 未満	FIT	500kW～ 12MW	FIP	<table><tr><td colspan="2">下水ガスのみが支援対象</td></tr><tr><td>1kW 超～ 250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）</td></tr><tr><td>250kW 超～ 1MW 以下</td><td>CfD FIP +登録（総合評価方 式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIP+入札</td></tr></table>	下水ガスのみが支援対象		1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）	250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方 式）	1MW 超	CfD FIP+入札	
100kW 以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)																													
100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$22, 21a)																													
151kW～ 20MW	FIP+直接販売+入 札(\$22, 30, 39)																													
20MW 超	支援対象外																													
5MW 以下	【嫌気性消化】 SEG 制度※ 【バイオマス専焼 CHP、 高度変換技術】 CfD FIT																													
5MW 超	【バイオマス専焼 CHP、 高度変換技術、嫌気性 消化】 CfD FIT																													
【バイオガス発電】																														
500kW 未満	FIT																													
500kW～ 12MW	FIP																													
下水ガスのみが支援対象																														
1kW 超～ 250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方 式）																													
250kW 超～ 1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方 式）																													
1MW 超	CfD FIP+入札																													

水力	<table><tr><td>100kW以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)</td></tr><tr><td>100kW～</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)</td></tr></table> ※\$40 EEG: 水力発電では、2024 年以降に稼働及び改修する設備については一年毎に 0.5%ずつの減額。	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)	100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)	<table><tr><td>5MW以下</td><td>SEG 制度※1</td></tr><tr><td>5MW超</td><td>CfD FIT※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。	5MW以下	SEG 制度※1	5MW超	CfD FIT※2	<table><tr><td>500kW以下</td><td>FIT、FIP</td></tr><tr><td>500kW～1MW 未満</td><td>FIP</td></tr><tr><td>1MW～4.5MW</td><td>CfD FIP+ 入札</td></tr></table>	500kW以下	FIT、FIP	500kW～1MW 未満	FIP	1MW～4.5MW	CfD FIP+ 入札	<table><tr><td>1kW 超～250kW 以下</td><td>FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>250kW 超～1MW 以下</td><td>CfD FIP +登録（総合評価方式）</td></tr><tr><td>1MW 超</td><td>CfD FIP+入札</td></tr></table>	1kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）	250kW 超～1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方式）	1MW 超	CfD FIP+入札	
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)																								
100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)																								
5MW以下	SEG 制度※1																								
5MW超	CfD FIT※2																								
500kW以下	FIT、FIP																								
500kW～1MW 未満	FIP																								
1MW～4.5MW	CfD FIP+ 入札																								
1kW 超～250kW 以下	FIT or CfD FIP 選択 +登録（総合評価方式）																								
250kW 超～1MW 以下	CfD FIP +登録（総合評価方式）																								
1MW 超	CfD FIP+入札																								
地熱	<table><tr><td>100kW以下</td><td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)</td></tr><tr><td>100kW超</td><td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)</td></tr></table> ※\$45 EEG: 地熱発電の入札上限価格は 25.20 ct/kWh であり、2024 年以降に稼働する設備については一年毎に 1%ずつの減額。	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)	100kW超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)	CfD FIT	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。	2017 年末で 2016 年省令に基づく支援制度終了。																	
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21)																								
100kW超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式 (\$20, 21a)																								
オフテイクーリスク対策	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。	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。（オフテイクーオブ・ラスト・リゾート制度※後述記載「1.2.3 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み」（１））	エネルギー法典 L.314-26 条では、フランス環境連帯省が、競争入札で、FIP 対象電源が売電先を見つけれられない場合の「ラストリゾート」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「ラストリゾート」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。																						

ネガティブ プライス時 の対応	EEG 2023§51 においてスポット市場価格が下記の時間ネガティブの場合、支援額は減額されると規定されている。 ① 2023 年 少なくとも連続 4 時間 ② 2024 年 2025 年 少なくとも連続 3 時間 ③ 2026 年 少なくとも連続 2 時間 ④ 2027 年 少なくとも 1 時間 但し、以下の設備は適用除外。 ・設備容量 400kW 以下の風力 ・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）	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。この方針は第 4 回アロケーションラウンドにおいても協議され、ネガティブ価格に関する規定を採用することを決めた。 SEG 制度：ネガティブ価格時は、発電設備側が小売（卸電力）事業者がネガティブ価格の対価を払う取り決めなし。	エネルギー法典の R314-39 条によると、暦年でマイナス価格となる時間帯が多い場合、その時間帯に発電を行わなかった設備にボーナスが支給される可能性がある。ただし、このボーナスは、その年内の設備の稼働時間の基準数によって制限される。この条文に従い、政府は、市場が年間 15 時間以上連続してマイナスになった場合、太陽光発電にプレミアムを支給することを定めている。	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。	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。

出典	EEG 2023 https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE002207311 WindSeeG https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/inhalts_bersicht.html EnWG https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/	SEG https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/smart-export-guarantee-seg https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5cfa7e0f40f0b663ff495db5/smart-export-guarantee-government-response.pdf CfD https://www.CfDallocationround.uk/faq https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-6-statutory-notice https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fbc72958fa8f559e887e4f8/CfD-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf P.52 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7f291040f0b6230268dcdf/Baringa_DECC_CfD_Negative_Pricing_Report.pdf	フランス政府資料 https://www.nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/018_tableau_mecanismes_soutien_enr.pdf エネルギー法典 https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208/2024-03-08/	2019年7月4日付経済発展省令 https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg	2022年11月3日付政令960/2020 https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-13591 2022年7月18日付エネルギー省決議 https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630 2022年8月2日付エネルギー省決議 https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228

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 신설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。これらに加え、バイオマスは 2030 年までに 8.3GW の導入目標を定めている。⁵EEG 2023 の支援スキームは総予算 280 億ユーロで、2045 年までに気候中立を達成することを視野に入れている。²⁰

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)		再エネ発電量 (TWh)
	EEG2021	改正後 ²¹	EEG2021	改正後 ⁵	洋上風力エネルギー法	改正後 ²²	改正後 ²³
2023	-	-	-	-	-	-	287
2024	62	69	73	88	-	-	310
2025	-	-	-	-	-	-	346
2026	65	84	83	128	-	-	388
2027	-	-	-	-	-	-	433
2028	68	99	95	172	-	-	479
2029	-	-	-	-	-	-	533
2030	71	115	100	215	20	30	600
2035	-	157	-	309	-	40	-
2040	-	160	-	400	40	-	-

²⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7794 （2024 年 1 月 29 日取得）

²¹ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html （2024 年 1 月 29 日取得）

²² https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/_1.html （2024 年 1 月 29 日取得）

²³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4a.html （2024 年 1 月 29 日取得）

令和 5 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)

2045	-	-	-	-	-	70	-

注) - は目標値が定められていないことを意味する。

出所) EEG2023 及び経済・気候保護省の資料に基づき作成

(2) 「イースター・パッケージ」によるその他制度改正

2022 年 4 月に発表されたイースター・パッケージは、ドイツにおける過去数十年で最大のエネルギー政策改正である。水上、陸上、屋上など、あらゆる場所での再生可能エネルギーの拡大を促進するものである。

このイースター・パッケージは、当面のエネルギー対策の一環であり、多くのエネルギー政策を実施するものである。これには、気候危機が頭打ちになりつつあること、またロシアのウクライナ侵攻に伴い化石燃料からの脱却と再生可能エネルギー拡大の重要性が再確認されたためである。2035 年には、ドイツは電力の大半を再生可能エネルギーで賄うことを目標としている。そのため、新たな太陽光発電用地を大量に確保し、陸上風力発電と太陽光発電への自治体の参加を拡大し、さらに低風力用地の開発に力を入れる。さらに、屋上太陽光発電の設置拡大のための政策環境も改善する必要がある。

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) ドイツ連邦政府 HP²⁴より

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

ドイツの太陽光発電設備の中で、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。入札対象外の建物設置型（屋根置き型含む）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）²⁵。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、通常の実取価格 8.6 cent/kWh に加え、4.8cent/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。²⁶設備容量毎の実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（屋根置き）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 に基づき作成

²⁴ <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/07/20220708-bundesrat-approves-largest-acceleration-package-for-expansion-of-renewables-in-decades-and-expands-toolbox-for-precautionary-measures.html> (2024 年 2 月 24 日取得)

²⁵ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_48.html (2024 年 1 月 30 日取得)

²⁶ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_53.html (2024 年 1 月 30 日取得)

価格の引き下げは 2024 年初めまで停止され、その後は年 2 回の引き下げに変更される。²⁷

(ii) 地上設置型太陽光発電設備のエリア拡大

2023 年 8 月 16 日、新たな PV 戦略の一環として「ソーラー・パッケージ」が閣議決定された。これは、太陽光発電システムの建設と運用の拡大を加速させる多数の措置を盛り込んだ重要な立法パッケージである。これには、ソーラーパークのより持続可能なオープンスペース開発のため、以下のような包括的な規制が含まれている。²⁸

① 農業用 PV 及びその他の特殊な太陽光発電システムに対する十分な支援

太陽光発電所（PV-FFA）の入札において、特別な太陽光発電システム（農業用、浮体式、湿地帯、駐車場）に対して、独自の上限値を持つ独立したサブセグメントが導入される。

② 特殊太陽光発電システムの数量増加

既存のオープン・スペース入札における特殊太陽光発電システムの入札量を段階的に増やし、年間最大 3,000MW とする。全体として、これは入札数量（またはこれに必要な総面積）の増加にはつながらない。

③ 対象地域の拡大

いわゆる農業不利地域は、一般的に古典的な地上設置型太陽光発電システムの推進に使用され、農地の一定割合がすでに太陽光発電システムによって利用されている場合は、国のオプトアウト・オプションと連動する。さらに、不利な条件下にある特定の保護地域を除外することもできる。

④ 農地の土地利用は適切に制限される

農地での太陽光発電の追加拡大は、2030 年までに最大 80 ギガワットに制限される。EEG は、太陽光発電の少なくとも 50% は、建物や防音壁の上または中に設置されるべきであると明言している。

⑤ 農業用 PV の拡大

垂直方向に高い、または高さが 2.1 メートル以上ある特定の土地に大規模な農業用太陽光発電システムを設置する場合、除草剤の使用を避けるなどの拡張基準を満たせば、ボーナスが与えられる。

⑥ 系統接続の促進

再生可能エネルギーシステム（太陽光発電システム以外も含む）の接続線を不動産や交通ルートに敷設する権利が導入される。これまでは、各土地所有者／交通事業者と許可契約について交渉する必要があったため、かなりの非効率と遅れが生じていた。

²⁷

https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/Energy/0406_ueberblickspapier_osterpaket_en.pdf?__blob=publicationFile&v=1 P.5 (2024 年 1 月 30 日取得)

²⁸ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20230816-uberblickspapier-solarpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=8 P.4-5 (2024 年 1 月 30 日取得)

(iii) その他、太陽光発電に関する改正

ソーラーパッケージには上記のほか、屋根や建物に設置する太陽光発電システムの拡大をさらに加速させ、実務チェックや業界調査で明らかになった官僚主義を削減するための規制も含まれている。詳細は以下の通り。²⁹

- ① 報告書の簡素化、電源プラグのルール of 簡素化、使いやすさの向上により、バルコニーPV における官僚主義の削減
- ② 特に商業用太陽光発電については既存の閾値をより柔軟なものにする
- ③ コミュニティ・ビル用品の紹介
- ④ テナント電力の改善
- ⑤ グリッド接続の加速
- ⑥ 屋外の建物の開発
- ⑦ ルーフシステムのパワーアップ

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。

(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州は、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。連邦各州は、2024 年 5 月 31 日までに目標のために措置を開始していることを示さなければならない。³⁰

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地 (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	0.5	891.12

²⁹ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20230816-uberblickspapier-solarpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=8 P.2-4 (2024 年 1 月 30 日取得)

³⁰ <https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/209964> (2024 年 1 月 30 日取得)

令和5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)

ブランデンブルク州	1.8	2.2	29,654.35
ブレーメン州	0.25	0.5	419.62
ハンブルク州	0.25	0.5	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
シュレーズヴィヒ＝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	16,202.89

出所) 陸上風力タービンの増設・加速に関するドイツ連邦議会の立法決議書³¹⁾に基づき作成

(ii) 建築基準法（BauGB）及び都市計画法の改正

面積目標を風力エネルギー用地法（WindBG）に組み込むため、建築基準法（BauGB）に陸上風力発電のための新たな特別規定が設けられた。これにより、指定された風力発電用地以外の地域においても風力発電所が許可されることになる。連邦州が面積目標を設定した場合、この特権は州領域全体に与えられる。³²⁾

(iii) 連邦自然保護法（BNatschG）の改正

2022年夏の連邦自然保護法（BNatschG）改正の一環として、風力タービンの設置により繁殖が危険にさらされる恐れのある鳥類に対する有意性テストの全国標準化が導入された。これは、試験対象となる種のリスト、試験距離、保護措置や生息可能性分析の仕様などを規定するものである。この新たな規制では、攪乱の禁止、風力タービンの建設、コロニーや重要な繁殖・休息地などの集積地は対象としていない。³³⁾

³¹⁾ https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0301-0400/318-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1

P.4 （2024年1月24日取得）

³²⁾ <https://www.smar.de/page/en/topic-article/5892/209964> （2024年1月24日取得）

³³⁾ <https://www.bfn.de/voegel-windenergie-und-signifikanzbewertung> （2024年3月6日取得）

C) 洋上風力発電

「洋上風力エネルギー法³⁴」の改正において、洋上風力の設置容量を 2030 年までに、30GW 以上、2035 年までに 40GW 以上、そして 2045 年までに少なくとも 70GW 以上増加させることを目標に定めている。事前調査区域と非事前調査区域の 2 つの区域別に入札制度が設計され、2023 年度は当該の制度の中で入札が行われた。

また、入札量に関しては下記規定されている。

2023～2024 年	年間 8,000MW～9,000MW
2025～2026 年	年間 3,000MW～5,000MW
2027 年以降	年間 4,000MW

出所) WindSeeG 第 2a 条に基づき作成

(i) 事前調査区域の入札設計

洋上風力発電設備入札の基準が更新された。³⁵オークションの入札者の選定基準は以下の通り。入札価格の他に、定性基準も導入されている。入札価格については 100 点満点中 60 点、その他の定性基準については 40 点が割当てられている。(第 53 条)

- I. 入札価格(60 点)
- II. 洋上風力エネルギー拡大による脱炭化水素化への貢献 (5 点)
- III. 他の事業者との供給契約を通じて期待される、指定された地域で発電されたエネルギーの供給量 (10 点)
- IV. 基礎工事及び海底シーリング (風力発電設備の基礎を固定する作業) から生じるの騒音への考慮 (10 点)
- V. 熟練労働力の確保への貢献 (10 点)

(ii) 非事前調査区域の入札設計³⁶

洋上風力エネルギー法 (WindSeeG) の改正は、入札制度の変更を規定している。拡大目標を達成するため事前調査されていない区域も入札の対象となった。ドイツ議会はまた、当初の提案にあった CfD 制度の適用を削除した。洋上・陸上風力発電設備の開発に関する CfD は規定されていない。事前に調査されていない地域の入札設計に関しては、動的な入札が導入されており、価格のみに基づく入札を導入し、ネガティブ入札を可能にした。開発事業者に対する国からの支援はなく、また洋上風力発電設備を建設する権利の対価を支払う必要がある。また入札額には上限がない。³⁷

³⁴ <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/> (2024 年 1 月 24 日取得)

³⁵ <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html> (2024 年 1 月 24 日取得)

³⁶ <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html> (2024 年 1 月 24 日取得)

³⁷ <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/negative-bidding-in-german-offshore-wind-law-threatens-supply-chain/> (2024 年 1 月 24 日取得)

【動的な入札(dynamic bidding)の導入³⁸⁾】

特定の入札に対して入札者がいくら支払う意思があるかを決定するオンライン動的な入札手順が導入された。第 23 条では、入札価格の 90%は電力料金の引き下げに、5%は海洋自然保護と持続可能な漁業の促進にそれぞれ充てることが規定されている。当該入札プロセスでは、用地に対して最高額を支払う意思のある入札者に落札が与えられる。動的な入札の目的は、競争環境の中で入札者を区別し、また特に中小企業の利益を考慮することである。連続的な入札ラウンドが行われ、入札額が増加する中で、最終的に落札者が決定される。動的な入札手続きはソフトウェアベースで行われる。

(iii) 洋上風力と系統接続の拡大の加速

2022 年、イースター・パッケージによって洋上風力エネルギー法が改正され、洋上風力の拡大と系統接続のためのいくつかの変更がなされた。この一環として、洋上風力発電の拡大目標は、2030 年までに少なくとも 30GW、2035 年までに少なくとも 40GW、2045 年までに少なくとも 70GW と大幅に引き上げられた。

また、送電網接続の契約はより早い段階で実施されるようになり、計画や認可の手続きは合理化され、調査は一括して行われるようになる。具体的には、事前調査が行われた用地については、計画承認手続きがより迅速な計画採択手続きに置き換えられ、承認・採択手続きの期間にもルールが課される。環境影響評価と協議権がより統合され、用地開発計画に含まれた時点で、洋上送電網接続の契約を締結することが可能になる。この措置により、契約締結が数年早まることになる。³⁹⁾

(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 セント/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ている。⁴⁰⁾

³⁸⁾

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2023/20230615_Offshore.html?nn=404530 （2024 年 1 月 24 日取得）

³⁹⁾

https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/Energy/0406_ueberblickspapier_osterpaket_en.pdf?__blob=publicationFile&v=5 P.7 （2024 年 1 月 24 日取得）

⁴⁰⁾ <https://www.bundesregierung.de/breg-en/federal-government/renewable-energy-sources-act-levy-abolished-2011854> （2024 年 2 月 24 日取得）

2023 年以降、再生可能エネルギー支援に関する財源は、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ている。毎年、再生可能エネルギー促進に必要な実際の収入と予想資金の見積もりは情報プラットフォーム（netztransparenz.de）で公表されている。2024 年の EEG の必要資金は 106 億 1,600 万ユーロと見積もられている。最近のエネルギー価格の高騰により先物価格が非常に高くなることが予想され、またその結果収入が報酬支払額を上回ることが予想されるため、陸上風力など一部の値がマイナスになっている。

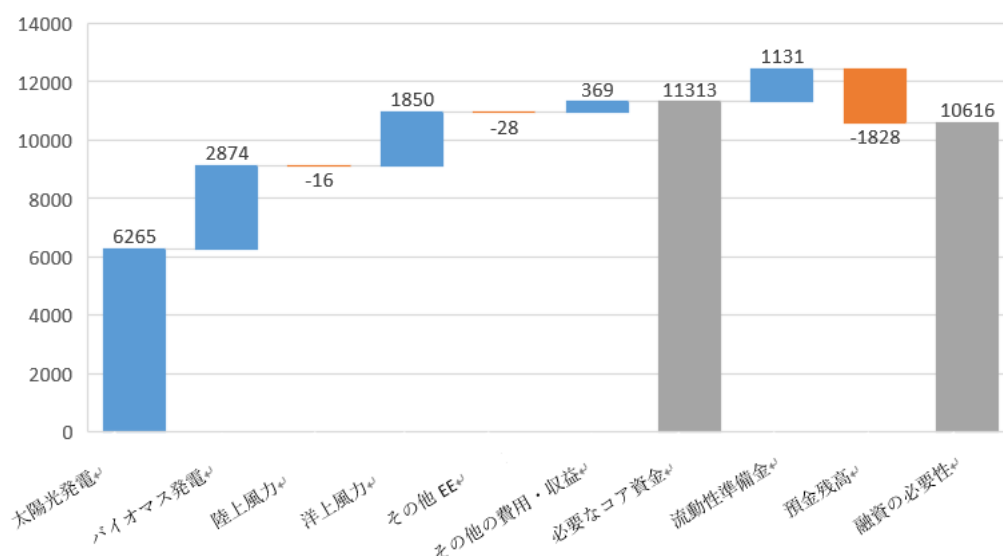


図 2.1-1 電源毎の予想される補助金支払額と販売収入の差額
出所) Netztransparenz.de, EEG-Finanzierungsbedarf 2024⁴¹より

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。

⁴¹ <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/eeg%20finanzierung/eeg-finanzierungsbedarf/2023-10-25%20ver%C3%B6ffentlichung%20eeg-finanzierungsbedarf%202024.pdf> P.16
(2024 年 2 月 24 日取得)

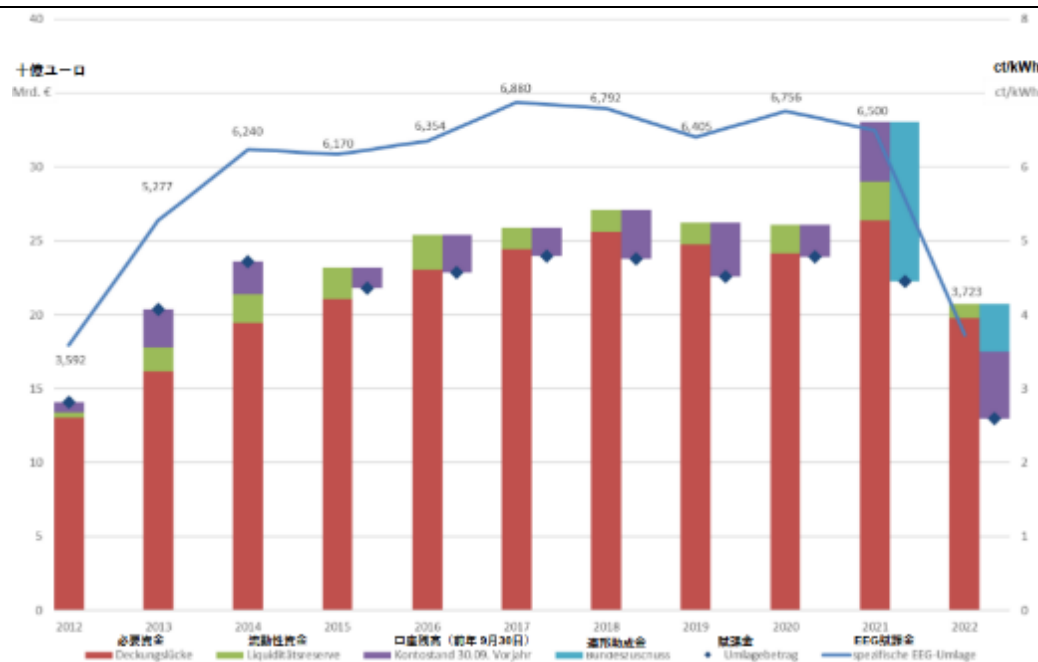


図 2.1-2 2012 年から 2021 年までの再生可能エネルギー補助金（EEG）推移
出所）Netztransparenz.de⁴²より

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（BMW i /新：連邦経済・気候保護省 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：

⁴² <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung>（2024 年 2 月 24 日取得）

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。一方、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 2024 にて最新の KTF に関する 2027 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^注

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

注) EKF は 2022 年に KTF と合併したため、EKF の売上高の内訳は 2021 年までとなる

出所) 11. EKF Bericht, S.2 に基づき作成⁴³

⁴³ https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/11-EKF-Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 P.11 (2024 年 2 月 24 日取得)

令和5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)

表 2.1-6 2024 年度 KTF 予算案とその後の財務計画

単位(千ユーロ)	2023 年	2024 年	財務計画		
歳入	予算	予算	2025	2026	2027
欧州排出量取引制度(EU ETS)に基づく収益	7,297,640	8,187,000	10,746,000	12,855,000	12,821,000
			0	0	0
燃料排出権取引法(BEHG)に基づく収益	8,631,000	10,930,000	12,905,000	16,397,000	21,852,000
			0	0	0
連邦予算からの割り当て	0	0	0	0	0
グローバルな歳入	5,951,576	9,300,000	5,200,000	5,200,000	5,200,000
積立金の取り崩し	78,888,489	70,720,997	41,521,949	13,363,328	0
歳入合計	100,768,705	99,137,997	70,372,949	47,815,328	39,873,000
支出 (以下支出内訳)	35,958,333	57,616,048	57,009,621	49,684,740	47,502,233
エネルギー高効率建物への投資	16,877,536	18,901,477	15,912,414	13,467,845	12,382,216
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 ...	3,342,700	15,721,351	16,886,900	15,896,616	15,000,030
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	5,578,897	4,669,071	4,007,136	3,340,007	1,838,793
連邦エコノミスト・インテリジェンス・ユニット (EIU) の鉄道インフラへの投資	0	4,000,000	4,000,000	2,250,000	2,250,000
脱炭素化／産業界における水素利用	3,961,322	3,820,656	4,294,506	5,060,562	5,463,285
マイクロエレクトロニクス	0	3,968,150	4,625,150	1,912,050	1,710,500
産業向けエネルギー貯蔵	684,235	511,907	602,153	679,053	959,053
Natural Climate Action プログラム & NKI	945,500	1,351,200	1,437,900	1,568,100	1,573,100
積立金への充当 (歳入合計 - 支出)	64,810,372	41,521,949	13,363,328	0	0
世界的な支出不足	0	0	0	- 1,869,412	- 7,629,233

(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

ドイツでは、消費者物価、特に家庭用エネルギーや燃料などエネルギー価格の不安定な動向が 2022 年中及び 2023 年初頭にかけて一般家庭の財政を圧迫した。

2022 年 9 月 4 日、このインフレ対策として国民の負担を 650 億ユーロ軽減する第 3 次救済策が発表された。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

政府は、電気料金抑制の財源を確保するためには、少なくとも電力会社から不規則な利益を部分的に取り除くべきだと考えた。例えば、再生可能エネルギー、石炭、原子力発電を一貫して低い生産コストで生産しているエネルギー会社は、ヨーロッパの電力市場で非常に大きな利益を得ていた。ヨーロッパ全体が電力料金の高騰の影響を受けた。⁴⁵

そのため、ドイツは発電電力量 1MWh あたり 180 ユーロを超える発電所の収入に対して 90%を課税した。この制度は、2022 年 12 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日までの期間、再生可能エネルギーを発電する電力事業者に課された。⁴⁶

(ii) EEG に基づく市場プレミアム助成を受けた陸上風力発電施設に対する超過利潤税の計算方法

2022 年 12 月、ドイツ政府によって電力価格統制法 (StromPBG) が成立した。この法律は、高騰する電気料金の影響を受ける最終消費者に経済的救済を実施するために制定された。この救済措置の財源は、特に発電所の運営会社が生み出す余剰収入から差し引かれることになっていた。これは、原子力、廃棄物、再生可能エネルギー等による発電に適用される。ただし、発電所の設置容量または電気容量が 1MW を超える場合に限る。⁴⁷徴収は 2022 年 12 月 1 日に始まり、2023 年 6 月 30 日に終了した。賦課金の計算期間は 1 四半期、つまり 3 ヶ月間であった。⁴⁸

⁴⁴ https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/finanzbericht-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=7 P.52 (2024 年 2 月 24 日取得)

⁴⁵ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/entlastung-fuer-deutschland/drittes-entlastungspaket-2082584> (2024 年 1 月 30 日取得)

⁴⁶ [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2023/740076/IPOL_STU\(2023\)740076_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2023/740076/IPOL_STU(2023)740076_EN.pdf) P.26 (2024 年 1 月 30 日取得)

⁴⁷ <https://www.netztransparenz.de/en/Electricity-price-brake/Electricity-Price-Control-Act-StromPBG> (2024 年 1 月 30 日取得)

⁴⁸ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-abschoepfung-von-zufallsgewinnen.pdf?__blob=publicationFile&v=10 P.5 (2024 年 1 月 30 日取得)

計算方法に関しては、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を発電事業者が公開するか、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 $[0.9 \times ((\text{収益}) - (\text{計算されたキャップ} + \text{安全マージン}))]$ の数式で算出される。

B) 第 4 次救済措置 「Abweherschirm (経済保護シールド)」

2022 年 9 月、ドイツ連邦経済大臣と連邦財務大臣は、ロシアの侵略戦争による影響から身を守るための「経済的保護シールド」を発表した。これは、エネルギーコストの上昇と、消費者と企業にとって最も深刻な影響を緩和することを目的としている。この計画では、連邦政府は経済の安定のため経済安定化基金 (Wirtschaftsstabilisierungsfonds : WSF) に 2000 億ユーロを投入し、ガスの価格が上がり過ぎないように対策する。⁴⁹

(i) エネルギー価格の抑制対策

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。⁵⁰

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。年間使用量が 3 万キロワット時までの家庭や小規模企業の電気料金に、1 キロワット時あたり 40 セントの上限が設けられた。この上限は、過去に使用された量 (通常は前年度の使用量) の 80% を割り当てられた量に適用された。年間使用量が 3 万キロワット時を超える中堅・大

⁴⁹ <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/protective-shield-2131014> (2024 年 1 月 24 日取得)

⁵⁰ <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/998440/2131852/626fb5cfc0537be3daf85affe8cc1864/2022-10-05-courtesy-translation-en-data.pdf?download=1> P.3-6 (2024 年 1 月 24 日取得)

企業の場合、価格は 1 キロワット時あたり 13 セントが上限で、これに送電網料金、税金、手数料、賦課金が加算される。この上限は、過去に使用された量の 70% に割り当てられた量に適用された。割引分を超えた分については、通常の電気料金が適用された。⁵¹

エネルギー価格の上限設定は 2023 年末に失効した。2024 年 1 月現在、市場で入手可能な天然ガスと電力の多くは、エネルギー価格ブレーキの基準価格を下回っている。⁵²

(5) エネルギー安全保障法の改正

2022 年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 EnSiG 3.0）の改正案が採択され、10 月 13 日から施行された。今回の改正の目的は、2022/2023 年及び 2023/2024 年の冬におけるガス消費量を削減するため、再生可能エネルギーによる電力生産を一時的に増加させ、送電網の輸送能力を引き上げることである。EnSiG 3.0 には以下の項目が含まれる。⁵³

- 太陽光発電設備への規制緩和
 - ・ 2023 年 1 月 15 日 - 1,500MW の容量を持つセグメントの特別危機入札を導入
- 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
 - ・ 2024 年 12 月 31 日までのバイオガス生産規制を撤廃し、法的明確化を通じて陸上風力エネルギー生産のインセンティブを創出する
- 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
- 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
- 送電網拡張の加速

⁵¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/energy-price-brakes-2156430> （2024 年 2 月 24 日取得）

⁵² https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-strompreisbremse.pdf?__blob=publicationFile&v=14
P.1 （2024 年 2 月 24 日取得）

⁵³ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/10/20221007-bundesrat-adopts-energy-security-of-supply-act-30.html> （2024 年 1 月 30 日取得）

- ・ 送電網の利用率を向上させ、大口産業消費者に柔軟性を提供することを目的とする

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

消費税法 (UStG) 第 12 条第 3 項では、2023 年 1 月 1 日以降、太陽光発電システムを住宅またはその近隣に設置する場合、その納品に消費税がかからない (税率ゼロ) ことを規定している。この規制は、太陽電池モジュール、インバーター、蓄電池など、太陽光発電システムに関連したすべての部品に適用される。また、公共の建物や公益的な活動に使用される建物に設置される太陽光発電システムにも適用される。このゼロ税率は 2023 年 1 月 1 日から施行されており、同日 2023 年 1 月 1 日以降に納品及び設置される太陽光発電システムにのみ適用される。既存のシステムへの遡及適用はできない。⁵⁴

(7) 太陽光発電 (PV) 戦略

A) 戦略内容

2023年5月、連邦経済・気候行動省は、ドイツで開催された第2回PVサミットに際して、包括的な太陽光発電 (PV) 戦略を発表した。その目的は、ドイツにおける太陽光発電の拡大を大幅に加速させることである。戦略には、エネルギー政策から熟練労働者の確保、欧州における産業価値の創造、技術開発まで、以下11分野の対策が挙げられている。⁵⁵

- ・ 地上設置：2026 年から毎年 11GW ずつ容量を増やす。そのためには、十分な用地を提供し、計画と認可の手続きを加速させる必要がある。さらに、スペースの競合を防ぐために、太陽光発電と農業の両方に土地を同時利用するアグリボルタイクスなどの革新的なコンセプトを利用しなければならない。
- ・ 屋上設置：PV 戦略は、商業ビル分野での大規模な太陽光発電設備の促進を目指している。同戦略はまた、小規模太陽光発電設備の分野における改善と簡素化も含んでいる。屋上設置に関しても、地上同様 2026 年から毎年 11GW ずつ容量を増やす。
- ・ オーナーからテナントへの電力供給とビルへの共同供給：集合住宅の屋根を太陽光発電設備に活用できる余地が多くある。住宅用太陽光発電の共同供給モデルを新たに立ち上げ、建物の所有者と入居者全員が、太陽光発電設備で発電された電力の恩恵を受けられるようにする。さらに、既存のオーナーからテナントへの電力供給モデルも改善される。
- ・ ベランダへの PV 設置：誰もが簡単にベランダで太陽光発電設備を利用できるようにする。この促進のため、事業者が迅速に送電網に接続できるよう、役所的な手続き削減を意図している。
- ・ グリッド接続：地上設置型と屋上設置型、双方の太陽光発電について、系統接続の大幅なスピードアップと簡素化を望んでいる。これには、大規模な屋上設置型に対する認証手続きの簡素化も含まれる。
- ・ 受容性の向上：関連する問題としては、自治体の財政参加や市民のエネルギーに関するルールの簡素化などがある。

⁵⁴ <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/FAQ/foerderung-photovoltaikanlagen.html> (2024 年 1 月 30 日取得)

⁵⁵ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2023/05/20230505-federal-minister-habeck-we-need-to-speed-up-the-expansion-of-solar-energy.html> (2024 年 1 月 30 日取得)

- 税法：税法上の障害を軽減することは、太陽光発電の拡大にとって重要である。貿易税や相続税の分野でも、太陽光発電のためのさらなる改善を提唱している。
- 産業界：ドイツとヨーロッパにおけるバリューチェーン全体を通じて工業生産能力を構築し、増大する需要を主に国内発電で満たせるようにしたいと考えている。
- 熟練労働者の確保：太陽光発電システムの製造、計画、設置、メンテナンスに携わる熟練労働者の数を増やすため、初級及びさらに上級の職業訓練コースの充実を図っている。
- 技術開発：第 8 次エネルギー研究計画との関連においても、バリューチェーン全体の技術開発を進めたいと考えている。
- 欧州レベルでの検討：EU のプロセスや要求事項は、エネルギー分野の法的枠組みにますます影響を及ぼしている。そのため、EU は、EU 太陽エネルギー戦略や Fit for 55 パッケージなど、欧州レベルでの太陽光発電設備拡大の加速化も望んでいる。

B) 中国製太陽電池モジュール輸入に対する障壁の設定

この背景には、EU における複数のモジュールメーカーや企業、太陽光発電部品メーカーが、欧州太陽電池製造協議会（ESMC）を通じて公開書簡を発表し、中国メーカーの持続不可能な低価格 PV モジュールによって脅かされている欧州の PV 製造業界を保護するための行動を EU に促したことがある。これに伴い、ドイツ政府も中国メーカーに対する障壁の設定を検討している。⁵⁶

(8) 設置目標

A) 太陽光

PV 戦略では、2026 年以降、地上設置型及び屋上設置型太陽光パネルをそれぞれ年間 11GW ずつ、合わせて太陽光パネルを年間 22GW 増やすことを目指している。そのため連邦経済・気候保護省（BMWK）の目標には、不利な条件下での調整、浮体式太陽光発電システムや農業用太陽光発電システムのような特殊な太陽光発電システムのさらなる強化、工業地域や商業地域の開放宣言、耕作地となった農地からの一時的な生物多様性太陽光発電システムといった項目が含まれている。⁵⁷

B) 陸上風力

2023 年 2 月 1 日から施行されている「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）」によると、陸上風力発電は 2030 年に 115GW に達するために、毎年 10GW の増設を行うことになっている。長期的に見ると、2040 年以降設備容量は 160GW で安定する予定となっている。この目標達成のため、陸上風力発電に十分な面積を確保しなければならない。現在、ドイツの表面積の約 0.8% が陸上風力発電用に指定されているが、実際に利用できるのは 0.5% となっている。陸上風力法では、連邦州

⁵⁶ <https://esmc.solar/the-future-of-the-european-solar-industry-and-a-resilient-european-energy-supply-are-in-utmost-danger-without-immediate-actions-the-european-pv-manufacturing-industry-will-disappear-forever/>
(2024 年 3 月 6 日取得)

⁵⁷ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8 P.9 (2024 年 1 月 30 日取得)

に対して初めて拘束力のある面積目標が設定されており、2027 年には合計 1.4%、2032 年には合計 2%がドイツの陸上風力発電用に指定されることになる。目標を達成するために、連邦州は自ら地域を指定するか、あるいは地域レベルや市町村レベルで拘束力をもって目標を配分することができる。⁵⁸

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。⁵⁹その後 2000 年⁶⁰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⁶¹では任意での FIP 制度⁶²、2014 年改正法⁶³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⁶⁴、2017 年改正法⁶⁵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⁶⁶。

2021 年改正法⁶⁷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。

⁵⁸ <https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/209964> （2024 年 3 月 6 日取得）

⁵⁹ <https://www.iea.org/policies/3477-electricity-feed-in-law-of-1991-stromeinspeisungsgesetz> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁰ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/6-EEG00_031222.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶¹ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG2012_juris_120817.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶² <https://www.iea.org/policies/5117-2012-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-eeg-2012> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶³ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2014_160829.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁴ <https://www.iea.org/policies/5734-2014-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-eeg-2014> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2017> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁶ <https://www.iea.org/policies/6125-2017-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-eeg-2017> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁷ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

令和 5 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)

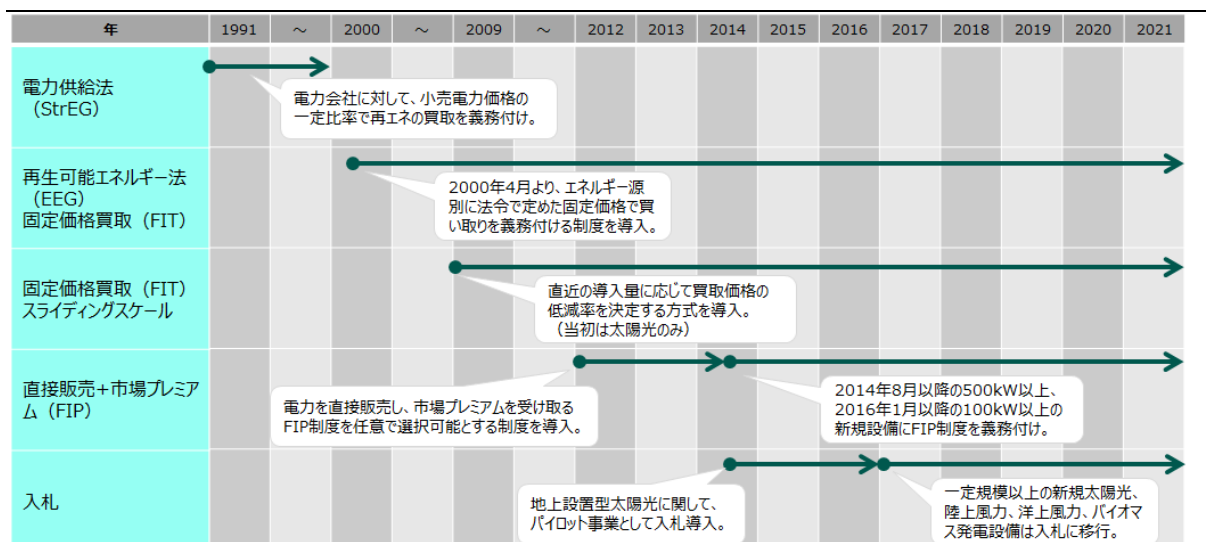


図 2.1-3 ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

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⁶⁸(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) より)

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⁶⁹：Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz- EEG2023)

⁶⁸ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁹ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2024-01/EEG_231222.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

(3) 目標関連

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

	陸上風力 (GW)		太陽光 (GW)		洋上風力 (GW)		バイオマス(GW)		再エネ 発電量(TWh)
	EEG 2021	改正後 70	EEG 2021	改正後 71	EEG 2021	改正後 72	EEG 2021	改正後 73	改正後 ⁷⁴
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	8.4	8.4	600
2035	-	157	-	309	-	40	-	-	-
2040	-	160	-	400	40	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	70	-	-	-

注) - は目標が定められていないこと。

出所) EEG2023 及び WindseeG に基づき作成

⁷⁰ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html (2024年2月29日取得)

⁷¹ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html (2024年2月29日取得)

⁷² https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/_1.html (2024年2月29日取得)

⁷³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html (2024年2月29日取得)

⁷⁴ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4a.html (2024年2月29日取得)

(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

	EEG2021	EEG2023																												
陸上風力	➤ 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、連邦ネットワークが募集容量を削減可能。	2021 年	4,500MW (うち、1,600MW は特別入札)	2022 年	4,000MW (うち、1,100MW は特別入札)	2023 年	3,000MW	2024 年	3,100MW	2025 年	3,200MW	2026 年	4,000MW	2027 年	4,800MW	2028 年	5,800MW	➤ 第 22 条（以下“条: §”にて記載） 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: 2023 年～2028 年には、4 回の入札（2 月、5 月、8 月、11 月）が実施される。入札容量は下記。 <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> ➤ §30 EEG: 2023 年以降、入札対象は 1,000kW 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 5.88 セント/kWh で、2025 年以降前年に適用された最大値と比較して一年毎に 2% ずつの減額。	2023 年	12,840 MW	2024 年	10,000MW	2025 年	10,000MW	2026 年	10,000MW	2027 年	10,000MW	2028 年	10,000MW
	2021 年	4,500MW (うち、1,600MW は特別入札)																												
	2022 年	4,000MW (うち、1,100MW は特別入札)																												
	2023 年	3,000MW																												
	2024 年	3,100MW																												
	2025 年	3,200MW																												
	2026 年	4,000MW																												
	2027 年	4,800MW																												
	2028 年	5,800MW																												
	2023 年	12,840 MW																												
2024 年	10,000MW																													
2025 年	10,000MW																													
2026 年	10,000MW																													
2027 年	10,000MW																													
2028 年	10,000MW																													

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。募集容量は下記。

2023 年	5,850 MW
2024 年	8,100MW
2025～2029 年	9,900MW/年

➤ §37b EEG: 第一セグメント（地上型）による入札価格の上限は 5.9 セント/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 5.9 セント/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: 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。入札容量は下記。						
		<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>	2023 年	650 MW	2024 年	900MW	2025 年~2029 年	1,100MW/年
2023 年	650 MW							
2024 年	900MW							
2025 年~2029 年	1,100MW/年							
		➤ §38e EEG: 入札価格の上限は変わらず 9 セント/kWh、だが 2024 年以降一年毎に 1%ずつの減額となる。 ➤ §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額。						

バイオマス・バイオメタン	➤ 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）	➤ §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。入札容量は下記。 <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16.07セント/kWh。2024年以降一年毎1%ずつの減額。 ➤ §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18.03セント/kWhであり、2024年以降一年毎0.5%ずつの減額。 ➤ §39i EEG: バイオメタンプラントの入札上限価格は19.31セント/kWhであり、2024年以降一年毎1%ずつの減額。 ➤ §28d EEG: 2023年から2028年にかけて4月と9月に入札を実施。入札数量は各年度600MW。	2023年	600 MW	2024年	500 MW	2025年	400 MW	2026年～2028年	300MW/年				
2023年	600 MW													
2024年	500 MW													
2025年	400 MW													
2026年～2028年	300MW/年													
その他入札	●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。	●革新技術入札 ➤ 2023年から2028年までは年2回（5月、9月）。入札容量は下記。 <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>1,000MW</td></tr><tr><td>2028年</td><td>1,050MW</td></tr></table>	2023年	800 MW	2024年	850 MW	2025年	900 MW	2026年	950 MW	2027年	1,000MW	2028年	1,050MW
2023年	800 MW													
2024年	850 MW													
2025年	900 MW													
2026年	950 MW													
2027年	1,000MW													
2028年	1,050MW													

出所）EEG2021、EEG2023、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）に基づき作成

(5) 義務対象者

EEG2023（第 8 条）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、最も近くに位置する系統事業者（一般的には配電系統事業者）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事業者は、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。系統事業者は接続申請者に対し、接続に必要な手順や情報をまとめた接続申請処理に関する詳細なスケジュールを提出する必要がある。

ドイツにおいては FIT、FIP、また FIP（入札）の制度を通じた支援が行われており、FIP（入札）では、プレミアムを受け取る発電事業者が入札によって決定される。FIP を受け取る発電事業者は、系統事業者に電力を販売する義務がある。⁷⁵

(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。

表 2.1-9 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）	● 風力	● 太陽光
● 地熱	● バイオマス （バイオガス、バイオメ タン）	● 埋立ガス、下水ガス 等
※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）EEG2023 に基づき作成

(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。EEG2021 において、30kW 以下の太陽光発電設備は、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⁷⁶。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⁷⁷。

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

⁷⁵ EEG 2023 §8, 19, 20, 22 （2024 年 3 月 6 日取得）

⁷⁶ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf §9 (2)-3 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁷⁷ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf §48 (5) （2024 年 2 月 29 日取得）

(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⁷⁸等、太陽光発電設備の柔軟な利用を促進している。太陽光発電分全量売電の場合は、容量に応じて下記の追加補助金が交付される。⁷⁹

- ～10kW：€0.0480/kWh
- 10kW～40kW：€0.0380/kWh
- 40kW～100kW：€0.0510/kWh
- 100kW～400kW：€0.0320/kWh
- 400kW～1MG：€0.019/kWh

(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。

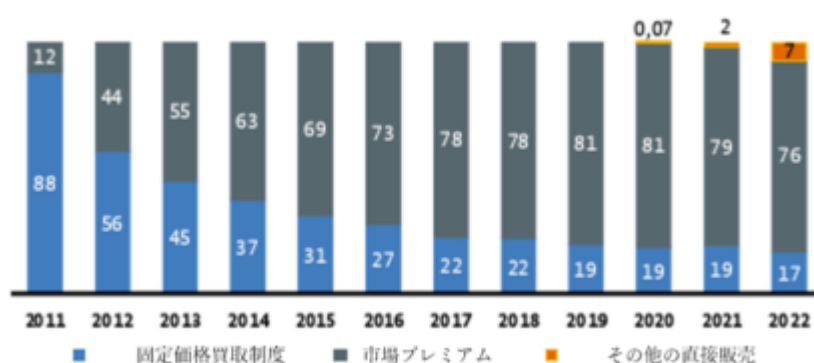


図 2.1-4 供給される電力に占める各売電手法の割合（年度別）

出所）連邦ネットワーク庁、“MonitoringberichtEnergie2023”⁸⁰に基づき作成

⁷⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_48.html (2a) (2024年2月29日取得)

⁷⁹ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_48.html (2024年2月29日取得)

⁸⁰

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> P.89 (2024年2月29日取得)

表 2.1-10 2022 年にグリッドへ供給された支援制度別、電力別の年間送電量

	合計 (GWh)	固定価格 買取制度 対象電力量 (GWh)	割合 (%)	市場プレミアム 対象電力量 (GWh)	割合 (%)
水力	4,825	1,213	25%	2,741	57%
ガス	782	58	7%	614	79%
バイオマス	38,093	3,876	10%	32,740	86%
地熱	204	6	3%	198	97%
陸上風力	98,035	1,009	1%	87,835	90%
洋上風力	24,7564	-	0%	22,886	92%
太陽光	53,070	30,941	58%	19,517	37%
合計	219,765	37,104	17%	166,531	76%

出所) 連邦ネットワーク庁、“MonitoringberichtEnergie2023”⁸¹⁾に基づき作成

【ネガティブ価格に関するルール】

ネガティブ価格に関する規定（第 51 条、第 51a 条）については、下記の通り変更が行われてきた。

EEG2014：

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。⁸²⁾

EEG2017：

ネガティブ価格の場合、事業者が卸売業者から受け取る電力価格は FIP よりも低く、その差額は EEG 賦課金によって補われる。ただし、大規模な自然エネルギーは、価格が 6 時間連続でネガティブとなった場合、プレミアムを受け取ることができない。設置容量が 3MW 未満の風力発電設備、500kW 未満のその他の設備、試験段階の陸上・洋上風力発電設備は本規定の適用外となる。⁸³⁾

EEG2021：

電力市場価格がネガティブとなった場合に適用される価値の引き下げルールが、500kW からのすべてのシステム

⁸¹⁾

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> P.89 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸²⁾ <https://www.iea.org/policies/5734-2014-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-eeq-2014> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸³⁾ https://www.clearingstelle-eeq-kwkg.de/sites/default/files/2020-08/EEG_2017_200808.pdf P. 62, 63 (2024 年 2 月 29 日取得)

で強化された（連続 6 時間から連続 4 時間への引き下げ）。また、ネガティブ価格となる時間数だけ適用期間が延長される。⁸⁴

EEG2023：

2023 年 1 月 1 日より施行の改正版において、ネガティブ価格時の支払資格の減額が規定された。スポット市場価格が中断することなく、ネガティブであった全期間について FIT・FIP はゼロとなる。ネガティブ価格となる時間数における適用期間の延長は EEG2021 から引き続き明記されている。

その期間規定は下記の通り。⁸⁵

- 2023 年： 少なくとも連続 4 時間以上
- 2024・2025 年： 少なくとも連続 3 時間以上
- 2026 年： 少なくとも連続 2 時間以上
- 2027 年以降： 少なくとも連続 1 時間以上

これは以下の設備には適用されない。

1. 設置容量が 400 kW 未満の設備
2. 試験段階の陸上風力発電設備
3. 洋上の試験段階の風力発電設備

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、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 2.1-11 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	2014 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

⁸⁴ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf P.74, 75 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁵ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2023-07/EEG_230703.pdf P.75,76 （2024 年 2 月 29 日取得）

令和 5 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)

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 2.1-12 ネガティブ価格総発生時間数の詳細内訳

	2012 年	2013 年	2014 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”に基づき作成 (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) より)

2019～22 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 2.1-13 EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況 (2019 年～)

	2020 年	2021 年	2022 年
ネガティブ価格総発生時間数	298 時間	139 時間	70 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)	192 時間 (64%)	80 時間 (58%)	43 時間 (61%)
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)	245 時間 (82%)	117 時間 (84%)	59 時間 (84%)
発生時の平均市場価格	-16 ユーロ/MWh	-16 ユーロ/MWh	-2 ユーロ/MWh
発生時の平均余剰供給量	1,762 MW	1,629 MW	2,927 MW

出所) Öko-Institut, Energy Brainpool、"Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2022 & Ausblick 2023"⁸⁶に基づき作成

(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 2.1-14 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
バイオマスを含むその他	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	2022 年
水力	5,629	5,627	5,627	5,396	5,454	5,489	5,621
陸上風力	45,283	50,174	52,328	53,187	54,276	55,904	58,014
洋上風力	4,152	5,406	6,393	7,555	7,807	7,807	8,149
バイオマスを含むその他	8,659	8,982	9,382	9,995	10,320	10,420	10,460
太陽光	40,679	42,293	45,158	48,864	54,314	60,038	67,479
地熱	38	38	42	47	47	54	59
合計	104,440	112,520	118,930	125,044	132,218	139,712	149,782

出所) AGEE-Stat、"Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland"⁸⁷に基づき作成

(10) 最新の入札結果

【EEG2023 に従って実施された 2023 年度の入札結果】

2023 年度の各種電源の入札結果は下表のようになっている。2023 年には、洋上風力発電において、非事前調査区域と事前調査区域の 2 つのセクションで入札が行われた。

⁸⁶ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-22.pdf?__blob=publicationFile&v=2 P.41 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2 P.8 (2024 年 2 月 13 日取得)

令和5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)

表 2.1-15 再生可能エネルギー法に従って実施された 2023 年度の入札結果

カテゴリ	入札日	募集量 (kw)	応札量 (kw)	上限価 格 (Ct/kWh)	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)	2023/3/1	1,950,000	1,950,000	7.37	7.03	1,951,932
	2023/7/1	1,950,000	1,611,087	7.37	6.47	1,673,416
	2023/12/1	1,950,000	1,611,087	7.37	5.17	1,612,549
太陽光 (屋根設置 型)	2023/2/1	217,000	216,667	11.25	10.87	194,950
	2023/6/1	217,000	190,166	11.25	10.18	192,841
	2023/10/1	217,000	190,155	11.25	9.58	191,068
陸上風力	2023/2/1	3,210,000	3,210,000	7.35	7.34	1,441,150
	2023/5/1	3,210,000	2,865,910	7.35	7.34	1,535,460
	2023/8/1	3,210,000	1,666,810	7.35	7.32	1,433,260
	2023/11/1	3,210,000	2,086,630	7.35	7.31	1,967,215
CHP (コージェネレー ションプラン ト)	2023/6/1	75,000	75,574	7.0	6.43	75,266
	2023/12/1	75,000	77,000	7.0	6.26	41,510
イノベーション CHP ^{*1}	2023/6/1	25,000	25,000	12.0	11.30	10,864
	2023/12/1	25,000	31,385	12.0	10.88	12,560
バイオマス	2023/4/1	300,000	274,860	17.67 (新規)	18.92	301,501
				19.83 (既存)		
	2023/9/1	300,000	285,794	17.67 (新規)	18.28	288,245
				19.83 (既存)		
バイオメタン	2023/4/1	300,000	19,477	19.31	該当 なし	該当 なし
	2023/9/1	300,000	8,154	19.31		
イノベーション 入札 ^{*2}	2023/5/1	400,000	400,000	9.18	-	-
	2023/9/1	400,000	400,000	9.18	8.33	407,957
洋上風力	2023/6/1		7,000			

	(非事前調査区域) 2023/8/1 (事前調査区域)	-	1,800	-	-	-

*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設備。

出所) 連邦エネルギー庁の HP⁸⁸に基づき作成

【2024 年度入札における上限価格】

2023 年 12 月 14 日に、政府は 2024 年度の入札の上限価格を発表した。陸上風力、太陽光ともに上限価格の引上げが行われている。

表 2.1-16 2024 年入札における上限価格

技術タイプ	上限価格 (EEG 2023)	上限価格(2024)
陸上風力	5.88 ct/kWh	7.35 ct/kWh
太陽光 (地上設置型)	5.90 ct/kWh	7.37 ct/kWh
太陽光 (屋根設置型)	8.91 ct/kWh	10.50 ct/kWh

出所) 連邦エネルギー庁の HP⁸⁹に基づき作成

連邦エネルギー庁は、2023 年度の価格上限設定以降、設備の建設・運転にかかるコストの上昇を鑑みて新たな上限価格を設定した。コストの上昇により、エネルギー転換に必要な新規設備の運営が、経済的に法律で定められた上限価格では不可能となったため、価格の引上げが行われた。

(11) イノベーション入札の導入促進策^{90,91}

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、EEG2023 に従って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。また、当該入札令は 2028 年 12 月 31 日までが期限となっている。

(InnAusV 第 20 条)

⁸⁸ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁸⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2023/20231214_HochstwerteEE.html?n=694186 (2024 年 3 月 4 日取得)

⁹⁰ https://www.buzer.de/EEG_2023.htm (2024 年 3 月 4 日取得)

⁹¹ <https://www.gesetze-im-internet.de/innausv/> (2024 年 3 月 4 日取得)

イノベーション入札令第 2 条においてイノベーション入札の定義が示されている。

- 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
- 再生可能エネルギーのみから発電される電力を蓄え、電力に変換する設備を備えたシステム

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。（第 13 条）

EEG2023 §28e では 2023～2028 年の入札容量も規定されており、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 2.1-17 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）

2023 年	800MW	2024 年	850MW
2025 年	900MW	2026 年	950MW
2027 年	1,000MW	2028 年	1,050MW

出所）EEG2023 §28e に基づき作成

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。（第 9 条）

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。

表 2.1-18 イノベーション入札の入札結果（2021 年～2022 年）

	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 ¢	7.5 ¢	7.43 ¢

加重平均落札価格	4.29 セン	4.55 セン	5.42 セン
落札価格範囲	3.33～4.88 セン	3.99～5.48 セン	3.95～7.43 セン

出所) 連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁹²に基づき作成

表 2.1-19 イノベーション入札の入札結果 (2023 年)

2023 年度	第 1 回	第 2 回
募集締切	2023 年 5 月 1 日	2023 年 9 月 1 日
募集容量	400MW	400MW
応札状況	-件	53 件
	83.500MW	779.088MW
落札状況	3 件	32 件
	83.500MW	407.957MW
除外件数	-件	2 件
	-MW	12.3MW
上限価格	9.18 セン	9.18 セン
加重平均落札価格	-	8.33 セン
落札価格範囲	-	7.76～8.78 セン

出所) 連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁹³に基づき作成

【2023 年 5 月イノベーション入札情報⁹⁴】

- 2023 年 5 月に行われた入札では、太陽光、風力、バイオマス、貯蔵、地熱、水力発電所を含む混合技術カテゴリーで、400MW の入札が 3 件あったのみとなり、低入札率となった。
- 落札されたプロジェクトと容量： Enerparc と Solar Zerbst が提案したプロジェクトは、合計約 84MW の容量を持つ。
- 政府は当該入札における落札価格を公表していない。イノベーション入札の上限価格は 9.18 セン/kWh に設定され、前回のラウンドから約 25%引き上げられた。
- 前回の 2022 年の入札では、太陽光発電と蓄電プロジェクトの入札が 1 件のみであり、上限価格の引き上げられていたが、入札数の増加は見られなかった。

92

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html> (2024 年 3 月 4 日取得)

93

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html> (2024 年 3 月 4 日取得)

94

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html> (2024 年 3 月 6 日取得)

【2023 年 9 月のイノベーション入札情報⁹⁵⁾】

- 2023 年 9 月 1 日に実施されたドイツのイノベーション入札は 379MW の応募があった。同入札には 53 件、合計 779MW の応札があり、募集量の 400MW を上回った。入札はソーラー・プロジェクトと蓄電プロジェクトのみであった。また、地域別ではバイエルン州において、408MW のうち 258MW を占める落札があった。加重平均落札価格は 8.33 セント/kWh で、上限価格 9.18 セント/kWh を下回った。最低落札価格は 7.76 セント/kWh、最高落札価格は 8.78 セント/kWh であった。
- 2023 年のイノベーション入札のための 800MW の割り当てを達成した。次回のイノベーション入札 2024 年 5 月 1 日に予定されている。

(12) 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（3）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。

(13) 支援制度における価格設定に加味されるコスト構造

導入容量 1,001kW 以上の設備

陸上風力発電

2017 年 5 月 1 日より、ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）は、陸上風力発電に対する支援レベルを決定するための入札制度を実施している。⁹⁶⁾ 設備容量が 1,001kW 以上の陸上風力発電設備については、入札を通じて適用される支援価格が決定される。また、決定された落札価格はマーケット・プレミアムを算出するための基礎となる。

入札は、発電された電力に 1 セント/kWh で適用される具体的な入札価格と、キロワット単位で指定される入札量に基づいて行われる。入札量の合計が、連邦ネットワーク庁が告知した総量を超えない場合、法的要件を満たした入札はすべて受理される。告知された総量を超える場合は、最も安い入札が落札される。入札金額が同額である場合、入札量の少ない入札が優先的に落札される。また、入札額と入札量が同じ入札が 2 件あり、これらの入札が受付限度額に達している場合は、抽選で決定される。入札価格方式（pay as bid）が採用されており、応札時に入札した価格での支払いが実施される⁹⁷⁾。

⁹⁵⁾

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2023/20230928_InnAusV.html?nn=404530（2024 年 3 月 4 日取得）

⁹⁶⁾

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/start.html（2024 年 3 月 4 日取得）

⁹⁷⁾

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Ausschreibungsverfahren/start.html（2024 年 3 月 4 日取得）

連邦ネットワーク庁は、陸上風力発電の入札に対して、入札価格の上限を設定している。EEG 第 85 条に基づき、この上限値は風力発電の平均発電コストを考慮して決定され、コストが増減した場合には、一定の範囲内で変更される。⁹⁸発電コストはそれぞれ 2021 年運用開始分 4.8 セント/kWh、2025 年運用開始分 6.8 セント/kWh と算出されている。風力発電プロジェクトのインセンティブ基準は、20 年間にわたり確保され、入札で得られた落札価格にそれぞれの立地条件に応じた補正係数をかけたものとなる。2023 年の入札では、最大 5.88 セント/kWh が適用された。⁹⁹

以下は、2021 年及び 2025 年に運転を開始し、20 年間運転する予定の陸上風力発電プロジェクトの見積もりコストの内訳である：

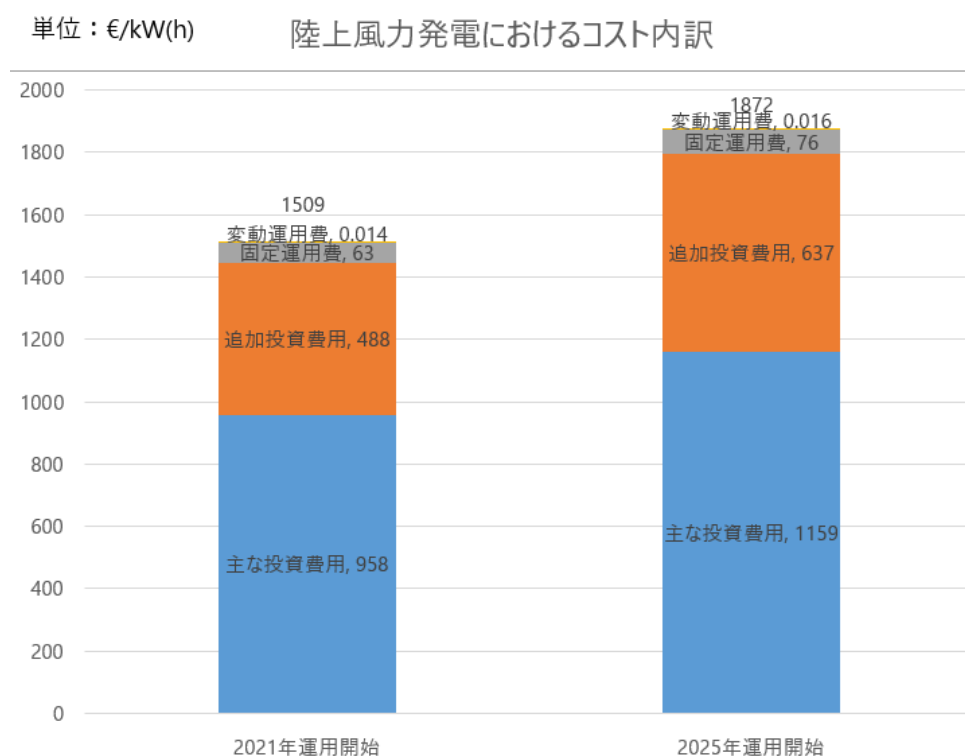


図 2.1-6 陸上風力発電におけるコスト内訳

注) ※運営費についてはそれぞれ 10 年毎にデータが区切られていたが、下記図では合計値を記載。

※主な投資費用：タービン製造費等が含まれると予想される。(明記はなし)

※追加投資費用：基礎工事費、ネットワーク接続費、インフラ設備費等が含まれる。

※固定/変動運営費用：運営に係る費用が含まれる。また主に市場収入と連動している。

(固定と変動に関する定義については、特段の明記なし)

⁹⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_85a.html (2024 年 3 月 4 日取得)

⁹⁹

https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf P.10 (2024 年 3 月 4 日取得)

出所) Deutsche WindGuard GmbH, “Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land”¹⁰⁰に基づき作成

2.1.3 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) 制度概要

固定価格買取制度は、EEG2023 第 21 条¹⁰¹において規定されている。固定価格買取制度は、系統事業者がネットワークに電力を供給する月に対して付与され、減額が行われる。この減額とは、固定価格買取制度の計算において、制度が適用される値から一定の金額が差し引かれることを指す。例えば、水力発電、バイオマス、地熱発電、埋め立て地、下水、または鉱山ガスから生成された電力の場合、1 kWh あたり 0.2 セント。太陽光発電または風力発電からの電力については、1 kWh あたり 0.4 セントが差し引かれる。(第 53 条¹⁰²) また、固定価格買取制度を利用する系統事業者は、発電した電力をすべて系統事業者に提供しなければならず、バランスング電力市場には参加することはできない。

また、FIT は以下の場合に適用される：

- i. 100kW までの設備
- ii. 100 kW を超える設備（年間連続 3 カ月・合計 6 カ月まで）
- iii. 支援を受けていた設備

同法第 23b 条において、FIT 支援期間が終了した設備に関する規定が明記されている¹⁰³。支援期間が終了した設備については、上記の規定に従い 2023 年以降、FIT 制度の買取価格算出に用いる年間市場価格の上限が 1kWh 当たり 10 セントに設定された¹⁰⁴。支援を受けた設備からの電力に対しては、エネルギー融資法（EEG2023 年第 53 条）に従い、送配電会社が支払う。支援期間が終了した設備は、2027 年末までの間、上記の規則に基づいて FIT 制度の支援を受ける¹⁰⁵。

系統事業者は、再生可能エネルギーを複数の形態で、または複数回に分けて販売することはできない。特定の形態で電気を販売する場合、同じ電源から発電された電気を別の形態で販売しても、支払請求はできないとされている（第 80 条¹⁰⁶）。

¹⁰⁰

https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf P.9 （2024 年 3 月 5 日取得）

¹⁰¹ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_21.html （2024 年 3 月 7 日取得）

¹⁰² https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_53.html （2024 年 3 月 7 日取得）

¹⁰³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_21.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁰⁴ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_23b.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁰⁵ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_25.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁰⁶ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_80.html （2024 年 2 月 26 日取得）

【EEG 賦課金の廃止】

EEG 2023 では、EEG 2021 の EEG 賦課金（第 60 条¹⁰⁷）に関する規定が削除され、EEG 賦課金を通じて再生可能エネルギーに補助金を支払う代わりに、「エネルギー・気候基金(Energie- und Klimafonds,EKF)」がその支払いを担うこととなった。

この条項の削除は、EEG2023 の第 1a 条¹⁰⁸で強調されているように、再生可能エネルギーへのアプローチの転換を示唆している。この条文は、連邦政府に対し、2024 年 3 月 31 日までに、石炭の段階的廃止後の再生可能エネルギー開発のための資金戦略を提案するように規定している。同条項は、補助金への過度な依存の抑制、そして欧州の排出権取引制度の発展や市場原理による再生可能エネルギーの自然な成長を考慮することを強調している。

【太陽光発電（屋根設置型）の支援価格変更¹⁰⁹】

2022 年に発表されたエネルギー戦略「Easter Package」では入札の対象とならない屋根設置型太陽光発電設備に対する補助金が、全電力を送電網に供給する新しい設備の場合、大幅に引き上げられるとしている。ただし、事業者が一部の電力を自家消費する設備については、自家消費による経済的メリットを考慮し、補助金額が低くなる。これらの新形態は 2022 年から適用が予定され、法定支援価格の引き下げは 2024 年初頭まで保留、その後は年 2 回に変更される。

【非 FIT/FIP 電源等、補助対象事業以外を含めた再エネ総導入量の評価方法】

再生可能エネルギーの測定方法：市場マスターデータレジスター(Market Master Data Register)^{110,111}

ドイツには、市場マスターデータレジスターがあり、すべての発電業者、電力事業者、供給者（再生可能エネルギーを含む）は、エネルギー発電プロジェクトや設備に関するすべてのデータ（プロジェクトの規模、地理的位置、開始日、廃止日、フレキシビリティ・プレミアム額（Flexibilitätsprämie：柔軟に使用できる追加的な設備容量を支援するプレミアム¹¹²）、FIT/FIP 額など）を入力する必要がある。これらの詳細に基づいて、連邦ネットワーク庁はプロジェクト/設備ごとに固有の登録番号を提供する。登録は特定の例外を除き義務であり、その詳細は以下のとおりとなっている。

1. 定義：

¹⁰⁷ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_60.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁰⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_1a.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁰⁹

https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/Energy/0406_ueberblickspapier_osterpaket_en.pdf?__blob=publicationFile&v=5 （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁰ <https://www.gesetze-im-internet.de/mastrv/MaStRV.pdf> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/CoreEnergyMarketDataRegister/start.html> （2024 年 3 月 7 日取得）

¹¹²

https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf P.41 （2024 年 3 月 7 日取得）

「EEG システム」とは、再生可能エネルギー法に従って構築された発電システムを指す。

「市場関係者」とは、エネルギー市場に参加する個人または法人を指す。

「電気供給者」とは、他人に電気を供給する個人または法人を指す。

「Web ポータル」とは、市場マスターデータレジスターを行う電子プラットフォームを指す。

2. 関係者の登録：

次の関係者は、市場マスターデータレジスターに登録する必要がある。

- a. ユニット（エネルギー発電プロジェクト・設備）の登録義務がある場合は、ユニットの事業者。
- b. エネルギー販売市場の事業者。
- c. エネルギーの計測に関連する事業者。
- d. 閉域網を含む系統事業者。
- e. エネルギー供給網を利用して電気を生産する電気供給事業者。

また、最初の活動から 1 か月以内に登録しなければならず、系統事業者は承認が発表された後、直ちに登録しなければならない。登録義務のない事業者も、任意で市場マスターデータレジスターに登録することができる。

3. ユニット・EEG・CHP システムの登録：

- a. 事業者は、ユニット・EEG・CHP システムを市場マスターデータレジスターに登録しなければならない。同一事業者が同一場所で同時に運転を開始した太陽光システムの装置は、1 つの装置として一括登録しなければならない。
- b. 登録の義務は、発電ユニット、電力蓄積システム、EEG・CHP システムが直接または間接的に系統に接続されていない場合、または系統に接続される予定がない場合には適用されない。
- c. 事業者は、一時的及び最終的な廃止措置の開始及び一時的な廃止措置の終了を登録しなければならない。
- d. ユニット及び EEG システムの場合、登録は運用を開始してから 1 か月以内に行わなければならない。

4. 変更登録：

責任者は、変更登録を入力後 1 か月以内に市場マスターデータレジスターにて行わなければならない。また電力発電ユニットの出力を変更する必要がある、連邦法によって承認が必要な場合、ユニットの事業者は変更の承認を登録する義務がある。

5. 登録手続き：

登録は Web ポータルで行う。登録が必要な市場関係者は、市場マスターデータレジスターにデータ及びその他の情報を書面で提出することもできる。連邦ネットワーク庁は、データが入力されるとすぐに、すべての登録市場関係者、承認、プロジェクト、ユニット、EEG または CHP システムに固有の番号を割り当てる。

6. 個人情報処理：

連邦ネットワーク庁は、個人情報を含むデータを、登録管理に必要な範囲で処理する。連邦ネットワーク庁は、ユニットの最終使用停止を登録してから 3 か月以内に市場関係者を削除する。

7. ネットワーク事業者による保存データの検証：

連邦ネットワーク庁は、ネットワーク事業者に対し、そのネットワークに直接又は間接的に接続されているユニット、EEG・CHP システムの市場マスターデータレジスターに入力されたデータ、ユニット、システムの事業者のデータを確認するよう要請することができる。

8. 発電場所に関するデータ：

ネットワーク事業者は、要求から 1 か月以内に、発電場所について要求されるデータを入力しなければならない。また、発電の場所が複数のネットワーク事業者のネットワークに接続されている場合、これらの各ネットワーク事業者はデータを入力しなければならない。
連邦ネットワーク庁は、各場所に固有の番号を割り当てる。

9. データの公開アクセシビリティ：

市場マスターデータレジスターに登録されているユニット及びシステムに関するデータが公開される。(次を除く：最大出力 30 kW の発電ユニットの道路上の位置情報、家屋番号、区画名、地理座標、機密データ)

10. 再生可能エネルギー法に基づく報告義務と公表：

再生可能エネルギー法に基づき、フレキシビリティ・プレミアムを初めて請求する EEG システムの事業者は、市場マスターデータレジスターに予定されている請求を入力しなければならない。水力発電所の事業者は、更新を行った場合、登録しなければならない。また、マーケットプレミアム、FIT、及びフレキシビリティ・プレミアムの支払いに関する請求は、再生可能エネルギー法及びコジェネレーション法（CHP 法）に従って、事業者がユニットを登録した場合にのみ支払われる。

(2) FIP への統合

FIT から FIP への段階的な統合は、2012 年からの以下の EEG の発展と共に進めることができる。

【EEG 2012^{113,114}】

再生可能エネルギー源法（EEG2012）の改正が行われ、市場プレミアムとフレキシビリティ・プレミアムが導入された。市場プレミアムはすべての再生可能エネルギーに対して任意とされたが、2014 年以降は新規バイオガス施設に対して義務化された。フレキシビリティ・プレミアムも EEG 2012 に組み込まれ、新規及び既存のバイオガス施設に適用され、エネルギー生産における適応性を促進することが目的とされた。フレキシビリティ・プレミアムは、年間 130 ユーロ/kW を 10 年間にわたり供給することが定められた。¹¹⁵

● FIT 買取価格の段階的な引き下げ：

陸上風力発電と洋上風力発電に関しては、固定価格買取制度自体にほとんど変わりはなく、当初は 8.93 ユーロ/kWh（陸上風力発電）と 15 ユーロ/kWh（洋上風力発電）で設定された。ただし 2009 年の EEG から FIT 買取価格が若干引き下げられた。また、水力発電では、新規設備と改修

¹¹³ https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/sites/default/files/EEG2012_juris_120817.pdf P.13-14,16-17 （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁴ <https://www.iea.org/policies/5117-2012-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-ee-g-2012> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁵

https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf P.41 （2024 年 2 月 26 日取得）

の差別化が廃止され、価格体系が簡素化された。固定価格買取制度は 20 年間支払われることになっており、当初の支援額から毎年 1% ずつ減少していくこととなった。バイオマス施設の場合、FIT 買取価格は EEG2009 と比較して平均 10~15% 減少した。

【EEG 2014^{116,117}】

- 直接販売：
EEG2014 において新規再生可能エネルギー発電設備の事業者が発電した電力を直接販売する際の 2 つの方法が導入された。
 - a. 補助金による直接販売（市場プレミアムの支払いを伴うもので、エネルギーの直接販売が対象となった）
 - b. 補助金を受けない直接販売
- 入札制度への移行（2017 年以降）：
2017 年以降、再生可能エネルギー発電事業者への支援は入札によっても実施されることが発表された。
- FIT 対象設備：
2016 年 1 月 1 日以前に運転を開始した 500kW までの再生可能エネルギー発電事業者は、固定価格買取制度による支援を引き続き受けた。また発電事業者は、固定価格買取制度と市場プレミアムを毎月柔軟に切り替えることができた。

【EEG 2017^{118,119}】

- 一般競争入札手続の導入：
2017 年の改正により、陸上風力、洋上風力、太陽光、バイオマスプロジェクトのための一般競争入札手続が導入された。これは、再生可能エネルギー導入に対する FIT による支援から、市場志向の価格発見メカニズムへの移行に伴うものである。上記対象エネルギーにおいて一定の容量を超える設備については、連邦ネットワーク庁が主催・監督する公開オークションへの参加が義務づけられた。公開オークションで落札されたプロジェクトは 20 年間の契約を結ぶことが出来るようになり、これらの契約は、オークションの過程でプロジェクトが入札した価格での発電電力の販売を保証することが可能となった。

【EEG 2021^{120,121}】

¹¹⁶ https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2014_160829.pdf （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁷ <https://www.iea.org/policies/5734-2014-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-ee-g-2014> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁸ https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/sites/default/files/2020-08/EEG_2017_200808.pdf （2024 年 2 月 26 日取得）

¹¹⁹ <https://www.iea.org/policies/6125-2017-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-ee-g-2017> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²⁰ <https://www.iea.org/policies/12392-germanys-renewables-energy-act> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²¹ https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/sites/default/files/2022-10/EEG_2021_221008.pdf （2024 年 2 月 26 日取得）

- 再生可能エネルギー賦課金の引き下げ^{122,123}：
ドイツの再生可能エネルギー賦課金（消費者の電気料金から再生可能エネルギーを支援する料金）は、2020 年の 6.756 セント(0.06756 ユーロ)から引き下げられ、2021 年には 1kWh あたり 6.5 セント(0.065 ユーロ)となった。送電網会社（Elia グループの 50Hertz、Dutch Tennet、EnBW の Transnet BW、Amprion を含む）は、2021 年のサーチャージの上限を 6.5 セント(0.065 ユーロ)とすると、108 億ユーロの連邦政府の支援が必要になると述べた。
政府は、コロナウィルスの影響による経済的困難の中、消費者のコスト負担を軽減するため、2022 年に価格を 6 セント(0.06 ユーロ)にさらに引き下げることを決定した。結果的には再生可能エネルギー源法（EEG）に基づき支払いが行われる電力のコストを賄うための拠出金（EEG サーチャージ）は、2022 年には 1 キロワット時あたり 3.723 セント/kWh となった。2021 年のサーチャージは 6.5 セント/kWh であったため、2022 年は 43%引き下げられた。前回 4 セント/kWh を下回ったのは 2012 年（3.592 セント/kWh）だった。¹²⁴

【EEG 2023^{125,126}】

2023 年の EEG 改正では、さらに再生可能エネルギーの拡大を加速するために下記の変更がもたらされた。

- 2022 年からの太陽光発電システムに対する支援価格引き上げ：
気候変動とロシア・ウクライナ戦略戦争の影響を考慮して、屋根設置型の新規太陽光発電設備は、太陽光発電の電力に対するプレミアムの価格が最大 13.4 セント/kWh に引き上げられ、同時に小規模太陽光発電設備の系統接続が簡素化された。入札額の増加等が見込まれた変更となっている。
- 自治体の財政参加の強化（2023 年から）：
2023 年から、陸上風力発電設備への自治体による財政参加が認められた。既存の陸上風力発電設備や地上設置型発電設備の事業者は、自治体の財政参加を求めることができる。地元の受け入れ態勢を改善することを目的として、この参加は標準的な慣行となることが期待されている。

(3) 計画値同値同量の義務の達成に向けた取り組み

ドイツは、需要に対する十分な容量を特徴とする送電網インフラを保有している。再生可能エネルギーの導入が開始され以降、エネルギーインフラは補強され、特に発電と需要の地域的不均衡に対処するための南北送電容量の増強に重点が置かれてきた。また、近年では送配電ネットワークの拡大への大規模な投資が計画されて

¹²² <https://www.bmwk-energiawende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2020/10/Meldung/news.html> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²³ <https://www.iea.org/policies/12392-germanys-renewables-energy-act> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2021/20211015_EEGUmlage.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²⁵ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/amendment-of-the-renewables-act-2060448> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²⁶ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220729-erste-regelungen-des-neuen-eeg-2023-treten-in-kraft.html> （2024 年 2 月 26 日取得）

いる。超電導体、高温送電線、ローカル変圧器など、系統分野の新技术のパイロットプロジェクトが行われている。¹²⁷

【地域配電システムの改善】

太陽光発電からの双方向の電力供給に対応するため、地域レベルの配電システムに技術的改良が行われてきた。再生可能エネルギーの双方向フローを管理・発展させる新しいモデルとして、仮想発電所（VPP）が台頭している。太陽光発電が地域の需要を上回った場合に発生する逆潮流により、一部の電力会社は変電所、変圧器、送電線などの送電網を改良する必要があった。特殊なタップ変更変圧器が使用されたり、監視システムやデータ収集システムなど、スマート系統技術の面で大幅な改善が行われている。電力会社が逆潮流などに関連する課題に対処するにつれて、配電網電圧監視の普及が広まっていった。

【電力系統運用の進歩】

独立送電運用機関（ISO）は、再生可能エネルギー発電量の増加を管理するために、制御・発送電ソフトウェアと分析ツールを改善した。前日天気予報の強化は、再生可能エネルギーの統合とバランスングに不可欠である。不測の事態を考慮した信頼性計算の発展もバランスングシステムの向上に寄与してきた。¹²⁸

【送電系統事業者（TSO）の役割^{129,130}】

電力供給システムでは、生産と消費のバランスを保つことが重要で、高い供給の安定性を維持する必要がある。このシステムの安定性を維持する責任は、ドイツの送電系統事業者（TSO）に帰属している。

ドイツには、50Hertz、Amprion、TenneT、TransnetBW の 4 つの TSO がある。送電系統事業者は、発電と消費のバランスを確保するために調整サービスを調達する。システムの安全性に必要な容量を計算し、バランスング市場でのオークションを通じてこの容量を取得する。これにより、短時間の発電・消費の調整が可能となる。3 つの異なるバランスングサービスがあり、下記記載時間内に完全に利用可能である必要がある。¹³¹

① 一次調整力

周波数抑制予備力（Frequency Containment Reserves：FCR）：30 秒

② 二次調整力

自動起動の周波数回復予備力(Frequency Restoration Reserves with automatic activation：aFRR)：5 分

¹²⁷ <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/germany-energy> （2024 年 3 月 9 日取得）

¹²⁸ <https://energytransition.org/2015/02/how-germany-integrates-renewable-energy> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹²⁹ <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/6078/5852> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹³⁰ <https://www.bmwk-energiemwende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2017/12/Meldung/direkt-account.html> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹³¹ <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/6078/5852> （2024 年 2 月 26 日取得）

③ 三次調整力

手動起動の周波数回復予備力(Frequency Restoration Reserves with manual activation : mFRR) : 15 分

送電系統運用事業者は、上げ調整と下げ調整のバランシングサービスの区別も行い、発電量が多いまたは消費電力が少ない際は上げ調整のバランシングサービスが提供され、発電量が少ないまたは消費電力が多い場合は下げ調整のバランシングサービスが提供される。

ドイツ連邦ネットワーク庁は 2017 年、二次及び三次調整力ルールに下記の変更を加えた¹³²。2017 年以前は、発電事業者は、実際に供給しなければならない 1 週間前に、一定量の二次調整力を供給できることを保証しなければならず、また予備エネルギーのオークションは平日のみに行われていた。この手続きは、石炭火力発電所やその他の従来型設備のような、エネルギー発電を容易に適応させることができる発電設備にとってはそれほど問題ではなかったが、風力発電や太陽光発電の事業者は、発電量が天候によって大きく変動するため、このような長い時間枠の中で供給可能な電力量を予測することは非常に困難であるということが要因で変更が行われた。また、小規模な設備がバランシング・エネルギーの供給に貢献しやすくすることや、再生可能エネルギー源と化石燃料ベースの発電設備との間の競争を促進することが目的とされた。変更内容は以下となる。

- 平日限定のオークションから、週を通したオークション（月～日）にシフト
- 入札者の二次バランシング・エネルギー維持義務を週 7 日、1 日 12 時間から 4 時間に削減
- 最低電力供給要件を 5MW から 1MW へ引き下げ

【市場における新たなトレンドとビジネスモデル：リディスパッチ措置¹³³】

ドイツの電力市場と送電網のインフラは非常に効率的で、供給直前まで売買が可能である。この機能的な市場は、風力や太陽光のような天候に左右される電源からの電力の統合を促進している。市場の効率性にもかかわらず、送電網は販売された電力をすべて消費者に輸送することに限界に直面する可能性がある。したがって、送電網の安全性を確保し、消費者への電力供給を維持するためには、リディスパッチの措置が必要となる。そのため、送電系統事業者は、混雑している送電網のポイントでリディスパッチ措置を実施する。発電事業者は出力を抑制するよう指示され、混雑を緩和して系統を安定化させる。ある地点で電力を抑制すると、電力系統全体の発電出力が低下する。送電系統事業者は、他の発電事業者に出力を増やすよう指示し、抑制された発電量を補う。

送電系統事業者がどのようにして必要なリディスパッチ量を購入できるようにするかは今後の課題として挙げられている。

【計画値同値同量関連ビジネスにおける収益化】

下記では、計画値同値同量の義務において、ビジネス主体が具体的にそれがどうマネタイズされどうスケールしているかドイツの事例を紹介する。

¹³² <https://www.bmwk-energiawende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2017/12/Meldung/direkt-account.html>
(2024 年 2 月 26 日取得)

¹³³ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Dossier/electricity-market-of-the-future.html> (2024 年 2 月 26 日取得)

ドイツに本社を置く Next Kraftwerke (Shell が 100%所有する会社) は、ヨーロッパ最大の仮想発電所 (VPP) であり、多数の電力生産者、消費者、蓄電設備を結びつけている。顧客は、送電網の安定性への貢献に応じて収益を受けとる仕組みとなっている。

以下のセクションでは、Next Kraftwerke の、Hollandse Kust Noord (HKN) 風力発電設備から発電される風力エネルギーの電力取引及びまた蓄電池システムの VPP を使用した収益化について 2 つの事例を紹介する。

① 風力発電エネルギーの電力取引について¹³⁴

Next Kraftwerke は、Shell からの前日発電量予測と取引経験を基に、前日市場で電力を販売する。予測と納品当日の実際の電力量に差異が発生した場合には日中取引で修正が行われ、電力網の安定性を保ちながら収益性の高い電力を販売するビジネスモデルとなっている。

電力の売り手と買い手は、EPEX (欧州電力取引所) などの電力取引所で取引を行う。取引所からの価格シグナルは電力生産と一定程度の消費を調整する機能を持つ。風力発電において、風速は急激に変化する可能性があり、予想外の出力変化に作用するが、前日市場及び当日市場での取引は受け渡しの瞬間間近に行われることもあり、日中取引は予測誤差を平準化することができる。

Next Kraftwerke は、HKN 風力発電所のバランス責任者 (BRP) として、15 分単位のバランスを担っており、販売量と納入量のバランスを維持し、生産予測を提供する。余剰電力がある場合、電力の売り手は送電網に電力を送電する際に料金を支払う必要が出てくるため、風力発電所の発電量を削減する出力調整が経済的な鍵となる。再生可能エネルギー比率の増加に対応するため、エネルギー貯蔵、送電網の拡張、デマンドリスポンスによって電力網の柔軟性を高めることが期待されている。

② 蓄電池システムのバランシング市場からの収益化¹³⁵

2023 年 4 月時点で、ドイツでは約 675,000 台の定置型システムから 7.1GW (電気自動車のバッテリーは除く) のバッテリー容量がドイツ連邦ネットワーク庁の「市場マスターデータレジスター」に登録されている。4 年間で蓄電容量は 7 倍に増加し、大部分は最大 30kWh の小規模な家庭用蓄電によるものとされている。

定置型蓄電池システムは短期間の蓄電に適しており、通常 1 日に 1~2 回のサイクルで充電及び放電が行われる。そのため、短期的な電力市場において取引が行われ、一次調整力市場、二次調整力市場、並びに電力取引のスポット市場等がプラットフォームとなる。

蓄電池システムの所有者は、柔軟性のトレーダーと協力し、また仮想発電所(VPP)を通じた市場横断的な最適化によって、複数の市場で柔軟性を提供し収益を上げる。電力トレーダーは、柔軟性を利用して裁定取引を行い、電力価格の変動を利用して収益を最大化する。

蓄電池システムはこの通り、VPP を活用しながらその柔軟性と迅速な対応能力を活用することで、電力取引市場から収益を上げている。

¹³⁴ <https://www.next-kraftwerke.com/energy-blog/hkn-power-trading> (2024 年 2 月 26 日取得)

¹³⁵ <https://www.next-kraftwerke.com/energy-blog/flexibility-battery-storage> (2024 年 2 月 26 日取得)

(4) アグリゲーション事業

【制度面】

電力の国内市場のための共通規則に関する電気指令（Electricity Directive）（EU）2019/944¹³⁶
電気指令（EU）2019/944 は、消費者保護の側面とともに、発電、送電、配電、供給及び貯蔵に関する規則を規定している。その目的は、EU において競争力があり、また透明性のある統合された電力市場を創出することである。2021 年 1 月 1 日に施行され、EU に属するすべての国に適用されている。

第 17 条におけるアグリゲーターに関する取り決めは次の通りである。

- アグリゲーターが送配電事業者を含む電力事業者の同意なしで、顧客にアグリゲーション契約を提供できるようにする。
- すべての電力市場におけるアグリゲーターの公正な参加を確保するとともに、送配電事業者 (TSO 及び DSO) がサービスを調達する場合を含め、アグリゲーターを他の市場参加者と同様に扱うことを確保する。
- 透明性のあるルールを確立し、すべての市場参加者に役割と責任を割り当て、市場参加者間のデータ交換のルールを設定する
- デマンド・レスポンスによって市場に不均衡が生じた場合、アグリゲーターと電力供給事業者間の報酬のガイドラインを確立する。この報酬は、発生したコストを厳密にカバーし、その計算は、デマンド・レスポンスのシステム全体に及ぼす利益も考慮される。

EU の加盟国であるドイツは、以下の方法で指令を採択した。¹³⁷

- アグリゲーターに、ユニット数とタイプ(再生可能エネルギー設備、ストレージなど)に関して、プール内の分散型エネルギー源 (DER) の組み合わせを柔軟に調整し、様々なバランシングサービスを提供できるようにする。
- アグリゲーターが複数のバランシンググループの再生可能エネルギーを束ねる権限を与え、電力貯蔵を大幅に拡大し、ビジネスを向上させつつ取引コストを低減する。また、卸売市場とバランシング市場の両方でのビジネス展開を可能にする。
- 一方、独立したアグリゲーターは、エネルギーの取引を行う場合、活動について適切に通知を行い、バランシング責任者（BRP）から明示的な承認を得る必要がある。各 BRP は電力取引のバランスを維持するために、合理的な対策を講じる必要がある。

【アグリゲーションを推進する背景】

EU 2019/944 電気指令¹³⁸は、アグリゲーションを「電力市場で販売、購入、またはオークションのために複数

¹³⁶ <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/internal-market-in-electricity-from-2021.html> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹³⁷

https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/Business_Models_of_Virtual_Power_Plants_VPPs_in_Germany-EN.pdf P.11 （2024 年 2 月 26 日取得）

¹³⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> （2024 年 2 月 26 日取得）

の顧客・電力を組み合わせる個人または法人によって実行される機能」と定義している。これに関連して、アグリゲーターは、プロシューマー（生産活動を行う消費者）のグループ間のコラボレーションを促進するために必要であると考えられている。欧州の枠組みでは、アグリゲーターは、カーボンニュートラルシステムの発展と、エネルギー市場の自由化、そして分散型エネルギー源の統合に不可欠であると認識されている。アグリゲーターは、デマンド・リスポンスと卸売市場に参加し、経済効率を高め、国境を越えたエネルギー取引を促進することが期待されている。

【政府によるアグリゲーターとエネルギー生産者をマッチングするシステムの導入: Redispatch 2.0】

2021 年 10 月 1 日、「Redispatch 2.0」と名付けられた新しい過負荷管理システムが導入された。これは、政府によるアグリゲーターとエネルギー生産者をマッチングするシステムである。原子力発電や石炭発電から再生可能エネルギーへの移行が進む中、再生可能エネルギー源がより断続的で、分散していることから、システムの安定性を最適化するために新たな対策が必要であった。Redispatch 2.0 における主要な変更点として、系統事業者と市場参加者の間のデータ交換に関する要件、ユニット閾値を 100kW へ引き下げを通じて小規模設備の利用可能性を増加させ、供給制限された生産者への支払いに関しての新たな扱いが含まれた。Redispatch 2.0 の計画と混雑管理を組み合わせたアプローチは、系統間の調整を可能にし、系統管理の効率を高め、最終的にはエネルギー料金に含まれるネットワーク運用料金を引き下げることに寄与すると期待されている。¹³⁹

【ビジネスモデル面】

ビジネスモデルの事例として、ドイツのアグリゲーション企業を 2 社紹介する。

- 事例 1：Energy Koppler's Virtual Power Plants Services¹⁴⁰

Energy Koppler はドイツに本拠を置く電力アグリゲーターで、再生可能エネルギー源のみを取り扱い、多様なエネルギー生産者から電力を集約している。Energy Koppler というネットワークシステムによって発電機、蓄電システム、あらゆる規模の消費者を無制限に接続する。

多額の先行投資を必要とせず、エネルギー生産者、蓄電装置、消費者を効率的につなぐプラグ・アンド・プレイ・ソリューションを提供している。仮想発電所（VPP）の特殊な形態であるフレキシビリティ・プラントを通じて、エネルギー・システムをネットワーク化するための技術的基礎を提供し、インテリジェントで技術的に開かれた、高度に自動化されたマッチングを促進する。2021 年 12 月 31 日時点で、250 の相互接続システムで 400MW のネットワーク化を行った。また、Energy Koppler は、系統事業者ポータルを通じて、TSO の最適なダイレクト・マーケティングとフレキシブル・マーケティングを支援する。蓄電池、太陽光発電、風力タービン、ヒートポンプ、充電ステーションなどのネットワークをサポートし、メーカーに依存しない独自のソリューションを提供している。加えて EU 指令に準拠したエネルギー共有の促進、分散化によるエネルギー調達コストの削減、都市や地域コミュニティのエネルギーシステムの最適管理などを行っており、連邦政府による規制の導入と連携している。

- 事例 2：Energy and Meteo Systems¹⁴¹

¹³⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/case-study-germany-redispatch-20> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁴⁰ <https://dieenergiekoppler.com/leistungen> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁴¹ https://www.energymeteo.com/about_us/company.php （2024 年 2 月 26 日取得）

正確な風力発電と太陽光発電の予測によって、再生可能エネルギーを電力網やエネルギー市場に統合する効率に貢献するドイツ企業。分散型発電機、蓄電池、消費者を接続する仮想発電所（VPP）技術を保有し、エネルギー供給業者や直接販売業者にとって、集約された発電量の監視、遠隔制御、収益性の高い取引を可能にしている。Redispatch 2.0 の要件と分散型エネルギーシステムの課題に対応する IT プラットフォームを運営し、膨大なデータセット（系統データ、フレキシビリティ、予測）を処理し、系統リソース利用の最適化を目指している。加えて、系統のボトルネックを検出し、コストのかかる停電を回避する。また、信頼性の高い風力・太陽光発電予測を提供し、風力・太陽光発電導入量のそれぞれ 50% 以上、40% 以上を予測している。予測、VPP 管理、系統オペレーションソリューションなど幅広いサービスを提供する企業である。

【事業拡大の阻害要因】

EU が発効したレポートによると、ドイツにおけるアグリゲーションビジネス事業拡大の阻害要因として下記が挙げられる。

表 2-1.20 アグリゲーション事業拡大における阻害要因

阻害要因	詳細
規制上のハードル	ネットワーク料金や規制上の制約が、特に産業用エンドユーザーにとって、柔軟な負荷管理を阻害している。
目標の欠如	国家エネルギー・気候計画に測定可能な目標がないため、デマンド・レスポンス（DR）に対するイニシアティブの優先順位付けと開発が妨げられている。
スマートメーターの普及	スマートメーターの普及率が低いため、リアルタイムのデータ利用が制限され、DR の普及が遅れている。
有効な DSO ビジネスモデルの欠如	配電系統事業者（DSO）レベルに明確なビジネスモデルがないため、DR イニシアティブのスケラビリティが制限される。
従来型発電所への依存	従来型発電所への過度の依存が、DR の統合と柔軟性を制限している。
一定負荷への政策バイアス	一定の産業用負荷を政治的に重視することにより、柔軟な負荷管理手法に偏りが生じ、DR の導入が妨げられている。
高い電気料金、限られたプログラム	高い電気料金は DR の間接的なインセンティブを生むが、明確なプログラムがないため、最終消費者の

	参加が制限されている。

出所) European Commission, “Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators”¹⁴²に基づき作成

2.1.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針及び施行状況

【EEG2021 と EU による支援】

EEG2021 における支援スキームでは、バイオマスや陸上風力発電などの新興技術の入札において、競争力と費用体効果を確保するための保護措置が導入され、過剰支援を回避し消費者と納税者のコストを最小限に抑えるための入札制度が発展した。¹⁴³

2022 年欧州委員会は、EU の国家補助規則に基に、ドイツにおける再生可能エネルギーを支援するための 3 つの追加措置を承認した。この措置は、ドイツの再生可能エネルギー法（EEG 2021）を補完し、環境目標及び EU グリーンディールの目標達成に貢献するものである。

- 欧州委員会によって承認された主要施策

- a. 市場プレミアムのスライド：

電力価格高騰時の電力発電事業者への過大な支援を防ぐため、技術革新入札におけるマーケット・プレミアムを固定制からスライド制に変更した。発電事業者は、市場価格の変動に基づいてプレミアムを受け取り、生産コストと市場価格のギャップをカバーする。

- b. 屋根設置型太陽光発電設備に対するインセンティブ：

消費者が小規模な屋根設置型太陽光発電設備に投資するための優遇措置が導入された。自家消費だけでなく、より多くの電力をグリッドに供給することを奨励することが狙いとされた。

- c. 太陽光発電入札の追加：

2022 年に地上と屋上の太陽光発電入札を 1 回追加することとなった。競争力を向上させ、過少な応募に対応するための施策であった。

欧州委員会は EU の国家補助規則、特に気候・環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン (CEEAG) に基に、この措置を評価した。再生可能エネルギーの利用を促進し、温室効果ガスの排出を削減するために、必要かつ的確な援助であると判断した。¹⁴⁴

【EEG2023 と EU による承認¹⁴⁵】

欧州委員会は、EU の国家補助規則に基に、ドイツによる再生可能エネルギー法（EEG 2023）の改正を承認した。2026 年末までとなる EEG 2023 支援スキームは総予算が 280 億ユーロで、2045 年までに気候中立性を達成すること、2030 年までに再生可能エネルギー源から生産される電力の割合を 80% 達成することを目指している。また、EEG2023 では競争力という文脈において、下記の点に重点が置かれている。

¹⁴² <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.45 （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁴³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_2042 （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁴⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5811 （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁴⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7794 （2024 年 2 月 28 日取得）

- 入札手順が変更され、競争力向上、過剰補償リスクの制限、コスト最小化が重視された。具体的には、陸上風力発電とバイオマスへの保護策に加え、太陽光発電とバイオメタンに対する量制御メカニズムが導入された。これにより各テクノロジーの入札量が調整され、入札数不足を回避できるようになった。
- ドイツの送電網混雑への対処策として、一時的なソリューションが導入された。この地域対策では、ドイツ南部での陸上風力、バイオマス、バイオメタンによる発電を促進し、再生可能エネルギーの導入コストを低減することを目的とした。これにより、電力消費が増加する地域でのプロジェクトの開発が確保された。
- ドイツは、再生可能電力生産への支援で発電事業者への過剰な支援を防ぐため、2027 年 1 月 1 日からネガティブ価格時の支援を段階的に廃止する方針を採用した。

(2) 税負担の軽減

【EEG 賦課金の廃止¹⁴⁶⁾】

ドイツの連邦議会は、エネルギーコストの高騰を考慮して計画を 6 カ月前倒しし、2022 年 7 月 1 日から電力消費者に対する EEG 賦課金を廃止する法律を可決した。EEG 賦課金は「グリーン電力サーチャージ」とも呼ばれ、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、水力発電などの再生可能エネルギーの拡大に補助金を支給するために 2000 年に導入された。EEG 賦課金の廃止は、エネルギーコストの高騰に対抗することを目的としている。4 人家族の場合、2021 年と比べて年間約 300 ユーロの節約になると見込まれた。

この法律により、EEG 賦課金は 2022 年 7 月 1 日から、1 キロワット時当たり 3.72 セントからゼロに引き下げられた。電力供給会社は、供給契約に基に、この削減分を最終消費者に転嫁することが義務付けられている。EEG 賦課金は 2023 年 1 月から恒久的に廃止され、連邦政府はエネルギー・気候基金（EKF）（※前述 2.1.1（3）EEG 賦課金の廃止参照）から収入の損失を補填し、再エネの補助金に充てることとなった。

【KWKG 賦課金】

KWKG 賦課金は、効率的なコージェネレーション発電所（KWKG 発電所）での発電と熱供給を促進し、冷暖房ネットワークや蓄熱・蓄冷設備の拡張を奨励することを目的としている。ドイツの送電系統事業者は、翌暦年の KWKG 賦課金を決定し、当年の 10 月 25 日までに公表することが義務付けられている。賦課金は、下位系統事業者と連邦経済・輸出管理庁（BAFA）から報告された予測値に基づいて決定され、前年度の年間収支が考慮される。TSO からの予測データに基に、2023 年 1 月 1 日からの賦課金は 0.357 セント/kWh となった。¹⁴⁷⁾また 2024 年 1 月 1 日からは、0.275 セント/kWh となり前年より減額された¹⁴⁸⁾。

¹⁴⁶⁾ <https://www.bundesregierung.de/breg-en/federal-government/renewable-energy-sources-act-levy-abolished-2011854> （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁴⁷⁾ <https://www.netztransparenz.de/en/Renewable-energies-and-levies/KWKG/KWKG-levy/KWKG-levy-overview-en-US/KWKG-levy-2023-en-US> （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁴⁸⁾ <https://www.netztransparenz.de/en/Renewable-energies-and-levies/KWKG/KWKG-levy/KWKG-levy-overview-en-US/KWKG-levy-2024-en-US> （2024 年 2 月 28 日取得）

【オフショアグリッド賦課金】

グリッド事業者は、オフショア接続線の建設と運用費用を最終消費者に請求する権利を有する。2023 年は 0.591 セント/kWh¹⁴⁹、2024 年は 0.656 セント/kWh となり増額した。¹⁵⁰

【太陽光発電拡大のための税制上の支援^{151, 152}】

PV 戦略においても、太陽光発電の拡大を促進するための税制上のサポートについて記載されている。実施される措置は下記である。

- 2022 年 1 月 1 日から、一戸建て住宅や商業施設（30kW まで）及びその他の建物（フラットまたは事業所単位で 15kW まで）の太陽光発電システムは、遡及して所得税が免除される。
- 取引税の免除は最大 30kW の太陽光発電システムに拡大される。
- 住宅、公共施設、その他の公益活動に使用される建物への太陽光発電設備の供給と設置に対する付加価値税は、0%に引き下げられる。

小規模太陽光発電システムの事業者に対し、所得税支援協会に対する助言認可が拡大される。

2.1.5 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

ドイツにおいて、再エネ設備の開発・建設については連邦広域計画法（Raumordnungsgesetz, ROG）¹⁵³、及び建設法典（Baugesetzbuch, BauGB）¹⁵⁴において取り決めが行われている。その中で公衆参加制度が設けられており、連邦公害防止法（Bundes-Immissionsschutzgesetz, BImSchG）¹⁵⁵では許認可手続きにおける公衆参加制度が規定されている。風力発電においては、地域レベルでの計画、自治体レベルでの計画、また許認可手続きにおいて公衆参加が認められている。

A. 地域計画の策定段階における公衆参加

¹⁴⁹ <https://www.netztransparenz.de/en/Renewable-energies-and-levies/Other-levies/Offshore-grid-levy/Offshore-grid-levy/Offshore-grid-levy-2023> （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁵⁰ <https://www.netztransparenz.de/en/Renewable-energies-and-levies/Other-levies/Offshore-grid-levy/Offshore-grid-levy/Offshore-grid-levy-2024> （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁵¹ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8 P.33 （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁵² <https://dejure.org/gesetze/USTG/12.html> （2024 年 2 月 28 日取得）

¹⁵³ https://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/ （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁵⁴ <https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁵⁵ <https://www.gesetze-im-internet.de/bimSchg/index.html#BJNR007210974BJNE006303360> （2024 年 2 月 26 日取得）

地域計画は、連邦広域計画法（Raumordnungsgesetz, ROG）に基づき行われ、第 8 条¹⁵⁶で計画策定時の環境アセスメントへの公衆参加、及び第 9 条¹⁵⁷にて計画策定段階で公衆が参加することが義務づけられている。

B. 土地利用計画の策定段階における公衆参加

土地計画は建設法典（Baugesetzbuch, BauGB）に基づき、早期の公衆参加は同法第 3 条 1 項¹⁵⁸で規定されている。市民に計画の目的や趣旨、異なる解決策、影響についてできるだけ早く知らせ、議論の機会を与えることが求められている。

土地利用計画の原案は、縦覧期間中に市民に開示される。少なくとも 30 日間は縦覧され、その間に意見の提出を受け付ける必要がある。計画原案が変更される場合は、再度縦覧と公衆参加が行われ、最終的には市議会の議決と上級行政庁の許可を経て法的な効力を得るとされている。（第 6 条）

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、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。

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、環境影響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。

表 2.1-21 再エネ発電設備の種別毎の EIA（環境影響評価）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

¹⁵⁶ https://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/_8.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁵⁷ https://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/_9.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁵⁸ https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/_3.html （2024 年 2 月 26 日取得）

出所) Environmental Impact Assessments in the Planning of Renewable Energy Installations in Germany – Umwelt Bundesamt¹⁵⁹に基づき作成 (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) より)

ここで、高さ 50 m 以上の陸上風力発電設備に対する環境影響評価の実施可否は、環境影響評価法 (Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG¹⁶⁰) に基づき、風車の設置基数に応じて、環境影響評価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) に基づくアセスメントは義務付けられていない。

また、連邦公害防止法第 10 条によると、環境影響評価が実施される場合、関連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 2023¹⁶¹】

再生可能エネルギー開発への自治体の参加強化が EEG2023 第 6 条にて規定されている。¹⁶²

地域社会への財政支援として、発電事業者、特に陸上風力と太陽光 (地上設置型) は、その設備の建設によって影響を受ける地域社会に財政支援を提供すべきであると規定されている。また、財政支援は無償の一方的な寄付によって提供される場合がある。

- 地上に設置される風力発電設備の基準：

設置容量が 1,000kW を超える陸上風力タービンの場合、影響を受ける地域社会は、1kWh あたり合計 0.2 セントの金額を政府から受け取ることができる。また、風力タービンの中心から半径 2,500 メートルの範囲内に市町村の区域の一部がある場合、その地域は影響を受けるとみなされる。支援は、影響を受けるすべての市町村または地区が、市町村区域または非法人区域に占めるそれぞれの割合に基づいて分割される。

- 太陽光発電 (地上設置型) の基準

地上設置型設備の場合、影響を受けるコミュニティは、投入された電力に対して 1kWh あたり合計 0.2 セントの金額を受け取ることができる。また、地上設置型設備を保有する市町村は影響を受けるとみなされ、非法人地域の場合は担当地区が影響を受けるとみなされる。

¹⁵⁹ <https://www.nedo.go.jp/content/100899752.pdf> (2024 年 2 月 26 日取得)

¹⁶⁰ <https://www.bmu.de/buergerservice/beteiligung/umweltpruefungen-uvp-und-sup> (2024 年 2 月 26 日取得)

¹⁶¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/amendment-of-the-renewables-act-2060448> (2024 年 2 月 26 日取得)

¹⁶² https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_6.html (2024 年 2 月 26 日取得)

- 払い戻し及び最終請求
事業者は、前年度に市町村または地区に支払った財政支援請求額の払い戻しをネットワーク事業者に請求することができる。
- 市民エネルギー協同組合の設立（EEG 第 22b 条¹⁶³）
第 22 条の改正¹⁶⁴：EEG2023 の法改正は、手続きを簡素化することで、市民や自治体主導のエネルギー生産者の入札参加を促すことを目的としている。この法律はまた、エネルギー転換が地元を受け入れられ定着するよう、新たなインセンティブを提供する。
 - a. 免除の閾値：新改正の下では、市民エネルギー協同組合は、再生可能エネルギー・プロジェクトが一定の規模を（下記記載）下回る場合、入札から免除される。
 - b. 免除対象設備容量：2023 年 1 月 1 日以降、風力発電は 18MW 未満、太陽光発電は 6MW 未満の設備には免除措置が適用される。
 - c. 免除条件：免除には特定のルール及び期間の制限がある。免除を受けるためには、市民エネルギー協同組合は、過去 3 年間に同じ技術、太陽光発電の場合は同じセグメント（地上設置型または屋上設置型、それぞれ 1MW 以上）の発電設備を委託していないことが条件となる。
 - d. 免除の有効期間：一旦免除の恩恵を受けた市民エネルギー協同組合は、3 年間は再度免除を求めたり、同じ技術やセグメントのプロジェクトの入札に応募することができない。

【税法上の変更点¹⁶⁵】

エネルギー法関連以外の法律分野からの規制からも、太陽光発電促進が行われる予定となっている。ドイツ政府 2023 年 5 月に発表した太陽光発電戦略において、さらなる税制上の簡素化に関する具体的な措置を示しており、たとえば相続税、電気税、固定資産税などに関して連邦政府内で連携することが計画されている。

【太陽光発電と土地利用政策のより良い統合（土地利用政策）¹⁶⁶】

ドイツ連邦経済・気候行動省（BMWK）、ドイツ連邦環境・自然保護・原子力安全・消費者保護省（BMUV）、ドイツ連邦食品・農業省（BMEL）は、再生可能エネルギー源法（EEG）に基づき、太陽光発電の拡大と関連する土地利用政策に関する共同提案を発表した。発電におけるカーボンニュートラルを達成するためには、利用可能な屋根面積を有効活用し、自然との調和を考慮した地上設置設備での拡大が必要であるという目的の下で提案がなされた。

農業補助金によるアグリ PV への支援は、農業利用が 15%まで損なわれる場合に提供される。市町村は、地上設置型設備の自然保護基準を規定する権限を与えられる。市町村の財政参加は自然保護要件と連動し、市町村は PV 地域の条件を指定することができる。

¹⁶³ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_22b.html （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁶⁴ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_22.html （2024 年 3 月 9 日取得）

¹⁶⁵ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8 P.3 （2024 年 3 月 7 日取得）

¹⁶⁶ https://energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/misc/20220000_Misc/Agri-PV_Joint_Declaration_Germany.pdf （2024 年 2 月 26 日取得）

この共同提案は、太陽光発電の拡大を促進し、土地の共同利用を奨励し、自然保護基準や地域計画との整合性を確保することを目的としている。

(3) 再エネ設備設置に係る紛争手続き

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)¹⁶⁷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。

【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、Michael Otto 環境保護財団を通じて環境省から資金提供されている。当該財団によるスポンサーシップの第 1 段階は、2022 年 3 月 31 日に完了し、KNE の活動をさらに 4 年または 6 年間支援する契約が締結された¹⁶⁸。ドイツ連邦環境・自然保護・原子力安全・消費者保護省(BMU)によって発行された 2023 年度の予算案において、記載されていた 2021 年度の KNE への支出は 1.977 T€¹⁶⁹と報告されている。

【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、ミハエル・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。下記は KNE の役割を示す。

表 2.1-22 KNE の役割

情報提供	最新の調査や研究報告書等の文献を提供し、議論の客観性の向上に貢献する。
調停	専門家による仲裁と調停による紛争を回避する。必要に応じて紛争解決サポートのために KNE 調停者を派遣する。
対話	小規模の議論、特定グループ間の交換、利害関係者 のための公開フォーラム、または専門家の意見を取り入れた技術的な議論を通じて、対話プロセスを設計及び管理する。

¹⁶⁷ <https://www.naturschutz-energiewende.de/> (2024 年 3 月 7 日取得)

¹⁶⁸ <https://www.umweltstiftungmichaelotto.de/traegerschaften/kompetenzzentrum-naturschutz-und-energiewende> (2024 年 2 月 26 日取得)

¹⁶⁹ https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Ministerium/gruenes_buch_2023_bf.pdf P.166 (2024 年 2 月 26 日取得)

出所) KNE ホームページ¹⁷⁰に基づき作成

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、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。

【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、専門的实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ド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。また、2023 年 9 月にはカンファレンスが開催され寄稿や議論が行われた。

(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, WFBB¹⁷¹) 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。また、2022 年には、再

¹⁷⁰ <https://www.naturschutz-energiewende.de/> (2024 年 3 月 7 日取得)

¹⁷¹ <https://www.wfbb.de/> (2024 年 2 月 26 日取得)

生可能エネルギーの拡大に関する調停に最大 1 万ユーロが利用可能となった。紛争当事者は、自然保護とエネルギー移行のための能力センター（KNE）の調停者プールの支援からを受けることが出来る。¹⁷²

(5) 地域共生事例：Stadtwerke München（SWM）¹⁷³

SWM（シュタットベルケ・ミュンヘン）は、ミュンヘン市が全額出資するドイツの大手自治体企業である。その役割は、エネルギーの安定供給、都市移動の促進、通信サービスの提供、バイエルン・アルプス山麓からの未処理飲料水の供給など多岐にわたる。

電力、天然ガス、地域暖房、地域冷房、バイエルン・アルプス山麓から供給される飲料水など、ミュンヘン市民生活に欠かせないさまざまなサービスを 24 時間 365 日供給し、エネルギーと水に関するネットワーク・インフラの管理、配給、販売を行っている。

モビリティ面は、SWM の子会社である MVG が担当し、市営地下鉄、バス、トラムのネットワークを統括しているほか、自転車シェアリングサービスも提供している。SWM は、将来に備えたインフラの重要性を認識し、光ファイバーやその他の通信ネットワークの拡大に積極的に取り組み、接続された住みやすい都市の基盤を築いている。

また、SWM の所有形態は、ミュンヘン市が 100% 所有するというユニークなもので、これによって SWM は公共サービスの不可欠な一部となっており、実質的にミュンヘン市民のものとなっている。

2025 年以降、SWM は、ミュンヘンの全需要を賄えるだけのグリーン電力を自社工場で発電することを目指している。2022 年時点で、SWM は約 63 億 kWh のグリーン電力を発電しており、ミュンヘンの電力消費量の約 90% をカバーしている。加えて、暖房市場におけるエネルギー転換の必要性に応え、SWM は 2012 年に地域暖房ビジョンを策定した。その目的は、2040 年までにミュンヘンの地域暖房需要を、主に地熱エネルギーの利用によってカーボンニュートラルにカバーすることである。モビリティの移行においても重要な役割を果たしており、2035 年までに、SWM は MVG バスの全車両を、グリーン電力を動力源とするバッテリー駆動に転換することを目指している。この動きは、地下を走る電車や路面電車における既存のグリーン電力利用を補完するものである。

¹⁷² <https://www.naturschutz-energiewende.de/kompetenzzentrum/presse/pressemitteilungen/energiewende-in-brandenburg-mediationsfonds-des-landes-steht-bereit/> （2024 年 2 月 26 日取得）

¹⁷³ <https://www.swm.de/english/company> （2024 年 2 月 26 日取得）

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

ドイツは EU 加盟国で初めて、EU 廃電気・電子機器(WEEE)指令に基づき、PV パネルの廃棄とリサイクルに関する法律を制定した。¹⁷⁴ WEEE は EU 域内における廃電気・電子機器の販売、引き取り、適切な廃棄を規定する¹⁷⁵ものであり、ドイツは WEEE を国内法化し廃電気・電子機器法 (Elektroaltgerätegesetz または ElektroG) として 2015 年に転換、ドイツにおける電気・電子機器の市場への投入、回収、及び環境にやさしい廃棄を管理している。¹⁷⁶

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) 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る、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。

ElektroGの下、PVパネルを含む電子廃棄物 (E-waste) の規制は、廃電子機器管理機構 (Stiftung EAR) を通じて行われる。¹⁷⁷ Stiftung EARは、ElektroGに申請するための「クリアリングハウス (Gemeinsame Stelle)」として設立された。Stiftung EARは、ドイツ連邦環境庁 (Umweltbundesamt) から主権を委任され、電子廃棄物生産者を登録している。電子廃棄物の生産者は、電子廃棄物の回収とリサイクルに責任を

¹⁷⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁷⁵ <https://deutsche-recycling.com/weee-eu-directive/> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁷⁶ https://www.gesetze-im-internet.de/elektrog_2015/_1.html (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁷⁷ <https://bsc.org.au/wp-content/uploads/2019/05/07.-Accessing-International-Experience-Photo-Voltaic-Stewardship-180410.pdf P4> (2024 年 3 月 4 日取得)

持つ。

なお、Stiftung EAR は、電子廃棄物の収集、分別、解体、リサイクル、廃棄などの業務については責任を負わない。これらは、ElektroG に基づき、2005 年 3 月以降、電子廃棄物のリサイクルと廃棄について責任を負う生産者の責任下にある。¹⁷⁸

(i) ElektroG の 2023 年の更新点

2023 年 7 月 1 日以降、電子マーケットやサービス・プロバイダーは、ElektroG に従って、販売店や顧客が製品を正しく登録しているか否かを積極的に確認しなければならない。これは、いわゆるフリーライダー（不当な競争優位を得るために法の義務や規則を遵守しないプレーヤー）が依然として非常に多いことを是正するためである。¹⁷⁹

また、2023 年 4 月 27 日、環境省（BMUV）はさらなる改正案として、リチウム電池搭載の古い機器の誤廃棄による火災といった危険への対処や、古い電子機器の回収率増加や返却による二次原材料増加への対応を含めた案を提示している。

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-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-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 2.1-23 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
モジュール回収量に基づく資源回収率：c)/b)	94%	99%	98%	98%
モジ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

¹⁷⁸ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf Pg 60 （2024 年 3 月 4 日取得）

¹⁷⁹ <https://www.elektrogesetz.de/epr-registrierung-die-uhr-tickt/> （2023 年 11 月 28 日取得）

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 2.1-24 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・リサイクル後の用途

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。¹⁸⁰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ない、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。
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と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。

¹⁸⁰ <https://www.bmuv.de/pressemitteilung/neue-vorgaben-fuer-die-behandlung-von-elektro-altgeraeten/> (2024 年 3 月 4 日取得)

表 2.1-25 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ンドセル)	CdTe(テルル化カドミウム薄膜)
ガラス	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%	-	0.65%	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 より作成¹⁸¹

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。リサイクル後の用途に関しては、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）。

ドイツのスタートアップ企業 Lux Chemtech 社は、太陽光発電を工業規模でリサイクルするプロセスを開発した。Lux Chemtech 社は使用済みモジュールから二次原材料を回収する技術を開発するために EU の資金援助を受けた国際的なコンソーシアムの一員である。このスタートアップ企業は、化学的・物理的プロセスを用いて、重要で価値のある金属をきれいに分ける特許技術を持っている。金属はその後、国内での製造に再利用することができる。¹⁸²

一方、欧州最大の研究機関 Fraunhofer は、旧式のソーラーシステムからシリコンを再利用し、現在の太陽光発電モジュールに適したセルに再加工するための工業プロセスを開発した。リサイクルされたシリコンは、結晶インゴットに加工され、さらにウエハーに加工される。¹⁸³

¹⁸¹ <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/solarmodule/entsorgung>（2023 年 2 月 24 日取得）

¹⁸² <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/News/2022/20220713-pv-recycling.html>（2023 年 11 月 28 日取得）

¹⁸³ <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/EN/News/2022/20220216-large-scale-recycling-old-solar.html>（2023 年 11 月 28 日取得）

C) 廃棄における製品の管理方法

ドイツでは、最終的な生産者は、市場に出した機器の回収と廃棄に責任を負う。これにはB2BだけでなくB2Cの機器も含まれる。

ElektroGに従い、電気・電子機器の生産者は、ドイツ国内で製品を販売する前にクリアリングハウス（Stiftung EAR）に登録しなければならない。¹⁸⁴さらに、すべての製品にブランドマーク、及び（B2C機器の場合¹⁸⁵）バツ印付きのゴミ箱マークを表示しなければならない。¹⁸⁶

(ii) 地方自治体における太陽光発電(PV)パネルの廃棄管理

ドイツではPVパネルに個別の回収カテゴリーを設け、自治体の回収拠点で廃棄パネルを個別に回収・処理できるようにしている。つまり、廃棄を希望するPVパネル所有者は、自治体の回収場所に持ち込むことができ、そこで無料で引き取られる。これは、住宅用太陽光発電システムを所有する個人の顧客にも適用される廃棄方法である。¹⁸⁷

太陽光発電パネルを取り外すには専門的な技術が必要であるため、使用済み太陽光発電パネルのほとんどは、B2Bネットワークを通じて返却されることが予想される。これは、パネルを撤去する業者は、ほとんどの場合、廃棄処理も請け負う可能性が高いためである。¹⁸⁸

ドイツにおける再エネ系コンサルタントへのヒアリングによると、地方自治体の回収所に集められた廃棄機器の処理は、Stiftung EARが一元的に調整している。自治体の回収場所にある容器が満杯になり次第、Stiftung EARは、登録された製造業者と認定代理店に回収命令を送る。各企業は容器を回収し、古い機器を適切に処分し新しい回収容器を提供する義務を負う。

企業は、認定を受けた廃棄物管理会社に調整を依頼しなければならない。これにより、指定された期限内に確実に回収することができるためである。これは、ドイツ全土で操業している廃棄物管理会社がこの対象となる。各企業に送られる回収依頼の数は、その企業が販売した機器の数によって決まる。このシステムにより、パネル廃棄における適切かつタイムリーな対応が保証され、登録事業者が回収・廃棄プロセスに責任を持つ。このプロセスは、廃棄物の効果的な管理に役立っており、当面は継続される見込みである。

¹⁸⁴ <https://deutsche-recycling.com/weee-number-registration-with-the-stiftung-ear/>（2024年3月4日取得）

¹⁸⁵ <https://www.stiftung-ear.de/en/topics/elektrog/producers-ar/registration/registration>（2024年3月4日取得）

¹⁸⁶ <https://www.stiftung-ear.de/en/topics/elektrog/producers-ar/registration/registration>（2024年3月4日取得）

¹⁸⁷ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf P61（2024年3月4日取得）

¹⁸⁸ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf P61（2024年3月4日取得）

(iii) 企業対消費者（B2C）及び企業間取引（B2B）における太陽光発電(PV)パネルの廃棄管理

これまで大量に設置してきたPVパネルは将来的に廃棄となるため、ドイツでは今後数年間における回収やリサイクルのための資金調達が必要なポイントとなっている。ドイツ政府は、WEEE指令に基づき、取引の種類に応じて2つの異なるメカニズムを想定している。概要は以下の通り。

- A) 企業対消費者（B2C）¹⁸⁹：一般家庭向けにパネルを販売する生産者は、製品が市場に出回る際に使用済み製品の管理に配慮していることが問われる。これは、以下の2段階の運営と資金調達に基づいている。
- ① レベル1：回収システムの運用と、製品（法律の適用範囲に含まれる前に市場に出された過去の製品も含む）の即時回収とリサイクルに関連する費用が対象である。レベル1の費用は、B2C取引を通じて特定のカテゴリーの製品（PVパネルなど）を市場に出すすべての市場参加者を対象とするpay-as-you-go（PAYG¹⁹⁰）システムを用いて賄われる。
 - ② レベル2：現在市場に出ている製品、すなわち法律の適用範囲に含まれた後の製品の将来的な回収とリサイクルのために、十分な資金が確保されることを保証するものである。レベル2の資金調達の基礎となるコストは、PV機器のカテゴリーで一律である。平均的な耐用年数、自治体の回収拠点における回収率、処理・物流コストを考慮し、規制当局が算出する。
- B) 企業間取引（B2B）¹⁹¹：ElektroGにより、生産者は、その回収とリサイクルをより効果的に組織化するために、使用済みPVパネルに資金を供給する。WEEE指令で規定されている使用済み製品に関しては、生産者に回収・リサイクルを委託する、または、委託業者を競争入札で募集する、かのいずれかとなる。資金調達や融資のメカニズムは柔軟である。大規模なPVプラントの場合、回収及びリサイクルのための資金を、商業生産終了間近のプロジェクトのキャッシュフローから捻出するモデルになる可能性が高い。

D) 太陽光発電設備の製造過程におけるリサイクル及び廃棄への取り組み

ドイツにおける再エネ系コンサルタントへのヒアリングによると、ドイツにおけるソーラーパネルのリサイクルに関する規制について、現状、製造段階において将来的にリサイクルしやすい設計を義務づける具体的な法律はない。ただし、2030年、2040年、2050年のリサイクル目標の計画はあるため、これらを達成するために定期的に新しい法案が可決され、規制が変更される可能性はある。

ドイツにおける義務付け目標に向けた取り組みとして、ガラスやシリコンのカバーなど、ソーラーパネルの特定の部品のリサイクルに焦点を当てた規制は存在する。さらに、環境への影響を軽減するため、鉛などソーラーパネルに含まれる材料のリサイクルにも取り組んでいる。しかし、こうした規制にもかかわらず、ドイツの多くの企業、特にサービス業や中国からの輸入に携わる企業は、リサイクルに対し積極的に取り組んでいない場合がある。その代

¹⁸⁹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf Pg 62 （2024年3月4日取得）

¹⁹⁰ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf P6 （2024年3月4日取得）

¹⁹¹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf Pg 63 （2024年3月4日取得）

わりに、リサイクルに関する責任をメーカーに依存することが多く、その結果、国内ではリサイクルの習慣があまり浸透していない可能性がある。

ステンレス、アルミニウム、シリコンなど、素材によってリサイクル要件や基準は異なる。リサイクル規制は素材によって異なり、すべての素材に対して単一の包括的な規制があるわけではない。また、ソーラーパネルの素材のリサイクル率は、現在の推定値は比較的低く、約2～3%である。ドイツやヨーロッパにおけるソーラーパネルの普及はまだ初期段階にあり、太陽光の断続性などの要因により、企業や家庭での導入は限定的である。ソーラーパネルの一般的な寿命は20～30年程度であり、業界はまだリサイクルに積極的に取り組んでいない。しかし、フレームのようなリサイクル可能な部品の再生に重点を置き、およそ3～5%というわずかな割合をリサイクルする取り組みはある。

ドイツでは、ソーラーパネルの廃棄とリサイクルは法律と規制によって管理されており、費用負担の責任は場合によって異なる。廃棄に関しては、個人と企業の両方がプロセスに関与する。農地の所有者とソーラーパネルを設置する企業との間の契約には、誰が処分費用を負担するかが明記されている。これは、事業設立時に提出される事業計画書に記載されている。処分費用は、事業者が負担する場合と、利用者に転嫁される場合があるが、契約書の交渉条件によって決まる。

また、誰が処分費用を負担するかという基準は定められていないが、事業会社の倒産や使用者の死亡、その他の不測の事態など様々なシナリオを考慮し、法律や協定が責任の所在を明確に示している。これらの規制は、再生可能エネルギー部門における適切な廃棄物管理と環境の持続可能性を確保することを目的としている。

ドイツの現行規則では、パネルの撤去・回収は無料である。現場からのパネル引き取りを含め、撤去作業には一切費用がかからない。一方、ソーラーパネルの清掃は、1～2年で有料で行われる。この費用は撤去・回収作業とは別ものである。

また、撤去・処分費用の負担責任は、ソーラーパネルを設置する事業者にある。利用者や個人は、再生可能エネルギー・インフラ設立時の事業者と利用者の契約書に記載されているため、これらの費用を負担することはない。

E) デジタル技術を駆使した設備・事業の管理方法

(i) ドイツで適用されているデジタル技術

項目「C 廃棄における製品の管理方法」にも記載の通り、自治体での廃棄機器の回収後、「ピックアップコーディネーション」と呼ばれる手順を用いて、生産者ごとの引き取り義務が計算される。ElektroGは、登録された生産者/公認代理店の引き取り義務を定義する手順を決定する。

この手順に従い、Stiftung EARは、様々な廃棄物処理当局の引き渡し現場から、引き取りと提供が必要な回収グループの最低引き取り量に関する報告を受ける。報告書はEARデータセンターに直接送られ、その後、ElektroGに従ったアルゴリズムを用いて、最も大きな引取義務を負う生産者/認定代理人が算出される。この生産者/認定代理人には、引取命令が送られる。それぞれの生産者/認定代理人は、必要であれば、廃棄サービス提供者に命令を伝えることにより、適時の引き取りを保証しなければならない。

(ii) ドイツ含む EU 全般で適用されるデジタル技術

欧州では、デジタル技術は PV パネル含む廃棄物管理プロセスのすべてのステップで見られ、一部はすでに広く使用されている。現状、さまざまな技術がさまざまな規模で適用されている。現在使用され、将来的に廃棄物産業の効率化に大きな影響を与えると予想される具体的なデジタル技術には、ロボット工学、モノのインターネット（IoT）、クラウドコンピューティング、人工知能（AI）、データ分析などがある。具体的なデジタル技術の例を以下に挙げる。¹⁹²

- ① ロボット：ロボットは、使用済み電子機器の解体時に、画像認識、赤外線スキャン、または AI ビジョンによってリサイクル品や重要な材料を識別し、分別することができる。この技術は、純度 90%以上の廃棄物を作り出すのに役立つ。
- ② 人工知能とニューラルネットワーク：AI は廃棄物管理における分類とパターン認識に使用され、分別の効率を向上させる。その応用は、自動運転の道路清掃車やごみ収集車に見られる。
- ③ モノのインターネット（IoT）：廃棄物・リサイクル業界では、IoT はとりわけセンサー付きのコンテナ及びゴミ箱などに見受けられる。これらは、容器の位置や重さ、温度といったデータを収集する。このデータは中央ユニットに転送され、収集ルートなどのフローを最適化するために使用される。IoT の可能性は文書の電子処理や、物流を改善するための車両のネットワーク化にも存在する。電子文書化は、例えば、RFID（Radio Frequency Identification）タグを付けた廃棄物容器によって促進できる。RFID は、非接触の無線周波数を通して品目のデータを転送する無線技術である。これを使えば、回収や分別の失敗を記録したり、代金の支払われていないゴミ箱を発見したりすることが容易になる。EU 加盟国であり、WEEE 指令に従っているドイツでは、この技術を何年も前から国内で採用しており、数百万個の RFID を搭載したゴミ箱が使用されている。¹⁹³
- ④ クラウドコンピューティング：内部手順の標準化、及び最適化するために使用される。リアルタイムの注文管理、ルート計画、顧客セルフサービス、注文追跡、評価などに使用される。ドイツでは、MOBA¹⁹⁴ (Mobile Automation) がコンテナ管理、顧客管理、トラッキング、ナビゲーション、ルートプランニングのために導入されている。
- ⑤ データ分析：データの処理と分析は、パターンの特定、情報の抽出、傾向の発見などにおいて重要な役割を果たす。廃棄物管理においては、応用として廃棄物収集車の処分、自動仕分けプラントにおけるセンサーデータの評価、廃棄物焼却プラントの制御、ドローンを使った埋め立て地のデータ収集などがある。

¹⁹² <https://www.eea.europa.eu/themes/waste/waste-management/digital-technologies-will-deliver-more> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁹³ <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-wmge/products/etc-wmge-reports/digital-waste-management/@@download/file/Digital%20waste%20management.pdf> Pg 14 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁹⁴ <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-wmge/products/etc-wmge-reports/digital-waste-management/@@download/file/Digital%20waste%20management.pdf> P16 (2024 年 3 月 4 日取得)

(3) 中国メーカーパネルの取り扱い

ドイツにおける再エネ系コンサルタントへのヒアリングによると、ドイツに輸出される PV パネル製造業者に対する登録要件は、中国に特化したものではなく、欧州全域で一律に適用される。パネル製造に関わる企業の登録状況に応じて、異なるタイプの登録要件が存在する。PV パネル事業体として登録した企業は、複雑な登録手続きを経て、輸出入及びサプライチェーンへの手続きを行う。

ドイツでの中国製パネルの直接販売は限られており、ドイツの事業体が通常、輸出入プロセスを管理し、パネルをビジネスサービスに利用している。PV パネル取引の大半は、中国とドイツのエンドユーザーとの仲介役を務めるドイツの事業体が関与している。

また、登録要件は対中国だけのものではなく、すべての非 EU 加盟国が対象となる。そのプロセスには、輸出許可の取得、環境・社会・ガバナンス（ESG）ルールの遵守、登録に関連するその他の資格の取得が含まれる。これらの規制は、欧州やその他の非 EU 地域で製造された PV パネルに普遍的に適用されるため、輸入に対する標準的なアプローチが確保され、さまざまな基準への準拠が維持される。

(4) 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

ドイツにおける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。

風力発電設備のリサイクルや廃棄に関して、法規制はないものの、ドイツ規格協会（DIN）が、2020 年 7 月に「風力タービンの持続可能な解体・分解・リサイクル・回収における業界規格（DIN SPEC 4866）」を発表した。ここでは、計画から実際の解体、文書化までの全解体プロセスに関する枠組み条件を規定し、とりわけ事業者への初期の支援を提供している。¹⁹⁵

DIN SPEC 4866 の勧告の目的は以下の通り：

- (i) 事業者や専門業者が解体プロジェクトを計画し、実施することを支援する。
- (ii) 風力発電所の運営者と解体・リサイクル業者の双方の手順を標準化する。
- (iii) 自治体や当局が解体を監視・評価することを支援する。¹⁹⁶

DIN SPEC 4866において、解体及び廃棄物管理の概要は、作業開始前に作成されなければならないとされている。その概要は、製造者及び事業者からの情報、並びに現地の状況に基づいて作成し、以下の情報も可

¹⁹⁵ <https://www.rdrwind.de/news/detail/wind-energy-new-industry-standard-for-dismantling-disassembly-recycling-and-recovery/?fbclid=IwAR2ZxbNHmZ26S31buyITne5nO0ICVTzkohxHPkjYQd8HfO2pW4zKm2jBjvl>

（2023 年 11 月 28 日取得）

¹⁹⁶

https://www.rdrwind.de/fileadmin/user_upload/RDRWind_eV_Press_release_2020_07_20_DINSPEC4866_MW_fin.pdf Pg 1/4 （2024 年 3 月 2 日取得）

可能な限り完全に含めることとされている：

- 配備された設備や人員に関する情報を含む、現場での作業プロセスの仕様
- 排出の発生とその回避または削減
- 再使用される資材と部品のリスト
- ドイツ廃棄物カタログ条例（AVV、de: Abfallverzeichnisverordnung）に従った廃棄物コード付きの廃棄する物質と部品のリストと計画された場所
- 書類作成に関する提案（写真書類、所在証明）

(5) 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・リサイクル後の用途

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め立て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 2012/19¹⁹⁷）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挙げられている。

- 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 2019/2193¹⁹⁸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¹⁹⁹、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

¹⁹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32012L0019>（2023 年 12 月 13 日取得）

¹⁹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019D2193>（2023 年 12 月 13 日取得）

¹⁹⁹ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/09c7215a-49c5-11e8-be1d-01aa75ed71a1/language-en>（2023 年 12 月 13 日取得）

回収率は更に 65%²⁰⁰。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。

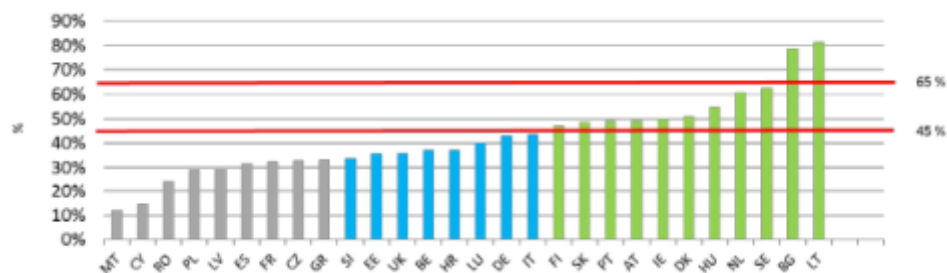


Figure 2-10: Overview of screening criterion 'Performance of separate collection of WEEE (Collection rate in %) in 2014' per Member State¹⁶

図 2.1-7 欧州各国の WEEE 回収率

出所) (EU) WEEE compliance promotion exercise final report/(weee forum) Issues associated to photovoltaic panels and compliance with EPR legislation²⁰¹

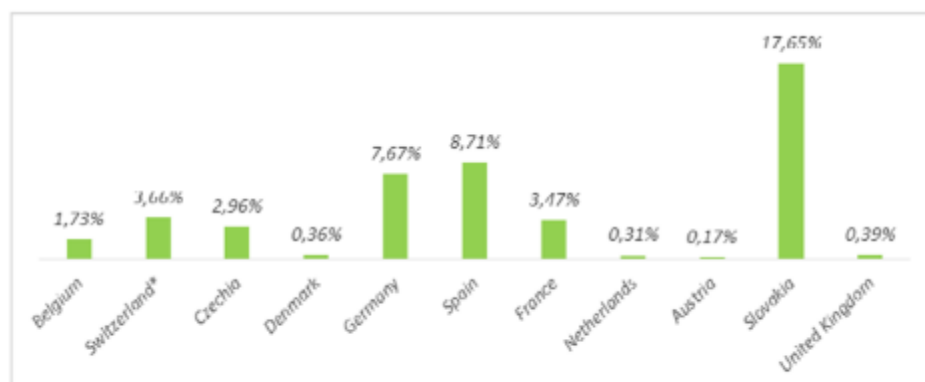


Figure 6. Percentage of the collection target achieved by MS for PV panels, target calculated with 2016-18 data, and compared to 2018 collection (source: Eurostat. *WEEE Forum Key Figures)

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

/(weee forum) Issues associated to photovoltaic panels and compliance with EPR legislation²⁰²

²⁰⁰ <https://weee-forum.org/wp-content/uploads/2021/06/WEEE-Forum-PV-Panels-Issue-Paper-2021-Final.pdf>
(2023 年 12 月 13 日取得)

²⁰¹ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業 (諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査) (2023 年 12 月 13 日取得)

²⁰² 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業 (諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査) (2023 年 12 月 13 日取得)

C) 風力発電のリサイクルの取り組み

廃棄物業者である ROTH International はフラウンホーファー研究所と共同で独自のリサイクル方法を開発した。

多くの風力タービンのナセルハウジングとローターブレードは炭素繊維複合材料（CFRP）とガラス繊維強化プラスチック（GFRP）でできている。

同社の回収方法により、CFRP と GFRP を加工し、そこから新しい部品を製造することができるという。

D) 風力発電設備の製造過程におけるリサイクル及び廃棄への取り組み

ドイツにおける再エネ系コンサルタントへのヒアリングによると、風力タービンのリサイクルに関する規制について、現在のところ、設計段階において将来的にリサイクルしやすく義務付ける具体的な法律はない。ドイツでは 10 年以上風力タービンが使用されているが、リサイクルに関する厳しい規制はない。現状のリサイクルの状況も多様である。廃棄となる風力タービンは再利用されるケースもあり、機能性を高めるために制限速度を変更することもある。また、風車基地をデータセンターに転用し、風力エネルギーを電力として利用する方法もある。これらの技術は実用化されているが、本格的な導入には至っていない。

風力タービンの材料に関するリサイクル率は、15～20％程度と推定されている。これは、ブレードなどの部品が機能しなくなると、再利用されるケースもあるが、場合によっては、輸送コスト関連の問題のため設置場所近くの山中に放置されるためである。

一方、廃棄に関しては、風力タービンの場合、Siemens 社などの大企業が主に廃棄費用を負担する。しかし、風力タービンを設置している事業者が倒産した場合は、政府がその費用を負担することもある。廃棄費用の負担者は、事業設立時の契約や法律によって決まる。処分費用の負担先の基準は定められていないが、倒産や使用者の死亡、その他の不測の事態など様々なケースを考慮し、法律や協定が責任の所在を明確に示している。これらの規制は、再生可能エネルギー部門における適切な廃棄物管理と環境の持続可能性を確保することを目的としている。

撤去・回収費用に関してはドイツの現行規則では無料となるが、撤去・処分費用は風力タービンを設置する事業者が負担する。利用者や個人は、再生可能エネルギー・インフラ設立時の事業者と利用者の契約書の記載に基づき、これらの費用を負担することはない。

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值、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 2021 カーボン予算令（Carbon Budget Order 2021）²⁰³が発効されている。

(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²⁰⁴の温室効果ガス排出削減枠組みにより、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を引き上げ 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值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。同様に、イギリスは主要経済国で唯一、2035 年までに 1990 年比で少なくとも 77%の温室効果ガス削減目標も設定している。²⁰⁵

2021 年 6 月 24 日に発効した 2021 カーボン予算令（Carbon Budget Order 2021）²⁰⁶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。

²⁰³ <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2021/750/memorandum/contents> （2024 年 1 月 22 日取得）

²⁰⁴ <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2019/1056/contents/made> （2024 年 1 月 22 日取得）

²⁰⁵ <https://www.gov.uk/government/news/pm-recommits-uk-to-net-zero-by-2050-and-pledges-a-fairer-path-to-achieving-target-to-ease-the-financial-burden-on-british-families> （2024 年 1 月 22 日取得）

²⁰⁶ <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2021/750/memorandum/contents> （2024 年 1 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』²⁰⁷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²⁰⁸に基づき作成

(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）

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）の導入を発表した。これは発電事業者の特別収益に対する課税である。これは例外的かつ一時的な措置であり、イギリス独特の地政学的事象が同国の電力価格に与える影響に対応するものである。EGL は 2023 年 1 月 1 日から導入され、2028 年 3 月 31 日まで有効であると法律で定められている。加えて 2023 年 11 月 22 日以降に新規発電所の

²⁰⁷https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf（2024 年 1 月 22 日取得）

²⁰⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069969/british-energy-security-strategy-web-accessible.pdf（2024 年 1 月 22 日取得）

建設または既存発電所の拡張を決定する場合、その新規発電所または拡張部分からの収入は EGL の対象外となるとされている。²⁰⁹

【導入の背景】

世界的な情勢を受け、またその構造的な理由からイギリスでは電力売上げが大幅に増加した。EGL は、こうした例外的な売上に対して一時的に課される 45% の賦課金であり、会計期間中に 1,000 万ポンドを超える例外的な収入にのみ適用される。課税対象は、1 年間の発電量が 50GWh を超える発電事業者に限定される。²¹⁰²¹¹

【電力市場を通じた課題解決の検討】

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、その投資通リ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、例外的かつ期限付きの措置とされている。²¹²

【現行法との関連】

EGL は 2023 年 1 月 1 日から導入され、2023 年財政法（第 2 号）第 5 部で法制化された。²¹³

【対象期間】

2023 年 1 月 1 日から 2028 年 3 月 31 日まで有効である。²¹⁴

【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。

²⁰⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/655c8ebf544aea0019fb3180/_8225_EGL_-_New_Investment_Exemption_Technical_Note_FINAL.pdf P.6 （2024 年 1 月 22 日取得）

²¹⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generator-levy-introduction/electricity-generator-levy>（2024 年 1 月 22 日取得）

²¹¹ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/30/enacted> Part 5 （2024 年 1 月 22 日取得）

²¹²

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/63755085d3bf7f7208f6c6c2/Electricity_generator_levy_technical_note_final.pdf P.8 （2024 年 1 月 22 日取得）

²¹³ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/655c8ebf544aea0019fb3180/_8225_EGL_-_New_Investment_Exemption_Technical_Note_FINAL.pdf P. 6 （2024 年 1 月 22 日取得）

²¹⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generator-levy-introduction/electricity-generator-levy>（2024 年 1 月 22 日取得）

- 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いては適用されない。ただし、CfD を使用した再生可能発電所によって 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。²¹⁵
- 発電事業者が電力を販売する場合、考慮されるのはその電力に対して受け取る収益であり、収益のうち他のサービスや品目に関連する要素は除外される。除外すべき特定の項目は以下の通り。²¹⁶
 - 再生可能エネルギー証書 (ROCs)
 - 再生可能エネルギー原産地保証(REGO)
 - Ofgem が規制する固定価格買い取り制度による発電と輸出関税の支払い
 - 再生可能エネルギー発電者が容量市場支払いを受ける資格を有する限られた場合における容量市場支払い
 - アンシラリーサービスなど、輸出電力以外の事項に関連して受領するその他の支払い

【徴収方法】

会社が EGL の支払い義務を負う場合、会社に課される法人税の金額と同様に会社に課される可能性がある。徴収及び管理については、法人税に適用される制定法または制定法に基づく規定が EGL に適用される。

217

【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。

$$\text{例外的な収入} = \text{発電売上} - \text{発電量} \times \text{基準価格} - \text{許容範囲}$$

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

215

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1125818/Electricity_generator_levy_December_update_2_.pdf P. 8-10 （2024 年 1 月 22 日取得）

216

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/63a1a6e5e90e075870e2ced7/Electricity_generator_levy_December_update_2_.pdf P.13 （2024 年 1 月 22 日取得）

²¹⁷ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/30/enacted> Management and administration （2024 年 1 月 22 日取得）

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、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。²¹⁸

【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。
- EGL は、発電事業全体について計算され、事業がグループである場合、事業の発電収入を特定する際にすべてのグループ構成員の関連取引を考慮しなければならない。例えば、以下のような場合には、受取額を調整しなければならない。
 - 事業者が、卸売市場の価格変動の影響を緩和するために金融協定を締結している場合。考慮されるのは純受取額であるため、発電事業者が発電リスク管理の一環として先売りし、一部を買い戻す場合、帰属するのは純受取額である。
 - 第三者による PPA（電力購入契約）がバンドルされ、ROC（再生可能エネルギー証書：Renewable Obligation Certificates）や REGO（再生可能エネルギーの原産地保証書：Renewable Energy Guarantees of Origin）が含まれている場合、これらの項目は発電収入ではないため差し引くことができる。
 - バランシング及び決済コードに基づき、発電量増加の申し出が受理された場合、事業者は追加金額を受け取る。
 - ネットワークへの供給契約量を発電できなかったため、不均衡な料金を支払うケース。不均衡な料金は時にプラスになることがあるため、料金は収入から差し引かれる一方で、クレジットが発生し、発電収入に加算されることもある。²¹⁹

²¹⁸ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/30/enacted#section-283> Part 5 （2024 年 2 月 27 日取得）

²¹⁹ <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/electricity-generator-levy-manual/egl23400> （2024 年 2 月 27 日取得）

- ・ 供給事業を含む場合、グループは、供給事業に代わって、発生量及び外部購入量を供給契約の履行に必要な量と効率的に一致させるように、一元的に量のバランスをとる、又は最適化することができる。これは、供給事業内の独立した別個の取引活動として位置づけられる場合もあれば、グループにサービスを提供する別個の商社内で取引される場合もある。グループの事業のこの部分は、BalanceCo と呼ばれる。
 - 発電事業者が BalanceCo から受け取る受取金が、取引時の市場価格（及びその時点で卸売市場で合理的に取引できた量）を反映した契約に基づいている場合、発電量に帰属する受取金は、他の事業者に転嫁された卸売電力の独立企業間価格を反映すべきである。
 - 発電事業者が供給事業を含まず、発電活動から生じる量の市場取引活動に従事する中央機能を依然として使用している場合など、BalanceCo の受取額が公正かつ合理的に発電に帰属させることができる場合、それらの受取額は EGL を計算する目的上、発電受取額となる。²²⁰
- ・ 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、地域システム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対象になる。
- ・ 賦課金は、イギリス内で発電された電力をイギリス内で販売する場合と輸出する場合の両方に適用される。イギリス外で発電され輸入された電力には適用されない。²²¹

【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）。²²²

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。

²²⁰ <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/electricity-generator-levy-manual/egl23500>（2024 年 2 月 27 日取得）

²²¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/63755085d3bf7f7208f6c6c2/Electricity_generator_levy_technical_note_final.pdf P.10（2024 年 2 月 27 日取得）

²²² <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/electricity-generator-levy-manual/egl31000>（2024 年 2 月 27 日取得）

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: 発電収入と JV の非課金額でない許容コスト両方を、それらが帰属する発電時の JV における比例持分に基づいて参加者に配分する。
- ステップ 2: ステップ 1 の結果、ある参加者に割り当てられた収入よりも多くのコストが発生した場合、その参加者には、課金されない例外的な発電収入のいかなる金額も帰属しないとする。許容されるコストを考慮した後では、JV の発電による例外的な収入はない。
- ステップ 3: ステップ 1 の結果、参加者の受取額が費用を上回り、JV が例外的な受取額を実現した場合に適用される。この場合、JV の非課金額の一部が、その JV の参加者に割り当てられる。この配分は、コスト超過の参加者への配分を考慮した上で、JV における参加者の相対的持分を参照して決定される。²²³

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 (Limited Liability Partnerships : LLP) として設立される場合も含まれる。²²⁴

【再エネ導入量への影響】

政府は、2023 年 11 月 22 日以降に新規発電所の建設や既存発電所の拡張を行うプロジェクトの実質的な決定が行われた場合、その新規発電所や追加容量からの収入は EGL の対象外となると発表した。発電所への新規投資からの収入に対する免除は、再生可能エネルギー発電への投資のインセンティブを強化する。

225

【導入に対する経済的影響】

賦課金からの資金は、イギリスの再生可能エネルギー・プロジェクトに充てられる。

²²³ <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/electricity-generator-levy-manual/egl53000> (2024 年 2 月 27 日取得)

²²⁴ <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/electricity-generator-levy-manual/egl40000> (2024 年 2 月 27 日取得)

²²⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/655c8ebf544aea0019fb3180/_8225_EGL_-_New_Investment_Exemption_Technical_Note_FINAL.pdf P.6 (2024 年 2 月 22 日取得)

B) The Energy Profits Levy (エネルギー利益賦課金)²²⁶

世界情勢による石油・ガス価格の記録的高騰を受け、イギリス家庭の生活費支援を充実させるため、イギリス政府は2022年5月26日、石油・ガス業界の例外的利益に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) の導入を発表した。

【導入の背景】²²⁷

ロシアのウクライナ侵攻を含む世界情勢により石油・ガス価格が非常に高騰し、これに対応するため、エネルギー利益賦課金には投資支出に基づき、賦課金に対して80%の手厚い控除が盛り込まれた。この税金は2022年5月導入、2025年12月31日に失効する予定であった。

2022年11月秋に発表された変更では、石油・ガスエネルギー利益税に対する税率を25%から35%に引き上げ、課税期間を2028年3月31日まで延長し、投資控除を80%から29%に引き下げる内容となっている(ただし、上流工程の脱炭素化のための投資支出については、投資控除は80%のままとなる²²⁸)。これにより、税率引き上げ後の減免措置の累積キャッシュバリューは35%に維持され、賦課税率引き上げに対する減免措置の価値が高まることを反映している。これらの変更は2023年財政法で法制化され、2023年1月1日から施行されている。

また、政府は、2023年1月1日以降、上流生産における脱炭素化のための投資支出について、80%の引当金を対象とすると発表した。これは2023年春季財政法案で法制化された。

【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%のリングフェンス所得税率と10%の補足チャージからなる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、現行の法定税率40%に加え、イギリス内の石油・ガス会社の利益に35%を上乗せするものである。利益に対する合計税率は75%となる。²²⁹
- 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。²³⁰

²²⁶ <https://www.gov.uk/government/publications/the-decarbonisation-allowance-in-the-energy-profits-levy/energy-profits-levy-decarbonisation-allowance> (2024年1月22日取得)

²²⁷ <https://www.gov.uk/government/publications/the-decarbonisation-allowance-in-the-energy-profits-levy/energy-profits-levy-decarbonisation-allowance> (2024年1月22日取得)

²²⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/changes-to-the-energy-oil-and-gas-profits-levy> (2024年1月22日取得)

²²⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/technical-note-energy-profits-levy-energy-security-investment-mechanism/energy-profits-levy-energy-security-investment-mechanism-technical-note#contents> (2024年1月22日取得)

²³⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-living-support/energy-profits-levy-factsheet-26-may-2022> (2024年1月22日取得)

- 2023 年 6 月に発表されたエネルギー安全保障投資メカニズム（ESIM）によると、平均石油・ガス価格が 2 四半期連続で ESIM 価格基準以下となった場合、エネルギー利益賦課金は永久に廃止される。²³¹
- 2022 年から 2023 年にかけて、イギリス政府はエネルギー利益課税によって 40 億ポンドを調達した。

232

【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、2028 年 3 月 31 日まで適用される。

【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と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。
- 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、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：

表 2.2-2 エネルギー利益賦課金の効果試算例

	Tax rate	Relief	Relief rate	Amount of relief (assuming £ 100 investment)
Ring Fence Corporation Tax	30%	初年度資本手当	100%	30
補足チャージ	10%	初年度資本手当	100%	10
補足チャージ	10%	投資控除 ^[1]	62.5%	6.25
旧制度による減税額 合計				46.25

²³¹ <https://www.gov.uk/government/publications/technical-note-energy-profits-levy-energy-security-investment-mechanism/energy-profits-levy-energy-security-investment-mechanism-technical-note#contents>（2024 年 1 月 22 日取得）

²³² <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-8513/CBP-8513.pdf> P.6（2024 年 1 月 22 日取得）

令和5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)

エネルギー利益課税	35%	初年度資本手当	100%	35
エネルギー利益課税	35%	投資控除 ^[2]	29%	10.15
現行スキームによる追加減税				45.15
現行スキームによる減税額合計				91.4

[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）、及び更新情報に基づき作成

【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。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。

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を発表し、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）適用方法、（4）事業者向けへの支援、（5）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。この制度は2023年3月に終了した。

- 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きされた。²³³

(2) エネルギー価格保証

- 2022 年 10 月 1 日から 2023 年 6 月 30 日までの間、家庭用電力及びガス料金の金額を引き下げ、金額サポートを実施した。これにより、一般家庭のエネルギー料金は、イギリス全土で年間約 2,500 ポンド、北アイルランドで年間約 2,109 ポンドとなった。
- この背景として、2022 年 9 月 8 日、当時のリス・トラス首相は、新たなエネルギー価格保証を 10 月 1 日から導入すると発表した。これは、当時の一般的な消費量の場合、年間 2,500 ポンド、当初は 2 年間の予定であった。のちに、首相と大臣が交代、新財務大臣は 2022 年 10 月 17 日、エネルギー価格保証の期限を 2023 年 3 月末までの 6 ヶ月間とすると発表した。
- 2022 年秋の声明で、首相はエネルギー価格保証を 2023 年 4 月よりさらに 1 年延長すると発表した。2023 年 4 月には当時の典型的な年間消費額に対し 2,500 ポンドから 3,000 ポンドに引き上げられることになった。
- 2023 年度予算において、首相はエネルギー価格保証を 2023 年 6 月末まで 3 ヶ月間 2,500 ポンドに据え置くと発表した。その後、2023 年 7 月から 2024 年 3 月までは予定通り 3,000 ポンドに引き上げられる。²³⁴
- 2023 年 7 月 1 日以降、イギリスの前払いメーター (PPM) を持たない世帯は、ガス・電気料金のエネルギー価格保証割引を受けられなくなっている。これは、Ofgem(Office of Gas and Electricity Markets)の価格上限がエネルギー価格保証の水準より低いためである。
- 政府の春季予算によると、エネルギー価格保証は、イギリスの前払いメーターにかかるコスト、及び口座引き落としを利用する顧客を調整するために使用され、前払いメーターユーザーがエネルギーに割高な料金を支払うことがなくなるようにする。
- 2023 年 7 月 1 日以降、北アイルランドの家庭は、卸売エネルギー価格の下落により、ガス・電気料金のエネルギー価格保証割引を受けられなくなっている。これに伴い、北アイルランドの家庭はエネルギー料金が若干上昇することになるため、この期間中にエネルギー価格が大幅に上昇した場合のセーフティネットとして、今後 2024 年 3 月まで再度採用される可能性もある。北アイルランドでは、エネルギー市場の特別な事情により、前払いメーター措置は適用されない。²³⁵

(3) 適用方法²³⁶

割引はサプライヤーによって自動的に適用され、電気やガスのサプライヤーに連絡する必要はない。

²³³ <https://www.gov.uk/get-help-energy-bills/getting-discount-energy-bill> (2024 年 1 月 22 日取得)

²³⁴ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9491/CBP-9491.pdf> P.4 (2024 年 1 月 22 日取得)

²³⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/energy-bills-support/energy-price-guarantee-up-until-30-june-2023> (2024 年 1 月 22 日取得)

²³⁶ <https://www.gov.uk/get-help-energy-bills/help-for-businesses> (2024 年 1 月 22 日取得)

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、その他定期的に発生する請求書を通じてエネルギー料金を支払っている場合、請求書の計算時にエネルギー料金保証が自動的に適用される。

(4) 光熱費救済制度 (Energy Bill Relief Scheme、EBRS)²³⁷

イギリスの非家庭需要家における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、プライスカ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 2022 年 10 月 1 日から 2023 年 3 月 31 日までのエネルギー使用量に適用された。この制度は、卸売ガス・電気料金の割引を提供することで、企業、学校、病院などの公共部門を支援するものであった。

2023 年 4 月 1 日以降は、EBRS に代わりエネルギー料金割引制度 (EBDS) が 2024 年 3 月 31 日まで 12 ヶ月間実施される。この計画は以下の 3 部分で構成されている。

- ・ ベースライン割引は、グレートブリテン及び北アイルランドの対象となる非家庭需要家を対象にエネルギー料金の一部を支援するもので、この支援は自動的に適用される。
- ・ エネルギー・貿易集約型産業 (ETII) 割引は、対象となるセクターの企業や組織により高いレベルの支援を提供するものであり、この支援には申請が必要である。
- ・ ヒートネットワーク割引は、国内の最終消費者を持つヒートネットワークに対してより高いレベルの支援を提供するものであり、この支援には申請が必要である。

(5) 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、2022 年 9 月 8 日、エネルギー市場融資制度 (EMFS²³⁸) が発表された。この制度はイングランド銀行とともに実施され、イギリスの卸売ガス・電力市場で事業を営むエネルギー企業がマージンコールの結果として直面する異常に流動的な要件へ対処するものであった。EMFS の申請は、2022 年 10 月 17 日から 2023 年 1 月 27 日に実施され、応募がなかったため保証を発行することなく正式に終了した。

(4) エネルギー価格と商品価格の上昇 (インフレ) への対応

A) カーボンバジェット (炭素予算) とは

2008年に制定された気候変動法は、気候変動に対するイギリスの行動の法的基盤を定めたものである。2019年、気候変動委員会 (CCC) の勧告を受け、イギリス政府は2050年までに1990年を基準として温室効果ガス排出量を100%削減することを約束した。これは、2008年気候変動法 (2019年改正) とされた。ま

²³⁷ <https://www.gov.uk/get-help-energy-bills/help-for-businesses> (2024 年 1 月 22 日取得)

²³⁸ <https://www.gov.uk/government/news/launch-of-the-energy-markets-finance-scheme#full-publication-update-history> (2024 年 1 月 22 日取得)

た、これはネットゼロ目標と呼ばれ、法的拘束力がある。²³⁹

加えて、改正された気候変動法第4条に基づき、政府は2008年から2050年までの5年ごとのカーボンバジェットを12年前に設定し、その目標を達成しなければならない。カーボンバジェットとは、イギリスが5年間に排出できる温室効果ガスの総量に対する法定上限である。²⁴⁰

B) カーボンバジェットの活用

イギリスの排出量は過去30年間着実に減少しており、2022年には1990年比で46%減となった。イギリスは最初の2つのカーボンバジェットを達成し、2018年から2022年までの3つ目のカーボンバジェットも達成した可能性が高い。

2022年排出量の暫定推計値を用いると、第3次期間中の総排出量は2,327 MtCO₂eとなる。第3次カーボンバジェットは2,544 MtCO₂eに設定されており、暫定データによると達成したことになる。²⁴¹

(5) 住宅用再エネ資材（ESM）における VAT スキーム実施状況

【措置の背景】

政府は、家庭、企業、公共部門の電気料金を引き下げするため、経済全般にわたるエネルギー効率の改善を支援することを約束した。さらに、イギリスの住宅関連のエネルギー効率を改善し、低炭素で再生可能なエネルギー源から供給されるエネルギーの割合を増やすことは、2050年までに温室効果ガス排出量をネットゼロにするという法的拘束力のある公約を達成するための重要な要素となる。

【措置の概要】

住宅へのESMの設置に関しては、2022年4月1日から2027年3月31日まで一時的なVATゼロ税率が適用されており、その後は5%の軽減税率に戻る。

風力タービン及び水力タービンもESMの適用範囲である。

2024年2月1日より、措置の対象を以下の技術に拡大する。²⁴²

- 特定のESMとナショナル・グリッド（送電網）から発電された電力を蓄える電気バッテリー
- 水熱源ヒートポンプ
- 特定のESMからの余剰電力を、送電網に輸出するのではなく発電した建物内で使用できるようにするダイバータ

²³⁹ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9888/CBP-9888.pdf> P.6 （2024年1月22日取得）

²⁴⁰ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9888/CBP-9888.pdf> P.7 （2024年1月22日取得）

²⁴¹ <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2023/06/Progress-in-reducing-UK-emissions-2023-Report-to-Parliament-1.pdf> P.78 （2024年1月22日取得）

²⁴² <https://www.gov.uk/government/publications/vat-energy-saving-materials-relief/extension-of-vat-energy-saving-materials-relief> （2024年1月22日取得）

また、地中熱ヒートポンプや水熱ヒートポンプの設置に必要な地盤工事も対象となる。

①. イングランド、スコットランド、ウェールズ²⁴³

2022年春季閣議決定後、住宅におけるESM設置は2022年4月1日から2027年3月31日までの一時的なVATゼロ税率の恩恵を受けているが、その後はVAT5%の軽減税率に戻る。

2024年2月1日以降、この措置は、地域コミュニティ向けの娯楽施設など関連する慈善目的のみに使用される建物へのESMの設置にも適用される。

②. 北アイルランド²⁴⁴

イギリスの他の地域と同様に、北アイルランドにおいてもこの措置は2027年3月31日まで適用され、その後は5%の軽減税率に戻る。

この措置は北アイルランドのウィンザー・フレームワークによって可能となり、2023年5月1日から施行されている。2024年2月1日以降、対象範囲が拡大される。

【サポート体制】

Local Energy Accelerator (LEA) - ロンドン

LEAは、ロンドン市長と欧州地域開発基金（ERDF）の共同出資による600万ポンドのイニシアティブである。このプログラムは、低炭素分散型エネルギー・プロジェクトの創設と実施において、組織への指導と支援を行うものである。

LEAの主な目標は、ロンドンにおける年間の二酸化炭素排出量を20,000トン削減し、2023年夏までに3メガワットの再生可能エネルギー設備の設置を促進することである。²⁴⁵このプログラムへの応募は、2023年9月30日をもって締め切られた。

2023年7月から2024年3月にかけて、ロンドン市長はLEAプログラムを通じて使用する300万ポンドの追加資金を提供した。これは、すでにプロジェクトに割り当てられている600万ポンドの資金（ERDFが一部資金提供）に上乗せされるもので、よりクリーンで地元で発電されるエネルギー・プロジェクトの開発と実施を支援するものである。²⁴⁶

²⁴³ <https://www.gov.uk/government/publications/vat-energy-saving-materials-relief/extension-of-vat-energy-saving-materials-relief> （2024年1月22日取得）

²⁴⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/vat-relief-for-energy-saving-materials-to-northern-ireland/the-value-added-tax-installation-of-energy-saving-materials-order-2023> （2024年1月22日取得）

²⁴⁵ https://www.london.gov.uk/sites/default/files/local_energy_accelerator_-_information_brochure.pdf P.2
（2024年1月22日取得）

²⁴⁶ <https://www.london.gov.uk/programmes-strategies/environment-and-climate-change/energy/low-carbon-accelerators/local-energy-accelerator> （2024年1月22日取得）

(6) 政府による財政支援 (3,000 万ポンド超)

A) 英国研究・イノベーション機構 (UKRI) による温室効果ガス除去に向けた調査²⁴⁷

2021 年 5 月、UK Research and Innovation(UKRI)は、大気中から温室効果ガス (GHG) を大規模に除去する 5 つの革新的方法の実行可能性を調査するために 3,000 万ポンドを投資すると発表した。

これは、イギリスにおける 2050 年までのネットゼロ気候目標達成の支援を目的としており、調査結果は CO2 排出量削減に向けた技術に関する長期的な政府の意思決定のために使用される。

B) 政府による企業向け財政支援 (3,000 万ポンド)²⁴⁸

2023 年 4 月、イギリス政府は、再生可能エネルギーを回収・貯蔵して後で利用できる革新的なプロジェクトを開発する企業に 3,000 万ポンドを支給すると発表した。

この資金援助により、エネルギー市場に対応できるよう技術を試験、及び準備する企業を支援し、民間投資を促し、イギリス全土で新たな雇用を創出する。

この発表は、2023 年 3 月発表のエネルギー戦略「パワーリングアップブリテン」に続くものであり、イギリスがどのようにして国のエネルギー安全保障と独立性を高め、国内雇用を創出し、ネットゼロ移行の最前線に立ち続けるかを示している。

2.2.2 現行の再生可能電力支援制度

イギリスにおいて再生可能エネルギーは 1990 年から支援が開始され、2002 年より RO と呼ばれる RPS 制度を通じて導入促進を図り、2010 年からは 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。²⁴⁹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²⁵⁰が導入されている。

2024 年 2 月時点では、原則 5MW 超の設備を対象とした CfD FIT 制度と、5MW 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 2.2.2 (2) でまとめる。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、2.2.2 (3) で記す。

²⁴⁷ <https://www.gov.wales/sites/default/files/publications/2022-06/atish16381doc1.pdf> P.2 (2024 年 3 月 12 日取得)

²⁴⁸ <https://www.gov.uk/government/news/30-million-government-boost-to-capture-and-store-more-renewable-energy> (2024 年 1 月 22 日取得)

²⁴⁹ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/07/pdf_uk_rev1.pdf P.6 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/smart-export-guarantee-seg> (2024 年 2 月 26 日取得)

(1) 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。²⁵¹

2008 年 11 月 26 日に成立した 2008 年エネルギー法（Energy Act 2008）²⁵²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。²⁵³

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。²⁵⁴

2015 年の総選挙後は、再エネ発電設備の導入支援の政策枠組みにいくつかの変更が加えられ、陸上風力及び小規模太陽光発電に対する RO 制度を 1 年前倒しの 2016 年に終了することが発表された。²⁵⁵ 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。^{256,257}

2017 年以降、政府は離島風力（RIW）プロジェクトを他の陸上風力開発と区別し、ポット 2 の CfD で競争できるようにすることを計画していた。しかし、このようなプロジェクトに対する CfD 支援は限定的であり、行政の複雑さを懸念して、RIW を 5MW 未満のプロジェクトには含めなかった。²⁵⁸

²⁵¹ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/renewables-obligation-ro> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵² https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf Chapter 4 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵³ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁵ <https://www.gov.uk/government/news/changes-to-onshore-wind-subsidies-protect-investment-and-get-the-best-deal-for-bill-payers> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁶ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/07/pdf_uk_rev1.pdf P.6 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁷ <https://publications.parliament.uk/pa/cm201617/cmselect/cmselect/83/8305.htm#footnote-199> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁵⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5b16b46240f0b634bd70e37c/contracts-for-difference-renewable-energy-consultation-response-part-a.pdf> P.6 (2024 年 2 月 26 日取得)

表 2.2-3 再エネ技術別 RO 制度終了時期

地域	再エネ技術	終了時期
イングランド スコットランド ウェールズ	太陽光と陸上風力を除く全て	2017/3/31
	陸上風力	2016/5/12
	太陽光(≤5MW)	2016/3/31
	太陽光(>5MW)	2015/3/31
北アイルランド	陸上風力を除く全て	2017/3/31
	陸上風力(≤5MW)	2016/6/30
	陸上風力(>5MW)	2016/3/31

出所) Ofgem, “Closure dates and grace periods”²⁵⁹に基づき作成

表 2.2-4 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ォータ義務廃止)
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) エネルギー・気候変動省 (DECC)、“Government Response to the consultations on the Renewables Obligation transition and on Grace Periods”²⁶⁰より (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) より)

²⁵⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/renewables-obligation-ro/renewables-obligation-ro-ro-closure> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁶⁰

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7c3a0be5274a25a9141515/Transition_and_Grace_Periods_Government_Response_-_12_Mar_2014.pdf (2024 年 2 月 26 日取得)

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²⁶¹。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。²⁶²2019 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。²⁶³

(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²⁶⁴。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）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、その結果、政府は Ofgem が管理する SEG 制度を導入した。^{265, 266} ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、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。

²⁶¹ <https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme> （2024 年 2 月 26 日取得）

²⁶² <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit/scheme-closure> （2024 年 2 月 26 日取得）

²⁶³ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c18bbf6e5274a468ba7faab/FIT_Closure_Government_Response.pdf_P.8 （2024 年 2 月 26 日取得）

²⁶⁴ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> （2024 年 2 月 26 日取得）

²⁶⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/smart-export-guarantee-seg-earn-money-for-exporting-the-renewable-electricity-you-have-generated> （2024 年 2 月 26 日取得）

²⁶⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/smart-export-guarantee-seg/generators> （2024 年 2 月 26 日取得）

表 2.2-5 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。
- SEG の仕組みは、コストに反映され、市場主導型で、小規模低炭素発電の競争条件を公平にすると同時に、スマートで柔軟なエネルギーシステムへの移行を支援することを提案する。

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”²⁶⁷に基づき作成

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。²⁶⁸

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。

²⁶⁷ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁶⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5cfa7e0f40f0b663ff495db5/smart-export-guarantee-government-response.pdf> (2024 年 2 月 26 日取得)

表 2.2-6 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	<u>発電量の全量買取</u> ・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) 〕	<u>系統への送電量全量買取</u> ・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」(発電された電力の各単位 (kWh) に対する価格) を設定するとともに、「売電価格」(電力網に送電され販売される各単位 (kWh) の価格) 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	10 年間～25 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	同左

	すること。	

出所) Ofgem, “Feed-in Tariff”²⁶⁹及び BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”²⁷⁰をもとに作成 (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) より)

上記の表が示す通り、小規模 FIT と Smart Export Guarantee 制度 (SEG) は、以下の点で異なる。まず、小規模 FIT は、電力供給会社に関係なく、申請者全員に Ofgem によって設定された価格が適用され、この価格は設定後 20～25 年間固定される。支払額は、発電電力量と送電電力量の推定値に基づいて計算される。この制度は、全顧客のエネルギー料金に対する賦課金で賄われている。

これに対して SEG は、選択した電力供給会社によって異なる料金体系を提供し、電力供給会社が料金体系を変更したり、固定やフレキシブルなど複数の選択肢を提供したりすることもできる。支払いは、30 分単位で計測可能なスマートメーターで計測された送電電力に対してのみ行われる。SEG は、電力を購入するエネルギー企業によって賄われている。

また、SEG 制度の支援対象とする適格基準は下表の通り。

表 2.2-7 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 (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

²⁶⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷⁰ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2024 年 2 月 26 日取得)

	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。
対象外地域	北アイルランドは SEG の支援対象外 ²⁷¹

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”²⁷²及び Ofgem“Guidance for SEG Licensees”²⁷³に基づき作成 (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) より)

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。²⁷⁴ ライセンス認可者は Ofgem によって毎年選出されており、2023 年 4 月 1 日～2024 年 3 月 31 日までの許認可者は以下となる。²⁷⁵ また、ライセンス認可には義務的ライセンス認可者と任意ライセンス認可者の 2 種類がある。²⁷⁶

【義務的ライセンス認可者】

定義：

認可を受けた電力供給者は、前年の 12 月 31 日時点で 15 万人以上の国内顧客に電力を供給しているか、または関連会社と合わせて前年の 12 月 31 日時点で 15 万人以上の国内顧客を有している場合。義務的ライセンス認可者は、少なくとも 1 つの SEG 準拠料金表を提供することが義務付けられている。

ライセンス認可者リスト：

British Gas, E (Gas & Electricity), E.ON, EDF, Octopus Energy, OVO Energy, Scottish Power, Shell Energy, So Energy, The Utility Warehouse, Utilita (計 11 社)

【任意ライセンス認可者】

定義：

国内顧客数が 15 万人未満の認可電気供給者は、SEG 料金表を提供することを選択し、任意ライセン

²⁷¹ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/12/guidance_for_seg_licensees_final.pdf P.2 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷² <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷³ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/12/guidance_for_seg_licensees_final.pdf P.2 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷⁴ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5cfa7e0f40f0b663ff495db5/smart-export-guarantee-governmentresponse.pdf> P.9 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/seg-supplier-list> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁷⁶ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/12/guidance_for_seg_licensees_final.pdf P.3 (2024 年 2 月 26 日取得)

入認可者となることができる。義務的ライセンス認可者と同じ責任を負う。

ライセンス認可者リスト：

Pozitive Energy, Rebel Energy (計2社)

(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）」²⁷⁷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。²⁷⁸

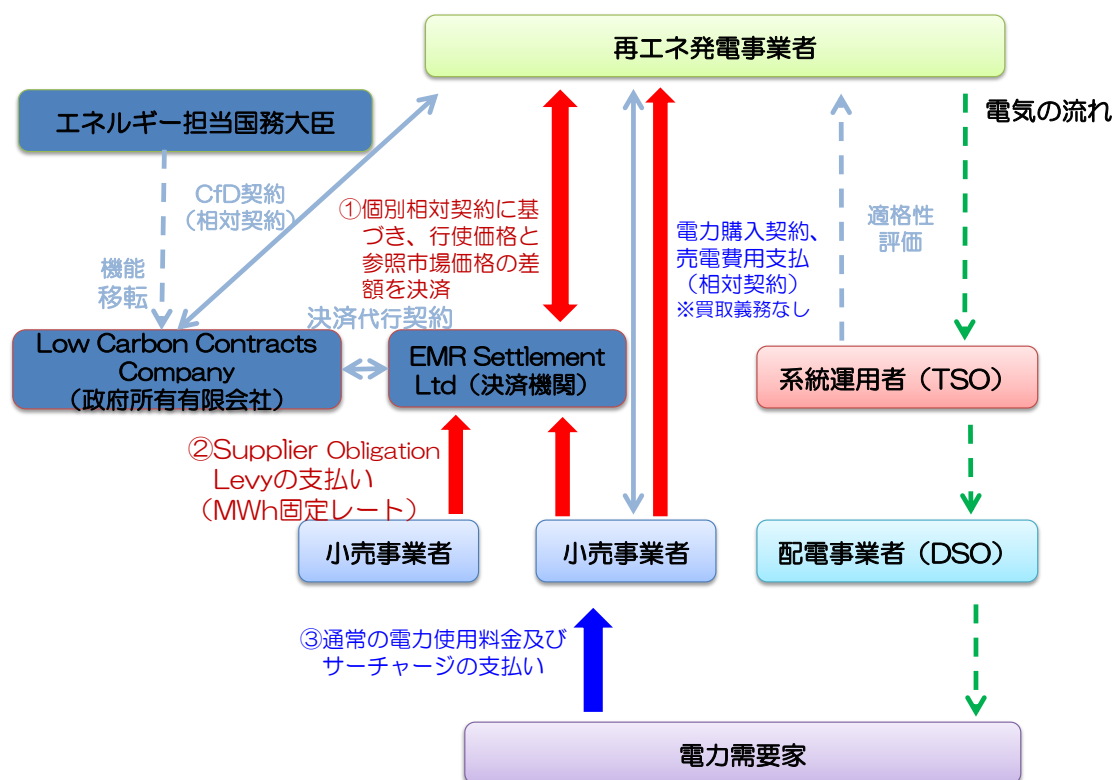


図 2.2-1 差額契約型（CfD）FIT の仕組み

²⁷⁷ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a78b0dce5274a2acd1890be/2176-emr-white-paper.pdf>
(2024年2月26日取得)

²⁷⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a74990ee5274a44083b7f62/7090-electricity-market-reform-policy-overview-.pdf> P.14, 17 (2024年2月26日取得)

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) 資料に基づき作成 (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) より)

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 (Low Carbon Contracts Company) 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。²⁷⁹

CfD FIT は、各主体が以下の役割を果たすことで施行される。

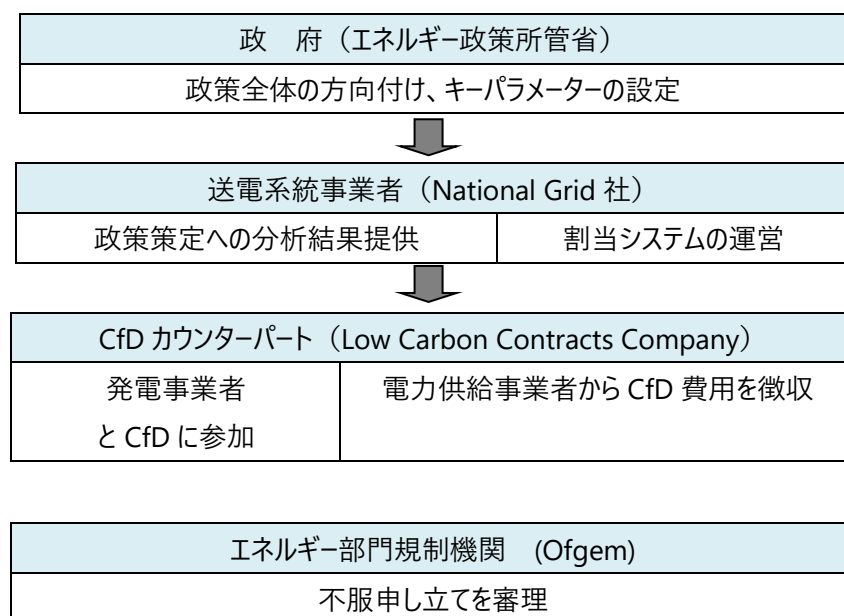


図 2.2-2 CfD FIT における各主体の役割

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、“Contracts for Difference”²⁸⁰及び令和 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) に基づき作成

²⁷⁹ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/notes/data.xht?view=snippet&wrap=true> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁸⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> (2024 年 2 月 26 日取得)

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。²⁸¹

出力に不確実のある発電設備には、1時間ごとの前日市場の卸電力取引価格（IMRP：Intermittent Market Reference Price）が参照価格に適用され、ベースロード発電設備については、6ヶ月の季節毎に設定されるフォワード・シーズン・インデックスを用いる参照価格（BMRP：Baseload Market Reference Price）が適用される。²⁸²

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。²⁸³

B) 管理上のストライクプライスの設定方法

イギリスは、CfD 制度（CfD FIT）を採用しており、管理上のストライクプライス（Administrative Strike Price：ASP）を上限として CfD 契約を締結することができる。CfD 契約を締結した再生可能エネルギー発電事業者は、基準価格（卸電力取引価格）がストライクプライスを下回る場合はその差額を受け取り、ストライクプライスを上回る場合はその差額を発電事業者が支払う。ASP は政府が事業者に財政支援を提供する上限価格であり、設定する際の主な考慮点は、投資の促進と消費者への価値とのバランスである。^{284,285}

i. 管理上のストライクプライス設定の要素²⁸⁶

- 技術固有の要因：
資本コスト、運転コスト、資金調達コスト、建設上の制約など。
- 市場条件：
電力卸売価格の予想値や、発電事業者が電力購入契約（PPA）を締結時の割引など。

²⁸¹ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9871/CBP-9871.pdf>（2024年2月26日取得）

²⁸²

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a803e6e40f0b623026925e7/EMR_Contract_for_Difference_Contract_and_Allocation_Overview_Final_28_August.pdf（2024年2月26日取得）

²⁸³ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9871/CBP-9871.pdf>（2024年3月7日取得）

²⁸⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>（2024年2月26日取得）

²⁸⁵ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399aa17d3bf7f3f8106c44e/CfD-ar5-asp.pdf>（2024年2月26日取得）

²⁸⁶ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555dca8d03a8d000d07fa12/CfD-ar6-administrative-strike-price-methodology.pdf> P.8（2024年2月26日取得）

- 政策的考慮事項:
低炭素発電を奨励するという制度の法定目標、第 6 次炭素予算、ネットゼロ排出目標、消費者が負担するコスト、供給の安定性確保など。加えて、技術コスト削減や普及拡張性など、その他の要因も考慮される。

ii. 管理上のストライクプライス設定方法

ASP の設定において重要なデータの一部が 2023 年の電力発電コスト報告書 (2023 Electricity Generation Costs Report) ²⁸⁷に記載されている。これには、開発前のコスト、建設コスト、運転・維持コスト、接続・システム使用料、負荷率・効率、プロジェクトの時期に関する前提条件等が含まれる。以下は、ASP 設定の方法である。

- ① ライフ・タイムキャッシュフローを見積もるためのデータ収集
- ② 各年に予想される総費用と総収入の正味現在価値 NPV (Net Present Value: 投資の意思決定のために用いられる評価指標) を合計する。
- ③ NPV がゼロになるようにストライクプライスを設定する。
- ④ 供給曲線を作成するために、様々なプロジェクト・コストで計算を繰り返す。

技術ごとに前倒しするパイプライン容量の割合を特定しそれに対応する ASP を設定する。脱炭素化に向けた重要な技術を特定し、第 6 回アロケーション・ラウンドでは洋上風力、陸上風力、離島風力、浮体式洋上風力、太陽光発電の供給曲線に占める目標比率が 75%に設定されている。各技術と供給年度の ASP は、パイプライン・プロジェクトの 75%が経済的に実行可能と推定されるストライクプライスに対応する。

Figure 1. Illustrative Supply Curve

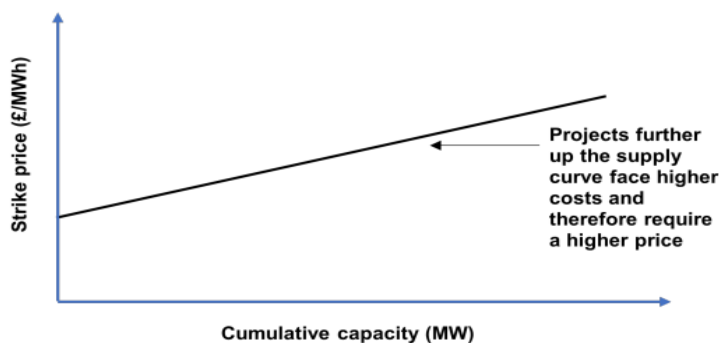


図 2.2-3 イギリス：管理上のストライクプライス設定時の技術別供給曲線イメージ

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 6」²⁸⁸より

²⁸⁷ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf> P.10,11 (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁸⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555dca8d03a8d000d07fa12/CfD-ar6-administrative-strike-price-methodology.pdf> P.7 (2024 年 2 月 26 日取得)

【物価変動要素】

後述、(2.2.3 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み (4) 物価変動対策) にて詳細記載。

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 条に基に、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。

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”²⁸⁹ に基づき作成 (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) より)

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、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	-	-

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”²⁹⁰に基づき作成 (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) より)

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

290

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf (2024 年 2 月 26 日取得)

令和 5 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)

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”²⁹¹に基づき作成 (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) より)

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
		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

291

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/798885/Final_Budget_Notice_AR3.pdf (2024 年 2 月 26 日取得)

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 fourth Allocation Round, 2021”²⁹²に基づき作成 (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) より)

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 fifth allocation round, 2023”²⁹³に基づき作成 (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) より)

²⁹² [https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2021-](https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf)

[11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf](https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf) (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁹³

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1124052/CfD_ar5_core_parameters.pdf (2024 年 2 月 26 日取得)

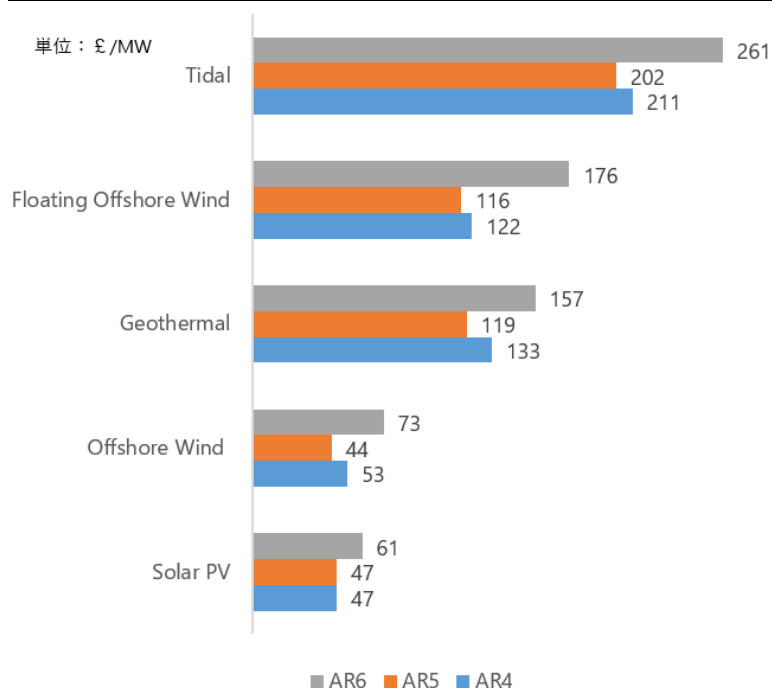


図 2.2-4 AR4 からの ASP 価格変遷及び AR5 オークション結果後のストライクプライスの引上げ
出所) ビジネス・エネルギー・産業省 (BEIS)、“Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fourth Allocation Round, 2021”²⁹⁴、“Contracts for Difference (CfD): Core Parameters for the fifth allocation round, 2023”²⁹⁵及び“Contracts for Difference (CfD): Core Parameters for the sixth allocation round, 2024”²⁹⁵に基づき作成

イギリス政府は、CfD 制度の下で、AR5 の割り当てオークションで応募が少なかったため、AR6 で様々な再生可能エネルギー技術の ASP を引き上げた。太陽光発電については、47 ポンド/MWh から 61 ポンド/MWh へと 30% 引き上げられた。洋上風力は 66% 増と最も高く、44 ポンド/MWh から 73 ポンド/MWh となった。政府は、洋上風力発電への参加を促し、プロジェクト間の健全な競争を促進するため、洋上風力発電用に独立した資金枠(ポット)を設けた。浮体式洋上風力発電プロジェクトでは、52% 上昇し、116 ポンド/MWh から 176 ポンド/MWh となる。地熱と潮力の ASP は、それぞれ 32% と 29% 引き上げられた。

AR4 から AR5 にかけては、ほとんどの技術で価格が引き下げられたが、AR6 では再度引上げが行われている。

²⁹⁴ <https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁹⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-6-core-parameters> (2024 年 2 月 26 日取得)

H) 第 6 回アロケーション・ラウンド (2023 年 11 月公告) ^{296,297,298}

2024 年 3 月に開催される第 6 回アロケーション・ラウンドに先立ち、2023 年 11 月にポット構造、管理上のストライクプライス、そして運用開始年が発表された。予算に関しては、2024 年の 3 月 6 日に告知が行われた。

表 2.2-13 ストライクプライスの上限価格 (第 6 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	2026 年度及び 2027 年度	廃棄物 CHP	181
		水力 (5～50MW)	102
		埋立ガス	69
		陸上風力 (5MW 超)	64
		離島風力 (5MW 超)	64
		下水道ガス	162
		太陽光 (5MW 超)	61
2	2027 年度及び 2028 年度	先進転換技術 (ACT)	210
		嫌気性消化 (5MW 超)	144
		バイオマス専焼 CHP	179
		浮体式洋上風力	176
		地熱	157
		潮力	261
		波力	257
3	2027 年度及び 2028 年度	洋上風力	73

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 sixth allocation round, 2024”²⁹⁹に基づき作成

(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。

²⁹⁶ <https://www.CfDallocationround.uk/faqs> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁹⁷ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-6-core-parameters> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁹⁸ <https://www.CfDallocationround.uk/ar6-timeline> (2024 年 2 月 26 日取得)

²⁹⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-6-core-parameters> (2024 年 2 月 26 日取得)

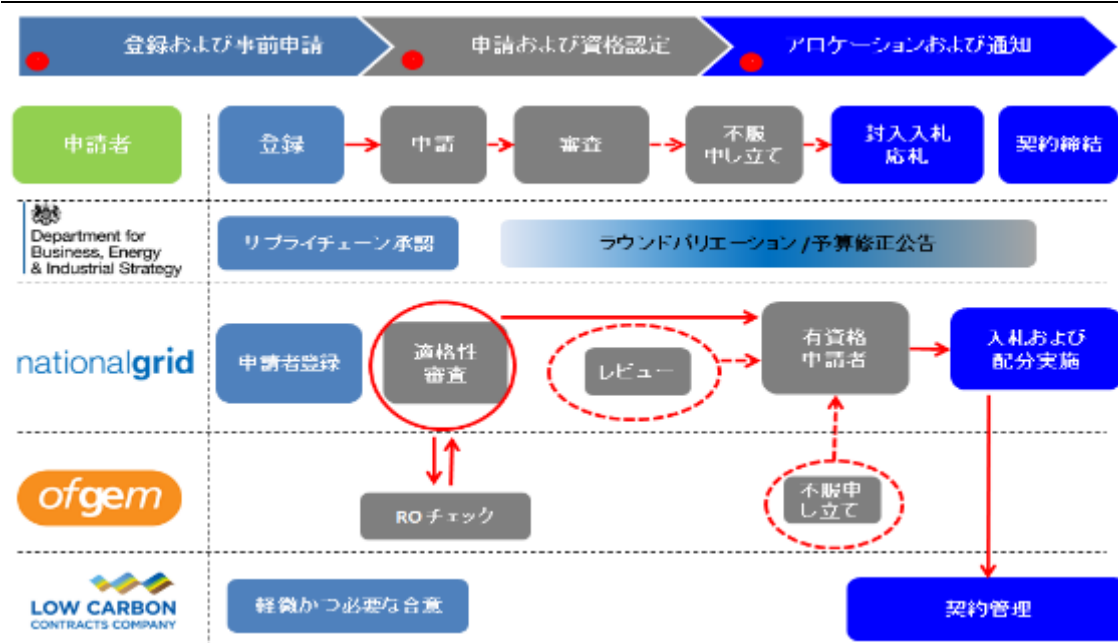


図 2.2-5 CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割

出所) National Grid, “EMR Delivery Body Contract for Difference”に基づき作成 (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) より)

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。³⁰⁰

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事業者の 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、封印入札への応募を募る。応募期間は 5 営業日である。

タイブレーカー ルールは、2 つ以上の入札が同じ価格であるにもかかわらず、最小予算 (Minima)、最大予算 (Maxima)、または全体の予算などの特定の制限を超えるため、すべてを受け入れることができない場合に、オークションに適用される。入札の価格が同じで、すべての入札が最小または最大予算を超える場合、個別に制限を超える入札は対象外となる。制限を超えずに、制限に最も近い入札または組み合わせが受け入れられる。ま

³⁰⁰ <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2014/978011117316/regulation/4> (2024 年 2 月 26 日取得)

た、入札価格が同じで、すべてを受け入れると全体の予算を超える場合は、予算を超えない限り、最終年度の予算達成に最も近い入札が受け入れられる。複数の入札が同等に近い場合は、1 つがランダムに選択される。そして、入札の価格が同じで、すべての入札を受け入れると制限と予算の両方を超える場合、予算を超えずに予算を満たすのに最も近い入札が受け入れられる。同点の場合は、最小値または最大値を満たす値に最も近いものが選択され、それでも同点の場合は、ランダムに選択される。

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。³⁰¹

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。³⁰²

下図は、CfD 支払いが開始される契約数、設置容量、契約段階を考慮した LCCC の将来の容量プロフィールを示している。2023 年末時点で稼働している CfD 設備の大半は洋上風力であり、2030 年までの予測容量の大半を占めると予想される。予測ダッシュボードは、2030 年までの CfD 発電量と再生可能エネルギー設備容量の長期予測を示している。この予測は 2023 年 10 月に算出されたもので、毎年更新される。³⁰³

³⁰¹ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7ed9af40f0b62305b8392f/Final_Allocation_Framework.pdf
P.9-11,21-22, 29, 48, 50 (2024 年 2 月 26 日取得)

³⁰² 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) (2024 年 2 月 26 日取得)

³⁰³ <https://www.lowcarboncontracts.uk/resources/scheme-dashboards/portfolio-dashboard/> (2024 年 2 月 26 日取得)

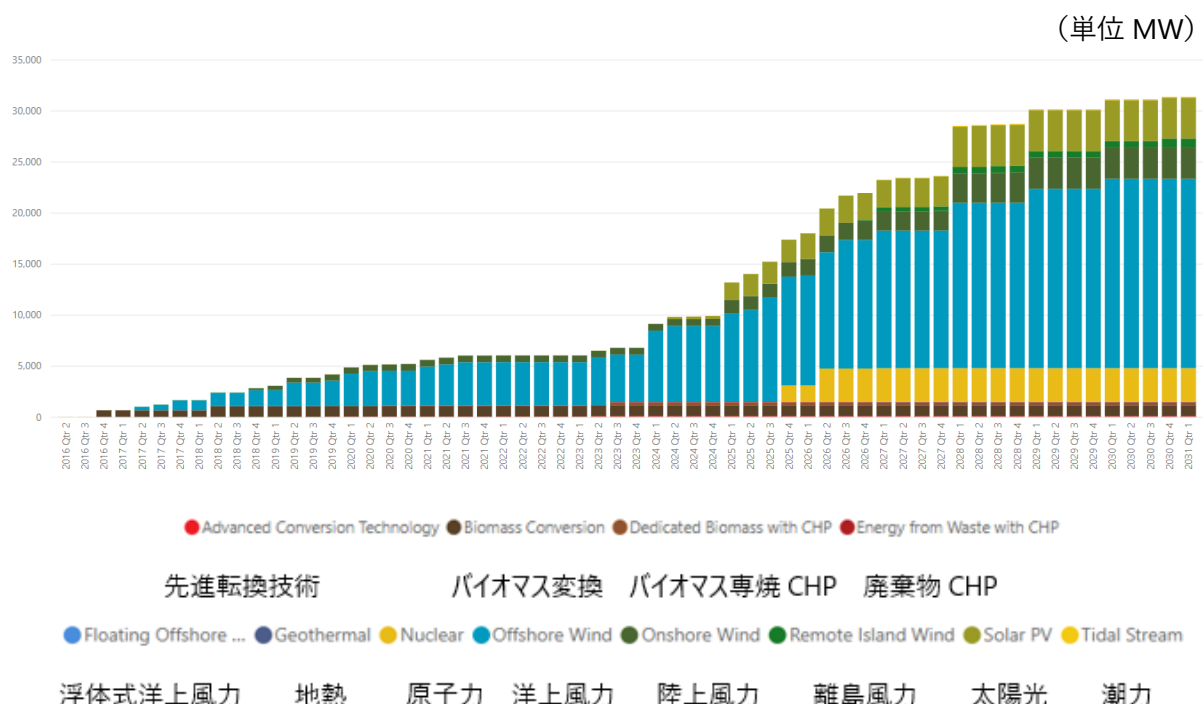


図 2.2-6 CfD 設置容量プロフィール

出所) LCCC、"Portfolio Dashboard"³⁰⁴に基づき作成

なお、洋上風力発電の売電に関して、FIT CONTRACT FOR DIFFERENCE STANDARD TERMS AND CONDITIONS version4³⁰⁵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。

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に関して、下限 (Minima) と上限 (Maxima) を規定することもある。

³⁰⁴ <https://www.lowcarboncontracts.uk/resources/scheme-dashboards/portfolio-dashboard/> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁰⁵

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1046366/AR4_Standard_Terms_and_Conditions.pdf P.216 (2023 年 2 月 27 日取得)

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³⁰⁶。

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 2.2-14 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

注) 2011 年度価格とは、2011 年度の物価水準に基づいて価格が計算されていることを示す。

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC)、「Budget Notice for CfD Allocation Round 1」³⁰⁷ 及び
「Budget Revision Notice for CfD Allocation Round 1」³⁰⁸ に基づき作成 (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) より)

³⁰⁶ <https://www.gov.uk/government/news/government-hits-accelerator-on-low-cost-renewable-power> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁰⁷

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/360129/CfD_Budget_Notice.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁰⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Notice_for_CfD_Round_One.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

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。

表 2.2-15 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”³⁰⁹に基づき作成（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）より）

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 2.2-16 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

309

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/598824/Budget_Notice.pdf（2024 年 2 月 27 日取得）

令和 5 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)

	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”³¹⁰に基づき作成 (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) より)

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。

表 2.2-17 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 fourth Allocation Round, 2021”³¹¹に基づき作成 (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) より)

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。³¹²

G) 第 5 回アロケーション・ラウンドの予算

イギリス政府は 2023 年 8 月、CfD 制度に対する 2200 万ポンドの資金増額を発表した。これにより、CfD 制度の予算総額は、第 5 回アロケーション・ラウンド (AR5) で 2 億 2700 万ポンドが割り当てられた。前回 AR4 の予算 (2 億 8500 万ポンド) を 5800 万ポンド下回った。^{313,314}

2023 年 8 月 3 日にエネルギー国務大臣が告示した第 5 回アロケーション・ラウンドの予算告知では、下表の予算が示された。潮力に対して Minima が設定された。

表 2.2-18 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)、埋立ガス、洋上風力、陸上風力 (5MW 超)、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

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 fifth allocation round, 2023”³¹⁵に基づき作成

百万 £ (2011 年度価格)	運開年度				
	2025	2026	2027	2028	2029
CfD 全体予算	190	227	227	227	227

³¹¹ <https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2021-11/BEIS%20CfD%20AR4%20final%20Budget%20Notice%20%28PDF%2C%20233KB%29.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹² 令和 4 年 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) (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹³ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399a2d8d3bf7f3f8106c44d/CfD_ar5_core_parameters.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹⁴ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ca634b101f9200128b6cf7/CfD-budget-revision-notice-allocation-round-5-2023.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399a2d8d3bf7f3f8106c44d/CfD_ar5_core_parameters.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

ポット 1	190	190	190	190	190
ポット 2	-	37	37	37	37
うち潮力 Minima	-	10	10	10	10

注) 緑のセルは運用開始年度、オレンジのセルは評価年度となっている。

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 Fifth Allocation Round, 2023³¹⁶⁾”に基づき作成

H) 第 6 回オークション・ラウンドの予算^{317,318,319)}

2024 年 3 月に開催される第 6 回オークション・ラウンドに先立ち、2023 年 11 月にポット構造、管理上のストライクプライス、そして運用開始年が発表された。予算に関しては、2024 年の 3 月に発表される予定である。

AR6 では、3 つのオークション・ポットが設けられ、洋上風力は独自のオークション・ポットに属する。この変更は、AR6 で予想される洋上風力の大規模なパイプラインと、ポット 1 における既存技術間の競争の強さを反映したものである。ポット 1 に含まれる既存技術 (太陽光、陸上風力等) 間の競争が激しいため、政府は洋上風力用に別のポットカテゴリーを設けることを決定した。

表 2.2-19 CfD FIT 第 6 回オークション・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)、埋立ガス、陸上風力 (5MW 超)、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
ポット 3	洋上風力

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 sixth allocation round, 2024³²⁰⁾”に基づき作成

また、第 6 回オークション・ラウンドの管理上のストライクプライスは、2011/12 年の物価水準に基づいて実質ベースで計算されており、2011/12 年の数値に基づいて入札を行うことが求められている。

³¹⁶⁾ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ca634b101f9200128b6cf7/CfD-budget-revision-notice-allocation-round-5-2023.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹⁷⁾ <https://www.CfDallocationround.uk/faqs> (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹⁸⁾ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-6-core-parameters> (2024 年 2 月 27 日取得)

³¹⁹⁾ <https://www.CfDallocationround.uk/ar6-timeline> (2024 年 2 月 27 日取得)

³²⁰⁾ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555fbacd03a8d001207fa45/ar6-core-parameters-notification.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

2024 年 3 月 6 日に、AR6 の予算が告知され、同年 3 月 27 日からアロケーション・ラウンドが開催される。

百万 £ (2011/12 年度価格)	運開年度				
	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31
CfD 全体予算	120	1,025	1,025	1,025	905
ポット 1	120	120	120	120	-
ポット 2	-	105	105	105	105
ポット 3	-	800	800	800	800

注) 緑のセルは運用開始年度、オレンジのセルは評価年度となっている。

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 sixth Allocation Round, 2024³²¹⁾”に基づき作成

今回の予算告知では、ポット 1 の陸上風力、離島風力、太陽光発電にそれぞれ総額 1 億 2,000 万ポンドの 3 つの Maxima が適用されると発表された。ポット 2 では、地熱発電に 800 万ポンドの Maxima、潮流発電には 1,000 万ポンドの Minima が、またポット 3 においては、洋上風力発電の Permitted Reduction プロジェクトと新規プロジェクトにそれぞれ総額 8 億ポンドの Maxima が適用される事となった。

上述の Permitted Reduction プロジェクトにおいては、以前に CfD を獲得したプロジェクトが、契約上認められている削減プロセスにより、元の容量の最大 25%まで引き出せるようになった。公正な競争を支援し、費用対効果を高めるため、許可削減容量（過去に CfD を獲得したプロジェクトから撤退した容量）と新規容量が区別されている。^{322, 323}

(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、落札価格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 2.2-20 第 1 回アロケーション入札結果（技術、年度、落札価格別）

再エネ種	2015 年度運開			2016 年度運開		
	上限値	落札価格	落札容量	上限値	落札価格	落札容量

³²¹⁾ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e867c162ff48001a87b252/CfD-ar6-budget-notice.pdf>

(2024 年 3 月 9 日取得)

³²²⁾ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e85ea45b6524001af21a72/CfD-ar6-budget-notice-accompanying-note.pdf> P.2 (2024 年 3 月 9 日取得)

³²³⁾ <https://www.CfDallocationround.uk/faqs> (2024 年 3 月 9 日取得)

令和 5 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)

	(£/MWh)	(£/MWh)		(£/MWh)	(£/MWh)	
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"³²⁴に基づき作成 (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) より)

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。³²⁵

³²⁴

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

³²⁵ 令和 4 年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) (2024 年 2 月 27 日取得)

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 2.2-21 第 2 回アロケーション入札結果（技術、年度、落札価格別）

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”³²⁶に基づき作成（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）より）

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、2023 年度運開設備のストライクプライスは 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 2.2-22 第 3 回アロケーション入札結果（技術、年度、落札価格別）

再エネ種	2023 年度運開			2024 年度運開		
	上限価格	落札価格	落札容量	上限価格	落札価格	落札容量

令和 5 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)

	(£/MWh)	(£/MWh)		(£/MWh)	(£/MWh)	
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」³²⁷に基づき作成 (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) より)

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³²⁸。本コンサルテーションの目的は、以下の通り。

表 2.2-23 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

³²⁷

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/CfD-ar3-results-corrected-111019.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

³²⁸ <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-CfD-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2024 年 2 月 27 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”³²⁹に基づき作成 (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) より)

表 2.2-24 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
ポット枠組み	・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

³²⁹ <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-CfD-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2024 年 2 月 27 日取得)

令和5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)

	改正案	政府回答
		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 制度通りリ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務面の変更	・ラウンドの予算影響の算定に使用される評価式変更 ・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	・CfD Allocation Regulations を改正し、一定条件のもと、ラウンド毎に制限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
段階的实施	・規模の経済と市場への新規参入者へ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”³³⁰及び“Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation”³³¹に基づき作成（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）より）

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实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た。

表 2.2-25 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
段階的实施	・浮体式洋上風力プロジェクトには段階的实施を拡大しない

330

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/CfD-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

331

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/CfD-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

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 契約における自然変動電源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”³³²に基づき作成 (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) より)

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³³³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³³⁴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 2.2-26 第 4 回アロケーション入札結果 (技術、年度、落札価格別)

再エネ種	2024 年運転開始			2025 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)
廃棄物	121.00	—	—	121.00	45.99	30.00

³³²

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937635/changes-supply-chain-plans-CfD-contract-condoc.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

³³³ <https://www.gov.uk/government/news/biggest-renewables-auction-accelerates-move-away-from-fossil-fuels> (2024 年 2 月 27 日取得)

³³⁴

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1088875/contracts-for-difference-allocation-round-4-results.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

令和 5 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)

陸上風力 (>5MW)	53.00	—	—	53.00	42.47	887.96
太陽光 (>5MW)	47.00	45.99	251.38	47.00	45.99	1,958.03

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」に基づき作成 (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) より)

F) 第 5 回アロケーション・ラウンドの結果³³⁵

第 5 回アロケーション・ラウンドの結果について、2023 年 9 月に決定した第 5 ラウンドで割当が決まった再エネの合計出力量は約 3.7GW となった。また、第 5 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 (上限価格と落札価格との差異の比率) は、2025-2026 年度及び 2027-2028 年度に運転開始予定の太陽光 0%、陸上風力 1.34%、離島風力 1.34%となった。2026-2027 年度及び 2027-2028 年度運転開始予定の潮力は 1.98%、地熱は 0%となっている。再エネ電源別の結果は下記となった。

表 2.2-27 第 5 回アロケーション入札結果 (技術、年度、落札価格別)

再エネ種	2025 年度運開		2026 年度運開		2027 年度運開		合計容量
	落札価格 (£ /MWh)	落札容量 (MW)	落札価格 (£ /MWh)	落札容量 (MW)	落札価格 (£ /MWh)	落札容量 (MW)	
太陽光 (5MW 超) (ポット 1)	47.00	393.96	47.00	150.74	47.00	1382.98	1,927.68
陸上風力 (5MW 超) (ポット 1)	52.29	31.10	52.29	204.40	52.29	1245.24	1,480.74

³³⁵ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64fa0473fdc5d10014fce820/CfD-ar5-results.pdf> (2024 年 2 月 22 日取得)

令和 5 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)

離島風力 (ポット 1)	-	-	-	-	52.29	223.60	223.60
潮力 (ポット 2)	-	-	198.00	4.50	198.00	48.54	53.04
地熱 (ポット 2)	-	-	119.00	7.00	119.00	5.00	12.00

再エネ種	2025/26-2027/28 上限価格(£/MWh)	落札価格(£/MWh)	電源別 ASP 比(%)
太陽光 (5MW 超)	47.00	47.00	0
陸上風力 (5MW 超)	53.00	52.29	1.34
離島風力	53.00	52.00	1.34
再エネ種	2026/27-2027/28 上限価格(£/MWh)	落札価格(£/MWh)	電源別 ASP 比(%)
潮力	202.00	198.00	1.98
地熱	119.00	119.00	0

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、“CfD Allocation Round 5 results³³⁶” に基づき作成

G) 今後のアロケーション・ラウンドに向けた提案

【第 6 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^{337,338}】

イギリス政府は次回のアロケーション・ラウンド実施 (AR6) に向け、2023 年に 12 月 19 日に CfD 制度の改正案を公表し、2024 年 1 月 30 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。本コンサルテーションの詳細は以下の通り。

表 2.2-28 第 6 回 AR に向けた CfD FIT コンサルテーションの主な項目

項目	詳細
プライベートネットワーク CfD	AR6 からオフショア石油・ガス施設に直接電力を供給する発電事

³³⁶ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64fa0473fdc5d10014fce820/CfD-ar5-results.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³³⁷ <https://www.CfDallocationround.uk/news/government-publishes-contract-amendments-consultation> (2024 年 2 月 27 日取得)

³³⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581bac4ed3c3400133bfbfd5/amendments-to-CfD-contract-ar6-consultation.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

(PN CFD) ³³⁹	業者が CfD の対象外となるように修正される予定となっている。この変更の目的は、エネルギー料金を通じて CfD スキームに貢献している消費者が、洋上石油・ガス施設で使用される電力に補助金を払うことを防ぐことである。この改正案は、2023 年 7 月に行われた、将来の CfD ラウンドに関する検討事項についての協議への政府回答に示された政府の決定に沿ったものとなっている。
Know Your Customer (KYC)	発電事業者が全契約期間を通じて KYC 要件に効果的に関与できるよう、CfD における KYC チェックを強化することが提案されている。LCCC (Low Carbon Contracts Company ³⁴⁰ : イギリス政府 CfD のカウンターパーティ) が管理し、発電事業者が完了すべき KYC 契約条項及び事象がより明確化される。また、LCCC は、KYC 要件に従わない発電事業者に対する支払いを停止することができる。
変更管理の手続き	LCCC が契約を修正するための変更管理手続きの修正が提案されている。
防空レーダー軽減のマイルストーン・デリバリー・デート延長	風力発電設備が防空レーダーシステムに与える影響を踏まえ、CfD 契約のマイルストーン・デリバリー・デート (Milestone Delivery Date (MDD)) ³⁴¹ の定義を変更する事を提案している。風力発電事業者が、国の防空用レーダーシステムに影響を与えないための具体的な義務を果たしたかどうかを国防省 (MOD) から確認できない場合に、MDD を延長出来るようにする提案である。
マイルストーン・デリバリー・デート	政府は、18 ヶ月のマイルストーン・デリバリー・デート (MDD) の実地的な運用に関する意見を求めている。政府は、MDD を 18 ヶ月に据え置くべきか、12 ヶ月に戻すべきか、あるいは別の期間に設定すべきかについての意見を受け付けている。

³³⁹ プライベートネットワーク CfD (PN CFD) : PN CfD 契約により、発電事業者は「私設電線」を介して供給された電力の CfD 支払いを受け取ることができる。私設ネットワーク発電とも呼ばれる私設電線供給には、発電事業者が無認可の電力供給システムを介してエンドユーザーに電力を直接供給することが含まれる。認可された配電網と送電網で構成された「公共」送電網ではなく、「私設」電線を使用する。

³⁴⁰ <https://www.lowcarboncontracts.uk/> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁴¹ マイルストーン・デリバリー・デート(MDD) : CfD を結ぶ発電事業者が、(i) 試運転前総コストの 10% の支出、または (ii) プロジェクトのコミットメントのいずれかの証拠を提供することにより、納品の進捗状況を証明しなければならない期限を指す。

出所) エネルギー安全保障・ネットゼロ省、" Contracts for Difference for Low Carbon Electricity
Generation Consultation on drafting amendments to the CfD contract for Allocation
Round 6"³⁴²に基づき作成

【CfD サステナブル・インダストリー・リワード (CfD SIR) の導入^{343,344}】

イギリス政府は、第 7 回アロケーション・ラウンドから、CfD SIR の導入を提案している。この提案は、政府が CfD 制度の対象となるための適格性の基準として、価格以外の要素（脱炭化水素化への貢献などの質的要素、関係労働者の技能訓練や教育などの社会的側面）を考慮することを検討した結果として提案された。CfD SIR の目的は、低炭素電力発電の展開を促進する事であり、特に洋上及び浮体式洋上風力プロジェクトに焦点を当てている。洋上及び浮体式洋上風力の経済的、環境的及び社会的な持続可能性に積極的に貢献するプロジェクトに対して、収益支援を拡大することを重点に置いている。提案内容は下記の通り。

A. サプライチェーンプラン(SCP) の一時的代替：

CfD SIR は、洋上風力発電及び浮体式洋上風力発電プロジェクトのサプライチェーンプラン (SCP) に一時的に取って代わる可能性がある。既存の SCP は引き続き監視・実施される。

- サプライチェーンプランの定義：
サプライチェーンプランは、CfD アロケーション・ラウンドへの参加を希望する申請者が提出する戦略的な文書であり、特に発電容量 300MW 以上の発電設備を対象とする。これは、プロジェクトのサプライチェーン面に関する申請者のアプローチとコミットメントを記載するものである。
- 戦略ロードマップ：
申請者のサプライチェーン戦略の概要を指す。
- 提出と承認：
申請者は、国務長官の承認が必要な質問表を提出する。
- CfD 制度の資格：
国務長官によるプロジェクトの承認は、CfD 制度への参加の前提条件となる。
- 実施評価：
第 4 回 CfD アロケーション・ラウンド以降、受理された申請者は計画の実施を確認する評価を受ける必要がある。

³⁴² <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65952a8e579941000d35a7ca/amendments-to-CfD-contract-ar6-consultation.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁴³ <https://www.gov.uk/government/consultations/introducing-a-contracts-for-difference-CfD-sustainable-industry-reward> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁴⁴ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62beccfd3bf7f5a6f97661a/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

- 運営上の前提条件（Operational Condition Precedents：OCP）：
サプライチェーン実施声明は、特定の CfD 運用条件の前提条件を満たすために重要である。
- 300MW を超える容量を持つその他の技術も、既存の SCP 要件に準拠する必要がある。
- この政策を進めるかどうかの最終決定は、コンサルテーションへの回答、財政的な考慮、政策状況、洋上風力及び浮体式洋上風力市場の状況によって決定される予定である。(2024 年 1 月 11 日まで意見募集)

【今後の CfD ラウンドに向けたコンサルテーション³⁴⁵】

2023 年 2 月、エネルギー安全保障・ネットゼロ省は CfD 制度に関するコンサルテーションの内容を発表した。今後の CfD ラウンドにおける手続きに関して変更の可能性がある内容が記載されている。

A. 浮体式洋上風力の定義：

技術開発に対応するため、「浮体式洋上風力」の定義の変更に関する協議や提案がなされた。浮体式洋上風力の定義に「正浮力」の原則を用いることや、設置場所固有のアプローチなどが提案された。また、浮体式洋上風力発電プロジェクトは、風車が水面下のどの程度の深さにあるか、またどの程度浮力があるかによって分類されるべきであるとの意見も出された（浮力が高いほど、風車は水平方向に動くことが少なくなり、より安定する）。その他にも、洋上風力発電プロジェクトは立地やプロジェクトの具体的な場所や特徴によって分類されるべきだという意見が挙げられた。

B. インフラ協調の促進：

政府は提案の中で、MPI-OFW（多目的インターコネクター浮体式洋上風力発電）も CfD の対象として検討すべきかどうかについても意見を求めた。多目的インターコネクター（MPI）は、イギリスの電力系統と近隣諸国の電力系統を接続する海底電力ケーブルであり、風力発電所などの洋上発電機と陸上を接続する。（基本的には浮体タービンで発電された浮体電力を陸上に接続する）

C. 段階的政策：

現在の洋上風力発電段階計画では、同リースエリア内で最大 3 段階までの風力発電プロジェクトの開発が許可されており、各段階には独自の差額契約（CfD）契約が定められている。段階的プロジェクトの最大容量は 1,500MW で、プロジェクト総容量の少なくとも 25% を初期段階で建設し、稼働させる必要がある。さらに、最終フェーズは、最初のフェーズから 2 年以内に運用開始することが求められている。

当初は商業現実を反映し、建設リスクを管理することで初期の洋上風力発電事業を支援することを目的としていたが、政府は将来のアロケーション・ラウンドでこの政策を修正または廃止することを検討している。この提案は、洋上風力発電技術の進歩により建設リスクが軽減されたことが寄与している。

D. 不服申し立て制度：

345

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399a107d3bf7f3f7b333d8f/considerations_for_future_Contracts_for_Difference_CfD_rounds.pdf (2024 年 2 月 23 日取得)

現在、イギリスの CfD 手続きには2段階の不服申し立て制度がある。第1段階では、CfD の申請が却下された申請者が、NGESO（National Grid Electricity System Operator Limited）に決定の見直しを申請する（10 営業日）。第2段階目は、見直しが許可されない場合に申請者が Ofgem に対して NGESO の決定を再考することを要求する（20 営業日）。今回の提案では、保留中の申請を可能にするなど、現行の不服申し立て制度の変更が検討されている。下記は現行の不服申し立て申請プロセスとなっている。

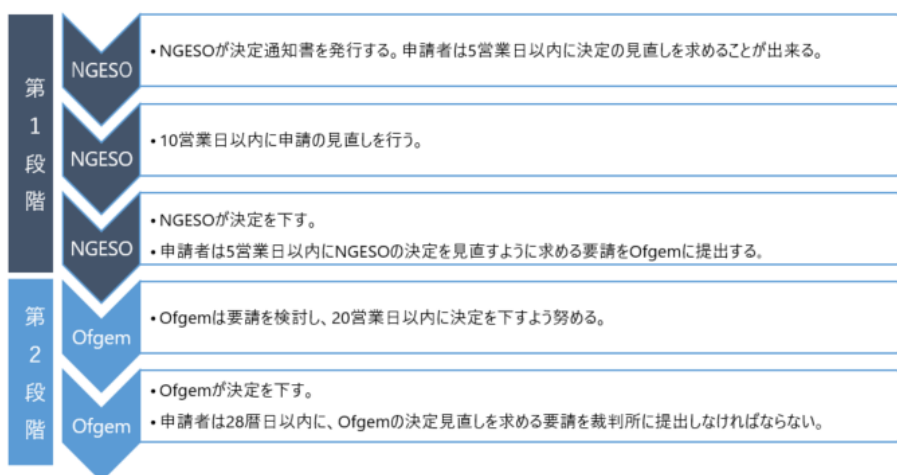


図 2.2-7 CfD 制度における現行の不服申し立てプロセス

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 policy considerations for future rounds of the Contracts for Difference scheme”³⁴⁶に基づき作成

(6) 浮体式洋上風力発電の促進策

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」³⁴⁷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”³⁴⁸（2020年11月公表）のもとで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支援は、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、

³⁴⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399a107d3bf7f3f7b333d8f/considerations_for_future_Contracts_for_Difference_CfD_rounds.pdf P.22（2024年2月27日取得）

³⁴⁷ <https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy>（2024年2月27日取得）

³⁴⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf（2024年2月27日取得）

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。³⁴⁹

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。³⁵⁰

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 32MW であった³⁵¹。

2023 年 3 月、エネルギー安全保障・ネットゼロ省 (Department for Energy Security and Net Zero) とビジネス・貿易省 (Department for Business and Trade) から「洋上風力ネットゼロ投資ロードマップ (offshore wind Net zero investment Roadmap)」が発表され、浮体式洋上風力技術を促進するため下記のような支援スキームが紹介された。³⁵²

- 最大 1 億 6,000 万ポンドの浮体式洋上風力製造投資スキームの割り当て
- 革新的な浮体式洋上風力実証プログラムに対する 3,100 万ポンドの政府資金と 3,000 万ポンドの産業界からのマッチファンディング (複数の組織からの支援) の割り当て
- 浮体式洋上風力センター・オブ・エクセレンスに 4 年間で 200 万ポンドの追加資金提供 (4 年間)

(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。³⁵³

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³⁵⁴、公表値から Ofgem は一般家庭の平均電力料金に占め

³⁴⁹ https://www.CfDallocationround.uk/sites/default/files/2022-05/FAQs%20published%20on%20the%20AR4%20microsite%20as%20of%2027.4.22_0.pdf P.6 (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁵⁰ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fbc72958fa8f559e887e4f8/CfD-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf> P.8, 20 (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁵¹ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65b1463d160765000d18f834/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-4-results.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁵²

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1167856/offshore-wind-investment-roadmap.pdf P.10, 12 (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁵³ 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) (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁵⁴ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/07/electricity_supply_standard_license_conditions.pdf P.115 (2024 年 2 月 22 日取得)

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。³⁵⁵

環境・社会的義務コストは、政府のエネルギー政策の費用を負担しなければならない大規模エネルギー供給会社に支払われる。これらのコストは、家庭や企業のエネルギー効率改善を支援したり、社会的弱者を支援したり、再生可能技術の利用を奨励したりする制度などをカバーしている。これらのコストは、クリーンエネルギーの支援（固定価格買取制度、CfD 等）、燃料貧困³⁵⁶などの社会問題の支援（直接支払いを支援する Warm Homes Discount）、あるいは両方の支援（支払い削減のために住宅の断熱化を支援する Energy Company Obligation）する様々な政策に支払われる。スコットランドのハイランド地方のような遠隔地における高いネットワークコストや、「グリーン」ガスの普及を支援するためにも使用されている。³⁵⁷

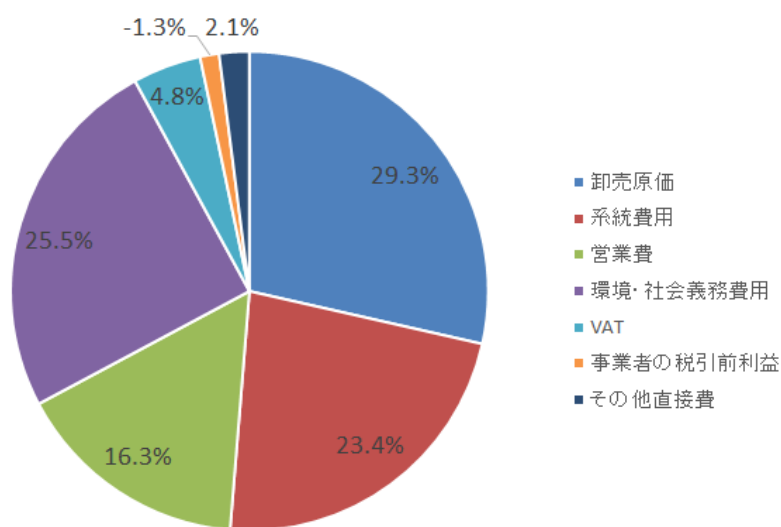


図 2.2-8 一般家庭の平均電力料金の内訳（2021 年 8 月時点）

出所）Ofgem、“Breakdown of an electricity bill”³⁵⁸に基づき作成（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）より）

また、イギリス政府によると 2024 年 1 月～3 月までの一般的な光熱費の価格上限は以下の通り公表されている。³⁵⁹

- 卸売原価：51%

³⁵⁵ 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（2024 年 2 月 27 日取得）

³⁵⁶ <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-8730/> （2024 年 3 月 6 日取得）

³⁵⁷ <https://eciu.net/insights/2021/rebalancing-energy-bills-and-carbon-prices-what-are-the-options> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁵⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/all-available-charts> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁵⁹ <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9491/> （2024 年 2 月 27 日取得）

- ネットワーク費用：20%
- 運営費用：11%
- 政策費用：8%
- VAT：5%
- 事業者の税引前利益 2.2%
- その他費用：3%

(8) 支援制度における価格設定に加味されるコスト構造

ASP の設定において重要なデータの一部が 2023 年の電力発電コスト報告書(2023 Electricity Generation Costs Report)³⁶⁰に記載されている。これには、開発前のコスト、建設コスト、運転・維持コスト、接続・システム使用料、負荷率・効率、プロジェクトの時期に関する前提条件等が含まれる。以下は、ASP 設定の方法（5つのステップ）である。

① ライフ・タイムキャッシュフローを見積もるためのデータ収集³⁶¹

均等化発電原価（LCOE）とは、発電設備の建設と運転にかかるライフタイム・コストを割引いたもので、発電電力量当たりのコスト（£/MWh）で表される。この原価は、開発前、資本、運転、燃料、資金調達コストなど、発電事業者にかかる関連コストを明示する指標となっている。LCOE は ASP を設定するための一つの要素として用いられ、以下の要素が考慮されている。実際のデータは、別途エクセル³⁶²にて参照が可能である。

Step 1: Gather plant data and assumptions	
Capital expenditure (CAPEX) costs	Pre-development costs* Construction costs* Infrastructure costs *adjusted for learning over time
Operating expenditure (OPEX) costs	Fixed operating costs* Variable operating costs Insurance Connection costs Carbon transport and storage costs Decommissioning costs Heat revenues Fuel prices Carbon costs *adjusted for learning over time
Expected generation data	Capacity of plant Expected availability Expected efficiency Expected load factor

³⁶⁰ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf> P.10, 11 （2024 年 3 月 6 日取得）

³⁶¹ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf> P.10, 11 （2024 年 3 月 6 日取得）

³⁶² <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555cb6d046ed4000d8b99bb/annex-a-additional-estimates-and-key-assumptions.xlsx> （2024 年 3 月 6 日取得）

- ② 各年に予想される総費用と総収入の正味現在価値 NPV (Net Present Value: 投資の意思決定のために用いられる評価指標) を合計する。

Step 2: Sum the net present value of the total expected costs and net generation for each year

$$\text{NPV of Total Costs} = \sum_n \frac{\text{total capex and opex costs}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

$$\text{NPV of Electricity Generation} = \sum_n \frac{\text{net electricity generation}_n}{(1+\text{discount rate})^n} \quad n = \text{time period}$$

- ③ NPV がゼロになるようにストライクプライスを設定する。

Step 3: Divide total costs by net generation

$$\text{Levelised Cost of Electricity Generation Estimate} = \frac{\text{NPV of Total Costs}}{\text{NPV of Electricity Generation}}$$

図 2.2-9 ASP 設定プロセス

出所) エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“Electricity Generation Costs 2023”³⁶³に基づき作成

- ④ 供給曲線を作成するために、様々なプロジェクト・コストで計算を繰り返す。
- ⑤ 技術ごとに前倒しするパイプライン容量の割合を特定し、それに対応するストライクプライスで ASP を設定する。
- ⇒ 脱炭素化に向けた重要な技術を特定し、第6回アロケーション・ラウンドでは洋上風力、陸上風力、離島風力、浮体式洋上風力、太陽光発電の供給曲線に占める目標比率が75%に設定されている。各技術と供給年度のASPは、パイプライン・プロジェクトの75%が経済的に実行可能と推定されるストライクプライスに対応する。

ストライクプライス設定において加味される LCOE をグラフ化したコスト構造を以下に掲載する。

【イギリス LCOE 電源別コスト構造】³⁶⁴

表 2.2-29 LCOE 内訳定義

英語	日本語	定義
Pre-development costs	開発前費用	2つのコストから構成される： a) 事前認可、技術、設計コスト b) 規制、許認可、公的調査コスト ※開発前費用は一定であると仮定され、単位は£/kW ベースで報告される。

³⁶³ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf> P.10, 11 (2024年3月6日取得)

³⁶⁴ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6555cb6d046ed4000d8b99bb/annex-a-additional-estimates-and-key-assumptions.xlsx> (2024年3月6日取得)

Construction costs	建設費用	プロジェクトの設計、調達、EPC（設計・調達・建設）建設コストが含まれる。さらに、敷地工事、道路、ユーティリティ（水道、ガスなど）の接続など、その他の資本コストも含まれる。なお、資本コストには建設期間中の金利コストや土地代は含まれていない。
Fixed O&M costs	固定 O&M 費用	発電機を運転可能な状態に維持するための継続的なコスト。労働力、計画的/非計画的メンテナンス、予備品、消耗品を含む固定要素のコストで構成される。単位は£/MW で、最も近い整数で表示される。
Variable O&M costs	変動 O&M 費用	出力関連支出を指し、£/MWh ベースで計算される。このコストには、廃棄物の処分や処理など出力に関連する支出が含まれると仮定される。
Fuel costs	燃料費用	-
Carbon costs	炭素費用	-
CO2 Transport and Storage	CO2 輸送・貯蔵に係る費用	-
Decommissioning and waste	廃炉と廃棄物に係る費用	耐用年数終了時の廃炉コストとスクラップ売却収入。通常、洋上風力を除き、建設コストに占める割合でモデル化される。
Steam Revenue [※]	-	-
Additional Costs	追加費用	-

注）※詳細不明。ただしどのエネルギー源でも 0 となっている。

※※記載がない項目については、政府ウェブサイトにて情報掲載なし。

出所）エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“Annex_B_Example_LCOE_calculator_correction_20230831

”³⁶⁵に基づき作成

³⁶⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64f19bbf9ee0f2000fb7bd53/Annex_B_-_Example_LCOE_calculator_correction_20230831.xlsx （2024 年 3 月 5 日取得）

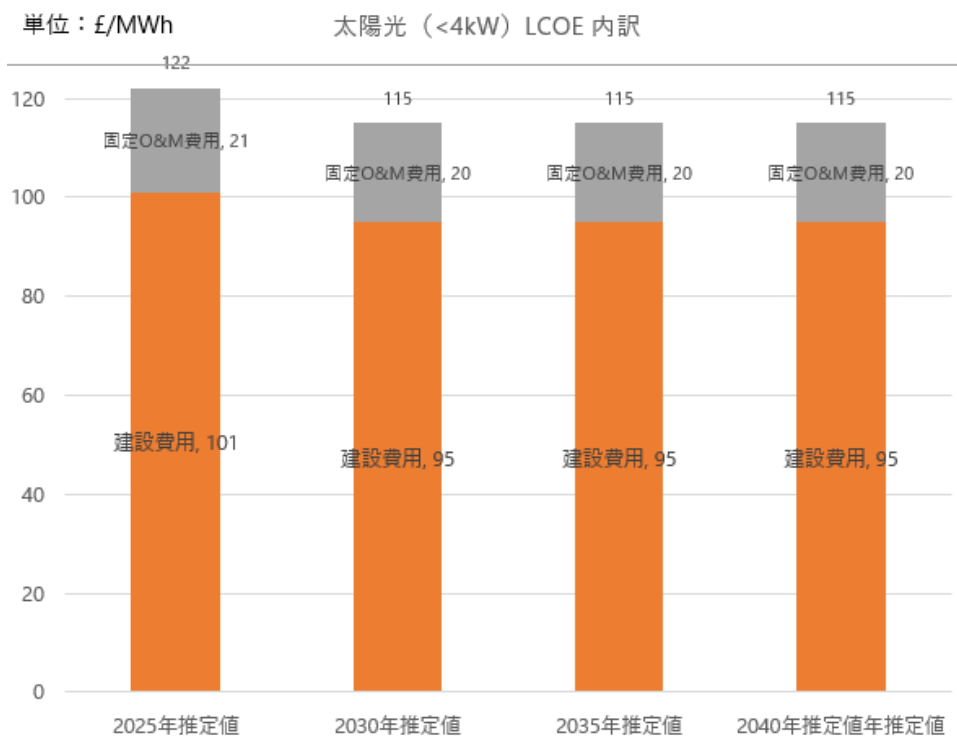


図 2.2-10 太陽光 (<4kW) LCOE 内訳

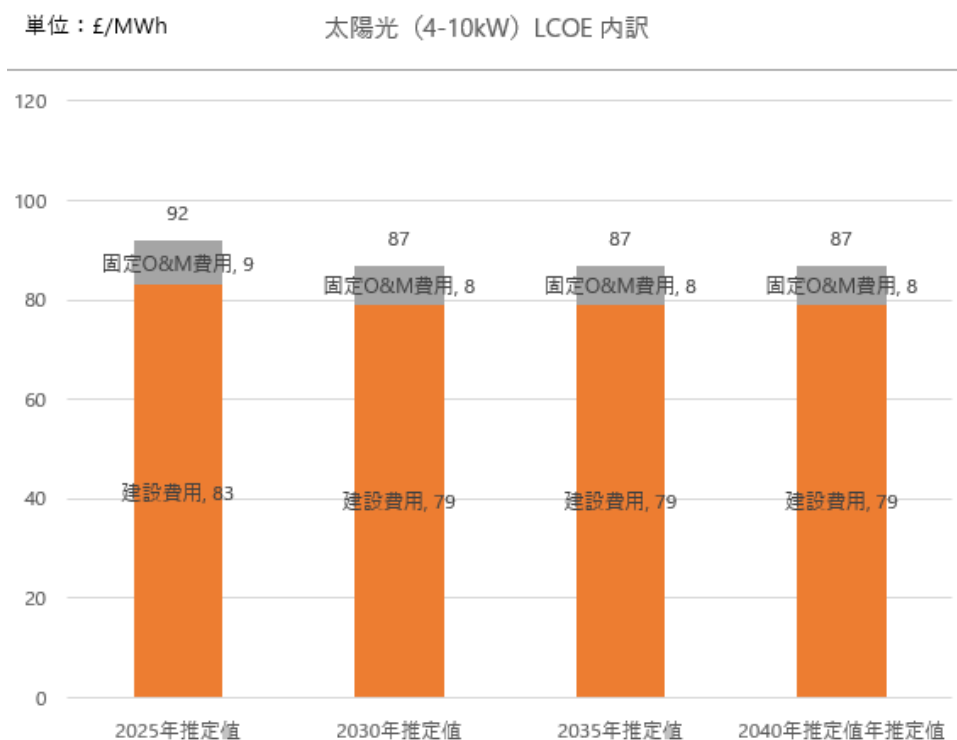


図 2.2-11 太陽光 (4kW-10kW) LCOE 内訳

令和5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)



図 2.2-12 太陽光（10kW-50kW） LCOE 内訳

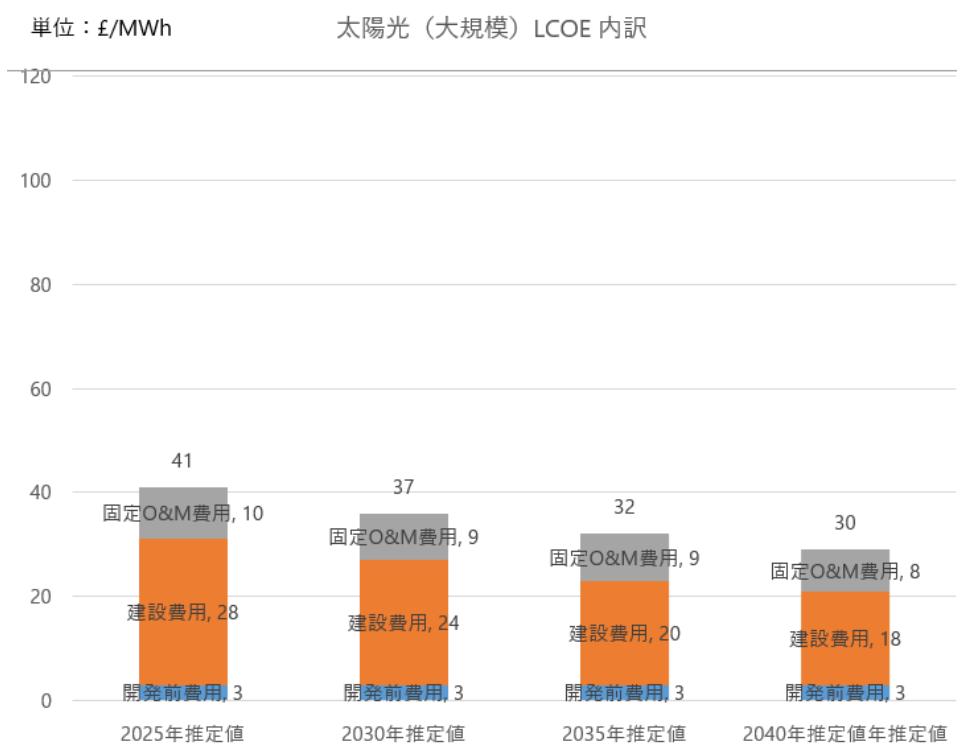


図 2.2-13 太陽光（大規模） LCOE 内訳

令和5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)

単位：£/MWh

陸上風力LCOE内訳

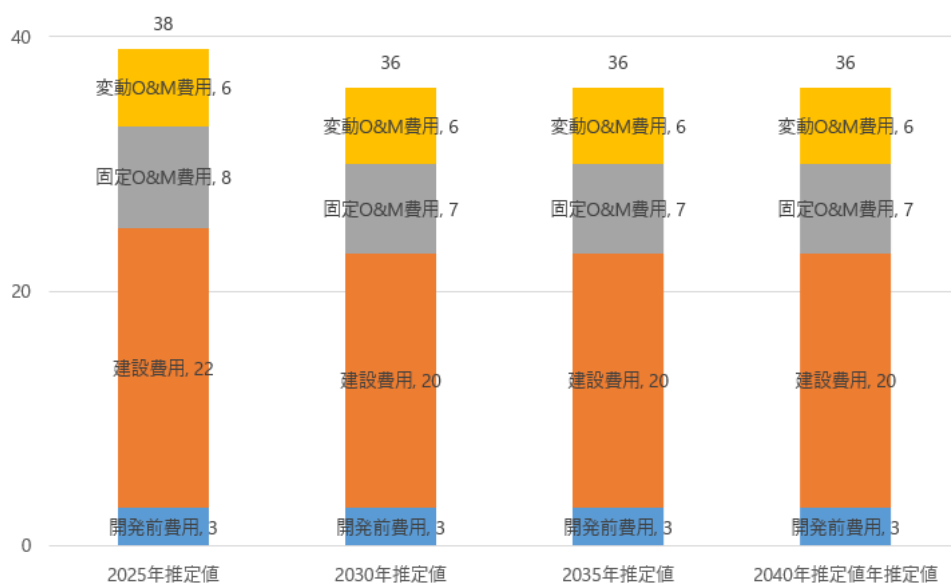


図 2.2-14 陸上風力 LCOE 内訳

単位：£/MWh

洋上風力LCOE内訳

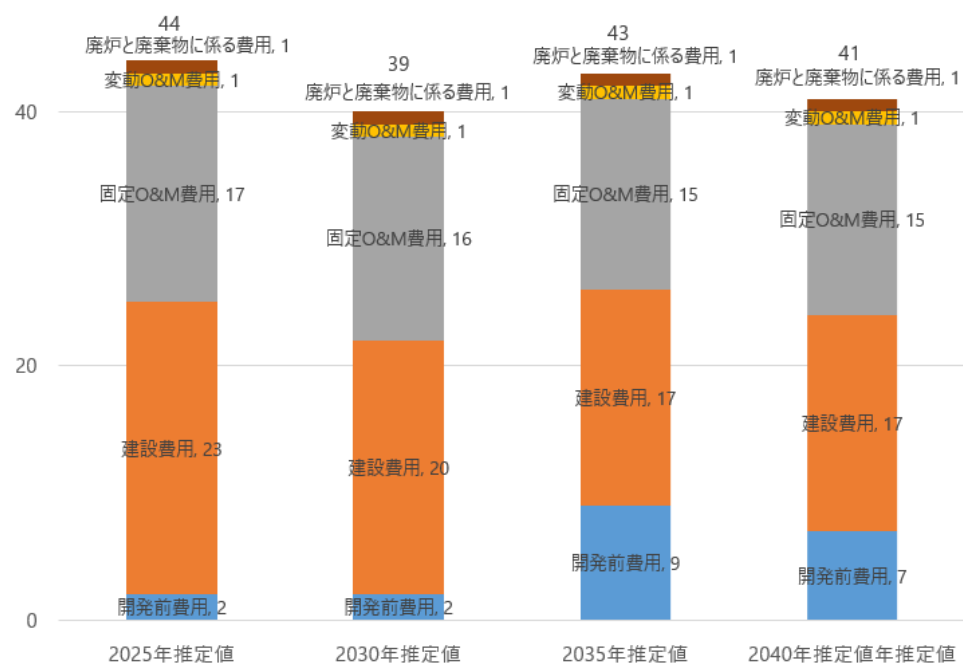


図 2.2-15 洋上風力 LCOE 内訳

令和5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)

単位：£/MWh

浮体式洋上風力LCOE 内訳

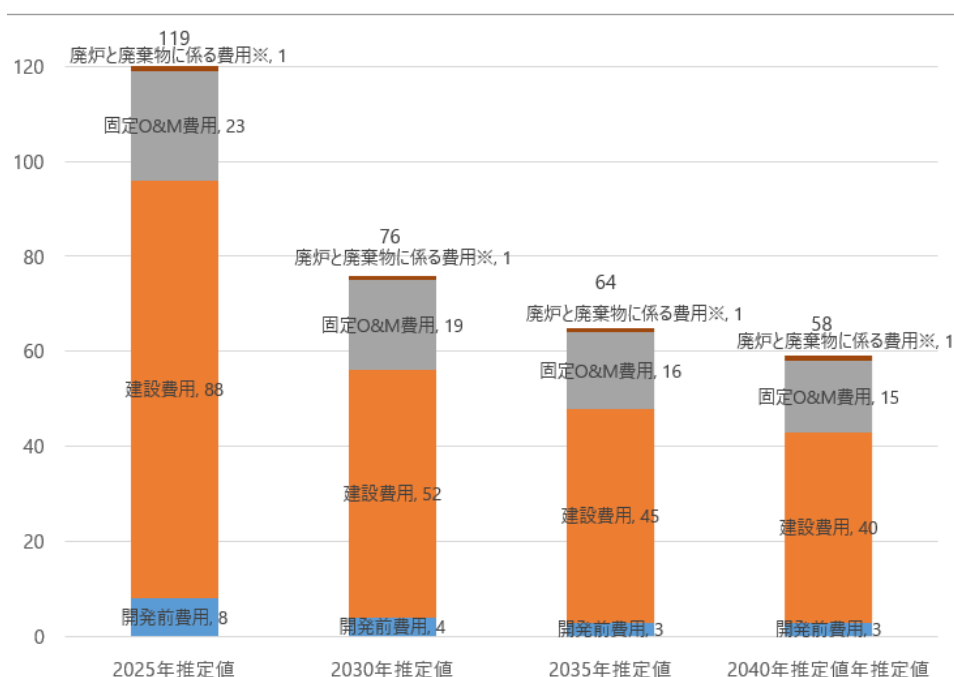


図 2.2-16 浮体式洋上風力 LCOE 内訳

注) ※廃炉と廃棄物に係る費用は<1 となっており、0 ではないためチャート作成上は 1 として計算した。

※保険料と接続料が固定 O&M コストに含まれる。学習率は NOAK データの推定（2035,2040）に適用されている。

単位：£/MWh

地熱発電（CHP）LCOE内訳

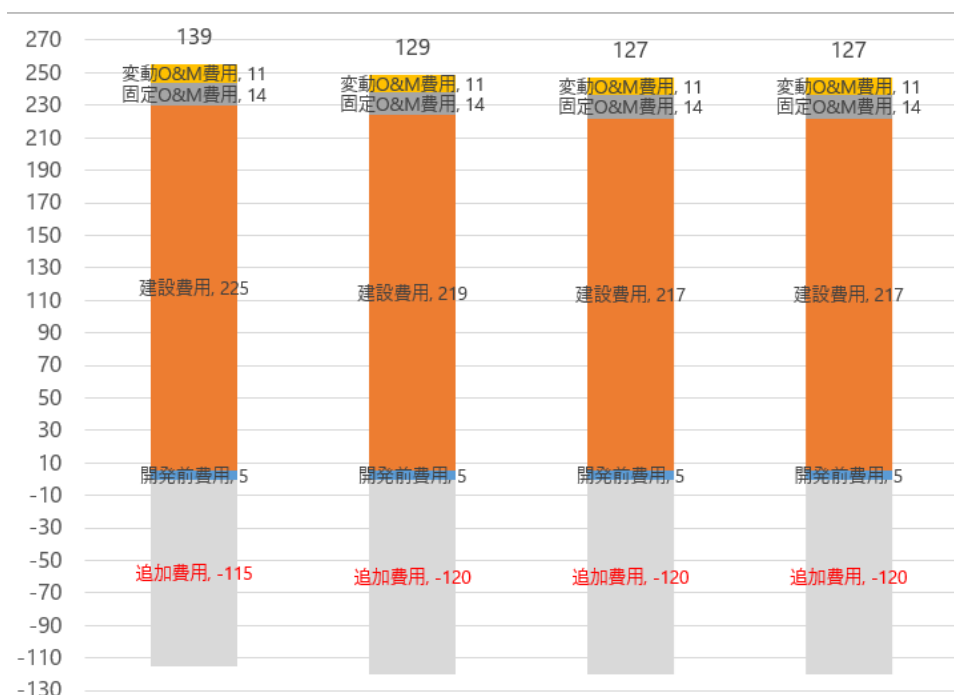


図 2.2-17 地熱（CHP）LCOE 内訳

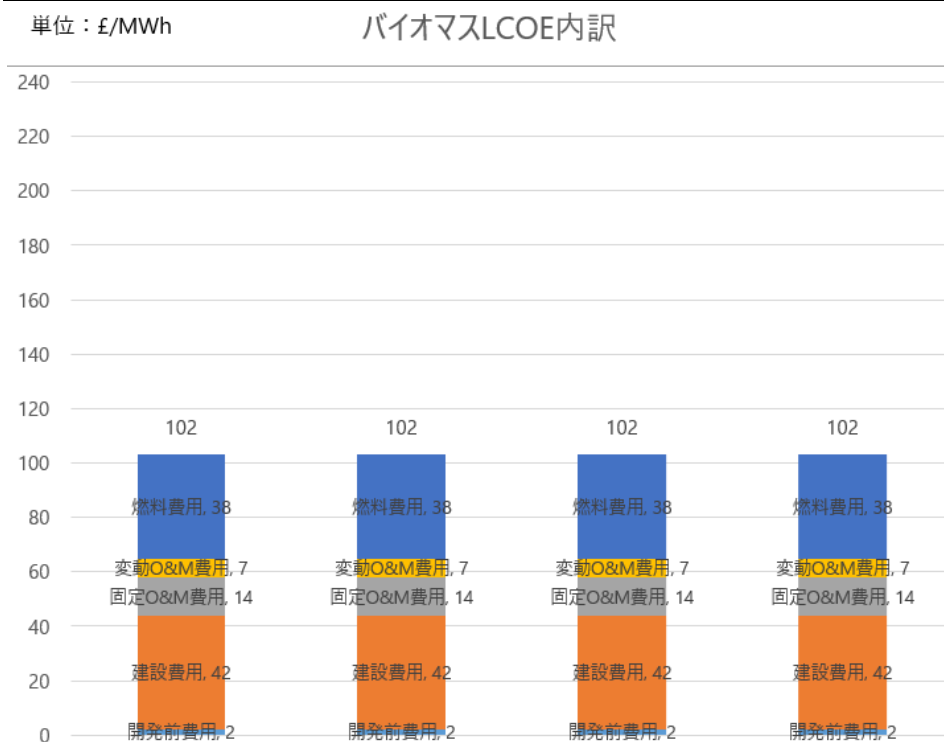


図 2.2-18 バイオマス LCOE 内訳

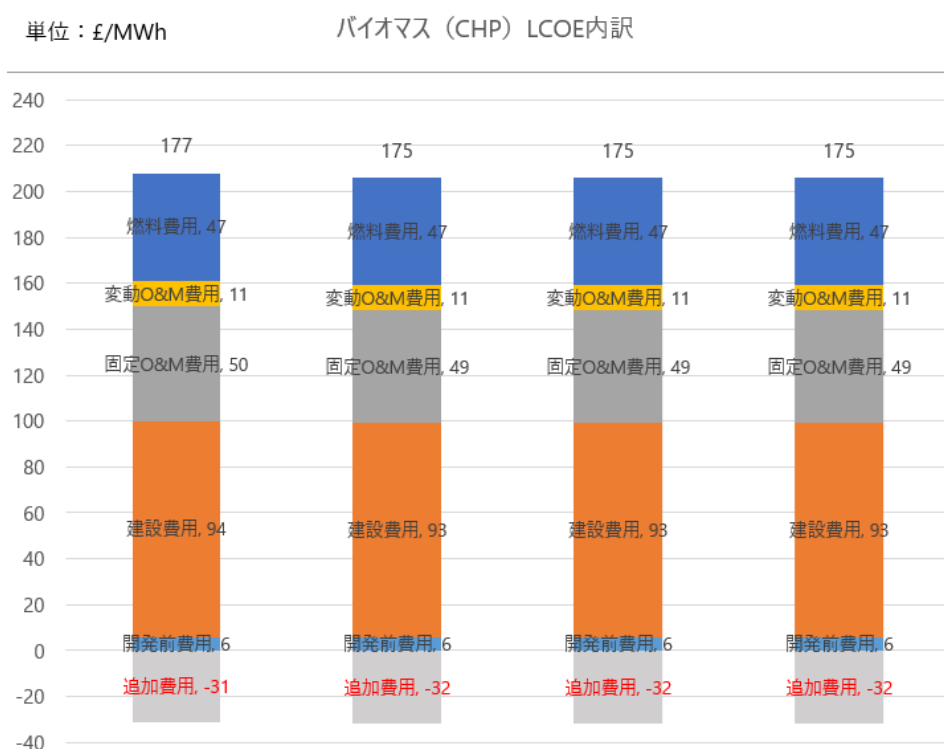


図 2.2-19 バイオマス（CHP）LCOE 内訳

令和5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)

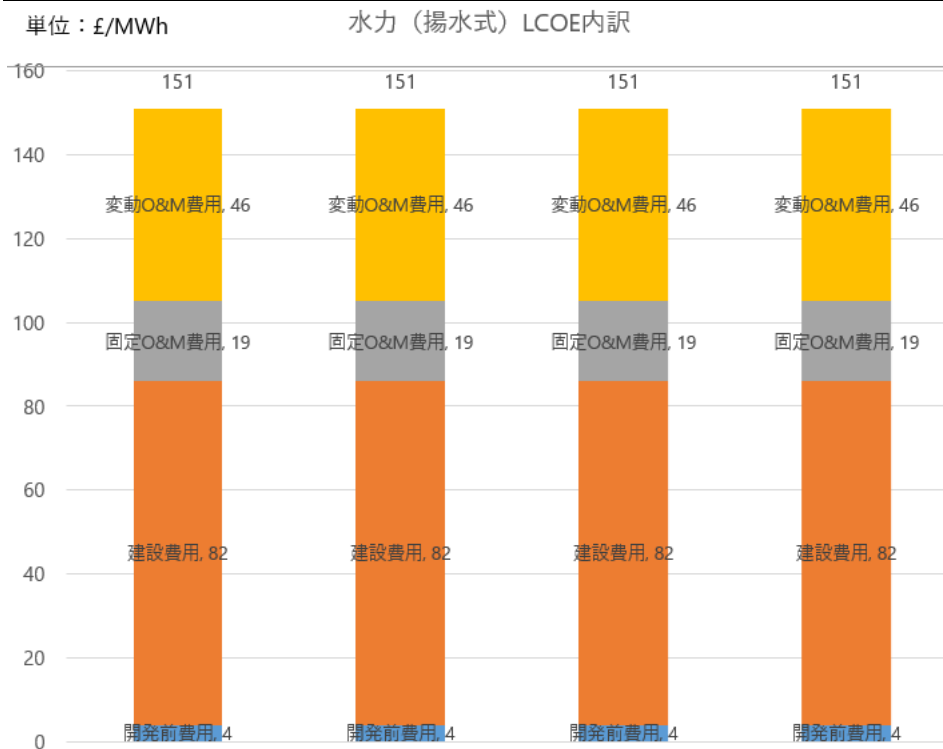


図 2.2-20 水力（揚水式）LCOE 内訳

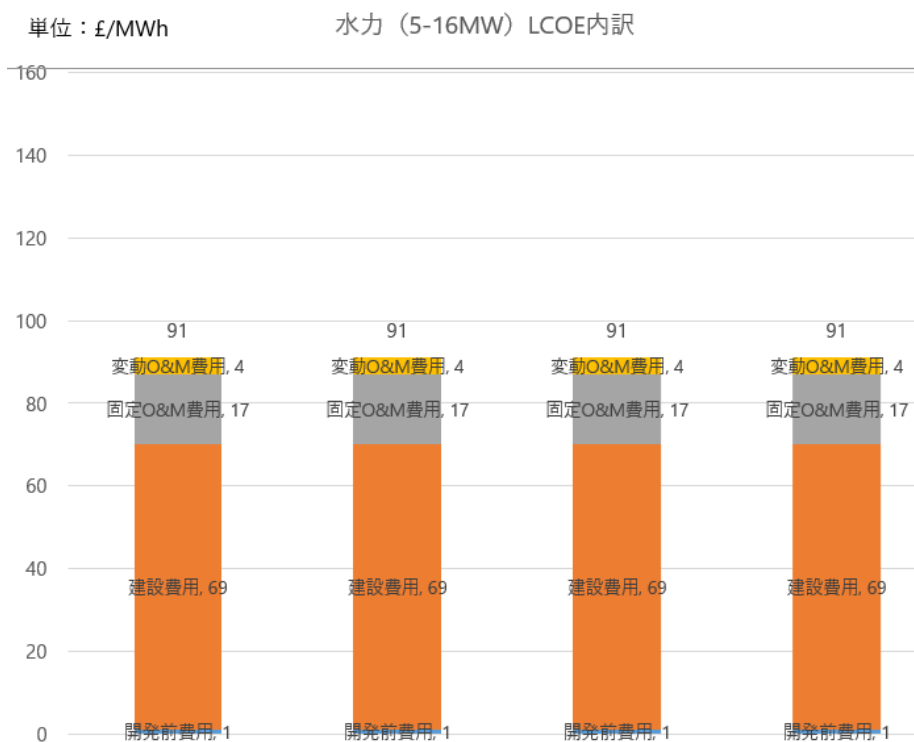


図 2.2-21 水力（5-16MW）LCOE 内訳

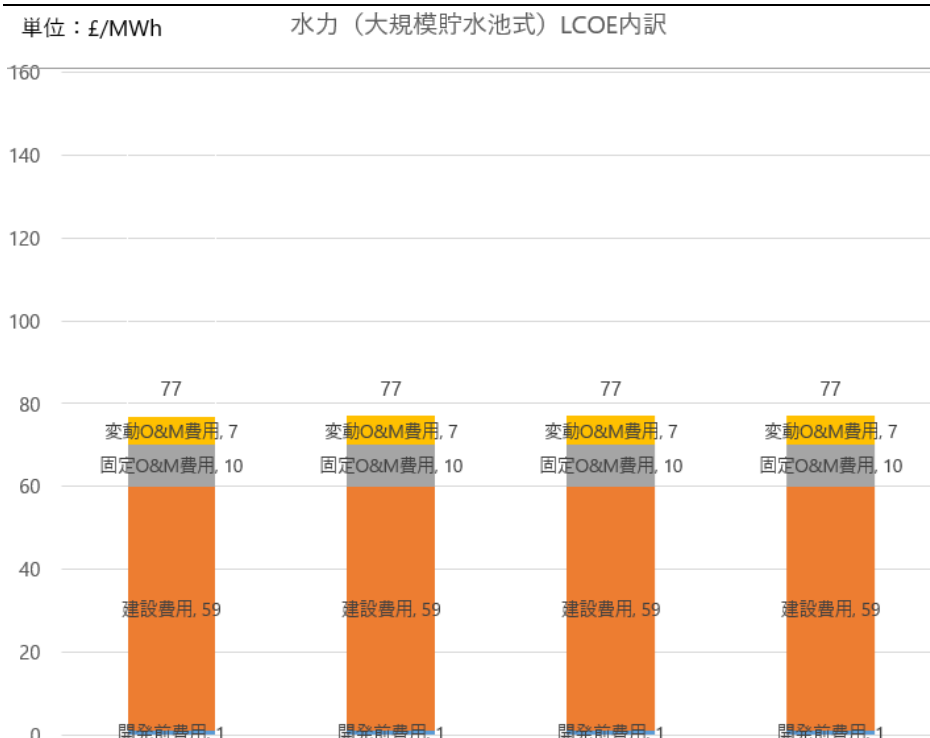


図 2.2-22 水力（大規模貯水池式） LCOE 内訳

出所）エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“Electricity Generation Costs (2023)”に基づき作成

2.2.3 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) 制度概要

【FIT/FIP 以外の補助金制度】

FIT 制度の買取期間が終了した小規模設備は、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。また、大規模設備については CfD の入札に参加することが可能である。

【エネルギー価格法^{366,367}】

ロシア・ウクライナ戦争危機とエネルギー価格の上昇を考慮し、イギリス政府は、消費者が負担する（低炭素ベースのエネルギー源から生産された）電力コストを削減するための政策支援として、2022 年エネルギー価格法（the Energy Price Act）を打ち出した。同法の主要な条項のうち、非 FIT/FIP の支援策や再生可能エネルギーのコスト競争力強化に貢献するものは以下の 2 つである：

- コストプラスレベニューリミット(CPRL)の導入（第 16 条、付則 6）³⁶⁸：

この規定では、差額決済契約（CfD）の対象になっていない、あるいは CfD 期限内の特定の発電事

³⁶⁶ <https://www.gov.uk/government/news/government-introduces-new-energy-prices-bill-to-ensure-vital-support-gets-to-british-consumers-this-winter> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁶⁷ <https://www.gov.uk/government/publications/energy-prices-bill-how-households-and-businesses-will-be-supported/how-households-and-businesses-will-be-supported-by-the-energy-prices-bill#cost-plus-revenue-limit> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁶⁸ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2022/44/enacted> （2024 年 2 月 27 日取得）

業者が受け取る収入に上限を設ける権限が国務長官に与えられている。

政府は付属の政策文書³⁶⁹の中で、CPRL は低炭素発電資産（再生可能エネルギー資産）に適用されるとしている。同法によれば、CPRL は最長 5 年間有効であり、政府はその一時的な性質を強調し、市場が正常に戻るまで存続すると述べている。CPRL の導入にもかかわらず、発電事業者はコストをカバーし、再生可能エネルギー証書などの既存の収益支援を受け続けることが保証されている。CPRL は、継続的な支援メカニズムを中断させることなく、指定された期間に財務的安定性を提供することを意図している。政府はキャップレベルを設定するにあたり、ロシアによるウクライナ侵攻に起因する危機以前の卸売価格の予想と、妥当な上限の見積もりを考慮している。

- 既存設備も任意で参加が出来る CfD 制度の導入（2022 年エネルギー価格法第 18 条）³⁷⁰：
2022 年エネルギー価格法によって、これまでの CfD 入札プロセスに参加しなかった再生可能エネルギー発電事業者についても、CfD の実施が可能となる制度が開始する見込みである。現行の CfD 制度では、アロケーションラウンドにおいて、ポット毎に技術を定め、対象技術の新規設備のうち落札した案件に CfD 制度が適用されることとなっていたが³⁷¹、既存設備の CfD への参加を可能にすることによって発電事業者に長期的な収入の確実性を付与し、さらなる価格上昇から消費者を守る目的がある。

(2) FIP への統合

イギリス政府は FIT から FIP への移行ではなく、FIP（市場ベースのプレミアム）を改良した CfD システムが開発・導入された。

【2013 年～：電力市場改革(EMR)と CfD 制度の導入^{372,373}】

2013 年、政府は、安全で低炭素な電力への投資を奨励し、イギリスの電力供給の安全性を向上させ、消費者にとってのコストパフォーマンスを向上させるため、電力市場改革（EMR）政策を導入した。EMR は 2013 年エネルギー法の一部であり、多くのメカニズムを導入した。特に容量市場（CM）は、消費者にとって最小コストで電力供給の安定性を確保するために設計された。一方、差額決済契約（CfD）は、新しい低炭素イニシアティブのために長期的な収益の安定化を提供するように設計され、15 年間の契約として開始した。また、2013 年からイギリスは、支援配分プロセスと入札を通じて、選択された再生可能エネルギーの分割支払いの形

³⁶⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/energy-prices-bill-how-households-and-businesses-will-be-supported/how-households-and-businesses-will-be-supported-by-the-energy-prices-bill#cost-plus-revenue-limit>
(2024 年 2 月 27 日取得)

³⁷⁰ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2022/44/enacted> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁷¹ <https://ukerc.ac.uk/publications/can-renewables-help-keep-bills-down/download> P.4 (2024 年 3 月 13 日取得)

³⁷² <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/capacity-market-and-emr-dispute-resolution> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁷³ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/part/2/chapter/2/enacted> (2024 年 2 月 27 日取得)

式での支援を開始することを正式に決定した。このような文脈で、2015 年 2 月 26 日、イギリスで CfD の第 1 回割当オークションが実施された。³⁷⁴

【2017 年～³⁷⁵】

2017 年 3 月 31 日まで、イギリスの再エネ発電事業者は、再生可能エネルギー義務（RO）または CfD スキームのいずれかを選択することができた。2017 年 4 月以降、CfD スキームは、5MW 以上のすべての新規再エネ設備に対する唯一の支援スキームとなっている。

アロケーション・ラウンド第 1 回オークションの成功を受けて、エネルギー・気候変動省（DECC）は、再生可能技術の 2 つのカテゴリー（洋上風力、バイオマス、CHP のような確立されていない技術）にさらに 2,500 万ポンドを割り当てることを決定した。これにより、2017/18 年からのプロジェクトに 2 億 6,000 万ポンドが割り当てられた。また、両ポットの技術は競争の対象となった。³⁷⁶

【2018 年～³⁷⁷】

政府は、離島風力発電プロジェクトを他の陸上風力発電プロジェクトと区別して扱い、ポット 2 の差額決済契約（CfD）で競争できるようにすることを提案した。つまり、離島風力発電のために、ポット 2 に新しい再生可能エネルギー技術のカテゴリーを導入した。（ただし、5MW 未満のプロジェクトは対象外）

【2021 年～³⁷⁸】

AR4 オークションの実施に先立ち、イギリス政府は 2021 年のオークションへのコンサルテーションを実施した。協議内を通じて、入札に第 3 の洋上風力専用ポットを導入することが盛り込まれた。洋上風力発電プロジェクトに対する個別の定義と管理上のストライクプライスを導入することもコンサルテーションの対象となり、浮体式洋上風力発電は、固定式洋上風力発電とは異なる技術とみなすことが提案された。これにより、政府は洋上風力発電のためのオークションを別に設けることで、洋上風力発電への投資増加を見込んだ。

【2023 年～³⁷⁹】

コンサルテーションペーパーでは、今後の CfD 手続きの改正について記載されている。例えば、毎年のアロケーション・ラウンドに切り替えることで、開発者により確実性を与え、サプライチェーンの成長を支援することが提案されており、第 5 回アロケーション・ラウンドから開始されている。また、潮流や浮体式洋上風力などの重要な新興技

³⁷⁴ <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference#CfD-policy-development> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁷⁵ <https://www.iea.org/policies/5731-contract-for-difference-CfD> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁷⁶ <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁷⁷ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5b16b46240f0b634bd70e37c/contracts-for-difference-renewable-energy-consultation-response-part-a.pdf> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁷⁸ <https://www.gov.uk/government/collections/contracts-for-difference-CfD-allocation-round-4> （2024 年 2 月 27 日取得）

³⁷⁹ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ae77af8bc29f00132ccb56/future-rounds-of-contracts-for-difference-scheme-government-response.pdf> （2024 年 2 月 27 日取得）

術に特定の予算と最低額を割り当てることが盛り込まれ、これらの技術が成長し、消費者に長期的な価値を提供する目的がある。

政府はまた、将来のオークションにおける不服申し立て制度の見直しも検討している。差額決済契約（CfD）制度では現在、2 段階で異議立てが行われる。CfD オークションにおける不服申し立てとは、アロケーション・ラウンドの過程で下された決定に異議を唱える当事者によって提出される正式な申し立てのことを指す。不服申し立てが行われると、アロケーション・ラウンドの結果が遅くなる可能性がある。CfD の割り当てが 2 年ごとではなく毎年行われるようになった今、政府は CfD オークションの割り当てを加速させるため、現行の不服申し立てプロセスの見直しを検討している。

(3) 計画値同値同量の義務達成に向けた取り組み

【バランシングメカニズム (BM)】

イギリスの National Grid は、送電網のバランシングを担っている。数年先から同日取引までの需要を見込み、供給業者と発電所間で取引契約が行われる。これらの契約において供給と需要を完全に一致しない場合、National Grid SO は発電所や消費者と協力して、さまざまな期間にわたって機能するバランシングサービスを調達する。³⁸⁰

- 同日の期間では、National Grid はバランシングメカニズムなどのオプションを使用して、供給と需要を調整する。バランシングメカニズムには、発電所や消費者が発電を増やす/需要を減らすか、発電を減らす/需要を増やすようにオファーすることが含まれる。
- 分単位の期間では、National Grid は Short Term Operating Reserve（STOR）を使用する。STOR は 240 分以内に電力を提供する必要があるが、20 分以内での急速なディスパッチが求められる。また、National Grid は Fast Reserve を使用することもでき、これは、発電所が通知後 2 分以内に電力を供給または需要を削減し、変更は少なくとも 15 分間持続可能でなければならない。
- 秒単位の期間では、National Grid の周波数応答メカニズムは、30 秒以内に 50 ヘルツの目標を維持するために動作する。

【電力市場改革 (EMR)^{381,382}】

政府の政策として 2013 年にエネルギー法（Energy Act 2013）の一部として導入された EMR は、イギリスの電力供給の安全性を向上させ、消費者の購入しやすさを高めることを目的とした政府の政策である。

容量市場（CM）は EMR の下で導入されたメカニズムである。CM は、システム・ストレス・イベント時に消費者にとって最小のコストで電力供給の安定性を確保する。CM 参加者は、必要な時にエネルギーを供給できるよう、通常の電力収入に加え、信頼できるキャパシティに対する支払いを受ける。

³⁸⁰ <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-8472/CBP-8472.pdf> P.15 （2024 年 3 月 12 日取得）

³⁸¹ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/capacity-market-and-emr-dispute-resolution> （2024 年 3 月 8 日取得）

³⁸² <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market> （2024 年 3 月 8 日取得）

【Ofgem の規制介入³⁸³】

2023 年 6 月、イギリスのエネルギー規制当局である Ofgem は、新たなライセンス条件を提案するコンサルテーションを開始した。その目的は、発電事業者が BM という手段で過剰な利益を上げること防ぐことである。Ofgem の介入は、発電部門における公平性を確保し、市場の搾取を防止する措置の導入を目指すものである。

【ビジネスモデルの事例：Natural Power³⁸⁴】

Natural Power 社は、独立系アセット・マネージャーとして、イギリスで 2.5GW 以上の再生可能エネルギー・プロジェクトを管理している。コントロールセンターとパフォーマンスセンターを通じて、再生可能エネルギー資産が BM とどのように相互作用するかについての洞察を提供している。Natural Power 社は顧客と協力し、風力発電所の操業に必要な BM 価格と関連収益の可視性を高めている。BM 抑制の影響は追跡され、生産損失、収益損失、BM 補償が 30 分ごとに計算され、その情報が顧客に提供される。

(4) アグリゲーション事業

【政策面】

イギリス政府によるアグリゲーションの政策は特段見当たらない。

【ビジネスモデル面】

ビジネスモデルの観点として、政府助成機関によるプロジェクト及び SEG のライセンサーにもなっている Octopus 社の取り組み事例を 2 件紹介する。

- 事例 1：Catapult Energy System “スマートローカルエネルギーシステム (Smart local energy systems)”³⁸⁵

(概要) イギリス政府の研究資金助成機関 Innovate UK によって設立された Catapult Energy System は、スマートローカルエネルギーシステム (SLES) を提供している。SLES は地域内の様々なエネルギー資産やインフラを統合し運用することで、地方自治体や地域社会の価値を高めることを目的として設計されている。地域からの要望に応じて、下記のサービスを提供し具体的な計画やソリューションを策定する。

- プロジェクトマーケットプレイス：地域の気候変動計画において、潜在的な再生可能エネルギー・プロジェクトをサプライチェーンや投資家に結びつける。
- 地域の柔軟性市場：アグリゲーターや分散型資産の市場を創造するバイヤーによって地域市場に柔軟性を提供する。

³⁸³ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgem-launches-consultation-balancing-mechanism-reforms-protect-consumers> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁸⁴ <https://www.naturalpower.com/mediaLibrary/other/english/4740.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

³⁸⁵ <https://es.catapult.org.uk/tools-and-labs/our-place-based-net-zero-toolkit/smart-local-energy-systems/> (2024 年 2 月 27 日取得)

- 地域エネルギー市場：太陽光発電、蓄電、EV 充電など、さまざまな資産を通じて、多くの地域エネルギー・ユーザーをマッチングさせる。
- バーチャル・ネットワーク・マネージャー：新しい接続を可能にするため、または抑制が発電機に影響を及ぼしているような制約のある地域で、需要の地域発電を最適化するバーチャル・バランシング・システムを提供する。

(地方自治体の役割)

地方自治体は、スマート・ローカル・エネルギー・システム（SLES）において、投資家、顧客、サポーターという複数の役割を果たすことができるとされている。投資家としては、発電、貯蔵、その他のインフラを含む地域のエネルギー資産に投資し、所有したり、さらに地域のエネルギー市場やプラットフォームの設計に積極的に貢献し、さまざまなエネルギー・サービスの取引へのコミュニティの参加を促進する。エネルギーのオフテイカーとしては、建物、業務、輸送に必要なエネルギーを SLES から購入することも可能となっている。このような多面的な関与により、地方自治体が、持続可能で強靱な地域エネルギー・エコシステムの開発を積極的に形成することを促している。

• 事例 2：Octopus Energy “インテリジェント・オクトパス（Intelligent Octopus）”³⁸⁶

イギリス第 3 位のエネルギー供給会社 Octopus Energy 社は、スマート料金プラン「インテリジェント・オクトパス」を通じて、100MW 以上の電気自動車充電電力を管理する仮想発電所を提供している。

Octopus Energy とそのインテリジェント・オクトパス料金プランの主なポイントを紹介する。

Octopus Energy は 100MW 以上の電気自動車充電電力を管理しており、これはイギリス送電網最大のバッテリー（ミネティ蓄電施設）の容量を上回る。また、「インテリジェント・オクトパス」は、イギリス初の 100% フレキシブルな自動車充電タリフであり、最適な系統時間帯に 1kWh あたり 10 ペンスの安価でクリーンな電力を供給する。利用者は、標準的な変動料金制に比べて大幅に安いコストで電気自動車を充電することができ、燃料費を 1 マイルあたり約 3 ペンスまで削減が可能となる。加えてインテリジェント・オクトパスは仮想発電所として機能し、需要をピーク時からシフトさせ、利用者のエネルギー料金を削減する。この料金体系は、電気自動車の成長をサポートし、レジリエントでグリーンなエネルギーの未来に貢献することを目的としている。

Octopus Energy のエネルギー技術プラットフォームである Kraken は、豊富で低コストのエネルギーが供給され、送電網の需要が少ない時間帯に、バックグラウンドで自動的に電気自動車を充電する。これにより、送電網の需要と供給のバランスをとり、柔軟な送電網の実現とエネルギーコスト全体の削減に貢献する。

³⁸⁶ <https://octopus.energy/press/octopus-energy-grows-uks-largest-virtual-power-plant/>（2024 年 2 月 27 日取得）

【事業拡大の阻害要因³⁸⁷⁾】

事業拡大の阻害要因として、Ofgem はアグリゲーターは許認可されていないため（2016 年時点）、アグリゲーターの活動に対して直接行使できる権限が限られることを挙げている。

2.2.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針及び施行状況

2023 年 10 月、イギリスエネルギー法 2023³⁸⁸⁾が王室の裁可を受けた。エネルギー法 2023 は、同国のエネルギー安全保障の強化、ネットゼロ・エミッションへの移行、また家庭用電気料金の長期的な安定を目的とし、エネルギー政策を包括的にカバーするものである。また、エネルギー法 2023 とは別に、イギリス政府は再生可能エネルギーの競争力と費用対効果を確保するために、様々な措置、インセンティブ、スキームを打ち出している。これらの制度は、消費者にグリーンエネルギーの利用を奨励し、消費者負担の軽減にも貢献している。エネルギー法におけるコスト競争力強化に関する主なポイントは以下の通り：

【陸上電力の競争力強化³⁸⁹⁾】

2023 年 11 月に、送電アクセラレーション・アクションプラン（Transmission Acceleration Action Plan：TAAP）が発表され、イギリスの陸上エネルギー・ネットワークの効率と費用対効果を改善し、大規模投資を促進するための政策が打ち出された。新たな入札プロセスを通じて陸上電力ネットワークの競争を強化し、エネルギー・ネットワークに特化した制度を設けることで、同法はネットワークの運営と開発にかかるコストを引き下げ、最終的にはよりコスト効率の高いエネルギー・システムを実現することを目指す。新法は、送配電プロジェクトを競争入札に付すことを義務付けている。競争入札は 1 億ポンド以上の送電プロジェクトに限定される。³⁹⁰⁾

その他コスト競争力強化に関する施策の例は以下の通り：

【Ofgem が規制するイギリスのエネルギー価格上限^{391,392)}】

エネルギー価格上限制度は、既定のエネルギー料金プランの常時料金及びエネルギー単価の上限価格を設定することにより、エネルギー価格の急激な上昇から顧客を保護する目的がある。価格上限レベルは 3 カ月ごと

³⁸⁷⁾

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2016/07/aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf P.4 （2024 年 3 月 9 日取得）

³⁸⁸⁾ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52/section/215/enacted?view=plain> （2024 年 2 月 28 日取得）

³⁸⁹⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/onshore-competition-electricity-transmission-networks-2024-plans> （2024 年 2 月 28 日取得）

³⁹⁰⁾

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1096253/competition-in-onshore-electricity-networks-consultation-response.pdf （2024 年 2 月 28 日取得）

³⁹¹⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/energy-price-cap-default-tariff-policy> （2024 年 2 月 28 日取得）

³⁹²⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-price-cap#> （2024 年 2 月 28 日取得）

に見直され、更新される。

エネルギー価格の上限は、平均的な家庭のエネルギー使用量に基づいて決定され、直近の卸売エネルギー価格の変動を反映している。

例えば、2023 年 10 月から 12 月までの上限は 1,834 ポンドであり、2024 年 1 月から 3 月までの上限は 1,928 ポンドに引き上げられた。要因としては卸売価格の上昇により、2024 年 1 月から 3 月までのエネルギー上限額は 1,928 ポンドに増加したことにある。(卸売コスト 898 ポンドから 985 ポンドへ増加) 2023 年 8 月と 9 月初旬の卸売価格は、ノルウェーのガス停止が長期化し、オーストラリアのガス輸出施設でストライキが発生する可能性が懸念されたため上昇した。従って、卸売価格の上昇が、2024 年 1 月から 3 月までのエネルギー・キャップに反映された。³⁹³

また、その後エネルギー価格上限は再び引き下げられ、2024 年 4 月から 6 月の £ 1,690 となった。この減少は、卸売コストが 985 ポンドから 720 ポンドに減少したためである。2023 年夏の終わりから秋の初めにかけて、イギリス政府はエネルギー価格の上昇を中東での紛争勃発など多様な要因を考慮したが、懸念されていた供給の途絶は起こらず、価格が減少された。³⁹⁴

【The Supplier of Last Resort Scheme (SoLR) : サプライヤー・オブ・ラスト・リゾート^{395,396}】

エネルギーの卸売価格の上昇が生じた際、供給事業者がエネルギー市場から撤退する可能性がある。供給事業者は、破綻した供給事業者の需要家に価格上限のレベルを超える料金を請求することはできず、Ofgem はサプライヤー・オブ・ラスト・リゾート (SoLR) という制度を通じてガス会社または電力会社に対し、破綻した供給業者の需要家を引き受けるよう指示する。また、新しい供給事業者に切り替えられる場合、エネルギー価格上限によって需要家は保護される。

【CfD 改革³⁹⁷】

イギリス政府は、再生可能エネルギーへの投資を拡大し、エネルギー安全保障を強化するため、主要な再生可能エネルギー・イニシアティブである CfD 制度の大幅な改革を検討している。CfD 制度は現在、再生可能エネルギー・プロジェクトから提出された入札価格のみに基づいて契約を締結している。

提案されている改革案は、サプライチェーンの持続可能性、技能開発、革新性、送電網の柔軟性などの「価格以外の要素」を評価プロセスに含めることを目的としている。より広範な産業への貢献を考慮することで、政府は投資を奨励し、経済成長を刺激し、全体的なエネルギー安全保障を向上させようとしている。イギリス政府

³⁹³ <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-11/Default%20Tariff%20Cap%20Letter%20for%201%20January%202024.pdf> (2024 年 3 月 7 日取得)

³⁹⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-02/Default%20Tariff%20Cap%20Letter%20-%201%20April%202024%20.pdf> (2024 年 3 月 7 日取得)

³⁹⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/decision-last-resort-levy-claims-true-process> (2024 年 2 月 28 日取得)

³⁹⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/news-and-views/blog/how-youre-protected-when-energy-firms-collapse> (2024 年 2 月 28 日取得)

³⁹⁷ <https://www.gov.uk/government/news/government-explores-major-reform-to-flagship-renewables-scheme-to-improve-energy-security-and-drive-investment> (2024 年 2 月 28 日取得)

は、Call for evidence（根拠に基づく情報提供の紹介）の結果に基づいて、入札の競争力を判断する際に価格以外の要素をどのように含めるかを決定する予定である。

【発電事業者賦課金^{398,399}】

2022 年 11 月、イギリスでは低炭素発電事業者の「特別利益」に対して 45%の課税を行う「発電事業者賦課金」が導入された。発電事業者賦課金は、2023 年 1 月 1 日から 2028 年 3 月 31 日までの間の発電に適用される一時的な措置とされている。発電事業者賦課金は、イギリスで再生可能エネルギー、原子力、バイオマスから発電する企業グループに適用される。揚水発電や蓄電池には適用されず、ROC の売却収入や容量市場からの収入は含まれない。

「特別利益」とは、75 ポンド/MWh を超える売電による収入（利益ではない）と定義される（発電事業者グループが平均出力価格 75 ポンド/MWh を超える範囲内の発電から関連期間に得る総収入を基準とする）。また基準価格は、2024 年 4 月から消費者物価指数に合わせて調整される。従って、課税のトリガーとなるには、会計期間ごとの平均収入が 75 ポンド/MWh を超える必要がある。賦課金の対象となる一部の発電事業者では、電力の卸売価格に応じて燃料費や収入分配契約等の関係で一定のコストが上昇している。この賦課金により、限定的ではあるが特定の例外的な費用の控除が可能となる。発電事業者賦課金は、CfD に基づいて発電された電力には適用されない。

【The Green Gas Support Scheme（GGSS）^{400,401}】

グリッド内におけるグリーンガスの割合を増やすために、新しい嫌気性消化バイオメタン設備に金銭的インセンティブを提供する政府の環境スキームとなっている。GGSS は、バイオメタンをガスネットワークに送入するための支援となっており、発電事業者は 15 年間にわたって四半期ごとに支援金を受け取る。この計画は、すべてのライセンス供給業者に適用されるグリーンガス徴収金によって資金が賄われる。2021 年から開始された当該制度は、2028 年 3 月まで延長する予定である。

【Boiler Upgrade Scheme（BUS）：ボイラーアップグレードスキーム^{402,403}】

Boiler Upgrade Scheme（BUS）は、建築物における暖房の脱炭素化を支援する制度である。この制度

³⁹⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generator-levy-introduction/electricity-generator-levy>
(2024 年 2 月 28 日取得)

³⁹⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/63761099d3bf7f720cfc0040/CCS1022065440-001_SECURE_HMT_Autumn_Statement_November_2022_Web_accessible_1_.pdf P.52 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴⁰⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/green-gas-support-scheme-and-green-gas-levy> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴⁰¹ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65b24b32f2718c0014fb1d61/ggss-mid-scheme-review-government-response.pdf> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴⁰² <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/boiler-upgrade-scheme-bus> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴⁰³ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ef1180da84510014632411/Boiler_Upgrade_Scheme_BUS_Statistics_July_2023.ods (2024 年 2 月 28 日取得)

は、空気熱源ヒートポンプ(ASHP)、地中熱源ヒートポンプ (GSHP) 、及び限定的なバイオマスボイラーの設置費用に対して、前払いの補助金を提供する。低炭素暖房技術の普及をインセンティブを通じて促進することを目的とし、下記が補助金の対象設備と金額である。

- 空気熱源ヒートポンプ 5,000 ポンド
- バイオマスボイラー 5,000 ポンド
- 地中熱ヒートポンプ 6,000 ポンド

(2) 税負担の軽減⁴⁰⁴

2023 年 5 月 1 日から 2027 年 3 月 31 日まで、指定された省エネ材料（太陽光パネル、風力タービン等）の設置及び慈善施設の敷地内または敷地内に地中及び水源熱ポンプの設置に必要な地盤工事にゼロ税率が適用される。2027 年 4 月 1 日以降、これらは再び 5%の軽減税率に戻る。

(3) 価格低減

【CfD の下での ASP 価格引上げの動向について⁴⁰⁵】

イギリス政府は、再生可能エネルギーオークション、特に CfD スキームの下での洋上風力などにおける最大ストライク価格を引き上げることを決定した。ストライクプライスは、政府が CfD に基に電力事業者に提供する標準価格またはプレミアムであり、ASP はその支援額を超えてはならない上限を指す。この決定は、グローバルサプライチェーンのコストが増加している状況を考慮して行われた。原材料の価格上昇、サプライチェーン停滞、遅延などが、コストの増加に起因している。

2024 年の第 6 回オークションを前に、政府は洋上風力発電プロジェクトの ASP を 44 ポンド/MWh から 73 英鎊/MWh へと 66%引き上げ、浮体式洋上風力発電プロジェクトでは 116 ポンド/MWh から 176 ポンド/MWh へと 52%上昇した。上記にとどまらず、すべての技術において ASP の価格が引き上げられている。

第 6 回オークションに向けて、多くの洋上風力プロジェクトが参加要件を満たしている。これにより競争が促進され、2030 年までに最大 50GW の洋上風力発電（浮体式洋上風力発電の最大 5GW を含む）を導入するというイギリスの目標達成に貢献することが見込まれる。

【管理上のストライクプライス(ASP)及びそれに関連する要因がストライクプライスの低減に与える影響⁴⁰⁶】

各アロケーション・ラウンドに先立つ予算告知と ASP の設定は、洋上風力発電のサプライチェーンにおけるメーカーのコスト削減に影響を与えていると言われている。BEIS（ビジネス・エネルギー・産業戦略省）が ASP を発表すると、関連するサプライチェーンや産業に対して、将来のプロジェクトにおいてどれくらいのコスト削減が必要である

⁴⁰⁴ <https://www.gov.uk/guidance/vat-on-energy-saving-materials-and-heating-equipment-notice-7086> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴⁰⁵ <https://www.gov.uk/government/news/boost-for-offshore-wind-as-government-raises-maximum-prices-in-renewable-energy-auction> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴⁰⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/627e3f76e90e0721b01ea526/CfD_evaluation_phase_2_final_report.pdf P.27 （2024 年 2 月 28 日取得）

かという指針を提供する事となる。タービンメーカーや海洋エンジニアなど、サプライチェーンに関わる事業者はこのことを認識し、予算内で実現可能な価格を調整する。CfD 開発者のコメントによると大手のサプライヤー企業は、風力発電設備を開発するための総コストを見積り、また開発業者にとって長期的にどの程度のリターンがあるのかについて、独自の内部財務モデルを作成している。

コスト削減の主な寄与要因は以下の通り⁴⁰⁷：

1. CfD オークションの競争的性格：CfD が競争的な環境で行われていることが挙げられる。これは、プロジェクトが契約を獲得するために競り合うプロセスであり、競争が価格を引き下げの一因となっている。
2. 技術の成熟と革新によるコスト削減：技術の進歩と成熟が進んでいるため、新しいイノベーションや効率改善がコストの削減につながっている。
3. サプライチェーンコストの削減：サプライチェーンにおけるコストの削減が挙げられる。
4. 広範なマクロ経済の動向：年金基金管理者などが、インフラプロジェクトに魅力を感じる広範なマクロ経済の動向も影響している。これにより、プロジェクトへの資金調達が進められ、コストが低減する可能性がある。

これらの要因が組み合わさって、ストライクプライスを引き下げる役割を果たしている。

【The Offtaker of Last Resort (OLR)：オフテイク・オブ・ラスト・リゾート⁴⁰⁸】

電力購入契約（PPA）の利用を促進するために政府によって設計された。この制度は、通常の商業的手段では PPA を取得できない CfD 発電事業者を支援するための措置である。発電事業者と認可を受けた供給事業者との間の「バックストップ」電力購入契約（BPPA）を促進することにより、適格な発電事業者に市場参入への代替ルートを提供するものである。BPPA のもとでは市場基準価格より安く販売され、最初の割引後の価格は、インフレ係数で調整された 25 ポンド/MWh で設定された。⁴⁰⁹要請がある場合に供給業者は再生可能エネルギー発電事業者と 1 年間の BPPA を締結するために入札する義務がある。しかし、OLR スキーム開始以来、申請もなく BPPA も締結されていない。⁴¹⁰

⁴⁰⁷

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62839375d3bf7f1f3ef4838c/CfD_evaluation_phase_3_final_report.pdf P.15 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴⁰⁸ <https://www.gov.uk/government/collections/power-purchase-agreement-scheme-offtaker-of-last-resort>（2024 年 2 月 28 日取得）

⁴⁰⁹

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/es921_essential_guide_to_the_olr_for_generators_oct15_web.pdf P.4 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴¹⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-09/OLR%20Annual%20Report%202022-23.pdf>（2024 年 2 月 28 日取得）

(4) 物価変動対策

Low Carbon Contracts Company (LCCC:イギリス政府の CfD スキームのカウンターパーティ) が 2023 年 3 月末に発表した Strike Price Adjustment Guidance (2023) ⁴¹¹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。

消費者物価上昇率は 2021 年と 2022 年に世界的に急上昇し、2022 年後半にピークを迎えた。イギリスのインフレは、エネルギー価格の上昇、特にロシアのウクライナ侵攻に伴うガス代の高騰によって大きく影響された。この傾向は、家庭用エネルギー料金や道路燃料費の記録的な高騰につながったが、2023 年には年間インフレ率の顕著な低下が見られた。エネルギー製品やサービスの価格全体に影響を与える消費者物価の変動率を組み込むため、ストライクプライスの計算式にも組み込まれている。

これまで下記の数式においてストライクプライスが計算されていたが変更された。

$$\text{旧) Strike Price} = (\text{SP base} + \text{ADJtbase}) \times \Pi_t$$

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

Π_t : CPI (消費者物価指数)

ADJtbase の要素は使用されなかったことから、今回計算式から削除され以下の式が採用されることとなった。

$$\text{新) Strike Price} = \text{SP base} \times \Pi_t$$

また、物価上昇の指標を図る計算式も変更され、下記の要素を基に計算する CPI Re-based が導入された。

(CPI Re-based)

$$\Pi_t = \frac{CPI_t^{new}}{CPI_{base}^{old}} \times \frac{CPI_b^{old}}{CPI_b^{new}}$$

CPI_t^{new} : 新しい指数を使用した決算単位(t)に適用される CPI

CPI_{base}^{old} : 元の指数を使用した基準年の CPI

CPI_b^{old}

CPI_b^{new} : 元の指数を使用したリベースが発生した月の CPI

※ CPI_t とは、関連する暦年の 1 月の CPI を示す。または、1 月の CPI が夏期の最初の日までに発表されない場合は、決算単位 (t) に適用される基準 CPI を引き継ぐ。

※ CPI_{base} とは、CfD で定義されている基準年 CPI を示す。現在、これは 2011 年 10 月の CPI となっている。ただし、これはリベースになる可能性がある。

【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 GUIDANCE⁴¹²が 2022 年 8 月に公表され、Allocation Round 5 に際して CfD 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。

⁴¹¹ [https://lcc-web-production-eu-west-2-](https://lcc-web-production-eu-west-2-files20230703161747904200000001.s3.amazonaws.com/documents/20230323_-_SPA_Guidance__5.pdf)

[files20230703161747904200000001.s3.amazonaws.com/documents/20230323_-_SPA_Guidance__5.pdf](https://lcc-web-production-eu-west-2-files20230703161747904200000001.s3.amazonaws.com/documents/20230323_-_SPA_Guidance__5.pdf) (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴¹² <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62f11e648fa8f5032f22f008/supply-chain-plan-guidance-ar5.pdf> (2024 年 2 月 28 日取得)

- ・ 発電容量 300MW 以上、及び浮体式洋上風力発電の事業で、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。
- ・ 浮体式洋上風力発電もサプライチェーン計画の対象となった。

【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」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。

表 2.2-30 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	・再エネ産業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) エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE”⁴¹³に基づき作成

また、Allocation Round 5 から採点基準値に変更が加えられ、300MW 以上のプロジェクトで SCP に合格するために必要な採点基準値が 60%に引き上げられ、300MW 未満の浮体式洋上風力 SCP の閾値は 50%に設定された。

⁴¹³ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a5754ac531eb000c64fed3/CfD-ar6-scp-guidance.pdf>

(2024 年 2 月 28 日取得)

【計画提出から評価、承認までのタイムライン : Allocation Round 6】

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へ通知し、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 55 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、追加の書類を求められる場合があるため、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 から受け際に、その旨を National Grid ESO へ届出ることによって CfD に参加できる。
- 一度承認を得た計画は 9 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。

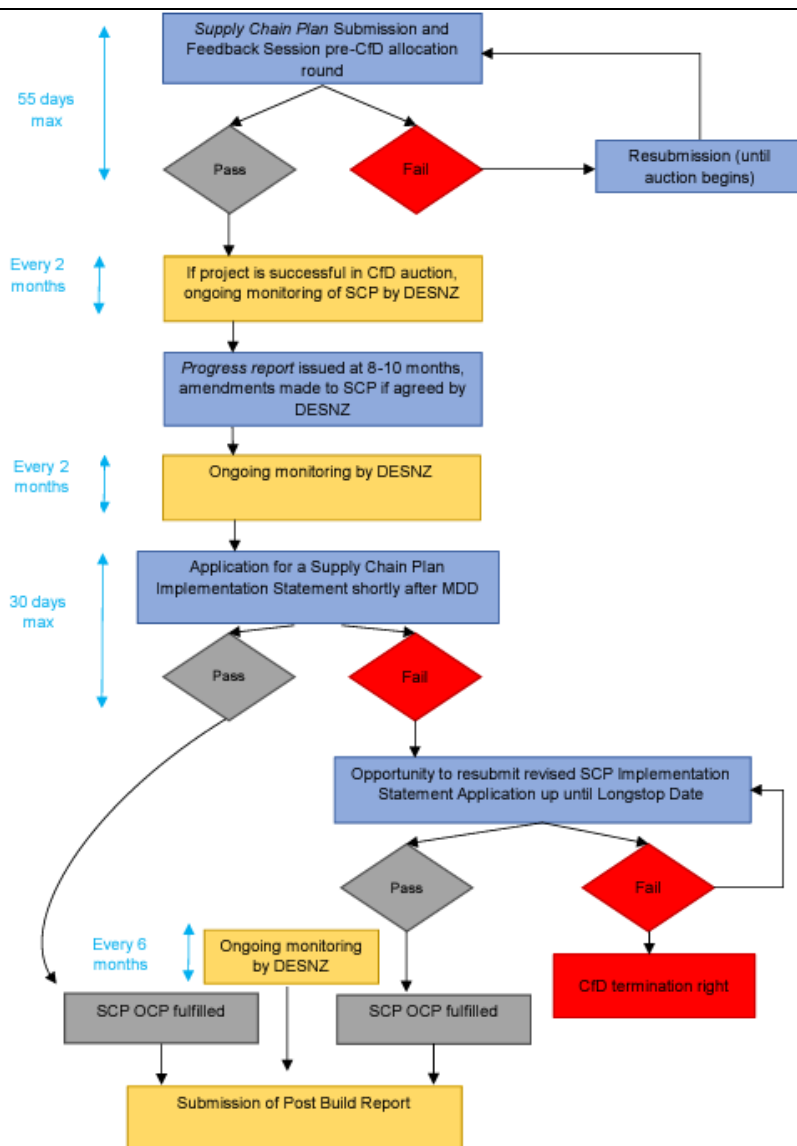


図 2.2-23 サプライチェーン計画の提出から施工完了までの流れ

出所) エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE”⁴¹⁴より

【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に、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。
- 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。

⁴¹⁴ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a5754ac531eb000c64fed3/CfD-ar6-scp-guidance.pdf> P.25
(2024 年 2 月 28 日取得)

令和5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)

【300MW以上の陸上及び洋上風力発電プロジェクト】

OFFSHORE WIND AND ONSHORE WIND PROJECTS EQUAL TO OR GREATER THAN 300MW QUESTIONNAIRE: Progress report / monitoring template					
Progress to date and RAG ratings are examples of the type of information that could feature					
Reference	Marks available	Detail of commitment	Previous Progress (from the last update)	Progress to date	RAG
GREEN GROWTH	223				Overall
1.1	45	Supply Chain Competition			
1.2	38	Supply Chain visibility and fair Contracting		Original level of ambition? KPIs met? Evidence provided?	
1.3	40	Procurement Value Drivers			
1.4	60	Sustainable Procurement			
1.5	40	Supply Chain Resilience			
INFRASTRUCTURE	178				Overall
2.1	20	Decarbonisation: monitoring			
2.2	60	Supply Chain infrastructure: major investments			
2.3	56	Supply Chain infrastructure: other investments			
2.4	42	Planning for Sustainable Decommissioning			
INNOVATION	210				Overall
3.1	90	Investment in R&D			
3.2	60	Investment in new technologies			
3.3	60	Using SMEs			
SKILLS	177				Overall
4.1	82	Skill gaps and shortages			
4.2	55	Apprenticeships, scholarships and trainees			
4.3	40	Equality of Opportunities and reducing the Disability Employment Gap			
OVERALL ASSESSMENT OF PROGRESS TO DATE					

【浮体式洋上風力発電プロジェクト】

Progress to date and RAG ratings are examples of the type of information that could feature					
Reference	Marks available	Detail of commitment	Previous Progress (from the last update)	Progress to date	RAG
GREEN GROWTH					Overall
1.1	24	Supply Chain Competition			
1.2	80	Floating Offshore Wind collaboration		Original level of ambition? KPIs met? Evidence provided?	
1.3	32	Sustainable Procurement			
INFRASTRUCTURE					Overall
2.1	64	Supply Chain Infrastructure			
INNOVATION					Overall
3.1	54	Investment in and use of innovative ideas, products and process			
SKILLS					Overall
4.1	50	Skill gaps and shortages			
4.2	24	Equality of Opportunities and reducing the disability employment gap			
Total number of points	328				
OVERALL ASSESSMENT OF PROGRESS TO DATE					

【300MW 以上の太陽光発電プロジェクト】

SOLAR PV PROJECTS EQUAL OR GREATER THAN 300MW QUESTIONNAIRE: Progress report / monitoring template					
Progress to date and RAG ratings are examples of the type of information that could feature					
Reference	Marks available	Detail of commitment	Previous Progress (from the last update)	Progress to date	RAG
GREEN GROWTH	163				Overall
1.1	45	Supply Chain Competition			
1.2	38	Supply Chain Opportunities		Original level of ambition? KPIs met? Evidence provided?	
1.3	20	Procurement value drivers			
1.4	60	Sustainable Procurement			
INFRASTRUCTURE	68				Overall
2.1	20	Decarbonisation: monitoring			
2.2	48	Planning for Sustainable Decommissioning			
INNOVATION	135				Overall
3.1	75	Investment in R&D			
3.2	60	Using SMEs			
SKILLS	192				Overall
4.1	65	Skill gaps and shortages			
4.2	40	Equality of Opportunity and reducing the Disability Employment Gap			
4.3	87	Modern Slavery			
OVERALL ASSESSMENT OF PROGRESS TO DATE					

図 2.2-24 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

出所) エネルギー安全保障・ネットゼロ省、“SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE”⁴¹⁵より

【ラウンド 4 事業者向けの SCP の申請・承認のタイムライン⁴¹⁶】

SUPPLY CHAIN PLAN GUIDANCE は、2021 年 7 月に発表され、ラウンド 4 に参加した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変更が一定認められた。

表 2.2-31 AR4 事業者向け SCP 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 は評価結果を公表する。
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。
2021 年 12 月	CfD Allocation Round 4 の申請開始。

⁴¹⁵ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a5754ac531eb000c64fed3/CfD-ar6-scp-guidance.pdf> P.26-

28 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁴¹⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62beccfd3bf7f5a6f97661a/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf P.23 (2024 年 2 月 28 日取得)

出所) ビジネス・エネルギー産業戦略省、“SUPPLY CHAIN GUIDANCE”⁴¹⁷に基づき作成

【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のタイムライン⁴¹⁸】

表 2.2-32 AR5 事業者向けの SCP 計画承認のタイムライン

2022 年 8 月～9 月	DBEIS がウェビナー・ワークショップを開催、SCP 質問票に関する質問への返答。
2022 年 12 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。
2023 年 1 月	フィードバックセッション窓口開設。
2023 年 2 月	サプライチェーン計画評価結果発表、不合格となったサプライチェーン計画の再提出。
2023 年 3 月	CfD Allocation Round 5 の申請開始。

出所) ビジネス・エネルギー産業戦略省、“SUPPLY CHAIN GUIDANCE”⁴¹⁹に基づき作成

【ラウンド 6 参加予定事業者のサプライチェーン計画承認のタイムライン⁴²⁰】

AR6 のサプライチェーンウィンドウは、2023 年 12 月 4 日から 1 週間開かれることとなった。また、審査期間は 55 営業日以内となっており、結果は暫定的に 2024 年 2 月 21 日までに発表される予定である。

2.2.5 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⁴²¹（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
- ・ バリューフォーマナーの達成：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

⁴¹⁷

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62becfffd3bf7f5a6f97661a/scp_guidance_ar4_version_2_july_2022.pdf P.23 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴¹⁸ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62f11e648fa8f5032f22f008/supply-chain-plan-guidance-ar5.pdf> P.24 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴¹⁹ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62f11e648fa8f5032f22f008/supply-chain-plan-guidance-ar5.pdf> P.24 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴²⁰ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64a5754ac531eb000c64fed3/CfD-ar6-scp-guidance.pdf> P.23 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁴²¹ <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-CfD-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> （2024 年 2 月 27 日取得）

- ・ 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

(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、事業者や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。

【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⁴²²（Town and Country Planning Act、TCPA）の中で近隣地域開発に関する規制（Neighbourhood development orders:第 61 条 E⁴²³）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されている。しかし、50MW を超える新規陸上風力発電設備は 2016 年より陸上風力発電の利用決定において地元住民に大きな発言権を与えるという 2015 年の政党公約に従って NSIPS 制度から除外された。しかし再度 NSIPS 制度に含めることも検討されている。⁴²⁴

(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⁴²⁵

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。

⁴²² <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1990/8/contents> （2024 年 2 月 27 日取得）

⁴²³ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1990/8/part/III/crossheading/neighbourhood-development-orders>
（2024 年 2 月 27 日取得）

⁴²⁴ <https://committees.parliament.uk/publications/9002/documents/152669/default/> P.15-16 （2024 年 2 月 27 日取得）

⁴²⁵ <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61b87e3b8fa8f50384489ccb/community-engagement-and-benefits-from-onshore-wind.pdf> （2024 年 2 月 27 日取得）

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。

② 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) イギリスにおけるエネルギー共同体の促進に対する政府の支援

2014 年のイギリス政府の報告書⁴²⁶によると、コミュニティ・エネルギー・プロジェクトの実現可能性と成功に影響を与える最も重要な要因は以下と示されている。この結果から、2014 年の時点でイギリス政府はコミュニティの必要性を認識していたことが伺える。

1. 資金の確保 (46%)
2. 地域社会・住民からの支援 (37%)
3. 他団体の協力・支援 (30%)
4. 政府の政策（固定価格買取制度など） (27%)

また、下記は個別の促進策を紹介する。

【社会的投資減税（Social Investment Tax Relief：SITR）⁴²⁷】

安定したガバナンスと規制構造が必要であるという観点から、コミュニティ・エネルギーのビジネスモデルの特徴に沿った規制調整が行われた。地域エネルギー組織が投資リスクに直面することを緩和するために、社会的投資

⁴²⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/274571/Community_Energy_in_the_UK_part_2_.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

⁴²⁷ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7ffb0ae5274a2e87db7243/CESU_FINAL.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

減税 (Social Investment Tax Relief : SISR) によって税制優遇を受けた投資が促進されてきた。SISR は、社会的企業への投資を促進するための税制優遇措置である。SISR は、他のベンチャー・キャピタル制度と同様の税制優遇措置があり、無担保債務や株式投資に対する軽減措置が設けられている。2012 年以降、コミュニティ・エネルギー・グループは、2900 万ポンドもの株式資本を調達している。株式資本の一形態であるコミュニティ・シェアは、コミュニティ発電プロジェクトへの投資を呼び込む上で重要な役割を果たしている。

【農村部のエネルギー共同体に対する財政的インセンティブ⁴²⁸】

イギリス政府は、イングランド全土の農村地域や地方コミュニティが地域エネルギー・プロジェクトを立ち上げることを支援するため、新たに 1,000 万ポンドのコミュニティ・エネルギー基金を導入する。都市部と農村部の両方の地域社会が、この基金からの助成金を申請することができ、その目的は、地域の雇用を促進し、エネルギー安全保障を確保し、クリーンエネルギーへの取り組みを促進することである。

コミュニティ・エネルギー基金は、2023 年秋まで募集された。この基金は、小規模風力発電所、屋上ソーラー・パートナーシップ、蓄電池、農村部熱ネットワーク、電気自動車充電ポイント、燃料貧困緩和計画など、多様なプロジェクトの立ち上げを目的としている。これらのプロジェクトは、地元コミュニティによって提案、設計、所有される。

アンドリュー・ボウイ原子力・ネットワーク担当大臣は、この基金によって地域社会が革新的なエネルギー・プロジェクトを推進し、コストを削減し、より強固な地域社会を築き、将来の世代のためにクリーンなエネルギーを確保できるようになると強調する。これらの計画から生まれた余剰資金は、コミュニティ・ガーデンや青少年雇用グループなどの地元プロジェクトを支援し、コミュニティに直接再投資される。また、このファンドは、民間投資を誘致し、プロジェクトの規模拡大を促進し、この地域における質の高い雇用と成長を支援する触媒として機能することが期待されている。交付メカニズムとしてこの基金は、地方自治体がネットゼロ・プロジェクトを開発し、商業投資誘致を支援するローカル・ネットゼロ・ハブ (Local Net Zero Hubs) を通じて提供される。この基金は、かつての Rural Community Energy Fund (RCEF) とその Congleton Hydro Project の成功に基づき、その範囲を農村部と都市部の両方における再生可能エネルギー投資に拡大するものである。

A. The Congleton Hydro project コングルトン水力発電所⁴²⁹

政府の資金援助によるコングルトン水力発電プロジェクトは、手ごろな価格でクリーンかつ安全な電力を発電し、地域の排出量を削減している。このプロジェクトの成功により、地域コミュニティ・プロジェクトのための年間 5,000 ポンドの基金が設立され、再野生化プログラムや地域の持続可能性に関する教育プログラムなどの取り組みが支援されている。農村地域エネルギー基金 (RCEF) は、コングルトン水力発電プロジェクトの実現に寄与し、資金援助だけでなく、さまざまな人脈からのアドバイスや支援も促進した。また、教育やコミュニティ・ソーラー・スキームの開発を可能にし、RCEF によって地域のエネルギー・イニシアティブを育成し、国の持続可能性目標に貢献することが期待されている。

⁴²⁸ <https://www.gov.uk/government/news/communities-at-the-heart-of-new-fund-to-boost-local-growth-and-energy-security> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁴²⁹ <https://congletonhydro.co.uk/> (2024 年 2 月 27 日取得)

2.2.6 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

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⁴³⁰、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「電気電子機器廃棄物指令（WEEE）の対象となる電気・電子機器についてのガイドンス」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ていない）。

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。

【「生産者」の義務】⁴³¹

「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。

⁴³⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/weee-evidence-and-national-protocols-guidance>（2023 年 1 月 30 日取得）

⁴³¹ <https://www.gov.uk/guidance/electrical-and-electronic-equipment-eee-producer-responsibility#full-publication-update-history>（2024 年 3 月 2 日取得）

- 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。

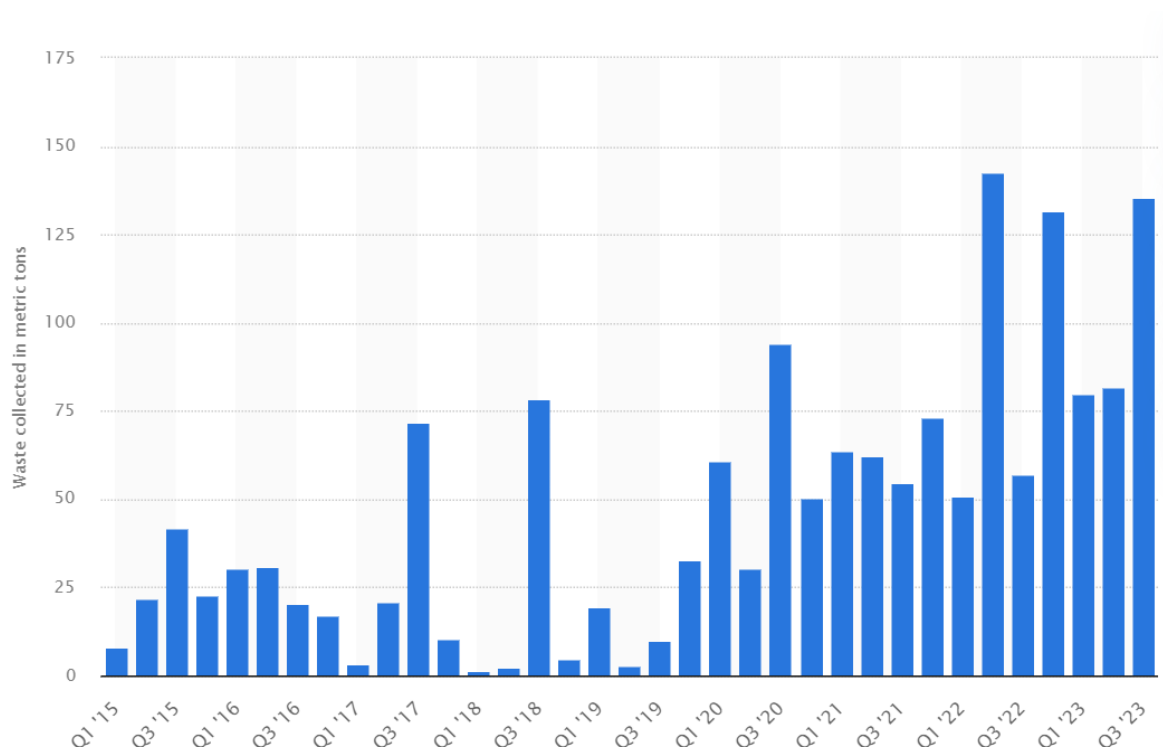


図 2.2-25 イギリスにおける使用済み太陽光パネルの回収量推移
出所) Statista⁴³²

⁴³² <https://www.statista.com/statistics/818302/photovoltaic-panels-ewaste-united-kingdom-uk/>

(2024 年 3 月

2 日取得)

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 年の回収量は、382.5 トン、2023 年第 3 四半期の回収量は 135.5 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⁴³³。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⁴³⁴

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。

表 2.2-33 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%

⁴³³ <https://www.nedo.go.jp/content/100950785.pdf> (2023 年 1 月 30 日取得)

⁴³⁴ <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2013/3113/schedule/11/made> (2023 年 1 月 30 日取得)

【太陽光パネルのリサイクル処理について】

イギリスでは今後、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⁴³⁶。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方法】

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⁴³⁷。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。

⁴³⁵ <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)

⁴³⁶ <https://eitrawmaterials.eu/project/reprosolar/> (2023 年 1 月 30 日取得)

⁴³⁷ <https://www.gov.uk/guidance/dispose-of-waste-to-landfill#banned-waste> (2023 年 1 月 30 日取得)

(i) 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 6 に、風力発電設備が含まれる⁴³⁸。

【カテゴリ-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。

(ii) 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⁴³⁹。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ある。

(iii) 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。⁴⁴⁰

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

⁴³⁸ <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）

⁴³⁹ <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2005/894/contents/made>（2023 年 1 月 30 日取得）

⁴⁴⁰ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a74b1fded915d7ab83b5cb2/orei_guide.pdf（2024 年 3 月 2 日取得）

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 aspects⁴⁴¹」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碎し、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。

(4) 風力発電設備のリサイクル・廃棄処理にかかる技術開発

PRoGrESS プロジェクト⁴⁴²は、イギリス政府の助成金を受け、200 万ポンド規模の風力タービンブレードのリサイクルについて開発する大規模プロジェクトである。現在、イギリスで風力タービンのブレードが耐用年数を迎えた場合、埋立地に送るか、または廃棄物発電所で燃焼させるかの 2 つの選択肢しかないが、このプロジェクトにより Strathclyde 大学が開発した、複合材料中のガラス繊維と樹脂を分離し、ガラス繊維成分を回収する画期的な方法を商業化することを目指す。複合材料中のガラス繊維と樹脂成分を分離し、ガラス繊維成分を回収することで、ブレードを再加工、成形、再利用することが可能になる。

また、2021 年に風力タービンブレードの実現可能な循環型経済を創造することに焦点を当てた共同イノベーションプログラムである SusWIND が発足した。このプログラムには、EDF Renewables や Bp、Total Energies など、様々な企業が参加している。メンバーは、循環型サプライチェーンの構築と拡大を可能にするため、タービンブレードと複合材料の循環型サプライチェーンの構築と拡大を可能にするために必要な政策と規制への投資事例と要望を伝え、実証するために協力している。⁴⁴³

⁴⁴¹ https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf（2024 年 1 月 30 日取得）

⁴⁴² <https://www.nmis.scot/whats-happening/news/windturbinebladerecyclingprojectpowersupatthelightweightmanufacturingcentre/#:~:text=Project%20PRoGrESS%20is%20a%20C2%A3,UK's%20ambitious%20climate%20change%20targets>.（2023 年 11 月 28 日取得）

⁴⁴³ <https://www.nccuk.com/media/2j2dwhhf/suswind-executive-summary-2023-update.pdf>（2024 年 3 月 2 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「エネルギー転換法（LTECV: Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte）⁴⁴⁴」が成立した。その後、2019 年 11 月のエネルギー法典（Code de l'énergie）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。

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, エネルギー転換法 L. 100-4 条⁴⁴⁵（2024 年 1 月 22 日取得）に基づき作成

(2) エネルギー多年度計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie）⁴⁴⁶

エネルギー転換法におけるこれらの目標を達成するため、政府は「エネルギー多年度計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie、以下 PPE とする）」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。PPE は、今後 10 年間のフランスにおけるエネルギー政策の優先順位を定めるもので、2019 年から 2023 年、2024 年から 2028 年と、5 年ごとに 2 回に分けて実施される。

2019 年 11 月のエネルギー法典（Code de l'énergie）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）の修正案を公表した。

加えて、フランス政府は 2023 年 11 月 22 日、2050 年のカーボンニュートラル達成に向けた「エネルギー・気候戦略⁴⁴⁷」を公表、2024 年中に採択される「PPE に係るデクレ」に盛り込まれる見込みとなっている。これによると、フランスは新たに 2030 年、2035 年のエネルギー源別導入目標を設定している。

⁴⁴⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000047303609（2024 年 1 月 22 日取得）

⁴⁴⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000047303609（2024 年 1 月 22 日取得）

⁴⁴⁶ <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>（2024 年 1 月 22 日取得）

⁴⁴⁷ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat_def2_0.pdf（2024 年 1 月 22 日取得）

表 2.3-2 エネルギー・気候戦略より再エネ源別導入目標 (設備容量)

単位：TWh

エネルギー源	2030 年	2035 年
陸上風力	64	80
洋上風力	14	70
太陽光	65	93
水力	54	54
バイオ	134	134-178
地熱	16	23-28

出所) “Strategie francaise pour L'elergie et le climat”⁴⁴⁸に基づき作成

(3) 国家低炭素戦略 (SNBC : stratégie nationale bas-carbone) ⁴⁴⁹

エネルギー転換法において策定が求められた、国家低炭素戦略 (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) ⁴⁵⁰

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。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。

⁴⁴⁸https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/23242_Strategie-energie-climat_def2_0.pdf P.19, P56 (2024 年 3 月 6 日取得)

⁴⁴⁹https://commission.europa.eu/system/files/2023-11/France%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021-2030_EN.pdf P.6 (2024 年 1 月 22 日取得)

⁴⁵⁰https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000043113774/?detailType=EXPOSE_MOTIFS&detailId= (2024 年 1 月 22 日取得)

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生産加速法（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、2023 年 2 月 7 日に「再生可能エネルギー生産加速法（Loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables）」を制定、2023 年 3 月 10 日に公布⁴⁵¹しその後施行された。

同法は、再生可能エネルギー指令（RED）が追求するガイドラインに沿って、再生可能エネルギー設備の行政許可付与手続きにかかる時間を短縮し、また洋上風力発電所のための大規模な海上ファサード計画や、地方自治体による自然エネルギー促進地域を特定し、住民、地方自治体、企業の利益のために、プロジェクトから生み出される価値の共有を改善する。

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。理由としては、他の欧州各国に比べて行政手続きや訴訟手続きが複雑であること、利用しやすい土地が不足していること、洋上風力発電の計画プロセスが見えにくいことなどが挙げられる。この法律は、地元地域の受け入れ可能性と、加速化と簡素化という 2 つの課題に対応する。

同法に組み込まれている具体的な施策として、以下 4 つの柱があげられる。⁴⁵²

① 地域と共生した計画策定

- ✓ プロジェクトの地方承認プロセスを合理化し、地域間でバランスの取れた配分確保を目的としている。
- ✓ 国会議員がこの制度を提案し、各都道府県の代表が再生可能エネルギープロジェクトを審査する。
- ✓ このプロセスは 5 年ごとに繰り返され、2027 年 12 月 31 日までの PPE に貢献する。

② 行政手続きの簡素化

- ✓ 再生可能エネルギープロジェクトと産業用脱炭素プロジェクトの両方について、計画と接続のプロセスを容易にする。
- ✓ 特定の再エネ案件に対しては「重大な公共の利益のための緊急の理由 (RIIPM)」の認定が推定される。

⁴⁵¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047294244> （2024 年 1 月 22 日取得）

⁴⁵² <https://www.vie-publique.fr/loi/286391-energies-renouvelables-loi-du-10-mars-2023> （2024 年 1 月 22 日取得）

- ✓ 都道府県の担当者は行政手続きを調整し、再生可能エネルギープロジェクトの認可審査を支援する。再生可能エネルギー事業の調査や実施中の困難や意見の相違を解決するため、再生可能エネルギー調停人が導入される。
- ③ すでに人工化された土地の活用拡大
 - ✓ 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の設置を義務付ける。また、駐車場や荒地、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。
 - ✓ 新築または大規模改修された非住宅建築物は、2023年に30%、2027年に50%と、段階的に太陽電池屋根面積を増やすことが義務付けられた。これは2028年から、既存の非住宅建築物にも適用される。
- ④ 再エネ生産から得る利益の再分配強化
 - ✓ 自治体にとっての再生可能エネルギープロジェクトの利点を高めるため、再生可能エネルギー入札の落札者が創出した価値を再分配する仕組みが設けられている。落札者は、エネルギー改修、効率化、持続可能なモビリティ、生物多様性保護など、自治体内及び自治体間のグリーンなプロジェクトの資金調達に貢献することが求められる。
 - ✓ 地方自治体とその住民に再生可能エネルギー生産プロジェクトへの参加を奨励している。
 - ✓ 再生可能エネルギー生産者と消費者との間の電力や再生可能ガスの直接契約を促進すること、またグリーンでローカルかつ安全な電力の長期供給を確保するために地域社会での自家消費を簡素化することが含まれる。

(6) エネルギー価格・物価高騰への対応⁴⁵³

- 電力バッファの導入

政府は2023年1月1日より、「電力バッファ」を導入した。これは、中小企業や地方自治体を対象としたものである。消費電力量の半分について、配送費と税金を除いた電力価格の上限が180ユーロ/MWhに設定され、最大削減額は320ユーロ/MWh、年間支払額は最大200万ユーロとなる。

- ガス・電気の「請求書支払い支援窓口」導入

2023年の電気料金が2021年比で50%以上上昇し、エネルギー支出が2021年の売上高の3%を超える企業は、最高400万ユーロの電気料金支払い支援を受けることができる。エネルギーコストが高い企業に対しては、最大5,000万ユーロ、炭素リーケージ（温室効果ガス排出に関する規制がより緩やかな国への移転）のリスクがあるセクターに対しては最大1億5,000万ユーロの支援を強化することができる。

- 零細企業に対する上限の設定

政府は2023年1月6日、電力供給会社が零細企業に対し、2023年までの平均で1MWhあたり280ユーロを超えない保証を実施する合意に至ったと発表した。

⁴⁵³ <https://www.insee.fr/en/statistiques/6801713#encadre1>（2024年1月22日取得）

(7) グリーンエネルギーへの移行支援制度⁴⁵⁴

フランス政府は、ネットゼロ経済への移行を促進するため、グリーン産業への投資を支援する 29 億ユーロの計画を発表した。

この措置では、支援は税額控除の形をとる。対象はソーラーパネル、バッテリー、風力タービン、ヒートポンプ、及びこれらの製造に必要な主要部品や重要材料の生産に投資するプロジェクトを計画している企業である。

【背景】

2023 年 3 月 9 日、欧州委員会は、グリーン・ディール産業計画に沿って、ネットゼロ経済への移行に向けた主要分野での支援策を促進するため、新たに「暫定危機・移行枠組み」を採択した。これは、欧州におけるグリーン技術の生産に向けた投資と融資の迅速化を支援するものである。また、加盟国が復興・強靱化計画（National Recovery and Resilience Plans）の範囲内で特定のプロジェクトを実施する際の支援も行う。

【概要】

- 援助はネットゼロ経済への移行に向けた戦略的設備の生産を奨励することが期待される
- 受益者一人当たりの援助額は、2023 年 3 月に採択された EU 国家補助規制を緩和する「暫定危機・移行枠組み」で定められた上限を超えない
- 遅くとも 2025 年 12 月 31 日まで付与される。

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^{455, 456}

フランス政府は、固定価格買取⁴⁵⁷と競争入札⁴⁵⁸の 2 つの主な制度に基づいて再生可能エネルギーの導入を促進してきた。

2015 年のエネルギー移行法以前は、政府は複数年度投資計画（PPI）に示された発電能力の目標量達成を支援するために競争入札と呼ばれるシステムを採用し、導入目標達成の確実性の担保を図っていた。その後、エネルギー移行法 2015 年 8 月 17 日法律第 2015-992 号⁴⁵⁹が成立し、必要な規制の枠組みを確立

⁴⁵⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6751 （2024 年 1 月 22 日取得）

⁴⁵⁵ 令和 4 年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）
(2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁵⁶ <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁵⁷

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986396/#LEGISCTA000023986396 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁵⁸ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034095098 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁵⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031044385> （2024 年 2 月 29 日取得）

し、エネルギー法典 L.311-10 条⁴⁶⁰に基づき、所管省庁は 2016 年 10 月 24 日付の政令⁴⁶¹で定められた PPE の未充足容量目標の入札を募集する権限を与えられた。

2016 年には、政令 2016-682 号⁴⁶²と政令 2016-691 号⁴⁶³の 2 つの施行令が公布され、政令 No.2016-682 は電力買取義務と市場ベースのプレミアムの実施、政令 No.2016-691 は再生可能エネルギー発電所の支援制度の基準と適格性を定義した。これらの政令によって、一定規模以上の新規設備は、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（Guichet Ouvert）」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 2 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。

再エネタイプ	設備容量 (kW)					
	< 100	< 300	< 500	< 1 000	< 12 000	> 12 000
バイオガス (メタネーション STEP スラッジ)	オープンカウンター (FIT)			オープンカウンター (FIP)		
バイオガス (その他)	オープンカウンター (FIT)					
陸上風力	オープンカウンター (FIP)		入札 (FIP)			
鉱山ガス	オープンカウンター (FIT)					
小規模水力	オープンカウンター (FIT)			入札 (FIP)	コンセッション 方式 (<4.5 MW)	
	オープンカウンター (FIP)					
太陽光	オープンカウンター (FIT) (建物設置型)		入札 (FIP) (建物設置型、イノベーション技術、地上設置型、 自己消費等)			
		入札 (FIP) (イノベーション技術)				
浮体式 洋上風力	プロジェクト募集 (FIT)					
洋上風力	競争的対話形式の入札 (FIP)					
バイオメタン注入	オープンカウンター (FIT)					
	入札 (FIT)					
バイオメタン 非注入	プロジェクト募集 (FIP)、入札 (FIP)					

⁴⁶⁰

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986314/#LEGISCTA000023986314 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁶¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000033312688/> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁶² <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/LEGIARTI000032593169/2016-05-29/> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁶³ https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000032592588?init=true&page=1&query=2016-691&searchField=ALL&tab_selection=all (2024 年 2 月 29 日取得)

図 2.3-1 再生可能発電設備支援制度の適用範囲

出所) フランス政府、"Tableau récapitulatif des mécanismes de soutien aux énergies d'origine renouvelable, pour les nouvelles installations situées en métropole continentale Mise à jour le 08 février 2023"⁴⁶⁴に基づき作成

(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⁴⁶⁵。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⁴⁶⁶（Articles L. 314-1 to L. 314-13）

※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。（Article L314-1⁴⁶⁷）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、自家消費の場合などを除き、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。（Article R314-17⁴⁶⁸）

⁴⁶⁴ https://www.nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/018_tableau_mecanismes_soutien_enr.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁶⁵ https://www.nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/018_tableau_mecanismes_soutien_enr.pdf （2024 年 2 月 19 日取得）

⁴⁶⁶ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986396/#LEGISCTA000023986396 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁶⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986396/#LEGISCTA000023986396 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁶⁸ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031748367/#LEGISCTA000031748367 （2024 年 2 月 29 日取得）

(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。(Article L314-1⁴⁶⁹) 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 制度で支援対象となっている。

(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 D314-15⁴⁷⁰に基づき作成（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）より）

B) FIP 制度（CfD 形式）

【EDF の CfD 契約義務^{471,472}】

EDF は、水力発電、家庭ごみ、バイオガス、地熱、コージェネレーション、風力発電を利用する再生可能エネルギー事業者と差分契約（CfD）を締結することが義務付けられている。受給義務は、設備容量と発電事業者の数によって異なる。

【FIP 対象者⁴⁷³】

固定価格買取制度の恩恵を受けている、または受けていたプロジェクトは、市場ベースのプレミアム制度の対象とはならない。

【発電事業者に支払われるプレミアムの構成要素】

プレミアムには以下が含まれる：

469

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986396/#LEGISCTA000023986396 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁷⁰ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034539454/ (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁷¹ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000031053508 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁷² https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000045689373 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁴⁷³ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034095116 (2024 年 2 月 29 日取得)

1. エネルギー・プレミアム⁴⁷⁴：

平均的な資金調達・運転コストに基づく基準価格と、市場ベースの平均電力・容量価格との差額。これは、「関係するリスクと比較して合理的な資本収益率」を確保し、設置コストを考慮して定期的に改定されなければならない。

2. ユニット管理・プレミアム⁴⁷⁵：エネルギー及び容量市場で生産物を販売するコストを反映したもの。

容量保証の販売による収入は、これらのプレミアムから差し引かれる。

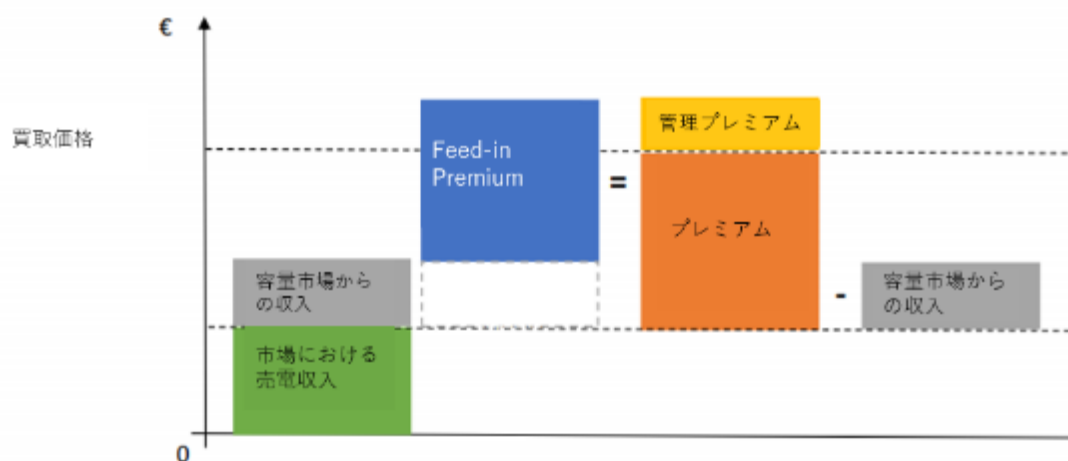


図 2.3-2 FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み

出所）環境連帯移行省, “Regulatory framework and support schemes for wind energy in france”⁴⁷⁶に基づき作成（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）より）

(i) 参照市場価格の算出方法⁴⁷⁷

参照市場価格は、一定のルールに従ってエネルギー源別に決定される：

1. 市場価格平均：フランスの電力市場プラットフォームで観測されたプラス価格とゼロ価格の平均として計算される。この平均は、1 時間単位で設備の生産量を考慮して調整される。
2. 先物価格平均：フランスの電力市場プラットフォームにおいて、算出された電力の先物価格の平均値を使用して決定することもできる。

⁴⁷⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000033622593/2024-02-09 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁷⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000032596116 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁷⁶ https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/konferenz-zu-foerdermechanismen-fuer-windenergie-standortbestimmung-und-perspektiven.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2017/171010_conference_eolienne_mecanismes_de_soutien/Presentations/02_Louis_Orta_MTES_DFB_EW_OFATE.pdf P.14 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁷⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000032596143 （2024 年 2 月 29 日取得）

3. 方法の組み合わせ： 参照市場価格は、上記の方法を組み合わせてもよい。

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	2023 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
1 月	67.00	39.95	66.38	224.79	142.14	57.76	36.43	56.90	181.6	112.95
2 月	46.40	27.86	48.51	183.94	139.04	44.18	24.77	48.45	168.41	144.34
3 月	34.34	21.01	46.47	274.22	102.82	31.20	22.42	44.85	292.21	98.96
4 月	37.45	13.13	57.24	206.09	95.89	36.53	12.99	57.56	241.63	99.37
5 月	36.44	15.26	52.38	183.24	66.45	37.15	15.27	50.39	192.56	77.89
6 月	29.90	26.71	72.60	246.67	78.39	27.59	23.97	73.99	233.27	90.61
7 月	38.44	34.79	76.60	401.93	73.84	36.01	32.29	73.58	391.48	74.43
8 月	33.37	36.97	78.00	468.13	77.42	28.70	35.82	72.67	457.48	75.61
9 月	36.25	47.85	131.35	388.29	75.78	34.12	42.73	132.90	370.19	82.38
10 月	39.92	39.27	179.67	174.03	73.09	36.77	35.93	148.54	148.83	75.31
11 月	50.35	43.10	217.13	187.46	88.17	43.04	35.18	216.45	172.91	76.76
12 月	39.92	55.95	309.86	295.11	71.24	32.98	44.88	249.78	185.15	57.67

注）2019～2022 年の数値は最終地、2023 年は期限内の公表値を記載

出所）エネルギー規制委員会（CRE）、“Open Data”⁴⁷⁸に基づき作成

(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：省令に相当する大臣の命令）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。

⁴⁷⁸ <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/r/e75d073a-6c1c-4e05-865c-20326bc2eb59> （2024 年 2 月 29 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 ⁴⁷⁹
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 ⁴⁸⁰
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 ⁴⁸¹

出所）各アレテに基づき作成（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）より）

(iii) ネガティブプライス時の扱い

エネルギー法典の R314-39 条⁴⁸²によると、暦年でマイナス価格となる時間帯が多い場合、その時間帯に発電を行わなかった設備にボーナスが支給される可能性がある。ただし、このボーナスは、その年内の設備の稼働時間の基準数によって制限される。この条文に従い、政府は、市場が年間 15 時間以上連続してマイナスになった場合、太陽光発電にプレミアムを支給することを定めている。⁴⁸³

(iv) オフテイクーリスク対策

エネルギー法典 L.314-26 条⁴⁸⁴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れない場合の「ラストリゾート」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「ラストリゾート」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。

⁴⁷⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000033585289> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁸⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000033585171> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁸¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁸² https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000032596135 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁸³ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-dans-sa-version-modifiee-le-11-decembre-2017> P.26 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁴⁸⁴

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986316/#LEGISCTA000023986316 （2024 年 2 月 29 日取得）

(3) 入札制度

2020年に公表された複数年エネルギー計画（PPE II）のDecree 3条において、2024年までの再生可能エネルギーの入札制度のスケジュール及び容量が提示されている。⁴⁸⁵

- ・ 陸上風力：2020年度下半期以降1期あたり925MWの入札を年2回募集
- ・ 洋上風力：別途下記記載
- ・ 太陽光（地上設置型）：2019年下半期以降1期あたり1GWの入札を年2回募集
- ・ 太陽光（建物・屋根設置型）：1期あたり300MWの入札を年3回募集
- ・ 水力発電（許可済）：35MWの入札を年2回募集

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。

A) 地上設置型太陽光の入札

地上設置型の太陽光入札に関しては、10期に分けて下記容量を募集している。また上限価格については、第3期より公表されておらず、また下限価格については、「（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。

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

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)	上限価格 (ユーロ/MWh)
	募集開始	締切（応札期限）		
第1期	2021年12月13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12月12日	2022年12月23日	925	公表なし
第4期	2023年6月26日	2023年7月7日	1500	公表なし
第5期	2023年12月4日	2023年12月15日	925	公表なし
第6期	2024年	2024年	925	
第7期	2024年	2024年	925	
第8期	2025年	2025年	925	
第9期	2025年	2025年	925	
第10期	2026年	2026年	925	

出所）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 »」
"486に基づき作成

⁴⁸⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000041814432/> （2024年3月4日取得）

⁴⁸⁶ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-pv-sol-cahier-des-charges-10-11-2023>
（2024年3月6日取得）

第3期及び第4期の入札結果は以下の通り。第3期の平均落札価格は、第2期と比べると約20%上昇しているが、第4期から5期にかけては、減少している。

表 2.3-7 地上設置型太陽光発電の入札結果（第1期～2期）

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

出所) CRE 入札結果サマリーに基づき作成 (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) より)

表 2.3-8 地上設置型太陽光発電の入札結果（第3期～5期）

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3期 ⁴⁸⁷	925	115.03	7	82.23
第4期 ⁴⁸⁸	1500	1518.97	129	82.42
第5期 ⁴⁸⁹	925	911.53	92	81.90

出所) CRE、入札結果サマリーに基づき作成

⁴⁸⁷ https://www.cre.fr/content/download/27125/file/230223_2023-60_AO_PPE2_PV_Sol_3ePpdf (2024年3月13日取得)

⁴⁸⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-sol-2023-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-de-la-quatrieme-periode-de-candidature> (2024年3月4日取得)

⁴⁸⁹ https://www.cre.fr/content/download/28702/file/240201_2024-26_AO_PPE2_PV_Sol_5eP.pdf (2024年3月6日取得)

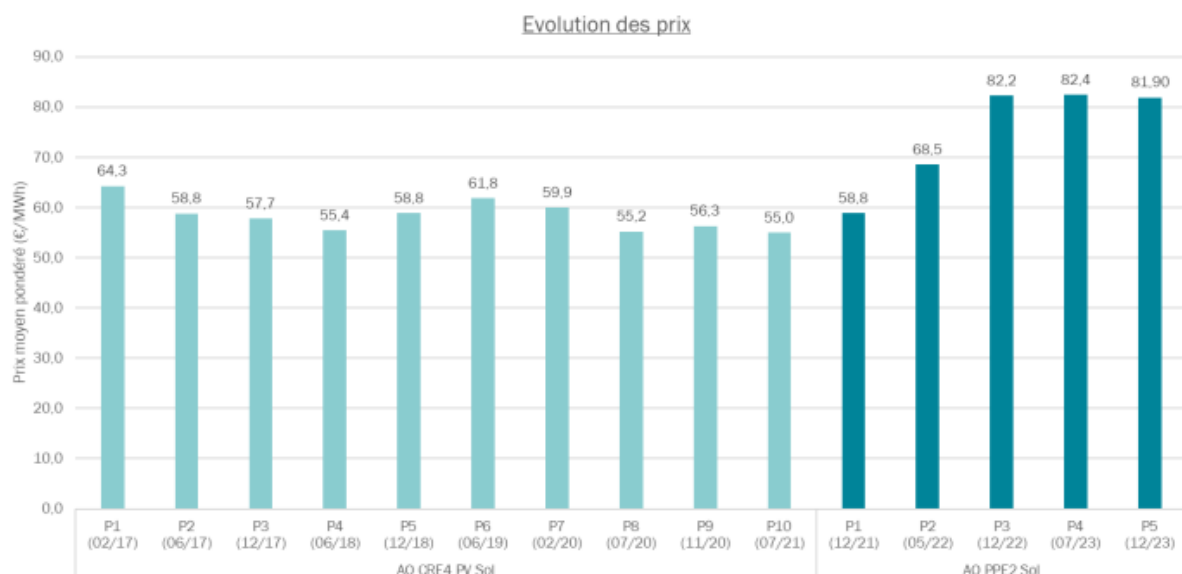


図 2.3-3 平均落札価格の推移

出所) CRE、" 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 »"⁴⁹⁰より

B) 建物・屋根設置型太陽光 (500kW 超)

地上設置型の太陽光入札に関しては、14 期に分けて下記容量を募集している。また上限価格については、第 4 期より公表されておらず、また下限価格については、「(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。

表 2.3-9 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 (MW)	上限価格 (€/MWh)
	募集開始	締切(応札期限)		
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	2023 年 1 月 9 日	2023 年 1 月 20 日	400	公表なし
第 5 期	2023 年 6 月 12 日	2023 年 6 月 23 日	800	公表なし
第 6 期	2023 年 11 月 20 日	2023 年 12 月 1 日	400	公表なし
第 7 期	2023 年	2023 年	400	
第 8 期	2024 年	2024 年	300	
第 9 期	2024 年	2024 年	400	
第 10 期	2024 年	2024 年	400	

⁴⁹⁰ https://www.cre.fr/content/download/28702/file/240201_2024-26_AO_PPE2_PV_Sol_5eP.pdf P.4 (2024 年 3 月 6 日取得)

令和5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)

第11期	2025年	2025年	300	
第12期	2025年	2025年	400	
第13期	2025年	2025年	400	
第14期	2026年	2026年	300	

出所) 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 »"⁴⁹¹に基づき作成

第3期～第5期の入札結果は以下の通り。平均入札価格は近年上昇傾向にあったが、第5回では若干減少した。

表 2.3-10 建物・屋根設置型太陽光発電の入札結果（第1期～2期）

入札回	募集容量(MW)	応募事業容量(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 入札結果サマリーに基づき作成（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）より）

表 2.3-11 建物・屋根設置型太陽光発電の入札結果（第3期～5期）

入札回	募集容量(MW)	応募事業容量(MW)	件数	平均落札価格 (€/MWh)
第3期 ⁴⁹²	400	89.82	26	90.91
第4期 ⁴⁹³	400	57.58	16	104.52
第5期 ⁴⁹⁴	800	341.87	80	101.24

出所) CRE、入札結果サマリーに基づき作成

⁴⁹¹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-pv-bat-cahier-des-charges-10-11-2023>

(2024年3月6日取得)

⁴⁹² <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-ppe2-pv-bat-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-de-la-troisieme-periode-de-candidature> (2024年3月4日取得)

⁴⁹³ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-bat-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-de-la-quatrieme-periode-de-candidature> (2024年3月4日取得)

⁴⁹⁴ https://www.cre.fr/content/download/27729/file/230727_2023-215_AO_PPE2_PV_Batiment_5eP.pdf (2024年3月6日取得)

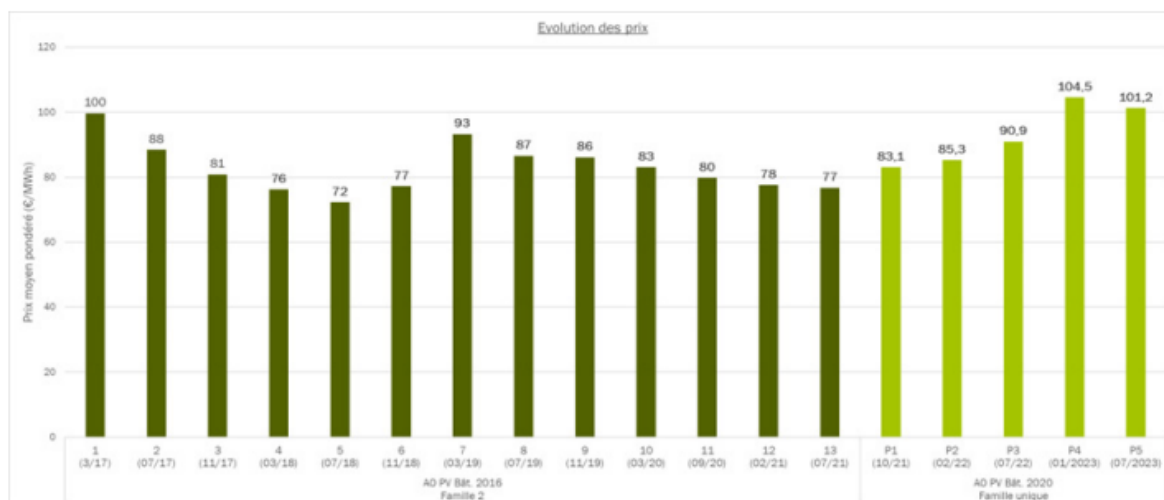


図 2.3-4 平均落札価格の推移

出所) CRE、" 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 agrivoltaïques, hangars, ombrières et ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc »"⁴⁹⁵に基づき作成

(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⁴⁹⁶

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。また、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。2050 年までに 50 カ所の発電設備で 40GW の容量導入を目指し、2025 年から毎年最低 2GW の新規洋上風力発電容量のオークションを実施する計画である。これまで年間入札容量は 1GW 程度にとどまっていたが、2030 年までに 20GW、2035 年までに 18GW の洋上風力発電設備の稼働を目指している。また、フランスにおける既存の洋上風力発電の雇用を 4 倍の 20,000 人以上（直接・間接）にすることを目標とし、産業界は 400 億ユーロ以上の投資を約束する。ローカル活性化の文脈においては、2035 年までに、地元での製造業を活性化させるため、プロジェクトにおける地元での含有率を 50%にすることを目指す。

B) 洋上風力エネルギー開発に対するフランス政府への EU 援助⁴⁹⁷

欧州委員会は、再生可能な洋上風力発電の開発を支援する 41 億 2,000 万ユーロのフランス政府援助計画を承認した。本制度は、「国家補助に関する暫定危機対応枠組み」の下で承認され、グリーン移行の加速と

⁴⁹⁵ https://www.cre.fr/content/download/27729/file/230727_2023-215_AO_PPE2_PV_Batiment_5eP.pdf （2024 年 3 月 6 日取得）

⁴⁹⁶ <https://windeurope.org/newsroom/news/france-commits-to-40-gw-offshore-wind-by-2050/> （2024 年 3 月 6 日取得）

⁴⁹⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6373 （2024 年 3 月 4 日取得）

燃料依存度の削減の鍵となる分野の対策を支援する。2023 年 3 月 9 日、欧州委員会は、ネットゼロ経済への移行支援のため、国家補助に関する暫定危機対応枠組みを採択した。ロシアのウクライナ侵略に対応するため、2022 年 3 月 23 日の修正・一部を延長し、2023 年 11 月 20 日にはエネルギー価格上昇にも対応するため、フレームワークを追加修正して一部セクションをさらに 6 か月間延長した。

フランス政府は、リオン湾における 2 つの浮体式洋上風力発電設備の建設と運営の支援を通知した。

これに対し、欧州委員会は、フランスの支援制度が枠組みで規定されている条件に合致していると判断した。支援は、2025 年 12 月 31 日までに、競争入札プロセスを通じて決定される予定容量と予算に基づいて付与される。

C) 洋上風力の入札制度

洋上風力発電の競争的対話プロセス⁴⁹⁸

フランスにおいて洋上風力の入札は「競争的対話（dialogue 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

また、競争的対話は、エネルギー法典（Energy Code）の Article L311 以下にて規定されており、スケジュール等については Article R311 以下で詳細が記載されている。⁴⁹⁹下記では、2023 年度に落札が行われた洋上風力案件、並びに競争的対話が行われている案件について述べる。

⁴⁹⁸

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986350/#LEGISCTA000034095093（2024 年 3 月 4 日取得）

⁴⁹⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/codes/id/LEGISCTA000033055416/2016-08-20>（2024 年 3 月 4 日取得）

表 2.3-12 洋上風力発電案件一覧

入札ラウンド	エリア	割当面積	海岸からの距離	設備容量	入札プロセス			
					フェーズ1： 申請	フェーズ2： 競争的対話	フェーズ3： 提出	選定
AO4 500,501, 502,503	Normandy (Center Channel 1)	183 km ²	33km	900-1050 MW (約 1 GW)	✓	✓	✓	✓
AO5 504,505, 506	Southern Brittany	約 45 km ²	約 20 km	230-270 MW (約 250 MW)	✓	✓	✓	
AO6 507,508, 509,510	Mediterranean	約 144 km ² 約 155 km ²	約 25 km	230-280 MW (約 2×250 MW)	✓	✓		

⁵⁰⁰ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-1>
(2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰¹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/dialogue-concurrentiel-normandie-document-de-consultation> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰² <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/dialogue-concurrentiel-1-2020-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰³ <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> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁴ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-nord-atlantique-manche-ouest/projet-en-bretagne-sud> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁵ <https://www.cre.fr/view/content/23749/full/1/23488> P.5 (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁶ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao-bretagne-avril-2023-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-portant-sur-la-phase-de-selection-des-candidats> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁷ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-mediterranee/deux-projets-en-mediterranee> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao-01-2022-telecharger-le-document-de-consultation> P.5 (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵⁰⁹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao-mediterranee-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-portant-sur-la-phase-de-selection-des-candidats> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵¹⁰ <https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-1-2022-portant-sur-deux-installations-eoliennes-flottantes-de-production-d-electricite-en-mer-mediterranee> (2024 年 3 月 4 日取得)

令和5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)

AO7 511,512 513,514	South Atlantic	180 km ²	30km 以上	900-1050 MW (約 1 GW)	✓	✓		
AO8 515,516 517,518	Normandy (Center Channel 2)	270 km ²	43km	1.4 – 1.6 GW (約 1.5 GW)	✓	✓		

出所) フランス政府、HP・資料に基づき作成

① AO4：ノルマンディー沖洋上風力発電案件 入札結果

2023年3月24日に、AO4の落札者が発表された。⁵¹⁹フランス EDF Renewables とカナダ Maple Power とのジョイントベンチャーである Eoliennes en Mer Manche Normandie が、フランス北西部のノルマンディー海岸沖 33km に位置する 1GW の洋上風力プロジェクト開発案件を落札した。⁵²⁰

⁵¹¹ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-sud-atlantique/projet-en-sud-atlantique>
(2024年3月4日取得)

⁵¹² <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao7-telecharger-le-document-de-consultation>
P.5 (2024年3月4日取得)

⁵¹³ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao-oleron-avril-2023-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-portant-sur-la-phase-de-selection-des-candidats> (2024年3月4日取得)

⁵¹⁴ <https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-2-2022-portant-sur-une-installation-d-eoliennes-en-mer-posees-de-production-d-electricite-en-sud-atlantique-au-large-de-l> (2024年3月4日取得)

⁵¹⁵ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-2>
(2024年3月4日取得)

⁵¹⁶ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao8-telecharger-le-document-de-consultation>
P.5 (2024年3月4日取得)

⁵¹⁷ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/ao-normandie-centre-manche-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique-portant-sur-la-phase-de-selection-des-candidats> (2024年3月4日取得)

⁵¹⁸ <https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-3-2022-portant-sur-un-second-projet-d-installation-d-eoliennes-en-mer-posees-au-large-de-la-normandie-au-sein-de-la-zone> (2024年3月4日取得)

⁵¹⁹ <https://www.cre.fr/content/download/28084/file/CRE-RA2022-ja.pdf> P.70 (2024年3月4日取得)

⁵²⁰ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-1>
(2024年3月9日取得)

2025年に着工が開始され、また稼働は2031年が見込まれている。⁵²¹また、提案された最低入札価格は44.90€/MWhであった。⁵²²

② AO5：ブルターニュ南部沖洋上風力発電案件⁵²³

2021年～2023年に競争的対話が実施されている。選定は2024年、着工は2028年～2029年に開始され稼働は2031年の予定となっている。また選定基準は以下となっている。AO4の選定基準と比べると、社会及び国土開発への配慮のセクションにおける配点が10から13へと増加している。

表 2.3-13 AO5における選定基準

採点基準	点数
1) 経済的及び財務価値	75
a. 基準価格	70
b. 契約及び財務上の健全性	5
2) 社会的及び国土開発への配慮	13
a. 中小企業に委託する調査及び設置業務	4
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または参加型投資の最低額	2
d. 特定の社会的・職業的困難を抱える人々の職業的統合に関するコミットメント	4
3) 環境問題への配慮	12
a. 風力タービンの最大設置数	2
b. 割当最低額	4
(a) 撤去時以外の ERC 措置と環境モニタリング	
(b) 生物多様性基金への拠出額	
c. リサイクル率または再利用率	4
D. 設置面積のエリア占有の最適化	2

出所) CRE、"PROCEDURE DE MISE EN CONCURRENCE AVEC DIALOGUE CONCURRENTIEL N° 1/2021 PORTANT SUR DES INSTALLATIONS EOLIENNES FLOTTANTES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN MER DANS UNE ZONE AU LARGE DU SUD DE LA BRETAGNE"⁵²⁴に基づき

⁵²¹ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-1>
(2024年3月4日取得)

⁵²² <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/dialogue-concurrentiel-1-2020-telecharger-le-rapport-de-synthese-version-publique> (2024年3月4日取得)

⁵²³ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-nord-atlantique-manche-ouest/projet-en-bretagne-sud> (2024年3月4日取得)

⁵²⁴ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-modificatif-notifie-aux-candidats-le-04-08-2023> (2024年3月4日取得)

作成

③ AO6：地中海における洋上風力発電案件⁵²⁵

地中海において 2 つのプロジェクトの入札プロセスが行われている。2022 年に競争的対話が開始され、2024 年まで継続するスケジュールとなっている。2024 年に選定が行われ、2028 年に着工開始、そして 2031 年に稼働開始が見込まれている。対象エリアの拡張が行われる予定である。

④ AO7：南大西洋オレロン島沖洋上風力発電案件⁵²⁶

PPE では、南大西洋沖に 500MW～1,000MW の風力発電の容量を割当ており、オレロン島沖のプロジェクトがその一つである。2022 年～2024 年に競争的対話、選定は 2024 年に予定されている。着工は 2026 年～2027 年に、そして稼働開始は 2032 年が見込まれている。

また、2023 年 3 月 27 日には、競争的対話への参加が認められた候補者が発表された。

- Ocean Winds
- Groupement Energies du Méridien (Corio Generation and Qair Eolien Posé Oléron)
- Oléron Atlantique Offshore Wind Group (EDF Renewables and Maple Power)
- RWE
- Iberdrola
- Océole
- Eni Plénitude
- Oléron Energies Marines Group (TotalEnergies and Jera Power)
- Skyborn-Cobra

⑤ AO8：ノルマンディー沖洋上風力発電案件⁵²⁷

南大西洋における 2 つ目のプロジェクトとして 2024 年に選定が予定されている。2026 年の着工そして 2032 年の稼働開始となる予定である。割当エリアに関しては、公開協議において設定され、入札プロセスを通じて範囲が狭められていく予定である。AO8 のコンサルテーションにおいて、審査書類の内容及び最低要件が設定されている。

- 審査書類の内容⁵²⁸
 - (i) 財務基準にかかる提出資料

⁵²⁵ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-mediterranee/deux-projets-en-mediterranee> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵²⁶ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-sud-atlantique/projet-en-sud-atlantique> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵²⁷ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-2> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵²⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao8-telecharger-le-document-de-consultation> P.17-21 (2024 年 3 月 4 日取得)

- a. 過去 3 年間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 60 億€以上であること)
 - b. 経営困難ではないことを証明する書類
 - c. 投資額 5 億ユーロ以上の洋上風力、インフラ、エネルギー・プロジェクトにおける資金に関するレファレンス
 - d. 資金調達確実性に関する書類
- (ii) 技術基準にかかる提出資料
- a. 総発電量 20MW 以上のプロジェクトであり、株式の 20% 以上を保有しているまたは 10 以上保有している案件にかかる発電プロジェクトの総発電量
 - b. 洋上風力発電のプロジェクトであり、株式の 20% 以上を保有しているまたは 10 以上保有している案件にかかる発電プロジェクトの総発電量
 - c. 現在稼働もしくは開発中の洋上風力プロジェクトの投資コストの累計額
 - 最低要件
 - 上記 a. にあたる案件の総発電量が 4.5GW 以上であること
 - 上記 b. にあたる案件の総発電量が 2GW 以上であることもしくは c. の投資コストの累計額が税抜き 50 億ユーロ以上であること
 - d. 上記案件の内容を示すレファレンス資料
 - e. プロジェクトの遂行確実性を示す資料

また、2023 年 3 月 27 日には競争的対話への参加が認められた候補者が発表された。⁵²⁹

- Alliance formed by Vattenfall, Skyborn Renewables and Banque des Territoires
- Suroit Sea Wind Group (EDF Renewables and Maple Power)
- Ocean Winds
- Cotention Marine Energies Group (TotalEnergies and RWE)
- Iberdrola
- Groupement Energies du Méridien (Corio Generation and Qair Eolien Posé Manche)
- Eni Plenitude

⑥ 入札計画⁵³⁰

2025 年から毎年最低 2GW の新規洋上風力発電容量のオークションを開催する計画である。現在、年間約 1 GW の入札が行われており、2030 年までに 20GW の容量が割り当てられ、2035 年までに 18GW の洋上風力発電設備が稼働することを目指している。また、フランスは 2023 年から海洋空間計画を改定し、新しい

⁵²⁹ <https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-2>
(2024 年 3 月 4 日取得)

⁵³⁰ <https://windeurope.org/newsroom/news/france-launches-two-new-offshore-wind-tenders-more-needed/>
(2024 年 3 月 4 日取得)

洋上風力発電の目標を達成するためにより正確なエリアを定義することを目指している。これまでに 750MW の浮体式洋上風力発電を含む 5.2 GW の洋上風力発電を入札対象としている。

⑦ 洋上風力発電入札の参考価格⁵³¹

フランス政府によって提示された各年の洋上風力発電の導入容量目標及び基準価格は以下となる。対象年は落札者が決定される年、基準価格はこの価格を基に上限価格を決めるために設定されている。

表 2.3-14 各年における洋上風力発電入札の参考価格

	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年以降
浮体式 洋上風力			AO5	AO6		各年 1,000MW
			250MW (€120/MWh)	2× 250MW (€110/MWh)		
着床式 洋上風力	AO3	AO4	AO7		AO8	
	600MW (€45/MWh)	1,000MW (€45/MWh)	500-1,000MW (€60/MWh)		1,000MW (€50/MWh)	

出所) フランス政府、“Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie”に基づき作成

D) 浮体式洋上風力の導入促進策

2023 年 12 月に欧州委員会は、フランスの再生可能洋上風力エネルギー展開を支援するための 41.2 億ユーロのスキームを承認した。具体的には、リヨン湾にある 2 つの浮体式洋上風力発電設備を支援対象とする。これらの風力発電設備は、それぞれ 230～280 MW の容量を持ち、年間 1.1 TWh の再生可能エネルギー発電が見込まれている。受益者は 2024 年に実施される入札によって決定される予定となっており、市場価格が基準価格を下回る場合に受け取り、上回る場合に支払う CfD 形式で提供される。⁵³²

(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'électricité⁵³³）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。^{534,535}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

⁵³¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000041814432/> (2024 年 3 月 4 日取得)

⁵³² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6373 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁵³³ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise-energie> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁵³⁴ <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-des-taxes-et-contributions-appliquees-sur-l-electricite-au-1er-fevrier-2024> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁵³⁵ <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-42246-deliberation-cre-cspe-2023.pdf> P.11 (2024 年 2 月 29 日取得)

2月1日以降この項目は、石油商品内国消費税（TICPE）と石炭税（TICC）⁵³⁶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⁵³⁷により、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。

電力に対して徴収される部分は、フランスの公共電力サービスを支援し、再生可能エネルギー開発などの取り組みに資金を提供することを目的とした税である。この納税義務は、再販用に電力を購入または生産する電力供給者と、自家用に発電する個人の両方に適用される。⁵³⁸

しかし、負担増と累積赤字の拡大を背景に、2016年1月1日のエネルギー税制改正以降、再生可能エネルギーへの支援はエネルギー移行信託勘定（TICFE：Tauxe intérieure sur la consommation finale d'électricité）を通じて国家予算に組み込まれた。⁵³⁹2022年1月1日以降、この税金は財政総局のサービスによって徴収され、国家予算に送金されるが、申告と支払いの頻度は供給業者の電力消費量または供給量によって異なる。年間40テラワット時を超える供給業者には毎月の支払いが義務付けられているが、それ以下の供給業者には四半期ごとの支払いで十分である。⁵⁴⁰

TICFEとCSPEとは別に、2021年財政法第54条によると、電力消費に関連する地方税として、最終電力消費に対する部門税と最終電力消費に対する市町村税がある。電力消費に関連する税金の割合が増加するにつれて、最終電力消費に対する部門別税や最終電力消費に対する地方税などの個別の税が段階的に廃止され、統一された上限水準税に置き換えられる。部門税は2022年1月1日に、市町村税は2023年1月1日に、それぞれ電力消費税に統合された。これらの増税分は、その地域で消費される電力量に基づいて、対応する地方自治体に割り当てられる。⁵⁴¹

表 2.3-15 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	2023 年 (修正 値)	2024 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	- 1,854.5	- 4,639.3	- 2,682.6

⁵³⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019SC0001&rid=1> (2024年2月29日取得)

⁵³⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000039684024 (2024年2月29日取得)

⁵³⁸ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise-energie> (2024年2月29日取得)

⁵³⁹ <https://www.notre-environnement.gouv.fr/IMG/pdf/thc3a9ma20-255bb.pdf> P.19 (2024年2月29日取得)

⁵⁴⁰ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise-energie> (2024年2月29日取得)

⁵⁴¹ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise-energie> (2024年2月29日取得)

令和5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)

ハイメタン・インジェクション	18.6	32.8	54.6	107.7	200.5	221.9	78.7	727.3	875.8
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	2,486.0	2,457.9	2,206.1
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	659.9	-258.2	107.8
デマンド・レスポンス費用	0	0	9.4	6.7	3.0	13.1	72.0	33.0	63.0
社会的弱者対策費用	415.3	394.9	136.8	26.8	27.6	29.0	34.4	46.2	44.9
雑費用 (管理費用)	-	50.1	47.6	49.0	54.7	57.2	65.4	84.5	92.0
消費者保護特別措置	-	-	-	-	-	351.6	3,980.6	24,873.1	0.0
合計	6,796.2	6,964.3	7,145.0	8,032.9	8,715.8	6,473.2	5,522.6	23,324.6	707.1

出所) CRE、"Annexe 7 Historique des charges de service public de l'énergie"⁵⁴²に基づき作成

2016年1月のエネルギー税改革以降、TICFE/CSPEの単価は22.5ユーロ/MWhに設定された。しかし、これらのエネルギー税の値は、カテゴリーや契約電力量によって時とともに変化している。しかし、大規模電力（250Kva以上）の関税率は2023年まで22.5ユーロ/MWh⁵⁴³のままである（下表参照）。下表は、TICFE/CSPEがカバーする電力公営事業費総額の推移を示したものである。

⁵⁴² <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Decision/evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2024-et-a-la-reevaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2023>（2024年2月29日取得）

⁵⁴³ <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/fraction-percue-electricite-accise-energie>（2024年2月29日取得）

表 2.3-16 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”⁵⁴⁴に基づき作成 (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) より)

表 2.3-17 2022 年及び 2023 年の電力公共サービス賦課金

種類	統合された部門別の増加を考慮した、2022 年の通常料金 (ユーロ /MWh を超える料金の一部に適用されるインフレを除く)	地方自治体の総合的な値上げを考慮した 2023 年の通常料金 (ユーロ /MWh を超える料金の一部に適用されるインフレを除く)
家庭等(電力≤ 250 kVA)及び類似の家庭 (電力≤ 36kVA)	25.6875	32.0625
中小企業(36kVA < 電力≤ 250kVA 以下)	23.5625	25.6875
高圧事業者(電力 > 250kVA)	22.5	22.5

出所) エコロジー移行・国土結束省、“Fiscalité des énergies”⁵⁴⁵に基づき作成

一方、エネルギー価格の高騰への緊急対応として、電力消費税 (旧 TICFE/CSPE) はエネルギー価格の変動に対応した変更を行った。契約電力が 36kVA を超える場合は 0.05 ユーロ/kWh、36kVA 以下は 0.10 ユーロ/kWh の軽減税率が適用された。2024 年 2 月 1 日以降、財政法に則り全価格が値上げされる。消費税率は法律で定められており、活動内容と供給電力に基づいて決定される。⁵⁴⁶

表 2.3-18 2023 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(€/kWh) 2023/2/1～	料金(€/kWh) 2024/2/1～
家庭等	非経済活動	250kVA 以下	0.1	2.1

⁵⁴⁴ <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> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁵⁴⁵ <https://www.ecologie.gouv.fr/fiscalite-des-energies> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁵⁴⁶ <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-des-taxes-et-contributions-appliquees-sur-l-electricite-au-1er-fevrier-2024> (2024 年 2 月 29 日取得)

	経済活動	36kVA 以下		
中小企業	経済活動	36kVA 以上 250kVA 以下	0.05	2.05
高圧事業者	全て	250kVA 以上	0.05	0.05

出所) EDF、“Evolution de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) au 1er février 2024⁵⁴⁷”に基づき作成

(6) 支援制度における価格設定に加味されるコスト構造^{547,548}

フランスでは太陽光パネルを使用してエネルギーを生産するためのコストを計算する目的で LCOE(均等化発電原価)が使用される。パネルの設置にかかるコスト、毎年の運転費にいくらかかるかなど、すべてのコストを合算する。また、数年にわたるエネルギーの生産量も考慮される。異なる地域では、太陽光の量がパネルの効率に影響すると仮定され、平均的に南部地域でのパネルはより多くの日光を受けるため、効率が高くなる。この平均効率を使用して、パネルが毎年どれだけのエネルギーを生産するか推測する。同時にパネルは毎年わずかに効率が低下する可能性があるとは仮定されている。

LCOE を計算するための式に含まれる要素は以下の通りである:

- N：発電年数
- LCOEN：N 年間の LCOE (€/MWh)
- CAPEX：年 0 の初期投資額 (€)
- OPEX：年 1 (全年数) の運転費用 (€)
- ITVa：年 1 (全年数) の税金等支払い (€)
- E：年 1 に生産されたエネルギー (MWh)
- t：割引率 (加重平均コスト (WACC) を用いて計算される)

【太陽光発電コスト構造 (CAPEX)】⁵⁴⁹

エネルギー規制委員会 Commission de régulation de l'énergie (CRE) から発行されたレポートに基づき、フランス本土における入札公募の枠組みの中で考慮された中型及び大型の太陽光発電設備のコストの概要を下記で示す。

注)レポートは 2019 年に発行されている。各内訳はサンプル全体の平均値であり特定のコスト項目の比重は設置設備の種類や規模によって大きく異なる可能性がある。

⁵⁴⁷ <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr> (2024 年 3 月 5 日取得)

⁵⁴⁸ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale> (2024 年 3 月 5 日取得)

⁵⁴⁹ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale> P.18, 19 (2024 年 3 月 5 日取得)

CAPEX 内訳定義

- その他：プロジェクト固有の費用。
- 財務及び法的関連費：「プロジェクトの実施に関する追加コスト」に該当し、法的コンサルティング、財務アドバイザー、許可、行政手数料など、法的及び財務に関連する経費。
- エンジニアリング及び開発費：設計事務所、開発計画、エンジニアリングサービス、実現可能性調査、及びプロジェクトに必要なその他の準備作業に関連する経費
- 構造物費：太陽光モジュールをサポートする構造物を購入するための費用を指す。インストールタイプによってコストが異なる。
- その他の電気及び設備費：ジャンクションボックス、ケーブルなどの追加電気部品の購入及び電気設備の構成要素のインストールする費用等を指す。
- インバーター費：インバーターに係る費用を指す。インバーターは設備容量のサイズとタイプによって変動する。
- パネル（モジュール）費：パネル（モジュール）に関連する費用を指す。特に大規模な設備では固定コストが限りなく小さくなるため、太陽光モジュールのコストが CAPEX の重要な部分を占める。
- 接続費：発電設備を電気ネットワークに接続するための費用を指す。設備とネットワークの距離や、ネットワークの状態に影響を受ける。

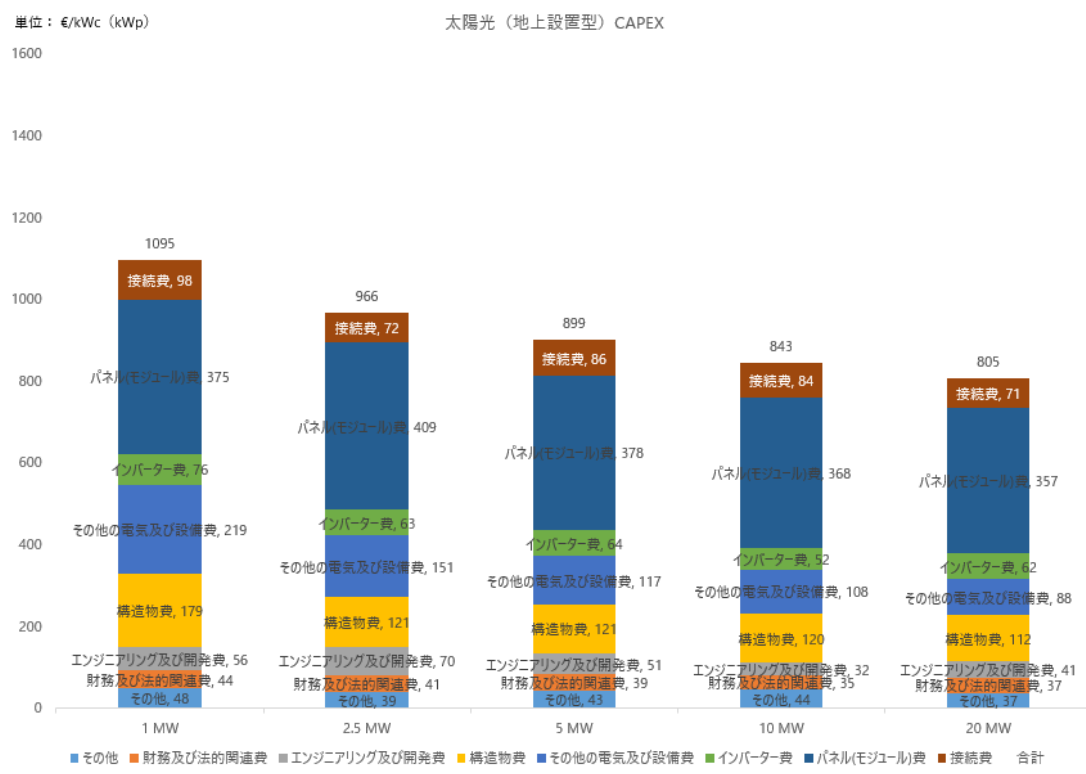


図 2.3-5 太陽光（地上設置型）CAPEX

令和5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)

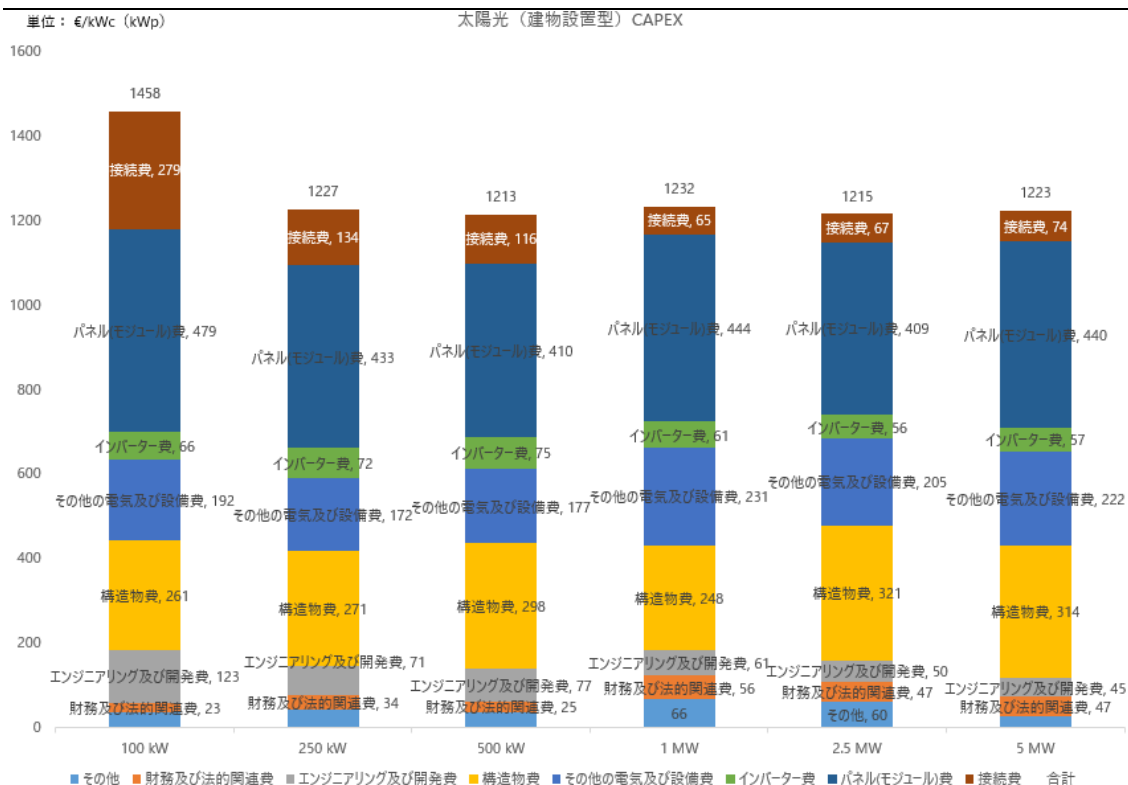


図 2.3-6 太陽光（建物設置型）CAPEX

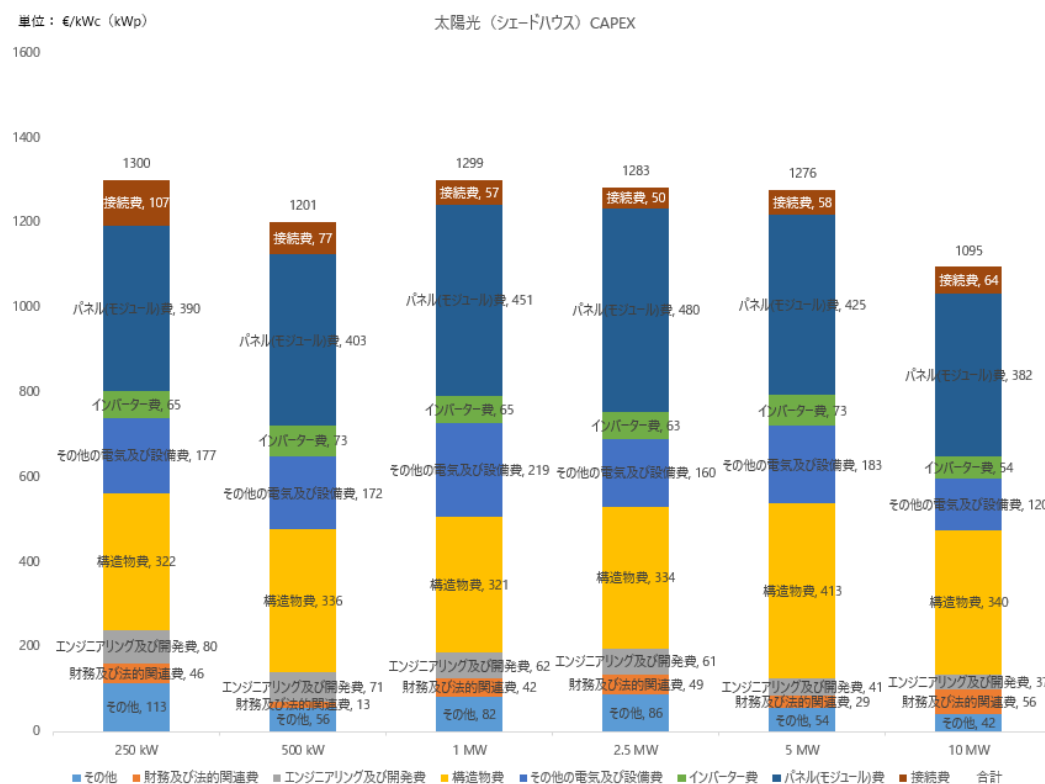


図 2.3-7 太陽光（シェードハウス）CAPEX

注) シードハウス：ビニールハウスの形態で屋根部分に太陽光発電パネルが設置されたもの、もしくは併設されたもの

出所) CRE、"Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en metropole continentale"⁵⁵⁰に基づき作成

【太陽光発電コスト構造（OPEX）】⁵⁵¹

エネルギー規制委員会 Commission de régulation de l'énergie（CRE）から発行されたレポートに基づき、フランス本土における入札公募の枠組みの中で考慮された中型及び大型の太陽光発電設備のコストの概要を下記で示す。

注) レポートは 2019 年に発行されている。OPEX は年間運用費用を指し、税金や関連費用も含まれる。

OPEX 内訳定義

- IFER（ネットワーク事業者に対する定額課税：Flat-Rate Tax on Network Companies）：この税金は、100kWp 以上の太陽光発電設備に適用される。
- その他：一般的なカテゴリーに分類される不特定の費用である。
- 管理費：太陽光発電設備の管理に関連する費用である。固定費も含まれるが、設備の規模や事業会社が管理する設備のポートフォリオによって変動する。
- 販売費：発電した電力を販売するための費用を指す。追加報酬契約の対象となる発電設備の売電費用などが含まれる。
- 賃貸費：事業者が所有者でない場合に、土地（地上設置の場合）または屋根（建物設置の場合）を賃貸するために支払う賃料を指す。
- 保証費(保険費)：民事賠償責任、物的損害、営業損失など様々な保険費用が含まれる。
- O&M（運用・保守）費：太陽光発電設備を維持するための主な支出項目である。これには、メンテナンス、維持管理、予備部品の購入のために現場で働く人員に関連する費用が含まれる。

⁵⁵⁰ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale> P.18,19 （2024 年 3 月 5 日取得）

⁵⁵¹ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale> P.28,30,31 （2024 年 3 月 5 日取得）

令和5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)

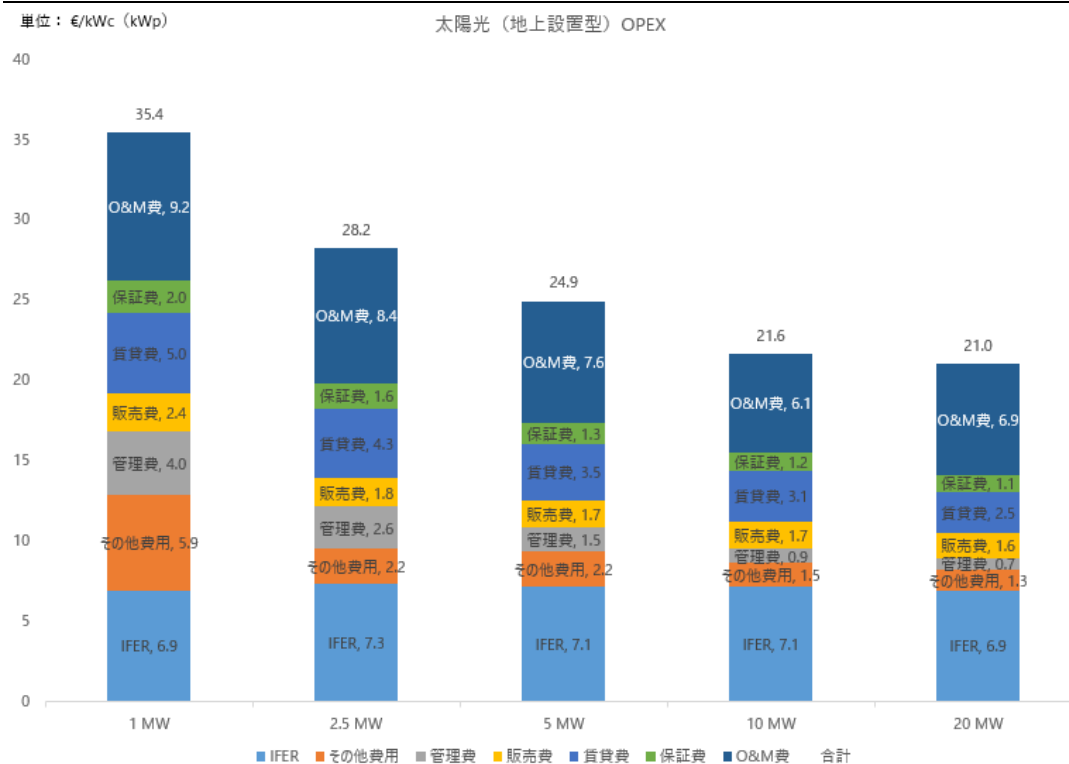


図 2.3-8 太陽光（地上設置型）OPEX

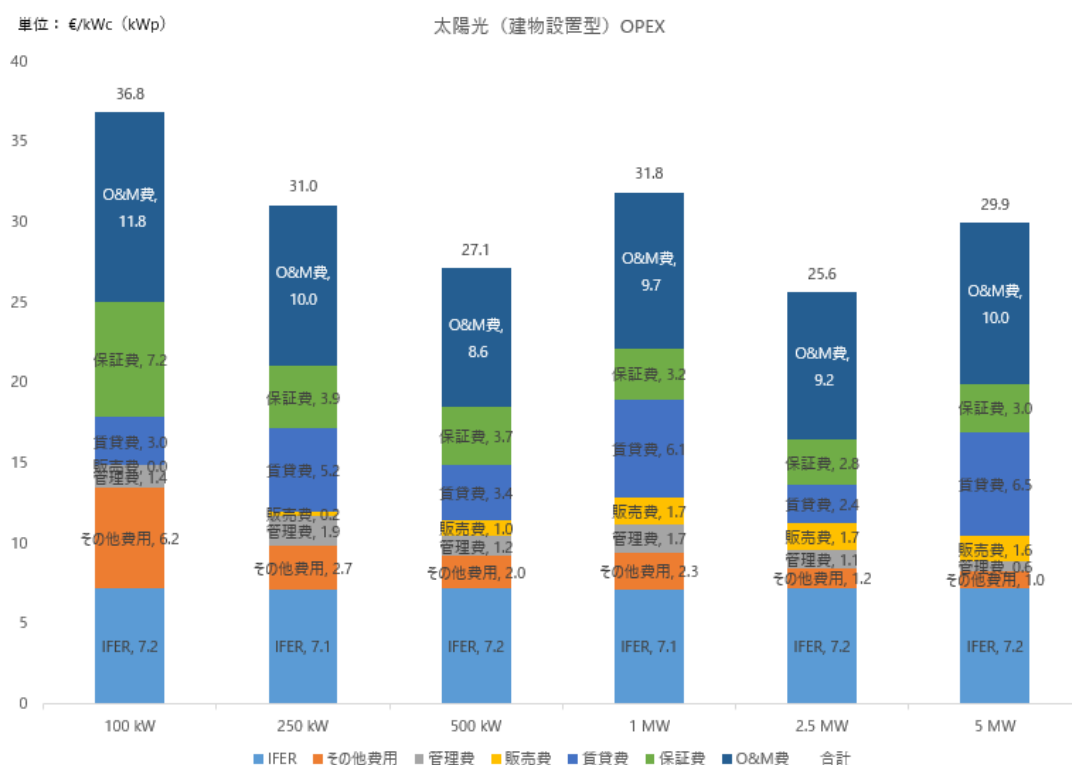


図 2.3-9 太陽光（建物設置型）OPEX

令和5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)

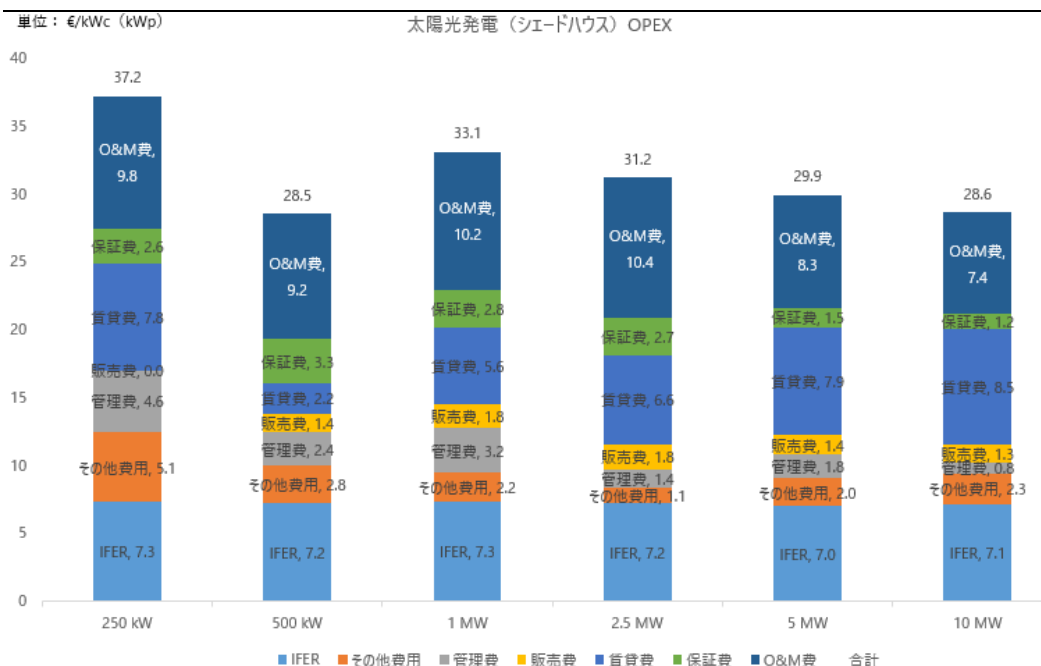


図 2.3-10 太陽光（シェードハウス）OPEX

出所）CRE、“Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en metropole continentale”⁵⁵²に基づき作成

【水力発電コスト構造（CAPEX&OPEX）】⁵⁵³

エネルギー規制委員会 Commission de régulation de l'énergie（CRE）から発行されたレポートに基づき、水力発電設備のコストの概要を下記で示す。

注）レポートは2020年に発行されている。下記の図では水力発電におけるCAPEXとOPEXの内訳を示す。OPEXに関しては、少なくとも3年間の稼働が観測された41の新設・改修設備のサンプルに基づいて算出されている。当該レポートに定義の内訳の記載がなかったため、割愛している。

⁵⁵² <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale> P.30, 31 （2024年3月5日取得）

⁵⁵³ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilites-de-la-petite-hydroelectricite-en-metropole-continentale> P.20, 22, 24 （2024年3月5日取得）

令和5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)

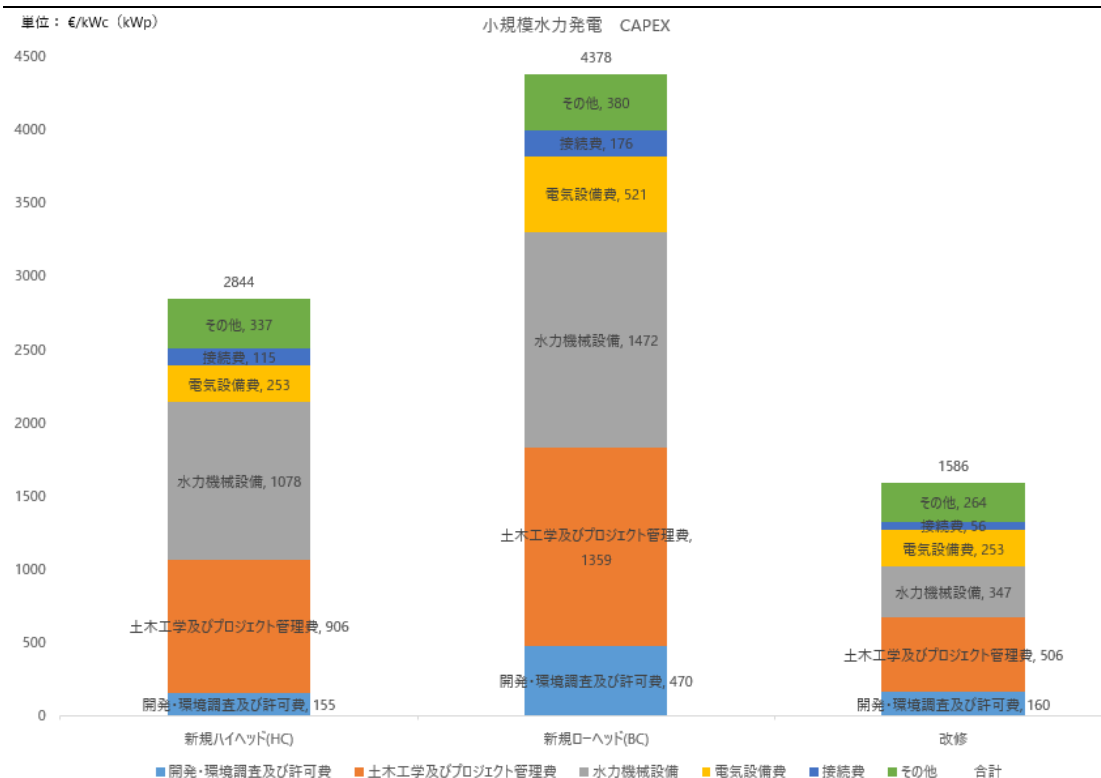


図 2.3-11 小規模水力発電 CAPEX

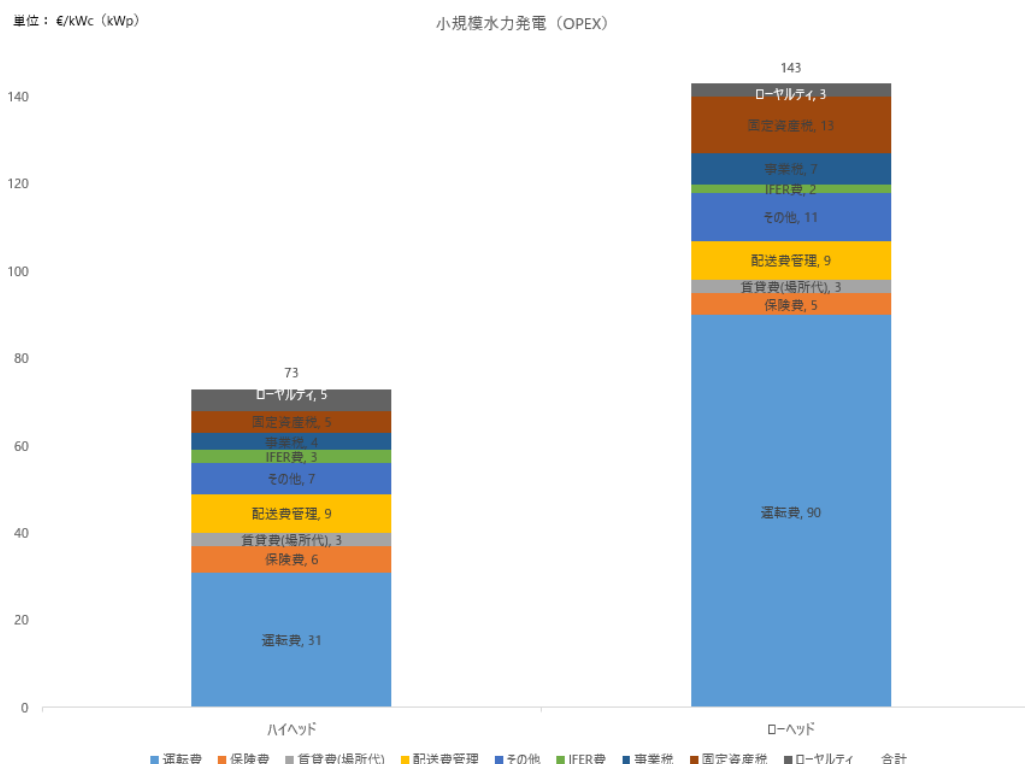


図 2.3-12 小規模水力発電 OPEX

注) ハイヘッド：揚程（ポンプによる引き揚げ）が高い水力発電設備

ローヘッド：揚程が低い水力発電設備

出所) CRE、"Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale"⁵⁵⁴に基づき作成

【バイオメタン（メタンガス）設備コスト構造（CAPEX & OPEX）】⁵⁵⁵

エネルギー規制委員会 Commission de régulation de l'énergie（CRE）から発行されたレポートに基づき、バイオメタン（メタンガス）設備のコストの概要を下記で示す。

注）レポートは2018年に発行されている。下記は水力発電におけるCAPEXとOPEXの内訳を示す。当該レポートに定義の内訳の記載がなかったため、割愛している。

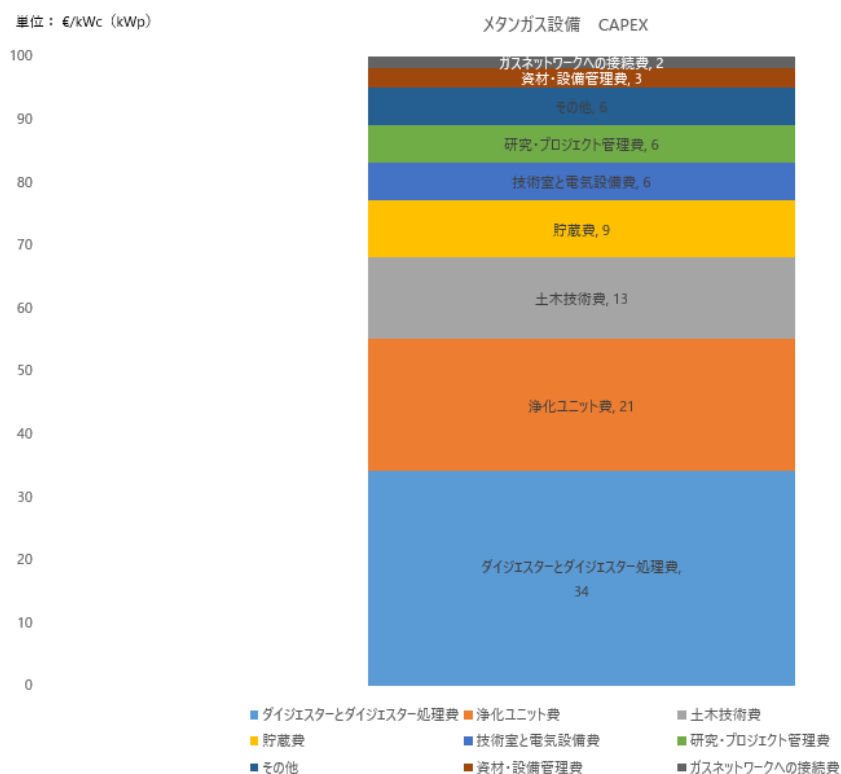


図 2.3-13 バイオメタン（メタンガス）設備 CAPEX

⁵⁵⁴ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilites-de-la-petite-hydroelectricite-en-metropole-continentale> P.20, 24 （2024年3月5日取得）

⁵⁵⁵ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane> P.11,12 （2024年3月5日取得）

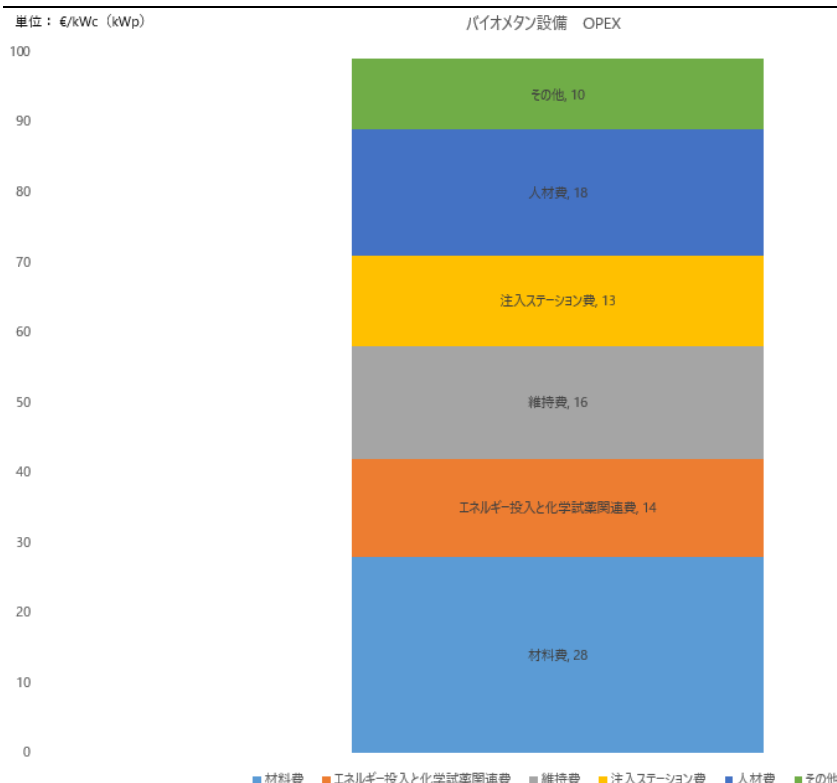


図 2.3-14 バイオメタン（メタンガス）設備 OPEX

出所) CRE、"BILAN TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMETHANE"⁵⁵⁶に基づき作成

2.3.3 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) 制度概要

フランス政府は発電事業者に長期にわたる安定した収入源を保証する CfD 制度を促進している。一方で、2019 年に導入された PPA については他の欧州諸国と比べて導入率が低い。⁵⁵⁷ フランスのエネルギー規制委員会は、2023 年に PPA 締結者にアンケートを送付し、下記の目的からデータ収集をおこなっている。⁵⁵⁸

- 1) PPA 市場の適切な機能を確保するために、契約条件の深い理解を通じて将来の法律や規制の規定を定義し、価格構造や共同請負業者間のリスク分散などを考慮する支援を行う。
- 2) 支援制度の適切な規模を決定するため、公的当局が法的に認められた「混合」入札を開始する可能性を検討し、CRE が助言を行う。

⁵⁵⁶ <https://www.cre.fr/documents/Publications/Rapports-thematiques/bilan-technique-et-economique-des-installations-de-production-de-biomethane> P.11,12 (2024 年 3 月 5 日取得)

⁵⁵⁷ <https://www.cre.fr/actualites/developpement-des-contrats-de-type-ppa> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁵⁸ <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-adresse-un-questionnaire-a-destination-des-signataires-de-contrats-de-vente-directe-a-long-terme-d-electricite-d-origine-renouvelable-power> (2024 年 2 月 27 日取得)

- 3) 評価方法に関係なく、再生可能電力生産施設の開発とコストの推移に関する CRE の監視を改善することで、フランスにおける再生可能エネルギーの生産に関する情報を一般的に向上させる。

【混合入札のコンセプトの紹介⁵⁵⁹⁾】

再生可能エネルギー生産加速法は「混合入札」と呼ばれる入札において、PPA と CfD の二重利用を可能にする。この二重入札制度は、すでに CfD 契約による公的支援を受けている再生可能エネルギー発電事業者が、この支援に加えて、PPA を通じた電力の一部を販売できるようになる可能性を示唆している。

【エネルギー源別 FIT 以外の支援メカニズム】

下記では、エネルギー源別の FIT 制度以外の支援メカニズムを紹介する。

表 2.3-19 フランスにおける FIT 以外の各種支援体制

対象エネルギー	支援メカニズム
洋上風力発電	-商業用風力発電プロジェクトには CfD が採用されている。 -フランスの入札では、主なプロジェクト・コスト構成要素のインフレに合わせて電力購入契約（PPA）価格を調整するための指数連動条項が含まれている。 -試験的な浮体式風力発電所は、補助金と払い戻し可能な前払い金による未来投資プログラム（PIA）を通じて、公的資金による支援を受ける資格も付与されている。
陸上風力発電	-風力タービンが 6 基以下、ユニット容量が 3MW までは CfD が適用される。 -入札では、主要なプロジェクト・コスト構成要素のインフレを調整するため、PPA 価格に指数連動条項を設けている。
太陽光発電	-小規模設備 500kWp は FIT が引き続き適用されるが、大規模プロジェクト（地上設置型、屋上設置型、天蓋設置型、自家消費型）については、CfD により、年間を通じて複数の入札期間を設けて入札を行う。

出所）フランス政府、“Investing in decarbonisation infrastructure in France”⁵⁶⁰⁾に基づき作成

(2) FIP への統合

【2015 年⁵⁶¹⁾】

2015 年 7 月 22 日、フランス議会でエネルギー移行法が採択され、その後 2015 年 8 月 18 日に公表され

⁵⁵⁹⁾

https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000046329719/?detailType=EXPOSE_MOTIFS&detailId=
(2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁶⁰⁾ https://www.economie.gouv.fr/files/files/2023/DP_Paris_deep_decarbonisation_EN.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁶¹⁾ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Energy%20Transition%20for%20Green%20Growth%20Act%20in%20action%20-%20Regions%2C%20citizens%2C%20business%20%28%2032%20pages%20-%20juillet%202016%20-%20Versions%20anglaise%29.pdf> P.26, 27 (2024 年 2 月 27 日取得)

た。エネルギー移行法は、特に太陽光発電所に関して、既存の支援メカニズムである FIT を段階的に置き換えることを規定し、FIT を CfD に置き換えるための新たな入札メカニズムを導入した。

【2016 年】

その結果、フランス政府は FIT から CfD への置き換えを加速させることを決定した。2016 年 12 月 13 日付けで、2016 年の CfD 規則を構成する大臣令⁵⁶²が発表され、PPA 申請や施行状況に基づいて CfD の対象が決定された。

2016 年、フランスのエネルギー法典は、2016 年 5 月 27 日付政令 2016-682 号⁵⁶³（電力買取義務と市場ベースのプレミアムについて）及び 2016 年 5 月 28 日付政令 2016-691 号⁵⁶⁴（支援制度の恩恵を受けることができるプラントのリストと特徴を定義する）を通じて改正された。したがって、この政令によって、FIT 制度は部分的に CfD メカニズムに取って代われ、入札とオークションによってプレミアム価格が決定されることになった。また、500kW までの発電所には FIT を受ける資格が引き続き提供された。

【2017 年】

2017 年 4 月 28 日付の新政令 2017-676 号⁵⁶⁵により、陸上風力発電に対する現行の支援スキームが変更された。市場ベースプレミアムの恩恵を受ける権利を制限するため、より厳しい基準が設けられた。例えば、風力発電に関しては、発電設備が 6 基以下であり、3MW を超える発電設備がない風力発電所のみが、市場ベースのプレミアムを享受できるようになった。発電機 7 台以上の風力発電所については、競争入札を経て初めて補助金が交付されることとなり、CfD は 20 年間の契約期限が設けられた。

【2019～2020 年⁵⁶⁶】

複数年エネルギー計画（PPE）は、2030 年までにすべての再生可能エネルギー分野で達成すべき、より野心的な新目標を設定し、バイオガスとバイオメタン設備のための新しい入札とオークション・プロセスを導入した。洋上風力発電所については、2019 年から 2024 年までの競争入札と入札公募のスケジュールと日程が詳細に示されている。

⁵⁶² <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000033585289> （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁶³ https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000032591142?init=true&page=1&query=2016-682&searchField=ALL&tab_selection=all （2024 年 3 月 8 日取得）

⁵⁶⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000032592588?init=true&page=1&query=2016-691&searchField=ALL&tab_selection=all （2024 年 3 月 8 日取得）

⁵⁶⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000034517272> （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁶⁶ https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ppe_-english_executive_summary_for_public_consultation.pdf P.22, 26 （2024 年 2 月 27 日取得）

(3) 計画値同値同量の義務達成に向けた取り組み

【フランスのバランシング・メカニズム・モデル^{567,568}】

国内の送電事業者である RTE (Réseau de Transport d'Électricité) が管理するフランスの電力バランシング市場は、電力システムの周波数安定性を維持するための最終チェックポイントとして機能している。バランシング市場は、送電網に投入される電力と送電網から引き出される電力の間の継続的な均衡を確保し、技術的制約と送電網の流れに対処する。

フランスのバランシング・モデルは、バランス責任当事者 (BRP) にポートフォリオを最適化する権限を与え、送電系統事業者 (TSO) がシステム・バランシングのために十分な情報を得た上で意思決定できるようにするという原則の上に成り立っている。

- バランス責任当事者 (BRP)

- ① フランスの電力市場は、バランス責任当事者という概念が採用されている。バランス責任者は、電力需給のバランスを保証し、インバランスに対する金銭的責任を負う。フランスのバランシングモデルは、発電ユニットまたは需要応答設備の分散型派遣に基づいている。
- ② バランス責任者制度により、消費者、生産者、供給者、取引業者は、数年先からほぼリアルタイムまでの時間枠で、電力市場におけるあらゆる種類の取引を行うことができる。このシステムが提供する柔軟性により、市場参加者は不確実性に対応することができる。各バランス責任者は、活動ポートフォリオを作成し、そのポートフォリオ内の発電と消費の間の不均衡から生じるコストを、事後的に決済する。ポートフォリオ内のバランスを維持することに経済的なインセンティブがあり、そのことによってフランスの電力システムのバランスに寄与する。

BRP はインバランスに対して金銭的な責任を負い、インバランス価格を通じてインセンティブを受ける。また、BRP は発電と消費の分散型ディスパッチを扱う。リアルタイムでは、RTE が電力システムを集中管理し、予測分析や市場関係者からのデータに基づいて意思決定を行う。RTE は、ダイナミック・システムを利用して必要な容量のサイジングを行い、マージンとリスクを継続的に監視している。齟齬が生じた場合は、バランシング市場で特別措置が実施され、日中前倒しで最小限の予備を調達してシステムの信頼性を確保する。

2021 年には 200 の BRP が活動し、それぞれがプラスまたはマイナスのインバランスを有していた。75 のバランス・サービス・プロバイダー (BSP) には、義務生産者、再生可能エネルギー生産者、需要側の柔軟性や再生可能エネルギーを管理するアグリゲーターが含まれる。

またフランスは、エネルギー自立を確保するために、2017 年 1 月 1 日から容量市場を導入した。これは、エ

⁵⁶⁷ https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/Mecanisme%20d'ajustement/RTE%20Balancing%20Report%202022_vf.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁶⁸ <https://www.rte-france.com/en/uninterrupted-flow-current/balancing-supply-and-demand> (2024 年 2 月 27 日取得)

エネルギー消費のニーズを満たすことに基づいて証明書の購入または販売を通じて、特にピーク時間帯の需要管理を促進することを目的としている。⁵⁶⁹

【バランシング事例：TERRE (Trans-European Replacement Reserve Exchange) 及び RTE の役割】

TERRE プロジェクトは、欧州の電力バランス市場を効率化するための取り組みである。具体的には、代替予備のバランスエネルギーを交換する仕組みを整備している。このプロジェクトでは、欧州のさまざまな国や地域の電力網運営者（TSO）が協力して、バランスエネルギーを効果的に活用できるようにしており、具体的には、電力網の安定のためにバランシングエネルギーを、国や地域を超えて効率的に取引できるようにしている。これにより、欧州全体で電力網の安定性を高め、再生可能エネルギーの利用を促進することが期待されている。⁵⁷⁰

RTE は、フランスの送電網上で電力のバランスを保ち、欧州電力バランスガイドラインによる変更をフランスの電力システムに適用する役割を担う。このガイドラインにより、欧州の送電網事業者は、バランシングエネルギーの共通プラットフォームを導入するための戦略を提供するよう求められている。TERRE プロジェクトは、National Grid、REE、REN、RTE、Swissgrid、TERNA の 6 つの欧州 TSO によって開始された。RET は、市場参加者をサポートし、透明性を確保するために、TERRE プロジェクトがもたらす主な変更点を説明し、技術文書や API などの詳細を提供している。また、RTE は現在、1 日 24 時間、週 7 日、TERRE の全ゲートに接続している。⁵⁷¹

(4) アグリゲーション事業⁵⁷²

【政策面】

フランスは、EU 指令 2019/944 の第 17 条を国内規制、具体的には エネルギー法典（Code de l'énergie）に移管することで、デマンドレスポンス（DR）の規制枠組みを確立するための重要な措置を講じた。以下は、フランスにおける DR アグリゲーター市場の拡大に関する重要なポイントである⁵⁷³：

1. フランスのエネルギー法は、デマンドレスポンス（DR）と DR アグリゲーターの役割を定義している。独立した DR アグリゲーターは、2013 年以降、電力供給者の同意なしに、電力需要家と協力することが認められている。
2. フランスのエネルギー法は、容量義務メカニズムを通じて、市場参加者に需要側管理能力の開発を奨励する。供給者は、国内需要のピーク時に全需要家の消費を賄うのに十分な容量保証を得ることが義務付けられている。
3. DR は、容量市場やエネルギー市場（前日市場、日中市場、バランシング市場、FCR（Frequency Containment Reserve）、混雑管理）など、さまざまな電力市場への参加が認められている。

⁵⁶⁹ https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/20180901_RTE_Capacity_Market_Impact_Assessment_Executive_summary.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁷⁰ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/#terre-members （2024 年 3 月 13 日取得）

⁵⁷¹ <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/terre.html> （2024 年 3 月 13 日取得）

⁵⁷² <https://www.annex67.org/media/1568/aggregation-potential-related-to-business-models.pdf> （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁷³ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.41-42 （2024 年 2 月 27 日取得）

4. DR の具体的な支援メカニズムは、毎年の DR 入札を通じて確立されている。容量ベースの DR メカニズムでは、特定の期間に利用可能な電力に対して報酬が支払われる。報酬は、年間利用可能容量ユーロ/MW に対応する固定プレミアムとして提供される。
5. フランスの配電系統事業者 (DSO) は、配電レベルでの混雑管理のために DR 資源を契約することができる。
6. 十分なプール容量を持つ住宅用 DR アグリゲーターは、卸売市場、バランシング・プラットフォーム、アンシラリーリザーブにアクセスできる。
7. DR アグリゲーター (またはエンドユーザー) は、市場で販売された削減ボリュームに対して補償を供給者に支払わなければならない。住宅需要家は、30 分ごとに 10 分、最大 6 時間連続して DR を行い、その後 2 時間は DR を行わない。

【ビジネスモデル面】

ビジネスモデルの事例として、フランスのアグリゲーション企業を 2 社紹介する。

- 事例 1 : Agregio Solutions “バーチャルパワープラント”⁵⁷⁴

Agregio Solutions のバーチャルパワープラント (VPP) は、分散型の生産と消費の柔軟性を含むフランス全土の様々なエネルギー資産を戦略的に集約し、電力市場、グリーン電力証書、容量保証、デマンドレスポンス、アンシラリーサービスへのアクセスを可能にしている。

年中無休で稼働する Agregio Solutions の VPP は、顧客の資産を接続してモデル化し、リアルタイムのデータ分析と代替戦略を提供する。VPP は、電力市場で発電と消費のバランスをとり、系統・オペレーターと通信し、プログラミング、バランシング、リザーブ・アクションを行う。

また StorBox という安全性を最重視して設計されたハイエンドのバッテリー蓄電システムを提供している。ハードウェアとソフトウェアの専門知識を組み合わせ、独自のエネルギー管理システム (EMS) によるシームレスな制御を特徴としている。

- 事例 2 : Energy Pool “Revolutionizing Energy Management”⁵⁷⁵

Energy Pool 社は 2009 年以来、デマンドレスポンスのパイオニアとして、DERMS (分散型エネルギー資源管理システム) プラットフォームを開発してきた。グローバルなエネルギー・パフォーマンス監査を実施し、マス・エネルギーバランス・データ、フロー分析、オンサイト発電の最適化に関する多角的な洞察を提供している。供給契約管理、財務専門知識、柔軟性の可能性と価値の評価に関するアドバイスもサービスの一部となっている。同社は、市場モニタリング、予測、エネルギー調達仲介のためのデータ分析ツールを開発し、市場要件に適合したデマンドレスポンス管理システムを保有する。このシステムにより入札管理、マルチサイト運用、リアルタイム監視とデータ保存のためのスマートメーターと自動化ソリューションが可能となっている。

⁵⁷⁴ <https://www.agregio-solutions.com/en/virtual-power-plant/> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁷⁵ <https://www.energy-pool.eu/en/> Refer to About us and Services section. (2024 年 2 月 27 日取得)

【事業拡大の阻害要因】

事業拡大の阻害要因として下記が挙げられる。

表 2.3-20 アグリゲーション事業拡大における阻害要因

阻害要因	詳細
金銭的補償	DR アグリゲーターにとって、抑制された電力量に対する供給者へ的高額な補償は、経済的な障害となっている。これは抑止力として機能し、経済的な実行可能性と DR プログラムへの参加を減少させる。
住宅用容量の制限	住宅用エンドユーザーは、利用可能な容量の 3 分の 1 しか供給できない。このため、市場規模が制限され、特に住宅用参加者による DR のスケーラビリティとインパクトが低下する。
規制・政策環境	概ね良好だが、事前資格要件など特定の側面が課題となっている。したがって、積極的な制度的支援が特定の規制障壁によって妨げられ、DR の可能性の実現に影響を及ぼしている。
計測の課題	スマートメーターの普及に関連すると思われる計測の課題が、正確な DR の実施を妨げている。不十分な測定は、DR の正確な管理を制限し、信頼性とプログラムの魅力を低下させる。

出所) European Commission, "Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators"⁵⁷⁶に基づき作成

2.3.4 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⁵⁷⁷及び R.314-14 条⁵⁷⁸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。

(2) 物価変動要素

2021 年 10 月 6 日付アレテ（省令）に基に、500 kW 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。

⁵⁷⁶ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.42 （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁷⁷

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000044529999?init=true&page=1&query=energie+R311-27-6&searchField=ALL&tab_selection=all （2024 年 2 月 28 日取得）

⁵⁷⁸ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000044530051 （2024 年 2 月 28 日取得）

$$L = 0,8 + 0,1 \cdot \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,1 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

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

図 2.3-15 建物設置型太陽光発電の買取価格の物価連動計算式

出所) 2021 年 10 月 6 日付アレテ 第 9 条⁵⁷⁹⁾に基づき作成(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）より)

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。

(3) 逡減率の適用

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逡減する仕組みが導入されている。逡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 2.3-21 設備容量 100～500kW の建物設置型太陽光発電の買取価格の逡減率計算式

直近四半期に系統連系した設備の累積定格出力	適用逡減率計算式（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

注) PDCR は、暦四半期（3 カ月）の間に完全な接続要求がなされたタリフまたはプレミアムの恩恵を希望する設備の累積ピーク電力を指す。

⁵⁷⁹⁾ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> （2024 年 2 月 28 日取得）

出所) 2021年10月6日付アレテ 附属書1⁵⁸⁰に基づき作成(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) より)

(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、入札時の下限価格があらかじめ設定されている。太陽光発電に関して、地上設置型の上限価格は第3期より、建物・屋根設置型に関しては第4期より公表されていない。

(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 2.3-22 地上設置型太陽光発電入札の評価基準

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

出所) 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 »"⁵⁸¹に基づき作成

表 2.3-23 建物・屋根設置型太陽光発電入札の評価基準

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

⁵⁸⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060> (2024年2月28日取得)

⁵⁸¹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-pv-sol-cahier-des-charges-10-11-2023> P.28
(2024年3月13日取得)

出所) 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 agrivoltaïques, hangars, ombrières et Ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc »"⁵⁸²に基づき作成

(6) その他競争力強化に向けた取引、投資、契約、ガイドライン等

【再生可能エネルギー加速法案⁵⁸³】

フランス政府は 2023 年 3 月、PPA の法的枠組みに関する新たな規定を盛り込んだ再生可能エネルギー加速法を公布した。同法第 83 条によって、集团的自家消費者、地方自治体等を含む様々な事業者が、長期の PPA を締結することが可能となることが期待されている。

2.3.5 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

【気候変動対策・レジリエンス強化法⁵⁸⁴】

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⁵⁸⁵ (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。

⁵⁸² <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/ao-pv-bat-cahier-des-charges-10-11-2023> P.20
(2024 年 3 月 13 日取得)

⁵⁸³ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047294244/> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁵⁸⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁵⁸⁵ <https://www.conventioncitoyennepourleclimat.fr/> (2024 年 2 月 27 日取得)

【都市計画法⁵⁸⁶・環境法⁵⁸⁷】

個々の再生可能エネルギー施設の設置は、都市計画法（Code de l'urbanisme）と環境法（Code de l'environnement）の規制下にある。2022 年 7 月 1 日付けの政令第 2022-970 号では、屋上や駐車場に設置される太陽光発電設備は環境アセスメントの対象外となる。さらに、300kW までの太陽光発電システムについては、事前の環境アセスメントが免除され、300kWp から 1MWp までの太陽光発電システムについては、ケースバイケースで環境アセスメントが実施されるとしている。^{588,589}

環境アセスメントが必要な場合、環境法（L.123-1～L.123-18）により、"l'enquête publique" と呼ばれる公聴会が義務付けられている。この公聴会は、独立した調査委員会によって実施される。当局は公聴会の少なくとも 15 日前に市民に通知しなければならない。環境アセスメントの結果、行政当局の意見、調査委員会の委員は、当局のウェブサイト及び地方出版物に掲載される。

最低 30 日間続く公聴会では、オンライン・チャンネルを通じて一般市民から意見を募る。また、必要に応じて、調査員と市民や関係者との間で話し合いが行われることもある。調査期間終了後、調査員は収集した意見をまとめ、所轄官庁に報告書を提出する。そして、これらの意見に基づいて建設許可申請の可否が最終的に決定される。

同様に、環境法は再生可能エネルギー設備の設置前や、環境リスクアセスメントの実施中における、市民参加と議論の促進について述べている。環境法の L121-1-A 条は、プロジェクトの認可申請書の提出前、あるいは計画やプログラムの開発段階における住民参加について述べている。この条文には、公開討論、国家公開討論委員会の下での事前協議、プロジェクト所有者または計画やプログラムに責任を持つ公的機関が開始する事前協議、管轄当局または国家代表の要請による事前協議も含まれる。基本的に、L121-1-A 条は、プロジェクト開発の様々な段階における市民参加のパラメーターを概説し、意思決定プロセスにおける包括性と透明性を確保している。

(2) 再生設備の設置に係る紛争解決手続き

環境移行省は、2021 年に風力発電開発の促進のために「責任ある開発のための 10 の対策⁵⁹⁰」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。プロジェクト要件との適合性に問題が生じる可能性がある場合や実際に問題が生じた際に、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が求められている。

⁵⁸⁶ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000044221957 （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁸⁷

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000006074220/LEGISCTA000006159207/#LEGISCTA000033038425 （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁸⁸ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000046003695> （2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁸⁹ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000048388448 （2024 年 3 月 8 日取得）

⁵⁹⁰ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2021.10.05_10mesures_Eolien-3.pdf （2024 年 2 月 27 日取得）

(3) フランスにおけるエネルギー共同体の発展

【欧州政策枠組み（RED II）^{591,592}】

「すべての欧州人のためのクリーンなエネルギーパッケージ」は、再生可能エネルギーを促進し、パリ協定の目標を達成するために、再生可能エネルギー指令（RED II）を改定した。RED II は、「再生可能エネルギー共同体」を、再生可能エネルギー・プロジェクトに近接した、オープンで自発的な参加、自治、株主またはメンバーによる効果的な管理を有する法人と定義した。RED II は、上記対象を「再生可能エネルギー・コミュニティ」と定義し、地域の受容と民間資本に対する市民参加型プロジェクトの付加価値を強調した。

【グリーン成長のためのエネルギー転換法（LTECV）^{593,594}】

フランスは、2015 年にエネルギー移行法（Energy Transition Law）とグリーン成長のためのフランスエネルギー転換法（LTECV）を制定した。LTECV によって再生可能エネルギー・プロジェクトへの地元主体の資金参加に対するインセンティブを導入された。同法はまた、株式会社や協同組合がプロジェクトの資本や融資に住民や自治体を参加させるための法的条件を簡素化した。

【エネルギー・気候法（2019 年）⁵⁹⁵】

当該法律は第 40 条でエネルギー共同体を認定し、RED II の定義と一致させた。エネルギー・コミュニティは、参加型融資と参加型投資という 2 種類のモデルに基づいている。

①参加型資金調達は、プロジェクトのガバナンスにアクセスすることなく、大規模プロジェクトにクラウドファンディングを行うものである。また、②参加型投資（クラウド・エクイティ）により、市民主導のプロジェクトが可能になり、ガバナンスへの関与が促されている。フランスは、市民主導の参加型投資プロジェクトの積極的な推進と、再生可能プロジェクトの地元管理を促し、市民主導の全国エネルギー共同体連合会（Energie Partagée）も参加型投資を奨励するよう働きかけている。

【エネルギー法典（2023）】

エネルギー法典においては、下記の観点でコミュニティを基盤とした再生可能エネルギーの促進が規定されている。

- 市民エネルギーコミュニティ（CEC）

フランスのエネルギー法典によれば、市民エネルギーコミュニティ（CEC）は、再生可能エネルギー源を含む電力の生産、供給、集約、貯蔵、販売に従事することができる。また、エネルギー効率や電気自動車の充電など、

⁵⁹¹ <https://hal.science/hal-03492272/document> “Energy Policy, 2020, 147, pp.111874 - ff10.1016/j.enpol.2020.111874ff. ffhal03492272f”（2024 年 3 月 8 日取得）

⁵⁹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>（2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁹³ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039355955/> Article 39 to 55（2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁹⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000043212433/#LEGISCTA00043212514（2024 年 2 月 27 日取得）

⁵⁹⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000039356003（2024 年 2 月 27 日取得）

さまざまなエネルギーサービスを会員に提供することもできる。CEC は、非差別的に、直接またはアグリゲーションによって、関連するすべての電力市場にアクセスすることができる。⁵⁹⁶

- 集团的自家消費（CSC）

また、L.315-1～L.315-8⁵⁹⁷においては、集团的自家消費（CSC）が規定されている。入出力計量ポイントが同じ建物やアパート内にある電力供給によって1つまたは複数の発電所と最終消費者が法的に結びつくことが認められている。CSCのデフォルトの地理的範囲は、低、中圧配電網に接続された建物となっている。CSCの運用範囲は、すべての接続ポイントが低圧配電網に接続されている場合、発電設備の累積容量が3MWを超えない場合に、最も遠い消費または生産ポイント間の2kmに拡張できるとされている。また、特定の状況下では、プロジェクトサイトの孤立性、居住地の分散性、低い人口密度などを考慮した省庁の承認に基づき、地理的範囲を例外的に20kmまで拡張することができる。⁵⁹⁸

表 2.3-24 フランスにおける集团的自家消費（CSC）の概念

カテゴリー	詳細
定義	1つまたは複数の発電者と消費者を結ぶ法人内での電力供給のことを指す。
範囲	最も遠い2つの消費地または生産地間は最大20kmに設定されている。
累積容量リミット	生産設備の累積容量は3MWを超えてはならない
低圧配電網	すべての接続ポイントは低圧配電網に接続されていなければならない。
承認に向けた考慮事項	プロジェクト用地の隔離、生息地の分散、低い人口密度が考慮される。
配電システム管理・運営者(DSO)への報告	CSCを組織する法人は、配電システム事業者(DSO)に電力共有を通知する必要がある。
系統接続とスマートメーター	DSOは、ユーザーを送電網に接続し、スマートメーターの設置を保証する。
共有エネルギーの価格設定	共有エネルギーには価格をつけることができ、その場合は付加価値税が適用される。

⁵⁹⁶ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000043212439/#LEGISCTA00043212504 （2024年2月27日取得）

⁵⁹⁷

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000032939883/?anchor=LEGIARTI000043213500#LEGIARTI000043213500 （2024年3月8日取得）

⁵⁹⁸ https://energy-communities-repository.ec.europa.eu/document/download/b93765d1-da72-4924-8c22-ca45ea47f31c_en?filename=ECR_MSfiche_France_final.pdf P.7 （2024年3月8日取得）

出所) European Commission, "France OVERVIEW OF THE POLICY FRAMEWORK"⁵⁹⁹に基づき作成

- 市民と地域社会による再生可能エネルギー生産プロジェクトへの融資

L.294-1 条⁶⁰⁰では、再生可能エネルギー生産プロジェクトに携わる株式会社や協同組合が、プロジェクト周辺住民、地方自治体、再生可能エネルギー共同体などの特定のグループに株式や融資の機会を提供できる条件を概説している。再生可能エネルギー・プロジェクトに従事する企業は、その資本設立時または発展時に株式を提供することができる。この募集は、自然人、プロジェクト周辺住民、地方自治体、再生可能エネルギー共同体にも適用される。同じ個人は、再生可能エネルギー生産プロジェクトの資金調達に参加することも可能である。組合員または株主は、資本参加権の設定または売却を行おうとする場合、当該行為の 2 ヶ月前までに地元自治体及び公的自治体間協力設備の理事長に通知しなければならない。自治体または設立者は、この期間中に資本参加の申し出または購入の申し出を行う機会がある。

この法的枠組みは、再生可能エネルギー事業への住民参加と地域参画を促進し、住民、自治体、再生可能エネルギー・コミュニティがこのような取り組みに貢献し、そこから利益を得る機会を提供する。

【地域共生事例：Centrales Villageoses⁶⁰¹】

Centrales Villageoises は、主に市民、地方自治体、地元企業を株主とする地元企業である。このモデルは現在、フランスのいくつかの地域で実施されている。2010 年から 2014 年にかけて、この試みは 8 つのパイロット・サイトで試験的に実施され、いくつかの最初の太陽光発電所を開発し、資金を提供する地元市民所有の会社の設立へと段階的につながった。

⁵⁹⁹ https://energy-communities-repository.ec.europa.eu/system/files/2023-08/ECR_MSfiche_France_final.pdf P.7
(2024 年 2 月 27 日取得)

⁶⁰⁰ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000043212457/#LEGISCTA00043212471 (2024 年 2 月 27 日取得)

⁶⁰¹ <https://fedarene.org/best-practice/local-citizen-owned-energy-communities-in-france/> (2024 年 2 月 28 日取得)

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 2014/928⁶⁰²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。⁶⁰³

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。

⁶⁰² <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000029387124> （2024 年 3 月 2 日取得）

⁶⁰³ <https://www.soren.eco/missions-valeurs-soren/> （2024 年 3 月 2 日取得）

表 2.3-25 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) Soren⁶⁰⁴ウェブサイトより作成

表 2.3-26 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	Cl (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。⁶⁰⁵

(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、2022 年に回収された使用済みパネルは 3,582 トンである。このうち、地域別ではフランス首都圏で 2,863 トン、国外のフランス領で 719 トンが回収された。また、回収場所別に見ると、3,377 トンは現場で回収され、205 トンは自主的に提供された。⁶⁰⁶

⁶⁰⁴ <https://www.soren.eco/bareme-eco-participations-contributions/> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁶⁰⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000029583089 (2024 年 3 月 2 日取得)

⁶⁰⁶ https://www.soren.eco/wp-content/uploads/2023/11/RA_SOREN_2022-1-1.pdf P3 (2023 年 11 月 28 日取得)

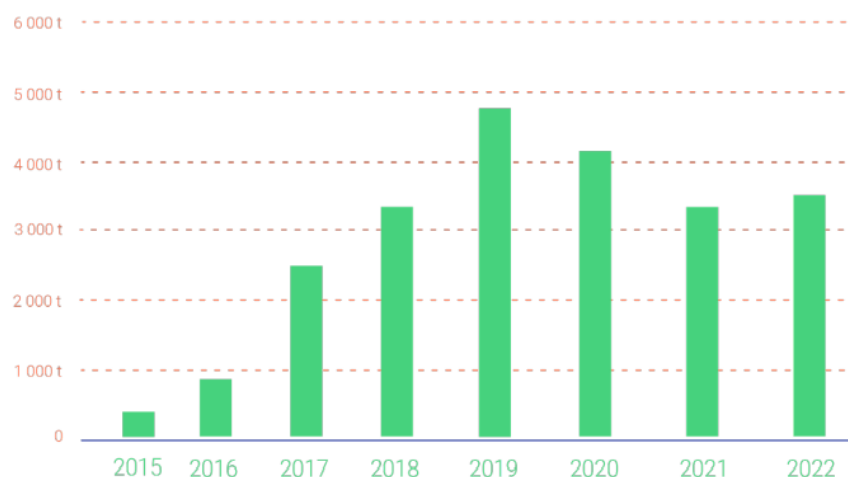


図 2.3-16 使用済み太陽光パネルの年間回収量の推移（単位：トン）
出所）Rapport d'activité 2022, SOREN

処理量については、2022 年は 5,005 トンであり、うち 84%にあたる 4,210 トンがリサイクルされ、609 トンは廃棄、186 トンはエネルギー利用されている。⁶⁰⁷

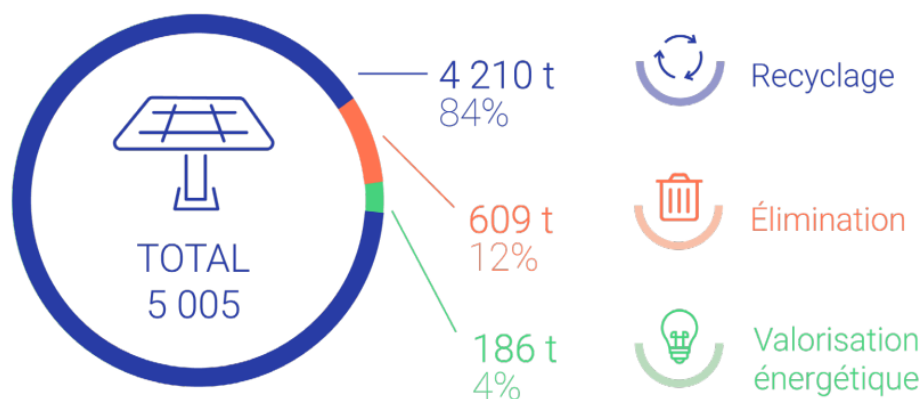


図 2.3-17 2022 年の使用済み太陽光パネルの処理量（単位：トン）
出所）Rapport d'activité 2022, SOREN

⁶⁰⁷ https://www.soren.eco/wp-content/uploads/2023/11/RA_SOREN_2022-1-1.pdf（2023 年 11 月 28 日取得）

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、ROSI⁶⁰⁸、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。単結晶太陽光パネルをリサイクルするには、破碎と剥離という 2 つの処理方法がある。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、従来の粉碎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。⁶⁰⁹

単結晶シリコンをベースとし、アルミフレームを使用した太陽電池モジュールの平均回収率は 94% である。⁶¹⁰

C) リサイクルの方法・リサイクル後の用途

単結晶パネル技術は、現在最も広く使用されている技術であり、その頑丈さと性能から、フランスで設置されているパネルの約 80% を占めている。⁶¹¹

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。

- ① 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
- ② 機械により研磨・切断処理
- ③ ふるいにかけて素材（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
- ④ 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。

⁶⁰⁸ <https://www.rosi-solar.com/rosi-is-selected-by-soren-to-recycle-photovoltaic-modules-in-france/> （2024 年 3 月 2 日取得）

⁶⁰⁹ <https://www.soren.eco/ils-parlent-de-nous/soren-et-envie-2e-inaugurent-un-site-de-recyclage-de-panneaux-photovoltaiques-en-gironde/> （2024 年 3 月 2 日取得）

⁶¹⁰ <https://www.soren.eco/re-traitement-panneaux-solaires-photovoltaiques/> （2023 年 11 月 28 日取得）

⁶¹¹ <https://www.soren.eco/re-traitement-panneaux-solaires-photovoltaiques/> （2023 年 11 月 28 日取得）

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⁶¹²。

D) 太陽光発電設備の製造過程におけるリサイクル及び廃棄への取り組み

フランスにおける再エネ系プロジェクトのエキスパートへのヒアリングによると、ソーラーパネルの製造における主な部品は銀、ガラス、アルミニウムである。ガラスとアルミニウムはリサイクルが比較的容易で、ガラスはほぼ 100%、アルミニウムは約 80~90%とフランスではリサイクル率が高い。シリコンについては、リサイクルのために非常にコストがかかるため、約 98%のメーカーが新たなシリコンを使用してソーラーパネルを製造している。また、鉛も金属製錬に問題があるため、リサイクルが難しい。このため、シリコンも鉛も一般的にはリサイクルされていない。また、ソーラーパネルは最大 85%リサイクル材料を使用して作ることができるが、正確な使用割合は企業によって異なる。

フランスでは、太陽光発電事業や産業から出る廃棄物の処理について厳しい規制がある。廃棄物は適切に分類され、文書化する必要があり、種類ごとに特有の処理が必要となる。太陽光発電所を解体する際には、その所有者が廃棄物処理業者に対する入札手続きを開始する。これにより、コングロマリットである Veolia 社のような企業が廃棄物の収集と処理のために入札を行う。これらの企業は、環境規制や倫理基準を遵守しているかが監査される。選定プロセスでは、提示された価格だけでなく、廃棄物管理に対する企業の取り組みや、人々や環境への対応も考慮される。フランス環境省は、解体が規制に従って行われるよう、これらの業務を綿密に監督している。

また、発電所の所有者が破産し、入札を行う資金がない場合、より大きな発電所の所有者に買い取られる可能性がある。この場合、新たな所有者が解体作業に責任を持つことになる。一方、旧所有者は、売却資金を元手に新たな発電所を建設することができる。

(3) 中国メーカーパネルの取り扱い

フランスにおける再エネ系プロジェクトのエキスパートへのヒアリングによると、フランスでは、中国からソーラーパネルを輸入する場合、欧州の基準に従うこと、すなわちセキュリティ、性能、安全性に関して CE マーキングを実施することが義務付けられている。メーカーは、自社のパネルがこれらの基準を満たしていることを確認し、フランス市場に参入するために必要な費用を支払わなければならない。現在、中国のソーラーパネルメーカーであれば、フランスで製品を販売することができるが、一方でフランス企業の間では、児童労働の禁止や環境に配慮した生産など、倫理的な慣行を確保するために中国メーカーを監査する傾向が強まっている。

ソーラーパネルの輸入にはさまざまなレベルの追跡調査がある。企業レベルでは、適切な供給を保証するために、中国で製造されたパネルのシリアル番号とフランスで受け取ったパネルのシリアル番号を照合する監査が行われる。さらに、中国からフランスへの輸入品の申告を義務付ける規制があり、フランスの税関、すなわち関税・間接税総局（DGDDI）が申告品目と輸入品が一致していることを確認する。このような追跡システムはヨーロッパ全土で一般的である。

2023 年 3 月 16 日に EU で公表されたネットゼロ産業法（Net-Zero Industry Act : NZIA）の目的は、2030 年までに EU の炭素排出量を 1990 年比で 55%削減するという「Fit-for-55」ベンチマークの達成に向け

⁶¹² <https://www.totalenergies.fr/particuliers/parlons-energie/dossiers-energie/energie-renouvelable/comment-est-recycle-un-panneau-solaire-photovoltaique> (2024 年 2 月 22 日取得)

て取り組むことである。そのため EU は、財政支援、規制緩和、欧州内の戦略的パートナーシップを通じて、新技術の輸入依存度を 40%削減することを計画している。この戦略は、技術リーダーシップにおける EU の独立性を高めることを目的としているが、初期コストと欧州内での競争激化を伴う。

この法案により、輸入は徐々に減少する可能性があるが、膨大な需要のため中国や米国といった国々からの継続的な輸入が必要となる。しかし、ロシア・ウクライナ紛争をうけ、地政学的な懸念から、電池貯蔵やソーラーパネルなどの産業で欧州自体の生産能力を高める、自立へのシフトが見られる。しかし、専門知識やインフラを再構築する必要があるため、この変革には時間がかかると考えられる。中国に追いつき、輸入への依存度を下げするためには、多額の投資と綿密な計画が必要となる。

(4) 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 2020⁶¹³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る、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。

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。

(5) 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。

使用済みソーラーパネルから原料をリサイクルするスタートアップ、ROSI 社は、フランスにリサイクル工場を開設し、2023 年から年間 3,000 トンのソーラーパネルをリサイクルして 90 トンのシリコン、30 トンの銅、2.5 トンの銀を抽出する。⁶¹⁴

⁶¹³ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000042056014> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁶¹⁴ <https://ec.europa.eu/research-and-innovation/en/horizon-magazine/french-tech-start-wins-eus-new-industry-future-award-raw-materials-prowess> (2023 年 11 月 28 日取得)

B) リサイクル方法・リサイクル後の用途

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されている⁶¹⁵。

- 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。

C) 風力発電設備の製造過程におけるリサイクル及び廃棄への取り組み

フランスにおける再エネ系プロジェクトのエキスパートへのヒアリングによると、風力タービンに関して、現在、フランスでは陸上・洋上風力発電所の容量が非常に限られている。国内で風力発電設備を生産しているフランス企業は存在しない。風力タービンの組み立て工場を設立しているのは、Siemens 社や GE 社など数社のみである。したがって、風力発電所製品に関する生産にリサイクルや廃棄に関する方針を適用する予定は今のところない。

(6) 風力発電設備のリサイクル・廃棄処理にかかる技術開発

2020 年 9 月に開始された ZEBRA (Zero wastE Blade ReseArch) プロジェクト⁶¹⁶は、フランスの研究センター IRT Jules Verne が主導するユニークなパートナーシップで、複数の産業企業が参加している。プロジェクトの期間は 42 ヶ月で、予算は 1,850 万ユーロ (2,180 万ドル) である。同プロジェクトでは熱可塑性プラスチック製風力タービンブレードの技術的、経済的、環境的妥当性を実物大で実証することを目的としている。

2022 年 3 月には、100%リサイクル可能な風力タービンブレードの最初のプロトタイプを製造することに成功した。これと並行して、ZEBRA プロジェクトでは自動化による製造プロセスの開発と最適化に注力し、エネルギー消費と製造による廃棄物を削減する。また、プロトタイプ・ブレードに使用された材料のリサイクル方法の考案や、ライフサイクル分析により、熱可塑性材料を将来の風力タービンブレードにさらに利用することの環境的・経済的実行可能性の検討も実施する。

2023 年 12 月、ZEBRA コンソーシアムは、最初のリサイクル可能なブレードの本格的な検証試験と、2 番目のリサイクル可能な熱可塑性プラスチック製ブレードの製造が成功裏に完了したことを発表し、循環型経済の実現に向けた風力産業のコミットメントをさらに前進させた。2024 年に向けての次の大きなマイルストーンは、

⁶¹⁵ <https://www.engie-green.fr/actualite/vers-des-eoliennes-recyclables/> (2024 年 2 月 22 日取得)

⁶¹⁶ [https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-lm-places/zebra-project-launched#:~:text=The%20ZEBRA%20\(Zero%20wastE%20Blade,eco%20design%20approach%20to%20facilitate](https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-lm-places/zebra-project-launched#:~:text=The%20ZEBRA%20(Zero%20wastE%20Blade,eco%20design%20approach%20to%20facilitate)
(2023 年 11 月 28 日取得)

ZEBRA プロジェクトで製造されたブレードに基づく完全なライフサイクル分析の提供、リサイクル活動への注力、新しいカーボン・エリウム樹脂スパークアップを含む 2 番目のブレードの検証試験の完了となる。⁶¹⁷

⁶¹⁷ <https://www.irt-jules-verne.fr/wp-content/uploads/08-irt-jules-verne-cp-zebra-ven-14122023.pdf> (2024 年 3 月 2 日取得)

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、欧州委員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs：National energy and climate plan）」を提出した⁶¹⁸。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ている。

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⁶¹⁹。

2021 年 5 月に成立した「気候変動・エネルギー移行法（Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética）」⁶²⁰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。

2023 年 7 月には、EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）の改正に伴い、スペイン政府は国家エネルギー・気候計画更新案を欧州委員会に提出した。⁶²¹この中で、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 48%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 81%以上と目標値を設定し直している。最終的な NECP 更新案は 2024 年 6 月 30 日までに提出される。

(9) 2030 年及びそれ以降の中長期目標

欧州委員会は、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。スペイン政府は、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 energy and climate plan）」を提出、2023 年 7 月にその更新案を提出した。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ている。2023 年 7 月公表分の、スペインの国家エネルギー・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 2.4-1 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 32%削減
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率 48%
	発電電力量に占める再エネ比率 81%
省エネ	エネルギー消費効率 44%改善

⁶¹⁸ [es_final_necp_main_en_0.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/es_final_necp_main_en_0.pdf)（2024 年 2 月 28 日取得）

⁶¹⁹ https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitco/es/prensa/anexoelp2050_tcm30-516147.pdf（2024 年 2 月 21 日取得）

⁶²⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447（2024 年 2 月 28 日取得）

⁶²¹ https://commission.europa.eu/publications/spain-draft-updated-necp-2021-2030_en（2024 年 2 月 21 日取得）

出所) DRAFT UPDATE OF THE PLAN INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE 2023-2030,
2023⁶²²に基づき作成

2023 年 7 月に発表された NECP 更新案は、既存の NECP 同様に 2030 年に向けての再エネ目標を示している。2030 年までの再エネ電力比率目標は 81%と設定されており、達成のため 376.55TWh の発電を目標としている。⁶²³エネルギー源別の目標は以下の通り。⁶²⁴

- 水力：28.94 TWh
- 陸上風力：116.97 TWh
- 洋上風力：9.77 TWh
- 太陽光発電：127.21 TWh
- 太陽熱：9.47 TWh

また、既存の NECP の「目標シナリオ (Target Scenario)」では、すべての石炭火力発電所の稼働停止は 2030 年ごろと予想されていたが、技術の進歩や最新の規制により、スペイン国内すべての石炭火力発電所がすでに閉鎖済みまたは閉鎖計画の対象となっているため、今では 2025 年頃には完全に閉鎖される可能性があると予想されている。⁶²⁵

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

	2019 年	2020 年	2025 年	2030 年
風力（陸上・洋上）	25.583	26.754	42.144	62.044
太陽光	8.306	11.004	56.737	76.387
太陽熱	2.3	2.3	2.3	4.8
水力	14.006	14.011	14.261	14.511
バイオガス	203	210	240	440
その他再エネ源	0	0	25	80
バイオマス	413	609	1.009	1.409
石炭	10.159	10.159	0	0

⁶²² https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.6
(2024年2月21日取得)

⁶²³ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P. 24
(2024 年 2 月 28 日取得)

⁶²⁴ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.500
(2024 年 2 月 28 日取得)

⁶²⁵ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.358
(2024 年 2 月 28 日取得)

コンバインドサイクル	26.612	26.612	26.612	26.612
コジェネ	5.446	5.276	4.068	3.784
燃料、燃料/ガス	3.66	3.66	2.847	1.83
廃棄物その他	600	609	470	342
原子力	7.399	7.399	7.399	3.181
蓄電	6.413	6.413	8.828	18.543
合計	111.1	115.015	166.939	213.963

出所) DRAFT UPDATE OF THE PLAN INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE 2023-2030, 2023⁶²⁶に基づき作成

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⁶²⁷。この戦略では、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) に基づき作成

その後、2021 年 5 月には、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・エネルギー移行法 (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética) ⁶²⁸」が成立した。気候変動・エネルギー移行法では、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。

⁶²⁶ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.64
(2024 年 2 月 21 日取得)

⁶²⁷ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/anexoelp2050_tcm30-516147.pdf (2024 年 2 月 21 日取得)

⁶²⁸ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (2022 年 2 月 22 日取得)

気候変動・エネルギー移行法の第 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・エネルギー移行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・エネルギー移行法 (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética) ⁶²⁹に基づき作成

(10) 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 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收、CO₂

⁶²⁹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (2024 年 2 月 28 日取得)

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した⁶³⁰。2021 年 6 月には議会がこれを承認した⁶³¹。

(ア) 組織

FNSSE 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。

(イ) 拠出金

電気ガス事業者、石油卸売会社や LPG 販売会社や消費家等の義務者や、法令 15/2012 に基づく税込、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、上記税込や 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。⁶³²

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（石油換算千トン）で GWh に換算して計算される。

表 2.4-5 FNSSE 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

⁶³⁰ <https://www.lamonicloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/151220-enlace-electrico.aspx>（2024 年 2 月 28 日取得）

⁶³¹ <https://www.lamonicloa.gob.es/lang/en/gobierno/councilministers/Paginas/2021/20210601council.aspx>（2024 年 2 月 28 日取得）

⁶³² https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2021/06/el_gobierno_remitealcongresoelproyectedeleydecreaciondelfondonac.html（2024 年 2 月 28 日取得）

燃料油	軽油	1.010
	重油	0.955

出所) FNSSE 法令案⁶³³に基づき作成

(ウ) 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 1 ユーロ～6 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 1 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

B) 棚ばた税

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) ⁶³⁴」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。

また、2022 年 10 月 18 日に制定された追加規定、勅令第 18/2022 号により、国際市場における天然ガスの相場価格の高騰に起因する電力市場における超過報酬を削減する仕組みは、2023 年 12 月 31 日まで延長された。⁶³⁵システム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「棚ばた税」、2022 年 10 月追加規定後

対象期間	2021 年 9 月 16 日～2023 年 12 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

⁶³³ <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/151220-enlace-electrico.aspx> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁶³⁴ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974> (2024 年 2 月 22 日取得)

⁶³⁵ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974&tn=1&p=20231228#ti> (2024 年 2 月 22 日取得)

	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）に支払う 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 6/2022⁶³⁶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。

- 本政令の発効後 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。
- 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。
- 2022 年から 2025 年までは、2022 年の 1 月 1 日から 12 月 31 日までの平均市場価格を使用する。
- 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。

⁶³⁶ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-4972> （2024 年 2 月 22 日取得）

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 1,000 万ユーロの節約をもたらす勅令を認可した⁶³⁷。

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。この軽減税率は 2023 年 12 月 31 日まで延長された。⁶³⁸さらに、2023 年 12 月 27 日付政令「Real Decreto-ley 8/2023」により、2024 年 1 月 1 日から 2024 年 3 月 31 日まで、付加価値税は 10%に引き上げられた。⁶³⁹

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⁶⁴⁰）、2021 年 9 月 14 日政令「Real Decreto-ley 17/2021」による特別税の 5.113%から 0.5%への減税措置⁶⁴¹、7%の発電税の停止措置が行われた。これは、2023 年 12 月 31 日まで延長された。⁶⁴²さらに、2023 年 12 月 27 日付政令「Real Decreto-ley 8/2023」により、2024 年 1 月 1 日から 2024 年 3 月 31 日までは税率 2.5%、2024 年 4 月 1 日から 2024 年 6 月 30 日までは税率 3.8%の電気料金に対する特別税が適用される。⁶⁴³

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 日の政令 216/2014⁶⁴⁴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。

2023 年 6 月 13 日、政令 216/2014 を改正する政令 446/2023⁶⁴⁵が制定された。この政令では、小口電力消費者向け自主価格の算出方法とその法的契約制度、小口電力消費者向け自主価格の先渡価格シグナルへの連動と変動幅の縮小が定められており、いわゆる「規制小売価格」の規制をこの分野における欧州の規制枠組みに適合させている。⁶⁴⁶ 政令 446/2023 は、卸売市場価格を部分的に "デインデックス "するために

⁶³⁷ https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/gobierno/councilministers/Paginas/2022/20220920_council.aspx
(2024 年 2 月 28 日取得)

⁶³⁸ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354#a5> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁶³⁹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-26452> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁶⁴⁰ [Disposición 10557 del BOE núm. 152 de 2022](https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354#a5) (2022 年 12 月 2 日取得)

⁶⁴¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10584 (2022 年 12 月 2 日取得)

⁶⁴² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354#a5> (2024 年 2 月 22 日取得)

⁶⁴³ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096#da> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁶⁴⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-3376> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁶⁴⁵ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-14048> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁶⁴⁶ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/02_PlandelImplementacion_EN.pdf P.3 (2024 年 2 月 28 日取得)

特定の先渡価格シグナルを取り入れるという方法で、規制価格の構成に関連する変更を導入した。⁶⁴⁷この PVPC は、国内消費者部門に設置された遠隔管理メーターシステムを活用し、部分的に日々の市場に連動する価格として構成される。⁶⁴⁸

F) 社会ボーナス⁶⁴⁹

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 категория 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

① 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

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（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 日付政令法（RDL23/2020）⁶⁵⁰に基づき、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。現在の制度では、入札で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会社である OMIE との間で、落札価格と市場価格との差額決済契約（CfD）を結ぶ。市場価格が落札価格より低い場合、発電事業者はその差額を支払い、市場価格が高い場合、発電事業者はその差額を支払う。

⁶⁴⁷ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/02_PlandImplementation_EN.pdf P.5 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁴⁸ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/02_PlandImplementation_EN.pdf P.30 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁴⁹ <https://www.bonosocial.gob.es/#quees> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁵⁰ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621> （2024 年 2 月 29 日取得）

(2) 現行制度：2020 年 6 月 23 日付政令法（RDL23/2020）に基づく支援制度

スペインでは、2020 年 6 月 23 日付政令法（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。

A) 根拠法令⁶⁵¹

表 2.4-7 再生可能エネルギー経済制度（REER）の根拠法令

6 月 23 日付政令法 23/2020 (RDL23/2020) ⁶⁵²	再生可能エネルギー経済制度（REER）の有効化
11 月 3 日付勅令 960/2020 (RD960/2020) ⁶⁵³	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) ⁶⁵⁴	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

出所）各種法令に基づき作成（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）より）

B) 義務対象者：RD960/2020 第 10 条、第 23 条

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：RD960/2020 第 2 条

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：RD960/2020 第 18 条

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。

⁶⁵¹ <https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵³ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-13591> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵⁴ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-15689> （2024 年 2 月 29 日取得）

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。

(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 2.4-8 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⁶⁵⁵に基づき作成（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）より）

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。（RD960/2020 第 11 条）

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⁶⁵⁶。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。（RD960/2020 第 8 条）

⁶⁵⁵ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-15689> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵⁶ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/10/AURES_II_case_study_Spain.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

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⁶⁵⁷及び 8 月 2 日付⁶⁵⁸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。

表 2.4-9 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)				20 年間
b-7	バイオマス(液体)				
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システム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

$$P_{lim} = R_{dl} \times P_{loc}$$

P_{lim} ：制限電力（kW）

⁶⁵⁷ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630

（2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁵⁸ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228

（2024 年 2 月 29 日取得）

Rdl：地元需要比率（登録住民 1 人あたり 3kW の電力が考慮される）

Ploc：地元人口（入札時点で、設備の発電機の幾何学的中心から 60km 未満の距離に位置する自治体の完全または部分的な地域に登録されている住民を数量化したもの）

- ・ 所有者に、発電所から 60km 以内の地元共同組合、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⁶⁵⁹に基づき作成（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）より）

表 2.4-10 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-2.1	陸上風力	1,500MW	2025/11/15	2026/3/15	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⁶⁶⁰に基づき作成

(b) 入札要件、落札プロジェクトの制限

- ・ （第 3 回入札⁶⁶¹）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⁶⁶²）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： RD 960/2020 第 14 条、第 15 条

⁶⁵⁹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁶⁰ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁶¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁶² https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228 (2024 年 2 月 29 日取得)

【最小エネルギー（RD 960/2020 第 14 条）】

- 入札においての最小エネルギーとは、REER の対象となる各発電設備が、最大供給実施期間終了までに供給しなければならない最低エネルギー量のことである。
- 電力が入札対象である場合、最小エネルギーの要件は、その設備が入札から取得できる最大エネルギーと同じである。
- 設備容量が入札の対象である場合、最小エネルギーは以下の式で計算される：

$$\text{最小エネルギー} = \text{容量} \times \text{年間最小フルロード時間数} \times \text{最大供給実施期間（年）}$$

- この最小エネルギー閾値に達しない場合、ペナルティが発生し、その設備は REER から脱退し、市場で電気を売ることができる。（第 18 条）

【最大エネルギー（RD 960/2020 第 15 条）】

- 最大エネルギーとは、REER の範囲内で特定の設備に利益をもたらすことができる最大エネルギー量のことである。
- 各技術の年間最大フルロード時間数、容量、及び最大供給実施期間の関数として計算式を用いて算出される：

$$\text{最大エネルギー} = \text{容量} \times \text{年間最大フルロード時間数} \times \text{最大供給実施期間（年）}$$

- この最大値に達すると支援が終了し、電力市場に自由に参加することが出来る。（第 18 条）

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 2.4-11 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-6	バイオマス(固体)	4,000	8,000
b-7	バイオマス(液体)		
b-8	バイオマス(産業用)		

出所) 2022 年 7 月 18 日付エネルギー省決議⁶⁶³に基づき作成

⁶⁶³ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-12630 (2024 年 2 月 29 日取得)

表 2.4-12 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-2.1	陸上風力	2,200	3,500

出所) 2022 年 8 月 2 日付エネルギー省決議⁶⁶⁴に基づき作成

(e) 市場調整率 (RD960/2020 第 18 条)

市場調整率は、エネルギー市場や入札に参加する再生可能エネルギー施設が受け取る価格を調整するための規制メカニズムである。これは、再生可能エネルギー設備が得る収入を、市場の状況や、その競争力やパフォーマンスに影響を与えるさまざまな要因と一致させることを目的としている。調整率は 0 から 0.5 の間のパーセンテージで設定される。そして技術の成熟度、競争力、管理能力、生産プロファイル、施設の規模などの要因に基づいて価格を増減させることができる。

表 2.4-13 市場調整率

分類	電源タイプ	市場調整率	
		管理能力のある施設	管理能力のない施設
b-1.1	太陽光	0.25	0.05
b-1.2	太陽熱	0.25	
b-2	風力	0.25	0.05
b-3	その他(地熱等)	0.25	0.05
b-4	水力(10MW 以下)	0.05	
b-5	水力(10MW 以上)	0.05	
b-6	バイオマス(固体)	0.25	
b-7	バイオガス、バイオマス(液体)		
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) ⁶⁶⁵に基づき作成

⁶⁶⁴ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13228 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁶⁵ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-15689> (2024 年 2 月 29 日取得)

D) 入札結果

第3回入札⁶⁶⁶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。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⁶⁶⁷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。しかし、全3,300MWの枠のうち、陸上風力は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⁶⁶⁸。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、次回以降の入札に持ち越されることとなる。スペイン政府のホームページにおいて、2023年度の入札に関する情報は掲載されていない。⁶⁶⁹

表 2.4-14 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

⁶⁶⁶ <https://www.boe.es/boe/dias/2022/10/31/pdfs/BOE-A-2022-17796.pdf> （2024年2月29日取得）

⁶⁶⁷ <https://www.boe.es/boe/dias/2022/12/05/pdfs/BOE-A-2022-20540.pdf> （2024年2月29日取得）

⁶⁶⁸ 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） P.117 （2024年3月7日取得）

⁶⁶⁹ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico.html> （2024年2月29日取得）

出所) 環境移行・人口問題省ホームページ⁶⁷⁰に基づき作成 (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) より)

(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⁶⁷¹を作成し、2021 年 6 月 7 日よりパブリックコメントを募集した。

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と、その他の商用化前の海洋エネルギーを最大 60GW 実現することを目的とした 20 の行動方針が規定されている。

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。2024 年 2 月現在、欧州委員会に提出されている国家エネルギー気候計画改正案⁶⁷²において、2030 年までに陸上・洋上風力発電で約 62GW の導入を目指している。

B) 目標⁶⁷³

- 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改正案⁶⁷⁴では、2030 年までに最終エネルギー消費で 48%、電力セクターで 81% の再生可能エネルギーの適用を想定している。

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、同年 6 月 25 日に

⁶⁷⁰ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico.html> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁷¹ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁷² https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.64 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁷³ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf P.7-8 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁶⁷⁴ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf P.97 (2024 年 2 月 29 日取得)

クローズされた⁶⁷⁵。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）として規定されている。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。また、2023年2月28日付け Real Decreto 150/2023 において、海域管理計画が承認され2027年12月31日まで有効となっている。⁶⁷⁶

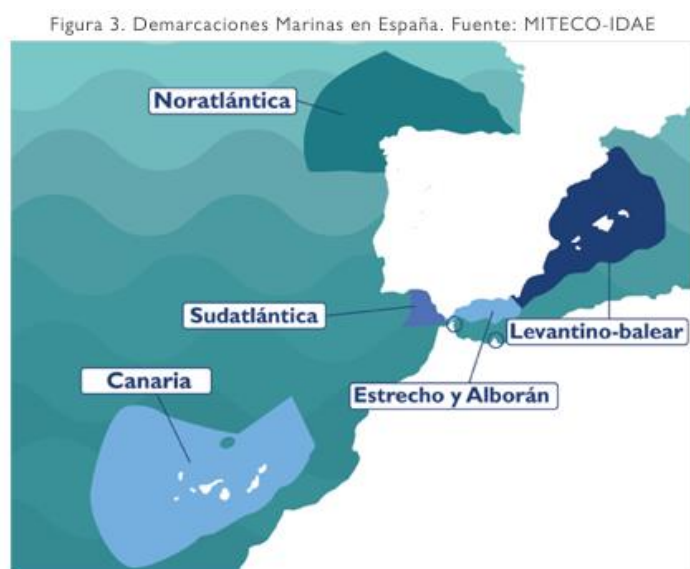


図 2.4-1 海域管理計画（POEM）策定対象となる5つの海洋区分

出所）環境移行・人口問題省、“Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico”⁶⁷⁷より

D) 現在の行政手続き⁶⁷⁸

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、

⁶⁷⁵ <https://www.miteco.gob.es/es/costas/participacion-publica/00-rd-planos-oem.html>（2024年2月29日取得）

⁶⁷⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-5704（2024年2月29日取得）

⁶⁷⁷ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf P.16（2024年3月4日取得）

⁶⁷⁸ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/enhreolicamarina-pdf_accesible_tcm30-538999.pdf P.17（2024年2月29日取得）

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⁶⁷⁹

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である。

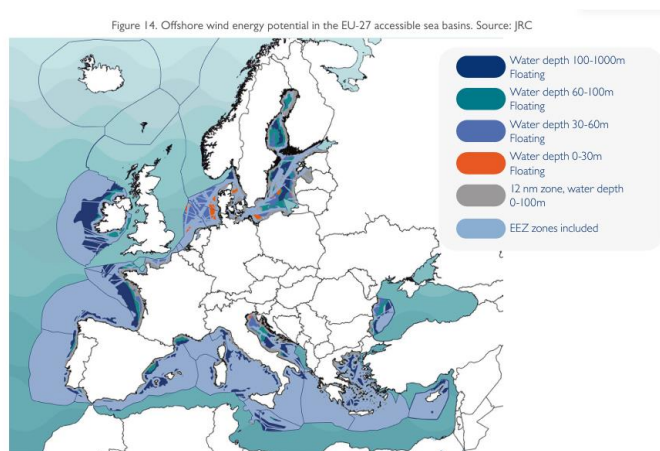


Figure 22. Ranking of countries by cumulative onshore wind power in 2019. Source: GWEC

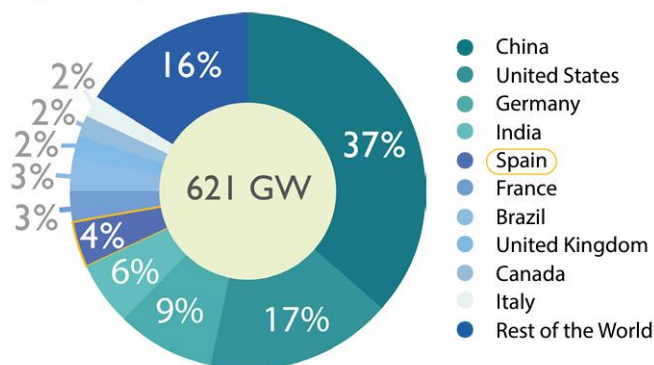


図 2.4-2 欧州各海域の水深と浮体式洋上風力の適用 / 世界陸上風力設置容量ランキング

出所）環境移行・人口問題省、“Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico”⁶⁸⁰より

⁶⁷⁹ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/enhreolicamarina-pdf_accesible_tcm30-538999.pdf P.36, 37 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁸⁰ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/enhreolicamarina-pdf_accesible_tcm30-538999.pdf P.29, 37 （2024 年 2 月 29 日取得）

F) 浮体式洋上風力開発の現状

2023 年 9 月、スペイン初の洋上風力発電プロジェクト DemoSATH が発電を開始した。DemoSATH は Saitec Offshore Technologies が主導し、ドイツのエネルギー会社 RWE Offshore Wind 及び関西電力（KEPCO）と共同で実施した。このプロジェクトは、バスク沖の BiMEP 試験場の沖合に位置する。このプロジェクトには、スペインの一般家庭約 2,000 世帯分の年間電力に相当する 2MW の再生可能エネルギーの発電を可能にした。⁶⁸¹

また、海洋再生可能エネルギーのパイロットプロジェクト、テストプラットフォーム及びインフラへの投資援助を行うための Renmarinas Demos プログラム⁶⁸²も実施されている。補助金は競争的制度の下で付与され、IDAE（省エネルギー・エネルギー多様化研究所）が受益者に前払いできる「返金不可の補助金」として実施される、2 億 4,000 万ユーロの予算が組まれている。テクノロジー別に見ると、RENMARINAS DEMOS プログラムの受益プロジェクトの中で、浮体式風力試験プロジェクトが際立っており、波力と電流エネルギー、浮体式太陽光発電に関連したプロジェクトがそれに続いている。⁶⁸³

(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 日法令 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⁶⁸⁴から 2015 年から 2023 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。

⁶⁸¹ <https://www.rwe.com/en/press/rwe-offshore-wind-gmbh/2023-09-18-floating-wind-demosath-project-starts-supplying-energy-to-spanish-grid/> （2024 年 3 月 13 日取得）

⁶⁸² <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-renmarinas-demos> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁸³ <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/conoce-programa-renmarinas-demos-impulso-energias-renovables-marinas-perte-erha-prtr> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁶⁸⁴ <https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos/retribucion-anual-total-recibida-por> （2024 年 3 月 5 日取得）

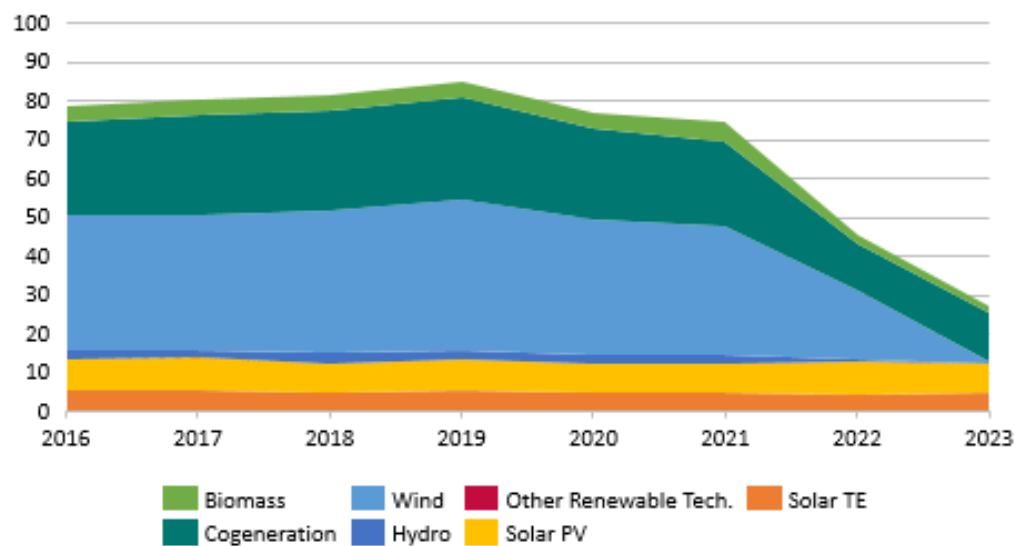


図 2.4-3 特別支援制度（RECORE）による総発電量（GWh）

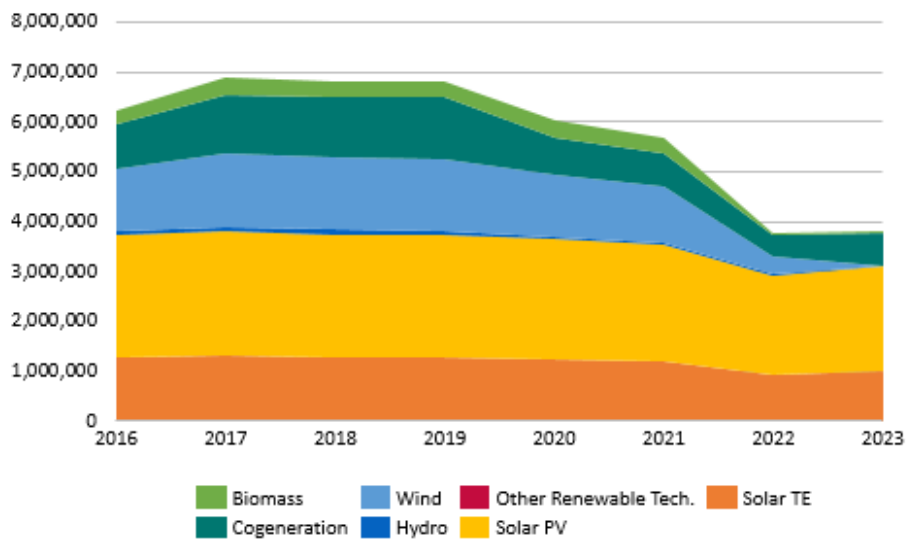


図 2.4-4 特別支援制度（RECORE）のためのプレミアム額（百万ユーロ）

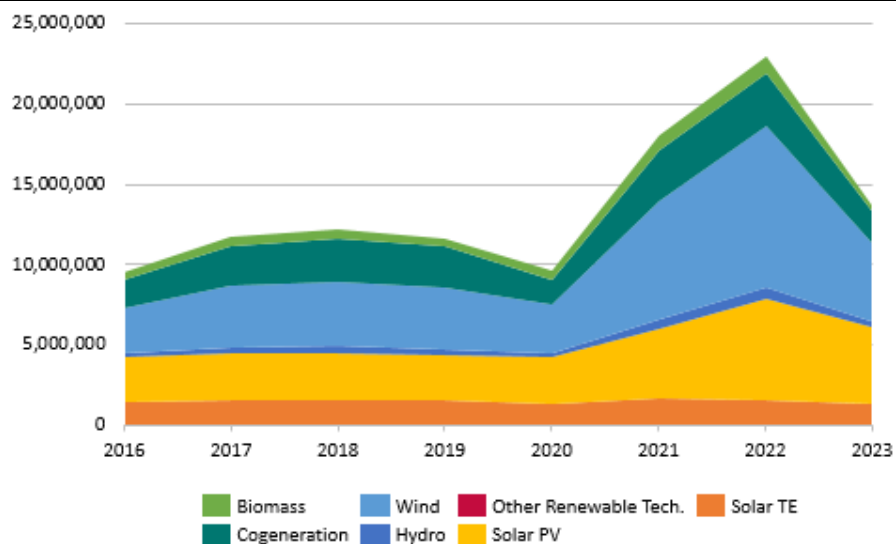


図 2.5-5 特別支援制度（RECORE）のための総費用（百万ユーロ）

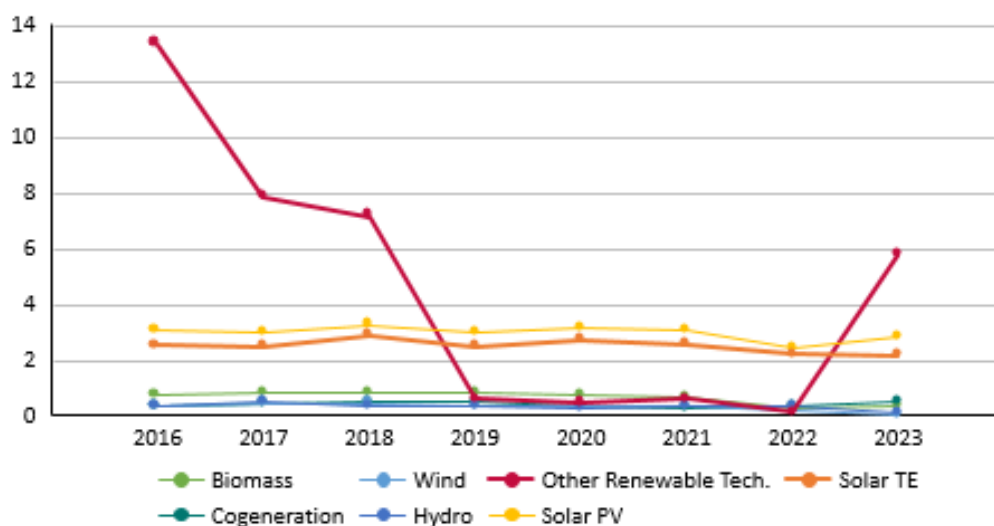


図 2.4-6 特別支援制度（RECORE）のプレミアム負担の平均単価（セント/kWh）

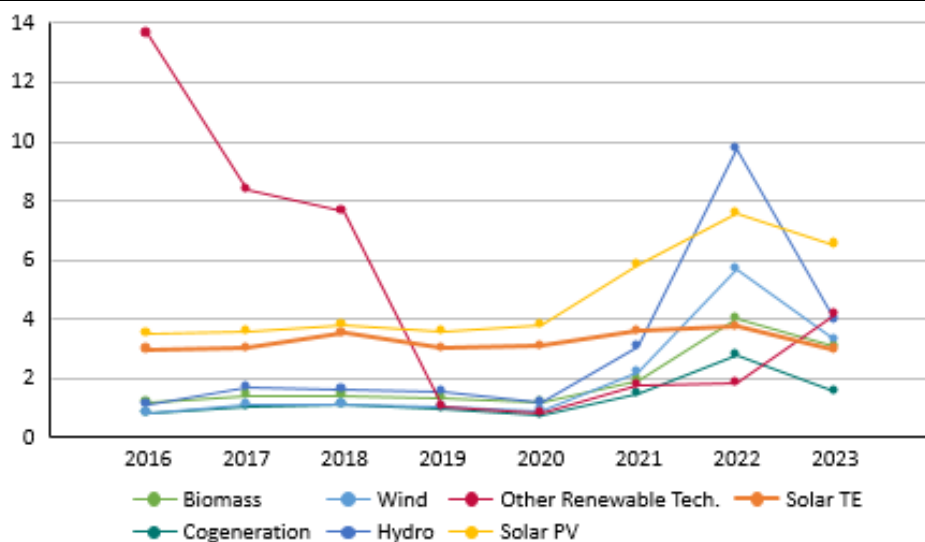


図 2.4-7 特別支援制度（RECORE）の総費用負担の平均単価（セント/kWh）

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.”⁶⁸⁵ に基づき作成

B) 系統利用料金での回収

スペインでは、12月26日法令24/2013⁶⁸⁶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。

⁶⁸⁵ <https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos/retribucion-anual-total-recibida-por> （2024年3月5日取得）

⁶⁸⁶ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645> （2024年2月29日取得）

表 2.4-15 システム利用料金に占める費用内訳

	Thousands of €		Year 2023 vs Year 2022	
	Year 2022	Year 2023	thousands of €	Cup of variation
Tolls	6,757,196	6,881,601	124,404	1.8%
Transport remuneration	1,501,609	1,492,937	-8,672	-0.6%
Distribution remuneration	5,255,587	5,388,663	133,076	2.5%
Charges	9,546,060	8,172,239	-1,373,821	-14.4%
Peninsular RECORE remuneration	6,636,000	5,179,142	-1,456,858	-22.0%
Remuneration for Non-Peninsular Systems (SNP)	488,070	613,500	125,430	25.7%
Interruptibility service	7,852	8,253	401	5.1%
CNMC rate	17,136	17,107	-29	-0.2%
2nd part of the nuclear fuel cycle	114	114		
Annuities deficit regulated activities	2,396,888	2,354,123	-42,765	-1.8%
TOTAL	16,303,256	15,053,839	-1,249,417	-7.7%

出所) CNMC、“Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2022⁶⁸⁷⁾”に基づき作成

Escandalo de costes de acceso. 1998-2023

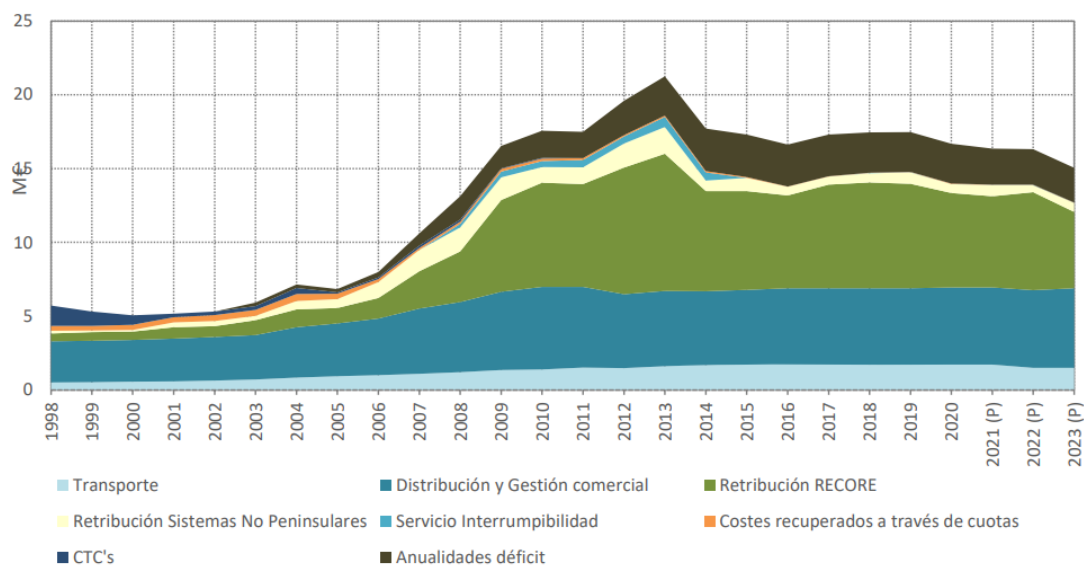


図 2.4-8 システム利用料金に占める費用内訳の推移

出所) CNMC、“Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2022⁶⁸⁸⁾”に基づき作成

⁶⁸⁷⁾ https://www.cnmc.es/sites/default/files/4955597_0.pdf P.72 (2024年2月29日取得)

⁶⁸⁸⁾ https://www.cnmc.es/sites/default/files/4955597_0.pdf P.73 (2024年2月29日取得)

2.4.3 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) 制度概要

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) FIP への統合

【1994 年⁶⁸⁹】

1994 年の勅令 2366 号は、再生可能エネルギーに対する支援価格を設定する最初の試みであった。この法令によって、支援価格帯及び電力生産者が受け取る支払額を決定する方法が導入された。しかし、このアプローチは風力発電セクターへの大きな支援にはならなかった。

【1997～1998 年⁶⁹⁰】

固定価格買取制度は、1997 年の電気事業法（法律 54/97170）によって全面的に整備され、発電事業者の義務と権利を含む特別な支援スキームが考案された。

特別スキームでは、発電事業者は 1 年間余剰電力を固定価格で販売会社に売却するか、プレミアム価格で市場に売却するかを選択することができた。また、1998 年に制定された政令は、再生可能エネルギー発電事業者が発電した電力をすべて送電網に販売し、卸売市場価格にプレミアムを上乗せして支払われる権利を定めた。同政令は、これらのプレミアムの初期値と、平均電力価格の変動を考慮した毎年の更新プロセスを定めた。

【2007 年⁶⁹¹】

2007 年にスペインの固定価格買取制度が改正され（勅令 661/2007）、風力発電に 2 つの支援方法が導入された。

1. 固定価格買取制度（支払い保証）：

再生可能エネルギーによるすべての電力に対して、政府が最低支払額を規制するものである。

水力発電とバイオマス・プロジェクトには変動固定価格買取制度が導入された。この固定価格買取制度は、時間帯や季節によって変動するものであった。

2. フィードインプレミアム

電力市場価格の上乗せとして支払われた。

⁶⁸⁹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Spain.pdf?la=en&hash=5B85BDB75461C1D9FF0222975751633961D075F4 P.119 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹⁰ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Spain.pdf?la=en&hash=5B85BDB75461C1D9FF0222975751633961D075F4 P.119 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹¹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Spain.pdf?la=en&hash=5B85BDB75461C1D9FF0222975751633961D075F4 P.120 （2024 年 2 月 28 日取得）

太陽光発電と地熱を除くすべての再生可能エネルギー源について、最低・最高支援価格のレベルを設定し、支援水準は時間当たりで決定された。

【2013 年～⁶⁹²】

2013 年 7 月 12 日付勅令第 9 号により、すべての設備が同じ法律で規制され、市場参加から収入を得ることが出来るようになった。設備容量当たりの価格は、通常の設備の投資コストをカバーし、運営費ベースの価格は、運営費と市場参加による収入の差額に対応する支援が導入された。

【2020 年⁶⁹³】

スペインは新しい入札方式を採用し、2021 年 1 月 26 日に再生可能エネルギーの入札を開催した。新入札制度は、中期的なスケジュールと再生可能エネルギーの長期的な価格という観点から、発電を支援するものであった。これは、臨時的に開催され、投資支援を提供していた特別報酬の下での以前の入札とは対照的となった。

(3) 計画値同値同量の義務の達成に向けた取り組み

【送電網運用会社：Red Eléctrica de España (REE) ⁶⁹⁴】

スペインの電力システムのバランスを確保する責任がある。この責任を果たすために、REE は電力需要の予測を作成し、発電設備の運用を監視する。発電が予定通りで、かつ消費者の需要に合致するように、リアルタイムで送電設備を管理する。発電設備が予定通り発電し、消費者の需要を満たすために、REE は発電設備に指示を送り、電力生産の増減を指示する。これを行う際には、発電の予期せぬ損失や消費の予定外の変更に対応するための安全予備電力を維持する。また、REE は需要の進展と発電の適正に関する年次及び中長期の電力予測を準備する。これらの予測は、次の数年のために送電網の開発計画を立案する上で不可欠であり、これらの計画は省庁によって承認される。

【近年の動向⁶⁹⁵】

近年、スペインはさまざまな再生可能エネルギーを統合するためにシステムの柔軟性向上に取り組んでいる。これには、再生可能エネルギーや共同発電設備がバランスングサービスに参加できるようにすることや、パンヨーロッパの不均衡ネットティングサービスの開発に向けた国内及び欧州レベルでの技術的な取り組みが含まれる（REE は 2020 年 9 月に Integrated Gasification Combined Cycle [IGCC] のインバランスネットティング（2 つ以上のエリアの TSO 間で合意されるプロセスで、FRR の同時起動を回避するためのプロセス⁶⁹⁶）に加入した）。また、需要側応答がバランスング市場に参加できるようにするための規制も行われている。

⁶⁹² <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-7705> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹³ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/10/AURES_II_case_study_Spain.pdf P.5-6 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹⁴ <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹⁵ <https://www.iea.org/articles/spain-electricity-security-policy> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹⁶ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/ （2024 年 2 月 28 日取得）

スペインの国家エネルギー及び気候計画には、再生可能エネルギーの統合を促進するために、需要管理、蓄電と柔軟性、及び電力ネットワークの適応に関する対策も含まれている。

【事例紹介：ebalanceplus プロジェクト⁶⁹⁷】

当該プロジェクトは、エネルギーの柔軟性とグリッドの観測可能性を高めるスマートグリッドソリューションの開発に焦点を当てた EU の資金提供によるイニシアティブである。また、スペインの電力会社 Ampere Energy とパートナーシップを組み、当該企業はプロジェクトにおいてエネルギー需要の高いビル向けのスマート蓄電システムの設計・開発を担当している。

このプロジェクトは、エネルギー・balancing・プラットフォームを開発することにより、エネルギー・ネットワークにおけるエネルギーの柔軟性と回復力の利用を拡大することを目的としている。

アプローチとしては、双方向通信を備えた階層型アーキテクチャを利用して既存のグリッド・トポロジーを再現し、拡張性を確保する。このプロジェクトは、建物や地域からエネルギーの柔軟性を引き出し、それを配電網運営者が管理できるようにすることに重点を置いている。

また、スペイン、イタリア、フランス、デンマークの 4 カ所の実際の実証サイトでテストを実施し、安全性の問題に対処するためにドイツで追加の実験を行っている。

主なサービスとして、エネルギー管理プラットフォーム、スマート蓄電ソリューション、エネルギー柔軟性予測のための予測モデル、クラウドベースのグリッド最適化プラットフォーム等を提供している。

(4) アグリゲーション事業

【政策面⁶⁹⁸】

スペインのプロシューマーは、いわゆる太陽税が廃止された 2018 年までは限定的であったが、撤廃後は自家消費が促進された。また、2020 年 6 月以降にスペインでは独立アグリゲーターが認められた。2020 年 10 月以降、プロシューマーはアグリゲーションを通じてbalancing・サービスを提供することができるようになり、新たな収入源を得ることが可能となった。

また、R.D.L.23/2020⁶⁹⁹では、独立アグリゲーターを認め、許可している。EU 指令 2019/944 の第 17 条と第 31 条はスペインへの適用が保留されているため、独立アグリゲーターは R.D.L. 23/2020 によって導入される。

2021 年 4 月に新しい料金制度が導入され、送電網が混雑していない時間帯のエネルギー消費を促し、将来のデマンドレスポンス（DR）プログラムをより魅力的なものにすることを目的としている。その目的は、家庭用ユーザーを含む、あらゆるカテゴリーのユーザーに利益をもたらすことである。家庭レベルでのアグリゲーターに対する特別な法律は現時点ではない。

● アクティブデマンドレスポンス

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

⁶⁹⁷ <https://www.ebalanceplus.eu/project/> （2024 年 3 月 8 日取得）

⁶⁹⁸ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.89 （2024 年 2 月 28 日取得）

⁶⁹⁹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621> Article III （2024 年 2 月 28 日取得）

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となった。このサービスは、このサービスは、毎年行われる入札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）が参加できる年次入札を開始する。⁷⁰⁰

Red Eléctrica によると 2024 年は、スペイン本土の電力システムは、アクティブデマンドレスポンスに約 609 MW の容量を持つと述べている。このサービスは、2022 年に導入されたもので、システムの運用を特定の時間帯でより柔軟にすることを目的としている。1MW 以上の消費を持つ 19 の参加者がオンライン入札に参加し、サービスを割り当てられた入札者は、需要が必要とされる特定の時間に需要を削減することで報酬として 1MWh あたり 40.82 ユーロを受け取る。これにより、2024 年には昨年の入札と比較してほぼ 23% 増のデマンドレスポンス能力を得ることが出来るとされている。サービス提供者は、15 分前の通知で最大 3 時間の間、需要を削減することに同意し、提供期間は 2024 年 1 月 1 日から 12 月 31 日となっている。⁷⁰¹

【ビジネスモデル面】

- 事例：Ampere Energy と Capital Energy のパートナーシップ⁷⁰²⁷⁰³

2015 年に設立された Ampere Energy 社は、スマートエネルギーと蓄電管理システムを専門とするスペインのテクノロジー企業で、スペイン、ポルトガル、イタリア、イギリス、アイルランド、ベネルクス、ラテンアメリカで事業を展開している。Capital Energy は、イベリア半島で 30GW を超える風力・太陽光発電プロジェクトのポートフォリオを有し、グリーンかつ公正なエネルギー転換に取り組んでいる。再生可能エネルギー発電のバリューチェーン全体を通じて事業を展開する Capital Energy は、スペインとポルトガルに 15 のオフィスを構え、約 360 人の従業員を擁している。

Ampere Energy 社と Capital Energy 社（スペインの 2 社）は、スマート分散型ストレージを備えたバーチャルパワープラント（VPP）のパイロットプロジェクトを開始するためのパートナーシップ契約を締結した。両社は持続可能性とデジタル化へのコミットメントを共有しており、電力ネットワークにおける独立したデマンド・アグリゲーターの役割の発展に貢献することを目指している。その目的は、インテリジェントなストレージ・ソリューションを備えた VPP の活用を通じて、ネットワーク事業者の柔軟性を高めることである。Capital Energy 社は、すでにスペインのオフィスにエネルギー貯蔵システムを導入しており、VPP パイロット・プロジェクトにプラットフォームを提供している。このプロジェクトでは、この環境におけるデマンド・アグリゲーターの代表として、VPP から 1 時間単位で市場リクエストを発行する。一方 Ampere Energy 社は、地域のエネルギー・コミュニティや集团的自家消費方式のサポートを含む包括的なソリューションを提供している。同社は、エネルギー・コミュニティ管理のためのスマート・ストレージ機器とソフトウェア・ソリューションの設計、開発、製造に特化しており、送電網の様々なアクターをサポートしている。

⁷⁰⁰ <https://www.ree.es/en/press-office/press-release/news/press-release/2022/10/peninsular-electricity-system-has-available-an-active-demand-response-service-of-nearly-500-MW-to-balance-generation-and-demand-specific-times> （2024 年 3 月 9 日取得）

⁷⁰¹ <https://www.ree.es/en/press-office/press-release/news/press-release/2023/12/2024-peninsular-electricity-system-will-have-available-active-demand-response-service-of-nearly-609-MW> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁰² <https://capitalenergy.com/en/communications-room/ampere-energy-and-capital-energy-partner-to-promote-the-figure-of-the-demand-aggregator> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁰³ <https://ampere-energy.com/vpp> （2024 年 2 月 28 日取得）

需要集約の適切な規制は、電力システムへの消費者の積極的な参加を促し、その管理性を高める重要な要因として強調されている。

a. スマート・ストレージ・イニシアティブ (AliCE R&D&I) :

このプロジェクトは、Capital Energy 社が推進する AliCE R&D&I スマート・ストレージ・イニシアティブの一部である。このイニシアティブは、エンドユーザー消費（住宅用及び産業用）や再生可能エネルギーの系統への統合など、様々な用途にわたるスマート・ストレージ技術の運用を分析することを目的としている。

【事業拡大の阻害要因】

事業拡大の阻害要因として下記が挙げられる。

表 2.4-16 アグリゲーション事業拡大における阻害要因

阻害要因	詳細
消費者参加のハードル	ピーク／オフピーク料金プランとスマートメーターに依存しているため、小規模消費者のデマンドレスポンスへの参加は限定的である。
不確実なアグリゲーターの範囲	独立アグリゲーターの役割と境界の定義が明確でない。アグリゲーションから生じる不均衡の計算方法が不明確である。
住宅用アグリゲーターに対するルールの不在	住宅用アグリゲーター専用の法律がない。特定条件下での負荷アグリゲーションに対するbalancingサービスへの参加が限定的となる。
市場の優位性	既存小売業者が市場を支配し、独立アグリゲーターの参入を制限している。
遠隔計測の課題	TSO はリアルタイムのテレメトリーを要求しており、中・小負荷のアグリゲーションに困難をもたらす。
DSO のインセンティブ・ギャップ	DSO がその運営において需要側の柔軟性を活用するためのインセンティブが不足している。

出所) European Commission, "Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators"⁷⁰⁴に基づき作成

⁷⁰⁴ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.89 (2024 年 2 月 28 日取得)

2.4.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針及び施行状況

【REPowerEU 電力計画とスペインの復興強靱化計画の概要⁷⁰⁵】

スペインの復興強靱化計画は、COVID-19 危機とエネルギー市場の混乱の余波に対処するものである。同計画は、スペインをより持続可能で強靱な国にし、グリーンとデジタルへの移行に重点を置いている。計画の金額は 1,630 億ユーロで、800 億ユーロの助成金と 830 億ユーロの融資で構成されている。同計画には 142 の投資と 111 の改革が含まれ、40%が気候変動目標を支援し、26%がデジタル移行を促進する。すべての施策は、スケジュールに従い、改革と投資の組み合わせによって 2026 年 8 月までに実施されなければならないとされている。

当該計画は、EU の REPowerEU イニシアティブの一部であり、化石燃料への依存を減らすための改革と投資が盛り込まれている。REPowerEU には許認可の合理化、自家消費とエネルギー貯蔵の支援、再生可能プロジェクトへの新規投資等が含まれており、多額の資金（670 億ユーロ）を気候目標を支援する施策に充てている。

【次世代 EU とスペインの復興・強靱化計画⁷⁰⁶】

欧州委員会は、2026 年までにすべての次世代 EU 資金を動員することを可能にする、スペイン復興・強靱化計画を承認した。同計画は、2021 年から 2026 年までに 1630 億ユーロ（スペインにおける GDP の 12%）以上を拠出し、経済の近代化を目指すものである。欧州委員会は、同計画が国際的な課題やエネルギー問題への適応能力を備えており、経済状況へのバランスの取れた対応であると評価した。復興・強靱化計画は、特にグリーン及びデジタル移行への投資が 5%増加することを見込んでいる。また、欧州委員会は、2025 年までに GDP が 2.7%から 3.5%増加する可能性を予測し、再生可能エネルギーのバリューチェーンにおける産業能力の強化を目的とした 10 億ユーロの新規投資と、電力システムの安全性と柔軟性の向上、再生可能エネルギーの導入促進を目的とした 10 億ユーロ近くの投資も含まれた。

上述の次世代 EU が資金を提供する復興・強靱化計画によって、太陽光発電設備設置のための支援が行われた（申請は 2023 年 12 月 31 日まで、または資金がなくなるまで受付が行われる）。2021 年 6 月に公表された「The Real Decreto 477/2021」⁷⁰⁷によって実施され、スペイン国内にソーラーパネル、太陽電池、空気熱装置を設置する家庭や企業など、再生可能エネルギーの自家消費、蓄電及び住宅部門での再生可能熱の促進に 6 億 6000 万ユーロの資金援助が確保されており、13 億 2000 万ユーロまで拡大が可能とされた。⁷⁰⁸

⁷⁰⁵ https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility/country-pages/spains-recovery-and-resilience-plan_en#green-transition （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁰⁶ https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/gobierno/news/paginas/2023/20231002_recovery-plan-addendum.aspx# （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁰⁷ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-10824> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁰⁸ <https://www.idae.es/en/support-and-funding/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector> （2024 年 3 月 12 日取得）

【施行状況⁷⁰⁹】

2023 年 12 月 21 日、復興・強靱化計画の IV 実行報告書を発表し、同計画が経済成長と変革に与える影響を強調した。当該報告書内では、エネルギー・コミュニティに関するパイロットプロジェクトや、再生可能水素バリューチェーン等のプロジェクトへの予算割当と、さらなる取り組みに対する可能性が記載されている。

(2) 税負担の軽減

【所得税控除⁷¹⁰】

スペイン国民はエネルギー効率改善工事に対して、所得税控除（IRPF）を受けることもできる。
控除率は以下の通り：

- A. 冷暖房需要削減工事に対する投資額の最大 20%、年間最大 5,000 ユーロの所得税が控除される。
- B. 家庭内の非再生可能エネルギー源と比較して 30%の省エネが達成された場合、またはエネルギー効率クラス（A または B）を達成した場合、最大 40%が控除される。控除額の上限は年間 7,500 ユーロとなる。
- C. 非再生可能エネルギー源の使用を 30%まで削減した場合、投資額の 60%が減額される。または、住宅用建物の家屋が、設置後にエネルギー効率クラス A または B に適合した場合に同率が控除される。

控除を適用するためには、エネルギー効率証明書が工事実施後に発行されていなければならず、これらの証明書は 2024 年 1 月 1 日までに発行されている必要がある。

(3) 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、2022 年 3 月 31 日までの時限付き個別の政令を出して対応していたが、2022 年 10 月 18 日、追加規定が制定された。国際市場における天然ガスの相場高に起因する電力市場における超過報酬を削減する仕組みが 2023 年 12 月 31 日まで延長された。⁷¹¹

2.4.5 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

【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 Ambiental⁷¹²）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

⁷⁰⁹ <https://planderecuperacion.gob.es/ejecucion/informe-de-ejecucion-del-plan> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷¹⁰ https://petete.tributos.hacienda.gob.es/consultas/?num_consulta=V1368-22 （2024 年 3 月 13 日取得）

⁷¹¹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974&tn=1&p=20231228#ti> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷¹² <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913> （2024 年 2 月 28 日取得）

なる場合、「Law 21/2013」に基づく公衆参加が規定されており、これは 2 つの政令（2006 年 4 月 28 日付法律第 9 号及び 2008 年 1 月 11 日付勅令第 1 号）に代わり、2 種類のアセスメント（戦略的環境アセスメント及び環境影響アセスメント）を 1 つのアセスメントに統合したものである。この環境アセスメントには、国・自治体間の協力・調整、住民参加（第 2 条）など様々な側面が含まれている。

(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

【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、各種関連法令を開説したマニュアル「Manual de Procedimiento para la Autorización de PROYECTOS DE INTERES COMUN de Energía en España⁷¹³（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。

【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）⁷¹⁴】

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、資金調達を行っている。2022 年には 65,946 件の質問に対応し、63%が市民からの質問であった。2021 年度と比べると約 8000 件増加している。

(3) 再生可能エネルギー共同体の形成⁷¹⁵

スペインの国家エネルギー・気候計画には、地域のエネルギー共同体を設立することで、集团的自家消費の拡大を奨励する戦略が盛り込まれている。勅令 244/2019 によって導入された規制の枠組みにより、近隣住民や住民組合など、コミュニティ内の複数の消費者がコミュニティ内にある発電設備を共同で所有し、利用できるようになった。政府は、認可プロセスを簡素化し、研修や能力開発支援を提供することで、取り組みを強化してきた。

集团的自家消費は、再生可能エネルギー能力を強化する機会として、限られた都市空間をより効率的に利用し、利用者一人当たりの投資コストを削減し、技術、管理、運営に関する専門知識を共有することができる。この政府の考えのもと促進されている。

⁷¹³ <https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/es-ES/Documents/manual-procedimiento-autorizacion-PCIs.pdf> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷¹⁴ https://www.idae.es/sites/default/files/news_of_interest/SICER-Memoria_Anual_2022_web.pdf （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷¹⁵ <https://www.iea.org/policies/17795-spain-renewable-energy-communities> （2024 年 2 月 28 日取得）

【勅令 244/2019：エネルギー共同体の機能と自家消費の概念に関する重要な改正⁷¹⁶】

2019年4月6日、スペイン政府は勅令 244/2019 を制定し、電気エネルギーの自家消費分野における重要な改革を示唆した。この法令によって導入された主な改正は、多岐にわたる自家消費の定義、集团的自家消費の概念、そして送電網に送電された余剰エネルギーの支払いメカニズムの簡素化等である。

● 勅令 244/2019 の影響に関する分析⁷¹⁷

再生可能エネルギー共同体（RECs）の定義が組み込まれ、自家消費の概念が広がったが、規制の枠組みは不完全であると分析されている。スペインは、系統料金や税金がかからないなど、集团的自家消費に有利なインセンティブを提供している。しかし、RECs に特化した枠組みがないため、運用の柔軟性が制限されている。

また、スペインの自然エネルギー支援制度は、地元所有の小規模プロジェクトを優遇しており、太陽光発電や風力発電プロジェクトの入札では、価格以外の基準が導入されている。

政府は、エネルギー貧困への対応に RECs を関与させるイニシアティブを提案している。復興・変革・強靱化計画からの資金は、エネルギー共同体、集团的イニシアティブ、自治体プロジェクトを支援するために割り当てられている。

【復興・変革・レジリエンス計画：地域社会と共生する再生可能エネルギー導入への財政的インセンティブ⁷¹⁸】

復興・変革・レジリエンス計画（改革 C7.R3）では、4つのラインにわたって支援が割り当てられている：

- 1) Community Transformation Offices：RECs のコンセプトと利益を促進する組織やイニシアティブ、及び新興 RECs の支援と助言のための資金。
- 2) CE-Aprende：特定のコミュニティ・プロジェクトを推進・広報する活動に対する資金援助。関心のある個人や団体に RECs のコンセプトを知ってもらうことを目的とする。潜在的なパートナーや会員を特定し、引き寄せる。
- 3) CE-Planifica：RECs の計画と設立のための資金援助。フィージビリティ・スタディ、契約モデル、技術的・法的支援を含む。
- 4) CE-Implementa（CE-インプリメント）：再生可能エネルギー、熱エネルギー、エネルギー効率、エモビリティの RECs プロジェクトに資金を提供。

選考基準には、革新性、社会参加、利益、エネルギー貧困の緩和、雇用創出、ジェンダーの視点、技術の組み合わせなどが含まれる。地域レベルでは、自治体（バレンシア自治州、アンダルシア自治州、エクストレマドゥーラ自治州など）や自治体が、補助金、助成金、免税などの自家消費設備に対するインセンティブを提供している。これらの優遇措置は、株主構成や地理的範囲など、各自治体が定める特定の基準に従う。

⁷¹⁶ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089> （2024年2月28日取得）

⁷¹⁷ <https://www.rescoop.eu/policy/spain> （2024年2月28日取得）

⁷¹⁸ <https://www.rescoop.eu/policy/spain> （2024年2月28日取得）

【RECs に適応した支援スキーム⁷¹⁹】

スペインでは、RECs は自然エネルギー支援制度に正式に組み込まれていない。しかし、2021 年と 2022 年に実施された入札では、「市民主導型分散型太陽光発電プロジェクト」（それぞれ 300MW と 150MG）のための入札容量が設定されている。適用される基準は以下の通りである：

- 5MW 以下の設備容量
- 45kV 以下の電圧で配電網に接続する義務を満たしている
- 設置の所有権または資金調達が地元で行われ、参加型である
- その場所は、電力消費の中心地の近隣である

また、法人格は以下のいずれかでなければならない：

- 設備から半径 30km 以内に居住する 10 人以上の組合員を有する協同組合
- 地方行政機関
- 持分の 25% 以上を現地の個人または法人が所有する会社

入札に参加する資格を得るためには、すべての参加者は以下の情報を含む計画を提出しなければならない：

- 投資の概要
- 調達戦略
- 地方、地域、国レベルでの、プロジェクトの設置期間中及び将来の運営期間中に創出される直接・間接雇用の見積もり
- 国、地域、地方のバリューチェーン（供給、製造部品、輸送など）における影響の推定
- 耐用年数終了後の設備部品の循環経済戦略
- 設置のカーボンフットプリントの分析
- プロジェクトの建設・運営期間中に実施される社会的・環境的グッドプラクティス
- 地元住民に設置の影響と便益を知らせるためのコミュニケーション戦略
- プロジェクトに市民参加を導入する計画

エネルギー・シェアリング・イニシアティブによる余剰生産分を送電網に送電する場合は市場販売を通じて行われ、請求書からの割引を通じてサプライヤーから補償を受ける。余剰分を市場に売却する場合、余剰分はすべて太陽光発電設備に割り当てられる。また余剰分を補償する場合、各参加者は、供給者の請求書において、自身の余剰分の割引を受ける。外部からの電力消費量を超える余剰分は補償されない。

【地域共生事例：Crevillent Energy Community “クレヴィレント・エネルギー共同体”⁷²⁰】

スペイン南東部、アリカンテの海岸線から 25 キロに位置するクレヴィレント村は、乾燥した気候と豊富な日照量を活かして気候変動に対応している。国内で最も乾燥した地域のひとつであるクレヴィレントは、太陽光発電技術を導入し、スペイン初の地域エネルギー・コミュニティの構築を目指している。

地元の電力協同組合 Enercoop が主導するこのプロジェクトは、40 万ユーロの予算で、地域のエネルギーシ

⁷¹⁹ <https://www.rescoop.eu/policy/spain> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷²⁰ <https://www.oneearth.org/crevillent-spains-first-local-energy-community/> （2024 年 2 月 28 日取得）

システムの最適化に焦点を当てた欧州連合の MERLON イニシアティブの一環である。第一段階では、住民が共同で所有する 120kW のソーラーパネルを設置し、約 70 世帯分のエネルギーを供給することを標榜した。同イニシアティブは、公共施設の屋根と民間の寄付を頼りに、2030 年までに町全体でエネルギーの自給自足を達成することを想定している。クレヴィレントには、電力販売と配電の両方の役割を果たす地元の協同組合 Enercoop があり、文化的な愛着と住民の高い参加意識に貢献している。エネルギー転換は、電力消費を民主化し、意思決定への市民の参加を促進し、コミュニティが確立されれば消費者のコストを 15～20%削減する手段と考えられている。

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

1) スペイン国内法 WEEE の国内法制化：2 月 25 日付け勅令 110/2015 号⁷²¹

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。シリコンウェハーを除去し、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、破碎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」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⁷²²。

⁷²¹ https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/spanishlegislationonwasteofelectricandelectronic equipmentsweeeroyaldecree1102015of20february_tcm30-170359.pdf (2024 年 3 月 2 日取得)

⁷²² [WEEE compliance promotion exercise - Publications Office of the EU \(europa.eu\)](https://publications.ec.europa.eu/wEEE-compliance-promotion-exercise) (2023 年 11 月 26 日取得)

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⁷²³。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⁷²⁴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る。

（※ 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。）

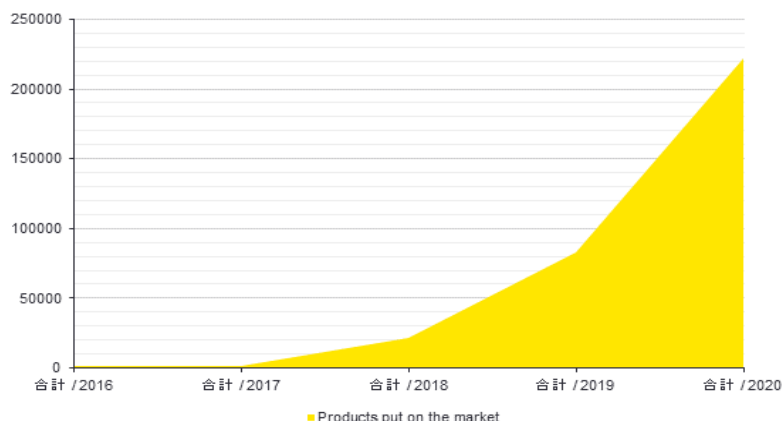
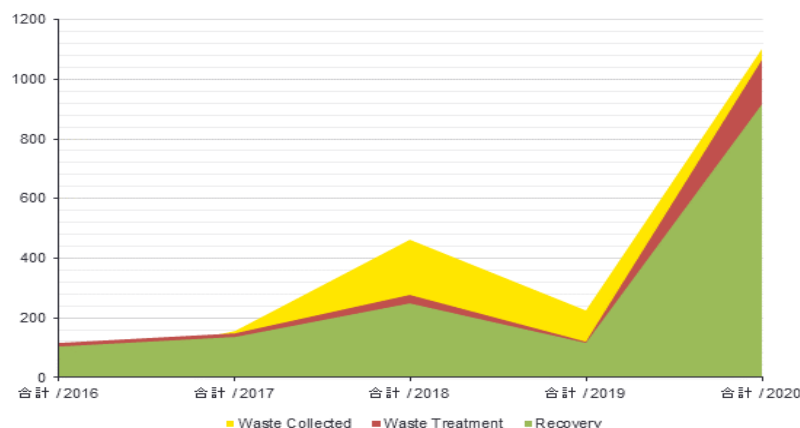


図 2.4-9 太陽光パネルの市場投入量 (tonne)



⁷²³ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEEOS_custom_4552535/default/table?lang=en
(2024 年 3 月 2 日取得)

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_WASELEE_custom_4552808/default/table?lang=en (2024 年 3 月 2 日取得)

図 2.4-10 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。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、1,610 の登録企業と 93,265 カ所の回収拠点を持っており、2022 年には 55,088 トンの WEEE の回収を行い、これは 2021 年比で 11% の増加となった⁷²⁴。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。⁷²⁵

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⁷²⁶。

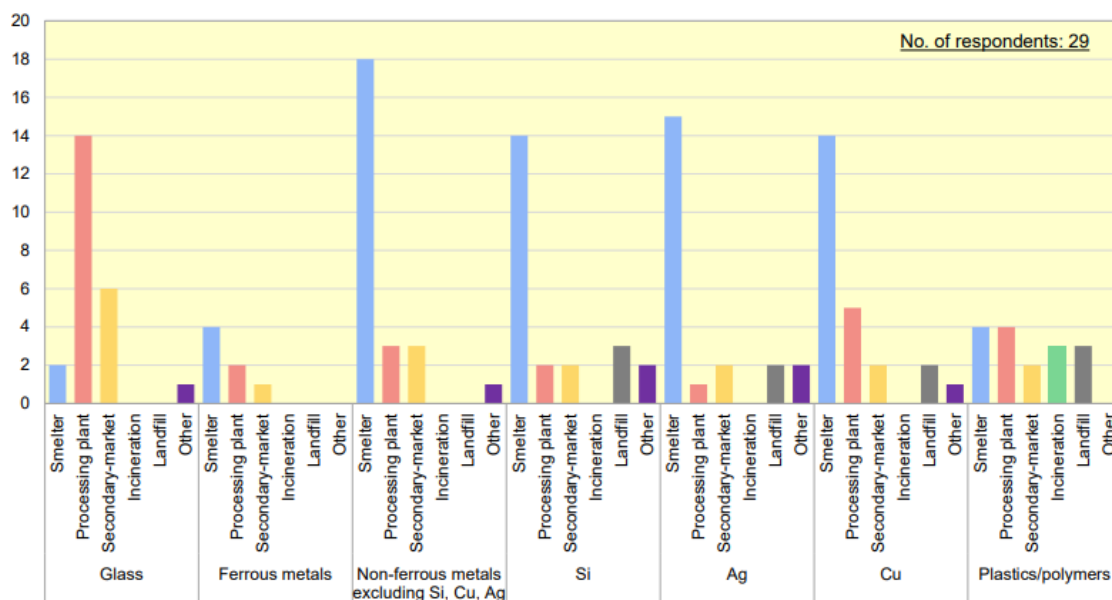


図 2.4-11 太陽光パネルの回収後の利用方法

出所) Photo voltaic Power Systems Programme, Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task 13 Countries 2022⁷²⁶ 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。

⁷²⁴ <https://www.recyclia.es/wp-content/uploads/MEMORIA-RECYCLIA-2023-INGLES.pdf> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁷²⁵ <https://www.report.pvcycle.org/> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁷²⁶ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-IEA-PVPS-T12-24_2022_Status-of-PV-Module-Recycling.pdf (2024 年 3 月 2 日取得)

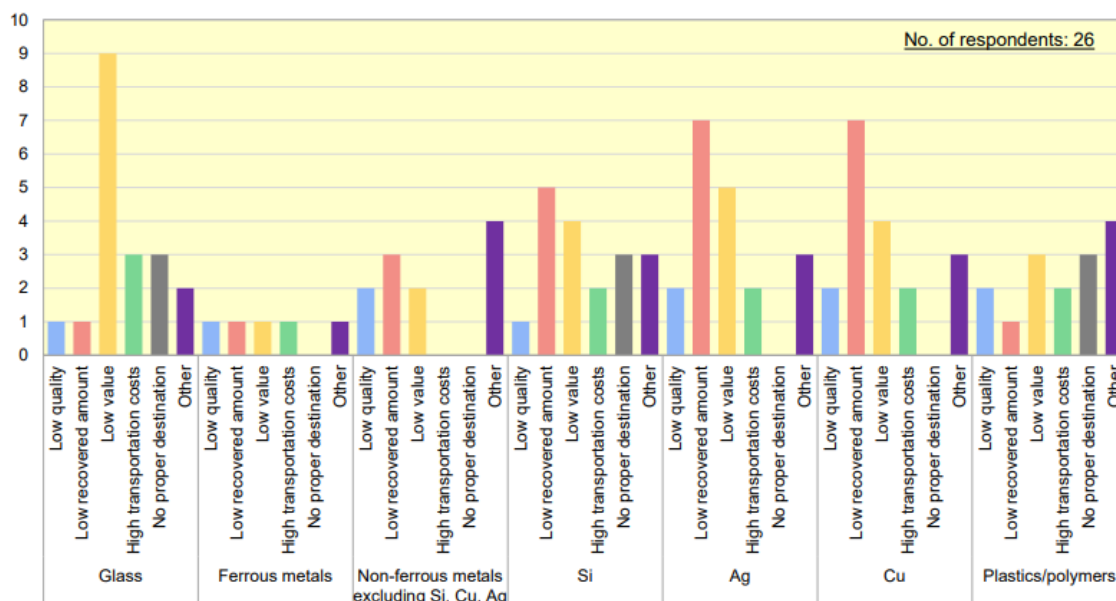


図 2.4-12 太陽光パネルの回収、リサイクルに対する課題

出所) Photo voltaic Power Systems Programme, Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task 13 Countries 2022⁷²⁶ 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⁷²⁷。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⁷²⁸。

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^{729,730}。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⁷³¹。

⁷²⁷ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2024 年 3 月 2 日取得）

⁷²⁸ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2024 年 3 月 2 日取得）

⁷²⁹ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2024 年 3 月 2 日取得）

⁷³⁰ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2024 年 3 月 2 日取得）

⁷³¹ 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2023 年 11 月 2 日取得）

4) 風力発電設備のリサイクル・廃棄処理にかかる技術開発

【政府による支援】

2022 年 12 月、スペイン政府は、循環型経済の風力発電、水力発電の改修、風力タービンプレードのリサイクルを目的とした 3 種類の助成プログラム「Repotenciación Circular」を発表した。

プログラム 1 は、現在風力発電施設に設置されているすべての風力タービンを、より効率的なものに交換することを目的としている。1 億 5,000 万ユーロが割り当てられ、少なくとも 5 億 5,700 万 kW の風力発電設備の更新が可能になると見積もられている。

プログラム 3 は、3,000 万ユーロが割り当てられており、革新的な風力タービンプレードのリサイクル施設の立ち上げを奨励するものである。廃棄物の少なくとも 50%（ブレード及び／または最も取り扱いが難しい複合材料を使用したその他の風力タービン部品）を回収し、生産工程に導入可能な二次原料に転換しなければならないとされている。このプログラムにより、ブレードとその他の複合材を合わせて年間 17,564 トンのリサイクル能力が達成される見込みである。⁷³²

【企業の取組】

スペイン最大の電力会社 Endesa と環境サービス企業 PreZero Spain は、財政支援を受けイベリア半島初の風力タービンプレードのリサイクル工場を立ち上げる合意に達した。この工場には 850 万ユーロが投資され、風力タービンから出る年間 6,000 トン以上のグラスファイバーとカーボンをリサイクルし、循環経済基準を適用しブレード素材に第二の人生を与えるという課題に応えるものである。工場は、2024 年初頭までに稼働する予定である。⁷³³

一方、風力発電所部品のリサイクル会社 ENERGYLOOP は、持続可能性と循環経済に関連するプロジェクトの実施企業 SURUS と、風力タービンプレードのリサイクルのための共同ソリューションの提供を目的とした契約を締結した。2024 年には、ナバラ州で 1,000 万ユーロ近い投資を必要とするブレードのリサイクル施設立ち上げを予定している。⁷³⁴

また、ACCIONA、ACCIONA Energía、RenerCycle は 2023 年 11 月、Lumbier（Navarra 州）に風力発電ブレードのリサイクル工場 Waste2Fiber を建設することを発表した。この施設は 2025 年に稼働し、100 人以上の雇用を創出する計画である。Waste2Fiber 工場は、スペイン政府の PERTE（Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica）プログラムから 530 万ユーロの資金提供を受け、ナバラ州政府の支援を受けている。リサイクル施設の建設は 2024 年前半に開始される計画である。工場の処理能力は年間 6,000 トンで、ブレードの解体・破砕から最終製品の生産・品質管理まで、生産工程の全段階をカバーするという。⁷³⁵

⁷³² 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）（2023 年 11 月 28 日取得）

⁷³³ <https://www.endesa.com/en/press/press-room/news/energy-efficiency/circular-economy/first-peninsula-iberica-wind-turbine-blade-recycling-plant>（2023 年 11 月 28 日取得）

⁷³⁴ <https://www.fccambito.com/en/web/fccambito/-/energyloop-surur-palas-es>（2023 年 11 月 28 日取得）

⁷³⁵ https://www.acciona.com/updates/news/acciona-build-pioneering-wind-blade-recycling-plant-navarra/?_adin=02021864894（2024 年 3 月 2 日取得）

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 年国家エネルギー戦略（SEN）⁷³⁶」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。

2023 年、EU の再生可能エネルギー指令（2018/2001）が改正された（2023/2413⁷³⁷）。この中で、EU の 2030 年における再生可能エネルギーの目標を従来の 32% から最低 42.5% に引き上げ、45% を目指すとしている。⁷³⁸これに伴い 2023 年 7 月、イタリアは「国家エネルギー・気候計画（NECPs：National Energy and climate plan）」の更新案を欧州委員会に対して提出した。⁷³⁹NECP 更新案によると、イタリアは 2030 年に再生可能エネルギーで総最終消費量の 40.5% を賄うという目標を追求する意向である。⁷⁴⁰最終的な NECP 更新案は 2024 年 6 月 30 日までに提出される。

(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（SEN）

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	2021 年実績	2030 年目標
最終エネルギー消費	17.5%	19.03%	28%
電力分野	33.5%	36%	55%
冷暖房分野	19.2%	19.71%	30%
輸送燃料分野	6.4%	10%	21%

⁷³⁶ https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF （2024 年 2 月 20 日取得）

⁷³⁷ <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj> （2024 年 2 月 20 日取得）

⁷³⁸ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en （2024 年 2 月 20 日取得）

⁷³⁹ https://commission.europa.eu/publications/italy-draft-updated-necp-2021-2030_en （2024 年 2 月 20 日取得）

⁷⁴⁰ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf> P.69 （2024 年 2 月 20 日取得）

出所) イタリア経済発展省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”⁷⁴¹, IEA, “Italy 2023 Energy Policy Review”⁷⁴²に基づき作成

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、下図の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。

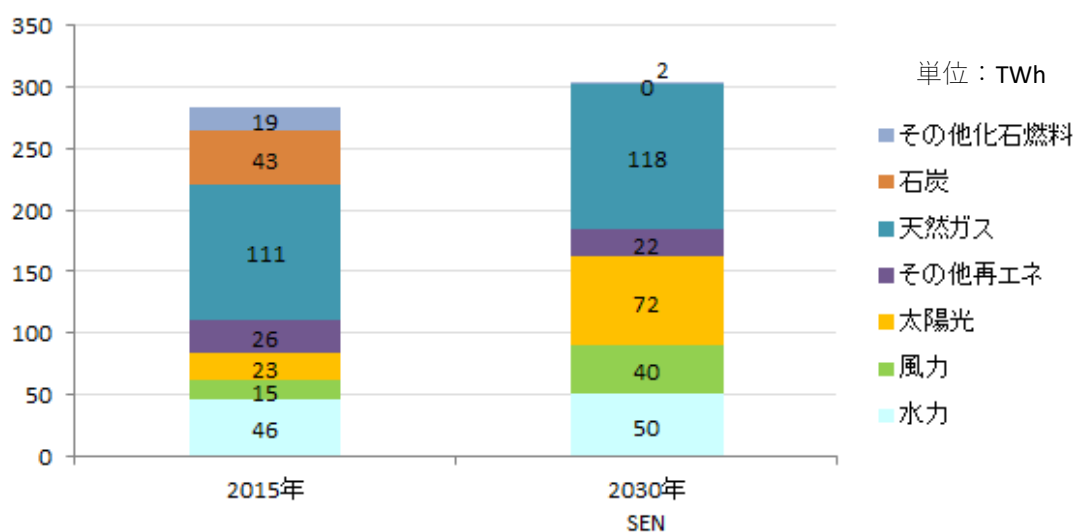


図 2.5-1 2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量

出所) イタリア経済発展省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”に基づき作成

B) 国家エネルギー・気候計画

イタリア政府は、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 Energy and climate plan）」を提出、2023 年 7 月にその更新案を提出した。2023 年 7 月公表分の、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。

⁷⁴¹ https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF P.6 (2024年2月20日取得)

⁷⁴² https://iea.blob.core.windows.net/assets/71b328b3-3e5b-4c04-8a22-3ead575b3a9a/Italy_2023_EnergyPolicyReview.pdf P.86 (2024 年 3 月 5 日取得)

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

測定単位		2021 年 (実績)	2030 年目標	
		イタリア	EU	イタリア
再生可能 エネルギー	最終エネルギー消費における再エネ源	19%	38.4%-39%	40%
	輸送燃料分野における再エネ源	8%	29%	31%
	冷暖房分野における再エネ源	20%	29.6%-39.1%	37%
	電力分野における再エネ源	36%	予定なし	65%
エネルギー保存	一時エネルギー消費量	145 Mtoe	112.2 Mtoe (115 Mtoe flexibility+2.5%)	122 Mtoe
	エネルギー効率義務制度による 最終消費量の年間節約額	1.4 Mtoe	73.4 Mtoe	73.4 Mtoe
温室効果ガス	EU-ETS 対象工場の 2005 年比 減少	47%	62%	62%
	非 EU-ETS 分野の 2005 年比 減少	17%	43.7%	35.3%/37.1%
	温室効果ガス総排出量	-	57% ⁷⁴³	-
国際相互接続	相互接続容量レベル	10% (2022 年 値) ⁷⁴⁴	15% ⁷⁴⁵	-

出所) “NATIONAL PLAN INTEGRATED FOR ENERGY AND CLIMATE, Italy”, 2023⁷⁴⁶に基づき作成

⁷⁴³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_4754 (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁴⁴ <https://www.iea.org/articles/italy-electricity-security-policy> (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁴⁵ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf> P.126 (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁴⁶ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf> P.15 (2024 年 2 月 20 日取得)

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

	2025 年	2030 年
水力 ^注	19,172	19,172
地熱	954	1,000
風力	17,314	28,140
うち洋上風力	300	2,100
バイオマス	3,777	3,052
太陽光	44,848	79,921
うち太陽熱	300	873
合計	86,065	131,285

注) 純ポンプ装置と混合ポンプ装置は除く。

出所) “NATIONAL PLAN INTEGRATED FOR ENERGY AND CLIMATE, Italy”, 2023 ⁷⁴⁷に基づき作成

(2) エネルギー価格・物価高騰への対応

A) これまでの流れ

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ている。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。2022 年最後の数ヶ月間、エネルギー商品の価格は低下していたとはいえ高水準で推移したため、前四半期に導入された家計及び企業向けの支援措置の一部を延長する必要性が生じた。イタリア政府は、2022 年 11 月 18 日に、電気、天然ガス、燃料に関し急遽導入した法令「Aiuti quater」政令により、電力とガスの購入に対する企業の税額控除を 2022 年 12 月まで延長、燃料に対する物品税と付加価値税の減税を 2022 年 12 月 31 日まで延長した。

イタリア政府は、欧州委員会の勧告に従い、2023 年度予算案の発表にあたり、エネルギー価格の上昇に対して最も脆弱な家庭や企業を対象とした措置の延長と強化を優先した。⁷⁴⁸

2023 年に導入された主な施策は以下の通りである。

① 電気料金の抑制

⁷⁴⁷ <https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf>

P.77 (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁴⁸

https://www.dt.mef.gov.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_en/analisi_progammazione/documenti_programmatici/def_2023/2023-Stability-Programme-Abridged.pdf P.23-25 (2024 年 2 月 20 日取得)

- 第 1 四半期 : 57 億ユーロ (GDP の 0.3%) のエネルギー料金抑制策の延長及び強化
- 第 2 四半期 : 2023 年第 2 四半期には、燃焼用、地域暖房用、熱エネルギー用のガス供給に対するシステム料金無料化と付加価値税の 5% への引き下げが予定されていた。逆に、電力のシステム料金の引き下げは延長されなかった。⁷⁴⁹
- 第 3 四半期 : ガス料金のシステム料金無料化と、燃焼用・地域暖房用・熱エネルギー用のガス供給に対する付加価値税の 5% への引き下げが確認された。⁷⁵⁰
- 第 4 四半期 : 措置の延長が実施される。

② 社会エネルギー・ボーナス

- 第 1 四半期 : 電力・ガス事業に対する 25 億ユーロの社会的ボーナス強化の延長と、ボーナスの対象となる ISEE (所得証明) の最高基準値の引き上げによる受益者層の拡大を同時に実施。
- 第 2 四半期 : 大家族向けボーナスの受給資格を得るための ISEE 基準額を引き上げた。構造的かつ極めて柔軟な措置であるこのボーナスは、最も脆弱な世帯を支援するための非常に効率的な手段である。
- 第 3 四半期 : 大家族世帯の ISEE 基準額が 20,000 ユーロから 30,000 ユーロに引き上げられ、ボーナスの対象が拡大された。このようなボーナスは何年も前から実施されており、非常に柔軟で対象を絞った構造的な措置である。従って、その強化は、最も脆弱な世帯を支援するための不可欠かつ効率的な手段である。
- 第 4 四半期 : 社会エネルギー・ボーナスの強化が実施される。

2024 年度予算案によると、2024 年第 1 四半期には、すでに電力社会ボーナスを受給している家庭は家族構成員数に応じて増加する特別拠出金を拡大するため、エネルギー価格の高騰に対する介入を徐々に排除し、最も脆弱な家庭を支援する方針が継続されることが示された。⁷⁵¹

③ 税額控除

- 第 1 四半期 : エネルギー集約型企業及び非集約型企業に対する 102 億ユーロの税額控除が延長され、その適用割合が強化された。
- 第 2 四半期 : エネルギー及び天然ガスの購入のために企業が負担する費用の増加により、臨時の補助金の一部が相殺された。しかし、補助金の対象となる支出の割合が縮小され、エネルギー集約型企業及び

⁷⁴⁹

https://www.dt.mef.gov.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_en/analisi_progammazione/documenti_programmatici/def_2023/2023-Stability-Programme-Abridged.pdf (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁵⁰

https://www.dt.mef.gov.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_it/analisi_progammazione/documenti_programmatici/nadef_2023/NADEF2023-Versione-Abridged_ENG.pdf (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁵¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2023/12/30/303/so/40/sq/pdf> P.3 (2024 年 2 月 21 日取得)

全企業のカス購入費用の 20%、非エネルギー集約型企業の 10%となった。これは、企業の四半期平均コストが 2019 年の同四半期と比較して少なくとも 30%増加した場合に対象となる。

- 第 3 四半期：電気・カスの購入費用に対する企業向け税額控除は延長されなかった。

④ 社会保険料の免除

所得が 3 万 5,000 ユーロまでの被雇用者の社会保険料免除を 2023 年末まで延長し、65 億ユーロを負担する。

⑤ ガス価格拋出金の導入

第 4 四半期にガス価格が 45 ユーロ/MWh の基準値を超えた場合に家庭用ユーザーに支払われる一括拋出金を導入した。

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、2023 年度予算法の一環としてエネルギー企業の利益に課す税率を 50%に引き上げた。これは、国際市場で石油とカ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 2022 年に課された既存の 25%からの引き上げとなる。2022 年、課税ベースは、2020 年 10 月から 2021 年 4 月までの期間と比較して、2021 年 10 月から 2022 年 4 月までの期間における VAT 控除後の未収・未払残高の増加分として測定された。税率は、増加率が 10%を超える場合のみ 25%となった。2023 年については、法人税 IRES 所得のうち、過去 4 年間の平均 IRES 所得を 10%以上上回る部分に課税される。この結果、課税ベースが狭まることになるが、税率引き上げによって一部相殺され、企業の特別収益の部分がより正確に反映されることになる。⁷⁵²

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) ⁷⁵³

イタリアでは、1999 年の政令 1143 79/99 でクオータ義務付け (RPS) を伴うグリーン電力証書制度を導入し、再エネ電力の支援を行ってきた。⁷⁵⁴ またエネルギー法案は、2001/77/EC 指令に基づき、2003 年の法令第 387 号によって実施された。2005 年と 2006 年の省庁間法令 (l° Conto Energia) で太陽光発電に対

⁷⁵²

https://www.dt.mef.gov.it/export/sites/sitodt/modules/documenti_en/analisi_progammazione/documenti_programmatici/def_2023/2023-Stability-Programme-Abridged.pdf P.25 (2024 年 2 月 20 日取得)

⁷⁵³ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁵⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Italy.pdf?la=en&hash=6C5FF14B917C137FD37FE282D675477F64FD0DD7 P.106 (2024 年 2 月 27 日取得)

する固定買取価格制度が導入され⁷⁵⁵、2007 年 2 月 19 日の省令（II° Conto Energia）では、設備規模に基づいて支援価格を差別化する支援制度が規定された。加えて、エネルギー効率的な利用と組み合わせた太陽光発電設備に対するプレミアムも導入された。

2010 年には、2011 年 1 月 1 日から 2011 年 5 月 31 日までの発電設備に適用される III° Conto Energia が施行され、革新的な太陽光発電設備に対する支援が開始された。

続いて、2011 年は同年 5 月 31 日以降の設備に対するインセンティブを定義する省令（IV° Conto Energia）が公布され、太陽光発電技術のコストを鑑み、年間のインセンティブコスト上限が 60 億ユーロに設定された。2012 年 7 月 5 日の省令（V Conto Energia）は、累積インセンティブ上限を 67 億ユーロに引き上げ、その後 2013 年 7 月 6 日に法的年間累計支援額上限に達したため、新規申し込みを停止した。⁷⁵⁶

2024 年 2 月現在、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。⁷⁵⁷

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）⁷⁵⁸においては、2022 年以降の再エネ電力支援政策の導入が規定されている。当該省令において、再生可能エネルギー発電設備が、市場競争に近い発電コストを有する場合の支援制度へのアクセス基準や方法が記載されており、2023 年 8 月にはコンサルテーション^{759,760}が政府によって開始された。

新たな支援制度が開始するまでの間、入札と登録の仕組みは割当枠がなくなるまで、2019 年 7 月 4 日付省令（DM FER 1）に基づいて延長される見込みである。国内実施法（LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199）では、稼働中の発電設備への支援制度が段階的に移行するための具体的な手順と条件が設定され、この変更は 2024 年 12 月 31 日以降に実施される予定となっている。

⁷⁵⁵ <https://www.iea.org/policies/4902-old-feed-in-premium-for-photovoltaic-systems-i-ii-iii-iv-conto-energia> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁵⁶ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁵⁷ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁵⁸ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sq/pdf> (2024 年 3 月 7 日取得)

⁷⁵⁹ https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/notizie/Consultazione_pubblica_schema_DM_FERX.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁶⁰

https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Pubblicazioni/Studi%20e%20pubblicazioni/2023/EF_Coop.%20storiche_27ott.23.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

令和 5 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)

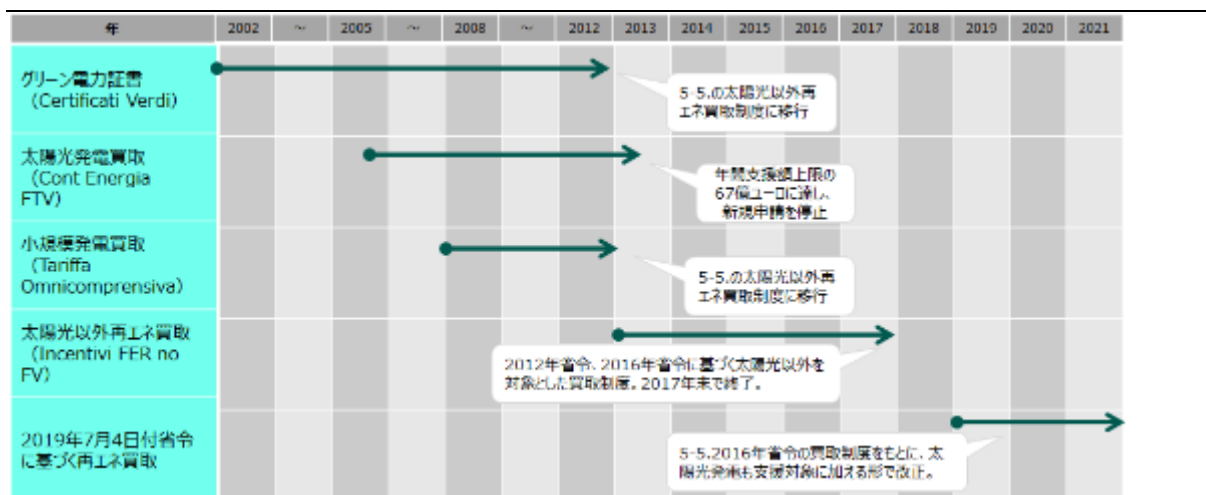


図 2.5-2 電力分野における主な再生エネルギー促進制度の変遷

出所) 東京海上ディール株式会社、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) より

(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。

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) ⁷⁶¹

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。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。⁷⁶²

C) 支援対象とするエネルギー源・設備

支援対象となる設備は、4 つのカテゴリーに分類される。⁷⁶³

⁷⁶¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sq> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁶² <https://www.gse.it> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁶³ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019> (2024 年 2 月 27 日取得)

【グループ A】

新規、全改修、再稼働、出力増強した風力発電設備、新規の太陽光発電設備

【グループ A-2】

アスベストまたはエテルニットが完全に除去された新規の屋根設置型太陽光発電設備

【グループ B】

新規、全改修（水道施設除く）、再稼働、出力増強した水力発電設備、及び新規、再稼働、改良された下水処理残留ガス設備

【グループ C】

全面的または部分的な改修が行われる、風力発電設備、水力発電設備、下水処理残留ガス設備支援対象とする設備。

設備容量に応じて、1) 1kW（太陽光発電は 20kW）以上、1MW 未満の発電設備は、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（グループ A、A-2、B、C）、2) 1MW 超の競争入札を経て支援対象を決定する「入札」設備（グループ A、B、C）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
8	2022 年 1 月 31 日	2022 年 3 月 2 日

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令（第 4 条）及び GSE、"Regolamento Operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste del DM 4 luglio 2019"⁷⁶⁴に基づき作成

764

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/NORMATIVE/DM%20FER%202019%20Regolamento%20Operativo%20Iscrizione%20Registri%20e%20Aste%20con%20Allegati.pdf
f (2024 年 3 月 12 日取得)

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）⁷⁶⁵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、2024 年 2 月時点で第 13 回までの登録・入札が行われた。

「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。

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	グループ A-2	グループ B	グループ C
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（第 8 条）に基づき作成

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	グループ B	グループ C
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（第 11 条）に基づき作成（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）より）

なお、本支援制度には、クラスター内の各発電設備の公称電力が 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。（第 3 条）

⁷⁶⁵ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sq/pdf> （2024 年 3 月 7 日取得）

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。⁷⁶⁶

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閾値

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

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令（第 7 条）に基づき作成（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）より）

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

⁷⁶⁶ <https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Servizi/Eventi/2019/5%20settembre/PresentazioneEF2.pdf> P.22
(2024 年 2 月 27 日取得)

		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 日付経済発展省令別紙⁷⁶⁷に基づき作成 (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) より)

第 7 条によると、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。再生可能エネルギーの自家消費は、個人やグループが再生可能エネルギーを発電し、自分たちのニーズに合わせて使用する場合に行われる。これは、利用者に直接接続される再生可能エネルギー設備を設置するか、他の場所で生産された再生可能エネルギーが利用され、配電網を通じて共有することによって行われる。自家消費に対する報酬は、通常、再生可能エネルギーの消費量に基づいて支払われる。(LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199 第 31 条⁷⁶⁸)

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。(第 6 条)

(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。

⁷⁶⁷

https://www.gazzettaufficiale.it/do/atto/serie_generale/caricaPdf?cdimg=19A0509900100010110001&dgu=2019-08-09&art.dataPubblicazioneGazzetta=2019-08-09&art.codiceRedazionale=19A05099&art.num=1&art.tiposerie=SG (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁶⁸ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sq/pdf> P.37 (2024 年 3 月 7 日取得)

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	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 15% 以上であり、各列の電力が 15 kW 超を条件とする	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	②基本インセンティブ価格への削減率 ③プロセス参加の申請完了日 等	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：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		

出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令（第 9 条）に基づき作成（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）より）

(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設備は、建築許可及び運転許可と連系許可（STMG）を既已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。（第 12 条）

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。（第 13 条）

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。（第 14 条）

(5) 登録・落札後の管理の仕組み

A) 登録手続き対象設備（第 10 条）

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る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 (第 10 条) に基づき作成 (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) より)

B) 入札手続き対象設備 (第 15 条)

入札結果が発表された後、落札者は入札時に提供した仮の銀行保証を最終的な銀行保証に置き換えなければならない。この最終銀行保証は、90 日以内に投資総額の 10% 以上に相当するものでなければならず、プロジェクトが円滑に実施されるための保証金としての役割を果たす。

しかし、落札者がこの期間内に最終銀行保証を提供できなかった場合、GSE は入札時に提供された中間保証を利用する。つまり、GSE はプロジェクト完了後、落札者にその金額を返金することはない。

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 (第 15 条) に基づき作成 (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) より)

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、レジストリー登録時、入札参加時、または改修設備をレジストリー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⁷⁶⁹に基づき作成 (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) より)

(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。

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、Sonnedit 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 0.065 ユーロ/kWh に対して、各々の事業者が提示した値下

⁷⁶⁹ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019> (2024 年 2 月 27 日取得)

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。⁷⁷⁰

表 2.5-13 2019 年省令に基づく入札手続きの応札状況（第 8 回～9 回）
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)
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に基づき作成（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) より)

なお、本支援制度に基づく入札は、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。

2023 年 1 月～2024 年 2 月にかけて 4 回の入札結果が発表された。下記は入札結果の詳細である。

(8) 2023 年～2024 年までに行われた第 10 回～13 回の入札結果について

下記の容量が各入札回において割当てられた。

【第 10 回】111.3MW⁷⁷¹ 【第 11 回】371.1MW⁷⁷² 【第 12 回】58.3MW⁷⁷³ 【第 13 回】1,001MW⁷⁷⁴

⁷⁷⁰ 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）（2024 年 2 月 27 日取得）

⁷⁷¹

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/GRADUATORIE%20ASTE%20DM%204%20LUGLIO%202019/Graduatoria%20bando%2010/Graduatoria_DM2019_Bando10_Tabella_Riepilogativa.pdf（2024 年 2 月 27 日取得）

⁷⁷²

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/GRADUATORIE%20ASTE%20DM%204%20LUGLIO%202019/Graduatoria%20bando%2011/Graduatoria_DM2019_Bando11_Tabella_Riepilogativa.pdf（2024 年 2 月 27 日取得）

⁷⁷³

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/GRADUATORIE%20ASTE%20DM%204%20LUGLIO%202019/Graduatoria%20bando%2012/Graduatoria_DM2019_Bando12_Tabella_Riepilogativa.pdf（2024 年 2 月 27 日取得）

⁷⁷⁴

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/GRADUATORIE%20ASTE%20DM%204%20LUGLIO%202019/Graduatoria%20bando%2013/Graduatoria_DM2019_Bando13_Tabella_Riepilogativa.pdf（2024 年 2 月 27 日取得）

(9) 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 (LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199)⁷⁷⁵

当該法令は、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) の国内実施法であり、2024 年以降に新たな支援制度が施行開始する予定となっている。現在は移行段階として、コンサルテーションが行われ、省令はドラフト段階となっている。下記にて、国内実施法 (LEGISLATIVE DECREE 8 November 2021, n. 199) の詳細を記載する。

この法令は、再生可能エネルギー源の利用を促進することにより、イタリアの持続可能な成長への道を加速させることを目的としている。その目標は、2030 年までにエネルギー部門の炭素排出量を削減し、2050 年までに完全な脱炭素化を達成するという欧州の目標に沿ったものである。また、2030 年までに再生可能エネルギーの割合を増加させるという目標を達成するために必要な、制度的、財政的、法的枠組みを規定している。EU の再生可能エネルギー指令 (EU) 2018/2001 に則り、2021 年 4 月 22 日付けの国内法第 53 号によって設定された基準に準拠している。

A. 再生可能エネルギーの支援制度 (第 1 編)

【再生可能エネルギー電源一般基準 (第 5 条)⁷⁷⁶】

- インセンティブの仕組み：
国営エネルギーサービス会社である GSE (Gestore dei Servizi Energetici) は、再生可能エネルギープロジェクトの実際のコストに比例したインセンティブを提供する。これにより、投資コストと運営コストの両方に対する公正なインセンティブが保証される。
- インセンティブ受給期間：
発電設備は操業開始日から、平均耐用年数に相当する期間、インセンティブを受給する権利を有する。
- 適用対象：
インセンティブは、新設設備、廃止された設備の再稼働、完全に改修された設備、既存設備の改修など、様々なタイプの設備に適用される。
- 他の制度との併用：
インセンティブは、あらかじめ設定されているスキームの下で他の支援制度と柔軟に併用することが出来、具体的には再生可能エネルギー源と蓄電システムなどの組み合わせの奨励と共同利用を促進している。
- 設備の分割防止：
発電設備を小規模に分割し、高いインセンティブを受給することを防止する。

⁷⁷⁵ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁷⁶ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf> P.11 (2024 年 2 月 27 日取得)

【インセンティブ提供のための設計メカニズム（第 5 条、6 条、7 条、8 条）⁷⁷⁷】

- 大規模発電設備（1MW 以上）：
 - a. 1MW 以上の発電設備については、競争入札を通じてインセンティブが決定される。
 - b. インセンティブ及びその最大電力量は 5 年毎に設定される。
 - c. インセンティブは入札での落札価格と電力市場価格との差額として計算され、ネガティブ価格となった場合は政府に払い戻される。
- 大規模発電設備（10MW 以上）

GSE が発電設備の許可取得中に、その発電設備がインセンティブ受給に適切かどうかを確認する試みが設けられた。適していると判断され承認を受けた後、3 カ月以内に入札する場合、少額の入札価格で応募することが出来る。
- 小規模発電設備（1MW 以下）
 - a. 市場競争に近い発電コストの発電設備のインセンティブの受給申請は、運転開始時に行い、事前通知や登録は必要ない。
 - d. 1MW 以下でエネルギーコミュニティや集団自家消費を構成する発電設備が対象となる。
 - e. インセンティブは発電設備が発電するエネルギーに対してのみ適応され、同じ主変電所に接続された設備及び消費者間で共有される。
 - f. インセンティブは設定された電力上限を達成するまで保証され、5 年ごとに見直される。
- 技術革新的又は発電コストの高い発電設備
 - a. 入札は指定された割当電力の残量に従って行われる。
 - b. 優先基準：

プロジェクトが一定の環境及び土地保護要件を満たしている場合に優先的に選択される。（文化的景観や保護環境地域に近接していないプロジェクト）次に、費用対効果の高い取り組みが優先基準の要素となる。

【リバース入札の導入（第 6 条）⁷⁷⁸】

リバース入札は、再生可能エネルギー・プロジェクトの開発にインセンティブを与えるための仕組みである。複数の技術別の電力割当が、潜在的なプロジェクト開発者の入札に割当てられ、電力システムのニーズや開発計画との整合性を促進するため、地域ごとに分けられることもある。

リバース入札は定期的に開催され、長期的な目標との整合性を確保するため、インセンティブと電力割当量は 5 年単位で決定される。リバース入札で落札された発電設備が得るインセンティブは、落札価格と通常の電力市場価格との差額である。この差額がマイナスになった場合、インセンティブは政府へ払い戻される。この形態

⁷⁷⁷ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf> P.11-15（2024 年 2 月 27 日取得）

⁷⁷⁸ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf> P.13（2024 年 2 月 27 日取得）

から、リバース入札は CfD 制度の一部と考えらえる。

【認可手続きの迅速化⁷⁷⁹⁾】

- デジタルプラットフォームの構築（第 19 条）
認可手続きのためのデジタル・プラットフォームの創設を導入しており、単一認可、簡易認可手続き、建設活動のための情報発信に重点を置いている。
- 洋上風力発電設備（第 23 条）
単一の認可権限が環境・エネルギー安全保障省に移管され、許可手続きが迅速化される。

B. 公開コンサルテーション^{780, 781)}

2023 年 8 月には政府による公開コンサルテーションが開催された。このコンサルテーションにおいて、CfD 設計の見直しや、効率的な投資と資源管理の解決策の促進やリスク配分を通じて、消費者に最も低コストで脱炭素化目標の達成を確実にするための見解及び方向性の共有がなされている。下記は、CfD 制度及び、今後設計の見直しを検討されている詳細について記載する。

- CfD 制度の発展の可能性：
従来の CfD 制度では、発電事業者は市場力学に沿ったインセンティブがないため、課題に直面している。第一に、発電事業者は市場価格に関係なく、CfD 契約によって収入が確定しているため、エネルギー価値の低い期間にメンテナンス計画をする動機がない。その結果、生産決定はリアルタイムの市場シグナルから切り離され、潜在的にリソースの最適利用を下回ることになる。
さらに、発電事業者は、エネルギー価格の変動、過剰生産やネットワーク制約などの予期せぬ事態といったリスクを負う。価格と電力の利用可能性に基づいてこれらのリスクを調整させるメカニズムがなければ、発電事業者の利益は、生産量が予想を下回ったり、価格が平均を下回る場合に減少する。さらに、過剰生産や抑制による発電不足から生じるリスクは、もっぱら生産者が負担することになり、経済的な不確実性を悪化させる。
全体として、従来の CfD モデルは、効率的な運営とリスク分担のためのインセンティブを提供できず、発電事業者にとって最適とは言えない結果となり、エネルギー市場運営の潜在的な非効率性をもたらしていると分析されている。そのための改善策として、政府は Asset-Based CfD の可能性を提案している。これは、アンダープライシングやエネルギー市場の不確実性など、従来の CfD が直面していた課題を軽減し、財政的インセンティブを実際のエネルギー生産と市場の状況に合わせることで、再生可能エネルギー資源の効率的な利用を保証する事を目的としている。
- 排出削減係数による補助金価格の計算（案）：

⁷⁷⁹⁾ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sq/pdf> P.25,28 (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁸⁰⁾ https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/notizie/Consultazione_pubblica_schema_DM_FERX.pdf
(2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁸¹⁾

https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Pubblicazioni/Studi%20e%20pubblicazioni/2023/EF_Coop.%20storiche_27ott.23.pdf (2024 年 2 月 27 日取得)

補助金価格算出のために新たな計算方法を検討している。GSE は、再生可能エネルギーの単位あたりの汚染削減量を、1 メガワット時あたりの CO₂ 換算トン (tCO₂eq/MWh) で計算する。従来、単位エネルギーあたりの補助金は、落札価格と市場価格の差を考慮し、メガワット時間当たりユーロ (€/MWh) で計算されている。GSE は新しい方法を採用して、補助金を 1 トンあたりの CO₂ 相当排出削減 (€/tCO₂eq avoided) で計算することを検討している。これは、ユーロ (€) を 1 メガワット時あたりの排出削減と比較して、CO₂ 相当排出を回避するための補助金を算出する手法である。排出削減の効果をより具体的に評価し、補助金を CO₂ 相当排出削減に対して適切に配分することが期待されている。しかし、排出削減係数は電源間でほとんど差がないため、当面の間競争入札においては既存のメガワット時間当たりユーロ (€/MWh) で計算することが提案されている。

- 入札制度のタイムライン/スケジュール

2024 年～2028 年までの期間、1 MW 以下の発電設備は 5GW、1MW 以上の発電設備は 62.15GW の割当が予想されている。

表 2.5-14 再エネ技術ごとの割当容量

技術タイプ	容量 (GW)
a. 太陽光発電	45
b. 風力発電	15
c. 水力発電	0.13
d. 浄化プロセスからの残留ガス	0.02
e. 改修設備	2
f. 合計	62.15

出所) 環境・エネルギー安全保障省、“Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199”⁷⁸²に基づき作成

- 請求放棄手数料

インセンティブが終了する前に放棄することを決定した場合、発電事業者は GSE に手数料を支払わなければならない。手数料はシステムの総電力量に基づき、残りの契約期間が短くなるにつれて減少するが、標準的な投資費用の 20%を超えることはない。

- 入札参加要件と申請手続き

入札者は GSE に対して、政府が設定した価格よりも 2% 以上割引された価格で契約を提案する必要がある、政府が支払う以降のある最大価格の上限がストライクプライスとして設定される。また、アクセス要件に則っていることを検証するための必要な書類を提出する必要がある。グリッドへの接続許可、環境及び土地保護要件への準拠証明、財務を証明する領収書などが含まれる。

- 仮手付金：プロジェクトの品質を保証するための、最終価格の 20%に相当する手付金をオファーに添付する。

⁷⁸² https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/notizie/Consultazione_pubblica_schema_DM_FERX.pdf

- 最終入金の約束：
ランキング結果の公表から 90 日以内に最終デポジットを提出する必要がある。
- 申請スケジュール：
60 日間以内に申請書類を提出する必要がある。
- ランキング発表：
ランキング結果は、申請書提出締め切り後 90 日以内に公表される。
- 割当量の決定方法
 - 割当量と係数は以下を考慮して決定される。
予想される電力需要の推移、再生可能エネルギー発電容量の発展、提出された許可申請、地域間の配分 等。
 - 募集要項は毎年更新され、割当容量を超えた場合、さらなる優先基準が適応される。
 - a) 太陽光発電システムの場合はエターニットカバーまたはアスベストを含むカバーの撤去されていること（太陽光発電の設置とともにアスベストの撤去を含むプロジェクトが優先される。）
 - b) 再生可能エネルギー発電設備 + 蓄電池のハイブリッドプロジェクトであること。
 - c) 少なくとも、10 年間の PPA 契約を締結していること。等

B) 環境・エネルギー安全保障省省令案「Decreto FER2」⁷⁸³

上記法案を具体化する省令案について、2024 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、以下のような通り取り決めることが想定されている。一例を紹介する。

表 2.5-15 環境・エネルギー安全保障省令起草における提案内容

条項	提案内容
早期建設の禁止(Art. 3(4))	手続きへの参加を申請する前に建設に着手した工場は、インセンティブへのアクセス拒否。
入札参加価格(Art. 4(3))	競争入札に参加するためには、最低でも基本料金の 2% 引き下げを提示。
バイオマス発電割当量(Art. 4(5))	2022 年から 2026 年までのバイオガス及び固形バイオマス発電所に対する単一発電枠（100MW）の設定。
洋上風力発電割当量(Art. 4(5))	洋上浮体式風力発電プロジェクトに単一の発電枠（3,500MW）を導入。
地熱エネルギーの発電割当量(Art. 4(5))	従来型地熱発電所とゼロエミッション地熱発電所の両方に電力割当（140MW）を実施。
プロジェクト選考基準	参考支援価格と比較した割引率に基づくランク付け基準を導入し、優先基準を

⁷⁸³ https://www.elettricitafutura.it/Policy/Transizione-energetica-e-procedure-autorizzative/DM-FER-2--Osservazioni-Elettricit-Futura-allo-schema-di-decreto-_4215.html （2024 年 2 月 17 日取得）

(Art. 5)	追加する。
評価基準(Art. 6)	容量 10MW を超える発電所については、GSE との早期協議を含む、加速されたプロジェクト評価手順を導入。
電力の所有権 (Art. 9(1)(b))	出力 250kW 以上の発電所で生産された電力は、生産者が所有。
Two-way インセンティブ・メカニズム (Art. 9(4))	250 kW 以上の発電所には Two-way メカニズムを適用し、GSE はプレミアムに基づくインセンティブを支払うか、市場価格差に基づく金額を既存の発電事業者に請求。
インセンティブ支給停止 (Art. 9(5))	市場価格がゼロまたはマイナスの時間帯は、金銭的な悪影響を避けるため、インセンティブの支払いを一時停止。
洋上風力発電所の耐用年数 (Annex 1)	インセンティブの受給資格とプロジェクト計画を決定するため、洋上風力発電設備の従来の耐用年数を 20 年と規定。

出所) Elettricità Futura, “ DM RES 2 - Comments Elettricità Futura to the draft decree⁷⁸⁴”に基づき作成

(10) 農地利用太陽光設備について⁷⁸⁵

2022 年 3 月 1 日、法令 17/2022⁷⁸⁶、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、次の種類の設備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。

⁷⁸⁴ https://www.elettricitafutura.it/Policy/Transizione-energetica-e-procedure-autorizzative/DM-FER-2--Osservazioni-Elettricit-Futura-allo-schema-di-decreto-_4215.html (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁸⁵ 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) (2024 年 3 月 7 日取得)

⁷⁸⁶ <https://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2022-03-01&atto.codiceRedazionale=22G00026&atto.articolo.numero=0&atto.articolo.sottoArticolo=1&atto.articolo.sottoArticolo1=0&qId=a6444ad1-f6a6-4ffc-8bf3-d7f3539a4e31&tabID=0.21972198683252864&title=lbl.dettaglioAtto> (2024 年 2 月 27 日取得)

また、2023年11月欧州委員会は、農業用太陽光発電設備を支援するため、復興・強靱化ファシリティ（RRF）を一部活用したイタリアの17億ユーロのスキームを承認した。この構想は、温室効果ガス排出削減と再生可能エネルギー増加におけるイタリアの取り組みを促進することを目的としており、EUのグリーン・ディール目標に沿ったものである。この制度は2024年12月31日まで実施され、総容量1.04GW、年間発電量1,300GWh以上の新しい太陽光発電所の建設と運営を促進する。農業用太陽光発電設備は、エネルギー生産用のソーラーパネルと同じ土地での農業活動を統合したものである。農業生産者への援助には、投資助成金（対象経費の最大40%）と、競争入札によって決定される奨励関税（予算5億6,000万ユーロ）が含まれ、関税とエネルギー価格の差額を20年間にわたってカバーする。エネルギー価格の高騰には、クローバックメカニズムが対応する。プロジェクトの選定には透明性のある競争プロセスが用いられ、2026年6月30日までに運転開始が義務付けられている。⁷⁸⁷

(11) 浮体式洋上風力発電への支援

イタリア政府は、洋上風力発電を含めた再エネ電源に対する新たなインセンティブ制度を定める省令「Decreto FER2」の草案を2024年2月時点で審議している。

また2023年、デンマークのCopenhagen Infrastructure Partners（CIP）、イタリアの電力会社Eni、及びGreenITは、約2GWの新しい浮体式洋上風力発電所の計画を発表し、イタリア海域の共有風力パイプラインを3GW弱に拡大した。ティレニア海での当該プロジェクトは2028年から2031年に商業運転を開始する予定となっている。⁷⁸⁸

(12) 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。⁷⁸⁹

2022年には、再生可能エネルギー支援のためのシステム料金に関連するAsos料金に大幅な変更が加えられた。Asos料金の料金は、年間を通じてPUN（Prezzo Unico Nazionale: イタリア電力取引所（IPEX - イタリア電力取引所）市場で購入される電力の卸売参考価格）の動向に影響された。PUNの引き下げは、同年のAsos料金にプラスの影響を与えた。これは、補助金付きエネルギーの販売による収入が増加したことと、PUNの上昇に伴い補助金が減少したことによるものである。その結果、2022年度のAsos料金は前年度より減少した。

さらに、2023年予算法では、原子力料金の財源を変更し、電力消費者から国家予算に負担を移すことが

⁷⁸⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_5451 （2024年2月27日取得）

⁷⁸⁸ <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2023/03/pr-green-copenhagen-infrastructure-three-offshore-farms.html> （2024年3月9日取得）

⁷⁸⁹ https://temi.camera.it/leg17/temi/gli_oneri_generali_del_sistema_elettrico （2024年2月27日取得）

規定された。全体として、2022 年に Asos 料金に加えられた調整は、原子力料金の財源シフトとともに、イタリアにおける規制の枠組みとエネルギー支援メカニズムの財政的持続可能性を最適化するために行われた。⁷⁹⁰

(13) 支援価格設定に加味されるコスト構造

【太陽光発電】⁷⁹¹

イタリアのエネルギー管理公社 Gestore Servizi Energetici (GSE) によるレポートにおいて、2022 年にイタリアの支援制度の枠組みの中で導入された、10kW 未満の系統連系屋根設置型、分散型住宅用太陽光発電設備のコスト内訳の概要を示している。このコストには付加価値税 (VAT) が加算され、イタリアの電力システム価格が算出される。

- 1)ハードウェアコスト：モジュール（パネル）、インバーター、架台材料その他の電子機器のコストが含まれる。
- 2)ソフトウェアコスト：設置作業、顧客への運送及び交通、許可と試運転、プロジェクトマージンのコストが含まれる。
- 3)許可と試運転費：財務コストが含まれる。

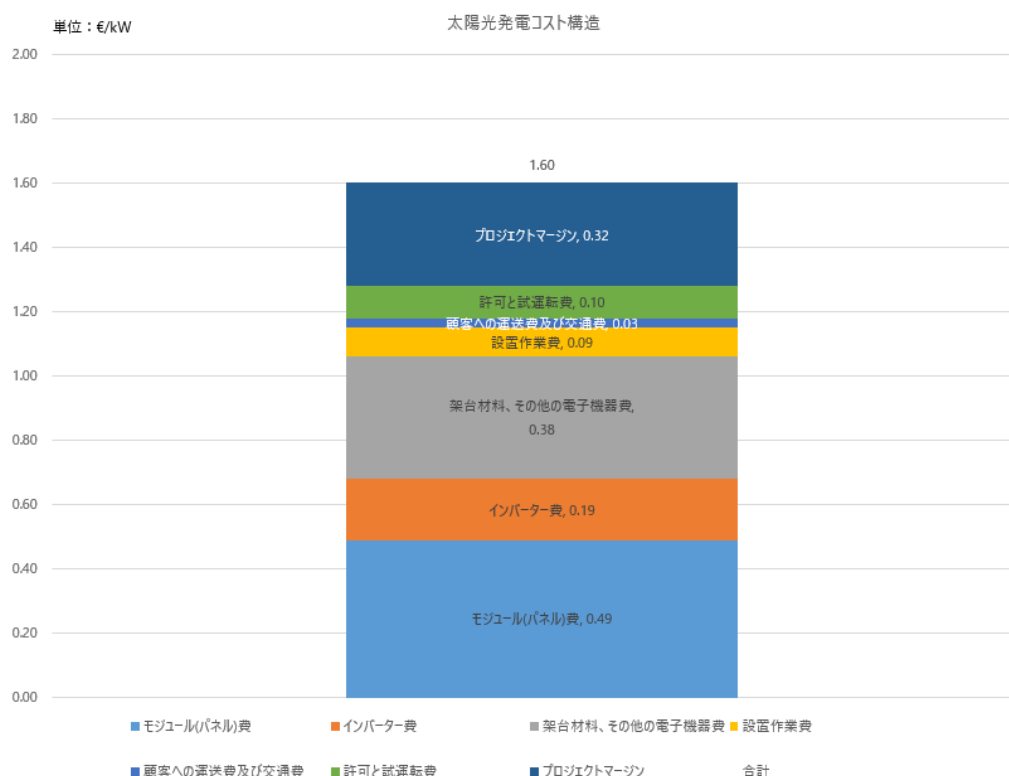


図 2.5-3 太陽光発電コスト構造

⁷⁹⁰ https://www.arera.it/fileadmin/EN/publications/annual_report/summary_2022.pdf P.13-14 (2024 年 2 月 27 日取得)

⁷⁹¹

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/National%20Survey%20Report%20PV%20Italy%202022.pdf P.13 (2024 年 3 月 5 日取得)

出所) GSE、" National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022"⁷⁹²に基づき作成

【風力発電】⁷⁹³

GSE によるレポートにはイタリアにおける 2017-2018 年の風力発電、設置容量別のコスト内訳が記載されている。

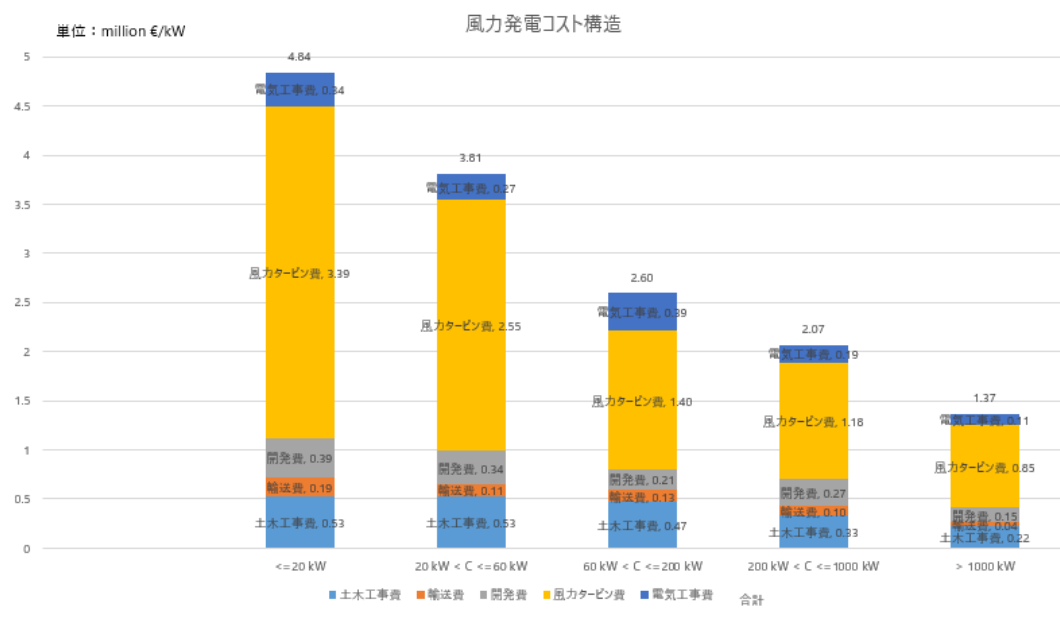


図 2.5-4 風力発電コスト構造

出所) GSE、" Wind energy in Italy: recent trends"⁷⁹⁴に基づき作成

2.5.3 非 FIT や卒 FIT 案件の導入促進策や運用実態

(1) 制度概要

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 2021 年 11 月 8 日、n.199) において、消費者と供給者間の再生可能エネルギーの長期契約締結を促進する IT プラットフォームの立ち上げを規定している。

上記の指令に対応するため、イタリア電力取引を管理する Gestore dei Mercati Energetici SpA (GME)

792

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/National%20Survey%20Report%20PV%20Italy%202022.pdf P.13 (2024 年 3 月 5 日取得)

793

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Wind%20energy%20in%20Italy_rec%20ent_trends_v5.pdf P.12,13 (2024 年 3 月 5 日取得)

794

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Wind%20energy%20in%20Italy_rec%20ent_trends_v5.pdf P.12,13 (2024 年 3 月 5 日取得)

は PPA プラットフォーム⁷⁹⁵の規則を発表した。通知板は、電力購入契約（PPA）として知られる長期再生可能エネルギー契約に関心を持つ当事者間の会合を促進する。

- 規定詳細⁷⁹⁶：
RED II 指令（2021 年 11 月 8 日付 DL199 号⁷⁹⁷）によって実施される。GME は実施に責任を持ち、運営規則を発表した。
- PPA プラットフォームの目的：
再生可能エネルギー市場における需要と供給の仮想プラットフォームとして、市場の進化を監督するために、締結された契約の登録を義務付ける。
- 運営構造：
PPA プラットフォームは 2 つのセクションに分かれている。
 - ① アナウンスメントセクション
事業者は、匿名かつ拘束力のない売買告知を公表することができる。またこれらの広告を閲覧し、興味を示すことができる。
 - ② 契約登録セクション
売り手は、再生可能エネルギーの売買に関する長期契約を登録する義務を果たす。ただし契約は PPA プラットフォーム外で行われる。
- 広告に関する詳細：
売り手の広告には、契約期間、生産プロフィール、契約量（MWh 単位）、発電設備のタイプ、供給元を記載しなければならない。

この PPA プラットフォームは、政府が再生可能エネルギーに関する PPA の数や種類を追跡・監視する場所として機能している。

さらに同法は、原産地保証書の追跡と取引のための電子プラットフォームの構築も義務付けている。

【原産地保証書登録・追跡取引プラットフォーム（PB-GO）⁷⁹⁸】

GME は、原産地保証の双方向登録プラットフォームの導入に関するコンサルテーションを発表した。この提案は、P-GO システムの一部として GO プラットフォームを導入することを目的としている。

- 法的根拠：
原産地保証（GO）は 2021 年 11 月 8 日付政令第 199 号第 46 条に基づく。
- 原産地保証（GO）：
管轄機関が発行する電子証明書で、再生可能エネルギーの原産地を証明する。

⁷⁹⁵ <https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/PPA/ComeParteciparePPA.aspx> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁹⁶ <https://www.rinnovabili.it/energia/politiche-energetiche/bacheca-ppa-gme-regolamento/> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁹⁷ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;199> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁷⁹⁸ https://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/Documenti/20231116_DCO_BACHECA_LT_GO_EN.pdf （2024 年 2 月 28 日取得）

- GO の仕様：
GO には、エネルギー源、製造日、タイプ（電気、ガス、水素など）、設置の詳細、サポートスキーム情報、運転日、発行日、発行国、及び固有の識別番号を明記する必要がある。
- 現在の GO 取引制度：
取引オプションには、GME の規制市場（M-GO）、二者間取引（OTC）、及び GSE による入札手続きが含まれる。双方向契約の所有者及び落札者は、GO の数量及び価格を GME に登録する必要がある。
- P-GO 制度概要：
規制市場としての M-GO 及び双方向 GO 取引の登録プラットフォームとしての PB-GO を含む。また、GME は M-GO 取引の中央カウンターパーティとしての役割を果たす。
- 提案理由：
GO プラットフォームの導入は、透明性を高め、P-GO システム内の取引を促進することを目的とする。
- ステークホルダーとのコンサルテーション：
GME は、提案された GO プラットフォームに関する意見やコメントを収集するため、この文書を協議用に公開した。
- M-GO での取引または PB-GO での登録を行うには、参加者は GSE によって割り当てられる適切な操作アクセス・プロファイルを有していなければならない。これらのプロファイルごとに、参加者は GSE の GO ポータルに対応する所有者アカウントを持つ。

(2) FIP への統合

【1992 年⁷⁹⁹】

1992 年、CIP6/92 規則により、エネルギー生産開始後 8 年間を対象とする最初の固定価格買取制度が制定された。この固定価格買取制度は、国の電力システム（生産、送電、配電を含む）を担当する国営電力会社 ENEL が、回避した投資と生産コストに基づいて設定された。

【1999 年⁸⁰⁰】

1999 年の政令 143 79/99（ベルサーニ政令）は、割当義務に基づく、取引可能なグリーン証書制度を導入した。このグリーン電力証書制度は、発電事業者と輸入事業者に対し、再生可能エネルギーによる発電比率を 2% から段階的に増加させることを義務付けた。

グリーン電力証書は、電力市場とは独立した並行市場で取引された。グリーン電力証書の交換は、事業者間で双方向に行われるか、電力市場管理者（Gestore del Mercato Elettrico - GME）が組織するプラットフォーム施設を利用して行われた。2005 年のグリーン電力証書価格は 109 ユーロ/MWh（172.7 米ドル

799

https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Italy.pdf?la=en&hash=6C5FF14B917C137FD37FE282D675477F64FD0DD7 P.105 （2024 年 2 月 28 日取得）

800

https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC/GWEC_Italy.pdf?la=en&hash=6C5FF14B917C137FD37FE282D675477F64FD0DD7 P.106 （2024 年 2 月 28 日取得）

/MWh) であった。

1999 年 4 月から 2007 年までに稼動または改修された設備は、12 年間の支援対象となった。⁸⁰¹

【2012 年⁸⁰²】

2012 年 7 月 6 日に公布された省令により、電力における再生可能エネルギー源を支援するための包括的な政策 (RES-E) が改正された。この政令は、グリーン電力証書制度に代わり、1MW を超える大規模プロジェクトに対して、行政的に決定されるスライド式の FIP を導入した。一方、FIT は、1MW 未満の小規模プロジェクトのために維持された。また、特に小規模なプロジェクトは直接支援を受け、5MW (水力は 10MW、地熱は 20MW) までの中規模のプロジェクトは「登録」を通じて支援を受け、より大規模なプロジェクトは「入札」を通じて支援を受けた。2014 年、証明書制度と割当制度は終了した。

【2019 年⁸⁰³】

2019 年 7 月 4 日、イタリアにおける再生可能エネルギーの入札メカニズムを定めた省令が施行された。その結果、イタリアは 2019 年に初の再生可能エネルギー入札を開催した。1MW 以上の発電所と 1MW 未満の発電所では、それぞれ異なる入札手続きが導入された。前者は「入札」と呼ばれ、後者は「登録」と呼ばれた。さらに、以下のような特徴的な要素が含まれる。

- 第一に、入札価格そのものが実際の支援価格を示すのではなく、あらかじめ決められたカテゴリー、技術別の基準価格と比較した価格引き下げを意図する。この設定において、生産者は落札するために、基準価格に対して最も大幅な割引を提示するため競争的になることが期待される。
- 第二に、ヨーロッパの大半の入札とは対照的に、イタリアの入札では最低価格に対する制限が設けられた。生産者は、基準価格に対して 70% を超えるディスカウントを提供することを制限される。
- 入札の範囲は、技術に基づき 3 つのカテゴリーに分けられる。(カテゴリー A～C : ※詳細は 2.5.2 現行の再生可能電力支援制度 (2) 現行制度 : 2019 年 7 月 4 日付省令に基づく支援制度 C) 支援対象とするエネルギー源・設備参照)
- 支援期間は、水力発電が 30 年、その他の技術が 20 年となっている。⁸⁰⁴

⁸⁰¹ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2022/04/AURES_II_case_study_Italy.pdf P.7 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸⁰² http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2022/04/AURES_II_case_study_Italy.pdf P. 8 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸⁰³ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2022/04/AURES_II_case_study_Italy.pdf P.10 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸⁰⁴ http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2022/04/AURES_II_case_study_Italy.pdf P.15 (2024 年 2 月 28 日取得)

(3) 計画値同値同量の義務の達成に向けた取り組み

【概要^{805,806}】

イタリアの TSO である Terna はバランスングメカニズムの発展、維持に大きな役割を担っている。イタリアでは、Central Dispatching Model（一元的なデイスパッチモデル）が採用されている。これは、デイスパッチ可能な設備のコミットメント状態とレベルを決定するために使用される。商業的及び技術的なデータ、そして設備の起動特性が入力され、最新の制御エリアの適正分析と運用セキュリティの制限も含まれる。この一元的な送電モデルは、アンシラリーサービス市場（Ancillary Services Market：MSD）を採用しており、Terna は前日及び日中のエネルギー市場のスケジュールに基づいて、国内の電力システムの安全な運用に必要なリソースを調達する。MSD のスケジューリング段階（MSD ex-ante）において、Terna は以下の目的で、適格な設備からの入札を受け入れる：

- 混雑の緩和
- 適切な二次及び三次予備電力の確保

また、MSD（バランスング市場）のリアルタイム段階において、Terna は以下の目的で適格ユニットからの入札を受け入れる：

- 電力供給システムのバランス維持
- リアルタイムの混雑の緩和
- 適切な二次及び必要に応じて三次予備電力の確保

当該モデルの採用は、デΙΑヘッド市場（短期、前日）、イントラデイ市場（超短期、数時間前）で生じる送電可能な設備のコミットメント状態や送電レベルを調整することが可能にする。また、周波数回復予備力 (FRR) 及び代替予備力 (RR) が確保される。

【市場改革計画: 再生可能電力市場のバランスと柔軟性を高めるためのイタリア政府の措置⁸⁰⁷】

2019/943（2019 年 6 月 5 日）に定められた要件に関するイタリアの実施計画においてバランスングについても記載されている。

電力の需要共有が不均衡になると、送電系統事業者が介入し、一部のエリアを一時的に電源から切り離すことを決定し、バランスが不均衡な電力の価格を設定する（不均衡価格設定）。この価格は、電力が十分に供給されない場合にどれくらいの費用がかかるかを示す方法である、損失負荷価値 (VOLL) に基づいて自動的に決定される。このような不均衡な状況下でこの特別価格を設定することで、電力システムを修復し、この困難な時期に多少の料金を支払うことになっても、誰もが必要な電力を確実に得られるようする仕組みとなっている。

また、イタリアを含む EU 加盟国は、規則 (EU) 2018/1999 の規定に従って、2030 年までに少なくとも 15% の電力相互接続目標を実施することが義務付けられている。これらの目標を評価する専門家グループは、指定された目標を達成するための式の中で、正味転送容量やピーク負荷などの代替変数を考慮する。

⁸⁰⁵ <https://www.terna.it/en/about-us/introducing-terna> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸⁰⁶ https://download.terna.it/terna/Relazione%20sul%20bilanciamento_8d8a2c517e93ac0.pdf （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸⁰⁷ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-07/italy_market_reform_plan_0.pdf （2024 年 2 月 28 日取得）

【計画値同値同量関連ビジネスにおける収益化】

Enel X 社の事例⁸⁰⁸：

Enel X 社は、15 か国に展開し 2023 年時点で 9.4GW を管理するデマンドレスポンスプロバイダーである。同社が提供するデマンド・レスポンス・プログラムでは、ネットワーク事業者からの信号に応じてエネルギー消費を削減することに同意した企業に支払いを行う。デマンドレスポンスは、リアルタイムで需要と供給のバランスをとり、損害や停電を防ぐために電力網で使用される戦略である。

Enel X は、以下の 3 種類のデマンド・レスポンス・ソリューションを提供している。

1. 送電網運営者の要求に応じて消費量を調整するための補償。
2. エネルギー生産資産を所有する顧客向けの発電及び最適化プログラムの提供。
3. 既存のバックアップ発電機を使用する企業向けのカスタム設計の発電設備をアップグレード。

これらのソリューションを通じて、柔軟性に価値付けを行い、収益化するビジネスモデルを提供している。デマンド・レスポンス・プログラムでは、企業に要求に応じて送電網からの電力消費量を変更する能力を収益化する機会を提供している。デマンド・レスポンス・プログラムは、送電網にサポートが必要な場合に、不必要なエネルギー使用を削減するために待機することに対して、企業に支払いをおこなっている。

デマンドレスポンスは企業に経済的な利益をもたらすだけでなく、電力網の安定にも貢献し、再生可能エネルギーの目標をサポートし、より環境に優しいエネルギーの未来への移行と整合する戦略的なビジネスモデルを標榜している。

柔軟性を商品として取引を行い、集積化するビジネスモデルとなっていることが伺える。

(4) アグリゲーション事業

【政策面⁸⁰⁹】

イタリアでは EU 指令 2019/944 の適用第 17 条が適用され、アグリゲーターが同意なしにアンシラリーサービス市場に参入できるようになった。一方で、イタリアにおいて独立アグリゲーターの役割は導入されたが、まだ完全に統合されておらず、プロシューマーへのインセンティブは、固定価格買取制度とプレミアムに依存している（2022 年まで）。

UVAM（Virtually Aggregated Mixed Units）パイロット・プロジェクトが導入され、アンシラリーサービス市場を分散型資源に開放し、バランスング・サービスを提供できるようになる。UVAM プロジェクトは、大規模商用・産業用ユニットが参加し、混雑解消、バランスング、3 次予備などのサービスを提供する。家庭用需要家も順次 UVAM に含める計画となっている。イタリアのエンドユーザーの 99% が 1G スマートメーターを装備しており、2024 年までに 2G スマートメーターの普及（低電圧接続ポイントの 90%）が完了する予定となっている。

⁸⁰⁸ <https://corporate.enelx.com/en/stories/2020/07/demand-response-benefits-for-companies> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸⁰⁹ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.58 （2024 年 2 月 28 日取得）

【ビジネスモデル面】

- 事例 1：VPP プロトタイプ開発のためのイタリア政府と Terni Energia のコラボレーション⁸¹⁰

Terni Energia グループの Softeco Sismat が主導する VIRTUS プロジェクトは、バーチャル発電所（VPP）のプロトタイプ開発に焦点を当てた先駆的な取り組みである。このプロジェクトは、CSEA（Cassa per i servizi energetici e ambientali）という基金を通じて経済開発省から総額 110 万ユーロの資金援助を受けている。VIRTUS プロジェクトの主な目的は、第三次産業における VPP のプロトタイプを作成することである。このプロトタイプは、産業部門と行政部門の両方を含む様々な実際の地区で VPP を実施することにより、バリューチェーン全体を検証することを目的としている。

- 事例 2：Tiko Energy “家庭用エネルギー管理システムと統合された VPP”⁸¹¹

2012 年に設立された Tiko Energy は、独自のバーチャル・パワー・プラント（VPP）とホーム・エネルギー・マネジメント・システム（HEMS）を運営し、顧客に専門知識を提供している。サービスには、デマンドレスポンス、分散型エネルギー資源（DER）、周波数調整、日中及び前日市場参加などが含まれる。

【事業拡大の阻害要因】

事業拡大の阻害要因として下記が挙げられる。

表 2.5-16 アグリゲーション事業拡大における阻害要因

阻害要因	詳細
独立アグリゲーターの未定義	イタリアの電力市場における独立アグリゲーターの明確な定義と境界線がない。アグリゲーションから生じるインバランスの正確な計算方法が確立されていない。
複雑な制度的取り決め	イタリアのエネルギー部門の制度的取り決めは複雑であり、近代化と強化が必要である。
アグリゲーターの地理的制約	地理的制約は、小負荷を扱うアグリゲーターが最低入札資格を得たり、実行可能なビジネスケースを作成したりする能力に影響を与える。
ゾーン価格の影響	単一国民価格の撤廃（政府が撤廃を計画している場合）により、消費者は入札ゾーンをまたがるゾーン価格にさらされる可能性がある。価格設定の仕組みが変わることで、需要反応への取り組みが増える可能性がある。

出所）European Commision、“Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators”⁸¹²に基づき作成

⁸¹⁰ <https://www.italleaf.com/?p=42145> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸¹¹ <https://tiko.energy/solutions/> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸¹² <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC129745> P.58 （2024 年 2 月 28 日取得）

2.5.4 再エネコスト競争力強化に向けた取り組み

(1) 全体方針及び施行状況

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. 199⁸¹³）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することを目的とする。
- ・ 実績発電量と目標発電量の間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⁸¹⁴

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。

2.5.5 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

再生可能エネルギー発電設備の設置と運転については、D.lg.387/2003⁸¹⁵(第 12 条)、D.lg.152/2006⁸¹⁶、及び D.M.144/1968⁸¹⁷に基づいて規定されている。その許可プロセスの中で、D.lg.387/2003 第 12 条には「単一許可(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）」⁸¹⁸を実施し、許可手続きが進む。サービスカンファレンスは、「同意文書」（認可、許可、意見など）の公開を規定する手順を簡素化及び合理化し、公的及び民間の共通の問題について議論できるようにするための機会を提供している。

⁸¹³ <https://www.normattiva.it/esporta/attoCompleto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2021-11-30&atto.codiceRedazionale=21G00214> （2024 年 3 月 3 日取得）

⁸¹⁴ <https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Servizi/Eventi/2019/5%20settembre/PresentazioneEF2.pdf> P.34
（2024 年 3 月 3 日取得）

⁸¹⁵ https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2003_0387.htm （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸¹⁶ https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/2006_0152.htm （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸¹⁷ https://www.bosettiegatti.eu/info/norme/statali/1968_1444.htm （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸¹⁸ <https://www.regione.lazio.it/conferenza-di-servizi/cosa-e-conferenza-di-servizi> （2024 年 2 月 28 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. 241/1990⁸¹⁹) 第 14 条等が、2016 年の D.lg.127/2016⁸²⁰ 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。手続きの簡素化は 2020-2023 年の指針となっており、サービスカンファレンスを合理化し、90%の手続きがオンラインで実施されることなどが標榜された。⁸²¹

(2) イタリアにおける再生可能エネルギー共同体と自家消費^{822, 823}

再生可能エネルギー指令 (RED II) の改訂版は、「すべての欧州人のためのクリーンエネルギー・パッケージ」⁸²⁴の一部として、再生可能エネルギー共同体の重要性に関する詳細な規定が盛り込まれ、すべての EU 加盟国によって実施されることになっていた。2020 年 2 月 28 日付の政令⁸²⁵は同日付で法律第 8 号となり、再生可能エネルギー共同体 (REC) に対する具体的な制約が規定された。

- 導入されたモデル：
集団的自家消費 (CSC)：同じビルやコンドミニアム内の個人や法人が関与する。再生可能エネルギーの発電と交換に重点を置くが、中核事業ではない。
- 再生可能エネルギーコミュニティ (REC) 及び集合的エネルギーコミュニティ (CEC)：
個人、中小企業、地方／地域当局、民間企業が関与する。同じ変電所 (MV/LV 変電所) の後方にある低・中電圧ネットワークに設置された、個別に 200kW を超えない発電設備も含まれる。
- インセンティブ制度：
2020 年、イタリアは再生可能エネルギー源の自己消費を奨励するインセンティブ制度を導入し、同じ

⁸¹⁹ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:1990-08-07;241!vig=> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸²⁰ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2016-06-30;127!vig=> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸²¹ <https://www.funzionepubblica.gov.it/articolo/ministro/23-11-2020/pa-ok-conferenza-unificata-all%E2%80%99agenda-la-semplificazione> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸²² <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/15/11869> (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸²³ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-06/bridge_tf_energy_communities_report_2020-2021_0.pdf P.8 (2024 年 2 月 28 日取得)

⁸²⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (2024 年 3 月 9 日取得)

⁸²⁵ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2020/02/29/51/so/10/sg/pdf> P.32 (2024 年 2 月 28 日取得)

中電圧/低電圧サブステーションまたは共同住宅のレベル（CSC または RES）内でのみ有効な特定の地理的条件が設けられた。この制度により、再生可能エネルギーコミュニティ（REC）及び CSC は、「仮想」モデルを通じて公共の低電圧電力ネットワークを介して電力を交換できるようになった。

自己消費は、生産と消費の集計のうち、より小さい方を時間ごとに計算する。イタリアでは既に最終ユーザーの 99.5% がスマートメーターを利用している。

また、公共ネットワークを介して共有される電力に対して、コミュニティメンバーは消費に基づく送配電損失コストの一部を返金として受け取り、これは自己消費エネルギーあたり 0.822 €/kWh に相当する。低電圧ユーザーの送電及び配電料金が含まれる。

集团的自家消費者は、ネットワーク損失料金（中電圧用 1.2%、低電圧用 2.6%）を考慮したさらなる料金軽減の恩恵を受ける。この軽減は電圧レベルと電力の時間帯ごとのゾーン価格に依存します。また、ネットワーク料金の返金に加えて、自己消費者は自己消費電力に対する補助金を受け取る。エネルギーコミュニティは 1 MWh あたり 110 € を受け取り、共同住宅は 1 MWh あたり 100 € を受け取ることが出来る。この支援金は再生可能エネルギー発電設備への投資をサポートするため、20 年間続く予定となっている。

(3) 地域共生事例

【GECO（エネルギー・コミュニティの例としてのパイロット・プロジェクト）⁸²⁶】

GECO は、地域のエネルギー・コミュニティ（グリーン・エネルギー・コミュニティ）を創設する実証プロジェクトである。このプロジェクトの対象地域は、ボローニャ市ピラストロ・ロヴェリ地区の住宅地である。エネルギー生産の分散化と地域化が GECO の原則であり、市民、商業活動、地元企業の参画を通じて行われた。GECO は、市民、商業活動、地元企業の参加を通じて、「エネルギー市民」のコミュニティを形成することを標榜した。

- GECO の目的
 - a. 欧州の法規制によってもたらされる新しいエネルギー市場の機会を活用できる事業体を創設する。
 - b. 電力の生産、蓄積、自家消費を増やすため、エネルギー需給をより適切に管理できるスマート機器を導入する。
 - c. 行動変容の普及と促進に関する活動で、市民や地域の活動家の参加を促す。
 - d. エネルギー共同体を規制するための、国及び地域の規制の枠組みの開発を奨励する。

- GECO の機能についての詳細⁸²⁷：

GECO は、受動的な消費者の役割から解放されるプロシューマー、市民のみに焦点を当て、地域のエネルギーシステムをより効率的かつ回復力のあるものにするための革新的なソリューションをテスト及び開発するという共通の目的によって誕生した官民団体である。また、GECO は、多様な利害関係者の共同作業として運営された。新技術エネルギー・持続可能経済開発庁（AESS）、新技術・エネルギー環境庁（ENEA）、ボローニャ大学（UniBo）など、官民の関係主体が関与し、CAAB（ボローニャ農業食品センター）、地方開発局、地域社会などのコミュニティもプロジェクトに参加した。

⁸²⁶ <https://italy.climate-kic.org/projects/geco-green-energy-community/> （2024 年 2 月 28 日取得）

⁸²⁷ <https://www.gecocommunity.it/partners/> （2024 年 2 月 28 日取得）

- プロジェクトのタイムライン

2019 年 9 月～2022 年 7 月

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. 49⁸²⁸）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。⁸²⁹

- 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がある。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。

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⁸³⁰。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) 購入した販売業者が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。

⁸²⁸ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/03/28/14G00064/sq#:~:text=DECRETO%20LEGISLATIVO%2014%20marzo%202014%2C%20n.%2049%20Attuazione,n.73%20del%2028-03-2014%20-%20Suppl.%20Ordinario%20n.%2030%29>（2023 年 11 月 26 日取得）

⁸²⁹ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-IEA-PVPS-T12-24_2022_Status-of-PV-Module-Recycling.pdf P16（2023 年 11 月 26 日取得）

⁸³⁰ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-IEA-PVPS-T12-24_2022_Status-of-PV-Module-Recycling.pdf P17（2023 年 11 月 26 日取得）

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⁸³¹。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。

(※ 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。)

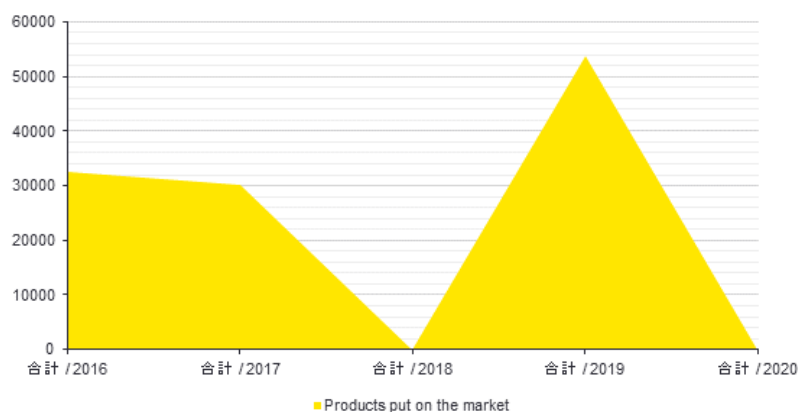


図 2.5-5 太陽光パネルの市場投入量 (tonne)

⁸³¹ 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

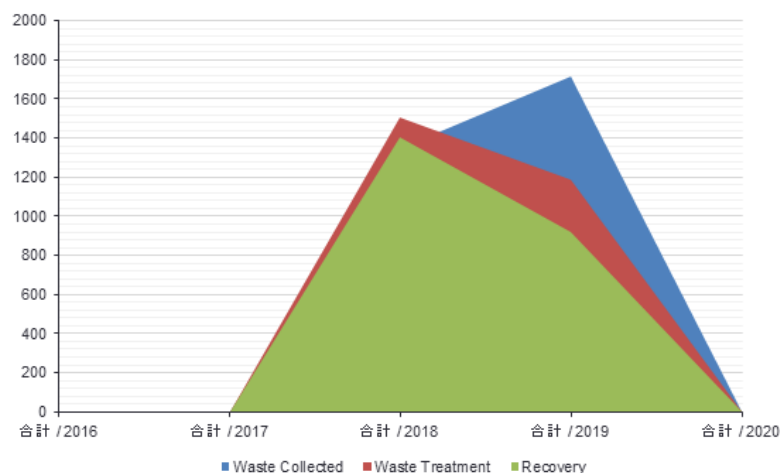


図 2.5-6 廃棄太陽光パネルの回収量、処理量、リサイクル量 (tonne)

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。ソーラーパネルのリサイクル業者である PV Cycle Italia は、2022 年に 7,112 トンのソーラーパネルを回収したと発表した。⁸³²

(3) 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。破碎処理、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。

風力タービンの廃棄は、2010 年 9 月 10 日付の省令「再生可能エネルギーによる発電所の認可に関するガイドライン」によって規制されている。⁸³³

⁸³² https://pvcyclegroup.it/wp-content/uploads/2023/07/PV-CYCLE-ITALIA_Rapporto-annuale-2022-1-1.pdf

(2024 年 3 月 2 日取得)

⁸³³ <https://reglobal.org/decommissioning-of-onshore-wind-turbines/> (2023 年 11 月 28 日取得)

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の導入目標はなく、各州が独自に Renewable Portfolio Standard（再生可能エネルギー利用率基準、以下 RPS）や、電力事業者の電力の一定割合を低炭素または炭素排出ゼロのエネルギー源から供給することを義務付ける Clean Energy Standard（CES）などのイニシアティブを実施している。

【RPS 導入州】

RPS は Renewable Energy/Electricity Standard（RES）とも呼ばれ、小売電力供給の最低量を再生可能エネルギー源から供給する割合基準に関する取り決めであり、その達成率は多くの場合、再生可能エネルギー証書（再生可能エネルギーエネルギー証書（以下 REC））によって達成される。⁸³⁴

ローレンス・バークレー国立研究所（BERKLEY LAB）によると、RPS 政策は 29 の州とワシントン D.C.で採用され、下記図 2.6-1 に示すように米国の小売電力販売全体の 58%で適用されている。⁸³⁵RPS 目標は多くの州で定期的に更新されており、目標率や期限、REC の定義、追跡システムなど州ごとに様々な設計がなされている。

同研究所のレポートにおいて、2022 年末までの過去データと 2050 年までの予測が掲載されている。⁸³⁶当該レポートに記されている主な傾向は以下の通りである。

- RPS 及び CES プログラムの発展：各州は RPS 政策におけるより高い目標や広範な CES 政策の策定に向けて更新を続けている。RPS を導入している 29 州とワシントン D.C.のうち、16 州は小売売上高の少なくとも 50%を RPS 目標としており、17 州は CES または RPS の目標を 100%としている。
- 再生可能エネルギー開発：2000 年以降の米国の再生可能電力発電及び容量の増加の約半分は州の RPS 要件に関連しているが、その割合は近年低下しており、2022 年の米国の再生可能エネルギー導入容量の 30%を占めている。一部の地域、特に北東部と中部大西洋地域では、RPS 政策が再生可能エネルギーの増加を促す上でより中心的な役割を果たしている。
- 将来の RPS 及び CES の需要と増加するニーズ：RPS 及び CES の政策は、2030 年までに約 300TWh、2050 年までに 800TWh の追加的なクリーン電力供給を必要とし、2050 年までに米国の非水力発電による再生可能エネルギー発電が電力販売の 28%に達することを目標としている（2023 年時点では 17%）。これは、米国エネルギー情報局（EIA）が掲げる 2050 年までの再生可能エネルギー増加予測の約 1/4 に相当する。
- RPS 目標の達成：各州は、州固有の問題を反映したわずかな例外を除いて、一般的に近年暫定的な RPS 目標を達成している。一方でほとんどの CES 目標はまだ実施されていない。
- 再生可能エネルギー証書（REC）の価格動向：NEPOOL の Class I REC の価格は、2022 年から 2023 年までの 1 年間、大規模な州市場の代替的コンプライアンス支払い（ACP：alternative

⁸³⁴ <https://www.ncsl.org/energy/state-renewable-portfolio-standards-and-goals>（2024 年 2 月 29 日取得）

⁸³⁵ <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/portfolio-standards.php>（2024 年 3 月 12 日取得）

⁸³⁶ https://live-etabiblio.pantheon.io/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf P.4

（2024 年 2 月 29 日取得）

compliance payment) レートをわずかに下回る約 40 ドル/MWh で推移したが、PJM の Tier I REC 価格は上昇を続け、年末には 30 ドル/MWh に達した。太陽光発電用 REC (または SREC) の価格は比較的安定しており、州によって大きなばらつきがある。

- RPS 遵守コスト：RPS 遵守コストは、州によって大きく異なるが、RPS 実施州全体の平均で小売電気料金の約 3.5%を占めている。特に、太陽光発電のカーブアアウトを実施し、SREC 価格が高い州では、小売電気料金の 8~12%を占めている。

RPS Policies Exist in 29 States and DC

Apply to 58% of total U.S. retail electricity sales

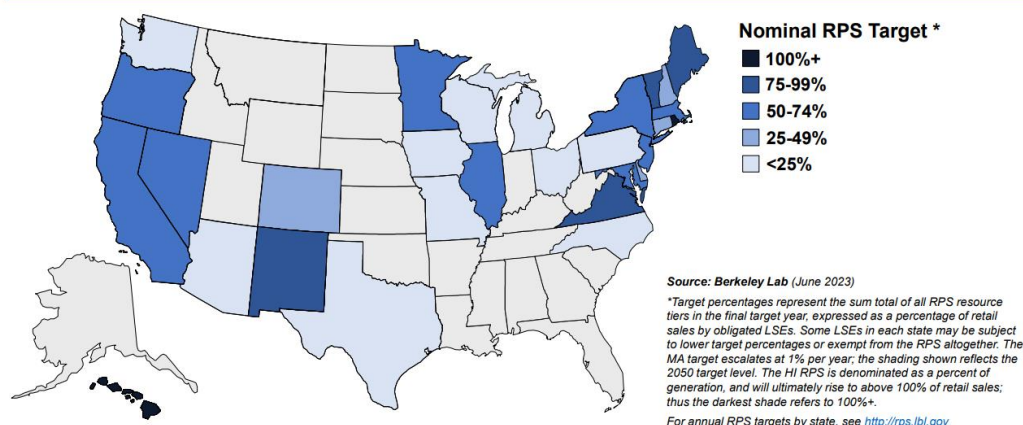


図 2.6-1RPS 実施州(2023 年 6 月時点)

出所) BERKELEY LAB、“U.S.State Renewables Portfolio & Clean Electricity Standards: 2023 Status Update”⁸³⁷より

表 2.6-1 各州の RPS 基準または自主目標⁸³⁸

州	導入基準タイプ	目標
Arizona	Renewable Energy Standard (RES)	・2025 年までに 15%
California	Renewables Portfolio Standard (RPS)	・2024 年までに 44% ・2027 年までに 52% ・2030 年までに 60% ・2045 年までにクリーンエネルギー100%
Colorado	Renewable Energy Standard (RES)	・私営電力事業者(IIOUs)は 2020 年までに 30% ・自治体／電力協同組合規模により 10%または 20% ・50 万人以上の顧客にサービスを提供する電力会社は 2050 年までにクリーンエネルギー100%

⁸³⁷ https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸³⁸ <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/portfolio-standards.php> (2024 年 3 月 12 日取得)

令和 5 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)

Connecticut	Renewables Portfolio Standard (RPS)	・2030 年までに 48%
Delaware	Renewable Energy Portfolio Standard (RPS)	・2021 年州は RPS を拡大し、2030 年までに 28%、 ・2025 年までに 25%を維持するという長期目標を設定
Hawaii	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・2020 年までに 30% ・2030 年までに 40% ・2040 年までに 70% ・2045 年までに 100%
Illinois	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・2040 年までに 50% ・2050 年までに 100%
Indiana	Voluntary Clean Energy Portfolio Standard Program	・2025 年までに 10%(任意).
Iowa	Alternative Energy Law	・IOUs による 105MW の発電容量
Kansas	Renewable Energy Goal	・2015-2019 年までに 15% ・2020 年までに 20%
Maine	Renewables Portfolio Standard (RPS)	・2030 年までに 80% ・2050 年までにクリーンエネルギー100% (州全体目標)
Maryland	Renewable Energy Portfolio Standard	・2020 年までに 30.5% ・2030 年までに 50%
Massachusetts	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・Class I: 2030 年までに 35%、その後毎年 1 % ずつ加算 ・Class II: 2020 年までに 6.7%
Michigan	Renewable Energy Standard (RES)	・2021 年までに 15% (標準) ・2025 年までに 35% (エネルギー効率と需要削減を含む目標)
Minnesota	Renewables Energy Standard (RES)	・2035 年までに 55%. ・2040 年までにクリーンエネルギー100%
Missouri	Renewable Electricity Standard (RES)	・2021 年までに 15% (IOUs)
Montana	Renewable Resource Standard (RPS) ※廃止	・2015 年までに 15%
Nevada	Energy Portfolio Standard	・2030 年までに 50%

令和5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)

		・2050年までに100%カーボンフリー
New Hampshire	Electric Renewable Portfolio Standard	・2025年までに25.2%
New Jersey	Renewables Portfolio Standard (RPS)	・2030年までに50%
New Mexico	Renewables Portfolio Standard (RPS)	・2025年までに40% ・2040年までに80% ・2045年までに電力の100%をゼロ炭素資源で賄う
New York	Renewable Portfolio Standard (RPS) Reforming the Energy Vision (REV)	・2030年までに再エネ70% ・2040年までに100%ゼロ・エミッションの電力需要
North Carolina	Renewable Energy and Energy Efficiency Portfolio Standard	・2021年までに12.5%(IOUs) ・2018年までに10%
North Dakota	Renewable and Recycled Energy Objective	・2015年までに10%
Ohio	Alternative Energy Resource Standard	・2026年までに8.5%
Oklahoma	Renewable Energy Goal	・2015年までに15%
Oregon	Renewable Portfolio Standard(RPS)	・2030年までに80% ・2035年までに90% ・2040年までに100%
Pennsylvania	Alternative Energy Portfolio Standard	・2020-2021年までに18%
Rhode Island	Renewable Energy Standard (RES)	・2033年までに再エネ100%を目標 ・小売電力販売量を毎年4%から9.5%増加
South Carolina	Voluntary Renewables Portfolio Standard	・2021年までに2%
South Dakota	Renewable Recycled and Conserved Energy Objective	・2015年までに10%
Texas	Renewable Generation Requirement	・2015年までに5,880MW ・2025年までに10,000MW
Utah	Renewables Portfolio Goal	・2025年までに20%
Vermont	Renewable Energy Standard (RES)	・2017年までに55% ・2032年までに75%

Virginia	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・第 II 段階の電力会社では 2045 年までに、第 I 段階の電力会社では 2050 年までに、再エネ 100%
Washington	Renewable Energy Standard(RES)	・2020 年までに 15% ・2030 年までに 100% 温室効果ガスニュートラル ・2045 年までに 100% 再エネまたはゼロエミッション
West Virginia	Alternative and Renewable Energy Portfolio Standard ※廃止	・2015-2019 年までに 10% ・2020-2024 年までに 15% ・2025 年までに 25%
Wisconsin	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・2015 年までに 10%
Washington, D.C.	Renewable Portfolio Standard (RPS)	・2020 年までに 20% ・2032 年までに 100%

出所) 州議会議員連盟、「State Renewable Portfolio Standards and Goals」⁸³⁹に基づき作成

【近年における各州の RPS 政策の主な改訂⁸⁴⁰】

ほとんどの RPS 政策は十数年前から実施されているが、下記図に示すように、各州は大幅な改訂と新しい CES の採用を続けている。2022 年及び 2023 年第 1 クォーターに制定された主な改正は下記である。

- コネチカット州⁸⁴¹：2040 年までに 100%のゼロカーボン電力を目標とする新しい CES を作成
2022 年 2 月、コネチカット州は上院法案 10 (SB10) を可決し、2040 年までに州内の電力需要家に供給される電力からの排出量 0%を義務付けた。この法案には、以下の目標が明記されている。
 - クラス I の再生可能エネルギー源 (太陽光、風力、燃料電池、地熱、埋立メタンガス、火力発電、海洋温度差発電、低排出高度再生可能エネルギー変換技術、持続可能なバイオマス燃料を使用するバイオマス施設、分散型発電を含む発電容量 30MW 以下の特定の水力発電プロジェクト)：2030 年までに 40%。
 - クラス I または II (バイオマス、廃棄物発電、特定の水力発電プロジェクト)：2030 年までに 4%。
 - クラス III (熱電併給、廃熱回収、省エネルギー)：2030 年までに 4%。
- ハワイ州：小売売上高の割合ではなく、総発電量の割合に基づくように RPS を修正 (これにより、目標を効果的に引き上げる)
- ミネソタ州⁸⁴²：2040 年までに新しい 100%CES を制定し、2035 年までに RPS を 55%に引き上げ
2023 年 2 月、ミネソタ州議会は RPS を 2025 年までの 25%から 2035 年までに 55%に更新・延長

⁸³⁹ <https://www.ncsl.org/energy/state-renewable-portfolio-standards-and-goals> (2024 年 3 月 12 日取得)

⁸⁴⁰ https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf P.11 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁴¹ <https://cga.ct.gov/2022/TOB/S/PDF/2022SB-00010-R00-SB.PDF> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁴²

https://www.revisor.mn.gov/bills/text.php?number=Hf0007&version=1&session_year=2023&session_number=0
(2024 年 2 月 29 日取得)

する HouseFile7(HF7)を制定した。また、2040 年までに電力会社の小売電気販売総量の 100%をカーボンフリー技術で発電することを要求している。

- ロードアイランド州⁸⁴³：2033 年までに RPS を 100%に引き上げ
2022 年 1 月、ロードアイランド州は下院法案 7277(HB7277)を制定し、RPS の要件を 2033 年までに 100%に引き上げ、2033 年まで毎年、再生可能エネルギーによる小売電力販売比率を 4%から 9.5%増加させることを義務付けた。

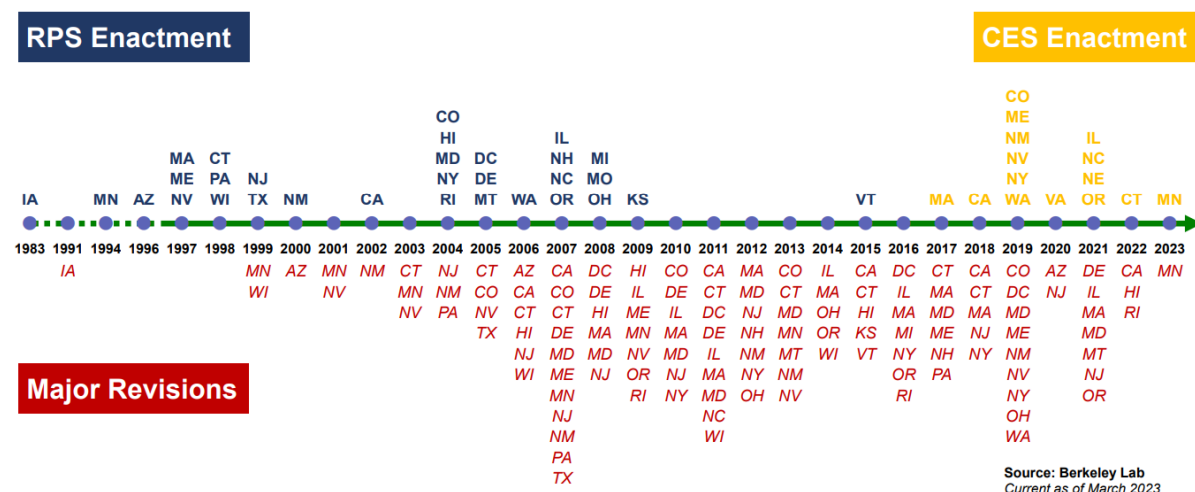


図 2.6-2 RPS と CES の制定における主な改訂

出所) BERKELEY LAB、“U.S. State Renewables Portfolio & Clean Electricity Standards: 2023 Status Update”⁸⁴⁴より

【各州の暫定的な RPS 目標達成】

RPS は通常、毎年増加する暫定目標で構成される。ローレンス・バークレー国立研究所が発行するレポートにおいては「RPS 達成」を RPS 義務と比較した再生可能エネルギーエネルギー証書(REC)の廃棄という観点から特徴付けている。レポートによると、下図に示されているように、ほとんどの州は RPS 目標に沿っている。

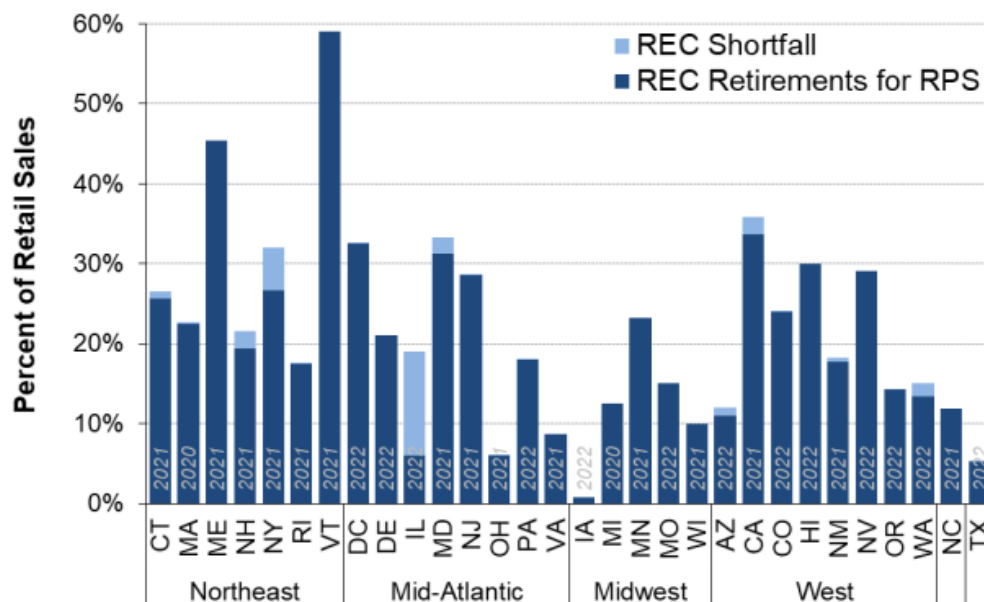
- RPS 目標は各州によって異なり、一般的には小売売上高の 10-30%の範囲である
 - ME と VT の高い目標は、既存の大規模水力発電を含む広範な適格基準を反映している
- ほとんどの州は目標を達成している
 - IL の目標未達は、2021 年の RPS 改訂に関連する移行問題を部分的に反映している
- 多くの州/電力会社は予定よりもかなり早く達成しているが、他の州では過去数年間に蓄積された REC の備蓄に依存して暫定目標を達成している⁸⁴⁵

⁸⁴³ <http://webserver.rilin.state.ri.us/BillText/BillText22/HouseText22/H7277A.pdf> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁴⁴ https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf P.10 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁴⁵ https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf P.30 (2024 年 2 月 29 日取得)

RPS REC Retirements and Shortfalls (most-recent compliance year data)



Notes: The compliance year for each state is indicated by the years shown in grey. The height of the stacked bars represents the annual RPS compliance obligation for each state, as a percentage of retail sales for the obligated LSEs. REC shortfalls in Northeast and Mid-Atlantic states represent the portion of the target met with ACPs.

図 2.6-3 RPS REC Retirements and Shortfalls

出所) BERKELEY LAB, "U.S.State Renewables Portfolio & Clean Electricity Standards: 2023 Status Update"⁸⁴⁶より

(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、Transportation は浮体式洋上風力発電に関し、70%のコスト削減目標（45 ドル/MWh）を掲げた Floating Offshore Wind Shot というイニシアティブを発表した⁸⁴⁷。米国はこのイニシアティブを、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を世界的に牽引する姿勢を示した。

⁸⁴⁶ https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf P.19 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁴⁷ <https://www.energy.gov/eere/wind/floating-offshore-wind-shot> (2024 年 2 月 29 日取得)

Goals of the Floating Offshore Wind Energy Earthshot

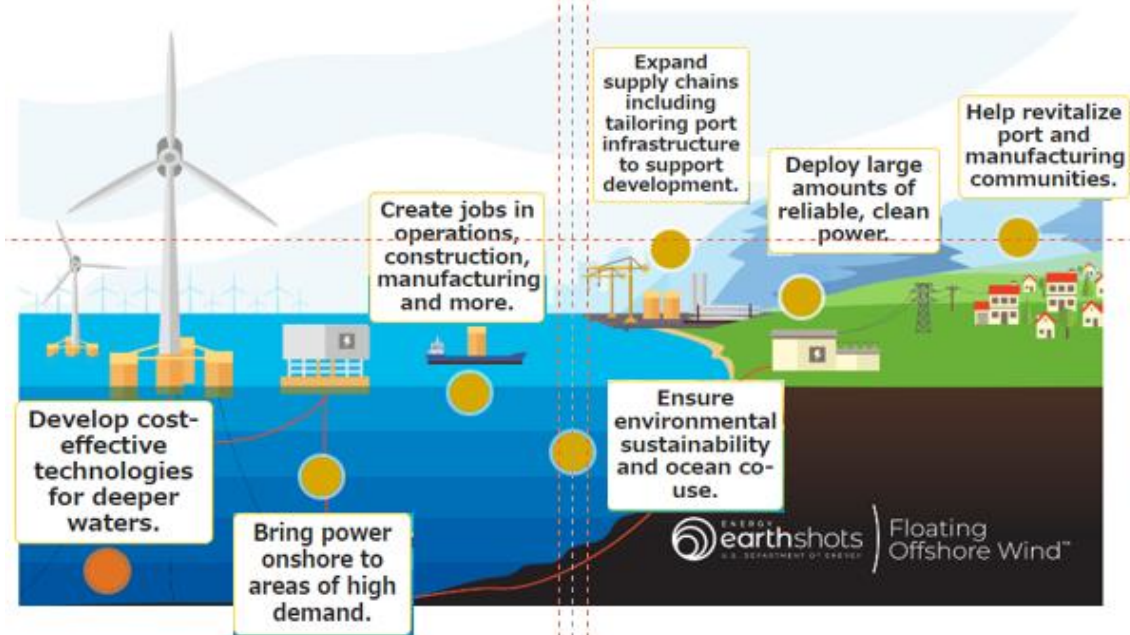


図 2.6-4 Floating Offshore Wind Energy Earthshot

出所) エネルギー省、“Floating Offshore Wind Shot-Department of Energy”⁸⁴⁸より

更に当該イニシアティブの一環として、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した。⁸⁴⁹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、メキシコ湾、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）⁸⁵⁰

⁸⁴⁸ <https://www.energy.gov/eere/wind/floating-offshore-wind-shot> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁴⁹ <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/what-does-offshore-wind-energy-look-today> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁵⁰ 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）（2024 年 2 月 29 日取得）



図 2.6-5 洋上風力発電の基礎土台タイプ別海域候補

出所) エネルギー省、“Floating Offshore Wind Shot Fact Sheet- Department of Energy”⁸⁵¹より

【ニューヨーク州における導入目標】

ニューヨーク州は 2035 年までに洋上風力発電を 9GW 導入する目標を掲げている。2019 年 7 月 18 日に成立した「気候リーダーシップと地域社会の保護に関する法律」は、2030 年までに電力需要の 70%を再生可能エネルギー源から供給し、温室効果ガス排出量を 40%削減することを目指している。⁸⁵²これらの目標を支援するため、州知事は以下の措置を講じている。

- 2022 年 1 月 5 日、キャシー・ホークル知事は一般教書演説で、2022 年に洋上風力発電インフラに 5 億ドルを投資する計画を発表した。この計画は、洋上風力発電の製造とサプライチェーンのインフラに対する直接投資、グリーン雇用の創出、数十億ドルの経済効果、何百万世帯に電力を供給するのに十分なエネルギーを発電することが掲げられている。
- ホークル知事は、ニューヨーク州の大規模な再生可能エネルギー産業を促進するための 10 項目の行動計画を発表し、気候法の目標へのコミットメントを強調した。この計画は、すべてのニューヨーク州のためにクリーンエネルギー経済と再生可能エネルギー部門を拡大することを目指している。⁸⁵³

⁸⁵¹ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/floating-offshore-wind-shot-fact-sheet.pdf> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵² <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/About-Offshore-Wind> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵³ <https://www.governor.ny.gov/news/governor-hochul-announces-nation-leading-500-million-investment-offshore-wind> (2024 年 2 月 29 日取得)

表 2.6-2 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	入札所有者	2023 更新
N/A(※)	South Fork Wind	132MW	建設中(2022 年 1 月 BOEM により建設・運転計画承認)	Orsted A/S と Eversource Energy の折半合弁会社	South Fork Wind、ロングアイランドに初の洋上風力発電を導入。 ⁸⁵⁴
2018 年 第一回 (ORECR FP18-1)	Sunrise Wind	924MW	2025 年商業運転開始予定	Bay State Wind LLC(Orsted A/S と Eversource Energy の合弁会社)	Ørsted が Sunrise Wind の全所有権を取得、洋上風力発電事業が 4 件入札対象 ⁸⁵⁵
	EmpireWind1	816MW	2027 年商業運転開始予定	Equinor USHoldings, Inc.	Equinor が Empire Wind プロジェクトの単独オーナーとなり、EmpireWind1 を再入札 ⁸⁵⁶
2020 年 第 2 回 (ORECR FP20-1)	EmpireWind2	1,260MW	2027 年下期商業運転開始予定	Equinor Wind USLLC	Equinor & BP が EmpireWind2 プロジェクトの洋上風力再生可能エネルギー証書 (OREC)契約を終了 ⁸⁵⁷
	Beacon Wind	1,230MW	2028 年商業運転開始予定	British Petroleum	Equinor & BP が Beacon Wind のリースとプロジェクトの全所有権を取得 ⁸⁵⁸

⁸⁵⁴ <https://www.nyserda.ny.gov/About/Newsroom/2023-Announcements/2023-12-6-Governor-Hochul-Announces-South-Fork-Wind-Delivers-First-Offshore> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵⁵ <https://sunrisewindny.com/news/2024/01/orsted-to-acquire-full-ownership-of-sunrise-wind-subject-to-award-in-new-york-4-offshore-wind-solicitation> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵⁶ <https://www.equinor.com/news/20240125-empire-wind-transaction-bp> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵⁷ <https://www.equinor.com/news/20240103-empire-wind-2-offshore-wind-project-announces-reset> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁵⁸ <https://www.equinor.com/news/20240125-empire-wind-transaction-bp> (2024 年 2 月 29 日取得)

令和5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)

2022 年 第 3 回 (ORECR FP22-1)	N/A	2,000M W	提案書提出期 限: 2023 年 1 月 26 日	Vineyard Offshore ⁸⁵⁹	NYSERDA 落札通知 日:2023 年 10 月 24 日 契約締結日:2024 年 第一四半期 ⁸⁶⁰
2023 年 第 4 回 (ORECR FP23-1)	N/A	該当なし	提案書提出期 限 2024 年 1 月 25 日	NYSERDA 落 札通知 日:2024 年 2 月 予定	2023 年洋上風力発 電事業(終了) ⁸⁶¹

出所) NYSERDA 及び企業情報等に基づき作成

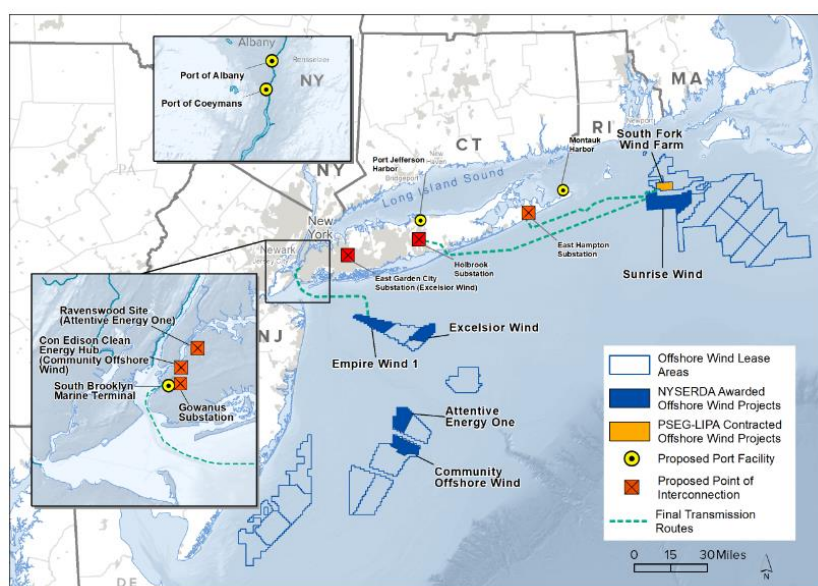


図 2.6-6 洋上風力発電開発地 (2023 年時点)

出所) NYSERDA、“2023 Solicitation”⁸⁶²より

NYSERDA は、ニューヨーク州公共サービス委員会から、洋上風力エネルギーを募集する権限を保有する。

⁸⁵⁹ https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/renewable-energy/state-activities/20231101_OCSA%200544_Vineyard%20Mid%20Atlantic%20Progress%20Report%203.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁶⁰ <https://www.nyseda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/Offshore-Wind-Solicitations/2022-Solicitation> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁶¹ <https://www.nyseda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/Offshore-Wind-Solicitations/2023-Solicitation> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁶² <https://www.nyseda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/NY-Offshore-Wind-Projects> (2024 年 2 月 29 日取得)

募集は、洋上風力エネルギーをニューヨーク州に供給するための洋上風力開発業者からの提案を募るものである。選出プロジェクトは、ニューヨーク州全体の電力料金支払者を代表して、NYSERDA に洋上風力再生可能エネルギー証書（ORECs）を販売する契約を締結する。2023 年までに合計 3 回の募集がニューヨーク州で行われた。

- 第 1 回募集（ORECRFP18-1）：Equinor Wind と Sunrise Wind との 816MW と 924MW のプロジェクト契約。
- 第 2 回募集（ORECRFP20-1）：Equinor Wind との 1,260MW と Beacon Wind との 1,230MW のプロジェクト契約。
- 第 3 回募集：2023 年 10 月 24 日、知事は NYSERDA の第三次公募の結果を発表し、製造設備への大規模投資を伴う合計 4,032MW の 3 つのプロジェクトを落札した。⁸⁶³
- 第 4 回募集：大規模再生可能産業を支援するためのニューヨーク州の 10 項目行動計画の一部として、NYSERDA により 2023 年 11 月 30 日に発表された。2024 年 1 月 25 日、NYSERDA はニューヨーク州の第四回募集に対する応募を受け取り、Community Offshore Wind LLC の Community Offshore Wind 2 プロジェクト、Empire Offshore Wind LLC の Empire Wind 1 プロジェクト、Sunrise Wind LLC の Sunrise Wind プロジェクトを含む 3 つの洋上風力開発業者から 3 つのプロジェクトに対する合計 6 件の入札があった。⁸⁶⁴

【カリフォルニア州における導入目標】

2022 年 8 月 10 日、カリフォルニア州エネルギー委員会（CEC）は、カリフォルニア州の洋上風力発電を 2030 年までに最大 5GW、2045 年までに 25GW とする報告書を採択した。⁸⁶⁵

2023 年 2 月、ホワイトハウスは、カリフォルニア州が全国の洋上風力開発を加速させるための重要な取り組みに参加したと発表した。カリフォルニア州は、13 州の Federal-State Offshore Wind Implementation Partnership に署名し、パートナーシップに西海岸が加わった。⁸⁶⁶このパートナーシップは、よりクリーンで安価なエネルギーの提供、雇用の創出、そして米国の洋上風力サプライチェーンを構築する取り組みを加速させることを目的としている。西海岸で最初の洋上風力プロジェクトを開発する合意が同年 5 月下旬に発表された。プロジェクトはカリフォルニア州沖のモロ湾とハンボルト湾の沖合で開発され、推定容量は約 4.5GW である。カリフォルニア沿岸委員会は、沿岸域管理法（CZMA）に基づき、BOEM が作成したリース区域の整合性決定書を審査し、条件付きで同意した。⁸⁶⁷

⁸⁶³ <https://www.nyseda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/NY-Offshore-Wind-Projects> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁶⁴ <https://www.nyseda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/Offshore-Wind-Solicitations/2023-Solicitation> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁶⁵ <https://www.energy.ca.gov/news/2023-05/california-continues-advance-offshore-wind-new-report-detailing-options> （2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁶⁶ <https://www.gov.ca.gov/2023/02/22/california-joins-white-house-partnership-on-offshore-wind-energy/> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁶⁷ https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2023-11/California_Offshore_Wind_Fact_Sheet_ada.pdf （2024 年 2 月 29 日取得）

B) 入札プロセス⁸⁶⁸

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 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。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 から発電事業者を支払われる。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。

C) 物価変動調整⁸⁶⁹

【相互接続コスト調整】

特に相互接続コストに関連した Index OREC Strike Price または Fixed OREC Price の調整を記載する。これらの調整は、節約の共有とコストの共有という 2 つの要素で構成されている。

1. 相互接続コスト配分ベースラインの決定

相互接続コスト配分ベースラインの値は、入札者によって提供された情報に基づいて決定される。⁸⁷⁰

2. レビュープロセス

NYSERDA の専門レビュー担当者と対象分野の専門家は、入札者によって提出された相互接続コスト配分の高低予想を、提供された補助情報とともに評価する。これらの推定値は、入手可能な情報と併せてレビューされる。

⁸⁶⁸ 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）（2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁶⁹ <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000003cmKBEAY> P.49（2024 年 2 月 29 日取得）

⁸⁷⁰ <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000003cmKBEAY> P.75（2024 年 2 月 29 日取得）

3. 調整

レビュー後、NYSERDA は次の 2 つのアクションのいずれかを実行できる。

- ① 洋上風力ポートフォリオ全体の一般的な仮定と一致していると判断される場合は、入札者によって提供された及び予想される相互接続コスト配分の推定値を採用する。
- ② 必要に応じて、推定値を合理的に調整し、洋上風力ポートフォリオ全体の一般的な仮定と一致するようにする。

4. 相互接続コスト配分ベースラインの計算

相互接続コスト配分ベースラインの値は、予想される相互接続コスト配分に、NYSERDA の相互接続コスト配分の高い推定値と予想される推定値の差の 10%を加えたものとして NYSERDA によって計算される。

相互接続コスト分担を選択した提案では、Index OREC Strike Price または Fixed OREC Price が調整される。

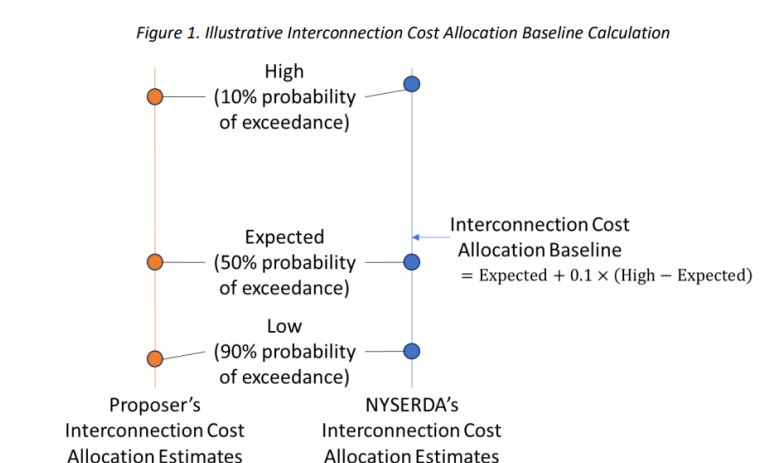


図 2.6-7 相互接続コスト配分ベースラインの計算例

出所) NYSERDA、“SUMMARY OF REVISIONS”⁸⁷¹-より

【インフレ調整】

インフレ調整については、RFP に添付された別紙 Appendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreement (PSA) においてオプションとして、提出期限から BOEM がプロジェクトの建設及び運営計画を承認するまで、Index OREC Strike Price または Fixed OREC Price を一時的なインフレに合わせた調整が可能となっている。⁸⁷²インフレ調整の規定と式は以下の通りとなっている。

⁸⁷¹ <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000003cmKBEAY> P.50 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷² <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000003cmKBEAY> P.52 (2024 年 2 月 29 日取得)

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 NYSEDA'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

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 発行日の参考値は以下の通りとなっている。⁸⁷³

Table 4: Commodity Inflation Indices as of ORECRFP23-1 Latest Issuance Date

Commodity Index	Value
Index _{B,Labor}	36.797
Index _{B,Fabrication}	189.344
Index _{B,Steel}	284.841
Index _{B,ULSD}	2.978
Index _{B,Copper}	3.794

各コモディティまたはコンポーネントの IndexT は、COP（生産適正）承認の前後3カ月を含む6カ月間の月平均値として計算される。したがって、ORECadj は、公表された月平均価格または指数が入手可能になった時点で計算され、選出された入札者が COP 承認を受領してから6カ月以内に計算される。

2023 年、Ørsted は投資家に対し、サプライチェーンのボトルネック、コストインフレ、資本コストの上昇を理由に、ニューヨークの Sunrise Wind プロジェクトの財務見積もりを引き下げていることを示唆した。⁸⁷⁴ Equinor/BP と Ørsted はニューヨークの規制当局に対し、Empire Wind 1 と 2、Beacon Wind 1、Sunrise Wind の洋上再生可能エネルギー証書（OREC）契約について、インフレを考慮して価格を調整するよう再交渉するよう請願した。⁸⁷⁵

表 2.6-3 米国洋上風力発電プロジェクトの NYOREC 契約状況

プロジェクト	落札年	容量 (MW)	期間 (年)	オフテイクタイプ	平準化名目価格 (\$/メガワット時 [MWh])	インフレ調整後価格 (2023\$/MWh)	電力供給年 (年)
Empire Wind1	2019	816	25	NY OREC	99	114.8	2026
Sunrise Wind	2019	924	25	NY OREC	110	127.6	2026
Empire Wind2	2021	1,260	25	NY OREC	107.5	115	2027
Beacon Wind1	2021	1,230	25	NY OREC	118	126.3	2029

出所) エネルギー省、“Offshore Wind Market Report : 2023 Edition”⁸⁷⁶より

⁸⁷³ <https://portal.nyserda.ny.gov/servlet/servlet.FileDownload?file=00P8z000003cmKBEAY> P.53 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷⁴ <https://orsted.com/en/company-announcement-list/2023/08/orsted-announces-anticipated-impairments-on-its-u-71411> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷⁵ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-09/doe-offshore-wind-market-report-2023-edition.pdf> P.9 (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷⁶ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-09/doe-offshore-wind-market-report-2023-edition.pdf> P.38 (2024 年 2 月 29 日取得)

表 2.6-4 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	フォーム名	第4回 ORECRFP23-1	第3回 ORECRFP22-1
A	Proposer Certification Form		✓
B.1	Economic Benefits Claims and Documentation Requirements	新規	N/A
B.2	Disadvantaged Community Impacts	新規	N/A
C	Elements of the Fisheries Mitigation Plan		✓
D	Elements of the Environmental Mitigation Plan		✓
E	Elements of the Stakeholder Engagement Plan		✓
F	Meshed Ready Technical Requirements		✓
G	New York Jobs and Workforce Plan		✓
H	Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreement		✓
	Redline of Appendix H vs Nov 30 version	新規	該当なし
I	Offer Data Form		✓
J	Master Offers Form		✓
K	Proposal Submission Guide		✓
L	Conditional Termination Agreement	新規	N/A
M	Non-Disclosure Agreement		✓
	ExecutiveOrder16		✓

出所) NYSERDA のウェブサイトに基づき作成⁸⁷⁷

(3) 気候変動に関する法案（インフレ抑制法）

民主党のチャック・シューマー上院院内総務とジョー・マンチン上院議員は 2022 年 7 月 27 日にインフレ抑制法を提出した。2022 年 8 月 7 日、上院は下院のビルド・バック・ベター（BBB）構想に代わる修正版を可決した⁸⁷⁸

BBB は、バイデン大統領と G7 パートナーによって承認されたイニシアティブで、COVID-19 によって悪化した中低所得国のインフラ格差に対処するものである。これは、民主的価値観と透明性を通じて 40 兆ドル以上のニーズを満たすための高水準のパートナーシップである。⁸⁷⁹

さらに、IRA はインフラ投資・雇用法（IIJA）とも共通の目標を掲げており、インフラの近代化とクリーンエネルギーへの取り組みを推進している。2021 年 11 月に可決された超党派によるインフラ投資・雇用法案は、国内の道路、橋、公共交通機関の劣化に対処するもので、国の電力インフラのアップグレードを支援し、回復力を向上させることを目標に掲げる。IIJA の下で認可された機会には、送電網の近代化、新しい送電、エネルギーシステムの回復力と信頼性の更新、電気自動車充電インフラ、建物のエネルギー効率の改善、スマート製造、炭素回収と炭素利用プロジェクト、再生可能エネルギー技術と実証プロジェクト、その他の革新的な取り組みが含まれる。⁸⁸⁰

A) インフレ抑制法の概要⁸⁸¹

2022 年インフレ抑制法は、クリーンエネルギー経済への移行を加速させるための資金、プログラム、インセンティブを提供する基盤となっている。2022 年インフレ抑制法のほとんどの条項は 2023 年 1 月 1 日に発効した。インフレ抑制法のインセンティブは、グリーンパワーパートナーのような組織(企業、非営利団体、教育機関、州、地方等)の再生可能エネルギーコストを削減することにある。税額控除などのインフレ抑制法のインセンティブを活用することで、GHG 排出量を削減し、クリーンエネルギーへの移行を加速させることを目的としている。

【インフレ抑制法における投資予算内訳】

- クリーンエネルギー技術への融資と展開の促進⁸⁸²

⁸⁷⁷ <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/Focus-Areas/Offshore-Wind-Solicitations/2023-Solicitation> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷⁸ <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R47202> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁷⁹ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/06/12/fact-sheet-president-biden-and-g7-leaders-launch-build-back-better-world-b3w-partnership/> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁸⁰ <https://mn.gov/commerce-stat/IIJA/020322-about-iija-and-ira-for-website.pdf> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁸¹ <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁸² <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf> (2024 年 2 月 29 日取得)

インフレ抑制法は、自動車、トラック、航空セクター向けの様々な非石油系燃料への投資を奨励している。主な資金提供の概要は以下の通りとなっている。

表 2.6-5 クリーンエネルギー技術への資金提供の概要

機関	IRA 該当セク ション	プログラム名	金額
財務省	13101	再生可能エネルギー電力の生産税額控除	-
財務省	13102	エネルギー不動産投資税額控除	-
財務省	13103	低所得地域に関連する稼働中の太陽光発電及び風力発電施設に対するエネルギークレジットの増加	-
財務省	13105	ゼロエミッション原子力発電クレジット	-
財務省	13701	クリーン電力生産税額控除	-
財務省	13702(h)	クリーン電力投資税額控除	-
財務省	13703	適格施設のコスト回収、適格資産、エネルギー貯蔵技術	-
環境保護庁	60103	温室効果ガス削減基金	\$27,000,000,000
エネルギー省	50141	エネルギー省向け融資プログラムオフィス	\$3,600,000,000
エネルギー省	50145	トライバルエネルギー融資保証プログラム	\$75,000,000

出所) ホワイトハウス、“BUILDINGACLEANENERGYECONOMY”⁸⁸³に基づき作成

- 電力網への投資

インフレ抑制法は、老朽化した米国の送電システムのアップグレード、レジリエンス強化、非効率性の削減、クリーンエネルギーの目標を推進するために、約 30 億ドルを割り当てている。この投資は、これまでのグリッドイニシアティブを補完し、2035 年までに信頼性が高く、手頃な価格で、炭素汚染のない電力網を実現するための変革的なプロジェクトを支援する。

⁸⁸³ <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf> P.10
(2024 年 2 月 29 日取得)

表 2.6-6 米国の電力網への資金提供の概要

機関	IRA セクショ ン	プログラム名	金額
エネルギー省	50151	送電設備融資	\$2,000,000,000
エネルギー省	50152	州間電力の立地を促進するための補助金 送電線	\$760,000,000
エネルギー省	50153	地域間及び洋上風力発電 送電計画、モデリング、分析	\$100,000,000

出所) ホワイトハウス、“BUILDING A CLEAN ENERGY ECONOMY”⁸⁸⁴に基づき作成

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. 強靱な地方コミュニティ支援	- 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 Summary⁸⁸⁵- Senate Democrats 等に基づき作成（令和 4 年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）より）

⁸⁸⁴ <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf> P.35

(2024 年 2 月 29 日取得)

885

https://www.democrats.senate.gov/imo/media/doc/summary_of_the_energy_security_and_climate_change_investments_in_the_inflation_reduction_act_of_2022.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

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。

Clean Energyにおける経済的メリットの説明 ...

大項目	小項目	概要
Health Care	- Cutting Prescription Drug Cost - Lowering Health Care Costs - Defeating Special Interests	
Clean Energy	- Lowering Energy Costs - グリーンエネルギーを利用する家庭や電気自動車などの税額控除の活用により年間1,000ドル以上のエネルギーコストの削減 - 熱ポンプや他のエネルギー効率の良い家庭用電気機器購入に際し、14,000ドルの直接的な減税により、少なくとも年間350ドルの電気料金を削減 - 屋根置き太陽光の設置に対する30%の税額控除により、設備の設置期間中9,000ドルもしくは少なくとも年間300ドルの電気料金を削減 - 新設の電気自動車購入に対する上限7,500ドル、中古電気自動車に4,000ドルの税額控除により、年間950ドルのエネルギーコスト削減に寄与 - バイデン大統領の気候変動目標達成を促進に繋げることで、各家庭のエネルギーコストを年間平均500ドル削減 - Building a Clean Energy Economy - 家庭、企業、コミュニティをグリーンエネルギーにより2030年までに電力とする： - 太陽光パネル9.5億枚 - 風車12万台 - 蓄電プラント（グリッド規模）2,300カ所 - 電力網網全体のグリーンエネルギープロジェクトにおけるコスト削減を推進し、4,200万人に供給、等 - Reducing Harmful Pollution 2030年までに二酸化炭素排出量を約1ギガトンもしくは10億メートルトン削減 - グリーンエネルギーを各地で展開し、化石燃料からの有害汚染物質の発生を抑制することで2030年までに年間3,900もの早世と、年間10万人の病状悪化を防ぐ *1メートルトン(MTND)=1,000kg	
Taxes	- Making the Tax Code Fairer - Reducing the Deficit	

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⁸⁸⁶を基に作成（令和4年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）より）

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、米国民がグ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、グ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。

⁸⁸⁶ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/08/15/by-the-numbers-the-inflation-reduction-act/> (2024年2月29日取得)

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、オープン含む)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⁸⁸⁷に基づき作成 (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) より)

E) 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 億ドルもの支出がグリーンエネルギー・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。

【インフレ抑制法に伴う米国の再生可能エネルギー分野のサプライチェーンへの影響⁸⁸⁸】

1. 製造能力の向上

- IRA は、電気自動車、風力タービン、ソーラーパネルなどのグリーンエネルギー技術の国内生産を奨励している。この資金は、様々な再生可能エネルギー分野にわたる国内サプライチェーンを確保する。

⁸⁸⁷ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/08/17/state-fact-sheets-how-the-inflation-reduction-act-lowers-energy-costs-create-jobs-and-tackles-climate-change-across-america/> (2024 年 2 月 29 日取得)

⁸⁸⁸ <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf> (2024 年 2 月 29 日取得)

- 生産及び投資税額控除の導入は、米国における再生可能エネルギー技術の製造を加速させることを目的としている。サプライチェーンに沿った国内製造に対する新たな生産税額控除の創設は、再生可能エネルギー生産への支援を強化する。
- 超党派によるインフラ投資・雇用法による追加投資は、国内サプライチェーンを強化する IRA の取り組みを補完するものである。

2. サプライチェーンのボトルネックの緩和

- IRA の投資はエネルギーコストを削減し、クリーンエネルギーへの民間投資を加速させ、サプライチェーンを強化する。
- 国内生産の促進に注力することで、クリーンエネルギーのサプライチェーンの重要な構成要素に対する外国への依存度を軽減する。外国資源への依存度を軽減することで、サプライチェーンの混乱を緩和し、再生可能エネルギー技術への一貫したアクセスを確保する。
- 国防生産法とクリーン自動車製造施設への投資でサプライチェーンの課題に対応する。

3. 配電の強化

- 農務省は、農村地域における電力サービスの提供と改善を目的とした配電、送電、発電施設の建設に資金を割り当てている。効率性の向上と輸送手段の電化に重点を置くことで、排出量を削減し、石油市場の変動に対する脆弱性を軽減する。
- その他の資金調達イニシアティブは、バイオ燃料の混合、貯蔵、流通、供給のためのインフラ整備を支援し、輸送手段の効率性と電化を向上させ、この部門からの排出量を削減する。
- Fueling Aviation's Sustainable Transition (FAST-SAF) プログラムは、持続可能な航空燃料の生産と利用を加速し、航空分野からの温室効果ガス排出量を削減することを目的としている。

4. 雇用と経済機会の創出

- 国内のサプライチェーンと製造業への投資を刺激することで、雇用と労働者に新たな経済機会を創出する。
- 農村地域への投資は雇用創出と経済発展を促進し、クリーンエネルギー経済への公正な移行を促進する。

全体として、2022 年のインフレ抑制法は、国内の製造業を刺激し、生産能力を高め、サプライチェーンのボトルネックを緩和し、流通を改善し、雇用と経済機会を創出することで、米国の再生可能エネルギーのサプライチェーンを強化する上で重要な役割を果たしている。

【先端製造業生産税額控除(45X MPTC)と先端エネルギープロジェクト投資税額控除(48C ITC)の対象分野】

889

a. 先端製造業生産税額控除(45X MPTC)

45X MPTC は、国内で製造されたクリーンエネルギー部品に対して単位当たりの税額控除を提供する。これは、2022 年 8 月以降の ITC の恩恵を受ける施設からのものを除く、PV モジュールやインバーターなどのさまざまな部品に適用される。

⁸⁸⁹ <https://www.energy.gov/eere/solar/federal-tax-credits-solar-manufacturers> (2024 年 3 月 1 日取得)

表 2.6-7 先端製造業生産税額控除の対象となる部品の概要

対象となる部品	控除額
PV モジュール及びサブコンポーネント	
太陽光グレードのポリシリコン	3 ドル/kg
PV ウエハー	12 ドル/m ²
PV セル	4 セント/Wdc
ポリマーバックシート	40 セント/m ²
PV モジュール	7 セント/Wdc
PV インバーター	
セントラルインバーター	0.25 セント/Wac
ユーティリティインバーター	1.5 セント/Wac
商用インバーター	2 セント/Wac
家庭用インバーター	6.5 セント/Wac
マイクロインバーター	11 セント/Wac
PV トラッキングシステム	
トルクチューブ	87 セント/kg
留め具	2.28 ドル/kg
電池	
電極活物質	35 ドル/kWh
バッテリーモジュール	10 ドル/kWh(または、バッテリーセルを使用しないバッテリーモジュールの場合は、\$45)
鉱物	
鉱物	当該鉱物の生産により納税者が負担する費用の 10%

出所) エネルギー省、“Federal Tax Credits for Solar Manufacturers”⁸⁹⁰に基づき作成

b. 先進エネルギープロジェクトクレジット(48C ITC)⁸⁹¹

48C ITC は、以下のような不動産投資に対して税額控除を提供している。

- 先進的なエネルギー部品を生産またはリサイクルするために設計された物件
- 低炭素またはゼロ炭素のプロセスヒート設備によって温室効果ガスを 20%削減するシステムを産業施設に再装備した物件

2022 年インフレ抑制法により、2023 年以降に開始されるプロジェクトに対して 100 億ドルの税額控除が拡大された。40 億ドル(40%)は、指定された「エネルギーコミュニティ」における新規プロジェクトに割り当てられなければならない。エネルギー省は、財務省及び国立再生可能エネルギー研究所と共同で、ITC 申請の適格性及び

⁸⁹⁰ <https://www.energy.gov/eere/solar/federal-tax-credits-solar-manufacturers>

(2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹¹ <https://www.energy.gov/eere/solar/federal-tax-credits-solar-manufacturers>

(2024 年 3 月 1 日取得)

選択基準を以下のように定めた。

申請者の適格性基準

- 商業的実行可能性：
プロジェクトの最短期間、エネルギーコストの最低平準化、リスク軽減戦略の検討を含む
- 温室効果ガス削減への影響：
直接排出、間接排出、ライフサイクル排出を含む。
- 米国のサプライチェーンを強化する能力：
ソーラーサプライチェーンのラウンド 1 優先分野は、ポリシリコン、ウエハー、インゴット/ウエハー製造ツール、ソーラーガラス製造となっている。
- 労働力と地域社会の関与

【税額控除の収益化：クリーン・エネルギーや再生可能天然ガス・プロジェクトから発生する連邦税額控除を収益化する新しい方法】

インフレ抑制法の新たな直接支払いと移転オプションにより、2023 年 1 月 1 日以降 2032 年 12 月 31 日までに使用開始された設備について、より多くの組織がクリーンエネルギー税額控除を利用できるようになった：

- 直接支払いオプションは、特定の非課税事業体が、州、地方、部族政府、農村電気協同組合、テネシー・バレー・オーソリティなどの事業体に対して、投資税額控除(ITC)や生産税額控除(PTC)などの多くの再生可能エネルギー控除を含む特定の税額控除を直接収益化することを可能にした。該当する事業体は、これらの税額控除を還付可能な納税として扱うことを選択することができる。このような事業体は、税額控除に対する納税義務を超えて支払った金額について、内国歳入庁(IRS)から直接支払いを受ける資格がある。
- インフレ抑制法はまた、非課税事業体でない適格納税者が、ITC や PTC を含む特定の税額控除の全部または一部を、無関係の当事者に譲渡することを認めている。⁸⁹²

【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⁸⁹³】

- 予測統計の増加：2026 年に設置される陸上風力エネルギーの予測は、インフレ抑制法施行後に約 11,500MW から 18,000MW へと 60%近く急増した。陸上風力市場に供給するために、少なくとも 11 の製造施設の新設、再開、拡張が発表され、3,000 人以上の雇用が創出された。
- 製造業への影響：インフレ抑制法の先進的製造業税額控除は、風力部品を含むクリーンエネルギー技術の国内生産に対する強力なインセンティブとなる。GE は、IRA のインセンティブにより、米国で製造された最大の陸上風力タービン「nacelle」の完成を発表した。
- 予測される風力発電の展開：

⁸⁹² <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy#Monetize> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹³ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/land-based-wind-market-report-2023-edition.pdf> (2024 年 3 月 1 日取得)

2023 年の 7.1GW-12GW から 2027 年までに 18.4GW-22.7GW に達すると予測し、風力発電の大幅な拡大を予測している。PTC の長期延長や国内コンテンツ及びエネルギーコミュニティに対するインセンティブなどの IRA の規定が、この成長を促進すると予想されている。

(4) その他更新点

【米国環境保護庁(EPA)の 2023 年 6 月最終規則、2023-2025 年におけるセルロース系バイオ燃料、バイオマス由来ディーゼル (BBD)、及びその他の製品の数量要件と関連パーセンテージ基準を設定⁸⁹⁴】

2023 年 6 月 21 日、米国環境保護庁 (EPA) は、2023～2025 年のセルロース系バイオ燃料、バイオマス由来ディーゼル (BBD)、先進バイオ燃料、再生可能燃料全体のバイオ燃料の数量要件と関連割合基準を定める最終規則を発表した。本規則はまた、2016 年の年次規則に対する裁判所の差し戻しに対応し、2023 年の再生可能燃料の数量要件を 2 億 5,000 万ガロンとした。最終的な数量目標は以下の通り：

表 2.6-8 燃料タイプ毎の数量目標及び補足基準

数量目標(10 億 RINs) ^a			
燃料タイプ及び補足基準	2023	2024	2025
セルロース系バイオ燃料	0.84	1.09	1.38
バイオマスディーゼル ^b	2.82	3.04	3.35
先進バイオ燃料	5.94	6.54	7.33
再生可能燃料	20.94	21.54	22.33
補足基準	0.25	n/a	n/a

^a1RIN は、エタノール換算で 1 ガロンの再生可能燃料に相当する。

^bBBD の単位は 10 億ガロンで表示する。

出所) 環境保護庁、“Final Renewable Fuels Standards Rule for 2023, 2024, and 2025”⁸⁹⁵に基づき作成

本最終規則には、2023 年、2024 年、2025 年におけるバイオ燃料の増加を見込んでいる。2007 年エネルギー自立・安全保障法 (EISA) では、2022 年以降の法定数量は規定されておらず、EPA は本規則において設定権限に基づき、全品目に対するバイオ燃料の最終数量目標を設定した。EPA は 2022 年以降のバイオ燃料量を決定する際、コスト、大気質、気候変動、これまでのプログラム実施状況、エネルギー安全保障、インフラ問題、商品価格、水質、供給など、法令に規定された様々な要因を考慮する。

⁸⁹⁴ <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuels-standards-rule-2023-2024-and-2025> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹⁵ <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuels-standards-rule-2023-2024-and-2025> (2024 年 3 月 1 日取得)

【カリフォルニア州における建築物省エネルギー基準制定後の最新状況⁸⁹⁶】

カリフォルニア州のエネルギー政策機関として、カリフォルニア州エネルギー委員会（CEC）は、ウォーレン・アルキスト法により、建築物のエネルギー効率を高め、温室効果ガスを削減するために、建築基準を定期的に更新し、採択することを義務付けられている。タイトル 24 のパート 6 では、CEC が 3 年ごとに、新築と既存建物の改築を対象とした建築物エネルギー効率基準（エネルギーコード）の更新を行うよう、義務を定めている。CEC がこれらの基準を採択した後、カリフォルニア州建築基準委員会（CBSC）に提出され、建築基準法の他の変更とともに承認され、その内容が盛り込まれる。エネルギー規範は、カリフォルニア州がエネルギー需要を管理し、気候変動と大気浄化の目標を達成するのに役立つと同時に、手頃な価格で導入できるよう、費用対効果が高くなるように設計されている。

2022 年建築物エネルギー効率基準は、2021 年 8 月に CEC によって採択、2021 年 12 月に CBSC に提出され、承認公聴会が開かれた。その後、2023 年 1 月 1 日から施行された。⁸⁹⁷

同基準は、新たに建設される住宅や企業における 4 つの主要分野に重点を置いている：

- ・ 電気ヒートポンプによる暖房を奨励し、ガス暖房よりもエネルギー消費量と排出量を削減する。
- ・ クリーンな電気暖房、電気調理、電気自動車（EV）充電をいつでも利用できるようにするため、一戸建て住宅に電気対応要件を設ける。
- ・ 太陽光発電（PV）システムと蓄電池の基準を拡大することで、クリーンエネルギーをオンサイトで利用できるようにし、100%クリーンな電力網に向けた州の進捗を補完する。
- ・ 室内空気の質を改善するための換気基準を強化する。⁸⁹⁸

2025 年の更新基準は 2024 年に適用が提案され、2026 年 1 月 1 日が発効日となる。⁸⁹⁹

【ビルド・パブリック・リニューアブル法案】

Build Public Renewables Act（BPRA）の目的は、ニューヨーク電力公社（NYPA）が再生可能な発電、蓄電、送電を新たに所有・建設できるようにし、2030 年までにニューヨーク州電力公社（NYPA）に再生可能エネルギーのみを供給することを義務づけ、2035 年までにすべての州所有・市所有物件に再生可能エネルギーを供給することである。この法案は、ニューヨークが必要とする再生可能な、民主的に管理された公営のエネルギーシステムへの移行に向けた土台を築くものである。⁹⁰⁰

⁸⁹⁶ https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2021-08/CEC_2022_EnergyCodeUpdateSummary_ADA.pdf P.2
(2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹⁷ https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2021-08/CEC_2022_EnergyCodeUpdateSummary_ADA.pdf P.6
(2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹⁸ <https://www.energy.ca.gov/news/2021-08/energy-commission-adopts-updated-building-standards-improve-efficiency-reduce> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁸⁹⁹ <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/building-energy-efficiency-standards/2025-building-energy-efficiency> (2024 年 3 月 1 日取得)

⁹⁰⁰ https://nyassembly.gov/leg/?default_fld=&leg_video=&bn=A00279&term=2023&Summary=Y&Memo=Y
(2024 年 3 月 1 日取得)

2023 年 5 月、この法案の核となる要素が、議会が承認した 2023-2024 年度最終予算に盛り込まれることが発表された。⁹⁰¹

2019 年に「気候リーダーシップと地域社会の保護に関する法律」が可決され、ニューヨーク州は再生不可能なエネルギー発電から脱却し、再生可能なエネルギー源に全面的に依存することを約束した。これを達成するために、ニューヨーク州はエネルギー発電、送電、配電の有能な公的所有権を必要としている。現在、NYPA は新しい再生可能エネルギー発電プロジェクトを所有、建設、維持することができない。本法案は、NYPA にその権限を与え、再生可能エネルギーへの移行を確実にすることを目指す。これによりニューヨーク州は、2035 年までに州や自治体の施設、交通機関への電力を完全に再生可能エネルギーで賄うことが期待される。⁹⁰²

本予算案は、NYPA に対し、2 年ごとに策定される戦略計画に従って再生可能エネルギープロジェクトを建設、所有、運営する権限を与えるものである。このプロジェクトは、気候リーダーシップと地域社会の保護に関する法律（CLCPA）の再生可能エネルギーと排出量の目標を達成するために、民間部門が残したギャップを埋めるもので、送電と相互接続の問題にも対処することが期待されている。⁹⁰³

【米国のための農村エネルギープログラム⁹⁰⁴】

Rural Energy for America Program（REAP）は、農業生産者や農村部の中小企業に対し、再生可能エネルギー・システムやエネルギー効率改善のための保証付き融資や助成金を提供する。農業生産者は、農業生産や加工用の新しいエネルギー効率の高い設備や新しいシステムの融資を申請することもできる。このプログラムは、再生可能エネルギーの民間供給を増やし、エネルギー効率の改善を通じてエネルギー需要を減らすことで、米国のエネルギー自給率の向上を支援するために創設された。

- 受益者
 - 総所得の 50%以上が農業による農業生産者。
 - 対象となる農村地域の中小企業、人口 5 万人以下の農村地域に所在する企業。
注：農業生産者及び小規模事業者は、連邦税の未納、債務、判決、資格停止がないこと。
- 借入制限
 - 個人の借り手は、米国市民であるか、合法的に永住権を認められて米国に居住していなければならない。
 - 民間団体の借り手は、融資資金が米国内に留まることを証明しなければならない。
- 資金の適用
 - 資金は、以下のような再生可能エネルギーシステムに使用できる：

⁹⁰¹ <https://nyassembly.gov/mem/Robert-C-Carroll/story/105881> （2024 年 3 月 1 日取得）

⁹⁰² https://nyassembly.gov/leg/?default_fld=&leg_video=&bn=A00279&term=2023&Summary=Y&Memo=Y
（2024 年 3 月 1 日取得）

⁹⁰³ <https://nyassembly.gov/mem/Robert-C-Carroll/story/105881> （2024 年 3 月 1 日取得）

⁹⁰⁴ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/10/31/fact-sheet-president-biden-announces-over-5-billion-to-support-rural-communities-during-investing-in-rural-america-event-series/>
（2024 年 3 月 1 日取得）

- ✓ バイオマス発電（バイオディーゼル、エタノール、嫌気性消化槽、固形燃料など）
 - ✓ 発電または直接利用のための地熱発電
 - ✓ 30MW 未満の水力発電
 - ✓ 水素発電
 - ✓ 小型及び大型風力発電
 - ✓ 海洋（潮汐、潮流、熱）発電
 - 資金は、以下のようなエネルギー効率改善のための購入、建設、設置にも使用できる：
 - ✓ 高効率暖房・換気・空調システム（HVAC）
 - ✓ 断熱
 - ✓ 照明
 - ✓ 冷却装置または冷蔵装置
 - ✓ ドア及び窓
 - ✓ スプリンクラー・ピボット用の電気、ソーラー、または重力ポンプ
 - ✓ ディーゼルから電気灌漑モーターへの切り替え
 - ✓ エネルギー非効率機器の交換
 - 農業生産者は、保証付き融資資金を利用して、農業生産または加工用のエネルギー効率の高い機器やシステムを設置することもできる。
- 資金調達の種類
 - 対象となる事業費総額の 75% を上限とする融資に対する融資保証
 - 対象となるプロジェクト経費の 50 パーセントまでの補助金
- ※助成金と融資保証を組み合わせた資金援助は、対象となるプロジェクト費用総額の 75% が上限。⁹⁰⁵

2023 年 10 月、米国農務省は、農業生産者や農村部の中小企業経営者がエネルギー効率を改善し、再生可能エネルギーに投資することで、エネルギーコストを削減し、新たな収入を得、経営の回復力を強化することを支援するため、REAP を通じて 700 件の融資と助成金に 1 億 4,500 万ドルの資金を提供すると発表した。この資金援助は、バイデン大統領のインフレ抑制法により一部可能となった。

2.6.2 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) 連邦における施策

(i) Resource Conservation and Recovery Act 1976

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

⁹⁰⁵ https://www.rd.usda.gov/sites/default/files/fact-sheet/508_RD_FS_RBS_REAP_RE.pdf（2024 年 3 月 1 日取得）

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 2.6-9 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 Panels⁹⁰⁶

(ii) 資源保護回復法(RCRA)

資源保護回復法 (RCRA) は、1976 年に制定された、有害及び非有害固体廃棄物を適切に管理するための法律である。⁹⁰⁷ 廃棄物の廃棄による悪影響から国民の健康と環境を保護し、またこの目標に沿った適切な方法で廃棄物管理を行うことを明らかにしている。⁹⁰⁸

ソーラーパネルは一般に米国ではユニバーサル廃棄物 (Universal waste) として管理できない。しかし、一部の州ではソーラーパネルを州限定のユニバーサル廃棄物の項目に追加している。⁹⁰⁹ ソーラーパネルが廃棄される際には、RCRA 要項など、連邦の固体廃棄物 (Solid waste) 及び有害廃棄物 (Hazardous waste) 規制

⁹⁰⁶ [End-of-life management Solar Photovoltaic Panels \(irena.org\)](https://www.epa.gov/rcra) (2024 年 1 月 20 日取得)

⁹⁰⁷ <https://www.epa.gov/rcra> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹⁰⁸ https://www.meti.go.jp/policy/recycle/main/data/oversea/index02_1.html (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹⁰⁹ <https://www.epa.gov/hw/solar-panel-frequent-questions> (2024 年 3 月 2 日取得)

が適用される。ソーラーパネルが耐用年数（一般的に 25 年以上の寿命を持つ⁹¹⁰）に達するか、その他の方法で廃棄されると、固体廃棄物と見なされる。固体廃棄物は、RCRA サブタイトル D の下で連邦政府が規制し、州や地方自治体のプログラムを通じて規制される。廃棄されたソーラーパネルが固体廃棄物とみなされ、有害と判断された場合は、RCRA サブタイトル C の下で有害廃棄物として規制されることもある。⁹¹¹

RCRA の下では、発生する廃棄物（ソーラーパネルとインバーター）が有害かどうかを判断する責任はソーラーパネル製造業者にある。これは、材料のテスト（パネルの製造に使用された材料と RCRA にリストアップされた有害廃棄物をリストアップしたシートを照合する方法）、またはより簡単な方法である毒性特性溶出（TCLP）試験の実施により判断することができる。⁹¹²

ソーラーパネルが有害廃棄物と判断される最も一般的な理由は、毒性と見なされるためであろう。鉛やカドミウムのような重金属は、TCLP 試験に不合格となるような濃度で検出される可能性がある。ソーラーパネルの生産者が、それらの材料が TCLP 試験で不合格になることを認識している場合、試験の必要なくその廃棄物は有害であると判断することができる。⁹¹³ また、廃棄物の分析により、個々の分析対象物が廃棄物中に存在しないか、または存在しても適切な規制レベルを超える可能性がないほど低濃度であることが証明された場合も、TCLP 試験を実施する必要はない。⁹¹⁴ よって、TCLP 試験はソーラーパネル製造業者にとって義務ではない。

パネルが TCLP 試験に合格した場合は通常の固体廃棄物として規制され、不合格の場合は有害廃棄物として規制され、州及び連邦の要件が適用される。ほとんどのパネルは TCLP 試験に合格するため、非有害物質として分類され、有害物質として規制されることはない。⁹¹⁵

TCLP 試験は、埋立地内の状況を想定し、米国環境保護庁（EPA）によって特定された汚染物質のどれが浸出液中に存在するか、またその濃度を決定する。時間の経過とともに、水と液体廃棄物は埋立地を浸透していく。埋立地の固形廃棄物は、浸透する液体と反応する可能性があり、吸収した汚染物質による環境健康リスクを引き起こす可能性がある。⁹¹⁶

< TCLP 規制値 >

⁹¹⁰ <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management>（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹¹ <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management>（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹² https://www.cleanenergyresourceteams.org/sites/default/files/2021-01/CERTsInfoSheet_Solar-Decommissioning.pdf（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹³ <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management>（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹⁴ <https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-12/documents/1311.pdf>（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹⁵ https://www.cleanenergyresourceteams.org/sites/default/files/2021-01/CERTsInfoSheet_Solar-Decommissioning.pdf（2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹⁶ <https://leadlab.com/lab-services/tclp/>（2023 年 11 月 2 日取得）

RCRA8 Metals	US EPA Allowable Limits
Arsenic	5.0 ppm (mg/L)
Barium	100.0 ppm (mg/L)
Cadmium	1.0 ppm (mg/L)
Chromium	5.0 ppm (mg/L)
Lead	5.0 ppm (mg/L)
Mercury	0.2 ppm (mg/L)
Selenium	1.0 ppm (mg/L)
Silver	5.0 ppm (mg/L)

TCLP 試験は、分類と規制遵守の目的で 8 種類の金属を評価する。TCLP 試験では、固体試料を試料重量の 20 倍の抽出液で希釈し、その後合計濃度を 20 で割り TCLP 規制値と比較する。数値が TCLP 規制値より低い場合、その廃棄物は土壌や地下水に十分な量の化学物質を溶出させることができず、毒性のある有害廃棄物とはみなされない。⁹¹⁷

(iii) 太陽電池パネルの一般廃棄物規制への追加案

EPA は 2023 年 10 月 23 日、使用済みソーラーパネルとリチウム電池のリサイクルと管理を改善するための新たな規則の策定作業を発表した。EPA によると、太陽電池パネルを一般廃棄物規制に追加し、リチウム電池に合わせた一般廃棄物基準を追加するための規則案を策定しているという。EPA は、ソーラーパネルを一般廃棄物として規制することを求める広範な業界団体の連合から提出された陳情に応じる形で、この規則作成に取り組んでいる。

一部の使用済みソーラーパネルには、鉛のような、資源保護回収法（Resource Conservation and Recovery Act）の有害廃棄物の定義を満たすだけの金属が含まれている。このような太陽電池パネルについて、EPA は、40 CFR Part 273 に記載されている一般廃棄物規制への太陽電池パネルの追加を提案すること

⁹¹⁷ <https://www.phoslab.com/environmental-services/tclp-testing/#:~:text=The%20total%20concentration%20results%20are,%E2%80%9Ctoxicity%20characteristic%E2%80%9D%20hazardous%20waste.>（2023 年 11 月 2 日取得）

により、適切な環境保護を維持しながら太陽電池パネルのリサイクルを増加させるために、使用済み製品管理要件の合理化案を作成している。^{918 919}

B) 州における規制

(i) カリフォルニア州法：有害廃棄物に関する安全衛生法⁹²⁰

本法案は、1972 年に制定され、有害物質管理局（the Department of Toxic Substances Control, DTST）に対し、使用済み太陽電池モジュールを含む有害廃棄物の特定と管理に関する規制の採択を義務付けている。有害物質管理局はカリフォルニア州環境保護庁（CalEPA）の一部門である。有害物質管理局は施行、許可、有害廃棄物緊急事態への対応を含む有害廃棄物の管理を規制し、有害廃棄物の浄化を実施、監督している。⁹²¹

これらは、ユニバーサル廃棄物と見なされる有害廃棄物の特定と、ユニバーサル廃棄物の管理に適用される規制を採択する権限を同管理局に与えている。有害廃棄物規制法（同法に基づき採択された規制を含む）の違反は犯罪である。本法案は、太陽電池モジュールの安全な回収、再利用、リサイクルの促進について定められているが、これに限定されない基準のパラメータを規定するものである。

さらに、第 25259 条が 2023 年 3 月 21 日に改正され、以下第 25259.1 条が追加された。

<第 25259.1 条>

(a) 同局は、2026 年 1 月 1 日までに、太陽電池モジュールの管理に関する代替管理基準を策定する。その基準は、以下のすべてを行うものとする：

- I. 太陽電池モジュールの安全な回収、再利用、リサイクルを推進する。
- II. 基準が人の健康や安全、環境に対して重大な潜在的危険をもたらさないことを保証する。
- III. 太陽電池モジュールの回収・リサイクルを行う者に柔軟性と管理上の利便性を提供する。
- IV. 太陽電池モジュールの回収・リサイクル業者のプロセスの合理化を図る。
- V. リサイクルや再利用の選択肢がない場合、太陽電池モジュールの安全な埋め立てを許可する。
- VI. 基準に従う場合、有害廃棄物許可なく太陽電池モジュールの回収、再利用、リサイクルを認可する。

(b) 最初の理由書を提出する前に、政令第 11346.2 条に従い、同省は少なくとも 1 回の公開ワークショップを開催し、関係者と基準のコンセプトについて話し合うものとする。

⁹¹⁸ <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management> （2024 年 3 月 2 日取得）

⁹¹⁹ <https://www.epa.gov/hw/improving-recycling-and-management-renewable-energy-wastes-universal-waste-regulations-solar> （2024 年 3 月 2 日取得）

⁹²⁰ https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=202320240AB1238 （2024 年 3 月 2 日取得）

⁹²¹ https://downloads.regulations.gov/EPA-R09-RCRA-2019-0491-0002/attachment_1.pdf P1 （2024 年 3 月 2 日取得）

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⁹²²⁹²³。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と通りサイクル・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 カ年計画を策定。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。

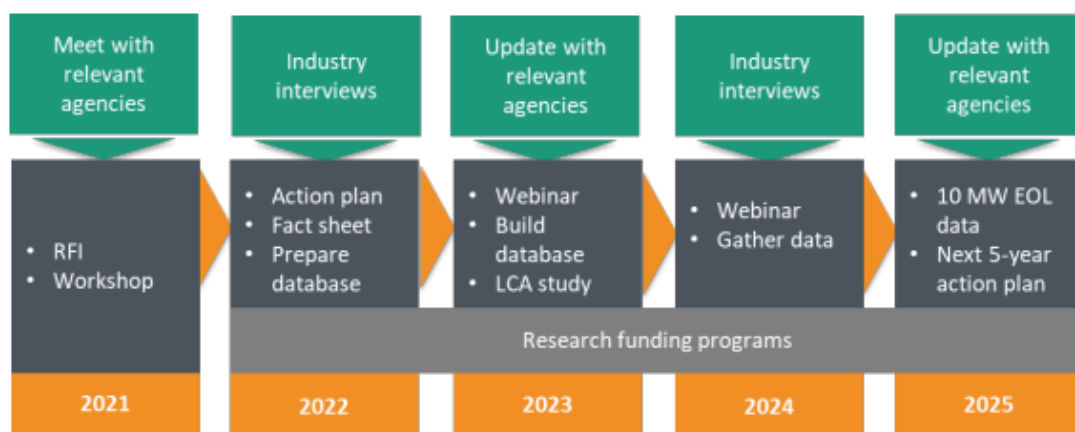


図 2.6-11 寿命を迎えた太陽光発電パネルの扱いに関する 5 カ年計画

出所) Solar Energy Technologies Office Photovoltaics End-of-Life Action Plan, March 2022, DOE⁹²⁴

⁹²² DOE, March 2022 <https://www.energy.gov/eere/articles/doe-releases-action-plan-photovoltaic-systems-end-life-management> (2024 年 2 月 27 日取得)

⁹²³ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-10/SETO-PV-End-of-Life-Action-Plan-1.pdf> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹²⁴ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-03/Solar-Energy-Technologies-Office-PV-End-of-Life-Action-Plan.pdf> (2024 年 2 月 27 日取得)

(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。

Figure 19 End-of-life PV panel waste volumes for the US to 2050

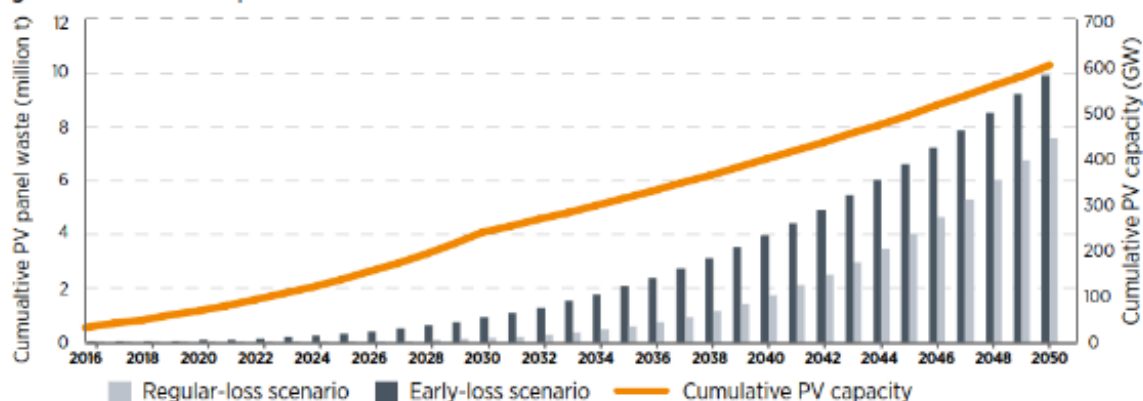


図 2.6-12 End of Life Management Solar Photovoltaic Panels, June 2016, IRENA
出所) End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels⁹²⁵

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⁹²⁶。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に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 program⁹²⁷に基づき扱われる。

⁹²⁵ [End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels \(irena.org\)](https://www.irena.org/en/publications/2024/End-of-Life-Management-Solar-Photovoltaic-Panels) (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹²⁶ [Solar Panel Recycling | US EPA](https://www.epa.gov/solar-panel-recycling) (2024 年 1 月 20 日取得)

⁹²⁷ [Used Lithium-Ion Batteries | US EPA](https://www.epa.gov/battery-recycling) (2024 年 1 月 20 日取得)

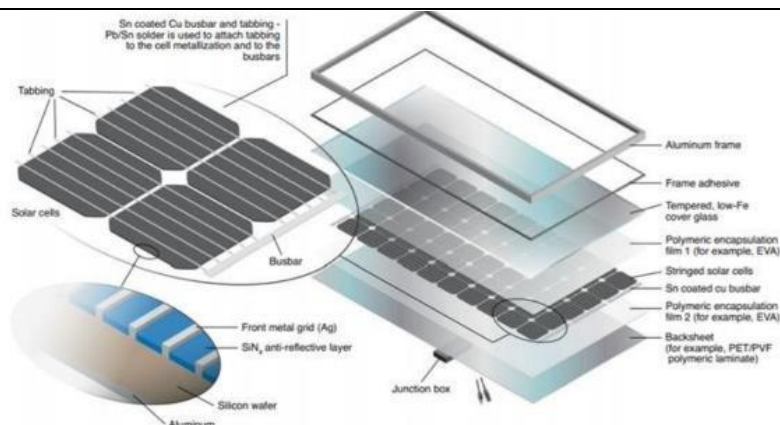


図 2.6-13 太陽光パネル分解図

出所) Solar Panel Recycling | US EPA⁹²⁸

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⁹²⁹。

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。2024 年 2 月時点で 57 社がリストアップされている。

表 2.6-10 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）

⁹²⁸ [Solar Panel Recycling | US EPA](#)（2024 年 1 月 20 日取得）

⁹²⁹ [What It Takes To Realize a Circular Economy for Solar Photovoltaic System Materials | News | NREL](#)（2024 年 3 月 2 日取得）

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 Modules⁹³⁰

C) リサイクル方法・リサイクル後の用途

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。

⁹³⁰ [List of Universal Waste Handlers that Accept PV Modules \(Solar Panels\) | Department of Toxic Substances Control \(ca.gov\)](https://www.epa.gov/toxicsubstancescontrol/ca.gov) (2024 年 1 月 20 日取得)

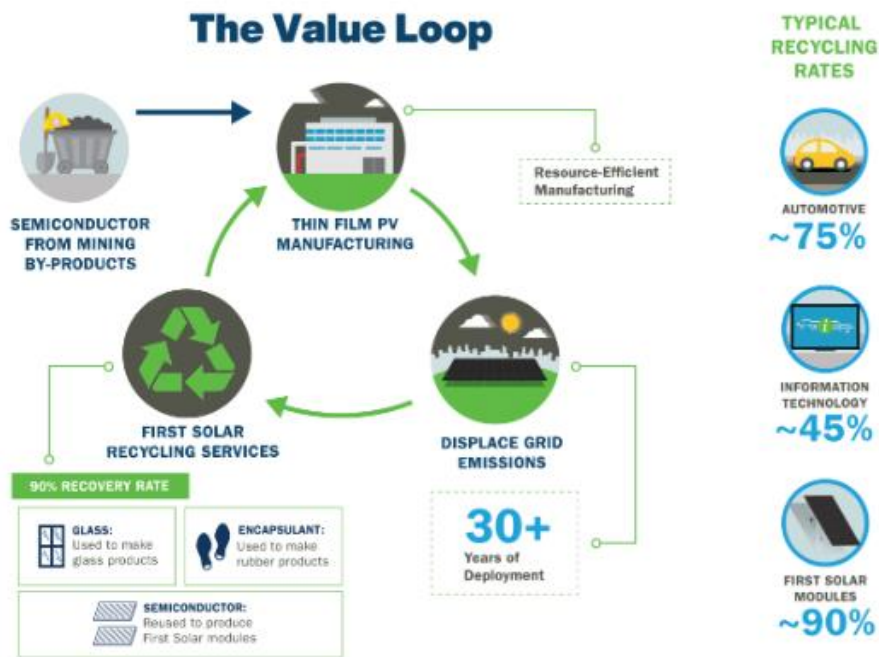


図 2.6-19 First Solar によるリサイクルバリューチェーンのリサイクル率
出所) Recycling | First Solar⁹³¹

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 2.6-11 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; Okmulgee, OK; Hardeeville, SC; Lawrenceburg, KY; Portland, OR
Zeep Technology LLC	South Hadley, MA; Somerset, KY; Temple, TX; Corona, CA; Batavia, IL

出所) 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)⁹³²

⁹³¹ [Recycling | First Solar](#) (2024 年 1 月 20 日取得)

⁹³² 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 \(nedo.go.jp\)](#) (2024 年 3 月 2 日取得)

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⁹³³。2024 年 2 月時点でパートナー企業には、METech Recycling、SolarCycle、Echo Environmental、FabTech Solar Solutions、First Solar、ERI、OKON Recycling、We Recycle Solar が選定されている。

D) 廃棄における製品の管理方法

カリフォルニア州有害廃棄物規制法(the California Hazardous Waste Control Law, HWCL)⁹³⁴では以下のように規定される。

(i) 保管と集積

廃太陽電池モジュールを取り扱う事業者は、最長1年間、太陽電池モジュールを保管することができる（通常、有害廃棄物は90日間しか保管できない）。

(ii) 届け出

規則には届け出に関する要件が含まれており、有害物質管理局は以下のように3種類の通知書を作成した。

- ① 初期通知：初期通知は、PVモジュール廃棄物の受入・集積は行うが処理は行わないユニバーサル廃棄物取扱者に適用される。取扱者は、廃棄物の受入れまたは集積を行う、30カレンダー日前までに、有害物質管理局に書面による通知を行わなければならない。
- ② 処理の届出：PVモジュール廃棄物を処理する取扱業者にも届け出義務がある。処理には、撤去作業、解体作業、意図的にモジュールガラスを割るなどの処理作業が含まれる。化学薬品や熱の使用を伴う処理は規制上認められておらず、許可が必要となる。処理の30カレンダー日前までに 有害物質管理局に届け出る必要がある。
- ③ 廃棄通知：PVモジュールの廃棄を決定したユニバーサル廃棄物取扱者は、廃棄の15日前までに、廃棄施設の名称、住所、IDなどの情報を記載した書面を有害物質管理局に提出しなければならない。

⁹³³<https://www.seia.org/initiatives/seia-national-pv-recycling-program#:~:text=The%20National%20PV%20Recycling%20Program,developers%2C%20distributors%20and%20other%20parties.> (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹³⁴

[https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=IA2A8F5A05B6111EC9451000D3A7C4BC3&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)](https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=IA2A8F5A05B6111EC9451000D3A7C4BC3&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=(sc.Default)) (2024 年 3 月 2 日取得)

(iii) 年次報告

規則では、オフサイトから220ポンド以上の廃棄物を受け入れる業者、11,000ポンド以上のPVモジュール廃棄物を排出する業者、PVモジュールを処理する業者に対して年次報告を義務付けている。報告書の提出期限は毎年2月1日で、前年度の活動を網羅しなければならない。

(iv) 研修

PVモジュール廃棄物の取扱者には、初回及び年1回の研修が義務付けられている。この研修では、ユニバーサル廃棄物に関連する危険の種類、廃棄物の処分、リリースへの対応、ラベリング、取り扱い、記録管理について学ぶ。

(v) ラベリング、記録保管、マニフェスト

規則では、ラベリングと記録保管をそれほど厳しくせず、有害廃棄物マニフェスト（詳細は後述）なしでPVモジュールを輸送することを認めている。各PVモジュール、廃棄物のコンテナまたはパレットには、"Universal Waste-PV module(s)"とラベリングしなければならない。PVモジュールは他のユニバーサル廃棄物と混合することはできない。PVモジュールの記録管理要件は、他のユニバーサル廃棄物の記録管理要件と同じである。出荷及び受領した廃棄物の記録は、少なくとも3年間保存しなければならない。

(vi) 輸送と収納

220ポンドを超えるモジュールを輸送する場合は、破損を防ぐ方法でモジュールを収納しなければならない。これには、ストレッチフィルムによる包装が含まれる。

(vii) 廃棄物の対応

PVモジュール廃棄物は、他のユニバーサル廃棄物と同様に取り扱われなければならない。取扱者は、廃棄品を梱包し、リリースの結果生じた物質が有害廃棄物であるかどうかを判断し、適用される要件に従って管理しなければならない。

(viii) 処理施設の閉鎖

PVモジュールのガラスを故意に割って処理処理を行う取扱者は、財務責任要件を満たし、閉鎖計画及び閉鎖費用の見積もりを作成することが求められる。施設閉鎖の際、取扱者は有害物質管理局に通知し、閉鎖検査を受けなければならない。

E) デジタル技術を駆使した設備・事業の管理方法

(i) EnviroStor⁹³⁵

有害物質管理局は、カリフォルニア州有害廃棄物規制法の遵守状況を追跡するために、主に EnviroStor システムと有害廃棄物追跡システムの 2 つのシステムを使用している。EnviroStor は有害物質管理局のクラウドベースのシステムで、同管理局の事業プログラムに関する詳細情報を追跡するために使用される。用途別にそれぞれ独立した電子システムがあり、それぞれの業務プロセスをサポートしている。許可部門の EnviroStor には、処理・貯蔵・処分施設（TSDF）の有害廃棄物施設許可証の発行に関するデータが含まれており、これには新規操業許可証、更新許可証、閉鎖後許可証が含まれる。さらに、許可証発行後に行われた変更や閉鎖に関する詳細も、このシステムを使って追跡される。

⁹³⁵ https://downloads.regulations.gov/EPA-R09-RCRA-2019-0491-0002/attachment_1.pdf P16（2024 年 3 月 2 日取得）

(ii) 有害廃棄物追跡システム⁹³⁶

有害廃棄物追跡システム (The Hazardous Waste Tracking System, HWTS) は、有害物質管理局が有害廃棄物の出荷を追跡するための基盤となるデータベースである。これらの有害廃棄物の出荷は、有害物質管理局に提出されるマニフェストフォームで追跡される。これらの情報は、コンプライアンスを遵守するため、及びカリフォルニア州で生産される有害廃棄物の量と種類を測定するために使用される。また、有害廃棄物追跡システムは、政策と執行の目的で有害廃棄物の活動を分析し、ID 番号を発行し、輸送業者を登録するための情報も提供する。

(iii) 有害廃棄物電子マニフェスト (e-Manifest) システム^{937 938}

環境情報管理室 (Office of Environmental Information Management, OEIM) は、有害物質管理局のコンピュータシステムとそれを支えるインフラの導入、強化、保守を担当している。環境情報管理室は有害物質管理局のオンラインデータと報告システムを管理している。

環境情報管理室は有害廃棄物追跡システムを管理し、マニフェストから情報を収集する。マニフェストは、廃棄物の発生から受け入れ施設までを追跡するために使用される。これらのマニフェストからの情報は、カリフォルニア州における有害廃棄物の動きを理解するために不可欠である。2018 年 6 月 30 日、マニフェストの電子化を促進するため、米国環境保護庁により有害廃棄物電子マニフェスト (e-Manifest) システムが導入された。この日から、すべての受入施設は電子マニフェストシステムにマニフェストを提出しなければならず、現行のカリフォルニア州法によると、マニフェストが紙のコピーで始まる場合、事業者はマニフェストのコピーを有害物質管理局に提出しなければならない。

(3) 風力発電設備に関するリサイクル・廃棄状況

米国市場にはリサイクルや再利用の方法が開発されているが、現在のところ利用可能な方法が限られており、コストも高いため、ほとんどの風力発電に関しては現状埋立て処理されている。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 年から 2040 年までに年間 10,000 から 20,000 のブレードが寿命を迎えると推計しており、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、大半

⁹³⁶ https://downloads.regulations.gov/EPA-R09-RCRA-2019-0491-0002/attachment_1.pdf P17 (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹³⁷ https://downloads.regulations.gov/EPA-R09-RCRA-2019-0491-0002/attachment_1.pdf P8 (2024 年 3 月 2 日取得)

⁹³⁸ https://downloads.regulations.gov/EPA-R09-RCRA-2019-0491-0002/attachment_1.pdf P19 (2024 年 3 月 2 日取得)

の業者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、リサイクルの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⁹³⁹。

A) リサイクル業者

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。

(i) REGEN Fiber 社

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⁹⁴⁰。

(ii) Carbon Rivers 社

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 メトリックトン（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る⁹⁴¹。

(iii) Veolia と GE Renewable Energy

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⁹⁴²。

⁹³⁹ [NREL Researchers Point to Path for Improved Wind Blade Recycling Rates | News | NREL](#)（2024 年 1 月 20 日取得）

⁹⁴⁰ <https://www.regenfiber.com/about/pressrelease-2023-01-12>（2024 年 1 月 20 日取得）

⁹⁴¹ <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/carbon-rivers-makes-wind-turbine-blade-recycling-and-upcycling-reality-support>（2024 年 1 月 20 日取得）

⁹⁴² <https://www.veolianorthamerica.com/media/press-releases/ge-renewable-energy-announces-us-blade-recycling-contract-veolia>（2023 年 1 月 20 日取得）

2.7 カナダ

2.7.1 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

SDGsゴール7（Affordable and clean energy）に対するカナダの目標は、エネルギー消費削減を支援し、国民がグリーンで再生可能なエネルギーを利用できるようにすることである。具体的には、2017年から2018年にかけて測定した基準値に従い計算し、2030年までに年間600PJ（ペタジュール）のエネルギー削減を達成すること、また2030年までにカナダの電力の90%、長期的には100%を再生可能資源と非排出資源（水力、風力、太陽光、太陽熱、地熱、原子力など⁹⁴³）を使用し発電することである。⁹⁴⁴

一方、連邦政府としての再生可能エネルギー別の導入目標はなく、各州が独自の取組みを実施している。

(2) 支援体制

A) スマート再生可能エネルギーと電化経路プログラム（Smart Renewables and Electrification Pathways Program：SREPs）

スマート再生可能エネルギーと電化経路プログラム（SREPs）は、2050年までにネットゼロ・エミッションを達成するというカナダの目標を支援するため、天然資源省（NRCan）により2021年3月に設定された。⁹⁴⁵このプログラムは、スマート再生可能エネルギーと送電網近代化プロジェクトに2035年まで約45億ドルを提供する。これには、2023年度予算で発表されたプログラムへの約30億ドルが含まれ、カナダの電力網にクリーンで手頃な価格で信頼できる電力を積極的に供給するプロジェクトを支援する。

このプログラムは、カナダの各地域でエネルギー貯蔵と自然エネルギーの導入を継続的に支援することで、排出量を大幅に削減し、持続可能な雇用を創出する。

また、建設段階において、対象となる再生可能エネルギー及び送電網近代化プロジェクトに最大2,500万ドルを提供する。加えて、以下の成果を出す必要がある。

- ① 電力システムから排出される温室効果ガスの削減
- ② システムの信頼性に貢献できる電力系統資産の増強
- ③ 雇用創出、エネルギー部門における公平性、多様性、インクルージョンの拡大など、経済的・社会的利益の創出
- ④ 再生可能エネルギーの容量増加、または再生可能エネルギーの電力網への融通を増加させる

⁹⁴³ <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/achieving-net-zero-emissions-electricity-generation-discussion-paper.html>（2024年3月5日取得）

⁹⁴⁴ <https://www.canada.ca/en/employment-social-development/programs/agenda-2030/affordable-clean-energy.html>（2024年1月30日取得）

⁹⁴⁵ https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/pdf/NRCan%20ENG%20Final%20-%20SREPs%20Applicant%20Guide_accessible_E_final.pdf（2024年3月5日取得）

2023年11月27日時点で以下を達成している。⁹⁴⁶

- ① 2021年度予算と2022年度予算の資金はすべて、承認されたプロジェクトに割り当てられている。現在までに、同プログラムは、承認された配備及び能力開発プロジェクトのうち102件、総額9億8,700万ドルの資金拠出契約に調印している。
- ② このプログラムでは、71の配備プロジェクトに対する資金援助が承認され、約2,600 MWの新しい再生可能エネルギー容量の導入が可能となり、年間3.5MWのCO2を削減することが可能となる。
- ③ 承認された41の配備プロジェクトは先住民の所有であり、7億9,500万ドル以上のプログラム貢献と推定1万5,800人分の雇用に相当する。
- ④ SREPsは、ネットゼロ電力システムへの移行に向けて送電網をより良く整備するため、21のエネルギー貯蔵と送電網近代化プロジェクトへの資金提供を承認した。
- ⑤ 総額7,600万ドル近くにのぼる49の能力開発プロジェクトを承認した。これらのプロジェクトのうち27件が先住民の所有であり、3,200万ドル近くにのぼる。
- ⑥ 承認されたすべての配備プロジェクトには、公平性・ダイバーシティ・インクルージョンに関する計画またはコミットメントが含まれる。

承認されたプロジェクトのうち、提供された金額が多い3プロジェクトについて以下に示す。⁹⁴⁷

① Michichi 太陽光発電プロジェクト⁹⁴⁸

受け取り企業: Michichi Solar L.P.

プロジェクト所在地: アルバータ州

SREPsで支援された金額: \$32,126,013

プロジェクト概要: これは、先住民Sawridge First Nationと投資企業Capstone Infrastructure Corporationとのパートナーシップによる、アルバータ州スターランド郡に位置する25MWの太陽光発電所である。このプロジェクトは、再生可能エネルギーと送電網の近代化技術を導入し、アルバータ州の送電網にクリーンエネルギーを供給することで、年間約21,745トンのCO2排出量を削減するものである。これはガス自動車6,662台分のCO2排出量に相当する。

⁹⁴⁶ <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/green-infrastructure-programs/sreps/23566> (2024年1月31日取得)

⁹⁴⁷ <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/green-infrastructure-programs/sreps/projects-funded-date-smart-renewables-and-electrification-pathways-program/24701#SREPP> (2024年3月5日取得)

⁹⁴⁸ <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2023/07/government-of-canada-supports-nine-job-creating-indigenous-led-solar-energy-projects-in-alberta-with-over-160-million-in-federal-investments.html> (2024年3月5日取得)

② Bekevar 風力発電プロジェクト⁹⁴⁹

受け取り企業：Bekevar Wind L.P.

プロジェクト所在地：サスカチュワン州

SREPsで支援された金額: \$50,000,000

プロジェクト概要：このプロジェクトでは、サスカチュワン州キプリングの南に位置する先住民Cowessess First Nationの土地に風力タービンを設置。このプロジェクトは、200MW以上のゼロエミッション電力を供給し、年間約13万トンの温室効果ガス排出を削減する。このプロジェクトは、36基の風力タービン、地下の中高圧集電システム、変電所、2基の常設気象観測塔、運転保守棟、プロジェクトサイトより州送電網に接続する全長10kmの送電線で構成される。

③ Oneida蓄電プロジェクト⁹⁵⁰

受け取り企業：Oneida Energy Storage L.P.

プロジェクト所在地：オンタリオ州

SREPsで支援された金額: \$50,000,000

プロジェクト概要：カナダ政府とオンタリオ州政府は、国内最大の蓄電池プロジェクトの建設のため協力している。250MWのOneida蓄電プロジェクトは、コミュニティ開発企業グランド・リバー開発公社（Six Nations of the Grand River Development Corporation）他複数社と共同で開発されている。

B) エネルギー・イノベーション・プログラム（EIP）

エネルギー・イノベーション・プログラム（EIP）は、2016年4月に開始された。このプログラムは、カナダの2030年温室効果ガス目標を達成し、2030年以降もより深く継続的な温室効果ガス削減を実現するために、一連の協調的な研究開発活動を提供することを目的としている。

エネルギー研究開発局（OERD）の主要な助成金・拠出金プログラムである。このプログラムは、低炭素経済への移行を支援しながら、カナダが気候変動目標を達成するのに役立つクリーンエネルギー技術を推進する。研究、開発、実証プロジェクト、その他の関連科学活動に資金を提供している。

エネルギー研究開発局（OERD）によって開発・管理されるEIPは、年間2,400万ドルの助成金と寄付金の予算を持ち、対象を絞った募集やその他の戦略的協力や投資プログラムを実施している。EIPの資金調達プログラム一覧は現状以下の9種類となる。⁹⁵¹

⁹⁴⁹ <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2023/06/government-of-canada-supports-clean-renewable-energy-with-50-million-investment-for-indigenous-led-wind-power-in-saskatchewan.html>（2024年3月5日取得）

⁹⁵⁰ <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2023/02/governments-of-canada-and-ontario-working-together-to-build-largest-electricity-battery-storage-project-in-canada0.html>（2024年3月5日取得）

⁹⁵¹ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/18876>（2024年1月31日取得）

(i) 国家エネルギー・システム・モデリング⁹⁵²

エネルギー部門における排出削減達成における革新的技術の役割と、ネットゼロ・エミッション経済におけるその役割を定量的にモデル化するプロジェクトを対象とする。

(ii) スマートグリッド⁹⁵³

パイロットプロジェクトを送電網全体の展開に拡大するための障壁に対処する主要な技術、市場、規制の革新を支援する。期待される成果には、送電網の信頼性、回復力、柔軟性の強化、エネルギー価格の妥当性、温室効果ガス（GHG）排出削減の実現、成功した技術革新の拡大に有利な市場環境の整備など、大きな影響が含まれる。

(iii) 陸上輸送の脱炭素化⁹⁵⁴

以下のような研究、開発、実証プロジェクトに資金を提供することで、運輸部門の脱炭素化を支援する。

- ① ゼロエミッションまたは低排出の陸上中型・大型車両の実証または展開に対する技術的・市場的障壁への対処
- ② ゼロエミッションの陸上車両の普及促進
- ③ 交通システム全体の効率化

(iv) 炭素の回収・利用・貯留（CCUS）に関する研究開発⁹⁵⁵

電化も低炭素燃料も技術的・経済的に実現可能な低炭素解決策を提供できない状況下で、エネルギー・産業活動の排出削減への道筋を提供する。

2021年度予算の一環として、政府はCCUS技術の商業的可能性を高めるため、研究・開発・実証に7年間で3億1,900万ドルを投資する。これらの資金は、2050年までにネットゼロ・エミッションへの道を歩む企業、学界、非営利団体、政府、連邦研究所を支援する。

⁹⁵² <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-national-energy-systems-modelling-call/25515>（2024年1月31日取得）

⁹⁵³ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-smart-grids/25443>（2024年1月31日取得）

⁹⁵⁴ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-on-road-transportation-decarbonization-call-for-proposals/25090>（2024年1月31日取得）

⁹⁵⁵ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/ccus-rdd-call/23815>（2024年1月31日取得）

(v) 炭素回収・利用・貯留（CCUS）のための FEED 研究⁹⁵⁶

排出量を大幅に削減する可能性のあるCCUSプロジェクトのフロントエンド・エンジニアリング・設計（FEED）研究に最高5,000万ドルを支援する。

(vi) クリーン燃料と産業用燃料の転換⁹⁵⁷

産業の脱炭素化を可能にする技術開発を加速させる政府の取り組みの一環として、EIP下では特に3つの技術分野に焦点を当て、産業用燃料の転換と難燃性セクターで使用されるクリーン燃料の生産を対象とする。天然資源省（NRCan）は、重点分野1と2を合わせて最大5,000万ドル、重点分野3には最大300万ドルを提供する。

- 重点分野1：産業用燃料転換
- 重点分野2：クリーン燃料生産
- 重点分野3：水素コードと規格

(vii) カナダ排出削減イノベーション・ネットワーク⁹⁵⁸

石油・ガス部門の排出を削減する技術の開発、検証、展開を加速することを目的とする。輸出可能な排出管理ソリューションを開発し、費用対効果の高い排出削減と規制遵守を実現するリーダーとしてのカナダの地位を確立する。

(viii) Breakthrough Energy Solutions Canada⁹⁵⁹

カナダの起業家や企業を支援し、製造、電気、交通、建築の分野で世界の温室効果ガス排出量を大幅に削減できるクリーン・エネルギー技術を推進することを目的とする。

⁹⁵⁶ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-feed-studies-for-carbon-capture-utilization-and-storage/24446>（2024年1月31日取得）

⁹⁵⁷ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-clean-fuels-and-industrial-fuel-switching/23956>（2024年1月31日取得）

⁹⁵⁸ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/canadian-emissions-reduction-innovation-network/21778>（2024年1月31日取得）

⁹⁵⁹ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/funding-grants-incentives/energy-innovation-program/breakthrough-energy-solutions-canada/21913>（2024年1月31日取得）

(ix) メタン測定と緩和⁹⁶⁰

カナダにおけるメタン測定・報告・検証（MRV）及びメタン排出の緩和・除去のための、より効果的な知識と技術の開発を促進するため専門知識に投資する。本プログラムには大きく2つの重点分野がある。

① 測定、報告、検証

これは以下を支援するための資金提供である。

- ・ 効果的な緩和策の設計のための、石油・ガス部門におけるメタン排出の検出、定量化の精度の向上。
- ・ メタン排出量の測定・定量化における不確実性の削減。
- ・ 複数スケールのメタン排出量データの統合、または標準化のための手法の改善。
- ・ 生産者の排出削減イニシアティブの実績を追跡し、利害関係者に実用的な情報を提供するための、排出データのタイムリーな報告のための改善されたアプローチ。

② メタンスリップの緩和

エネルギー部門における非移動式燃焼エンジン及び関連する定置システムからの未燃メタン（メタンスリップ）を緩和するために、近い将来に大規模展開可能な技術の開発を支援するための資金提供。

C) 農村・遠隔地域向けクリーン・エネルギー・プログラム

農村・遠隔地域向けクリーン・エネルギー・プログラム（CERRC）は、2018年、天然資源省（NRCan）により、カナダ全土の先住民、農村、遠隔地のコミュニティにおける再生可能エネルギーと能力開発プロジェクト、及びそれらに関連するエネルギー効率化対策に8年間で2億2,000万ドルを支援するために立ち上げられた。⁹⁶¹このプログラムでは、地域の再生可能エネルギー源の利用やエネルギー効率の向上を図ることで、暖房や電力に使用する化石燃料の削減に取り組む。これにより、環境的、社会的、経済的利益を生み出し、より健康的で持続可能な地域社会を支えている。

先住民コミュニティにおけるクリーンエネルギー・ソリューションへの投資は、先住民のエネルギー安全保障、和解、自決、経済発展につながる、小さいながらも重要なものである。2018年に開始されたCERRCプログラムは、先住民や遠隔地のコミュニティにおける熱と電力のディーゼル依存を減らすため、8年間で2億2,000万ドルが割り当てられた。これまで同プログラムは、能力開発イニシアティブ、大規模資本プロジェクト、革新プロジェクト、バイオヒートプロジェクトなど、全国で111のプロジェクトを支援してきた。需要が高いため、CERRCは2023年9月15日をもって申請受付を終了した。⁹⁶²

⁹⁶⁰ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-methane-measurement-and-mitigation-call-for-proposals/25644>（2024年3月6日取得）

⁹⁶¹ <https://prod.iea.org/policies/17863-canadas-clean-energy-for-rural-and-remote-communities>（2024年3月5日取得）

⁹⁶² <https://natural-resources.canada.ca/reducingdiesel>（2024年1月31日取得）

D) 太陽光発電リベート・プログラム

このプログラムは、2019年、プリンスエドワード島政府により、島内の住宅所有者、農場、企業に太陽光発電パネルを設置するための財政的インセンティブを提供することで、太陽光発電をこれまで以上に手頃な価格にするものである。それぞれのインセンティブは以下の通り。

- 住宅：直流電力1キロワットあたり1,000ドル、設置費用の40%を上限とし、最高10,000ドルまで。対象となるには、その建物が電気料金請求書で家庭用料金を受け取っている必要がある。
- 企業：直流電力1キロワットあたり350ドル、設置費用の40%を上限とし、最高10,000ドルまで。対象となるには、その建物が電気料金請求書において一般サービス料金または小規模産業料金の適用を受けている必要がある。
- 農業用建築物：直流電力1キロワット当たり1,250ドル、設置費用の40%を上限とし、最高35,000ドルまで。農家が所有・運営する非居住用物件であること。⁹⁶³

E) カナダ・グリーン・ホームズ・イニシアティブ

カナダ政府が2021年5月に開始したカナダ・グリーン・ホームズ・イニシアティブ（Canada Greener Homes Initiative）は、住宅所有者の節約を支援し、カナダ全土でエネルギー・アドバイザーの雇用を新たに創出し、気候変動と闘う。⁹⁶⁴このイニシアティブは、4プログラムで構成されている。

① 石油からヒートポンプへの転換プログラム

このプログラムは、現在石油暖房システムを使用中である、所得が中央値以下の住宅所有者に対し、より効率的な選択肢である空気熱源ヒートポンプを導入するための費用を最高1万ドルまで負担する。

② カナダ・グリーン・ホームズ補助金

この補助金は、住宅の断熱材、窓、ドア、ヒートポンプ、ソーラーパネル、耐震対策など、対象となる改修に適用される。補助金額は125ドルから5,000ドルとなり、対象となる住宅の改修にかかった費用の一部が返金される。

③ カナダ・グリーン・ホームズ・ローン

エネルギー・アドバイザーが推奨する、より大規模な改修を終えるための無利子融資。5,000ドルから40,000ドルまで、返済期間10年の無利子ローンで、大規模な住宅改修を行うことができる。

⁹⁶³ <https://www.princeedwardisland.ca/en/information/environment-energy-and-climate-action/solar-electric-rebate-program>（2024年2月5日取得）

⁹⁶⁴ <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/homes/canada-greener-homes-initiative/canada-greener-homes-grant/canada-greener-homes-grant/canada-greener-homes-grant-winter-2022-update/24388>（2024年3月5日取得）

④ カナダ・グリーン・アフォダブル・ハウジング

このプログラムでは、改修の計画、準備、改修資金の申請に必要な改修前の活動に対する資金を提供する。また、手ごろな価格の住宅を提供する事業者が、大規模なエネルギー改修を実施する際に役立つ、返済免除の低利融資も提供している。また、手ごろな価格の住宅を提供する業者が、既存の集合住宅に大規模なエネルギー改修を実施するのを支援するため、免除可能な低利融資も提供している。このプログラムでは、改修前の活動に対し、最大13万ドルを拠出する。加えて、対象となる改修費用に対し、1戸あたり最大17万ドルの融資を行う。⁹⁶⁵

(3) 通貨基金

カナダ政府は、2022年秋の経済声明と2023年予算で発表された一連の包括的な措置を実施しようとしている。今後10年間で総額400億ドルを超えるこれらの措置は、2035年までに電力セクターをネットゼロに移行するために必要な規制の確実性と財政的支援を電力セクターに提供するものである。

A) カナダ成長基金（CGF）

2022年度予算で、財務大臣は150億ドルの拠出によりカナダ成長基金（CGF）の創設を発表した。CGFは、カナダの企業やプロジェクトに対する民間部門の実質的な投資を促進し、カナダ経済のネットゼロへの転換と成長をスピードと規模で支援するための投資を目的としている。具体的には、低炭素プロジェクト、技術、事業、サプライチェーンへの民間投資を促進するため、一定のリスクを吸収する投資手段を用いて、カナダのクリーン経済構築のための民間資本の誘致を支援している。

CGFが提供している金融ツールのひとつに差金決済取引がある。これは、重要な排出削減プロジェクトのリスクを軽減するために、将来の炭素価格を裏付け、企業に予測可能性を提供するものである。CGFは、差金決済取引を実行する連邦政府の主要機関であり、現在の資本金150億ドルのうち最大70億ドルを、あらゆる形態の差金決済取引とオフテイク契約の発行に割り当てている。⁹⁶⁶

B) カナダ・インフラストラクチャー銀行（CIB）

カナダ・インフラストラクチャー銀行（CIB）は、政府と民間セクターのパートナーシップを通じて、カナダ国民が近代的で持続可能なインフラから恩恵を享受するために設立された。CIBは、アドバイザリー、調査、データ提供を通じてインフラプロジェクトへの支援・投資を実施しており、政府のあらゆる部門に証拠に基づく助言を提供することで、インフラプロジェクトに関する専門知識の中核的役割を果たしている。また、政府から独立した立場で運営される国営企業として、CIBの理事会はカナダ政府の優先事項に沿って、組織の継続的なガバナンスと事業運営の監督、将来計画、戦略的方向性、投資決定に責任を負っている。CIBはまた、年次の経営計画策定プロセスを通じて、組織の戦略的ビジョンについて政府と連携している。CIBの優先セクターは以下の通り。

- 公共交通機関（主要交通機関プロジェクト、ゼロ・エミッションバスを含む）

⁹⁶⁵ <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/homes/canada-greener-homes-initiative/24831>（2024年2月5日取得）

⁹⁶⁶ <https://cdev.gc.ca/canada-growth-fund-inc/>（2024年2月5日取得）

- エネルギー効率の高い建物の改修、上下水道、クリーン燃料と水素の製造・輸送・流通、炭素の回収・利用・貯蔵、ゼロ・エミッション車の充電・給油インフラを含むグリーン・インフラ
- 貿易と輸送（貿易回廊、橋、旅客鉄道、農業関連インフラを含む）
- ブロードバンド（未整備地域のブロードバンド接続を含む）
- 再生可能エネルギー、地域エネルギー、発電、貯蔵、送電、小型モジュール式原子炉を含むクリーン電力
加えて、CIBは先住民族のインフラプロジェクトへの投資も支援している。世銀CIBが投資しているインフラプロジェクトの株式購入を支援するため、先住民コミュニティに融資を提供すると発表した。

CIB法では、指定された大臣（住宅問題・インフラ・コミュニティ大臣）は、5年ごとに同法の規定と運用の見直しを行い、国会に報告することが義務付けられている。また、同大臣は、見直しが行われた後1年以内に、見直しに関する報告書の写しを国会の各院に提出させなければならない。⁹⁶⁷

2023年3月時点で、CIBは以下の成果を上げている。⁹⁶⁸

- 公共交通機関、貿易・運輸、グリーン・インフラ、ブロードバンド、クリーン・パワーを中心とした5つの優先セクターのプロジェクトに46件の投資を約束。
- 13の正式な勧告、プロジェクト開発、プロジェクト加速化イニシアチブに加え、開発初期段階のプロジェクトに関する継続的な助言の提供
- インフラプロジェクトへの投資に97億ドルのコミットメント
- 個人及び機関投資家からの86億ドルの投資を受領。
- その他の公式パートナーから87億ドルの投資。
- 官民パートナーによるインフラプロジェクトに総額270億ドルの資金を投入

C) グリーン・ネイバーフッド・パイロット・プログラム（GNPP）

2050年にカナダに建つであろう建物の3分の2以上は、現在すでに建設されており、その多くはより持続可能なものに改修する必要がある。カナダ政府は、2022年から2023年の間に開始し以降5年間で3,550万ドルを投資し、カナダ国内の最大6つの地域で総合的なエネルギー改良アプローチのメリットとビジネスケースを検証することを目的とした、グリーン・ネイバーフッド・パイロット・プログラム（GNPP）を実施する。

GNPPは、カナダでEnergiesprongモデル（旧：Energy Leap。実行可能なネットゼロ・エネルギービル改修ソリューションを開発する、革新的な市場開発イニシアティブ）を試験的に導入する。⁹⁶⁹

D) 電気自動車インフラ・デモンストレーション（EVID）プログラム

カナダの運輸部門は、国の温室効果ガス（GHG）排出量の約25%を占めている。ゼロエミッション車（ZEV）の導入拡大は、運輸部門の脱炭素化を促進する。カナダ政府は、次世代的で革新的な電気自動

⁹⁶⁷ <https://www.infrastructure.gc.ca/CIB-BIC/index-eng.html>（2024年2月5日取得）

⁹⁶⁸ <https://www.infrastructure.gc.ca/alt-format/pdf/CIB-BIC/legislative-review-2017-2022-examen-loi-eng.pdf> P8
（2024年2月5日取得）

⁹⁶⁹ <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/greener-neighbourhoods-pilot-program/24889>（2024年2月5日取得）

車（EV）充電及び水素供給インフラの実証を支援するため、2016年及び2017年の予算で最大7,600万ドルの資金をEVIDプログラムに割り当てた。⁹⁷⁰

後に、カナダ政府は5万基の新しいZEV用充電器を新規設置するという政府目標に向け、2022年度予算ではZEVインフラ整備の展開継続のために、天然資源省及びカナダ・インフラストラクチャー銀行に9億ドルの予算を追加計上している。⁹⁷¹

E) ゼロエミッション車インフラ・プログラム（ZEVIP）

ゼロエミッション車インフラ・プログラム（ZEVIP）は、カナダ全土に電気自動車（EV）の充電器と水素ステーションを配備するための資金を提供する。これは6億8,000万ドルのイニシアティブであり、ゼロエミッション車（ZEV）普及の主な障壁であるカナダ国内の充電・燃料補給ステーションの不足に対処するもので、地域に根ざした充電・水素補給の機会を増やすものである。主に3つの資金の流れを通じて運営され、2027年まで利用可能である。⁹⁷²

F) グリーン・インフラ・スマートグリッド・プログラム

グリーン・インフラ（GI）・スマートグリッド・プログラムは、天然資源省がクリーンな成長と気候変動に関してカナダ全土におけるフレームワークを推進するため、主要インフラに取り組む国家プログラムのひとつである。GHG排出量を削減し、既存の電力資産をより有効に活用し、技術革新とクリーンな雇用を促進するために、スマートグリッド技術の実証やスマートグリッド統合システムの展開といった電力会社主導のプロジェクトに最高1億ドルが投資された。⁹⁷³

G) カナダの長期インフラ計画

政府は、「カナダへの投資」計画を通じて、公共交通プロジェクト、ブロードバンドネットワーク、エネルギーシステム、コミュニティサービス、自然空間など、国民に恩恵をもたらすインフラ整備に2016年からの12年間で1,800億ドル以上を投資する。2023年12月現在までに、9万4,000以上のプロジェクトに1,440億ドル以上が投資され、その94%が完了または進行中である。⁹⁷⁴

⁹⁷⁰ <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/green-infrastructure-programs/electric-vehicle-infrastructure-demonstrations-evid/20467>（2024年2月5日取得）

⁹⁷¹ <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2023/02/minister-wilkinson-announces-nearly-19-million-in-federal-investments-for-new-ev-chargers.html>（2024年2月29日取得）

⁹⁷² <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/transportation-alternative-fuels/zero-emission-vehicle-infrastructure-program/21876>（2024年2月5日取得）

⁹⁷³ <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/green-infrastructure-programs/smart-grids/19793>（2024年2月5日取得）

⁹⁷⁴ <https://www.infrastructure.gc.ca/plan/about-invest-a-propos-eng.html>（2024年2月5日取得）

(4) グリーン投資減税制度

革新的なグリーン投資減税（2023 年度予算、Budget 2023⁹⁷⁵で言及）により、カナダにおけるクリーンエネルギーの生産、製造、移行を支援する。また、中間層向けの安定した雇用を創出し、カナダ全土でより活気ある地域社会を実現する。

A) クリーン電力投資税額控除（Clean Electricity Investment Tax Credits：CE-ITC）

カナダにおけるクリーン電力への投資を支援・加速するため、2023 年 3 月発表の 2023 年度予算は以下のような投資について 15%の還付可能な税額控除の導入を提案している。

- 非排出型発電システム：風力、集光型太陽熱発電、太陽光発電、水力（大規模を含む）、波力、潮力、原子力（大規模及び小型モジュール炉を含む）
- 天然ガス火力発電（2035 年までにネットゼロ送電網と互換性のある排出原単位の閾値の対象となる）
- バッテリー、揚水発電貯蔵、圧縮空気貯蔵など、稼働中に化石燃料を使用しない定置電力貯蔵システム
- 州・地域間の送電設備

この控除は、新規プロジェクトと既存設備の改修の両方が対象となる。また、公営企業、先住民コミュニティが所有する企業、年金基金などの課税・非課税事業体は対象となる。製造加工業や農業用の建物や機械設備を対象とする控除である大西洋岸諸地域投資税額控除（Atlantic Investment Tax Credit）に追加して請求することはできるが、通常、他の投資税額控除と一緒に請求することはできない。

2023 年度予算日までに開始されなかったプロジェクトについては、2024 年度予算日から利用可能となる。2034 年以降は利用できない。⁹⁷⁶

2023 年 11 月に発表された 2023 年秋季経済報告（2023 Fall Economic Statement）⁹⁷⁷では、廃棄物バイオマス（木くず、工場残渣、都市廃棄物、下水処理施設からの汚泥、使用済みパルプ液、食品・動物廃棄物、糞尿、紙パルプ副産物、分離有機物のこと）から電気または電気と熱の両方を生産するシステムを含めるよう、控除対象の拡大を提案している。⁹⁷⁸

B) クリーンテクノロジー製造投資税額控除（Clean technology manufacturing Investment Tax Credits：CTM-ITC）

クリーンテクノロジー製造・加工及び重要鉱物採掘・加工に対する還付可能な投資税額控除が導入される。クリーンテクノロジー製造投資税額控除は、該当する活動に関連する資産における資本コストの 30%に相当する。対象となる資産には、製造、加工、重要鉱物採掘に使用される、特定の産業用車両を含む機械設

⁹⁷⁵ <https://www.budget.canada.ca/2023/pdf/budget-2023-en.pdf>（2024 年 2 月 6 日取得）

⁹⁷⁶ <https://www.budget.canada.ca/2023/pdf/budget-2023-en.pdf> P79（2024 年 2 月 6 日取得）

⁹⁷⁷ <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2023/report-rapport/FES-EEA-2023-en.pdf>（2024 年 2 月 6 日取得）

⁹⁷⁸ https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/businesses/topics/corporations/whats-new-corporations.html#fdrl_2023（2024 年 2 月 6 日取得）

備、及び関連する制御システムが含まれる。カナダ政府との特別拠出協定による直接支援を受けている場合は、バッテリーセルやモジュールの生産に使用される資産には控除は適用されない。

企業は、大西洋岸諸地域投資税額控除（Atlantic Investment Tax Credit）と両方の恩恵を受けることができる。この税額控除は、2032年から2034年まで段階的に縮小される。⁹⁷⁹

C) クリーン水素投資税額控除（Clean Hydrogen Investment Tax Credit：CH-ITC）

2023年度予算では、クリーン水素投資税額控除の導入が提案され、対象プロジェクト、控除率、炭素原単位の測定、対象機器、検証、コンプライアンスに関する同税額控除の主な設計要素が発表された。連邦政府は、2024年度予算に向けて、他の低炭素水素製造経路の適格性を引き続き検討する。⁹⁸⁰

この税額控除は、製造プロセスの炭素強度に応じて、対象となるプロジェクト費用の15%から40%に相当する。排出原単位が最も低い工程は、最も高い税率が適用される。排出原単位が4.0kg以上の場合、クレジットは適用されない。この控除は、2023年3月27日以降に取得され、使用可能となる資産に適用される。2034年に使用可能となる資産については半減され、2034年以降は適用されない。企業は、この控除と製造加工業や農業用の建物や機械設備を対象とする控除である大西洋岸諸地域投資税額控除（Atlantic Investment Tax Credit）の両方の恩恵を受けることができる。

2023年度予算では、クリーン水素投資税額控除が一定の条件下において15%の控除率でクリーンなアンモニア生産を支援すると発表された。2023年秋季経済報告では、クリーン・アンモニア製造装置が以下の条件を満たす場合、クリーン水素投資税額控除の対象とすることを提案している。

- アンモニアを製造する納税者は、アンモニア製造のために自社の水素原料を使用しなければならない。また、水素原料は、クリーン水素投資税額控除の対象となる納税者のクリーン水素プロジェクトによるものでなければならない。
- クリーン水素プロジェクトは、納税者のアンモニア製造施設のニーズを満たすのに十分な製造能力を有すること。
- 水素製造施設とアンモニア製造施設が併設されていない場合、納税者は水素製造施設からアンモニア製造施設への水素輸送の実現可能性を証明する。

2023年秋季経済報告では、クリーン水素投資税額控除目的での電力購入契約（PPA）及びその他類似手段の使用に関して以下の条件を提案している。

- 購入電力は、以下のような水力、太陽光、風力発電から供給されていること。
 - 2023年3月28日以降に初めて生産を開始し、関連するクリーン水素プロジェクトの最初のプロジェクトCI（炭素原単位）評価が提出される1年以内であること。

⁹⁷⁹ https://distribution-a617274656661637473.pbo-dpb.ca/7889664b1a472ac464d5769d7931bf87c7ed56d5bcc1fc9ce0f5ddd46ffd6b87_P1_P3（2024年2月6日取得）

⁹⁸⁰ <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2023/report-rapport/tm-mf-en.html>（2024年2月6日取得）

- クリーン水素プロジェクトと同じ州または地域にあり、その州または地域の電力網に接続されていること。
- 納税者は、これらの手段で購入されるエネルギーが、クリーン水素プロジェクトの運営のためのものであることを証明する必要がある。

2023年秋季経済報告では、以下の条件に従い、再生可能天然ガス（RNG）の使用をプロジェクトのCI計算の対象とすることを提案している。

- RNGは、クリーン燃料規制（The Clean Fuel Regulations）の対象となる供給業者によって製造されていること。
- RNGは、関連するクリーン水素プロジェクトの最初のプロジェクトCI評価が提出される1年以内にRNG生産を開始した施設から確保すること。
- 生産者は、購入されるRNGがクリーン水素プロジェクトの運営用であることを証明する必要がある。

2023年度予算では、各プロジェクトはその設計に基づき、初期プロジェクトCI評価を受けるとした。この評価では、2つの基準を検証することにより、製造される水素の予想されるCIを決定する。1つ目は、燃料LCAモデルを用いたプロジェクトのモデリング、2つ目はプロジェクトの設計が、モデリングされた結果を達成することが期待できること、である。

2023年秋季経済報告は、さらに、検証されたCIが、当初評価されたCIの上限を超える場合であっても、水素1kgあたり二酸化炭素換算（CO₂e）で0.25kgを超えないプロジェクトは、クリーン水素ITCの回収の対象としないことを提案している。アンモニア製造装置に関して請求されるクリーン水素投資税額控除の金額は、アンモニア製造に使用される水素を供給する水素製造プロジェクトが、検証されたCIが水素1kgあたり4kg以上のCO₂eである場合、全額回収の対象となる。しかし、検証されたCIが、当初検証されたCIよりも水素1kgあたり0.25kg-CO₂eを超えない場合、アンモニア製造装置に関しては回収されない。⁹⁸¹
クリーン水素投資税額控除の回収額に対する利息は、同控除が請求された時点から計算される。

表 2.7-1 クリーン水素の ITC 回収例^{982, 983}

最初のプロジェクトの CI 評価が水素 1kg あたり 0.6kg の CO₂e であり、適格物件でコストが 10 万ドルであると仮定すると

このプロジェクトは、40%の控除率と 40,000 ドルのクリーン水素 ITC の対象となる。

⁹⁸¹ <https://www.pbo-dpb.ca/en/publications/LEG-2324-021-S--investment-tax-credit-clean-hydrogen--credit-impot-investissement-hydrogene-propre#:~:text=The%20Clean%20Hydrogen%20Investment%20Tax,hydrogen%20through%20their%20production%20process>. (2024 年 2 月 29 日取得)

⁹⁸² <https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/businesses/topics/corporations/whats-new-corporations.html#hydrogen> (2024 年 2 月 6 日取得)

⁹⁸³ <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2023/report-rapport/FES-EEA-2023-en.pdf> P120 (2024 年 2 月 29 日取得)

40,000 ドルとなる。

5年間の遵守期間中に検証されたCI (水素1kgあたりのCO2排出量)	プロジェクトのCI評価0.6%に基づく初期投資税額 控除4万ドルへの影響
0.75以下	検証されたCIは、最初のプロジェクトのCIAセスマン トのCIティアと同じティア内にあるため、回収はでき ない。
0.85以下	0.85 - 0.6 ≤ 0.25 以降回収なし
0.85以上2未満	回収： 40,000ドル- (100,000ドル×0.25) = 15,000ドル (及び適用金利)
2以上4未満	回収： 40,000ドル- (100,000ドル×0.15) = 25,000ドル (及び適用金利)
4以上	請求されたクリーン水素投資税額控除の全額回 収：40,000ドル (及び適用される利子)

出所) 2023 Fall Economic Statement, Government of Canada

D) クリーンテクノロジー投資税額控除 (Clean Technology Investment Tax Credit : CT-ITC)

2022 年秋季経済報告では、30%の還付可能なクリーンテクノロジー投資税額控除が提案された。この税額控除は、2023 年 3 月 28 日以降 2035 年までに取得され、使用可能となる資産に投資する納税者に適用され、2034 年には段階的に廃止される (2034 年に使用可能となる不動産については、控除率は 15%に引き下げられる)。対象となる税制措置対象資産には、発電、定置式蓄電、低炭素暖房に使用される特定のシステムや設備、ノンロード・ゼロエミッション車と関連する充電・給油設備が含まれる。⁹⁸⁴

2023 年秋季経済報告では、控除対象を拡大し、廃棄物バイオマスから電気、熱、または電気と熱の両方を生産するシステムを含めることを提案している。この控除は、2023 年 11 月 21 日以降に取得され使用可能となる資産に投資する事業者が対象となる。⁹⁸⁵

A) 炭素回収・利用・貯留投資税額控除 (Carbon Capture, Utilization and Storage investment tax credit : CCUS-ITC)

2021 年度予算で当初提案されたように、政府は炭素回収・利用・貯留 (CCUS) プロジェクトに投下する資本に対する投資税額控除 (ITC) を導入した。2024 年 2 月 1 日に発表された資料では、CCUS に対する還付可能な税額控除を導入した 2022 年度予算案と、控除額の改定を発表した 2023 年度予算案の内容がカバーされている。

⁹⁸⁴ <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2023/report-rapport/FES-EEA-2023-en.pdf> P120 (2024 年 2 月 6 日取得)

⁹⁸⁵ https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/businesses/topics/corporations/whats-new-corporations.html#fdrl_2023 (2024 年 2 月 6 日取得)

CCUS-ITC は、2022 年 1 月 1 日発生分より適用され、2022 年から 2030 年まで、最高で以下の還付可能な控除を提供する。

- 直接大気中から空気を回収する装置には 60%
- その他の捕捉装置には 50%
- 適格な炭素輸送・貯蔵・利用設備に対しては 37.5%。

2031 年から 2040 年には、投資税額控除率は半減され、2040 年以降は段階的に廃止される。

国会予算委員会（PBO）は、2022-23 年から 2027-28 年までの CCUS-ITC 予算は 57 億ドルになると見積もっている。⁹⁸⁶

表 2.7-2 CCUS-ITC 予算

単位：百万ドル

年度	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	計
総予算	8	110	491	1,153	1,834	2,150	5,746

出所) Investment Tax Credit for Carbon Capture, Utilization, and Storage ,Government of Canada

(5) 規制

過去数年にわたり、カナダ政府は短期及び長期の排出削減公約を掲げ、その達成に向けた計画や法案を発表してきた。

A) クリーン成長と気候変動に関する汎カナダフレームワーク（PCF）⁹⁸⁷

気候目標を達成するため、カナダ連邦、州、準州は 2016 年 12 月に「クリーン成長と気候変動に関する汎カナダフレームワーク（Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change : PCF）」を承認した。PCF は、以下 4 つの柱で構成されている。

- ① 炭素価格（カーボンプライシング）の設定
- ② 排出量削減のための補完的行動
- ③ 気候変動への適応力構築
- ④ クリーン・テクノロジーや雇用への投資

PCF には、経済のあらゆる分野をカバーする 50 以上の具体的な行動が含まれている。この枠組みは、カナダが 2030 年までに温室効果ガスの目標を達成する方法を示している。

⁹⁸⁶ https://distribution-a617274656661637473.pbo-dpb.ca/8e95e1ac78923bcec809e769bbe39a85e5258ad4582499199a27ab26687f8627_P1 （2024 年 2 月 29 日取得）

⁹⁸⁷ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf> P12
（2024 年 2 月 21 日取得）

B) カナダ・ネットゼロ排出説明責任法⁹⁸⁸

カナダ政府は 2020 年 11 月、カナダ・ネットゼロ排出説明責任法（Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act）である法案 C-12 を提出、2021 年 6 月に施行した。この法案は、2050 年までにネットゼロ・エミッションを達成するという目標を明記しており、また連邦政府が 2030 年、2035 年、2040 年、2045 年と 5 年ごとに排出削減目標を設定するにあたり法的拘束力を持たせるものである。これにより、カナダは 2030 年までに温室効果ガスを 2005 年比で 40～45% 削減するという目標を、パリ協定の下での国が決定する貢献（NDC）の更新に盛り込むと発表した。

(i) カナダ 2030 年排出削減計画⁹⁸⁹

2030 年までに 2005 年比で 40～45% の排出削減を達成するためのロードマップ。カナダ・ネットゼロ排出説明責任法の下、2022 年 3 月に導入された。英語表記は 2030 Emissions Reduction Plan: Clean Air, Strong Economy。

(ii) 健全な環境と健全な経済⁹⁹⁰

カナダ・ネットゼロ排出説明責任法の下、2020 年 12 月、カナダ政府は気候変動対策強化計画「健全な環境と健全な経済（A Healthy Environment and a Healthy Economy）」を発表した。同計画によると、カナダは PCF による削減以上に少なくとも 85 Mt の排出量削減が可能であり、2005 年比で 31% の排出量削減を達成できるとしている。州や準州の追加対策と合わせると、2030 年までに 2005 年比で 32～40% の追加削減が達成可能であると予測している。

C) クリーン電力規制（CER）⁹⁹¹

カナダ政府は 2022 年 7 月に規制草案を発表し、「クリーン電力規制（Clean Electricity Regulations: CER）」への取り組みを開始した。CER は、電力部門における排出量削減を加速させ、また特に排出量の多い天然ガス発電への新規投資を回避するための市場の流れ作りを目的としている。

⁹⁸⁸ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf> P59
(2024 年 2 月 21 日取得)

⁹⁸⁹ <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/emissions-reduction-2030/plan/overview.html> (2024 年 2 月 21 日取得)

⁹⁹⁰ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf> P 57
(2024 年 2 月 21 日取得)

⁹⁹¹ <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/clean-electricity-regulation.html> (2024 年 2 月 21 日取得)

D) カナダ水素戦略⁹⁹²

2020 年 12 月、「カナダ水素戦略（Hydrogen Strategy for Canada）」が発表された。この戦略は、2050 年までにカナダにおけるエネルギーミックスの最大 30%を水素が占める可能性を示している。

E) クリーン燃料規制⁹⁹³

2022 年 6 月、「クリーン燃料規制（Clean Fuel Regulations）」が発表された。この規制は、クリーン燃料に関連した技術やそのプロセスの開発・導入のインセンティブを高めるものである。クリーン燃料規制は、液体化石燃料（ガソリンとディーゼル）供給業者に対し、カナダで使用するために生産・販売する燃料の炭素強度（汚染量）を時間をかけて段階的に削減することを義務付けるもので、2030 年までにカナダで使用されるガソリンとディーゼルの炭素強度を約 15%（2016 年比）削減する。クリーン燃料規制は、2030 年に最大 2,600 万トンの温室効果ガス排出削減を実現する。

(6) 電力市場

カナダでは、電力システムの脱炭素化をすでに大きく進めている。

2021 年、1 年間に 840MW 以上の太陽光発電が設置され、アルバータ州はカナダで最も急速に太陽光発電が増加した州となった。

一方、オンタリオ州発電公社では、小型モジュール炉（SMR）の開発で世界をリードしており、2029 年から 2036 年の間に同州ダーリントン原子力発電所に 4 基のグリッド規模の SMR を導入する計画となっている。

A) Powering Canada Forward

2023 年 8 月、カナダ政府は、クリーンで安価な信頼できる電力網を国内全域にわたって構築する方法について、州・準州、先住民パートナー、産業界、環境団体、市民社会が議論を進めるための行動喚起として「Powering Canada Forward⁹⁹⁴」を発表した。この取り組みは、必要なインセンティブ、投資、規制について言及し、2024 年発表予定のカナダ初クリーン電力戦略の土台を築く。

カナダ政府は、クリーンで安価、かつ信頼性の高い電力システム構築のため、あらゆる手段で州や準州を支援し、協力することを提案している。これらの取り組みは、(1)招集と調整、(2)投資、(3)規制、(4)対象となる政策、の 4 つのカテゴリーに分類できる。

i. 招集と調整

⁹⁹² <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf> P125
(2024 年 2 月 21 日取得)

⁹⁹³ <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-pollution/energy-production/fuel-regulations/clean-fuel-regulations/about.html> (2024 年 2 月 21 日取得)

⁹⁹⁴ <https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/electricity-infrastructure/powering-canada-forward-building-clean-affordable-and-reliable-electricity-system-for/25259#Section2> (2024 年 2 月 27 日取得)

連邦政府は、その招集力を活用し、変化を促進し、ネットゼロへの移行において直面する課題への対処を支援する。

2023 年 5 月、カナダ電力諮問委員会は、19 人の専門家からなる独立機関として発足した。この委員会は、持続可能で安価、かつ信頼性の高い電力システムを促進するための投資を促進するため、天然資源大臣を通じてカナダ政府に助言を提供する。諮問委員会は 1 年の任期終了後、その分析と勧告をまとめた報告書を作成し、大臣に提出する。

ii. 投資

2023 年度予算で実施された投資により、カナダ政府は、税制措置、公的融資、補助金・拠出金といった形で、カナダのクリーン電力部門への支援に 400 億ドル以上を拠出した。

(2)-1 対象プログラム

カナダ政府は、対象を絞ったクリーン電力プログラムに 50 億ドル以上の助成金と拠出金を拠出することを決定した。具体的には以下を含む。

- スマート再生可能エネルギーと電化経路プログラム（SREPs）に 15 億ドル
- クリーン電力事前開発プログラムに 2 億 5,000 万ドル、戦略的相互接続事前開発プログラムに 2,500 万ドル
- 先住民・農村・遠隔地域向けクリーンエネルギー（CERRC）プログラムを含むディーゼル削減支援に 5 億ドル以上

戦略的イノベーションファンド（Strategic Innovation Fund-Net-Zero Accelerator：SIF-NZA⁹⁹⁵）は、産業変革プロジェクト、大規模排出事業者の脱炭素化、クリーンテクノロジーとバッテリーのエコシステム開発に最大 80 億ドルを投資する。

また、低炭素経済基金（Low Carbon Economy Fund：LCEF）⁹⁹⁶は、カナダの温室効果ガス排出量を削減し、クリーンな成長を生み出し、レジリエンスのある地域社会を構築し、カナダ国民により良い雇用を創出するプロジェクトを支援する。カナダの 2030 年排出削減計画⁹⁹⁷と 2022 年度予算で発表されたように、カナダ政府は 2022/23 年度から 7 年間で 22 億ドルを追加投資し、低炭素経済基金を拡大することを約束した。

加えて、2016 年に開始された「カナダ・インフラ投資プログラム⁹⁹⁸」は、各州・準州とのパートナーシップのもと、広範なインフラ資産に 330 億ドル以上の連邦政府投資を可能にしてきた。

(2)-2 戦略的ファイナンス

⁹⁹⁵ <https://ised-isde.canada.ca/site/strategic-innovation-fund/en>（2024 年 2 月 27 日取得）

⁹⁹⁶ <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/low-carbon-economy-fund.html>（2024 年 2 月 27 日取得）

⁹⁹⁷ <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/emissions-reduction-2030.html>（2024 年 2 月 27 日取得）

⁹⁹⁸ <https://www.infrastructure.gc.ca/plan/icp-pic-INFC-eng.html>（2024 年 2 月 27 日取得）

2017 年に設立されたカナダ・インフラストラクチャー銀行（CIB）は、公益に資する収益性の高いインフラプロジェクトに投資し、民間及び機関投資家の投資を誘致することを使命としている。

(2)-3 投資減税

政府は過去 2 年間にわたり、非排出型発電・送電インフラへの投資促進を目的とした一連の投資税額控除（ITC）を発表してきた。

1. 炭素回収・利用・貯留投資税額控除（CCUS-ITC）
2. クリーンテクノロジー投資税額控除（CT-ITC）
3. クリーン水素投資税額控除（CH-ITC）
4. クリーン電力投資税額控除（CE-ITC）
5. クリーンテクノロジー製造投資税額控除（CTM-ITC）

(2)-4 ネットゼロの電力供給への移行支援

連邦政府は、州や準州と協力し、カナダ全土で安価なネットゼロ電力供給を支援する形で新たな資金拠出を実施するべく取り組んでいる。

iii. 規制

カナダの電力セクターに対する連邦政府の政策は、クリーンな電力と気候に関連する以下 3 つの目標を中心に組み立てられている。

- 2030 年までに石炭火力発電を停止する
- 2035 年までに電力セクターをネットゼロにする
- 2050 年までにカナダの排出量を正味ゼロにする

2050 年のカナダのネットゼロ・エミッション目標達成に向け提案されているクリーン電力規制（CER）は、2035 年までにネットゼロの電力網に移行するという目標のもと電力部門への投資を促進する。最終的には、カナダ全土で競争力のある価格のクリーン電力の供給と利用可能性を高めることを視野に入れている。

iv. 対象の政策

ネットゼロ電力システムへの移行は、カナダの戦略的優位性を高め、クリーン・エネルギーのリーダーとしての世界的評価を高める。

汎カナダフレームワーク（PCF）に基づき、カナダ政府は 2020 年に「カナダの強化された気候計画（Strengthened Climate Plan）」を発表した。また、2021 年にはカナダ・ネットゼロ排出説明責任法（Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act）を可決し、2022 年には 2030 年排出削減計画（2030 Emissions Reduction Plan: Clean Air, Strong Economy）を発表した。

第3章 バイオマス燃料の需給動向

3.1 バイオマス燃料に係る政策動向

3.1.1 需要側におけるバイオマス燃料に係る政策動向

(1) EU

A) 持続可能なバイオマスプログラム (SBP)

持続可能なバイオマスプログラム (SBP) は、木質ペレットの仕様、取引条件、持続可能性基準に焦点を当てた、標準的なバイオマス取引協定の開発を目指した旧 IWPB (Initiative of Wood Pellet Buyers) の活動を引き継ぐため 2013 年に設立された。SBP は、主に木質ペレットと木質チップの形態の木質バイオマスのために設計された認証制度であり、工業的で大規模なエネルギー生産において、持続可能な規制への適合性を証明する。⁹⁹⁹2013 年に創設された国際認証制度で機能は以下のとおり。

- 木質ペレットといった木質バイオマスが合法的かつ持続可能な供給源から調達されていることを保証する。
- 化石燃料の代わりにバイオマスを燃焼させることで、エネルギーと炭素の節約具合を計算可能にする。
- 森林の炭素貯蔵に対するリスクが管理され、また森林の炭素隔離能力の維持を実証する。¹⁰⁰⁰

SBP の森林合法性、持続可能性、炭素保証は、主にいくつかの異なる基準と指示文書に基づいている。以下に簡単に説明する。

- 1) 指示文書 5A、5B、及び 5C¹⁰⁰¹: SBP がバイオマス製品のカーボンバジェットのさまざまな構成要素にどのように対処するか、及びバイオマス製造業者 (BP) が木質ペレットなどバイオマス燃料製品のカーボンバジェットをどのように文書化するかが記載されている。
 - a. 指示文書 5A: バイオマスに関するデータが収集され、伝達されるプロセスを定めたもの。
 - b. 指示文書 5B: 標準燃料と比較して、バイオマスを使用することで削減できる炭素量を計算するために必要なデータを定義している。この計算方法は最終消費者によって異なるため、定義されていない。その代わりに、各法的所有者は、最終消費者が自らの要求に合わせて計算を完了できるよう、データを提供する。
 - c. 説明文書 5C: 最終消費者が必要とする原料と供給拠点に関するデータを提供する。
- 2) 基準 1 - 原料コンプライアンス基準: 原料林の合法性と持続可能性に取り組む。
- 3) 基準 1 - 原料コンプライアンス基準 (セクション 2.5): 緩和措置の採用及び監視を通じ、バイオマス製造業者に対する原料基準の不遵守のリスクをどのように軽減するか。

⁹⁹⁹<https://sbp-cert.org/> (2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰⁰⁰ <https://www.nrdc.org/sites/default/files/sustainable-biomass-program-partnership-project-ip.pdf> P4 (2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰⁰¹ <https://sbp-cert.org/documents/consultation-documents/archive/instruction-documents-5a-5b-and-5c-v1-1/> (2023 年 12 月 20 日取得)

- 4) 基準 2 - SBP 適合原料の検証：SBP が認める他の森林認証や CoC 認証、またはサプライベース評価（SBEs）の対象となっていない原料林について、バイオマス製造業者がどのようにリスクを評価するべきかについて記述する。
- 5) 基準 3 - 認証機関への要求事項：バイオマス製造業者の手続きが独立監査人によってどのように検証されるか。
- 6) 基準 4 - チェーン・オブ・カस्टディ（CoC）：SBP で認証された施設からの製品を文書化する方法について説明する。¹⁰⁰²

サステナビリティ要件が適用されるバイオマスの分類は 5 つある。以下に、それぞれどのサステナビリティ要件が適用されるかを示す。¹⁰⁰³

表 3.1-1 該当する持続可能性要件とバイオマスカテゴリー

Sustainability requirements Category	温室効果ガス ⁴⁾ 排出量 ⁴⁾	土壌管理 ⁴⁾	炭素と土地 ⁴⁾ 利用の変化 ⁴⁾	持続可能な ⁴⁾ 森林管理 ⁴⁾	CoC ⁴⁾
1. 森林管理区による ⁴⁾ 木質バイオマス ⁴⁾	1.1		3.1-3.3, 4.1-4.3, 5.1	6.1-6.3, 7.1-7.5, 8.1-8.8, 9.1-9.2, 10.1-10.5, 11.1-11.2	12.1-12.6, 13.1-13.3
2. 500ha 未満の森林管理区からの木質バイオマス ⁴⁾	1.1		3.1-3.3, 4.1-4.3	6.1-6.3, 7.1-7.5, 8.1-8.8, 9.1-9.2, 10.1-10.5, 11.1-11.2	12.1-12.6, 13.1-13.3
3. 自然および景観管理からの残留物 ⁴⁾	1.1	2.1			12.1-12.6, 13.1-13.3
4. 農業残渣 ⁴⁾	1.1	2.1			12.1-12.6, 13.1-13.3
5. 生物起源残渣および廃棄物 ⁴⁾	1.1				12.1-12.6, 13.1-13.3

出所) SBP Public assessment report 2018 より作成

B) 土地利用、土地利用変化及び林業 (LULUCF) 分野における森林参照レベル (FRL) (規則 2018/841)¹⁰⁰⁴

FRL は、各 EU 加盟国が 2021 年～2025 年について推定した、森林による排出量と除去量の予測レベルである。将来の排出量と除去量はこれと比較される。FRL は、過去の期間と比較してある国の気候変動目標を計算する際に、木質ペレットを含む木材利用の変化が炭素量に与える影響を考慮する上で役立つ指標である。

¹⁰⁰² <https://www.nrdc.org/sites/default/files/sustainable-biomass-program-partnership-project-ip.pdf> P 4 (2024年2月29日取得)

¹⁰⁰³ <https://adviescommissiedbe.nl/file/download/b84d6512-e0c1-46ee-9042-6f33b3cbe97d/SBP+Public+assessment+report+%282018-09%29.pdf%20> P 18 (2023 年 12 月 20 日取得)

¹⁰⁰⁴ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

LULUCF 基準は、REDII 第 29 条 7 項に規定されている。同項は、パリ協定の下、国が決定する貢献（NDC）の一環として、木質バイオマスを含む森林バイオマスの蓄積量と吸収量の算定を義務付けている。NDC を持たない国や、NDC に LULUCF を含めない国にとっては、輸入されたバイオマスの炭素蓄積量と吸収量を維持または強化されていることを、国または関連する州レベルで証明することが極めて重要である。

C) RED II

再生可能エネルギー指令は、太陽や風といったエネルギー源から得られる再生可能エネルギーを、EU 諸国がどのように利用するかを導く一連の規則である。これは、迅速なクリーンエネルギーへの移行、また EU 諸国が協力してクリーンエネルギーを利用する上で役立つ。改訂版である RED II は 2018 年に承認された。

REDII は、バイオエネルギーに使用される材料が持続可能であることを確認に焦点を当てている。熱、冷却、電気の製造に使用される固形バイオマスやバイオガスなどの材料が含まれており、持続可能な森林の管理に関連した法律などがある。これらは、エネルギーに使用される木質ペレットや木質チップなどの品質を管理するのに役立つ。

RED II では、林業原料の持続可能性と、固体及び気体のバイオマス燃料の温室効果ガス（GHG）基準が導入された。¹⁰⁰⁵

REDII は、持続可能な森林管理の法律と原則（合法性、再生、影響を受けやすい地域の保護、生物多様性への影響の最小化、長期的な森林生産性の維持など）の遵守を確保し、バイオエネルギーの炭素影響が LULUCF 分野の下で適切に説明されることを目的として、木質バイオマスなどの森林バイオマスにリスクベースの持続可能性基準を新たに導入する。¹⁰⁰⁶

持続可能な森林管理に関する REDII の基準は、国内の森林法制の存在、または調達地域レベルの管理システムに依存している。¹⁰⁰⁷ REDII の第 29 条によると、森林バイオエネルギーの持続可能性基準は、総定格熱入力が 20MW 以上の電気、冷暖房、燃料を生産する設備で利用されるバイオマスにのみ適用される（加盟国は、総定格熱入力がより低い設備に持続可能性基準を適用することができる）。¹⁰⁰⁸

木質バイオマスを含む、森林バイオマスに最も関連性の高い新基準は以下である。¹⁰⁰⁹

- A. 第 29 条(3)、(4)、(5)：農業用原料については、2008 年以降に原生林、生物多様性の高い森林、自然保護目的に指定された地域、生物多様性の高い草原、炭素蓄積量の高い土地（湿地、森林地帯、泥炭地を含む）に分類された土地からのバイオエネルギー生産が許可されない、立ち入り禁止地域が定義されている。

¹⁰⁰⁵ https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en （2024 年 2 月 29 日取得）

¹⁰⁰⁶ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P 5 （2023 年 12 月 21 日取得）

¹⁰⁰⁷ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P10 （2023 年 12 月 21 日取得）

¹⁰⁰⁸ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P 58 （2023 年 12 月 21 日取得）

¹⁰⁰⁹ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P 79 （2023 年 12 月 21 日取得）

- B. 第 29 条(6)：森林バイオマスが伐採された国には、伐採地域に適用される国または州の法律があり、監視及び施行システムが確保されている。
- a. 伐採作業の合法性
 - b. 伐採地の森林再生
 - c. 湿地帯や泥炭地を含め、自然保護を目的として国際法もしくは国内法、または関係当局によって指定された地域が保護されること。
 - d. 伐採は、土壌の質と生物多様性の維持を考慮し、悪影響を最小限に抑えて実施されること。
 - e. 伐採が森林の長期的な生産能力を維持または向上させること。
- C. 第 29 条(7)：REDII を土地利用、土地利用変化及び林業 (LULUCF) セクターと結びつける炭素会計に関する規定。具体的には、森林バイオマスが生産される国は、以下の LULUCF 基準を満たすものとする。

改正 RED 第 29 条 第 7 項：森林バイオマスから生産されるバイオ燃料、バイオリキッド及びバイオマス燃料は、以下の土地利用・土地利用変化・林業 (LULUCF) 基準に適合するものとする。

森林バイオマスの原産地の国または地域の経済統合機関が以下のいずれかに該当する。

- a. パリ協定の締結国であること
 - b. 農業、林業及び土地利用からの排出及び除去を対象とする国が決定する貢献 (NDC) を国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) に提出しており、バイオマス伐採に伴う炭素蓄積量の変化が、NDC に記載する温室効果ガス排出量の削減または制限に向けた当該国の取り組みによるものであることを保証すること
 - c. パリ協定第 5 条に従い、伐採地を適用対象として、炭素蓄積及び炭素吸収源を保全及び強化する国内法または準国内法を有すること、ならびに報告される LULUCF セクターの排出量が削減量を超えていない根拠を提示すること
- D. 第 29 条(10)：バイオ燃料、バイオリキッド、バイオマスの使用による温室効果ガス排出削減量は、定められた最低閾値よりも高くなければならない。¹⁰¹⁰

D) RED III

2023 年 3 月 29 日、EU は RED のさらなる見直し (REDIII の作成) に合意した。この文書は 2023 年末か 2024 年初頭の発行見込みである。この新たな指令は、2030 年までに再生可能エネルギーの比率を 32% から 42.5% に引き上げるという EU の目標を掲げている。REDIII では、林業バイオマスの持続可能性基準に変更が加えられている。EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによれば、REDIII の主な目的は、エネルギー効率の促進、再生可能エネルギーに関するエネルギー源の多様化、発電の分散化である。これには、持続可能な冷

¹⁰¹⁰https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P 79 (2024 年 2 月 29 日取得)

却方法の導入や、様々な分野でのエネルギー効率の向上が含まれる。化石燃料をバイオマス燃料などの再生可能エネルギーに置き換えることに重点が置かれている。この転換は、地域暖房システムや分散型ペレット製造所が活用され、化石燃料への依存を減らし、エネルギー生産の自給自足を促進している。特に、住宅や産業部門で顕著となる。

REDIII は、木質バイオマスの持続可能性基準に以下のような変更を加えている。

- カスケード原則の導入。木質バイオマスは、経済的・環境的付加価値の高いものから優先的に利用される。具体的には、木材を原料とする製品、その耐用年数の延長、再利用、リサイクル、バイオエネルギーとしての利用、廃棄、といった優先順位で利用される。
- 持続可能な森林管理に関する国内法がない国に対する「立ち入り禁止区域」の導入。
- 持続可能性基準は、総定格熱入力が 7.5MW を超え固体バイオマス燃料から電力、暖房、冷房、燃料を生産する設備に適用される。
- 製材用丸太、単板用丸太、工業用丸太、切り株、根を使用して生産されるエネルギーについては、直接的な財政支援が禁止される。¹⁰¹¹

また、EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、REDIII は林産物である木質ペレット、バイオペレット、アグリペレットに依存する分野に焦点を当てたいと考えている。再生可能エネルギーの統合、つまり輸送を含む木質バイオマスのサプライ・チェーン全体で炭素排出を削減することを目指し、このため水素やグリーン水素のような非生物起源の再生可能燃料に着目している。

また、REDIII では、持続可能性対策、特にエネルギーと食糧供給の安全保障を強化するための排出量対策に重点を置いている。持続可能性の基準を強化するため、木質バイオマスから脱却し、水素のような他の燃料に挑戦することを計画している。持続可能性対策、特にエネルギーと食糧供給の安全保障を強化するための排出量対策に重点を置いています。食料安全保障の目標へ影響する恐れがあるため、農地を木質ペレット生産のためだけに使用することを防ぐことが不可欠となる。また、木質ペレットの輸出は、廃材や竹のような特定の種類のエネルギー植林などのカテゴリーに制限される。輸出認可の基準は厳しく、高品質の木材を優遇している。

REDIII は、サトウキビなどのバイオ燃料やバイオエタノールを含め、2030 年までに輸送において RFNBO（非バイオ由来再生エネルギー）を最低 1% 使用することを強調している。鉄鋼やセメントのようなエネルギー集約型産業を水素ベースの燃料に移行させる取り組みも行われており、2030 年と 2035 年までに RFNBO からの水素の割合の目標が設定されている。欧州の多くの企業、特にドイツでは、この移行を促進するための研究開発やサプライチェーン関連に投資している。

¹⁰¹¹https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf P5（2024 年 2 月 29 日取得）

E) 炭素国境調整メカニズム (CBAM : Carbon Border Adjustment Mechanism)

EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、EU で導入する炭素国境調整メカニズムにより、中国、ロシア、トルコなどの地域を原産地とする製品の輸入元と炭素排出強度を開示することが義務付けられている。代替エネルギー調達と並行してエネルギー効率を向上させることは、この枠組みの中で実現可能となる。例えば、「グリーン・スチール」の生産を目指す ArcelorMittal 社のような企業は、再生可能エネルギーを 100% 達成することは難しいかもしれないが、グリーン水素の輸入など、エネルギーの選択肢を最適化することはできる。水素はコンテナで近隣の港に輸送され、さまざまな用途に利用できるため、CO₂ 削減が可能となる。

2026 年 1 月 1 日以降、輸入業者は規制を遵守するため、報告書で排出量を申告し、CBAM 証明書を取得しなければならない。2025 年 12 月 31 日までは、システムは REDIII に準拠しなければならないが、2026 年 1 月 1 日からは、輸入品について CBAM に準拠しなければならないため、RED に関連したサプライチェーン全体が CBAM 準拠の対象となる。

(2) イギリス

A) 再生可能熱インセンティブ制度 (RHI)

RHI は 2014 年 4 月 9 日に発足し、7 年間にわたり再生可能熱システムの所有者に財政的支援を実施した。これは、世界で初めて再生可能熱エネルギーを買い取る制度である。このスキームの対象はイングランド、ウェールズ、スコットランドであった。イギリス政府のビジネス・エネルギー産業戦略省 (BEIS) がこのスキームに関して重要な政策決定を行い、エネルギー規制当局の Ofgem E-Serve がこのスキームを管理した。¹⁰¹²RHI は 2022 年 3 月 31 日午前 0 時に新規申請の受付を終了し¹⁰¹³、低炭素熱技術の普及を支援するための新たなスキーム「Boiler Upgrade Scheme (BUS)」に引き継がれた。¹⁰¹⁴ Ofgem E-Serve は、RHI と BUS の両制度を管理している。

B) Boiler Upgrade Scheme (BUS)

イギリスでは、2050 年までにネットゼロ目標に近づくため、住宅の暖房システムに対しヒートポンプやその他の低炭素システムの導入が促進される。BUS は、低炭素暖房システムの購入及び設置にかかる高額な初期費用を消費者が負担できるよう補助金を支援する。¹⁰¹⁵対象となる熱源にガスのみではなく木質ペレットを使用するバイオマスボイラーも対象に含まれる。¹⁰¹⁶ このスキームでは、空気熱源ヒートポンプとバイオマスボイラーの購入・設置費用に対して 5,000 ポンドの補助金を提供する。¹⁰¹⁷このスキームにより消費者のヒートポンプの購入を支援することが可能となる。

C) バイオマス戦略 2023

バイオマス戦略 2023 は、イギリスのネットゼロ目標の達成を支援するために、バイオマスの持続可能性と、経済の複数の部門にわたる持続可能なバイオマスの利用機会を増強させるために政府が取る予定の措置を示している。これは、2021 年のバイオマス政策声明と、供給の確保を条件として、2035 年までに完全に脱炭素化されたイギリスの電力システムにおいてバイオマスが果たす重要な役割を強調したパワーリングアップ・ブリテン戦略

¹⁰¹² https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/881626/changes-to-rhi-impact-assessment.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰¹³ <https://energysavingtrust.org.uk/grants-and-loans/renewable-heat-incentive/> (2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰¹⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/changes-to-the-renewable-heat-incentive-rhi-schemes/closure-of-the-domestic-renewable-heat-incentive-dhri-and-its-successor-the-boiler-upgrade-scheme> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰¹⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/changes-to-the-renewable-heat-incentive-rhi-schemes/closure-of-the-domestic-renewable-heat-incentive-dhri-and-its-successor-the-boiler-upgrade-scheme> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰¹⁶ <https://nef.org.uk/understanding-the-new-boiler-upgrade-scheme/#:~:text=Both%20offer%20energy%20saving%20benefits,in%20the%20Boiler%20Upgrade%20Scheme> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰¹⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/boiler-upgrade-scheme-bus> (2023 年 11 月 3 日取得)

に基づいている。¹⁰¹⁸ バイオマス、特に木質バイオマスの国際的な調達、複雑なサプライチェーンに伴う潜在的なリスクとなるため、利害関係者にとって主な関心分野になっているという。この戦略には木質バイオマスに関する基準を強化するためのアクションなどが記載されている。¹⁰¹⁹

¹⁰¹⁸ <https://www.gov.uk/government/publications/biomass-strategy#:~:text=It%20builds%20on%20the%202021,biomass%20in%20achieving%20net%20zero> (2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰¹⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1178897/biomass-strategy-2023.pdf P36

(3) カナダ

< 州ごとの適用 >

A) オンタリオ州森林バイオマス行動計画

2022 年 3 月、オンタリオ州政府は森林バイオマス行動計画を発表した。同計画では、オンタリオ州では森林バイオマスは主に熱とエネルギーに利用されているが、最終用途の多様化が目標であると強調している。同計画は、暖房用バイオ燃料の生産と消費を増加させるために、州のバイオ暖房戦略を策定することを求めている。¹⁰²⁰2023 年 5 月、オンタリオ州政府は約 2,000 万ドルの資金提供を発表した。同プログラムは、エネルギーや製造業を含む様々な分野で、国有林から木材を伐採し、森林バイオマスを利用するプロジェクトに資金を提供する。2023 年度の募集は 9 月末に締め切られた。

同計画には以下 5 つの目標が含まれている。

目標 1：森林バイオマス市場への道筋を明らかにする。

目標 2：森林バイオエネルギーとバイオ製品の需要を支える。

目標 3：森林バイオマス利用のためのビジネス環境と規制環境を改善する。

目標 4：先住民コミュニティが森林バイオマスのバリューチェーンに参画するための、全体的で文化的に関連性のある道筋を支援し、先住民コミュニティとの和解を支援する。

目標 5：森林バイオマスの機会に関する情報交換、協力、情報提供¹⁰²¹

B) ケベック州・グリーン水素・バイオエネルギー戦略

ケベック州のグリーン水素・バイオエネルギー戦略は、石油製品の消費を減速させ、2050 年までにカーボンニュートラルを達成することにより、温室効果ガス排出量を削減することに焦点を当てている。この戦略のバイオエネルギー部分において、ケベック州は、削減目標に貢献する熱及びエネルギー源として、木質ペレットを含むバイオマスの可能性に注目している。戦略の進展次第では、今後数十年間にわたり、州内での熱とエネルギーにおける木質ペレットの使用に対する支援が強化される可能性がある。¹⁰²²

< バイオエネルギー部門の展開計画 >

I. 短期（2025 年まで）

i. 残留バイオマスサプライチェーンの構造と最適化。

ii. 業界の特別なニーズに応じてトレーニング・プログラムを調整する。

iii. 主に地元のニーズを対象とした、成熟したバイオエネルギー分野の生産を加速する。

iv. ケベック州における暖房用及びプロセス用木質ペレットの利用を拡大・強化する。

v. バイオマス各部門の知識を磨き、その情報を公開する。

¹⁰²⁰

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Canada+Wood+Pellet+Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0002.pdf（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²¹ <https://files.ontario.ca/ndmnrf-forest-biomass-action-plan-en-2022-03-28.pdf> P24（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²²

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Canada+Wood+Pellet+Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0002.pdf P 3（2024 年 3 月 3 日取得）

- vi. 地産地消
 - vii. バイオマスの品質基準と原産地保証（トレーサビリティ）システムの開発を支援する。
 - viii. 市場のニーズに合ったプロセスやビジネスモデルの研究開発を採用する。
- II. 中期（2026～2030 年）
- i. 最も関連性の高いセクターにおいて、さまざまな形態のバイオエネルギーの展開を支援する。
 - ii. 生物化学的及び熱化学的変換プロセスの展開に重点を置くことにより、地域のエネルギー生態系を支援する観点から、イニシアティブを追求する。
 - iii. 市場のニーズに合ったプロセスやビジネスモデルの研究開発を追求する。
- III. 長期（2030 年以降）
- i. ケベック州におけるバイオエネルギー消費の統合
 - ii. 大規模バイオ精製プロジェクトの展開加速¹⁰²³

C) ブリティッシュ・コロンビア森林強化協会（FESBC）による助成金

2021 年 2 月、ブリティッシュ・コロンビア森林強化協会（FESBC）は、林業部門の雇用を支援し、焼却処分される予定の木材繊維の利用を増やすため、州全域に 300 万ドルの新たな助成金を割り当てた。この助成金は、州内で実施される 15 のプロジェクトを支援するもので、個々の助成金額は 6,000 ドルから 66 万 3,748 ドル。これにより、約 25 万 m³の収穫後の廃木材が、パルプ、木質ペレット、電力、土壌浄化用堆肥の生産に利用されることになる。¹⁰²⁴

D) ニューブランズウィック州における 2030 年までの石炭廃止

2023 年 10 月、カナダ政府はニューブランズウィック州で 2 番目に大きな化石燃料発電所、Belledune 石炭火力発電所を持続可能なバイオマスに転換するための 200 万ドル以上の資金提供を発表した。バイオ燃料への転換が可能かどうかを判断するため、まず転換調査を実施する必要がある。2030 年以降、同発電所では石炭を燃焼することは許可されない。バイオマスに転換した場合、年間推定 70 万 MT の木質ペレットが必要となる。同発電所の現在の発電容量は 467MW。¹⁰²⁵

<カナダ全国への適用>

E) Net Zero Accelerator Initiative

Net Zero Accelerator Initiative は、2030 年までに温室効果ガス排出量を 40～45%削減し、2050 年までにネットゼロを達成するというカナダの目標を支援するため、最大 80 億ドルを提供する。

¹⁰²³ https://cdn-contentu.quebec.ca/cdn-contentu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO_strategy_green-hydrogen-bioenergies_screen-version_MEIE.pdf（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²⁴ <https://www.fesbc.ca/new-grants-to-help-use-more-wood-fibre/>（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²⁵ <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2023/10/governments-of-canada-nova-scotia-and-new-brunswick-show-progress-toward-phasing-out-coal-by-2030-and-expanding-their-clean-reliable-and-affordable.html>（2024 年 3 月 3 日取得）

このプログラムには、1) 脱炭素化、2) 産業転換、3) クリーン・テクノロジーとバッテリー・エコシステムの開発、という 3 つの柱がある。木質ペレット産業を明確に対象としているわけではないが、熱とエネルギー用のバイオマスを含むプロジェクトなど、温室効果ガス削減を目指すものはこのプログラムの対象となりうる。¹⁰²⁶

F) CAN/CSA-ISO 固形バイオ燃料基準

木質ペレットの等級付けに関する自主基準は、カナダ規格協会によって CSA-ISO 17225-2 Part 2 の下で維持されている。カナダの住宅用木質ペレットは、第三者品質認証 ENplus¹⁰²⁷の商標所有者であるカナダ木質ペレット協会を国家ライセンサーとする第三者検証プログラム CAN+の下で認証される。CAN+は ENplus 規格に準拠している。CAN+マークは、生産から最終顧客への配送まで、木質ペレットのサプライチェーン全体を対象としており、高い品質を保証している。CAN+認証は現在、カナダでは任意となっている。¹⁰²⁸

G) 持続可能なバイオマス・プログラム¹⁰²⁹

ヨーロッパとアジアに輸出しているカナダの木質ペレット生産者は、持続可能なバイオマス・プログラム（Sustainable Biomass Program：SBP）の基準に準拠した第三者認証を受けている。SBP は、主に大規模なエネルギー生産に使用される木質ペレットや木質チップなどの木質バイオマスが、合法的かつ持続可能な供給源から調達されたものであることを保証するために 2013 年に設立された。

地域リスク評価（Regional Risk Assessments：RRA）は、持続可能なバイオマス・プログラムの重要部分である。RRA は、バイオマス生産者がサプライチェーンにおける潜在的なリスクを特定し、管理するためのメカニズムを提供する。

¹⁰²⁶

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²⁷ <https://pellet.org/pellets-our-planet/certification/>（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²⁸ https://natural-resources.canada.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/NRCAN_BB_no4_e_indd.pdf（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰²⁹ <https://pellet.org/pellets-our-planet/certification/>（2024 年 3 月 3 日取得）

3.1.2 供給側におけるバイオマス燃料に係る政策動向

(1) 米国

<米国全土に適用される政策>

A) 木質イノベーション助成プログラム

2015 年に開始された木質イノベーション助成プログラムは、米国の木材製品市場と木質エネルギー市場を刺激、拡大、支援し、国有林野及びその他の森林地の長期的な管理を支援するものである。重点項目には、マスティンバー、再生可能木材エネルギー、有害燃料削減と持続可能な森林管理を支援する技術開発が含まれる。¹⁰³⁰

2023 年 1 月 31 日、米国農務省森林局は、2023 年の木質イノベーション助成金及び地域木材補助金プログラムを通じて 4,100 万ドルを提供すると発表した。これは、新技術の活用、既存技術の更新、木材加工施設の改修、再開、拡張のために役立てられる。¹⁰³¹これら助成金プログラムを通して、森林局は木材製品の経済に対するイノベーション、木材エネルギー市場の拡大、持続可能な建築材料としての木材の促進を支援している。このプログラムでは、伝統的な木材利用プロジェクトを拡大し、商業施設や集合住宅での建築材料としての木材利用を促進し、木材エネルギー市場を拡大する提案に投資している。¹⁰³²

B) 再生可能エネルギー発電税額控除 (PTC)

再生可能エネルギー発電税額控除 (PTC) は、認定された再生可能エネルギー資源によって発電された電力について、米国税法第 45 条に規定されているキロワット時 (kWh) あたりの連邦税額控除を定める。PTC は、埋立地ガス (LFG)、オープンループバイオマス (林業由来のオープンループバイオマスとは、工場や伐採の残渣、伐採前の間伐材、刈り払い材、廃ペレット、木杵、ダンネージ、製造・建設廃材、景観・街路樹の剪定材などの固形木質廃棄物、使用済みパルプ液から回収された樹皮やリグニン材を指す¹⁰³³)、都市廃棄物資源、小規模灌漑発電施設から発電された電力に対して最大 1.3 セント/kWh の法人税額控除を提供する。一方、風力、クローズドループバイオマス、地熱資源から発電された電力に対して最大 2.6 セント/kWh を提供する。設備の使用開始から 10 年間は控除が有効である。¹⁰³⁴ また、PTC は、風力、太陽光、地熱、バイオマスなどの技術に適用される。この制度は、再生可能エネルギー生産を奨励し、国内製造を支援し、指定されたエネルギー地域社会における地域開発を促進することにより、持続可能性を促進することを目的としている。¹⁰³⁵

¹⁰³⁰<https://www.fs.usda.gov/science-technology/energy-forest-products/wood-innovation> (2024 年 3 月 9 日取得)

¹⁰³¹<https://forestresources.org/2023/03/02/wood-innovations-program-upcoming-deadlines-for-funding-opportunities/> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰³² <https://www.fs.usda.gov/science-technology/energy-forest-products/wood-innovation/grants> (2024 年 3 月 9 日取得)

¹⁰³³ <https://wood-energy.extension.org/woody-biomass-for-energy-tax-incentives/> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰³⁴<https://www.epa.gov/lmop/renewable-electricity-production-tax-credit-information> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰³⁵ <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734> (2024 年 3 月 9 日取得)

C) 木質ペレットヒーター投資税額控除 (ITC)

現行の木質ペレットヒーター投資税額控除は、2022 年のインフレ抑制法 (IRA) によって承認された。これは、内国歳入法の税法第 25 条 (C) の下で控除を作成する。控除は、2022 年から 2032 年までの購入及び設置費用の 30% (年間 2,000 ドルが上限) が対象となる。対象製品は、燃料の高位発熱量 (HHV) あたり 75%以上の熱効率である必要がある。¹⁰³⁶また、ITC は、効率の良いペレット暖房機の設置を促進するため、税法第 25 条 (D) に基づき 2020 年に創設され、粒子状物質の排出量が 1 時間当たり 2.0 グラムに制限されている。また、対象となるヒーターは、2021 年 1 月 1 日から 2023 年 12 月 31 日の間に購入・設置されなければならない。税額控除は、2021 年と 2022 年には購入・設置費用の 26%をカバーし、2023 年には 22%に減少する。¹⁰³⁷

D) バイオマス作物支援プログラム(BCAP)

バイオマス作物支援プログラム(BCAP)は、マッチング支払い (バイオマス転換施設で使用するための材料の収集、収穫、保管、輸送を最長 2 年間支援すること) により農地や産業用でない民有林の所有者や経営体がバイオマス原料を生産し、加工工場に配送するための財政的支援を行うプログラムである。¹⁰³⁸先進的なバイオ燃料生産施設のためのバイオマス原料作物を栽培、生産、配送する土地所有者と事業者に資金援助を提供する。認定された原料生産者は、バイオマス原料作物を栽培するための費用の 50%の償還と、草本原料については最長 5 年間、木質原料については最長 15 年間の年間支払いを受けることができる。さらに、BCAP は、認定されたバイオマス原料作物生産者に、作物の収集、収穫、貯蔵、先進的なバイオ燃料生産施設への輸送のための支払いを最長 2 年間提供する。¹⁰³⁹

BCAP は、2008 年食料・保全・エネルギー法 (2008 年農業法案) によって認可され、2 つの目的がある。第一に、バイオエネルギーへの転換を目的とした木質バイオマスを含む作物の栽培と生産を支援すること。第二に、バイオマス転換施設で使用するための材料の収集、収穫、保管、輸送を最長 2 年間支援することである。BCAP は米国農務省 (USDA) の取り組みの一環で、先進バイオ燃料の開発を促進する大統領令に対応するものである。¹⁰⁴⁰

<州単位で適用される政策>

¹⁰³⁶ <https://www.hpba.org/Advocacy/Biomass-Stove-Tax-Credit> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰³⁷ <https://www.fs.usda.gov/detail/r9/home/?cid=FSEPRD953584> (2024 年 3 月 9 日取得)

¹⁰³⁸ https://www.maff.go.jp/j/kokusai/kokusei/kaigai_nogyo/k_syokuryo/attach/pdf/230410-22.pdf P67 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰³⁹ <https://afdc.energy.gov/laws/10292> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁴⁰ https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1596753 (2023 年 11 月 13 日取得)

E) 森林由来のバイオマスに対する運用課税控除

製造業者が木質バイオマス燃料を製造する場合、木質バイオマス燃料製造業 (Manufacturing of Wood Biomass Fuel) の 運用課税 (B&O Tax) の分類で所得を申告することができる。税率は 0.138% である。木質バイオマス燃料とは、木材、林地残渣、畑地残渣、エネルギー専用作物などのリグノセルロース系原料から製造される液体または気体の燃料を意味する。化学防腐剤で処理された木材は含まれない。この奨励金は 2009 年に制定され、2029 年 1 月 1 日に失効する。ワシントン州歳入局が運営している。¹⁰⁴¹

F) 木煙削減プログラム

上院法案 563 は、カリフォルニア大気資源局 (CARB) が管理する木煙削減プログラムを制定し、古い薪ストーブをよりクリーンで効率的な家庭用暖房器具に自主的に交換することを促進した。法案はまた、温室効果ガス削減基金 (GGRF) からの資金をプログラムの一部として提供されるインセンティブに充てることを認めている。CARB が管理するこのプログラムは、カリフォルニア大気汚染管理官協会 (CAPCOA) が地域の大气汚染防止地区または大気品質管理地区と協力して実施している。

既存の未認証の薪ストーブや暖炉は、このプログラムの認定を受けた電気ヒートポンプ、電気ストーブヒーター、認定ペレットストーブ、または薪ストーブに交換する必要がある。このプログラムの一部として奨励金の対象となるのは一部の薪ストーブのみであり、交換機器が予想通りに排出量を削減することを保証するために必要である。

1042

¹⁰⁴¹ <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5550/tax-credit-for-forest-derived-biomass> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁴² https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2023-02/2021_2022_wrp_guidelines_final.pdf P3 (2024 年 3 月 3 日取得)

(2) ベトナム

A) ベトナムにおける持続可能なバイオエネルギー市場を通じた気候保護 (BEM) ¹⁰⁴³

ベトナムにおける持続可能なバイオエネルギー市場を通じた気候保護 (Climate Protection through Sustainable Bioenergy Markets in Viet Nam, BEM) プロジェクトは、同国における電力と熱発電のための持続可能なバイオマス利用の前提条件を改善することを目的としている。このプロジェクトは、融資可能な投資プロジェクトを実現するために、バイオマスエネルギー関係者の計画、技術、財務能力の強化に焦点を当てる。このプロジェクトは、ドイツ連邦経済・気候保護省 (BMWK) の委託を受けており、2019 年 4 月から 2023 年 9 月まで実施される。プロジェクト予算は 400 万ユーロ。¹⁰⁴⁴

このプロジェクトの主な目的は、法的・規制的枠組みの作成、能力開発、技術協力の 3 点である。

(i) BEM 下の取り組み

- Rice is the New Green Initiative (RING) ¹⁰⁴⁵

エネルギー資源としての粳穀の持続可能な利用を促進するため、GIZ は 2021 年 9 月に製薬会社 Sanofi Viet Nam と協定を結び、現地工場で産業用ボイラーをバイオマス燃料に転換し、気候への影響と大気汚染を削減する RING (Rice is the New Green) イニシアティブを実施する。

国際気候イニシアティブの一環として、GIZ のベトナムにおける持続可能なバイオエネルギー市場を通じた BEM プロジェクトは、Sanofi Viet Nam が既存のディーゼル燃料ボイラーをもみ殻焚き技術を使ったバイオマス仕様に変更するのを支援する。

- バイオマス燃料の混焼転換に関する研究¹⁰⁴⁶

バイオマス発電の開発を促進し、石炭火力発電所に燃料の一部を転換するよう奨励するため、BEM プロジェクトは多数の石炭火力発電所でバイオマス燃料の混焼転換に関する研究を実施した。

研究の結果、バイオマス混合比が熱入力の 10% 未満の直接混焼が、ベトナムの火力発電所で適用するにおいて最も適切な技術であることが判明した。

¹⁰⁴³ <https://www.giz.de/en/downloads/giz2023-en-BEM.pdf> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁴⁴ <https://gizenergy.org.vn/project/climate-protection-through-sustainable-bioenergy-markets-in-viet-nam/>
(2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁴⁵ https://www.international-climate-initiative.com/en/iki-media/news/rice_as_new_green_energy_in_viet_nam/
(2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁴⁶ <https://www.sustainable-carbon.org/vietnams-biomass-potential/> (2024 年 3 月 3 日取得)

- 「COP26 を踏まえたベトナムにおけるバイオガス開発 - 可能性と課題」シンポジウム¹⁰⁴⁷

このイベントは、電力と暖房のためのバイオガス利用を促進するため、機会と障壁を特定し先進的なバイオガス技術を紹介し他国から学ぶために実施された。2022 年 10 月 18 日から 19 日にかけて開催されたこのシンポジウムは、ベトナム商工省電力・再生可能エネルギー庁、GIZ、SNV（オランダ開発機構）が共同で主催した。

- ベトナムのためのバイオエネルギー開発における有機ランキンサイクルの応用と南南協力の可能性」についてのウェビナー¹⁰⁴⁸

このウェビナーは、ベトナムと南半球の国々との間で研究報告書の結果を共有し、バイオエネルギー技術を地元で環境に優しいエネルギー生産に応用する可能性について、企業や研究者間で協力関係を構築し温室効果ガス排出削減に貢献するために実施された。これはバイオエネルギーにおける南南協力を促進する BEM プロジェクトにおけるパイロット活動であり、2022 年 12 月 14 日に実施された。

(ii) バイオエネルギーの生産に関連するその他進行中のプロジェクト

2023 年 9 月の BEM 完了後、後継のプロジェクトは現状企画されていないが、以下に類似したプロジェクトを紹介する。

- 循環型農業のためのバイオエネルギー（BeCA）

BeCA プロジェクトは、ベトナムの大規模畜産農場でバイオガスによる発電を拡大することを目的としている。このイニシアティブはオーストラリア政府の資金援助を受けており、2021 年から 2024 年まで実施される。

このイニシアティブは、ベトナムの既存のバイオガスからバイオエネルギーへのモデルを拡大し、中・大規模養豚場に安価で、安全で、持続可能なエネルギーを供給することを目的としている。ベトナムでは、畜産部門は農業の 28% を占める。畜産業は汚染も激しく、年間 1,500 万トンの CO₂ を大気中に排出する。¹⁰⁴⁹

- バイオマスガス化技術（BEST）

ベトナムでは膨大な農業残渣が廃棄物として投棄・焼却され、環境汚染を引き起こしている。2017 年の商工省（MOIT）の統計によると、ベトナムの農業生産構造は年間 7,900 万トンの農業残渣を生み出しており、そのうち木材加工工場の残渣は約 530 万トンである。農業食品加工零細・小規模企業（Agri-MSE）にとって、よりクリーンで安価なエネルギー源への転換が急務となっている。農業残渣を熱生成用の燃料に変える

¹⁰⁴⁷ <https://www.international-climate-initiative.com/en/iki-media/news/vietnam-biogas-plants-to-reduce-greenhouse-gas-emissions/>（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰⁴⁸ <https://gizenergy.org.vn/news/webinar-organic-rankine-cycle-application-and-potential-south-south-cooperation-bioenergy-development-viet-nam/>（2024 年 3 月 3 日取得）

¹⁰⁴⁹ <https://www.snv.org/project/scaling-bioenergy-commercial-farms-vietnam-beca>（2024 年 3 月 3 日取得）

ことができる適切なバイオマス・ベースのエネルギー技術は、ニーズを満たすだけでなく、農村部の汚染削減にも貢献する。

このプロジェクトは、環境に優しく低コストの連続バイオマスガス化（VCBG）技術の導入を拡大することにより、農業食品加工零細・小規模企業の持続可能な生産と持続可能なエネルギー消費を促進し、ベトナムの廃棄物管理にも貢献することを目的としている。このプロジェクトは主に EU から資金援助を受けており、2020 年から 2024 年 9 月末まで実施される予定である。¹⁰⁵⁰

B) 国が決定する貢献(NDC)

国が決定する貢献 (National Determined Contributions、NDC) は、パリ協定に基づく各国の自主的な気候公約であり、1.5°C を追求し、気候影響に適応し、これらの取り組みを支援するための十分な資金を確保するという世界的な目標を達成するために、各国が何を行うかが記載されている。¹⁰⁵¹ベトナムの INDC は、緩和と適応の 2 つの要素で構成されている。緩和要素では、エネルギー、農業、土地利用・土地利用変化及び林業（LULUCF）、廃棄物の各セクターについて、2021 年から 2030 年までの温室効果ガス削減の道筋を明らかにしている。適応要素では、実施済みの取り組み、制度、政策、資金、人材、技術の格差、2021-2030 年における優先順位の高い適応行動を特定する。

2020 年の NDC によると、ベトナムのみで 9%、国際的な支援を得て 27%排出量を削減する可能性がある。¹⁰⁵²

C) 第 8 次国家電力開発基本計画（PDP8）

2023 年 5 月 15 日、ベトナム政府は、2050 年までを視野に入れた 2021~2030 年の第 8 次国家電力開発基本計画（PDP8）¹⁰⁵³を承認した。この計画は、今世紀半ばまでにカーボンニュートラルへの移行を開始しつつ、東南アジアの国のエネルギー安全保障を確保することを目的としている。

D) ベトナム木材合法性証明システム (VNTLAS)

VNTLAS はベトナムが輸出入する木材の合法性を確認するものである。これはガイドラインの位置づけであり、ベトナム政府が更に詳細を決定するとともに、2 年ごとに EU と共に見直すことになっている。この VNTLAS

¹⁰⁵⁰ <https://www.switch-asia.eu/project/biomass-gasification-technology/> (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁵¹ <https://www.un.org/en/climatechange/all-about-ndcs#:~:text=Simply%20put%2C%20an%20NDC%2C%20or,update%20it%20every%20five%20years.> (2023 年 11 月 29 日取得)

¹⁰⁵² https://www.cifor.org/publications/pdf_files/OccPapers/OP-238.pdf P13 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁵³ <https://www.weforum.org/agenda/2023/05/vietnam-pdp8-power-plan-for-2030/> (2023 年 11 月 29 日取得)

は EU への木材製品輸出に關してのシステムとして開発されたものではあるが、内容は EU 市場への輸出の場合だけでなく、EU 以外への輸出手続きについても記述されており、日本への輸出にも適用可能である。¹⁰⁵⁴

ベトナムは毎年 100 カ国以上から約 250 万立方メートルの木材を輸入している。信頼性のある輸入は、ベトナムの木材加工セクターの信頼性にとって不可欠であり、世界的な違法伐採や持続不可能な伐採に取り組むために重要である。そのため、2020 年 10 月 30 日、ベトナム政府は木材の合法性保証制度を規定する政令 102/2020-ND-CP (VNTLAS としても知られる) を公布した。VNTLAS の下では、ベトナムに木材を輸出入する企業はその合法性を証明しなければならず、また自己申告や追加書類要件などを含むリスクベースの検証アプローチが導入されている。¹⁰⁵⁵

VNTLAS によると、合法木材とは、ベトナムの法令、ベトナムが加盟している国際条約、ベトナムに輸出するために木材が伐採された国の関連法令の規定に従って、木材、木材製品の開発、輸入、没収、輸送、取引、加工、輸出されたものと定義される。VNTLAS は、輸出入木材は合法的な地位を確保し、輸出入手続きを行うことが許可され、関税法に従い税関の検査・監督を受けなければならないと規定している。¹⁰⁵⁶

¹⁰⁵⁴ https://snrd-asia.org/wp-content/uploads/2022/11/Overview-on-Viet-Nams-forestry-sector-and-timber-trade_EN.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁵⁵ https://snrd-asia.org/wp-content/uploads/2022/11/Overview-on-Viet-Nams-forestry-sector-and-timber-trade_EN.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁵⁶ <https://wtocenter.vn/chuyen-de/16110-decree-no-1022020nd-cp-on-vietnamese-legal-timber-security-system> (2024 年 3 月 3 日取得)

(3) マレーシア

A) バイオマス産業行動計画 2020

このバイオマス産業行動計画 2020 は、マレーシアの中小企業がより付加価値の高い活動へと成長するための共通の方向性と協調した戦略、またそれに伴うアクションプランを提供することを目的としている。具体的な目標は以下の通り。

- ① バイオマスのバリューチェーンに中小企業や起業家が参加する機会を提供する。
- ② マレーシアにおけるバイオマス利用のバリューチェーンにおけるギャップを埋めるための行動と介入手段を提案する。
- ③ 中小企業、業界関係者、利害関係者を特定し、提案された行動や対策への参加を確保する。
- ④ バイオマス産業の発展と富の公平な分配を両立させる。

この戦略計画の対象となるバイオマスは、パームバイオマス、木質バイオマス、固形廃棄物、もみ殻・藁、ケナフ。¹⁰⁵⁷

B) バイオマス国家行動計画 2023-2030

バイオマス産業行動計画 2020 は約 10 年前に策定されているため、より最新の情報を反映させるため、マレーシア政府は 2023 年にバイオマス国家行動計画 2023-2030¹⁰⁵⁸を発表した。

マレーシアは、プランテーション、林業、農業、畜産業、水産業など様々な分野でバイオマス産業の可能性を開発している。これら 5 つのセクターは、国家バイオマス行動計画 2023-2030 の重点分野とされている。これらのセクターにおけるバイオマス産業の発展は、持続可能な消費と生産に貢献する可能性があり、マレーシアの低炭素・循環型経済への移行を、新たな雇用の創出とともに支援する。

C) バイオマス国家戦略 2020

バイオマス国家戦略 2020¹⁰⁵⁹は、環境の持続可能性を促進し、世界市場におけるマレーシアのバイオマス産業の競争力を強化しながら、経済成長に貢献する持続可能なバイオマス産業を創出することを目的としている。この戦略には、バイオマス産業の発展を支援するための財政的インセンティブや規制の枠組みなど、様々な施策が盛り込まれている。

D) その他

マレーシアバイオマス産業エキスパートのインタビュー調査によると、バイオマスの持続可能性を確保するため、マレーシアではヨーロッパ発の「持続可能なバイオマス・プログラム（Sustainable Biomass Program：SBP¹⁰⁶⁰）」

¹⁰⁵⁷ https://mzv.gov.cz/file/4599597/Msia_Biomass_Industry_Action_Plan_2020.pdf P8（2024 年 3 月 4 日取得）

¹⁰⁵⁸ https://www.kpk.gov.my/kpk/images/mpj_biomass/27122023-National_Biomass_Action_Plan.pdf（2024 年 3 月 4 日取得）

¹⁰⁵⁹ https://www.bio.org/sites/default/files/legacy/bioorg/docs/Bas%20Melssen_0.pdf（2024 年 3 月 4 日取得）

¹⁰⁶⁰ <https://sbp-cert.org/>（2024 年 3 月 4 日取得）

といった国際基準に従っている。日本へ輸出する場合は、持続可能なバイオマスの国際認証プログラムグリーン・ゴールド・ラベル（GGL¹⁰⁶¹）に従う。

¹⁰⁶¹ <https://greengoldlabel.com/>（2024 年 3 月 4 日取得）

3.1.3 バイオマス燃料のサプライチェーン動向

(1) EU

A) バイオマス燃料の採取元

(i) 産業での残材の使用

共同研究センター (JRC) の報告書によると、木材からエネルギーを作るには、主に産業で余った木材や改修木材を使用している。これは、木材使用量のほぼ半分 (約 49%) を占めている。木の幹や枝のような森林からの主要な木材は、EU でエネルギーに使用される木材の少なくとも 37%を占めている。¹⁰⁶²

残材をエネルギーに利用する産業の例としては、木材加工産業からの固形副産物 (おがくず、チップなど) やパルプ産業からの液体 (黒液、トル油) などがある。建築、リフォーム、解体、梱包材、古い家具などから回収された木材も使用されている。¹⁰⁶³

林業は、エネルギーのためのバイオマスにおける主な供給源である(伐採残渣、木材加工残渣、薪炭材等)。ペレット生産では、木材市場の理由から、低品質の丸太のみを使用することができる。¹⁰⁶⁴EU では、おがくず、木材産業残渣、削りくずなどの原料が、ペレット製造に使用される原料の 85%近くを占めている。¹⁰⁶⁵

(ii) ロシア・ウクライナ戦争の影響

ヨーロッパパレット協会 (European Pallet Association e.V. : EPAL) は、欧州におけるペレットの安全性と品質を監視する団体である。欧州の木質ペレット市場は過去 3 年間、不安定な状況が続いている。木材の輸出高騰によってさらに悪化し、ペレット生産者は 2021 年半ばまでにペレット生産用の木材の深刻な不足を経験した。その結果、不足分を補うために、特にウクライナとベラルーシからの様々な模造ペレットの供給を増やしたが、これらの製品は EPAL 規格に適合していない。

ウクライナ戦争が始まると、これらの供給は途絶えたが、戦争前に輸入されたペレットは流通し続けた。さらに、戦争によるサプライチェーンの混乱は、ペレット用釘の不足とペレット用製材の供給の急減をもたらした。これらの原材料は、歴史的にいずれもウクライナ、ベラルーシ、ロシアからの輸入が大きな割合を占めてきた。このため 2022 年には、通常なら安価な中古ペレットの需要が高まり、新品ペレットと同等かそれ以上の価格水準で入手できるようになった。2023 年初頭には、チェコの木質ペレット製造企業である KLAUS Timber 社は市場飽和

¹⁰⁶²https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁶³https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf P41 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁶⁴https://edepot.wur.nl/449788_P15 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁶⁵https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

の兆候を示し、通年でペレット需要が 20% 減少すると予想した。しかし、ペレット生産用の木材の供給不足と非常に高い価格が市場に影響を与え続けた。¹⁰⁶⁶

(iii) 2024 年のトレンド予測

EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、ルーマニアのグリーンエネルギー市場のような再生可能エネルギーへの取り組みは、特に従来の熱エネルギー源から移行しつつある地域において、木質ペレットの需要に影響を与える可能性があるとのこと。しかし、暖房目的の住宅部門の木質ペレット需要は、エネルギー生成方法の変化に影響を受けずに安定的に推移すると予想されている。

また、グリーン水素のような代替エネルギー源への移行は、木質ペレットのような伝統的燃料への依存を減らしている。現代の自動車業界、例えば韓国メーカー-Hyundai などは、長距離移動用に水素を動力源とするトラックを市場へ供給しており、サプライチェーンの転換を示す。これは、風力、太陽光、水力などのエネルギー源を多様化することで、エネルギー安全保障を強化することを目的としている。

B) バイオマス燃料の最終用途

(i) 暖房のための住宅向けペレット使用

EU において家庭向けヒーターは、産業用ヒーターや発電に比べて比較的安定した市場である。EU 諸国では、イタリア、ドイツ、フランス、オーストリア、スウェーデン、スペインの市場が大きい。イタリアを除いては、ほとんどの国は木質ペレットの重要な生産国でもある。イタリアは、家庭向け消費におけるヨーロッパ最大の市場であり、主要な輸入国である。¹⁰⁶⁷

家庭での利用を支援するため、EU 加盟国の一部では、バイオマスを燃料とする暖房に対して、家庭が補助金を受け取ったり、税額控除を受けることを可能としているが、ほとんどの国では政府からの資金援助は限られている。¹⁰⁶⁸住宅用バイオエネルギーに対する奨励金は、スウェーデン、ドイツ、オーストリア、フランス、スペイン、チェコ、ポーランド、ブルガリアで実施されている。

ドイツは、暖房への木材使用を支援しており、ドイツの法律では、2009 年以降に建てられるすべての建築物は、冷暖房の必要条件を満たすために、再生可能エネルギーを一定の割合（使用するエネルギーの形態によって異なる）で使用しなければならないと定められている。木質ペレットはその選択肢のひとつである。2020 年 1

¹⁰⁶⁶<https://circulareconomy.europa.eu/platform/sites/default/files/2023-07/Closing-the-loop-on-wood.pdf> P84
(2024 年 2 月 29 日取得)

¹⁰⁶⁷https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁶⁸https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_The%20Hague_European%20Union_06-29-2020 (2024 年 2 月 29 日取得)

月以降、既存の暖房システムを特定の木質ペレットオーブンに交換する場合、ドイツでは補助金が支給される。

1069

Clean Air Program により、ポーランド政府は石炭ストーブを環境に優しい代替品と交換するための補助金を提供している。ポーランドでは、バイオマスストーブは 2 番目に人気のある暖房システムだが、2022 年にペレットの価格が上昇したため、その人気は大幅に低下した。住民を財政的に支援するため、ポーランド政府は 2022 年に 1 世帯あたり約 725 ドルの木質ペレット購入補助金を交付した。

ルーマニアでは、住宅用木質ペレットの価格に一時的に上限を設けて支援したため、需要を賄うための供給が減少した。ブルガリアは伝統的に木質ペレットの輸出国である。しかし、2021 年（2020 年の 14 万 2,200MT から 19 万 3,300MT へ）と 2022 年（23 万 7,100MT）の国内使用の急増により、国内住宅市場を優先して輸出が減少した。¹⁰⁷⁰

2023 年には、加盟国の奨励策と第 3 次再生可能エネルギー指令（REDIII）の実施に支えられた住宅市場のさらなる拡大に基づき、EU の需要は 2,560 万トンまでさらに拡大すると予想されている。第 3 次再生可能エネルギー指令（REDIII）では、従来の指令とは対照的に、建物の暖房用に再生可能エネルギー目標が設定されており、長期的には住宅用ペレットの需要をさらに後押しすると予想されている。¹⁰⁷¹

(ii) ペレットの産業利用

オランダ、デンマーク、ベルギーなどの市場では、住宅用需要は比較的少なく、木質ペレットの需要は大規模発電所が占めている。主に発電所となる産業用ペレットの需要は、主に EU 加盟国の義務付けとインセンティブに依存している¹⁰⁷²。これらの国々は、バイオマスを発電に利用することで、再生可能エネルギー消費の義務を果たすことを選んだ。ペレット需要は、国内生産が十分でないため、主に輸入に頼っている。外国の供給者にとって、産業用ペレットの潜在的な市場はドイツとポーランドであるが、これらの国は現在、木材や木質ペレットの発電への利用を支援していない。また、ドイツは現在、木材の発電利用を直接支援していない。石炭からのエネルギー転換のための支援プログラムを通じて、間接的に熱生産への利用を支援している。しかし、バイオマス利用そのものに対する補助金はない。

2022 年 4 月 22 日、オランダ政府は議会でバイオマス利用の方針を示した。政府は、高価値の用途、再生可能な代替手段のない用途、炭素を貯蔵する用途へのバイオマスの利用を支援する。政府は、電気や低温熱など低価値の用途に対する支援を段階的に廃止し、EU レベルでより厳しい持続可能性基準を提唱することを

¹⁰⁶⁹https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=EU%20Wood%20Pellet%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42022-0049.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

¹⁰⁷⁰https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

¹⁰⁷¹https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

¹⁰⁷²https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_The%20Hague_European%20Union_06-29-2020（2024 年 2 月 29 日取得）

確認している。2023 年 4 月 26 日、オランダ内閣はオランダ議会に対し、再生可能エネルギー目標達成のための追加措置について通知した。この文書では、政府が発電用石炭を禁止していることが強調されている。

工業用ペレット市場で欧州 2 番目に大きい市場はデンマークである。デンマークの大規模熱電併給プラントのほとんどが、化石燃料から木質バイオマスに転換した。承認された資金を使用しデンマークエネルギー庁（DEA）によって、熱と電力用の木質バイオマスの消費量は保証され、今後も変わらないと予想されている。2020 年 5 月 19 日、デンマークのバイオマス設備による発電を支援する 5 億 5,000 万ユーロの国家支援スキームが承認された。この制度は 2029 年 12 月 31 日まで実施される。¹⁰⁷³

¹⁰⁷³https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

(2) イギリス

A) バイオマス燃料の採取元

木質ペレットとブリケットは、丸木、製材製品、及び/または再生木材から作ることができる。¹⁰⁷⁴再生可能熱インセンティブ制度（RHI）では、木質燃料の基準を「木質チップ、丸太、木質ペレット、ブリケット」と定義している。¹⁰⁷⁵ブリケットは、より乾燥し、密度が高い、クリーンな薪の代替品であり、特に保管スペースが限られている場合に適しているという。¹⁰⁷⁶

イギリスにおけるエネルギー用木質バイオマスの供給源は、主に木材など従来の林業製品のために管理されている林である。森林からバイオマスを調達する場合、調達元の土地の基準には再生率と持続可能な伐採に関する条件が含まれており、バイオマスの元となる森林の炭素蓄積量が減少しないように工夫されている。¹⁰⁷⁷

表 3.1-2 木質ペレットの原料

(単位：1,000 トン)

年	丸太	製材製品	計
2017	354	295	648
2018	453	226	679
2019	307	263	570
2020	390	254	644
2021	363	248	611
2022	246	308	555

出所) Forestry Statistics 2023¹⁰⁷⁸より作成

B) バイオマス燃料の最終用途

イギリスの発電所で燃焼されるバイオマスの主な供給源は木質ペレットである。2010 年会計年度末 (FYE) では、2018 年の推定 720 万トンと比較して、推定 20 万トンが発電所で燃焼された。¹⁰⁷⁹

¹⁰⁷⁴ https://cdn.forestresearch.gov.uk/2022/09/Ch2_Timber_2022.pdf Pg 62 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁷⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/non-domestic-renewable-heat-incentive-rhi/participants/rules-biomass-fuel-woodfuel-requirements> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰⁷⁶ <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/fuel/types-of-woodfuel/#briquettes> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰⁷⁷ <https://hansard.parliament.uk/lords/2022-12-14/debates/37EC51EA-DE9D-4644-A1FA-E07300C6F6CD/BiomassStrategy#:~:text=The%20UK%20source%20of%20woody,forestry%20products%20such%20as%20timber.> (2023 年 11 月 3 日取得)

¹⁰⁷⁸ https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch2_Timber.pdf Pg 62 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹⁰⁷⁹ <https://www.ons.gov.uk/economy/environmentalaccounts/articles/aburningissuebiomassisthebiggestsourceofrenewableenergyconsumedintheuk/2019-08-30> (2024 年 3 月 4 日取得)

木材、廃材、動植物バイオマスを含む固形バイオマスは、2021 年の再生可能エネルギー総需要の 36%を占め、約 70%が発電に、残りの 30%が熱生産に使用された。イギリスの発電に使用される現在のバイオマス原料は、主に森林残渣からの輸入木質ペレットである。¹⁰⁸⁰

2022 年にイギリスで、再生可能エネルギー生産に使用されたバイオマス原料の 34%は海外産のものであった。バイオマスの輸入は主に植物バイオマス(木質ペレットや藁などの植物由来バイオマス)、廃材、木材及び液体バイオ燃料から構成される。¹⁰⁸¹

植物バイオマス、主に木質ペレットは、2022 年の全バイオマス輸入の 61%を占めた。2021 年の輸入の大部分(約 60%)は米国から、18%は EU 諸国から、16%はカナダからであり、残りはブラジルとロシアからであった。

¹⁰⁸²

2020 年から 2021 年のエネルギー発電に使用された固体バイオマス総量において、発電用植物バイオマスの使用量が最も多く総使用量の 69%を占めた。熱と電力の複合システム(CHP または熱電供給)で使用される植物バイオマスは 2 番目に多く(18%)、次いで暖房用の木材使用(11%)という結果となった。¹⁰⁸³(下図参照)

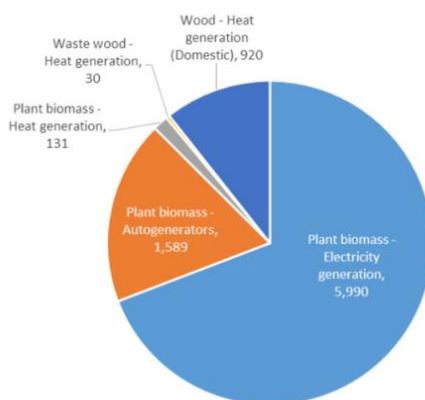


図 3.1-1 2020～2021 年のエネルギー生成に使用される固形バイオマス(単位:千トン)
出所) イギリスのエネルギー部門における固形バイオマス消費動向 2016-2021 より作成

¹⁰⁸⁰https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1135950/DUKES_2022.pdf P39 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁸¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1178897/biomass-strategy-2023.pdf P83 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁸²

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1178897/biomass-strategy-2023.pdf P83 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁸³<https://www.biomassconnect.org/technical-articles/data-summary-solid-biomass-consumption-tends-in-the-uk-energy-sector-2016-2021/> (2024 年 3 月 4 日取得)

イギリスで電力小売事業者に対して一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付ける制度、再生可能エネルギー義務（RO）のバイオマス持続可能性プロファイルデータセット（2009 年、再生可能エネルギー義務令は、バイオマス燃料を使用する発電所に対して持続可能性基準に照らして報告することを義務付けた。このデータセットは、これらの基準に対する 12 年目の報告について詳述したものである¹⁰⁸⁴）の中で、2020 年から 2021 年の間でイギリスのエネルギー発電で使用されたバイオマスの形態が報告されている。以下に一部を抜粋し掲載する。バージン材、林地残材、加工残材を混合して製造される木質ペレットは、熱・電力部門で消費されるバイオマスの中で最大の割合を占めている。木材、残渣、廃材から作られる木質チップは、バイオマス原料の 2 番目に大きな割合を占めている。¹⁰⁸⁵

¹⁰⁸⁴ <https://www.ofgem.gov.uk/publications/biomass-sustainability-dataset-2020-21>（2023 年 11 月 29 日取得）

¹⁰⁸⁵ <https://www.biomassconnect.org/technical-articles/data-summary-solid-biomass-consumption-tends-in-the-uk-energy-sector-2016-2021/>（2024 年 3 月 4 日取得）

表 3.1-3 2020-2021 年のイギリスのエネルギー発電で使用するバイオマスの形態 (一部抜粋)
 (表示単位: 1,000 メートルトン (kt))

Wood	7,829
Pellets	4,747
Chip	2,532
Logs	550
Waste Wood	2,732
Chip	2,214
Bulk material	517

出所) イギリスのエネルギー部門における固形バイオマス消費動向 2016-2021

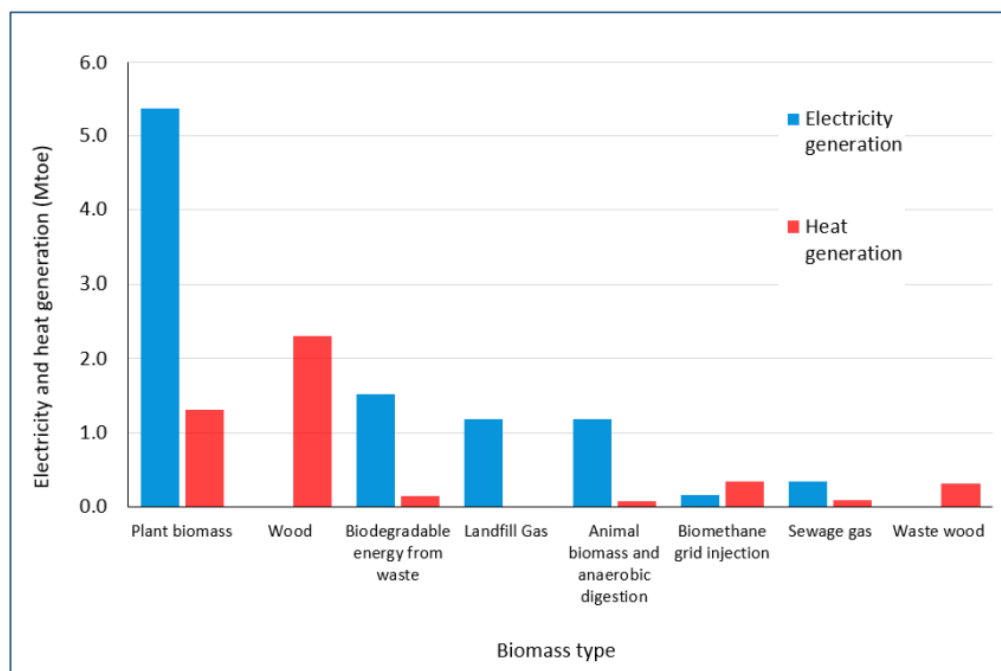


図 3.1-2 2019 年のバイオマス発電量

出所)「イギリスのバイオエネルギー原料生産増加の見通し」¹⁰⁸⁶

主に米国とカナダから輸入されたペレットは、主に Drax 発電所（イギリス最大のバイオマス発電所を保有する）と Lynemouth 発電所で使用されているが、小型発電機や家庭用及び小型の業務用ペレット暖房ボイラーにも使用されている。¹⁰⁸⁷

¹⁰⁸⁶https://etheses.whiterose.ac.uk/29576/1/FORD_JS_SCAPE_PhD_2021.pdf P2 (2024 年 1 月 24 日取得)

¹⁰⁸⁷https://etheses.whiterose.ac.uk/29576/1/FORD_JS_SCAPE_PhD_2021.pdf (2024 年 1 月 24 日取得)

(3) 米国

A) バイオマス燃料の採取元

(i) 供給側としての米国

米国は木質バイオマスの消費国というだけではなく、生産国としても世界トップクラスである。米国で生産される木質ペレットの大半は、木材や紙などのより確立された、より価値の高い林産物の残留物から作られている。例えば、木の頂部や枝、おがくずや樹皮などの製粉残渣、低品質の木材などから作られる。あるいは、木材から直接木質ペレットを作ることでもある。米国エネルギー情報局（EIA）によると、2022年の木質ペレット原料（800万トン以上）のうち、製材残渣と木材製品の製造残渣が約70%を占めた。¹⁰⁸⁸

米国南部は産業設備が整っており、パルプや製紙産業への木材の大きな供給地である。木質ペレット生産のための森林残渣が大量に出る。現在、米国南東部は、米国における木質ペレット産業の雇用の62%近くを擁し、また製造能力の73%を有している。¹⁰⁸⁹

一方、森林から運び出される丸太の約20%はペレット工場に直接輸送され、80%は構造用製材、複合パネル、ベニヤ、ポール、丸太杭、パルプ、繊維製品の加工工場に送られる。これらの施設から、おがくずと残渣がペレット工場に出荷される。ペレットミルは、チップング、ハンマ打ち、乾燥、粉碎といった手順を通して原料を細かくきざみ、ペレット状に緻密化する。緻密化された製品は、ペレットミルから港湾に輸送され、主にイギリスやその他のヨーロッパ諸国に向けて海上輸送される。¹⁰⁹⁰



図 3.1-3 米国における木質ペレット供給のサプライチェーン

出所）米国エネルギー省 科学技術情報局¹⁰⁹¹

(ii) 需要側としての米国

2022年には、米国の年間総エネルギー消費量の約2.1%が、木材及び木くず（樹皮、おがくず、木質チップ、木くず、製紙工場残渣）から消費された。¹⁰⁹²

¹⁰⁸⁸ <https://www.osti.gov/servlets/purl/1763468>（2024年3月4日取得）

¹⁰⁸⁹ https://www.fs.usda.gov/research/publications/jrnl/wo_2022_rodriguez-franco_001.pdf P2（2024年3月4日取得）

¹⁰⁹⁰ <https://www.osti.gov/servlets/purl/1763468> P7（2024年3月4日取得）

¹⁰⁹¹ <https://www.osti.gov/servlets/purl/1763468> P5（2024年3月4日取得）

¹⁰⁹² <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/wood-and-wood-waste.php>（2023年11月13日取得）

B) バイオマス燃料の最終用途

(i) 供給側としての米国

ヨーロッパの多くの国では、電力生産に大量のバイオマス燃料を長年使用してきた。ヨーロッパの電力用バイオマス燃料は、主に米国南東部で製造された木質ペレットから成っている。一方、ペンシルベニア州の木質ペレット製造業者は、主に家庭暖房用として米国内でペレットを販売している。¹⁰⁹³

米国はオランダへの最大の供給国であり、その量は 1.87 MMT、金額にして 3 億 6,200 万ドルである。木質ペレットのほとんどはオランダの発電所で使用され、石炭と一緒に燃やされている。オランダ政府が資金を提供する再生可能エネルギー発電に使用される輸入木質ペレットはすべて、厳しい持続可能性要件の対象となっている。¹⁰⁹⁴

(ii) 需要側としての米国

● 産業界における利用¹⁰⁹⁵

米国における木材・木くず燃料消費の大半は産業界が占めている。なかでも、木材製品や製紙メーカーにおいて最も多く使用されている。製材所や製紙所の廃棄物を利用して蒸気や電気を生産することで、施設を運営するために購入しなければならない他の燃料や電気の量を減らすことができ、コスト削減につながるためである。2022 年には、産業部門が木材と木くずの米国での総消費量の約 61%を占めた。また、木材と木くずは、産業部門の最終用途エネルギー消費の約 8.5%、産業部門の総エネルギー消費の 6.9%を占めている。

● 住宅部門における利用¹⁰⁹⁶

米国の住宅部門は、米国国内で 2 番目にエネルギー用木材の消費量が多い。木材は、暖炉や薪ストーブの薪として、またペレットストーブのペレットとして、米国中の家庭で暖房に使用されている。2022 年には、木質エネルギーは住宅部門の最終使用エネルギー消費の約 4.0%、全住宅エネルギー消費の 2.5%を占めた。

● 電力部門における利用¹⁰⁹⁷

¹⁰⁹³ <https://extension.psu.edu/is-biomass-power-about-to-make-a-comeback> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁹⁴ https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁹⁵ <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/wood-and-wood-waste.php> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁹⁶ <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/wood-and-wood-waste.php> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹⁰⁹⁷ <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/wood-and-wood-waste.php> (2024 年 3 月 4 日取得)

一方、電力部門では、主に木材を燃やして発電する発電所もある一方で、一部の石炭火力発電所では、二酸化硫黄の排出を減らすために石炭と一緒に木質チップを燃やしている。

- 熱分解油としての利用

熱分解油は、バイオマスや廃プラスチック、タイヤなどから製造される液体燃料で、熱や電力生産に使用して化石ベースの油の代わりに使用したり、輸送燃料としてさらに精製したりすることができる。バイオマスを使用する場合の原料は、丸太、森林残渣、産業副産物(おがくず、木くず)であり、通常、ウッドチップ形態である。¹⁰⁹⁸

¹⁰⁹⁸ <https://legislature.vermont.gov/assets/Legislative-Reports/Ryegate-Report-Final-8.9.pdf> P41 (2024 年 3 月 4 日取得)

(4) カナダ

A) バイオマス燃料の採取元

2022 年 9 月、カナダ木質ペレット協会の調査によると、木質ペレット工場が調達する繊維の 85%は製材所と関連産業の副産物、11%は他に費用対効果の高い、使用用途のない低品質の丸太、4%は枝、丸太の切り落とし、葉、バイオ丸太など、林産物生産者の品質仕様に合わないもの、である。¹⁰⁹⁹

カナダの木質ペレット部門は、不合格となった木質繊維を利用してクリーンで再生可能なエネルギーを生産している。製材所の廃棄物を利用するために建設されたペレット工場が、カナダ全土での業界拡大につながった。カナダには 50 近いペレット工場があり、暖房用と発電用のペレットを生産している。当初はおがくずや削り屑を使用していたが、現在は伐採残材や低品質の丸太を利用することが増えている。製材残渣はペレット工場投入量の 85%以上を占め、残りは低品質の丸太や森林残渣である。¹¹⁰⁰

B) バイオマス燃料の最終用途

国内の熱電併給（CHP）システムで使用されている。この CHP プラントは、枯れ木や木質チップで運用されている。CHP プラントは、ディーゼルベースの電力の 20～25%を代替し、地元の学校などに暖を供給すると見積もられている。¹¹⁰¹

カナダでは、熱やエネルギーとしての商業的な木質ペレットの利用はまだ限られている。国内消費には成長の可能性はあるが、成長の鈍化と政府の政策不足が拡大の妨げとなっている。

森林バイオマスは、カナダの発電に約 1.4%、エネルギー供給全体に 5～6%寄与している。オンタリオ州には北米最大の木質ペレット発電所があり、10 万 MT の木質ペレットを使用して年間 140GWh を発電している。

また、木質ペレットは、ニューブランズウィック州、オンタリオ州、ノースウエスト準州でバイオヒート設備の主な固形燃料として使用されている。森林と人口集中地に近いことから、カナダ東部とブリティッシュ・コロンビア州で一般的に利用されている。ほとんどのバイオヒート・プロジェクトは小規模（1MW 未満）となっている。¹¹⁰²

¹⁰⁹⁹

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Canada+Wood+Pellet+Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0002.pdf P 16（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁰⁰ <https://pellet.org/wp-content/uploads/2023/09/making-most-of-forest-residuals-factsheet.pdf>（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁰¹ https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/11/CountryReport2021_Canada_final.pdf P18（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁰²

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood+Pellets+Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf（2024 年 3 月 3 日取得）

(5) ベトナム

A) バイオマス燃料の採取元

ベトナムでペレットを製造するために使用される原料は、ほとんどが木材加工部門の副産物(チップ、おがくず、木屑、木くず)と作物残渣(精米後の粃殻、バガス、トウモロコシの茎、サトウキビ、干し草の茎、コーヒー豆の殻など)に由来する。ベトナムのバイオマス業界のエクスパートによると、ベトナム国内の植林に投資する際の大きな課題の一つは、ベトナムの森林の大半が国有企業の管理下にあることである。また、森林は個人や家業によって開発・伐採されており、認証された高品質の原材料を長期的に供給するための国際的な持続可能性基準を満たすだけの設備が整っていない。

ベトナムのバイオマス業界のエクスパートによると、ベトナムでは植林された森林から伐採された木材のオークションや長期契約のための連絡など、地域ごとの違いがある。例えば、バイヤーはサプライヤーに技術支援や能力開発支援の提供、また必要に応じて資本を提供する。こうした支援により、サプライヤーはさまざまな輸出市場の厳しい要件を満たす製品を製造できるようになった。サプライヤーは長期的な取引関係の安定を享受している。木材加工会社は、植林地を持つ事業グループと契約を結ぶ。契約は、協同組合やその他のネットワークを代表する事業グループの指定されたメンバーと結ばれる。これは、契約するタイミング（サポート開始時かオークション時か）によって変わってくる。また、ベトナムでは口頭での契約は認められない。書面での契約も、法律や規則に基づいた契約書式に従わなければならない。

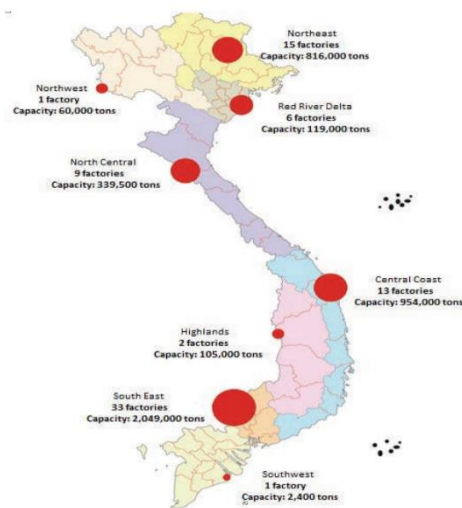


図 3.1-4 ベトナムにおける木質ペレット工場の配置図

出所) Vietnam Timber and Forest Product Association (VIFORES) サイトより作成

木質ペレット加工業者は、技術への投資や複雑なサプライチェーン管理を必要としないため、製造側の新規参入障壁が低い。加えて、ベトナムはペレット製造の原料の供給源が輸出港の近くにあり、輸送に便利であるという地理的優位性もある。¹¹⁰³

ベトナムでは、大規模な生産者の中にはアカシアやユーカリの木を使い、FSC 認証を受けた者もいる。¹¹⁰⁴ユーカリ農園の発展は、ベトナムをパルプ産業用木質チップの世界最大の生産国の一つにした。パルプ材は工業用丸材生産量の約 2,000 万 m³を占めている。

B) バイオマス燃料の最終用途

ベトナム木材・森林製品協会 (VIFOREST) によると、外国企業は 100%有機原料の木質ペレットを生物燃料、納屋の乾燥剤、植物の肥料として輸入している。¹¹⁰⁵

¹¹⁰³ <https://www.forest-trends.org/wp-content/uploads/2021/11/Vietnam-Wood-Pellet-Production-Brief.pdf>
(2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁰⁴ <https://www.forest-trends.org/wp-content/uploads/2021/07/Vietnam-Wood-Pellet-Brief-2.pdf> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁰⁵ <https://agridecovietnam.com/wood-pellets/#:~:text=According%20to%20the%20Vietnam%20Wood,of%20100%25%20organic%20raw%20materials>
(2024 年 3 月 4 日取得)

(6) マレーシア

A) バイオマス燃料の採取元

マレーシアで利用可能なバイオマスは、農業バイオマス、林業バイオマス、廃棄物バイオマスの 3 つに分類できる。¹¹⁰⁶ そのうち、木質バイオマスの主な供給源は、伐採活動の残渣、製材所、合板工場、単板加工センター、成型工場などの木材加工産業、植林活動中に伐採された木から得られるバイオマスである。¹¹⁰⁷ 以下にまとめると。

表 3.1-4 マレーシアにおけるバイオマスの分類

採取元	カテゴリー	バイオマスタイプ	入手できる種類
農業	主要作物	木質バイオマス	ケナフ・竹など
森林	一次林残渣	木質バイオマス	切り落としや枝といった収穫・伐採活動からの残渣
	二次林残渣	木質バイオマス	木くず、おがくず

出所) 国家バイオマス行動計画 2023-2030 より作成¹¹⁰⁸

木質バイオマスの種類別用途としては、おがくずは主に輸出市場向けの木質ペレットの原料として使用され、一部は国内市場向けにも使用される。その他の用途としては、家畜の敷料、キノコ栽培、木炭、鶏糞との混合有機肥料などがある。一方、樹皮と低級のバイオマスは、バイオマス発電所やバイオマスボイラーの燃料として使用される。一方、潜在的な利用方法として木質チップをバイオリファインリープラントを通じてバイオカーボンに変換、または生化学製品に変換することができる。

様々な木材加工会社や製材所から出るおがくず、端材、木質チップの形をした木質バイオマスは、主な原料供給源となる。海外の木質ペレット市場の旺盛な需要により、木質バイオマスは需要の高い商品となっている。マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、林地残材以外の木質バイオマス原料の主な調達先は、製材所や木材加工業としても知られる製材業で、年間 300 万トン进行調達（50%は林業残渣から、残りの 50%は製粉事業から）しているとのこと。一般的には、アカシアなど植林木、ゴムノキ、熱帯産木材といった 3 種類が木質バイオマスの原料となりやすい。アカシアと熱帯産木材は最も使用されやすい。一方、森林残渣は、環境への影響を考慮した政府の規制により、経済的に調達できないため、木質バイオマスの主要な供給源ではないとのこと。

¹¹⁰⁶ https://mzv.gov.cz/file/4599597/Msia_Biomass_Industry_Action_Plan_2020.pdf P11 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁰⁷ https://www.kpk.gov.my/kpk/images/mpi_biomass/27122023-National_Biomass_Action_Plan.pdf P20 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁰⁸ https://www.kpk.gov.my/kpk/images/mpi_biomass/27122023-National_Biomass_Action_Plan.pdf P20 (2024 年 3 月 4 日取得)

B) バイオマス燃料の最終用途

マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、マレーシアの電化率は非常に高いため、住宅向けバイオマスは一般的に需要がない。しかし、ボルネオ島やサバ州のように、電気があまり通っていない地域では、バイオマス燃料は人気の用途となっている。一方、産業分野に関しては、バイオエネルギー部門が好調である。主に発電と熱発電に利用されている。セメント産業では、木質バイオマスバイオマスボイラーの燃料として使用している。マレーシアの産業用バイオエネルギーにおける木質バイオマスの市場シェアは5%～10%である。

3.1.4 バイオマス燃料の需給量

(1) EU

A) 生産量

最近のペレット需要の増加は、ほとんどの EU 加盟国における国内生産のさらなる増加を支えている。2017 年以降、ドイツ、フランス、オーストリア、ポーランドで順調な拡大が報告されている。

表 3.1-5 EU 木質ペレット市場における生産容量

Calendar Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 ^e	2022 ^e	2023 ^f
Beginning Stocks	569	762	1,078	957	1,128	1,067	1,317	1,107	1,008
Production	14,641	14,545	14,957	15,772	18,668	18,993	19,631	20,300	20,700
Imports	2,556	2,523	3,012	3,906	4,192	4,679	5,318	6,888	6,200
Exports	1,517	944	900	994	1,193	1,170	2,208	1,487	1,500
Consumption	15,487	15,808	17,190	18,513	21,728	22,252	22,951	24,800	25,600
Ending Stocks	762	1,078	957	1,128	1,067	1,317	1,107	1,008	808
Production Capacity									
Number of Plants	NA	630	700	710	NA	753	774	NA	NA
Capacity	20,220	21,640	22,570	23,090	23,710	24,100	25,600	26,500	27,200
Capacity Use (%)	72.4	67.2	66.3	68.3	78.7	78.8	76.7	76.6	76.1

(単位：1,000MT)

出所) EU における木質ペレット年間レポートより作成¹¹⁰⁹

B) 消費量

2022 年、EU は世界で最も多くの木質ペレットを使用し、約 2,480 万トン消費した。これは、2021 年に化石燃料コストが上昇し、暖房用の木質ペレットの需要が高まったためである。このため、EU でより多くのペレットストーブとボイラーが販売されるようになった。EU における木質ペレットの需要は、フランス、オーストリア、フィンランドなど生産国の供給量を超えていた。¹¹¹⁰

2023 年には、加盟国のインセンティブに支えられた住宅市場のさらなる拡大と、第三次再生可能エネルギー指令 (REDIII) の実施に基づいて、EU の需要は 25.6 MMT に増加すると予想される。¹¹¹¹

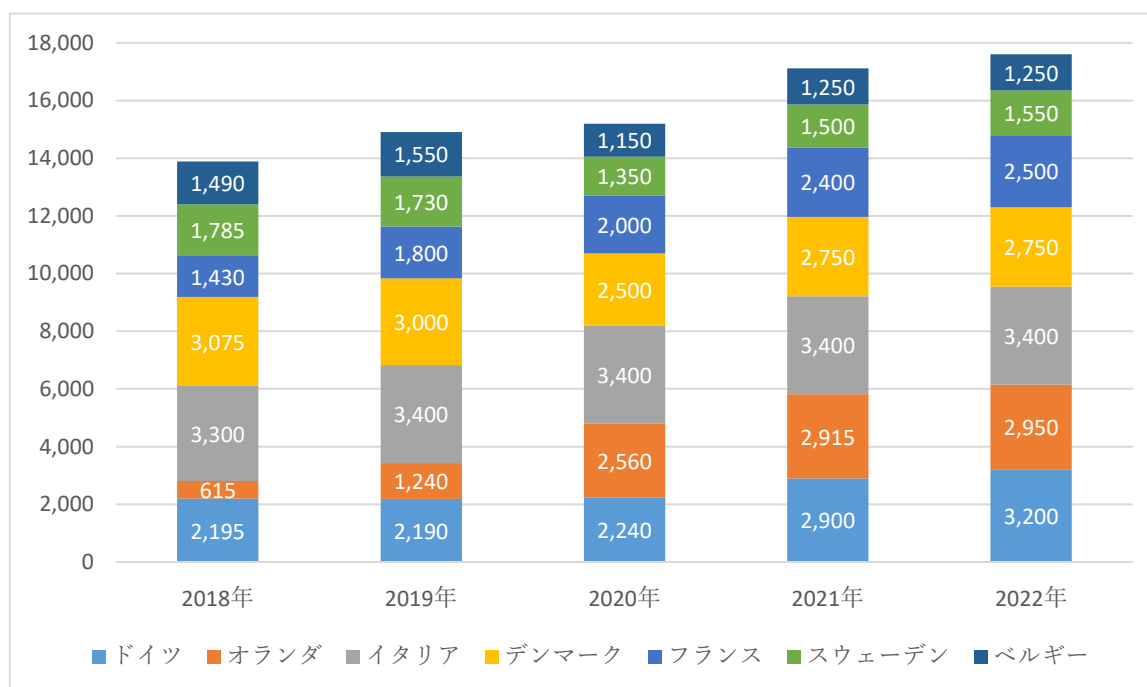
¹¹⁰⁹

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹¹⁰https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹¹¹https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

2022 年 4 月 8 日、EU は対ロシア制裁第五弾に合意した。これには木質ペレットも含まれており、ロシア産木質ペレットの EU 市場への輸入が禁止された。



(単位：1,000 MT)

図 3.1-5 EU における主なペレット消費国
出所) EU における木質ペレット年間レポートより作成¹¹¹²

また、住宅向けペレットストーブにおける、木質バイオマスの 1 世帯あたりの年間消費量を以下に示す。

一般的に、ペレットストーブに比べて薪ストーブの使用に伴うエネルギー消費が高いのは、ペレット機器に比べて薪システムの燃焼効率が低いことと、出力を調節する能力が限られていることが主な原因である。

ペレットストーブには様々なタイプがあるため、以下にそれぞれの略称の意味を記載する。

- ・GBR - ターミナルユニットとしてラジエーターを備えたガスボイラーシステム
- ・PS - ペレットストーブ
- ・DPS - ダクト付きペレットストーブ

1112

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

- ・WS - 薪ストーブ
- ・GBR-PS - ペレットストーブ付きガスボイラーとラジエーター
- ・GBR-DPS - ペレットストーブ付きガスボイラーとラジエーター。ダクトシステム付き
- ・GBR-WS - ウッドログストーブ付きガスボイラー及びラジエーター

C) 輸入

(i) イギリスの EU 離脱～ロシアからの輸入規制までの流れ

2018 年に EU で使用された木質ペレットの総量は、輸入と国内生産の両方で約 61 Mm³ に達した。イギリスはこの量の 3 分の 1 を占めた。そのためイギリスの EU 離脱後、EU27 への木質ペレット輸入は減少した。¹¹¹³

2022 年、EU の木質ペレット輸入は合計 589 万トン、金額は 13 億 2,000 万ドルであった。EU の米国からの木質ペレット輸入は合計 312 万トンで、2022 年には 6 億 8,200 万ドルとなり、オランダが主要市場であった。EU は 2022 年夏以来、ロシアからの木質ペレットの輸入禁止を採択し、木質ペレットの大西洋貿易の機会を創出した。¹¹¹⁴トルコ、南米（ブラジル、パナマ）、アジア（マレーシア、ベトナム）からの輸入も増加した。¹¹¹⁵木質ペレットの高い需要と供給不足のため、EU は米国（2022 年に 1.1 MMT）とカナダ（0.5 MMT）からの木くずとスクラップの輸入を 2022 年に急増させた。¹¹¹⁶

(ii) ロシアからの輸入規制後の代替供給先

EU は、米国や東欧から木質ペレットを輸入することで、ロシアからの木質バイオマスの供給を補っていると言われている。EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、アフリカ経由の輸入も少数存在するが、これには米国やヨーロッパ企業の子会社として活動しているところもあるとのこと。加えて、カナダは、特にアフリカ経由での木質チップの EU 輸出で重要な役割を果たしている。ホワイトウッドから作られるペレットは、ヨーロッパでの基準を満たす、より高い品質基準を持っている。木質チップはカナダからガーナなどアフリカ諸国に輸出され、そこでペレット化された後、オランダなどヨーロッパの港に輸出されるか、特に冬季の家庭用需要が高いイタリアに直接輸出される。この貿易ルートは、ヨーロッパ市場における高品質の木質ペレットの需要を満たす役割を果たしている。

また、ベトナムやマレーシアではなく、EU が米国からの輸入が多い理由としては、貿易協定と規制にある。これらは、輸入関税や経済競争力を含む貿易関係を規定している。これに加え、EU における特定の製品規格や品質における理由もある。例えば、木材と木質バイオマスの主要生産国であるベトナムは、含水率が高いために

¹¹¹³https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf（2024 年 3 月 4 日取得）

¹¹¹⁴https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 3 月 4 日取得）

¹¹¹⁵<https://www.bioenergy-news.com/news/vietnams-wood-pellet-exports-could-attract-us1-billion-in-2023/>（2024 年 3 月 4 日取得）

¹¹¹⁶https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

木質ペレットの EU 基準を満たすことが難しい。そのため EU 企業は、米国やカナダなど、木材の品質が規格に適合している地域からの供給を求める傾向にある。

(iii) ロシア産ペレット流入の可能性

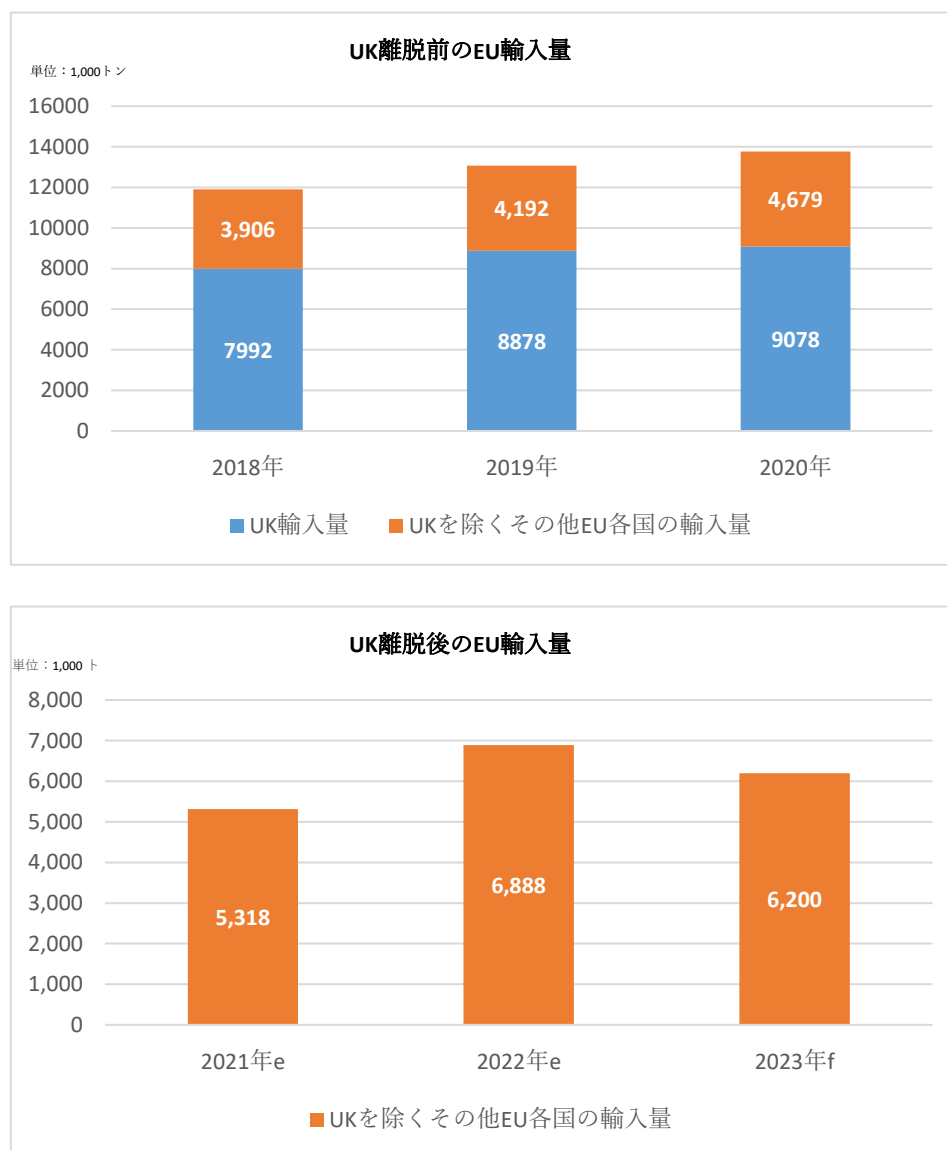
一方、貿易データや書類上の痕跡から、EU の禁輸措置に違反しており、ロンダリングされたロシア産木質ペレットがトルコ、カザフスタン、キルギスタンを経由して EU の複数の国に流れている可能性があるとの指摘もある。EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、EU の禁止後、ロシアからの木質ペレットの輸入が大幅に増加したのは韓国である。韓国は、ロシアからの輸入量を、EU の禁止前に比べて 3 倍の約 6 万 5,000 トンに増やした。また、バルト海沿岸地域は、この輸入増を促進する上で重要な役割を果たした。

ロシアの主な輸出相手国は韓国と中央アジアとなり、中でも韓国が最も多くなった。ただし、これは各国が貿易を推進したのではなく、貿易協会や貿易業者が取引を促進したことによる結果である。韓国のような国々は、主に原材料や天然資源をこれらの貿易業者に供給しており、貿易業者は需要に合わせて貿易を管理、操作した。韓国に始まり、国境を越えた流通ルートを利用して、中央アジア、トルコ、パキスタン、キルギスといった国々のトレーダーやバイヤーに分配された。

これにより、直接輸入の禁止にもかかわらず、ロシアは EU 諸国に商品を提供する代替ルートを見つけた。木質ペレットなどの商品は、韓国がロシアから調達し、トルコを含むさまざまなルートで EU に供給された。これにより、直接輸入の禁止を回避し、貿易が途切れることなく継続された。ロシアは中央アジアのカザフスタンやキルギスなど、さまざまな国を通じて影響力を拡大している。中央アジアは、マネーロンダリングや、トルコを経由する可能性のあるロシアの木質ペレット輸送の重要な拠点となっている。トルコの EU 輸出量は毎月 20 トンから 100 トンであったが、2023 年 9 月には 1 万 6,000 トンと大幅に増加した。

(iv) 輸入量の変化

以下に、イギリスの EU 離脱前後における、EU における輸入量の変化について示す。



※e...見積もり量

※f...予想量

図 3.1-6 EU の輸入量の変化（イギリスの EU 離脱前後比較）
出所）EU における木質ペレット年間レポートより作成¹¹¹⁷

1117

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf（2024 年 2 月 29 日取得）

(2) イギリス

A) 生産量

2022 年には、イギリスで合計 32 万 7,000 トンの木質ペレットとブリケットが生産されたと推定されている。これは 2021 年の推定値 30 万 4,000 トンから 8%の増加である。¹¹¹⁸

表 3.1-6 イギリスにおける木質ペレットの原料

年	木質ペレット (単位：1,000 トン)
2012	278
2013	301
2014	354
2015	343
2016	329
2017	287
2018	279
2019	298
2020	298
2021	304
2022	327

出所) Forestry Statistics 2023 より作成

B) 消費量

表 3.1-7 イギリスで木材や木材製品として使用される材木の量

定義方法：生産+輸入-輸出 ¹¹¹⁹

年	木質ペレット (単位：1,000 トン)
2017	7,045
2018	8,209
2019	9,144
2020	9,371
2021	9,431

(2021 年暫定値)

出所) イギリスの木材生産と貿易統計 2021 より作成

¹¹¹⁸ https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch2_Timber.pdf P 61 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹¹¹⁹ <https://cdn.forestresearch.gov.uk/2022/05/UKWPT-2021-provisional-figures.pdf> P28 (2024 年 3 月 4 日取得)

C) 輸入

植物バイオマス(主に木質ペレット)は、2022 年の全バイオマス輸入の 61%を占め、木質ペレットの形で再生可能な熱と電力の生産に使用されている。2021 年にイギリスは再生可能エネルギー生産のために 910 万トンの木質ペレットを輸入した(対 2020 年比 1%増)。そのうち 60%は米国から、18%は EU 諸国(ラトビア、ポルトガル、エストニア)から、16%はカナダからであり、残りのペレットはブラジルとロシアからである。¹¹²⁰

表 3.1-8 イギリスにおける木質ペレットの輸入量及び輸入額

年	輸入量 (単位：1,000 トン) ¹¹²¹	輸入額 (単位：100 万ポンド) ¹¹²²
2012	1,487	185
2013	3,432	412
2014	4,773	547
2015	6,573	780
2016	6,782	915
2017	6,885	961
2018	7,992	1,117
2019	8,878	1,309
2020	9,078	1,339
2021	9,128	1,295
2022	7,516	1,323

出所) バイオマス戦略 2023 より作成

¹¹²⁰https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1178897/biomass-strategy-2023.pdf P83 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹²¹https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch3_Trade_FS2023.pdf Pg 11 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹¹²²https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch3_Trade_FS2023.pdf Pg 15 (2024 年 3 月 3 日取得)

D) 輸出

表 3.1-9 イギリスにおける木質ペレットの輸出量及び輸出額

年	輸出量 (単位：1,000 トン) ¹¹²³	輸出額 (単位：100 万ポンド) ¹¹²⁴
2012	54	4
2013	106	5
2014	98	2
2015	88	1
2016	21	0
2017	126	6
2018	63	5
2019	33	2
2020	4	1
2021	2	0
2022	23	12

出所) Forestry Statistics 2023 より作成

(3) 米国

A) 生産量

木質ペレット生産は成長を続け、2021 年から 2022 年にかけて重量ベースで 13% 増加し、さらに 2023 年
前半までには 4.9% 増加した。¹¹²⁵米国の木質ペレット生産量は、同国南部地域の全丸太生産量の約 5% を
占める。¹¹²⁶

米国の木質ペレット製造セクターの拡大は、堅調な国内需要と増加する海外需要に起因する。2022 年、
米国の工業用ペレット生産能力は、緩やかではあるが増加を続けた。米国国際貿易委員会 (USITC) による
と、2022 年の木質ペレット輸出量は 902 万 MT で、前年の 742 万 MT から 21% 増加している。主な輸出市
場はイギリスとオランダで、それぞれ 2022 年の輸出総量の 59% と 20% を占めている。¹¹²⁷

¹¹²³ https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch3_Trade_FS2023.pdf Pg 13 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹¹²⁴ https://cdn.forestresearch.gov.uk/2023/09/Ch3_Trade_FS2023.pdf P 117 (2024 年 3 月 3 日取得)

¹¹²⁵ https://unece.org/sites/default/files/2023-11/US_FPMAR_2023-2024_Nov3.pdf P 2 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹²⁶ <https://unece.org/sites/default/files/2024-02/2023-data-brief-we-20230205-for%20website.pdf> (2024 年 3
月 4 日取得)

¹¹²⁷ https://unece.org/sites/default/files/2023-11/US_FPMAR_2023-2024_Nov3.pdf P 21 (2024 年 3 月 4 日取
得)

B) 消費量

2022 年、バイオマスは米国のエネルギー消費の 5%、約 4,930 兆イギリス熱量単位 (TBtu) を占めた。¹¹²⁸
2022 年のバイオマスエネルギー消費の種類、量、比率は以下の通りである。

- (1) バイオ燃料：2,419 TBtu (49%)
- (2) 木材及び木くず：1,984 TBtu (43%)
- (3) 都市固形廃棄物、家畜ふん尿、下水：411 TBtu (8%)

2022 年の米国におけるバイオマスエネルギー使用量 (TBtu) と、消費部門別シェアは以下の通りである。

- (1) 工業：2,266 TBtu (46%)
- (2) 輸送：1,565 TBtu (32%)
- (3) 住宅：539 TBtu (11%)
- (4) 電力：413 TBtu (8%)
- (5) 商業：147 TBtu (3%)

2022 年の米国の年間バイオマス消費量のうち、エネルギー含有量と割合の点で最も多いのは産業部門である。木製品産業と製紙産業は、熱電併給プラントでバイオマスをプロセス熱と自家発電に利用している。運輸部門は、2022 年のバイオ燃料としてのバイオマス消費量と割合で 2 番目に多い。住宅部門と商業部門は、暖房用に薪と木質ペレットを使用する。

電力部門は、木材やバイオマス由来の廃棄物を利用して発電し、他の部門に販売している。

C) 輸出

米国は世界最大の木質ペレット輸出国である。2012 年以降、米国の木質ペレット輸出ビジネスは軌道に乗った。2012 年から 2021 年の間に、米国の木質ペレットの国内向け輸出は数量で 296.3%、金額で 310.1%増加した。米国の木質ペレット輸出は 2021 年に初めて 10 億ドルの事業となった。¹¹²⁹

¹¹²⁸

<https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/#:~:text=Biomass%20provided%20about%205%25%20of,waste%E2%80%94%20TBtu%E2%80%94%20of%20the%20total%20consumption> (2023 年 11 月 13 日取得)

¹¹²⁹https://www.usitc.gov/publications/332/working_papers/wood_pellets_final_052722.pdf P13 (2024 年 3 月 4 日取得)

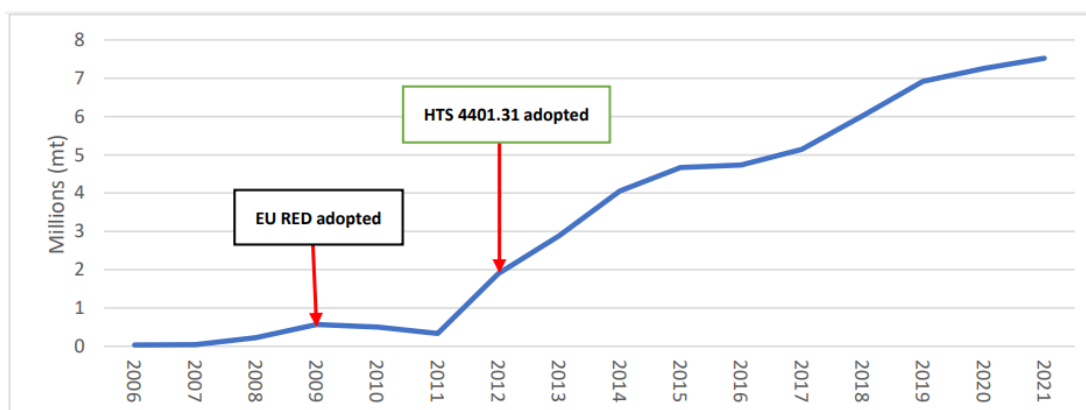


図 3.1-7 米国における木質ペレットの輸出量
出所)「気候変動時代における木質ペレットエネルギーの台頭」

米国からの木質ペレット輸出総量は約 900 万トンで、2022 年の取引額は 15 億 4,500 万ドルを超えた。イギリスは、輸出総重量で 2021 年の 71%から 59%に市場シェアは減少したものの、米国の木質ペレットの輸出市場のトップであり続けた。¹¹³⁰

(4) カナダ

A) 生産量

カナダでは、2023 年の木質ペレット生産量が 6%減少すると予測されている。カナダ国内のペレット工場は、オンタリオ州の 25,000MT 工場とブリティッシュ・コロンビア州の 100,000MT 工場が閉鎖され、2022 年の 47 社から 2023 年には 45 社に減少、このペレット工場の減少が生産量減少の要因となっている。また、伐採能力の低下や厳しい山火事も要因となっている。

このような状況ではあるものの、国内需要と輸出の増加により、国内の既存ペレット工場は生産能力を向上させると予想されている。¹¹³¹ ケベック州は、2023 年に 100,000MT の生産力を上乗せする新工場を計画している。¹¹³²

¹¹³⁰ <https://unece.org/sites/default/files/2024-02/2023-data-brief-we-20230205-for%20website.pdf> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹³¹

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

¹¹³²

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

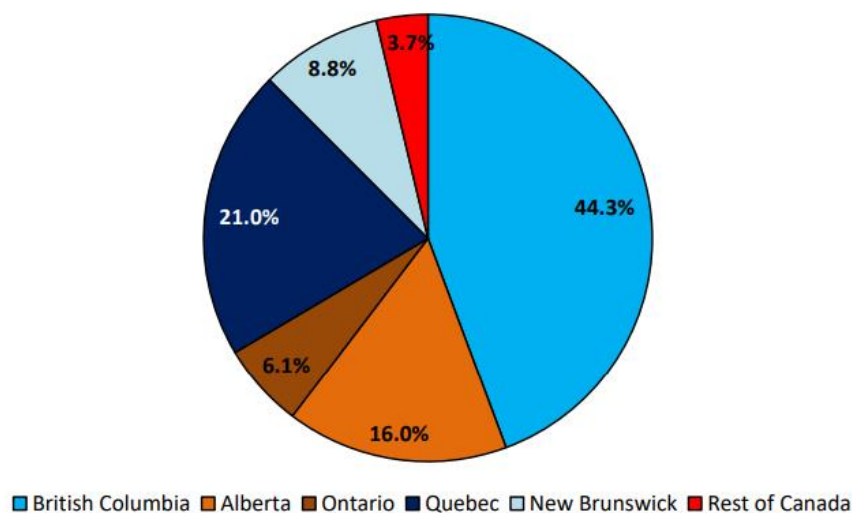


図 3.1-8 カナダにおける州別 2023 年の木質ペレット生産容量
出所) カナダにおける木質ペレット年間レポートより作成

大半のペレット工場はブリティッシュコロンビア州とケベック州に分布する。生産能力としては、ブリティッシュコロンビア州はカナダにおける生産能力の 45% 近くを占めており、ケベック州の 2 倍以上である。

B) 輸入

拡大する消費者と施設需要を満たすため、2023 年の木質ペレット輸入量は 45% 増加すると予測されている。¹¹³³ 一方、輸入量は少ないままである。米国は地理的に近いため、大きな輸入元であり続けると見込まれる。

表 3.1-10 カナダにおける木質ペレットの輸入先別まとめ

Canada: Imports of wood pellets (MT)											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
World	44,545	22,615	30,108	29,938	20,257	19,612	19,938	25,462	28,536	29,267	30,626
United States	44,518	21,510	22,718	20,934	11,383	16,577	17,623	25,233	28,185	28,560	29,650
Market share:	100%	95%	75%	70%	56%	85%	88%	99%	99%	98%	97%
China	3	15	6	17	11	26	231	158	201	244	133
Germany	0	89	12	23	28	46	75	64	133	417	785
Norway	0	917	7,362	8,946	8,831	2,950	2,003	0	0	0	0
All other countries	24	84	10	18	4	13	6	7	17	46	58

出所) Wood Pellets Annual, USDA

1133

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

以下に、州別の木質ペレット輸入割合を示す。

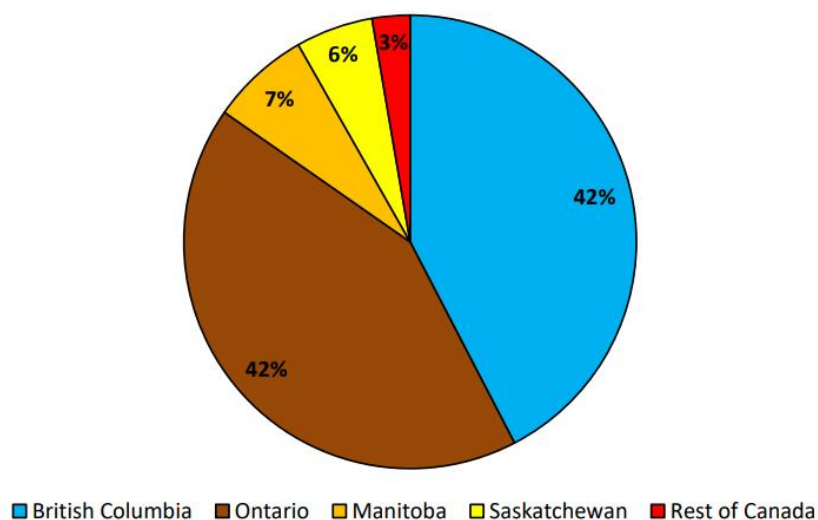


図 3.1-11 カナダにおける州別木質ペレットの輸入割合まとめ
出所) カナダにおける木質ペレット年間レポート

C) 輸出

カナダの木質ペレット産業は輸出志向であり、生産量の減少が予測されているにもかかわらず、生産量と生産能力は現在も国内需要を上回っている。日本とイギリスがカナダ最大の輸出相手国で、輸出量の 50%以上を占めている。¹¹³⁴

1134

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_Ottawa_Canada_CA2023-0055.pdf (2024 年 3 月 3 日取得)

表 3.1-11 カナダにおける木質ペレットの輸出先別まとめ

Canada: Exports of wood pellets (MT)											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
World	1,369,181	1,640,347	1,637,589	1,627,784	2,373,110	2,171,528	2,651,441	2,634,241	2,900,687	3,153,192	3,492,510
United States	86,665	152,271	218,903	205,743	169,930	210,069	217,166	210,536	204,591	195,002	194,096
United Kingdom	794,379	1,026,527	982,809	1,205,928	1,664,145	1,489,578	1,577,562	1,656,401	1,456,317	1,259,468	1,101,606
Japan	105,640	76,018	61,807	80,203	272,376	245,179	621,928	560,817	611,245	1,090,635	1,401,495
Netherlands	253,481	0	0	0	0	0	57,250	15,650	398,859	179,998	76,664
Denmark	11,464	13,635	17,197	0	0	0	38,859	59,213	90,930	76,500	114,142
Belgium	5,800	132	306	0	144,000	126,758	40,604	72,480	57,096	34,250	4,063
South Korea	2,084	113,077	150,004	49,029	48,915	55,483	40,657	11,804	48,553	253,887	425,693
All other countries	109,668	258,687	206,563	86,881	73,744	44,461	57,415	47,340	33,096	63,452	174,751
Market Share:											
United States	6%	9%	13%	13%	7%	10%	8%	8%	7%	7%	7%
United Kingdom	58%	63%	60%	74%	70%	69%	59%	63%	50%	43%	38%
Japan	8%	5%	4%	5%	11%	11%	23%	21%	21%	38%	48%
Netherlands	19%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	14%	6%	3%
Denmark	1%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%
Belgium	0%	0%	0%	0%	6%	6%	2%	3%	2%	1%	0%
South Korea	0%	7%	9%	3%	2%	3%	2%	0%	2%	9%	15%
All other countries	8%	16%	13%	5%	3%	2%	2%	2%	1%	2%	6%

出所) Wood Pellets Annual, USDA

以下に、州別の木質ペレット輸出割合を示す。

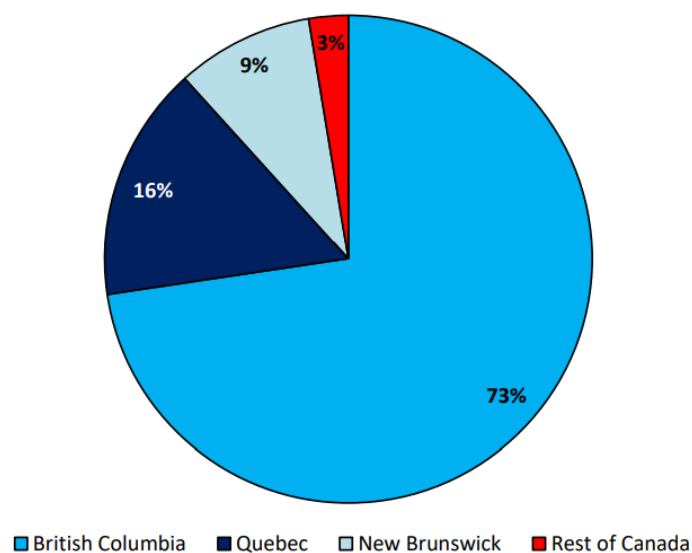


図 3.1-12 カナダにおける州別木質ペレットの輸出割合まとめ

出所) カナダにおける木質ペレット年間レポート

(5) ベトナム

A) 輸出

(i) 輸出先の傾向

ベトナムの木材・木材製品の主な輸出相手国は、米国、中国、日本、韓国、EU である。

2022 年、これらの市場への木材・木製品輸出は、それぞれ 87 億ドル、21 億ドル、18 億 8,000 万ドル、10 億ドル、6 億 5,500 万ドルであった。¹¹³⁵

また、インフレや金融危機が影響し米国の銀行が信用収縮したため、輸入業者は大量の輸入品に融資できず、需要が急減した。さらに、2023 年 6 月に採択された、EU の森林破壊防止規則（EU Deforestation Regulation : EUDR）¹¹³⁶が、2020 年 12 月 31 日以降森林伐採地域を原産地とする製品や物品を輸入しないことを定めたこともベトナムにおける輸出減の要因となっている。適用は 2024 年 12 月 30 日予定である。¹¹³⁷

また、ベトナムのバイオマス業界の専門家に対するヒアリングによると、ベトナムの木材産業は、現在非常に困難な時期にあるとのこと。輸出木材生産量の減少により、多くの企業が苦境に立たされている。加えて、ベトナムの木材製品は、世界の厳しい市場の品質ニーズを満たしていない。主要輸出市場では、製品の合法性と持続可能性に関する規制がますます厳しくなっている。消費者需要の低さ、高い保護障壁、多くの国における厳しい金融政策により、さらに厳しい状況となっている。バイヤーは現在、以前よりも少量の注文をする傾向があり、納期も短くなっているため、企業はバイヤーの要求を満たすために原材料、人員、生産設備を十分に準備する必要があるとのこと。米国市場ではインフレ率が急上昇しており、支出を引き締める傾向にある。米国の消費者の 80% 以上が、今後 3～6 ヶ月以内に製品への支出を減らすと回答している。このため、米国企業の輸入木材・木製品に対する需要は減少している。さらに、米国政府はベトナムの木材製品の脱税調査を行った。このため、ベトナム企業にとって米国への木材製品輸出の門戸は徐々に狭くなっている。イギリスは、気候変動の影響を最小限に抑え、温室効果ガスの排出を削減し、森林伐採を抑制し、生物多様性を保全するために、グリーン生産と持続可能な開発に関する新たなイニシアティブと規制を導入した。これはベトナムの輸出業者にとって課題となる。

ベトナムからの木質ペレット輸出は 2010 年初頭から劇的に増加した。これは、FIT の下での再生可能電力政策の一環として、日本と韓国のバイオマス発電所の設備容量の急拡大が要因とされている。

日本と韓国はベトナムの木質ペレット最大の輸出先であり、ベトナムの総輸出量の 95% 以上を占める。2023 年 1 月から 6 月にかけて、日本はベトナムから 116 万トン以上のペレットを輸入するため 1 億 9,500 万ドル以上を費やしている。韓国は 84 万トン以上のペレットを 1 億 1,600 万ドル近くで輸入している。

¹¹³⁵ <http://vietfores.org/en/contact-us/>（2024 年 3 月 4 日取得）

¹¹³⁶ https://environment.ec.europa.eu/topics/forests/deforestation/regulation-deforestation-free-products_en
（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹³⁷ https://green-business.ec.europa.eu/deforestation-regulation-implementation_en（2024 年 3 月 3 日取得）

一方、木質チップについては、中国と日本がベトナムからの最大の輸入国であり、2022年にはベトナムの総輸出量と総輸出額の95%近くを占め、2023年上半期には90%以上を占めた。

ベトナム税関総局の統計によると、2023年の最初の7ヶ月間で木質チップの輸出は11億ドルを、木質ペレットは3億8,000万ドルとなっている。

表 3.1-12 ベトナムの木質チップ輸出額

Market	Unit	2019	2020	2021	2022	5M/2023
Korea	Ton	1,923,725	1,981,416	1,962,910	2,264,725	652,273
	USD	192,780,086	193,457,090	212,045,543	377,136,572	96,114,147
Japan	Ton	856,171	1,216,777	1,534,926	2,495,123	871,356
	USD	116,643,997	157,569,776	200,113,784	384,296,452	151,059,458
Other markets	Ton	11,495	9,279	5,862	122,622	43,229
	USD	1,658,847	1,010,193	823,071	25,667,310	9,275,644
Total	Ton	2,791,391	3,207,472	3,503,698	4,882,470	1,566,859
	USD	311,082,930	352,037,059	412,982,398	787,100,333	256,449,249

出所) ベトナム税関総局データより¹¹³⁸

(ii) 輸出好調の要因

2022年、世界の多くの国でエネルギー不足が深刻化したことが、ベトナムの木質チップ輸出を促進している主な要因である。2022年の木質チップの輸出は1,580万トンに達し、2021年と比較して16%増加した。輸出額はほぼ28億米ドルに達し、前年同期比で60%以上増加した。近年の木質チップ輸出収益の拡大は、主に価格の高騰によるものである。

2022年、11月までで木質チップ輸出は最大の輸出先である中国への輸出額が70億米ドルとなり2021年の同時期より62%増加した。これには、日本市場(38%増の6億3,460万ドル)、韓国(55%増の5,630万ドル)、台湾が続く(19%増の1,710万ドル)。中国は紙パルプ産業だけでなく、ペレット生産のためにもベトナムからの木質チップ輸入を増加させている。中国市場に加えて、韓国と日本への木質チップ輸出も増加した。両国は石炭発電からバイオマス発電を含むクリーン電力への移行を続けている。¹¹³⁹

¹¹³⁸

https://goviet.org.vn/upload/aceweb/content/Wood%20pellet%20production%20and%20export%20of%20Vietnam%20T7-2023_EN.pdf P4 (2024年3月3日取得)

¹¹³⁹https://www.lifeforestry.com/fileadmin/user_upload/pdf/itto/ITTO-Report-2301-01-15.pdf (2024年3月4日取得)

(iii) 輸出相手国の木材合法性基準と VNTLAS の比較

各国がバイオマス燃料に求める要件が VNTLAS にどの程度反映されているのか、VNTLAS とベトナムの主要輸出相手国の合法性基準を比較する。

- 対米国：木材がそれぞれの国内法に違反する場合は違法とみなされる。規制はサプライ・チェーンのすべての参加者に適用される。
- 対 EU：輸入木材と木材製品の合法性を証明する書類を準備する義務がある。FLEGT ライセンスを含む製品は合法とみなされる。
- 対日本：規制はサプライチェーンの全ての参加者に適用される。使用される木材が合法的に伐採されたものであることを証明する書類を保持する義務がある。
- 対韓国：事業者は、木材が合法的な原産地から輸入されたものであることを確認する書類を保持することになっている。

VNTLAS、及び各国の法律及び規制はすべて、違反した企業や個人に対して罰金という形で罰則を科している。

加えて、各国において、サプライチェーン上の各ステークホルダーが持つ義務を以下にまとめる。

- 改正レイシー法（米国）：改正レイシー法は、植物または植物製品のすべての出荷に添付する基本的な申告書を義務付けている。これらの申告書の目的は、木材と植物の取引に関する透明性を高め、米国政府が法律をよりよく執り行うことを可能にする。申告書には、使用されている種の学名、原産国、数量、値を含める必要がある。このため、改正レイシー法は事実に基づく法律ではないため、合法性の最終的な証明として認められる文書、スタンプ、ライセンス、マーク等はない。¹¹⁴⁰
- EU 木材規則（EU）：EU 木材規則は、事業者がサプライチェーンにおける違法性を評価するために、伐採国の法律に木材が準拠していることを示す文書またはその他の情報を収集する。必要な文書及び情報のリストは、伐採国の法律と慣行によって異なるが、通常、中央政府、地方及びその他の分権化された行政機関、政府機関などの公的機関によって発行される文書となる。CITES（ワシントン条約）または FLEGT（森林法施行・ガバナンス・貿易）ライセンスを持つ製品は、EU 木材規則の下で合法とみなされる。¹¹⁴¹

¹¹⁴⁰ https://forestlegality.org/sites/default/files/2021-08/EIA%20Lacey%20FAQ%20-%20English_0.pdf P2（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁴¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32010R0995>（2024 年 3 月 3 日取得）

- クリーンウッド法（日本）：この法律では、第一種事業者として登録された企業（木材製品を最初に市場に投入する企業¹¹⁴²）は、以下の情報を取得することで、「合法性の確認」と呼ばれる作業を実施する必要があると規定されている。
 - ① 原木の所有者から譲渡を受け、もしくは販売を委託され、もしくは再委託された原木または輸入された木材・木材製品について、次に掲げる事項を記載した書類
 - ✧ 原材料となる木材・木材製品の種類及び樹種
 - ✧ 原材料として使用される樹木が収穫された国または地域の名称
 - ✧ 重量、面積、容積又は数量
 - ② 原材料となる樹木の所有者または当該する木材・木材製品を日本に輸出した者の氏名または名称及び住所
 - ③ 木材・木材製品の原材料となる原木が、日本または原産国の法令を遵守して伐採されたことを証する書類¹¹⁴³

これらの書類により木材の合法性が確認できない場合には、追加情報(森林認証や管理システム、個々の企業の検証方法、または業界団体が認定したものなど)を収集するか、収集できない場合には木材製品の取扱いを控える必要がある。¹¹⁴⁴

- ASUT（韓国）：輸入者は韓国森林庁長官に輸入申告書を提出しなければならない。申告書には、種と原産国に関する情報を含める必要がある。¹¹⁴⁵

表 3.1-13 VNTLAS、及び各国の法律・規制の詳細

PARAMETER	VNTLAS	米国: 改正レイシー法	EU: EU 木材規則 (EUTR)	日本: 合法伐採木材等の流通及び利用の促進に関する法律	韓国: ACT ON SUSTAINABLE USE OF TIMBER(ASUT)

¹¹⁴² <https://www.forest-trends.org/wp-content/uploads/2020/06/Japan-CWA-Revised.pdf> Pg 14（2023 年 12 月 19 日取得）

¹¹⁴³ <https://www.forest-trends.org/wp-content/uploads/2020/06/Japan-CWA-Revised.pdf> P16-17（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁴⁴ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf P5（2024 年 3 月 3 日取得）

¹¹⁴⁵ <https://fsc.org/sites/default/files/2019-04/briefing%20on%20korea%20legality%20legislation%20november%202018%20%281%29.pdf> Pg 2-3（2024 年 3 月 3 日取得）

令和5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)

				(クリーンウッド法)	
対象製品	輸入木材及びベトナム国内の天然資源を含むすべての木材及び木材製品	樹木を含むすべての植物。ただし、科学研究や移植される植物など、例外も存在する。 1146	燃料用木材、合板、原木、製材、パルプ・紙、家具、建具、樽など、幅広い木材・木材製品 1147	加工・未加工木材製品 - 丸太、製材、燃料用木材、木質チップから合板、家具まで ¹¹⁴⁸	丸太、製材、防腐木材、難燃処理木材、集成材、合板、木質ペレット ¹¹⁴⁹
法律/規則で取り締まる違法木材の定義	違法伐採とは、ベトナムの法令に違反する木材の伐採、輸送、購入、販売をいう。	-	伐採国において適用される法律（伐採権及び関連する関税、伐採に関する法律、第三者の使用及び保有に関する法的権利、貿易及び慣習を含む）に違反した場合。 1150	-	伐採国の木材伐採関連法に違反した場合 1151

¹¹⁴⁶ <https://www.clientearth.org/media/ekihjbcd/eu-us-australian-japanese-illegal-logging-laws-comparison-table-ce-en.pdf> (2024年3月4日取得)

¹¹⁴⁷ <https://forestlegality.org/policy-law/eu-timber-regulation> (2024年3月4日取得)

¹¹⁴⁸ <https://www.timbertradeportal.com/en/p/26/japan-clean-wood-act> (2024年3月4日取得)

¹¹⁴⁹ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024年3月4日取得)

¹¹⁵⁰ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024年3月4日取得)

¹¹⁵¹ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024年3月4日取得)

プロセスと認証の基準、及びその必要性	VNTLAS は以下の 7 つで構成される。 i) 合法性の定義 ii) 法令遵守の検証 iii) サプライチェーン管理 iv) 遵守の検証 v) FLEGT ライセンス (EU 市場に対する追加措置) vi) 内部監査とフィードバックのメカニズム vii) 独立した評価 ¹¹⁵²	-	3 段階の義務：情報へのアクセス、リスク評価、リスク軽減。違法木材を購入する可能性が無視できるほどリスクを十分に軽減できない場合、その木材製品を購入すべきではない。CITES (ワシントン条約) または FLEGT (森林法施行・ガバナンス・貿易) のライセンスを持つ製品は、EU 木材規制の下ではデフォルトで合法とみなされる。 11531154	クリーンウッド法は自主的な登録制度を定めており、登録企業は木材製品在庫の調達先を検証することを約束する。検証要件を満たすため、輸入業者は (i) FSC、SFI、ATFS などの第三者森林認証制度や CoC 森林認証制度に依拠する、または (ii) 林業・林産物団体が運営する業界認証制度を利用する	木材及び木材製品の輸入者は、韓国森林サービス (KFS) の大臣に輸入申告書を提出しなければならない。その後、大臣は通関前に関連書類を検査する検査機関を任命する。輸入者を含む木材生産者は、木材の合法性を証明する書類を 5 年間保管する必要がある。 ¹¹⁵⁶¹¹⁵⁷

¹¹⁵² <https://wtocenter.vn/chuyen-de/13004-vntlas-and-osc> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵³ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf
(2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵⁴ <https://forestlegality.org/policy-law/eu-timber-regulation> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵⁶ https://www.s-ge.com/sites/default/files/article/downloads/s-ge-20193-c4-korea-new-regulation-timber_0.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵⁷

[https://english.forest.go.kr/images/content/data/down/ACT_ON_THE_SUSTAINABLE_USE_OF_TIMBERS\(14657_EN G\).pdf](https://english.forest.go.kr/images/content/data/down/ACT_ON_THE_SUSTAINABLE_USE_OF_TIMBERS(14657_EN G).pdf) Article 27 (2024 年 3 月 4 日取得)

令和 5 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)

				ことができる。 1155	
罰則	政府機関は、法律、規制、管理メカニズムの抜け穴を発見し、解決策を勧告するため、また、汚職を防止・撲滅し、法律違反を発見・処理するために、検査を行うことができる。 VNTLAS 及び FLEGT ライセンスに関するステークホルダーからの苦情やフィードバックのためのメカニズムが設けられる。 ¹¹⁵⁸	•民事金銭罰。 •人身売買の違反に対しては、1 回の違反につき最高 5 年の懲役及び 2 万米ドルの刑事罰。虚偽のラベリングと申告違反に対する最高 5 年の禁固刑と、個人には最高 250,000 米ドル、企業には最高 500,000 米ドルの罰金。 •違法木材及び木材製品の没収。¹¹⁵⁹	•加盟国によって異なる。罰則には、通告、木材の押収または破壊、「取引許可の停止」、罰金、懲役が含まれる。 •加盟国により、民事行政罰及び／または刑事罰が課される。¹¹⁶⁰	•木材関連事業者：登録の不正使用、検査逃れ、報告書の不提出、虚偽の報告により、20 万円以下の罰金または登録取消。 •登録団体の場合、登録の不正使用、検査忌避、報告書の不提出または虚偽の報告書の提出により、30 万円以下の罰金または登録の取消。登録組	•記録不履行による事業者登録の取り消し •木材の販売停止、返却、破棄の命令を無視した場合、懲役 3 年または罰金 3,000 万ウォン。 •通関または検査を受けていない木材を販売した場合、懲役 3 年または罰金 3,000 万ウォン。 •木材の返品または破棄¹¹⁶²

1155

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Import%20Regulations%20and%20Standards%20for%20Wood%20Products_Tokyo_Japan_12-23-2019 Section III. #3 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵⁸ <https://wtocenter.vn/chuyen-de/13004-vntlas-and-osc> (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁵⁹ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁶⁰ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁶² https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

				織が活動停止命令を無視した場合、50万円以下の罰金に加え、禁固刑。 ・没収規定はない。¹¹⁶¹	
管轄機関	ベトナム政府	国際動植物検疫課 (APHIS)	EU 各国の管轄機関	林野庁	韓国森林サービス(KFS)

出所) 各種資料より作成

(6) マレーシア

A) 生産量

マレーシアは、木質ペレットなどの固形バイオ燃料を生産し、主要市場である日本と韓国に輸出している。¹¹⁶³ マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、生産量は増えていないとのこと。新たな植林計画を行わない限り、製材所から発生する既存の木質バイオマスだけでは大きな成長は望めないと考えられている。

B) 消費量

マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、国内で生産された木質バイオマスのうち80%が輸出向けで、20%が国内消費向け。マレーシア国内で豊富に生産されているため、輸入はしていない。

C) 輸出

木くずを主原料とするバイオマスペレットを製造する小規模メーカーが多数あり、ペレットを海外市場に輸出しているが、1トン当たり200～300リンギットと比較的高値で取引されている。マレーシアを含むアジアの木材産業は、世界最大の針葉樹材輸出国であるロシアに対する国際制裁の結果、再生可能エネルギー需要の増加に対応する木質チップやペレット生産の分野でビジネスチャンスを得る立場にある。

2022年EUはロシアからの輸入禁止を採択したが、マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、これはマレーシアの木質ペレット産業に悪い影響を与えた。マレーシアの木質バイオマスは熱帯産木材との混合材からできているため、木質ペレットの基準や品質がない。一方、ロシアにはこの問題がなく、より普

¹¹⁶¹ https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2022/04/CIEL_Tackling-the-trade-in-illegal-timber-paper.pdf

(2024年3月4日取得)

¹¹⁶³ https://www.kpk.gov.my/kpk/images/mpj_biomass/27122023-National_Biomass_Action_Plan.pdf P 53 (2024

年3月4日取得)

遍的な品質の製品を提供するためである。EU は、通常マレーシアの主要市場ではない。EU に十分な木質ペレットがない場合にのみ注文を受けるとのこと。EU は主に米国とカナダから輸入しており、販売価格は日本や韓国よりも高い。

同インタビュー調査によると、マレーシアの 2022 年の木質ペレット輸出は 79 万トン。2021 年には 56 万 1,000 トンであったため、30%以上増加している。2020 年には 50 万トンから 60 万トンであった。日本や韓国、オランダはマレーシアから木質ペレットを買っている一方、木質チップでは中国となる。アカシアのチップをパームや製紙用として買っている。

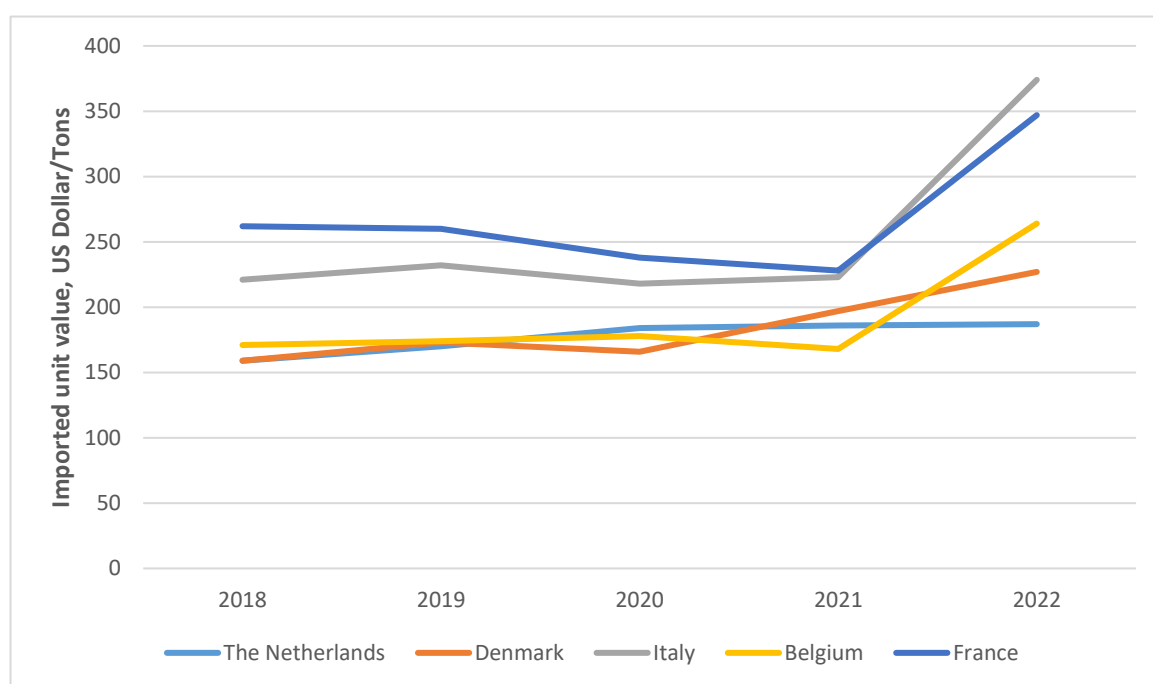
3.1.5 バイオマス燃料の市場価格の推移

(1) EU

2022 年にロシアがウクライナに侵攻したため、化石燃料の価格が上昇した。加えて、木質ペレットの多くはロシアとウクライナから輸入していたため、規制により入手可能なペレットが減少した。その一方で、需要が増えたため、価格は大幅に上昇し、2022 年の冬には一部の国で 2 倍、または 3 倍にまで上昇したこともあった。原材料、エネルギー、輸送手段の価格が上昇したことにより、ペレットの価格は上昇した。¹¹⁶⁴

A) EU の輸入価格動向

欧州の産業用木質ペレットの輸入上位 5 カ国は、オランダ、デンマーク、イタリア、ベルギー、フランスである。2022 年、これらの地域で輸入価格が跳ね上がった。¹¹⁶⁵



EU 各国の輸入価格動向
出所) 国際貿易センターサイト

ロシアのウクライナ侵攻により、化石燃料価格はさらに高騰した。さらに、ペレットの 40% 以上がロシアとウクライナの両方から輸入されているため、入手も制限されている。限られた供給と需要の増加により、2022 年の冬

¹¹⁶⁴ https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁶⁵ www.trademap.org (2024 年 3 月 4 日取得)

には木質ペレット価格が 2 倍、一部の EU 諸国では 3 倍にまで上昇した。ペレット価格は、原料、エネルギー、輸送の価格上昇によっても上昇した。¹¹⁶⁶

ロシアのウクライナ侵攻により、ロシア、ベラルーシ、ウクライナからの木質ペレット輸入は大きな影響を受けている。これが、最近では米国の EU 向け輸出増加や、平均 124 ドル/MT (2012～2020 年) から 2021 年と 2022 年には 150 ドル/MT を大きく超える輸出価格の上昇を招いていると考えられている。¹¹⁶⁷

一方、EU のバイオマス市場に詳しいエキスパートによると、ロシア産ペレットの EU 輸出に関連し、ロシアが中央アジアや韓国を経由して EU に進出した場合にも、CIF (運賃保険料込み) 価格と FOB (本船渡し) 価格が調整されるため、木質ペレットの EU 価格に大きな変化はないとのこと。

ペレットの価格動向は価格指数を示すレポートなど様々な要因に基づいて定義することができる。例えば、2024 年 2 月現在、北西ヨーロッパ向けの CIF 価格は 90 日間のスポット契約で 1 トンあたり約 300 ドルである。また、バルト地方の港での FOB (本船渡し) 価格は 1 トンあたり約 315 ユーロ。通常 30～60 日のスポット契約では、価格は安定しているものの、数ヶ月に及ぶ先渡し取引のような長期契約では、需給関係に基づいて価格交渉が行われることがある。通常、四半期ごとに分類される年間を通じての需給ギャップにより、1 トンあたり 30～40 ユーロの変動があるとのこと。

B) ドイツの暖房法

ドイツの暖房法は、建築物から排出される温室効果ガスを削減するため、建築物のガスや石油暖房システムを段階的に廃止することを目的としている。

(i) 背景

ドイツの建築部門は、国内総排出量の 15%にあたる 1 億 1,200 万トンの温室効果ガスを排出している¹¹⁶⁸。また、ドイツの暖房需要の 80%以上を化石燃料で賄っている。¹¹⁶⁹

(ii) 目的

暖房法の目的は、建物内のガス及び石油暖房システムを段階的に廃止し、再生可能な原料の使用を促進することによって、温室効果ガスの排出を削減することである。提案されている法律の重要な項目として、再生

¹¹⁶⁶

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wood%20Pellets%20Annual_The%20Hague_European%20Union_E42023-0034.pdf (2024 年 2 月 29 日取得)

¹¹⁶⁷ <https://southernagtoday.org/2023/03/09/u-s-wood-pellets-exports-continue-to-reach-record-levels/> (2024 年 2 月 29 日取得)

¹¹⁶⁸ <https://www.ehpa.org/news-and-resources/news/german-heating-law-watered-down-but-end-goal-unchanged/> (2024 年 2 月 29 日取得)

¹¹⁶⁹ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-germany-debates-phaseout-fossil-fuel-heating-systems> (2024 年 3 月 4 日取得)

可能エネルギーを 65% 以上使用する暖房システムへの移行がある。これは、この割当量を満たすことができないガスや石油の暖房システムの新設を事実上禁止することに等しい。ただし、このルールは、2024 年 1 月以降の新規住宅開発地域の新築建物のみ適用されることが規定されている。¹¹⁷⁰

(iii) 段階的廃止の期限

当初の提案では、ガスボイラーの新規設置停止期限を 2024 年と定めていた。

(iv) 最終目標

この法律の最終目標は、ドイツが気候ニュートラル経済を目指す 2045 年までに、化石燃料を使用する暖房システムの使用を完全に禁止することである。¹¹⁷¹

新ガイドラインに従い、法律は 2024 年 1 月 1 日に施行される予定であったが、2024 年 2 月 29 日時点で政府による公式の発表は確認できていない。ドイツの自治体では、2028 年までにどのように暖房インフラを気候変動に左右されないものにするかについて具体的な計画を提出することになっている。いわゆる暖房設備故障の場合、経過措置期間が適用される。この期間は通常 3 年間であるが、ガス式の建物階下暖房設備の場合、13 年間に延長される可能性がある。¹¹⁷²

C) ドイツ暖房法の欧州への影響の可能性

9 月 8 日に可決されたドイツの暖房法は、ガスや石油暖房を段階的に廃止することを目的としており、ヨーロッパのバイオマス利用にも影響を与える可能性がある。以下の潜在的な影響が考えられる。

(i) バイオマス需要の増加

ドイツの暖房法は、再生可能な暖房源としてのバイオマス需要の増加につながる可能性がある。これは、他の欧州諸国のバイオマス市場にも波及する可能性がある。

(ii) 政策的メッセージ

ドイツの暖房法で、化石燃料による暖房システムは廃止されつつあり、バイオマスのような再生可能な暖房燃料源が必要であるという強い政策的メッセージを送るものである。このことは、他のヨーロッパ諸国が同様の政策を採用し、暖房用バイオマスの利用を促進することを促す可能性がある。

¹¹⁷⁰ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-germany-debates-phaseout-fossil-fuel-heating-systems>
(2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁷¹ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-germany-debates-phaseout-fossil-fuel-heating-systems>
(2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁷² <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/new-building-energy-act-2185010> (2024 年 2 月 29 日取得)

(iii) より厳しい法的要件

ドイツの暖房法には、建物内のガスや石油暖房システムを段階的に廃止し、バイオマス暖房システムに置き換えることを要求している。これは、バイオマスの価格上昇を招き、他の再生可能な熱源と比較して競争力を失う可能性がある。その結果、厳しい法的要件が課される可能性がある。

(iv) バイオマスの課題

ドイツの暖房法は、バイオマス部門にも課題を投じている。同法にはバイオマスの厳格な持続可能性基準が盛り込まれており、持続可能なバイオマスの利用が制限されうる。その結果、バイオマスの価格が上昇し、他の再生可能な暖房源に比べて競争力が低下する可能性がある。

(v) EU 規則への影響

ドイツの暖房法は、暖房用バイオマス利用に関する EU の規則に影響を与えうる。この法律は、バイオマスや再生可能な暖房燃料源に対する EU の政策の方向性に影響を与える可能性がある。

ドイツの暖房法は、欧州のバイオマス部門に課題を突きつける一方で、バイオマスのような再生可能な暖房燃料源は将来有望であるという強い政策的メッセージを送るものでもある。

(2) イギリス

2021 年以降、市場価格は上昇傾向にある。

(3) 米国

2022 年の米国の木質ペレット輸出量は 2021 年を上回った。さらに、輸送費を含まない平均価格が 2021 年の約 140 ドルから 170 ドル近くに上昇したことで、価格も上昇した。2022 年 3 月時点で、木質ペレットの平均価格は 1 トン当たり約 184 ドルであった。¹¹⁷³

2023 年 1 月、米国から輸出された木質ペレットの平均価格は前月比 8% 上昇し、1 トン当たり 180 ドルとなった。これは前年の 2022 年の 157 ドルより 15% 高い。¹¹⁷⁴

(4) ベトナム

2022 年の木質チップの平均価格は、2021 年と比較して 38% 以上上昇した。FOB 輸出価格は、年初の約 130 米ドル/t から、2022 年 8 月～10 月には 200 米ドル/t 以上の過去最高水準に上昇した。¹¹⁷⁵

¹¹⁷³<https://www.maine.gov/decd/sites/maine.gov.decd/files/inline-files/Market%20Profile%20-%20Wood%20Pellets%20-%20State%20of%20Maine%20DECD.pdf> P3, P4 (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁷⁴https://www.globalwood.org/news/2023/news_20230308.htm (2024 年 3 月 4 日取得)

¹¹⁷⁵https://www.atibt.org/files/upload/news/ITTO/MIS_1-15_Apr2023.pdf (2024 年 3 月 4 日取得)

(5) マレーシア

マレーシアバイオマス産業エキスパートへのインタビュー調査によると、工場出荷価格は木質ペレットが約 100 ドル/トン、木質チップは約 50 ドル/トン。木質チップは含水率が非常に高く、あまり好まれず、取引が多くない。過去 5 年間の市場価格は上昇傾向にある。マレーシアの木質ペレット価格は、原料の量、原材料など多くの要因で決定される。2022 年はブームが起こり、価格が急上昇したが、2023 年は本当に価格が下がっている。過去 5 年間の物価上昇率は、年平均 5%から 8%を記録した。木質ペレットの価格は、2018 年から 2022 年で 90～140 ドルを記録している。2022 年に値上げした理由としては、日本と韓国、特に多くのバイオマス発電所が建設中または計画段階にある日本からの需要が非常に強いためである。しかし、日本の発電事業者数社によると、バイオ燃料の価格は現在高騰しすぎており、利幅が少ないとのこと。

日本では、マレーシアの価格は高いと感じている。一方、2023 年はロシアとベトナムが競争力のある価格で木質ペレットを提供したため、価格が下がった。ベトナムでは、木質バイオマスは小規模農家から供給されており、価格はマレーシアよりはるかに安い。マレーシアには、ロシアとベトナムという 2 大ライバル国がある。

第4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

4.1 主要国における系統接続、増強に関する政策

4.1.1 ドイツ

(1) 系統増強判断規律

連邦ネットワーク庁は、配電網事業者が連邦ネットワーク庁に提供した情報を包括的にまとめた配電網の現状と拡大に関する2022年の報告書を発行した。

この報告書では、82社の配電ネットワーク事業者が報告した、2032年までに422億7,000万ユーロのネットワーク拡張（送電容量の増加）が必要と予想されとしている。これは、配電網の拡張ニーズが増加傾向にあることを裏付けるものである。ただしこれらの数字はネットワーク事業者による予測であり、現在の投資活動を表すものではないという。

この報告書では、送電容量を増加させる措置の報告が義務付けられている措置と、そのような増加にはつながらないが自主的に報告された措置とを区別している。この報告書は、資本コスト調整申請による実際の投資額によって裏付けられた、ネットワーク事業者の投資意欲を示している。

報告書によると、ネットワーク拡張の引き金となる影響は電圧レベルによって異なり、高い電圧レベルは再生可能エネルギーの拡大が、低い電圧レベルは電動モビリティの増加やヒートポンプの設置が影響しているという。また、気候変動中立性の目標に沿った積極的なネットワーク拡張の必要性及び§14d EnWGの改正についても記載されている。§14d EnWGは、気候中立性の目標に沿った系統の計画と拡大の重要性に焦点を当てて改正された。この報告書では、特に重要な地域におけるリアルタイムのネットワーク状態データの重要性を取り上げており、配電ネットワーク事業者の間で、高圧レベルと低圧レベルの間でリアルタイムデータの利用可能性に顕著な格差があることを明らかにしている。

デジタル化に関しては、報告書はデジタル・ネットワーク計画の利用可能性などの分野での進歩を認めているが、特に低圧系統のモニタリングにおいて、さらなる改善の可能性を示唆している。

今後の見通しとして、配電網事業者は2024年4月30日までに次のネットワーク拡張計画を完了させる予定である。これらの計画は、現行の法的枠組みに基づき、2045年までに目標とされる気候変動に対する中立性を明確に考慮したものとなる。この報告書は、提示されたネットワーク拡張の必要性は、2024年に計画された地域シナリオに基づくものではなく、今後の計画では、気候政策目標へのより良い配慮を反映し、予想される拡張の必要性が増加することが予想されると結論付けている。さらに、2024年以降のネットワーク拡張計画は、送電容量の増加策に限定されないため、ネットワーク拡張の全体的な側面をより包括的に評価できるようになるという。

システム強化の決定ルールには、配電網の拡張計画におけるエネルギー効率と需要制御対策の考慮が含まれている。既存のネットワークを最適化し強化する手段として、Freileitungsmonitoring、Einspeisemanagementregler、rONT、Spanungs- and Blindleistungsmanagement、Regelungskonzepte und Weitbereichsreglerなどの技術的手段が採用されている。¹¹⁷⁶

表 4.1-1 既存のネットワーク強化技術

技術名	技術の概要
架空送電線モニタリング	架空送電線の送電容量を増大させることを可能にする。

¹¹⁷⁶ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur \(Pg: 5, 2024/1/29 取得\)](#)

令和5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)

Freileitungsmonitoring (FLM)	運転温度という重要な要素を綿密に監視することで、気象条件や実際の運転状態に基づいて電流の流れを設計することができる
制御可能な変圧器の導入 regelbare OrtsNetzTransformatoren (rONT)	制御可能な MV/LV 変圧器の導入により、稼働中に変圧比を変えることができる
高感度フィードイン管理コントローラ Sensitive Einspeisemanagementregler	系統の過負荷時に、送電網運営者がいつでも送電電力を削減できるようにする
電圧/無効電力管理 Spannungs - Blindleistungsmanagement	電圧と無効電力の管理は、電圧品質の維持、有効電力の輸送の確保、系統損失の最小化、系統拡張の抑制のために用いられる
制御コンセプト/ワイドレンジコントローラ Regelungskonzepte / Weitbereichsregler	下流の送電網全体で電圧が許容範囲内に収まるよう、変電所で電圧が調整される

出所) Bundesnetzagentur

(2) 系統増強費用負担ルール

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 4.1-2 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 4 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

4.1.2 イギリス

(1) 系統接続に関する政策

イギリスでは、National Grid のような公益事業会社は、電気法、電気、安全、品質、継続性規制（ESQCR）、配電許可条件、安全衛生法、環境規制などのような様々な法律に従い、遵守しなければならない。

2023 年 11 月 13 日、イギリスにおいて、陸上送電網へのオフショア接続を含む共通の非メーター制供給コード（Common Unmetered Supplies Code/CUSC）に CMP376 というコード変更が実施された。この変更には、送電建設協定を監督するための待ち行列管理プロセスが含まれている。この変更により、電力系統運用者（ESO）は、キュー・マネジメント・プロセスを通じて、マイルストーンに対して進行していない接続申請者に対して、建設契約を解除する権利を有するようになった。その目的は、ネットワーク容量を最適化し、確実な投資決定を下し、進行中のプロジェクトに優先順位をつけることである。¹¹⁷⁷このガイドラインは、2023 年 11 月 27 日から適用される、CUSC における送電待ち行列管理プロセスに関する実践的な詳細を提供するものである。このガイドラインは、接続申請者が電力系統運用者（ESO）との契約において、接続申請者とマイルストーンに対する進捗をどのように証明すべきかを概説している。また、新たなプロセス、建設契約における見通し、証拠要件、プロセスフロー図、シナリオ例、マイルストーンを達成できなかった場合の影響についても説明している。¹¹⁷⁸

(2) 「アクセス及びフォワードルッキングチャージ」の重要な規約の見直し（Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review）

イギリスでは 2022 年、ノンファーム太陽光発電所の出力制御リスクを管理するために、DSO に対してノンファーム型接続の出力制御の上限を定めるガイドラインが示された。太陽光発電所のようなノンファーム型接続は、系統への接続が保証されておらず、ネットワークに混雑が生じた場合に出力制御される可能性があることが、このガイドラインの背景となっている。このガイドラインは、系統の効果的な管理にとって重要である、出力制御が公平かつ効率的に割り当てられることを保証することを目的としている。また、このガイドラインは、電力会社が適切な出力制御範囲を選択することで、フレキシブル太陽光発電所の出力制御の総量を減らすのに役立つという点でも重要である。イギリスでノンファーム接続の出力制御の上限を設定するためのガイドラインが DSO に提供された理由は以下を含む：

- 適切な出力制御範囲を選択することで、電力会社が太陽光発電所の出力制御総量を削減できるようにする。¹¹⁷⁹
- ノンファーム型接続と関連するネットワーク制限の契約条件を定義する。
- 出力制御リスクの計算を可能にするため、エネルギー貯蔵に提供すべきデータを確立する。
- ファーム型接続のための工事を決定するための評価を実施する。

¹¹⁷⁷ [Guidance for the Queue Management process for Transmission Customers | National Grid ESO \(Pg: 3, 2024/2/15 取得\)](#)

¹¹⁷⁸ [Guidance for the Queue Management process for Transmission Customers | National Grid ESO \(Pg: 3, 2024/2/15 取得\)](#)

¹¹⁷⁹ [Evaluating the Curtailment Risk of Non-Firm Utility-Scale Solar Photovoltaic Plants under a Novel Last-In First-Out Principle of Access Interconnection Agreement | NREL \(Pg: 1, 2024/2/15 取得\)](#)

- より詳細で正確な、そして頻繁に提供される出力制御情報の利用可能性を向上させ、フレキシブルなサービスや、ファーム型接続の資産の収益積み上げの機会を改善する。¹¹⁸⁰

このガイドラインは、現行のイギリス規制に沿った、より一貫性があり、透明性が高く、実施しやすい出力制御の方法を提供することを目的としている。

ノンファーム型接続の出力制御の上限を設定するためのガイドラインの内容は以下の通り：

- ノンファーム・アクセス・アレンジメントに対する明確な出力制御の上限と終了日の導入。¹¹⁸¹ 配電ネットワーク事業者は、ノンファーム型接続の申し出に対して出力制御の上限を設定し、接続需要家への申し出にこれを含めなければならない、接続需要家はその制限に従わなければならない。
- 大規模なネットワーク利用者のために、標準化されたノンファーム型接続のアクセスオプションを利用できるようにする。¹¹⁸² 出力制御可能な接続オファーに関連するネットワーク利益がある場合、配電ネットワーク事業者は、接続顧客がこの種の接続契約を選択することを希望する場合、接続顧客がこのオプションを利用できるようにすることが求められる。
- 限られた例外を除き、配電網の補強（接続の電圧レベル以上）のための料金は廃止される。接続料金は、必要な「延長資産」、すなわち単独使用については現行通りである。
- 柔軟なアクセスのオプションが利用可能で、ネットワークの混雑地域でより迅速かつ安価な接続が可能になる可能性がある。
- DSO は中立的な市場ファシリテーターとして機能し、柔軟性資産を所有する市場プレーヤーに高解像度の価格シグナルを提供することができる。¹¹⁸³

(3) 系統増強判断規律

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 Assessment 2021/22 Refresh 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。¹¹⁸⁴

¹¹⁸⁰ [Evaluating the Curtailment Risk of Non-Firm Utility-Scale Solar Photovoltaic Plants under a Novel Last-In First-Out Principle of Access Interconnection Agreement | NREL \(2024/2/15 Acquired\)](#)

¹¹⁸¹ [Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision | Ofgem \(Pg: 5, 2024/2/15 取得\)](#)

¹¹⁸² [Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision | Ofgem \(Pg: 5, 2024/2/15 取得\)](#)

¹¹⁸³ [Future Role Of Distribution System Operators | IRENA \(Pg:8, 2024/2/15 取得\)](#)

¹¹⁸⁴ [Network Options Assessment 2021/22 Refresh | National Grid ESO \(Pg: 18, 2024/1/24 取得\)](#) (2023 年 2 月 22 日取得)

系統増強判断のトリガーは、系統接続を希望する事業者からの接続申込となる。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、イギリスのガス・電力市場局 (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。¹¹⁸⁵

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。) ¹¹⁸⁶

【DNO の系統増強判断規律】

イギリスの配電網事業者 (DNO) は、新規開発のための補強費用を負担する責任を負っている。これらの費用は、すべての電気料金の一部を構成する配電系統使用料 (DUoS) を使用して回収される。2023 年 4 月 1 日に発効した新しい取り決めにより、補強費用の大半は DNO がこの料金を通じて賄うことになる。この変更は、配電網に接続する人々が直面する全体的な接続料金を削減し、可能な限り低いコストで競争、イノベーション、脱炭素化を可能にするために Ofgem によって実施された。¹¹⁸⁷

この新たな規則はまた、正式な接続申請が行われていない場合、DNO が投機的にネットワークを強化することを防ぐことを目的としている。これは、DNO がすべての技術的要件と顧客の要望を満たす最小コストのエンジニアリング・ソリューションに基づいて接続を設計することを保証するためのものである。¹¹⁸⁸

National Grid Electricity Distribution (NGED)による「配電網オプション評価(DNOA)報告書」によると、2023 年 2 月の報告書からの変更点を概説し、配電網の継続的な再評価を実施しているという。新しいスキームの柔軟性要件は、前回の分析で使用されたのと同じ「Distribution Future Energy Scenario (DFES)」データに基づいている。DNOA プロセスは、より効率的な市場参画のために合理化されており、初期のメイン DNOA では柔軟性要件と決定事項の完全な更新が行われ、その後、調達回答に基づく柔軟性の実行可能性を評価するための 2 回目のレポートが年内に行われる。¹¹⁸⁹

(4) 系統接続に関する政策

【グリッドコード】

イギリスのグリッドコードは、¹¹⁹⁰ 全国送電システムと、発電事業者、DC コンバーター所有者、供給業者、及び非組込顧客を含む利用者との関係について規定している。また、規制を遵守しつつ、効率的で競争力のある安全な送配電システムを促進するため、通常及び例外的な状況についても定めている。さらに、計画、接続条件、コンプライアンス・プロセス、運用、バランシング、データ登録コード、及び一般条件などのセクションに分かれている。これらのセクションは、送電ネットワークの公平性と有効性を確保するため、システム計画、運用、コンプライアンス、データ管理などについて定めている。

¹¹⁸⁵ [Cost Benefit Analysis | Ofgem \(Pg:2, 2024/2/16 取得\)](#)

¹¹⁸⁶ [RIIO-ED1 regulatory instructions and guidance: Annex J – Environment and Innovation | Ofgem \(Pg:23, 2024/2/16 取得\)](#)

¹¹⁸⁷ [Important Changes To Electricity Connection Charges | UK Power Solutions \(2024/2/20 取得\)](#)

¹¹⁸⁸ [Distribution Network Operators | Ofgem \(2024/2/20 取得\)](#)

¹¹⁸⁹ [Distribution Network Options Assessment | National Grid \(Pg:1, 2, 2024/2/20 取得\)](#)

¹¹⁹⁰ [THE GRID CODE | National Grid ESO \(Pg:4, 2024/2/16 取得\)](#)

グリッドコードは、計画、接続要件、運用手順、コンプライアンス・プロセスなど取り扱っており、以下のような内容を含む：

- 計画コード：Grid Code 中の Planning Code は、送電システムの開発と拡張のための手順と要件を定めている。これには、送電網への新規発電・需要設備の接続に関するガイドラインや、送電網の補強・拡張に関する計画基準やプロセスが含まれている。
- 接続条件：グリッドコードのこのセクションは、全国送電システムへの接続を希望する当事者が満たさなければならない技術的要件と基準を概説している。系統接続契約、グリッドコード適合性試験、NGET と接続事業者双方の責任などが含まれる。
- 遵守プロセス：グリッドコードには、その要求事項の遵守を確保するための詳細なプロセスが含まれている。これには、NGET と系統利用者との間の紛争の解決だけでなく、コードの規定の監視、報告、執行が含まれる。
- 運用コード：グリッドコード内の運用コードは、送電システムの日常的な運用要件を規定している。これには、平常時及び非常時の運用手順や、他の電力系統運用者との系統運用の調整などが含まれる。

グリッドコードは、電力業界の変化、技術の進歩、規制要件を反映するために定期的に更新される動的な文書である。新しい発電技術の統合、需要側管理、欧州ネットワークコードの実施など、より広いエネルギー市場に適合するように設計されている。¹¹⁹¹

¹¹⁹¹ [The Grid Code | EirGrid \(2024/2/16 取得\)](#)

【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。DNO 各社は RIIO-ED2 期間である 2023-2028 年の事業計画を 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。¹¹⁹²

RIIO ED2 事業計画策定のための方法書によると、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。¹¹⁹³ 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。¹¹⁹⁴ 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。¹¹⁹⁵

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される。¹¹⁹⁶ 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。¹¹⁹⁷ 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。

¹¹⁹² [RIIO-ED2 Business Plan Guidance | Ofgem \(2024/1/22 取得\)](#)

¹¹⁹³ [RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem \(2024/1/27 取得\)](#)

¹¹⁹⁴ [RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem \(2024/1/27 取得\)](#)

¹¹⁹⁵ [RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem \(2024/1/27 取得\)](#)

¹¹⁹⁶ [RIIO-ED2 Sector Specific Methodology Decision | Ofgem \(2024/1/27 取得\)](#)

¹¹⁹⁷ [Distribution Network Options Assessment | National Grid \(2024/1/27 取得\)](#)



図 4.1-1 National Grid Electricity Distribution の投資計画プロセス
出所) Distribution Network Options Assessment (DNOA)¹¹⁹⁸

【事業計画と実施状況：UK Power Networks の例】

UK Power Networks の事業計画では、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。¹¹⁹⁹

【参考：DNO 各社の事業計画】

2024 年 1 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。

¹¹⁹⁸ [Distribution Network Options Assessment | National Grid \(2024/1/27 取得\)](#)

¹¹⁹⁹ [RIIO-ED2 Business Plan 2023 – 2028 | UK Power Networks \(Pg: 13, 2024/1/27 取得\)](#)

表 4.1-3 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 ¹²⁰⁰
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 Southern Electric Power Distribution plc	POWERING COMMUNITIES TO NET ZERO ¹²⁰¹
4.	Scottish Power Energy Networks SP Distribution Ltd SP Manweb plc	Enabling the path to Net Zero ¹²⁰²
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 ¹²⁰³
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) ¹²⁰⁴

出所) 各種ウェブサイトを基に作成

¹²⁰⁰ [Business plan 2023-2028 | Electricity North West \(2024/1/29 取得\)](#)

¹²⁰¹ [POWERING COMMUNITIES TO NET ZERO | Scottish and Southern Electricity Networks \(2024/1/29 取得\)](#)

¹²⁰² [Enabling the path to Net Zero | Scottish Power Ltd. \(2024/1/29 取得\)](#)

¹²⁰³ [RIIO-ED2 Business Plan 2023 – 2028 | UK Power Networks \(2024/1/27 取得\)](#)

¹²⁰⁴ [Our Business Plan 2023 - 2028 First Submission | National Grid Electricity Distribution \(2024/1/29 取得\)](#)

(5) 系統増強費用負担ルール

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）の費用のみを支払う。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。

2018 年 12 月に導入された「アクセス及びフォワードルッキングチャージ」の重要な規約の見直し（Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review）が 2022 年に行われ、2023 年 4 月より適用された。これにより、新規需要接続のための増強工事の費用負担が免除され、発電所の接続のための費用負担が軽減された。配電接続料金の境界に関する検討では、現行の取り決めは低炭素技術の普及を阻害する可能性があるため、系統利用者により効果的なシグナルを送るための変更が必要であるとの結論に達した。¹²⁰⁵

配電接続料金の境界に関しては、ネットワーク強化のためのコストが接続顧客とより広い消費者との間でどのように配分されるかの変更が含まれる。境界について主な変更は以下の通り。：

- 変更の理由：現在、接続する顧客は、補強費用を負担する「shallow」接続境界線に直面している。本決定は、発電については「shallow」接続料金境界を導入し、需要接続については「fully shallow」境界を導入することにより、これに対処することを目的としている。
- 検討されたオプション：選択肢には、接続料金から回収される増強料金の範囲を縮小すること、接続料金の後払いを認めること、負債や有価証券のような財務的コミットメントを導入することなどが含まれた。これらのオプションは、重要なコード見直しの開始時に設定された指導原則に基づいて策定された。
- 評価プロセスの概要：利害関係者のフィードバックは、需要及び発電接続のための補強への貢献を削除または削減する提案を支持した。本決定は、投資障壁の撤廃とネットワーク顧客へのコスト影響の抑制のバランスを取ったものである。
- 決定の詳細：最終決定には、需要接続に「fully shallow」接続料金境界を導入することが含まれ、顧客は延長資産のみを支払う。発電接続については、「shallow」境界線が導入され、顧客は延長資産と、接続の電圧レベルでの補強に向けた負担金を支払う必要がある。高額な接続によるコスト増に対する料金支払者に対する既存の保護措置は維持・強化される。

この決定は、公正なコスト配分と消費者保護を確保しつつ、低炭素技術への投資と戦略的なネットワーク強化を促進することを目的としている。¹²⁰⁶

表 4.1-4 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、送電利用料金（TNUoS）の値上げにより一般負担で回収

¹²⁰⁵ [Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision | Ofgem \(Pg:4, 2024/2/17 取得\)](#)

¹²⁰⁶ [Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision | Ofgem \(Pg:5, 2024/2/17 取得\)](#)

	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 需要接続に対する「fully shallow」方式の接続料金となっており、消費者は延長資産のみを負担する。

出所) Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision¹²⁰⁷, Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements¹²⁰⁸, 欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (平成 30 年度 - 海外調査)」¹²⁰⁹

(6) 地域系統混雑の解消

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¹²¹⁰

RIIO ED2 事業計画策定のための方法書によると、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。

¹²⁰⁷ [Access and Forward-Looking Charges Significant Code Review: Final Decision | Ofgem \(Pg:5, 2024/2/17 取得\)](#)

¹²⁰⁸ [Getting more out of our electricity networks by reforming access and forward-looking charging arrangements | Ofgem \(Pg:69, 2024/2/28 取得\)](#)

¹²⁰⁹ 「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (平成 30 年度 - 海外調査)」 | OCCTO (Pg:36, 2024/1/26 取得)

¹²¹⁰ [RIIO-ED2 Business Plan Guidance | Ofgem \(2024/1/22 取得\)](#)

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、様々な取組みが行われている。

表 4.1-5 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
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
CMIS	運用中	DNO	ESO	ESO(一部公的資金を投入)
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)

出所) 各種ウェブサイトを基に作成

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（以下 Piclo Flex）は、DNO と DER 所有者間での DER 価値を取引する市場である。¹²¹¹ 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¹²¹²である。

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。

¹²¹¹ [Piclo \(2024/1/25 取得\)](#)

¹²¹² [Market Opportunities | Piclo](#) (2023 年 2 月 22 日取得)

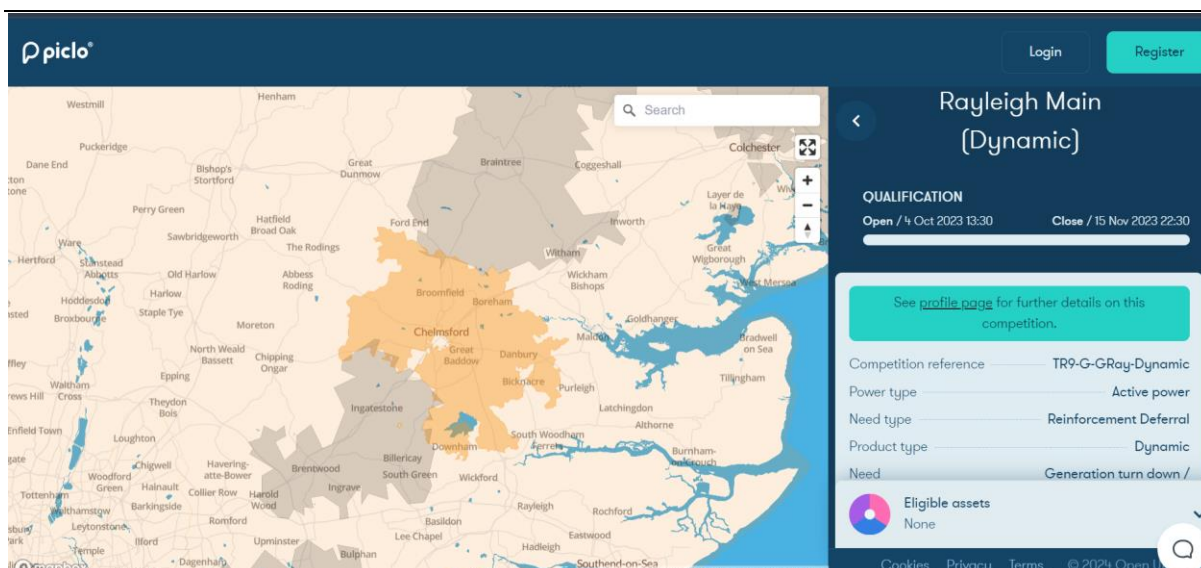


図 4.1-2 Open Data Portal 上で公開されている DER 入札情報【再掲】
出所) Piclo Flexibility Marketplace¹²¹³

2019 年以降、UK Power Networks は Piclo Flex を通じて DER の柔軟性を調達しており、それ以降、他の 2 つの DNO (Scottish & Southern Electricity Networks と National Grid Electricity Distribution) が市場で調達を開始し、現在 3 つの DNO (SP Energy Networks、Northern Power Grid、Electricity North West) が参加を予定している。

また、新たな市場アクセス・プラットフォームである Piclo Max が 2024 年にイギリスで展開される計画である。このプラットフォームは、融通サービス・プロバイダーにとって、より広範な電力市場へのアクセスを簡素化し、開放するものである。このプラットフォームは、余剰電力の売り手（フレックスの売り手）と系統運用者（フレックスの買い手）をマッチングし、市場の柔軟性を促進する。¹²¹⁴

【配電系統託送料金の時間帯別設定】

イギリスの送電網では、時間帯別の配電系統託送料金を設定することで、スマートメーター設置ユーザーに対する配電託送料金 (Distribution Use of System Charges/ DUoS) を導入し、経済的インセンティブによる需要のピークシフトを目指している。このアプローチは、異なる時間帯にまたがる需要をより効率的に管理することで、配電システム内の混雑を緩和することを目的としている。¹²¹⁵ イギリスの電力システム利用料金には、消費に基づく料金、常時料金、容量料金、無効電力料金など様々な種類があり、利用時間帯によって異なる料金で計算される。¹²¹⁶

継続的な料金は、共通配電課金方式 (Common Distribution Charging Methodology /CDCM) を使用して計算される。請求書には、使用時間に応じたレッド、アンバー、グリーンと呼ばれる、利用時間帯別の料金が含まれる。

発電事業者が電力を送電すれば、系統をサポートすることになり、その結果、輸出されたエネルギーのクレジットを受け取ることができる。電源は、間欠性（風力、潮力、太陽光など）と非間欠性（ガス、バイオマス、CHP

¹²¹³ [Piclo Flexibility Marketplace | Piclo](#) (2024 年 2 月 22 日取得)

¹²¹⁴ [Press Release | Piclo](#) (2024 年 2 月 22 日取得)

¹²¹⁵ [DUoS Charging for LV and HV Metered Connections | National Grid \(2024/3/01 取得\)](#)

¹²¹⁶ [DUoS Charging for LV and HV Metered Connections | National Grid \(Pg: 7, 2024/3/01 取得\)](#)

など) に分類される。2023 年 4 月以降、どちらのタイプの発電も、時間帯に応じたレッド、アンバー、グリーンの単価でクレジットを受け取ることができ、需要のピーク時に発電した方が有利になる。

DUoS 料金を削減するために、消費者はピーク時の消費を減らし、合理的な容量要件を設定し、容量の必要性を見直し、力率を効率的に管理することが奨励されている。

CDCM の需要家では、レッド期間と呼ばれるピーク時間が夕方以降に発生し、EDCM の需要家では、11 月から 2 月にかけてスーパーレッド期間と呼ばれるピーク時間が発生する。

すべての接続では、これらの時間帯に電力を供給するための異なるコストを反映するために、時間帯によって異なるユニットチャージが発生する。¹²¹⁷

¹²¹⁷ [Distribution Charging Overview | National Grid \(Pg: 3, 2024/2/23 取得\)](#)

表 4.1-6 託送料金の時間帯別区分 (South West)

Time bands for half hourly metered properties			
Time periods	Red time band	Amber time band	Green time band
Monday to Friday	17:00-19:00	07:30-17:00 19:00-21:30	00:00-07:30 21:30-24:00
Weekends	n/a	16:30-19:30	00:00-16:30 19:30-24:00
Notes	All of the above times are in UK clock time		

表 4.1-7 託送料金の時間帯別区分 (South Wales)

Time bands for half hourly metered properties			
Time periods	Red time band	Amber time band	Green time band
Monday to Friday	17:00-19:30	07:30-17:00 19:30-22:00	00:00-07:30 22:00-24:00
Weekends	n/a	12:30-13:00 16:00-21:00	00:00-12:00 13:00-16:00 21:00-24:00
Notes	All of the above times are in UK clock time		

表 4.1-8 託送料金の時間帯別区分 (Midlands)

Time bands for half hourly metered properties			
Time periods	Red time band	Amber time band	Green time band
Monday to Friday	16:00-19:00	07:30-16:00 19:00-21:00	00:00-07:30 21:00-24:00
Weekends	n/a	n/a	00:00-24:00
Notes	All of the above times are in UK clock time		

出所) DUoS Charging for Lvand HV Metered Connections, national grid

【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。

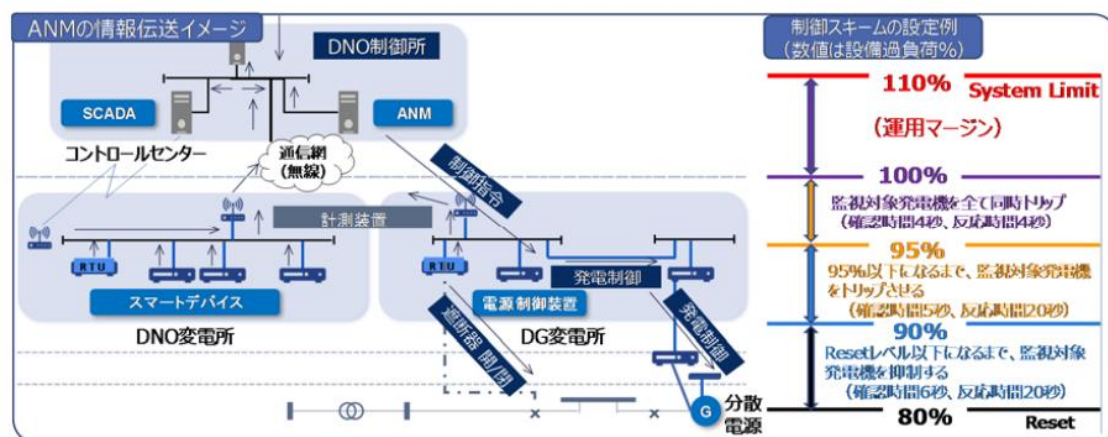


図 4.1-3 イギリスの配電系統における ANM の取組み

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』¹²¹⁸

また、UK Power Networks は、ANM の活用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¹²¹⁹。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、リ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】

4.1.3 (iii) 系統増強判断規律にて説明した通り

【DLR】

Scottish Southern Electricity Network は、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。¹²²⁰

[参考：Local Energy Market (Distribution Level Trading Platform)]

イギリス南西部の Cornwall 州では 1,670 万ポンドをかけた Local Energy Market の実証を行い、3 年間で 200 以上の家庭や企業が電力取引を行い、送電網のバランスをとることができた。この実証実験では、5MW の低炭素技術を導入し、家庭用バッテリーシステムを組み合わせることでバーチャル発電所とし、系統と自律的に取引した。また、ガス・電気事業者である Centrica のオークションベースのプラットフォームを通じて、地域と国の系統運用者が同時に柔軟性を調達し、より応答性が高く再生可能エネルギーに適した系統への道を開いた。

¹²¹⁸ [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 | 電力広域的運営推進機関](#) (Pg:18 2024/1/25 取得)

¹²¹⁹ [再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定 | NEDO](#) (Pg111, 2024 年 2 月 2 日取得)

¹²²⁰ [Skye Dynamic Line Rating \(DLR\) | Scottish and Southern Electricity Networks](#) (2024/1/25 取得)

Centrica の Local Energy Market プラットフォームは、柔軟性サービスの入札を可能にし、契約作成から決済までの取引を容易にした。様々な事業体とのパートナーシップのもと、Centrica と助成金によって実施された実証の成功は、イギリスが適切な政策支援によって再生可能エネルギー統合をリードできる可能性を浮き彫りにした。¹²²¹

¹²²¹ [Cornwall flexible energy trials prove success | Centrica plc \(2024/2/17 取得\)](#)

4.1.3 アイルランド

(1) 系統増強判断規律

長期的な送電網の増強は、TSO が策定する Transmission Development Plan (TDP) 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。系統増強を決定する規則は、TSSPS (Transmission System Security and Planning Standards) に基づいている。¹²²² TSSPS に概説されている性能基準に違反することなく系統の増強に対応できないことが判明した場合、系統増強戦略を選択する際のさまざまな問題が考慮される。¹²²³ TSSPS はまた、開発コストとサービスとの間に許容できる妥協点をもたらす客観的な基準を定めている。

(2) 系統増強費用負担ルール

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。

DSO (配電系統運用者) の接続及び接続申し出の提供に関するグループ処理アプローチ及び非グループ処理アプローチは、標準価格アプローチに基づいて行われる。このアプローチは、接続オファーに使用される主要項目の標準価格を設定するもので、これらの価格に関する最初の承認は、2007 年のエネルギー規制委員会による決定文書 (CER/05/090) によって行われた。

合意された標準価格は当初、2007 年のコストに基づいており、毎年更新されることが原則とされた。当初、更新は消費者物価指数 (CPI) に連動していたが、2010 年、2011 年以降は統一消費者物価指数 (Harmonized Indices of Consumer Prices/HICP) に連動することが合意された。DSO はまた、前年の CPI と HICP の予測に過不足があった場合、それを考慮して料金を調整した。

近年、料金の指数化は行われていたが、包括的な見直しは 2007 年以来行われていなかったため、DSO は 2018 年から 2020 年にかけて料金の徹底的な見直しを行うことを約束した。この見直しでは、最新の情報、機器調達や接続工事に関する実際のコスト経験、標準料金に含まれる工事範囲の再評価を考慮した。この見直しの中で、DSO は、使用されてなくなった一部の料金を特定し、廃止を提案した。

2021 年 4 月 16 日、公益事業規制委員会 (CRU) は、ESB ネットワークスが 2020 年に提案した発電機標準料金 (GSC) の変更に関する決定書 (CRU/21/035) を公表した。この決定書には、承認された標準料金の新しいリストの公表も含まれている。これらの更新された料金は、予測 HICP に基づいて決定され、欧州委員会は 1999 年電力規制法第 36 条に基づき正式に承認した。

標準料金の包括的な見直しの一環として、多くの料金には、これらの料金の範囲に含まれるものと含まれないものが明記されたことに加え、標準化された記号を使用して電力系統の電氣的接続と構成要素の配置を示す SLD (単線接続図) が含まれるようになった。これは、料金が現在の情報、コスト、再生可能発電機の配電網への接続に関連する工事範囲の進化に沿ったものであることを保証するための積極的な努力を反映したものである。¹²²⁴

¹²²² [Transmission Development Plan 2021-2030 | EirGrid PLC \(Pg:89, 2024/2/1 取得\)](#)

¹²²³ [Transmission Development Plan 2021-2030 | EirGrid PLC \(Pg:23, 2024/2/1 取得\)](#)

¹²²⁴ [Standard Prices for Generator Connections 2023 | ESB Networks \(Pg:3, 2024/2/1 取得\)](#)

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 月にアイルランドの Commission for Regulation of Utilities（CRU）が公表した報告書によると標準的な家庭の電気料金全体電気料金の約 31%を占めており、そのうち約 8%が送電網コスト、約 23%が配電網コストとなっている。¹²²⁵

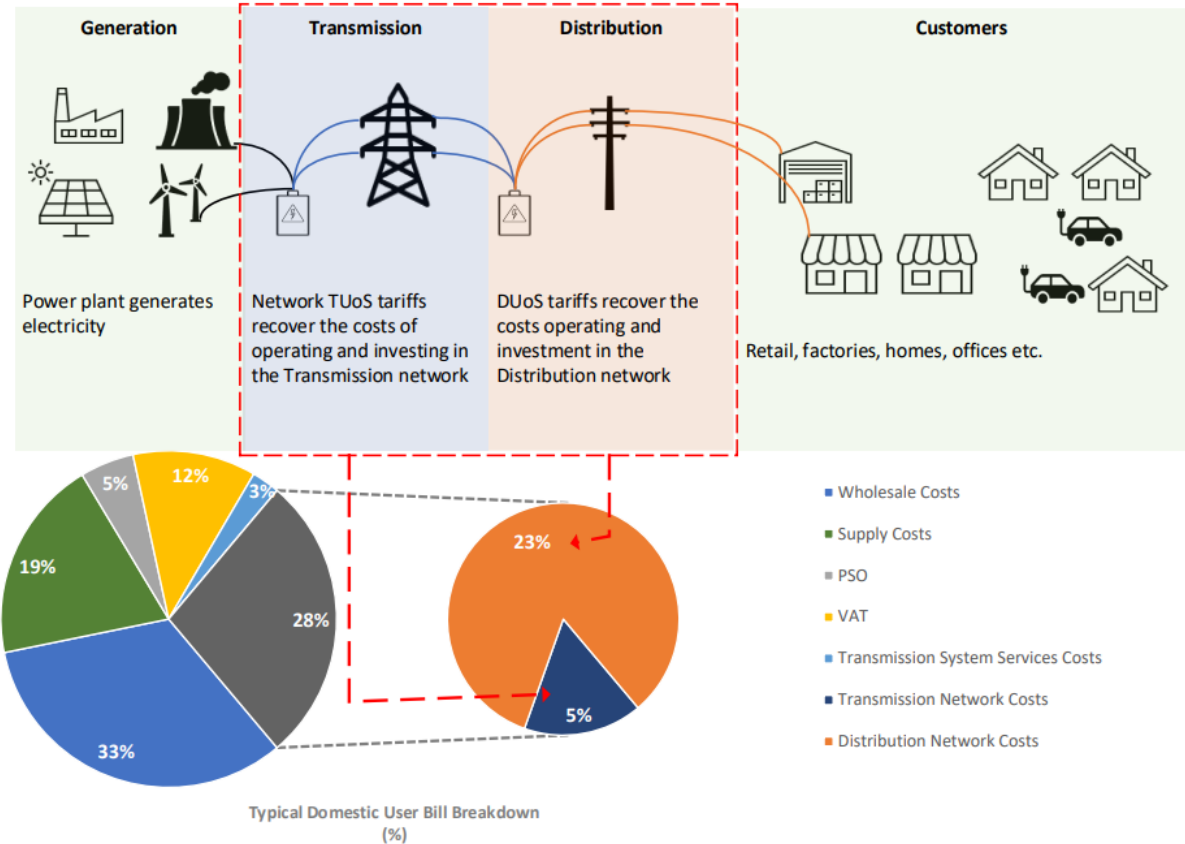


図 4.1-4 消費者の系統費用負担割合

出所）CRU's Electricity Network Tariff Structure Review¹²²⁶

表 4.1-9 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。
	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

¹²²⁵ [CRU's Electricity Network Tariff Structure Review | Commission for Regulation of Utilities \(Pg:3, 2024/2/1 取得\)](#)

¹²²⁶ [CRU's Electricity Network Tariff Structure Review | Commission for Regulation of Utilities \(Pg:15, 2024/2/1 取得\)](#)

配電系統	系統増強	特定負担
	電源線	- 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。

出所) 令和 4 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) 系統増強の代替策の評価方法

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。これは、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下の図表に示す。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。¹²²⁷

¹²²⁷ 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

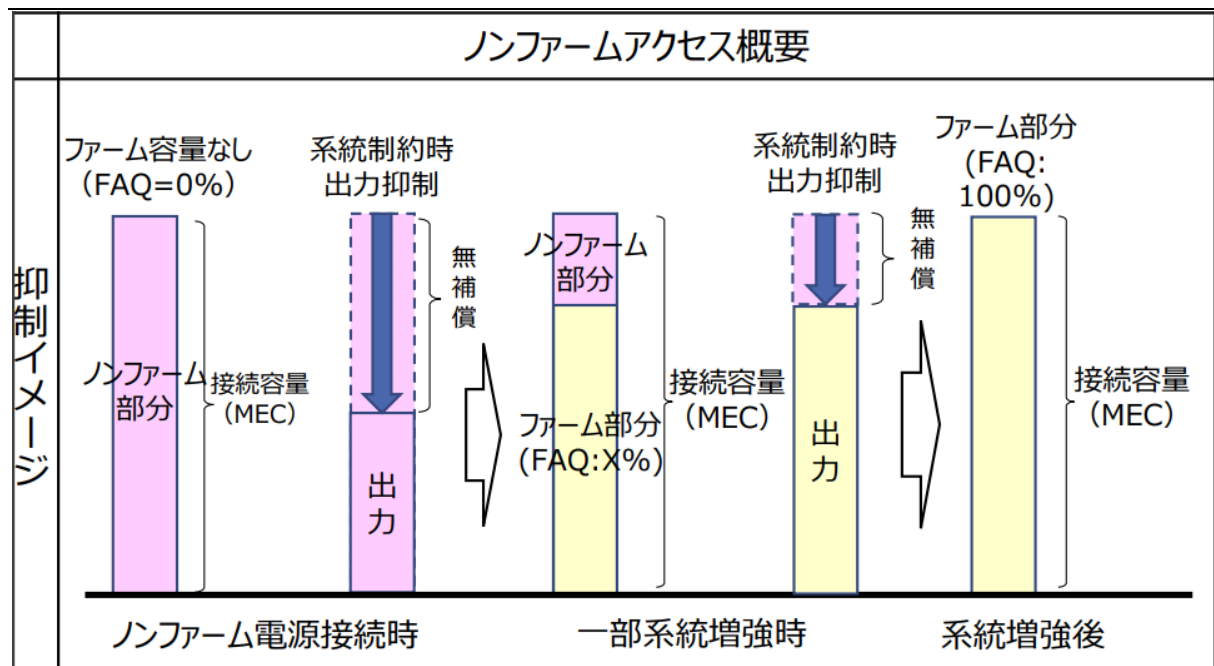


図 4.1-5 MEC と FAQ と系統増強の関係

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¹²²⁸

¹²²⁸ 広域機関における「日本版コネクト&マネージ」 | METI (Pg:20, 2024/2/1 取得)

4.1.4 オーストラリア

(1) 系統接続に関する各政策

オーストラリアは、太陽光発電、蓄電池の安全で一貫性のある効率的な送電網への接続を確保するため、送電網への接続と運用に関する明確な方針とガイドラインを定めている。¹²²⁹ オーストラリアの送配電及びガス配給ネットワークを代表する全国的な業界団体である、エネルギー・ネットワーク・オーストラリア（Energy Networks Australia）が策定した全国接続ガイドライン（National Connection Guidelines）は、家庭、商業、工業施設に適用される低圧接続に対応している。¹²³⁰ このガイドラインは、分散型エネルギー資源（DER）を送電網に導入するための、初めての全国共通のアプローチである。¹²³¹

また、全国電気規則（National Electricity Rules Australia）の第 5 章（ネットワーク接続アクセス、計画、拡張）のパート A ではその序論が述べられている。パート B では、送電網や配電網、全国送電網（小売顧客を除く）への接続に関する枠組みを定めている。パート C では、機器の設計、検査、切断など、接続契約後のネットワークに関する事項を扱う。パート D は、ネットワーク計画に重点を置く。スケジュールには、安全基準、性能要件、接続条件などの詳細な技術データが記載されている。¹²³²

オーストラリアのエネルギー規制当局（AER）は 2005 年、送電に関する包括的な規制ガイドライン「Compendium of electricity transmission regulatory guidelines」を発表した。このガイドラインは、オーストラリア競争・消費者委員会（Australian Competition and Consumer Commission）の方針に基づき作成されたものである。¹²³³

オーストラリアの送電網規制には複数の関係者が携わっている。例えば、オーストラリア・エネルギー市場委員会（Australian Energy Market Commission）は、National Electricity Market（NEM）に適用される規則を管理し、エネルギー規制当局（Australian Energy Regulator）及びオーストラリア・エネルギー市場運営者（Australian Energy Market Operator）によって施行される。ノーザン・テリトリー（Northern Territory）のように、これらの規則を採用している地域もあり、西オーストラリア州も採用を検討している。このような複雑さにもかかわらず、オーストラリアでは一般的に、大規模な停電は稀であり、安全な電力供給を享受している。さらに、最近の信頼性評価でも確認されているように、停電は通常、山火事や洪水のような異常気象の時にしか起こらないとされている。¹²³⁴

(2) 系統増強の代替策に関する政策

オーストラリアは、2022-23 年度予算において、再生可能エネルギーの増加に対応することを目的とした送電網整備に、200 億豪ドルを計上した。オーストラリアにおいて、ソーラーパネルと蓄電池は、約 4 分の 1 の家庭で利用されており、低炭素の未来に向けた変化の原動力となっている。しかし、オーストラリアの送電網は一方通行の石炭エネルギーのために建設されたもので、再生可能エネルギーの双方向の流れには対応していない。

¹²²⁹ [National Connection Guidelines | Energy Networks Australia \(2024/1/04 取得\)](#)

¹²³⁰ [National Connection Guidelines | Energy Networks Australia \(2024/1/04 取得\)](#)

¹²³¹ [National Connection Guidelines | Energy Networks Australia \(2024/1/04 取得\)](#)

¹²³² [National Electricity Rules | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(2024/1/04 取得\)](#)

¹²³³ [Compendium of electricity transmission regulatory guidelines | Australia Energy Regulator \(Pg:12, 2024/2/5 取得\)](#)

¹²³⁴ [Australia Power Grid Systems | Climate Scorecard \(2024/1/04 取得\)](#)

AusNet Services、Mondo Power、AEMO、メルボルン大学が支援する Project EDGE は、動的な送電制限や分散型市場といった革新的な概念を用いて、自然エネルギーの安全で効率的な統合の実証に取り組む。

1235

オーストラリアは、信頼性が高く効率的な電力供給を確保するため、送電網とネットワークを拡大するための以下のような取組を行っている。

- Rewiring the nation：オーストラリア政府は、全国電力市場（NEM）に占める再生可能エネルギーの割合を 82%まで引き上げることを公約している。¹²³⁶ この取り組みは、新たな再生可能エネルギー源を確保し、送電網の安全性を高め、電力価格を引き下げることが目的としている。¹²³⁷
- 分散型エネルギー資源：屋上太陽光発電、エネルギー蓄電システム、マイクログリッドなどの分散型エネルギー資源を活用することで、高額で時間のかかる送電設備の更新の必要性を減らすことができる。

1238

- 蓄電池：オーストラリアの電力網では、技術の進歩、コストの低下、政府の支援により、蓄電池の利用が拡大している。蓄電池の利用方法には、全国的なグリッド統合や、「Behind-the-meter（電力会社のメーターの顧客側に接続された定置型の蓄電池システムなど）」、系統接続が不十分な地域やオフグリッド設定での展開が含まれる。これは、再生可能エネルギー用蓄電池の増加傾向を反映している。¹²³⁹ 2023 年第 2 四半期に投資段階に達した 20 億豪ドル相当のエネルギー蓄電とハイブリッド・プロジェクトが 6 件あり、オーストラリアの貯蔵容量に 3,802MWh が追加された。¹²⁴⁰

¹²³⁵ [Transforming the grid for a renewables-based future | The University of Melbourne \(2024/1/04 取得\)](#)

¹²³⁶ [Transition to net zero | Australian Trade and Investment Commission \(Austrade\) \(2024/1/05 取得\)](#)

¹²³⁷ [Rewiring the Nation fund | IEA \(2024/2/5 取得\)](#)

¹²³⁸ [Building the future grid: reshaping Australia's largest machine | CSIRO \(2024/1/8 取得\)](#)

¹²³⁹ [Battery storage | Australian Renewable Energy Agency \(2024/2/5 取得\)](#)

¹²⁴⁰ [Big battery investment in Australia hits all-time high | Austrade \(2024/2/5 取得\)](#)

4.1.5 米国

(1) 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、再生エネルギー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、つまり再生エネルギーの生産、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 on 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 2005¹²⁴¹

¹²⁴¹ [The Energy Policy Act of 2005 | Bureau of Ocean Energy Management \(2024/1/18 取得\)](#)

◎ § 585.300 What types of activities are authorized by ROW grants and RUE grants issued under this part?

- (a) A 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) A 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 a 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) A 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) A 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 a 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)¹²⁴²

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。

¹²⁴² [Code of Federal Regulation, 30 CFR, Part 585\(BOEM OCS Renewable Energy Regulations\) | ECFR \(2024/1/18 取得\)](#)



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, SG100004181

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

Irrington 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) Excerpt from the Notice by BOEM, U.S. Department of the Interior¹²⁴³

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。

¹²⁴³ [Notice by BOEM, U.S. Department of the Interior | Bureau of Ocean Energy Management \(2024/1/18 取得\)](#)



図 4.1-5 Competitive Process of ROW:

出所) BOEM¹²⁴⁴

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。¹²⁴⁵

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、下図のような目次立てで申請書が提出されている。

¹²⁴⁴ [BOEM Regulations for Issuing Right-Of-Way Grants on the OCS | Bureau of Ocean Energy Management \(2024/1/18 取得\)](#)

¹²⁴⁵ [Sea2shore: The Renewable Link | Bureau of Ocean Energy Management \(2024/1/18 取得\)](#)



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

出所) Anbaric Development Partners LLC. (ADP)¹²⁴⁶

(2) DSO 系統に接続する電源の混雑管理について

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、カリフォルニアのエネルギー事情においては、送電計画プロセスにおいて、CAISO の送電モデル内の 69KV で特定の負荷をモデル化する。Pacific Gas and Electric 社や Southern California Edison 社のような負荷供給事業者 (LSE) を代表するスケジューリング・コーディネーターが需要側で協力するという。しかし、高圧送電網は米国連邦エネルギー規制委員会 (FERC)、配電網は州の管轄といった連邦と州の規制機関の管轄権の違いが、CAISO の運用範囲を制限している。配電系統運用者 (DSO) の理論的な検討はされているが、現在の枠組みではほとんど推測の域を出ていないという。

前日市場とリアルタイム市場では、需給管理において重要な役割を果たす。LSE が負荷予測を入札し、発電事業者が電力を供給し、CAISO が仲介役となって系統の需給バランスを確保する。供給側のマイナスの LMP (Locational Marginal Prices) は、過剰な発電シナリオのシグナルであり、需要側の混雑は高い LMP につながる可能性がある。CAISO は、混雑時の需要削減にインセンティブを与えるメカニズムを採用しており、特定の状況では需要側に補償を行う。

系統の配電側では、Wholesale Distribution Access Tariff (WDAT) が登場する。このタリフは、特定の発電事業者が配電網の境界を越え、CAISO が管理する卸売網で電力を販売することを認めるものである。WDAT は主に、より広範な送電網で電力を供給しようとする発電事業者に影響し、複雑なカリフォルニアのエネルギー事情における連邦と州の司法権の相互作用を強調している。

¹²⁴⁶ [Unsolicited Right of Way/Right of Use & Easement Grant Application | \(boem.gov\)](https://www.boem.gov/unsolicited-right-of-way-right-of-use-easement-grant-application) (2024/2/22 取得)

CAISO は、混雑時の需要削減にインセンティブを与え、特定の状況下で需要側に補償を行うために、いくつかのスキームを導入している。これらの制度には以下のようなものがある：

- 需要側系統支援（DSGS）プログラム：このプログラムは、停電のリスクを軽減する電気需要家にインセンティブを提供する。このプログラムでは、前もって容量を約束し、正味の負荷の単位当たりの削減を提供する。¹²⁴⁷
- デマンドレスポンス（DR）と負荷参加：CAISO は、電力需要（負荷）を削減できる顧客を集約する能力を持つ需要応答プロバイダーに、ISO の前日市場及びリアルタイム市場への参加を認めている。これらのプロバイダーは、負荷の減少や増加を入札することができ、参加に対して報酬を受け取る。¹²⁴⁸
- 資源充足プログラム（Resource Adequacy Programs）：ISO の暫定的信頼性要件プログラム（Interim Reliability Requirements Program）及び MRTU（Market Redesign and Technology Upgrade）タリフの資源十分性において、負荷供給事業者に対して、資源十分性の義務を満たすための追加的な資源の調達を要求している。これらの資源は、カリフォルニア州の ISO に利用可能でなければならない。¹²⁴⁹

B) PJM

PJM システムでは、配電系統運用者（DSO）に接続された電力供給者は、一般的に送電系統の混雑管理の直接の対象とはならない。PJM の送電資産は、容量、エネルギー、アンシラリーサービスのための PJM の卸売市場へのアクセスを提供することによって、発電事業者間の競争を可能にしている。¹²⁵⁰

(3) 米国のエネルギー市場における RPS(Renewable Portfolio Standard)

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、RPS 目標（基本的にはポートフォリオ）は、CAISO が送電計画プロセスにおいて考慮する目標であるという。公益事業委員会が設定した RPS 目標は、CAISO の送電計画分析において政策主導の評価を行う。その結果、RPS 目標を達成するために必要なポートフォリオや発電機が決定され、その後のモデリングや必要なアップグレードの特定が行われる。

潜在的な系統混雑の文脈においては、過度の混雑が RPS 基準の達成に困難をもたらす可能性があると認識されている。このような場合、CAISO は送電計画プロセスの一環として経済性評価を実施する。この評価には、「全容量送電可能状態（Full Capacity Deliverability Status/FCDS）」を要求するプロジェクトや発電機の出力が送電網の条件に従ってのみ送出可能な「Energy Only Deliverability Status」を選択するプロジェクトなど、様々なタイプの相互接続調査のモデル化による評価が含まれる。経済性評価は、潜在的な混雑問

¹²⁴⁷ <https://www.caiso.com/Documents/Demand-Response-Issues-Performance-Report-Jan-12-2022.pdf>
(2024/1/18 取得)

¹²⁴⁸ https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-response/emergency-load-reduction-program/elrp_factsheet_061721b.pdf (2024/1/18 取得)

¹²⁴⁹ <https://www.caiso.com/InitiativeDocuments/Draft-2022-2023-Transmission-Plan.pdf> (2024/1/18 取得)

¹²⁵⁰ <https://www.pjm.com/markets-and-operations/billing-settlements-and-credit/guide-to-billing> (2024/1/18 取得)

題の特定に役立つ。混雑が問題であると判断された場合、送電計画プロセスには、経済的に駆動する送電アップグレードを提案するメカニズムが組み込まれ、それによって混雑を緩和し、RPS 基準への適合を促進する。

FERC の ORDER によると、発電事業者は、カリフォルニア州独立系統運用機関（CAISO）において、選択的に FCDS（Full Capacity Deliverability Status）を選択することが可能である。しかし、FCDS を選ぶ発電事業者には、送電網のアップグレードのための資金調達コストが割り当てられる。つまり、発電者は FCDS を要求することはできるが、このステータスに必要な補強コストを負担することになる。¹²⁵¹

CAISO はまた、以下の通り RPS を考慮する。

- 送電計画：CAISO は、同州の再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）目標 33% の達成を支援するため、送電プロジェクトに新たなカテゴリーを追加することを提案している。¹²⁵² CAISO の 2020-2021 年送電計画は、CAISO 送電網を包括的に評価し、送電網の信頼性要件に対応し、カリフォルニア州の政策目標を達成するために必要なアップグレードを特定し、消費者に経済的利益をもたらすプロジェクトを検討するものである。¹²⁵³ この計画は、立法政策を実行可能な政策主導のインプットに変換する上で、州機関からの主要なインプットに大きく依存している。CAISO の政策主導型の送電調査は、カリフォルニア公益事業委員会（CCPC）から提供された 60% RPS 政策の基本ポートフォリオと、より高い約 71% RPS レベルに基づく「感度ポートフォリオ(sensitivity portfolio)」に基づいている。¹²⁵⁴
- 再生可能エネルギーの統合：CAISO は、再生可能エネルギー資源を統合し、需給バランスを維持している。カリフォルニア州の既存の RPS は、電力会社に電力の 20% を再生可能資源から供給する法定義務の達成を求めている。¹²⁵⁵ RPS プログラムは 2015 年に「クリーンエネルギー・汚染削減法（Clean Energy and Pollution Reduction Act of 2015/SB350）」で加速され、2030 年までに 50% の RPS を義務付けた。2018 年には「100% クリーンエネルギー法（100 Percent Clean Energy Act of 2018/SB100）」が署名され、2030 年までに RPS を再び 60% に引き上げ、2045 年までに州の全電力をカーボンフリー資源で賄うことを義務付けている。すべての電力小売事業者は、太陽光発電、太陽熱発電、風力発電などの RPS 資源を組み合わせて利用している。¹²⁵⁶

B) PJM

PJM では、RPS は混雑を管理し、需給バランスを維持するために以下のように考慮されている。

¹²⁵¹ [ORDER ON TARIFF REVISIONS\(Issued May 19, 2020\) | FERC](#) (2024 年 1 月 23 日取得)

¹²⁵² <https://www.caiso.com/Pages/DocumentsByGroup.aspx?GroupID=0D31A978-DEC8-4D86-97CD-F3AC9C6814A8> (2024/1/18 取得)

¹²⁵³ <https://www.caiso.com/Documents/BoardApproved2020-2021TransmissionPlan.pdf> (2024/1/18 取得)

¹²⁵⁴ <https://www.caiso.com/Documents/BoardApproved2020-2021TransmissionPlan.pdf> (2024/1/18 取得)

¹²⁵⁵ <http://www.caiso.com/documents/integration-renewableresources-operationalrequirementsandgenerationfleetcapabilityat20percrps.pdf> (2024/1/18 取得)

¹²⁵⁶ <https://www.cpuc.ca.gov/rps/> (2024/1/18 取得)

- 相互接続待ち行列：13 州とワシントン D.C. をカバーする PJM の相互接続待ち行列は、RPS 政策を実施することで緩和されると見込まれる。¹²⁵⁷
- 送電計画：積極的な送電計画は、混雑を管理し、需要と供給のバランスを維持するのに役立つ。相互接続のバックログは、各州の RPS の構造や利用可能な再生可能エネルギー資源によって、PJM の領域全体に不均一な影響を与える。¹²⁵⁸
- デマンドレスポンスとエネルギー効率化プログラム：各州の RPS イニシアティブは、混雑を管理し、需要と供給のバランスを維持するために、需要応答とエネルギー効率化プログラムを推進している。¹²⁵⁹

C) MISO

エネルギー市場における RPS

再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）は、再生可能資源による発電の割合を一定割合にすることを義務付ける州レベルの政策である。RPS は発電ミックスに直接影響を与えるが、米国 MISO の枠組みにおける混雑管理と需給バランスに具体的に組み込むには、MISO の市場と運用慣行から詳細な洞察を得る必要がある。しかし、RPS は、以下のような形で、米国 MISO 地域の混雑管理と需給バランスに間接的に影響を与える可能性がある：

- 再生可能エネルギーの統合：RPS は、再生可能エネルギー源の送電網への統合を促進し、需給バランスを取り、送電システムの混雑を緩和することができる。
- 需要応答（DR）プログラム：RPS は、電力会社が需要応答プログラムに加入するインセンティブを与えることができる。需要応答プログラムでは、電力会社がピーク時の負荷を削減することで支払いを受けることができるため、需要をオフピーク時間帯にシフトさせ、送電システムの混雑管理に役立てることができる。
- 時間変動価格プログラム：RPS は、時間帯別料金制度や時間変動価格制度の導入を促進し、電力使用をオフピーク時間帯にシフトさせることができる需要家に対して、電気料金の節約を提供することができる。これらのプログラムは、オンピーク時間帯を定義し、一般的に需要の多い時間帯に負荷をオフピーク時間帯にシフトさせることで、負荷をシフトさせ、送電システムの混雑を管理するのに役立つ節約を提供する。

(4) 系統接続に関する政策

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、発電の相互接続プロセスは、送電計画プロセスとは独立している。送電計画プロセスでは、カリフォルニア州の負荷に対する信頼性の高いサービスを確保することに重点が置かれ、供給側のニーズに対する州主導のポートフォリオが組み込まれる。送電計画では、カリフォルニア州独立系統運用者（CAISO）が、これらのポートフォリオを実行するために必要な系統ネットワークのアップグレー

¹²⁵⁷ [Grid of the Future: PJM's Regional Planning Perspective | US PJM \(Pg: 14, 2024/2/25 取得\)](#)

¹²⁵⁸ [Grid of the Future: PJM's Regional Planning Perspective | US PJM \(Pg: 11, 2024/2/25 取得\)](#)

¹²⁵⁹ <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/pjm-rto-metrics.pdf> (2024/1/18 取得)

ドを特定する。この分析は、特定のニーズに関係なく、相互接続を求めるプロジェクトのための市場主導メカニズムとして機能する発電の相互接続プロセスとは異なる。このプロセスでは、送電計画プロセス（TPP）とは別に、プロジェクトが要求を提出し、相互接続コストを決定する。

供給側では、カリフォルニア州公益事業委員会が、州内で 100%カーボンフリーの未来を実現するための要件を規定している。この委員会は、特定の年に必要なメガワットを指定し、カリフォルニア州が描く未来に貢献するために、プロジェクトが相互接続プロセスに参加するよう促す。このプロセスには通常、発電事業者が入札を行う機能的な市場が含まれ、変動コストの低い再生可能エネルギープロジェクトが配電を確保することが多い。市場は運転コストに基づいて運営され、入札にはこれらの考慮事項が反映される。通常の状態では入札が優先されるが、信頼性に問題がある場合には、制約に対処するのに有効な特定の発電機が適宜配電される。

（送電系統に新規電源が連系する場合の手順）

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、発電事業者の送電網への相互接続の一般的なプロセスでは、相互接続待ち行列のために毎年窓口が設けられているが、これらの待ち行列は全米で著しく混雑している。一般的なプロセスでは、発電事業者は関連費用を支払い、土地の所有権を証明し、基本モデルを提示しなければならない。これらのステップを経て、発電事業者は CAISO に相互接続要求を提出し、1 年にわたる調査が開始される。調査結果によっては、プロジェクトに様々なアップグレードが課され、それに伴う費用とスケジュールが提示される。相互接続に要する日数は、行列内のメガワット数の増加やサプライチェーンの遅延、特に新型コロナの流行によって悪化し、増加してきている。

アップグレードが必要ないプロジェクトの場合、調査プロセスにおいて協定書（LGI）は通常 2 年以内に締結される。しかし、アップグレードが必要な場合は、スケジュールが 3 年から 4 年に延びることもある。プロセスの複雑さと期間は、個々のプロジェクトの場所と関連するアップグレードによって異なる。

（早期に系統連系承認をする仕組み）

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、5MW 未満のプロジェクトには、ファスト・トラック・インターコネクション・プロセスと呼ばれる迅速なプロセスが存在する。このプロセスには、送電網への影響を評価するための審査メカニズムが含まれる。この審査に合格したプロジェクトは、5MW を超えるプロジェクトと比較して、より迅速な相互接続を実現することができる。また、相互接続の承認のスピードは、特定の場所や周辺に他のプロジェクトがあるかどうかにも左右される。

（系統接続容量）

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、系統接続容量が発電設備の最大発電容量と一致しない状況は、エネルギー専用発電事業者によく見られる。エネルギー専用発電事業者はマーチャント・リスクを引き受け、系統拡張コストを必要とせず、利用可能な系統容量に基づいて発電を行う。このアプローチにより、発電容量と系統接続容量を直接一致させることなく発電事業を行うことができる。

逆に、CAISO の用語で「全容量送電可能状態（Full Capacity Deliverability Status/FCDS）」と呼ばれる、資源十分性を売電したり、「全容量送電可能状態（Full Capacity Deliverability Status/FCDS）」を達成しようとするプロジェクトでは、異なる力学が働く。このようなプロジェクトは、計画された容量を確実に供給でき

るようにするため、送電網のアップグレードが必要になることがある。これには、プロジェクトの容量を送電網の能力に合わせるために必要なアップグレードを行い、より信頼性の高い一貫した電力供給を確保することが含まれる。

B) PJM

PJM は、システムの信頼性を確保するための方針を定め協定を結んでいる。これらの方針には、PJM 地域内の送電サービスを規定するものであり、PJM 理事会の役割と責任を定めた運営協定や、システムの信頼できる運用を維持するための義務と基準を定めた信頼性保証協定（RAA：Reliability Assurance Agreement）が含まれる。¹²⁶⁰ PJM はまた、独立系統運用者、地域送電機関、連邦エネルギー規制委員会（FERC）、北米電力信頼度協会（NERC：North American Electric Reliability Corporation）などの利害関係者と協定を結んでいる。¹²⁶¹

PJM の系統に接続するためには、発電事業者と送電事業者は PJM の相互系統接続プロセスに従わなければならない。このプロセスは、相互接続要求を合理化し、PJM グリッドへの接続を求める再生可能エネルギープロジェクトの増加に対応することを目的としている。PJM は、増え続ける相互接続要請に対応し、送電網の信頼性を確保するために、ツール、自動化、人員配置に多大な投資を行ってきた。¹²⁶²

また、連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、発電機の相互接続を改善するための規則を発行し、より多くの発電資源が、信頼性が高く、効率的で、透明性が高く、タイムリーな方法で送電網に接続できるようにした。¹²⁶³ この規則は、系統増強技術の利用を促進し、事業者が相互接続プロセスにおいてこれらの技術の利用を奨励することを目的としている。¹²⁶⁴

C) MISO

MISO（Midcontinent Independent System Operator）の送電網の接続と運用に関する政策や取組は以下の通り：

- 発電機の相互接続：MISO の発電機相互接続プロセスでは、MISO が管理する送電網への新しいエネルギー源の追加を審査し、承認する。申請が成功すると、系統への接続を許可する相互接続契約が結ばれる。¹²⁶⁵

発電機の相互接続プロセスでは、MISO が管理する送電網への新しいエネルギー源の追加を審査・承認する。これは無差別アクセスシステムであり、MISO 領域内の発電機に開放されている。申請が成功

¹²⁶⁰ <https://www.pjm.com/library/governing-documents> (2024/1/18 取得)

¹²⁶¹ <https://www.pjm.com/library/governing-documents> (2024/1/18 取得)

¹²⁶² <https://insidelines.pjm.com/new-interconnection-process-aims-to-ensure-reliability-enable-state-policies/> (2024/1/18 取得)

¹²⁶³ <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2023/09/22/federal-rule-aims-to-ease-connection-between-new-power-and-grid/> (2024/1/18 取得)

¹²⁶⁴ <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2023/09/22/federal-rule-aims-to-ease-connection-between-new-power-and-grid/> (2024/1/18 取得)

¹²⁶⁵ <https://www.misoenergy.org/planning/resource-utilization/generator-interconnection/> (2024/1/18 取得)

- すると、系統への接続を許可する相互接続契約が締結される。¹²⁶⁶ MISO はまた、送電網の信頼性と十分な受入エネルギーを確保するために、発電所の廃止決定を管理している。¹²⁶⁷
- 相互接続待ち行列の改革：MISO は、増加する相互接続申請数と系統信頼性への影響に対処するため、相互接続プロセスの改革を提案している。これらの改革には、1 サイクルで調査される容量の上限や、実行不可能なプロジェクトの淘汰を目的とした新たな要件が含まれる。¹²⁶⁸
 - 緊急時の運用手順：MISO は、緊急運用時に確立された手順に従い、加盟電力会社及び近隣の系統運用者と協力して信頼性を維持する。MISO は信頼性を確保するために、近隣系統からの電力購入、デマンドレスポンスや負荷変更資源の起動、極端な状況での協調制御停電など、様々な行動を取ることができる。¹²⁶⁹
 - 送電拡張計画（MTEP/MISO Transmission Expansion Plan）：MTEP は、MISO 市場における容量・エネルギー卸供給業者間の競争を可能にする電気インフラを建設・維持するための、包括的で利害関係者を含む計画プロセスである。MTEP のプロジェクトは通常 3～5 年以内に稼動し、2003 年以降の投資総額は約 600 億ドルに上る。¹²⁷⁰



図 4.1-6 MTEP 23 の概要
出所) MISO Transmission Expansion Plan (MTEP) , MISO

¹²⁶⁶ <https://www.misoenergy.org/planning/resource-utilization/generator-interconnection/> (2024/1/18 取得)

¹²⁶⁷ <https://www.misoenergy.org/planning/resource-utilization/generator-interconnection/> (2024/1/18 取得)

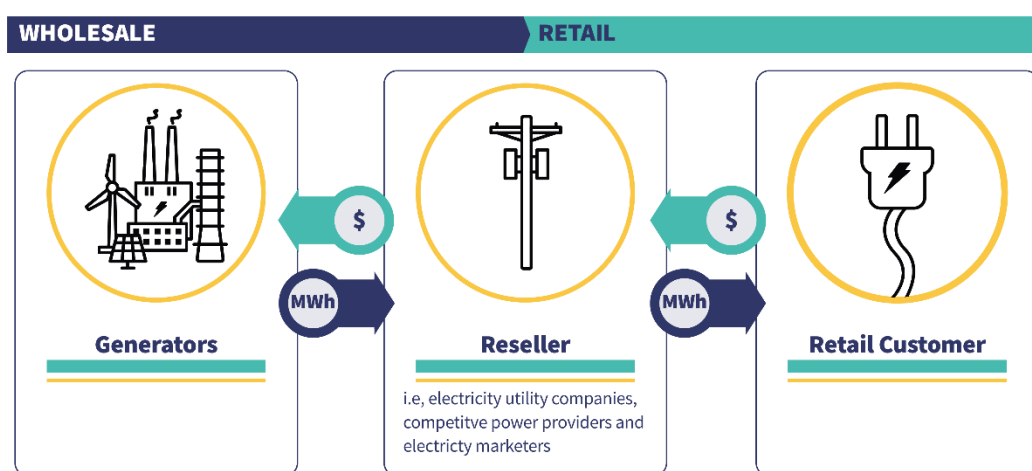
¹²⁶⁸ [Generator Interconnection Queue Improvements | US MISO \(Pg:2, 2024/1/18 取得\)](#)

¹²⁶⁹ <https://cdn.misoenergy.org/FAQ%20Emergency%20Operations%202019318049.pdf> (2024/2/13 取得)

¹²⁷⁰ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd=> (2024/2/13 取得)

2023 年 MISO 送電拡張計画 (MTEP23) には、総額 90 億ドル近い 572 の新規プロジェクトが含まれている。¹²⁷¹ MTEP プロジェクトは、MISO の長期送電計画を通じて管理され、システムの地域的ニーズは、MISO のタリフ、NERC 信頼性基準、地域信頼性機関 (Regional Reliability Organizations) が採用する基準を通じて管理される。MISO 理事会は、中西部における 18 件の長期送電プロジェクトのポートフォリオに 103 億ドルを投資することを承認した。これは MISO の長期送電計画プロセスの第一段階を示すもので、新たな発電リソースの統合と悪天候に対する回復力の強化を目的としている。¹²⁷²

- 市場参加：MISO は、システム運用の指針となる、慎重に設計された一連の運用手順の下で運営されており、システム状況の変化に応じて迅速に調整することができる。これらの手順には、リアルタイムエネルギー市場、前日エネルギー市場、アンシリャーサービス市場が含まれる。¹²⁷³



1274

図 4.1-7 MISO を含む FERC の管轄下にある送電線の電力の移動

出所) Participation in Midcontinent Independent System Operator (MISO) Processes, FERC

MISO は、顧客の電気料金請求書や家庭や事業所への電気サービスには直接関与しないが、MISO は、顧客の地域の電力価格や信頼性、また州や連邦の重要なエネルギー政策や環境政策の実施に大きな影響を与える決定を行う。例えば、MISO は卸電力市場の運営を通じて、電力需要と供給可能量のバランスをとることに責任を持つ。MISO は、リアルタイム・エネルギー市場と前日エネルギー市場という、相互に関連する 2 つの市場を運営することで、この重要なバランス機能を実現している。

¹²⁷¹ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd> (2024/2/13 取得)

¹²⁷² [MISO Board Approves \\$10.3B in Transmission Projects | US MISO](https://www.misoenergy.org/newsroom/miso-board-approves-103-billion-in-transmission-projects) (2024/1/17 取得)

¹²⁷³ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes> (2024/2/13 取得)

¹²⁷⁴ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes> (2024/2/13 取得)

(5) 系統拡張に関する政策

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、公益事業委員会（PUC：Public Utilities Commission）とカリフォルニア・エネルギー委員会（California Energy Commission）は、それぞれ、分析のための需給面を定義する上で極めて重要な役割を果たしているという。CAISO は、この需給関係に基づいて、10 年間の送電網の妥当性を保証している。CAISO はまた、システム性能の条件を示す全米電気信頼性評議会の基準を満たすために、技術的な信頼性問題に対処しなければならない。これらの基準を満たすことができず、送電網の拡張が必要となる場合、需給要件を確実に満たすための措置を講じる。

送電計画では主に、信頼性、公共政策、経済的ニーズという 3 つの主要な送電解決策を、順次行われる調査プロセスを通じて特定している。この計画は、立法政策を実行に移す上で、州政府機関からの重要なインプットに大きく依存しているが、信頼性など一定の要件に従って電力を供給することも保証している。CAISO が毎年実施する送電計画プロセスでは、系統混雑の緩和を含め、系統の潜在的限界とその解決策を特定する。

B) PJM

PJM の地域送電拡張計画（RTEP）は、15 年先を見据えた年次計画であり、送電網の信頼性に影響を与える様々な要因を評価し、何百万もの顧客に電力を供給し続けるために必要な送電システムの追加と改善を特定する。¹²⁷⁵

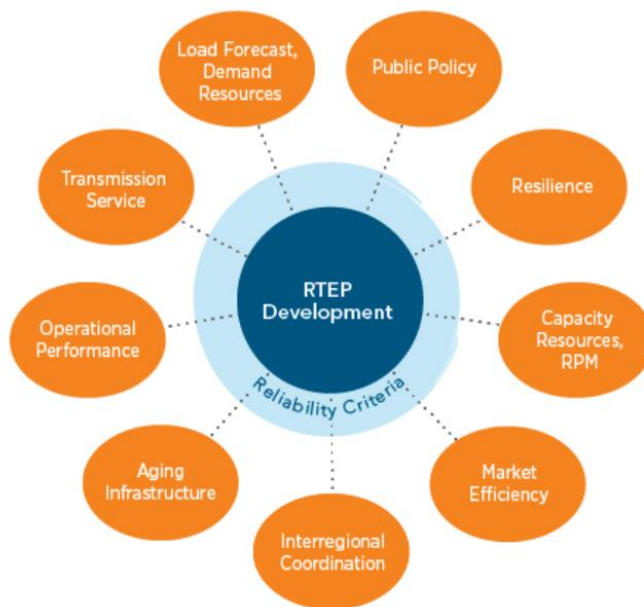


図 4.1-8 RTEP のイメージ
出所）US PJM

地域送電拡張計画（RTEP）の主な内容は以下の通り。:

¹²⁷⁵ <https://learn.pjm.com/three-priorities/planning-for-the-future/rtep> (2024/2/13 取得)

- システムのアップグレード：このプロセスでは、地域の運用上及び経済上の便益を提供することに必要なシステムのアップグレードと増強を特定する。これらのアップグレードは、影響とコストについて検討され、最終的に PJM 全体の 1 つの計画となる。¹²⁷⁶
- 信頼性基準：PJM は、15 年間の計画と信頼性基準を採用し、特定された信頼性基準違反を緩和するために必要な送電設備のアップグレードを特定する。¹²⁷⁷
- ステークホルダー・プロセス：送電事業者は、RTEP の実施中の活動に参加することが奨励され、プロセス全体を通じてステークホルダーの参加と助言の機会が提供される。¹²⁷⁸
- 地域計画プロセス：PJM の RTEP は、送電と発電及び負荷対応（load response）プロジェクトを統合し、州間送電システムの信頼性を確保し、競争力のある電力市場を促進する。¹²⁷⁹
- 承認プロセス：RTEP プロセスを通じて特定されたすべての送電の改善は、PJM の拡張計画に含まれる前に、ステークホルダーのフォーラムで公開討論され、PJM 理事会によって審査・承認される。¹²⁸⁰
- 費用配分：これらのアップグレードのコストは、PJM の送電事業者、連邦政府が承認した PJM の運営文書の規則に従って配分される。¹²⁸¹

RTEP は、PJM の州間送電システムの信頼性を維持し、競争力のある電力市場を確保し、市場環境の変化や新たな再生可能発電事業者に適応することを目的としている。¹²⁸²

C) MISO

MISO 送電拡張計画（MTEP）は、地域及び地域の信頼性基準を満たし、MISO 市場における卸売容量及びエネルギー供給者間の競争を可能にし、送電事業者間の競争を可能にするために、電気インフラを構築・維持することを目的とした、包括的で利害関係者を含む計画である MTEP の主な内容は以下の通りである：

¹²⁸³

- プロジェクトの種類：計画策定を通じて吟味された後、MTEP プロジェクトは通常、送電アップグレード、新規送電線、発電機相互接続などの種類に分類される。¹²⁸⁴
- 計画策定プロセス：MISO は、その計画手法において、タリフ、NER 信頼性基準、地域信頼性機関が採用する基準に従っている。2023 年 MISO 送電拡張計画（MTEP23）には、総額 90 億ドル近い 572 件の新規プロジェクトが含まれている。¹²⁸⁵

¹²⁷⁶ <https://www.pjm.com/planning/rtep-development> (2024/2/13 取得)

¹²⁷⁷ <https://www.pjm.com/planning/rtep-development> (2024/2/13 取得)

¹²⁷⁸ <https://www.pjm.com/planning/rtep-development/stakeholder-process/trans-owners> (2024/2/13 取得)

¹²⁷⁹ <https://www.pjm.com/planning/rtep-development> (2024/2/13 取得)

¹²⁸⁰ <https://learn.pjm.com/three-priorities/planning-for-the-future/rtep> (2024/2/13 取得)

¹²⁸¹ <https://learn.pjm.com/three-priorities/planning-for-the-future/rtep> (2023/12/27 取得)

¹²⁸² <https://www.pjm.com/library/reports-notice/rtep-documents.aspx> (2023/12/27 取得)

¹²⁸³ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd=> (2023/12/27 取得)

¹²⁸⁴ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd=> (2023/12/27 取得)

¹²⁸⁵ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd=> (2023/12/27 取得)

- 利害関係者の参加：MISO の計画策定プロセスには、送電事業者、発電事業者、その他の利害関係者が参加している。¹²⁸⁶
- 長期計画：MISO の長期送電計画（LRTP）プロセスでは、20 年間にわたる地域の送電ニーズを促進する様々な要因を評価している。¹²⁸⁷

MISO 理事会は最近、103 億ドルの送電計画を承認した。¹²⁸⁸この計画は、地域の信頼性の問題、設備の老朽化、負荷の増加、発電機の相互接続の必要性に対処することを目的としている。¹²⁸⁹ MISO はまた、北部及び中部地域の送電プロジェクト、南部地域の送電プロジェクト、そして送電容量を増加させる送電プロジェクトの開発を計画しており、2022 年に承認された 18 件の送電プロジェクトは、主に石炭火力発電所の約 58GW の廃止と約 90GW の太陽光発電所の追加を含む、MISO において予想される発電構成の転換を促進するように設計されている。¹²⁹⁰

(6) 系統拡張の費用負担

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、送電計画プロセスにおいて、アップグレードの必要性が必要な場合、その資金はカリフォルニア州の料金支払者が負担する。発電事業者は、これらのアップグレードの初期費用を負担することが義務付けられており、商業運転を開始してから 5 年後にこれらの費用を回収することが規定されている。最終的に、これらのアップグレード費用の負担は、カリフォルニア州の料金支払者（消費者）が負うことになる。つまり、初期費用は発電事業者が負担し、発電事業者が発電単価に転嫁することで最終的に消費者が負担する。

B) PJM

PJM マニュアル 14A は、PJM 発電・送電相互接続プロセスにおける費用負担を規定する。

- 潮流（Load Flow）費用負担方法
 - 系統増強の必要性を最初に引き起こした系統接続申請者は、いかなる場合においても費用を一部負担する。
 - 500 万ドル未満の系統増強
 - 新規系統接続プロジェクトの影響度が 5MW 以上、かつ適用される送電線定格の 1% 以上の場合、または DFAX（設備に対する配電係数：Distribution Factor）が 5% 以上かつ設備の影響度が 3% 以上の場合、系統接続申請者の負担は、影響を与える設備の電圧レベルによって決定される。

¹²⁸⁶ <https://cdn.misoenergy.org/MTEP22%20Chapter%201%20-%20MTEP%20Overview627346.pdf> (2023/12/27 取得)

¹²⁸⁷ <https://blog.advancedenergyunited.org/lessons-from-miso-on-transmission-planning-for-a-changing-grid> (2023/12/27 取得)

¹²⁸⁸ [MISO Board Approves \\$10.3B in Transmission Projects | US MISO](#) (2024/1/17 取得)

¹²⁸⁹ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep/#t=10&p=0&s=&sd=> (2023/12/27 取得)

¹²⁹⁰ [MTEP 21 | US MISO \(Pg:37, 2024/1/18 Acquired\)](#) (2023/12/27 取得)

- 定格電圧レベルが 500kV 未満の送電設備については、DFAX が 5%以上の場合、またはその設備に対する MW 影響度が 5%以上の場合、何らかの費用負担が生じる。
- 定格電圧レベルが 500kV 以上の送電設備については、DFAX が 10%以上である場合、または設備に対する MW 影響が 5%以上の場合、何らかの費用負担が生じる。
- 長期ファーム送電サービスの検討を含む新規系統接続の場合又は PJM に電力を輸入しようとする又は PJM 外に電源を有する場合、設備の DFAX が 3%以上である場合、または設備への MW 影響度が 3%以上の場合、何らかの費用負担が生じる。
- 系統増強の必要性が確認された新規サービスキュー外では、500 万ドル未満の系統増強の費用を系統接続申請者に配分することはできない。
- 系統増強の費用が 500 万ドル未満である場合、系統接続申請者への費用の割り当ては、System Impact Study で決定された、系統増強を必要とする設備に対する総 MW 影響に基づく。
- 500 万ドル以上の系統増強
 - 系統増強の必要性を生じさせた最初の系統接続申請者は、いかなる場合においても、何らかの費用を一部負担する。費用負担は、設備の能力を超える負荷のみを考慮する。
 - 系統増強の必要性を最初に生じさせた系統接続申請者の費用負担は、MW 影響が 5MW 以上かつ適用される送電線容量の 1%以上の場合、当該設備の電圧レベルによって決定される。
 - 定格電圧レベルが 500kV 未満の送電施設については、系統接続申請者は、その送電施設に対する DFAX が 5%以上である場合、またはその送電施設の定格に対する MW 影響が 5%以上である場合、何らかの費用負担が生じる。
 - 定格電圧レベルが 500kV 以上の送電施設では、系統接続申請者は、その送電施設の定格電圧に対する設備に対する DFAX が 10%以上である場合、または設備に対する MW 影響が 5%以上である場合何らかの費用負担が生じる。
 - 長期ファーム送電サービスの検討を含む新規系統接続申請、または PJM の外部に電源を有する新規系統接続申請の場合、PJM の全設備に関連するその設備の DFAX が 3%以上、またはその設備への MW 影響が 3%以上の場合、何らかの費用の負担が生じる。
 - 新規系統接続申請の費用負担は、その MW 影響の割合に応じて決定される。

C) MISO

米国 MISO における系統増強の費用は、包括的な利害関係者参加型の計画プロセスを通じて、利害関係者間で分担される。プロジェクトの種類ごとに費用負担方法が異なる。

MISO における系統増強プロジェクトのカテゴリの 1 つとして、マルチバリュー・プロジェクト (Multi-Value Project) がある。このプロジェクトは、100kV 以上かつプロジェクト費用 2,000 万ドル以上のもので、プロジェクトのポートフォリオの一部として評価される。このプロジェクトは、特定の基準を満たし、FERC の承認を受ける必要がある。このプロジェクトの費用負担は、postage stamp (一律の費用配分) 方式でフットプリント負荷 (footprint load : MISO における需要家) が 100%負担する。¹²⁹² しかし、MISO は 2022 年 2 月、マルチバリュー・プロジェクトの費用負担について、主にある地域に利益をもたらす送電プロジェクトのコストを、その地域に配分することを可能にするという提案を行った。

その他、系統の増強や拡張プロジェクトのカテゴリとして、ベースライン信頼性プロジェクト (Baseline Reliability Projects : BRP) がある。BRP は、NERC やその他適用される信頼性基準に確実に準拠するために必要な系統の増強のプロジェクトに当たる。このプロジェクトは定常状態、過渡安定性、電圧安定性などのニーズに基づいて特定され、NERC TPL、FAC、PRC、NUC 基準など、さまざまな計画モデルや基準に照らして承認される。BRP の費用負担は地域の送電価格ゾーンに 100%割り当てられる。BRP のモデルは 10 年単位に限定され、発電は既存発電と GIA 経由の発電に限定される。¹²⁹³

(7) 系統増強の代替策

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、系統へのバッテリーの統合は主に供給側で観察され、発電の側面に焦点を当てている。配電側でも負荷のバランスを取るために一部蓄電池は存在するが、これは通常、配電の相互接続プロセスの中で管理され、CAISO は直接監督しない。CAISO の視点は、多くの場合、負荷の削減が中心である。

一方で CAISO において、フレキシブル交流送電システム装置 (FACTS 装置) の利用が認可された。Smart Wires のような企業は、過負荷の系統を効率的に管理するためにインダクタンスを導入することで電力の流れを変える技術を展開している。

ただちに拡張する機会のない制約に直面した場合、CAISO は負荷のための信頼できる解決策を見つける義務がある。その際、最低コストのオプションを検討し、代替技術を評価することが義務付けられている。その目的は、新しい送電線を建設するような従来の方法だけでなく、包括的な解決策を検討し、送電網のニーズに対応する最も効果的な解決策を確実に選択することである。

¹²⁹¹ [PJM Manual 14A | US PJM \(Pg: 61, 2024/1/23 取得\)](#)

¹²⁹² [MISO Project Types and Cost Allocation Methodologies | US MISO \(Pg: 22, 2024/1/23 取得\)](#)

¹²⁹³ [MISO Project Types and Cost Allocation Methodologies | US MISO \(Pg: 12, 2024/1/23 取得\)](#)

B) PJM

系統拡張の代替技術

PJM は、増大する電力需要と再生可能エネルギーの統合に対応するため、以下を含む様々な送電網拡張の選択肢を検討している。：

- エネルギー貯蔵システム：PJM は、自然エネルギーをサポートすることを目的として、グリッド統合のためのエネルギー貯蔵を重視している。エネルギー貯蔵は、風力や太陽光のような変動資源を管理する際の効率と柔軟性を高める。PJM は、低需要時の余剰エネルギーを高需要時に蓄えるという課題に取り組んでいる。米国連邦エネルギー規制委員会の規則 Order 841 は、2019 年 12 月以降、卸売市場へのエネルギー貯蔵の参加を促進するよう PJM に求めている。エネルギー貯蔵は従来の用途を超え、再生可能エネルギーの変動性に対処し、信頼性を高め、系統の課題に対処することを可能にする。これは、自然エネルギー、特に太陽光発電との組み合わせも増えており、相乗効果を生み出している。¹²⁹⁴
 - 蓄電池システム：PJM は 2008 年、周波数調整サービスのためにリチウムイオン電池を卸電力市場に地域送電機関（RTO）として初めて統合し、系統バランスを維持するために迅速に対応した。Laurel Mountain の発電所では、98MW の風力発電所に 32MW のバッテリーが設置されており、PJM が化石燃料発電機に頼ることなく、負荷変動に迅速に対応し、周波数を調整するのに役立っている。PJM の市場は、革新的な蓄電資源のためのダイナミックなプラットフォームとして機能しており、約 300MW の蓄電池容量がその成功を実証している。揚水発電からリチウムイオンバッテリー、ビークル・ツー・グリッド・システムに至るまで、初期の蓄電技術が PJM 市場に採用された。PJM が始めた協力関係は、連邦規制当局に新興の蓄電技術に市場を開放するよう影響を与える上で極めて重要な役割を果たした。バッテリーの市場への統合には課題があったが、PJM は関係者と協力し、この新技術が提供する有望な価値を公平かつ無差別に取り入れられるようにする。¹²⁹⁵
 - 揚水発電：PJM には、世界最大級のバース郡揚水発電所を含む、約 5,000MW の揚水発電資源がある。これらの発電所は、標高の異なる 2 つの貯水池を連結して使用し、水を貯めたり放出したりすることで、需要の多い時間帯に発電を行う。
 - フライホイール蓄電：これは、回転するフライホイールを使ってエネルギーを蓄える。ペンシルベニア州の発電所は、200 個のフライホイールを使って 20MW の電力を生産または消費し、PJM に周波数調整サービスを提供している。
 - 電気自動車：PJM とデラウェア大学は 10 年以上前に、電気自動車のバッテリーがグリッドに電力を放電できることを実証した。電気自動車はオフピーク時に充電することができ、需給を

¹²⁹⁴ <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/energy-storage-fact-sheet.ashx> (2023/12/27 取得)

¹²⁹⁵ <https://insidelines.pjm.com/energy-storage-in-pjm-a-perspective/> (2023/12/27 取得)

一致させることができる。また、周波数調整あるいは急速起動予備力のような信頼性サービスを提供するために放電することもできる。

- 蓄熱： PJM は、電気貯蔵式給湯器をアンシラリーサービス市場で利用し、リアルタイムで送電網のバランスをとっている。PJM 市場には、約 90MW の給湯器容量が参加しており、夏と冬のピーク時に顧客側のピークカットを提供している。¹²⁹⁶
- 再生可能エネルギー源： PJM の相互接続待ち行列には、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギープロジェクトの数が増えている。太陽光発電による資源は、2022 年には 108,000MW 近くの容量接続権（CIRs）を獲得しており、これは PJM の接続待ち行列にある 250,000MW 以上の CIRs 資源の約 43%にあたる。¹²⁹⁷
- 系統増強技術： ダイナミックレーティング（DLR）、トポロジー最適化などの技術は、既存の送電線の容量を増加させることができる。これらの方法は、エネルギーの流れを合理化し、送電網全体の効率を向上させることに寄与する。¹²⁹⁸
- 分散型エネルギー資源（DER）： 分散型エネルギー資源は、発電資源を負荷センターの近くに分散させ、長距離送電線の必要性を減らすことができる。また、送電網の回復力と信頼性の向上にも役立つ。
- マイクログリッド： マイクログリッドは、自家発電を利用して負荷の一部に対応し、その他の地域を広域送電網から絶縁することができる。送電網の柔軟性を高め、高価な送電網のアップグレードの必要性を減らすことができる。
- スマートグリッド技術： これらの技術は、送電と配電の管理と調整を支援し、送電網の効率と信頼性を向上させる。また、エネルギーコストの削減や環境性能の向上にも役立つ。¹²⁹⁹

しかし、これらの選択肢にはそれぞれ課題や限界がある。例えば、系統増強技術はすべての状況に適しているとは限らず、その導入は複雑でコストがかかる可能性がある。分散型エネルギー資源やマイクログリッドは、送電網の回復力と信頼性の向上に役立つが、すべてのケースで送電網拡張の必要性を代替できるわけではない。スマートグリッド技術は、送電網の効率と信頼性の向上に役立つが、その導入にはコストがかかり、インフラの大幅なアップグレードが必要になる場合もある。¹³⁰⁰

¹²⁹⁶ <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/energy-storage-fact-sheet.ashx> (2023/12/27 取得)

¹²⁹⁷ <https://insidelines.pjm.com/pjm-publishes-2022-annual-planning-report/> (2023/12/27 取得)

¹²⁹⁸ [Grid-Enhancing Technologies: A Case Study on Ratepayer Impact | United States Department of Energy \(Pg: 5,6,7 2024/2/23 取得\)](#)

¹²⁹⁹ <https://www.energy.gov/oe/articles/updating-electric-grid-introduction-non-transmission-alternatives-policy-makers> (2023/12/27 取得)

¹³⁰⁰ <https://www.energy.gov/oe/articles/updating-electric-grid-introduction-non-transmission-alternatives-policy-makers> (2023/12/27 取得)

4.2 主要国における系統運用に関する政策

4.2.1 欧州

(1) 市場主導型の混雑解消手法

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¹³⁰¹

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 Review¹³⁰²

欧州では、Bidding Zone (入札地域、BZ) は送電システムオペレーター (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。

バルト地域の LMP の結果が提供されたため、ACER は 2023 年 12 月 22 日、バルト海地域の代替入札ゾーン構成に関する決定を発表した。その決定において、ACER は、バルト海地域の代替入札区域構成について調査する必要はないと結論づけた。¹³⁰³

③ Bidding Zone Review の経緯¹³⁰⁴

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。

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:

¹³⁰¹ [Bidding Zone Review | European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators \(2024/1/25 取得\)](#)

¹³⁰² [Bidding Zone Review | ENTSO-E \(2024/1/25 取得\)](#)

¹³⁰³ [Bidding Zone Review | ACER \(2024/2/17 取得\)](#)

¹³⁰⁴ [Bidding Zone Review | ENTSO-E \(2024/1/25 取得\)](#)

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。

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

令和5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)

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。

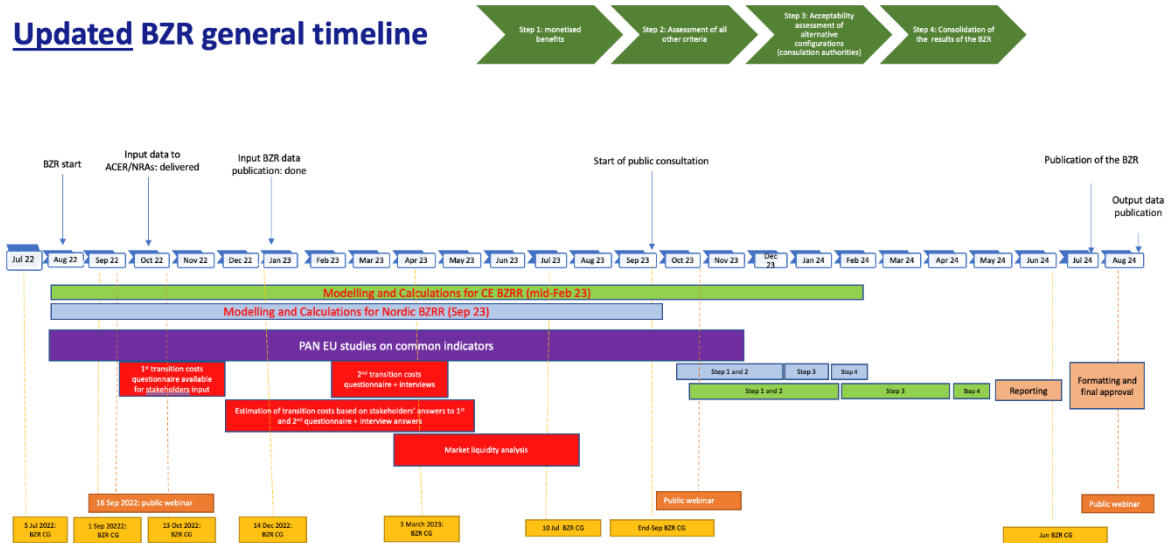


図 4.2-1 欧州の Bidding Zone Review のタイムライン
出所) ENTSO-E

(2) 欧州における出力制御の実績

欧州各国の風力発電及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。

表 4.2-1 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 ¹³⁰⁵ 1306 1307 1308 1309	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	-	-	-	-
	2022	80,257	-	-	-	-
	2022	79,000	4,300	5.2	-	-
アイル ランド ¹³¹⁰	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
	2021	11,695	938	7.4	4.4	3.0
	2022	13,676	1,280	8.6	5.0	3.5
	2012	51,680	358	0.7	-	-

¹³⁰⁵ [Energy Trends: UK renewables | UK Government \(2024/2/21 取得\)](#)

¹³⁰⁶ [Electric Insights Quarterly | Drax UK \(Pg: 11, 2024/3/4 取得\)](#)

¹³⁰⁷ [Electric Insights Quarterly | Drax UK \(Pg: 12, 2024/3/4 取得\)](#)

¹³⁰⁸ [Electric Insights Quarterly | Drax UK \(Pg: 12, 2024/3/4 取得\)](#)

¹³⁰⁹ [Electric Insights Quarterly | Drax UK \(Pg: 13, 2024/3/4 取得\)](#)

¹³¹⁰ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(2024/2/21 取得\)](#)

令和 5 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)

ドイツ ¹³¹¹	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	-	-
	2020	132,102	5,942	4.3	-	-
	2021	113,848	5,818	4.9	-	-
	2022	122,780	-	-	-	-
スペイン ¹³¹² 1313	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	-	-
	2022	62,521	286	0.46	-	-

¹³¹¹ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(Pg: 89, 115 2024/2/21 取得\)](#)

¹³¹² [Production of electricity and derived heat by type of fuel |Eurostat \(2024/2/21 取得\)](#)

¹³¹³ [Anuario Eólico 2023 | Asociación Empresarial Eólica \(AEE\) \(Pg: 48, 2024/3/01 取得\)](#)

表 4.2-2 各国の出力抑制実績（太陽光）

※抑制率 = 太陽光発電の出力抑制量 / (太陽光発電電力量 + 太陽光発電の出力抑制量)

国	年	太陽光発電 発 電 量 (GWh)	太陽光発電 の出力抑制 量(GWh)	抑制量 (%) *	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 ¹³¹⁴	2012	26,480	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	-	-
	2021	50,472	237	0.47	-	-
	2022	60,304	-	-	-	-
スペイン ¹³¹⁵	2016	8,064	1	0.01	-	-
	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	-	-
	2022	31,187	-	-	-	-

(3) 海底送電プロジェクト

イタリア-モンテネグロ間の海底送電プロジェクト（MONITA）について、イタリア系統のエキスパートに対しインタビューを実施した。

【プロジェクトファイナンス】

このプロジェクトは総工費約 10 億ドルという多額の投資が必要であることから、おそらく欧州投資銀行やその他の金融機関から資金が確保されたものと思われる。資金調達の具体的な内容は不明だが、この規模のプロジェクトには外部からの資金援助が必要であると考えている。

【保険契約について】

¹³¹⁴ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(Pg: 89, 115 2024/2/21 取得\)](#)

¹³¹⁵ [Production of electricity and derived heat by type of fuel | Eurostat \(2024/2/28 取得\)](#)

この特定のプロジェクトにおける保険の具体的な詳細は不明だが、大規模な建設プロジェクトに伴う複雑さと固有のリスクを考えると、保険は潜在的な課題や遅延を軽減する上で極めて重要な役割を果たす。

保険は、考古学的発見や、予期せぬ障害など、予期せぬ課題によって引き起こされる遅延を含む、さまざまなリスクをカバーするように設計されている。

【環境アセスメント】

このプロジェクトの環境アセスメントは、プロジェクトの計画段階と開始段階の一部として実施された。このアセスメントは、プロジェクトが環境、特にケーブルが敷設される予定の海洋生態系に与える潜在的な影響を調査・理解することを目的としていた。

環境アセスメントは、生態系への影響を最小化するために特別な配慮や回避が必要なゾーンを特定する上で重要な役割を果たした。古代の遺物が発見されたり、危険な急峻な地層が存在したりしたために、当初のプロジェクト計画を変更せざるを得なかった状況があった。環境上の課題に対応するため、プロジェクトチームはイタリアとモンテネグロの大臣を含む関係当局と協議し、ルート変更の許可を得た。

プロジェクト・ルートをさらに 3km 変更するという決定が行われ、これは、環境アセスメントの直接的な成果であり、環境上の懸念に対処したことを示すものであった。アセスメントのプロセスでは、関係当局との協力が行われ、環境への影響を最小限に抑え、規制要件を遵守するためにプロジェクトを適応させる意欲が示された。

【海底ケーブル撤去の有無】

海底ケーブルの撤去は行われない。使用期間が 10 年以上経過したケーブルを撤去しないという決定は、撤去作業に伴う潜在的な環境への影響に起因するものである。このような年数のケーブルを撤去することは、水中や地下の周辺環境にリスクをもたらす可能性がある。

特に都市部では、撤去作業中にダメージを受ける可能性があるため、環境破壊を防ぐための広範な対策が検討されるようになった。ケーブル撤去が新たな環境問題を引き起こさないようにするため、専門の船による海底調査の必要性がある。

また、経済的には、ケーブル撤去のコストが潜在的利益を上回った。古いケーブルの材料をリサイクルすることには価値があるかもしれないが、船舶と廃炉プロセスに関連する費用がかかるため、経済的には非現実的である。

【漁業事業への補償】

このプロジェクトの建設段階における漁業コミュニティへの補償は、特定の条件に基づいて提供された。補償は、ケーブル敷設作業中の漁業への潜在的な影響に対処することを目的としていた。漁業者と漁業企業は、通常数ヶ月間という限られた期間の補償を受ける資格があった。

補償を受ける資格を得るためには、漁業コミュニティは、ケーブル敷設活動によって引き起こされた悪影響の具体的な証拠を示さなければならなかった。この証拠には、漁業地帯がプロジェクトの敷設作業によって直接影響を受けたことを示すことも含まれる。補償期間は、ケーブル敷設作業のために漁業コミュニティが通常の漁業区域で操業できない期間と連動していた。

補償金の支払いは、イタリアやモンテネグロの省庁など、関係当局との合意によって進められた。補償に充てられた資金は、プロジェクトによる一時的な中断の間、影響を受けた漁業コミュニティを支援するためのものであ

た。補償戦略は、経済的支援がケーブル敷設活動によって影響を受けた漁業コミュニティに直接利益をもたらすことを保証することに重点を置いた。

【SPC（特別目的会社）の有無】

このプロジェクトでは、特別目的会社（SPC）は設立されなかった。その代わりに、モンテネグロとイタリアの両送電系統運用者（TSO）がプロジェクトに直接責任を負うことになった。TSO は共同でイニシアチブをとり、各国の TSO が積極的にプロジェクトに参加した。

プロジェクトは、それぞれの TSO の監督と調整のもとで実施され、TSO がイニシアチブの推進力となった。ケーブル敷設や変電所工事など、プロジェクトのさまざまな側面に関与するさまざまな企業があったが、これらは個別の特別目的事業体ではなかった。

【SPV と EPC 側とのリスク分担】

このプロジェクトでは、リスク分担契約の必要性が認識されていた。こうしたリスク分担契約の具体的な内容は不明だが、おそらくは、このような大規模な事業に伴うさまざまな潜在的リスクに対処し、それを軽減するための契約が結ばれていたと思われる。

東芝が制御システムのプロバイダーを務め、シーメンスがコンバーター、土木工事、変電所の電気工事を担当した。ケーブル敷設を担当したのは Prysmian 社であった。

10 億ドルのプロジェクトの規模と複雑さを考慮すると、リスク分担契約は、TSO や EPC を含むすべての関係者にとって不可欠となる。これらの契約は、大規模なインフラ・プロジェクトに内在するリスクや不確実性に適切に対処し、関連する利害関係者間で分配することを保証するためのものである。

送電系統事業者（TSO）と設計・調達・建設会社（EPC）の利益を守るためにリスク分担協定が設けられたと考えられる。またこれらの協定は、プロジェクト遂行中に発生する可能性のある予期せぬ課題に関連する責任、負債、緩和策を定義する上で重要な役割を果たしたと考えられる。

【段階的計画策定】

このプロジェクトは、明確な複数のフェーズで実施されたのではなく、様々なタスクが同時に進行する協調作業として実施された。

プロジェクトには、制御システムの設置、変電所の建設、ケーブル敷設など、特定のタスクのための個別のマイルストーンがあったが、これらのマイルストーンは、連続的な意味での明確なフェーズではなかった。むしろ、プロジェクトのさまざまなコンポーネントの進捗を示す目印であった。各マイルストーンが独立して到達できるように、複数の段階に分けて作業を開始するというアプローチがとられた。

変電所とケーブル敷設は同時に開始された。このアプローチにより、より効率的でタイムリーな完成が可能になった。これは、1 つのコンポーネントの完成を待ってから別のコンポーネントを開始すると、遅れにつながる可能性があることに起因する。

【ケーブルのメンテナンス】

ケーブルは、水深 1,200 メートルの海中に敷設された。メンテナンスのプロセスでは、潜水艦を使用してケーブルを点検し、潜在的な問題に対処した。

ケーブルは埋設されておらず海底に敷設されているため、日常的なメンテナンスにはかなりの深度を考慮する必要があった。ケーブルは通常、海底で重りを使って固定され、時々、特定の箇所を固定することもあるという。しかし、水深 1,200 メートルでケーブルを固定するのは複雑な作業であり、潜水艦を使ってケーブルを到達させ、評価する必要があった。

ケーブルが損傷した場合、具体的な損傷箇所を特定するために詳細な評価が必要となる。これは、漁業活動によるものやその他のリスクなど、外的要因によって引き起こされる可能性があった。損傷箇所のメンテナンスのプロセスでは、ケーブルの損傷箇所を切断し、海面上に引き上げる。地上に出てから、損傷箇所を交換し、ケーブルを再接続するためのジャンクションをつくる。損傷箇所の特定からケーブルの再接続まで、メンテナンスの全工程は屋外で行われた。損傷の場所やメンテナンス作業のタイミングなどの要因によっては、完了までに数週間かかることもある。

【プロジェクト途中の設計変更の有無】

MONITA HVDC リンク・ケーブル・プロジェクトでは、当初の設計仕様に大きな変更はなかった。プロジェクトの全体的な構造と基本的な要件は一貫していた。しかし、技術の進歩により、特に制御システム、変電所、コンバーターなどの付帯技術において、特定のコンポーネントのマイナーな変更が行われた。

東芝や ABB などの企業は、プロジェクトの期間中、継続的に改良技術を開発し、導入した。その例として、ABB がコンバーターに新しい冷却システムを採用したことなどがある。

これらの変更は、プロジェクトの仕様に対する根本的な変更ではなく、より効率的で先進的な技術が利用可能になったことによる拡張であった。プロジェクト遂行の遅れは、予算や技術の進歩といった要因に基づいて評価された。多額の予算がかかるため、プロジェクトチームは新技術の統合による影響を慎重に検討した。変更点はプロジェクト中に評価され、予算の制約内に収まるようにした。焦点となったのは、大幅な遅延を引き起こすことなく革新技术を採用することであり、系統利用と、収益創出のための中断のないエネルギーフローの重要性を強調した。

4.2.2 ドイツ

(1) 地域系統混雑の解消

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。¹³¹⁶連邦ネットワーク庁が公表した配電網計画（グリッド拡張計画）をまとめた「Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2022」によると、82 の事業者が合計で 3,337 件の個別対策を報告したという。また、164 億 2,000 万ユーロのネットワーク拡張ニーズがあり、下位ネットワークレベルでは 258 億 4,000 万ユーロの追加 10 年計画ニーズが見られた。この結果、2032 年までに 422 億 7,000 万ユーロの系統拡張が必要と予想される。¹³¹⁷

422 億 7,000 万ユーロにのぼる系統拡大予想費用のうち、43.6%（184 億 3,000 万ユーロ）が新規建設プロジェクトに、41.3%（174 億 5,000 万ユーロ）が系統容量の増加に寄与する取替え（取替えと新規建設を含む）に、15.1%（63 億 9,000 万ユーロ）が系統の最適化と強化プロジェクトに割り当てられている。

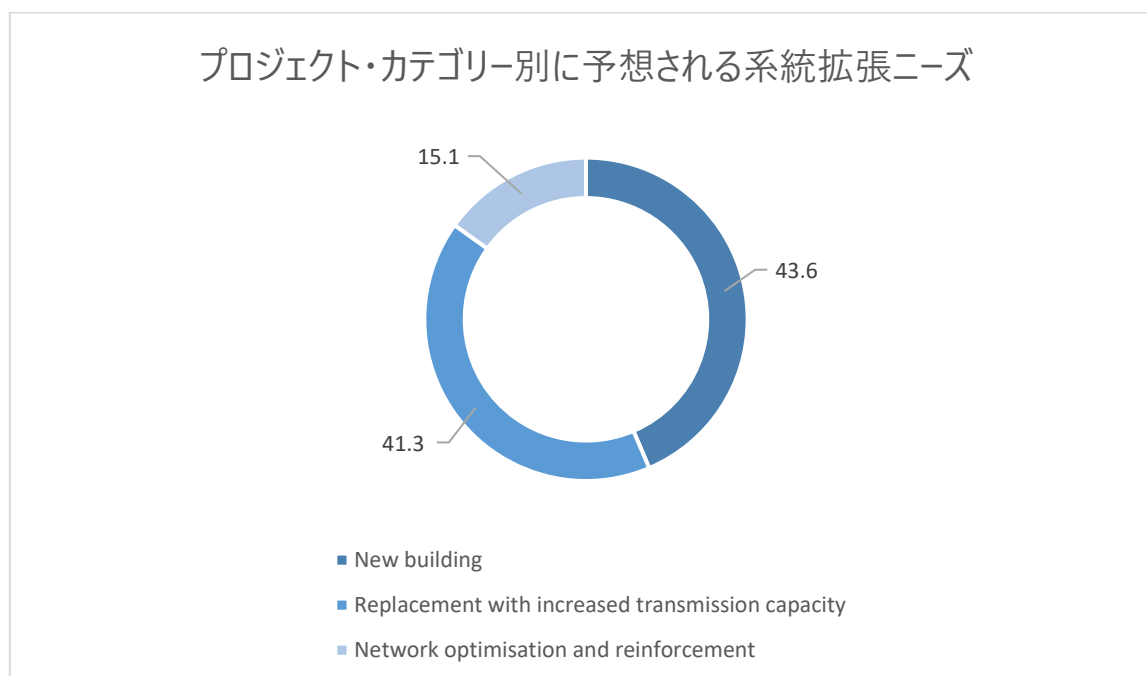


図 4.2-2 プロジェクト・カテゴリー別に予想される系統拡張ニーズ

出所）Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022¹³¹⁸

今後 10 年間に予想されるネットワーク拡張は、下図のように再び増加している。比較対象となった配電網事業者 58 社は、2021 年の報告書において、合計 2,308 の対策を報告し、予想される系統拡張費用は 106 億ユーロであった。これら 58 社の事業者による今年の提出書類から、360 件の対策が完了し、さらに 64 件の対策が該当しなくなると報告されていることが明らかになった。¹³¹⁹

¹³¹⁶ [Energiewirtschaftsgesetz | Bundesnetzagentur](#) (2024/1/29 取得)

¹³¹⁷ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur](#) (Pg: 12, 2024/1/29 取得)

¹³¹⁸ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur](#) (Pg: 14, 2024/1/29 取得)

¹³¹⁹ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur](#) (Pg: 14, 2024/1/29 取得)

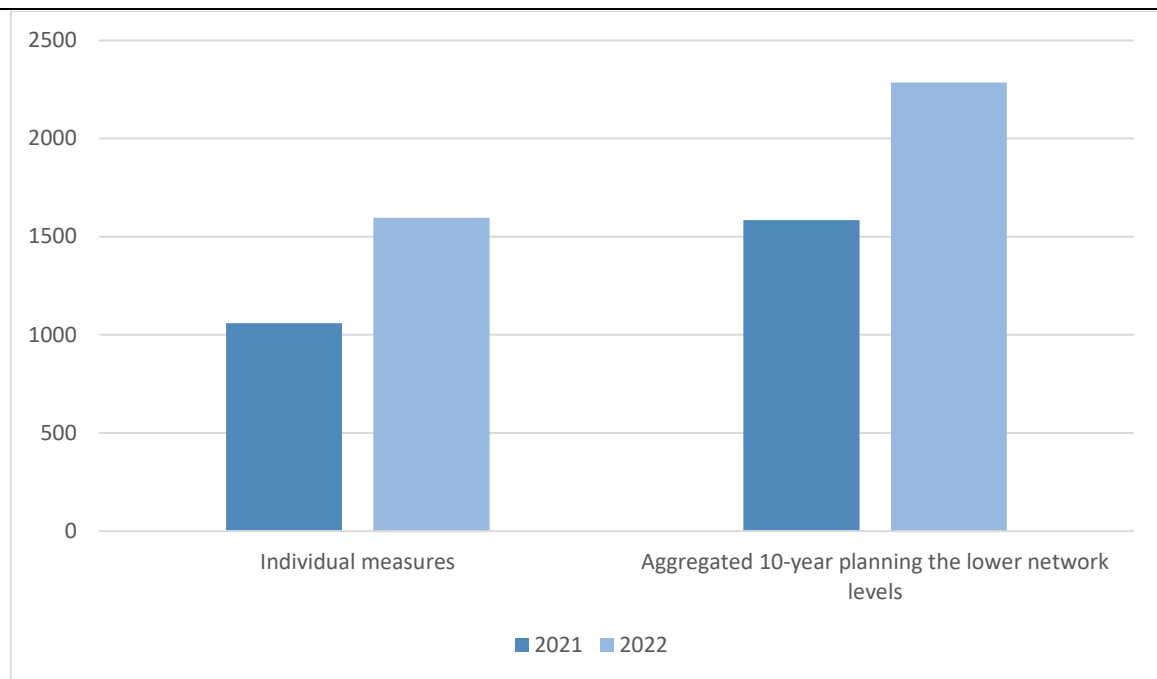


図 4.2-3 2021 年と 2022 年のネットワーク拡張ニーズの比較

出所) Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022¹³²⁰

¹³²⁰ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur \(Pg: 18, 2024/1/29 取得\)](#)

110kV Hochspannungsleitungen und Engpassregionen



図 4.2-4 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 2022

連邦ネットワーク庁は 2022 年、配電網事業者を対象に、既存の系統を最適化するための技術的対策の実施状況について調査を実施した。報告書によると、事業者 82 社のうち、68 社が架空線監視や制御可能なローカルネットワーク変圧器などの対策を積極的に実施しているという。11 社は、自社のネットワークにこれらの対策は必要ないと考えており、2 つの事業者はネットワークの更新を通じて制約に対処している。1 社は現在、技術的対策を実施中である。

調査対象となった配電ネットワーク事業者は、架空送電線モニタリング Freileitungsmonitoring (FLM)、rONT（制御可能なローカルネットワーク変圧器）、高感度フィードイン管理コントローラ（Sensitive Einspeisemanagementregler）、電圧・無効電力管理、制御コンセプト／ワイドレンジコントローラ（Regelungskonzepte / Weitbereichsregler）など、さまざまな技術的手段の利用について詳細な洞察を示した。これらの対策は、主に地方やバランスの取れたネットワーク地域で採用されている。特に電圧管理と無効電力管理は、農村部、都市部、バランス型ネットワーク全体で、調査対象事業者の 69.5% が広く導入、建設中、または計画中である。rONT の導入は、農村部やバランスの取れた構造を持つネットワークでより一般的であり、rONT を計画または導入しているのは、主に都市部の事業者 7 社のみである。合計 1,795 の配備済み rONT が報告されたが、その約 88% が、主に農村部の配電ネットワーク事業者 3 社のネットワークに集中している。¹³²¹

表 4.2-3 既存ネットワークの利用率を向上させるための技術的措置の利用

	架空送電線モニタリング	rONT	高感度フィードイン管理コントローラ	電圧・無効電力管理	制御コンセプト／ワイドレンジコントローラ
採用	18	35	14	39	21
建設現場での採用	1	1	4	11	5
展開予定	5	7	6	7	9
未採用	56	37	55	23	44
N/A	2	2	3	2	3

出所) Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022

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。

¹³²¹ [Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 | Bundesnetzagentur \(Pg: 27, 2024/1/29 取得\)](#)

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 シェーピ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営者、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

EnWG

§11 Operation of energy supply networks

(1) As long as it is economically reasonable, the operator of an energy supply network is obliged to operate, maintain, optimise, enhance and extend a safe, reliable and efficient energy supply network in a non-discriminatory manner. In particular, tasks should be performed in accordance with Sections 12 to 16a. Perform these tasks for the energy supply network at your own risk. They cooperate and support each other in performing these tasks. This applies in particular to measures that may affect the network of another operator in the energy supply network.

(2) For need-based and economically rational expansion of the electricity supply grid in accordance with paragraph 1 1, the operator of the electricity supply grid may reduce the expected annual generation per directly connected plant by up to 3% of the electricity to the grid for generating electrical energy from onshore wind energy or solar radiation energy (peak capping). The operator of the electricity supply network who has developed a network plan based on peak shaving must do so.

1. Publish it on the website,
 2. Immediately notify the operator of the upstream power supply network, the operator of the transmission network, the Federal Network Agency, and the competent state regulatory authority
 3. As part of the network plan, it is documented in an understandable manner for competent third parties.
- The documentation under paragraph 2, paragraph 3, should be presented to the Federal Network Agency, the competent state regulatory authority, the operator of the upstream power supply network, the operator of the transmission system, the person wishing to supply power, and the connected system operator. Send to the network on request and without delay. Sections 13, 14 and 11 of the Renewable Energy Act (EEG) are not affected. An operator of an electricity supply network that, in making a decision, takes into account the cost of reducing feed-in tariffs of 3% or more of a plant's annual generation to generate electricity from renewable energy, mine gas or a combination of heat and power. its network rates

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

令和 5 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)

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。

EnWG

§7 LEGAL SEPARATION OF DISTRIBUTORS

(1) Vertically integrated enterprises shall ensure that the relevant distribution system operator within the meaning of section 3 number 38 is independent of other areas of energy supply activity with respect to its legal form. Electricity distribution system operators are not qualified to own, construct, manage, or operate energy storage facilities.

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。¹³²²

¹³²² [Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene | The Umweltbundesamt \(2024/1/30 取得\)](#)

EnWG

§14d Authority to issue network expansion plans and ordinances. Decisiveness

(1) Distribution network operators must submit their distribution network plans (grid expansion plans) to regulators for the first time by April 30, 2024 and every two years thereafter by April 30 of the calendar year. Grid expansion plans are developed based on regional scenarios developed in accordance with paragraph 3 to ensure integrated forward-looking grid planning. Regulators may request adjustments to grid expansion plans.

(2) In order to develop a plan for the expansion of the distribution network, the operator of the distribution network divides the territory of the Federal Republic of Germany into geographically delimited and spatially connected areas (planning areas). Within the planning area, the operator of the distribution network needs to agree on the basics of the network expansion plan. At the time of application or ex officio, the regulator may order the operator of the distribution system to be included in the planning area.

(3) The distribution network operator in the planning area shall develop a regional scenario involving the transmission system operator that will serve as a common basis for each distribution network expansion plan of the distribution network operator in the planning area. The regional scenario consists of a development pathway that takes into account both the long-term target statutory target of 2045 and other climate and energy policy objectives of the Federal Government, as well as anticipated development over the next 5 and 10 years. The regional scenario includes:

1. information on connections already made, expected and maximum number of possible connections for different generation capacities and loads;
2. information on expected injections and withdrawals; and
3. Assumptions about the development of other sectors, in particular the building and transport sectors.

Distribution network operators are required to complete their regional scenarios at least 10 months before their respective distribution network expansion plans are submitted to the regulatory authorities.

(4) The grid expansion plans contain, inter alia, the following information:

1. network maps of high- and medium-voltage networks and medium- and low-voltage substations, including bottleneck areas in each network;
2. data on which regional scenarios developed in accordance with paragraph 3 are based;
3. a description of the expected deployment of distribution tasks up to 2045, including measures likely to be necessary to optimize, enhance, update and expand the network, and the energy efficiency and demand management measures required;
4. Optimization, enhancement, renewal and expansion measures planned for the next 5 and 10 years, as well as necessary energy efficiency and demand management measures. This should specify the extent to which public law planning or approval procedures are required to implement these measures. and the current status of these procedures and information on whether and when distribution system operators have already made investment decisions on these measures, and information on when distribution system operators expect the measures to be implemented in practice;
5. a detailed description of the line sections affected by the bottleneck and the optimisation, strengthening and extension measures planned for each;
6. the need for ancillary and flexibility services that are not constrained by frequencies within the meaning of section 14c, and a plan covering this need;
7. the extent to which peak-capping equipment is used in accordance with section 11 (2);

The display of information in statement 1 should be designed to be understood by a competent third party.

1. Changes in line route and substation capacity, as well as changes in frequency-independent ancillary services, are associated with planned measures.
2. Alternatives considered by distribution network operators
3. What needs for system and flexibility services remain after planned measures are implemented, and
4. What costs are likely to be incurred.

Regulators may specify the time limit, format, content and type of transmission of grid expansion plans.

(5) The regulatory authority shall comply with §29. 1 of this Act to provide more detailed provisions for subsections (1) to (4).

(6) The operator of the distribution network shall at least give the distribution network users at medium and high voltage levels and the operator of the transmission system an opportunity to comment on the planned expansion of the distribution network affecting them.

(7) In developing the distribution network expansion plan, the operator of the distribution network shall take into account the options for energy efficiency and demand management measures and, for low-voltage transmission networks, the expected long-term connectivity of generation capacity and load. The Federal Government is authorized by statutory order, without the consent of the Federal House of Councillors, to promulgate general principles for taking into account the benefits specified in the first sentence.

(8) Subsections (1) to (4), (6) and (7) do not apply to an operator of a distribution network to which less than 100,000 customers are directly or indirectly connected. Deviating from sentence 1, paragraphs 1 to 4 and paragraphs 6 and 7 apply to an operator in accordance with sentence 1 if technically possible generation over the last 2 years from onshore wind energy or solar radiation energy from connected systems. The impact on the distribution network was instigated in the distribution network of the operator of the distribution network and was reduced by more than 3%.

(9) (8) The operator of the distribution network under sentence 1 shall be obliged (4) to transmit the data under sentences 1 and 2 to the operator upstream of the distribution network. In accordance with paragraph 1, the operator of the distribution network shall agree on the requirements for the data to be transmitted, at least within the planning area. In doing so, the operator of the distribution network shall be given an opportunity to comment in accordance with Article 8 (1).

(10) The construction and operation of a distribution network with a nominal voltage of 110 kilovolts is above all in the public interest and serves public safety.

power grid access method

§15 Congestion management

(1) To the extent that it is economically reasonable, transmission operators, with the help of transmission and market-related measures, should prevent the occurrence of grid congestion at transmission and at coupling points to adjacent networks.

(2) If measures under subsection (1) cannot avoid the occurrence of grid congestion, transmission operators are obliged to manage the available line capacity in a non-discriminatory manner, using market-oriented and transparent methods.

(3) The revenues generated by transmission operators from the implementation of congestion management are either used immediately for measures to eliminate congestion, set aside for this purpose, or taken into account as a reduction in carriage charges. Transmission operators are required to document the revenues generated by transmission operators from the implementation of congestion management. The documentation must be submitted to the regulatory authority.

(4) The transmission operator is obliged to immediately publish congestion in the system in an appropriate format, at least on its website, and to notify the affected balancing group manager electronically as soon as possible. The publication and notification should include the following:

1. Total available capacity;
2. Transmission direction in which bottlenecks occur; and
3. Forecast period.

(5) Subsections (1) to (4) also apply to distribution network operators.

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.

(2) 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、2023 年には 380 社以上の企業が参加し、EPEX SPOT で 718TWh の電力を取引した。

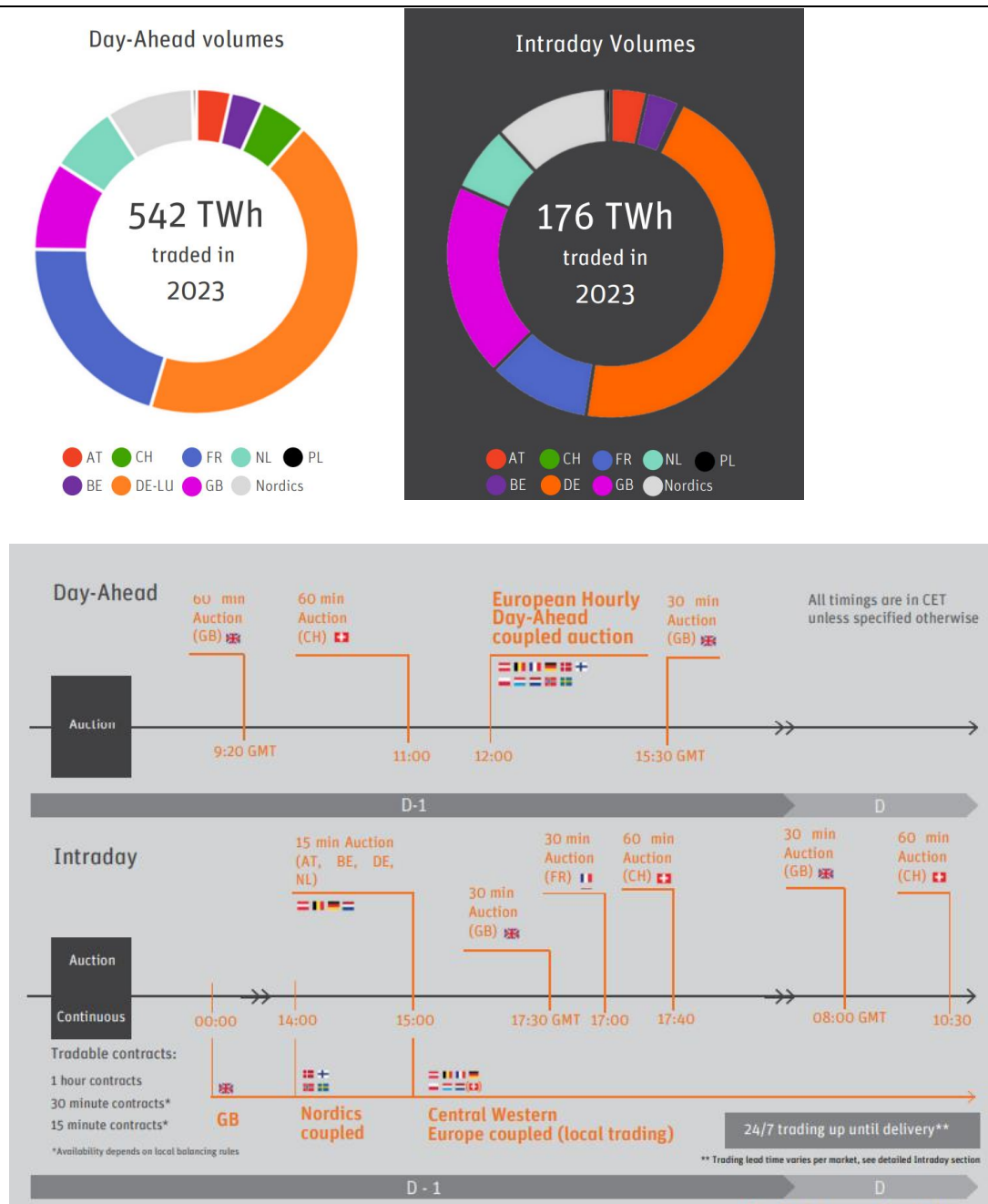


図 4.2-5 EPEX Spot 市場における取引量¹³²³ (上) EPEX スポット市場のタイムライン (下) 出所) Trading at EPEX SPOT 2024¹³²⁴

¹³²³ [Trading at EPEX SPOT 2024 | EPEX Spot \(Pg: 4,6, 2024/3/8 取得\)](#)

¹³²⁴ [Trading at EPEX SPOT 2024 | EPEX Spot \(Pg: 10, 2024/3/8 取得\)](#)

(3) 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/>）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 年以來、入札により調達されている。2022 年 12 月に公開されている調整力プロバイダーになるための手順書（Modalitäten für Regelreserveanbieter）によると、

- ✓ FCR（一次調整力）：2019 年 7 月 1 日に開始された 2 日前 1 営業日単位の入札は、2020 年 7 月 1 日から取引単位が 4 時間の日次入札に変更される。実施日の 14 日前から入札を開始し、前日の 8 時に終了する。FCR の需要が入札でカバーしきれない場合は、送電系統運用者が再度入札を行い、需要をカバーする。¹³²⁵
- ✓ aFRR（二次調整力）：入札は実施日の 7 日前の 10 時に開始され、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。¹³²⁶
- ✓ 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。¹³²⁷

【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。

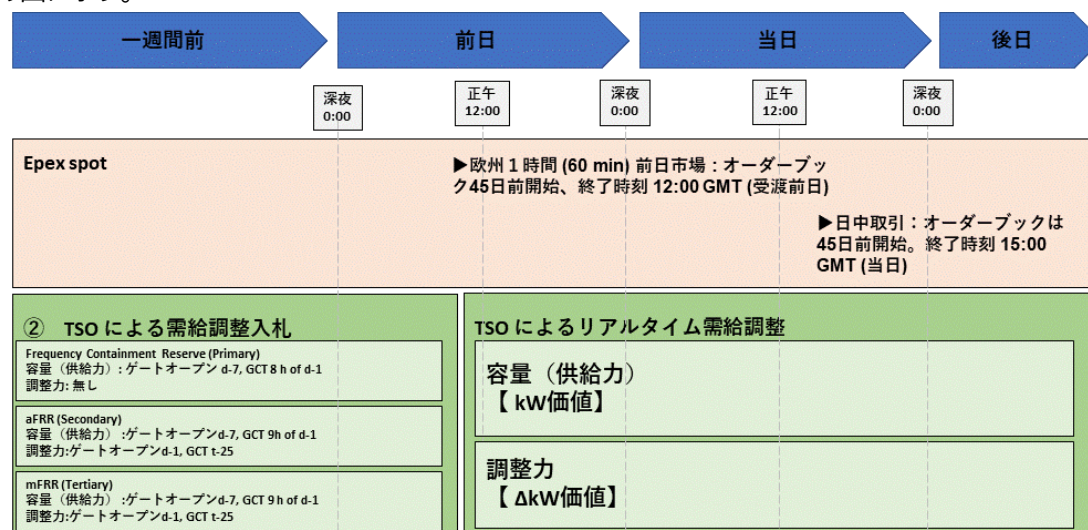


図 4.2-6 需給調整に関わる市場

出所) 令和 4 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

¹³²⁵ [Modalitäten für Regelreserveanbieter | Regelleistung \(Pg:15, 2024/2/26 取得\)](#)

¹³²⁶ [Modalitäten für Regelreserveanbieter | Regelleistung \(Pg:20, 2024/1/30 取得\)](#)

¹³²⁷ [Modalitäten für Regelreserveanbieter | Regelleistung \(Pg:35, 2024/1/30 取得\)](#)

【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/>）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。

【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。¹³²⁸ 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 4.2-4 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）

Technology	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
Nuclear energy	0.14	0.18	0.19	0.54	0.54
Lignite	0.48	1.07	1.07	3.81	3.84
Hard coal	0.48	1.05	1.07	2.98	2.87
Natural gas	0.37	3.68	3.72	6.91	6.75
Oil	-	0.29	0.04	1.33	0.09
Biogas/mass	0.04	1.83	2.35	2.32	2.81
Water	4.79	15.10	15.15	13.99	14.01
Battery storage	0.63	0.06	0.06	-	-
Demand/DSM	0.02	0.12	0.07	0.20	0.14
Wind power	-	-	0.03	-	0.25
Other	-	0.02	0.07	0.21	0.60
Total	6.95	23.40	23.82	32.29	31.90

出所）Präqualifizierte Leistung in Deutschland¹³²⁹

(4) 混雑管理手法概要

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

¹³²⁸ [ENTSO-E Balancing report 2022 | ENTSO-E \(Pg:148, 2024/1/30 取得\)](#)

¹³²⁹ [Präqualifizierte Leistung in Deutschland | Regelleistung \(Pg: 2, 2024/1/30 取得\)](#)

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。¹³³⁰



図 4.2-7 再給電及び出力抑制の仕組み

出所) BDEW¹³³¹

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。¹³³²

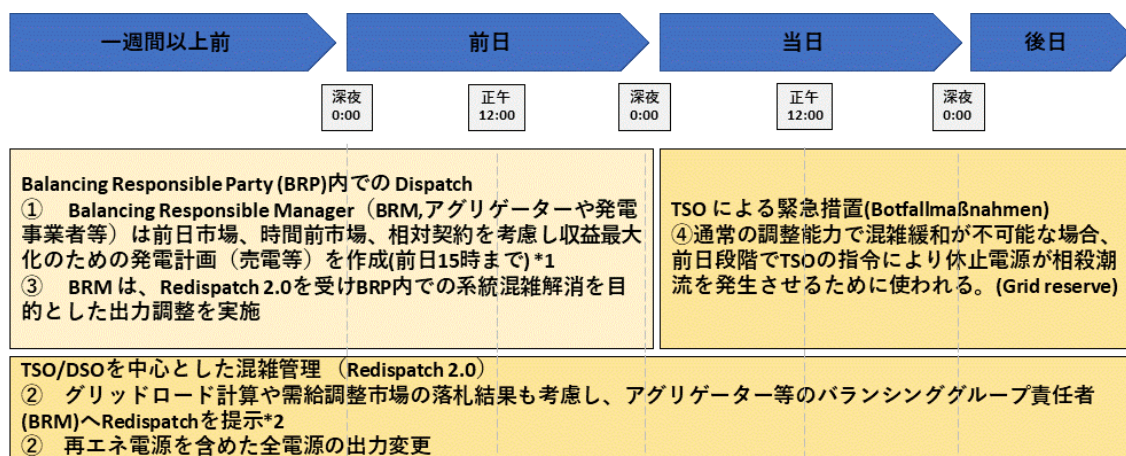
「Redispatch」送配電網事業者から BRP へ混雑解消を目的とした発電量のシフトを指示することを指す。送配電事業者は、Dispatch プロセスを経た BRP 内での発電スケジュールを受け取るとすぐに、系統負荷計算を行い、翌日の全ドイツの系統レベルでの入出力の予想を作成する。翌日の送電網の安定性を確保し、従来型発電所と再生可能エネルギー発電所の運転に短期的に介入する回数（EnWG§13 または EEG§6, §11, §12

¹³³⁰ [Energiewirtschaftsgesetz | Bundesministerium der Justiz](#) (2024/1/30 取得)

¹³³¹ [Redispatch 2.0 | BDEW](#) (2024/1/30 取得)

¹³³² [Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0 | Bundesnetzagentur](#) (Pg: 27, 2024/2/29 取得)

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。¹³³³



*1: FITの場合は系統運営者が全量買取を行うため、発電事業者はTSOのbalancingグループに所属して全量を買収してもらう。そのためFIT電源運用者は運営計画を作成することも稀で、Dispatchは実質的に発電量予測のみ
 *2: Redispatch及び、緊急措置は前提として本来あってはならないもので、極力回避することが全事業者に求められている。そのためこれを予測することは無く、基本的には事後的にTSOのWEBサイト (netztransparenz.de) にて公表される。そのため、BRM及び発電事業者には変更に伴った損失の市場価格に見合う補償が認められている。

図 4.2-8 混雑管理手法のタイムライン

出所) 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

(5) 出力制御に伴う精算・補償制度について

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。¹³³⁴ 発電調整には、①現状稼働してい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

§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。

¹³³³ [Redispatch | Bundesnetzagentur \(2024/2/29 取得\)](#)

¹³³⁴ [§ 13a Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich | Bundesministerium der Justiz \(2024/1/31 取得\)](#)

§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が明言されている。

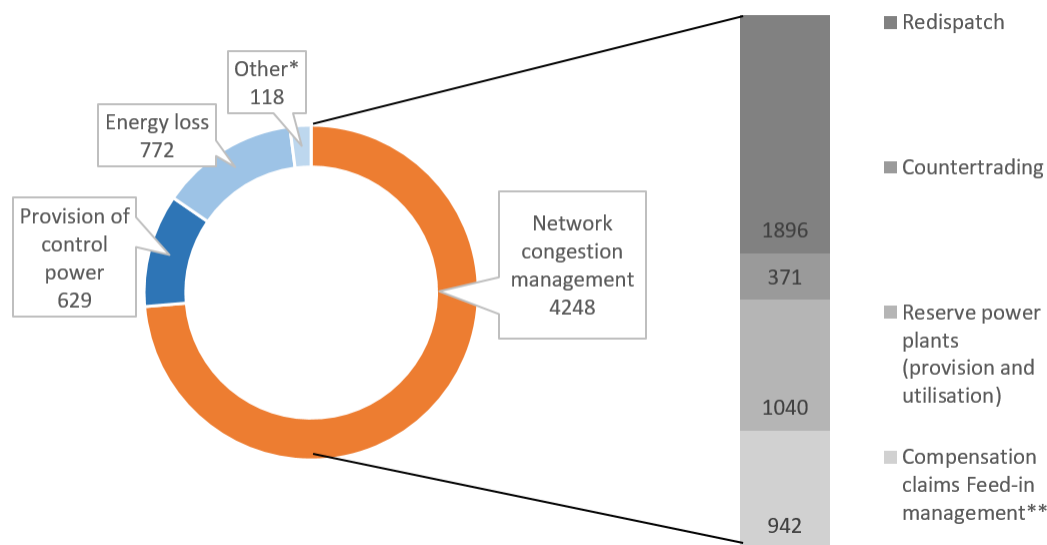


図 4.2-9 アンシラリーサービスのコストと混雑対策コストの内訳

出所) Monitoringbericht 2023¹³³⁵

(6) 出力制御への対応

ドイツでは再生エネルギーに加えて非再生エネルギー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生エネルギー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 2023 には、2022 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

新たに定められた EnWG 第 13k 条では、送電系統運用者 (TSO) は、送電前日の午前中までに、特定地域の 1 時間ごとの出力制御電力量の予測を実施しなければならないと規定している。

2024 年 10 月 1 日以降、制御区域責任を有する系統運用者は、再生可能エネルギー源法 (EEG) に基づき、電力関連のボトルネックによる有効発電量の減少を打ち消すために、認可された参加者がスイッチング可能な追加の負荷を使用することを許可しなければならない。系統運用者は、ボトルネックにより削減が必要となる可能性のある電力量を 1 時間ごとに決定し、出力制御量を認定参加者に割り当てるために競争入札を行う。許可された参加者は、登録された追加の負荷の運営者、またはそのようなシステムのアグリゲーターであり、規制当局によって特定の基準が設定されている。割り当てられた出力制御量が使用されない場合、罰則が適用される。2024 年 4 月 1 日までに、系統運用者は、緩和地域、入札条件、緩和システムの登録手順など、実施に向けた詳細なコンセプトを提出しなければならない。規制当局はコンセプトの有効性を評価し、コスト認識に関するガイドラインを定めることができる。2025 年 4 月 1 日以降、配電網事業者にも同様の措置が適用される。2028 年 7 月 1 日から 2 年ごとに評価・報告プロセスが設けられ、措置の適用が評価される。¹³³⁶

¹³³⁵ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(Pg: 138, 2024/1/31 取得\)](#)

¹³³⁶ [Law on Electricity and Gas Supply \(Energy Industry Act - EnWG\) | Bundesministerium der Justiz \(2024/2/27 取得\)](#)

以下の表は、再給電のために調達されている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、国外の取引所で調達されており、これらはどの事業者にも該当しないため、「Unknown:不明」のカテゴリーに分類されている。

表 4.2-5 ドイツにおいてフィードイン管理によって 2022 年に抑制された電力量（単位:GWh）

Electricity: Power plant deployments in Germany for redispatch by energy source in 2022
in GWh

Energy source	Lowering	Increase
Wind (offshore)	4.153	-
Wind (onshore)	3.186	-
Lignite	3.131	156
Hard coal	2.240	5.741
Solar	620	-
Nuclear energy	221	8
Natural gas	204	2.055
Biomass incl. biogas	101	-
Pumped storage	16	541
CHP electricity	7	-
Running water	2	-
Storage water (without pumped storage)	1	3
Other energy sources (non-renewable)	0	1
Landfill, sewage and mine gas	0	-
Combination of renewable energies (exceptional case)	0	-
Waste	0	-
Mineral oil products	0	149
Storage water	-	-
CHP heat	-	-
Unknown ¹	2.270	4.298

¹ Part of the redispatch volume is procured on the exchange. These quantities cannot be allocated to any energy source and therefore fall into the "Unknown" category. Another part of the unknown redispatch volume is ordered abroad. The grid operators have no knowledge of the energy sources used abroad.

出所) Monitoringbericht 2023¹³³⁷

(i) オンライン制御の導入状況について

● 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。¹³³⁸

この法律は、2023 年に改正され、エネルギー供給ネットワークにおけるインテリジェント測定システムの導入に関する規制が盛り込まれた。その目的は、§1 に概説されているように、持続可能で、消費者に優しく、温室効果

¹³³⁷ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(Pg: 117, 2024/1/31 取得\)](#)

¹³³⁸ [Smart Meter Roll-out: The German Case | Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. \(2024/1/31 取得\)](#)

ガスニュートラルなエネルギー供給を達成するために、エネルギー転換のデジタル化を促進することである。主要な条項のうち、§11 は、測定点事業者に対し、測定点設備の年次概要を系統運用者に提出することを義務付けている。§29 は、事業者に対し、毎年 10 月 31 日までに、その義務、標準サービス、潜在的な追加サービスに関する情報を開示することを義務付けている。§30 と §31 には、インテリジェントシステムの経済的実現可能性と価格上限が、機動的な展開とアプリケーション更新のためのガイドラインとともに詳述されている。§45 は機器の義務について概説し、§52 はデータ通信、匿名化、仮名化に関する一般的な要件を定めている。この文書には、技術仕様、価格に関する考慮事項、事業者の義務に対応する様々な改正が盛り込まれている。さらに、送信されたネットワーク状態データの削除と測定点運営者による追加サービスの提供に関する規定が含まれ、消費者保護に重点を置いたインテリジェント測定システムの効率的、安全、透明な実装を確保することに包括的に焦点を当てている。

§ 9 は、エネルギー生産プラントにおける技術設備の設置に関する新規制の概要を示している。発電容量が 25kw を超えるプラントの運営者は、発電のリアルタイム監視と遠隔制御を可能にする装置の設置を保証しなければならない。これには、スマートメタリングシステム要件への準拠も含まれる。この義務は、事業者がメタリング・サービス・プロバイダーを指名すれば、第三者が果たすことができる。制御可能な装置を持たない 7kw 以上 25kw 未満のプラントも遵守しなければならないが、要件はより少ない。スマートメーターが設置されるまでは、100kw を超える規模の施設は遠隔制御のための装置を備えなければならない。25kw 以上 100kw 未満の施設は遠隔からの電力削減を可能にしなければならない。この責任は、同じネットワークポイントに接続されている同様の設備間で分担することができる。^{1339 1340}

¹³³⁹ [Act to restart the digitalisation of the energy transition | Bundesministerium der Justiz \(2024/2/27 取得\)](#)

¹³⁴⁰ [Law for the expansion of renewable energies \(Renewable Energy Act - EEG 2023\) | Bundesministerium der Justiz \(2024/1/31 取得\)](#)

- 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 6,000kWh 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。¹³⁴¹

Chapter 4	
Additional rights and obligations in connection with the operation of measuring points with modern measuring devices and intelligent measuring systems	
Unofficial table of contents	
§ 29 Equipping measuring points with intelligent measuring systems and modern measuring devices	
(1) Basic responsible measuring point operators must, to the extent that this is economically justifiable in accordance with Section 30, equip measuring points at fixed metering points with intelligent measuring systems at the times specified in Section 45 as follows:	
1.	for final consumers with an annual electricity consumption of more than 6,000 kilowatt hours and for those final consumers with whom there is an agreement in accordance with Section 14a of the Energy Industry Act,
2.	for operators of systems with an installed capacity of over 7 kilowatts.
(2) Basic responsible measuring point operators can, to the extent that this is economically justifiable in accordance with Section 30, equip measuring points at fixed metering points with intelligent measuring systems:	
1.	for final consumers with an annual electricity consumption of up to and including 6,000 kilowatt hours and
2.	for operators of systems with an installed capacity of between 1 and 7 kilowatts.
(3) To the extent that this law does not provide for a measuring point to be equipped with intelligent measuring systems and to the extent that this is economically justifiable in accordance with Section 32, the basic responsible measuring point operators must equip measuring points at fixed metering points at end consumers and system operators with at least modern measuring devices. The equipment has until 2032, for new buildings and buildings undergoing 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 153 of 18.6. 2010, p. 13) until the building is completed.	
(4) Section 21 paragraph 3 and Section 9 paragraph 3 of the Renewable Energy Sources Act must be observed.	
(5) (omitted)	

出所) Measuring Point Operation Act – MsbG, Bundesministerium der Justiz

- 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-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。¹³⁴²

¹³⁴¹ [Measuring Point Operation Act – MsbG | Bundesministerium der Justiz \(2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁴² [VDE-AR-N 4110 application rule : 2018-11 | VDE VERLAG GmbH \(2024/1/31 取得\)](#)

PGM – active power supply / performance increase

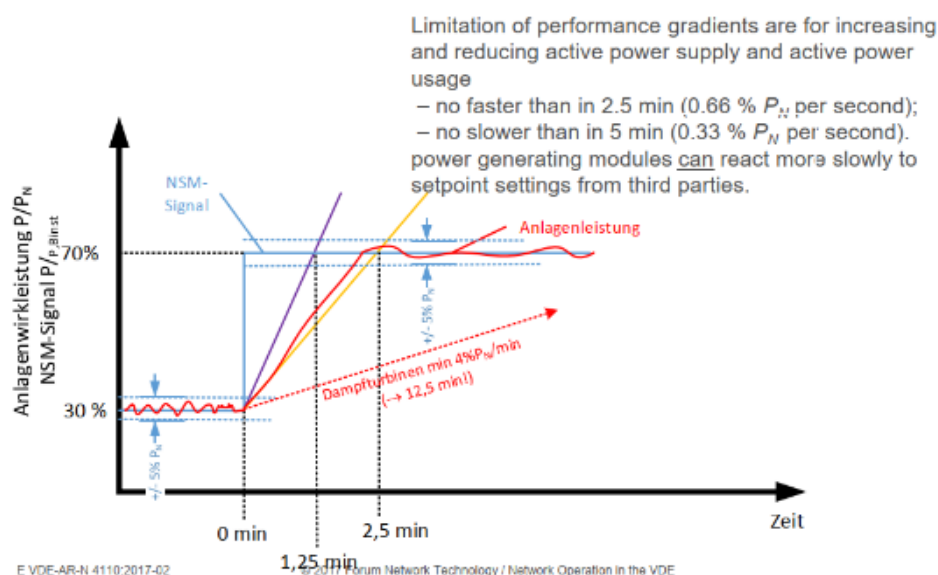


図 4.2-10 Active Power Supply

出所) Summary of the draft VDE-AR-N 4110:2017-02¹³⁴³

● 調整力の不足時の対応について

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 (iii) 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。¹³⁴⁴

(7) 情報公開状況について

● 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

¹³⁴³ [Summary of the draft VDE-AR-N 4110:2017-02 | VDE VERLAG GmbH \(Pg: 49, 2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁴⁴ [「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」 | OCCTO \(Pg: 37,38 2024/1/25 取得\)](#)

子ディレク通りに関する条例 (Marktstammdatenregisterverordnung - MaStRV) にて、その詳細を規定している。¹³⁴⁵

MaStRV 条例によると、定置式発電設備の登録は、規模、運転開始日、再生可能エネルギー法 (EEG) または熱電併給法 (KWKG) に基づく支援資格の有無にかかわらず、すべて義務付けられている。これらの施設には、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、水力発電、地熱発電などが含まれる。特に特定の認可が必要な場合は、計画段階での登録も必要となる。例外として、太陽光発電、蓄電池、CHP のような小規模の自家発電設備がある。しかし、バックアップ発電機、再生可能エネルギーによる特定の閉鎖型システム、系統連系を伴わない分離型システムは免除される。一方で天然ガス源、バイオメタン、Power-to-Gas、ガス貯蔵を含むガス発電設備は登録が必要である。同様に、高圧電力消費施設も登録が義務付けられているが、低圧ネットワークに接続されている住宅地は免除されている。工業用消費者や 10MW を超えるガス発電所など、ガス送電網に接続されているガス消費施設は登録が必要である。共通ネットワークポイントを介して接続されたガスまたは電力消費ユニットは、まとめて登録することができる。¹³⁴⁶

表 4.2-6 MaStR.へのユニット毎における登録義務

ユニットの種類	登録義務となる条件
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) Obligations in MaStR¹³⁴⁷

- 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。¹³⁴⁸ 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。

¹³⁴⁵ [Verordnung über die Registrierung energiewirtschaftlicher Daten | FEDERAL MINISTRY OF ECONOMY AND CLIMATE PROTECTION \(Pg: 4, 2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁴⁶ [Obligations in MaStR | Marktstammdatenregister 2024 \(2024/2/27 取得\)](#)

¹³⁴⁷ [Obligations in MaStR | Marktstammdatenregister 2024 \(2024/2/27 取得\)](#)

¹³⁴⁸ [Welcome to the market master data register! | Marktstammdatenregister \(2024/1/31 取得\)](#)

Current unit overview

	MaStR no. the unit	Display name of the unit	Operational status	Date the unit was commissioned	Unit registration date	ene
 	SEE93234434909	garage	In operation	January 31, 2024	January 31, 2024	Soli
 	SEE923006758150	Battery PV	In operation	January 31, 2024	January 31, 2024	Stoi
 	SEE980058412683	4378073 Ella	In operation	September 29, 2021	January 31, 2024	Soli
 	SEE959523432181	Power storage TL	In operation	July 26, 2023	January 31, 2024	Stoi
 	SEE986724659260	PV cell	In operation	October 14, 2022	January 31, 2024	Soli
 	SEE996297362948	Battery cell	In operation	October 14, 2022	January 31, 2024	Stoi
 	SEE936834472693	Hotel roof	In operation	January 29, 2024	January 31, 2024	Soli

図 4.2-11 MaStR 上表示されるユニット毎の情報
出所) MaStR¹³⁴⁹

Home page

Public data

Current unit overview

Advanced unit overview

Grid connection points and locations

Market players

Deleted and deactivated units

Data download

Help

FAQ

Quick search

Public data / Market players

Market players

This overview shows all market players who are registered in the MaSTR.

New filter

Export table

MaSTR no.	Name of the market player	Market function	Market rolls	Federal State	Postal code	Lo
 ADM988000150997	Federal Network Agency	Federal Network Agency		North Rhine-Westphalia	53113	Bc
 SUP933360992817	regiocom SE	Support partner		Saxony-Anhalt	39112	M.
ABR111222333123	(natural person)					

図 4.2-12 MaStR 上表示されるマーケットプレイヤーの情報
出所) MaStR¹³⁵⁰

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 という WEB サイトも公開されている。¹³⁵¹ このサイトでは、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である。

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

¹³⁴⁹ [Current unit overview | Marktstammdatenregister \(2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁵⁰ [Current unit overview | Marktstammdatenregister \(2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁵¹ [SMARD | Bundesnetzagentur \(2024/1/31 取得\)](#)

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

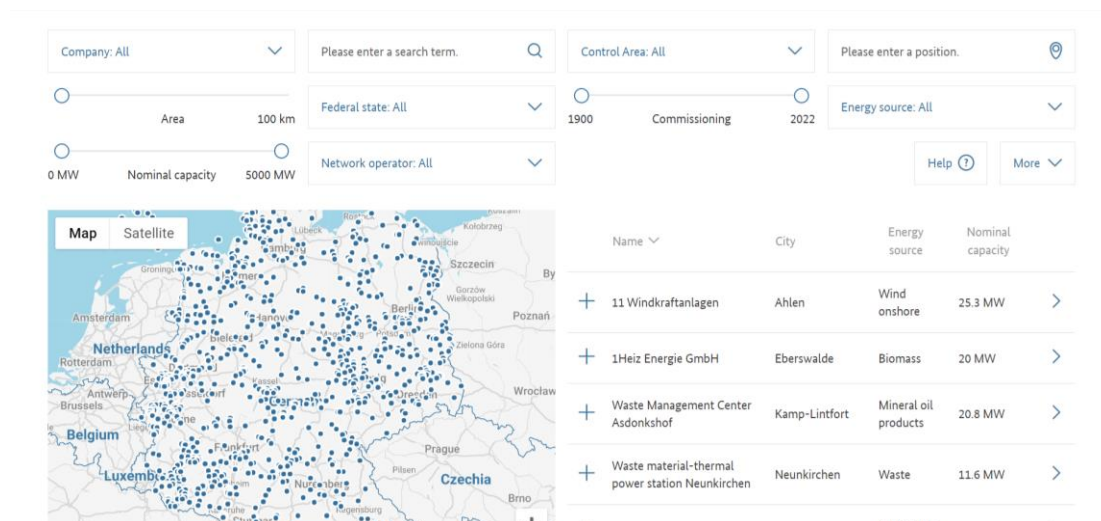


図 4.2-13 SMARD.DE に表示される発電設備のデータリスト

出所) SMARD¹³⁵²

- 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）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。¹³⁵³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。

表 4.2-7 ドイツにおける出力制御の実績（GWh）

		2019	2020	2021	2022
出力制御量	GWh	6,482	6,146	5,818	8,071
推定補償額	million Euro	710	761	807	-

出所) Monitoringbericht 2023¹³⁵⁴

(8) 海底直流送電プロジェクト

Nordlink プロジェクトについて、プロジェクトのエキスパートに対しインタビューを実施した。

【PCI 認証、EIB 融資の利用状況など、ファイナンスの詳細】

¹³⁵² [Power Plant Map/list \(SMARD\) | Bundesnetzagentur \(2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁵³ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(2024/1/31 取得\)](#)

¹³⁵⁴ [Monitoringbericht 2023 | Bundesnetzagentur \(Pg:115, 2024/1/31 取得\)](#)

2010 年頃に開始された、ノルウェーとドイツを結ぶ国境を越えた送電システム、NordLink は、ドイツの Tennet とノルウェーの Statnett という 2 つの送電系統運用者（TSO）が戦略的投資を行った。さらに、KfW の子会社である KfW IPEX の資金参加を得て、南側のプロジェクト会社が設立された。

資金調達の仕組みは主にエクイティ・パートナーに依存し、外部からの第三者融資は関与しなかった。投資総額は約 20 億ユーロで、Tennet と Statnett が折半した。このプロジェクトは Projects of Common Interest (PCI) の認証を得たが、Connecting Europe Facility (CEF) の資金調達は行わなかった。PCI 認証のステータスにより、利害関係者の受け入れにとって価値があり、許認可手続きも容易になったと考えられる。

【保険料や付保内容等の保険契約について】

NordLink は、プロジェクトの建設段階における建設保険やリスク保険を含む包括的な保険に加入していた。この保険は、物理的損害や遅延による金銭的損失などのリスクを軽減することを目的としていた。この保険は、送電中断の可能性に対処するための事業中断保険にも適用された。近年は保険料が上昇し、この規模のプロジェクトに関与する保険会社の数が増えるなど、保険市場の状況は時間の経過とともに厳しくなっている。

NordLink の保険の具体的な内容については、補償率は 100% であり、リスク回避を優先する出資者である Tennet と Statnett、及び KfW IPEX による保守的なアプローチを示している。プロジェクトの保険料は数百万ユーロで、総プロジェクト費用（約 20 億ユーロ）の約 1～2% に相当する。

NordLink の建設・リスク保険は、建設段階における潜在的損害に焦点を当てており、保健期間は約 5 年間であった。この期間終了後、プロジェクトは事業中断に対する保険を維持し、操業段階での中断に備えた金銭的損失に対処した。当初の 5 年間を超える補償期間についての決定は最終的なものではなく、経済的に定期的に評価された。通常、このようなプロジェクトの保険契約は数年ごとに更新され、最初の契約では 2 年から 5 年の保証期間がカバーされる。

保険市場では、この慣行は時代とともに変化してきた。当初、プロジェクトに関わる保険会社は、通常 1 社から 3 社であった。しかし、最近では、保険会社の数はおよそ 10 社以上に増加している。このような変化は、現在の保険市場の状況やリスク状況の変化に起因している。

【環境アセスメントの対応について】

NordLink project の計画段階では、環境アセスメントが実際に実施された。これらのアセスメントは、技術的な実現可能性、環境条件、既存のインフラ横断への配慮など、さまざまな側面をカバーしていた。このプロセスでは、オランダとデンマークの間で行われた同様の事業である Norge project で得られた知識が活用された。

しかし、財務的な観点からは、このプロジェクトでは特に銀行業務を目的とした追加の環境アセスメントは必要なかった。共同出資者である KfW IPEX を含むパートナーは、送電系統運用者（TSOs）が提供する環境承認と保証に精通していた。このプロジェクトには外部からの融資や金融支援はなく、資金調達構造は主にパートナーからの経済的資本であった。

財務の最適化と規制への配慮という観点から、ドイツの事業体に対する資金調達の一部には、ストラクチャード・ファイナンスと株式が用いられた。この決定は、ドイツの規制における株主資本利益率の上限を考慮し、規制の最適化のために行われた。ストラクチャード・ファイナンスは、財務リターンを最適化するための規制戦略の一環として採用された。

【将来の海底ケーブル撤去について】

操業期間終了後のケーブルと陸上コンバーター・ステーションの撤去は、計画や許認可によって義務付けられている法的義務である。廃止措置費用は国際的に会計処理され、資産計上され、減価償却される。財務的には、最終的な撤去のための資金を確保するための債務が発生する。このプロセスは、廃止措置費用を賄うための継続的な収益回収を可能にする。

最終的に海底ケーブルを撤去するかどうかの決定は、環境への影響、生息環境への配慮、社会的な影響など、さまざまな要因によって決まる見込みである。陸上のコンバーター・ステーションや堤防を通る区間は撤去される可能性が高いが、海底ケーブル自体は、追加的な影響やコストを最小限に抑えるために残される可能性もある。最終的な決定は、廃止時の政策立案者や当局によって左右される。

【漁業事業への補償】

漁業事業者は建設期間中、具体的な補償を受けなかった。地元コミュニティへの補償は、（コンバーター等陸上の）建設活動によって影響を受ける土地の持ち主や自治体への支払いによって対処された。

また、機雷など不発弾除去費用の取り扱いについては取り決めが実施された。規制当局はこの事業構成を承認し、規制と投資収益を通じて費用を認識できるようにした。

【SPC（特別目的会社）の構成】

このプロジェクトでは、ドイツ側とノルウェー側の双方に特別目的事業体（Special-purpose vehicle/SPV）を設立した。ドイツ側の SPV は、ゼネラル・パートナーが責任と権益を管理するリミテッド・パートナーシップとして機能するユニークな法的構造となっていた。この構造が選ばれたのは、税制上の特殊な影響があったからである。

ノルウェー側では、SPV はスタットネットが単独で所有し、追加契約の必要性を排除した。ドイツ側の SPV はノルウェー側の SPV と協力し、送電系統運用者（TSO）とリース契約を結んで資産を貸し出した。ドイツの SPV は TSO 以外に直接の顧客を有していなかった。

【SPV と EPC 側とのリスク分担】

このプロジェクトでは、日立 ABB がコンバーターの供給を担当し、Nexans 社と NKT 社がケーブルの供給を担当した。

認識している限りでは、プロジェクト・オーナーである TenneT 社と Statnett 社は、Nexans 社、日立 ABB、NKT 社といった EPC（設計・調達・建設）業者と特定のリスク分担契約を結んでいなかった。契約は主に、ケーブルの仕様、品質、設計、機能性に関して合意されたものであった。違約金条項、違約金、履行保証はあったが、より低いコストを共有するための特別な取り決めはなかった。

プロジェクトの詳細については、リスク分担の合意はなかったが、建設段階での追加作業を積極的に進めた。TSO は、ケーブルの市場取り扱いや試運転を含む一般的なサービスを提供した。特筆すべきは、NordLink 社が、海底ケーブルをオフショア資産として規制上の取り扱いを交渉し、通常 40 年の規制期間を 20 年に短縮することに成功したことである。

コスト回収の取り扱いでは、主な投資予算を規制当局に提出し、プロジェクトは建設中の OPEX 一時金を確保し、後に運用中の実際のコストに調整した。この規制協定により、プロジェクト・パートナーの財務的安定性が確保された。

コスト回収のための規制上の決定に関しては、完全に規制されたケーブルを選択し、接続国の規制制度を通じてコストを回収できるようにした。この決定は、市場からのコスト回収や OPEX の保証なしに市場リスクに直面する非規制ケーブルとは異なる。

コスト回収の取り扱い、特にフォースマジュールとの関連では、通常、保険に加入できず、EPC（設計・調達・建設）コントラクターに転嫁できない事象をカバーする。特にフォースマジュールがコストに影響を与える可能性がある場合、プロジェクトのコスト回収を確保するために、規制当局に元本投資予算を提出することが重要である。規制当局との合意は、OPEX を含むプロジェクトの操業期間中のコスト回収を確実にするものである。海底ケーブルをオフショア資産として扱うかどうかの決定は、規制当局の検討事項にも影響し、プロジェクトの寿命や財政的な実行可能性にも影響する。

【プロジェクトの段階的計画策定】

プロジェクトは、開発前、開発段階、建設段階、試運転段階、保証段階、運用段階など、いくつかの段階を経た。これらのフェーズでは、承認、規制に関する議論、利害関係者の関与、建設関連の活動など、数多くのサブ要素があった。

電氣的なフェーズに関しては、試運転の間、エネルギーの流れについて、最初は一方向でテストされ、その後逆転した。ケーブルの実際の運用は、ケーブルで接続されたエネルギー市場間の価格差に左右された。例えば、ノルウェーの水力発電が安く、ヨーロッパ本土のエネルギー価格が高い場合、電力はノルウェーからドイツに流れ、ドイツで再生可能エネルギーが余っている場合はその逆となる。

全体として、このプロジェクトは、異なるエネルギー市場を接続し、エネルギー資源の効率的な利用を可能にし、接続された市場の価格シグナルに対応することを目的としていた。

4.2.3 スペイン

(1) 出力制御量を抑制するための対策

スペインの出力制御の対策として以下のようなものがある：

- 出力制御管理：スペインの送電系統運用者である Red Eléctrica (REE) は、系統制約を管理するために技術的制限市場を利用している。市場に参加する発電事業者は、系統の適正電圧レベルを回復するために追加発電が必要な場合、発電出力を増加させる入札を行うことができ、また、送電系統のローカル系統の容量を供給が上回る恐れがある場合は、市場に参加しているすべての発電事業者に発電抑制を指示することができる。^{1355, 1356} REE は電力系統の運転をリアルタイムで監視し、発電量と需要のバランスを保証している。
- 技術的制限市場 (Mercado de solución de restricciones técnicas)：スペインには、バランシング・エネルギーと運転予備力を調達するための市場が 4 種類ある。系統の混雑管理に最も直結するのは、技術的制約を解決するための「技術的制限市場」である。この市場は、スペインの送電系統運用者である Red Eléctrica de España (REE) が送電網のトラブル時の管理をするために利用している。スペインの再生可能エネルギー容量が増加するにつれ、送電網のトラブルが多発し、出力抑制につながる。この市場は、第一段階では、再給電によって混雑に対処し、第二段階では、需給のバランスを回復することにより混雑に対処する。

技術的制限市場は、基本的に前日市場と日中市場の市場終了後に開かれるが、必要に応じてこれらの市場が開いている時間帯にも開かれる。^{1357 1358}これは、系統の適正電圧レベルを回復するために追加発電が必要な場合に、参加発電事業者が出力を増加させる入札を行うことができるため、出力制御の管理に貢献する。この市場は、安全条件、予備容量、電圧制御による制約を管理するのに役立ち、再生可能電力による発電容量が拡大しても効率的な送電網の運用を保証する。

- この市場で対応する制限には以下のような例が含まれ、いずれかの制限が解決されない場合、技術的制限市場が開かれる：
 - a) 安全条件の不遵守の場合。ただし、電気系統の運転及び安全基準を定めた運転手順で定義された、恒常的及び／または不測の事態後に当たる。
 - b) 二次及び／または三次制御（詳細は後述）の予備容量不足の場合。
 - c) 予想される需要を確実にカバーするための追加電力の予備容量不足の場合。
 - d) 送電網の電圧制御のための予備容量不足の場合。
 - e) サービス補充のための予備容量不足の場合。¹³⁵⁹

¹³⁵⁵ <https://www.ree.es/en/activities/realtime-demand-and-generation> (2024 年 1 月 28 日取得)

¹³⁵⁶ <https://www.ree.es/en/activities/grid-manager-and-transmission-agent> (2024 年 1 月 28 日取得)

¹³⁵⁷ https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/04/downloadable/servicios_de_ajuste_2021_EN.pdf
(2024 年 1 月 28 日取得)

¹³⁵⁸ <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system> (2024 年 1 月 28 日取得)

¹³⁵⁹ [Boletín Oficial del Estado | P.O. 3.2 Restricciones técnicas](#) (P1, 2023 年 11 月 28 日取得)

- バランシング市場（アンシリサービス市場）¹³⁶⁰：スペインは 2014 年、勅令 Royal Decree 413/2014 により、再生可能エネルギー、熱電併給システム（CHP）、廃棄物発電事業者の権利と義務を規定し、変動性再生可能エネルギーが任意のバランシングサービスの市場に参加することを可能にした。市場メカニズムを通じて管理され、報酬が支払われるバランシング市場は以下の通り：
 - 二次制御（Secondary control）：発電需要バランスを維持することを目的とする任意のアンシリサービスで、「スペイン」制御ブロックの予想電力交換スケジュールと系統内で発生する可能性のある周波数偏差に対する偏差を自動的に修正する。
 - 三次制御（Tertiary control）：任意のアンシリサービスで、契約した場合、その性質上拘束力があり、発電事業者は、一次エネルギー源の利用可能性を考慮して、増減できる有効電力容量を入札する義務を伴う。このサービスは、市場メカニズムを通じて管理され、報酬が支払われる。その目的は、発電量と消費量の間の制御偏差を調整し、使用された第二次制御帯予備力を回復することである。
 - 交換予備力によるバランシングエネルギー（Balancing energy from Replacement Reserves）：発電と消費の間の系統の不均衡に対処し、必要なレベルの周波数回復予備力（二次及び三次制御エネルギー）を回復または支援することを目的とするサービス。任意的な性質のサービスであり、最大 30 分の手動起動を必要とし、市場メカニズムを通じて報酬が支払われる。
- 国際相互接続：スペインは、フランス、ポルトガル、アンドラ、モロッコと送電網を連系している。スペインは 2022 年、フランスへの純輸出国となり、2021 年の 6,054GWh の輸入に対し、記録的な 9,095GWh を輸出し、2010 年以來の黒字となり、これは 2010 年以來であった。同様に、スペインはポルトガルとともに 4 年目の純輸出国としての記録を更新し、輸出量を 2 倍の 9,023GWh に伸ばした。アンドラに対して、スペインは 2021 年比 26.9% 増の 286GWh を輸出し、モロッコに対しては、スペインは前年の 182GWh の輸入から 1,438GWh の輸出へとシフトした。全体として、スペインは 2022 年に電力の純輸出国へと大きくシフトした。¹³⁶¹

スペインが 2022 年にフランス、ポルトガル、アンドラ、モロッコへの電力輸出を増加させたことは、送電網の出力抑制を最小限に抑える上で重要な役割を果たした。過去最高の輸出量を記録したことで、スペインはエネルギー生産量を効果的に活用し、余剰電力を出力抑制する必要性を減らした。この輸出と輸入の戦略的バランス、特に純輸出国へのシフトは、送電網の効率を最適化し、出力抑制を減少させ、発電された電力をより効果的に利用することに貢献した。

¹³⁶⁰ <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system> （2024 年 1 月 28 日取得）

¹³⁶¹ https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf （Pg 8, 2023/11/19 取得）

CROSS-BORDER EXCHANGE BALANCE - PHYSICAL (MWh) | CROSS-BORDER: All

From 12/2022 to 11/2023

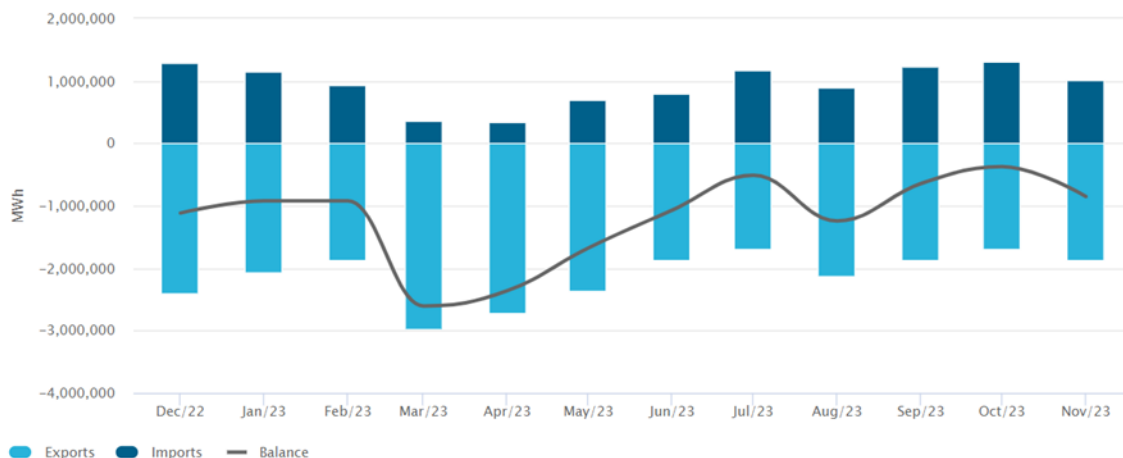


図 4.2-14 国境を越えた電力交換のバランス

出所) REData, red electrica

- 蓄電池への投資：スペインでは、新たなグリーン電力容量の導入が蓄電の開発と需要の伸びを上回っているため、再生可能エネルギーの抑制が増加している。よって、持続時間の長いエネルギー貯蔵の導入により、抑制率の低減を目指している。スペインのエネルギー蓄電池は初期段階にあり、2021 年に 8.3GW の容量が導入されている。¹³⁶²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（Estrategia de Almacenamiento Energético）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。同戦略では、2030 年までに 20GW、2050 年までに 30GW の蓄電池導入の目標を設定している。¹³⁶³同政府はさらに、2023 年 6 月に発表した「国家エネルギー・気候計画（PNIEC）」の改正草案において、2030 年までに 22GW の蓄電池導入を目指すというより高い目標を示した。¹³⁶⁴
- 長期エネルギー貯蔵（LDES）：LDES は新しいエネルギー蓄電技術の一種で、Long-duration energy storage の略であり、長期蓄電可能なエネルギー貯蔵システムをさす。LDES は再生可能エネルギー源から電力を蓄電することにより、2035 年までに出力制御を実質的になくすことを目指す。現在の政府の財政

¹³⁶² https://www.miteco.gob.es/en/prensa/ultimas-noticias/2023/06/el_gobierno_incrementalaambiciondelplannacionalintegradoeenergi.html (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁶³ https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2021/02/el_gobierno_apruebaestrategiadealmacenamientoenergeticoclavepa.html (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁶⁴ https://www.miteco.gob.es/en/prensa/ultimas-noticias/2023/06/el_gobierno_incrementalaambiciondelplannacionalintegradoeenergi.html (2024 年 2 月 28 日取得)

支援は、LDES 技術の開発には充分ではないという意見もあるが、今後導入されていく見込みである。¹³⁶⁵
スペインにおける LDES の導入は、2060 年までに 10 億ユーロの節約をもたらし、出力制御を緩和し、ネット
ゼロを 5 年早める見込みである。

LDES の世界的リーダーであるイギリスの Highview Power 社は 2021 年 5 月、スペイン全土で最大
2GWh の液体空気長期エネルギー貯蔵プロジェクトを開発中であり、投資額は約 10 億ドルと推定
されると発表した。¹³⁶⁶

- CECRE (Centro de Control de Energías Renovables) : スペインでは 2007 年から、勅令 Royal
Decree 661/2007 により、設置電力が 10 MW 以上 (島嶼及び非本土電力系統の場合は 5 MW 以
上) の全ての発電設備は CECRE により直接制御されなければならないと規定した。¹³⁶⁷

CECRE は、以下の方法でスペイン全土の電力の管理と制御を行っている

- 再生可能エネルギーの監督と管理 : CECRE は、オペレーションデスクで構成され、オペレーターがリ
アルタイムテレメトリを継続的に受信し、再生可能エネルギー源 (RES) の最大生産量のリアルタ
イム制限を実施する。勅令 Royal Decree 413/2014 により、総設備容量が 1MW を超え、同じ
接続ポイントを共有するすべての単一発電施設またはクラスターは、12 秒ごとに生産された有効
電力のリアルタイム遠隔測定を送信することが求められる。さらに、総設備容量が 5MW を超える
発電施設またはクラスターは、接続ポイントにおける無効電力と電圧の追加遠隔測定を送信する
ことが求められる。さらに、総設備容量が 5MW を超える風力発電所や太陽光発電所、発電所
クラスターは、CECRE から有効電力の設定値を受信すると 15 分以内に従わなければならない。
また、RESCC (Renewable Energy Source Control Center) は、各発電設備と CECRE の仲
介役を請け負う。CECRE のオペレーターがこれらのタスクを実行するために使用する主なツールは
GEMA+と呼ばれる。GEMA+は、風力発電設備だけでなく、すべての再生可能エネルギー技術に
ついて CECRE で受信したリアルタイム情報にアクセスし、現在の発電シナリオが系統にとって許容
可能かどうかを、自動的に判断する¹³⁶⁸。

¹³⁶⁵https://www.ldescouncil.com/assets/pdf/LDES_Net_Zero_Industry_Report.pdf (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁶⁶https://highviewpower.com/news_announcement/highview-power-developing-2-gwh-of-liquid-air-long-duration-energy-storage-projects-in-spain/ (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁶⁷<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556> (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁶⁸<https://ieeexplore.ieee.org/document/9744625> (2024 年 2 月 28 日取得)

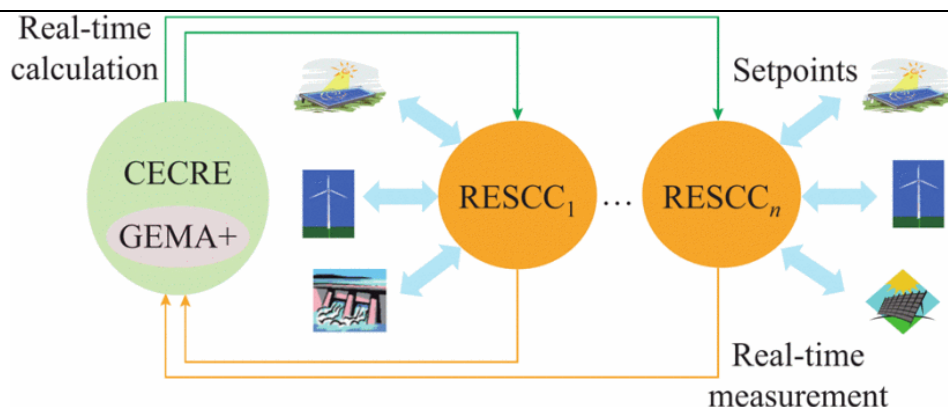


図 4.2-15 CECRE システム

出所) CECRE: Supervision and Control of Spanish Renewable Energies in the Last 15 years, IEEE Explore

一方で、スペインにおいても、再生可能エネルギーの導入量の増加により、出力制御率は年々増加している。

スペインの新規導入電力に占める再生可能エネルギーの割合は、2022 年に 58%まで増加した。2021 年に発表された「国家エネルギー・気候計画（PNIEC）」によると、電力部門の総設備容量 161GW の目標を掲げており、その内訳は、風力発電 50GW、太陽光発電 39GW、ガスコンバインドサイクル 27GW、水力発電 16GW、揚水発電 9.5GW、太陽熱発電 7GW、原子力発電 3GW、その他小規模技術となっている。¹³⁶⁹さらに、同政府は 2023 年、同計画について、2030 年の電力部門の総設備容量を 214GW とする新たな目標を定めた草案を発表した。その内訳は、3GW の洋上風力を含む 62 GW の風力発電、非常に重要になる 19 GW の自家消費を含む 76 GW の太陽光発電、14.5 GW の水力発電、4.8 GW の太陽熱発電となっており、非再生可能技術としては、ガスコンバインドサイクルが 6.6GW、原子力発電が 3GW と予想されているが、これらはすべて既存の発電所である。¹³⁷⁰

同改正案においては、太陽光発電の目標がほぼ倍増しており、今後太陽光の導入がさらに急増していくと考えられる。

¹³⁶⁹ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/es_final_necp_main_en_0.pdf (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁷⁰ https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf (2024 年 2 月 28 日取得)

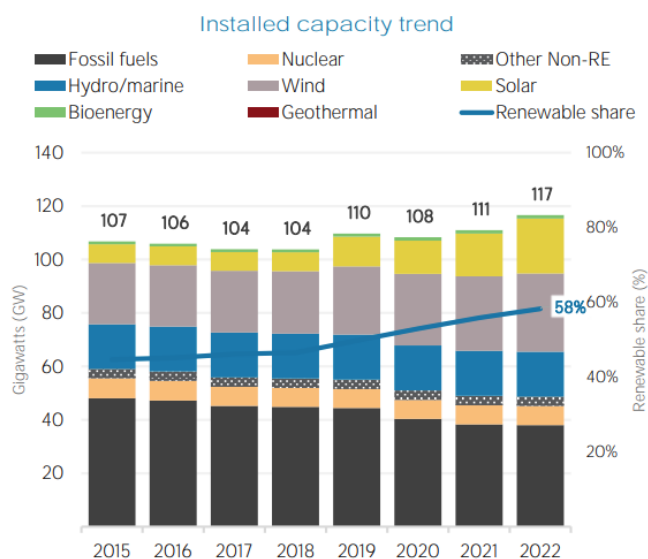


図 4.2-16 各電源の導入容量の傾向
出所) Energy Profile Spain, IRENA¹³⁷¹

以下のような課題により、スペインにおいても出力制御率が増加していると考えられる。¹³⁷²

- 再生可能エネルギーの出力制御：再生可能エネルギーの過剰出力とそれに関連する抑制によって引き起こされる電力価格の低下は、スペインのグリーン投資を脅かす可能性がある。スペインでは、新たな再生可能エネルギー容量の導入が蓄電池の開発と需要の伸びを上回っているため、再生可能エネルギーの制御が増加している。政府は 2019 年、システムのビジネス・アズ・ユー・ジュアラル・シナリオに基づき、2026 年には出力制御 14.8%まで上昇すると予想している。しかし、現在開発中の系統計画に基づくと、2026 年には 4.5%まで低下すると予測している。¹³⁷³
- 送電網の制約：スペインの送電システムは、近年の急速な自然エネルギー導入に追いついておらず、地域の送電設備が発電量进行处理する能力を持たない地域が発生している。スペインの自然エネルギーのパイプラインは、送電系統運用者である REE 社が予測する容量追加をはるかに上回っており、送電網の制約と、それに伴う開発事業者、投資家、消費者のコストは、それらに対処するための対策が講じられるまで増大することを示している。
- エネルギーバランスの欠如：ある調査によると、スペインではエネルギーバランスが欠如しており、エネルギー移行後 3,500 時間以上にわたって、92~168TWh のエネルギーが過剰に発生している。¹³⁷⁴

¹³⁷¹ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Europe/Spain_Europe_RE_SP.pdf (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁷² <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023/will-more-wind-and-solar-pv-capacity-lead-to-more-generation-curtailment> (2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁷³ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2f405ae0-4617-4e16-884c-7956d1945f64/Spain2021.pdf> (Pg; 124, 2024 年 2 月 28 日取得)

¹³⁷⁴ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2f405ae0-4617-4e16-884c-7956d1945f64/Spain2021.pdf> (2024 年 2 月 28 日取得)

- 規制上の課題：自然エネルギーの電力システムへの統合には課題があり、円滑なシステムを確保するための追加措置が必要である。スペインの発電は国によって規制されているが、自由化されているため、個人や企業でも発電し、送電網に供給し、販売することができる。しかし、円滑なシステムを確保するためには、さらなる対策が必要である。

4.2.4 イギリス

(1) 市場情報

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った流れになる。各プレイヤーの役割は以下の通りである¹³⁷⁵

- 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
- 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、2020 年 7 月には最低閾値を他のエネルギー市場に合わせ、容量オークションに参加できる容量を増やすため、最小容量を 2MW から 1MW に変更している。¹³⁷⁶

イギリス政府は 2023 年 1 月、電力供給の安定性を確保するための重要な要素である容量市場 (CM) の大幅な改革を提案した。2014 年に導入された CM は、再生可能エネルギーの割合が高まるにつれて進化するエネルギー状況に適応するための変更直面しているという。この提案は、CM をよりクリーンなエネルギー源に合わせ、2035 年までに脱炭素電力システムをサポートし、供給安定性を維持することを目的としている。提案には、より環境に優しいフレキシブルな技術へのインセンティブ付与、低炭素フレキシブル容量への複数年契約提供などが含まれる。さらに、2034 年からの石油・ガス発電事業者の排出削減期限を設定し、炭素回収と水素利用を義務付ける計画もある。また、性能試験と罰則制度の改善を通じて、CM の供給安定供給能力の強化にも焦点を当てている。¹³⁷⁷

【容量市場取引実績】

2023 年 1 月 20 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 4.2-8 容量市場における調達量と単価(2023)

Parameter	T-1 auction for delivery in 2023/24	T-4 auction for delivery in 2026/27
Target capacity	5.8GW	43.9GW
Demand curve: Minimum capacity at price cap	5.8GW	42.4GW
Demand curve: Maximum	6.87GW	45.4GW

¹³⁷⁵ [海外の供給力確保のための仕組み | 電力中央研究所](#) (Pg: 4,5, 2024/1/25 取得)

¹³⁷⁶ [Capacity Market: 2021 | BEIS](#) (Pg: 48, 2024/2/4 取得)

¹³⁷⁷ [Reforms outlined for Britain's capacity market to secure a clean energy future | UK Government \(2024/2/17 取得\)](#)

capacity at £0		
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	£295/kW
3-year agreement threshold	N/A	£150/kW
Indexation	N/A	2021/22

出所) Update to the Capacity Market Auction Parameters 2023¹³⁷⁸

2023/24 年の T-1 オークションの目標調達量は 5.8 GW、2026/27 年調達の T4 オークションの目標調達量は 43.9 GW 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。

(2) 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 各社が設定するサービスまで多岐にわたり、2022 年時点における全体像は下図に示す通りである¹³⁷⁹

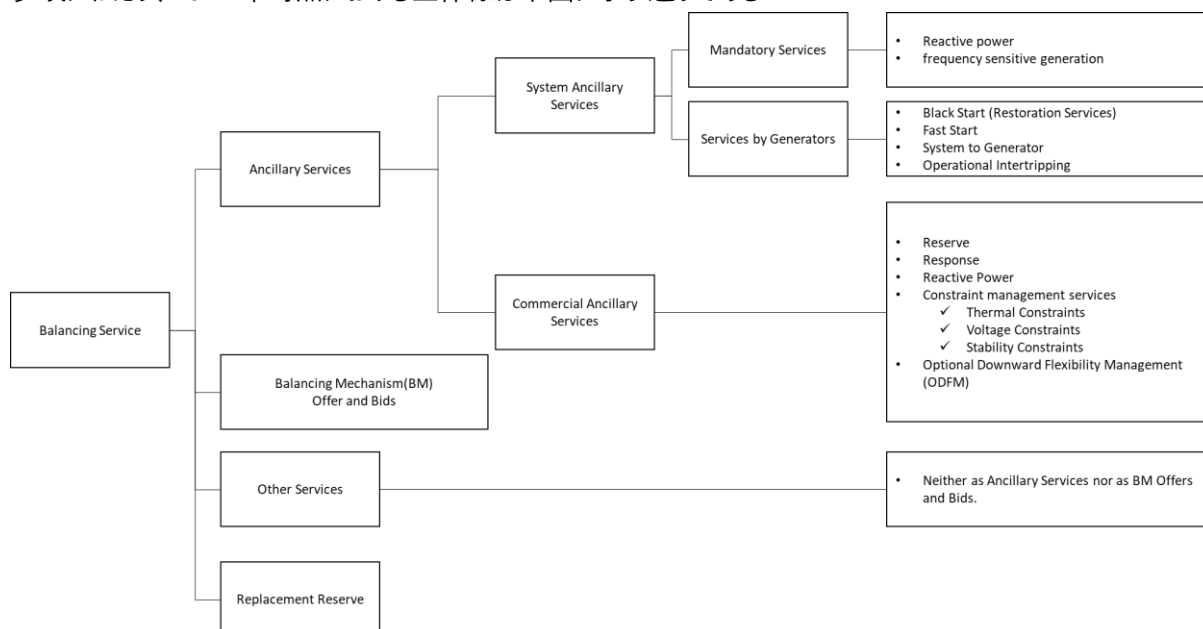


図 4.2-17 需給調整サービスの構成 (2022 年時点)

¹³⁷⁸ [Update to the Capacity Market Auction Parameters 2023 | UK Government \(Pg: 2, 2024/1/25 取得\)](#)

¹³⁷⁹ [「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」 | OCCTO \(Pg: 31, 2024/1/25 取得\)](#)

出所) Procurement Guidelines より作成¹³⁸⁰

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。

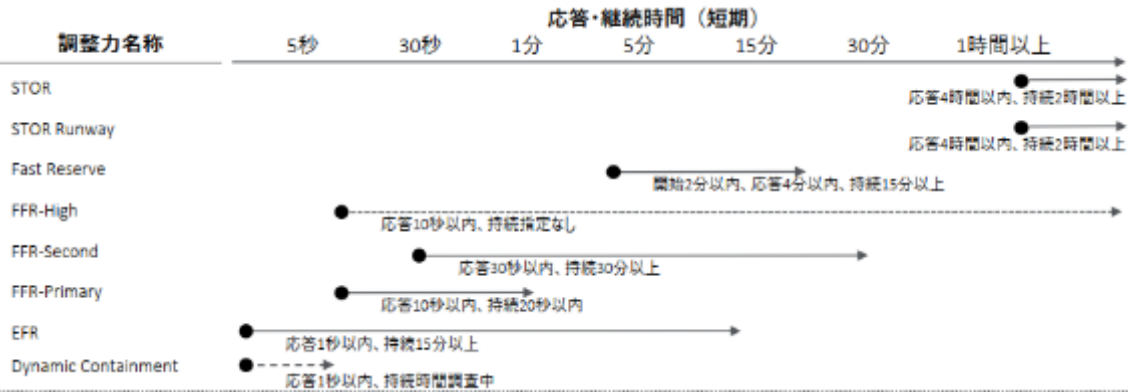


図 4.2-18 主要な需給調整サービスの応答・継続時間

出所) Authored based on information from the National Grid ESO website, etc.

【各調整力の概要】

新たな Dynamic Response Services として、2020 年 10 月に Dynamic Containment low frequency (DCL)、2021 年に 10 月に DC high frequency service (DCH)、2022 年 3 月に Dynamic Moderation (DM) 及び Dynamic Regulation (DR) が開始された。これらのサービスは、系統周波数を制御し、50Hz プラスマイナス 1%のライセンス義務内に維持するために利用される。

DC は即効性のある故障後のサービスであり、DM と DR は発電または需要の自動調整を行う故障前のサービスである。¹³⁸¹

各調整サービスの概要は以下の通り。

表 4.2-9 各調整サービスの概要

サービス	概要	DC	DM	DR
応答時間	周波数が変化してから、レスポンスが変化するまでの最大時間	0.5 秒	0.5 秒	2 秒
完全供給までの最大時間	周波数偏差が発生してから飽和量が供給されるまでの最大時間	1 秒	1 秒	10 秒

¹³⁸⁰ [Procurement Guidelines | National Grid ESO \(2024/2/17 取得\)](#)

¹³⁸¹ [New Dynamic Response Services | National Grid ESO \(Pg: 4, 2024/1/26 取得\)](#)

供給時間	エネルギー制限プロバイダーが持続的に供給できなければならぬ時間	15 分	30 分	60 分

出所) National Grid ESO

【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¹³⁸²

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 2022 年度の総取引量は 46.7 TWh となっている。その他、詳細は下表に示す通りである。

表 4.2-10 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/入札締切	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 (2022 年) ¹³⁸³	39.4 TWh	8.3TWh

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』¹³⁸⁴

¹³⁸² 諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査報告書 | METI (Pg:XX, 2024/2/17 取得)

¹³⁸³ EPEX SPOT, Monthly Power Trading Results of January 2024 | EPEX SPOT (Pg: 7, 2024/2/18 取得)

¹³⁸⁴ 時間前市場の活性化について | METI (Pg:15, 2024/2/18 取得)

表 4.2-11 当日市場概要

取引所名	EPEX SPOT	
取引手法	ザラバ方式	シングルプライスオークション
取引商品	30 分単位 ブロック入札	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/入札締切	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(2024 年 1 月 実績値)	3.99TWh	0.84 TWh

出所) EPEX SPOT, Monthly Power Trading Results of January 2024¹³⁸⁵

(3) TSO/DNO によるゲートクローズ後の混雑管理

混雑管理手法概要

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¹³⁸⁶。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、送電システム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し取引、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。

¹³⁸⁵ [EPEX SPOT, Monthly Power Trading Results of January 2024 | EPEX SPOT \(Pg: 4, 2024/2/18 取得\)](#)

¹³⁸⁶ [「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 \(平成 30 年度 - 海外調査\)」 | OCCTO \(Pg:10,25, 2024/1/26 取得\)](#)

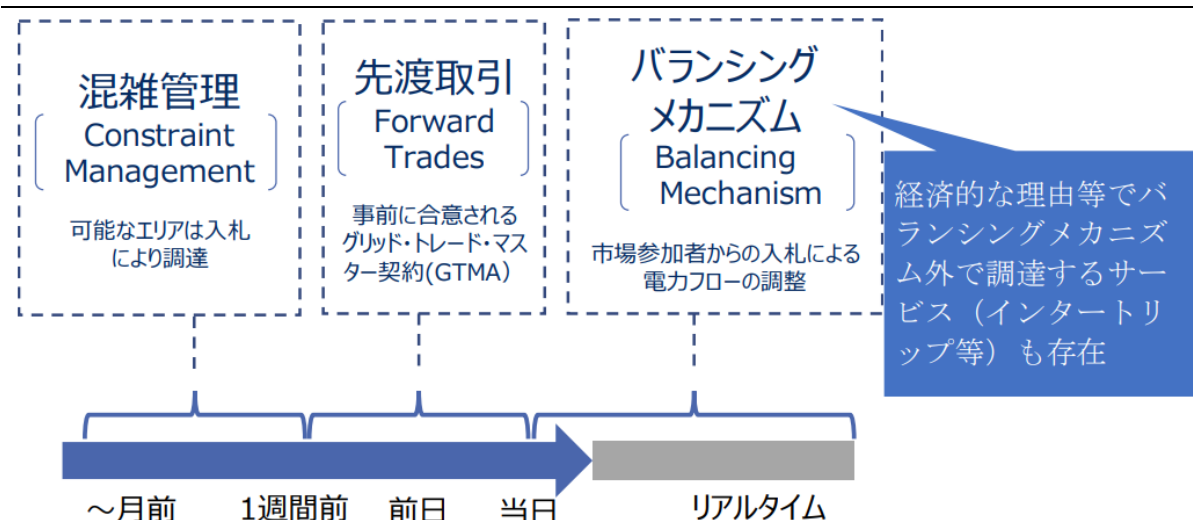


図 4.2-19 システム混雑管理のタイムライン

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¹³⁸⁷

現在、イギリスにおけるシステム制約には、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。¹³⁸⁸

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。システム制約起因のみ後着順に抑制される（小規模再エネを除く）。

(4) 出力制御に伴う精算・補償制度について

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。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いる。¹³⁸⁹

- ① utilisation fee £/MWh;
- ② 契約額（£）/抑制期間にかかった経費負担

¹³⁸⁷ 「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）」 | OCCTO (Pg:48, 2024/1/26 取得)

¹³⁸⁸ 令和4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

¹³⁸⁹ Transmission constraint management | National Grid ESO (2024/2/26 取得)

- 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

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 つあることが挙げられる。¹³⁹⁰

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。

¹³⁹⁰ [ESO Balancing Mechanism Access | National Grid ESO \(Pg: 4, 2024/1/26 取得\)](#)

表 4.2-12 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¹³⁹¹

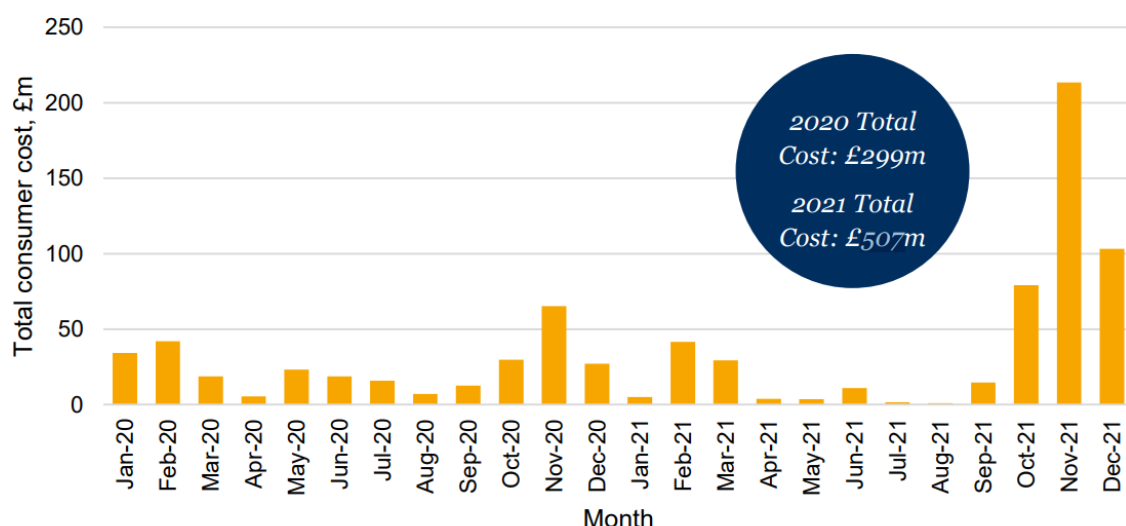
さらに従来型の National Grid ESO 接続契約は次の3つの契約によって構成され、発電設備の系統接続には BEGA 又は BELLA の締結が必須となる。¹³⁹²

- 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。¹³⁹³

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、2021年時点では5億700万ポンドであり、前年と比較して69%の増加であった。



¹³⁹¹ [ESO Balancing Mechanism Access | National Grid ESO \(Pg: 10, 2024/1/26 取得\)](#)

¹³⁹² [Understanding Your NGESO Contract Offer | National Grid ESO \(Pg: 2, 2024/1/26 取得\)](#)

¹³⁹³ [「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）」 | OCCTO \(Pg:48, 2024/1/26 取得\)](#)

図 4.2-20 イギリスの風力の出力制御によるコストの総額

出所) Renewable curtailment and the role of long duration storage¹³⁹⁴

(5) 出力制御への対応

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。¹³⁹⁵

- (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。¹³⁹⁶

(6) 調整力の不足時の対応について

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。¹³⁹⁷ 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。

¹³⁹⁴ [Renewable curtailment and the role of long duration storage | Drax \(Pg:15, 2024/1/26 取得\)](#)

¹³⁹⁵ [BSC Section Q: Balancing Mechanism Activities | Elexon \(2024/1/26 取得\)](#)

¹³⁹⁶ [Managing intermittent and inflexible generation in the Balancing Mechanism | National Grid ESO \(Pg: 3, 2024/1/26 取得\)](#)

¹³⁹⁷ [「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」 | 電力広域的運営推進機関](#) (Pg:60, 2024/2/25 取得)

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¹³⁹⁸。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。

また、イギリスの電力系統運用者は、国の制御室を通じてリアルタイムの需給を管理し、セーフティーバッファとしての「Operating margin」を維持している。「Operating margin」とは、不測の事態に対処するための予備電源を含む予備力の安全バッファのことである。マージンが減っても停電が必ず発生するわけではなく、制御室にはそれを管理するツールがある。アナリストが電力需要を予測し、余裕度が減少すれば、通知が出されることもある。マージン回復のための対応としては、揚水発電、他国との相互接続、容量市場などがある。系統は自然エネルギーによって複雑さを増しているが、高度なツールと予測によって対処している。イギリスの EU 離脱と系統の複雑さは、マージンの問題とは直接関係がない。¹³⁹⁹

STOR は、需要ピーク時や不測の発電問題時に余剰電力を提供するサービスである。STOR は、バランシングメカニズム (BM) 参加者と非 BM 参加者の両方が参加できる日次オークションを通じて調達され、少なくとも 3MW の発電能力または需要削減能力が要件となっている。STOR は、1 日契約である pay-as-clear オークションプロセスが行われ、翌日午前 5 時に締め切られる。プロバイダーは、オークションの前に、供給可能量、価格、提供 MW を提出する。

STOR ユニットは次の要件を満たすことが求められる：

- 最低 3MW の発電または安定した需要削減をできる（複数のサイトから集約してもよい）
- 指示を受けてから最大 20 分以内に応答すること
- 指示を受けてから、最低 2 時間提供すること
- 使用後の回復期間 が 1,200 分を超えず再度応答すること

STOR を提供すると同時に他のサービスを提供することはできないが、STOR 契約の外では、STOR を提供する能力を妨げない限り、他のサービスを提供することが可能である。

BM プロバイダーの場合、これはバランシングメカニズムを通じて行われ、BM 以外のプロバイダーの指示及び計測データは、アンシラリーサービス用プラットフォーム (PAS) を通じて行われる。¹⁴⁰⁰

(7) 系統毎に公開されている情報について

【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¹⁴⁰¹

¹³⁹⁸ [欧米諸国の需給調整市場に関する調査 | 電力広域的運営推進機関](#) (2023 年 2 月 22 日取得)

¹³⁹⁹ [What are margins? | ESO](#) (2024/2/25 取得)

¹⁴⁰⁰ [Short term operating reserve \(STOR\) | ESO](#) (2024/2/25 取得)

¹⁴⁰¹ [Distribution System Operability Framework | National Grid \(Pg: 5, 2024/1/29 取得\)](#)

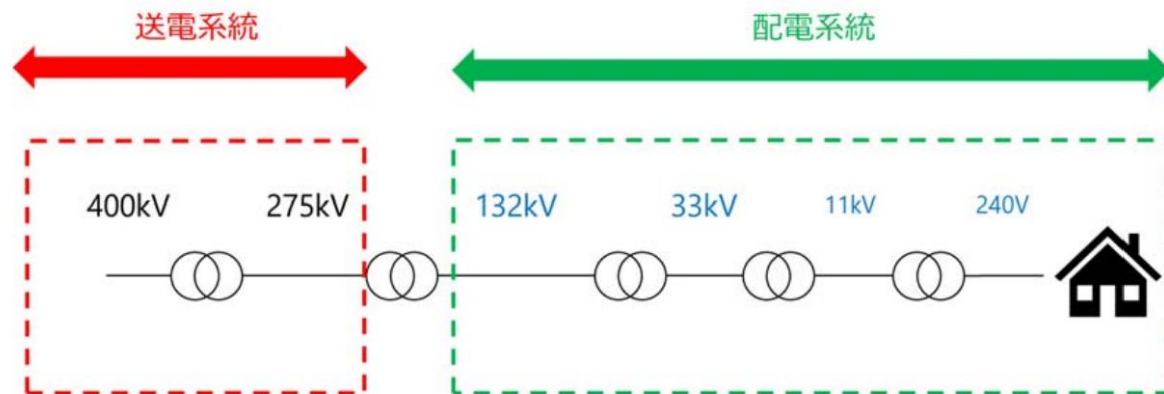


図 4.2-20 イギリスの電圧階級

出所)「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」

1402

National Grid ESO 及び各 DNO は、R102 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 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。^{1403 1404}

【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)。

¹⁴⁰² 「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度-海外調査)」 | OCCTO (Pg:28, 2024/1/26 取得)

¹⁴⁰³ [Delivering your future electricity transmission system | National Grid \(Pg: 12, 2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴⁰⁴ [Delivering your future electricity transmission system | National Grid \(Pg: 10, 2024/1/29 取得\)](#)

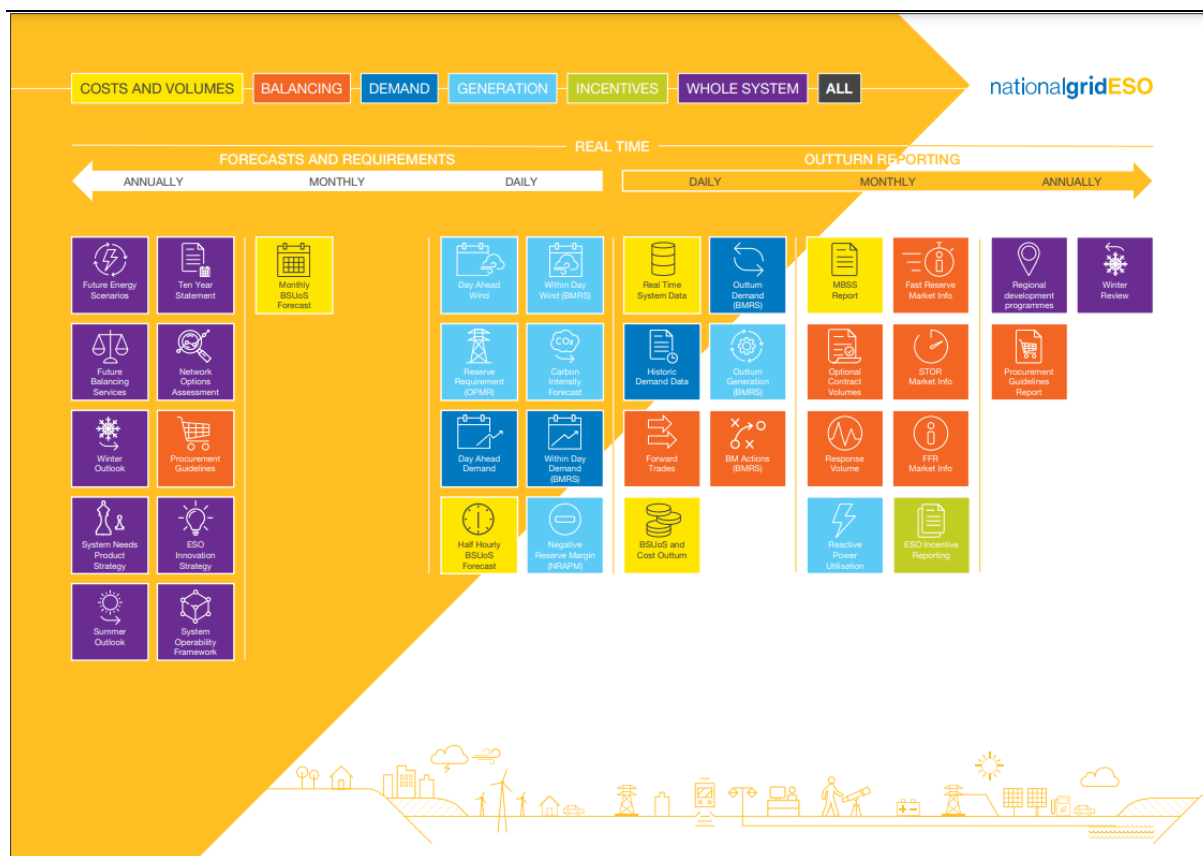


図 4.2-21 National Grid が公表している情報の全体像

出所) National Grid ESO¹⁴⁰⁵

【出力制御量の見通しに関連する情報】

National Grid ESO では需要の見通しと出力制御の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。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 MW 制約量についての予測を公表している。¹⁴⁰⁶ 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・トランスパレンシー・フォーラム」¹⁴⁰⁷にて、出力制御実績及び出力制御見込み、系統の混雑状況が、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。¹⁴⁰⁸

¹⁴⁰⁵ [National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴⁰⁶ [Year Ahead Constraint Limits | National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴⁰⁷ <https://www.nationalgrideso.com/who-we-are/electricity-national-control-centre/operational-transparency-forum> (2023 年 2 月 22 日取得)

¹⁴⁰⁸ [Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

例えば、2024年1月24日に開催されたフォーラムの説明資料では、下図のように1月17日から23日までの太陽光発電と風力発電の制御量が示されている。黒線で示した需要に対し、水色（風力）と黄色（太陽光）の部分が、再生可能エネルギー発電所の制御出力量である。

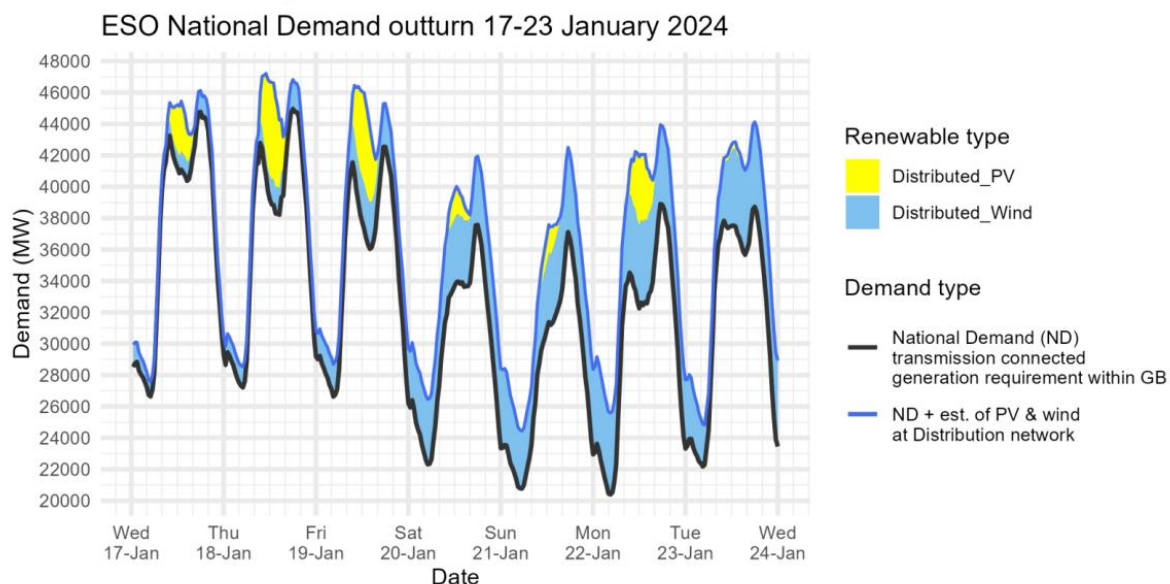


図 4.2-22 National Grid ESO が公表している風力・太陽光発電からの出力の制御実績

出所) National Grid ESO¹⁴⁰⁹

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。

¹⁴⁰⁹ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 19, 2024/1/29 取得\)](#)

表 4.2-13 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）

Date	Forecasting Point	FORECAST (Wed 17 Jan)		OUTTURN			
		National Demand (GW)	Dist. wind (GW)	National Demand (GW)	Triad Avoidance est. (GW)	N. Demand adjusted for TA (GW)	Dist. wind (GW)
17 Jan	Evening Peak	45.4	1.4	44.8	1.4	46.2	1.4
18 Jan	Overnight Min	27.3	1.4	27.2	n/a	n/a	1.3
18 Jan	Evening Peak	45.7	1.8	45.0	0.9	45.9	1.9
19 Jan	Overnight Min	26.4	2.3	26.6	n/a	n/a	2.1
19 Jan	Evening Peak	42.7	2.7	42.5	0.0	42.5	2.8
20 Jan	Overnight Min	22.2	3.9	22.3	n/a	n/a	4.2
20 Jan	Evening Peak	36.5	4.5	37.6	0.0	37.6	4.4
21 Jan	Overnight Min	19.8	4.3	20.8	n/a	n/a	3.7
21 Jan	Evening Peak	35.6	5.1	37.1	0.0	37.1	5.4
22 Jan	Overnight Min	18.7	5.2	20.4	n/a	n/a	5.2
22 Jan	Evening Peak	39.0	4.0	38.9	0.0	38.9	5.0
23 Jan	Overnight Min	20.7	3.4	22.2	n/a	n/a	2.7
23 Jan	Evening Peak	37.2	5.2	38.7	0.0	38.7	5.4

出所）National Grid ESO¹⁴¹⁰

出力制御量は概ね予測の通りとなっているが、1月24日夕方のピーク時などは、5.2GWの予測に対し実際には5.4GWの制御が発生している。

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。

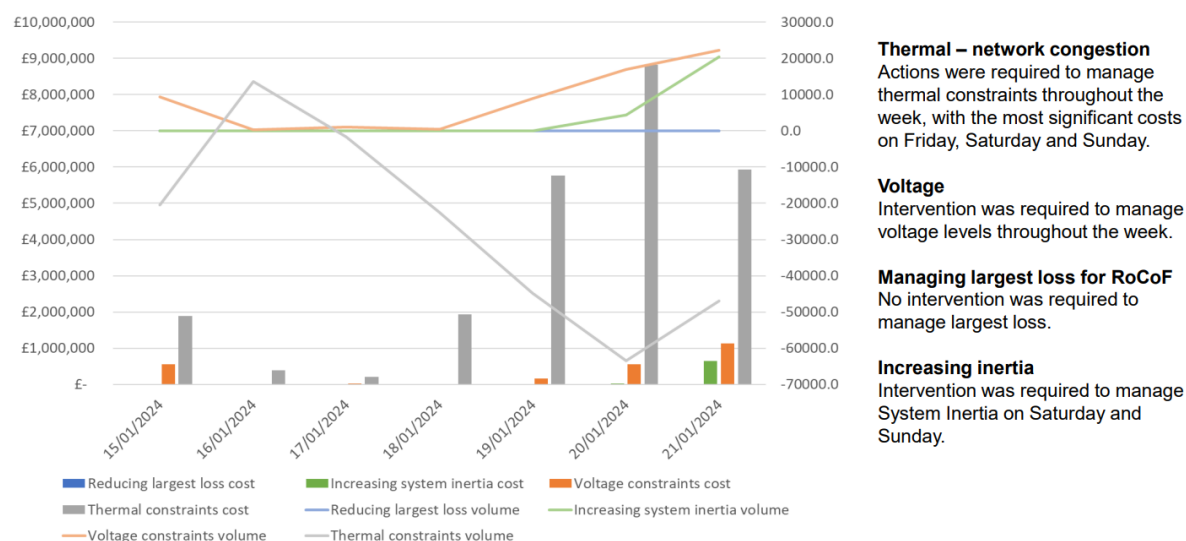


図 4.2-23 National Grid が公表している出力制御のコスト

出所）National Grid ESO¹⁴¹¹

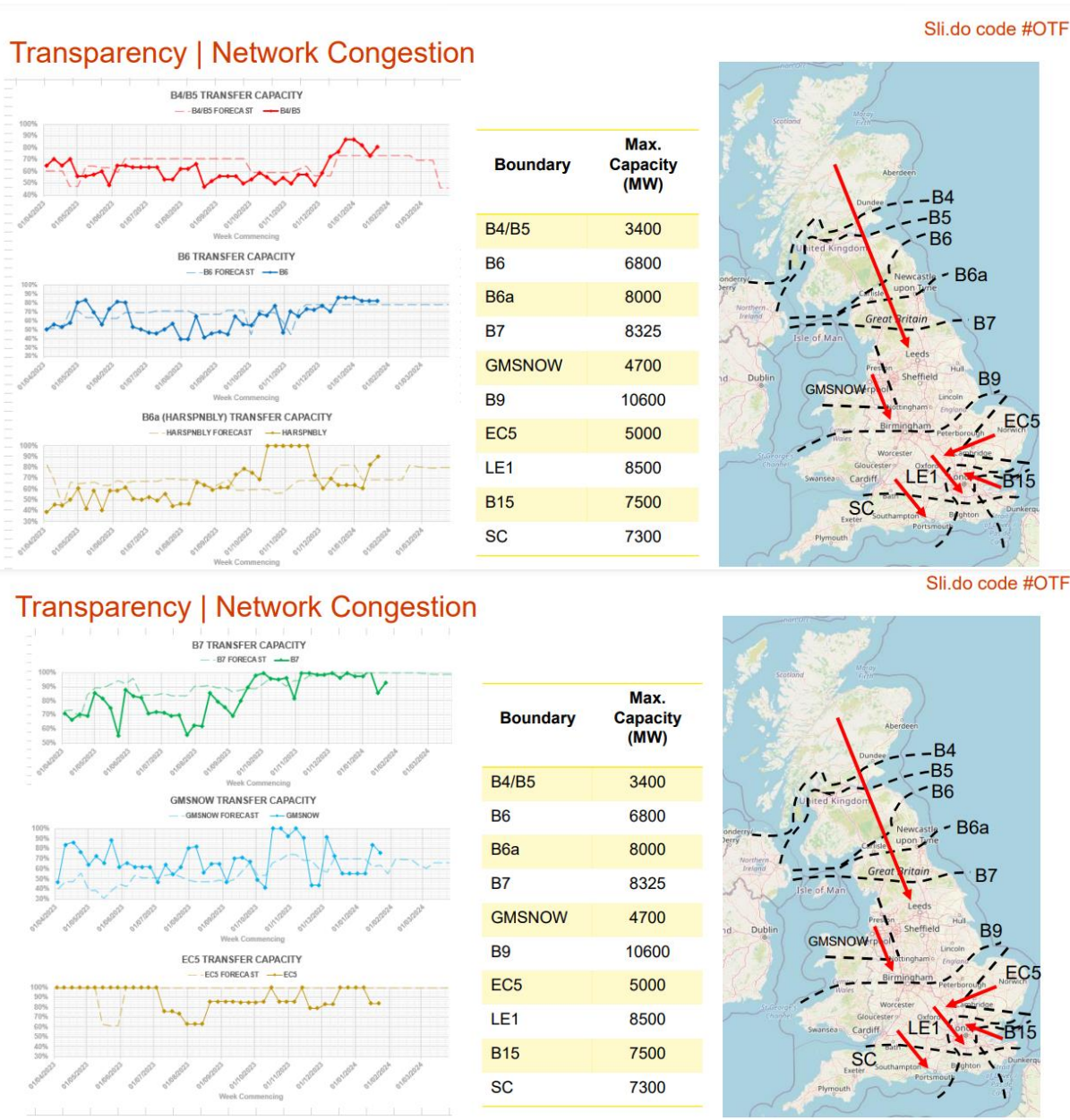
¹⁴¹⁰ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 19, 2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹¹ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 23, 2024/1/29 取得\)](#)

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されている。¹⁴¹²

【基幹系統のフロー量見込みについての情報】

National Grid ESO は、毎週開催している「オペレーショナル・トランスペアレンシー・フォーラム」で、系統混雑の発生について説明している。¹⁴¹³



B7 TRANSFER CAPACITY
— B7 FORECAST — B7

GMSNOW TRANSFER CAPACITY
— GMSNOW FORECAST — GMSNOW

EC5 TRANSFER CAPACITY
— EC5 FORECAST — EC5

¹⁴¹² [Data finder and explorer | National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹³ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 27, 2024/1/29 取得\)](#)

Transparency | Network Congestion

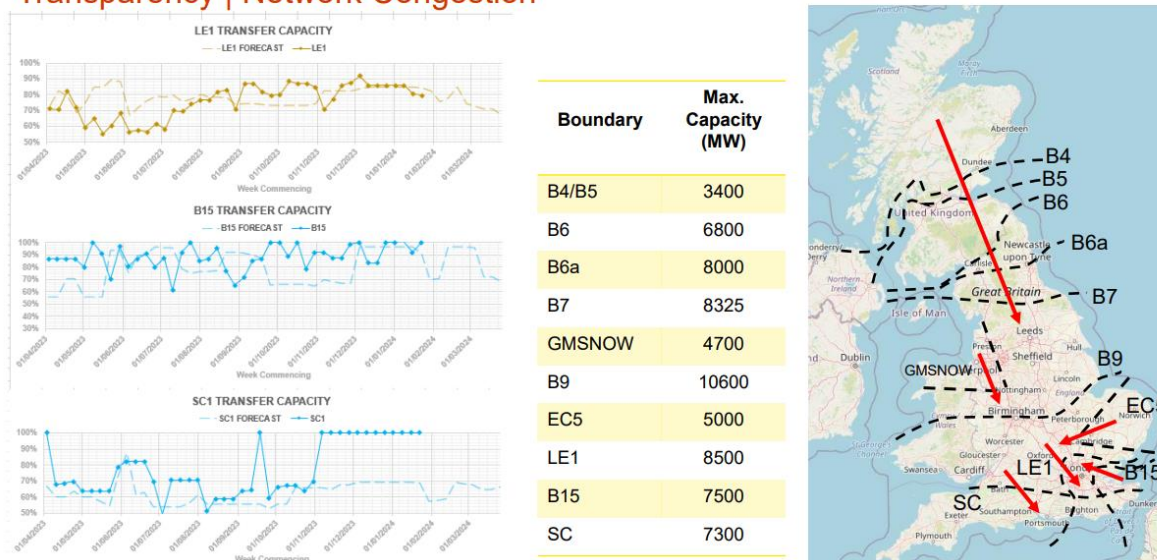


図 4.2-24 National Grid ESO が公表している基幹系統の混雑状況

出所) National Grid ESO^{1414, 1415, 1416}

【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）。¹⁴¹⁷

ここでは、2039 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。

¹⁴¹⁴ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 27, 2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹⁵ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 28, 2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹⁶ [ESO Operational Transparency Forum | National Grid ESO \(Pg: 29, 2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹⁷ [TEC Register | National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

令和 5 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)

TEC Register

The data file contains the latest version of the TEC Register including all changes up to publication. This file will be updated twice weekly on Tuesdays and Fridays.

Please note:

Project Nos: We plan to phase out the use of Project IDs in favour of Project Nos which are now found included in the Dataset - we will continue to include Project IDs until the end of this year. If there is more than one Stage the Project No will be followed by a dash and the relevant stage number.

Project IDs: are Case Sensitive i.e. a0l4L0000005iPb; a0l4L0000005ipb and a0l4L0000005ipB relate to different projects.

Staging: If a project includes staged TEC there will be an associated number in the Stage column. Some projects have two separate lines without numbers - this usually indicates that the project is already built and the Customer is perhaps adding a different type of generation or building new generation to be connected at a future date. Once built the second line will fall away and the TEC incorporated into the overall project.

[Download \(CSV\)](#)
[API](#)

Total rows: 1,704

MW Effective From

AND

Project Name

=

-

+

図 4.2-25 送電設備容量（TEC）契約を締結しているプロジェクト一覧
出所）National Grid ESO¹⁴¹⁸

また、今後接続される電力供給に関する情報は、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。¹⁴¹⁹ このマップでは、1kV 以上の送電網に接続する特別高圧配電網の新規電力需要や発電所接続可能枠もほぼリアルタイムで表示される。また、現在接続待ちで契約済みの発電所の計画も反映される。

さらに、接続予定の電源の位置は、具体的な住所が特定できないエリア単位で確認できる。例えば、Pembroke shire では、2030 年頃に約 110MW の洋上風力発電の運転開始が予定されていることが確認できる。

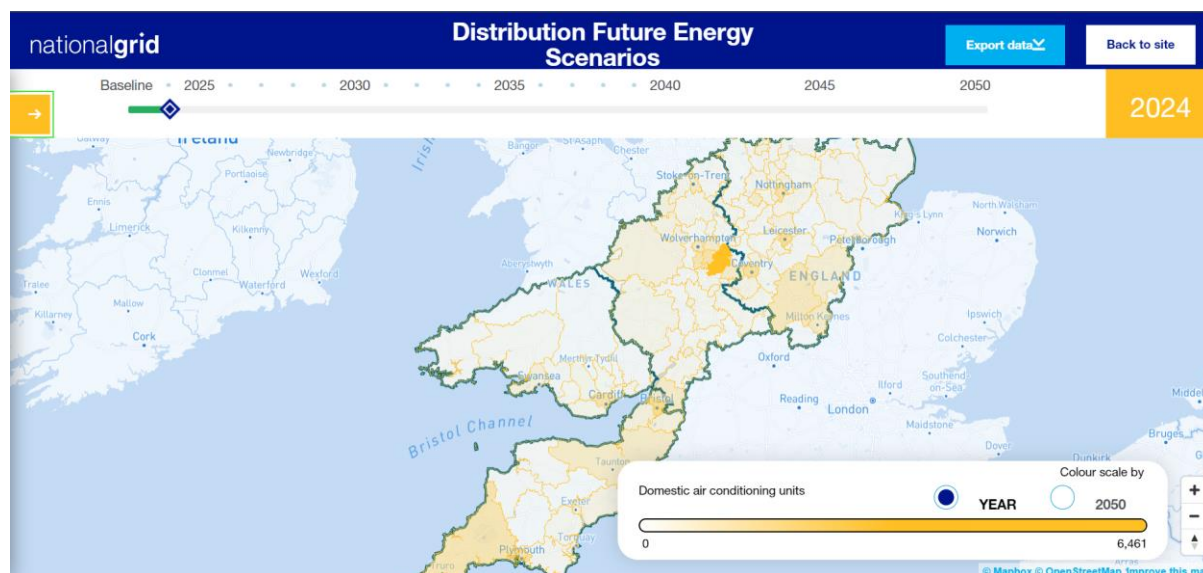


図 4.2-26 電力供給のエネルギーシナリオマップ

¹⁴¹⁸ [TEC Register | National Grid ESO \(2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴¹⁹ [Distribution Future Energy Scenarios | National Grid \(2024/2/19 取得\)](#)

出所) National Grid¹⁴²⁰

【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 から照会することができる。¹⁴²¹ 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。

¹⁴²⁰ [Distribution Future Energy Scenarios | National Grid \(2024/2/19 取得\)](#)

¹⁴²¹ [Generation | Elexon \(2024/1/29 取得\)](#)

Home > Generation > Actual Generation Output Per Generation Unit (B1610)

Actual Generation Output Per Generation Unit (B1610)

The information provided here is derived from the Initial Interim (II) Settlement Run output which aligns more closely with 16.1A of Transparency regulation (543/2013). The SAA performs the II run 5 Working Days after the actual date so the most recent data shown on this page will be for a date almost a week ago. For example on 05 December 2016 users will be able to access data up to 27 November 2016.

The units for generation data before the 10th July 2015 were expressed in MWh instead of MW. As a result, generation data published after 9th July was increased by a factor of 2 to account for the unit change from MWh to MW.

Select

Settlement Date

Period

NGC BM Unit Id

	Time Series ID	Registered Resource EIC Code	BM Unit ID	NGC BM Unit ID	PSR Type	Market Generation Unit EIC Code	Market G
+	ELX-EMFIP-AGOG-TS-3491	48W00000GAOFO-13	T_GANW-11	GAOFO-1	Generation	48W00000GAOFO-13	T_GAN
+	ELX-EMFIP-AGOG-TS-3545	48W00000MKHLW-1D	T_MKHLW-1	MKHLW-1	Generation	48W00000MKHLW-1D	T_MKHLW
+	ELX-EMFIP-AGOG-TS-3522	48W00000HOWAO-3I	T_HOWAO-3	HOWAO-3	Generation	48W00000HOWAO-3I	T_HOV

図 4.2-27 BM Reports : Actual Generation Output Per Generation Unit

出所) BMRS¹⁴²²

DNO レベルで公開される配電系統にかかる情報

RIO2 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ロジェクトに関する情報を WEB 上で公表している。¹⁴²³

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により増強予定の変電所等が表示される。

¹⁴²² [Actual Generation Output Per Generation Unit | Elexon \(2024/1/29 取得\)](#)

¹⁴²³ [Interactive Map | National Grid \(2024/1/29 取得\)](#)

表 4.2-13 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 substations	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 Grid¹⁴²⁴

¹⁴²⁴ [Interactive Map | National Grid \(2024/1/29 取得\)](#)

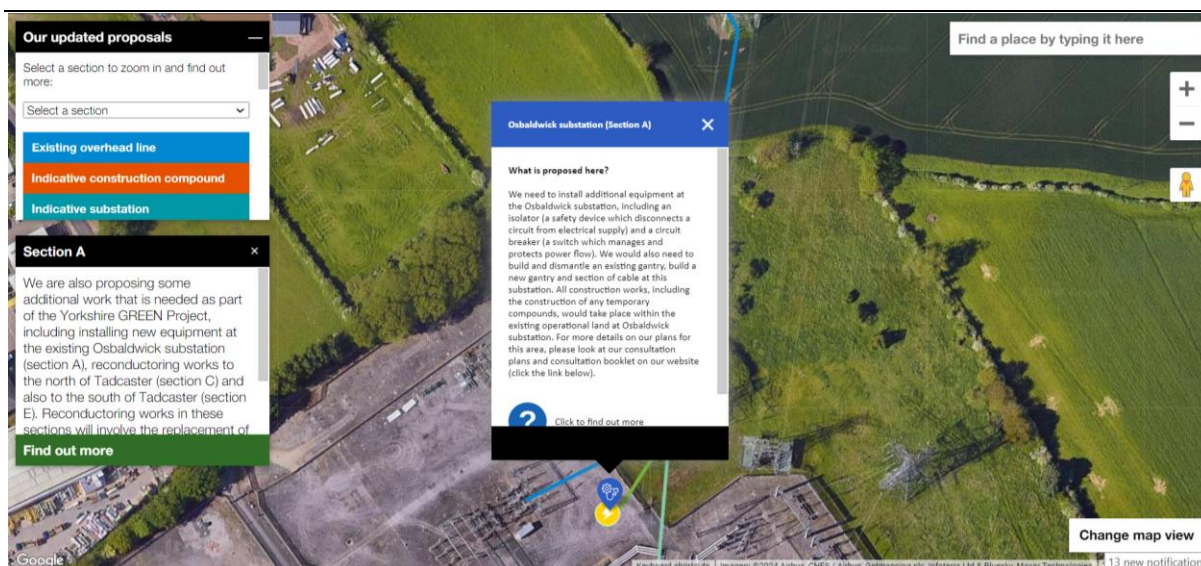


図 4.2-28 National Grid Electricity Transmission のインタラクティブマップの実際の表示

出所) National Grid Electricity Transmission¹⁴²⁵

【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生設備からの出力量を確認することができる。

(8) 海底送電線プロジェクト

① Nemolink 及び North Sea Link

Nemolink 及び North Sea Link プロジェクトについて、プロジェクトのエキスパートに対しインタビューを実施した。

【海底ケーブルの将来の撤去について】

Nemo Link や North Sea Link のような高圧直流（HVDC）プロジェクトにおける、廃止後の海底ケーブルの回収や交換を行わないという決定は、HVDC プロジェクトの世界的に標準的な慣行となっている。このアプローチの主な考慮点は、環境要因、特に 40 年のライフサイクルにおけるケーブル周辺や上空の生息地の成長にある。海洋ライセンス、Crown Estate、様々な当局が関与する利害関係者の協議が、資産撤去の決定に影響を与えることもあるが、一般的には、法的及び実質的な制約から、地下資産はそのまま残される。

廃止後もケーブルを撤去しないという決定は、主に環境への配慮、具体的には設備の 40 年のライフサイクルの間にケーブル内やケーブル周辺に生息域が拡大することを考慮したものである。たとえケーブルが埋設されたとしても、ケーブルの表面やその上に生息地が増えることが予想される。ヨーロッパの環境法や判例は、生息地と環境保護を優先しており、純粋にリサイクルを目的とした資産の回収を正当化することは困難である。この慣行は、世界的な高圧直流（HVDC）プロジェクトでは普遍的なものであり、特にこれらの資産の寿命が当初の 40 年を超えて延長されることを考慮すると、廃止措置のコストが利益を上回ることが多い。

¹⁴²⁵ [Interactive Map | National Grid \(2024/1/29 取得\)](#)

この決定は通常、最初のプロジェクト計画段階で、利害関係者との十分な協議を経て行われる。当局や海洋ライセンスなど、これらの利害関係者から表明された希望が考慮される。重要なことは、この慣行は、プロジェクトの陸上と海洋の両方に適用されるということである。しかし、陸上エリアが将来のケーブル・プロジェクト用に確保され、ネットワークが回線交換を促進するのに十分な弾力性がある場合、スペースを有効に活用するために古い資産の廃止が検討される可能性がある。

注意しなければならないのは、システムの設計寿命である 40 年が、実際の運用寿命を厳密に決めるわけではないということである。海底ケーブルは多くの場合、最初に計画された 40 年をはるかに超えて機能し続けると見込まれる。ケーブルの撤去とリサイクルのための財政的な考慮は、ケーブルによって生み出される収益と並置される。このため、堅牢なメンテナンス・プログラムが実施されている場合、廃止費用はそれほど小さくなり、資産の運用効率を長期にわたって維持することができると考えられる。

【漁業事業への補償や事業認定などの法的支援】

漁業事業の補償については、漁業事業は建設段階だけでなく、開発調査段階でも補償を受ける。この補償は、漁業活動に支障をきたす可能性のあるケーブルルートを決める際に生じる混乱に対処するものである。漁業事業の補償プロセスでは、プロジェクトの開発段階と建設段階の両方において、漁業当局との関わりを持つ。まず開発段階で、沖合ケーブルのルートを決めるための調査が行われ、この期間中に漁業補償が行われる。その後、建設段階において、活動によって通常の漁業操業が妨げられる可能性がある場合、漁業への影響を緩和するために追加補償が行われる。

イギリスでは、ケーブルが地表に露出するのを避けるためにすべてのケーブル・システムは埋設されているため、補償は送電線が埋設か非埋設かに左右されない。補償は、プロジェクト活動によって漁業に引き起こされる混乱に対処することを目的としており、プロジェクトの全期間にわたって補償されるのではなく、特に調査と建設の期間中に補償される。

【プロジェクトの SPC（特別目的会社）の構成】

Nemo Link の場合、特別目的会社（SPC）は、National Grid Ventures とプロジェクト・パートナーの間の独立したジョイント・ベンチャーとして運営されている。National Grid Ventures が親会社であることに変わりはないが、Nemo Link は独立した事業体として機能している。このユニークな構造により、Nemo Link は、関係者の専門知識とリソースの集合体から恩恵を受けながら、一定の自律性を持って運営されている。North Sea Link（NSL）については、親会社のポートフォリオの下に組み込まれた会社であり、ポートフォリオ内の他のプロジェクトとともに運営面を考慮している。

開発段階では、各社がプロジェクト・チームを構成し、プロジェクトを一定の段階まで進める。支出に対する承認は親会社の取締役会に求め、資金はさまざまな利害関係者から確保する。運営開始後は、SPC は独立してバランスシートを管理し、運営上の必要を満たすためにプロジェクトから生み出される収益に依存する。このアプローチにより、中央から資金を調達するのではなく、財務の自主性が確保される。

運営段階に入ると、Nemo Link は、SPC が独自にバランスシートを管理する財務モデルを採用する。この財務的自立は、運営経費を賄うためにプロジェクトから生み出される収入に依存している。この自立モデルにより、Nemo Link は財政的に独立した事業体として機能することができ、中央の資金への継続的な依存の必要性が緩和される。

North Sea Link も同じモデルが想定されており、法人化された上で、同じ会社傘下の他の相互接続プロジェクトと中央から資金を共有することになる。

【EPC 側とのリスク分担】

Nemo Link プロジェクトでは、Siemens がコンバーターの EPC を請け負い、ケーブルは住友電工が供給した。

NSL プロジェクトでは、日立 ABB がコンバーター・システムを担当し、ケーブルは Prysmian Cable と Nexans が分担した。

建設段階におけるリスク分担戦略は、建設関連のリスクを請負業者に移転するという、積極的なアプローチを実施した。この包括的なリスク分担契約は、ケーブル敷設から土地でのインフラ建設まで、さまざまな側面を対象としていた。この契約は、請負業者がそれぞれのエリアと関連設備に責任を負うことを保証し、潜在的な課題を全て包含するように設計された。

両プロジェクトで採用された支払い構造は、「マイルストーン・ベース」であった。契約の交渉段階で、支払いのマイルストーンの内訳が合意された。このアプローチにより、原材料の調達、製造、さまざまなプロジェクト・タスクの完了といった主要なマイルストーンに合わせて、それぞれの段階での支払いが可能になった。契約自体はランプサム方式に基づいて締結されたが、不測の事態から生じる潜在的な変動への配慮もなされた。

リスク分担契約には天候による遅延も含まれており、悪天候の影響を分担する「P50」が採用されている。補償は、プロジェクト・プログラムに組み込まれた、合意された天候日数を超える天候遅延に対して行われる。「P50」は天気予報では、ある事象が発生する確率の 50%を表す。例えば、気象予報士が雨の確率を P50 と予測した場合、測定可能な降水量が降る可能性が 50%であることを意味する。P50 は確率分布の中間的な推定値であり、意思決定に役立つ。P10 や P90 といった異なるパーセンタイルは、さまざまな信頼度を提供する。

【プロジェクトの段階的計画策定】

Nemo Link と NSL の両プロジェクトにおいて、開発と建設へのアプローチは、どちらも同じ原則に沿ったものである。運営や所有権の側面はプロジェクトや国によって異なる可能性はあるが、包括的な枠組みは一貫している。

建設段階においては、接続日の達成に重点を置きながら、できるだけ早く運用を開始することに主眼が置かれる。

プロジェクトの運用開始に関しては、試運転プロセスによって、システム全体が全電力を送電できることが保証される。しかし、運用サービス中は、送電は段階的に行われる。初期段階では半分の電力で運転し、需要やその他の要因に基づいて徐々に増加させることもある。

実際の送電容量は規制上の制限を受け、輸出可能な電力量を決定する上で、自国市場の需要が一役買うこととなる。規制の枠組みは、任意の地点で許容される送電を定義する。

実際の送電容量は規制上の制限を受け、輸出可能な電力量を決定する上で、自国市場の需要が一役買うこととなる。規制の枠組みにおいて、任意の地点で許容される送電が定義される。

各プロジェクトの送電の正確な段階に関しては、市場やネットワークの強化に依存し、多くの場合、機密情報とみなされる。現場の運営チームは、メンテナンス・スケジュール、調査、交換計画、その他のタスクを管理する。年間計画が策定され、メンテナンス活動の詳細が説明され、運用経費について関係理事会の承認が求められる。

【プロジェクトの契約形態】

Nemo Link と NSL の両プロジェクトにおいて、オーナーと EPC コントラクター間の契約には、通常、不可抗力事象、コスト回収、プロジェクト中断に関する条項が含まれている。不可抗力条項は不測の事態を定義し、コスト回収メカニズムは払い戻しの対象となるコストを概説する。また、中断の処理手順、遅延に対する補償、変更注文の管理、紛争解決、保険要件、契約終了に関する条項も詳細に定められている。

② Shetland HVDC Link

Shetland HVDC Link プロジェクトについてプロジェクトのエキスパートに対しインタビューを行った。

【プロジェクトのファイナンス】

HVDC 設備の設置には約 1 億 4,000 万ポンドかった。建物、道路、その他のコンポーネントを含めたプロジェクト全体の総額は 3 億ポンド近くに上った。このプロジェクトでは、シーメンス、BAM Construction、SSEN の 3 社による別個の下請け契約であった。ガス絶縁変電所などの追加要素について、シーメンスなど他の請負業者との協力が行われた。

【保険契約】

プロジェクトの保険については、様々な点がカバーされていた。工事全体の保証期間は 40 年で、追加費用なしで年間約 81 時間のメンテナンスが可能であった。保険には、各コンポーネントに対する補償が含まれていた：

- 請負業者総合リスク保険：この保険はクライアントの SSEN が管理し、下請け業者を含むプロジェクト全体のリスクをカバーする。
- 運送保険：スウェーデンや中国などの工場から機器を出荷する際に、別途保険に加入した。
- 変圧器輸送保険：変圧器の輸送については、別途保険に加入した。
- 設置保険：HVD 装置を実際に設置する際の保険。
- 従業員保険：プロジェクトに従事する従業員をカバーするため、傷害保険に加入した。
- 性能保証（Performance Guarantee）保険：プロジェクトの最初の 5 年間は性能保証保険に加入した。このタイプの保険は、設置された機器が適切に機能することを保証するものである。
- 建設・運営・譲渡（BOT）保険：プロジェクトの後期には、建設・運営・譲渡（BOT）に関する保険があった。これは、第三者による最初の 5 年間の管理・運営をカバーするもので、その後、所有権がクライアントに移転する。

これらの保険料の正確な数字は不明だが、これらのカテゴリーは、プロジェクトのライフサイクル全体を通じて、リスク管理と保証のそれぞれの側面を網羅している。

【環境アセスメント】

Viking Wind Farm プロジェクト(Shetland HVDC Link で送電する風力発電所)と HVD 装置を備えた関連コンバーター・ステーションを含むプロジェクト全体の環境アセスメントは、世界的に有名な企業である環境コンサルティング専門の Arcadis 社によって実施された。Viking Wind Farm プロジェクトは、プロジェクト全体の重要な一部であり、パブリックコンサルテーションを含む徹底的な環境アセスメントが実施された。

環境アセスメントは、プロジェクトに関連する潜在的な環境影響を評価し、対処することを目的とする。

注目すべきは、環境アセスメントが主に Viking Wind Farm プロジェクトに焦点を当て、コンバーター・ステーションや HVD 設備に関しては、より広範な構想の二次的側面として検討されたことである。このアセスメントに Arcadis 社が関与したことは、プロジェクトが環境基準や規制に合致していることを保証することへの姿勢を示しているといえる。

【海底ケーブル撤去の有無】

操業停止後に海底ケーブルを撤去する予定はない。海底に埋設されているケーブルは引き抜かれることはなく、操業停止される場合は海底下で切断され、両端が埋設される。この方法により、海洋生物や周辺環境が時間の経過とともにケーブルの存在に適応した生態系への混乱を最小限に抑えることができる。

ケーブルを撤去しないという決定は、撤去が生態系に与える可能性のある損傷や攪乱など、現実的な考慮事項によって左右される。さらに、ケーブルを撤去するためのコスト、特に使用されている材料を考慮することが、意思決定プロセスにおいて重要な役割を果たす。アルミニウム・コア・ケーブルは、銅コア・ケーブルよりも価値が低いため、操業停止後もそのままにしておく根拠となる。

このアプローチは、他の HVTDC コンバーター・ステーションや海洋ケーブル・プロジェクトで見られた業界の傾向と一致しており、操業停止措置後のケーブル撤去は一般的ではない。

【漁業事業への補償】

プロジェクト地域の漁業コミュニティは、彼らの生計に大きな影響を受けないため、補償を受けていない。このプロジェクト地域には活発な漁港はなく、漁業活動は主にムール貝とサケの養殖である。サケの養殖は水中の密閉された空間で行われている。プロジェクト周辺では底引き網漁や一本釣りが行われていないため、プロジェクト期間中、漁業コミュニティへの干渉は最小限に抑えられる。

【SPC と EPC】

このプロジェクトのために特別目的会社（SPC）が設立されなかった。つまり発注者である SSEN は SPC を設立しなかった。SSEN と、シーメンスや日立などの EPC（設計・調達・建設）コントラクターとの間では、この特定のプロジェクトのために別の SPC が関与することなく、直接コミュニケーションが行われていた。

このプロジェクトの主契約者は BAM（旧 BAM Nuttall）であった。さらに、様々な下請け業者が関与していた：

- NKT：DC ケーブルの下請け業者。
- Siemens BAM：シーメンスと BAM の合併会社で、ガス絶縁開閉装置（GIS）工事を担当。
- RJ McLeods 社：風力発電建設のメインコントラクター。

日立、NKT は、直流送電線、直流ケーブル、A/C ケーブルなど、プロジェクトの特定の側面を直接請け負った。A/C 変電所側と風力発電所はメインプロジェクトとは別個のものとみなされた。

【リスク分担】

EPC コントラクターと発注者（SSEN）との間の契約は、FIDIC（国際コンサルティング・エンジニア連盟）の契約書を使用しなかった。その代わりに、NEC（New Engineering Contract）が採用された。NEC はイギリ

スで電力プロジェクトによく使われるもので、マイルストーン付きの固定価格契約である。契約にはリスク分担の規定があり、具体的なリスクはリスク登録簿に詳述されていた。

リスク分担の取り決めでは、さまざまな要因に基づいて EPC コントラクターと発注者の間でリスクを分担する。例えば、専門職の労働力の不足による混乱などのリスクは、請負業者が 60%、発注者が 40% いうように、特定の割合で分担する。また、10 回に 1 回、100 回に 1 回の気象現象など、天候に関連するリスクもリスク登録簿で扱われ、発注者が主に責任を負うものもあった。

抗議活動を含む環境リスクは、通常、クライアント（SSEN）が負担した。リスク分担の複雑さには、人為的リスクと自然リスクの両方を考慮する必要があり、これらのリスクによって引き起こされた遅延や中断は、事前に定義されたリスク分担に従って分担されたコストに影響する可能性がある。

【プロジェクトの段階的策定】

プロジェクトの全期間を通じて、プロジェクトは複数のフェーズに分かれていた。さまざまな請負業者が、それぞれの専門性に基づいてそれぞれの段階を担当した。例えば、NKT は直流ケーブルを受注し、水中と陸上でのケーブル敷設を担当した。これはプロジェクトの他の部分とは別の開発段階であり、彼らの活動が最終的な接続まで他の側面に干渉しないようにした。

プロジェクトの段階のひとつである土木工事一式の段階では、地盤工事と建物の建設が行われ、フィットアウトのような後続フェーズの舞台を整えた。さらに、本土には直流交換局があり、ケーブル敷設を含むその工事もこの調整プロジェクトの一部となった。

段階的なアプローチにより、各コントラクターがそれぞれの専門分野で特定の作業に集中することで、計画的な進行が可能になった。この細分化により、効率的なワークフローが確保され、プロジェクト全体の遂行中に起こりうる混乱を最小限に抑える。

【プロジェクト内の設計変更について】

プロジェクト中に設計や仕様の変更があった。Shetland HVDC Link は複数プロジェクト構想の一部であり、最終段階として、一部の設備は 2015 年に以前のプロジェクトですでに建設されていた。技術の進歩や、より新しい仕様を取り入れたいというクライアント（SSEN）の意向により、特にキャビネットの一部に変更が加えられた。

設計の変更には、最新の技術やスイッチング・ソリューションの採用などが含まれた。ただし、ケーブル工事には変更はなく、仕様変更の影響を受けなかった。

コストに関しては、最終的なプロジェクト費用は約 1 億 4,000 万ドルであった。この金額は、設計変更と新技術の導入に伴う調整予算を反映したものである。当初の契約費用については言及されなかったが、導入された変更と技術的な更新により、最終的な費用は当初予定されていた予算を上回ったことが認められた。

クライアントの要求が変わったことで、特に報告書の追加や変圧器の目視監視の強化など、プロジェクトの修正が行われた。これらの変更は追加の監視装置を組み込む必要がある大きなものであった。

課題は、クライアントのニーズが当初から明確に伝えられていなかったために、プロジェクト実施中に調整を余儀なくされたことである。例えば、追加レポートやモニタリングの必要性をクライアントが最初に指定していれば、アドオンとして扱うのではなく、工場建設に効率的に組み込むことができたと考えられる。

こうした修正によってプロジェクト全体の完成が遅れることはなかったが、天候などの要因により、さまざまな段階やフェーズで遅れが生じた。こうした困難にもかかわらず、プロジェクトは修正されたスケジュール内で完了した。クライアントの要求を満たすために行われた調整は、直接的に遅れにつながるものではなかったが、プロジェクト全体を通して特定のマイルストーンに影響を与えた。

4.2.5 アイルランド

(1) 地域系統混雑の解消

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生エネルギーの出力制御や 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¹⁴²⁶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 4.2-14 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	運用中	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
Dynamic Power Flow Control	運用中	ESBN (EirGrid グループ) が代表を務めるアイルランドの送電資産所有者	ESB Networks	電気使用者が支払う電力料金で回収（アイルランドの送電資産所有者 (ESBN) が管理する。）
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）各種公開情報より作成

- Demand Side Management¹⁴²⁷

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。

¹⁴²⁶ [Weekly Operational Constraints](#)（2024 年 3 月 2 日取得）

¹⁴²⁷ [Demand Response Schemes currently in operation | Eirgrid \(Pg:1,2 2024/2/1 取得\)](#)

【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 年のうちのどの営業日でも、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。

- Dynamic Line Rating¹⁴²⁸

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) の実証試験も現在取り組まれている。^{1429 1430} 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、可変的な再生エネルギー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。

- Dynamic Power Flow Control¹⁴³¹

エネルギーシステムは転換期を迎えており、その結果、負荷潮流のパターンが変化し、送電網の安定性が限界に近づいている。混雑に対処するために送電線を新設することはコスト高で困難であるため、代替技術の市場が拡大している。

ダイナミックパワーフローコントローラー (DPFC) は、モジュール式で導入が容易なため、混雑対処のためのソリューションを提供する。DPFC は、系統の安定性と送電容量を高めるために、ネットワーク上で戦略的に移動させることができる。期待される効果としては、効果的なネットワークの混雑管理、既存の容量の最大化、ネットワーク強化プロジェクトの必要性の最小化などがあり、新たなインフラ開発に伴う課題を軽減することができる。

¹⁴²⁸ [2022 Annual Innovation Report | Egrid \(Pg:21, 2024/2/1 取得\)](#)

¹⁴²⁹ [2022 Annual Innovation Report | Egrid \(Pg:21, 2024/2/1 取得\)](#)

¹⁴³⁰ [2022 Annual Innovation Report | Egrid \(Pg:25, 2024/2/1 取得\)](#)

¹⁴³¹ [2022 Annual Innovation Report | Egrid \(Pg:24, 2024/2/1 取得\)](#)

アイルランドの送電系統所有者（ESBN）は DPFC の調達を進めており、Donegal にある 110kV 規模の Binbane 変電所への試験設置を計画している。

- 送配電網の増強

長期的な送電網の増強は、TSO が策定する Transmission Development Plan（TDP）¹⁴³²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。¹⁴³³

さらに、ACER（EU エネルギー規制当局協力機関）は、2022 年 2 月にデマンドレスポンスに関する枠組みガイドライン案の議論を開始した。

欧州委員会は ACER に対し、電力市場への消費者の積極的な参加に焦点を当てた、デマンドレスポンスに関する枠組みガイドラインの策定を要求した。同ガイドラインは、消費者のデマンドレスポンス、蓄電池、分散型発電を含むデマンドレスポンスの卸売電力市場及び関連サービスへの参加を促進する EU 全体のルールを確立することを目的としている。公開協議の後、ACER はこの枠組みを欧州委員会に提出した。次のステップとしては、ENTSO-E と EU DSO Entity が拘束力のある EU ルール案を作成し、欧州委員会に提出する前に ACER が協議とレビューを行う。¹⁴³⁴

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。

(2) 混雑管理手法概要

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 の区別なくプロラタ（容量比比例配分）で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

¹⁴³² <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Transmission-Development-Plan-2021-2030.pdf>
(2023 年 2 月 22 日取得)

¹⁴³³ [Directive \(EU\) 2019/944 of the European Parliament and of the Council | EUR-Lex \(2024/2/1 取得\)](#)

¹⁴³⁴ [ACER submitted the framework guideline on demand response to the European Commission – first step towards binding EU rules | European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators \(2024/2/1 取得\)](#)

ツチ（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。

表 4.2-15 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氣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」¹⁴³⁵

2024 年 1 月 16 日に EirGrid と SONI から SEM 委員会に送られた書簡では、優先給電ルールの修正が要求されている。2024 年 1 月 16 日現在、風力発電と太陽光発電はクリーンエネルギーパッケージ規則（EU）2019/943 により、優先給電の地位を失っている。これには、2019 年 7 月 4 日以降に運転開始されたユニット、同日以降に大幅に変更されたユニット、または優先的地位を放棄したユニットが含まれる。この書簡では、下表の(a)のポイントに非優先給電の風力発電と太陽光発電を含める一方、(e)のポイントから除外するように階層を修正することを提案している。¹⁴³⁶

SONI と EirGrid からの要請を受け、SEM 委員会は 2024 年 2 月 9 日、優先給電ルールの修正案を承認した。この承認は、クリーンエネルギーパッケージの第 12 条及び SEM-20-072 に従ったものであり、優先配電階層の広範な見直しがその後行われることを了承した上でのものである。¹⁴³⁷

表 4.2-16 SEM 委員会が 2024 年 2 月 9 日に承認した新たな優先給電ルール

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	SEM-20-072 の条件に基づく、優先給電ステータスを持たない従来型発電及び風力・太陽光発電ユニットの再給電、ならびにゲート閉鎖後の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）		
	b	泥炭（Peat）		
	c	ハイブリット発電（Hybrid Plant） ^{注 1}		
	d	高効率 CHP/バイオマス/水力（High Efficiency CHP/Biomass/Hydro）		
	e	SEM-20-072 に基づ	i	制御可の要件を満たすが、現在は制御出来ないユニット

¹⁴³⁵ 「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」 | 電力広域的運営推進機関（Pg: 64, 2024/2/12 取得）

¹⁴³⁶ [Scheduling and Dispatch Programme Priority Dispatch Hierarchy Request – TSOs | Eirgrid \(Pg: 2, 2024/2/22 取得\)](#)

¹⁴³⁷ [Scheduling and Dispatch Programme - Priority Dispatch Hierarchy Request | SME Committee \(Pg:1, 2024/2/29 取得\)](#)

		く 太陽光/ 潮力/風力 発電		(units which should be controllable but do not provide this)
			ii	制御可能なユニット (units which are controllable)
			iii	適用除外または制御不能と予想されるユニット (units which are exempted or are not expected to be controllable)
	f	連系線の再給電 (Interconnector re-dispatch)		
	g	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)		

出所) Scheduling and Dispatch Programme Priority Dispatch Hierarchy Request - TSOs¹⁴³⁸

再生可能エネルギー発電は、ディスパッチにおいて優先権を持つが、安全保障に基づく制限により、電力システムの安全な運用のために出力を下げなければならない場合がある。この風力発電と太陽光発電の「ディスパッチダウン」は、Constraint（ローカルなシステムの制約）と Curtailment（システム全体の問題）の 2 つの理由で発生する。Constraint と Curtailment の違いは、SEM 委員会によって承認された。¹⁴³⁹

風力発電と太陽光発電における Curtailment は、システム安定性、運転予備力、電圧制御など、さまざまなセキュリティ制限によりシステム全体の理由で発生する。¹⁴⁴⁰

系統上の理由で風力発電が停止されることを Constraint と呼び、過剰な風力発電や系統の停電によって発生する。送電停止中の設備プロジェクトはネットワークを補強するため、当初は制約を引き起こすが、最終的にはより多くの再生可能エネルギー発電のための容量を増加させる。2022 年には、風力発電容量とシステム需要の増加のためと思われるが、Constraint に関連した発送電の減少率は 5% で、2021 年よりわずかに高かった。Constraint の発生は、系統が無傷の状態でもローカル系統容量よりも多くの再生可能エネルギー発電がある場合に起こりうる。¹⁴⁴¹

¹⁴³⁸ [Scheduling and Dispatch Programme Priority Dispatch Hierarchy Request – TSOs | Eirgrid \(Pg: 2, 2024/2/22 取得\)](#)

¹⁴³⁹ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:6, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁴⁰ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:13, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁴¹ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:13, 2024/2/2 取得\)](#)

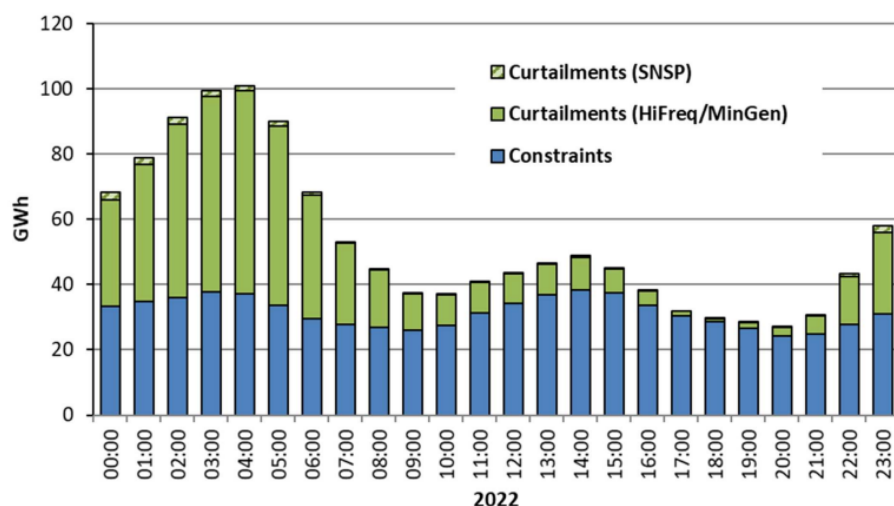


図 4.2-29 2022 年の風力発電の Constraint と Curtailment の全島における時間帯別内訳
出所) Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022¹⁴⁴²

(3) 出力制御に伴う精算・補償制度について

アイルランドでは、ファーム電源のうち、balancing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¹⁴⁴³ 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¹⁴⁴⁴

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。¹⁴⁴⁵

¹⁴⁴² [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:14, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁴³ [「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」 | 電力広域的運営推進機関（Pg: 68, 2024/2/12 取得）](#)

¹⁴⁴⁴ [Industry Guide to the I-SEM | SEMO - Single Electricity Market Operator \(Pg: 60, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁴⁵ [Balancing Market Principles Statement | Eirgrid \(Pg:82, 2024/2/2 取得\)](#)

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、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。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。

インバランス精算はエネルギー市場の重要な側面であり、参加者は取引量と実際の発電量や消費量との不一致に対して金銭的な責任を負う。例えば、参加者が取引した量を供給できなかったり、合意した量より多く消費したりした場合、参加者はインバランスの代償を支払わなければならない。逆に、発電量が多かったり、消費量が少なかったりした場合は、余剰分が当初の取引の一部であった場合よりも低率ではあるが、補償を受けることができる。

インバランス精算には、データ提出、決済額の計算、決済データの公表、支払い処理など、さまざまな活動が含まれる。エネルギー市場の全参加者に義務付けられており、定期的に行われる。このプロセスは、取引量の差に関連する数量とキャッシュフローを正確に決定するために不可欠である。¹⁴⁴⁶

表 4.2-17 各電源種における補償・精算方法

カテゴリー		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)	
	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）				Non-Firm：補償なし (インバランス価格で精算)	
	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		
				iii	制御可の要件をまだ満たしていないものの	Firm あり/ Non-Firm なし	Firm/Non-Firm いずれもなし
	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環点に電氣的に接続された単一の発電ユニット

¹⁴⁴⁶ [I-SEM Training IMB Settlements | SEMO - Single Electricity Market Operator \(Pg: 7, 8, 2024/2/29 取得\)](#)

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(平成 30 年度－海外調査)最終報告書」| 電力広域的運営推進機関¹⁴⁴⁷

アイルランド政府は、再生可能エネルギー発電を奨励するため、アイルランドに再生可能エネルギー電力支援制度(RESS)を創設した。2023 年に第 3 弾として策定された RESS 3 は、再生可能エネルギーによる発電を促進し、気候変動目標と EU 指令に沿うことを目的とする。この制度は競争入札によって運営され、費用対効果の高い再生可能エネルギープロジェクトへの投資を促進する。主な目標には、2030 年までに再生可能エネルギーによる電力を 80%にすること、地域社会を支援すること、技術を多様化すること、エネルギー安全保障を強化することなどがある。RESS 3 には、大臣、規制当局、送電系統運用者(TSO)の 3 つの主体が関与しており、それぞれが特定の役割を担っている。TSO は、競争、申請手続き、結果報告を管理する。概説された条件は RESS 3 にのみ適用され、将来のオークションでは新たな条件が適用される。この制度は EU の規制に準拠し、必要な認可を必要とし、投資家の確実性、市場の変化、消費者の利益、透明性を確保するために、大臣が定義された基準に基づいて支援レベルを調整することを認めている。¹⁴⁴⁸

RESS 3 では、「Unrealised Available Energy Compensation(UAEC)」と呼ばれる新しいエネルギー補償規定が導入された。UAEC は、実際のエネルギー生産量ではなく、利用可能量に基づいて支援を行うことにより、再生可能エネルギープロジェクトのリスクを軽減することを目的としている。UAEC は、curtailment や供給過剰による未変換の稼働率をストライクプライスで補償する。支払いは、価格がマイナスの時間帯にも行われるが、価格がマイナスの全ての時間帯には行われるわけではない。補償額は、未実現の利用可能エネルギーとその他の補償の差額に基づいて計算される。¹⁴⁴⁹

(4) 出力制御への対応

Eirgrid が公開している Annual Renewable Constraint and Curtailment Report 2022 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

¹⁴⁴⁷ 「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」| 電力広域的運営推進機関 (Pg: 68, 2024/2/12 取得)

¹⁴⁴⁸ [Terms and Conditions for the Third Competition under the Renewable Electricity Support Scheme | Government of Ireland](#) (Pg: 3, 2024/2/29 取得)

¹⁴⁴⁹ [Terms and Conditions for the Third Competition under the Renewable Electricity Support Scheme | Government of Ireland](#) (Pg: 39, 2024/2/29 取得)

4. 非同期型発電機(SNSP)の割合制限¹⁴⁵⁰

(5) オンライン制御の導入状況について

● 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。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、電力システム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。¹⁴⁵¹

出力抑制を実行する理由は二つあり、地域電力システム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-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。¹⁴⁵² 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。¹⁴⁵³

● 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

Eirgrid のグリッドコードは、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する。¹⁴⁵⁴ 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。

表 4.2-17 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	グリッドコードに従い、TSO がスケジューリングし、制御施設に直接ディスパッチ指示を出すプロセス。 すべてのディスパッチ可能な PPM、インターコネクター、揚水発電所の需要、エネルギー貯蔵発電所の需要、需要側ユニット、及び 集約発電ユニットは、Central Dispatch の対象となる。その他のすべての発電ユニットに関しては、以下の閾値が適用される： 登録容量が 10MW 以上の他のすべての発電ユニットは、Central Dispatch の対象となる

¹⁴⁵⁰ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:13, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁵¹ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:6, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁵² [Principles of Dispatch and the Design of the Market Schedule in the Trading and Settlement Code | Single Electricity Market Committee \(SEMC\) \(Pg: 18, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁵³ [Wind Farm Controllability Categorisation Policy | Eirgrid \(Pg:3, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁵⁴ [EirGrid Grid Code | Eirgrid \(Pg:8, 2024/2/3 取得\)](#)

	- 登録容量が 5MW 以上 10MW 未満のその他の発電ユニットは、TSO が要求しない限り、Central Dispatch の対象とはならない - 登録容量が 5MW 未満のその他の発電ユニットはすべて、TSO が要求しない限り、Central Dispatch の対象とはならない - 総登録容量が 10MW 以上の発電所で、Central Dispatch の対象とならない複数の発電ユニットで構成される発電所は、総発電ユニットとして Central Dispatch の対象となる - 登録容量が 10MW 未満のすべての発電ユニットは、商業オファーデータの提出に関する SDC1.4.4.5 を遵守するかどうかを選択することができる
Centrally Dispatched Generating Unit	Central Dispatch の対象となる発電所内の発電ユニットで、特定の用語の使用に関して別段の定めがない限り、CCGT 設備を含む火力発電所、発送可能 PPM、水力発電所、揚水発電に関する揚水発電所から構成されるもの
Dispatchable PPM	TSO が電子インターフェースを介してディスパッチするために、制御施設を持たなければならない制御可能な PPM

出所) EirGrid Grid Code¹⁴⁵⁵

SONI のグリッドコードにより、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。¹⁴⁵⁶

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。

表 4.2-18 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	グリッドコードに従い、TSO が Centrally Dispatched Generating Unit (CDGU)、揚水発電所の需要、エネルギー貯蔵発電所の需要、需要側ユニット及び／または相互接続に関するスケジューリングを行い、制御施設に直接ディスパッチ指示を出すプロセス 全てのディスパッチ可能な PPM は、Central Dispatch の対象となる 登録容量が 10 MW を超えるその他のすべての発電所は、Central

¹⁴⁵⁵ [EirGrid Grid Code | Eirgrid \(Pg:417, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁵⁶ [SONI Grid Code | SONI \(Pg:7, 2024/2/3 取得\)](#)

	Dispatch の対象となる 登録容量が 10MW 以下の他のすべての発電所は、Central Dispatch に従うことを TSO と合意することができる
Centrally Dispatched Generating Unit (CDGU)	Central Dispatch の対象となる発電所内の発電ユニットは、コンバインドサイクル発電設備を含む火力発電所、配電可能 PPM、水力発電設備、揚水発電設備から構成される
Dispatchable PPM (DPPM)	TSO が電子インターフェースを介して給電するために、制御施設を持たなければならない制御可能な PPM

出所) SONI Grid Code¹⁴⁵⁷

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。

- 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によると、参加要件は以下の優先順位で適用される。¹⁴⁵⁸

- (1) 欧州法に基づく要件
- (2) アイルランド法または北アイルランド法に基づく要件
- (3) 所管官庁の該当する要件、指示、決定、決定、指示または規則
- (4) 該当する許認可
- (5) グリッドコード
- (6) メータリングコード
- (7) 容量市場コード
- (8) 取引及び決済コード

グリッドコードについては、上記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。

¹⁴⁵⁷ [SONI Grid Code | SONI \(Pg: 19, 28, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁵⁸ [Industry Guide to the I-SEM | SEMO - Single Electricity Market Operator \(Pg:17, 72024/2/2 取得\)](#)

メーティングコードには、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。¹⁴⁵⁹ 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、取引及び決済コード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。^{1460 1461} 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。

- 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）。¹⁴⁶² 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。

(6) 調整力の不足時の対応について

アイルランドでは、バランス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 reserves：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。¹⁴⁶³

- 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。

¹⁴⁵⁹ [Metering Code for the Single Electricity Market | Commission for Regulation of Utilities \(Pg:8, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁶⁰ [Capacity Market Rules | SEMO - Single Electricity Market Operator \(2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁶¹ [Balancing Market Rules | SEMO - Single Electricity Market Operator \(2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁶² [EirGrid Grid Code | Eirgrid \(Pg:92, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁶³ [Operational Agreements for Ireland and Northern Ireland Synchronous Area \(Pg:25, 2024/2/3 取得\)](#)

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。しかし、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 Rerves: 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。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。

1464

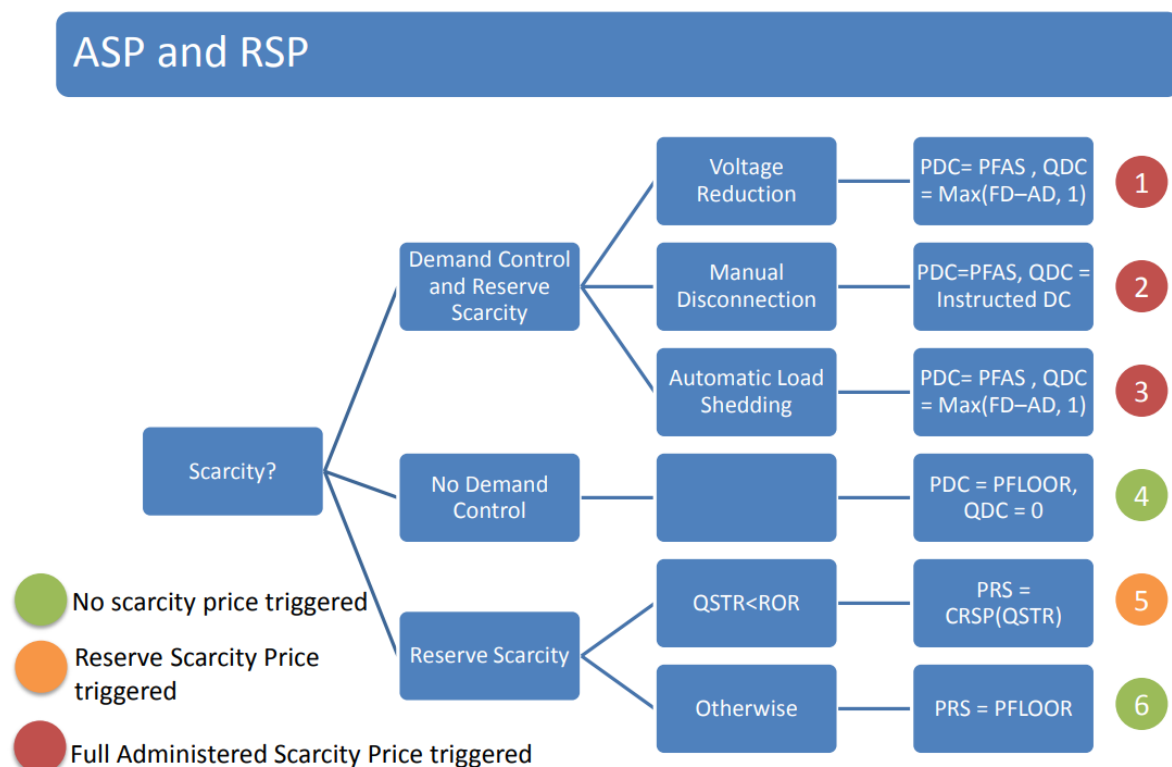


図 4.2-30 調整力不足時の価格決定方法

出所) I-SEM Training Instructor Led Training Part 1: TSO Scheduling Part 2: Imbalance Pricing¹⁴⁶⁵

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、Reserve 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

¹⁴⁶⁴ [Synchronous Area Operational Agreement for Synchronous Area IE/NI | Eirgrid \(Pg:13, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁶⁵ [I-SEM Training Instructor Led Training Part 1: TSO Scheduling Part 2: Imbalance Pricing | SEMO - Single Electricity Market Operator \(Pg:206, 2024/2/2 取得\)](#)

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
- ✓ アイルランドにおける TSO の指示による需要制御

(7) 情報公開状況について

- 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。

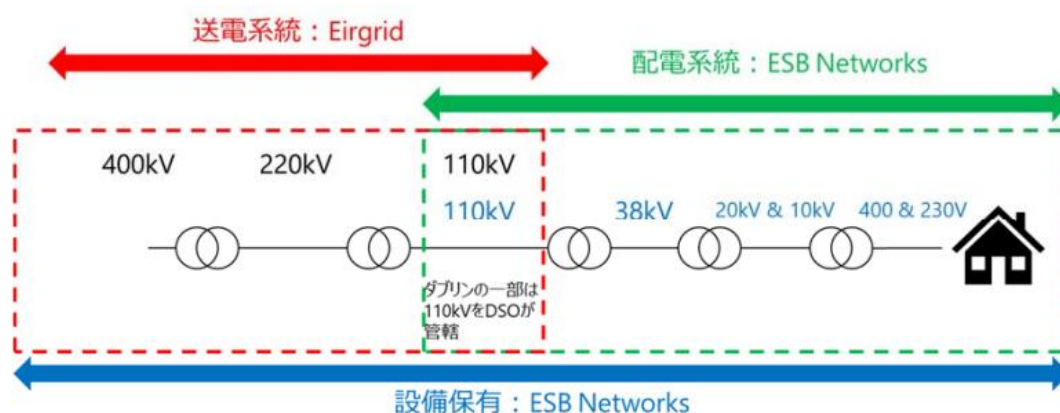


図 4.2-31 TSO 及び DSO の管轄電圧階級

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』¹⁴⁶⁶

【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

¹⁴⁶⁶ 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』 | OCCTO (Pg:66, 2024/2/2 取得)

- 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¹⁴⁶⁷。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 CO₂ 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。

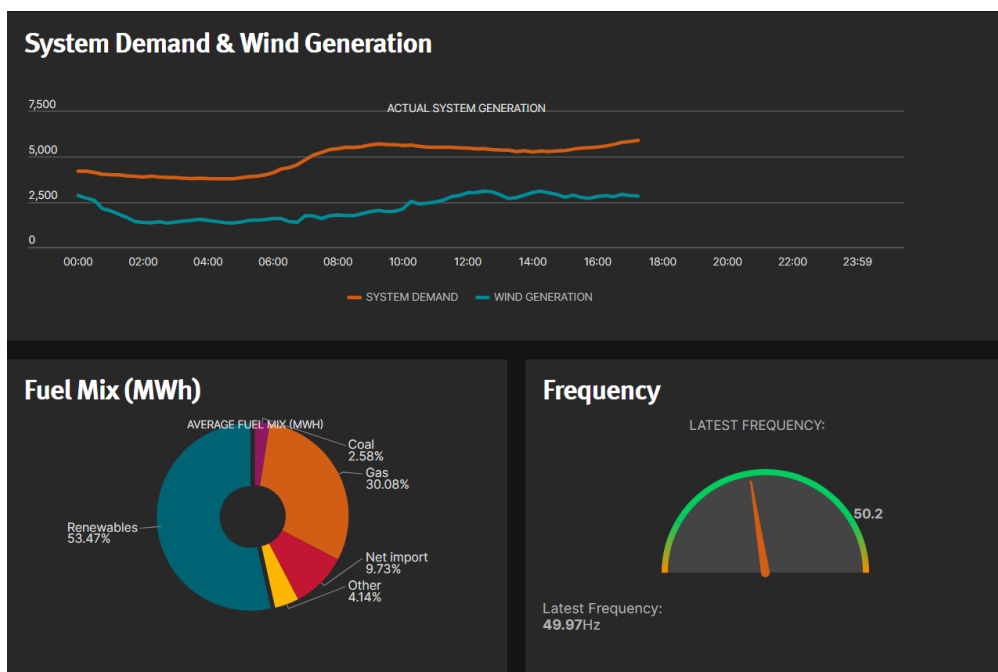


図 4.2-32 系統全体のダッシュボード
出所) Smart grid Dashboard¹⁴⁶⁸

¹⁴⁶⁷ [Smart Grid Dashboard | EirGrid](#) (2023 年 12 月 1 日取得)

¹⁴⁶⁸ [Smart Grid Dashboard | EirGrid \(2024/2/22 取得\)](#)

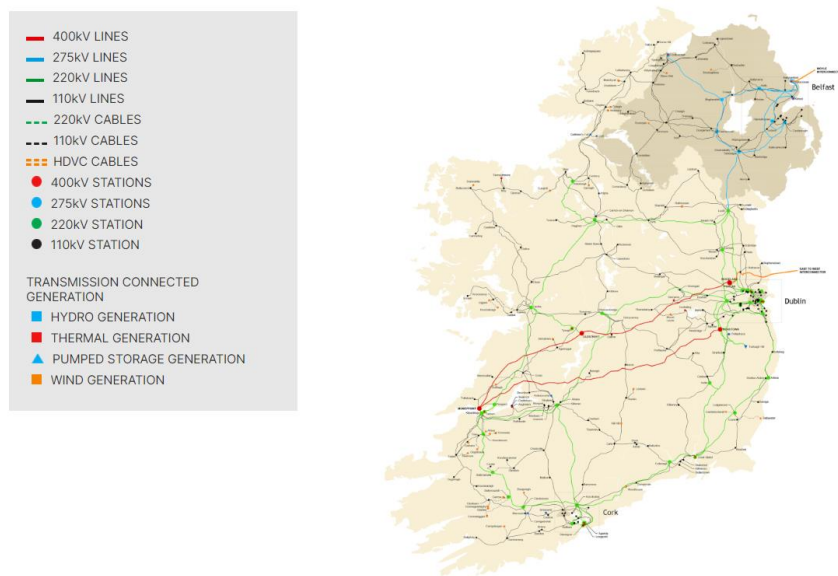


図 4.2-33 系統マップ

出所) Smart Grid Dashboard¹⁴⁶⁹

¹⁴⁶⁹[Transmission Map | EirGrid \(2024/2/22 取得\)](#)

表 4.2-19 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 CO₂ 強度（全 CO₂ 排出量/系統全体の需要の推移） ✓ 時間当たりの CO₂ 排出量

出所) EirGrid smartgriddashboard

● 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 HP¹⁴⁷⁰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。¹⁴⁷¹

表 4.2-20 DSO と接続契約締結済みの発電所の一覧（抜粋）

ESB Reference	Project	Type	App. kW	Feeding Station	Assigned 110kV Station	Wgt. Type	Status	Ag. Connect. Date	Conn. Voltage
DG1840	Tullyhaw Wind (prev. Tullyhaw Community WT)	Wind	3.35	Ballyconnell	Gortaree	ECP-2.1	Contracted	30/11/2024	10 kV
DG96	Upperchurch Wind Farm (Curremy)	Wind	84	N/A	Killonan	Gate 3	Contracted	30/11/2026	110 kV
TG93A	Doory WF	Wind	45,001	N/A	PORTLAOSE 110kV	Gate 3	Contracted	31/12/2025	38 kV
DG1935	Farranry Wind Farm	Wind	45	N/A	Ballyragget T141	ECP-2.2	Contracted	01/06/2026	38 kV
DG1084	Ballymanus Wind Farm	Wind	39.99	N/A	Arklow T143	ECP-2.1	Contracted	28/10/2026	38 kV
DG1971	Derrykillew Wind Farm	Wind	37.5	N/A	Cathaleens Fall	ECP-2.2	Contracted	07/10/2026	38 kV
DG247	Cowdery Wind Farm (prev Gortnahurra)	Wind	33.9	N/A	Bellaconick T142	Gate 3	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG144	Coolberrin Wind Farm	Wind	33.1	N/A	Lisdrum	Gate 3	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG262	Stacks Mountain Wind Farm (merger of Muingataunlush)	Wind	25.3	N/A	Reamore T141	Gate 3	Contracted	28/02/2025	38 kV
DG1864	Ballylongford Wind Farm	Wind	25.2	N/A	DROMBEG	ECP-2.1	Contracted	28/11/2024	38 kV
DG204	Lettergully Wind Farm	Wind	20	N/A	Letterkenny	Gate 3	Contracted	30/06/2025	38 kV
DG1856	Tullinamoye Wind Farm 5	Wind	16.35	N/A	CORDERRY T122	ECP-2.1	Contracted	30/11/2024	20 kV
TG33a	Sheshin Windfarm Phase 2	Wind	16.1	N/A	Bellaconick	Gate 3	Contracted	07/12/2023	38 kV
DG626	Crossmore Wind Farm	Wind	15	N/A	BOULTIAGH T141	ECP-1	Contracted	01/12/2024	38 kV
DG821	Bilboa Wind Farm	Wind	15	Graigie	Carlow	ECP-1	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG789	Knockeenbul Wind Farm	Wind	13.8	N/A	Dunnamway	ECP-1	Contracted	30/09/2025	38 kV
DG1865	Crossmore Wind Farm Ext.	Wind	10.2	N/A	BOULTIAGH T141	ECP-2.1	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV
DG407	Corkmore Wind Farm Extension	Wind	9.4	N/A	Birbane T143	Gate 3	Contracted	Date unavailable at this time	38 kV

出所) DSO Contracted Wind Generators Q4, 2023¹⁴⁷²

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。¹⁴⁷³ この Map

¹⁴⁷⁰ [Connected and Contracted Generators - Statistics | ESB](#)（2023 年 3 月 4 日取得）

¹⁴⁷¹ [Connected and Contracted Generators – Statistics | ESB Networks \(2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷² [DSO Contracted Wind Generators Q4, 2023 | ESB Networks \(Pg:1, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷³ [Availability Capacity Map | ESB Networks \(2024/2/3 取得\)](#)

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。

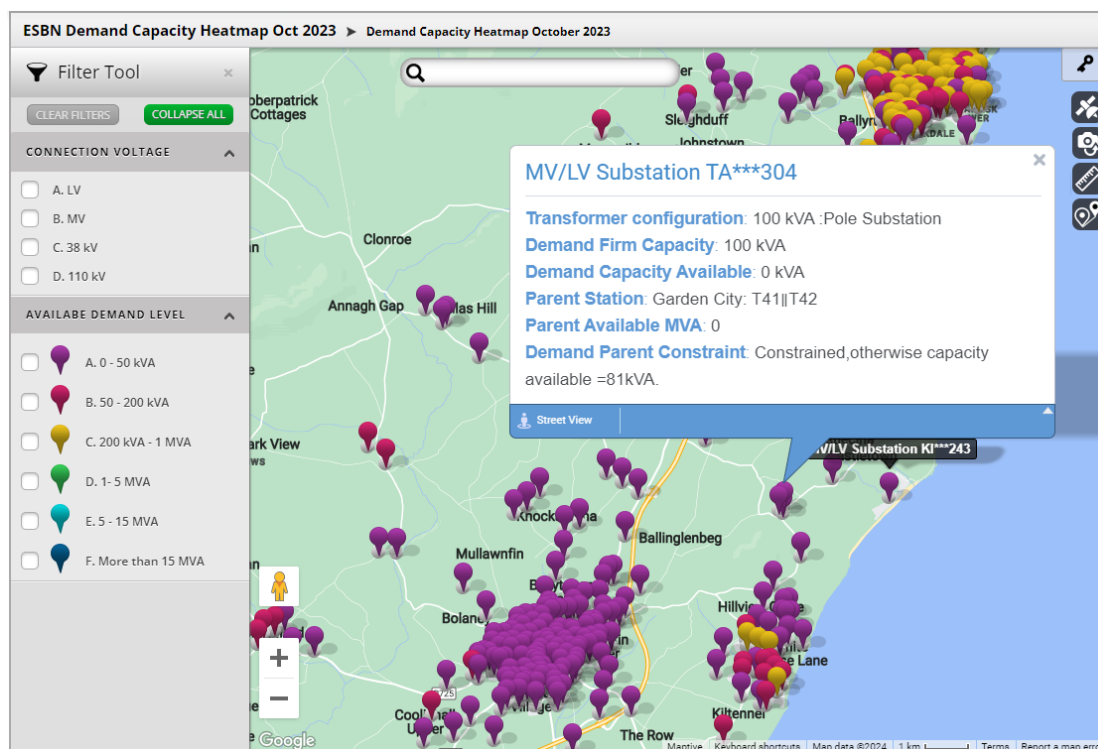


図 4.2-33 Availability Capacity Map
出所) Availability Capacity Map¹⁴⁷⁴

- 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、より大規模な再生エネルギー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 は、さまざまな発電、蓄電池、系統サービス技術について取り扱い、毎年 9 月に 3 年間 (ECP-2.1、ECP-2.2、ECP-2.3)、一括申請窓口を開設した。さらに系統運用者は 2020 年 8 月、ECP-2 に沿った「ECP-2 のルールセット」を発表した。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。¹⁴⁷⁵ ECP-2.4 は、ECP の最新段階であり、2023 年 10 月から 2 ヶ月間、一括受付が開始される。予想されるプロジェクトのパイプラインと系統運用者の作業量を考慮し、カテゴリー A のオファー目標は従来の 85 件から 70 件に引き下げられた。ECP-2.4 における主な変更点は、カテゴリー A における蓄電池プロジェクトの

¹⁴⁷⁴ [Availability Capacity Map | ESB Networks \(2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷⁵ [Enduring Connection Policy Stage 1 \(ECP-1\) | Commission for Regulation of Utilities \(Pg:2,3,4, 2024/2/3 取得\)](#)

要件が「主に貯蔵（primarily storage）」でなければならなかったことである。これは、電源の接続にあたって接続時、又はその後の要件の変更に応じて出力の最大値を示す MEC（Maximum Export Capacity）の 100%を蓄電池とすることができることを意味する。MEC が 500kW を超えるカテゴリー A 及び B プロジェクトの申請料は 7,000 ユーロに引き上げられる。さらに、地域主導型プロジェクトは、計画許可に関して ESB ネットワークと協力することが奨励され、ESB ネットワークは地域主導型プロジェクトに対し、一定期間後にプロジェクトの進捗情報を要求することが求められる。¹⁴⁷⁶

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 Capacity）、連系線及び系統増強計画（Transmission Development Plan や Shaping Our Electricity Future (SOEF) Roadmap）、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。^{1477 1478 1479}

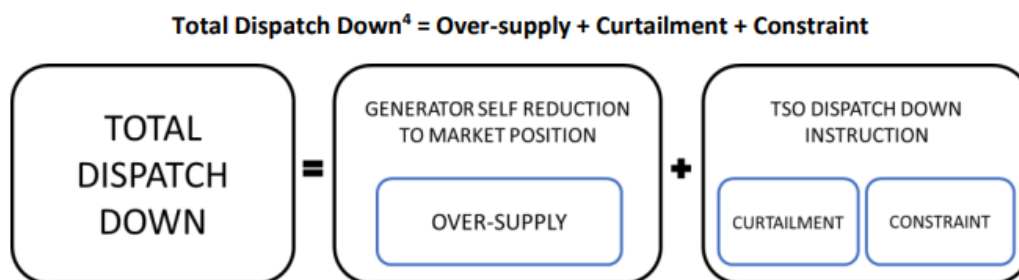


図 4.2-34 出力抑制全体の内訳

出所) Enduring Connection Policy 2.2 Constraints Report for Area I Solar and Wind Q4 2022¹⁴⁸⁰

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。

さらに、ECP-2.3 で追加された 2 つの洋上発電シナリオは以下の通りである。

¹⁴⁷⁶ [Enduring Connection Policy – 2.4 \(ECP-2.4\) | Commission for Regulation of Utilities \(Pg:3, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷⁷ [All-Island Generation Capacity Statement 2021-2030 | Eirgrid \(Pg:9, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷⁸ [Transmission Development Plan 2021-2030 | Eirgrid \(Pg:6, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁷⁹ [Shaping our electricity future | Eirgrid \(Pg:8, 2024/2/3 取得\)](#)

¹⁴⁸⁰ [Enduring Connection Policy 2.2 Constraints Report for Area I Solar and Wind Q4 2022 | EirGrid \(Pg:8, 2024/2/3 取得\)](#)

【ECP + 3.1GW 洋上】は、"ECP "シナリオのすべての再生可能エネルギー発電 + 3.1GW の追加洋上風力を含む。

【ECP + 5GW 洋上】は、"ECP "シナリオのすべての再生可能エネルギー発電に加え、さらに 5GW の洋上風力を含む。

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。

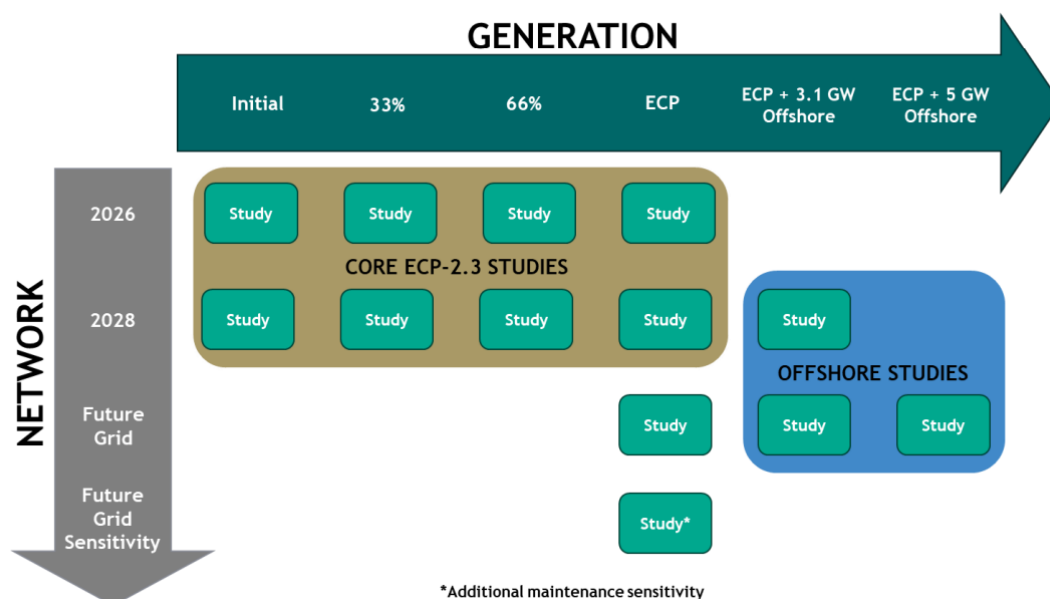


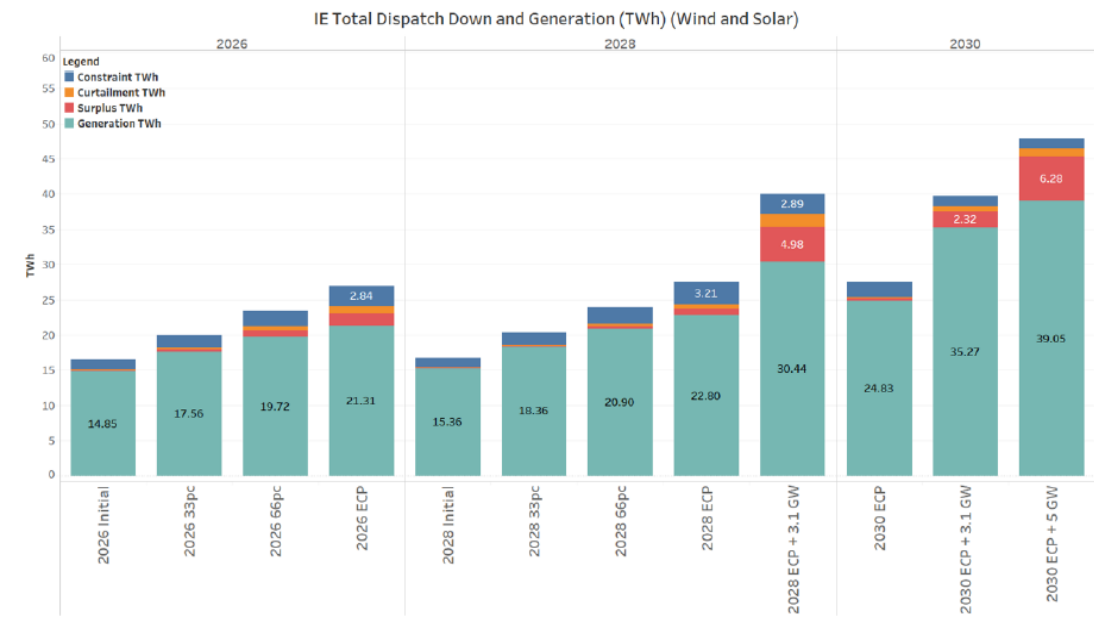
図 4.2-35 将来の出力制御予測シナリオ

出所) Enduring Connection Policy (ECP) 2.3 Constraints Analysis for Wind & Solar Assumptions¹⁴⁸¹

¹⁴⁸¹ [Enduring Connection Policy \(ECP\) 2.3 Constraints Analysis for Wind & Solar Assumptions | Eirgrid \(Pg:6, 2024/2/4 取得\)](#)



図 4.2-36 風力と太陽光発電の出力制御予測地域
出所) Enduring Connection Policy (ECP) 2.3 Constraints Analysis for Wind & Solar Assumptions¹⁴⁸²



¹⁴⁸² [Enduring Connection Policy \(ECP\) 2.3 Constraints Analysis for Wind & Solar Assumptions | Eirgrid \(Pg:12, 2024/2/4 取得\)](#)

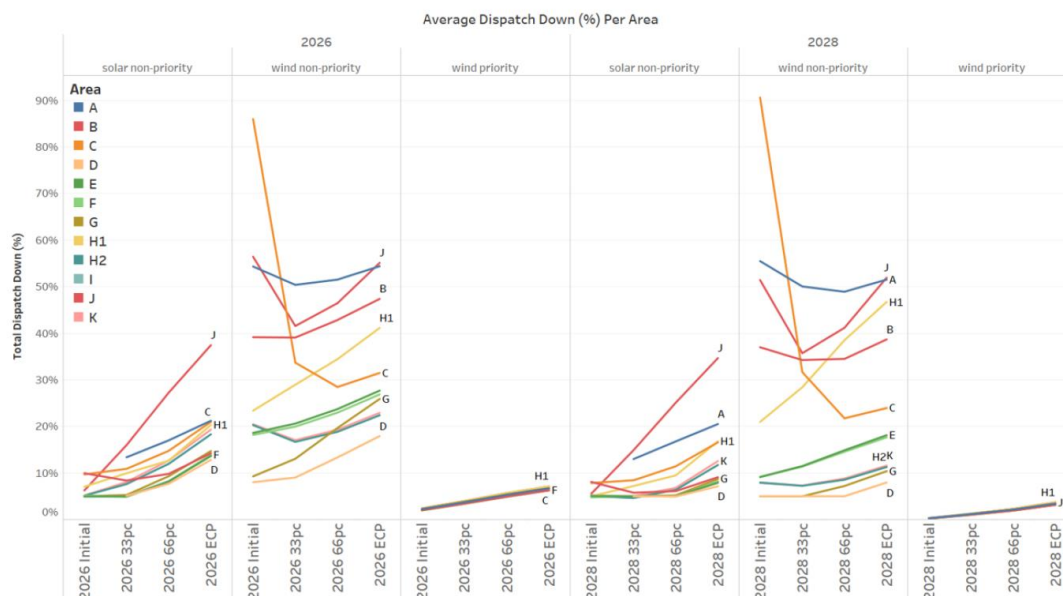


図 4.2-37 風力及び太陽光発電の出力制御見通し結果（上：全体、下：エリア毎）
出所）Enduring Connection Policy 2.3¹⁴⁸³

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。¹⁴⁸⁴

- 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。

¹⁴⁸³ [Enduring Connection Policy 2.3 | Eirgrid \(Pg, 41, 42, 2024/2/27 取得\)](#)

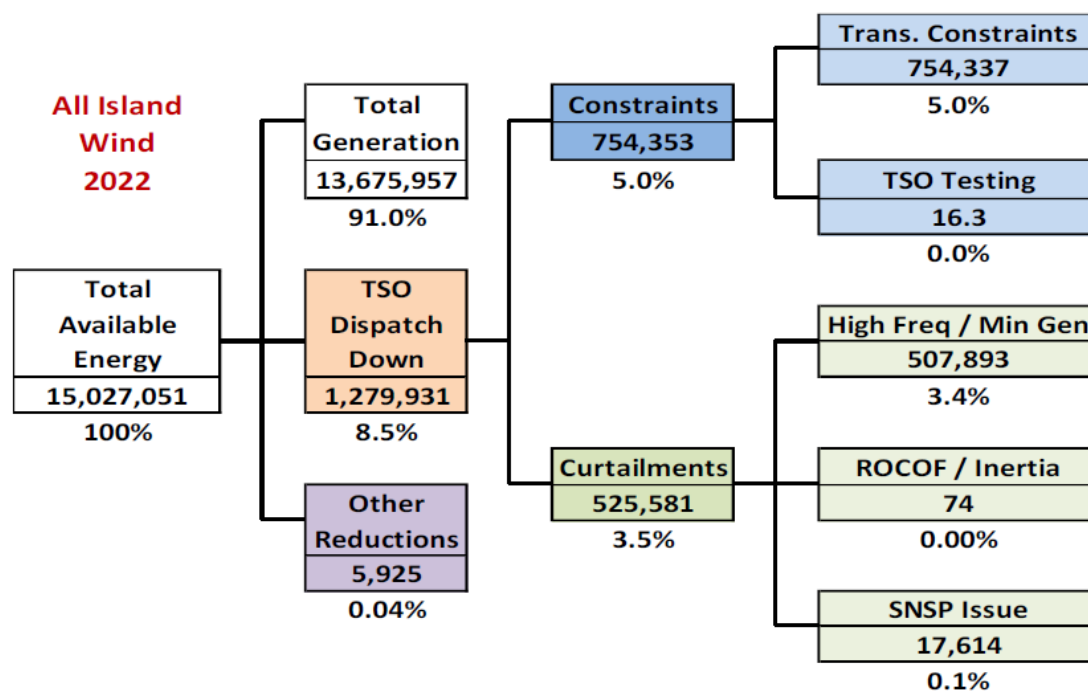
¹⁴⁸⁴ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:4, 2024/2/2 取得\)](#)

表 4.2-21 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

			2022																
			Jan	Feb	Mar	Qtr1	Apr	May	Jun	Qtr2	Jul	Aug	Sep	Qtr3	Oct	Nov	Dec	Qtr4	2022
Wind	AI	Dispatch Down	8.9%	8.1%	7.1%	8.1%	5.7%	9.4%	10.7%	8.6%	5.0%	4.6%	7.2%	5.8%	12.2%	9.7%	7.9%	10.1%	8.5%
		Constraints	1.6%	4.1%	4.4%	3.4%	3.4%	7.7%	10.2%	7.0%	4.6%	4.5%	5.6%	4.9%	6.4%	6.4%	2.1%	5.2%	5.0%
		Curtailments	7.3%	4.0%	2.7%	4.7%	2.3%	1.7%	0.6%	1.6%	0.4%	0.2%	1.7%	0.8%	5.8%	3.3%	5.8%	4.9%	3.5%
	IE	Dispatch Down	9.1%	8.1%	7.4%	8.2%	5.5%	10.2%	10.1%	8.6%	3.2%	3.5%	7.0%	4.8%	11.8%	9.3%	7.5%	9.7%	8.3%
		Constraints	1.7%	4.4%	4.8%	3.7%	3.1%	8.6%	9.6%	7.1%	2.7%	3.3%	5.3%	3.9%	6.1%	5.9%	1.7%	4.8%	4.8%
		Curtailments	7.3%	3.8%	2.6%	4.5%	2.4%	1.6%	0.5%	1.5%	0.4%	0.2%	1.8%	0.9%	5.7%	3.4%	5.8%	4.9%	3.5%
	NI	Dispatch Down	8.6%	8.0%	6.0%	7.7%	6.5%	6.7%	13.1%	8.6%	11.4%	8.9%	8.1%	9.4%	13.8%	11.3%	10.0%	11.9%	9.4%
		Constraints	1.2%	2.9%	2.9%	2.4%	4.4%	4.6%	12.2%	6.9%	11.3%	8.8%	6.9%	8.9%	7.8%	8.4%	4.1%	7.1%	5.8%
		Curtailments	7.4%	5.1%	3.2%	5.3%	2.1%	2.1%	0.9%	1.7%	0.1%	0.1%	1.2%	0.5%	6.0%	2.9%	5.9%	4.8%	3.6%
Solar	NI	Dispatch Down	3.5%	2.8%	4.5%	4.0%	6.4%	3.4%	6.3%	5.4%	4.1%	4.2%	2.5%	3.7%	8.1%	1.9%	7.5%	6.1%	4.6%
		Constraints	0.6%	1.8%	2.5%	2.2%	6.3%	3.1%	6.0%	5.1%	4.1%	4.2%	2.5%	3.7%	6.0%	1.5%	6.0%	4.7%	4.1%
		Curtailments	2.8%	1.0%	1.9%	1.8%	0.1%	0.3%	0.3%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.1%	0.3%	1.5%	1.5%	0.6%

出所) Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022¹⁴⁸⁵

また、以下の図の通り 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している。



Wind energy breakdowns: Volumes (MWh) and percentages.

Other reductions include DSO constraints, developer outage and developer testing. Certain types of reductions are outside of the control of the TSO and are not logged. Therefore, Available Energy ≠ Generation + TSO Dispatch Down + Other Reductions

図 4.2-38 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 2022¹⁴⁸⁶

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、

¹⁴⁸⁵ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:26, 2024/2/2 取得\)](#)

¹⁴⁸⁶ [Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 | Eirgrid \(Pg:20, 2024/2/2 取得\)](#)

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。¹⁴⁸⁷ 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。

表 4.2-22 Imperfection Cost の事後検証

Key Factors Affecting Imperfections Costs	Forecast Assumptions for TY2023-24	Actual TY2023-24	Impact ^[8]
Fuel Costs & Carbon ^[4]	Data as per forecast submission	Wholesale fuel prices for the quarter compared to forecast were as follows; Carbon: 9% lower, Coal: 8% lower, Gasoil: 25% higher, Gas: 24% lower, Oil: 3% lower. This difference impacted imperfections cost.	↓
T&S Code and System Changes	Data as per forecast submission	No new balancing market modifications, no significant impact.	→
Reserve Policy and TCGs ^[5]	TCG data as forecast per submission	There was minor change in TCG during period.	→
Reserve Provision	Data as per forecast submission	No changes were made to the reserve provision.	→
Forced Generation Outages	Data as per forecast submission	Forced generation outage rate percentage for the quarter was 5% ^[6] higher than forecast. This has decreased imperfections cost.	↓
Scheduled Generation Outages	Data as per forecast submission	The scheduled generation outages were in line with the forecast. This has minimal impact on the 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 greater than forecast and increased imperfection costs.	↑
Variability	Data as per forecast submission	Installed all-island capacity at end of period: 6,077.4 MW ^[7] , which is slightly higher than forecast. The average wind capacity factor: 32%, which is slightly lower than forecast. These has minimal impact on imperfection costs.	→

出所) Quarterly Imperfections Cost Report¹⁴⁸⁸

¹⁴⁸⁷ [Quarterly Imperfections Cost Report | Eirgrid \(2024/2/5 取得\)](#)

¹⁴⁸⁸ [Quarterly Imperfections Cost Report | Eirgrid \(Pg:1, 2024/2/5 取得\)](#)

4.2.6 デンマーク

(1) 需給運用に関する政策

【市場情報】

デンマークの電力市場では、以下の市場メカニズム及びシステム・サービスを通じて、需要と供給のバランスが保たれている。

- 金融市場 (Financial market) : 金融市場 (先渡市場とも呼ばれる) では、生産者と消費者が、前日市場 (Day-ahead Market / DAM) の価格変動リスクをヘッジするために金融契約を締結する。
- 前日市場 (Day-ahead market / DAM) : この市場は日次オークションであり、バランシング担当者が TSO に対し、その後 24 時間の生産と消費に関する経済的拘束力のある入札を 1 時間ごとに行う。この市場では各時間の予想需要を満たす最も安価な生産オファーが選択される。その結果、規制の範囲内で最も高価な限界費用を決済価格とする最小コスト発送電が行われる。
- 日中市場 (intraday market) : この市場では、午後 2 時から営業時間の 1 時間前まで、リアルタイムの状況に基づいて調整が行われる。参加者は、受渡しの 1 時間前まで取引を続けることができる。
- バランシング市場とアンシラリーサービス (予備力) (Balancing market and ancillary services (reserves)) : システム運用者 (TSO) は、日中市場の終了後、全時間をカバーする予備力を調達することにより、物理的なバランシングの責任を引き継ぐ。この市場では、実際の需要と生産量の間のリアルタイムの不均衡に対処するために調整力が取引される。

TSO である Energinet.dk は、システムの安定性を確保するため、稼働時間中に必要に応じて生産者と消費者からの入札を有効にする。生産者は手動予備力を利用可能にすることで補償を受け、その入札は市場の需要に基づいて開始される。^{1489, 1490}

¹⁴⁸⁹ [Security of Electricity Supply in Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 17, 2024/2/14 取得\)](#)

¹⁴⁹⁰ [Development and Role of Flexibility in the Danish Power System | Danish Energy Agency \(Pg: 26,27, 2024/2/21 取得\)](#)

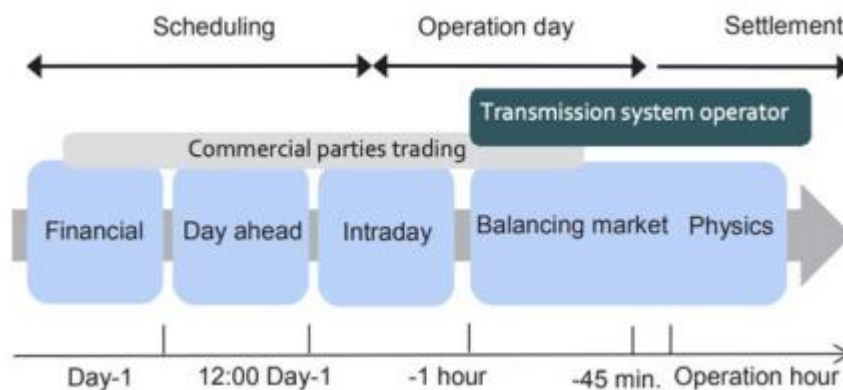


図 4.2-39 北欧電力市場の主な段階
出所) Danish Energy Agency

【需給運用に関する取り組み】

デンマークの系統は、需給バランスの調整においてより積極的な役割を果たすことが期待されており、消費者は電力の安定供給の確保に貢献している。¹⁴⁹¹さらに、デンマークの送電網は外国と接続されており、需要と供給のバランスをとるための電力の輸出入が可能である。¹⁴⁹²

デンマークの電力システムにおけるフレキシビリティの開発と役割もまた、特に可変的な再生可能エネルギー源の割合が増加しているデンマークの電力システムにおいて注目されている。¹⁴⁹³デンマークでは、特に家庭の電力消費の時間的柔軟性に関わるスマートグリッドプロジェクトにおいて、エネルギー需要の時間的シフトという課題も検討されてきた。

【電力供給の安全性】

デンマークの電力供給の安全性には、システムの妥当性とシステムの安全性が含まれる。システムの妥当性は、容量と系統の妥当性によって総需要を満たす能力を保証する。容量の妥当性は、CHP プラントや再生可能エネルギーを含む様々な電源によって満たされ、適切な量の電力を生産することを保証する。送電網の妥当性は、効率的な電力輸送のための送電網に依存している。系統の妥当性が不足する場合には、出力制御が行われることもあるが、デンマークでは電圧低下による出力制御は発生していない。

系統の安全性の確保においては、停電を防ぐための突発的な運転妨害の管理や、短絡や発電所の故障のような問題の対処が行われる。¹⁴⁹⁴

¹⁴⁹¹ [Security of Electricity Supply in Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 5, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁴⁹² [Security of Electricity Supply in Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 10, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁴⁹³ [Development and Role of Flexibility in the Danish Power System | Danish Energy Agency \(Pg: 18, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁴⁹⁴ [Security of Electricity Supply in Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 13, 2024/1/16 取得\)](#)

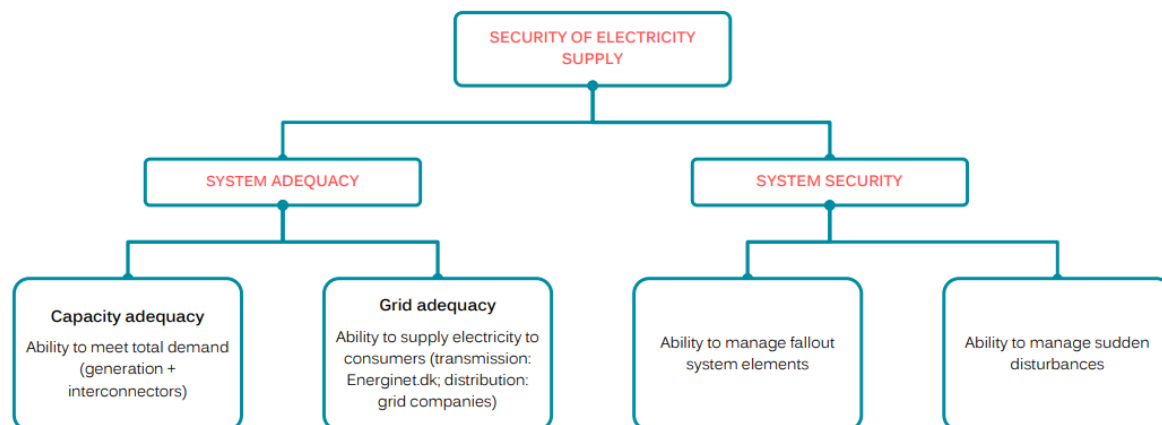


図 4.2-40 電力安定供給の階層図

出所) Security of Electricity Supply in Denmark

(2) 出力制御量を削減するための対策

デンマークは、様々な戦略や解決策を実施することで、出力制御を削減することに取り組む。

【国際送電網】

デンマークは、電力の安定供給を確保し、安定した供給と出力制御を防ぐために、近隣諸国との相互接続を確立している。¹⁴⁹⁵ 相互接続は、電力系統に柔軟性を与えることで出力制御を減らす。デンマークがスウェーデンやノルウェーと相互接続している背景には、これらの国々から安価で発送可能な水力発電を利用することで、効率的な需給バランスを実現していることがある。市場メカニズムと長期契約から前日取引への移行によって促進される国際送電網のダイナミックな利用は、リアルタイムの市場状況に基づいて電力フローを最適化する。取引メカニズムの継続的な改善と北欧共通のバランス市場の発展により、相互接続の利用がさらに強化され、デンマークは、風が弱い時間帯には水力発電で上げ調整を行い、変動する再生可能エネルギーによるピーク時には余剰電力を輸出して下げ調整を行い、最終的には出力制御を最小限に抑えることができる。¹⁴⁹⁶

デンマークはイギリス、ドイツ、オランダとも相互接続しており、柔軟性を促進し、送電網の出力制御のさらなる削減に取り組む。Energinet とオランダの TOS である TenneT は、75km の 2 回線の 400kV 架空送電線を新設し、デンマーク・ドイツ間の取引容量を増加させた。¹⁴⁹⁷ また、デンマークとイギリス間の 765km の電力相互接続である Viking Link は、2023 年 12 月 29 日に稼働を開始し、エネルギー安全保障を強化し、両国の再生可能エネルギー目標を支援している。¹⁴⁹⁸ さらに、TenneT と Energinet は、オランダとデンマークを結ぶ高圧直流海底ケーブル COBRACable を設立し、持続可能な電力、特に風力エネルギーの輸入を可能にした。

¹⁴⁹⁵ [Development and Role of Flexibility in the Danish Power System | Danish Energy Agency \(Pg: 23, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁴⁹⁶ [Development and Role of Flexibility in the Danish Power System | Danish Energy Agency \(Pg: 23, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁴⁹⁷ [West Coast Line: New Interconnector to Germany | Energinet \(2024/2/14 取得\)](#)

¹⁴⁹⁸ [Viking Link: Interconnector from Denmark to Great Britain | Energinet \(2024/2/14 取得\)](#)

COBRACable は、デンマークの安定供給をサポートし、電気容量の相互融通を促進し、デンマークとオランダの市場間で様々な取引シナリオに対応した電力の直接融通を可能にしている。¹⁴⁹⁹

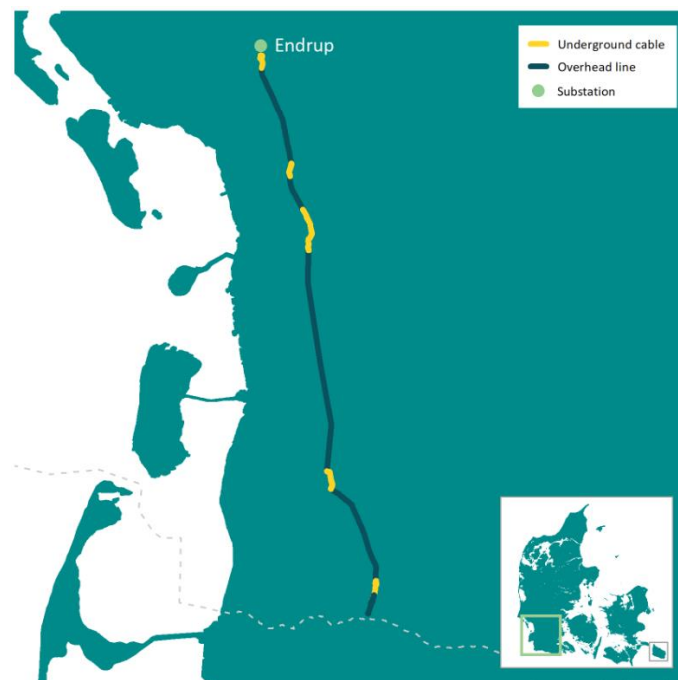


図 4.2-41 デンマーク・ドイツ間の送電線
(出所) Energinet¹⁵⁰⁰

Data Explorer Filters										Total rows: 72,192
2024-02-20 2024-02-21 ADD A RULE										
Hour UTC Descending Order by ... DOWNLOAD COPY QUERY RESET SUBMIT										
Hour UTC	Hour DK	Price area	Exchange of Energy from Sweden	Exchange of Energy to Sweden	Exchange of Energy from Germany	Exchange of Energy to Germany	Exchange of Energy from the Netherlands	Exchange of Energy to the Netherlands	Exchange of Energy to Norway	
2024-02-12 21:00Z	2024-02-12 22:00	DK1	379.6	0.0	0.0	-803.3	113.5	0.0		
2024-02-12 21:00Z	2024-02-12 22:00	DK2	735.0	0.0	0.0	-898.0				
2024-02-12 20:00Z	2024-02-12 21:00	DK1	406.5	0.0	0.0	-600.3	50.8	0.0		
2024-02-12 20:00Z	2024-02-12 21:00	DK2	481.7	0.0	0.0	-638.6				
2024-02-12 19:00Z	2024-02-12 20:00	DK1	462.1	0.0	0.0	-502.4	0.0	-480.4		

図 4.2-42 Energinet のウェブサイト上で公開されている 1 時間ごとの国際電力取引状況
(出所) Energinet¹⁵⁰¹

¹⁴⁹⁹ [COBRACable | TenneT \(2024/2/14 取得\)](#)

¹⁵⁰⁰ [West Coast Line: New Interconnector to Germany | Energinet \(2024/2/14 取得\)](#)

¹⁵⁰¹ [Foreign Exchange | Energinet](#) (2024/2/21 取得)

【出力制御時間帯への需要のシフト】

デンマークは、系統の出力制御時間帯に需要をシフトさせるために、いくつかの対策を実施している。

- デマンド・サイド・レスポンス（DSR）：DSRは、消費者が供給レベルに応じて使用量を調整することで、電力システムのバランスを取ろうとするものである。2030年までに再生可能エネルギー100%への移行を目指すデンマークでは、風力と太陽光の変動のため、消費者の柔軟な行動が極めて重要である。電力貯蔵量が限られているため、消費者は発電量が多いときに電気を使うよう促され、グリーンな移行を支援する。時間単位の決済は、消費者が市場価格に対応することを可能にする。大口需要家がDSRを採用する一方で、この傾向は一般家庭にも及ぶと予想される。アグリゲーターの役割が登場する可能性もあり、技術開発者はDSRをシームレスにすることを目指している。¹⁵⁰²

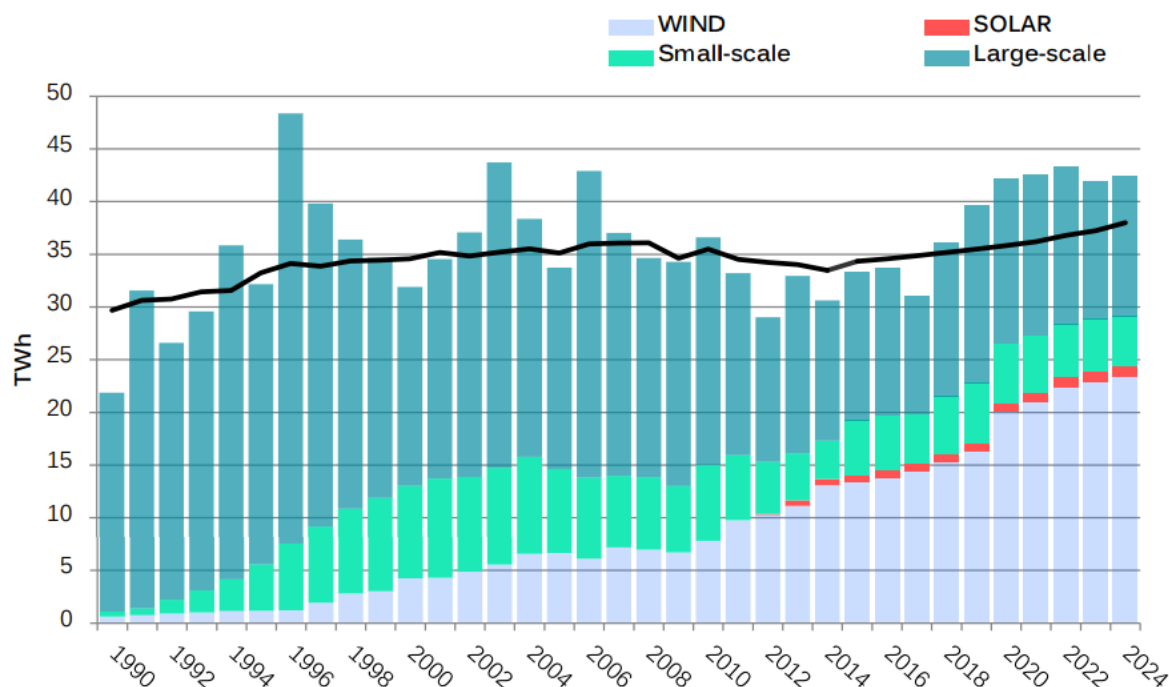


図 4.2-43 1990 年から 2024 年までの電力需要と発電量

出所) Security of Electricity Supply in Denmark

- ネガティブプライシング：2009 年以降、Nord Pool 電力取引所ではマイナス価格が認められている。これにより、風力発電のような変動発電が多い時間帯に需要を増やしたり供給を減らしたりするインセンティブを提供し、風力発電の出力制御の必要性を減らすことができる。マイナスの価格を許容することで、市場参加者は、システム内の余剰エネルギーに合わせて、より多くの電力を消費したり、発電量を減らしたりすることが。このような価格シグナルへの反応により、需給のバランスが保たれ、風力タービンの

¹⁵⁰² [WHAT IS DEMAND-SIDE RESPONSE? | Energinet \(2024/2/21 取得\)](#)

停止が必要となるケースが最小限に抑えられる。ネガティブプライシングの導入は、高供給状況を管理する上で効果的であることが証明されており、送電網全体の安定に貢献している。¹⁵⁰³

- フレキシブル・プライシング・プログラム：デンマークは、家庭用消費者の負荷シフトを奨励するフレキシブル・プライシング・プログラムを導入する。フレキシブル・プライシング・プログラムとは、価格に敏感で、スポット市場の価格シグナルに反応できる需要に対するプログラムである。このようなプログラムは今後より大きな役割を果たすと予想され、可能な限り容量妥当性予測に含めることが推奨される。2020 年までにスマートメーターが導入されれば、フレキシブルプライシングのようなデマンドレスポンス（DR）プログラムを容量十分性予測に組み込む可能性を分析するための条件が整うと予想されており、¹⁵⁰⁴2030 年 10 月現在、デンマークにおいてほぼ 100%導入が完了している。¹⁵⁰⁵

なおデンマークにおけるスマートメーターの機能は以下の通り。

- 系統管理業務
 - ネットワークの状態分析
 - 系統状態の推定
 - 顧客モニタリング
- 送電計画業務
 - 系統の計画
 - 配電設備の再設計
 - 系統資産（Grid asset）の計画
- 系統コントロール業務
 - LV/MV 系統運用の自動化
 - 顧客システムの自動化

(3) 通信機器のセキュリティ対策

デンマークは、特にエネルギーなどの重要部門において、情報セキュリティを強化するための重要な対策を講じてきた。デンマーク政府は、エネルギーのような重要部門を対象としたサブ戦略を含む包括的なサイバー・情報セキュリティ戦略を策定した。この戦略は、さまざまな種類のサイバー脅威から身を守り、社会の回復力とセキュリティを強化するための体系的かつ協調的な行動を確保することを目的としている。政府は、エネルギーを含むさまざまなセクターにわたるサイバー・セキュリティと情報セキュリティを強化する重要なイニシアティブを支援するため、多額

¹⁵⁰³ [Energy Policy Toolkit on System Integration of Wind Power Experiences from Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 18, 2024/2/23 取得\)](#)

¹⁵⁰⁴ [Security of Electricity Supply in Denmark | Danish Energy Agency \(Pg: 10, 31, 2024/1/16 取得\)](#)

¹⁵⁰⁵ [Smart grids in the European Union | European Commission \(Pg: 16, 20, 2021/2/23 取得\)](#)

の資金を割り当てている。この戦略はまた、企業と市民の継続的な参加と積極的な責任に重点を置いて、国のサイバー・セキュリティと情報セキュリティの全体的な態勢をさらに強化することを目的としている。^{1506 1507}

デンマークの重要インフラは過去に大きなサイバー攻撃を経験しており、2023 年 5 月にはわずか数日間で 22 社のエネルギー企業が侵入された。¹⁵⁰⁸ 継続的な電力供給を確保するため、対象となったエネルギー会社は「island mode（発電所が国や地域の系統から切り離されて稼働する状態）」に入ることを余儀なくされた。¹⁵⁰⁹ 重要セクターのサイバーインシデントを扱うデンマークの国営組織である SektorCERT は、標的となった企業が攻撃に対抗できるよう支援した。SektorCERT は、デンマークの重要インフラに対する脅威を監視し、ネットワーク内の企業に対する攻撃を検知するためのセンサーネットワークを運用している。このネットワークは、複数の企業にわたる攻撃パターンを特定し、迅速な対応を可能にするという重要な役割を果たしている。また、個々の攻撃が気づかれなかった可能性がある場合に特に有用であり、企業全体のデータを分析することによって攻撃者とその手法を特定することを可能にする。同社は、リアルタイムのモニタリング、サプライヤーや当局との協力、脅威行為者に関する広範な情報のレビュー等に基づいて、攻撃の包括的な分析を行っている。

¹⁵⁰⁶ [Danish Cyber and Information Security Strategy | Danish Ministry of Finance \(Pg: 37, 2024/1/17 取得\)](#)

¹⁵⁰⁷ [The Danish National Strategy for Cyber and Information Security | The Danish Government \(Pg: 19, 2024/1/17 取得\)](#)

¹⁵⁰⁸ [The attack against Danish, critical infrastructure | SektorCERT \(Pg: 3, 2024/1/17 取得\)](#)

¹⁵⁰⁹ [The attack against Danish, critical infrastructure | SektorCERT \(Pg: 3, 2024/1/17 取得\)](#)

4.2.7 オーストラリア

(1) 需給運用に関する政策

オーストラリアでは、需給運用にゾーン価格システムを採用している。¹⁵¹⁰

豪州の全国電力規則（NER）は、独占的乱用を防ぐため、豪州エネルギー規制当局（AER）が電力ネットワーク事業の最高価格を設定することを認めている。安定した投資環境を確保するため、価格は 5 年ごとに見直される。この規制では、情報格差、規制コスト、リスクなどの問題が考慮される。この規制には、実費に対する「サービスコスト規制」と、収入に上限を設けコスト削減を促す「インセンティブ規制」の 2 つのアプローチがある。オーストラリアはインセンティブ規制を採用している。¹⁵¹¹

オーストラリアの電力は、東部及び南部地域の全国電力市場（NEM）を通じて運営されており、発電事業者と小売事業者を結んでいる。高圧送電線は、家庭や企業に電力を供給する配電事業者に電力を送る。競争力のある卸売市場は、需要と供給に基づいて電力のスポット価格を設定している。さらに、「金融市場（Financial markets）」によって小売業者と発電業者が契約を結ぶことができ、価格変動の管理に寄与する。¹⁵¹²卸売市場は、発電事業者が電気を売り、小売事業者が電気を買う市場である。一般的なプール市場やスポット市場を中心に運営され、物理的な需給に基づいて電力スポット価格が決定される。この市場は競争が激しく、多くの発電事業者と小売事業者が関与している。一方、「金融市場」は卸売市場と並行して運営され、小売業者と発電事業者の間で、合意された価格で電力を売買する契約を結ぶ。金融市場は、小売業者が卸売価格の変動リスクを管理し、需要家のコストを安定させる手段を提供するのに役立っている。卸売市場が物理的な電力取引を扱うのに対し、金融市場は価格リスクを軽減するための契約上の取り決めに重点を置いている。¹⁵¹³

デマンドレスポンスは、系統運用者が電力需要の削減やシフト、あるいは系統の安定維持のために利用するものでもあり、電力系統を柔軟で信頼性の高いものにするのに役立つ。¹⁵¹⁴ デマンドレスポンスは、系統運用者が電力需要の削減やシフト、あるいは系統の安定維持のために利用するものでもあり、電力系統を柔軟で信頼性の高いものにするのに役立つ。¹⁵¹⁵

全国電力市場（NEM）は、豪州エネルギー市場運営者（AEMO）が管理する中央給電プロセスによって運営されており、システムの安全性と効率を維持しながら、電力需給のバランスを確保している。発電事業者や消費者などの市場参加者は、5 分間の給電インターバルごとに、様々な価格で電力消費や発電のオファーや入札を提出する。AEMO は、これらのオファーと入札に基づいて、発電または消費に関して AEMO が NEM の登録参加者に与える指令である発送電指令（DI）を発行し、スポット市場取引の価値を最適化するために発電のメリットオーダーを作成する。発送電指示を遵守することは、スポット市場の価値を最大化し、消費者の卸電力価格を最小化し、システムの安全性を確保する上で極めて重要である。

¹⁵¹⁰ [How is electricity priced? | NationalGrid ESO \(2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵¹¹ [Network regulation | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(2024/1/8 取得\)](#)

¹⁵¹² [National Electricity Market | Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water \(2024/1/8 取得\)](#)

¹⁵¹³ [National Electricity Market | Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water \(2024/1/8 取得\)](#)

¹⁵¹⁴ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵¹⁵ [Demand for renewable energy | Clean Energy Regulator \(2024/2/13 取得\)](#)

市場参加者は、価格、容量、変化率（Ramp Rate）などの入札パラメータを通じて、システムの信頼性を確保するために、適宜入札やオファーを構成することが奨励されている。^{1516 1517}

電力市場の中央給電プロセスは、発電事業者に最適な指示を与えることで、スポット市場取引の価値を最大化する。市場参加者は、発電の最適な組み合わせを維持するために、これらの指示に従うことが極めて重要である。従わない場合、発電事業者の変更につながり、スポット市場取引の価値を低下させ、システム全体のコストを増加させる可能性がある。その結果、卸電力価格が上昇し、長期的に需要家に影響を与える可能性がある。不遵守は、個々の発電事業者にも影響を及ぼし、特に周波数制御アンシラリーサービス（FCAS）を通じて、豪州エネルギー市場運営機関（AEMO）が電力システムのセキュリティを管理する能力に支障をきたす可能性がある。

¹⁵¹⁶ [National Electricity Amendment \(Compliance with dispatch instructions\) Rule 2016 | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(Pg:11, 2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵¹⁷ [National Electricity Amendment \(Compliance with dispatch instructions\) Rule 2016 | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(Pg:4, 2024/2/13 取得\)](#)

表 4.2-23 給電指示の不遵守の結果を管理するために AEMO が利用するツール

タイムフレーム	不遵守が発生した場合の実際の発送電指令	短期間 (数回の給電間隔での不遵守期間)	中期 (数回以上の給電間隔を超える不遵守期間)	長期 (数カ月以上にわたる不遵守期間)
AEMO が給電指示への不遵守の結果を管理するために利用するツール	周波数制御アンシラリーサービス (FCAS)	周波数制御アンシラリーサービス (FCAS)	- 周波数制御アンシラリーサービス (FCAS) - 給電指示の発行 - メリット・オーダーから該当発電機を削除 (不適合制約) - 系統制約の適用	- 周波数制御アンシラリーサービス (FCAS) - AEMO が FCAS をさらに調達 - 系統制約の適用

出所) National Electricity Amendment (Compliance with dispatch instructions) Rule 2016¹⁵¹⁸

(2) 出力制御に対する補償

AEMC が 2019 年 12 月に最終規則を発表し、それ以降は、AEMO の介入が、改正された「地域リファレンス・ノード・テスト」に基づく「介入価格設定」が引き起こされた場合にのみ、補償が認められることになる。このルールは、AEMO の要請と、安全保障に関連する介入に対する補償を除外するという AEMC の事前勧告の両方に沿ったものである。¹⁵¹⁹

「介入価格設定」は、市場の希少性シグナルを維持し、AEMO の介入による歪みを軽減するために設計されている。これは透明なプロセスとして機能し、運用と投資の両側面に関する明確なシグナルを市場に伝える。一方、補償の枠組みは、「指示された参加者」がコストを回収し、「影響を受けた参加者」が介入がなければ置かれていたであろう立場に置かれることを保証するものである。この枠組みは、透明性はないものの、介入によって影響を受けた参加者の経済的損失を防ぐことを目的としている。

AEMC は、消費者による二重払い (AEMO の指示に従い、参加者が提供したエネルギーに対する支払い及び、影響を受けた参加者の出力が調整され、指示された参加者の貢献を相殺するための補償) の可能性に関する懸念を認めるが、介入価格設定が起こる事象が稀であることを考慮し、許容範囲内と判断する。影響を受ける参加者への補償は、このような場合における財務上の悪影響を防ぐために不可欠であると考えられる。

¹⁵¹⁸ [National Electricity Amendment \(Compliance with dispatch instructions\) Rule 2016 | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(Pg:13, 2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵¹⁹ [Application of compensation in relation to AEMO interventions | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(2024/1/11 取得\)](#)

影響を受ける参加者への補償は、介入価格が引き起こされる状況において引き続き適用され、財務的影響がより大きい状況において、参加者が完全に補償されるよう、バランスの取れた手段が取られる。

この規則変更の実施は、2019 年 12 月 20 日に改定される「地域基準ノードテスト」の関連条項と同時に施行された。この同時施行は、プロセスを合理化することを目的とし、開始日前に発行された AEMO の指示に対する経過措置を含み、適用される介入に継続性を提供する。¹⁵²⁰

(3) 出力制御を減少させるための対策

オーストラリアでは、再生可能エネルギー、特に太陽光発電と風力発電の急速な普及に伴い、送電網の抑制が課題となっている。そのため、再生可能エネルギープロジェクトは、系統に負担をかけないよう、発電量の削減を余儀なくされている。オーストラリアでは、送電網の出力制御を減らすために、以下のような方法が検討されている。

【混雑緩和市場（Congestion relief market /CRM）】

オーストラリアの混雑緩和市場（CRM）は、市場参加者が混雑緩和を取引することで、利用可能な送電網をより効果的に活用し、送電網の混雑に対処することを目的とした任意のスポット市場である。

下記の左側の図は CRM がある場合とない場合の市場を示す。図の左側では、複数の発電機とバッテリーが、制約条件（消費者に送電できる電力が 120MW しかないことを意味するシステムの物理的制限）の下で設置されている。発電機（Gen）A と B は、この限られた系統容量を利用するために競争し、高い卸売市場価格で電力を売ることができる。発電機 C は蓄電池であり、充電するためには高い卸売市場価格を支払う必要があるため、充電していない。

一方で右側の図では、CRM により、蓄電池（Storage）が他の 2 つの発電機と取引し、その電力の一部を消費することが可能になる。蓄電池は CRM を支払って充電する。CRM は高い卸売市場価格よりもはるかに安い価格となる。これによって、発電機 B は 50MW の余剰電力を生産し、混雑緩和市場価格で蓄電池に売ることができる。蓄電池は後で使用するために電力を貯蔵する。

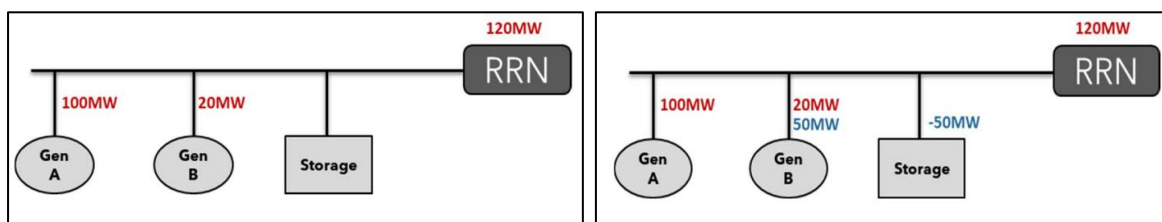


図 4.2-44 CRM 導入の例

出所) The Modified Congestion Relief Market model ¹⁵²¹

CRM モデルでは、参加者はいくつかのメカニズムを通じて混雑緩和を取引する。参加者は、混雑緩和サービスの入札とオファーを提出し、緩和を提供する意思と緩和を受ける意思を表明することができる。このモデルでは、参加者の入札とオファーに基づく取引を通じて、より経済的な発送を促進し、制約緩和取引を可能にする。さらに、参加者は金融契約を結ぶことができ、混雑緩和のための支払いや、地域の CRM 価格に連動するデリバティブを促進する。これらのメカニズムは、効率的な混雑管理、運用の最適化を可能にし、競争的で信頼性の高

¹⁵²⁰ [National Electricity Amendment \(Application of Compensation in Relation to AEMO Interventions\) Rule 2019 | Australian Energy Market Commission \(AEMC\) \(Pg: 3, 2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵²¹ [The Modified Congestion Relief Market Model | Clean Energy Council](#) (Pg: 40,41, 2024 年 2 月 19 日取得)

いエネルギー市場を育成する。より費用対効果の高い系統の利用を促し、混雑緩和のインセンティブを生み出すことで、低コストの発送電を実現することを目的としている。この市場は、オーストラリアの増大するエネルギー需要を満たすために必要な、新しい発電、蓄電池、ネットワークインフラへの投資を支援する規制改革の一環である。ノードル CRM 価格の導入は、明確で場所に特化したシグナルを提供し、市場参加者が混雑緩和サービスの価値に基づき、十分な情報に基づいた投資決定を行えるようにする。エネルギーと CRM の入札を協調最適化することで、市場の効率性を確保し、投資をエネルギー市場のディスパッチに合わせることで、費用対効果の高いソリューションを実現する。混雑緩和市場は、混雑管理メカニズムのより良い代替案と考えられており、非コスト反映型入札（発電者がその発電の実際のコストを反映しない価格で市場に入札すること）のインセンティブを取り除き、より良い運用と発送電を促進することを目的としている。

CRM は、制約を緩和する経済的インセンティブを市場参加者に提供することで、全国電力市場（NEM）の運用成果を高めることを目的に、2022 年にさらに修正された。この修正は、投資効率を改善し、発電と貯蔵の位置情報を提供し、ネットワーク資産の利用を最適化することを目的としている。主な変更点としては、エネルギーと CRM の協調最適化、ローカルな取引機会を反映したノード別 CRM 価格、複数の制約緩和取引の可能化などがある。修正後の CRM は、追加取引、任意参加、ノードル CRM 価格での決済、システム・コストの最小化といった特徴を維持している。メリットとしては、発送電効率の改善、収益機会の増加、経済的に意味のある CRM 価格、エネルギー及びアンシラリーサービスとの協調最適化、市場参加者のリスク・エクスポージャーの柔軟な管理などがある。¹⁵²²

【優先接続】

系統における優先接続とは、発電機に市場での優先レベルを割り当てるメカニズムを指す。この優先レベルは、プロジェクトの投資段階で割り当てられ、運転開始後は発送電時に効力を発揮する。優先接続の目的は、既存の発電機が新しい発電機に取って代わられないようにすること、また新しい発電機が混雑の少ない地域に立地するようインセンティブを与えることである。オーストラリアの優先接続モデルは、現在試験段階の取組であり、再生可能エネルギーとフレキシブル・リソースの高レベルへの移行により、全国電力市場（NEM）において増加する送電混雑に対処するものである。このモデルは、投資と運用の両方の時間枠において、市場参加者に効率的なシグナルを提供することを目的としている。投資段階では、市場参加者が消費者に最大の利益をもたらす地域に立地するようインセンティブを与えることで、混雑を管理することに重点を置く。運用段階では、混雑時に最小コストの資源を組み合わせることで給電し、コスト効率の高い結果を促進することを目指す。この取組の包括的な目的は、需要側と双方向の技術にインセンティブを与え、必要な場所で混雑を緩和することである。¹⁵²³

【蓄電池技術】

国家電力市場（NEM）は、再生可能エネルギー源の統合を促進する上で、貯蔵技術が重要な役割を果たすことを強調している。NEM の「統合システム計画（ISP）」は、需給バランス、再生可能エネルギーの固定化、系統安定性の維持における蓄電技術の重要性を認識し、2034-35 年までに 33GW/514GWh、2049-50 年までに 57GW/642GWh の蓄電容量が必要と推定している。最適とされる蓄電池ミックスの種類には、

¹⁵²² [The Modified Congestion Relief Market Model | Clean Energy Council \(Pg: 4, 2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵²³ [NEM Reform Program Initiative Briefs | Australian Energy Market Operator \(Pg: 29, 2024/1/11 取得\)](#)

Deep Storage、Medium Storage、Shallow Storage が含まれ、2030 年までに合計 12.7GW が必要とされる。¹⁵²⁴

- エネルギーの蓄電池は、以下のようなカテゴリで構成されている：
 - 消費者所有の蓄電池（Consumer-Owned Storage/CER Storage）：EV を含むメーター裏蓄電池はこのカテゴリに含まれる。調整型 CER は仮想発電所で管理されるが、受動的 CER 蓄電池は異なる。大容量であるにもかかわらず、蓄電時間は 2 時間程度に制限されており、実用規模の蓄電を追加する必要がある。
 - Shallow Storage：4 時間未満の電力を送送するための系統連系蓄電池。
 - Medium Storage：4 時間から 12 時間電気を供給可能で、蓄電池、揚水発電、または新興技術などがある。ピーク時の電力シフトにより再生可能エネルギーの成長をサポートするために不可欠である。
 - Deep Storage：12 時間以上電力を送送できる戦略的な蓄電で、数週間または数ヶ月にわたるエネルギーシフトを促進する。これは、日照や風力の少ない長期的な期間（再エネの枯渇）に対応するもので、ガス発電によってバックアップされることが多い。

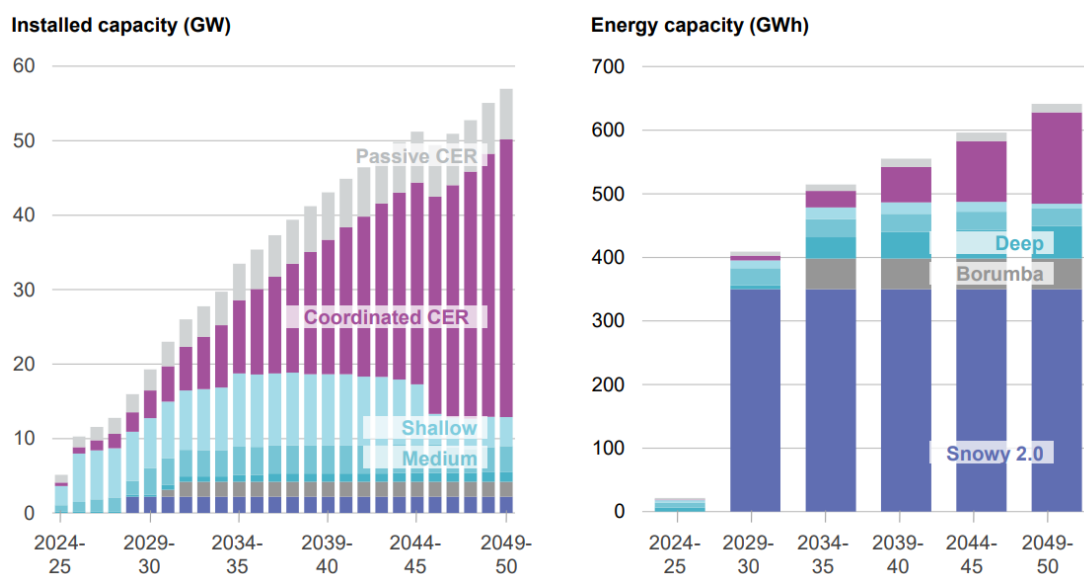


図 4.2-45 蓄電設備容量と蓄電容量の変化

出所) Draft 2024 Integrated System Plan (ISP)¹⁵²⁵

【出力制御時間帯への需要のシフト】

¹⁵²⁴ [Draft 2024 Integrated System Plan \(ISP\) | Australian Energy Market Operator Limited \(Pg:61, 2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵²⁵ [Draft 2024 Integrated System Plan \(ISP\) | Australian Energy Market Operator Limited \(Pg:62, 2024/2/13 取得\)](#)

- オーストラリアは、送電網の信頼性を確保し、電力価格が高騰する時期や送電網の信頼性が脅かされる時期の需要を削減するために、いくつかの需要シフトの取り組みを実施してきた。これらの取り組みには以下が含まれる：
- デマンドレスポンス（DR）： DR とは、需要家による自発的な電力使用量の削減やシフトのことで、送電網の需給バランスをとることで送電網の安定を保つことができる。ピーク時に送電網から必要とされる電力量を減らし、停電の可能性を減らしたり、需要をオフピーク時や再生可能エネルギーの出力が高い時にシフトさせ、余剰電力をより効率的に使用したりすることができる。¹⁵²⁶ オーストラリアでは、系統運用者が電力需要の削減やシフト、あるいは系統の安定維持のために DR を利用している。¹⁵²⁷ オーストラリアでは、ARENA と AEMO の 3,570 万ドルのイニシアティブの一部である EnergyAustralia デマンドレスポンス（DR）プログラムが 2017 年 12 月に開始された。このプログラムは、ニューサウスウェールズ州で 18MW の DR を展開し、次年度以降に 20MW に拡大することを目指す。また、ビクトリア州／南オーストラリア州では当初 20MW を展開し、次年度以降に 30MW に拡大する。AEMO は、予備力低下時に EnergyAustralia を起動させ、直接負荷制御と行動的な DR を通じて容量を提供し、送電網の信頼性向上を目指す。このプログラムはニューサウスウェールズ州政府の支援を受けている。¹⁵²⁸
- ARENA の DR プロジェクト：オーストラリア再生可能エネルギー庁(ARENA)は、オーストラリアにおけるデマンドレスポンスプロジェクトを支援してきた。¹⁵²⁹ 2017 年、ARENA は AEMO（Australian Energy Market Operator）と協力し、3 年間の DR SN RERT（Demand Response Short Notice Reliability and Emergency Reserve Trader）トライアルを立ち上げ、極端な需要期にデマンドレスポンスがシステムの安全性と信頼性の維持にどのような役割を果たせるかを実証した。¹⁵³⁰ 2017 年から 2020 年にかけて、ビクトリア州、南オーストラリア州、ニューサウスウェールズ州で 10 のプロジェクトに資金が提供され、ニューサウスウェールズ州政府は地元のプロジェクトに資金を拠出した。¹⁵³¹ ARENA は、再生可能エネルギー産業や他のプロジェクトが互いの経験から学べるよう、資金を提供したプロジェクトから得た知識、インサイト、データを共有している。¹⁵³²
- 需要の柔軟性¹⁵³³：オーストラリアの電力市場は、需要と供給を一致させるために発電量を調整するため、蓄電池やインフラへの高額な投資が必要となる。需要の柔軟性は、費用対効果の高いソリューションとして登場し、市場のシグナル、発電のギャップ、ネットワークの制限に応じてリアルタイムの調整を可能にする。このアプローチは、ピーク時のグリッド負荷を減らし、エネルギーコストを削減する。需要の柔軟

¹⁵²⁶ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵²⁷ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵²⁸ [EnergyAustralia Demand Response Program | Australian Renewable Energy Agency \(2024/2/13 取得\)](#)

¹⁵²⁹ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵³⁰ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵³¹ [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵³² [Demand response | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵³³ [Flexible Demand | Australian Renewable Energy Agency \(2024/1/11 取得\)](#)

性は、大規模な蓄電池やインフラに代わる有望な選択肢であるが、導入の成功には、新しい技術、市場の仕組み、エネルギー消費者との連携戦略が必要である。

- 需要の柔軟性を実現するには、以下のような戦略がある：
 - 給湯器、プールのポンプ、エアコンなど、消費者の電化製品の使用量を調整し、日中は豊富で低コストの太陽エネルギーを利用する。
 - 電気自動車（EV）の充電を管理し、低コストで低排出量の電力を確実に使用することで、同時充電を処理するための大規模なネットワークのアップグレードの必要性を回避する。
 - ヒートポンプ、電気炉、蓄熱などの商業・産業負荷を制御し、エネルギー使用を最適化する。
 - 市場の需給量や再生可能エネルギーの生産量に応じて、水素電解を柔軟に運用する。
 - エネルギー・アズ・ア・サービス、需要に基づく市場ヘッジなどの新しい小売商業商品を導入する。

(4) 通信機器のセキュリティ対策

豪州エネルギー部門のサイバーセキュリティフレームワーク（AESCSF）は、豪州のエネルギー部門をサイバー脅威から守ることを目的としたフレームワークである。このフレームワークは、サイバーセキュリティの準備態勢を評価し、2021 年にはガス市場と AEMO 以外の系統を、2022 年には液体燃料部門をカバーするように拡張された。さらに、2018 年に策定されたこのプログラムは、AEMO、産業界、政府の共同作業であり、エネルギー部門のサイバー耐性を強化している。

AESCSF は、AEMO、産業界、政府の協力により 2018 年に開発されたもので、AESCSF プログラムはサイバーレジリエンスを強化し、2022 年の評価は AEMO とのパートナーシップにより実施される。¹⁵³⁴

このフレームワークは、米国発のセキュリティマネジメント成熟度の評価モデル「ES-C2M2」や米国国立標準技術研究所（NIST）が公開している「NIST CSF」のような確立された業界のフレームワークや、「ISO/IEC 27001」や「NIST SP 800-53」のようなグローバルな管理標準を活用している。このフレームワークには、オーストラリアプライバシー原則（APPs）、通知可能なデータ漏えい（NDB）スキームなど、オーストラリア固有の管理方法も組み込まれており、エネルギー部門のサイバーセキュリティに対する包括的なアプローチを提供している。¹⁵³⁵

このフレームワークには、重要度評価とサイバーセキュリティ能力・成熟度評価の 2 つのパートがある。クリティカルリティ評価は、各参加者の同業他社との相対的なクリティカルリティを判断するためのものである。この評価には、電力会社向けとガス会社向けの 2 種類がある。

¹⁵³⁴ [Australian Energy Sector Cyber Security Framework | Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water \(2024/1/11 取得\)](#)

¹⁵³⁵ [AESCSF framework and resources | Australian Energy Market Operator Limited \(2024/2/13 取得\)](#)

能力と成熟度の評価は、サブセクターに関係なく、重要な資産や運用資産を運用するあらゆる組織向けに設計されている。クリティカリティが中程度または高い組織に使用される完全版と、クリティカリティが低い電気事業参加者向けの ACSC による目標状態の成熟度ガイダンスのみに焦点を絞ったライト版がある。

「電力重要度評価ツール (E-CAT)」は、AEMO が運営する市場を含むオーストラリアの電力サブセクター内の事業体の相対的な重要度を評価するために設計されている。E-CAT の主な目的は、報告、ベンチマーキング、及び ACSC 基準に従った目標状態の成熟度を導くために、単一の尺度で事業体を分類することである。AEMO、産業界、政府との協議を通じて、各電力市場の役割に重要度帯が割り当てられ、これらの帯の中で事業体を階層化するための質問として、主要指標が設定される。その結果、各役割の臨界性格付け（高、中、低）は、質問に対する事業体の回答に基づいて決定され、総合的な臨界性格付けは、該当するすべての役割の中で最も高くなる。2023 年プログラムの時点では、E-CAT の大幅な更新は行われていない。¹⁵³⁶

¹⁵³⁶ [Australian Energy Sector Cyber Security Framework \(AESCSF\) Electricity Criticality Assessment Tool \(E-CAT\) | Australian Energy Market Operator Limited \(Pg: 4, 2024/2/13 取得\)](#)

4.2.8 米国

(1) 米国のノード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 (ノード制) が採用されており、卸電力市場のエネルギー価格として、ノード価格 (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、ゾーン制からノード制へ移行した経緯がある。¹⁵³⁷

表 4.2-23 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	ノード制
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(試行ノンフォームを参考)	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¹⁵³⁸

(i) ノード制の概要と価格設定¹⁵³⁹

ノード制は、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。ノード制においては、ISO/RTO の制御エリア内の各送電設備の運用制約が考慮される。つまり、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

¹⁵³⁷ 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

¹⁵³⁸ https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2020/files/konzatsu_2_01_01.pdf (2024 年 1 月 19 日取得)

¹⁵³⁹

<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=SE21004&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=9842> (2024 年 1 月 19 日取得)

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（ノード別価格）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。
- 「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

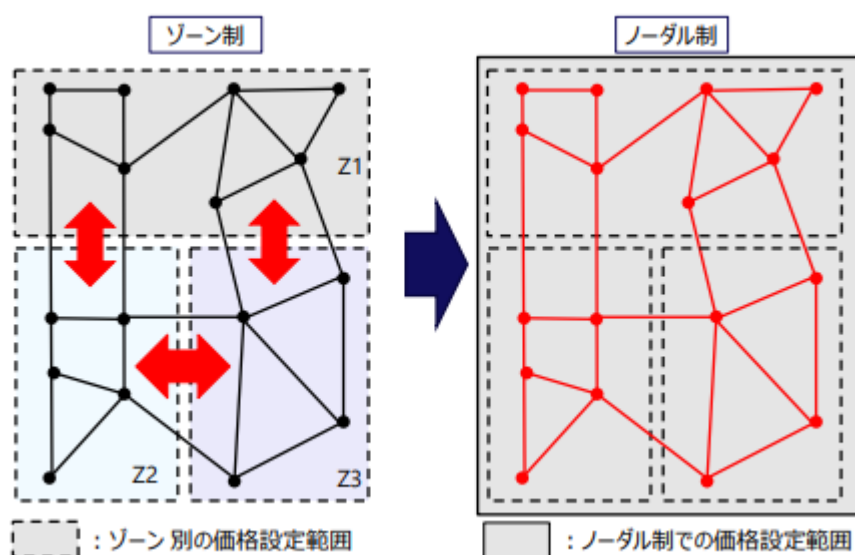


図 4.2-46 ゾーン型市場モデルとノード型市場モデルで考慮される運用制約のイメージ

出所）電力中央研究所 混雑管理に関するノード型市場モデルの特徴と課題-ゾーン型からノード型市場モデルへの移行事例に基づく考察 2022 年 4 月

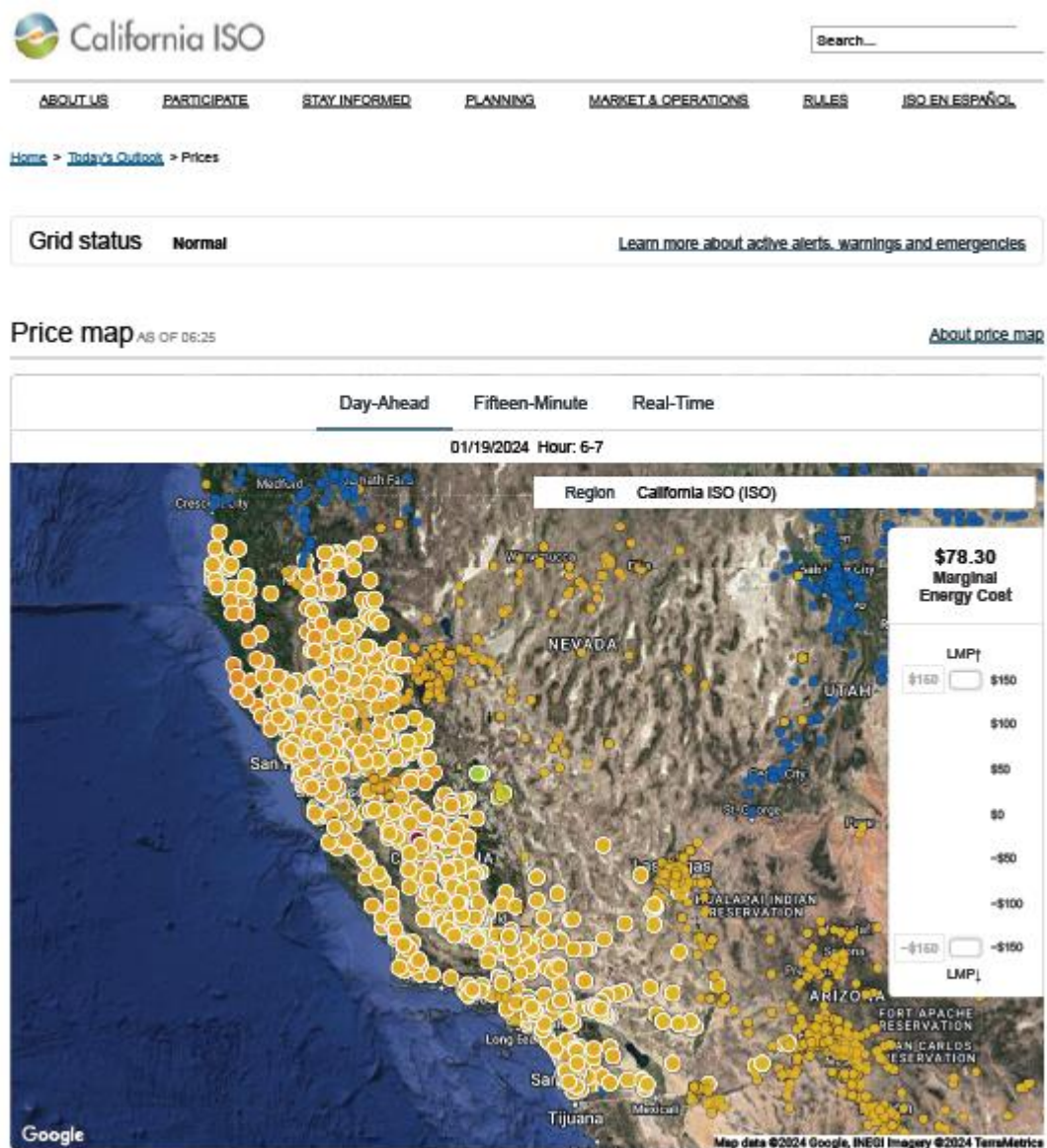


図 4.2-47 カリフォルニア ISO 内の LMP マップ

出所) California ISO, Price map¹⁵⁴⁰

¹⁵⁴⁰ <https://www.caiso.com/todaysoutlook/Pages/prices.html> (2024 年 1 月 19 日取得)



Home Library Maps Locational Marginal Pricing Map

Locational Marginal Pricing Map

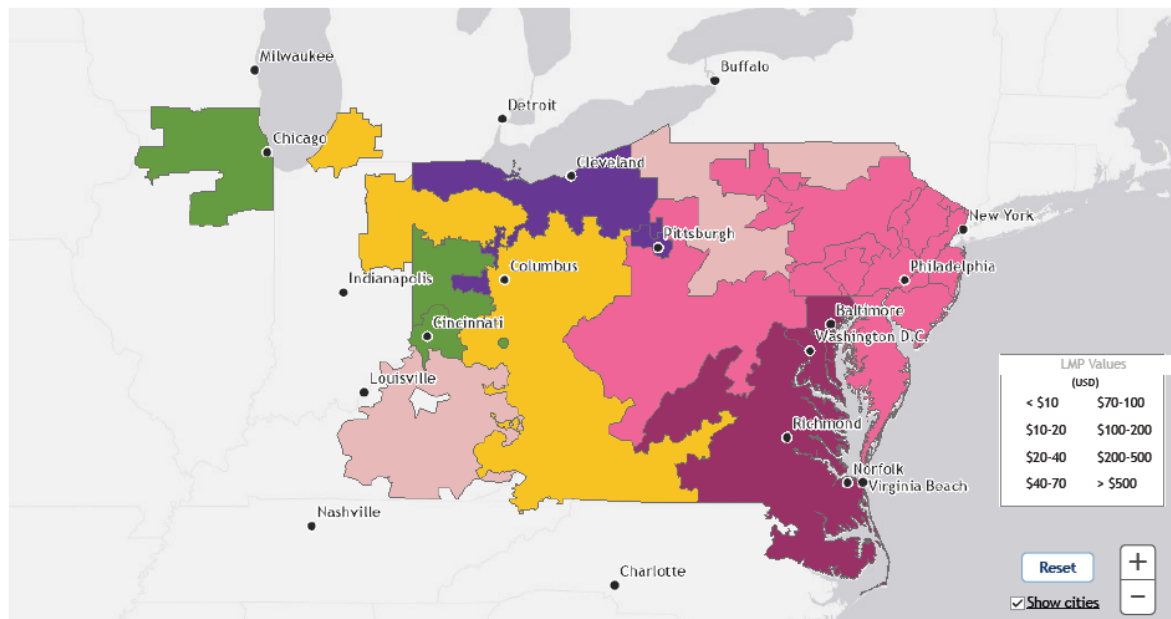


図 4.2-48 PJM の Locational Marginal Pricing マップ
出所) PJM, Locational Marginal Pricing Map¹⁵⁴¹

¹⁵⁴¹ <https://www.pjm.com/library/maps/lmp-map.aspx> (2023/12/27 取得)

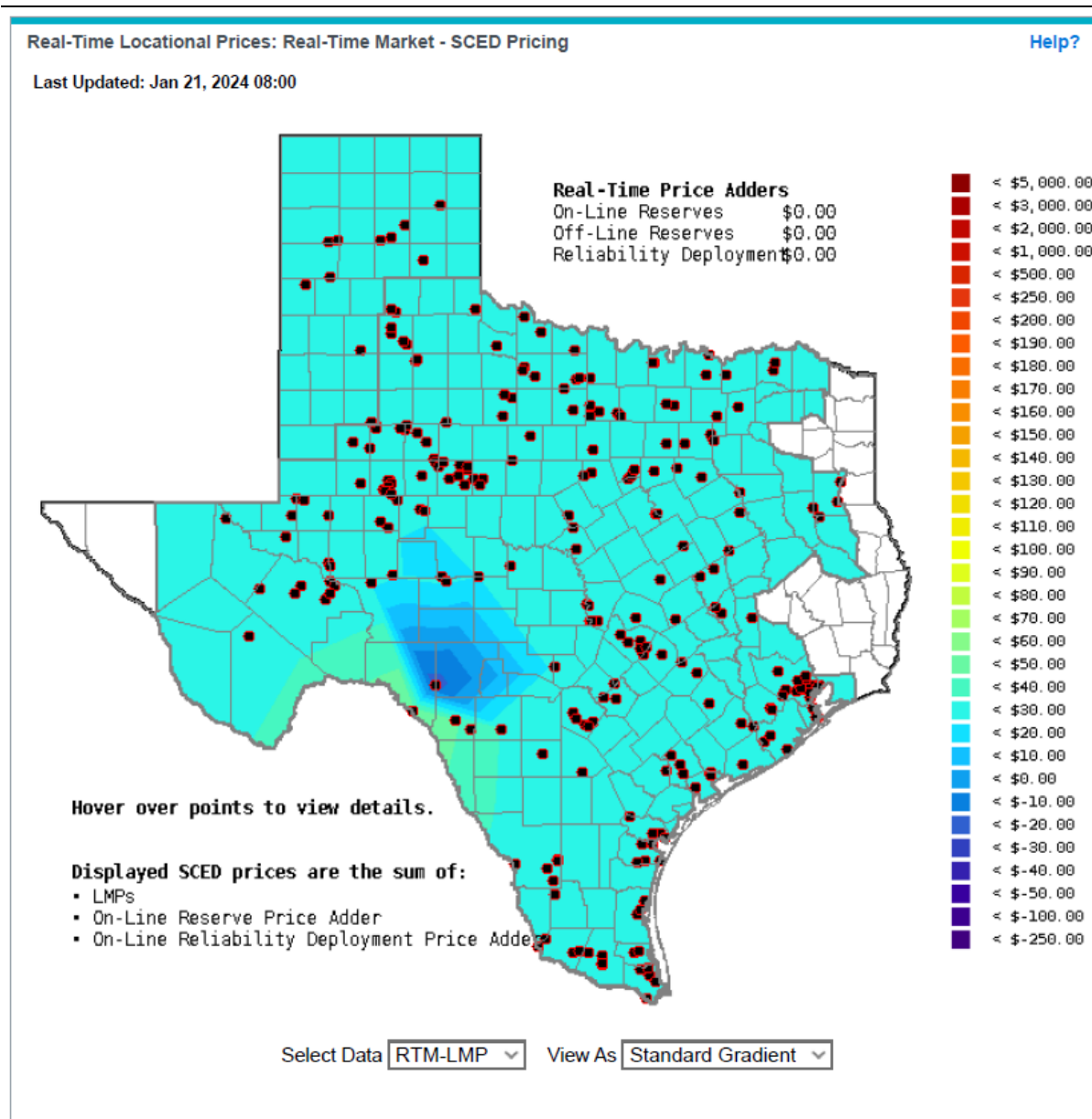


図 4.2-49 ERCOT 内の Locational Price マップ
出所) ERCOT, Real-Time Locational Prices¹⁵⁴²

(ii) ゾーン制からノードル制への混雑管理方策の移行の概要（CAISO の事例）¹⁵⁴³

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ド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

¹⁵⁴² [Real-Time Locational Prices | ERCOT](#) (2024 年 1 月 21 日取得)

¹⁵⁴³ [電力中央研究所 | 混雑管理に関するノードル型市場モデルの特徴と課題-ゾーン型からノードル型市場モデルへの移行事例に基づく考察](#) (2024 年 1 月 21 日取得)

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。

(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) ¹⁵⁴⁴

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。それでも処理できない場合は 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

¹⁵⁴⁴ [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](#) (2024 年 1 月 21 日取得)

含まれていた。これを受け PUCT は ERCOT に対してノード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。

(2) 需給運用に関する政策

PJM

PJM は、「Balancing Operations」とも呼ばれる PJM マニュアル 12¹⁵⁴⁵ において、リアルタイムのオペレーションに焦点を当て、PJM による容量資源の管理、送電設備の監視、アンシラリーサービスの提供について詳述している。

- 給電業務： 系統バランスを維持し、エネルギー及び予備需要を満たすための給電を管理する手順を説明する。
- アンシラリーサービス： PJM が電力系統の信頼性をサポートするために、周波数応答や予備などの必要なサービスをどのように提供するかについて説明している。
- 系統制御： スケジュールされたリソースを調整し、安定性と効率性を確保するためのシステム制御を管理するためのガイドラインを記載する。
- 送電設備制御： 送電の制約を管理し、電圧レベルを維持するための戦略を説明する。

(3) 出力制御に対する補償

A) CAISO

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、カリフォルニア州では、LMP（Locational Marginal Prices）をシグナルとして活用した市場運営に焦点が当てられている。LMP がマイナスに転じると、発電事業者は発電の代金を受け取る代わりに支払うことになる。これにより発電事業者は発電を抑制され、発電量を減らすシグナルとなる。この市場メカニズムは、強制的な出力制御を伴う可能性のある系統の緊急事態に対処するためにも設計されており、そのような状況では発電者は補償を受け取らない。

国立再生可能エネルギー研究所 (The National Renewable Energy Laboratory/NREL) のレポートによると、風力発電事業者の出力制御については、十分な送電インフラが整備される前に再生可能エネルギー契約が成立している状況では、補償条項が盛り込まれている。¹⁵⁴⁶

また、PV（太陽光発電）の出力制御に対する補償は、主に CAISO（California Independent System Operator）が運営する卸売市場におけるネガティブプライシングや下げ方向にかかる入札（decremental bids）などの経済的手段によって実施されている。発電事業者は PV 出力制御のインセンティブを与えるため、卸売市場を通じて、ネガティブプライシングメカニズムまたは発電事業者が出力制御の補償を受ける下げ方向に

¹⁵⁴⁵ [PJM Manual 12 | PJM](#)（2024 年 1 月 2 日取得）

¹⁵⁴⁶ [Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States | National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) \(Pg: 28, 2024/1/23 取得\)](#)

かかる入札による補償が提供される。この補償は、カリフォルニアのエネルギー市場における季節的なパターンや潜在的な供給過剰の状況に関連する課題を管理することに寄与する。¹⁵⁴⁷

B) PJM

PJM の発電事業者が発電量を出力制御しなければならない場合、以下の仕組みで補償される：

- 機会損失費用の支払い：送電網の混雑やその他の理由で発電を抑制された発電事業者は、より価値の高い期間にエネルギーを生産する機会を失ったとして補償される。この補償は、失われた機会費用に対する支払いという形をとることができる。¹⁵⁴⁸

C) MISO

MISO 地域の発電事業者が出力制御しなければならなくなった場合、状況によって補償される場合とされない場合があり、補償額や補償条件も様々である。具体的な状況や関係する電力会社や系統運用者によって異なる。MISO は以下の点を考慮し補償を決定する。：

- 2023 年 2 月、米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）は発電機に対する無効電力補償を廃止した。¹⁵⁴⁹
- MISO は、送電需要家に対し、標準的な電力範囲内での無効電力サービスに対する課金を行わず、発電機も標準的な定格力率での無効電力サービスの提供に対する補償を受けない。
- MISO が発電事業に標準力率の範囲外で無効電力を提供するよう指示した場合、発電事業者は MISO のタリフにすでに含まれている既存の仕組みに基づいて補償される。¹⁵⁵⁰

(4) 出力制御を軽減するための対策

A) CAISO

CAISO は、州の再生可能エネルギー目標達成と、電力部門の脱炭素化における世界的リーダーシップの支援に積極的に取り組んでいる。さらなる再生可能エネルギー資源を送電網に統合するために、CAISO は安全性、費用対効果、信頼性を最優先している。¹⁵⁵¹

クリーンで効率的な最新の送電網への移行において、カリフォルニア州は課題と機会の両方に直面している。カリフォルニア州では、再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、特に昼間に再生可能エネルギーが必要以上に発電することがある。

この供給過剰に対処するため、CAISO の市場は再生可能エネルギーによる発電を自動的に調整し、出力制御している。まれに、発電事業者からの経済的な入札が不十分な場合には、需要と供給のバランスを維持するために、CAISO のオペレーターによって手動で出力制御が行われる。

¹⁵⁴⁷ [Solar PV Curtailment in Changing Grid and Technological Contexts | National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) \(Pg: 28, 2024/1/23 取得\)](#)

¹⁵⁴⁸ <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁴⁹ [Commissioner Clements Concurrence Regarding Midcontinent Independent System Operator, Inc. | FERC \(2024/2/16 取得\)](#)

¹⁵⁵⁰ [Midcontinent Independent System Operator, Inc. and MISO Transmission Owners | US MISO \(Pg: 8, 2024/2/17 取得\)](#)

¹⁵⁵¹ [Managing oversupply | US CAISO \(2024/1/10 取得\)](#)

出力制御は運用上必要な手段であるが、再生可能エネルギー資源の統合が進むにつれ、供給過剰状態がより頻繁に発生することが予想される。CAISO は、クリーンなエネルギー源の最適利用を確保するため、出力制御を最小化または排除するソリューションを積極的に模索している。

供給過剰及び出力制御を最小化するために、米国 CAISO が検討及び実施するコンセプトや技術は以下の通り：

- ・ 蓄電：蓄電による効果的な参加を増やす。
- ・ デマンドレスポンス（DR）：送電網の状況に応じて、消費者の需要を上下に調整できるよう、DR イニシアティブを強化する。
- ・ 使用時間帯別料金：クリーンなエネルギー供給の効果的な使用と消費を一致させる使用時間帯別料金を導入する。
- ・ 最低発電量：既存の発電機の最低運転レベルを引き下げ、より多くの再生可能エネルギー生産のための余地を作る政策を検討する。
- ・ 西部エネルギー不均衡市場：西部エネルギー不均衡市場を拡大する。
- ・ 地域協調：費用対効果の高いクリーンエネルギー資源をより多様に提供する。
- ・ 電気自動車：変化する送電網の状況に対応する電気自動車充電システムを組み込む。
- ・ 柔軟な資源：需要の急激な増減に対応できる、最新の高速対応資源に投資する。

 Storage – Increase the effective participation by energy storage resources.	 Western Energy Imbalance Market – expand the Western Energy Imbalance Market.
 Demand response – enhance DR initiatives to enable adjustments in consumer demand, both up and down, when warranted by grid conditions.	 Regional coordination – offers more diversified set of clean energy resources through a cost effective and reliable regional market.
 Time-of-use rates – Implement time-of-use rates that match consumption with efficient use of clean energy supplies.	 Electric vehicles – Incorporate electric vehicle charging systems that are responsive to changing grid conditions.
 Minimum generation – explore policies to reduce minimum operating levels for existing generators, thus making room for more renewable production.	 Flexible resources – Invest in modern, fast-responding resources that can follow sudden increases and decreases in demand.

図 4.2-50 CAISO の供給過剰と出力制御に対する技術やコンセプト
出所）US CAISO

(出力制御時間帯への需要のシフト)

- CAISO は、系統の信頼性を確保し、電力価格が高騰する時期や送電網の信頼性が脅かされる時期に需要を削減するため、需要シフトの取り組みを実施してきた。これらの取り組みには以下が含まれる：
- デマンド・リスpons (DR) と Load Participation：CAISO の DR と Load Participation プログラムは、最終需要家に電力供給を行う事業者 (LSE) が需要を満たすために事前に供給を調達することを可能にする。負荷を削減できる顧客を集約できる DR プロバイダーはプログラムに参加できる。¹⁵⁵²
- Auto-DR：PG&E 社、サザンカリフォルニアエジソン (SCE) 社、SDG&E による自動需要応答 (Auto-DR) プログラムは、自動 DR 機器を設置する顧客に技術支援とインセンティブを提供する。参加資格は、適格な DR または時間変動価格オプションに加入していることである。Auto-DR は、ピーク時にあらかじめプログラムされた負荷削減を実施するために、通信と制御技術を採用することにより、顧客を制御する。インセンティブには、測定された負荷削減量に対して 200 ドル/kW (総コストの最大 75%) が含まれる。対象となる機器には、エネルギー管理システム、照明、空調などの制御装置が含まれる。SCE 社の Auto-DR Express は、ピーク需要が 50～499kW の顧客を対象としており、300 ドル/kW またはプロジェクト費用の 100% のいずれか低い方のインセンティブを提供する。¹⁵⁵³
- Base Interruptible Program (BIP)：PG&E、SCE、SDG&E の Base Interruptible Program (BIP) は、参加者が電気負荷を過去のピーク需要を下回るあらかじめ選択したレベル (Firm Service Level、FSL) まで削減した場合に補償される。イベントの発生に関係なく、コミットした kW あたり最高 11.50 ドルのインセンティブが毎月支給される。参加者は、最低 100kW または月間ピーク需要の 15% 以上、15～30 分前の通知で負荷削減を約束する。参加資格は、タイム・オブ・ユース料金またはリアルタイム料金への参加が条件となる。削減要請 (最大 6 時間) は、1 日 1 回、月 10 回、年間 180 時間に制限される。違反した場合は罰則が適用される。第三者アグリゲーターが顧客の参加を促進し、詳細を管理し、革新的な機能を提供する。BIP 参加者は同時に他の負荷管理の機会にも参加でき、制限付きで料金控除、料金減額、インセンティブの恩恵を受けることができる。¹⁵⁵⁴
- 容量入札プログラム (Capacity Bidding Program/CBP)：PG&E、SCE、SDG&E による CBP は、電力会社が呼びかける CBP イベント期間中に、参加者が所定のエネルギー使用量削減を約束することで、参加者に毎月インセンティブを提供する。イベントは、電力会社によって異なるが、年間を通じて平日、または 5 月から 10 月にかけて開催される。参加者は、前日または当日の通知オプションを選択でき、後者の方がインセンティブが高い。毎月の支払いは、イベントの発生に関係なく行われる。イベント期間中に約束した削減量を達成できなかった場合は、インセンティブが減額され、遵守率が 50% 未満の場合は罰則が適用される。サードパーティのアグリゲーターが顧客の参加を管理し、毎月の削減

¹⁵⁵² [Demand response and load participation | US CAISO \(2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁵³ [Demand Response and Time-Variable Pricing Programs: Western States | Office of Federal Energy Management Program \(2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁵⁴ [Demand Response and Time-Variable Pricing Programs: Western States | Office of Federal Energy Management Program \(2024/1/10 取得\)](#)

誓約を中継する。CBP の参加者は、PG&E の追加デマンドレスポンス（DR）・プログラムに同時に登録する資格を得ることもできる。¹⁵⁵⁵

- 緊急時負荷削減プログラム（ELRP）：緊急時負荷削減プログラム（ELRP）を通じて、PG&E、SCE、SDG&E の加入者は、送電網のストレスが高い時や緊急時に電力を削減するインセンティブを受ける。顧客は、イベント中に 1kW だけ負荷を減らすことができない。1) DR プログラムに参加していない顧客（BIP を除く）、2) CAISO の市場統合型 DR プログラムに登録しているが、CAISO の市場ディスパッチで既にコミットされている以上の負荷削減のみを行う顧客。イベントは曜日を問わず午後 4 時から 9 時の間に発生し、1 時間から 5 時間続く。送電網の状況によっては、連続した日に負荷削減イベントが実施されることもある。顧客は年間 60 時間以上の参加を求められることはない。このプログラムへの参加は完全に任意であり、顧客が負荷削減の指名を達成しなかった場合でも金銭的な罰則はない。参加者は、イベント期間中の負荷削減に対して \$2/kWh の報酬を得る。

¹⁵⁵⁶

- 代理需要応答（Proxy Demand Response）と信頼性需要応答（Reliability Demand Response）プログラム：カリフォルニア州独立系統運用機関（CAISO）は、少なくとも 500kW の需要抑制が可能な商用需要家に対し、代理需要応答（Proxy Demand Response）及び信頼性需要応答（Reliability Demand Response）プログラムを提供している。参加者は、信頼性需要応答プログラムでは、卸売の前日市場またはリアルタイム市場に直接入札することができ、代理需要応答プログラムでは、Curtailment Service Provider（CSP）を利用することができる。参加者は、イベント発生から 40 分以内に全負荷削減を達成し、それを少なくとも 4 時間継続しなければならない。CAISO は、6 月から 9 月までを夏期、10 月から 5 月までを冬期として、6 ヶ月の期間ごとに最大 15 件、または合計 48 時間の出力制御を要請することができる。¹⁵⁵⁷

B) PJM

PJM は、系統における出力制御を軽減するために、需給制約と系統制約の両方を含むいくつかの措置を講じている。以下に PJM が講じた対策の一部を紹介する：

- PJM のディスパッチャーと効率的な送電網運営における役割：PJM のディスパッチャーは、容量リソースを管理し、送電設備を監視し、エネルギー市場内で予備力の監視と回復、規制の決定と割り当てなどのアンシラリーサービスを提供する。¹⁵⁵⁸これにより、送電網が効率的に運用され、需要を満たすのに十分な容量が確保される。

¹⁵⁵⁵ [Demand Response and Time-Variable Pricing Programs: Western States | Office of Federal Energy Management Program \(2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁵⁶ [Demand Response and Time-Variable Pricing Programs: Western States | Office of Federal Energy Management Program \(2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁵⁷ [Demand Response and Time-Variable Pricing Programs: Western States | Office of Federal Energy Management Program \(2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁵⁸ <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m15.ashx> (2023/12/27 取得)

- 適切な送電容量の評価と確保： PJM は送電サービスのリクエストを評価し、そのリクエストに対応する PJM コントロールエリアの送電サービス施設が適切かどうかを判断する。¹⁵⁵⁹これにより、需要を満たすのに十分な送電容量が確保される。
- システムの安全性の監視と維持： PJM は系統運用制限と連系信頼性運用制限を定義し、監視している。¹⁵⁶⁰ PJM はエネルギー管理システム（EMS）を通じて、系統運用制限（SOL）と連系信頼性運用制限（IROL）を監視している。給電アクションには、フローの確認、制約の優先順位付け、違反時の制御措置の実施などが含まれる。

PJM の発送電は、NERC 及び地域事業者へのタイムリーな報告とともに、必要に応じて緊急措置や負荷遮断を含む特定の手順に従って行われる。TO/TOP 給電と発電所有者を含むメンバーは、システムの信頼性を確保するための明確な役割を持っている。これは、系統が安全な範囲内で運用されていることを保証するのに役立つ。

- PJM は、季節的な評価、報告、分析、発電及び送電停止の承認を調整する。¹⁵⁶¹ これにより、送電網の信頼性を確保し、メンテナンスが適時に行われるようにする。
- 系統安定性確保における系統運用者： 系統運用者は、電力需給のバランスを維持し、必要に応じて発電資源を調整し、追加容量を投入するという重要な役割を担っている。送電網を監視して過負荷を防ぎ、送電網の安定性を確保し、北米の標準周波数 60Hz を維持する。このプロアクティブな管理は、過剰な電力フローによって引き起こされる機器の損傷や連鎖的な故障の可能性を防ぐ。¹⁵⁶²
- Locational Marginal Pricing（地点別限界価格/LMP）： Locational Marginal Pricing（地点別限界価格/LMP）： PJM は、エネルギーの売買価格を決定し、PJM 市場の混雑コストを考慮するために、LMP を採用している。混雑は、需要が高いために最も安い電力が特定の地域に届きにくくなり、送電網の一部が容量限界に近い状態で運用される場合に発生する。

(出力制御時間帯への需要のシフト)

PJM は、送電網の信頼性を確保し、電力価格が高騰している時や送電網の信頼性が脅かされている時に需要を削減するために、いくつかの需要シフトに向けた以下のような取組を実施する。

- DR プログラム： PJM の自発的なデマンドレスポンス（DR）プログラムは、電力料金が高い時期や送電網の信頼性が脅かされている時期に PJM から要請があった場合に、最終需要家が電力使用量を削減した分を補償するものである。顧客は、PJM のメンバーである出力制御サービス・プロバイダー（Curtailment Service Provider）から支払いを受ける。¹⁵⁶³

¹⁵⁵⁹ <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m02.ashx> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁶⁰ <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m37.ashx> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁶¹ <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m38.ashx> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁶² <https://pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2021/20210311-reliability-in-pjm-today-and-tomorrow.ashx> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁶³ <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx> (2023/12/27 取得)

- キャパシティ・パフォーマンス・プログラム： PJM のキャパシティ・パフォーマンス・プログラムは、アグリゲーター（電力会社、サードパーティの電力供給会社、専門の出力制御サービスプロバイダー（Curtailment Service Provider））を含む需要リソースが PJM の信頼性価格モデルに参加できるようにするものである。これは、「Forward Capacity Market」への参加を可能にするものである。参加者は、通知から 1 ～2 時間以内に、特定量（GLD：Guaranteed Load Drop）または特定 kW レベル（FSL：Firm Service Level）の負荷削減を約束する。^{1564 1565}
- 相互接続手続きの改革： PJM は、新規の相互接続申請をより効率的に処理するため、相互接続手続きの改革を提案している。これらの改革は、PJM が相互接続要求を処理する方法を、「先着順（first-come, first-served）」から「準備完了順（first-ready, first-served）」に変更するものである。「準備完了順」方式への移行は、連系手続きの後半で連系待ち行列から脱落する投機的なプロジェクトの数を減らすことを意図しており、現在の遅延の原因の多くとなっている後発プロジェクトの再審査を誘発する。¹⁵⁶⁶

C) MISO

米国の MISO は、システムの抑制を減らすために様々な方法を用いている。MISO が採用している方法や戦略には、以下のようなものがある：

- 送電網の拡張と相互接続のアップグレード： MISO は新たな送電インフラを追加し、既存の相互接続を改善することで、再生可能エネルギーを市場へ輸送する能力を高め、出力制御問題を緩和することに取り組む。¹⁵⁶⁷ また、送電網を拡大し、混雑問題に対処するための新たなプログラムを開始した。これには長期地域送電計画（LRTP）が含まれ、信頼性の問題に対処し、異常気象への耐性を向上させることを目的としている。¹⁵⁶⁸
- 運用の変更： MISO は、送電網の効率を改善し、手動による抑制の必要性を減らすために、予測などの運用上の変更を実施してきた。¹⁵⁶⁹
- Dispatchable Intermittent Resource（DIR）プロトコル： 2011 年半ばに開始された DIR プロトコルは、風力発電所にリアルタイム市場への入札を義務付け、より自動化されたデスパッチダウンプロセスを可能にすることで、効率を改善し、系統運用者の負担を軽減する。¹⁵⁷⁰

¹⁵⁶⁴ <https://www.pjm.com/about-pjm/ensuring-a-reliable-energy-transition> (2023/12/27 取得)

¹⁵⁶⁵ <https://www.energy.gov/femp/demand-response-and-time-variable-pricing-programs-northeastern-states>

¹⁵⁶⁶ [Interconnection Process Reform | US PJM \(2024/2/23 取得\)](#)

¹⁵⁶⁷ [Process to Support Congestion Cost Reconfigurations in the MISO footprint | US MISO \(Pg: 1, 2024/1/18 取得\)](#)

¹⁵⁶⁸ [Long-Range Transmission Planning \(LRTP\) | US MISO \(2024/1/16 取得\)](#)

¹⁵⁶⁹ [Wind and Solar Energy Curtailment Practices National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) \(Pg: 20, 2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁷⁰ [Wind and Solar Energy Curtailment Practices National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) \(Pg: 9, 2024/1/10 取得\)](#)

- 市場ソリューション：MISO は、経済性に基づいてディスパッチレベルを設定し、すべての発電機に平等に適用される出力制御手続きの透明性と自動化を提供する、より自動化されたアプローチに移行した。¹⁵⁷¹
- MISO コスト再設定プロセス：このプロセスは、参加者が地域ごとに最適なシステムの再構成を特定できるようにすることで、混雑コストの削減、信頼性の向上、再生可能エネルギーの供給をサポートすることを目的としている。¹⁵⁷² 発電事業者団体である Watt Coalition によると、トポロジー最適化ソフトウェアが最適な再構成を見つけるのに役立ち、混雑コストを最大 40% 削減できる。¹⁵⁷³
- 前日市場：MISO は、予期せぬ天候やその他の要因によって発生する送電混雑を管理するために、前日市場を利用している。¹⁵⁷⁴ この市場により、MISO は送電システム上の予想される混雑制約を前提に、最低コストの資源を計画し選択することができる。¹⁵⁷⁵
- リアルタイム・エネルギー市場：MISO はリアルタイム・エネルギー市場を運営しており、5 分ごとに電力需要を予測し、その需要を満たすために最もコストの低い発電事業者群を指示している。¹⁵⁷⁶ これにより、リアルタイムで電力需給のバランスをとり、送電網の安定性と信頼性を確保している。¹⁵⁷⁷
- 地域送電ニーズ評価：米国エネルギー省（DOE）は、将来の適度な負荷と高いクリーンエネルギー需要を満たすために送電容量の追加が必要な地域を特定するための調査を実施した。¹⁵⁷⁸ この評価は、新規送電プロジェクトの開発と MISO 地域の混雑緩和の指針となる。
- グリッド強化技術（GETs）：ダイナミック・ライン・レーティングなどの GETs は、既存の送電インフラの効率と容量を改善することにより、混雑を緩和することができる。¹⁵⁷⁹ MISO は混雑に対処し、送電網の信頼性を向上させるため、GETs の利用を検討している。¹⁵⁸⁰

¹⁵⁷¹ [Wind and Solar Energy Curtailment Practices National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) \(Pg: 20, 2024/1/10 取得\)](#)

¹⁵⁷² [Process to Support Congestion Cost Reconfigurations in the MISO footprint | US MISO \(Pg: 1, 2024/1/18 取得\)](#)

¹⁵⁷³ [MISO Grid Optimization Process Will Reduce Congestion Costs, Improve Reliability and Renewable Delivery | WATT \(2024/1/17 取得\)](#)

¹⁵⁷⁴ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes>
(2024/1/17 取得)

¹⁵⁷⁵ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes>
(2024/1/17 取得)

¹⁵⁷⁶ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes>
(2024/1/17 取得)

¹⁵⁷⁷ <https://www.ferc.gov/participation-midcontinent-independent-system-operator-miso-processes>
(2024/1/17 取得)

¹⁵⁷⁸ [National Transmission Needs Study | US DOE \(2024/2/16 取得\)](#)

¹⁵⁷⁹ [GRID-ENHANCING TECHNOLOGIES: A CASE STUDY ON RATEPAYER IMPACT | UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY](#)
(Pg: 5,6,7 2024/2/23 取得)

¹⁵⁸⁰ [Grid-Enhancing Technologies: A Case Study on Ratepayer Impact | United States Department of Energy](#)
(Pg:58 2024/2/23 取得)

(出力制御時間帯への需要のシフト)

需要をオフピーク時間帯にシフトさせるために、米国 MISO が講じている具体的な施策は以下の通りである：

- 電化の予測：US MISO は、電化、特に商業・家庭部門における暖房負荷の電化によって、電力需要が最大となる時間帯が夏から冬にシフトすると予測している。このシフトは、資源妥当性、資源認定、系統計画、停電調整などのプロセスの進化を必要とする場合がある。¹⁵⁸¹
- 需要応答プログラム：MISO フットプリント内の電力会社は、需要応答プログラムに登録することができる。このプログラムでは、ピーク時間帯の負荷を削減し、需要をオフピーク時間帯にシフトさせることで支払いを受けることができる。このようなプログラムは、ピーク価格設定時に負荷をシフトまたは抑制できる顧客に対してインセンティブを提供し、オフピーク時間帯への負荷のシフトを促すものである。¹⁵⁸²
- 時間変動価格プログラム：使用時間帯別料金及び時間変動価格プログラムは、MISO フットプリント内の電力会社によって提供されており、電力使用をオフピーク時間帯にシフトできる顧客に光熱費の節約を提供する。これらのプログラムは、オンピーク時間（通常、需要の多い時間帯）を定義し、特に夏季のオフピーク時間帯に負荷をシフトすることで節約を提供する。¹⁵⁸³
- 予測と計画：MISO は、年間平均需要の予測や極端な状態の予測など、さまざまな予測を作成し、需要のシフトや潜在的な抑制シナリオの予測と計画に役立てている。これには、システムの信頼性を確保するための長期計画研究に負荷形状の変化を組み込むことや、系統内のフローパターンを根本的にシフトさせる可能性のある負荷増加のシフトパターンを認識することが含まれる。¹⁵⁸⁴

これらの対策は、需要を管理し、オフピーク時間帯にシフトさせることで、需給のバランスをとり、ピーク時の潜在的な出力制御を回避することを目的としている。

(5) 通信機器のセキュリティ対策

A) PJM

PJM は、システムと機密データの保護を最優先する。これを確実にするために、多要素認証による強力な認証、役割ベースのアクセス制御、システムへの接続の強固な暗号化など、複数のセキュリティ対策を採用している。これらの対策により、PJM のシステムとデータへの安全かつ許可されたアクセスを確保し、その完全性と機密性を維持している。さらに、PJM とそのメンバーは、何百万もの人々に信頼できる電力を供給するために、サイバーセキュリティと物理的セキュリティを優先している。PJM は、NIST サイバーセキュリティ・フレームワークや NERC CIP などの業界標準に準拠し、透明性を確保するために独立した監査を行っている。さらに、PJM は政府機関や業界パートナーと協力し、セキュリティを強化するための情報を共有している。PJM は不審な活動の報告を奨

¹⁵⁸¹ <https://cdn.misoenergy.org/Electrification%20Insights538860.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸² <https://www.energy.gov/femp/demand-response-and-time-variable-pricing-programs-southeastern-and-midwestern-states> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸³ <https://www.energy.gov/femp/demand-response-and-time-variable-pricing-programs-western-states> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸⁴ <https://cdn.misoenergy.org/2022%20Regional%20Resource%20Assessment%20Report627163.pdf> (2024/1/17 取得)

励し、24 時間 365 日の監視体制を維持している。PJM は重要なインフラと電力網の信頼性を守ることに全力を注いでいる。¹⁵⁸⁵

B) MISO

米 MISO は、データと通信機器の安全性を確保するため、以下のような対策を講じている。：

- MISO は、データと通信機器の機密性と完全性を保護するために、情報セキュリティガイダンス文書を作成した。¹⁵⁸⁶
- MISO は、「深層防衛（defense-in-depth）」とインテリジェンス主導の手法により、電力セクターのセキュリティ基準（CIP）への準拠を補完している。¹⁵⁸⁷
- MISO は、電気産業及び一括受電システム（BES）の信頼性とセキュリティのためのサプライチェーンセキュリティ管理ガイダンスまたは基準に準拠する。¹⁵⁸⁸
- MISO は、ビジネス、技術、サプライチェーンを管理するための企業リスク管理アプローチをとり、セキュリティリスクへの対応をさらに確実なものにしている。¹⁵⁸⁹

加えて、MISO は情報セキュリティの取り組みの指針となる方針と規則を定めている。例えば、MISO の情報セキュリティガイダンス文書は、データセキュリティ及びデータ保護に関するコミュニケーションの一環となることを意図している。また、MISO は、深層防御とインテリジェンス主導の手法により、CIP 基準への準拠を補完している。

¹⁵⁹⁰

(6) 電力需給に関する情報開示

PJM は、PJM のゾーン、地域、LDA、RTO 全体にわたるピーク負荷、ネットエネルギー、負荷管理、太陽光発電、電気自動車、蓄電池など様々なカテゴリーについて、独立した長期負荷予測レポートを作成している。

PJM はまた、さまざまなチャネルやプラットフォームを通じて、以下を含む電力需給に関する情報を開示している：

- エネルギー市場： PJM は、消費者の需要を満たす電力をリアルタイム及び短期的に調達するエネルギー市場を運営している。これには、PJM のリアルタイム・エネルギー市場（5 分）と前日市場におけるエネルギーの売買が含まれる。¹⁵⁹¹
- データリソース： PJM は、市場参加者が需給に関する情報にアクセスするためのデータリソースとツールを提供している。これらのリソースには、ヒストリカルデータを含む「Data Miner」と、リアルタイムデータを提供する「Data Viewer」がある。

¹⁵⁸⁵ <https://learn.pjm.com/three-priorities/keeping-the-lights-on/safeguarding-the-grid> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸⁶ <https://cdn.misoenergy.org/MISO%20Guidance%20on%20Information%20and%20Data%20Security625370.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸⁷ <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/Goode-MISO.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸⁸ <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/Goode-MISO.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁸⁹ <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/Goode-MISO.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁹⁰ <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/Goode-MISO.pdf> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁹¹ <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy.aspx> (2024/1/17 取得)

- 電力市場： PJM は、13 州及びコロンビア特別区の全部または一部にまたがる卸電力市場を運営している。PJM は中立的な独立当事者として、発電事業者が電気を売り、電力会社や再販事業者が電気を買う「スポット市場」を運営している。¹⁵⁹²
- データディレクトリ： PJM は、電力需給に関する情報など、pjm.com に掲載されているデータを効率的に検索できるプラットフォームを提供する。¹⁵⁹³

(7) CAISO における屋根上太陽光発電と蓄電の増加が系統運用に与える影響

米国の系統のエキスパートに対するヒアリングによると、CAISO が太陽光パネルを設置した新築住宅の評価を行う際、第一に考慮する影響は、太陽光発電による潜在的な負荷の減少である。アセスメントでは、例えば当初 10MW の負荷があり、ソーラーパネルの追加により 2MW になった場合、CAISO は分析中に負荷の減少を観測する。しかし、CAISO は、大規模な太陽光発電の導入の結果、負荷が変化し始め、評価範囲が拡大したと指摘している。

CAISO は、太陽光発電のディスパッチ変動に影響された負荷パターンの変化により、下流の負荷の変化に起因する潜在的な問題を調査することになった。この分析では、高電圧の状態や潜在的な信頼性への懸念などの側面を掘り下げた。このような考慮にもかかわらず、詳細な影響評価、特に軽微な変動に関する評価は、通常、電力会社の配電計画グループによってより広範囲に管理されていると認識されている。CAISO は主に、太陽光発電のパターンなどの要因に影響される、より広範な負荷原動力の変化を観測している。

¹⁵⁹² <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx> (2024/1/17 取得)

¹⁵⁹³ <https://www.pjm.com/markets-and-operations/data-dictionary> (2024/1/17 取得)

(様式 2)

二次利用未承諾リスト

令和 5 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)

Nomura Research Institute Consulting & Solutions India Pvt. Ltd.

頁	図表番号	タイトル
26	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
27	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）
28	表 2.1-3	2022 年 7 月 30 日以降の建物設置型（屋根置き）太陽光発電の固定買取価格
30	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」
34	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
35	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
36	表 2.1-5	2021 年の EKF の歳入の内訳
37	表 2.1-6	2024 年度 KTF 予算案とその後の財務計画
44	図 2.1-3	ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷
45	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
49	表 2.1-9	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
50	図 2.1-4	供給される電力に占める各売電手法の割合（年度別）
51	表 2.1-10	2022 年にグリッドへ供給された支援制度別、電力別の年間送電量
52	表 2.1-11	EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（～2018 年）
53	表 2.1-12	ネガティブ価格総発生時間数の詳細内訳
53	表 2.1-13	EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況（2019 年～）
54	表 2.1-14	再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移
54	表 2.1-15	再生可能エネルギー法に従って実施された 2023 年度の入札結果
56	表 2.1-16	2024 年入札における上限価格
61	図 2.1-5	2024 年度 減額の計算内訳
62	図 2.1-6	陸上風力発電におけるコスト内訳
74	表 2-1.20	アグリゲーション事業拡大における阻害要因

86	表 2.1-23	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
87	表 2.1-24	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
89	表 2.1-25	太陽光パネルの種類に応じた構成物質の割
97	図 2.1-7	欧州各国の WEEE 回収率
97	図 2.1-8	欧州諸国の太陽光パネル回収率目標達成率
100	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
107	表 2.2-2	エネルギー利益賦課金の効果試算例
115	表 2.2-3	再エネ技術別 RO 制度終了時期
117	表 2.2-5	Smart Export Guarantee 制度の方向性
121	図 2.2-1	差額契約型 (CfD) FIT の枠組み
122	図 2.2-2	CfD FIT における各主体の役割
124	図 2.2-3	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
129	図 2.2-4	AR4 からの ASP 価格変遷及び AR5 オークション結果後のストライクプライスの引上げ
130	表 2.2-13	ストライクプライスの上限価格 (第 6 回アロケーション・ラウンド)
131	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
133	図 2.2-6	CfD 設置容量プロファイル
137	表 2.2-18	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
138	表 2.2-19	CfD FIT 第 6 回アロケーション・ラウンドのポット分類と予算
147	表 2.2-27	第 5 回アロケーション入札結果 (技術、年度、落札価格別)
149	表 2.2-28	第 6 回 AR に向けた CfD FIT コンサルテーションの主な項目
151	図 2.2-7	CfD 制度における現行の不服申し立てプロセス
155	図 2.2-9	ASP 設定プロセス
156	表 2.2-29	LCOE 内訳定義
175	-	Strike Price Adjustment Guidance の計算式
176	表 2.2-30	Build Back Better: Our Plan for Growth の 4 つの目標
178	図 2.2-23	サプライチェーン計画の提出から施工完了までの流れ
180	図 2.2-24	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
187	図 2.2-25	イギリスにおける使用済み太陽光パネルの回収量推移
188	表 2.2-33	WEEE カテゴリーに関する資源利用・リサイクル目標
192	表 2.3-1	2030 年再生可能エネルギー導入目標
193	表 2.3-2	エネルギー・気候戦略より再エネ源別導入目標 (設備容量)
198	図 2.3-1	再生可能発電設備支援制度の適用範囲
201	図 2.3-2	FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み
202	表 2.3-4	FIP 制度の参照市場価格 (太陽光及び風力)
204	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
205	表 2.3-8	地上設置型太陽光発電の入札結果 (第 3 期～5 期)

令和5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)

205	図 2.3-3	平均落札価格の推移
206	表 2.3-9	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
207	表 2.3-11	建物・屋根設置型太陽光発電の入札結果（第3期～5期）
207	図 2.3-4	平均落札価格の推移
211	表 2.3-13	AO5における選定基準
214	表 2.3-14	各年における洋上風力発電入札の参考価格
216	表 2.3-15	電力公共サービス費用総額の推移
217	表 2.3-17	2022年及び2023年の電力公共サービス賦課金
217	表 2.3-18	2023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
233	図 2.3-15	建物設置型太陽光発電の買取価格の物価連動
241	表 2.3-25	結晶シリコン系太陽電池モジュールの環境貢献料
241	表 2.3-26	薄膜系太陽電池モジュールの環境貢献料
242	図 2.3-16	使用済み太陽光パネルの年間回収量の推移（単位：トン）
242	図 2.3-17	2022年の使用済み太陽光パネルの処理量（単位：トン）
247	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
248	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
249	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
250	表 2.4-4	気候変動・エネルギー移行法で掲げたエネルギー・気候変動関連の目標
253	表 2.4-6	2021年9月14日政令に基づく「棚ばた税」、2022年10月追加規定後
259	表 2.4-10	2022年8月第4回入札 募集概要
260	表 2.4-11	2022年7月募集開始の第3回入札 最小/最大エネルギー量
260	表 2.4-12	2022年8月募集開始の第4回入札 最小/最大エネルギー量
261	表 2.4-13	市場調整率
264	図 2.4-1	海域管理計画（POEM）策定対象となる5つの海洋区分
265	図 2.4-2	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
266	図 2.4-3	特別支援制度（RECORE）による総発電量（GWh）
267	図 2.4-4	特別支援制度（RECORE）のためのプレミアム額（百万ユーロ）
267	図 2.5-5	特別支援制度（RECORE）のための総費用（百万ユーロ）
268	図 2.4-6	特別支援制度（RECORE）のプレミアム負担の平均単価（セント/kWh）
268	図 2.4-7	特別支援制度（RECORE）の総費用負担の平均単価（セント/kWh）
269	表 2.4-15	系統利用料金に占める費用内訳
269	図 2.4-8	系統利用料金に占める費用内訳の推移
281	図 2.4-9	太陽光パネルの市場投入量（tonne）
281	図 2.4-10	廃棄太陽光パネルの回収量、処理量、リサイクル量（tonne）

令和5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)

282	図 2.4-11	太陽光パネルの回収後の利用方法
283	図 2.4-12	太陽光パネルの回収、リサイクルに対する課題
285	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
286	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
288	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
293	図 2.5-2	電力分野における主な再エネ促進制度の変遷
294	表 2.5-4	「登録」・「入札」設備の募集スケジュール
295	表 2.5-5	「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量
305	表 2.5-14	再エネ技術ごとの割当容量
321	図 2.5-5	太陽光パネルの市場投入量 (tonne)
322	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)
324	図 2.6-1	RPS 実施州(2023 年 6 月時点)
328	図 2.6-2	RPS と CES の制定における主な改訂
329	図 2.6-3	RPS REC Retirements and Shortfalls
330	図 2.6-4	Floating Offshore Wind Energy Earthshot
331	図 2.6-5	洋上風力発電の基礎土台タイプ別海域候補
333	図 2.6-6	洋上風力発電開発地 (2023 年時点)
336	図 2.6-7	相互接続コスト配分ベースラインの計算例
337	-	Appendix I Offshore Wind Renewable Energy Certificate Standard Form Purchase and Sale Agreement (PSA) 計算式
337	-	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
337	-	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
338	表 2.6-3	米国洋上風力発電プロジェクトの NYOREC 契約状況
339	表 2.6-4	ニューヨーク州の洋上風力発電案件入札の様式一覧
342	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
343	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
344	図 2.6-10	エネルギーコスト削減に対する取り組み例
346	表 2.6-7	先端製造業生産税額控除の対象となる部品の概要
348	表 2.6-8	燃料タイプ毎の数量目標及び補足基準
352	表 2.6-9	廃棄物の成分抽出基準
354	-	TCLP 規制値
357	図 2.6-11	寿命を迎えた太陽光発電パネルの扱いに関する 5 カ年計画
357	図 2.6-12	End of Life Management Solar Photovoltaic Panels, June 2016, IRENA

令和5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)

358	図 2.6-13	太陽光パネル分解図
359	表 2.6-10	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）
360	図 2.6-19	First Solar によるリサイクルバリューチェーンのリサイクル率
360	表 2.6-11	米国でリサイクルを手掛ける事業者例
378	表 2.7-1	クリーン水素の ITC 回収例
379	表 2.7-2	CCUS-ITC 予算
386	表 3.1-1	該当する持続可能性要件とバイオマスカテゴリ
409	表 3.1-2	木質ペレットの原料
410	図 3.1-1	2020～2021 年のエネルギー生成に使用される固形バイオマス（単位：千トン）
412	表 3.1-3	2020-2021 年のイギリスのエネルギー発電で使用されるバイオマスの形態（一部抜粋）
413	図 3.1-2	3.1-2 2019 年のバイオマス発電量
414	図 3.1-3	米国における木質ペレット供給のサプライチェーン
418	図 3.1-4	ベトナムにおける木質ペレット工場の配置図
420	表 3.1-4	マレーシアにおけるバイオマスの分類
422	表 3.1-5	EU 木質ペレット市場における生産容量
423	図 3.1-5	EU における主なペレット消費国
427	表 3.1-6	イギリスにおける木質ペレットの原料
427	表 3.1-7	イギリスで木材や木材製品として使用される材木の量
428	表 3.1-8	イギリスにおける木質ペレットの輸入量及び輸入
429	表 3.1-9	イギリスにおける木質ペレットの輸出量及び輸出額
431	図 3.1-7	米国における木質ペレットの輸出量
432	図 3.1-8	カナダにおける州別 2023 年の木質ペレット生産容量
432	表 3.1-10	カナダにおける木質ペレットの輸入先別まとめ
433	図 3.1-11	カナダにおける州別木質ペレットの輸入割合まとめ
434	図 3.1-12	カナダにおける州別木質ペレットの輸出割合まとめ
436	表 3.1-12	ベトナムの木質チップ輸出額
442	図 3.1-13	EU 各国の輸入価格動向
447	表 4.1-1	既存のネットワーク強化技術
455	図 4.1-1	National Grid Electricity Distribution の投資計画プロセス
456	表 4.1-3	DNO 各社の RIIO ED2 事業計画一覧
457	表 4.1-4	イギリス：系統増強費用負担ルール
459	表 4.1-5	イギリス：系統混雑解消のための取組み一覧
460	図 4.1-2	Open Data Portal 上で公開されている DER 入札情報
462	表 4.1-6	託送料金の時間帯別区分（South West）
462	表 4.1-7	託送料金の時間帯別区分（South Wales）

令和5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)

462	表 4.1-8	託送料金の時間帯別区分 (Midlands)
463	図 4.1-3	イギリスの配電系統における ANM の取組み
466	図 4.1-4	消費者の系統費用負担割合
468	図 4.1-5	MEC と FAQ と系統増強の関係
471	-	The Energy Policy Act of 2005
472	-	Code of Federal Regulation
473	-	Excerpt from the Notice by BOEM
474	図 4.1-5	Competitive Process of ROW
475	-	Unsolicited Right of Way/Right of Use & Easement Grant Application
481	図 4.1-6	MTEP 23 の概要
482	図 4.1-7	MISO を含む FERC の管轄下にある送電線の電力の移動
483	図 4.1-8	RTEP のイメージ
492	図 4.2-1	欧州の Bidding Zone Review のタイムライン
499	図 4.2-2	プロジェクト・カテゴリー別に予想される系統拡張ニーズ
500	図 4.2-3	2021 年と 2022 年のネットワーク拡張ニーズの比較
501	図 4.2-4	高圧電線とボトルネックのある地域
502	表 4.2-3	既存ネットワークの利用率を向上させるための技術的措置の利用
507	図 4.2-5	EPEX Spot 市場における取引量 (上) EPEX スポット市場のタイムライン (下)
509	表 4.2-4	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)
510	図 4.2-7	再給電及び出力抑制の仕組み
512	図 4.2-9	アンシラリーサービスのコストと混雑対策コストの内訳
513	表 4.2-5	ドイツにおいてフィードイン管理によって 2022 年に抑制された電力量
515	-	Measuring Point Operation Act
516	図 4.2-10	Active Power Supply
518	図 4.2-11	MaStR 上表示されるユニット毎の情報
518	図 4.2-12	MaStR 上表示されるマーケットプレイヤーの情報
519	図 4.2-13	SMARD.DE に表示される発電設備のデータリスト
519	表 4.2-7	ドイツにおける出力制御の実績 (GWh)
525	図 4.2-14	国境を越えた電力交換のバランス
527	図 4.2-15	CECRE システム
528	図 4.2-16	各電源の導入容量の傾向
530	表 4.2-8	容量市場における調達量と単価(2023)
532	図 4.2-18	主要な需給調整サービスの応答・継続時間
532	表 4.2-9	各調整サービスの概要
533	表 4.2-10	前日市場概要
534	表 4.2-11	当日市場概要
535	図 4.2-19	系統混雑管理のタイムライン

令和 5 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)

537	表 4.2-12	Balancing Mechanism に参加時の契約形
538	図 4.2-20	イギリスの風力の出力制御によるコストの総額
540	図 4.2-20	イギリスの電圧階級
541	図 4.2-21	National Grid が公表している情報の全体像
542	図 4.2-22	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
543	表 4.2-13	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）
543	図 4.2-23	National Grid が公表している出力制御のコスト
545	図 4.2-24	National Grid ESO が公表している基幹系統の混雑状況
546	図 4.2-25	送電設備容量（TEC）契約を締結しているプロジェクト一覧
546	図 4.2-26	電力供給のエネルギーシナリオマップ
548	図 4.2-27	BM Reports：Actual Generation Output Per Generation Unit
550	図 4.2-28	National Grid Electricity Transmission のインタラクティブマップの実際の表示
560	表 4.2-15	優先給電ルール
562	図 4.2-29	2022 年の風力発電の Constraint と Curtailment の全島における時間帯別内訳
564	表 4.2-17	各電源種における補償・精算方法
570	図 4.2-30	調整力不足時の価格決定方法
571	図 4.2-31	TSO 及び DSO の管轄電圧階級
572	図 4.2-32	系統全体のダッシュボード
572	図 4.2-33	系統マップ
573	表 4.2-20	DSO と接続契約締結済みの発電所の一覧（抜粋）
574	図 4.2-33	Availability Capacity Map
575	図 4.2-34	出力抑制全体の内訳
576	図 4.2-35	将来の出力制御予測シナリオ
577	図 4.2-36	風力と太陽光発電の出力制御予測地域
578	図 4.2-37	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）
579	表 4.2-21	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
579	図 4.2-38	アイルランドの風力発電の出力抑制量とその分類
580	表 4.2-22	Imperfection Cost の事後検証
582	図 4.2-39	北欧電力市場の主な段階
583	図 4.2-40	電力安定供給の階層図
584	図 4.2-41	デンマーク・ドイツ間の送電線
584	図 4.2-42	Energinet のウェブサイト上で公開されている 1 時間ごとの国際電力取引状況
585	図 4.2-43	1990 年から 2024 年までの電力需要と発電量
591	図 4.2-44	CRM 導入の例
593	図 4.2-45	蓄電設備容量と蓄電容量の変化
597	表 4.2-23	アメリカの混雑管理手法の整理

令和 5 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)

598	図 4.2-46	ゾーン型市場モデルとノード型市場モデルで考慮される運用制約のイメージ
599	図 4.2-47	カリフォルニア ISO 内の LMP マップ
600	図 4.2-48	PJM の Locational Marginal Pricing マップ
601	図 4.2-49	ERCOT 内の Locational Price マップ
605	図 4.2-50	CAISO の供給過剰と出力制御に対する技術やコンセプト