

資源エネルギー庁 御中

**令和2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
ネルギー政策等に係る日本への適用可能性に係
る調査）
調査報告書**

2021年3月

東京海上日動リスクコンサルティング株式会社

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁から東京海上日動リスクコンサルティング株式会社へ委託された「令和 2 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に係る日本への適用可能性に係る調査）」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る。中長期的な将来も見据え、パリ協定を契機とした脱炭素化の要請の高まりや再生可能エネルギーを取り巻く需要の変化を背景に、3E+S の原則の下、再生可能エネルギー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。

我が国において、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「FIT 制度」という。）は、再生可能エネルギーの導入を強力に促進するため、国民負担を伴う特別な措置として、2012 年 7 月に導入された。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。他方、FIT 制度の下での再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、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。

こうした背景の下、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会では、FIT 制度の抜本見直し及び再生可能エネルギーの主力電源化に向けた更なる環境整備について議論を重ね、今後必要となる制度改革等についての見解を、2020 年 2 月、同小委員会中間取りまとめにおいて示した。同中間取りまとめでは、

- 再生可能エネルギーについて、①電力市場でコスト競争に打ち勝って自立的に導入が進んでいくことにより、競争力ある電源への成長が見込まれる電源（競争電源）と、②需給一体的に活用され、災害時のレジリエンス強化やエネルギーの地産地消に貢献することにより、地域において活用され得る電源（地域活用電源）とに分け、支援制度の詳細設計を進めていくこと
- 競争電源については、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、電力市場への統合を図っていくべきであり、電力市場への統合を図る新制度の在り方として、欧州等で導入が進んでいる市場価格を参照して決定される一定のプレミアムが交付される制度（以下「FIP 制度」という。）を念頭に検討していくことが適当であること。その際、投資インセンティブの確保と市場価格を意識した発電行動の両立を目指すため、完全変動型プレミアムと固定型プレミアムの双方のメリットを取り入れる中間型の制度を構築していくことが適当であること

等が取りまとめられている。

そこで、本調査では、①FIP 制度を実施している諸外国における再生可能エネルギー政策等動向、②当該 FIP 制度等に係る日本への適用可能性に係る調査を実施し、再生可能エネルギーの主力電源化という政策ターゲットの着実な実現に向けた政策立案に役立てることを目的とした。

本調査の報告書は、「第Ⅰ部 諸外国における再生可能エネルギー政策等動向の調査」と「第Ⅱ部 FIP 制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査」に分けた構成をとっている。

●「第Ⅰ部 諸外国における再生可能エネルギー政策等動向の調査」

FIP 制度を実施している欧州主要国を中心に、当該制度の詳細設計や制度変遷の政策的背景、再生可能エネルギーを取り巻く電力市場環境の動向、再生可能エネルギーの導入状況や当該制度に係る国民負担の推移をはじめとする政策評価、その他、再生可能エネルギーの更なる導入拡大に向けた取組や障害となりうる規制・課題等について調査・整理・分析した結果をとりまとめている。

●「第Ⅱ部 FIP 制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査」

我が国において適切に FIP 制度を導入・実施して再生可能エネルギーの電力市場統合を図るため、以下の 4 ステップで FIP 制度を導入した場合の定量分析を実施した結果をとりまとめている。

Step1 において検討対象を設定し、その上で Step2 で短期のプレミアム・収入試算を実施して、日本において適用が現実的と考えられる制度パターンについて検討を行った。

次に Step3 で中長期の事業環境シナリオを作成し、当該シナリオに基づいてプレミアム・収入試算を行い、Step2 で検討した制度パターンによる試算が、中長期においても同様の結果となっていることを確認した。

本報告書が、我が国における再生可能エネルギー等導入促進検討のための基礎資料として参考となれば幸いである。最後に、調査実施にあたり、ご助言、ご指導いただいた関係各氏に対し、深く謝意を表するものである。

令和 3 年 3 月

東京海上日動リスクコンサルティング株式会社

目次

第 I 部 諸外国における再生可能エネルギー政策等動向の調査

1. 諸外国における FIP 制度の制度設計、運用上の論点	1
1.1 欧州主要国における現状の整理	2
1.1.1 支援制度の適用対象.....	2
1.1.2 再生可能電源の売電方法	5
1.2 FIP 制度の制度設計・運用上における論点	7
1.2.1 FIT 制度から FIP 制度への移行のトリガー	7
1.2.2 FIP 制度の義務しきい値の考え方.....	9
1.2.3 参照市場価格の算定方法	12
1.2.4 管理プレミアムの設定	15
1.2.5 市場直売によるオフテイカーリスク対策	19
1.2.6 ネガティブプライス時のプレミアムの取り扱い.....	22
1.2.7 アグリゲーターの事業環境.....	23
2. 主要国における再生可能エネルギーをめぐる全般的動向	25
2.1 主要国における 2030 年、2050 年再エネ導入目標	25
2.2 諸外国における未稼働対策	30
2.3 主要国の再エネ支援制度における COVID-19 の影響.....	33
2.4 主要国における制度改正等の動向（2020 年度）	35
3. EU における再生可能エネルギー導入促進施策の動向	36
3.1 EU におけるこれまでの再生可能エネルギー導入促進施策の流れ.....	36
3.1.1 2009 年再生可能エネルギー利用促進指令の概要.....	36
3.1.2 加盟各国の 2020 年目標に対する進捗状況.....	39
3.2 EU レベルでの再生可能エネルギー促進施策に係る主な動向.....	41
3.2.1 電力分野への国家介入に関するガイダンス	41
3.2.2 2030 年までの再生可能エネルギー目標の決議	45
3.3 2021 年以降を対象とした EU の政策.....	46
3.3.1 Clean Energy for All Europeans パッケージ.....	46
3.3.2 その他の主な気候変動・エネルギー分野の動き	56
3.4 コロナ関連動向	61
4. ドイツ	63
4.1 再生可能エネルギー導入目標.....	63
4.1.1 2020 年導入目標.....	63

4.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	64
4.2 現行の再生可能電力支援制度	66
4.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	66
4.2.2 現行制度：2021 年改正法に基づく支援制度	67
4.3 再生可能電力支援制度の施行状況	109
4.3.1 FIT/FIP 制度の施行状況	109
4.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	116
4.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	116
4.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	121
4.4.3 参考とした主な情報源	146
5. スペイン	147
5.1 再生可能エネルギー導入目標	147
5.1.1 2020 年導入目標	147
5.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	149
5.2 現行の再生可能電力支援制度	151
5.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	151
5.2.2 現行制度：2020 年 6 月 23 日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度	152
5.3 再生可能電力支援制度の施行状況	156
5.3.1 再生可能発電の導入状況	156
5.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	162
5.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	162
5.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	167
5.4.3 参考とした主な情報源	170
6. 英国	171
6.1 再生可能エネルギー導入目標	171
6.1.1 気候変動目標	171
6.1.2 再生可能エネルギー導入目標の考え方	171
6.2 現行の再生可能電力支援制度	173
6.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	174
6.2.2 現行制度：Smart Export Guarantee（SEG）制度の概要	176
6.2.3 現行制度：差額契約型固定価格買取（CfD FIT）制度	179
6.3 再生可能電力支援制度の施行状況	212
6.3.1 再生可能発電の導入状況	212
6.3.2 環境・社会義務に伴う費用の国民負担の動向	213
6.3.3 新型コロナウイルス感染症に伴う対応	214
7. フランス	244
7.1 再生可能エネルギー導入目標	244
7.1.1 2020 年導入目標	244

7.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	245
7.2 現行の再生可能電力支援制度	247
7.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	247
7.2.2 現行制度：FIT/FIP 制度	248
7.3 再生可能電力支援制度の施行状況	263
7.3.1 再生可能発電の導入状況	263
7.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	272
7.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	272
7.4.2 参考とした主な情報源	276
8. イタリア	277
8.1 再生可能エネルギー導入目標	277
8.1.1 2020 年導入目標	277
8.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標	278
8.2 現行の再生可能電力支援制度	280
8.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）	280
8.2.2 現行制度：2019 年 7 月 4 日付省令に基づく支援制度	280
8.3 再生可能電力支援制度の施行状況	288
8.3.1 再生可能発電の導入状況	288
8.3.2 支援制度に伴う国民負担の動向	290
8.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れ	293
8.4.1 再生可能電力促進施策の変遷	293
8.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要	296
8.4.3 参考とした主な情報源	304
9. 諸外国の促進制度にかかる論点	305
9.1 新たな技術を対象とした支援制度の概要	305
9.1.1 オランダ：SDE++の制度概要	305
9.2 FIT/FIP 制度を利用しない再エネ導入事例	309
9.2.1 ドイツ：卒 FIT 電源への支援制度	309
9.3 建築一体型太陽光の義務付け制度	310
9.3.1 米国カリフォルニア州における建築省エネ基準	310
9.4 再エネ等の系統接続に関する諸制度	324

第Ⅱ部 FIP 制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査

1. FIP 制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査	2
1.1 調査の全体像.....	2
1.2 複数制度パターンを踏まえた短期シミュレーション.....	3
1.2.1 検討対象の設定.....	4
1.2.2 足下の市場環境等の整理.....	5
1.2.3 短期のプレミアム・収入試算.....	9
1.3 将来の事業環境シナリオに基づいた中長期シミュレーション.....	65
1.3.1 事業環境シナリオの作成.....	65
1.3.2 中長期のプレミアム・収入試算.....	70

目次

図 1-1	欧州主要国：FIP 制度の類似制度の適用状況について（2020 年 12 月時点）	2
図 1-2	欧州主要国：インバランス精算制度概要と再エネ電源の扱い	5
図 1-3	ドイツ：インバランス料金実績（2013～18 年、容量加重平均）	16
図 1-4	ドイツ：インバランス料金とシステムインバランス量（2018 年・15 分コマ）	17
図 1-5	英国：インバランス料金の高値・安値の発生状況（2018 年・30 分コマ）	18
図 1-6	英国：インバランス料金とシステムインバランス量（2018 年・30 分コマ）	18
図 1-7	欧州主要国：ネガティブプライス時や出力制御時のプレミアムの扱い	22
図 1-8	ドイツ及びフランスのスポット市場におけるネガティブプライス発生時間数	23
図 1-9	ドイツ：直接販売アグリゲーターの源別ポートフォリオの状況	24
図 4-1	ドイツ：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率実績および 2020 年目標値	63
図 4-2	ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績および 2020 年目標値	64
図 4-3	ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	66
図 4-4	ドイツ：直接販売・市場プレミアムオプションの概念図	73
図 4-5	ドイツ：年間市場価値への FIP 算定方法変更の影響試算	78
図 4-6	ドイツ：EEG の例外規定を利用した FIP 対象設備の発電容量合計（MW）	79
図 4-7	ドイツ：新規太陽光（100～500kW）の直接販売化手段（2016～19 年 7 月）	80
図 4-8	ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況	80
図 4-9	ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況	81
図 4-10	ドイツ：FIT/直接販売（市場プレミアム含む）対象電源のシェアの推移	82
図 4-11	ドイツ：直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況	83
図 4-12	ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移（2013～19 年）	84
図 4-13	ドイツ：FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定フロー	96
図 4-14	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援の費用負担メカニズム	97
図 4-15	ドイツ：EEG 賦課金の推移と 2021 年賦課金への補助金投入額	98
図 4-16	ドイツ：標準家庭需要家（年間需要 3,500kWh）の電力料金の推移	113
図 4-17	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移（～2021 年）	114
図 4-18	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく 2021 年賦課金単価の構成、算出結果	115
図 4-19	ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷	116
図 4-20	ドイツ：地上設置型太陽光発電の開発計画認可制度のフロー	124
図 4-21	ドイツ：陸上風力発電入札における基準価格決定の補正係数	131
図 4-22	ドイツ：陸上風力発電入札における導入量制限設定地域	132
図 5-1	スペイン：エネルギー源別発電単発電量（2019 年、2020 年暫定値）	148
図 5-2	スペイン：再生可能エネルギー発電量の推移（2004～19 年）	149
図 5-3	スペイン：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	151
図 5-4	スペイン：特別制度対象電源の電力買取に係る費用（プレミアム相当分のみ）	160
図 5-5	スペイン：系統利用料金（全需要家平均）に占める費用内訳	161
図 6-1	英国：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	173
図 6-2	英国：差額契約型（CfD）FIT の枠組み	179
図 6-3	英国：CfD FIT における各主体の役割	182
図 6-4	英国：CfD FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ	182
図 6-5	英国：CfD 市場参照価格の推移（£/MWh）	185

図 6-6	英国：CfD FIT における費用負担メカニズム	186
図 6-7	英国：CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割	191
図 6-8	英国：第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類	192
図 6-9	英国：CfD アロケーションプロセスの実施手順	194
図 6-10	英国：CfD アロケーションプロセスの決定ツリー（ポット別）	196
図 6-11	英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの流れ	198
図 6-12	英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの決定ツリー	199
図 6-13	英国：CfD アロケーションの入札における評価式の考え方	200
図 6-14	英国：CfD FIT 契約締結後の設備容量調整タイムライン	204
図 6-15	英国：CfD Register の画面イメージ	205
図 6-16	英国：CfD 設置容量プロファイル	206
図 6-17	英国：再生可能電力の導入状況（発電量）	212
図 6-18	英国：再生可能電力の導入状況（設備容量）	213
図 6-19	英国：一般家庭の平均電力料金の内訳	214
図 6-20	英国：小規模 FIT での FIT 支払いのイメージ（2010 年度適用価格）	224
図 6-21	英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー①（50kW 超）	232
図 6-22	英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー②（50kW 以下）	234
図 6-23	英国：小規模 FIT での法改正等に伴う単月登録件数の推移	239
図 6-24	英国：小規模 FIT の登録件数推移	239
図 6-25	英国：2018 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況	240
図 6-26	英国：小規模 FIT 制度のカテゴリー別申請待ち（2018 年 3 月 31 日時点）	241
図 6-27	英国：2019 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況	241
図 7-1	フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率実績と計画値	244
図 7-2	フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー移行法施行後）	247
図 7-3	フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み①	251
図 7-4	フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み②	251
図 7-5	フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移	263
図 7-6	フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布（2019 年末時点）	264
図 7-7	フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移	265
図 7-8	フランス：設備容量の地域別分布（2019 年末時点）	265
図 7-9	フランス：電力料金の未徴収金額の推移（2007～13 年）	268
図 8-1	イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値	277
図 8-2	イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量	278
図 8-3	イタリア：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷	280
図 8-4	イタリア：再生可能発電設備容量の推移（～2018 年）	288
図 8-5	イタリア：再生可能発電電力量の推移（～2018 年）	289
図 8-6	イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値	289
図 8-7	イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳（2019 年）	290
図 8-8	イタリア：Asos 料金の負担額実績と今後の見通し（2010～20 年）	291
図 8-9	イタリア：Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測（2020 年～）	291
図 9-1	オランダ：SDE+制度における補助金支給の仕組み	306
図 9-2	カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準導入に伴う太陽光設備容量の推移	315
図 9-3	カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準で規定された Climate Zones	323

表目次

表 1-1	欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況①（2020年12月時点）	3
表 1-2	欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況②（2020年12月時点）	4
表 1-3	欧州主要国：FIP制度等における再エネ発電の売電方法	6
表 1-4	欧州委員会：再エネ支援制度に関する通達 Q&A（FIP 関連部分）	7
表 1-5	欧州委員会：2014～2020年の State Aid ガイドライン（FIP 関連部分）	8
表 1-6	ドイツ：2014EEG 改正法の趣旨説明 Q&A（FIP 関連部分）	9
表 1-7	欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景①	10
表 1-8	欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景②	11
表 1-9	欧州主要国：FIP 制度における卸取引市場価格の参照方法（2020年12月時点）	12
表 1-10	欧州主要国における FP 制度の参照市場価格の算出方法（2020年12月時点）	13
表 1-11	英国：CfD FIT 制度の参照する市場の選定理由	14
表 1-12	欧州主要国における管理プレミアムの設定状況	15
表 1-13	欧州主要国：FIP 制度等におけるオフテイカーリスク対策	19
表 1-14	欧州主要国：オフテイカーリスク対策の概要	20
表 1-15	ドイツにおける FIP 制度導入前後の事業環境について	23
表 2-1	主要各国の再生可能電力導入目標比率の根拠（2021年1月時点）	25
表 2-2	欧州主要国：再エネ導入目標の原則、源別目標設定状況（2021年1月時点）	28
表 2-3	欧州諸国における未稼働対応としての猶予期間及び措置の例	30
表 2-4	ドイツ：2017年 EEG 改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況	31
表 2-5	フランス：地上設置型太陽光入札での稼働期限設定状況（2017年～）	32
表 2-6	主要国の再生可能エネルギー支援制度における COVID-19 の影響	33
表 2-7	フランス：COVID-19 に伴う入札の予定変更	34
表 2-8	その他諸国：COVID-19 のよるプロジェクト遅延に伴う政策変更	34
表 2-9	主要国：2020年度中の主な制度改正等の動向	35
表 3-1	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020年再生可能エネルギー目標	37
表 3-2	EU：最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率の計算方法	38
表 3-3	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率実績	40
表 3-4	EU：ガイダンスで再エネ支援に伴う負担減免対象にできるとされた業種リスト	43
表 3-5	EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020年および 2030年目標	45
表 3-6	EU：Clean Energy for All European パッケージによる指令・規則	46
表 3-7	EU：クリーン・エネルギー法案パッケージの主な達成事項	47
表 3-8	EU：再エネ改正指令における規定内容①（2030年目標）	49
表 3-9	EU：再エネ改正指令（REDII）における規定内容②（支援制度）	50
表 3-10	EU：加盟国が策定する国家エネルギー・気候計画の主な内容	52
表 3-11	EU：改正電力市場規則における規定内容（優先給電）	54
表 4-1	ドイツ：主な気候変動・エネルギー関連目標（2021年1月時点）	65
表 4-2	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021年改正法の主な改正点（目標関連）	67
表 4-3	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021年改正法の主な改正点（入札関連）	68
表 4-4	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021年改正法の主な改正点（その他）	70
表 4-5	ドイツ：2021年改正法で設定されたエネルギー源別の中間目標値	71
表 4-6	ドイツ：2021年改正法での再生可能電力量の中間目標値	71

表 4-7	ドイツ：再生可能エネルギー法の支援対象エネルギー、対象発電設備要件	72
表 4-8	ドイツ：直接販売及び市場プレミアムが義務化される要件	73
表 4-9	ドイツ：市場プレミアムの算出式（2022 年末までの稼働設備）	74
表 4-10	ドイツ：任意で市場プレミアムを選択した設備への適用管理プレミアム額	75
表 4-11	ドイツ：Amprion 社におけるオンライン集計発電量の算定方法	76
表 4-12	ドイツ：直接販売を選択している EEG 対象設備のシェア（2019 年 7 月時点）	81
表 4-13	ドイツ：直接販売（市場プレミアム）による支援電力の比率（2019 年）	82
表 4-14	ドイツ：EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況	83
表 4-15	ドイツ：固定価格買取対象設備に適用される支援価格の計算例	86
表 4-16	ドイツ：太陽光発電（50kW）に適用される支援価格の計算方法例	86
表 4-17	ドイツ：バイオマス発電設備（5MW）に適用される支援価格の計算方法例	87
表 4-18	ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づく支援価格（太陽光以外）	88
表 4-19	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2017 年 2 月～）	89
表 4-20	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2021 年 2 月～）	89
表 4-21	ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の実績（2017 年 2 月～）	90
表 4-22	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援価格（太陽光、2017 年以降）	90
表 4-23	ドイツ：新規陸上風力に適用する支援価格低減率の決定方法（2017 年 10 月～）	93
表 4-24	ドイツ：再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づく支援価格（陸上風力）	93
表 4-25	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（太陽光）	94
表 4-26	ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（陸上風力）	95
表 4-27	ドイツ：EEG 賦課金計算に用いた卸電力取引価格の推移	99
表 4-28	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく自家発電設備への EEG 賦課金の法規定	100
表 4-29	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象要件（2021 年改正法）	100
表 4-30	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象業種（2021 年改正法）	101
表 4-31	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の適用状況（2015～19 年）	107
表 4-32	ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の業種別適用状況（2018 年）	108
表 4-33	ドイツ：再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移	109
表 4-34	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく発電設備の設備容量推移	110
表 4-35	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく適格電力発電量	111
表 4-36	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく買取総額（電力価値分を除く）の推移	112
表 4-37	ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴①	118
表 4-38	ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴②	119
表 4-39	ドイツ：FIT/FIP 制度の支援価格改定の経緯（2014 年改正法まで）	120
表 4-40	ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度設計にあたっての基本指針	121
表 4-41	ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度の基本設計（エネルギー源共通）	122
表 4-42	ドイツ：支援対象とする地上設置型太陽光発電の立地要件（2017 年改正法）	123
表 4-43	ドイツ：太陽光発電入札の落札者が遵守すべき事項及び不遵守の場合の措置	125
表 4-44	ドイツ：2014 年改正法に基づく地上設置型太陽光発電の入札結果	126
表 4-45	ドイツ：2017 年改正法に基づく太陽光発電の入札結果	127
表 4-46	ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー法人への優遇措置	130
表 4-47	ドイツ：陸上風力入札制度の結果（～2020 年 12 月）	134

表 4-48	ドイツ：洋上風力入札制度の参加要件（2017 年、2018 年入札）	138
表 4-49	ドイツ：洋上風力入札制度における履行期限の不履行時の違約金	139
表 4-50	ドイツ：2017 年改正法に基づく洋上風力発電の入札結果	140
表 4-51	ドイツ：バイオマス入札制度の参加要件（2017 年入札）	141
表 4-52	ドイツ：2017 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果	142
表 4-53	ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札における配電網要素（一部抜粋）	144
表 4-54	ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札結果（太陽光、陸上風力）	144
表 5-1	スペイン：再生可能エネルギー計画 2011-2020 での源別設備容量目標	148
表 5-2	スペイン：国家エネルギー・気候計画での 2030 年の再エネ関連目標	149
表 5-3	スペイン：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	150
表 5-4	スペイン：再生可能エネルギー経済制度（PEER）での年間入札最低容量	153
表 5-5	スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最大供給実施期間	154
表 5-6	スペイン：2020 年 12 月募集開始の入札での最小/最大エネルギー量	155
表 5-7	スペイン：再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移	156
表 5-8	スペイン：特別制度対象電源の設備容量の推移	157
表 5-9	スペイン：特別制度対象電源の発電電力量の推移	158
表 5-10	スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用	159
表 5-11	スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用（2013 年）	160
表 5-12	スペイン：再生可能エネルギー支援策の流れ（1997 年電気事業法制定以前）	162
表 5-13	スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴	164
表 5-14	スペイン：再生可能エネルギー発電の連系量拡大に向けた動き	165
表 5-15	スペイン：2010 年 12 月以降の FIT 制度の主な改正動向	166
表 5-16	スペイン：2014 年 6 月の RD413/2014 に基づく新たな支援制度の概要	167
表 5-17	スペイン：補助金制度に関する入札制度設計	168
表 5-18	スペイン：補助金制度に関する落札結果	168
表 6-1	英国：RO 制度から CfD FIT 制度への移行方法	175
表 6-2	英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性	176
表 6-3	英国：小規模 FIT 制度と Smart Export Guarantee 制度の相違点	177
表 6-4	英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準	178
表 6-5	英国：エネルギー国務大臣により策定される CfD FIT にかかる規則	180
表 6-6	英国：ストライクプライスの上限価格（2014～18 年度運開設備）	183
表 6-7	英国：ストライクプライスの上限価格（2021～22 年度運開設備）	184
表 6-8	英国：ストライクプライスの上限価格（2023～24 年度運開設備）	184
表 6-9	英国：Operational Cost Levy（OCL）の推移	188
表 6-10	英国：減免措置対象となる適格電力集約企業（EII s）の対象となる特定活動	189
表 6-11	英国：CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのための予算	192
表 6-12	英国：National Grid 社による CfD アロケーションプロセスの概要	194
表 6-13	英国：CfD アロケーションの入札期間中および落札者決定方法の原則	197
表 6-14	英国：CfD アロケーション枠組みで設定された評価パラメーター	201
表 6-15	英国：第 1 回アロケーションで目標運開期間として設定可能な期間	202
表 6-16	英国：第 1 回アロケーションにおける Longstop Date の期間	203
表 6-17	英国：第 1 回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）	206
表 6-18	英国：第 2 回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）	208

表 6-19	英国：第3回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）	208
表 6-20	英国：2020年3月公表の CfD FIT 改正コンサルテーションの目的	209
表 6-21	英国：2020年3月公表の主な CfD FIT 改正案および政府回答	209
表 6-22	英国：2020年11月公表の CfD FIT コンサルテーションの主な項目	211
表 6-23	英国：2018年および2019年の再生可能発電量（TWh）	212
表 6-24	英国：小規模 FIT 制度に関するエネルギー国務大臣の権限	219
表 6-25	英国：小規模 FIT 制度にかかる法令の主な改正履歴	220
表 6-26	英国：小規模 FIT 制度の対象エネルギー源、設備要件	223
表 6-27	英国：小規模 FIT 制度で Order にて対象にできるエネルギー源、設備要件	223
表 6-28	英国：小規模 FIT 制度で適用された売電価格の推移	226
表 6-29	英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光以外）の発電価格（2017年度以降）	227
表 6-30	英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光）の発電価格（2017年度以降）	228
表 6-31	英国：小規模 FIT 制度対象設備のデフォルト低減発電価格	230
表 6-32	英国：小規模 FIT 制度対象設備の条件付き逡減における導入量キャップ	231
表 6-33	英国：Central FIT Register に必要な発電者情報および設備情報	235
表 6-34	英国：小規模 FIT 制度への電源別登録設備数、設備容量の推移	238
表 6-35	英国：小規模 FIT 制度に伴う費用内訳の推移	243
表 7-1	フランス：2030年再生可能エネルギー導入目標（2021年1月時点）	245
表 7-2	フランス：複数年エネルギー計画（PPE）IIの発電分野の源別導入目標	246
表 7-3	フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2017年～）	249
表 7-4	フランス：FIP 制度の適用が除外される対象設備要件	250
表 7-5	フランス：FIP 制度の参照市場価格（太陽光及び風力）	252
表 7-6	フランス：FIP 制度のエネルギー源別管理プレミアム	253
表 7-7	フランス：複数年エネルギー計画（PPE）IIに基づく入札予定	254
表 7-8	フランス：2017年以降の地上設置型太陽光発電入札のスケジュール	255
表 7-9	フランス：2017年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準	256
表 7-10	フランス：2017年以降の地上設置型太陽光発電入札の上限・下限価格	257
表 7-11	フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017年～）	258
表 7-12	フランス：2017年以降の屋根設置型太陽光発電入札のスケジュール	259
表 7-13	フランス：2017年以降の地上設置型太陽光発電入札の評価基準	260
表 7-14	フランス：2017年以降の屋根設置型太陽光発電入札の上限・下限価格	260
表 7-15	フランス：屋根設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017年～）	262
表 7-16	フランス：電力公共サービス費用（電力分野）の費用額の推移	266
表 7-17	フランス：電力公共サービス費用のうち再生可能エネルギー支援に係る費用	267
表 7-18	フランス：電力公共サービス費用（CSPE）賦課金の推移（2004~21年）	267
表 7-19	フランス：電力公共サービス費用（CSPE）内訳の推移（2012年～）	269
表 7-20	フランス：電力使用量に応じた電力公共サービス費用（CSPE）軽減率	270
表 7-21	フランス：再生可能電力促進政策の流れ（エネルギー移行法施行前）	272
表 7-22	フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況	273
表 8-1	イタリア：2017年国家エネルギー戦略での2030年の再エネ導入目標	278
表 8-2	イタリア：国家エネルギー・気候計画の2030年エネルギー関連目標	279
表 8-3	イタリア：「登録」・「入札」設備の募集スケジュール	281
表 8-4	イタリア：「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量	282
表 8-5	イタリア：「入札」対象設備のグループ分け及び募集容量	282

表 8-6	イタリア：2019 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値	283
表 8-7	イタリア：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	283
表 8-8	イタリア：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	284
表 8-9	イタリア：2019 年省令登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間	285
表 8-10	イタリア：2019 年省令入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間	285
表 8-11	イタリア：2019 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料	286
表 8-12	イタリア：2019 年省令に基づく入札入札手続き対象設備の応札状況	287
表 8-13	イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2019 年）	290
表 8-14	イタリア：電力需要家種別の Asos 料金負担額の例（2017～19 年）	292
表 8-15	イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向①	293
表 8-16	イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向②	294
表 8-17	イタリア：既存太陽光発電を対象とした買取価格引き下げ関連法令	295
表 8-18	イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度での支援対象設備の類型	298
表 8-19	イタリア：2016 年に登録・入札対象とする再エネ電源の年間上限値	298
表 8-20	イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値	299
表 8-21	イタリア：2016 年の登録・稼働設備に適用の買取期間及びインセンティブ価格	299
表 8-22	イタリア：2016 年登録手続き対象設備の稼働までの猶予期間	301
表 8-23	イタリア：2016 年入札手続き対象設備の稼働までの猶予期間	301
表 8-24	イタリア：2016 年省令に基づく支援対象設備の管理手数料	302
表 8-25	イタリア：2016 年省令に基づく入札手続き対象設備の応札状況	302
表 8-26	イタリア：2016 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況	303
表 8-27	イタリア：2012 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況	303
表 9-1	オランダ：SDE+（2015 年）の入札制度概要	305
表 9-2	オランダ：SDE++での支援対象技術（2020 年）	308
表 9-3	ドイツ：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点	309
表 9-4	カリフォルニア州：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点	311
表 9-5	カリフォルニア州：建築省エネ基準における低層住宅と非住宅の区分	312
表 9-6	カリフォルニア州：太陽光設置仕様規定の例（Joint Appendix 11 一部抜粋）	313
表 9-7	カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準の太陽光発電システム設置免除条項	314
表 9-8	カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準（太陽光発電関連条項抜粋）	317

第 I 部

諸外国における再生可能エネルギー 政策等動向の調査

1. 諸外国における FIP 制度の制度設計、運用上の論点

本章では、再生可能エネルギーの電力市場への統合を図る新制度の在り方として、欧州諸国等で導入が進んでいる市場価格を参照して決定される一定のプレミアムが交付される Feed-in Premium 制度（以下「FIP 制度」という）について、我が国における再生可能エネルギーの主力電源化という政策ターゲットの着実な実現に向けた政策立案に資するように、制度設計や運用上の論点を整理する。

本報告書において FIP 制度とは、EU の「2014-2020 年 環境保護およびエネルギーの国庫補助に関するガイドライン¹」で示される「発電事業者が直接市場で電力を販売する場合に、市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付する。(aid is granted as a premium in addition to the market price (premium) whereby the generators sell its electricity directly in the market)」を満たす制度を指すこととする。

欧州諸国で施行されている FIP 制度を見ると、支援価格が参照する市場価格を下回った場合にも発電者が差額を返還しない One Side 形式のものと、発電者が返還を行う差額決済契約 (CfD : Contract for Difference) を締結して返還を行う Two Side 形式の 2 種類に大別される。本報告書では、特段の断りがなければ、上記の発電者が差額を返還しない One side 形式のものを指すこととする。他方、英国で 2014 年以降に導入されている支援制度は、FIP 制度の Two side 形式と同様の制度であり、CfD FIT という制度の名称であることから、Two Side 形式のものを「FIP 制度 (CfD 形式)」と表記することとする。

以下では、ドイツ、英国、フランス、イタリアといった欧州主要国を対象として、FIP 制度の制度設計、運用上における論点をとりまとめる。

¹ “Communication from the Commission — Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020”, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

1.1 欧州主要国における現状の整理

1.1.1 支援制度の適用対象

2020年12月時点で、欧州主要国では、一定規模以上の新規電源についてFIP制度による支援を義務付けている。義務対象とする規模要件については、特にFIP制度を先行的に導入したドイツ、イタリアでは、段階的に対象規模を拡大してきている。

	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度(導入年)	FIP制度(2012年)	FIP制度 ※cro形式(2016年)	CFD制度(2014年)	FIP/CFD制度(2013年)
FIP等対象	2012年1月～ ・全電源について、すべての規模が、FIP制度とFIP制度を選択可 2014年8月～ ・全電源について、500kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可に変更 2016年1月～ ・全電源について、100kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可に変更	2016年～ ・以下※を除く全電源・規模(新規)について、FIP制度のみ選択可 ※除外対象 ・太陽光:500kW未満の屋根設置型 ・洋上風力:浮体式洋上風力 ・水力:500kW以下 ・バイオガス:500kW未満	2014年～ ・全電源について、5MW超(新規)は、CFD制度のみ選択可。 ※5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。	2013年～ ・全電源について、1MW超(新規)は、FIP制度のみ選択可。 ※太陽光は支援対象外。 2016年～ ・全電源について、500kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可(入札対象電源以外はCFD形式)。 ※太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、250kW超(新規)は、CFD制度のみ選択可。 ※太陽光を支援対象に追加。
FIP等対象のうち入札対象	2015年9月～2016年 ・地上設置型太陽光について、すべての規模が、入札対象 2017年～ ・太陽光、陸上風力、洋上風力について、750kW超が、入札対象に変更 ・バイオマスについては、150kW超が、入札対象に変更 ※水力、地熱は入札対象外。	2016年～ ・500kW以上の太陽光 ・300kW超のバイオマス ・500kW以上のバイオガス ・洋上風力 2017年～ ・陸上風力:7基以上のwindファームを追加	2014年～ ・全電源について、すべての規模が、入札対象	2013年～ ・5MW超の風力、バイオガス、10MW超の水力、20MW超の地熱は、入札対象。 2016年～ ・全電源について、5MW超(新規)は、入札対象。 ※太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、1MW超(新規)は、入札対象。

図 1-1 欧州主要国：FIP 制度の類似制度の適用状況について（2020 年 12 月時点）

出所) 各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

上記対象国における 2020 年 12 月時点の詳細な状況は、下表を参照。

表 1-1 欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況①（2020年12月時点）

	ドイツ	英国	フランス（本土）	イタリア																										
支援制度の概況	2017年再生可能エネルギー法に基づき、一定規模以上の太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスは入札制度に移行 ※詳細は本報告書 66 ページを参照	5MW以下の太陽光、陸上風力、水力、嫌気性消化は2020年1月以降SEG（Smart Export Guarantee）制度、その他の未成熟な洋上風力等の大規模再エネ電源はCfD FITにて支援（2020年12月時点で陸上風力、太陽光、水力は支援対象外） ※詳細は本報告書 174 ページを参照	2002年のFIT制度導入時から、競争入札制度を併用。2019年時点で、大規模太陽光や7基以上の陸上風力発電は、入札制度により支援 ※詳細は本報告書 247 ページを参照	2017年末で2016年省令に基づく支援制度が終了。2019年7月4日付け省令で、太陽光、陸上風力、水力、下水ガスを対象とした新たなインセンティブ制度を導入 ※詳細は本報告書 280 ページを参照																										
太陽光（屋根設置）	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>100～750kW</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>750kW～ 10MW</td> <td>FIP+直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>10MW超</td> <td>支援対象外</td> </tr> </table>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	750kW～ 10MW	FIP+直接販売+入札	10MW超	支援対象外	<table border="1"> <tr> <td>5MW以下</td> <td>支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証^{※1}の支援制度有り）</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>支援対象外^{※2}</td> </tr> </table> <p>※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</p>	5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）	5MW超	支援対象外 ^{※2}	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT</td> </tr> <tr> <td>100～500kW</td> <td>FIT+入札</td> </tr> <tr> <td>500kW～ 8MW</td> <td>CfD FIT +直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>8MW超</td> <td>支援対象外</td> </tr> </table>	100kW以下	FIT	100～500kW	FIT+入札	500kW～ 8MW	CfD FIT +直接販売+入札	8MW超	支援対象外	<table border="1"> <tr> <td>20kW超～ 250kW以下</td> <td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>250kW超～ 1MW以下</td> <td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>1MW超</td> <td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td> </tr> </table> <p>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、連系か自家消費かに関わらず、発電電力分に支給</p>	20kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																													
750kW～ 10MW	FIP+直接販売+入札																													
10MW超	支援対象外																													
5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）																													
5MW超	支援対象外 ^{※2}																													
100kW以下	FIT																													
100～500kW	FIT+入札																													
500kW～ 8MW	CfD FIT +直接販売+入札																													
8MW超	支援対象外																													
20kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																													
1MW超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）																													
太陽光（地上設置）	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>100～750kW</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>750kW～ 10MW</td> <td>FIP+直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>10MW超</td> <td>支援対象外[※]</td> </tr> </table> <p>※太陽光のみの入札では支援対象外。但し、別途実施の陸上風力との共同入札では、あらかじめ規定された郡に立地する設備のみ設備容量上限を20MWに拡大</p>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	750kW～ 10MW	FIP+直接販売+入札	10MW超	支援対象外 [※]	<table border="1"> <tr> <td>5MW以下</td> <td>支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証^{※1}の支援制度有り）</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>支援対象外^{※2}</td> </tr> </table> <p>※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</p>	5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）	5MW超	支援対象外 ^{※2}	<table border="1"> <tr> <td>500kW以下</td> <td>支援対象外[※]</td> </tr> <tr> <td>500kW～ 30MW^{※1}</td> <td>CfD FIT +直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>30MW超</td> <td>支援対象外^{※2}</td> </tr> </table> <p>※1 2018年6月実施の第4回入札から、最大設備容量を17MWから30MWに拡大 ※2 2020年12月時点で公表されている2019年6月までの入札では募集対象外。但し、汚染された土地等に立地する場合など、一定要件を満たしたプロジェクトについては、設備容量上限を撤廃。</p>	500kW以下	支援対象外 [※]	500kW～ 30MW ^{※1}	CfD FIT +直接販売+入札	30MW超	支援対象外 ^{※2}	<table border="1"> <tr> <td>20kW超～ 250kW以下</td> <td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>250kW超～ 1MW以下</td> <td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>1MW超</td> <td>CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）</td> </tr> </table>	20kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）		
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																													
750kW～ 10MW	FIP+直接販売+入札																													
10MW超	支援対象外 [※]																													
5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）																													
5MW超	支援対象外 ^{※2}																													
500kW以下	支援対象外 [※]																													
500kW～ 30MW ^{※1}	CfD FIT +直接販売+入札																													
30MW超	支援対象外 ^{※2}																													
20kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																													
1MW超	CfD FIT+入札（陸上風力との技術中立的な入札）																													
陸上風力	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>100～750kW</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>750kW～</td> <td>FIP+直接販売+入札</td> </tr> </table>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	750kW～	FIP+直接販売+入札	<table border="1"> <tr> <td>5MW以下</td> <td>支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証^{※1}の支援制度有り）</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>支援対象外^{※2}</td> </tr> </table> <p>※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。</p>	5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）	5MW超	支援対象外 ^{※2}	<table border="1"> <tr> <td>6基以下[※]</td> <td>CfD FIT +直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>7基以上</td> <td>CfD FIT +直接販売+入札</td> </tr> </table> <p>※1 基あたり定格出力3MW以下の風車の場合</p>	6基以下 [※]	CfD FIT +直接販売+入札	7基以上	CfD FIT +直接販売+入札	<table border="1"> <tr> <td>1kW超～ 250kW以下</td> <td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>250kW超～ 1MW以下</td> <td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>1MW超</td> <td>CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）</td> </tr> </table>	1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW超	CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）						
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																													
100～750kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																													
750kW～	FIP+直接販売+入札																													
5MW以下	支援対象外 （2020年1月以降は売電価格保証 ^{※1} の支援制度有り）																													
5MW超	支援対象外 ^{※2}																													
6基以下 [※]	CfD FIT +直接販売+入札																													
7基以上	CfD FIT +直接販売+入札																													
1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																													
250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																													
1MW超	CfD FIT+入札（太陽光との技術中立的な入札）																													
洋上風力	FIP+直接販売+入札 [※] ※2016年末までに無条件の系統連系許可接続容量を得ており、かつ2020年末までに稼働開始した設備は入札対象から除外（FIP対象）	CfD FIT+直接販売+入札	CfD FIT+入札 （ダッチオークション方式） ※欧州の「New Entrant Reserve」の権利を得た浮体式洋上風力発電はFIT対象	2017年末で2016年省令に基づく支援制度終了 FIP+直接販売+入札																										

出所) 各種資料より作成

表 1-2 欧州諸国における新規再エネ電源への支援制度適用状況②（2020年12月時点）

	ドイツ	英国	フランス（本土）	イタリア																						
バイオマス	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>100～150kW</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>150kW～ 20MW</td> <td>FIP+直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>20MW超</td> <td>支援対象外</td> </tr> </table> <p>※下水ガス、埋立ガスは上限 5MW</p>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	150kW～ 20MW	FIP+直接販売+入札	20MW超	支援対象外	<table border="1"> <tr> <td>5MW以下</td> <td>【嫌気性消化】 支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*の支援制度有り) 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札</td> </tr> </table> <p>※ 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)</p>	5MW以下	【嫌気性消化】 支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*の支援制度有り) 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札	5MW超	【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札	<p>【バイオガス発電】</p> <table border="1"> <tr> <td>500kW未満</td> <td>FIT*</td> </tr> <tr> <td>500kW～ 12MW</td> <td>CfD FIT+直接販売</td> </tr> </table> <p>※フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタ ン化、下水処理場でのメタン化、非有害廃棄物貯蔵設備 によるバイオガスを使用したプロジェクト、</p>	500kW未満	FIT*	500kW～ 12MW	CfD FIT+直接販売	<p>下水ガスのみが支援対象</p> <table border="1"> <tr> <td>1kW超～ 250kW以下</td> <td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>250kW超～ 1MW以下</td> <td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>1MW超</td> <td>CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）</td> </tr> </table>	1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW超	CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																									
100～150kW	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																									
150kW～ 20MW	FIP+直接販売+入札																									
20MW超	支援対象外																									
5MW以下	【嫌気性消化】 支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*の支援制度有り) 【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術】 CfD FIT+直接販売+入札																									
5MW超	【バイオマス専焼 CHP、高度変 換技術、嫌気性消化】 CfD FIT+直接販売+入札																									
500kW未満	FIT*																									
500kW～ 12MW	CfD FIT+直接販売																									
1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																									
250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																									
1MW超	CfD FIT+入札（水力との技 術中立的な入札）																									
水力	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式</td> </tr> <tr> <td>100kW～</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式</td> </tr> </table>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式	100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式	<table border="1"> <tr> <td>5MW以下</td> <td>支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*1の支援制度有り)</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>支援対象外*2</td> </tr> </table> <p>※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</p>	5MW以下	支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*1の支援制度有り)	5MW超	支援対象外*2	<table border="1"> <tr> <td>500kW以下</td> <td>FIT</td> </tr> <tr> <td>500kW～ 1MW未満</td> <td>CfD FIT+直接販売</td> </tr> <tr> <td>1MW以上*</td> <td>CfD FIT +直接販売+入札</td> </tr> </table> <p>※容量上限はないものの、1回の入札での累積募集容量が 20MW</p>	500kW以下	FIT	500kW～ 1MW未満	CfD FIT+直接販売	1MW以上*	CfD FIT +直接販売+入札	<table border="1"> <tr> <td>1kW超～ 250kW以下</td> <td>FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>250kW超～ 1MW以下</td> <td>CfD FIT +登録（総合評価方式）</td> </tr> <tr> <td>1MW超</td> <td>CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）</td> </tr> </table>	1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）	250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）	1MW超	CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）		
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式																									
100kW～	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式																									
5MW以下	支援対象外 (2020年1月以降は売電価格 保証*1の支援制度有り)																									
5MW超	支援対象外*2																									
500kW以下	FIT																									
500kW～ 1MW未満	CfD FIT+直接販売																									
1MW以上*	CfD FIT +直接販売+入札																									
1kW超～ 250kW以下	FIT or CfD FIT 選択 +登録（総合評価方式）																									
250kW超～ 1MW以下	CfD FIT +登録（総合評価方式）																									
1MW超	CfD FIT+入札（下水ガスと の技術中立的な入札）																									
地熱	<table border="1"> <tr> <td>100kW以下</td> <td>FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式*</td> </tr> <tr> <td>100kW超</td> <td>FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式*</td> </tr> </table> <p>※2024年1月以降の新規設備には Sliding-Scale 方式を 適用</p>	100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式*	100kW超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式*	CfD FIT+直接販売+入札	CfD FIT+直接販売	<p>2017年末で2016年省令に基づく支援制度終了</p> <table border="1"> <tr> <td>500kW以下</td> <td>FIT</td> </tr> <tr> <td>500kW～5MW</td> <td>FIP+直接販売</td> </tr> <tr> <td>5MW超</td> <td>FIP+直接販売+入札</td> </tr> </table>	500kW以下	FIT	500kW～5MW	FIP+直接販売	5MW超	FIP+直接販売+入札												
100kW以下	FIT or FIP 選択 Sliding-Scale 方式*																									
100kW超	FIP+直接販売 Sliding-Scale 方式*																									
500kW以下	FIT																									
500kW～5MW	FIP+直接販売																									
5MW超	FIP+直接販売+入札																									
オフテイクリスク対策	<p>上記のうち、FIT 選択電源は、系統運用者の一括買 取。FIP 対象電源は、基準価格の 80%で系統運用者 に買取をしてもらうことが可能。</p> <p>※詳細は本報告書 78 ページを参照</p>	<p>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、大手小売業者に、市場価格から減 額した価格での買取義務を設定。</p> <p>※詳細は本報告書 185 ページを参照</p>	<p>上記のうち、CfD FIT 対象電源には、買取先が見つ からない場合には、入札を経て指定された小売事業 者が基準価格の 80%以下の価格で買取する規定あ り。</p> <p>※詳細は本報告書 253 ページを参照</p>																							
ネガティブプライス時の対応	<p>EPEX Spot の前日市場価格が 6 時間以上にわたり ネガティブプライスになった場合、該当期間の支援 額をゼロとする。 但し、以下の設備は適用除外。 ・設備容量 3MW 以下の風力 ・設備容量 500kW 以下のその他設備 ・試験用の陸上風力発電設備 ・試験用の洋上風力発電設備（洋上風力エネルギー 法第 3 条 6 号に該当するもの）</p> <p>※詳細は本報告書 78 ページを参照</p>	<p>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。</p> <p>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必 要なし。</p>	<p>CfD FIT 対象電源：卸電力取引市場の取引価格がマ イナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対 して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、 年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発 電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになっ た場合には、市場販売プレミアムを受け取ることが できる。</p> <p>※詳細は本報告書 253 ページを参照</p>	<p>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。</p> <p>※詳細は本報告書 282 ページを参照</p>																						

出所) 各種資料より作成

1.1.2 再生可能電源の売電方法

ドイツをはじめとした欧州主要国では、自ら売電を求められる FIP 制度の対象電源は、アグリゲーターやトレーダー（仲介業者）と契約を結び、売電を行うケースが一般的となっている。欧州主要国におけるインバランス精算制度における再エネ電源の扱いを見ても、FIT 対象の電源はインバランス負担が免除されているが、FIP 対象の電源については、再エネ以外の電源とインバランスに関して非差別的な扱いが一般的となっている。

各国のインバランス精算制度概要

	英国	ドイツ	フランス	イタリア	
需給計画	同時同量制の種類	計画値同時同量	実同時同量	実同時同量	計画値同時同量
	計画提出(ゲートクローズ)	1時間前	15分前	15分前	不明
インバランス精算	ゲートクローズに提出する計画の拘束力	拘束力有り	拘束力無し (他BG・他制御区域との取引分は拘束力有り)	拘束力無し (他BG・他制御区域との取引分は拘束力有り)	拘束力有り
	インバランスの定義	(実需要/実発電量) - (バランシング・サービス量 + 計画量)	自社発電量 + 他BG・他制御区域からの調達分 - (需要量 + 他BG・他制御区域への販売分)		(実需要/実発電量) - 計画値
	インバランス精算運営主体 TSO (Transmission System Operator)側	Elxion社	50Hertz, Amprion, TransnetBW, Tennet Germany	RTE	Terna
	インバランス精算単位 (系統利用者)	Balancing Mechanism Unit (BMU)	Balancing Group (BG)	Balance Responsible Entity (BRE)	Utente di dispacciamento (UDD) ^{注1}
	ポジション	2ポジション (発需別グループ) ^{注2}	1ポジション (発需同一グループ)	1ポジション (発需同一グループ)	2ポジション (発需別グループ)
	不足・余剰価格別のインバランス価格体系	シングルプライス	シングルプライス	シングルプライス ^{注3}	シングルプライスとデュアルプライスの混合方式 ^{注4}
	精算の時間単位	30分	15分	30分	15分
事後調整	無し	有り	無し ^{注5}	無し	
インバランス制度の特徴	<ul style="list-style-type: none"> 我が国と計画値同量制度と類似。 ただし、BMUを更に束ねた精算単位としてのTrading Unit制度によって、インバランス負担軽減が可能 	<ul style="list-style-type: none"> 実同時同量制度であり、自社発電分について計画値とのインバランスという概念無し 加えて、各BGのインバランスは事後的にBG間取引で修正可能 (Ex-post trading) 	<ul style="list-style-type: none"> 実同時同量制度であり、自社発電分について計画値とのインバランスという概念無し 	<ul style="list-style-type: none"> 他国と異なり、全電源が義務的に参加する需給調整メカニズムの下、TSOが直接電源に給電指令する市場セトル (Central Dispatchモデル) ^{注5} ※計画値の具体的提出方法不明 	

出所) 三菱総研、平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業 (海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査) 報告書

ENTSO-E, "Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design 2018 Survey"

THEMA Consulting Group, "A Study on Balancing and Redispatching Strategies" (2019) に基づき三菱総研作成

注1) Balancing Responsible Partyに相当

注2) BMUはGSPと呼ばれる送電系統配電系統の接続点において事業者毎に登録され、送電系統への注入量・引き出し量の大小によって需要BMU、発電BMUのいずれかに分類される。BMUには異なる事業者は混在できるが、異なる事業者のBMUをTrading Unitに束ねてインバランス精算が可能。

注3) 2017年より、Single priceをベースとしたインバランス料金体系へ変更しているが、厳密にはインバランス調整に係る費用とインバランス料金収入の調整により事業者の不足・余剰インバランス価格は異なる。

注4) 電源種によってシングルプライスが適用されるもの、デュアルプライスが適用されるものがある。注5) 通信故障など例外的にTSOが承認した場合には修正可能

各国のインバランス精算制度における再エネの扱い

	英国	ドイツ	フランス	イタリア
FIT (Feed in Tariff) 対象電源	<ul style="list-style-type: none"> 小規模FIT (5MW) はインバランス負担免除 	<ul style="list-style-type: none"> FIT電源 (100kW以下) はインバランス負担免除 TSOがBGの役割を果たす 	<ul style="list-style-type: none"> インバランス負担免除 EDF、地方配電会社が買取義務を負い、BREの役割を果たす。 	<ul style="list-style-type: none"> 2008~12年に稼働開始した200kW以下の風力発電、1MW以下の太陽光以外の再エネ発電を対象とした小規模固定価格買取制度の対象電源はインバランス負担免除
FIP (Feed in Premium) 対象電源	<ul style="list-style-type: none"> CfD FIT(5MW超)はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い 	<ul style="list-style-type: none"> FIP対象電源(100kW超)はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い 再エネ発電事業者はインバランス負担を第三者に委託可能 	<ul style="list-style-type: none"> FIP対象電源はインバランス負担を負い他電源と同様の扱い 	<ul style="list-style-type: none"> 1MW以上の再エネは自己売買義務を負い、インバランス負担を負う ただし、電源種別によりインバランス精算制度は異なる^注。

出所)

[1] CEER, "Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017" (2018)

[2] BestRes, "Improved Business Models of selected aggregators in target countries" (2017) に基づき三菱総研作成

注) 文庫(2)によれば、イタリアに関しては、2017年の規制当局 (ARERA) のコンサルテーションでは下記の電源区分でインバランス精算が提案されており、再エネは精算時間単位を一般電源とは異なる配慮している。

電源種別	精算時間単位	インバランス価格
一般電源	15分	・前日市場、バランシング市場の平均価格に基づきシングルプライス (不足、余剰で単一の精算単価を適用する制度)
バイオガス等	1時間	・±15%以内: 前日市場、バランシング市場の平均価格に基づき単一価格、±15%超過: デュアルプライス (不足、余剰で異なる精算単価を適用する制度)
風力、太陽光	1時間	・前日市場、バランシング市場の平均価格に基づきシングルプライス (不足、余剰で単一の精算単価を適用する制度)

図 1-2 欧州主要国：インバランス精算制度概要と再エネ電源の扱い

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング「平成31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 (海外における再生可能エネルギー政策等動向調査)」調査報告書

表 1-3 欧州主要国：FIP 制度等における再エネ発電の売電方法

	ドイツ	フランス	イギリス			
制度名	FIT 対象電源	FIP(直接販売)対象電源	CfD FIT	CfD FIT	小規模 FIT	Smart Export Guarantee(SEG)
制度導入年	2000年4月～	2012年4月～:オプションとして市場プレミアム(FIP)制度を選択可能 2014年8月～:段階的に一定規模以上の新規設備にFIPを義務付け	2017年～	2014年～:RPS制度からCfD FIT制度に順次移行	2010年4月～ ※2019年3月31日で制度終了	2020年1月～
対象電源規模要件	100kW未満(2017年新設以降)	100kW以上(2017年新設以降)	太陽光(100kW超)、陸上風力発電(7基以上)など源別に設定	5MW超	5MW以下	5MW以下
再生可能電源の売電オプション	連系する系統運用者への固定価格での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	相対取引や卸電力取引市場での売電	選択する小売事業者に対して、保証された売電価格以上での売電	小売事業者があらかじめ提示した売電契約条件に従って売電
売電オプションの実態		VPP等のアグリゲーター/マーケットターに委託料を支払って、売電を委任するケースが多い模様 2019年1月時点で、直接販売を選択している約75GWのうち、約50GWの設備が、上位10社のアグリゲーターと契約している状況	ドイツと同様にアグリゲーター/マーケットターが、CfD FIT 制度施行後にサービスを提供中。	CfD FIT への移行前のRPS制度での支援電源は、義務対象となる大手小売事業者への証書と電気のセット販売の事例が多かった模様。 CfD FIT 対象電源は、10MW超のメガソーラー2件、平均50MWの容量となる陸上風力15件以外、大多数が洋上風力発電。CfD FIT 電源向けに電力購買契約(PPA)をオファーする小売事業者も複数有り。		制度開始直後
オフテイクリスク対策	なし (系統運用者の一括買取)	FIP 対象電源が、前月の月末から5営業日前までに連系する系統運用者に申し込むことで、特例措置として翌月は基準価格から80%減額したFITでの買取を受けることが可能	買取先が見つからない場合には、規制機関が実施する入札で指定された小売事業者が、基準価格の80%以下の価格で買取する規定あり	買取先が見つからない場合に、大手小売業者に、市場価格から減額した価格での買取義務を設定 ※但し、大規模電源については、2002年4月から施行のRPS制度でも同様に売電は各電源が行ってきたため、利用される見込みは低いと考えられる	特になし (義務対象者の大手小売業者による買取義務)	特になし (一定規模以上の小売事業者は、売電契約条件の提示を義務づけられており、当該条件での契約を断ることはできない)
プレミアムの受領方法		連系する系統運用者から市場プレミアムを受領	基準価格(FIT相当)と事後的に算定された市場平均価格の差分に相当するプレミアム額をEdFから受領	政府所有の有限会社とCfD契約を締結し、請求期間終了から28日経過後までに精算を実施		
再生可能電源のバランス義務	義務なし	義務あり	義務あり	義務あり	義務なし	義務なし
インバランス責任主体	送電系統運用者 (系統制御エリア内のFIT対象電源のバランスグループ責任者(BGM)となる)	当該電源が所属するバランスグループのバランスグループ責任者(BGM) ※FIP対象電源は、当該BGMと個別にインバランス義務に対する契約を結ぶ	当該電源が所属するバランスグループのバランス責任主体(BRE)が、需給調整範囲における責任者として、RTE社との間で契約を締結	市場参加者(BSC Parties) ※発電会社、小売会社等のエネルギーアカウント保有者。2017年1月～2018年7月に発電会社21社がBSC Partiesになったが、すべて再エネ事業者。	市場参加者(BSC Parties)である契約締結先の小売事業者	市場参加者(BSC Parties)である契約締結先の小売事業者 ※インバランスリスクも加味した売電契約条件の提示をガイダンスでは小売業者に推奨

出所) 各種資料より作成

1.2 FIP 制度の制度設計・運用上における論点

1.2.1 FIT 制度から FIP 制度への移行のトリガー

(1) 欧州各国

欧州各国の FIP 制度への移行のトリガーは、ほぼすべての加盟国で、欧州委員会の支援制度に関するガイダンスへの対応となっている。

2013 年 11 月 5 日、欧州委員会は、電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、加盟国向けのガイダンス（通達）を公表した。この中では、加盟国における再生可能エネルギー支援制度のあり方についても言及している。ガイダンスとともに公表された Q&A では、FIP 制度に関して以下のように言及している。

表 1-4 欧州委員会：再エネ支援制度に関する通達 Q&A（FIP 関連部分）

再生可能エネルギーに対して、委員会はどのような具体的支援スキームを提示しているか？

- ・ オークション／入札：加盟国は、風力など、ある一定の再生可能エネルギー発電容量を、最も低い額の入札者を求め、オークションにかける。これにより、風力発電事業者間の競争を促し、最もコスト効率の良いプロジェクトが落札することになる。これはまた、バイオマス発電などの成熟した別の電源にも適したシステムであろう。成熟とは、投資費用とリスクが低いことを意味する。
- ・ feed-in premium（プレミアム型固定価格制度）：再生可能エネルギー発電事業者は、市場価格に加え、プレミアムの支払いを受ける。システムは投資家に合理的で安全な利回りを保証すると同時に市場価格のシグナルに投資家をさらす。これが、発電事業者が kWh ごとに固定価格を受け取る、feed-in tariff（料金固定型）との違いである。feed-in tariff は新しい電源にふさわしく、feed-in premium は成熟に近付いた、投資および発電費用が低い電源により適している。（以下、略）

固定価格買取制度（FIT）は、段階的に廃止されるべきだと思うか？どういった形で？

固定価格買取制度（FIT）のもと、発電事業者は発電量 kWh ごとに固定価格の支払を受け取る。これにより、市場動向の影響から保護される。FIT は、未成熟な電源のリスクを低減するのに役立つ。電源が成熟し、その発電割合がマーケットの相当割合に達するにつれ、こういった形の保護はもはや必要なくなり、所与の期間をかけた段階的に廃止されるべきである。政府は事前通知なし、または遡及的支援スキームの改正を避けねばならない。既存の投資に対する、投資家の合理的な利回りに関する予測は尊重されるべきである。

出所) European Commission (5 November, 2013) , “Questions and Answers: EU Commission: Guidance for state intervention in electricity”, [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-13-948_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-13-948_en.htm)

その後、欧州委員会は 2014 年 4 月に「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for

environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」を策定した（2014年6月28日付けでEU官報に公布）。これは2008年に策定された環境保護のための国庫補助に関するガイダンスに置き換わるものであり、従来の環境に加え、省エネ、再生可能エネルギー、コジェネ、二酸化炭素貯留（CCS）、エネルギーインフラ等も対象に含めた包括的なもので、適用期間は2020年までとされている（現在は適用期間が2021年末で延長されている）。

このガイダンスは直接的に加盟国の導入促進施策に法的拘束力を持つものではない。しかしながら、加盟各国が支援制度を導入する際の欧州委員会によるState Aid（国庫補助）に関する審査の際に、本ガイダンスの原則が影響をしてくる。

その中で、FIP制度に関連する事項は、表1-5のとおり言及されている。入札制度の導入は、支援の費用対効果を高めることを目的としているが、FIP制度の導入は再生可能電源の市場統合の奨励を目的としている。

表 1-5 欧州委員会：2014～2020年のState Aidガイドライン（FIP関連部分）

(123) 再生可能エネルギー源からの電力に対する補助は、原則として市場の再生可能電力統合に貢献すべきである。しかしながら、小規模な設備タイプに関しては、これは実現可能でもなく、適切でもない。

3.3.2 再生可能源からのエネルギーに対して交付された事業費補助

3.3.2.1. 再生可能エネルギー源からの電力に対する補助

再生可能エネルギー源からの電力に対する補助は、本款で規定された条件を満たせば、域内市場と適合しているとみなされる。

(124) 再生可能源からの電力の市場統合を奨励するため、受益者は自社の電力を市場で直接販売し、市場の義務に従うことが重要である。次の条件が、2016年1月1日からすべての新たな補助制度や施策に適用される。

- (a) 発電事業者が直接市場で電力を販売する場合に市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付する。
- (b) 受益者は、流動性のある当日市場が存在しない場合、標準的なバランスング義務を順守する。
- (c) 逆ざやの場合、発電事業者が電力生成に対してインセンティブがないということを徹底するような措置を施行する。

(125) (124) で規定された条件は、500kW以下の設置発電容量を有する設備や、実証プロジェクト（3MW超もしくは3基以上の風力発電設備を除く）には適用されない。

出所) European Commission, “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020”, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

(2) ドイツ

ドイツでは、2012年1月施行の再生可能エネルギー法改正で、任意で直接販売+市場プレ

ミアムの FIP を選択できる制度改正をした。その後、2014 年 7 月施行の再生可能エネルギー法改正で、一定規模以上の新規設備には FIP を義務付ける法改正が行われた。2014 年法改正の際に、所管省庁（連邦経済・エネルギー省）は、下表のとおり、再エネ電源の市場統合を法改正の趣旨として説明している。

表 1-6 ドイツ：2014EEG 改正法の趣旨説明 Q&A（FIP 関連部分）

なぜ再生可能エネルギー法は改革されたのか？

再生可能エネルギー法は頓挫したからでなく、正に成功していたために改革されなければならなかったのである。この法律は、再生可能エネルギーを、隙間を埋める存在からドイツの電力供給を支える柱になさしめた。14 年間効果的に促進した結果、今日電力供給の 25%は再生可能エネルギー起源のものになった。再生可能エネルギーによる発電のコストがまだ今日より高かった時期に比較的迅速に拡充されたことで（これは特に 2009 年から 2012 年に太陽光・バイオマス設備の建設が多かったことが該当する）、再生可能エネルギー法賦課金がここ数年で著しく上昇した。今回の改革で、ここ数年のコストダイナミクスが止められ、安価な再生可能エネルギーに焦点が合わせられるべきである。

再生可能エネルギー法改革のさらなる目的は、再生可能エネルギーの市場統合を推進することである。これまでのところ、通常、系統運用者が再生可能電力を購入し、電力市場で販売している。今や再生可能エネルギーの発電者が、自ら市場販売の手筈を整えることになる。

（以下、略）

電力市場で電力価格がマイナスの場合、補助金は得られるのか？

欧州委員会の環境・エネルギー助成指針の基準により、電力価格は電力市場でマイナスになった場合、限定的に市場プレミアムを通じて助成されることができる。

2016 年以降に新設される設備については、供給した電力に対する市場プレミアムは、電力市場 EPEX Spot のスポット市場における時間契約についての価格が、少なくとも連続する 6 時間の間マイナスになった場合、ゼロに下げられる。このゼロへの減額は、この 6 時間と、マイナス値が続く限り、それに続く時間においても同様に行われる。

（以下、略）

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省, “Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform (27.Juni 2014)”²

1.2.2 FIP 制度の義務しきい値の考え方

欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景は、下表を参照。

² https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/faq_zur_zur_eeg_reform.pdf (2021 年 3 月 1 日取得)

表 1-7 欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景①

	ドイツ	フランス	イタリア	英国																				
FIP 制度導入経緯	(2012 年 1 月 既存設備含め任意選択可能) 2014 年 8 月～ 500kW 超新規設備 2016 年 1 月～ 100kW 超新規設備	2016 年 5 月 30 日～ 一定規模以上の新規設備 (除外対象のしきい値は下記参照) ※既存設備は、任意で FIP を選択可能	2013 年～ 1MW 超新規設備 2016 年～ 500kW 以下 2019 年～ 250kW 以下	2014 年～ 原則として、5MW 超設備を対象とした支援制度 として CfD FIT 制度を導入																				
導入時の義務対象要件	500kW 超 (エネルギー源の区別なし)	FIP 導入義務の免除要件 <table border="1"> <tr> <td>水力</td> <td>・500kW 以下</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>・100kW 以下の屋根設置設備 ・簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備</td> </tr> <tr> <td>バイオガス</td> <td>・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)</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>・浮体式洋上発電</td> </tr> </table>	水力	・500kW 以下	太陽光	・100kW 以下の屋根設置設備 ・簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備	バイオガス	・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	・浮体式洋上発電	1MW 超 (エネルギー源の区別なし。但し、その時点で太陽光は支援対象外。2019 年支援制度以降は、太陽光発電も支援対象に追加。)	5MW 超												
水力	・500kW 以下																							
太陽光	・100kW 以下の屋根設置設備 ・簡易入札による 100～500kW の屋根設置設備																							
バイオガス	・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	・浮体式洋上発電																							
義務しきい値の考え方	2013 年 11 月に成立した第三次メルケル政権の連立協定書では、2014 年改正法施行時点で 5MW 超の新規設備に、2017 年以降は全新規設備に FIP 義務付けの方針を盛り込んでいた。 2014 年 5 月 5 日時点の 2014 年改正法案の法案解説では、2012 年改正法に基づき 1MW 前後の多くの設備も FIP に任意で切り替えていることから、義務付けのしきい値を 500kW に引き下げたと説明。他方、2017 年以降に小規模を含めて全設備に義務付けるとした方針は、費用対効果の観点で全体コストがよりかかるとの判断で見送り。	原則として、欧州委員会の国庫補助金に関するガイドランスで示された義務対象のしきい値をそのまま適用。	制度導入時点まで、1MW 以下を対象とした小規模 FIT 制度を施行。大規模設備を対象とした RPS 制度の後継として 1MW のしきい値を導入。以降、支援制度の改定ごとに、段階的に引き下げ。	CfD FIT 制度導入時点で、5MW 以下を対象とした小規模 FIT 制度を併用。従前の支援制度 (RPS 制度) のしきい値を踏襲。																				
義務付け時の FIP 制度選択 (または自ら売電している設備) の状況	500kW 超の新規設備に FIP での支援を義務付けた 2014 年 8 月時点において、以下の容量の設備が任意で FIP 制度を選択。 <table border="1"> <tr> <td>陸上風力</td> <td>約 30,000MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>約 5,500MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>約 4,300MW</td> </tr> </table>	陸上風力	約 30,000MW	太陽光	約 5,500MW	バイオマス	約 4,300MW	FIP 制度に基づく支援制度実績なし。	従前の支援制度である RPS 制度の支援対象設備は、自ら売電して証書を受領。2019 年末時点の主なエネルギー源の認定設備は以下のとおり。 <table border="1"> <tr> <td>陸上風力</td> <td>約 6,200MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>1MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>約 3,600MW</td> </tr> </table>	陸上風力	約 6,200MW	太陽光	1MW	バイオマス	約 3,600MW	従前の支援制度である RPS 制度の支援対象設備は、自ら売電して証書を受領。2015 年 3 月末時点の主なエネルギー源の認定設備は以下のとおり。 <table border="1"> <tr> <td>陸上風力</td> <td>約 8,000MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>約 5,000MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>約 3,900MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>約 4,000MW</td> </tr> </table>	陸上風力	約 8,000MW	洋上風力	約 5,000MW	太陽光	約 3,900MW	バイオマス	約 4,000MW
陸上風力	約 30,000MW																							
太陽光	約 5,500MW																							
バイオマス	約 4,300MW																							
陸上風力	約 6,200MW																							
太陽光	1MW																							
バイオマス	約 3,600MW																							
陸上風力	約 8,000MW																							
洋上風力	約 5,000MW																							
太陽光	約 3,900MW																							
バイオマス	約 4,000MW																							

出所) 各国関連法令、公表資料より作成

表 1-8 欧州主要国における FIP 制度導入時の義務しきい値の考え方と背景②

	ドイツ	フランス	イタリア	英国																																																
FIP 導入時の再エネ及び VRE 導入状況 ※VRE は風力と太陽光の合算値	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>再エネ電力</th> <th>うち VRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2012 年</td> <td>23.5%</td> <td>12.8%</td> </tr> <tr> <td>2014 年</td> <td>27.4%</td> <td>15.9%</td> </tr> <tr> <td>2016 年</td> <td>31.6%</td> <td>19.7%</td> </tr> <tr> <td>2018 年</td> <td>37.8%</td> <td>26.2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) ドイツ連邦経済・エネルギー省</p>	年	再エネ電力	うち VRE	2012 年	23.5%	12.8%	2014 年	27.4%	15.9%	2016 年	31.6%	19.7%	2018 年	37.8%	26.2%	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>再エネ電力</th> <th>うち VRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2016 年</td> <td>19.2%</td> <td>6.0%</td> </tr> <tr> <td>2018 年</td> <td>21.2%</td> <td>7.7%</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) Eurostat, "SHARES tool 2018, Short Assessment of Renewable Energy Sources"</p>	年	再エネ電力	うち VRE	2016 年	19.2%	6.0%	2018 年	21.2%	7.7%	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>再エネ電力</th> <th>うち VRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2013 年</td> <td>31.3%</td> <td>10.8%</td> </tr> <tr> <td>2016 年</td> <td>34.0%</td> <td>11.9%</td> </tr> <tr> <td>2018 年</td> <td>33.9%</td> <td>12.2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) Eurostat, "SHARES tool 2018, Short Assessment of Renewable Energy Sources"</p>	年	再エネ電力	うち VRE	2013 年	31.3%	10.8%	2016 年	34.0%	11.9%	2018 年	33.9%	12.2%	<table border="1"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>再エネ電力</th> <th>うち VRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2014 年</td> <td>19.1%</td> <td>10.7%</td> </tr> <tr> <td>2016 年</td> <td>24.4%</td> <td>14.0%</td> </tr> <tr> <td>2018 年</td> <td>33.3%</td> <td>21.1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) "Digest of United Kingdom Energy Statistics"</p>	年	再エネ電力	うち VRE	2014 年	19.1%	10.7%	2016 年	24.4%	14.0%	2018 年	33.3%	21.1%
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2012 年	23.5%	12.8%																																																		
2014 年	27.4%	15.9%																																																		
2016 年	31.6%	19.7%																																																		
2018 年	37.8%	26.2%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2016 年	19.2%	6.0%																																																		
2018 年	21.2%	7.7%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2013 年	31.3%	10.8%																																																		
2016 年	34.0%	11.9%																																																		
2018 年	33.9%	12.2%																																																		
年	再エネ電力	うち VRE																																																		
2014 年	19.1%	10.7%																																																		
2016 年	24.4%	14.0%																																																		
2018 年	33.3%	21.1%																																																		
FIP 導入時の認定設備の状況	<p>2014 年末時点の EEG 支援対象設備の設備容量を見ると、太陽光については義務対象とならない 500kW 以下の設備の比率が約 69%。 他方、EEG 支援対象設備全体で見ると、500kW 以下の設備の比率は約 34%。</p> <p>2014 年末時点 EEG 支援対象設備容量</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エネルギー源</th> <th>500kW 以下</th> <th>500kW 超</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>太陽光</td> <td>26,413 MW (69.1%)</td> <td>11,823 MW (30.9%)</td> </tr> <tr> <td>陸上風力</td> <td>209 MW</td> <td>37,132 MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>0 MW</td> <td>994 MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>2,069 MW</td> <td>4,507 MW</td> </tr> <tr> <td>水力</td> <td>431 MW</td> <td>1,126 MW</td> </tr> <tr> <td>その他</td> <td>70 MW</td> <td>495 MW</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>29,191 MW (34.2%)</td> <td>56,077 MW (65.8%)</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) "EEG in Zahlen 2014"³</p>	エネルギー源	500kW 以下	500kW 超	太陽光	26,413 MW (69.1%)	11,823 MW (30.9%)	陸上風力	209 MW	37,132 MW	洋上風力	0 MW	994 MW	バイオマス	2,069 MW	4,507 MW	水力	431 MW	1,126 MW	その他	70 MW	495 MW	合計	29,191 MW (34.2%)	56,077 MW (65.8%)	<p>FIT 制度対象設備に関する公表情報なし (別添資料：再エネ設備容量参照)</p> <p>【参考】 太陽光の設備容量内訳</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>時点</th> <th>250kW 以下</th> <th>250kW 超</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017 年 6 月末</td> <td>3,642 MW (49.2%)</td> <td>3,757 MW (50.8%)</td> </tr> <tr> <td>2019 年末</td> <td>4,634 MW (46.8%)</td> <td>5,270 MW (53.2%)</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典) DFBEW, "Photovoltaik in Frankreich" https://energie-fr.de.eu/de/solarenergie/nachrichten/leser/barometer-zur-photovoltaik-in-frankreich.html</p>	時点	250kW 以下	250kW 超	2017 年 6 月末	3,642 MW (49.2%)	3,757 MW (50.8%)	2019 年末	4,634 MW (46.8%)	5,270 MW (53.2%)	<p>複数の支援制度対象設備を整理した情報なし (別添資料：再エネ設備容量参照)</p>	<p>複数の支援制度対象設備を整理した情報なし (別添資料：再エネ設備容量参照)</p>															
エネルギー源	500kW 以下	500kW 超																																																		
太陽光	26,413 MW (69.1%)	11,823 MW (30.9%)																																																		
陸上風力	209 MW	37,132 MW																																																		
洋上風力	0 MW	994 MW																																																		
バイオマス	2,069 MW	4,507 MW																																																		
水力	431 MW	1,126 MW																																																		
その他	70 MW	495 MW																																																		
合計	29,191 MW (34.2%)	56,077 MW (65.8%)																																																		
時点	250kW 以下	250kW 超																																																		
2017 年 6 月末	3,642 MW (49.2%)	3,757 MW (50.8%)																																																		
2019 年末	4,634 MW (46.8%)	5,270 MW (53.2%)																																																		

出所) 各国関連法令、公表資料より作成

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (2021 年 3 月 1 日取得)

1.2.3 参照市場価格の算定方法

欧州主要国では、FIP 制度のプレミアムを算出するにあたっての参照市場価格について、英国の非間欠性電源（先渡市場を参照）を除いて、前日市場の取引価格を参照している。

市場参照期間は、1 時間単位から 1 年単位まで様々で、フランスや英国では電源の特性（間欠性/非間欠性）に応じて異なる市場参照期間を採用している。ドイツでは、2020 年 12 月時点で市場参照期間を 1 年としているが、再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づき、2023 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備には 1 年間の市場参照期間が適用される。

市場参照時期は、各国とも当期価格を参照することとしており、実績値をもとに算出された参照市場価格を用いて FIP 制度のプレミアムを算定する。

なお、フランスや英国では、発電特性を踏まえ太陽光、陸上風力といった間欠性電源を加重平均、水力等の非間欠性電源を単純平均として参照価格を算出している。フランスについては、これまでの FIT 制度での回避可能原価を同様の手法で算定しており、踏襲したものとなっている。

表 1-9 欧州主要国：FIP 制度における卸取引市場価格の参照方法（2020 年 12 月時点）

	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度	FIP 制度	FIP 制度 (CfD 形式)	CfD 制度	CfD 制度
参照する卸電力市場 ※注 1	スポット市場	スポット市場	■間欠性電源(風力・太陽光等):スポット市場 ■非間欠性電源(地熱、水力、バイオマス等):先渡市場	スポット市場
市場参照期間	1ヶ月	■太陽光、陸上風力:1ヶ月 ■水力、地熱:1年 ※注 2	■間欠性電源:1時間 ■非間欠性電源:6ヶ月	1時間
市場参照時期	当期	当期	■間欠性電源:当期 ■非間欠性電源:当期	当期
交付頻度	月次	月次 ※容量市場分のプレミアム控除や、ネガティブ価格時のプレミアム控除は年次精算。	日次 ※ 電力供給日の 28 日以内に精算。	月次
発電特性をふまえた参照価格の算出方法	■陸上/洋上風力、太陽光:電源別平均 ※電源別に、当該市場参照期間の a. オンライン集計した1時間あたりの発電量×当該1時間あたりの卸電力市場の平均価格を合計し、 b. オンライン集計した当該市場参照期間の発電量で除すことにより、算出する。 ■上記以外:単純平均	■太陽光、陸上風力:加重平均 ■水力:単純平均	■間欠性電源:単純平均 ■非間欠性電源:加重平均 ※ LEBA (London Energy Brokers ' Association) の Baseload Forward Season Contracts の加重平均価格	■単純平均

注 1：ドイツ、フランス、英国、オランダは、卸電力市場の価格指標が全国一律。イタリアは、エリア別の価格をもとに算定。

注 2：フランスでは、FIP 制度の対象は入札によって決定するが、太陽光・陸上風力・水力、地熱以外のエネルギー源は、FIP 制度施行以降に募集された入札が確認できていないため詳細不明。

出所) 各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

各国の市場参照価格の算出方法は、下表のとおり。より詳細な情報は、本報告書の各国別にとりまとめた該当ページを参照いただきたい。

表 1-10 欧州主要国における FP 制度の参照市場価格の算出方法（2020 年 12 月時点）

国	参照する卸電力市場	市場参照価格の算出方法
ドイツ	前日市場	<p>【水力、埋立ガス等、バイオマス、地熱】 スポット(前日)市場のドイツ価格ゾーンの月間平均実績値</p> <p>【それ以外(陸上風力、洋上風力、太陽光)】 それぞれのエネルギー源別にスポット(前日)市場での推計平均販売実績価格(ドイツ価格ゾーン)</p> <p>※それぞれ当該月間におけるエネルギー源別の「a)オンライン集計した発電量×当該時間帯の取引所 1 時間あたり平均価格＝売電による総収入」と「b)オンライン集計した発電量」を算出。これらの数値をもとに a/b の計算をして、「月間市場価値」を算出</p> <p>【出典】2021 年再生可能エネルギー法 附属書 1(第 23a 条 Annex)</p> <p>※詳細は本報告書 75 ページを参照</p>
英国	<ul style="list-style-type: none"> ・出力に不確実性のある電源(風力、太陽光など):前日市場 ・ベースロード発電設備(水力、バイオマスなど):先渡市場 	<p>・参照価格は、出力に不確実性のある電源(風力、太陽光、波力、潮流発電)とベースロード電源で、回避可能原価に相当する「参照市場価格(Market Reference Price)」について異なる指標を採用。</p> <p>・出力に不確実性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を、ベースロード発電設備には冬季(10 月～翌年 3 月)と夏季(4 月～9 月)の季節ごとに先物市場で設定された平均価格を参照価格に適用。</p> <p>【風力、太陽光】 ・卸電力市場(APX 及び N2EX)の前日(day-ahead)市場における一時間ごとの実績値で算定</p> <p>【その他電源】 ベースロード市場参照価格(BMRP)については、LEBA(London Energy Brokers' Association)が報告する Baseload Forward Season Contracts の加重平均価格を使用して算定される。例えば、2018 年冬季(2018 年 10 月～2019 年 3 月)に使用される BMRP は、2018 年 4 月～9 月までの実績値(2018 年 10 月公表)を用いる</p> <p>【出典】The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations</p> <p>※詳細は本報告書 183 ページを参照</p>
フランス	太陽光、陸上風力、水力:前日市場	<p>省令に基づき、エネルギー源別に以下のいずれかの手法で算出。</p> <p>①代表的設備の発電量により毎時加重された、期間 i における前日市場での市場価格平均(価格がプラスかゼロの時間帯のみ)</p> <p>②フランス市場での先物価格平均値</p> <p>③上記 2 方式の組み合わせ</p> <p>⇒ 2020 年 12 月時点で、太陽光及び陸上風力は①の方式を採用</p>

		<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光、風力:スポット(前日)市場での1ヶ月加重平均価格 ・水力、地熱:スポット(前日)市場での年間平均価格 <p>※その他のエネルギー源は、FIP 制度施行以降に募集された入札が確認できておらず、2020年12月時点で詳細は不明</p> <p>※詳細は本報告書213ページを参照</p>
イタリア	前日市場	<ul style="list-style-type: none"> ・発電設備の基本インセンティブ価格に対して、当該設備の連系エリアにおける1時間ごとのスポット(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(基本インセンティブ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 <p>【出典】2019年7月4日付経済発展省令 Art.7</p> <p>※イタリアのスポット(前日)市場は、系統制約が存在しない場合、全国一律価格であるが、系統制約が生じた場合は、最大6地域に市場が分割されて、地域ごとの取引価格が改めて算定される。</p> <p>※詳細は本報告書282ページを参照</p>

出所) 各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

英国の CfD FIT 制度で、異なる参照市場期間を間欠性電源（1 時間）と非間欠性電源（6 ヶ月）に適用する理由について、以下のように説明している。

表 1-11 英国：CfD FIT 制度の参照する市場の選定理由

<ul style="list-style-type: none"> ・参照価格を平均することで、発電者が適宜メンテナンスを実行し、価格が高い時期に発電する強いインセンティブを与える。これは、ベースロード発電者が対応できるシグナルである。間欠性発電所のメンテナンススケジュールはすでに風況などの別のファクターで決まっている。このため、平均化は、間欠性発電ではなくベースロード発電に対しメリットがある。 ・平均化はまた、間欠性発電に追加のリスクを生む。良い風況は、発電価格を引き下げ、風力の収入を減少させる。この効果の大きさは、再生可能エネルギー目標によって大きく左右される、当該発電系統への風力発電量にもよる。風力発電がこれからの系統にどの程度増えるか、それに伴い、平均価格に関連し、市場から受け取る価格がどうなるかを予測することが難しくなる。このため、平均化は間欠性発電所に管理が難しくなるというリスクをもたらす。 ・間欠性発電に関して、参照価格は前日市場から引いてくるべきである。リアルタイム（時間前市場）の価格が前述のリスクを取り除く一方で、発電者は市場へのアウトプットを前向きに管理するインセンティブがないということにもなるだろう。むしろ、系統運用者にとって系統のバランスという課題が増える、発電に近い時期での売電となるだろう。 ・ベースロード発電に関して、参照価格は先渡（1 年前）市場から引いてくるべきである。1 年前価格は送電年全般の市場価格平均を効果的に示す。

出所) Impact Assessments, “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014” pp22-24 (https://www.legislation.gov.uk/ukia/2014/249/pdfs/ukia_20140249_en.pdf) をもとに作成

1.2.4 管理プレミアムの設定

(1) 管理プレミアム額

FIP 制度を導入している欧州主要国のうち、英国の CfD FIT 制度、イタリアの支援制度では、インバランスにかかる管理費用を含む支援基準価格を入札で決定するため、制度として「管理プレミアム」を設けておらず金額を明示していない。

制度として、再エネ発電事業者のインバランスコストを補填する目的で「管理プレミアム」を導入しているドイツ、フランス、オランダにおける平均支援額は下表のとおり。

各国とも、風力や太陽光のような間欠性電源は、支援期間の年平均で 0.28～0.4 ユーロセント/kWh、水力やバイオマスといった非間欠性電源は 0.2～0.2 ユーロセント/kWh 程度の「管理プレミアム」を前提とした制度設計としている。

表 1-12 欧州主要国における管理プレミアムの設定状況

対象国	エネルギー源	支援期間の年平均管理プレミアム額	備考
ドイツ	【任意選択事業者】 陸上風力、洋上風力、太陽光	0.4～0.49 セント/kWh	任意で FIP 制度を選択した事業者には、当初 1 セント/kWh 程度のプレミアムを付与していたが、3 年ほどで 0.4 セントの水準まで逡減（将来的にさらに逡減、もしくは廃止される可能性有り）
	【義務事業者】 陸上風力、洋上風力、太陽光	0.4 セント/kWh	FIT 対象事業者と FIP 対象事業者について、2014 年 8 月以降に FIP 制度が義務付けられた事業者は、支援基準価格を 0.4 セント差別化（FIT 対象事業者の支援価格を 0.4 セント引き下げ）
	【任意選択事業者】 水力、バイオマス	0.25 セント/kWh	（将来的にさらに逡減、もしくは廃止される可能性有り）
	【義務事業者】 水力、バイオマス	0.20 セント/kWh	FIT 対象事業者と FIP 対象事業者について、2014 年 8 月以降に FIP 制度が義務付けられた事業者は、支援基準価格を 0.2 セント差別化（FIT 対象事業者の支援価格を 0.2 セント引き下げ）
フランス	風力	0.28 セント/kWh	省令（アレテ）にて規定
	水力、地熱	0.2 セント/kWh	省令（アレテ）にて規定
オランダ	太陽光、陸上風力	0.4 セント/kWh	FIP 制度（SDE+）の 2017 年支援額を決定する際に、右記のインバランスコストを前提として、支援水準を決定

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

ドイツでは、任意で FIP 制度を選択可能とした再生可能エネルギー法 2012 年改正法で、「管理プレミアム」制度を導入し、市場プレミアムに加えて、移行期の経過措置として「管理プレミアム」を付与していた「管理プレミアム」は、送電系統運用者が当該電力を市場で販売していたならば要した費用（供給量の把握、予測及び IT インフラに必要な費用、人件費等）に相当し、太陽光及び風力とそれ以外の電源で異なるプレミアム額を設定していた。その後、一定規模以上の新規設備に FIP 制度を義務付けた 2014 年改正法以降は、新規設備

に対する「管理プレミアム」の適用を廃止した。

こうした管理プレミアム額に対して、FIP 対象の再生可能エネルギー発電事業者が負担する実際のインバランス費用に関しては、有意なデータを公表情報で得ることができなかった。

(2) 各国のインバランス実績

ドイツと英国のインバランス料金、発生状況の実績を以下に整理する。

1) ドイツ

ドイツのコントロールエリアでは、2018 年の不足時のインバランスの場合、国内需給調整メカニズムにおける容量加重インバランス料金平均（15 分あたり）（短期ポートフォリオ：需給調整サービス・プロバイダーによる消費削減または供給増加）は、€81.28/MWh で前年比 4%増で、2018 年の（ピーク）当日取引平均価格を約 84%上回った。

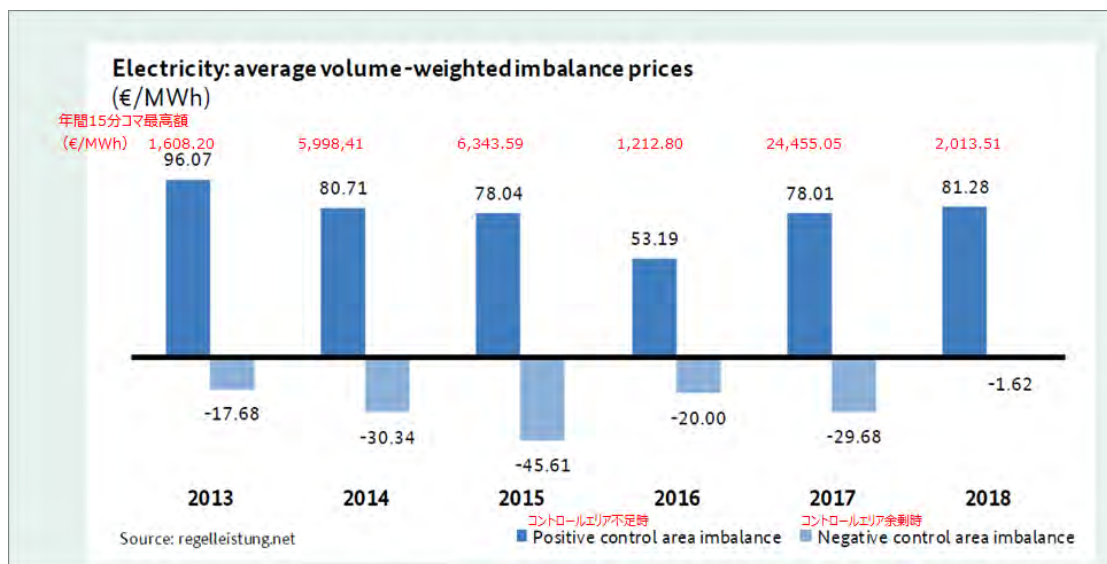


図 1-3 ドイツ：インバランス料金実績（2013～18 年、容量加重平均）

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

ドイツの 2018 年におけるインバランス発生状況とインバランス価格の相関は、下図のとおり。

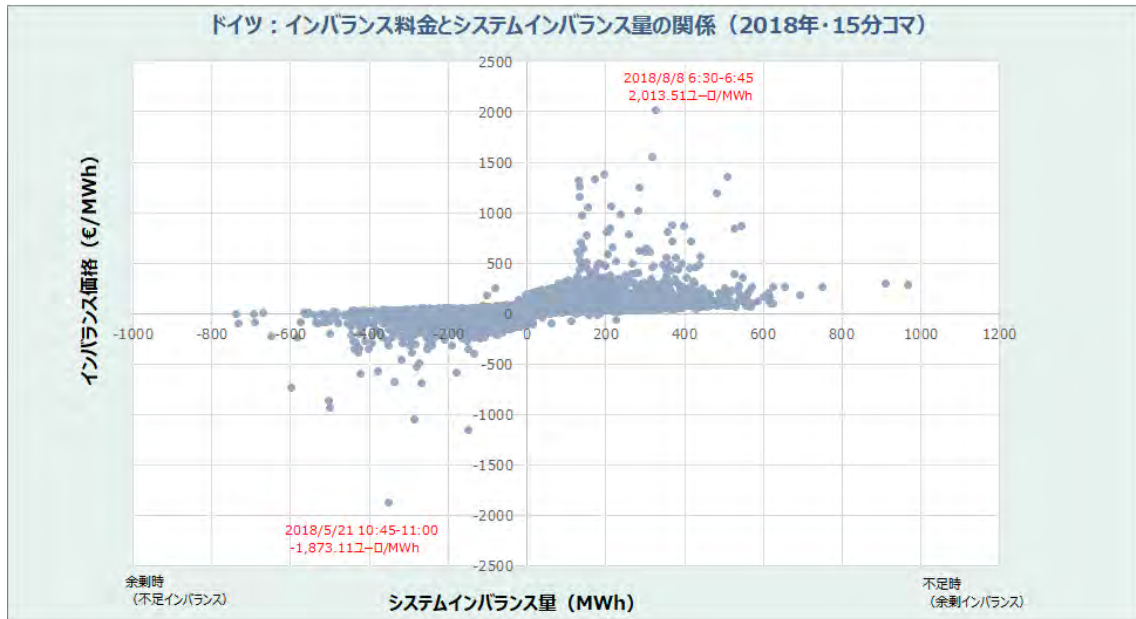
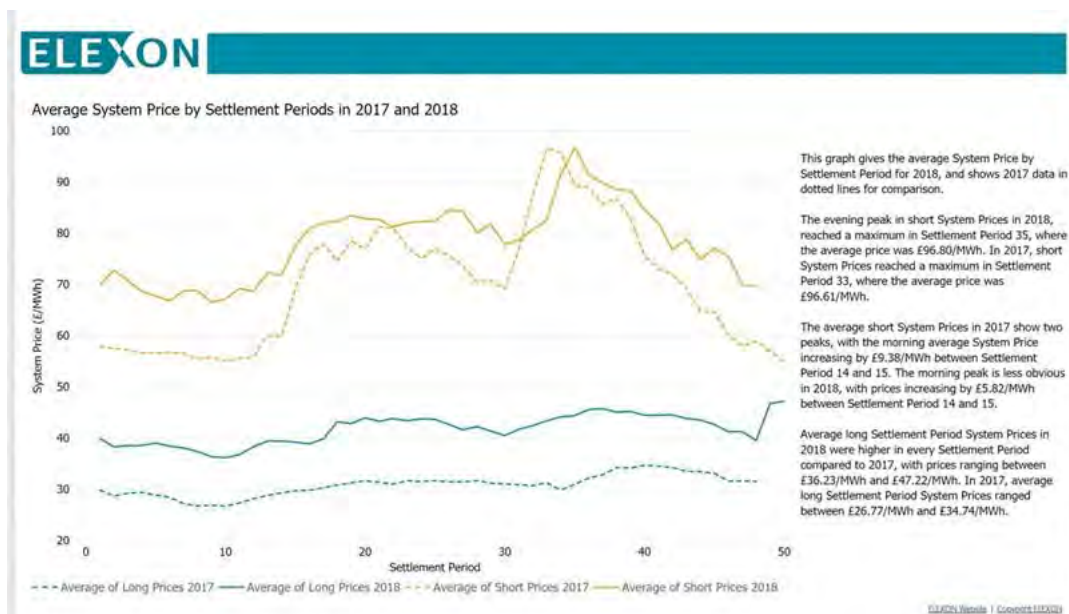


図 1-4 ドイツ：インバランス料金とシステムインバランス量（2018年・15分コマ）

出所) ENTSO-E、transparency platform、<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>、2020年9月22日閲覧をもとに作成

2) 英国

英国の2018年のインバランス料金を見ると、システムバランスが不足時の「Short」システムプライスの平均が78.84 €/MWh、システムバランスが余剰時の「Long」システムプライスの平均が41.39 €/MWhとなっている。



出所) Elexon 社、<https://www.elexon.co.uk/data/key-data-reports/system-prices-analysis-report/elexon-insights-system-prices-2018/>、2020年9月23日閲覧

英国の2018年のインバランス料金を見ると、100 £/MWh を記録した30分コマが631回となる一方、ネガティブ価格になる30分コマが103回（0.6%）となっている。

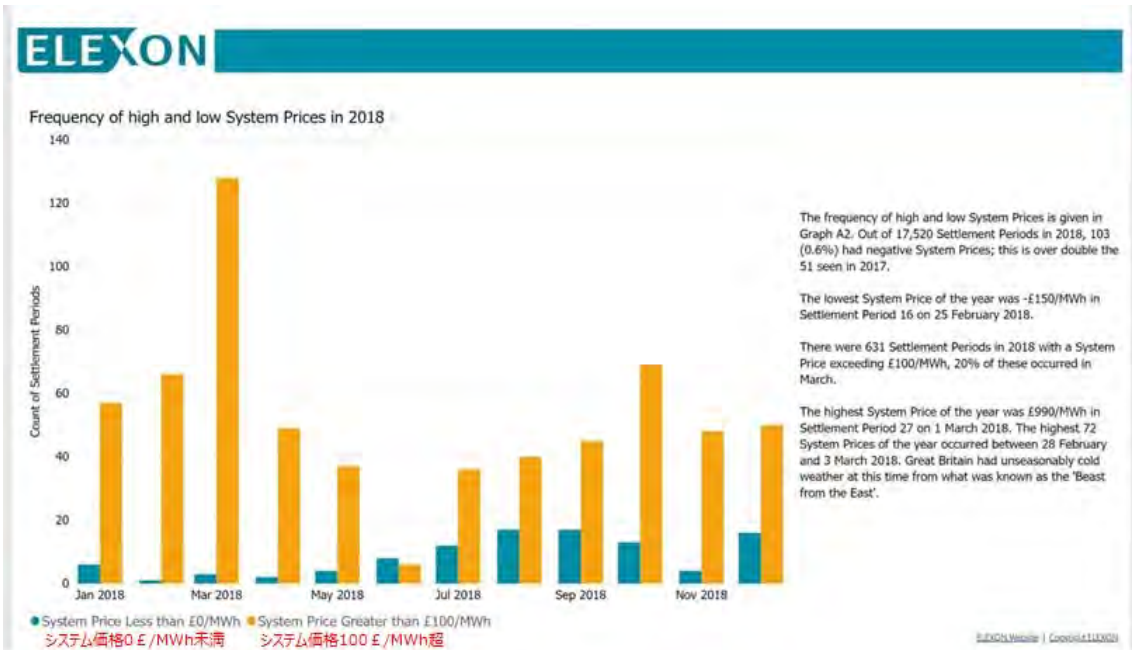


図 1-5 英国：インバランス料金の高値・安値の発生状況（2018年・30分コマ）

出所) Elexon 社、<https://www.elexon.co.uk/data/key-data-reports/system-prices-analysis-report/elexon-insights-system-prices-2018/>、2020年9月23日閲覧

英国の2018年のインバランス発生状況とインバランス価格の相関は下記のとおり。

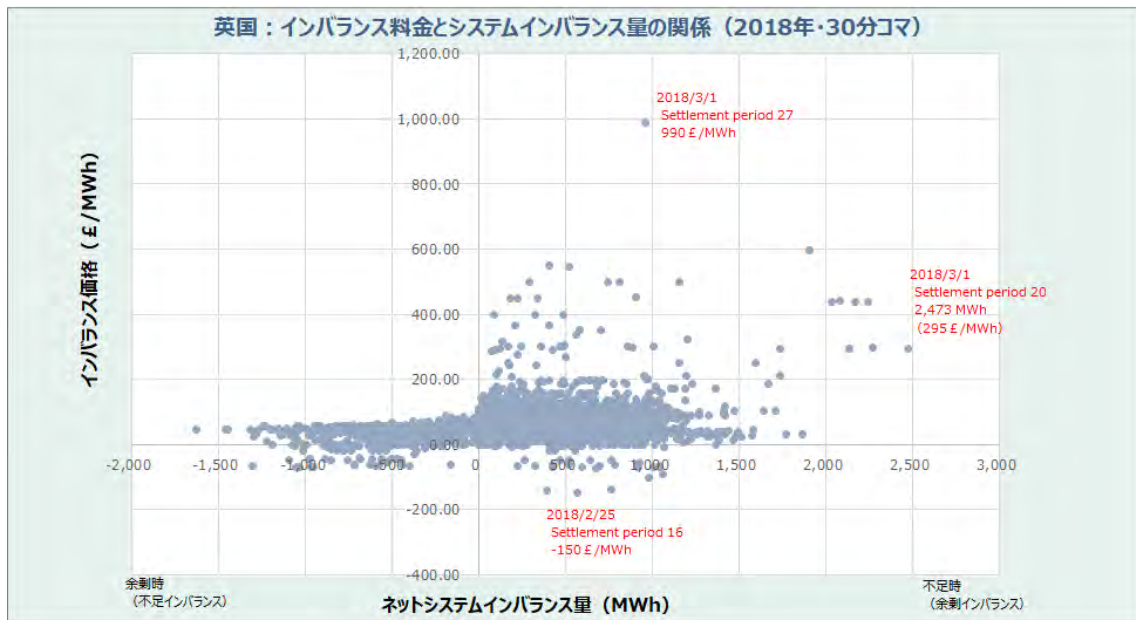


図 1-6 英国：インバランス料金とシステムインバランス量（2018年・30分コマ）

出所) ENTSO-E、transparency platform、<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>、2020年9月22日閲覧をもとに作成

1.2.5 市場直売によるオフテイクリスク対策

ドイツ、フランス、英国の FIP 制度 (CfD 形式を含む) 制度では、制度としてオフテイクリスク対策を設けているが、フランスと英国では、これまでに利用実績がない。ドイツでは、FIP 制度による支援を義務付けるしきい値が、他国よりも低い 100kW 以上となっているため、特に稼働開始直後の一部の設備が、オフテイクリスク対策を利用している。

表 1-13 欧州主要国：FIP 制度等におけるオフテイクリスク対策

国	概要	買取先	価格水準	利用可能期間
ドイツ	<p>電力買取先の倒産時、稼働開始直後等における特別措置として、減額した FIT 制度による売電が可能</p> <p>※前月末から5営業日前までに申し込みが必要。</p> <p>※FIT/FIP 制度選択制から、一部の規模に対して FIP 制度のみへ移行したときから、新たに導入。</p>	系統運用者	<p>基準価格の 80% での FIT 売電</p> <p>※別途のプレミアム支給なし</p>	<p>連続最長3ヶ月、1年で6ヶ月まで</p> <p>※2017 年から、新規稼働案件に対し、新たに導入。</p> <p>※FIP 制度対象期間の内数。</p>
フランス	<p>電力買取先が見つからないと発電事業者が証明できる場合、ラストリゾートの小売事業者と、減額した FIT 制度による売電契約の締結が可能</p> <p>※利用期間中は、当該再エネ電気を、再エネ発電事業者自ら、または、マーケットターを通じて、販売することは不可。</p> <p>※一部の規模に対して FIT 制度から FIP 制度へ移行したときから、新たに導入。</p>	<p>小売事業者</p> <p>※エネルギー省が、競争入札により、ラストリゾートの小売事業者を指名。指名期間は最長5年。</p>	<p>基準価格の 80% 以下での FIT 契約締結</p> <p>※申請期間中も、プレミアムの支給を中断。支援期間の延長はなし。</p>	<p>最長3ヶ月</p> <p>※ただし、申請により、第三者との契約にどうしても至らなかったことが証明される場合には、更新される可能性あり。</p> <p>※FIP 制度対象期間の内数。</p>
英国	<p>電力買取先が見つからない場合、ラストリゾートの小売事業者に売電が可能</p> <p>※緊急対策売電契約 (backstop power purchase agreement (BPPA)) という。</p> <p>※原則 5MW 超を対象とした支援制度を RO 制度から CfD 制度へ移行したときから、新たに導入。</p> <p>※100MW 未満の設備は、全量の BPPA 締結が必要。100MW 以上の設備は、全設備容量の 50% 以上であれば、一部容量のみの BPPA 締結が可能。ただし、一つの契約を 100MW 未満に分割して複数の契約締結が必要。</p>	<p>小売事業者</p> <p>※6%以上の供給電カシエアを有する小売事業者は、市場規制機関が実施するラストリゾート入札への参加義務あり。他の小売事業者も、任意でラストリゾート入札に参加可能。</p> <p>※ラストリゾート入札に参加する小売事業者は、BPPA を締結するにあたっての管理費用を応札し、最低の管理費用を提示した小売事業者が落札。</p>	<p>市場参照価格から一定額を割引いた価格での売電</p> <p>※制度開始当初において 25 ￡/MWh。以降はインフレ率により調整。</p> <p>※BPPA 履行のための管理費用は、全小売事業者間で平準化。</p> <p>※CfD 契約に基づくインセンティブ支給額には影響なし。</p>	<p>1年契約</p> <p>※ただし、再エネ発電事業者が、6ヶ月経過したら破棄可能。</p> <p>※再契約可能。</p> <p>※CfD 制度対象期間の内数。</p>

出所) 各種資料より作成

ドイツ、フランス、英国のオフテイクリスク対策の概要と活用状況は、下表のとおり。

表 1-14 欧州主要国：オフテイカーリスク対策の概要

	ドイツ	フランス	英国
対策の概要	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP 対象電源が、前月の月末から 5 営業日前までに系統運用者に申し込むことで、特例措置として当該月は減額した FIT での買取を受けることが可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力買取先が見つからない場合には、エネルギー省が指名したラストリゾートの小売事業者に売電が可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力買取先が見つからない場合に、当該 CfD FIT 発電事業者は、Offtaker of Last Resort (OLR) の申請が可能 ・6%以上の供給電力シェアを有する大手小売事業者には、市場価格から減額した価格での入札（電力のみ）への応札義務を設定
【参考】 FIP/CfD FIT 選択時のプレミアム支給機関	<ul style="list-style-type: none"> ・連系する系統運用者に市場プレミアム相当分を請求 	<ul style="list-style-type: none"> ・EDF (フランス電力会社) が、エネルギー法典 L314-18 条に基づき、市場プレミアム支払いの責任を引き受ける 	<ul style="list-style-type: none"> ・政府所有の有限会社と CfD 契約を締結し、請求期間終了から 28 日経過後までに精算を実施
電力分のラストリゾート買取先/選定方法	<p>【（連系する）系統運用者】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・FIP 対象電源が、前月の月末から 5 営業日前までに連系する系統運用者に申し込むことで、特例措置として翌月は減額した FIT での買取を受けることが可能 	<p>【ラストリゾート事業者として指名された小売事業者】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー法典 (Code de l'énergie) L.314-26 条では、所管機関（エネルギー省）が、透明性の高い方法（競争入札）で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（指名期間は最長 5 年間） 【2016 年 5 月 27 日付けデクレ R.314-51 条】 ・但し、2019 年 7 月 11 日付けの規制機関（CRE：エネルギー規制委員会）による公表文書では、これまでにラストリゾートとして指名を受けた事業者はなしと記載 	<p>【小売事業者（一定規模以上の事業者には入札参加義務）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・市場規制機関 (Ofgem) が実施する Offtaker of Last Resort (OLR) 入札に、6%以上の供給電力シェアを有する大手小売事業者は「義務供給事業者」として参加義務を有する ・「義務供給事業者」に該当しない他の小売事業者も、任意で入札に参加可能 ・入札プロセスに参加する事業者は、割引した価格での緊急対策売電契約 (backstop power purchase agreement (BPPA)) を締結するにあたっての管理費用 (£/MWh) を応札し、最も低い管理費用を提示した小売事業者が落札（同額の場合は、先に入札した者が落札）
上記対策を利用した場合の措置	<ul style="list-style-type: none"> ・基準価格（参照市場価格を差し引いて市場プレミアムを算出する前の支援水準。FIT 額相当）の 80% で、系統運用者に売電 	<ul style="list-style-type: none"> ・基準価格（参照市場価格を差し引いて市場プレミアムを算出する前の支援水準。FIT 額相当）の 80% 以下で、ラストリゾート事業者と売電契約を締結 【エネルギー法典 L.314-26 条】 ・当該期間は、発電電力を自ら、またはマーケットターを通じて販売することは不可 ・また、ラストリゾート事業者との売電契約締結の申請期間中は、プレミアム等の補償支払いを中断（支援期間の延長はなし） 	<ul style="list-style-type: none"> ・CfD FIT 発電事業者は、Offtaker of Last Resort (OLR) 入札の落札者と、市場参照価格から割引をした価格での売電契約 (backstop power purchase agreement (BPPA)) 締結が可能 ・制度開始当初は、市場参照価格 (market reference price) から 25 £/MWh の割引を適用し、その後はインフレ率により調整 ・BPPA 履行のための管理費用は、全供給事業者間で、CfD FIT の費用と同様に平準化
対策の利用可能期間	<ul style="list-style-type: none"> ・連続して最長 3 ヶ月、1 年で 6 ヶ月までと制限 ※EEG2017 からの規定 【第 21 条】 	<ul style="list-style-type: none"> ・最長 3 ヶ月間。但し、発電者の申請により、第三者との契約にどうしても至らなかったことが証明される場合には、更新される可能性あり 【2016 年 5 月 27 日付けデクレ R.314-52 条】 	<ul style="list-style-type: none"> ・BPPA は 1 年契約。但し、発電事業者が、オフテイカーに契約終了通知を書面で送達することで早期に破棄可能 ・発電事業者とオフテイカーが合意していない場合には、契約終了の書面送達日から 6 週間前、または契約開始日から 6 ヶ月前の日付での契約終了日は不可 ・発電事業者は、1 年契約が終了しても、新たに OLR の申請を行い、BPPA の再締結が可能
利用実績	<ul style="list-style-type: none"> ・2019 年 7 月現在、246 設備、計 73MW が例外規定を適用 	<ul style="list-style-type: none"> ・2019 年 7 月 11 日付けの規制機関であるエネルギー規制委員会（CRE）公表文書によると、それまでにラストリゾートとして指名を受けた事業者はなし 	<ul style="list-style-type: none"> ・2019 年度末（2020 年 3 月 31 日）までの利用実績はなし

	ドイツ	フランス	イギリス
主な出典	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2014 年再生可能エネルギー法 (EEG2014) 英語暫定訳 Section 21、Section 38 https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-eeg-2014.pdf ・ 2014 年 EEG 改正法案 P.139 Zu § 36 https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/013/1801304.pdf ・ 2017 年再生可能エネルギー法 (EEG2017) 英語暫定訳 Section 21 https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf ・ 2016 年 EEG 改正法案 P.234–235 「Zu § 21 EEG 2016」 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016.pdf ・ 利用実績 “Monitoring der Direktvermarktung Quartalsbericht (06/2019)” P.30-31 Abbildung 20、21 https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/08/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-06-2019.pdf 	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー法典 (Code de l'énergie) Article L314-26 https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?sessionId=1134678FB99014F9493376946CB_A596F.tplgfr41s_3?idSectionTA=LEGISCTA000031053454&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191108 ・ 2016 年 5 月 27 日付けデクレ Paragraphe 7、Modalités d'achat en dernier recours Art. R. 314-51、Art. R. 314-52 https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000032591142&categorieLien=id 	<ul style="list-style-type: none"> ・ OFGEM (規制機関) OLR 関連情報ポータル https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/offtaker-last-resort-olr ・ Offtaker of Last Resort (OLR): Essential Guide for Suppliers https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/offtaker-last-resort-olr-essential-guide-suppliers ・ Backstop Power Purchase Agreement (BPPA) contract https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/backstop-power-purchase-agreement-bppa-contract

出所) 各種資料より作成

1.2.6 ネガティブプライス時のプレミアムの取り扱い

欧州では、欧州委員会による「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」で、加盟各国に対して卸電力取引市場で 6 時間以上連続してネガティブプライスが続いた場合に、プレミアムをゼロとすることを求めている。そのため、ドイツ、オランダ、イタリアでは、卸電力市場価格が 6 時間以上続いた場合に、プレミアムをゼロとする規定を設けている。なお、ドイツは、再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づき、2021 年以降の新規設備は 4 時間連続の場合にプレミアムがゼロとなるように改正されている。

他方、フランスはネガティブプライスの時間帯はすべてプレミアムをゼロとし、年間あたりの上限時間（例、太陽光：15 時間、入札対象陸上風力：20 時間）を超過して卸電力市場がネガティブプライスになった場合は、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる仕組みとしている。

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
卸市場価格がネガティブのときのプレミアム	<p><プレミアムがゼロになる場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場のスポット市場の 1 時間コマの取引価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） <p><対象外></p> <ul style="list-style-type: none"> 2016 年 1 月以降に新設された設備以外。 風力：3MW 以下 その他全電源：500kW 以下 	<p><プレミアムがゼロになる場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合。 ただし、年間あたりの上限時間（例、太陽光：15 時間、入札対象陸上風力：20 時間）を超過して卸電力市場がネガティブプライスになった場合、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる 	<p><プレミアムが減額される場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合、プレミアム最大額は基準価格。 <p><プレミアムがゼロになる場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） 	<p><プレミアムがゼロになる場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） <p><対象外></p> <ul style="list-style-type: none"> 2015 年 12 月以前に支援で申請した設備。 風力：3MW 以下 その他全電源：500kW 以下 	<p><プレミアムがゼロになる場合></p> <ul style="list-style-type: none"> 当該発電設備が立地するエリアの卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） ただし、上記によりプレミアムが交付されなかった期間分、プレミアム交付期間も延長される
出力制御を指示されるときに当該事業者に対するプレミアム	<ul style="list-style-type: none"> （2012 年 1 月以降に稼働した設備については）出力抑制による逸失収入が年間収入の 1% 未満であれば逸失収入の 95% を、1% を上回る部分は全額を補償 	<p>（取決めを確認できず）</p>	<p>出力抑制分の補償を申請可</p>	<p>取り決めなし</p>	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電について、出力抑制によってプレミアムが交付されなかった期間分、プレミアム交付期間も延長される

図 1-7 欧州主要国：ネガティブプライス時や出力制御時のプレミアムの扱い

出所）各国 FIP 制度の根拠法令をもとに作成

ドイツでは、ネガティブプライスが発生する時間帯は増加傾向にあり、2019 年には 1 年間で 211 時間で、そのうち 6 時間以上連続してネガティブプライスが発生したため市場プレミアムの支給対象外となった時間帯は 123 時間であった。増加傾向は、2020 年になってコロナ禍の影響もあり顕著となっており、1 月から 6 月の上半期で 6 時間以上連続してネガティブプライスとなる時間が 150 時間に達している⁴。

⁴ “Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (06/2020)”, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-q2-2020.html>（2021 年 3 月 1 日取得）

また、フランスでも、2019年に計27時間にわたりスポット市場でネガティブプライスが発生し、過去最高を記録した。2019年6月8日(土)には、休日で需要が低く、且つ嵐(Storm Miguel)の襲来で風力発電の出力が多かったために、-24.9€/MWhのネガティブ価格を記録している。

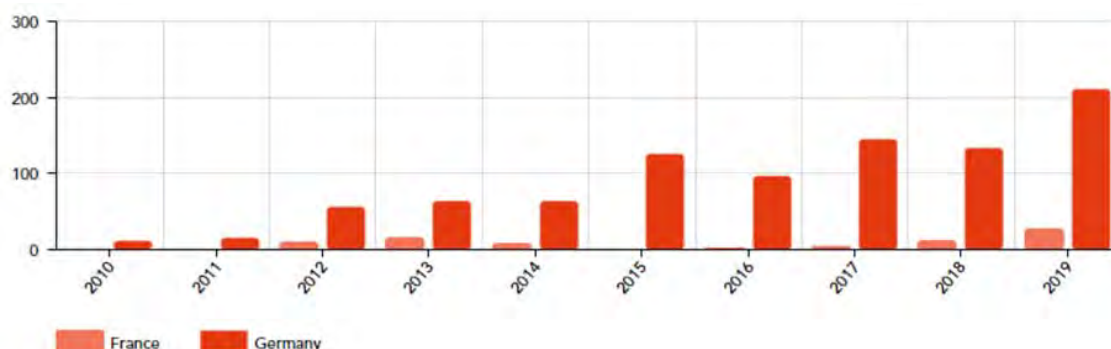


図 1-8 デイツ及びフランスのスポット市場におけるネガティブプライス発生時間数

出所) RTE, “Electricity Report 2019”をもとに作成

1.2.7 アグリゲーターの事業環境

FIP 制度を選択する再生可能エネルギー発電設備は、アグリゲーターやバーチャル発電所 (Virtual Power Plant : VPP) といったサービス提供者と契約を行い、管理費用を支払って売電を代行してもらうことが一般的である。FIP 制度を 2012 年度に導入したドイツでは、制度導入当初から多くのアグリゲーターがビジネスに参入した。

表 1-15 ドイツにおける FIP 制度導入前後の事業環境について

項目	状況						
		水力	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	地熱
各電源の導入容量 (支援対象外含む)	2012年	5,607 MW	34,077 MW	30,711 MW	268 MW	6,753 MW	19 MW
	2014年	5,580 MW	37,900 MW	37,620 MW	994 MW	7,260 MW	33 MW
	2016年	5,598 MW	40,679 MW	45,283 MW	4,152 MW	7,681 MW	38 MW
アグリゲーター数・ アグリゲーターとの契約設備	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年時点で、70超の企業が直接販売事業者としてバランシンググループへ登録。上位10社が70%程度のシェア。 ● 2019年時点で、FIP制度を選択している約75GWのうち、70%程度の設備が上位10社のアグリゲーターと契約。また、各社のエネルギー源別ポートフォリオにも特色が出てきている。 						
卸電力取引所 参加登録者数の推移	参加登録者数	2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	
	EPEX Scot (スポット)	175	194	207	204	198	
	EEX (先物)	157	169	177	221	237	
当日市場取引量		2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	
	当日市場取引量	10 TWh	16 TWh	26 TWh	41 TWh	53 TWh	
当日市場 GC スケジュール変更状況	<ul style="list-style-type: none"> ● 当日市場のゲートクローズ時間 (実需給断面からの時間差) 2009年～ : 45分前 → 2015年～ : 30分前 → 2017年～ : 5分前 ● 当日市場の市場コマ 2011年9月に、従来の1時間コマに加え、15分コマを追加 ⇒ 当日取引に伴う計画変更の回数が、2014年の約211万回から、2017年には約358万回に増加 						

出所) 連邦経済・エネルギー省、ドイツ連邦ネットワーク庁公表資料をもとに作成

競争が生じた結果として、近年は、上位の数社にサービスが集中する傾向があり、各社の源別ポートフォリオにも特色が出てきている。2019年1月時点で直接販売・市場プレミアム制度を選択している約75GWのうち、70%程度の設備が上位10社のアグリゲーターと契約している。

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

Rang	Energieträger	Direktvermarkter	Stand		Wind	Solar	Biomasse/ Biogas	Wasserkraft
			01.01.2019	31.12.2018				
1	Wind	Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
2		Quadra Energy	6.500	5.350	6.100	380	10	10
3		Vattenfall Energy Trading	5.610	3.850	5.050	550		10
4		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
5		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
1	Solar	Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
2		Sunnich Lighthouse	2.400	2.300	600	1.700	1,5	0,5
3		Wind Energy Trading/ BKW Energie	4.828	5.963	3.346	1.474	5	3
4		MVV Energie	4.000	4.300	2.500	1.350		
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55
1	Biomasse	Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
2		Next Kraftwerke	4.080	3.681	591	2.034	1.313	22
3		Baywa Re / Clens	3.270	2.200	2.700	150	400	
4		EWE Trading	3.350	4.300	2.980	65	305	
5		Lechwerke	508	409		80	285	78
1	Wasser	Innogy	2.069	2.137	1.314	185	192	377
2		EnBW	3.450	4.600	2.910	380	40	110
3		Lechwerke	508	409		80	285	78
4		Energy2market	3.537	3.486	1.073	691	1.708	65
5		Statkraft Markets	11.478	10.202	10.676	747		55

Quelle: E&M Ausgabe 2/2019.

図 1-9 ドイツ：直接販売アグリゲーターの源別ポートフォリオの状況

出所) “Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

2. 主要国における再生可能エネルギーをめぐる全般的動向

2.1 主要国における 2030 年、2050 年再エネ導入目標

2021 年 1 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、下表のとおり。

表 2-1 主要各国の再生可能電力導入目標比率の根拠（2021 年 1 月時点）

国	目標値								
ドイツ	<p>【法定目標】</p> <p>2021 年再生可能エネルギー法（2020 年 12 月 21 日版） https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/</p> <p>第 1 条（2） 「本法の目的は、電力消費量に占める再生可能電力比率を 2030 年までに 65%まで引き上げること」</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>目標年</th> <th>目標比率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td> <td>65%</td> </tr> </tbody> </table> <p>第 1 条（3） 「本法の目的は、2050 年までにドイツ連邦内（EEZ を含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHG ニュートラルの方法で発電すること」</p>	目標年	目標比率	2030 年	65%				
目標年	目標比率								
2030 年	65%								
英国	<p>【シナリオ・予測】</p> <p>イギリスのビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、今後のエネルギー使用量と温室効果ガスの排出量を分析、予測しつつ、最新のエネルギー予測を公表。最新の公表版「2019 Updated Energy & Emissions Projections」（2020 年 10 月公表） 注²の Reference シナリオでは、2030 年の再エネ電力を以下のとおり予測。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2030 年予測</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再エネ電力（Renewables）</td> <td>175.575 TWh</td> </tr> <tr> <td>総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）</td> <td>301.941 TWh</td> </tr> <tr> <td>再エネ比率</td> <td>58.2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>出所）「2019 Updated Energy & Emissions Projections」 Annex J： https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2019</p>		2030 年予測	再エネ電力（Renewables）	175.575 TWh	総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）	301.941 TWh	再エネ比率	58.2%
	2030 年予測								
再エネ電力（Renewables）	175.575 TWh								
総電力供給量（Total electricity supplied (gross)）	301.941 TWh								
再エネ比率	58.2%								

<p>スペイン</p>	<p>【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan） https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en</p> <table border="1" data-bbox="395 331 1058 443"> <thead> <tr> <th>目標年</th> <th>目標比率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td> <td>74%</td> </tr> </tbody> </table> <p>※スペイン議会に提出されている気候変動及びエネルギー移行法案では、2050 年までに電力消費の 100%を再生可能エネルギーで賄う目標を設定（2021 年 1 月時点で未成立）</p>	目標年	目標比率	2030 年	74%						
目標年	目標比率										
2030 年	74%										
<p>イタリア</p>	<p>【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan）及び国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale）（2017 年策定） https://temi.camera.it/leg18/post/la-strategia-energetica-nazionale-sen.html</p> <table border="1" data-bbox="395 880 1058 992"> <thead> <tr> <th>目標年</th> <th>目標比率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td> <td>55%</td> </tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	55%						
目標年	目標比率										
2030 年	55%										
<p>フランス</p>	<p>【法定目標】 エネルギー移行法 L. 100-4 条（2015 年施行）</p> <table border="1" data-bbox="395 1126 1058 1238"> <thead> <tr> <th>目標年</th> <th>目標比率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2030 年</td> <td>40%</td> </tr> </tbody> </table>	目標年	目標比率	2030 年	40%						
目標年	目標比率										
2030 年	40%										
<p>米国</p>	<p>※連邦政府による再生可能エネルギー電力導入目標はなく、各州が自主的に策定</p> <p>【シナリオ・予測】 U.S. Energy Information Administration 「Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050」 https://www.eia.gov/outlooks/aeo/ Reference Case の Total Net Electricity Generation by Fuel の再エネ比率（Table 8）</p> <table border="1" data-bbox="395 1568 1058 1843"> <thead> <tr> <th>年</th> <th>再エネ比率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2019 年実績</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>2030 年予測</td> <td>32%</td> </tr> <tr> <td>2040 年予測</td> <td>34%</td> </tr> <tr> <td>2050 年予測</td> <td>38%</td> </tr> </tbody> </table>	年	再エネ比率	2019 年実績	19%	2030 年予測	32%	2040 年予測	34%	2050 年予測	38%
年	再エネ比率										
2019 年実績	19%										
2030 年予測	32%										
2040 年予測	34%										
2050 年予測	38%										
<p>カナダ</p>	<p>※連邦政府による再生可能エネルギー電力導入目標はなく、各州が自主的に策定</p>										

中国	<p>【戦略・計画】</p> <p>エネルギー発展第 13 次 5 年計画（2017 年発表）^注</p> <p>●非化石燃料エネルギーの一次エネルギー中の比率</p> <p>2020 年：約 15%</p> <p>※原則として設備容量目標を設定</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th></th> <th>2020 年目標</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>水力発電（揚水含まず）</td> <td>34.0GW</td> </tr> <tr> <td>風力発電</td> <td>21.0GW</td> </tr> <tr> <td>太陽光発電</td> <td>10.5GW</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2021 年 1 月時点で、第 14 次 5 年計画（2021～2025 年）及び 2035 年までの長期ビジョンの策定作業中。</p>		2020 年目標	水力発電（揚水含まず）	34.0GW	風力発電	21.0GW	太陽光発電	10.5GW
	2020 年目標								
水力発電（揚水含まず）	34.0GW								
風力発電	21.0GW								
太陽光発電	10.5GW								

注：国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 北京事務所「第 13 次 5 年計画期間の中国の再生可能エネルギーの政策と状況」（2020 年 4 月）：<https://www.nedo.go.jp/content/100917339.pdf>

出所）各種根拠資料をもとに作成

米国、カナダでは、2021 年 1 月時点で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。

英国を除く欧州主要国では、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。英国は、気候変動法に基づき、温室効果ガス排出削減の法定目標を設定しているが、再生可能電力に関して特段の数値目標を設けていない。こうした欧州主要国（ドイツ、英国、フランス、スペイン、イタリア）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 2-2 欧州主要国：再エネ導入目標の原則、源別目標設定状況（2021年1月時点）

	ドイツ	英国	フランス	スペイン	イタリア
再エネ全体目標	【戦略・計画】 Energy Concept ¹ 2030年：30%、2050年 60%		【法定目標】 エネルギー移行法 ¹ 2030年：33%以上	【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画 ¹ 2030年：42%	【戦略・計画】 国家エネルギー戦略 SEN ¹ 2030年：28%
再エネ電力目標	【法定目標】 EEG2021 ² 2030年：65%		【法定目標】 エネルギー移行法 ¹ 2030年：40%	【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画 ¹ 2030年：74%	【戦略・計画】 国家エネルギー戦略 SEN ¹ 2030年：55%
低炭素電力目標	【法定目標】 EEG2021 ² 2050年：脱炭素化				
温室効果ガス削減目標	【戦略・計画】 Energy Concept ¹ 2030年：-55%（1990年比） 2050年：-80～95%（同上）	【法定目標】 2030年：-68%（1990年比） 2050年：ネットゼロ	【法定目標】 エネルギー移行法 ¹ 2030年：-40%（1990年比）	【戦略・計画】 国家エネルギー・気候計画 ¹ 2030年：-23%（1990年比）	【戦略・計画】 国家エネルギー戦略 SEN ¹ 2030年：-39%（1990年比） 2050年：-63%（1990年比、エネルギー分野）
目標設定の原則	・2010年に策定した2050年までの長期エネルギー戦略「Energy Concept」で再エネ、GHG削減目標を掲げ、その実現に向けた施策を展開。 ・2018年3月に誕生した第4次メルケル政権では、2030年再エネ電力目標を Energy Conceptで掲げた50%から65%に引き上げることに合意し、EEG2021に盛り込み。 ・EUのGHG目標引き上げに伴い、2021年上半期に、2030年再エネ電力目標のさらなる引き上げを検討中。	・気候変動法に基づき、温室効果ガス排出量の上限値、炭素予算を5年毎に設定。 ・2019年6月17日付の気候変動法改正法で、2050年に温室効果ガスの排出を、それまでの1990年比80%削減とする目標からネットゼロとする目標に引き上げ。 ・2021年1月現在、上記のネットゼロ目標に基づく第6期炭素予算（2033～2037年）の策定作業中。	・あらかじめ法定で比率目標を設定し、その達成に必要なエネルギー源別の複数年度計画を策定し、施策を実行。	※2020年にスペイン議会に提出された気候変動及びエネルギー移行法案では、2050年までに電力消費の100%を再生可能エネルギーで賄う目標を設定。2021年1月時点で未成立。	
再エネ発電目標達成に向けた蓋然性の高め方	・2030年までのエネルギー源ごとの設備容量目標、年次の再エネ発電量目標をEEG2021に盛り込み。 ・洋上風力については、2030年、2040年までの設備容量目標を、洋上風力法で規定。		・上記の再エネ発電目標達成に向けて、複数年度エネルギー計画(PPE)を策定。PPEで定めたエネルギー源別の目標に達していないエネルギー源は、未達成分を競争入札で募集可能。		
再エネ源別目標/想定の有無	・2030年再エネ電力比率目標の65%を達成するにあたり、想定電力需要予測(580TWh)に対して必要な377TWhを電源別に配分したシナリオを作成し、この予測発電量をもとに、再生可能エネルギー法2021年改正法(EEG2021)で、2030年までの電源別の設備容量目標を設定。	・従来からの原則として、再生可能エネルギーのエネルギー源別目標は設定せず。主要な促進制度であるRPS制度、CfD FIT(グループ分けした技術中立入札)でも、特定のエネルギー源に配慮した制度設計とはしていない。 ・但し、洋上風力発電のみ、2030年までに現在の4倍となる40GW(浮体式洋上風力1GWを含む)まで引き上げ、一般家庭の全使用量を超える発電量を目指すことを「グリーンリカバリー計画 ³ 」で掲げる。	・エネルギー法典に基づき、2019年から2028年を対象とした複数年度エネルギー計画(PPE)を策定し、再生可能エネルギー源別の設備容量目標を設定。	・「国家エネルギー・気候計画」では、2030年の発電に占める再エネ比率74%を目標として設定。再エネ電源別の目標値設定はなし。 ・当該計画では、2030年再エネ電力比率目標の74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な254TWhを再エネ電源別に配分した「目標シナリオ」での予測数値(は有り)。	・「国家エネルギー戦略(SEN)」政策シナリオでは、2025年までの石炭発電の段階的廃止、再エネ電源比率を2030年に55%まで引き上げること等を掲げたSENの目標を達成するために必要な電源別の予測値を示している。 ・SENでは、再エネ電源比率のみを目標として設定。再生可能エネルギー源別の目標はない。但し、目標達成に向けたシナリオの数値として、源別の発電量予測の数値は示されている。
具体的な源別目標の試算根拠	・2019年に策定したドイツ政府の気候保護対策の具体案である「気候プログラム2030」の当初案では、2030年の目標を太陽光98GW、陸上風力67～71MWとしていたが、EEG2021策定時にそれぞれ100GW、71GWに改定。		・PPE策定時のコンサルテーションでは、「パリ協定に基づく目標、EUのエネルギー政策に基づく目標、フランス国内のグリーン成長のためのエネルギー転換法(LTECV)に基づく目標、2017年Climate Planの2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標のすべてに対応すべく、目標値を設定」という説明のみで、具体的な試算根拠に言及なし。		

	ドイツ	英国	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】 EEG2021² 単位: GW <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2030年</th> <th>2040年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>陸上風力</td> <td>71</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>洋上風力^注</td> <td>20</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>100</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>8.4</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> 注: 洋上風力目標のみ、洋上風力法 ³ が根拠法		2030年	2040年	陸上風力	71	-	洋上風力 ^注	20	30	太陽光	100	-	バイオマス	8.4	-	【戦略・計画】 グリーンリカバリー計画³ 単位: GW <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2019年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>洋上風力</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>		2019年	洋上風力	30	【法定計画】 PPE デクレ² 単位: GW <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>2023年末</th> <th>2028年末</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>陸上風力</td> <td>24.1</td> <td>33.2~34.7</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>2.4</td> <td>5.2~6.2</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>20.1</td> <td>35.1~44.0</td> </tr> <tr> <td>メタン発酵</td> <td>0.27</td> <td>0.34~0.41</td> </tr> <tr> <td>水力</td> <td>25.7</td> <td>26.4~26.7</td> </tr> </tbody> </table>		2023年末	2028年末	陸上風力	24.1	33.2~34.7	洋上風力	2.4	5.2~6.2	太陽光	20.1	35.1~44.0	メタン発酵	0.27	0.34~0.41	水力	25.7	26.4~26.7																					
	2030年	2040年																																																											
陸上風力	71	-																																																											
洋上風力 ^注	20	30																																																											
太陽光	100	-																																																											
バイオマス	8.4	-																																																											
	2019年																																																												
洋上風力	30																																																												
	2023年末	2028年末																																																											
陸上風力	24.1	33.2~34.7																																																											
洋上風力	2.4	5.2~6.2																																																											
太陽光	20.1	35.1~44.0																																																											
メタン発酵	0.27	0.34~0.41																																																											
水力	25.7	26.4~26.7																																																											
直近導入量 (設備容量)	【BMW統計】⁴ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>陸上風力</td> <td>53,333 MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>7,507 MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>49,016 MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>9,983 MW</td> </tr> <tr> <td>水力</td> <td>5,595 MW</td> </tr> <tr> <td>地熱</td> <td>48 MW</td> </tr> </tbody> </table>	陸上風力	53,333 MW	洋上風力	7,507 MW	太陽光	49,016 MW	バイオマス	9,983 MW	水力	5,595 MW	地熱	48 MW	【DUKES 2020】⁴ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>水力</td> <td>1,873 MW</td> </tr> <tr> <td>陸上風力</td> <td>14,125 MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>9,971 MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>13,346 MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>7,826 MW</td> </tr> </tbody> </table>	水力	1,873 MW	陸上風力	14,125 MW	洋上風力	9,971 MW	太陽光	13,346 MW	バイオマス	7,826 MW	【再エネ統計】³ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>陸上風力</td> <td>16.5 GW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>0 GW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>9.3 GW</td> </tr> <tr> <td>メタン発酵</td> <td>0.20 GW</td> </tr> <tr> <td>水力(2018年)</td> <td>25.5 GW</td> </tr> </tbody> </table>	陸上風力	16.5 GW	洋上風力	0 GW	太陽光	9.3 GW	メタン発酵	0.20 GW	水力(2018年)	25.5 GW	【Eurostat(SHARES2019)】² 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>水力(非揚水)</td> <td>13,803 MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>8,973 MW</td> </tr> <tr> <td>太陽熱</td> <td>2,304 MW</td> </tr> <tr> <td>陸上風力</td> <td>25,583 MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>0 MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>1,000 MW</td> </tr> </tbody> </table>	水力(非揚水)	13,803 MW	太陽光	8,973 MW	太陽熱	2,304 MW	陸上風力	25,583 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	1,000 MW	【Eurostat(SHARES2019)】² 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>水力(非揚水)</td> <td>15,297 MW</td> </tr> <tr> <td>太陽光</td> <td>20,865 MW</td> </tr> <tr> <td>地熱</td> <td>767 MW</td> </tr> <tr> <td>陸上風力</td> <td>10,680 MW</td> </tr> <tr> <td>洋上風力</td> <td>0 MW</td> </tr> <tr> <td>バイオマス</td> <td>3,059 MW</td> </tr> </tbody> </table>	水力(非揚水)	15,297 MW	太陽光	20,865 MW	地熱	767 MW	陸上風力	10,680 MW	洋上風力	0 MW	バイオマス	3,059 MW
陸上風力	53,333 MW																																																												
洋上風力	7,507 MW																																																												
太陽光	49,016 MW																																																												
バイオマス	9,983 MW																																																												
水力	5,595 MW																																																												
地熱	48 MW																																																												
水力	1,873 MW																																																												
陸上風力	14,125 MW																																																												
洋上風力	9,971 MW																																																												
太陽光	13,346 MW																																																												
バイオマス	7,826 MW																																																												
陸上風力	16.5 GW																																																												
洋上風力	0 GW																																																												
太陽光	9.3 GW																																																												
メタン発酵	0.20 GW																																																												
水力(2018年)	25.5 GW																																																												
水力(非揚水)	13,803 MW																																																												
太陽光	8,973 MW																																																												
太陽熱	2,304 MW																																																												
陸上風力	25,583 MW																																																												
洋上風力	0 MW																																																												
バイオマス	1,000 MW																																																												
水力(非揚水)	15,297 MW																																																												
太陽光	20,865 MW																																																												
地熱	767 MW																																																												
陸上風力	10,680 MW																																																												
洋上風力	0 MW																																																												
バイオマス	3,059 MW																																																												
直近導入量 (再エネ電力比率)	【BMW統計】⁴ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>再エネ発電量</td> <td>242,549 GWh</td> </tr> <tr> <td>再エネ電力比率</td> <td>42.1%</td> </tr> </tbody> </table>	再エネ発電量	242,549 GWh	再エネ電力比率	42.1%	【DUKES 2020】⁴ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>再エネ発電量</td> <td>120,515 GWh</td> </tr> <tr> <td>再エネ電力比率</td> <td>37.1%</td> </tr> </tbody> </table>	再エネ発電量	120,515 GWh	再エネ電力比率	37.1%	【再エネ統計】³ 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>再エネ電力比率</td> <td>19.8%</td> </tr> </tbody> </table>	再エネ電力比率	19.8%	【Eurostat(SHARES2019)】² 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>再エネ発電量</td> <td>102,683 GWh</td> </tr> <tr> <td>再エネ電力比率</td> <td>36.9%</td> </tr> </tbody> </table>	再エネ発電量	102,683 GWh	再エネ電力比率	36.9%	【Eurostat(SHARES2019)】² 2019年 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>再エネ発電量</td> <td>111,058 GWh</td> </tr> <tr> <td>再エネ電力比率</td> <td>34.8%</td> </tr> </tbody> </table>	再エネ発電量	111,058 GWh	再エネ電力比率	34.8%																																						
再エネ発電量	242,549 GWh																																																												
再エネ電力比率	42.1%																																																												
再エネ発電量	120,515 GWh																																																												
再エネ電力比率	37.1%																																																												
再エネ電力比率	19.8%																																																												
再エネ発電量	102,683 GWh																																																												
再エネ電力比率	36.9%																																																												
再エネ発電量	111,058 GWh																																																												
再エネ電力比率	34.8%																																																												
出典	1) Energy Concept https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf 2) EEG2021(再生可能エネルギー法 2021年改正法) https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ 3) 洋上風力法 http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/ 4) BMW統計 www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.html	1) 政府プレスリリース(2020/12/3) https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit 2) 気候変動法 2019年改正法 https://www.legislation.gov.uk/uk/si/2019/1056/contents/made 3) グリーンリカバリー計画 https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution 4) DUKES2020(renewable sources of energy) https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes	1) エネルギー移行法 https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000031044385/ 2) PPE デクレ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TRER2006667D%20signature%CC%81%20PM.pdf 3) 再エネ統計(Chiffres clés des énergies renouvelables) https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2020	1) 国家エネルギー・気候計画 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en 2) Eurostat(SHARES2019) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares	1) 国家エネルギー戦略(SEN) https://temi.camera.it/leg18/post/la-strategia-energetica-nazionale-sen.html 2) Eurostat(SHARES2019) https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares																																																								

2.2 諸外国における未稼働対策

欧州各国のうち、稼働開始前に支援対象設備を決定する事前登録型の FIT/FIP 制度や入札制度を施行している国では、あらかじめ落札や事前登録から稼働開始までの期間（猶予期間）が設けられている。猶予期間内に稼働しなかった場合には、支援対象の権利を失効する措置をとっている例が多い。

一方、フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、遅延期間に応じて買取期間を短縮する措置や買取価格を引き下げる措置が施行されている。

表 2-3 欧州諸国における未稼働対応としての猶予期間及び措置の例

国	対象制度	猶予期間	取消要件
スペイン	FIT/FIP 制度 (2013 年 廃止)	● 事前登録から稼働開始まで ・ 太陽光発電 : 18 ヶ月 ・ その他再エネ発電 : 36 ヶ月	● 事前登録から期間内に稼働しなければ、 ・ FIT/市場プレミアム価格に係る権利を失効
ドイツ	入札制度 【750kW 以上太陽光】 (2017 年～)	● 落札から稼働開始まで ・ 太陽光発電 : 24 ヶ月 (18 ヶ月以内に稼働しないと落札価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ)	● 落札から期間内に稼働しなければ、 ・ 市場プレミアム価格に係る権利を失効 ・ 落札時に預けた担保の没収
イタリア	入札制度 【陸上風力】 (2016 ~ 17 年)	● 落札から稼働開始まで 31 ヶ月 ● 以降、24 ヶ月以内の遅延は、遅延期間に応じて落札価格を毎月 0.5% ずつ引き下げ	● 落札から期間内に稼働しなければ、 ・ 市場プレミアム価格に係る権利を失効 ・ 連系申込時に預けた担保の没収
フランス	入札制度 【太陽光】 (2013 年～)	● 【250kW 超太陽光】 (2013～15 年) ● 落札から稼働開始まで 22 ヶ月 ● 【500kW～30MW 太陽光】 (2018 年 5 月～) ● 落札から稼働開始まで 24 ヶ月	● 遅延した期間に 2 倍を乗じた期間、買取期間が 20 年間から短縮 ● 遅延期間に応じ、落札価格を遅延 1 ヶ月あたり最初の 6 ヶ月は 0.025 ユーロセント/kWh、7 ヶ月目以降は 0.05 ユーロセント/kWh 引き下げ ※どちらも系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責

出所) 各根拠法令、入札募集要項より作成

上記のうち、ドイツでは、入札対象外の FIT/FIP 対象電源は、設備認定及び支援水準（買取価格）の確定時点を、当該設備の稼働開始（電力系統への供給開始）時点としているため、未稼働案件という概念がない。2017 年再生可能エネルギー法（EEG）改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況は下表のとおり。エネルギー源ごとに異なる稼働期限、罰則が適用される。

表 2-4 ドイツ：2017 年 EEG 改正法に基づく支援制度での稼働期限の設定状況

対象エネルギー源 (設備規模)	支援制度	稼働期限・罰則
太陽光 ^注 (750kW 以上)	入札/FIP 制度	<ul style="list-style-type: none"> ・落札決定から 24 ヶ月以内に稼働する義務 ・落札決定から 18 ヶ月以内に稼働しない設備は、落札価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ ・プロジェクトが実行されなかった場合には、違約金として落札時に差し入れた第二次担保相当分 (50 ユーロ/kW) の実行
陸上風力	入札/FIP 制度	<ul style="list-style-type: none"> ・落札決定から 24 ヶ月以内に稼働する義務 ・24 ヶ月経過後、落札容量の 5%以上の建設遅延が生じた場合には、26 ヶ月までは 10 ユーロ/kW、27～28 ヶ月までは 20 ユーロ/kW、29～30 ヶ月までは 30 ユーロ/kW が罰則として課される。 ・落札権は落札決定から 30 ヶ月後に喪失するが、この期限は、プロジェクトの計画認可に関して訴えられた場合には、一度限り延長可 ・但し、30 カ月後から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮
洋上風力	入札/FIP 制度	<ul style="list-style-type: none"> ・2019 年末時点で 2021 年実施のセントラル入札の詳細は不明 (履行期限を超過した場合には、落札時の担保に相当する 200 ユーロ/kW の違約金)
新設バイオマス	入札/FIP 制度	<ul style="list-style-type: none"> ・落札公示から 24 カ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効 ・1) 取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された、または 2) 第 1 項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された場合、申請により運転開始期限の延長 (最長 24 ヶ月) が可能
上記の入札対象電源以外すべて	FIT/FIP 制度	<ul style="list-style-type: none"> ・ドイツ EEG では、設備認定及び買取価格確定時点当該設備の稼働開始 (電力系統への供給開始) 時点としているため、未稼働案件は存在しない

注) 入札制度の執行機関である連邦ネットワーク庁は、行政手続法に基づく条件下で、将来または過去に効力を伴う形で、落札権及び補助受給権のすべてまたは一部を取り消す権限を有する。特に以下の場合には取消をすることを命令で明記。

- i) 稼働開始後最初の 2 年以内に、当該設備から、系統に電力が供給されていないか、あるいは系統運用者に売電をしていない場合
- ii) 稼働開始後最初の 1 年以内に、当該設備の大部分が解体された場合

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

また、フランスでは、入札の募集回ごとに募集要項にて稼働期限や罰則が変更できる。2017 年以降の地上設置型太陽光を対象とした入札での設定状況は下表のとおり。

表 2-5 フランス：地上設置型太陽光入札での稼働期限設定状況（2017年～）

入札実施回	保証金額	稼働期限・罰則
第1期（2017/2）	50,000 ユーロ/MW	<ul style="list-style-type: none"> ・落札から稼働開始まで 24 ヶ月 ・遅延した場合、遅延期間に応じて、支援期間を短縮 ※系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責
第2期（2017/6）	30,000 ユーロ/MW	同上
第3期（2017/12）	同上	同上
第4期（2018/6）	50,000 ユーロ/MW	<ul style="list-style-type: none"> ・落札から稼働開始まで 24 ヶ月 ・遅延した場合、遅延期間に応じ、落札価格を遅延 1 ヶ月あたり最初の 6 ヶ月は 0.025 ユーロセント/kWh、7 ヶ月目以降は 0.05 ユーロセント/kWh 引き下げ ※どちらも系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責
第5期（2018/12）	同上	同上
第6期（2019/6）	同上	同上
第7期（2020/2）	同上	同上
第8期（2020/7）	同上	同上
第9期（2020/11）	同上	同上

出所）エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイトの各入札募集回の募集要領⁵より作成

⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a>（2021年3月1日取得）

2.3 主要国の再エネ支援制度における COVID-19 の影響

欧州を中心とした主要国では、COVID-19 に伴う影響を鑑み、再生可能エネルギーの入札を一部延期したり、プロジェクトの完工遅延等に伴い生じる違約金の条項を緩和したりするなど、事業者側が不利益を被らないよう、様々な対策を講じている。

表 2-6 主要国の再生可能エネルギー支援制度における COVID-19 の影響

国	制度	影響（出所）
英国	CfD FIT 2020 年 7 月 8 日	2020 年第 2 四半期の電力供給事業者の負担額の増額分を 2021 年第 2 四半期まで一部繰り延べる。 "The Contracts for Difference(Electricity Supplier Obligations (Amendment) (Coronavirus)Regulations 2020" ⁶
	小規模 FIT 2020 年 9 月 30 日	2020 年 3 月 1 日以降に期限切れとなる事前認定設備、およびコミュニティ・エネルギーの太陽光発電設備の事前認定設備の有効期間を 12 カ月延長。 "The Feed-in Tariffs (Amendment) (Coronavirus)(No.2) Order 2020" ⁷
ドイツ	入札	BNetzA は、事業者が部品の到着遅延や許認可の遅延を証明できる場合に限り、落札事業の実施期限を延長。建設期間の開始となる、落札プロジェクトの公示を COVID-19 による影響が落ち着いた時期まで延期することで、完工遅延、落札資格の喪失、違約金の発生を回避する。 ashurst, "COVID-19 Impacts on EEG-Tariff Regime and the Realisation of German Renewable Energy Projects" ⁸
フランス	太陽光発電 買取価格	2020 年 4 月 1 日に 5%低減予定であった、小規模屋根設置型太陽光の買取価格を 3 か月間据置き。
	入札	下表(表 2-7)のとおり、入札の日程を一部延長。
	風力・太陽光入札	コロナ禍前に落札となった風力発電と太陽光発電プロジェクトの完工期限を延長。 Ministère de la Transition écologique, "Etat d'urgence sanitaire" ⁹
イタリア	税額控除 Decreto Rilancio 2020 年 5 月	省エネの再認定および建物改修に関する税額控除。2020 年 7 月 1 日~2021 年 12 月 31 日までの間に省エネ改修工事または太陽光発電設備を設置した個人を対象に、税額控除額を改修に要した費用の 110%に引上げ。 https://platform2020redesign.org/countries/italy/ (2021 年 3 月 1 日取得)
米国	税額控除 Relief Bill 2020 年 12 月	洋上ウインド・ファームに関する特別条項を伴う、太陽光および風力プロジェクトの再生可能エネルギー税額控除を延長。2020 年に建設開始となった太陽光の 26%の投資税額控除を 2022 年末まで 2 年間延長。2021 年末までに建設開始した陸上風力の 60%生産税控除については 1 年間延長。2025 年までに建設された洋上風力発電については、30%の投資税控除を 2025 年まで延長。 Mayer Brown, "Tax Equity Times" ¹⁰

出所) 表中の出所をもとに作成

⁶ https://www.legislation.gov.uk/uksi/2020/709/pdfs/ukxiem_20200709_en.pdf (2021 年 3 月 1 日取得)

⁷ https://www.legislation.gov.uk/uksi/2020/957/pdfs/ukxiem_20200957_en.pdf (2021 年 3 月 1 日取得)

⁸ <https://www.ashurst.com/en/news-and-insights/legal-updates/covid-19-impacts-on-eeq-tariff-regime-and-the-realisation-of-german-renewable-energy-projects/> (2021 年 3 月 1 日取得)

⁹ <https://www.ecologie.gouv.fr/etat-durgence-sanitaire-elisabeth-borne-reuni-acteurs-filiere-des-energies-renouvelables-electriqu> (2021 年 3 月 1 日取得)

¹⁰ <https://www.taxequitytimes.com/2020/12/solar-and-wind-tax-credits-extended-again/> (2021 年 3 月 1 日取得)

表 2-7 フランス：COVID-19に伴う入札の予定変更

部門	入札の提出期限	
	旧期限	新期限
地上設置型 PV	2020 年 7 月 3 日	容量の 1/3:2020 年 7 月 3 日 容量の 2/3:2020 年 11 月 3 日
オーラン地域 PV	2020 年 7 月 31 日	2020 年 9 月 30 日
陸上風力	2020 年 7 月 1 日	容量の 1/3:2020 年 7 月 1 日 容量の 2/3:2020 年 11 月 1 日
建築物 PV	2020 年 7 月 6 日	2020 年 9 月 6 日
革新的 PV	2020 年 4 月 3 日	2020 年 6 月 3 日
非連系地域 (ZNI) PV	2020 年 6 月 12 日	2020 年 8 月 12 日
自家消費	2020 年 5 月 18 日	2020 年 7 月 18 日

出所) Ministère de la Transition écologique, “Etat d’urgence sanitaire”¹¹をもとに作成

また、国際エネルギー機関 (IEA : International Energy Agency) が公表した、前述の主要国以外の国における主な政策変更は下表のとおりとなっている。

表 2-8 その他諸国：COVID-19 のよるプロジェクト遅延に伴う政策変更

国	政策変更	年
オーストリア	ウインド・ファームの建設期間を 6 ヶ月延長	2020-2021
デンマーク	一般家庭向けウインド・タービンの運転開始期限を 3-5 か月延長。 バイオガスプロジェクトの補助申請期間を 2 か月延長。	2020
ギリシャ	2020 年半ばに運転開始となる予定の事業の 6 ヶ月延長	2020-2021
インド	ロックダウン後の再生可能プロジェクトの運転開始期限を 30 日延長。	2020-2021

出所) iea, “Renewable energy market update”¹²をもとに作成

¹¹ <https://www.ecologie.gouv.fr/etat-durgence-sanitaire-elisabeth-borne-reuni-acteurs-filiere-des-energies-renouvelables-electriqu> (2021 年 3 月 1 日取得)

¹² <https://www.iaa.org/reports/renewable-energy-market-update/covid-19-impact-on-renewable-energy-growth> (2021 年 3 月 1 日取得)

2.4 主要国における制度改正等の動向（2020年度）

本項では、2021年1月末までに実施された欧米主要国における制度改正の動向をとりまとめた。本章で取り上げる各国における再生可能エネルギー促進制度に係る事項は、下表のとおりである。それぞれ本報告書での掲載ページを記載しているのので、詳細はそちらを参照いただきたい。

表 2-9 主要国：2020年度中の主な制度改正等の動向

国・地域	制度改正の概要	該当頁
ドイツ	2021年1月1日に、エネルギー源別の中間目標値設定や卒FIT電源への支援制度の規定等を盛り込んだ再生可能エネルギー法2021年改正法が施行。	67 頁
ドイツ	2021年の再生可能エネルギー法に基づく電力需要家への賦課金が6.5ユーロセント/kWhに決定。コロナ禍の緊急経済対策の一環として、賦課金に連邦政府予算を投入して、2021年、22年の賦課金額を一定金額に抑制する措置を導入。	112 頁
スペイン	2020年6月23日付法令(RDL23/2020)に基づき、FIP(CfD形式)で支援を行う設備を決定する入札制度が導入され、2020年12月から第1回の入札が行われた。	152 頁
英国	英国政府は、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月までコンサルテーションを実施した。	209 頁

出所) 各種資料より作成

3. EU における再生可能エネルギー導入促進施策の動向

2020年までにエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率を20%まで引き上げる、「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）¹³」は、2009年4月23日に正式に承認され、2009年6月5日に官報に掲載されて発効した。この目標の達成のため、加盟国には10%（マルタ）から49%（スウェーデン）の国別目標が定められ、各国で国別再生可能エネルギーアクション・プランが策定された。

2014年10月の欧州理事会において、EU全体の2030年の温室効果ガス排出量を1990年比で40%削減することとし、2030年における再生可能エネルギーの導入目標を少なくとも27%とすることが決議された。

2018年12月に、Clean Energy for All Europeansの一環として、改正再生可能エネルギー指令（Renewable Energy Directive 2018/2001/EU）が施行され、パリ協定のもとの温室効果ガス排出削減コミットメントを達成するため、2030年までに再生可能エネルギー目標を32%とする法的枠組みが定められた。

以下では、EUレベルにおける再生可能エネルギー導入促進施策の動向を整理する。

3.1 EUにおけるこれまでの再生可能エネルギー導入促進施策の流れ

3.1.1 2009年再生可能エネルギー利用促進指令の概要

上述の2009年再生可能エネルギー利用促進指令では、「EU全体として2020年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を少なくとも20%」とする目標を設定するとともに、加盟各国別の法的拘束力ある導入目標も設定している。さらに、バイオ燃料については、「EU加盟各国の輸送用燃料市場におけるバイオ燃料の割合を少なくとも10%」とする法的拘束力ある目標を規定している。このように、新指令では、加盟各国別に「最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入割合」の目標のみを設定し、2001年の再生可能電力促進指令に基づく2010年導入目標のように、電力分野における加盟各国別の目標を設定していない。

以下では、この再生可能エネルギー利用促進指令について、電力分野に関わる規定のポイントを整理する。

(1) 2020年までの加盟国別の導入目標の設定

2020年における欧州共同体（EU）としての最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を20%とする目標に対応して、加盟各国には以下の国別目標が設定されていた。

また、指令の第22条に基づき加盟各国は、初回は2011年末まで、その後は2年ごとに、欧州委員会に対して、目標に対する進捗状況等に関する報告書の提出が求められた。

¹³ Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

表 3-1 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める 2020 年再生可能エネルギー目標

国名	2005 年 実績	2020 年 目標	国名	2005 年 実績	2020 年 目標
ベルギー	2.2%	13%	ブルガリア	9.4%	16%
デンマーク	17.0%	30%	チェコ	6.1%	13%
ドイツ	5.8%	18%	エストニア	18.0%	25%
アイルランド	3.1%	16%	キプロス	2.9%	13%
ギリシャ	6.9%	18%	ラトビア	32.6%	40%
スペイン	8.7%	20%	リトアニア	15.0%	23%
フランス	10.3%	23%	ハンガリー	4.3%	13%
イタリア	5.2%	17%	マルタ	0.0%	10%
ルクセンブルク	0.9%	11%	ポーランド	7.2%	15%
オランダ	2.4%	14%	ルーマニア	17.8%	24%
オーストリア	23.3%	34%	スロベニア	16.0%	25%
ポルトガル	20.5%	31%	スロバキア	6.7%	14%
フィンランド	28.5%	38%			
スウェーデン	39.8%	49%			
英国	1.3%	15%			

出所) 再生可能エネルギー利用促進指令 (2009/28/EC) ¹⁴より作成

(2) 加盟各国における再生可能エネルギー比率の計算方法

加盟各国に設定された目標である「最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギー比率」は、原則として、表 3-2 の②÷①にて比率を算出する。

但し、各国の目標達成判断については、加盟国間での共同事業等の柔軟性メカニズムを踏まえて、再生可能エネルギー消費量を決定する。

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028> (2021年2月22日取得)

表 3-2 EU：最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率の計算方法

<p>①最終エネルギー総消費量</p> <p>最終エネルギー量+送配電/熱ロス+電力/熱プラントにおける電力/熱自家消費量</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ エネルギー転換用の電力消費分（揚水発電用の電力消費量、ヒートポンプの電力消費量等）は含まない <p>②再生可能エネルギー消費量</p> <p>以下の3つを合算したもの。再生可能起源のガス・電力・水素は、以下の1つの分野のみを算定するものとする。</p> <p>i) 再生可能電力の算出方法：再生可能起源の最終電力総消費量</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 水力発電のうち、揚水発電量分は除く。 ✓ 化石燃料との混合燃料による発電分については、エネルギー含量に基づいた再生可能エネルギー比率分のみを算入。 <p>ii) 再生可能熱の算出方法：再生可能起源の冷暖房のためのエネルギー最終総消費量</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 化石燃料との混合燃料による熱生産分については、エネルギー含量に基づいた再生可能エネルギー比率分のみを参入。 ✓ ヒートポンプについては、エネルギー出力が一次エネルギー投入量を著しく超える（significantly exceeds）もののみを対象とすると規定。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 再生可能エネルギー熱量の算出に当たっては、最終エネルギー出力量から運転に必要な一次エネルギーの投入量を差し引いた熱量が考慮される。 ・ 2013年1月1日までに、欧州委員会が加盟国向けにヒートポンプの性能評価に関するガイドラインを策定済み。 <p>iii) 再生可能輸送燃料の算出方法：輸送分野における再生可能エネルギー最終消費量</p>

出所) 再生可能エネルギー利用促進指令 (2009/28/EC) ¹⁵より作成

再生可能エネルギー源による発電量の算出方法には、2001年の再生可能電力促進指令 (2001/77/EC) の考え方が踏襲されており、化石燃料と再生可能エネルギー源との混焼発電については、化石燃料源により発電された電力分については再生可能電力量として認めず、再生可能エネルギー源による電力量のみを認めている。また、水力発電について規模要件は設定されていないが、揚水をして発電した水力発電分は貢献分から除かれることが明示されている。

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028> (2021年2月22日取得)

(3) 加盟国別の「国家再生可能エネルギー行動計画」の策定

加盟各国は、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の国別目標を達成するために、「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」を策定し、2010年6月30日までに欧州委員会に提出することが求められた。あわせて指令では、行動計画に最低限含むべき項目を規定しており、加盟各国が2020年における電力分野、熱分野、輸送燃料分野の導入目標を設定することが必須項目となっている。

欧州委員会は、加盟各国から提出された「国家再生可能エネルギー行動計画」について、特に導入促進施策の妥当性に関する評価を行わなければならない。また、加盟各国が提出した国家計画に対して、提言（recommendation）を行うこともできるとされている。

(4) 加盟国間の柔軟性メカニズム（共同事業、共同支援制度等）の導入

加盟各国による国別目標達成の方法として、自国における導入促進施策による導入促進に加えて、加盟国同士もしくはEU域外の第三国との協力による再生可能エネルギー導入促進も認められている。効果の測定等に関して一定の条件を満たした他国との共同事業（joint project）についても、2020年における目標達成に計上できることが規定されている。2020年までの法的拘束力のある目標を設定するとともに、加盟各国間の再生可能エネルギー賦存量などの違いといった地域性も考慮して、こうした目標達成の柔軟性メカニズムが導入されている。

(5) 再生可能エネルギー源の起源証明（GoO）

2001年の再生可能電力促進指令（2001/77/EC）では、加盟各国に、起源証明（GoO: Guarantee of Origin）と呼ばれる制度を国内で確立するように規定していた。この起源証明（GoO）は、再生可能電力の取引促進、電力需要家による再生可能電力の選択促進、透明性向上などを意図した制度であり、発電に用いられたエネルギー源、発電の日付・場所の情報を含むことが規定されていた。再生可能エネルギー利用促進指令では、この起源証明の対象を発電分野だけでなく熱分野に拡大することに加えて、最低限含むべき情報項目も拡充された。

(6) 加盟各国の法制化義務

加盟各国は、指令の第27条に基づき、2010年12月5日までに本指令の遵守に必要な法、規則、および管理規定を施行させることが求められた。

3.1.2 加盟各国の2020年目標に対する進捗状況

2020年における欧州共同体（EU）としての最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を20%とする目標に対して、2019年のEU28ヶ国における再生可能エネルギー比率は18.68%となっている。

2004年以降、最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、すべてのEU諸国において著しい伸びを見せ、2018年比でも、28ヶ国中27ヶ国で増加となった。

他方、EU加盟各国の国別目標への進捗を見ると、既に2020年の目標水準を達成してい

るのが、ブルガリア、チェコ、デンマーク、エストニア、ギリシャ、クロアチア、イタリア、キプロス、ラトビア、リトアニア、ルーマニア、フィンランド、スウェーデンの13ヶ国となる。他方、フランス（2020年国家目標の達成まで5.85%）、オランダ（同5.62%）、アイルランド（同3.96%）、ポーランド（同3.44%）、およびスロベニア（同3.23%）は、目標から程遠い状態であると評価されている。

表 3-3 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率実績

	2004年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年目標
EU全体	8.5%	16.7%	17.0%	17.5%	18.0%	18.68%*	20.0%
ベルギー	1.9%	8.0%	8.7%	9.1%	9.4%	9.87%	13.0%
ブルガリア	9.2%	18.3%	18.8%	18.7%	20.5%	21.33%	16.0%
チェコ	6.8%	15.1%	14.9%	14.8%	15.1%	15.47%	13.0%
デンマーク	14.8%	30.9%	32.0%	35.0%	36.1%	36.92%	30.0%
ドイツ	6.2%	14.9%	14.9%	15.5%	16.5%	17.08%	18.0%
エストニア	18.4%	28.2%	28.7%	29.1%	30.0%	31.37%	25.0%
アイルランド	2.4%	9.1%	9.3%	10.6%	11.1%	12.04%	16.0%
ギリシャ	7.2%	15.7%	15.4%	17.0%	18.0%	19.60%	18.0%
スペイン	8.3%	16.2%	17.4%	17.6%	17.4%	18.04%	20.0%
フランス	9.5%	15.0%	15.7%	16.0%	16.6%	17.15%	23.0%
クロアチア	23.4%	29.0%	28.3%	27.3%	28.0%	28.69%	20.0%
イタリア	6.3%	17.5%	17.4%	18.3%	17.8%	18.44%	17.0%
キプロス	3.1%	9.9%	9.9%	10.5%	13.9%	14.15%	13.0%
ラトビア	32.8%	37.5%	37.1%	39.0%	40.3%	40.82%	40.0%
リトアニア	17.2%	25.8%	25.6%	26.0%	24.4%	24.85%	23.0%
ルクセンブルク	0.9%	5.0%	5.4%	6.3%	9.1%	9.66%	11.0%
ハンガリー	4.4%	14.5%	14.3%	13.5%	12.5%	12.59%	13.0%
マルタ	0.1%	5.1%	6.2%	7.3%	8.0%	8.52%	10.0%
オランダ	2.0%	5.7%	5.8%	6.5%	7.4%	8.38%	14.0%
オーストリア	22.6%	33.5%	33.4%	33.1%	33.4%	33.87%	34.0%
ポーランド	6.9%	11.7%	11.3%	11.0%	11.3%	11.56%	15.0%
ポルトガル	19.2%	30.5%	30.9%	30.6%	30.3%	30.36%	31.0%
ルーマニア	16.8%	24.8%	25.0%	24.5%	23.9%	24.26%	24.0%
スロベニア	16.1%	21.9%	21.3%	21.1%	21.1%	21.77%	25.0%
スロバキア	6.4%	12.9%	12.0%	11.5%	11.9%	11.17%	14.0%
フィンランド	29.3%	39.3%	39.0%	40.9%	41.2%	42.23%	38.0%
スウェーデン	38.7%	53.0%	53.4%	54.2%	54.6%	55.76%	49.0%
英国	0.9%	8.3%	9.0%	9.7%	11.0%	12.39%	15.0%

*EU-28（EU-27は19.48%）

出所）Eurostat（2004-2018年）およびEEAウェブサイト（2019年）¹⁶より作成

¹⁶ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/10335438/8-23012020-AP-EN.pdf>（2021年2月22日取得）、https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/approximated-estimates-for-the-share-3/eea-2017-res-share-proxies/2016-res_proxies_eea_csv/at_download/file（2021年2月22日取得）

3.2 EU レベルでの再生可能エネルギー促進施策に係る主な動向

以下では、EU レベルにおける再生可能エネルギー政策に関して、特に加盟各国の促進施策に影響を与える支援策の主な動向について、2009 年再生可能エネルギー促進指令以降の情報をとりまとめる。

3.2.1 電力分野への国家介入に関するガイダンス

2013 年 11 月 5 日、欧州委員会は、電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、加盟国向けのガイダンス（通達）を公表した。この中では、加盟国における再生可能エネルギー支援制度のあり方についても言及している。

本通達では、次の 2 つの分野における国家介入の原則を打ち出している。

- 再生可能エネルギー（主に太陽光と風力）に対する国家支援スキーム
- 再生可能エネルギーのバックアップ容量（主にガス・石炭火力発電所などの化石燃料）の整備

その後、欧州委員会は 2014 年 4 月に「2014-2020 年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイダンス（Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)」を策定した（2014 年 6 月 28 日付けで EU 官報に公布¹⁷）。これは 2008 年に策定された環境保護のための国庫補助に関するガイダンスに置き換わるものであり、従来の環境に加え、省エネ、再生可能エネルギー、コージェネ、二酸化炭素貯留（CCS）、エネルギーインフラ等も対象に含めた包括的なもので、適用期間は 2020 年までとされている。

このガイダンスは直接的に加盟国の導入促進施策に法的拘束力を持つものではない。しかしながら、加盟各国が支援制度を導入する際の欧州委員会による State Aid（国庫補助）に関する審査の際に、本ガイダンスの原則が影響をしてくると思われる。

以下では、本ガイダンスのうち、特に加盟国における再生可能電力導入促進施策に影響を与えうる事項について、概要をとりまとめる。

(1) 再生可能発電に対する国家支援スキームのあり方

1) 卸電力市場への統合

再生可能発電の卸電力取引市場への統合を奨励するため、補助の受給者は発電電力を市場で直接販売し、市場の義務に従うことが重要であるとされている。その目的のもと、以下の要件を合わせ、2016 年 1 月 1 日からすべての新たな補助制度や施策に適用することが定められている。

- プレミアム価格制度：再エネ発電事業者が直接市場で電力販売する場合に、市場価格に加え、プレミアムとして補助金を交付

¹⁷ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628(01))

- 補助の受給者は、流動性のある卸電力の当日市場が存在しない場合、標準的なバランスング義務を順守
- 卸電力取引価格がネガティブプライスとなった場合、発電事業者が発電電力に対してインセンティブを受け取らないことを徹底するような措置を施行

なお、上記の要件は、設備容量 500kW 以下の小規模発電設備や実証プロジェクト（3MW 超もしくは 3 基以上の風力発電設備を除く）については、適用除外としている。

2) 競争入札による支援レベルの決定

2017 年 1 月 1 日以降、再生可能発電に対する支援レベルは、以下に該当しない場合、明瞭かつ透明性・非差別性がある基準をベースにした、競争入札制度で決定され、補助を行うことを規定している。

- 加盟国が、1 つまたは非常に限定された数のプロジェクトまたは用地に適格性があることを証明する
- 加盟国が、競争入札制度は（戦略的入札の回避のためになど）より高い支援レベルにつながることを証明する
- 加盟国が、競争入札制度は（札割れ回避のために）プロジェクトの実現率が低い結果に終わることを証明する

なお、2015 年、2016 年は移行期とされ、再生可能エネルギー源からの計画新規発電容量の最低 5%に対する補助は、明瞭かつ透明性・非差別性がある基準をベースにした、競争入札制度により交付されることが規定されている。

競争入札制度の実施にあたっては、競争促進の観点からは異なる再生可能エネルギー間の競争も許容し、特定のエネルギー源だけに限定しない技術中立性を確保するのが本来の姿としているが、一定条件下で太陽光、風力等、エネルギー源毎に競争入札を実施することが許容されている。

また、上記の競争入札制度に基づく支援の要件は、設備容量 1MW 以下の小規模発電設備や実証プロジェクト（風力発電以外の 6MW 超もしくは 6 基以上の発電ユニットを除く）については、適用除外としている。

(2) 再生可能エネルギーへの補助にかかる費用の減免制度のあり方

ガイダンスでは、再生可能エネルギーへの支援費用がエネルギーの需要家から回収される限りは、エネルギー需要家を差別化しない方法で回収すべきことを原則としている。但し、電力使用集約度の高さや国際貿易にさらされている等の一定要件を満たした場合に限り、再生可能エネルギーへの支援に起因する費用が原因で、競争力がリスクにさらされている場合のみ、費用負担の減免措置を施行することを認めている。

ガイダンスでは、2014-2020 年まで費用負担の減免措置対象にできる業種を、附属書 3 で規定している（表 3-4）が、2021 年末まで延長されている。

表 3-4 EU：ガイドンスで再エネ支援に伴う負担減免対象にできるとされた業種リスト

NACE コード	業種
510	無煙炭鉱業
729	その他の非鉄金属鉱業
811	装飾・建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩採石業
891	化学および肥料用鉱物鉱業
893	採塩業
899	他に分類されないその他の鉱業および採石業
1032	果汁および野菜汁加工業
1039	果実および野菜加工・保存業
1041	油脂製造業
1062	澱粉・澱粉製品製造業
1104	その他の蒸留されていない発酵飲料製造業
1106	麦芽製造業
1310	織物繊維準備業および紡績業
1320	織物業
1394	ひも類、ロープ、より糸および網製造業
1395	不織布および不織布製品製造業（衣服を除く）
1411	皮革製品製造業
1610	製材業および木材平削り業
1621	単板（ベニア）シートおよび木材を主たる材料とする板製造業
1711	パルプ製造業
1712	紙および板紙製造業
1722	家庭用品・衛生製品および化粧品製造業
1920	精製石油製品製造業
2012	染料および顔料製造業
2013	その他の無機基礎薬品製造業
2014	その他の有機基礎薬品製造業
2015	肥料および窒素化合物製造業
2016	プラスチック（成形前のもの）製品製造業
2017	合成ゴム（成形前のもの）製品製造業
2060	人造繊維製造業
2110	基礎化学品製造業
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業
2222	プラスチック包装製品製造業
2311	板ガラス製造業
2312	板ガラス成形・加工業
2313	中空ガラス製造業
2314	ガラス繊維製造業
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業
2222	プラスチック包装製品製造業

NACE コード	業種
2311	板ガラス製造業
2312	板ガラス成形・加工業
2313	中空ガラス製造業
2314	ガラス繊維製造業
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業
2320	耐火性製品製造業
2331	陶磁器製タイルおよび敷石製造業
2342	衛生陶器製造業
2343	碍子・碍子金具製造業
2349	その他陶磁器製品製造業
2399	他に分類されないその他の非金属鉱物製品製造業
2410	第1次鉄鋼およびフェロアロイ製造業
2420	鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品製造業
2431	冷間圧延業（鋼管）
2432	冷間ロール成形型鋼製造業
2434	冷間圧延業（伸鉄）
2441	貴金属製造業
2442	アルミニウム製造業
2443	鉛・亜鉛・すず製造業
2444	銅製造業
2445	その他非鉄金属製品製造業
2446	核燃料加工業
2720	電池・蓄電池製造業
3299	他に分類されないその他の製造業
2011	産業用ガス製造業
2332	粘土製レンガ・タイル・建材製造業
2351	セメント製造業
2352	石灰・石こう製造業
2451/2452/2453/2454	鉄、鋼鉄、軽金属、その他非鉄金属製造業
2611	電子部品製造業
2680	磁気および光学媒体製造業
3832	分類された材料の再生業

出所) “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)”¹⁸

また、加盟国は、表 3-4 の附属書 3 のリストに含まれている業種に属さない場合でも、当該事業が最低 20%の電力集約度であり、EU レベルで最低 4%の貿易集約度を有する業種に属している場合、再生可能補助に起因するコスト削減を認定する国家スキームにおける事業に含めることができるとしている。

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29> (2021 年 2 月 22 日取得)

なお、費用負担の減免措置を行う場合も、減免対象者が追加費用の15%以上を支払うことが条件とされている。但し、加盟国は、必要があれば、事業レベルで支払われるべき再生可能エネルギーの金融補助から生じる費用を、関連事業の粗付加価値の4%まで制限する可能性が認められている。加盟国は、20%以上の電力集約度を有する事業に関して、支払総額を関連事業の粗付加価値の0.5%までに制限することができると規定している。

3.2.2 2030年までの再生可能エネルギー目標の決議

2030年の気候変動及びエネルギー関連の目標を含む政策枠組みの検討においては、EU全体として法的拘束力のある目標を設定するものの、加盟各国ごとの目標の国内法制化は求めず、「国家エネルギー計画」に基づくガバナンスをしていくことが検討された。

欧州議会、欧州エネルギー閣僚理事会での検討を経て、2014年10月の首脳会議において、EU全体の2030年の温室効果ガス排出量を1990年比で40%削減することとし、2030年における再生可能エネルギーの導入目標を27%以上にすることが決議された。この27%という目標は、30%に引き上げることを視野に入れて、2020年に見直されることがあわせて決議されている。なお、2020年目標を定めた「再生可能エネルギー利用促進指令(2009/28/EC)」と比較すると、EU全体で目標を設定した点は同じであるが、加盟各国の再生可能エネルギー導入目標は義務化されず、自由に設定できるとしている点で枠組みが異なる。

表 3-5 EU：加盟国別の最終エネルギー消費量に占める2020年および2030年目標

国名	2020年 目標	2030年 目標	国名	2020年 目標	2030年 目標
ベルギー	13%	17.5%	ブルガリア	16%	27.09%
デンマーク	30%	55%	チェコ	13%	22%
ドイツ	18%	30%	エストニア	25%	42%
アイルランド	16%	34.1%	キプロス	13%	22.9%
ギリシャ	18%	35%	ラトビア	40%	50%
スペイン	20%	42%	リトアニア	23%	45%
フランス	23%	33%	ハンガリー	13%	21%
イタリア	17%	30%	マルタ	10%	11.5%
ルクセンブルク	11%	25%	ポーランド	15%	21-23%
オランダ	14%	27%	ルーマニア	24%	30.7%
オーストリア	34%	46-50%	スロベニア	25%	27%
ポルトガル	31%	47%	スロバキア	14%	19.2%
フィンランド	38%	51%	スウェーデン	49%	65%
英国	15%	-			

出所) European Commission, “Individual assessments and summaries”¹⁹

¹⁹ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans/individual-assessments_en
(2021年2月22日取得)

3.3 2021 年以降を対象とした EU の政策

3.3.1 Clean Energy for All Europeans パッケージ

2014 年 11 月に新欧州委員会（ユンカー委員会）が発足し、低炭素経済への移行に向けて環境の統合を図るため、10 の優先事項が掲げられた²⁰。そのうちの 1 つが、「Energy Union Strategy（エネルギー同盟戦略）」である。2015 年 2 月 25 日、委員会は Energy Union の実現に向け、“A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy” を採択し、低炭素、安全、かつ競争力のある経済への移行を目指すこととなった。Energy Union に関しては、年次現状報告書の策定が求められており、一年毎に進捗状況および今後の課題が公表される。

2016 年 11 月 30 日、欧州委員会は「Clean Energy for All Europeans」を謳った、クリーン・エネルギー法案パッケージを公表した。このパッケージは、欧州委員会が進める Energy Union 戦略を推進するため、「省エネの最優先」、「再生可能エネルギー分野での世界的リーダーシップ」、および「消費者への公正な取引実現」を 3 つの柱としており、8 つのエネルギー関連指令・規則で構成されている。

2018 年 12 月 21 日付で、2016 年 Clean Energy for All Europeans パッケージのうち、新たな Energy Union and Climate Action Governance Regulation (EU) 2018/1999 のほか、Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 及び Energy Efficiency Directive 2018/2002 が公示され、2018 年 12 月 24 日付で施行となった。指令はそれぞれ 2021 年 6 月 30 日、2020 年 6 月 25 日まで加盟国の国内法制化が求められる。国家エネルギー・気候計画を導入する、新たなガバナンス規制枠組みにより、この重要セクターにおける規制の確実性と本質的な投資が可能となり、2 つの指令により法的拘束力のある再生可能エネルギー目標 32%および省エネ目標 32.5%といった、2030 年の EU の新たな 2 つの目標を設定することが可能となった。

このほか、以下の指令および規則が、本枠組により包括的に施行された。

表 3-6 EU : Clean Energy for All European パッケージによる指令・規則

指令および規則		指令・規則番号	官報掲載日 施行日
Energy Performance in Buildings	建築物エネルギー性能指令	Directive (EU)2018/844	2018/6/19 2018/7/9
Renewable Energy	再生可能エネルギー指令	Directive (EU) 2018/2001	2018/12/21 2018/12/24
Energy Efficiency	エネルギー効率指令	Directive (EU) 2018/2002	2018/12/21 2018/12/24
Governance of the Energy Union	EU ガバナンス規則	Regulation (EU) 2018/1999	2018/12/21 2018/12/24
Regulation on the internal market for electricity	電力規則	Regulation (EU) 2019/943	2019/6/14 2019/7/4

²⁰ 欧州委員会ウェブサイト (http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6383_en.htm)

Directive on common rules for the internal market for electricity	電力指令	Directive (EU) 2019/944	2019/6/14 2019/7/4
Risk Preparedness	電力セクターリスク準備規則	Regulation (EU) 2019/941	2019/6/14 2019/7/4
Rules for the regulator ACER	欧州エネルギー規制機関 (ACER) 規則	Regulation (EU) 2019/942	2019/6/14 2019/7/4

出所) European Commission, “Clean Energy for All European Package”²¹

表 3-7 EU : クリーン・エネルギー法案パッケージの主な達成事項

<p>再生可能エネルギー</p> <ul style="list-style-type: none"> EU レベルの目標を上方修正するための 2023 年までの再検討条項を盛り込みつつ、新たな法的拘束力のある 2030 年 EU 再生可能エネルギー目標を最低 32% とする。 再生可能エネルギー支援制度の設計および安定性を改善する。 自家消費に関する明確で安定的な規制枠組みを確立する。 輸送および冷暖房セクターにおける目標水準を引き上げる。 バイオエネルギーの使用に関する持続可能性を改善する。 <p>省エネ</p> <ul style="list-style-type: none"> 2023 年までの情報修正条項を伴う、2030 年 EU 省エネ目標を最低 32.5% に設定する。 年間省エネ義務を 2020 年以降も延長する。民間投資を呼び込み、新たな市場参加者の出現をサポートする。 熱エネルギーの個別検針及び請求に関する規則を強化する。特に、セントラルヒーティングシステムを備えた複数のマンションの建物に設置されたもの - 暖房料金をより深く理解・管理することを可能にしつつ、より高い頻度で、より有益なエネルギー消費に関する情報を受け取る明確な権利。 当該サービス向けのセントラル方式を備えた複数のマンション・多目的建物における冷暖房および温水消費費用の配分に関して、透明性が高く、公に利用可能な国内規則を整備することを加盟国に求める。 <p>エネルギーユニオンおよび気候行動のガバナンス</p> <ul style="list-style-type: none"> 投資家のための長期確実性及び予見可能性を促進し、EU および加盟国が 2030 年目標・パリ協定のもと EU の国際コミットメント達成に向けて協働できる、エネルギーユニオンのための簡易、強固、かつ透明性の高いガバナンスを導入。 エネルギーユニオンの 5 つの側面を対象とし、長期展望を考慮しつつ、各加盟国に 2021 年から 2030 年までの期間の国別エネルギー・気候計画の立案を求める。 透明性を高め、加盟国、欧州委員会、その他 EU 機関の管理負担を削減しつつ、エネルギーユニオンおよびパリ協定の 5 つの側面にまたがる報告義務の回数および時期を調整する。

出所) European Commission, “Commission welcomes European Parliament adoption of key files of the Clean Energy for All Europeans package”²²

²¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (2021 年 2 月 22 日取得)

²² http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6383_en.htm (2021 年 2 月 22 日取得)

(1) 新たな再生可能エネルギー促進指令

3.3.1 の Clean Energy for All Europeans パッケージの一環として、2018 年 12 月 21 日に EU 官報に新たな再生可能エネルギー促進指令（Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources、以下「再エネ改正指令」とする）が公布され、3 日後の 12 月 24 日に施行された²³。

2009 年の再生可能エネルギー促進指令からの主な変更は以下のとおり。

- 2030 年における EU の新たな法的拘束力のある再生可能エネルギー目標として最低 32%を定める(2023 年までに EU 水準目標の上方修正を行うための見直し条項を含む)。
- 投資家に長期確実性を提供し、事業の許認可取得手続きを迅速にするため、再生可能エネルギーの支援制度の設計と安定性を改善する。
- 行政手続の合理化及び削減を実施する。
- 自家消費に関する明確で安定的な規制枠組みを確立することで、需要家がエネルギー転換の中心となる。
- 運輸及び冷暖房部門の目標水準を引上げ、再生可能エネルギーの導入を加速する。
- バイオエネルギー使用の持続可能性を向上させ、革新的テクノロジーを促進する。

再エネ改正指令に基づき、再生可能エネルギー発電の本格展開は、マーケット志向の支援制度、許認可手続きの削減、及びワンストップショップ方式を通じて推進されるとしている。また、間接的な土地利用変更の高いリスクを伴う、従来型のバイオ燃料が 2030 年までに段階的廃止となる一方、運輸部門の再生可能エネルギーの使用は、燃料供給事業者に運輸部門の再生可能エネルギー割合 14%の達成という義務量の引き上げを通じて、促進されることとなる。さらに、自宅で再生可能エネルギーを生産したい一般家庭は、自家発自家消費に対する料金及び手数料の大幅減免により支援されることとなる。

以下では、再エネ改正指令の電力分野にかかる概要を整理する。

1) 2030 年目標

目標については、再エネ改正指令の第 3 条で表 3-8 のとおり規定している。

従来の再生可能エネルギー促進指令では、加盟各国が 3.1.1(3)で既述のとおり、再生可能エネルギー目標の達成に向けた「国家再生可能エネルギー行動計画」の策定を求められた。再エネ改正指令では、加盟国は、再生可能エネルギーだけではなくエネルギー・気候変動に関する包括的な計画を立案し、欧州委員会への報告を行うことが求められる。

2018 年 12 月 24 日施行されたガバナンス規則（Regulation (EU) 2018/1999²⁴）では、加盟国が「国家エネルギー・気候計画」を策定することを定めており、2021 年から 2030 年を計画対象期間とし、EU および加盟国レベルでの長期的政策に合致した 2050 年に向けた展望を盛り込むことが求められている。

²³ <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>

²⁴ <http://data.europa.eu/eli/reg/2018/1999/oj>

表 3-8 EU：再エネ改正指令における規定内容①（2030 年目標）

第 3 条 法的拘束力のある欧州連合の 2030 年までの全体目標

1. 加盟国は、2030 年の欧州連合の最終エネルギー総消費量における再生可能エネルギー割合最低 32%を全加盟国で達成するものとする。2023 年までに法案を提出すべく、欧州委員会は再生可能エネルギー生産におけるコスト削減が進んだり、脱炭素化に向けた欧州連合の国際的なコミットメントを達成する必要があったり、または欧州連合におけるエネルギー消費の大幅削減により引き上げの妥当性が示されたりした場合、この目標の引き上げを検討するものとする。
2. 加盟国は、規則（EU）2018/1999 第 3 条から第 5 条および第 9 条から第 14 条に従った、各国の国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plans）の一環として、本条の第 1 項で定められた法的拘束力のある欧州連合の目標を達成するため、国別目標を導入するものとする。国家エネルギー・気候計画案を策定する際、加盟国は当該規則 Annex II に記載された算定式を検討することができる。
規則（EU）2018/1999 第 9 条に従って提出された、各国の国家エネルギー・気候計画案の評価をもとに、委員会が加盟国の国別目標は法的拘束力のある全体目標を連合で達成するのに不十分であると結論付けた場合、当該規則第 9 条および第 31 条で定められた手続きに従うものとする。
3. 加盟国は、本指令第 25 条から 28 条までで生じる義務等の国別の政策、および国別の支援制度が、指令 2008/98/EC 第 4 条で定められた廃棄物ヒエラルキーに当然払うべき注意を払ったうえで設計されるようにするものとする。加盟国は、当該指令で定められた分別回収義務が順守されない場合、廃棄物の焼却による再生可能エネルギー向けの支援を認めないものとする。
4. 2021 年 1 月 1 日以降、加盟国毎の総エネルギー消費量における再生可能エネルギー割合は、本指令 Annex I Part A の表第 3 列に示されたベースラインシェアを下回らないものとする。加盟国が 1 年経過後もベースラインシェアの維持を確保できない場合、規則（EU）2018/1999 第 32 条（4）第 1 款および第 2 款が適用されるものとする。
5. 委員会は、特に経済政策において、以下の目的のための再生可能エネルギー割合の引き上げに向け、炭素集約地域の適切な移行を促進する追加資金を含む、欧州連合の資金の一層の活用が盛り込まれている授權枠組みを通じ、特に下記の目的のため、加盟国の高い目標を支援するものとする。
 - (a) 再生可能エネルギープロジェクトの資本コスト削減
 - (b) エネルギーシステムの柔軟性を高め、システムの安定性を維持し、系統混雑を管理するため、再生可能エネルギー源をエネルギーシステムに統合するプロジェクトおよびプログラム開発
 - (c) 送配電系統インフラ、インテリジェント系統、蓄電設備、および相互接続線の開発
 - (d) 共同事業、共同支援制度、および他の加盟国に位置する発電事業者への再生可能電力の支援制度の開始を通じ、加盟国間および加盟国と第三国間の地域協力を促進
6. 委員会は、第 1 項で定められた法的拘束力のある全体目標に寄与する協力メカニズムを使用し、加盟国を支援するための促進プラットフォームを策定するものとする。

出所) EUR-Lex, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources”

2) 再生可能電力支援制度

再エネ改正指令では、2020年までの加盟国における支援制度のあり方を規定した電力分野への国家介入に関するガイダンス（3.2.1参照）を引き継ぐ形で、2021年以降の支援制度に関する原則を規定している。

再エネ改正指令の第4条では、再生可能電力支援制度は、「考えるシステム統合費用およびシステムの安定性を考慮し、不必要な電力市場の歪みを回避しつつ、マーケットベースおよびマーケットに呼応した方法で電力市場に再生可能エネルギー源からの電力を統合するためのインセンティブを与えるもの」としている。そのうえで、市場の価格シグナルに呼応する形で「市場プレミアム（FIP）」形式の制度が認可されることが規定されている。

また、再生可能電力への補助制度はオープンで、透明性が高く、競争力があり、非差別的で、費用対効果の高い方法で認可されているよう、加盟国が努めるものとしている。

表 3-9 EU：再エネ改正指令（RED II）における規定内容②（支援制度）

<p>第4条 再生可能源からのエネルギー支援制度</p> <p>1. 第3条(1)で定められた欧州連合の目標、および再生可能エネルギー導入の国別の水準で定められた加盟国の当該目標の分担を達成または超過するため、加盟国は、支援制度を適用することができる。</p> <p>2. 再生可能電力支援制度は、考えるシステム統合費用およびシステムの安定性を考慮し、不必要な電力市場の歪みを回避しつつ、マーケットベースおよびマーケットに呼応した方法で電力市場に再生可能エネルギー源からの電力を統合するためのインセンティブを与えるものとする。</p> <p>3. 再生可能電力支援制度は、電力市場への再生可能源からの電力統合を最大化するために設計されるものとし、再生可能エネルギー発電事業者は、市場の価格シグナルに対応し、市場の収入を最大化すべく努めるものとする。</p> <p>そのため、直接的な価格支援制度に関する支援は、低減か固定の市場プレミアム形式で認可されるものとする。</p> <p>加盟国は、域内電力市場に関して適用されるEU法を損なうことなく、小規模設備および実証プロジェクトを本項から免除することができる。</p> <p>4. 加盟国は、再生可能源からの電力支援はオープンで、透明性が高く、競争力があり、非差別的で、費用対効果の高い方法で認可されるよう努めるものとする。</p> <p>加盟国は、小規模設備と実証プロジェクトを入札手続から除外することができる。</p> <p>加盟国は、経済性の高いシステム統合を確保するため、再生可能電力の導入において地域の多様性を確保するメカニズムの確立を検討することもできる。</p> <p>5. 加盟国は、再生可能源からの電力の発電事業者すべてに門戸を開くことが、以下の点からみて最大限の結果につながらない場合、入札手続を特定電源に制限することができる。</p> <ul style="list-style-type: none">(a) 特定電源の長期可能性(b) 多様性を達成する必要性(c) システム統合費用(d) システム制限およびシステム安定性(e) バイオマスに関して、原料マーケットの歪曲を回避する必要性

6. 再生可能源からの電力支援が入札手続を行うことで認可される場合、高いプロジェクト実現率を実現するため、加盟国は、
 - (a) 入札手続の対象とする、非差別的かつ透明性の高い基準を策定・公示し、プロジェクト実施の明確な日程および規則を定める。
 - (b) プロジェクト実現率など、前回の入札手続に関する情報を公示する。
7. 最周縁地域（outermost region）および小島の再生可能源からのエネルギー生産を増やすため、加盟国は孤立および対外依存の特定の条件と関連した生産コストを考慮するため、当該地域に位置するプロジェクトの財務支援制度を調整することができる。
8. 2021年12月31日までかつその後は3年毎に、委員会は欧州議会および評議会に、入札手続による以下を実現する力を分析しつつ、欧州連合における入札手続を行うことで認可した再生可能電力支援の実績について報告するものとする。
 - (a) コスト削減の達成
 - (b) 技術向上の達成
 - (c) 高い実現率の達成
 - (d) 小規模参加者および適宜地方自治体の非差別的参加の実施
 - (e) 環境影響の制限
 - (f) 地域の受容性を確保
 - (g) 供給の安全保障および系統の統合を確保
9. 本条は、第107条および108 TFEUを損なうことなく、適用されるものとする。

出所) “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources”²⁵をもとに作成

加えて、再エネ改正指令の第6条では、「支援制度の安定性」として、再生可能エネルギーの支援制度における補助水準や条件について、既に支援を受けているプロジェクトの経済性にマイナスの影響を与える方法で改正することがないように努めることが規定されている。本規定は、スペインやイタリア等で、既存プロジェクトへの支援水準が遡及的に引き下げられたことを受けて、設けられた規定となっている。

3) 国内法制化期限

加盟各国は2021年6月30日までに指令の順守に必要な法規制の国内法制化をすることが求められる。また、複数の専門的事項および改正条項が、施行令等を通じ定められる。欧州委員会は2023年までに、輸送部門の個別目標14%とともに包括目標32%を見直し、上方修正案（下方は不可）を提示することができる。

- 委員会は、ANNEX IX（バイオガスの原料）に記載された原材料を隔年で見直さねばならず、本リストに原材料を追加することができるが、削除することはできない。
- 委員会は、2019年2月までに「高間接的土地利用変化」および「低間接的土地利用変化」原料を定めるための基準を策定しなくてはならない。2023年までにこれらの結果の見直しが実施される。
- 委員会は、2021年1月までにリサイクルカーボン燃料の温室効果ガス削減量のしきい

²⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>（2021年2月22日取得）

値を定めなくてはならない。また、2021年12月までに、これらの燃料および非生物起源の再生可能燃料の温室効果ガス会計の方法を規定しなくてはならない。

- 2021年1月までに委員会は、持続可能な森林管理基準およびLULUCF要件の順守を実証することを義務付けた運用ガイダンスを定めなくてはならない。
- 2026年に委員会は、2030年以降の再生可能エネルギー推進の規制枠組みを提案しなくてはならない

(2) ガバナンス規則

再エネ改正指令とともに施行された、ガバナンス規則（Regulation (EU) 2018/1999）のもと、EU加盟国は国家エネルギー・気候計画（NECP）の策定が求められた。2021-2030年の計画については、2018年末までに計画案（Draft plans）、2019年末までに最終案の提出が求められ、欧州委員会によるNECPの評価が2020年末に終了した。

今後は目標の引上げに伴うNECPの変更案を2023年6月末までに、最終案を2024年6月まで提出することが求められている。その間も加盟国は、2年毎の国家エネルギー・気候進捗報告書に変更内容を盛り込むことを条件に、新たな政策および施策を導入することができる。

また、長期目標に関しても、本規則のもと、NECPと整合性のある、30年以上の長期戦略を2020年1月まで、その後は10年毎に策定することが求められている。

表 3-10 EU：加盟国が策定する国家エネルギー・気候計画の主な内容

<p>1. 現状</p> <ul style="list-style-type: none">● 国内のエネルギーシステムと Energy Union の 5 分野に及ぶ国別計画の政策背景についての概要● エネルギーおよび気候変動の 2020 年目標達成に伴う知見のうえに構築された、再生可能エネルギーおよびエネルギー効率の支援制度および財政制度を含む、現行のエネルギー・気候変動政策および施策に関する状況評価● 更なる地域間協働および統合の機会・挑戦など、国境を越えた関連度の重要な問題の概要● 主要行政機関の責務など、国別エネルギーおよび気候政策実施の管理ストラクチャー <p>計画はこのガイダンスに従って、2020 年、2030 年およびそれ以降の加盟国の現行の国家エネルギーおよび気候政策戦略上で構築される。</p> <p>2. 5 つの分野の目的、政策、および施策</p> <p>国別計画では、Energy Union の下記分野の目標を定めなくてはならない。エネルギーの 2030 年目標に関して、EU レベルの目標を包括的に実現するのに必要な国別目標を定めるべきである。</p> <p>本計画にはそれぞれの目標に関して、これらの目標達成に向けて立案された政策および施策の概要を盛り込むべきである。ここには、政策の一貫性を確保し、規則の重複を回避するため、政策が相互に作用する方法の評価を盛り込むべきである。</p>

- ①エネルギーの安全保障、連帯、および信頼性
- ②域内エネルギー市場の完全統合
- ③需要の減速に貢献するエネルギー効率化
- ④経済の脱炭素化
- ⑤調査、イノベーション、および競争

3. 統合予測と指標

国別計画には、提案された政策および施策の影響を評価する政策シナリオ等、計画の解析的基礎としての予測に関する独立したセクションを設けるべきである。国別計画の実施に関する隔年の経過報告書は、更新された予測、政策、および施策のほか、加盟国との協力時に委員会が策定した主要指標を活用すべきである。

Energy Union の 5 つの分野横断的な性質により、政策目標を評価し、有効性を確認する必要がある。この理由から、エネルギー制度および温室効果ガスは排出に関して、国別計画には 2050 年の展望を含む、2030 年までとそれ以降の予測を盛り込むべきである。

出所) European Commission, “GUIDANCE TO MEMBER STATES ON NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS AS PART OF THE ENERGY UNION GOVERNANCE”²⁶

(3) 優先給電

EU レベルの再生可能エネルギーの優先給電は、2001 年再生可能エネルギー指令 (RES 指令) で初めて導入され、2009 年再生可能エネルギー指令 (2009/28/EC) で一部改正された。改正再生可能エネルギー指令第 16 条において、加盟国は発電設備の給電時に、国内電力系統の安全な運用が許し、透明性が高く非差別的な基準をもとにしている限り、送電系統運用者が再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えるよう万全を期すと定められた。その後 2012 年省エネ指令 (2012/27/EU) により、高効率コージェネも優先給電の対象となった。

2017 年 11 月に EU のエネルギー規制機関を束ねる ACER (EU エネルギー規制機関間協力庁) と CEER (欧州エネルギー規制者評議会) が卸電力取引市場における再生可能エネルギーに関する白書の中で、クリーン・エネルギーへの移行時に再生可能エネルギーを市場に完全に統合させるべく、クリーン・エネルギー法案パッケージ 2020-2030 で再生可能エネルギーの役割を定義する際、欧州委員会に対し 3 点の変更を提言した。その変更点とは、現行の再生可能エネルギーの優先給電廃止、再給電および再エネ出力抑制への非市場アプローチの回避、ネットメータリングの回避・公正なコスト配分の実現の 3 点である。

2018 年 12 月に欧州評議会は優先給電を廃止し、小規模再生可能エネルギー設備にバランシング義務を課すことを提案した。この政策は、管理・技術面の負担から、小規模再生可能設備にとって大きな痛手となることが予想された。このため、欧州の主要な再生可能発電事業者組合は、“Small is Beautiful” と銘打ったキャンペーンを展開し、小規模かつクリーンな設備のメリットを訴えた。

²⁶ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ebdf266c-8eab-11e5-983e-01aa75ed71a1.0008.03/DOC_5&format=HTML&lang=EN&parentUrn=CELEX:52015DC0572 (2021 年 2 月 22 日取得)

2019年1月、EU加盟国は常任委員会(COREPER I)を通じ、Clean Energy for All Europeansの法制化第2弾である電力市場規則について Electricity Market Design Directive で締結された合意を支援する投票を行い、小規模再生可能発電設備、高効率コジェネ、およびデモ・プロジェクトからの電力400kW以下(2026年以降は200kW以下)に対し、引き続き優先給電が認められることとなった。

Clean Energy for all Europeans パッケージの一環として、2019年6月5日付で域内電力市場に関する EU regulation 2019/943 が施行された。本規則では、EU 域内の電力市場に関する規則と方針を見直し、市場を適切に機能させ、競争力を高め、歪曲していないことに万全を期す。そのなかで、優先給電に関して、以下のように定められた。

なお、既に優先給電の権利を得ている既存設備については、遡及的に影響を及ぼすことは回避することが規定されている。

表 3-11 EU : 改正電力市場規則における規定内容 (優先給電)

<p>2019年6月5日付欧州議会及び欧州理事会の域内電力市場に関する EU 規則 2019/943 第12条 給電及びデマンドレスポンス</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 発電設備の給電及びデマンドレスポンスは、非差別的で透明性高く、第2項から第6項で特段の定めのない限り、マーケットベースでなくてはならない。 2. TFEU (機能条約) 第107条、第108条、および第109条を損なうことなく、国内電力システムの安全な運用によって認められる範囲内で、再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えるものとする。透明性が高く、非差別的な基準をもとに、それらの発電設備が以下のいずれかに該当する場合、加盟国は、給電設備のオペレーターが再生可能エネルギー源を使用した発電設備に優先権を与えることに万全を期すものとする。 <ol style="list-style-type: none"> (a) 再生可能エネルギー源を使用した発電設備で、400kW以下の設備容量 (b) 当該優先権が試験目的を達成するのに十分な時間と範囲に限定されている場合に、規制当局による承認を条件とした、革新的テクノロジーのデモ・プロジェクト 3. 加盟国は以下を条件として、当該決定から運転開始時に少なくとも6か月間、第2項 <ol style="list-style-type: none"> (a) にあたる発電設備への優先給電を適用しない、または、第2項(a)で定められた400kWよりも少ない容量を適用するという決定下することができる。 <ol style="list-style-type: none"> (a) 適切に機能する日中市場または他の卸売・バラシシング市場が存在し、本規則に従い、これらの市場にすべての市場参加者が十分アクセスできる (b) 再給電規則及び混雑管理がすべての市場参加者にとって透明性が保たれている (c) 欧州議会および欧州評議会 EU 指令 2018/2001 第3条(2)、並びに欧州議会および欧州評議会 EU 規則 2018/1999 第4条(a)(2)の欧州連合の法的拘束力のある再生可能エネルギー割合の包括的目標に向けた加盟国の国別目標が、EU 規則 2018/1999 Annex II で定められた対応する算定結果と同じもしくはそれ以上か、EU 規則 2018/1999 第4条(a)(2)の参照値よりも低くないこと、または

代替として、最終総電力消費量に占める再生可能エネルギー源の割合が 50% を超えていること

- (d) 加盟国は欧州委員会に対し、(a)、(b)、および(c)で定められた条件がどのように充足されたかを詳細に示しつつ、容量の引き下げ案を通知した。
- (e) 適宜商業的に機微な情報の保護を十分考慮しつつ、容量の引き下げを許容する詳細な理由を盛り込み、加盟国は容量の引き下げ案を公表した。

加盟国と発電設備のオペレーターとのいかなる任意の合意にもかかわらず、いずれの引き下げも、すでに優先給電の恩恵を享受している発電設備に影響を及ぼす遡及的変更は回避するものとする。TFEU 第 107 条、第 108 条、および第 109 条を損なうことなく、加盟国は優先給電を自主的に放棄する優先給電の対象設備にインセンティブを与えることもできる。

- 4. TFEU 第 107 条、第 108 条、および第 109 条を損なうことなく、加盟国は 400 kW 以下高効率コージェネを使用する発電設備で発電される電力に優先給電を与えることができる。
- 5. 2026 年 1 月 1 日以降運転を開始する発電設備に関して、第 2 項(a)は再生可能エネルギー源を使用し、200 kW 以下の設備容量である発電設備にのみ適用されるものとする。
- 6. 2019 年 7 月 4 日より前に締結された契約を損なうことなく、再生可能エネルギー源 を使用した発電設備または高効率コージェネで 2019 年 7 月 4 日より前に運転開始している設備で、運転を開始している場合、指令 2012/27/EU 第 15 条(5)または欧州議会指令 2009/28/EC 第 16 条(2)および欧州評議会(20)のものの優先給電の対象である発電設備は、引き続き優先給電の便益を受けるものとする。優先給電は、新たな連系契約が必要とされたり、発電設備の発電容量が引き上げられるといった、発電設備が大幅な改修をした日以降、当該発電設備には適用されないものとする。
- 7. 優先給電は、電力網の安全な運用を危険にさらすものではなく、第 16 条で定められた容量を超えたゾーンをまたぐ容量の抑制を正当化するものとして使用されるものではなく、透明性があり、非差別的な基準に基づいたものとする。

備考 5

小規模発電設備からの再生可能エネルギー源による電力は、給電方法における具体的な優先令または電力を市場に供給する市場オペレーター向けの法的・規制義務により優先給電を認められるべきである。同じ経済的条件のもとで系統運用サービスで認められた優先給電は、本規則を遵守しているとみなされるべきである。いずれの場合においても、優先給電は再生可能エネルギー源を使用した発電設備の電力市場への参加に適合しているとみなされるべきである。

出所) EUR-Lex ウェブサイト²⁷

²⁷ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG (2021 年 2 月 22 日取得)

3.3.2 その他の主な気候変動・エネルギー分野の動き

(1) A Clean Planet for All²⁸

パリ協定のすべての参加国は、2020年1月1日までに「温室効果ガスの低排出型の発展のための長期的な戦略」の公表を義務付けられている。また、EU加盟国は、EUガバナンス規則（EU/2018/1999）により、戦略策定プロセスおよびその後5年毎の戦略更新、10年毎に新規戦略を公表することが定められ、当該戦略は、2021-2030年の国家エネルギー・気候計画（NECP）と整合性を保つことが求められている。

これを受け、2018年11月28日付で欧州委員会は、全ての重要なセクターの移行に向けたロードマップを模索し、2050年までに気候中立を目指す、戦略的長期ビジョン“A Clean Planet for All”を公表した。これは、欧州グリーン・ディールの中核をなすビジョンであり、パリ協定を踏まえたEUの気候行動へのコミットメントに沿ったものである。

この長期戦略は法案ではなく、戦略的ビジョンであり、2030年気候およびエネルギー目標の変更を提案するものではない。2030年目標を踏まえ、2050年に向けた政策を策定するものであるが、2050年までに80%、90%、100%削減のための8つのシナリオ分析を行った結果、現行の政策に基づくベースシナリオでは約60%の削減しか見込めなかったことから、気候中立に向け、電力、産業、モビリティ、農業、建物等のセクターそれぞれで追加対策の実施が必須となっている。

欧州委員会は”Clean Planet for All”で採択された気候中立を主導するため、2019年2月26日付で複数の低炭素テクノロジーに10億ユーロ相当を投じる投資プログラム、Innovation Fundを公表した。これは、現実的な技術ソリューションに投資をすることで競争力を温存しつつ、”A Clean Planet for All”で採択された気候中立を目指す方法を欧州が主導するものである。この移行には、エネルギー、建物、輸送、産業、農業部門における技術的イノベーションのさらなる規模拡大が求められる。Innovation Fundには、2020年から2030年までのEU ETSの割当量の入札からの450百万ユーロとNER300プログラム²⁹からの資金を充てる。

(2) 欧州グリーン・ディール³⁰

“A Clean Planet for All”を実現するための政策文書である「欧州グリーン・ディール」が、2019年12月に欧州議会で提案され、2020年1月に決議された。欧州委員会は2019年から2024年の5年間で取組みを進める、6つの優先課題を打ち出したが、そのうちの1つが欧州グリーン・ディールである。欧州グリーン・ディールでは2050年までの気候中立を目指し、10月14日付でエネルギー政策に関する政策案や報告書を公表した。その後、政策推進に向け、2020年1月14日に欧州グリーン・ディールの資金提供メカニズムとなる「欧州グリーン・ディール投資計画」および「公正な移行メカニズム（Just Transition Mechanism）」が公表された。2020年3月4日付で欧州初の「気候法案」を提出し、政治的コミットメントを法制化し、投資を呼び込む。

²⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>（2021年2月22日取得）

²⁹ NER300プログラムとは、20億ユーロを商用規模の環境に安全なCCSおよび革新的な再生可能エネルギー技術に投資する資金提供プログラムである。

³⁰ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en（2021年2月22日取得）

欧州グリーン・ディールは、経済のあらゆる分野を対象としているが、主にエネルギー部門の脱炭素化、建築部門の建物改修促進、産業部門のイノベーション促進、モビリティ部門のクリーンかつ低コストの移動手段および公共交通機関の普及を目指している。

欧州グリーン・ディールの目標達成を支援するため、欧州委員会は、2020年11月に洋上再生可能エネルギー戦略を公表した。再生可能エネルギーを通じた発電部門の脱炭素化は、欧州グリーン・ディールの中核であり、この戦略によって、様々な状況に応じた多様なアプローチを取ることを求めている。

(3) 欧州気候法³¹

2020年3月に提案された欧州初の気候法は、欧州の経済および社会が2050年までに気候中立を達成するという、欧州グリーン・ディールで定められた目標を法制化することを目的としている。2050年目標を達成するために必要なステップとして、2030年の新たな温室効果ガス排出削減目標として、1990年比少なくとも55%の目標が盛り込まれた。新たな2030年目標は、パリ協定の下での温室効果ガス排出削減に向けた、EUの国別に定められた分担を見直す際の協議の基盤となる。

2030年に向けた排出量の追加削減達成のため、2021年6月までに関連政策手段の見直しを行う予定となっている。

1) 欧州気候法の目的

- 社会的に公正でコスト効率の良い方法で、すべての政策を通じ、2050年の気候中立目標を達成するための長期的な道筋を定める。
- 進捗状況をモニタリングするシステムを構築し、必要に応じ追加措置を講じる。
- 投資家および他の経済主体に予見可能性を与える。
- 気候中立への移行を不可逆的なものにする。

2) 2050年目標を達成するための進捗状況の管理

- 公的機関、企業および市民に予測可能性を与えるために、EU全体の2030年～2050年までの温室効果ガス排出削減の軌道案を策定する。
- 気候法には、加盟国の国別エネルギー・気候計画のガバナンス・プロセス、European Environmental Agencyによる定期報告、気候変動及びその影響に関する最新の科学的根拠といった現行の制度をもとに、進捗状況を把握し、それに応じ施策を調整する方策が盛り込まれている。また、パリ協定のグローバル・ストックテイクを踏まえ、2023年9月までに1回、それ以降は5年毎に、気候中立目標と2030～2050年までの軌道との乖離状況を評価する予定となっている。
- 欧州委員会は、気候中立目標と整合性のない施策を取る加盟国に対し、勧告する権限を

³¹ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_en (2021年2月22日取得)

有し、各国はこれらの勧告を十分に検討するか、そうでない場合はその根拠を説明することが義務付けられる。

- 各加盟国は、気候変動の影響に対するレジリエンスの強化と、脆弱性強化のための適応戦略を開発・施行することが求められる。

(4) 洋上再生可能エネルギー戦略³²

欧州グリーン・ディールの目標達成を支援するため、欧州委員会は、2020年11月に洋上再生可能エネルギー戦略を公表した。再生可能エネルギーを通じた発電部門の脱炭素化は、欧州グリーン・ディールの中核であり、この戦略によって、様々な状況に応じた多様なアプローチを取ることを求めている。

1) 洋上再生可能エネルギー戦略の目的

- 2050年までに300GWの洋上風力発電を増設
- 洋上風力以外の形態の海洋エネルギーを40GW設置
- 2050年目標の達成に向け、約8,000億ユーロの投資および適切な支援策が必要となるため、加盟国はNext Generation EU基金を使用して、洋上風力への投資を促進

2) 洋上再生可能エネルギー戦略における施策

洋上再生可能エネルギー戦略では、分野別に以下の多様な策を実施する。

分野	施策
持続可能な空間および資源管理のための海洋空間計画	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 2021年3月までに欧州委員会は、国家エネルギー・気候計画(NECP)を踏まえ、多国間の協力を推進し、加盟国の海洋空間計画における洋上再生可能エネルギー開発目的の統合を推進する。 ➢ 2022年中に欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの長期開発を反映し、MSP Directive(海洋空間計画指令)の施行に関する報告をする。 ➢ 欧州委員会は加盟国および地域機関とともに、海のリスク、環境保護・保全との適合性を見つつ、海盆レベルのMSPの共通アプローチおよび実証プロジェクトを策定・開発する。 ➢ 欧州委員会は、風力エネルギー開発およびEU自然法令に関するガイダンス文書を公表した。 ➢ 欧州委員会は、2021年に公的機関、ステークホルダー、科学者間の洋上風力エネルギーに関する対話を促進する。 ➢ 欧州委員会は2021~2025年に加盟国と地域機関との多目的プロジェクトを支援する。 ➢ 欧州委員会と欧州防衛機関は、防衛目的で保全されている地域における洋上再生可能エネルギー開発の障壁を特定するために協力し、共存を目指す予定である。
系統インフラ	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 2021年中に2050年までに海盆毎の洋上再生可能エネルギーの導入に向けた共同の長期コミットメントの策定に向けた枠組みを構築する。

³² <https://www.eubusiness.com/topics/energy/offshore-renewable-energy-strategy> (2021年2月22日取得)

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 欧州委員会は、TSOによる長期洋上系統計画のための、改正TEN-E（欧州横断エネルギー・ネットワーク）Regulation のもとの枠組みを提案する。 ➤ 欧州委員会、加盟国、および規制当局は、TSOが今後の拡大および開発に備え、洋上系統に先行投資できる枠組みを策定する。 ➤ 2023年までに欧州委員会は、エネルギープロジェクトの開発に伴う、送エネルギープロジェクトの国境をまたぐコストおよび便益の配分を調整する方法に関する、EUガイダンスを公表する。
EU 規制枠組み	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 欧州委員会は、本戦略に付随するマーケット・ガイダンス・スタッフ・レポートにおいて、ハイブリッド・プロジェクトの洋上風力の入札ゾーンに関する規制枠組みを明確にする。 ➤ 欧州委員会は、加盟国が洋上ハイブリッド・プロジェクトに関する混雑収入をより柔軟に割り当てることができるオプションを与えるべく、混雑収入の許容使用に関する改正法案を提案する。 ➤ 欧州委員会は、Electricity Stakeholder Committee に、洋上高圧直流送電系統の Grid Connection Network Code の改正準備を命じた。 ➤ 委員会は、エネルギーおよび環境保護に関する国家補助ガイドラインの改訂により、経済性が高いクリーン・エネルギーの導入の実施枠組を実現する。 ➤ 2021年中に欧州委員会は、クロス・ボーダーのプロジェクトのコスト・便益配分に関するガイダンスを提案する。
EU 基金の役割 民間投資の促進	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 欧州委員会は加盟国の国家復興・レジリエンス計画に、洋上風力等の再生可能エネルギー導入に関する改革及び投資を盛り込むことを奨励する。 ➤ 欧州委員会は、新たな Connecting Europe Facility および再生可能エネルギー資金供与メカニズムのもと、相互連系線など、国境を跨ぐ協力プロジェクトの開発を推進する。 ➤ 欧州委員会、EIB、およびその他金融機関は協働で、InvestEUを通じた洋上エネルギーへの戦略的投資を支援する。
洋上風力プロジェクトの 研究およびイノベーション推進	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 2021年および2022年の Horizon Europe のもと、欧州委員会は以下を提案。 ➤ 2022年に大規模 HVDC 系統のデモ・プロジェクトを開始するため、TSO、メーカーおよび洋上風力開発事業者間の協力支援。 ➤ 新設の風力、海洋エネルギー、太陽光浮体式技術設計を開発。 ➤ デジタル技術などにより、洋上風力エネルギーのバリューチェーンに跨る産業効率を改善。 ➤ 再生可能エネルギーの研究およびイノベーションに「デザインによる循環性」原則を統合する。 ➤ 委員会は、海洋エネルギーおよび洋上風力に関する SET Plan 目標および実行アジェンダを見直し、HVDCに関する追加 SET Plan に着手する。 ➤ 欧州委員会は、洋上エネルギー発電およびインフラの技術開発が社会経済的エコシステムにおける持続可能性に組み込まれる手法を研究する。 ➤ 欧州委員会は、2025年までに EU 全体で 100MW の総容量を達成するため、加盟国および当該地域と協力し、洋上エネルギー技術向けの基金を活用する。
欧州全土の強固な サプライチェーン および バリュー・チェーン	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 欧州委員会はおよび ENTSO-E は 2028年までに使用可能になる、異なるメーカーの変換器間の規格化および相互運用性を推進する。 ➤ 2021年に欧州委員会は、再生可能エネルギーに関するクリーン・エネルギー産業フォーラムを推進し、再生可能エネルギーのバリュー・チェーンの開発を促進し、洋上再生可能エネルギーに関するワーキング・グループを創設する。

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 欧州委員会は加盟国におよび当該地域に、再生可能洋上エネルギーへの投資を支援する、2021-2027 Cohesion Policy Funds の利用を促す。 ➤ 欧州委員会は、管轄する国内当局および地方自治体が洋上エネルギーのスキル・プール開発目的、および若い労働者を洋上再生可能ビジネスに呼び込むため、研修プログラムを創出・実施する際に支援を提供する。 ➤ 欧州委員会は、第3国における市場アクセスを推進する。 ➤ 欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの新たな市場開発を推進し、パートナー国とのエネルギー対話における政策枠組み規準の交換およびセクター開発を通じ、既存の市場を強化する。 ➤ 欧州委員会は、洋上設備の脱炭素化のコスト及び影響分析を実施する。環境・安全・経済的影響を最小限にするため、EU全体の法的義務が必要とされる。
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

出所) European Council, “EU Offshore Renewable Strategy”³³

(5) 2030 Climate Target Plan³⁴

欧州委員会は、2030年までにEU全土の排出量・削減量を含む1990年比少なくとも55%の温室効果ガス排出量削減目標を提案し、2050年までに気候中立を達成するロードマップを定める。この目標は、これまでの2030年までに少なくとも40%の温室効果ガス削減という目標から大幅な引き上げとなる。2020年9月に新たなEU2030年目標は、欧州気候法に盛り込まれることとなり、さらなる目標の引上げ(60%)を目指し、共同立法機関と協議が行われたが、2020年12月に「少なくとも55%」の2030年温室効果ガス排出削減目標が欧州理事会で承認され、現在(2021年2月1日)欧州理事会と欧州本会議との政治合意を待っている状況である。

欧州委員会は、目標達成に必要とされる詳細な法案策定に着手しており、2021年6月までに政策手段の見直しを行い、適宜改正案を策定する。

1) 2030 Climate Target Plan の目的

- 2050年までに気候中立を達成するため、より野心的で経済性の高いロードマップを定める。
- 経済成長とともに、グリーン雇用の創出を促進しつつ、温室効果ガス排出削減を継続する。
- 国際的なパートナーの目標の引き上げを促し、気温の上昇を1.5°Cまでに抑制し、気候変動の最悪の結果を回避する。

2) 関連法案の改正状況

目標達成に向け、2020年10月に欧州委員会は、以下の法令の影響評価を公表し、11月に

³³

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf (2021年2月22日取得)

³⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en (2021年2月22日取得)

コンサルテーションを開始した。

- EU Emissions Trading System Directive
- Effort Sharing Regulation
- Land Use, Land Use Change and Forestry Regulation
- CO2 standards for cars and vans Regulation (light-duty vehicles)

目標達成に向けた関連法令の改正案は、2021年6月までに提案される予定となっている。

(6) European Climate Pact³⁵

2020年12月欧州委員会は、気候対策への参加とよりグリーンなヨーロッパに向けた、EUのイニシアチブである European Climate Pact を開始した。欧州グリーン・ディールの一環である、Climate Pact は、気候危機に関する情報、議論、および対策を共有する場を提供する。オンラインプラットフォームや、市民との対話や意見交換を通じ、デジタルおよびグリーンな移行間のリンクの強化を図る。

3.4 コロナ関連動向

欧州議会は、2020年5月20日付の欧州決議において、欧州グリーン・ディールをEUのCOVID-19復興パッケージの中心と位置付けた。これに対し、欧州委員会は Next Generation EU と呼ばれる、750百万ユーロの復興計画を打ち出した。この計画は、EUの長期予算と併せ、よりグリーンで、包括的なデジタル・持続可能なヨーロッパを創出し、気候変動といった将来的な危機へのレジリエンスを高めることを目的としている。

(1) Sustainable Europe Investment Plan（欧州グリーン・ディール投資計画）³⁶

今後10年間で1兆ユーロ相当の官・民投資を呼び込むことで、グリーン・ディールへの資金供与を促す戦略である。本戦略では、官・民投資を開放するため、インセンティブを供与する。欧州委員会は、持続可能なプロジェクトの計画立案、設計、および実施に必要な支援を公的機関及び事業者に提供する。

投資計画の一端を担う公正な移行メカニズム（Just Transition Mechanism）は、この移行により最も影響を受ける労働者とコミュニティの移行に伴う社会経済的影響を軽減するものである。2021年から2027年までの期間に1,000億ユーロを投じる、公正な移行メカニズムは3種類に分かれている。Just Transition Fund は400億ユーロを拠出し、影響を受ける地域に補助金を与える。InvestEU のもとの公正な移行制度では、持続可能なエネルギー・輸送に450億ユーロの民間投資を呼び込む。化石燃料に依存する地域のグリーン投資を支援する、欧州投資銀行（EIB）による公的部門への融資枠（250～300億ユーロ）は、欧州議会の承認待ちとなっている。

この予算および復興計画の歳入源となるのは、Emissions Trading System 等からの資金で

³⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2323（2021年2月22日取得）

³⁶ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_17（2021年2月22日取得）

ある。

(2) EU 多年度財政枠組み (MMF: multiannual financial framework) 2021-2027³⁷

2020年12月に欧州理事会は、EUの中期予算計画であるMMFにおいて、今後7年間で総額1兆743億ユーロをCOVID-19からの復興支援に投じることで合意した。主にグリーンおよびデジタルな移行を含む、EUの政策分野の優先分野に振り分けられる。Next Generation EUと併せ、1兆8000億ユーロが復興支援に充てられることとなる。

(3) Next Generation EU³⁸

2020年5月にNext Generation EUと呼ばれる、COVID-19危機による加盟国の経済の復興およびレジリエンス支援を目的とした7,500億ユーロの復興基金が公表された。これは、MMFとは別の特別予算であり、現在(2021年1月時点)、各加盟国の批准手続きを待っている状況である。

欧州委員会は、高いレーティングを活用し、金融市場から資金を調達し、新型コロナウイルス危機による影響が大きい加盟国に優先的に振り分ける。この基金は、気候中立とデジタルトランスフォーメーションに投じられる。

³⁷ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2020/12/17/multiannual-financial-framework-for-2021-2027-adopted/> (2021年2月22日取得)

³⁸ [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2020\)652000](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2020)652000) (2021年2月22日取得)

4. ドイツ

4.1 再生可能エネルギー導入目標

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月に成立した第4次メルケル政権では、エネルギーコンセプトでの2030年再生電力目標50%を65%まで引き上げる政策を打ち出し、再生可能エネルギー法を改正して法定目標とした。2021年1月現在、再生可能電力の導入目標は、再生可能エネルギー法2021年改正法第1条に定める目標である上記の目標が最新となっており、その達成に向けた取組みが進められている。

4.1.1 2020年導入目標

ドイツでは、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の目標を18%と設定している。2018年に16.8%、2019年に17.4%と順調に導入が進んでおり、2020年目標の達成に向けて順調に導入が進んでいる（図4-1）。



図4-1 ドイツ：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率実績および2020年目標値

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省, “Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019”³⁹ (2021年) をもとに作成

³⁹<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf>

また、2010年に公表したエネルギーコンセプトでは、2020年の電力消費量に占める再生可能エネルギーの比率を35%まで引き上げる目標を設定していた。2019年のドイツにおける再生可能電力比率は42%となっており、既にこの目標を上回っている。

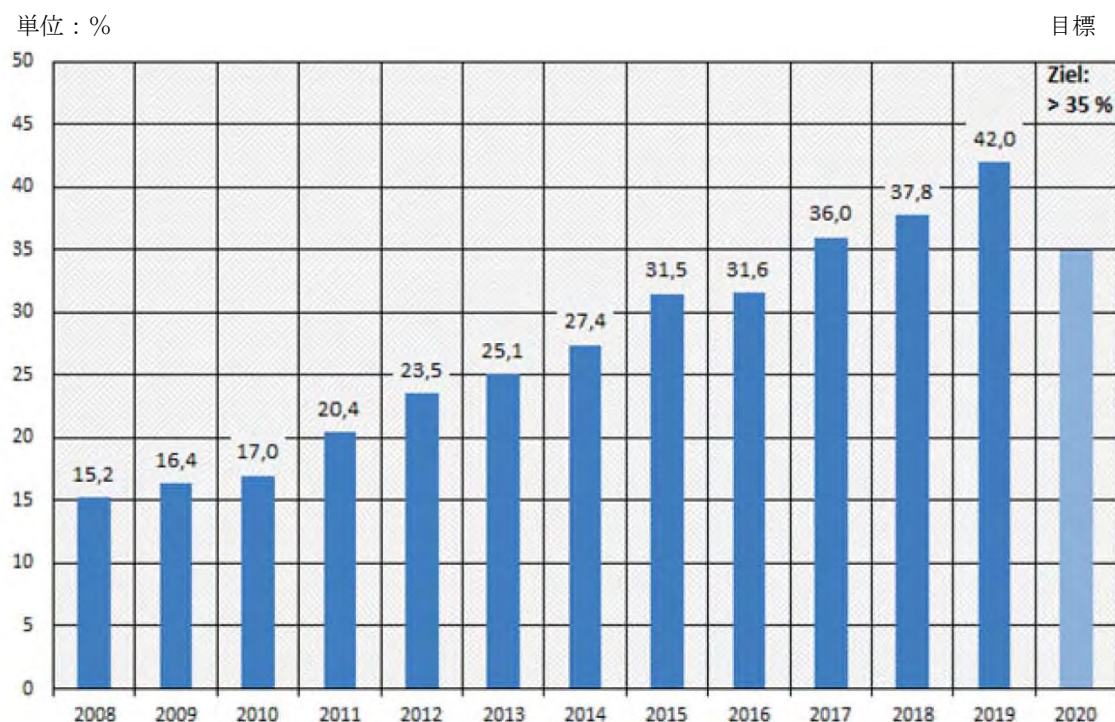


図 4-2 ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績および2020年目標値

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省, “Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019” (2021年) をもとに作成

4.1.2 2030年及びそれ以降の中長期目標

ドイツでは、2010年に策定した2050年までのエネルギー戦略である「エネルギーコンセプト (Energy Concept) ⁴⁰」で設定した目標達成に向けて、化石燃料や原子力に依存したエネルギーシステムから、再生可能エネルギーを中心とした低炭素エネルギーシステム構築を目指す「エネルギー転換」と呼ばれる政策を進めている。

その後、2030年以降のいくつかの目標は引き上げられる方向で改正されており、2021年1月時点で、再生可能電力分野に関しては、2019年に42%であった再生可能電力比率を、2030年に65%まで引き上げることを目標に掲げている。

2021年1月時点におけるドイツの気候変動・エネルギー関連の主な目標は、下表のとおり。

⁴⁰ <https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf>

表 4-1 ドイツ：主な気候変動・エネルギー関連目標（2021年1月時点）

	2019年 実績	2020年 目標	2030年 目標	2040年 目標	2050年目標
温室効果ガス					
温室効果ガス排出量（1990年比）	-35.1%	-40%	-55%		ニュートラル
再生可能エネルギー					
最終エネルギー消費に占める比率	17.4%	18%	30%	45%	60%
発電に占める比率	42.0%	35%以上	65% ^{注2}		^{注3}
熱分野に占める比率	14.7%	14%			
エネルギー効率					
一次エネルギー消費量削減（2008年比）	-11.1%	-20%	-30%	→	-50%
電力消費量削減（2008年比）	-6.9%	-10%	→	→	-25%

注1) 2020年、2030年、2040年、2050年の目標は現時点の政治的目標

注2) 「気候保護プログラム2030」及び再生可能エネルギー法2021年改正法（EEG2021）の目標。

注3) EEG2021では、「2050年までにドイツ連邦内（EEZを含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHGニュートラルの方法で発電すること」を法の目的に掲げている。

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省，“Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019”（2021年）をもとに作成

4.2 現行の再生可能電力支援制度

4.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

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

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

直近の2021年改正法では、100kW以上の新規発電設備はFIP制度による支援とし、太陽光（750kW超）、陸上風力、洋上風力については、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いる。

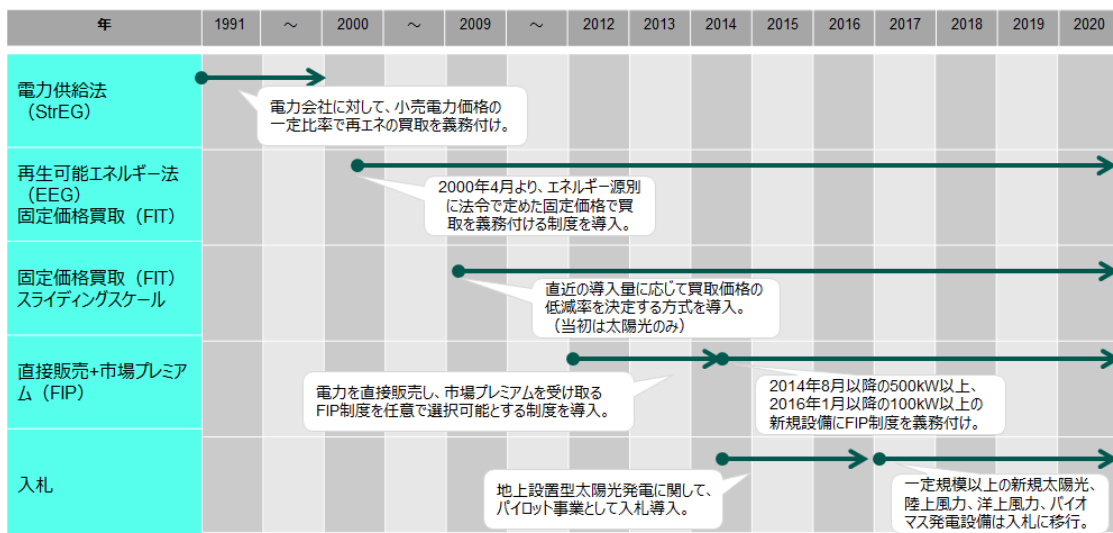


図 4-3 ドイツ：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

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、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000> (2021年3月1日取得) をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の4.4(参考)これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

4.2.2 現行制度：2021年改正法に基づく支援制度

以下では、2021年1月に施行された再生可能エネルギー法2021年改正法（以下、2021年改正法とする）に基づく制度概要を中心として、ドイツにおけるFIT/FIP制度の概要を紹介する。

(1) FIT/FIP制度の根拠法令

再生可能エネルギー法2021年改正法

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)⁴¹

(2) 2017年改正法からの主な変更点

2021年改正法では、2017年改正法と比較して、主に再生可能エネルギーの目標及び入札関連の事項が改正されている。以下では、主な改正点を整理する。

1) 目標関連

2021年改正法では、法律の目的とする再エネ全体の比率目標を引き上げるとともに、それを達成するための道筋として、エネルギー源別に2030年までの導入目標を定めている。

表 4-2 ドイツ：再生可能エネルギー法2021年改正法の主な改正点（目標関連）

	2017年改正法（その後の改正内容含む）	2021年改正法																						
法律の目的 （第1条）	(2) 電力総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を以下のとおり引き上げること ・2025年までに40%～45% ・2035年までに55%～60% ・2050年までに少なくとも80%	(2) 「本法の目的は、電力消費量に占める再生可能電力比率を2030年までに65%まで引き上げること」 (3) 本法の目的は、2050年までにドイツ連邦内（EEZを含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHGニュートラルの方法で発電すること																						
開発コリドー （第4条）	1) エネルギー源別に中間目標を設定 ●陸上風力（年間新規設置容量） <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>2017～19年</td> <td>2,800MW/年</td> </tr> <tr> <td>2020年以降</td> <td>2,900MW/年</td> </tr> </table> ●洋上風力（累積設備容量） <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>2020年</td> <td>6.5GW</td> </tr> <tr> <td>2030年</td> <td>15GW</td> </tr> </table>	2017～19年	2,800MW/年	2020年以降	2,900MW/年	2020年	6.5GW	2030年	15GW	1) エネルギー源別に中間目標を設定 ●陸上風力（累積設備容量） <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>2022年</td> <td>57GW</td> </tr> <tr> <td>2024年</td> <td>62GW</td> </tr> <tr> <td>2026年</td> <td>65GW</td> </tr> <tr> <td>2028年</td> <td>68GW</td> </tr> <tr> <td>2030年</td> <td>71GW</td> </tr> </table> ●洋上風力（累積設備容量） <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>2030年</td> <td>20GW</td> </tr> <tr> <td>2040年</td> <td>30GW</td> </tr> </table> ※EEG2021とは別に洋上風力法 ⁴² で規定	2022年	57GW	2024年	62GW	2026年	65GW	2028年	68GW	2030年	71GW	2030年	20GW	2040年	30GW
2017～19年	2,800MW/年																							
2020年以降	2,900MW/年																							
2020年	6.5GW																							
2030年	15GW																							
2022年	57GW																							
2024年	62GW																							
2026年	65GW																							
2028年	68GW																							
2030年	71GW																							
2030年	20GW																							
2040年	30GW																							

⁴¹ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html（2021年3月1日取得）

⁴² <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/>（2021年3月1日取得）

	●太陽光（年間新規設備容量） <table border="1"> <tr> <td>2020年</td> <td>2,500MW/年</td> </tr> </table>	2020年	2,500MW/年	●太陽光（累積設備容量） <table border="1"> <tr> <td>2022年</td> <td>63GW</td> </tr> <tr> <td>2024年</td> <td>73GW</td> </tr> <tr> <td>2026年</td> <td>83GW</td> </tr> <tr> <td>2028年</td> <td>95GW</td> </tr> <tr> <td>2030年</td> <td>100GW</td> </tr> </table>	2022年	63GW	2024年	73GW	2026年	83GW	2028年	95GW	2030年	100GW
	2020年	2,500MW/年												
2022年	63GW													
2024年	73GW													
2026年	83GW													
2028年	95GW													
2030年	100GW													
	●バイオマス（年間新規設置容量） <table border="1"> <tr> <td>2017～19年</td> <td>150MW/年</td> </tr> <tr> <td>2020～22年</td> <td>200MW/年</td> </tr> </table>	2017～19年	150MW/年	2020～22年	200MW/年	●バイオマス（累積設備容量） <table border="1"> <tr> <td>2030年</td> <td>8.4GW</td> </tr> </table>	2030年	8.4GW						
2017～19年	150MW/年													
2020～22年	200MW/年													
2030年	8.4GW													
	2) 発電量目標はなし	2) 法律の目的に掲げた 2030 年の再エネ比率目標を達成するために、再エネ発電量の中間目標値を設定（第 4a 条） <table border="1"> <tr> <td>2021年</td> <td>259TWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">(以降、単年で設定)</td> </tr> <tr> <td>2029年</td> <td>376TWh</td> </tr> </table>	2021年	259TWh	(以降、単年で設定)		2029年	376TWh						
2021年	259TWh													
(以降、単年で設定)														
2029年	376TWh													

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法をもとに作成

2) 入札関連

2021 年改正法では、2030 年の再エネ電力比率目標 65%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 4-3 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（入札関連）

	2017 年改正法	2021 年改正法																
陸上風力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 2017 年は年 3 回（5 月、8 月、11 月）に分けて計 2,800MW を募集 ➢ 2018 年、19 年は年 4 回（2 月、5 月、8 月、11 月）に分けて計 2,800MW を募集 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 年 3 回実施（2 月、5 月、9 月） ➢ 年間募集容量は以下のとおり <table border="1"> <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>2,900MW</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> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 但し、募集容量に応札容量が満たないと予想される場合には、連邦ネットワーク庁が募集容量を削減可能 	2021 年	4,500MW（うち、1,600MW は特別入札）	2022 年	2,900MW	2023 年	3,000MW	2024 年	3,100MW	2025 年	3,200MW	2026 年	4,000MW	2027 年	4,800MW	2028 年	5,800MW
2021 年	4,500MW（うち、1,600MW は特別入札）																	
2022 年	2,900MW																	
2023 年	3,000MW																	
2024 年	3,100MW																	
2025 年	3,200MW																	
2026 年	4,000MW																	
2027 年	4,800MW																	
2028 年	5,800MW																	

		<ul style="list-style-type: none"> ➤ 2022年、23年について落札容量の15%を、2024年以降は落札容量の20%を、南部に立地するプロジェクトに優先的に割り当て
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 750kW以上の新規太陽光発電設備は、屋根設置型、地上設置型含めて入札制度対象 ➤ 年3回（2月、6月、10月）に分けて、年間600MWを募集 ➤ 2019年には、年3回の募集に加えて、3月に特別入札として500MWを追加募集 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 入札募集を、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 <p>●地上設置型</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 <p>●屋根設置型</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 2021～28年に、年2回（6月、12月）に分けて、年間300～400MW募集 ➤ 750kW超の設備は入札参加義務。入札参加を希望しない300～750kWの設備は、発電量の50%までを上限に報酬を受給可
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 2017～18年に年1回、150MWを募集 ➤ バイオマス発電のみ、新規設備だけでなく既存設備も対象とした入札を実施 ➤ 2019～20年は、年2回（4月、11月）入札を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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
その他入札	<p>●技術中立入札</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 2018年以降、陸上風力と太陽光を対象とした技術中立的な入札を、年2回（4月、11月）に分けて、年400MW分実施 <p>●技術革新入札</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 2020年9月に、革新的技術を用いた設備（風力、太陽光、バイオマス）を対象とした革新技術入札650MW分を実施 	<p>●革新技術入札</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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

出所) 再生可能エネルギー法 2017年改正法、2021年改正法をもとに作成

3) その他

2021年改正法には、導入目標や入札関連以外にも、FIP制度関連の改正や、2021年から生じる再生可能エネルギー法の買取期間が終了する電源の扱い等が盛り込まれている。

表 4-4 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法の主な改正点（その他）

	2017 年改正法	2021 年改正法
FIP 制度関連 (第 51 条)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FIP 対象設備は、ネガティブプライスが 6 時間以上継続した場合に、プレミアムの支給を停止 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 新規の FIP 対象設備は、ネガティブプライスが 4 時間以上継続した場合に、プレミアムの支給を停止 ➤ プレミアムの支給を停止された期間分、支援期間を 20 年間から延長 ➤ 2023 年以降の稼働設備は、参照市場価値の参照期間を月間から年間に変更
卒 FIT 電源	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 特に規定なし 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 買取期間が終了した電源について、優先給電の維持を明示 ➤ 風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定 ➤ 2020 年末、21 年末に支援期間を終了する陸上風力は、2022 年末まで連邦ネットワーク庁が募集する入札に参加可能
出力抑制時の補償	<ul style="list-style-type: none"> ➤ (2012 年 1 月以降に稼働した設備については) 出力抑制による逸失収入が年間収入の 1%未満であれば逸失収入の 95%を、1%を上回る部分は全額を補償 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既存設備は、系統制約により系統運用者が EEG 電源に対して出力抑制を命じた場合には、受け取るはずであった支援額を 100%補償

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法をもとに作成

(3) 法律の目標

2021 年改正法の第 1 条では、法律による FIT/FIP 制度の目標として、

「(2) 本法の目標は、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を、2030 年までに 65%に引き上げることである。

(3) 本法律の目標は、2050 年までに、ドイツの排他的経済水域（連邦領土）を含むドイツ連邦共和国領土で発電または消費される全電力が、温室効果ガス中立的に発電されることである。

(4) 第 2 項および第 3 項に基づく目標達成のために必要な再生可能エネルギーの普及拡大は、一定で、費用効率的で、且つ系統システムに適合した手法で実施されなければならない。」

と規定している。

また、2021 年改正法では、上記の第 1 条の目標達成に向けて、風力、太陽光、バイオマス発電について、第 4 条で累積設備容量の中間目標値を定めて、その目標値に則しての導入拡大が図られる。エネルギー源別に提示されている「中間目標」は下表のとおり。

表 4-5 ドイツ：2021 年改正法で設定されたエネルギー源別の中間目標値

陸上風力		洋上風力		太陽光		バイオマス	
累積設備容量目標		・洋上風力法の目標に則した設備容量増加 ・洋上風力法 ⁴³ では、以下のとおり、累積設備容量目標を設定		累積設備容量目標		累積設備容量目標	
2022 年	57GW			2022 年	63GW	2030 年	8.4GW
2024 年	62GW			2024 年	73GW		
2026 年	65GW			2026 年	83GW		
2028 年	68GW			2028 年	95GW		
2030 年	71GW			2030 年	100GW		
				2030 年	20GW		
		2040 年	30GW				

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 4 条をもとに作成

さらに、法律の目標に掲げた 2030 年の再エネ比率目標を達成するために、第 4a 条では、再エネ発電量の中間目標値を設定している。

表 4-6 ドイツ：2021 年改正法での再生可能電力量の中間目標値

単位：TWh

2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年
259	269	281	295	308	318	330	350	376

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 4a 条をもとに作成

(4) 義務対象者

再生可能エネルギー法では、下記の (4) で掲げたエネルギー源による発電設備について、もっとも近くに位置する系統運用者（一般的には配電系統運用者）に対して低圧線への接続義務が課される。大規模風力発電事業者などの場合には、高圧線や送電系統に直接接続する場合もある。接続義務が課される系統運用者は、当該発電設備の接続に伴い系統の最適化、増強等が必要となる場合にも、系統への接続義務を負うとされている。

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

(5) 対象エネルギー源

再生可能エネルギー法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表 4-7 のとおりである。

なお、太陽光発電については、2012 年 4 月施行の改正法以降は、支援対象とする累積導入設備容量に 52GW という上限が設定され、52GW を上回った翌々月の 1 日に、以降の稼働設備の支援価格をゼロとする条項が規定されていた。本規定は、2021 年改正法では撤廃されており、2021 年 1 月時点で上限設定をされているエネルギー源はない。

⁴³ <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/> (2021 年 3 月 1 日取得)

表 4-7 ドイツ：再生可能エネルギー法の支援対象エネルギー、対象発電設備要件

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

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法より作成

2000 年の法律制定時には、水力発電設備について 5MW 超分は支援対象とならなかったが、2004 年の法改正以降、150MW までの水力発電設備について、一定の要件を満たした設備改良による出力増分も買取義務の対象に含めることとなった。2004 年 8 月以降、2012 年末までに設備改良をして 15%以上の出力アップがあり、且つ改良によって生態系に悪影響を与えないことが証明されれば、改良によって得られる発電量の増量分が法律に基づく支援対象となる。また、2009 年改正法に基づき、2009 年以降は、設備容量上限や出力アップの条件が撤廃され、既存設備の改修により、改修前と比較して生態学的状況が実質的に改善した場合にのみ、発電量増量分を支援の対象とする。

(6) 支援対象とする電力

ドイツの再生可能エネルギー法では、FIT/FIP 制度の対象となる発電設備は、原則として発電量全量を系統に供給することを求めている。そのため、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。

但し、2012 年改正法が施行した以降の新規設備について、500kW 未満の屋根設置型太陽光発電設備は、買取価格の適用条件として自家消費を行うことが加えられた。また、30kW 以下の太陽光発電設備については、遠隔操作により出力抑制をできる通信機能を持った設備を有するか、もしくは連系点における最大有効電力供給量を定格出力の 70%とすることが義務付けられた。さらに、2012 年 4 月に施行された太陽光発電の買取価格改定を目的とした改正法では、2012 年 4 月 1 日以降に系統連系する 10~1,000kW の太陽光発電設備は、支援対象電力量を年間発電量の 90%に制限することが義務付けられた（2014 年から制限開始）。

その後、2021 年改正法では、設備容量 300kW 以上、750kW 以下の屋根設置型太陽光発電は、連系点における電力供給量を年間発電量の 50%以下にすることを条件として、入札への参加をしないで支援を受けることが可能とされた（2021 年改正法第 48 条（5））。

(7) 直接販売・市場プレミアムオプション

2012 年 1 月に施行された 2012 年改正法では、再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションが導入された。なお、2012 年改正法に基づいて、2014 年以降、2012 年以降に新規稼動したバイオガス発電設備には、市場プレミアム制度に基づく支援が義務付けられた。

その後、2014年8月1日に施行された再生可能エネルギー法2014年改正法では、一定規模以上の新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化された。施行時期及び対象設備要件は表4-8のとおり。2021年改正法でも、設備容量100kW以上の新規設備とした義務要件は変更ない。

表 4-8 ドイツ：直接販売及び市場プレミアムが義務化される要件

施行時期	義務化される対象設備要件
2014年8月1日以降	設備容量500kW以上の新規発電設備
2016年1月1日以降	設備容量100kW以上の新規発電設備

出所) 再生可能エネルギー法2014年改正法をもとに作成

この直接販売・市場プレミアムオプションの概念図は図4-4のとおり。なお、この図では直接販売を選択した事業者は、卸電力取引市場（EPEX Spot）への売電を行うフローとしているが、発電電力の直接販売の手法は特に規定されておらず、市場取引でも相対でも発電事業者が選択できる。

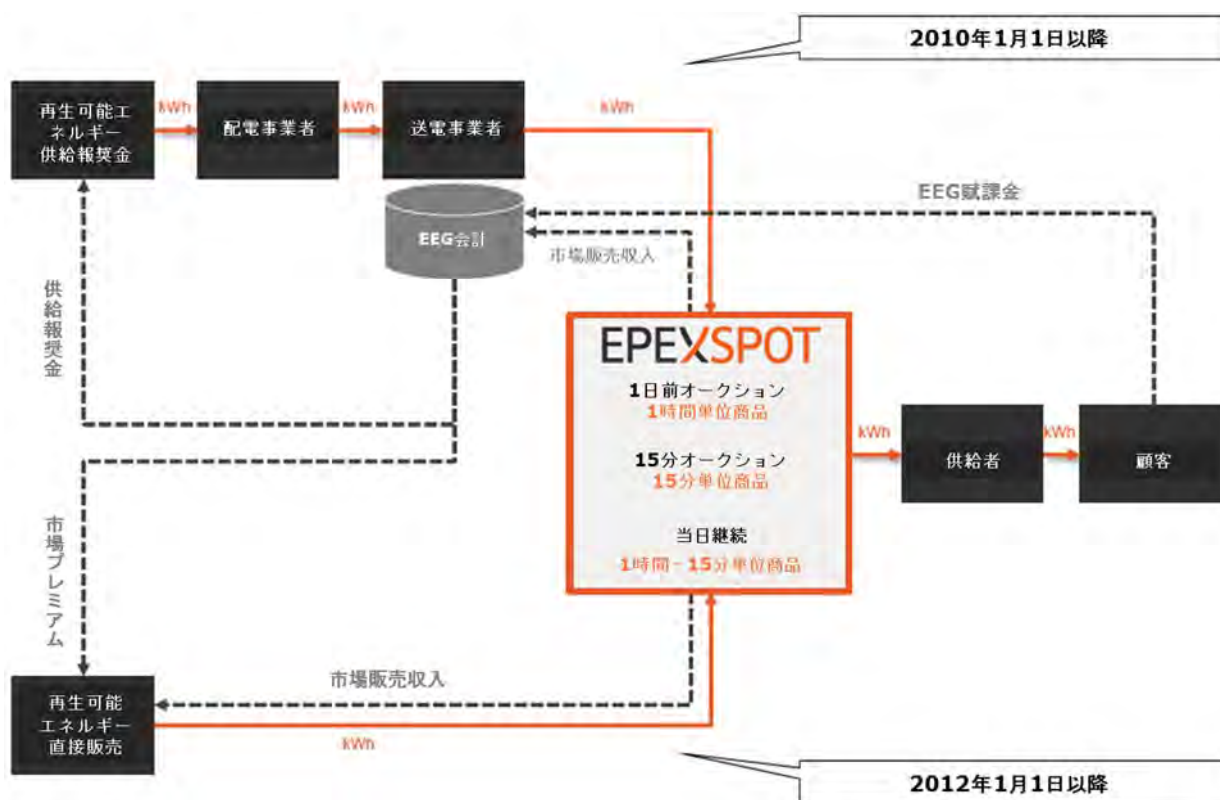


図 4-4 ドイツ：直接販売・市場プレミアムオプションの概念図

出所) Patrick Adigbli, Head of Public Affairs, EPEX SPOT, “Direktvermarktung der erneuerbaren Energien an der Europäischen Strombörse Ein Erfahrungsbericht zur deutschen und französischen Energiewende Februar 2015”をもとに作成

2012 年改正法では、オプションとして選択可能であった直接販売・市場プレミアムであるが、義務化されていない 2014 年 8 月時点で、総発電設備容量に対して、陸上風力発電は 88.9%、バイオマス発電は 67.2%、水力発電は 46.1%の設備が、本オプションを選択していた。他方、1 設備あたりの平均容量が小さい太陽光発電は、市場プレミアムオプションを選択している発電設備は、設備容量の 15.3%にとどまっている。

a. 市場プレミアムの算出方法

ドイツの市場プレミアムの基本的な算出方法は下表のとおり。

表 4-9 ドイツ：市場プレミアムの算出式（2022 年末までの稼働設備）

市場プレミアム (MP) の算出式： $MP=EV-RW$	
MP	: 市場プレミアム
EV	: 支援価格（直接販売しなかった場合の固定買取価格に相当）
RW	: 参照市場価値 ($RW=MW-Pm$)
MW	: 前日市場の月間平均実績値 ※詳細は次項 b.を参照
Pm	: 管理プレミアム ※2014 年改正法で廃止

出所) 再生可能エネルギー法 2012 年改正法、2014 年改正法をもとに作成

上記のうち、前日市場の月間平均実績値は、太陽光、陸上風力、洋上風力とその他の再生可能エネルギー源で異なる方法で算出する。詳細は、次項の b.を参照いただきたい。

2012 年改正法で、任意で直接販売・市場プレミアムオプションを選択可能とした際に、市場プレミアムに加えて管理プレミアムを付与する制度設計とした。この管理プレミアムは、送電系統運用者が当該電力を市場で販売していたならば要したとされる費用（供給量の把握、予測及び IT インフラに必要な費用、人件費等）に相当する。この管理プレミアムは、風力及び太陽光発電と、その他のエネルギー源で異なる金額が設定されおり、出力変動を伴う風力及び太陽光発電の方が高い価格が設定されている。

陸上風力及び太陽光発電は、2012 年に直接販売及び市場プレミアム方式に移行した場合に、市場プレミアムに加えて、1kWh あたり 1.2 ユーロセント/kWh の管理プレミアムが 2012 年の発電量に対して付与された。2013 年以降、1 年ごとに管理プレミアムの金額は引き下げられていき、2015 年以降の発電量に対しては 0.4 ユーロセント/kWh の管理プレミアムが適用される。支援期間平均で見ると、風力及び太陽光発電は、1kWh あたり 0.4 から最大 0.47 ユーロセントの管理プレミアムが付与されることとなる。

表 4-10 ドイツ：任意で市場プレミアムを選択した設備への適用管理プレミアム額

移行時期	エネルギー源	発電年別の管理プレミアム額 (ユーロセント/kWh)
2012 年選択 設備	陸上風力、太陽光	2012 年：1.2 2013 年：0.75 2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2012 年：0.3 2013 年：0.28 2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2013 年選択 設備	陸上/洋上風力、太陽光	2013 年：0.75 2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2013 年：0.28 2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2014 年選択 設備	陸上/洋上風力、太陽光	2014 年：0.6 2015 年以降：0.4
	水力、バイオマス	2014 年：0.25 2015 年以降：0.2
2015 年以降 選択設備	陸上/洋上風力、太陽光	0.4
	水力、バイオマス	0.2

出所) ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト (<https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte>) をもとに作成

この管理プレミアムは、一定規模以上の新規設備に直接販売・市場プレミアム方式の支援を義務付けた 2014 年改正法で廃止された。2014 年改正法以降は、FIT 制度を選択した新規設備について、陸上風力、洋上風力、太陽光は 0.4 ユーロセント/kWh、それ以外の電源は 0.2 ユーロセント/kWh、支援水準を引き下げる措置が導入された。この支援水準の差が、それまでの管理プレミアム分に相当する。

なお、直接販売及び市場プレミアムオプションが導入されておらず、送電系統運用者(TSO)が一括買取をしていた 2011 年の EEG 賦課金を算出するにあたって、4TSO の EEG 買取に伴う年間のプロファイルサービス費用を 412,154,253 ユーロ、取引参加費用を 4,899,755 ユーロと予測している⁴⁴。これを 2011 年の EEG 買取電力予測量の約 98TWh で除すと、1kWh あたり 0.43 ユーロセント/kWh に相当する。

b. 参照市場価値の算定方法

● 2022 年 12 月までの稼働設備

水力、埋立ガス等、バイオマス、地熱といった出力調整が容易な電源については、スポット(前日)市場のドイツ価格ゾーンの月間平均実績値を、参照市場価値として用いる。

それ以外の陸上風力、洋上風力、太陽光については、それぞれのエネルギー源別にスポット(前日)市場での推計平均販売実績価格(ドイツ価格ゾーン)を算定して、参照市場価値として用いる。具体的には、それぞれ当該月間におけるエネルギー源別の「a) オンライン集計した発電量×当該時間帯の取引所 1 時間あたり平均価格=売電による総収入」と「b) オンライン集計発電量」を算出し、これらの数値をもとに a/b の計算をして、「月間市場価値」を算出する。

⁴⁴ ドイツ 4 送電系統運用者公表用サイト, “Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2011 nach AusglMechV”, https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202011/2010_10_15_Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_final.pdf

例えば、2019年7月の陸上風力発電のオンライン集計した発電量は、1ヶ月合計で5,224,053.94MWhであった。このオンライン集計した1時間あたりの発電量に対して、スポット市場の1時間あたりの平均取引価格を乗じて、当該時間帯における売電による総収入を算出する。2019年7月には、744コマ（24時間×31日）の1時間あたりの売電による総収入を合算する190,207,345ユーロとなった。最後にこの売電による総収入を上述の5,224,053.94MWhで除して、2019年7月の陸上風力の参照市場価値である3.641ユーロセント/kWh（小数点以下3桁に四捨五入）を算出する。この算定方法のとおり、月間市場価値は実績値で算出を行い、4送電系統運用者が当該月間の終了後、10営業日以内に公表することとなっている。公表サイトのアドレスは以下のとおり。

<https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte>

算定にあたっての「オンライン集計発電量」について、2020年11月にドイツの4送電系統運用者（TSO）の1社であるAmprion社に対して実施したヒアリングでは、算定方法に関して、表4-11のような回答が得られた。基本的には、外部のサービス提供者への委託でデータ収集を行っており、選定した代表的なモデル設備の集計データをもとに外挿法を用いて推計をした算出方法となっている。

表 4-11 ドイツ：Amprion社におけるオンライン集計発電量の算定方法

実施体制	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 4TSOごとに、個別に外部のサービス提供事業者への委託で実施（一部、自社開発への集計を行っている例外有り） ▶ Amprion社は複数事業者に情報収集業務を委託しているが、詳細は機密情報のため開示不可
参照設備選定方法（Amprion社）	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Amprion社の制御エリアでは、太陽光は約2万基、陸上風力は約400サイトの設備からデータ収集（洋上風力は連系なし） ▶ 設備容量ベースでは、太陽光はエリア内の11.8GWのうち1GW相当、陸上風力はエリア内の10.7GWのうち3GW相当 ▶ 2年前にセットした参照設備のデータを利用。参照設備をさらに増やしても精度向上は最小限にとどまるため想定せず ▶ 参照設備の選定にあたっては、EEG登録簿情報で把握可能な範囲で、規模や仕様、立地にばらつきがあるように努力
外部事業者による発電量算定手法	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 系統エリア内の太陽光の多くは100kW以下の屋根設置型で、連系している（配電）系統運用者によるデータ取得は困難（上位の系統運用者への提供義務も100kW超のみの設備） ▶ そのため参照設備の発電量のデータを主にパワコンのメーカー、もしくは自社で設置した計測機器から入手 ▶ Amprion社への提供データは、契約の目的範囲内（参照市場価値の集計）のみでの利用とされ、一般への公開は不可

出所) Amprion社へのヒアリングをもとに作成

なお、このオンライン集計発電量は、2014 年までは、参照設備による発電量は実供給量をベースとしており、出力抑制分を相殺した値を集計していた。その後、2015 年の改正により、参照設備によるオンライン発電量の集計には、出力抑制分を含まないことを明確に定義する変更がなされた。

2015 年以降、参照市場価値の算出に用いられるオンライン発電量の集計に利用される参照設備には、系統制約を理由とした出力抑制を受けた設備を含まず、出力抑制による抑制量を算入しないようにルール変更された。この理由は、再エネの出力抑制の頻度が増加する一方で、TSO 側からは配電系統に連系する設備の出力抑制状況をリアルタイムで把握できず、実際の発電量集計値と把握できている実供給量の集計値との乖離が生じるようになったためとしている。

- 2023 年 1 月以降の稼働設備

2021 年改正法により、2023 年 1 月以降に稼働する設備については、FIP 制度の参照市場価格の算定方法を、月間市場価値から年間市場価値に変更することが規定された。この理由として、2021 年改正法法案⁴⁵の解説では、「1 年間のうち、最も可能性のある（例えば、最も高い電力価格）タイミングで、できるだけ多くの電力を発電・販売するインセンティブを付与するため」としており、その結果として「システム設計、メンテナンス、販売戦略が最適化される」と説明している。

年間市場価値は、4 送電系統運用者が翌年の 10 営業日以内に前年の実績値を公表することが求められる。実務としては、前年の実績値をベースに暫定的な参照市場価値を定め、これまで通り発電設備に月次で市場プレミアムの支払いを行い、翌年に年間市場価値が確定後、差額の精算を行う形となる。

連邦経済・エネルギー省の委託を受けた Energy Brainpool 社は、2016 年の実績をもとに、月間市場価値から年間市場価値に変更した場合の、太陽光・陸上風力発電の収益影響を試算している⁴⁶。図 4-5 のとおり、従前の月間市場価値で算定した場合と比較して、上半期には市場プレミアムが低くなり、下半期には高くなる傾向があるが、合計で支払われるプレミアム額は同額になるとの試算結果となった。

⁴⁵ ドイツ連邦経済省ウェブサイト（2021 年 3 月 1 日取得）、

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf>

⁴⁶ “Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)”

<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.html>

（2021 年 3 月 1 日取得）

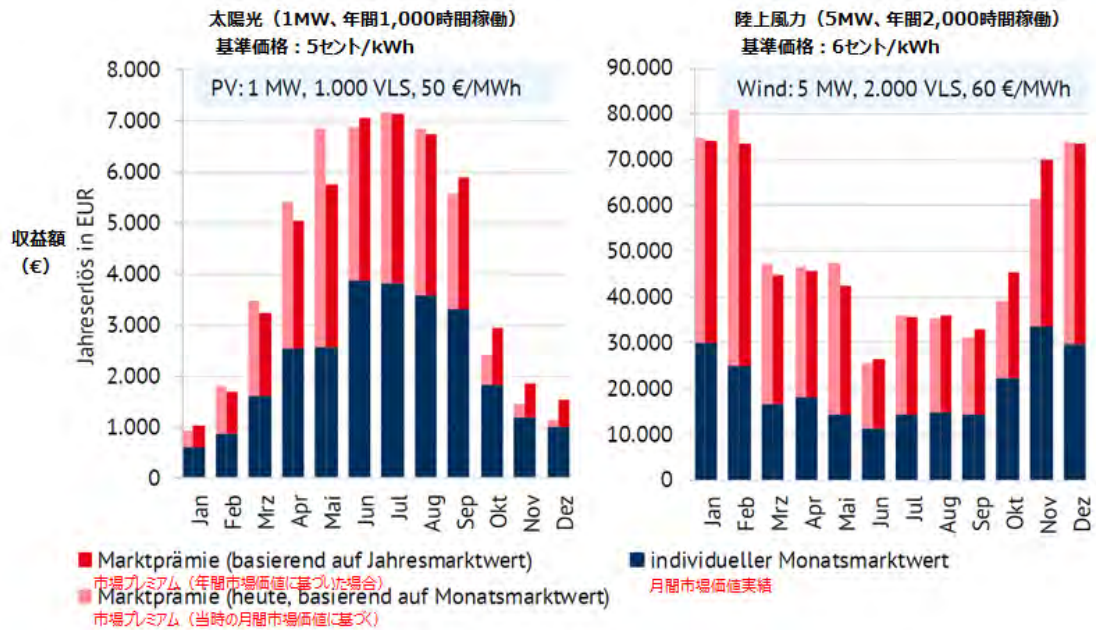


図 4-5 ドイツ：年間市場価値への FIP 算定方法変更の影響試算

出所) “Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)” をもとに作成

c. ネガティブプライス時の扱い

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

2021 年改正法では、第 51 条において、2021 年 1 月 1 日以降に稼働する新規設備について、卸電力取引のスポット市場 (EPEX Spot) における時間契約の取引価格が、少なくとも連続する 4 時間の間マイナスになった場合 (ネガティブ価格)、ゼロに下げられるように改正された。なお、市場プレミアムがゼロとされた時間数分、20 年間となっているプレミアムの支給期間が延長される措置も同時に盛り込まれた (第 51a 条)。

d. オフテイクカーリスク対策

2014 年改正法で一定規模以上の新規設備に対して直接販売・市場プレミアムの適用を義務付けるにあたって、直接販売者が倒産に陥る等の理由で、一時的に電力の販売ができなくなるケース等を想定して、オフテイクカーリスク対策に関する制度が設けられた。2014 年改正法第 38 条に基づき、一時的に予め定められた支援額の 80% で系統運用者に電力の買取を求めることが認められていた。ただし、これはあくまで例外的な緊急措置であり、長期にわたる利用は想定されていない。

規定では、直接販売・市場プレミアムの利用について、発電設備及びその代理人 (直接販

売者)は系統運用者にその旨を販売開始前月初めまでに申告しなければならないとされている。ただし、この期限までに申請が間に合わない場合、または市場プレミアムにおいて義務とされている遠隔制御機能の搭載が間に合わない場合は、例外的に稼働開始(または切り替え)の前月の月末から5営業日前までに申し込むことで、第38条の適用が受けられる。適用期間は、2014年改正法では特に定められていなかったが、2017年改正法より、第52条に基づき、連続して最長3ヶ月、1年間のうちで6ヶ月までと制限されている。それを超える期間となった場合は、市場価格のみを受け取ることができる。この規定は、そのまま2021年改正法の第52条に引き継がれている。

この例外規定の適用状況は、4TSOによる情報開示サイト⁴⁷で公開されており、2019年7月現在、246設備(計73MW)が例外規定を適用している。本例外規定は、これまで主に陸上風力と太陽光が利用しており、2016年には陸上風力が67%を利用していたが、2017年以降は大部分を太陽光が占めている。但し、2019年時点で、太陽光発電による発電量全体から見ると、利用している発電量は0.2%程度となっている⁴⁸。

100~500kWの新規太陽光発電について、例外規定の適用状況を稼働開始年ごとに見ていくと、2019年7月時点で、2016年から2019年に稼働開始した設備では明らかに10%より低い割合の設備のみが例外規定を適用している。合計すると利用割合は非常に小さい。

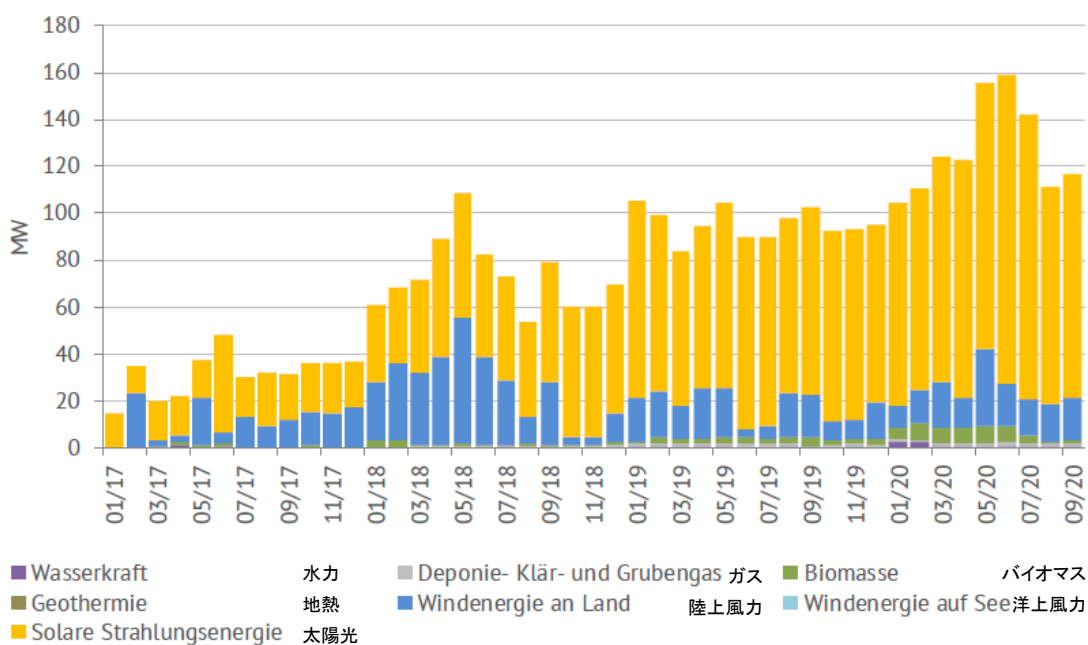


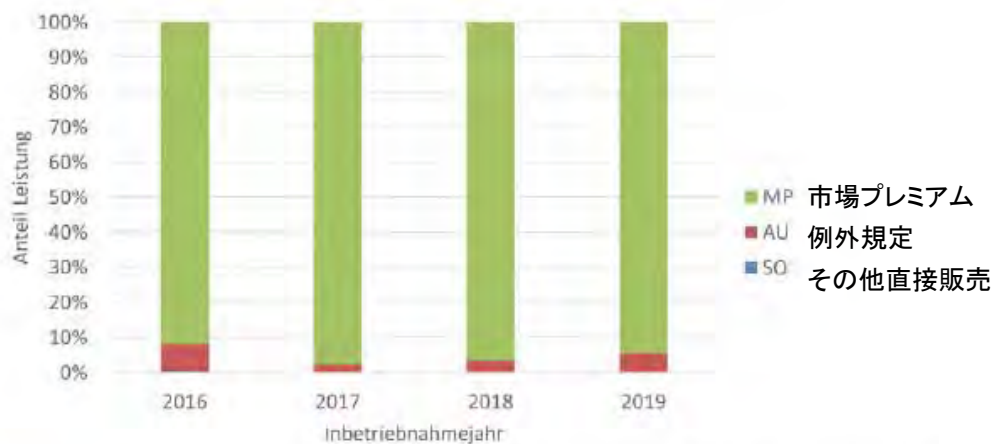
図 4-6 ドイツ : EEG の例外規定を利用した FIP 対象設備の発電容量合計 (MW)

出所) “Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)”⁴⁹をもとに作成

⁴⁷ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Transparenzanforderungen/Anlagendaten-zur-Ausfallvermarktung>

⁴⁸ Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2020)”, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.html> (2021年3月1日取得)

⁴⁹ <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.html> (2021年3月1日取得)



MP: Marktprämie, AU: Ausfallvergütung, SO: Sonstige Direktvermarktung.
 Quelle: Netztransparenz.de.

Abbildung 21

Vermarktete Leistung nach Vermarktungsform für Solaranlagen der Leistungs-kategorie 100 bis 500 kW mit Inbetriebnahmejahr 2016 bis einschließlich Juli 2019.

図 4-7 ドイツ：新規太陽光（100～500kW）の直接販売化手段（2016～19年7月）

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

e. 市場プレミアム制度の施行状況

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 4-8）。

単位：設備容量比 %

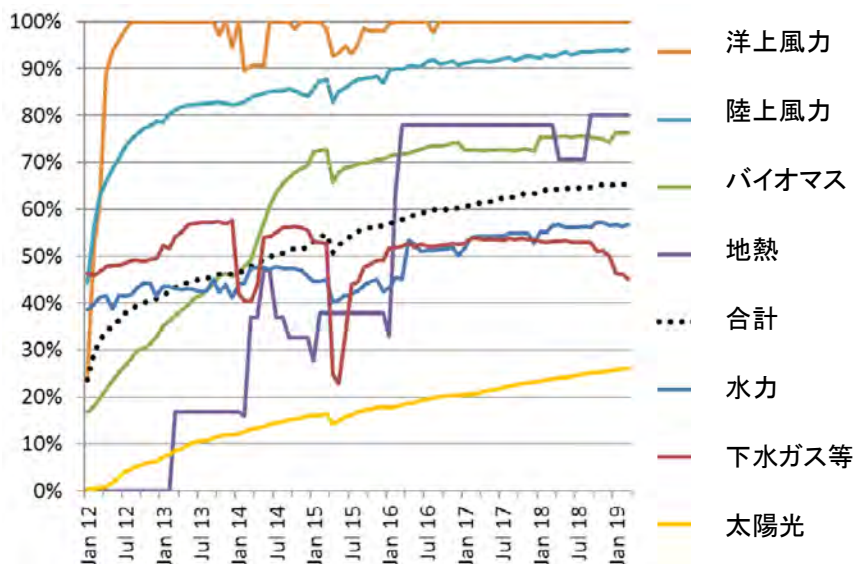


図 4-8 ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況

出所）“Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

2019年7月時点で、再生可能エネルギー法の対象全設備のうち、設備容量比で約66%の発電設備が、直接販売を選択している。

表 4-12 ドイツ：直接販売を選択している EEG 対象設備のシェア（2019年7月時点）

単位：MW

	市場プレミアム選択 (2019年7月)	その他直接販売選択 (2019年7月)	EEG 対象設備 (2019年5月)	直接販売 シェア
水力	784	129	1,588	57%
下水ガス等	226	12	511	47%
バイオマス	6,243	12	8,091	77%
地熱	34	0	43	79%
陸上風力	50,086	7	52,944	95%
洋上風力	6,656	0	6,656	100%
太陽光	12,962	43	47,139	28%
合計	76,991	203	116,972	66%

出所) “Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

特に陸上風力発電については直接販売オプションを選択する事業者がさらに増加しており、2018年12月時点で49,433MWの発電設備が直接販売を選択しており、2018年の約90TWhの給電量のうち、固定価格買取を選択している給電量は4TWh程度にとどまる。

単位：GWh



図 4-9 ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況

出所) “Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2018)”をもとに作成

陸上風力以外の全ての支援対象とする発電量に占める直接販売の選択状況は、図 4-10 のとおり。2019年には、発電量ベースでは81%が直接販売を選択している。

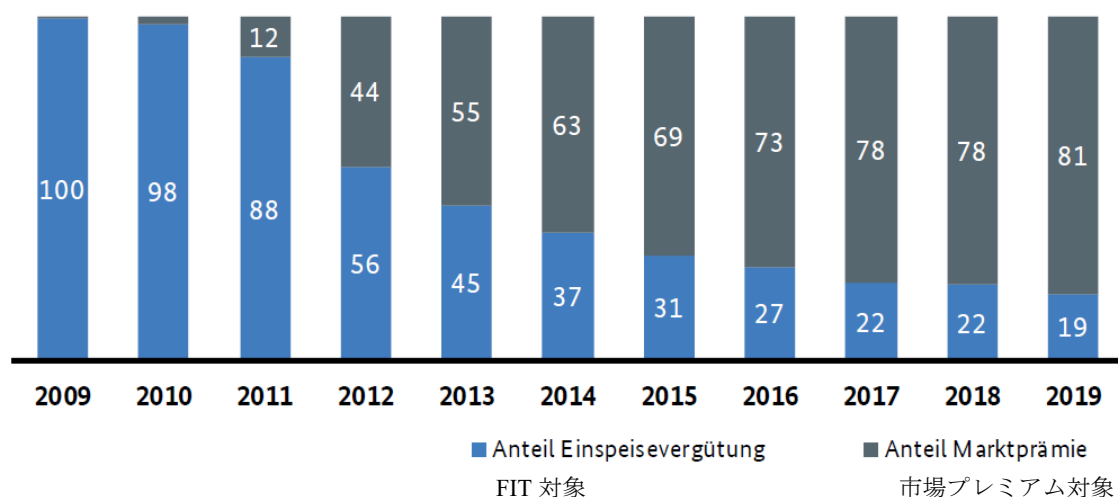


図 4-10 ドイツ：FIT/直接販売（市場プレミアム含む）対象電源のシェアの推移

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁，“Monitoringbericht 2020” Abbildng 28 をもとに作成

表 4-13 ドイツ：直接販売（市場プレミアム）による支援電力の比率（2019 年）

単位：GWh

	支援対象電力	FIT 対象電力	FIP 対象電力	FIP 電力比率
水力	5,548	2,119	3,429	62%
下水ガス等	1,063	238	825	78%
バイオマス	40,152	6,860	33,293	83%
地熱	187	14	173	92%
陸上風力	99,166	3,495	95,672	96%
洋上風力	24,379	0	24,379	100%
太陽光	41,383	28,457	12,926	31%
合計	211,879	41,182	170,697	81%

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁，“Monitoringbericht 2020” Tabelle 30 をもとに作成

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

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

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は、表 4-14 のとおり。

表 4-14 ドイツ : EPEX Spot 市場におけるネガティブ価格の発生状況

	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
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€	63 百万€

出所) “Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2018)” をもとに作成

f. アグリゲーター、VPP の状況

直接販売・市場プレミアムを選択する再エネ設備は、一般的にはアグリゲーターやバーチャル発電所 (Virtual Power Plant : VPP) といったサービス提供者と契約を行い、管理費用を支払って売電を行う。

こうした VPP 事業者の動向は、図 4-11、図 4-12 のとおり。近年は、上位の数社にサービスが集中する傾向があり、各社の源別ポートフォリオにも特色が出てきている。2019 年 1 月時点で直接販売・市場プレミアム制度を選択している約 75GW のうち、70%程度の設備が上位 10 社のアグリゲーターと契約している。

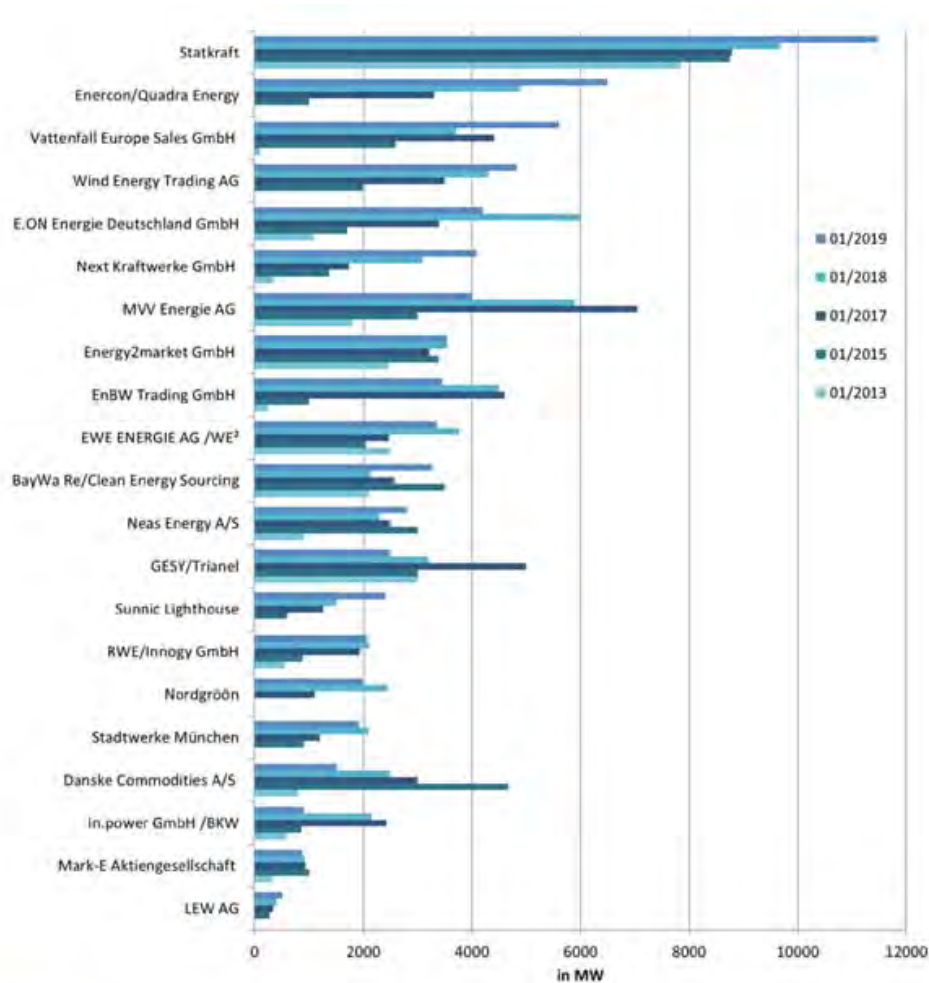
Table 3 TOP 5 Direktvermarkter mit dem jeweils größten Portfolio (in MW) an Anlagenleistung aus Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen zum Stand 31. Dezember 2018 und 1. Januar 2019.

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

Quelle: E&M Ausgabe 2/2019.

図 4-11 ドイツ : 直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況

出所) “Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019” をもとに作成



Quelle: E&M 2013, 2015, 2017 bis 2019.

Abbildung 9

Entwicklung der vermarkteten Anlagenleistung nach Direktvermarkter in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) in 2013, 2015 und 2017 bis 2019.

図 4-12 ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移（2013～19年）

出所) “Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Stand 06/2019”をもとに作成

(8) 支援価格

ドイツの再生可能エネルギー法では、支援対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく支援価格（FIT制度の買取価格相当）が設定されており、個別の設備ごとに適用される支援価格を計算することとなる。こうした支援価格に関する基本的なメカニズムを以下1)、2)にて概説する。また、2012年改正法でオプションとして導入され、2014年改正法以降は一定規模以上の新規設備に義務付けられた直接市場販売・市場プレミアムの支援制度の概要を3)にて概説する。

再生可能エネルギー法2017年改正法では、基本的な制度の枠組みは維持されたが、2017年以降の稼働設備について、入札対象に移行する電源を定めるとともに、適用するエネルギー源別の支援価格が変更された。この枠組みは、2021年改正法でも維持されている。

以下では、2017年1月以降に稼働した設備に適用する支援価格を紹介する。

1) 支援価格に関する基本的なメカニズム

ドイツの FIT/FIP 制度では、2000 年の再生可能エネルギー法施行時点から、新規設備に適用される支援価格の漸次的低減などのメカニズムが導入されていた。こうした基本的なメカニズムは、以降の数次にわたる制度改正後も継承されている。

a. 新規設備に適用される支援価格の低減率

ドイツの FIT/FIP 制度では、新規設備に適用する支援価格が、予めエネルギー源別に設定された低減率に従って毎年引き下げられていく。例えば、2001 年に稼動した FIT 制度対象の太陽光発電設備は 20 年間にわたり 50.62 ユーロセントの買取価格が適用されるが、2002 年に稼動した太陽光設備は、2001 年の 50.62 ユーロセントから 5%引き下げられた 48.1 ユーロセントの買取価格が 20 年間適用されることになる。この買取価格の引き下げは、技術進歩によるコスト低減などを見込んだ措置である。

基本的に、支援価格の低減は年 1 回、毎年 1 月に行われていた。但し、太陽光発電設備についてのみは、2010 年以降、半年に 1 回の頻度で改定をする仕組みとなり、2012 年 4 月以降は毎月の頻度で支援価格の改定が行われている。また、陸上風力発電、バイオマス発電についても、2014 年改正法を受けて、2016 年以降の新規設備については、直近 1 年間の新規導入設備容量に応じて、四半期ごとに支援価格を調整する仕組みを設けた。

但し、地熱発電のような現時点で未成熟なエネルギー源については、支援価格の低減を開始する時期が一定期間を経過した後に設定されるなど、配慮した設計となっている。

b. 陸上風力発電の稼働率に応じた支援価格の調整

陸上風力発電については、開発の進展を考慮して、適用する支援価格を、原則として稼動から 5 年間の第 1 ステージと 6 年目以降の第 2 ステージに分けて規定している。この考え方は、入札対象となる案件を除いて以降の改正法でも変わらず適用される。

2000 年の再生可能エネルギー法では、例えば 2000 年に稼動した FIT 対象設備は、稼動から 5 年間は第 1 ステージにあたる 1kWh あたり 9.1 ユーロセントの買取価格が適用される。その後、6 年目以降は、設備の稼働率に応じて第 2 ステージの買取価格が差別化されて適用されることになる。この場合、具体的には、5 年間の発電量が政府指定の基準設備と比較して 150%以上を記録した発電設備には、第 2 ステージの 6.19 ユーロセントの買取価格が適用される。他方、稼働率が基準設備の 150%に満たなかった設備は、稼動後 5 年間の発電量が基準設備の発電量の 150%から 0.75%低くなるごとに、6.19 ユーロセントの買取価格の適用が 2 ヶ月ずつ延期される。つまり、当該 5 年間の発電量が基準設備と比べて 135%の設備は、第 2 ステージの 6.19 ユーロセントの適用が 3 年 4 ヶ月延期され、その間第 1 ステージの価格が延長される。この場合の延長期間の算出式は「2 ヶ月 × (150% - 135%) / 0.75% = 40 ヶ月 (3 年 4 ヶ月)」となり、当該設備は 9.1 ユーロセントの第 1 ステージの買取価格を 8 年 4 ヶ月間享受できる。

2) 個別設備の支援価格の決定方法

ドイツの再生可能エネルギー法では、支援対象となる再生可能エネルギー発電設備につ

いて、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく支援価格が設定されており、個別の設備ごとに適用される支援価格を計算することとなる。例えば、2005年、2006年に新規稼働した50kWの太陽光、10MWの陸上風力、5MWのバイオマス発電設備の場合、20年間にわたり適用される支援価格は設備稼働年により異なり、表4-15のとおりである。

表 4-15 ドイツ：固定価格買取対象設備に適用される支援価格の計算例

設備稼働年		2005年稼働設備	2006年稼働設備
太陽光	設備容量 50kW	53.47 ユーロセント/kWh	50.79 ユーロセント/kWh
陸上風力	設備容量 10MW	8.53 ユーロセント/kWh	8.36 ユーロセント/kWh
バイオマス	設備容量 5MW	8.92 ユーロセント/kWh	8.78 ユーロセント/kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004年改正法をもとに作成

以下では、上記の50kWの太陽光、5MWのバイオマス、10MWの陸上風力発電設備を事例として取り上げ、実際に各発電設備に適用される支援価格の計算方式を解説する。

a. 設備容量 50kW の太陽光発電設備の場合

2005年に稼働開始した設備容量50kWの太陽光発電設備の場合、出力の60%分は54.53ユーロセントの支援価格が、出力の40%分は51.87ユーロセントの支援価格が適用される。従って、再生可能エネルギー法に基づく固定価格買取制度のもとでは、この設備は20年間にわたり53.47ユーロセントの支援価格が適用される(表4-16参照)。

表 4-16 ドイツ：太陽光発電(50kW)に適用される支援価格の計算方法例

設備稼働年	設備容量比		支援価格
2005年稼働設備	~30kW	60%	54.53 ユーロセント
	30~50kW	40%	51.87 ユーロセント
適用支援価格	$0.6 \times 54.53 + 0.4 \times 51.87 =$		53.47 ユーロセント /kWh
2006年稼働設備	~30kW	60%	51.80 ユーロセント
	30~50kW	40%	49.28 ユーロセント
適用支援価格	$0.6 \times 51.80 + 0.4 \times 49.28 =$		50.79 ユーロセント /kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004年改正法をもとに作成

b. 設備容量 10MW の陸上風力発電設備の場合

設備容量10MWの陸上風力発電設備の場合には、設備稼働から規定により定められた期

間は、「第1ステージ」として下表の高い支援価格が適用される。稼働から6年目以降は、各設備の稼働状況によって順次、「第2ステージ」として下表の低い支援価格に移行する。なお、他のエネルギー源とは異なり、風力発電については設備容量による支援価格の差別化はされていない。

c. 設備容量 5MW のバイオマス発電設備の場合

設備容量 5MW のバイオマス発電設備の場合には、3種類の異なる出力帯の支援価格をもとに、設備全体の支援価格が算出される。具体的な算出方法は表 4-17 のとおりである。

表 4-17 ドイツ：バイオマス発電設備（5MW）に適用される支援価格の計算方法例

設備稼働年	設備容量比		支援価格
2005 年稼働設備	～150kW	3%	11.33 ユーロセント
	150～500kW	7%	9.75 ユーロセント
	500kW～5MW	90%	8.77 ユーロセント
適用支援価格	$0.03 \times 11.33 + 0.07 \times 9.75 + 0.9 \times 8.77 =$		8.92 ユーロセント /kWh
2006 年稼働設備	～150kW	3%	11.16 ユーロセント
	150～500kW	7%	9.60 ユーロセント
	500kW～5MW	90%	8.64 ユーロセント
適用支援価格	$0.03 \times 11.16 + 0.07 \times 9.60 + 0.9 \times 8.64 =$		8.78 ユーロセント /kWh

出所) 再生可能エネルギー法 2004 年改正法をもとに作成

3) 2017 年改正法施行以降に稼働した設備に適用される支援価格

2017 年 1 月施行の再生可能エネルギー法 2017 年改正法に基づき、一定規模以上の陸上風力、洋上風力、太陽光、バイオマスによる新規設備は、入札制度の対象となり、入札の結果として支援水準が決定される。他方、設備容量 750kW 未満（バイオマス発電のみ 150kW 未満）の設備と水力・地熱発電設備は入札対象から除外され、従来通りに固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を受ける。また、移行措置として、①2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく承認を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備、②2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備も、入札対象から除外される。

以下では、2017 年改正法、2021 年改正法に基づき入札制度の対象外となる新規設備に適用される支援価格を整理する。2021 年入札制度の対象となる電源については、(9)で後述する。

以下の表 4-18 は、太陽光発電以外の 2017 年、2021 年稼働設備に適用される支援価格を整理したものである。2018 年から 2020 年にかけては、表中の支援価格調整率に基づいて線形で低減した支援価格が適用される。

表 4-18 ドイツ：再生可能エネルギー法 2021 年改正法に基づく支援価格（太陽光以外）

単位：ユーロセント/kWh

エネルギー源		対象設備稼働年		支援期間	支援価格調整率	
		(参考) 2017 年	2021 年			
第 40 条 水力 ^{注 1}	0.5MW 以下	12.40	12.15	20 年	年率 -0.5%	
	0.5~2MW	8.17	8.01			
	2~5MW	6.25	6.13			
	5~10MW	5.48	5.37			
	10~20MW	5.29	5.18			
	20~50MW	4.24	4.16			
	50MW 超	3.47	3.40			
第 45 条 地熱		25.20	25.20	20 年	年率 -0.5% (24 年~)	
風力	第 46 条 陸上風力 ^{注 2}	第 1 ステージ	8.38	入札対象	20 年 (5 年 ^{注 2})	月 -0.4% ^{注 3}
		第 2 ステージ	4.66	入札対象		
	第 47 条 洋上風力 ^{注 4}	第 1 ステージ	15.40	入札対象	20 年 (12 年 ^{注 5})	年 -0.5% (18 年・19 年)
		加速化モデル ^{注 5}	19.40	入札対象		
		第 2 ステージ	3.90	入札対象		
ガス	第 41 条 埋立ガス	0.5MW 以下	8.17	7.69	20 年	年率 -1.5%
		0.5~5MW	5.66	5.33		
	第 41 条 下水ガス	0.5MW 以下	6.49	6.11		
		0.5~5MW	5.66	5.33		
	第 41 条 鉱山ガス	1MW 以下	6.54	6.16		
		1~5MW	4.17	3.93		
	5MW 超	3.69	3.47			
第 42 条 バイオマス		0.15MW 以下	13.32	12.80	20 年	半期 -0.5%
		0.15~0.5MW	11.49	入札対象		
		0.5~5MW	10.29	入札対象		
		5~20MW	5.71	入札対象		
第 44 条 小規模堆肥設備 ^{注 6}		0.075MW 以下	23.14	22.23		
第 43 条 バイオ廃棄物処理		0.5MW 以下	14.88	14.30		
		0.5~20MW	13.05	12.54		

注 1) 揚水発電設備は対象外。この買取価格の対象となるのは、新設/既存設備の改修により、改修前と比較して生態学的状況が実質的に改善した場合の発電量増量分のみ。

注 2) 運用から 5 年間は全設備に第 1 ステージの価格が適用されるが、政府が指定する基準設備と比較して当初 5 年間の発電量が 130%以上の設備には、6 年目以降、第 2 ステージの価格が適用される。130%に満たない設備は、0.36%低くなるごとに上記の第 2 ステージの価格適用が 1 ヶ月ずつ、延期される。基準発電量の 100%を 0.48%下回るごとに、さらに追加して 1 ヶ月ずつ延期される。

注 3) 直近 1 年間の導入設備容量に応じて、四半期ごとに 0.4%の増額から 2.4%の減額まで支援価格を調整。

注 4) 海岸線から 3 海里以上離れた設備が対象となる。稼働開始から 12 年間は第 1 ステージの価格が、13 年目以降は第 2 ステージの価格が支援価格として適用される。海岸線から 12 海里沖合、水深 20 メートル以上の地点に設置された設備については、12 海里を超える 1 海里あたり 0.5 ヶ月ずつ、水深 20 メートルを超える 1 メートルあたり 1.7 ヶ月ずつ、この第 1 ステージの価格適用期間が延長される。

注 5) 2019 年末までに稼働した設備は「加速化モデル」として、支援期間を 12 年間に短縮した上で、高い支援価格を適用するオプションを選択可能。

注 6) 第 27a 号(1)に準じ、固体発酵残渣を二次発酵させるための設備と直接連結している、特定の有機廃棄物を発酵させるバイオガス設備に対してのみ適用。二次発酵させた発酵残渣は燃料として再利用されねばならない。当該価格は、ガス再処理ボーナスとのみ併せて請求することができる。

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法、2021 年改正法をもとに作成

a. 入札対象外の太陽光発電に適用される支援価格

2014年改正法では地上設置型太陽光のみが試行的に入札制度の対象であったが、2017年改正法に基づき、750kW以上の太陽光発電設備は、地上設置型に加えて屋根設置型もすべて入札対象に移行した。他方、750kW未満の設備は、直接販売+市場プレミアム（FIP）制度もしくは固定価格買取制度（100kWまでの設備のみ選択可能）で、法令で規定された支援価格による支援を受ける。

太陽光発電の支援価格は、2009年改正法以降、前年の新規導入設備容量に応じて、適用する支援価格を調整する仕組みが導入された。2017年改正法では、太陽光発電設備は、毎月1%ずつ支援価格を低減されていくこととして、適用する低減率は、直近6ヶ月の導入量を2倍して算出する年間導入量に基づき、表4-19のフォーミュラによって-3.0%（1回に限り価格引き上げ）から2.8%の範囲で決定する方式が採られている。但し、この低減率の決定は、3ヶ月に1回の頻度で行われる。また、2021年改正法に基づき、2021年2月以降は、適用する支援価格低減率が、表4-20のとおり、変更された。

表 4-19 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2017年2月～）

年間新規容量	7.5GW超	6.5～7.5GW	5.5～6.5GW	4.5～5.5GW	3.5～4.5GW	2.5～3.5GW
適用月低減率	2.8%	2.5%	2.2%	1.8%	1.4%	1.0%
年間新規容量	2.3～2.5GW	2.1～2.3GW	1.7～2.1GW	～1.7GW	～1.3GW	
適用月低減率	0.5%	0.25%	0%	-1.5%	-3.0%	

出所) 再生可能エネルギー法 2017年改正法第49条をもとに作成

表 4-20 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の決定方法（2021年2月～）

年間新規容量	7.5GW超	6.5～7.5GW	5.5～6.5GW	4.5～5.5GW	3.5～4.5GW	2.5～3.5GW
適用月低減率	2.5%	2.5%	2.2%	1.8%	1.4%	1.0%
年間新規容量	2.1～2.5GW	1.9～2.1GW	1.5～1.9GW	1.1～1.5GW	～1.1GW	
適用月低減率	0.4%	.0%	-1.0%	-2.0%	-3.0%	

出所) 再生可能エネルギー法 2021年改正法第49条をもとに作成

2017年1月以降の低減率の適用状況は表4-21のとおり。例えば、2018年11月～2019年1月の支援価格には、直近の2018年4月～2018年9月の6ヶ月間の新規設置容量が1,596.6MWであったため、2倍した3,193.2MWの年間導入量を基準として、法令の規定に基づき月1.0%の低減率が適用された。低減率を適用した結果の支援価格を表4-22に示す。

表 4-21 ドイツ：新規太陽光に適用する支援価格低減率の実績（2017年2月～）

支援価格適用時期		適用低減率 (%/月)	低減率の判定期間	左記期間の 新規設置容量×2
2017年	2～4月	0%	2016年7月～2016年12月	2,025 MW
	5～7月	0.25%	2016年10月～2017年3月	2,149 MW
	8～10月	0%	2017年1月～2017年6月	1,802 MW
2018年	11～1月	0%	2017年4月～2017年9月	1,966 MW
	2～4月	0%	2017年7月～2017年12月	1,704 MW
	5～7月	0%	2017年10月～2018年3月	2,037 MW
2019年	8～10月	1.0%	2018年1月～2018年6月	2,727 MW
	11～1月	1.0%	2018年4月～2018年9月	3,193 MW
	2～4月	1.0%	2018年7月～2018年12月	2,570 MW
2020年	5～7月	1.4%	2018年10月～2019年3月	3,625 MW
	8～10月	1.4%	2019年1月～2019年6月	3,662 MW
	11～1月	1.0%	2019年4月～2019年9月	2,878 MW
	2～4月	1.4%	2019年7月～2019年12月	2,936 MW
	5～7月	1.4%	2019年10月～2020年3月	3,242 MW
	8～10月	1.4%	2020年1月～2020年6月	3,800 MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “Monitoringbericht 2020” Tabelle 32 をもとに作成

表 4-22 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援価格（太陽光、2017年以降）

単位：ユーロセント/kWh

●直接販売+市場プレミアムを選択する設備

形態	屋根設置			その他の設備 ～750kW	適用低減率 (%/月)
	～10kW	10～40kW	40～750kW		
出力					
買取価格					
(稼動時期)					
2017年1月	12.70	12.36	11.09	8.91	
2～4月	12.70	12.36	11.09	8.91	0%
5月	12.67	12.33	11.06	8.89	0.25%
6月	12.64	12.30	11.03	8.87	0.25%
7月	12.60	12.27	11.01	8.84	0.25%
8～10月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
11～12月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
2018年1月	12.60	12.27	11.01	8.84	0%
2～4月	12.53	12.27	11.01	8.84	0%
5～7月	12.50	12.27	11.01	8.84	0%
8月	12.48	12.14	10.90	8.75	1.0%
9月	12.35	12.02	10.79	8.67	1.0%
10月	12.23	11.90	10.68	8.58	1.0%
11月	12.11	11.78	10.57	8.49	1.0%
12月	11.99	11.67	10.47	8.41	1.0%

	2019年1月	11.87	11.55	10.36	8.33	1.0%
	2月	11.75	11.43	9.87	8.24	1.0%
	3月	11.63	11.32	9.39	8.16	1.0%
	4月	11.51	11.21	8.90	8.08	1.0%
	5月	11.35	11.05	8.78	7.97	1.4%
	6月	11.19	10.90	8.65	7.85	1.4%
	7月	11.04	10.74	8.53	7.74	1.4%
	8月	10.88	10.59	8.41	7.64	1.4%
	9月	10.73	10.44	8.29	7.53	1.4%
	10月	10.58	10.30	8.18	7.42	1.4%
	11月	10.48	10.19	8.10	7.35	1.0%
	12月	10.37	10.09	8.02	7.28	1.0%
	2020年1月	10.27	9.99	7.94	7.20	1.0%
	2月	10.12	9.85	7.82	7.10	1.4%
	3月	9.98	9.71	7.71	7.00	1.4%
	4月	9.84	9.58	7.61	6.90	1.4%
	5月	9.70	9.44	7.50	6.81	1.4%
	6月	9.57	9.31	7.40	6.71	1.4%
	7月	9.43	9.18	7.29	6.62	1.4%
	8月	9.30	9.05	7.19	6.53	1.4%
	9月	9.17	8.93	7.09	6.43	1.4%
	10月	9.04	8.80	6.99	6.34	1.4%
	11月	8.88	8.64	6.86	6.23	1.8%
	12月	8.72	8.49	6.74	6.23	1.8%
	2021年1月	8.56	8.33	6.62	6.01	1.8%
	2月	8.44	8.21	6.53	5.93	1.4%
	3月	8.32	8.10	6.44	5.84	1.4%
	4月	8.21	7.99	6.35	5.76	1.4%

●固定価格買取を選択する設備

形態	屋根設置			その他の設備 ~100kW	適用低減率 (%/月)
	出力	~10kW	10~40kW		
買取価格	(稼動時期)				
	2017年1月	12.30	11.96	10.69	8.51
	2~4月	12.30	11.96	10.69	8.51
	5月	12.27	11.93	10.66	8.49
	6月	12.24	11.90	10.63	8.47
	7月	12.20	11.87	10.61	8.44
	8~10月	12.20	11.87	10.61	8.44
	11~12月	12.20	11.87	10.61	8.44
	2018年1月	12.20	11.87	10.61	8.44
	2~4月	12.20	11.87	10.61	8.44
	5~7月	12.20	11.87	10.61	8.44
	8月	12.08	11.74	10.50	8.35
	9月	11.95	11.62	10.39	8.27
	10月	11.83	11.50	10.28	8.18
	11月	11.71	11.38	10.17	8.09
	12月	11.59	11.27	10.07	8.01
	2019年1月	11.47	11.15	9.96	7.93
	2月	11.35	11.03	9.47	7.84

	3月	11.23	10.92	8.99	7.76	1.0%
	4月	11.11	10.81	8.50	7.68	1.0%
	5月	10.95	10.65	8.38	7.57	1.4%
	6月	10.79	10.50	8.25	7.45	1.4%
	7月	10.64	10.34	8.13	7.34	1.4%
	8月	10.48	10.19	8.01	7.24	1.4%
	9月	10.33	10.04	7.89	7.13	1.4%
	10月	10.18	9.90	7.78	7.02	1.4%
	11月	10.08	9.79	7.70	6.95	1.0%
	12月	9.97	9.69	7.62	6.88	1.0%
	2020年1月	9.87	9.59	7.54	6.80	1.0%
	2月	9.72	9.45	7.42	6.70	1.4%
	3月	9.58	9.31	7.31	6.60	1.4%
	4月	9.44	9.18	7.21	6.50	1.4%
	5月	9.30	9.04	7.10	6.41	1.4%
	6月	9.17	8.91	7.00	6.31	1.4%
	7月	9.03	8.78	6.89	6.22	1.4%
	8月	8.90	8.65	6.79	6.13	1.4%
	9月	8.77	8.53	6.69	6.03	1.4%
	10月	8.64	8.40	6.59	5.94	1.4%
	11月	8.48	8.24	6.46	5.83	1.8%
	12月	8.32	8.09	6.34	5.72	1.8%
	2021年1月	8.16	7.93	6.22	5.61	1.8%
	2月	8.04	7.81	6.13	5.53	1.4%
	3月	7.92	7.70	6.04	5.44	1.4%
	4月	7.81	7.59	5.95	5.36	1.4%

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト⁵⁰をもとに作成

b. 入札対象外の陸上風力発電に適用される支援価格

2017年改正法に基づき、750kW以上の陸上風力発電設備は、すべて入札対象に移行した。但し、移行措置として、2016年末までに連邦イミシオン防止法に基づく承認を得て、2018年末までに稼働開始した陸上風力発電設備については、従来通りに固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を受ける。

なお、陸上風力発電については、2014年改正法以降、直近の導入量に応じて支援価格の低減率を調整する仕組みが導入された。2017年改正法では、2017年3月～8月に月に1.05%の低減率を適用することが第46a条で定められている。2017年10月以降は、データが取得可能な直近1年間（17～6ヶ月前）の設備容量の純増（廃止設備容量分を除いた数値）に応じて、表4-23のフォーミュラで四半期ごとに-0.4%（価格引き上げ）から2.4%の範囲で低減率を決定する方式が採られている。直近1年間の純増設置容量が3.5GWを超えており、2017年10月以降は、2.4%/四半期の低減率が適用されている。

⁵⁰ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergie/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html (2021年3月1日取得)

表 4-23 ドイツ：新規陸上風力に適用する支援価格低減率の決定方法（2017年10月～）

年間新規容量	3.5GW超	3.3～3.5GW	3.1～3.3GW	2.9～3.1GW	2.7～2.9GW	2.5～2.7GW
適用四半期低減率	2.4%	1.2%	1.0%	0.8%	0.6%	0.5%
年間新規容量	2.4～2.5GW	2.2～2.4GW	2.0～2.2GW	1.8～2.0GW	1.6～1.8GW	～1.6GW
適用四半期低減率	0.4%	0.3%	0.2%	0%	-0.2%	-0.4%

出所) 再生可能エネルギー法 2017年改正法第 46a 条をもとに作成

表 4-24 ドイツ：再生可能エネルギー法 2017年改正法に基づく支援価格（陸上風力）

支援価格適用時期		適用低減率 (%)	支援価格（ユーロセント/kWh）		直近1年間の純増設置容量
			第1ステージ	第2ステージ	
2017年	1～2月	—	8.38	4.66	—
	3月	1.05%/月	8.29	4.61	—
	4月	1.05%/月	8.20	4.56	—
	5月	1.05%/月	8.12	4.51	—
	6月	1.05%/月	8.03	4.47	—
	7月	1.05%/月	7.95	4.42	—
	8月	1.05%/月	7.87	4.37	—
	9月	—	7.87	4.37	—
	10～12月	2.4%/四半期	7.68	4.27	4,676 MW
2018年	1～3月	2.4%/四半期	7.49	4.17	5,038 MW
	4～6月	2.4%/四半期	7.31	4.07	5,516 MW
	7～9月	2.4%/四半期	7.14	3.97	5,378 MW
	10～12月	2.4%/四半期	6.97	3.87	5,308 MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “Monitoringbericht 2018” Tabelle 24 をもとに作成

(9) 2021 年改正法に基づく入札制度の概要

2021 年改正法に基づく入札制度の対象及び要件は、太陽光発電を除いて、4.4.2(1)で後述する 2017 年改正法に基づく制度から大きな変更点はないため、そちらを参照いただきたい。

1) 太陽光

2017 年改正法では 750kW 超の新規設備（屋根設置も含む）を対象として入札を行っていた太陽光発電は、2021 年改正法で、区分 1：750kW～20MW の地上設置型、区分 2：屋根設置型の 2 つのセグメントに分けて入札が実施されることとなった。

区分 1 の地上設置型は年 3 回（3 月、6 月、11 月）、区分 2 の屋根設置型は年 2 回（6 月、12 月）の募集が行われる。各年の区分ごとの募集容量は以下のとおり。

表 4-25 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（太陽光）

	区分 1：地上設置型（750kW～20MW）	区分 2：屋根設置型
2021 年	1,850MW （うち 1,600M は特別入札）	300MW
2022 年	1,600MW	300MW
2023～24 年	各 1,650MW	各 350MW
2025 年	1,650MW	400MW
2026～28 年	各 1,550MW	各 400MW

出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28a 条をもとに作成

それぞれの募集回ごとに年間の募集容量が配分される。また、2022 年以降、前年の区分ごとの入札で落札できなかった、もしくは第二次保証金が納められなかった設備容量分は、募集容量が増加する。連邦ネットワーク庁は、毎年 3 月 15 日までに年間設備容量を決定し、区分 1 は次の 3 回の入札に、区分 2 は当該年の 2 回の入札に均等に配分される。

なお、区分 2 の屋根設置型設備は、地上設置型設備と同様に 750kW 超の設備は入札参加が義務付けられる。300～750kW の設備は、任意で入札に参加可能となっているが、参加しない場合には発電電力の 50%までしか市場プレミアムを付与せず、残りの発電量は自家消費かプレミアムなしでの直接販売が求められる。

区分 1 の地上設置型の上限価格は 5.9 セント/kWh、区分 2 の屋根設置型の上限価格は 9 セント/kWh に設定され、

2) 陸上風力

2021 年改正法に基づき、陸上風力の入札は年 3 回（2 月、5 月、9 月）に分けて募集が行われる。各年の募集容量は以下のとおり。

表 4-26 ドイツ：2021 年改正法に基づく入札募集容量（陸上風力）

2021 年	4,500MW ^注	2025 年	3,200MW
2022 年	2,900MW	2026 年	4,000MW
2023 年	3,000MW	2027 年	4,800MW
2024 年	3,100MW	2028 年	5,800MW

注) うち 1,600MW は特別入札

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 28 条をもとに作成

それぞれの募集回ごとに年間の募集容量が配分される。また、2024 年以降、前年の区分ごとの入札で落札できなかった、もしくは第二次保証金が納められなかった設備容量分は、募集容量が増加する。連邦ネットワーク庁は、毎年 3 月 15 日までに年間設備容量を決定し、次の 3 回の入札に均等に配分される。但し、募集容量が提出される応募量を上回ることが予想される場合には、連邦ネットワーク庁が募集容量を削減できる。

入札上限価格は、2021 年の入札では 6 セント/kWh に設定され、2022 年以降は年間 2% の比率で逡減していく。

落札プロジェクトの選定は、2017 年改正法と同様に差別価格 (Pay-as-bid) 方式で行われるが、導入量制限設定地域 (図 4-22) が廃止される。代わりに、2022 年、23 年の入札量の入札では落札量の 15% まで、2024 年以降の入札では落札量の 20% までは、ドイツ南部地域に立地するプロジェクトを優先して落札とする。

また、風力発電設備は、0.2 セント/kWh を風車から 2,500m 以内に立地する自治体に対して提供することを前提に、入札に参加することができる。

3) バイオマス

2021 年改正法に基づき、陸上風力の入札は年 2 回 (3 月、9 月) に分けて、毎年 600MW の募集が行われる。既存設備には 18.4 セント/kWh、新規設備には 16.4 セント/kWh の入札上限価格を設定する。陸上風力と同様にドイツ南部地域に立地するプロジェクトへの優遇措置が設けられ、2022 年以降の入札では落札プロジェクトの 50% が南部地域のプロジェクトに優先的に割り当てられる。

(10) FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定手続き

ドイツでは、EEG 支援対象発電設備の認定手続きは、原則として、買取義務を負う系統運用者に責任が委ねられており、その結果を公認会計士に監査させた上で報告を求めている。制度設計としては、できる限り公的機関が介入しなくてもよい手法をとるようにしている。そのため、認定手続きは系統運用者の義務として、発電事業者に対象設備の認定にかかる手数料等が請求されることはない。

例えば、固形バイオマス発電設備の適格性を判断のために、以下の手法が採られている。

- 発電者に何を燃やしたか等の運転日誌の記載を義務付ける
- 偽計的行為があった場合に、厳しい制裁（買取対象除外等）を課すことを認識させる
- 環境監査人（民間の監査人）が委託を受けて適合性を証明する
- 買取電力の清算結果を会計士が監査する

ドイツでは、これらの手法を組み合わせて実施することで信頼性を担保しており、これまでに公的機関による個別設備の監査等は実施されていない。

なお、ドイツでは、2014年改正法の施行まで、太陽光発電（PV）のみは、規制局である連邦ネットワーク庁が設置した「PV登録簿」への登録が求められていた。これは、2009年改正法で、設置容量に応じた買取価格低減の仕組みが設けられたために、太陽光発電のみ登録の必要性が生じたためである。その後、2014年8月施行の改正法以降は、太陽光以外のエネルギー源についても、登録簿が設置され登録が求められる。

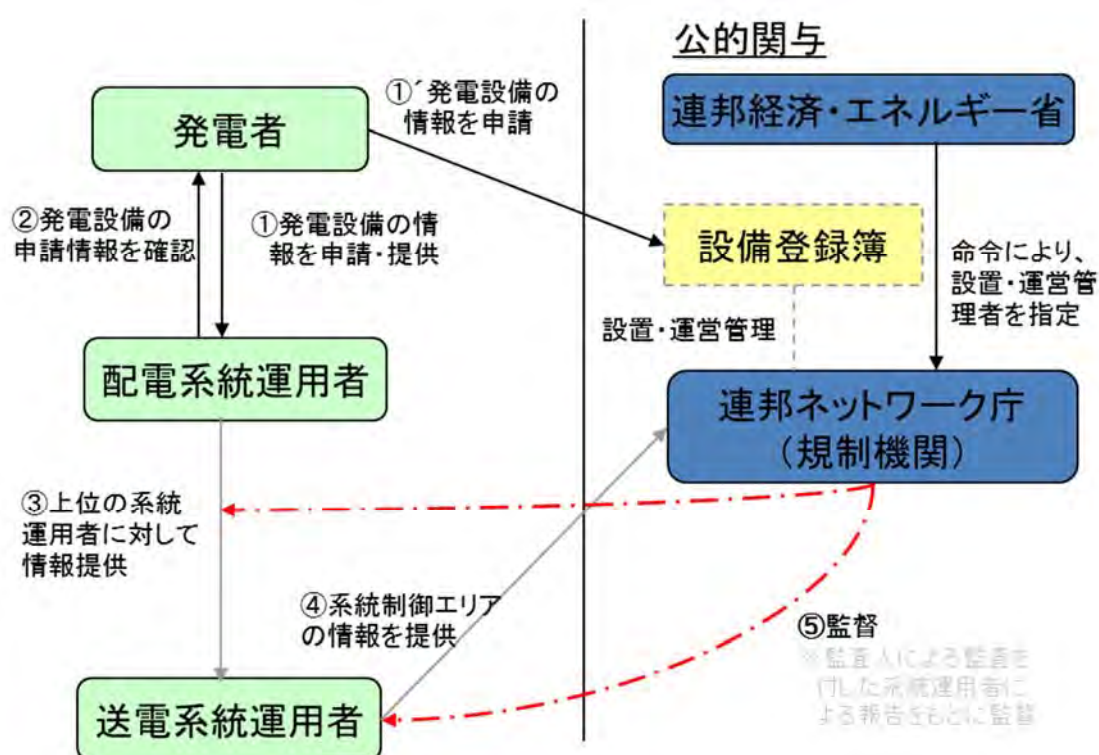


図 4-13 ドイツ：FIT/FIP 制度の対象発電設備の認定フロー

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁へのヒアリングもとに作成

(11) 費用負担メカニズム

再生可能エネルギー法上では、一義的には当該発電設備の所在地から至近にあり、給電を受けるにあたって技術的に適する系統を運用する系統運用者（一般的には配電系統運用者）に対して、支援制度の対象設備からの発電電力を、固定価格で買い取る義務（固定価格以上の買取を妨げるものではない）、もしくは市場プレミアムを付与する義務を課す。

この支援に係る費用は、電力小売事業者が電力料金に上乗せする形で、需要家から回収する。再生可能エネルギー法上では、配電系統運用者から送電系統運用者、送電系統運用者から電力小売事業者への購入費用の転嫁規定が規定されている。

ドイツでは、再生可能エネルギー法 2009 年改正法により、この費用転嫁にかかる具体的な手法が変更され、2010 年 1 月から変更されたメカニズムに基づいて運用されている。

改正前と改正後のメカニズムの概要は、図 4-14 のとおりである。

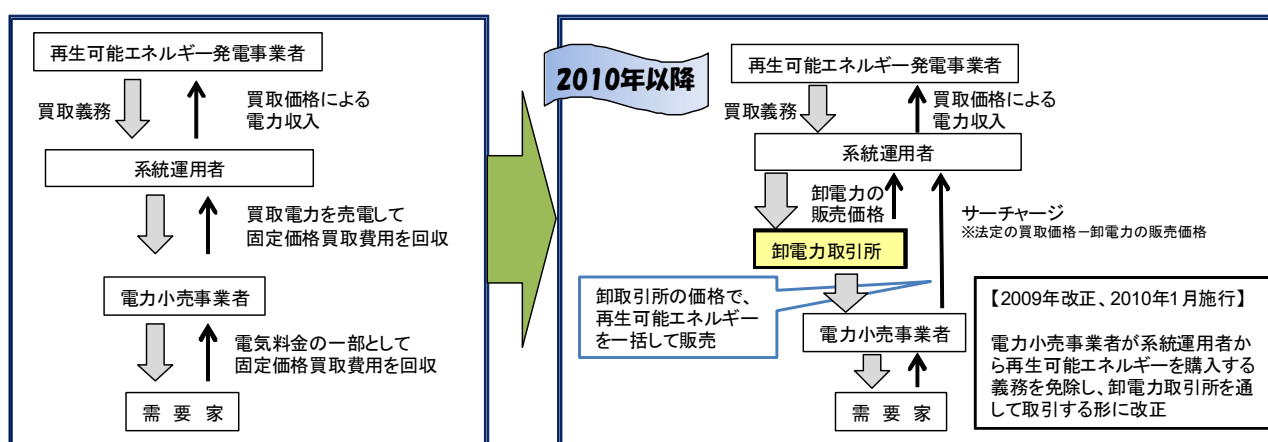


図 4-14 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援の費用負担メカニズム

出所) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第2回会合、資料 2-2「欧州海外調査結果（参考資料）」

上述のとおり、費用転嫁にかかる具体的な手法が、2009 年改正法第 64 条に基づき、2010 年 1 月より改正された。2009 年 5 月 27 日に、ドイツ連邦内閣が承認した「連邦全体での平準化メカニズムの開発に関する令」に基づいて、2010 年 1 月より、送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づく買取電力を卸電力取引市場で一括して販売し、卸電力の販売価格と再生可能発電事業者への支払価格の差額を、サーチャージとして全電力小売業者に請求する仕組みに変更となった。この改正によって、電力小売事業者が、送電系統運用者からの再生可能エネルギー法に基づく買取電力を物理的に購入する義務は免除となった。

送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づき発電された電力を買い取って対象事業者に固定価格を支払う。買い取った電力は、卸電力取引市場で一括販売し、その売電収益や管理費用を除いた額を、電力事業者を介して電力需要家から徴収する仕組みとなった。

上述のとおり、費用賦課にかかる手法は変わったものの、2000 年の再生可能エネルギー施行当初から、国庫の負担はなく、電力料金を通じて需要家が制度にかかる追加費用（EEG 賦課金）を負担する形式が原則であった。しかし、2020 年のコロナ禍で電力消費量と卸電

力料金の低迷を受けて、ドイツでは EEG 賦課金の急増が見込まれた。2020 年 6 月 3 日に連立与党が合意したコロナ禍後の追加景気対策のうち、エネルギー・気候問題に特に関連する「将来のためのパッケージ」では、EEG 賦課金を 2021 年に 6.5 ユーロセント/kWh、2022 年に 6.0 ユーロセント/kWh に抑える施策を盛り込んだ⁵¹。

この結果、2021 年の EEG 賦課金は、本来は 9.651 ユーロセント/kWh が必要と試算されているが、政府の補助金を投入することにより、6.5 ユーロセント/kWh に抑えられることとなった。2021 年の連邦政府による補助金投入額は、約 108 億ユーロと予測されている。

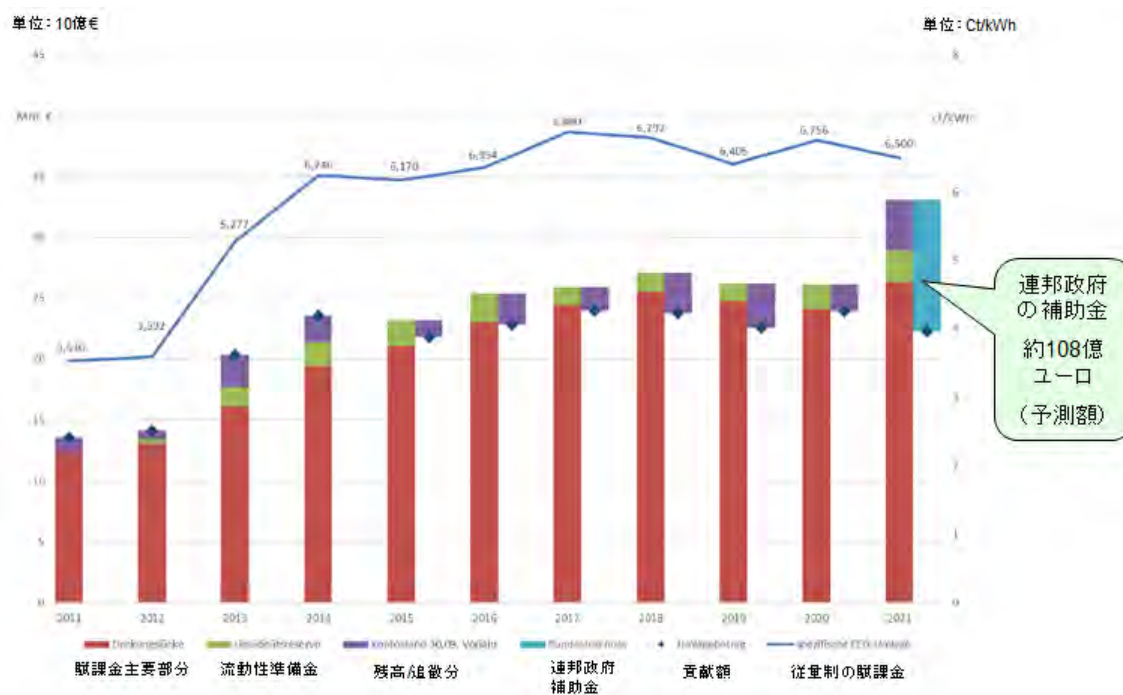


図 4-15 ドイツ：EEG 賦課金の推移と 2021 年賦課金への補助金投入額

出所) “Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEV”⁵²をもとに作成

(12) 追加費用（サーチャージ）の計算方法

既述のとおり、2009 年改正法において、送電系統運用者は再生可能エネルギー法に基づく FIT 対象電源からの買取電力を卸電力取引市場で一括して販売し、卸電力の販売価格と再生可能発電事業者への支払い価格の差額を、全電力小売業者に請求する仕組みに変更された（2010 年に完全施行）。新たな仕組みでは、送電系統運用者は、前年 10 月に、翌年に電力需要家に適用される賦課金額を公表することが求められる。この賦課金を算出する際の卸電力の販売価格として、卸売電力取引市場（欧州エネルギー取引所：European Energy Exchange (EEX)）の 1 年物先物価格（ベースロード）の平均値（対象年の 2 年前の 10 月 1 日から前年の 9 月 30 日までの取引期間の平均値）を用いることが可能とされている。なお、

⁵¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/konjunkturpaket-1757482> (2021 年 3 月 1 日取得)

⁵² <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%3b%20b%20ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf>

2015年2月の関連命令の改正により、2016年以降の賦課金算出に用いる卸売電力取引市場の平均価格は、6月16日から9月15日の直近3ヶ月間の平均値となっている。

欧州エネルギー取引所（EEX）における2010年物のベースロード先物価格の推移は、表4-27のとおりである。近年、卸電力取引市場の価格が下落傾向にあり、賦課金増額の一因となっていたが、2018年賦課金の算定以降は卸電力取引価格が持ち直しており、EEG賦課金単価の上昇を抑える効果が出ている。

表 4-27 ドイツ：EEG 賦課金計算に用いた卸電力取引価格の推移

取引期間	平均価格（/MWh）	賦課金算出年度
2008.10～2009.09	53.65 ユーロ	2010年賦課金
2009.10～2010.09	50.74 ユーロ	2011年賦課金
2010.10～2011.09	55.22 ユーロ	2012年賦課金
2011.10～2012.09	51.15 ユーロ	2013年賦課金
2012.10～2013.09	41.45 ユーロ	2014年賦課金
2013.10～2014.09	35.67 ユーロ	2015年賦課金
2015.06.16～2015.09.15	31.26 ユーロ	2016年賦課金
2016.06.16～2016.09.15	26.75 ユーロ	2017年賦課金
2017.06.16～2017.09.15	32.22 ユーロ	2018年賦課金
2018.06.16～2018.09.15	46.28 ユーロ	2019年賦課金
2019.06.16～2019.09.15	49.34 ユーロ	2020年賦課金
2020.06.16～2020.09.15	40.74 ユーロ	2021年賦課金

出所) ドイツ4送電系統運用者公表用サイト (www.netztransparenz.de/) をもとに作成

(13) 新規自家発自家消費設備に対する賦課金の賦課

2014年改正法施行前の再生可能エネルギー法では、自家発自家消費設備は、その電力消費量に対するEEG賦課金の支払いが免除されてきたため、自家発電を行う事業者等が増え、その他の消費者の負担が大きくなっていた。2014年改正法により、新規の系統に連系する自家発自家消費設備の電力消費量にも、EEG賦課金の支払いが義務付けられた。但し、2014年7月までに設置されている既存設備は、賦課金の対象とならない。また、既存設備を更新したり、更新投資を行ったりした場合についても、設備容量の増加率が30%以下であれば賦課金対象から免除される。その他に、発電所内における自家消費、系統未連系設備、EEG

補助の請求権を行使せずに再生可能エネルギー設備だけから供給を行う場合は、EEG 賦課金が免除される。

また、出力 30kW 以下の小規模設備による年 30MWh 以下の電力消費量は、EEG 賦課金の支払いが免除される。2014 年改正法の施行時点は、出力 10kW 以下の小規模設備による年 10MWh 以下の電力消費量が支払い免除対象であったが、2021 年改正法で企業による屋根設置太陽光発電設備を想定して、対象要件が緩和された。

表 4-28 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく自家発電設備への EEG 賦課金の法規定

自家消費	新設設備の賦課金
再生可能エネルギー設備とコジェネレーション設備	2014 年 8 月 1 日～2015 年 12 月 31 日：通常の賦課金の 30% 2016 年：通常の賦課金の 35% 2017 年以降：通常の賦課金の 40%
その他の設備	100 %

出所) 再生可能エネルギー法 2014 年改正法第 61 条をもとに作成

(14) 大規模需要家の負担軽減措置

ドイツでは、電力消費量が多いエネルギー集約型産業の需要家や、鉄道・路面電車運営企業に対して、再生可能エネルギー法に基づく費用負担の軽減措置がとられている。

以下では、2021 年改正法における対象事業者の要件と直近の施行状況を整理する。

1) 賦課金軽減の対象要件

2021 年改正法では、2017 年改正法から特段の改正なく、賦課金軽減の対象となり得るのは、法律の附属書 4 のリスト 1 及び 2 に掲げられた 221 業種に限定される（表 4-30）。この賦課金軽減措置の対象となる「電力費用集約型事業者」は、その国際競争力を維持できる範囲で、賦課金の負担をするものとされている。直近会計年度の粗付加価値額に占める電力費用の割合が表 4-29 の割合で、かつ 1 需要サイトにおける年間電力使用量が 1GWh 超という条件を満たした企業が、軽減措置の適用対象となる。

表 4-29 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象要件（2021 年改正法）

軽減措置の対象要件	粗付加価値に占める電力費用の割合	EEG 賦課金納付割合
附属書 4 リスト 1	14%～17%	20%
	17%以上	15%
附属書 4 リスト 2	20%以上	
1 需要地点における年間電力使用量	1GWh 超	

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法第 64 条をもとに作成

表 4-30 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の対象業種（2021 年改正法）

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
510	無煙炭鉱業	○	
610	原油採取業		○
620	天然ガス採取業		○
710	鉄鉱業		○
729	その他の非鉄金属鉱業	○	
811	装飾・建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩採石業	○	
812	砂利・砂採取場運営業、粘土・カオリン鉱業		○
891	化学および肥料用鉱物鉱業	○	
893	採塩業	○	
899	他に分類されないその他の鉱業および採石業	○	
1011	肉（鶏肉除く）の加工・保存業		○
1012	鶏肉の加工・保存業		○
1013	肉・鶏肉製品製造業		○
1020	魚類、甲殻類及び軟体動物の加工・保存業		○
1031	ばれいしょ加工・保存業		○
1032	果汁および野菜汁加工業	○	
1039	果実および野菜加工・保存業	○	
1041	油脂製造業	○	
1042	マーガリン及び類似の食用油脂製造業		○
1051	乳製品・チーズ製造業		○
1061	精穀・製粉業		○
1062	澱粉・澱粉製品製造業	○	
1072	ラスク、ビスケット製造及び保存ペイストリー製品・ケーキ製造業		○
1073	マカロニ、麺類、クスクス及び類似の穀粉製品製造業		○
1081	砂糖製造業		○
1082	ココア、チョコレート及び砂糖菓子製造業		○
1083	茶・コーヒー製造業		○
1084	香辛料・調味料製造業		○
1085	調理食品製造業		○
1086	加工食品・特別食製造業		○
1089	他に分類されないその他の食料品製造業		○
1091	加工飼料製造業		○
1092	加工ペットフード製造業		○
1101	酒類の蒸留、精留及び混合業		○
1102	ワイン製造業		○
1103	シードル・その他果実酒製造業		○
1104	その他の蒸留されていない発酵飲料製造業	○	
1105	ビール類製造業		○
1106	麦芽製造業	○	
1107	清涼飲料製造業、ミネラルウォーターその他の瓶詰め水産業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
1200	たばこ製造業		○
1310	織物繊維準備業および紡績業	○	
1320	織物業	○	
1391	ニット及びクローセ編み生地製造業		○
1392	繊維仕立て製品製造業（衣服を除く。）		○
1393	じゅうたん及び敷物製造業		○
1394	ひも類、ロープ、より糸および網製造業	○	
1395	不織布および不織布製製品製造業（衣服を除く）	○	
1396	その他工業用布・産業用布製造業		○
1399	他に分類されないその他の織物製造業		○
1411	皮革製品製造業	○	
1412	作業服製造業		○
1413	その他外衣製造業		○
1414	下着類製造業		○
1419	その他衣服・身の回り品製造業		○
1420	毛皮製品製造業		○
1431	ニット及びクローセ編み衣服製造業		○
1439	その他織物・クローセ編み衣服製造業		○
1511	皮なめし及び仕上げ業、毛皮仕上げ及び染色業		○
1512	旅行かばん、ハンドバック、同種の製品及び馬具類製造業		○
1520	履物製造業		○
1610	製材業および木材平削り業	○	
1621	単板（ベニア）シートおよび木材を主たる材料とする板製造業	○	
1622	寄木張り床材製造業者		○
1623	床張用ブロック、ストリップなどの製造		○
1624	樽、大桶、風呂桶及びその他の桶類製造業者の木製品の製造		○
1629	その他木製品製造業		○
1711	パルプ製造業	○	
1712	紙および板紙製造業	○	
1721	段ボール及び板紙並びに紙製・板紙製容器製造業		○
1722	家庭用品・衛生製品および化粧品製造業	○	
1723	文房具（紙製）製造業		○
1724	壁紙製造業		○
1729	その他紙及び板紙製品製造業		○
1813	プリプレス及び印刷前サービス業		○
1910	コークス炉製品製造業		○
1920	精製石油製品製造業	○	
2011	産業用ガス製造業	○	
2012	染料および顔料製造業	○	
2013	その他の無機基礎薬品製造業	○	
2014	その他の有機基礎薬品製造業	○	
2015	肥料および窒素化合物製造業	○	

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2016	プラスチック（成形前のもの）製品製造業	○	
2017	合成ゴム（成形前のもの）製品製造業	○	
2020	殺虫剤その他の農業化学製品製造業		○
2030	ペイント、ワニス及びこれらに類する塗料、印刷用インク、マステイク製造業		○
2041	石けん、洗剤、クリーニング・つや出し材製造業		○
2042	香水及び化粧品類製造業		○
2051	火薬類製造業		○
2052	接着剤製造業		○
2053	エッセンシャルオイル製造業		○
2059	他に分類されないその他の化学製品製造業		○
2060	人造繊維製造業	○	
2110	基礎化学品製造業	○	
2120	医薬品製造業		○
2211	ゴムタイヤ及びチューブ製造業並びにゴムタイヤ再生業		○
2219	その他のゴム製品製造業		○
2221	プラスチック板、シート、管、および異形押出製品製造業	○	
2222	プラスチック包装製品製造業	○	
2223	建築用プラスチック製品製造業		○
2229	その他のプラスチック製品製造業		○
2311	板ガラス製造業	○	
2312	板ガラス成形・加工業	○	
2313	中空ガラス製造業	○	
2314	ガラス繊維製造業	○	
2319	工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品製造・加工業	○	
2320	耐火性製品製造業	○	
2331	陶磁器製タイルおよび敷石製造業	○	
2332	焼成粘土製レンガ・タイル及び建設用製品製造業	○	
2341	セラミック製家庭用品及び装飾品製造業		○
2342	衛生陶器製造業	○	
2343	碇子・碇子金具製造業	○	
2344	その他セラミック製品製造業		○
2349	その他陶磁器製品製造業	○	
2351	セメント製造業	○	
2352	石灰・石膏製造業	○	
2362	建設用石膏製品製造業		○
2365	ファイバーセメント製造業		○
2369	コンクリート製品、石膏製品及びセメント製品製造業		○
2370	石材切り出し・形削り・仕上げ業		○
2391	研磨材製品製造業		○
2399	他に分類されないその他の非金属鉱物製品製造業	○	
2410	第1次鉄鋼およびフェロアロイ製造業	○	

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2420	鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品製造業	○	
2431	冷間圧延業（鋼管）	○	
2432	冷間ロール成形型鋼製造業	○	
2433	冷間成形及冷間鋳造業		○
2434	冷間圧延業（伸鉄）	○	
2441	貴金属製造業	○	
2442	アルミニウム製造業	○	
2443	鉛・亜鉛・すず製造業	○	
2444	銅製造業	○	
2445	その他非鉄金属製品製造業	○	
2446	核燃料加工業	○	
2451	鋳鉄業	○	
2452	鋳鋼業	○	
2453	軽金属鋳造業	○	
2454	その他の非鉄金属製造業	○	
2511	金属製構造及び構造部品製造業		○
2512	金属製ドア及び窓製造業		○
2521	セントラルヒーティング用ラジエーター及びボイラー製造業		○
2529	金属製タンク、貯槽及び容器製造業		○
2530	蒸気発生装置製造業（セントラルヒーティング温水ボイラー除く）		○
2540	武器及び弾薬製造業		○
2550	金属の鋳造、プレス、打ち抜き及び圧延成形業並びに粉末冶金業		○
2561	金属の処理・塗装業		○
2571	刃物製造業		○
2572	鍵、蝶番製造業		○
2573	工具製造業		○
2591	鋼鉄製ドラム缶等容器製造業		○
2592	金属線製品、チェーン、スプリング製造業		○
2593	ファスナー、ねじ切り盤製品製造		○
2594	ファスナー、ねじ切り盤製品製造		○
2599	建築用金属製品卸売業		○
2611	電子部品製造業	○	
2612	電気盤製造業		○
2620	電子計算機製造業		○
2630	通信装置製造業		○
2640	家庭用電子機器製造業		○
2651	計量器、分析機器、ナビゲーション装置		○
2652	時計製造業		○
2660	照射、電気医療及び電気療法装置製造業		○
2670	光学機器及び写真用装置製造業		○
2680	磁気・光メディア製造業	○	
2711	電動機、発電機、及び変圧器製造業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
2712	配電及び制御装置製造業		○
2720	電池・蓄電池製造業	○	
2731	光ファイバーケーブル製造業		○
2732	その他電子・電気の線・ケーブル製造業		○
2733	配線機器製造業		○
2740	電気照明器具製造業		○
2751	民生用電気機械器具製造業		○
2752	非電化民生用機械器具製造業		
2790	民生用非電気機器製造業		○
2811	エンジン及びタービン製造業（航空機用、自動車用及びオートバイ用エンジンを除く）		○
2812	流体動力装置製造業		○
2813	その他ポンプ及び圧縮機製造業		○
2814	タップ及び弁製造業		○
2815	軸受け、ギア及び伝導・駆動装置製造業		○
2821	かま、炉及び炉バーナ製造業		○
2822	つり上げ及びハンドリング装置製造業		○
2823	事務機器製造業（コンピュータ及び周辺装置を除く）		○
2824	動力式手道具製造業		○
2825	家庭向けではない冷房及び換気装置製造業		○
2829	他に分類されないその他の一般機械製造業		○
2830	農業及び林業用機械製造業		○
2841	金属成形機械製造業		○
2849	その他の機械製造業		○
2891	冶金用機械製造業		○
2892	鉱業、採石業、及び建設業用機械製造業		○
2893	食品、飲料、及びたばこ加工機械製造業		○
2894	繊維、衣料及び皮革製造機械製造業		○
2895	紙及び板紙製造機械製造業		○
2896	プラスチック及びゴム機械製造業		○
2899	その他の特殊産業用機械製造業		○
2910	自動車製造業		○
2920	自動車車体製造（設計）業、トレーラ及びセミトレーラ製造業		○
2931	自動車電子・電気部品製造業		○
2932	自動車部品及び付属品製造業		○
3011	船舶及び浮遊建造物製造業		○
3012	レジャー及びスポーツ用ボート製造業		○
3020	鉄道機関車及び車両製造業		○
3030	航空機及び宇宙船並びに関連機械製造業		○
3040	軍用戦闘車両製造業		○
3091	オートバイ製造業		○
3092	自転車及び車椅子製造業		○

WZ 2008 コード	業種	リスト1	リスト2
3099	他に分類されないその他の輸送用機械器具製造業		○
3101	事務所用・店舗用家具製造業		○
3102	厨房用家具製造業		○
3103	マットレス製造業		○
3109	その他の家具製造業		○
3211	硬貨鑄造業		○
3212	宝石及び関連製品製造業		○
3213	模造宝石及び関連製品製造業		○
3220	楽器製造業		○
3230	スポーツ用品製造業		○
3240	ゲーム及び玩具製造業		○
3250	医療及び歯科用機器・備品製造業		○
3291	ほうき・ブラシ製造業		○
3299	他に分類されないその他の製造業	○	
3832	分類された材料の再生業	○	

出所) 再生可能エネルギー法 2021 年改正法附属書 4 をもとに作成

2) 賦課金軽減措置の内容

2017 年改正法及び 2021 年改正法では、原則として対象事業者の賦課金は、通常の賦課金の 15%まで軽減される。さらに、電力費用集約型事業者が支払わなければならない賦課金は、当該事業者の粗付加価値に対する電力費用の割合が 20%以上の場合には、直近 3 事業年度の平均の粗付加価値の 0.5%まで、当該割合が 20%未満である場合には、直近 3 事業年度の平均の粗付加価値の 4%までに軽減される。ただし、アルミニウム製造加工業、鉛、亜鉛及び錫製造加工業、銅製造加工業の業種に分類される事業者の賦課金は 0.05 ユーロセント/kWh を、それ以外の事業者の賦課金は 1 ユーロセント/kWh を下回ってはならない。

3) 賦課金軽減措置の申請手続き

費用負担の免除を受ける企業は、連邦経済・エネルギー省のもとにある連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) に申請をして、認可を受けた企業となる。費用負担の免除を希望する企業は、前年の 6 月 30 日までに必要書類を連邦経済・輸出管理庁 (BAFA : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) に申請する。認可を受けた企業は、当該年の 1 月 1 日～12 月 31 日まで、1 年間の費用負担軽減措置を受ける。

また、再生可能エネルギー法 2014 年改正法の施行以降、大規模需要家を対象とした費用負担軽減措置を申請する際に、申請企業は、エネルギー管理システムの証明が義務付けられた。2015 年に減免を受けるための申請をした者のうち、71 主体が EU 環境管理監査システム (EMAS)、1,404 主体が EN 16001 / ISO 50001、60 主体が「ピーク調整-効率システム令 (SpaEfV)」に基づく認証により証明を行った。他方、740 主体が経過規定を利用して、2015 年の申請時点では証明を提出しなかった。

4) 賦課金軽減措置の施行状況

2016年以降の EEG 賦課金にかかる費用負担軽減措置の適用状況は表 4-31 のとおり。

1年あたりで 49～55 億ユーロ程度が減免対象となっており、それに伴う減免対象外の需要家の追加負担額は 1.4～1.7 ユーロセント/kWh 程度となっている。

表 4-31 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の適用状況（2015～19 年）

負担軽減措置適用年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
【参考】根拠法令	EEG2014		EEG2017		
申請企業数	2,305	2,276	2,299	2,261	2,201
申請受電点数	3,147	3,078	3,139	3,065	2,982
認可企業数	2,176	2,117	2,156	2,058	2,051
製造業	2,044	1,979	1,984	1,881	1,868
鉄道業	132	138	139	148	148
認可受電点数	2,886	2,794	2,840	2,698	2,719
認可電力量 (GWh)	108,550	106,073	110,500	112,101	115,216
製造業	96,090	93,438	94,186	96,605	95,986
鉄道業	12,460	12,635	12,929	12,787	12,808
軽減措置請求電力量 (GWh)	112,345	113,258	114,990	111,809	-
費用負担免除額	51 億ユーロ	54.5 億ユーロ	54 億ユーロ	49 億ユーロ	-
一般需要家の賦課金のうち、減免措置に起因する額	1.45 ユーロセント /kWh	1.67 ユーロセント /kWh	1.68 ユーロセント /kWh	1.57 ユーロセント /kW	-

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2017 für Begrenzung der EEG-Umlage 2018”、 “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2018 für Begrenzung der EEG-Umlage 2019”及び “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2019 für Begrenzung der EEG-Umlage 2020”をもとに作成

2018年に費用負担軽減措置が認可された企業を業種別に見ると、電力消費の多い業種である化学製品、金属生産・加工（鉄鋼、非鉄金属、金属）、製糸業、ガラスが、軽減対象となる電力の占める割合で大きな比率を占めている。

表 4-32 ドイツ：EEG 賦課金の費用負担軽減措置の業種別適用状況（2018 年）

業種	受電点数	軽減適用電力量 (GWh)
化学製品	287	28,652
金属生産・加工	326	26,781
製紙業(紙、板紙および紙製品)	132	12,078
ガラスおよびガラス製品、陶器の加工	304	8,352
ゴムおよび合成樹脂製品	380	4,109
食品及び飼料	388	4,087
(家具を除く)木材、編み細工、かご、コルク製	142	3,379
コークスおよび鉱油精製	16	3,196
金属製品	196	1,558
繊維	66	749
石及び土壌の採掘、その他の鉱業	166	642
廃棄物回収・処理・除去等	96	560
電気機器	22	549
機械製作	18	467
データ処理装置、電子および光学製品	22	355
印刷物;録音済みの音声、画像、データメディアの複製	28	350
飲料生産	36	334
自動車および自動車部品	19	199
陸上交通等 [鉄道会社]	139	12,929
その他	57	1,175
合計	2,840	110,500

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2017 für Begrenzung der EEG-Umlage 2018”をもとに作成

4.3 再生可能電力支援制度の施行状況

4.3.1 FIT/FIP 制度の施行状況

ドイツでは、2000年4月の再生可能エネルギー法の施行以来、順調に再生可能電力の導入拡大が進んでいる。以下では、制度が施行された2000年4月以降の再生可能エネルギー法に基づくFIT/FIP制度の施行状況を取りまとめる。

(1) 再生可能エネルギー発電設備の設備容量

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表4-33のとおり。下記のエネルギー源のうち、大規模水力発電設備や廃棄物焼却発電のバイオマス分は、再生可能エネルギーとしてはカウントされるが、再生可能エネルギー法に基づく支援制度の対象とはなっていない。

表 4-33 ドイツ：再生可能エネルギー発電設備の設備容量推移

単位：MW							
エネルギー源	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年
水力	4,831	4,831	4,937	4,953	5,186	5,210	5,193
陸上風力	6,097	8,738	11,976	14,381	16,419	18,248	20,474
洋上風力	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス(廃棄物含む)	703	827	1,030	1,428	1,687	2,939	3,647
太陽光	114	176	296	435	1,105	2,056	2,899
地熱	0	0	0	0	0	0.2	0.2
合計	11,745	14,572	18,239	21,197	24,397	28,543	32,213
エネルギー源	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
水力	5,137	5,164	5,340	5,407	5,625	5,607	5,590
陸上風力	22,116	22,794	25,697	26,823	28,524	30,711	32,969
洋上風力	0	0	35	80	188	268	508
バイオマス(廃棄物含む)	4,006	4,371	5,593	6,222	7,162	7,467	7,966
太陽光	4,170	6,120	10,566	18,006	25,916	34,077	36,710
地熱	3	3	8	8	8	19	30
合計	35,432	38,452	47,239	56,546	67,423	78,149	83,773
エネルギー源	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	
水力	5,580	5,589	5,629	5,627	5,585	5,595	
陸上風力	37,620	41,297	45,283	50,174	52,447	53,333	
洋上風力	994	3,283	4,152	5,406	6,396	7,507	
バイオマス(廃棄物含む)	8,204	8,429	8,659	8,982	9,648	9,983	
太陽光	37,900	39,224	40,679	42,293	45,181	49,016	
地熱	33	34	38	38	42	48	
合計	90,331	97,856	104,440	112,520	119,299	125,482	

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung”
(2004年までは2019年10月公表版、2005年データ以降は2020年10月公表版) をもとに作成

再生可能エネルギー法に基づく FIT/FIP 制度の対象設備の推移は、下表のとおり。風力発電や太陽光発電の設備容量が、再生可能エネルギー法が施行した 2000 年以降、急増している。

表 4-34 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく発電設備の設備容量推移

単位：MW

エネルギー源	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
水力	1,027	1,049	1,103	1,156	1,211	1,260	1,270	1,316	1,372
陸上風力	11,581	14,381	16,419	18,248	20,474	22,116	22,794	25,697	26,823
洋上風力	0	0	0	0	0	0	0	35	80
バイオマス	634	903	1,292	1,850	2,639	3,290	3,836	4,293	4,711
ガス(埋立、下水、鉱山)	406	502	589	613	632	647	638	625	609
太陽光	296	435	1,105	2,056	2,899	4,170	6,120	10,566	18,006
地熱	0	0	0	0.2	0.2	3	3	8	8
合計	13,944	20,508	23,923	27,855	31,486	34,661	42,540	51,609	20,508

エネルギー源	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
水力	1,389	1,417	1,529	1,541	1,576	1,580	1,572	1,599	1,610
陸上風力	28,524	30,711	32,969	37,620	41,297	45,283	50,174	52,328	53,193
洋上風力	188	268	508	994	3,283	4,152	5,406	6,393	7,528
バイオマス	5,577	5,905	6,582	6,799	7,034	7,259	7,566	7,993	8,326
ガス(埋立、下水、鉱山)	559	552	511	515	501	497	461	420	422
太陽光	25,916	34,077	36,710	37,900	39,224	40,679	42,293	45,207	49,096
地熱	8	19	30	33	34	38	38	42	47
合計	62,161	72,949	78,839	85,402	92,949	99,487	107,508	113,982	120,222

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “EEG in Zahlen 2019”⁵³をもとに作成

(2) 再生可能エネルギー法に基づく支援対象電力量

電力消費量に占める再生可能エネルギー法の支援対象となる適格電力量は、制度施行の 2000 年時点では 10,391GWh(電力供給量の 3.01%相当)であったが、2019 年には 211,879GWh まで拡大している。ドイツの 4 送電系統運用者による予測では、2021 年に支援対象電力量は 228,273GWh まで拡大するとしている。

エネルギー源別の傾向を見ると、2000 年時点では風力発電電力量が全体の約 55%を占めていたが、バイオマスや太陽光発電も順調に増加している。2000 年には 8.5 ユーロセントだった平均支援価格が、バイオマス・太陽光発電などの支援価格の高いエネルギー源の導入促進により逡増する傾向にあった。再生可能エネルギー法に基づく支援対象となる適格電力量のこれまでの推移は、表 4-35 のとおり。

⁵³ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergie/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (2021 年 3 月 1 日取得)

表 4-35 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく適格電力発電量

エネルギー源	2000年 ^{注1}	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年
水力 ^{注2}	4,114	6,088	6,579	5,908	4,616	4,953	4,924
バイオマス	586	1,472	2,442	3,484	5,241	7,367	10,902
地熱	0	0	0	0	0.2	0.2	0.4
陸上風力	5,662	10,509	15,786	18,713	25,509	27,229	30,710
太陽光	29	76	162	313	557	1,282	2,220
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	n/a	n/a	n/a	n/a	2,589	3,136	2,789
適格買取電力量(GWh)	10,391	18,145	24,970	28,417	38,511	43,967	51,545
電力買取額合計(百万€)	883	1,577	2,226	2,604	3,612	4,498	5,810
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	8.50	8.69	8.91	9.16	9.29	10.00	10.86

エネルギー源	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
水力 ^注	5,547	4,982	4,877	5,665	4,843	5,417	6,265
バイオマス	15,924	18,947	22,798	25,155	27,977	34,320	36,258
地熱	0.4	18	19	28	19	25	80
陸上風力	39,713	40,574	38,542	37,619	48,315	49,949	50,803
洋上風力	0	0	38	174	568	722	905
太陽光	3,075	4,420	6,578	11,683	19,340	25,394	28,785
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	2,751	2,208	2,020	1,963	1,815	1,769	1,776
適格買取電力量(GWh)	67,010	71,148	74,871	82,285	102,877	117,596	124,872
電力買取額合計(百万€)	7,879	9,016	10,780	13,182	16,763	19,118	19,641
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	11.36	12.25	13.95	15.53	15.87	n/a	n/a

エネルギー源	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
水力 ^注	5,646	5,347	5,949	5,777	4,857	5,548
バイオマス	38,313	40,628	41,016	41,056	40,480	40,152
地熱	98	133	175	163	165	187
陸上風力	55,908	70,922	66,324	86,293	88,710	99,166
洋上風力	1,449	8,162	12,092	17,414	19,179	24,379
太陽光	33,002	35,212	34,490	35,428	40,807	41,383
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	1,646	1,438	1,434	1,319	1,170	1,063
適格買取電力量(GWh)	136,062	161,842	161,479	187,448	195,368	211,879
電力買取額合計(百万€)	21,394	24,248	24,346	26,033	25,706	27,633
平均買取単価(ユーロセント/kWh)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

*2012年以降、直接販売・市場プレミアムオプションを選択している設備については、電力買取総額合計にプレミアム分のみを含む

注1) 2000年の値は買取対象となる4月～12月間の合計、

注2) 2003年までは埋立ガス、下水ガス、鉱山ガスからの買取電力量を含む

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁, “EEG in Zahlen 2019” をもとに作成

(3) 再生可能エネルギー法に基づく国民負担の動向

再生可能エネルギー法に基づく再エネ支援に係る費用は、最終的に需要家によって負担されている。FIT 対象電源は FIT 制度に伴う買取費用から、電力価値分を除いた「差額費用」の推移は表 4-36 のとおり。当初は、陸上風力発電の費用が 80%程度を占めていたが、買取価格が相対的に高いバイオマス、太陽光からの買取電力量の増加に伴い、差額費用も増加していった。

表 4-36 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく買取総額（電力価値分を除く）の推移

単位：100 万ユーロ

エネルギー源	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
水力 ^注	213	295	329	253	195
バイオマス	75	105	177	224	347
地熱	0	0	0	0	0
陸上風力	397	703	1,080	1,144	1,520
太陽光	14	37	78	144	266
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	n/a	n/a	n/a	n/a	102
総額	667	1,139	1,664	1,765	2,430

エネルギー源	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
水力	193	168	121	81	25
バイオマス	540	896	1,307	1,565	1,991
地熱	0	0	0	2	2
陸上風力	1,518	1,529	1,428	1,186	608
洋上風力	0	0	0	0	3
太陽光	636	1,090	1,436	1,960	2,676
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	111	84	46	25	-4
総額	2,997	3,765	4,338	4,818	5,302

エネルギー源	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
水力	192	263	223	304	301
バイオマス	3,000	3,522	4,576	5,183	5,674
地熱	4	3	4	16	20
陸上風力	1,647	2,145	2,948	3,179	3,668
洋上風力	19	57	92	122	208
太陽光	4,465	6,638	7,948	8,293	9,165
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	55	95	53	58	54
その他コスト	145	55	212	268	206
総額	9,527	12,777	16,055	17,423	19,295

エネルギー源	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
水力	294	352	290	232	287
バイオマス	6,094	6,292	5,973	5,769	6,066
地熱	25	37	33	32	38
陸上風力	4,645	4,315	5,164	4,536	5,640
洋上風力	1,262	1,947	2,770	2,850	3,731
太陽光	9,556	9,282	9,060	9,773	9,916
埋立ガス、下水ガス、鉱山ガス	46	51	37	26	31
その他コスト	-10	-66	-131	-117	-173
総額	21,912	22,211	23,196	23,101	25,535

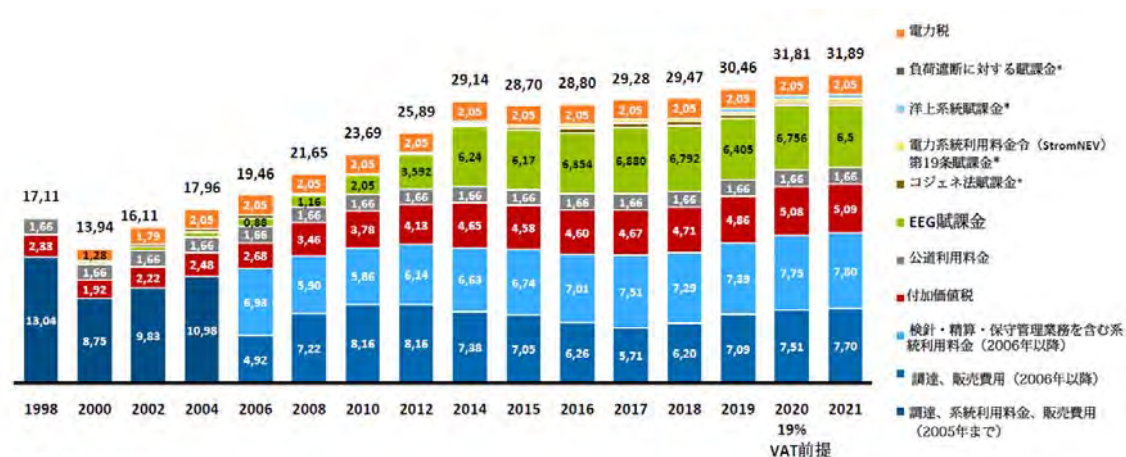
注) 2003 年までは埋立ガス、下水ガス、鉱山ガスからの買取電力量分を含む

出所) 連邦経済・エネルギー省, “EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2021 (Stand: 15. Oktober 2020)” Tab.4 をもとに作成

ドイツでは、電力自由化の開始時期（1999年）に料金水準が低下したが、2000年を境に増加傾向にある。

ドイツの標準家庭電力需要家（年間需要 3,500kWh）は、再生可能エネルギー法の買取費用のために2020年に1ヶ月あたりの電気料金のうち19.7ユーロ、年間で236ユーロを支払っている計算となる。

1998年以降の家庭電気料金の費用内訳の推移は、図 4-16 のとおりである。



Quelle: BDEW; Stand: 01/2021

*洋上系統賦課金の2015年、2017年は、事後精算の結果として余剰金（マイナス）勘定

費用項目 (ct/kWh)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 19%	2021
調達、系統利用料金、販売費用	13.04	11.73	8.75	8.71	9.83	10.38	10.98	11.35																
調達、販売費用									4.92	6.08	7.22	8.52	8.16	8.01	8.16	7.91	7.30	7.05	6.26	5.71	6.20	7.09	7.51	7.70
検針・精算・保守管理業務を含む系統利用料金（会計処理）									6.93	6.24	5.90	5.73	5.89	5.92	6.14	6.64	6.63	6.74	7.01	7.51	7.29	7.39	7.75	7.80
付加価値税	2.33	2.28	1.92	1.97	2.22	2.37	2.48	2.57	2.66	3.30	3.48	3.71	3.78	4.03	4.13	4.60	4.85	4.58	4.80	4.87	4.71	4.86	5.08	5.09
公道利用料金	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66
EEG賦課金	0.08	0.09	0.20	0.25	0.35	0.42	0.51	0.69	0.86	1.02	1.16	1.31	2.05	3.530	3.592	5.277	6.240	6.170	6.354	6.800	6.792	6.405	6.756	6.500
コジェネ法賦課金			0.13	0.20	0.26	0.31	0.29	0.34	0.34	0.29	0.20	0.23	0.13	0.03	0.002	0.126	0.178	0.254	0.440	0.438	0.345	0.280	0.226	0.254
電力系統料金令 第19条賦課金															0.151	0.329	0.092	0.237	0.378	0.388	0.370	0.305	0.358	0.432
洋上系統賦課金*																0.240	0.250	-0.051	0.040	-0.028	0.037	0.416	0.416	0.385
負荷遮断に他紙する賦課金																	0.009	0.006		0.006	0.011	0.005	0.007	0.009
電力税		0.77	1.28	1.53	1.79	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05
合計	17.11	16.53	13.94	14.32	16.11	17.19	17.96	18.66	19.46	20.64	21.65	23.21	23.69	25.23	25.89	28.84	29.14	28.70	28.80	29.28	29.47	30.46	31.81	31.89

図 4-16 ドイツ：標準家庭需要家（年間需要 3,500kWh）の電力料金の推移

出所) エネルギー・水管理事業者協会（BDEW）、“BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021, Haushalte und Industrie”（2021年）⁵⁴をもとに作成

2020年10月15日、ドイツの4送電系統運用者は、再生可能エネルギー法に基づく支援制度の2021年賦課金額を公表した⁵⁵。2021年の賦課金は6.5ユーロセント/kWhとなり、2020年の6.7565ユーロセント/kWhから、0.256ユーロセント/kWhの減額となった。

⁵⁴ エネルギー・水管理事業者協会（BDEW）ウェブサイト（2021年3月1日取得）、

https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjahrlich_Ba_online_28012021.pdf

⁵⁵ 4送電系統運用者公表用サイト、<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage>（2020年3月1日取得）

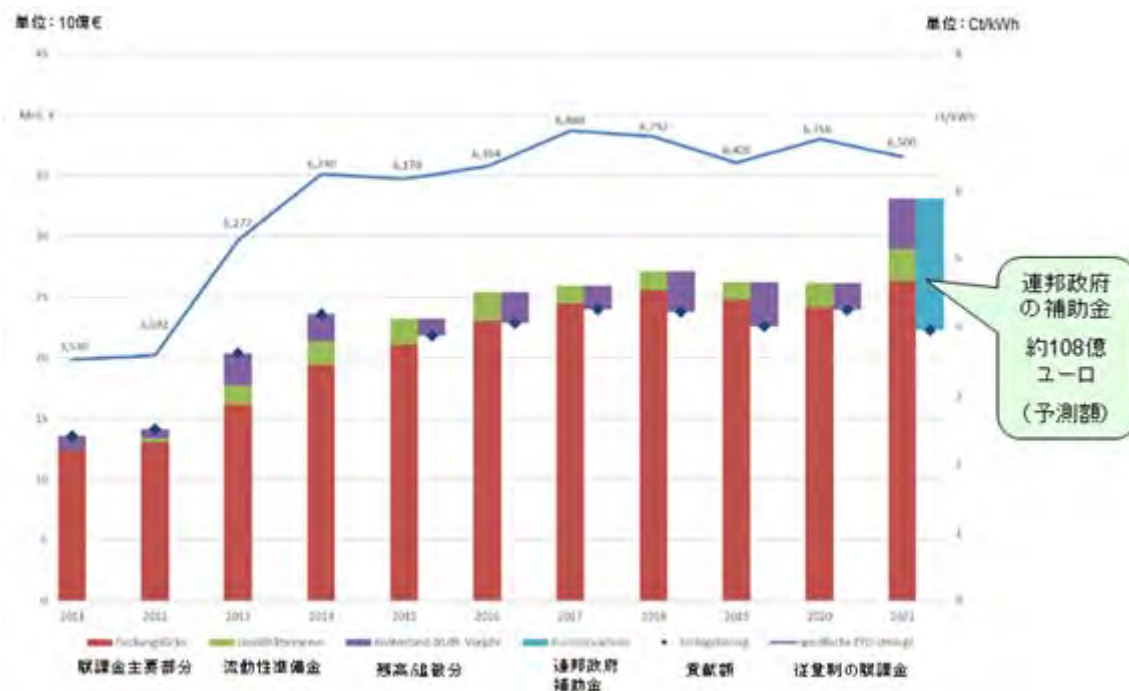


図 4-17 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移（～2021年）

出所）ドイツ4送電系統運用者公表用サイト（www.netztransparenz.de/），“Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEG”をもとに作成

2020年のコロナ禍における電力消費量と卸電力料金の低迷を受けて、2021年に電力需要家から必要な費用回収を行うには、9.651ユーロセント/kWhの賦課金が必要とされた。しかし、連邦政府は、コロナ禍の追加経済対策として、EEG賦課金を2021年に6.5ユーロセント/kWh、2022年に6.0ユーロセント/kWhに抑えることを決定した。この結果、2021年のEEG賦課金は、政府の補助金（約108億ユーロと試算）を投入することにより、6.5ユーロセント/kWhに抑えられることとなった。

前年度からのこうした補助金分を除いた増減の要因として、支援対象とする再生可能エネルギー発電量の増加が予測に加えて、前提とする卸電力取引価格が2020年賦課金算定時の49.34ユーロ/MWhから40.74ユーロ/MWhに下がることにより、賦課金総額の押し上げ効果があったことが挙げられる。こうした回避可能原価の上昇に伴い、賦課金の主要部分（当該年の費用に相当）は、2020年の6.825ユーロセント/kWhから7.688ユーロセント/kWhに増額した。さらに増額の要因となったのが、「流動性準備金」等のその他経費である。ドイツでは、関連政令に基づき、送電系統運用者は、翌年度の再生可能エネルギー法に基づく賦課金額を算出する際に、予測される必要徴収額の10%を上限に「流動性準備金」として徴収可能となっている。この「流動性準備金」の範囲内で発生した超過費用は、借入なしに対応できるようにするための措置である。予測される必要徴収額と誤差が生じる要因としては、以下のような要因が想定されている。

- 再生可能エネルギー発電設備の新規設置容量
- 当該年の自然条件（日射量の多い夏、風の強い冬など）
- 卸電力取引市場の前日市場価格（回避可能原価）の低下

2020年には、この流動性準備金は上限となる10%ではなく8%の値が採用されていた。しかし、2021年の流動性準備金は10%の値が採用され、賦課金を押し上げる結果となった。

加えて、2020年9月30日時点で、2020年賦課金算定時の予測より卸電力価格が下がった結果として支援額が増額し、再生可能エネルギー法の賦課金に関する口座残高が40.8億ユーロの赤字となり、赤字額の追徴分として1.19ユーロセントの徴収も必要となっている。

2021年賦課金額の構成および算出結果の詳細は、図4-18のとおり。

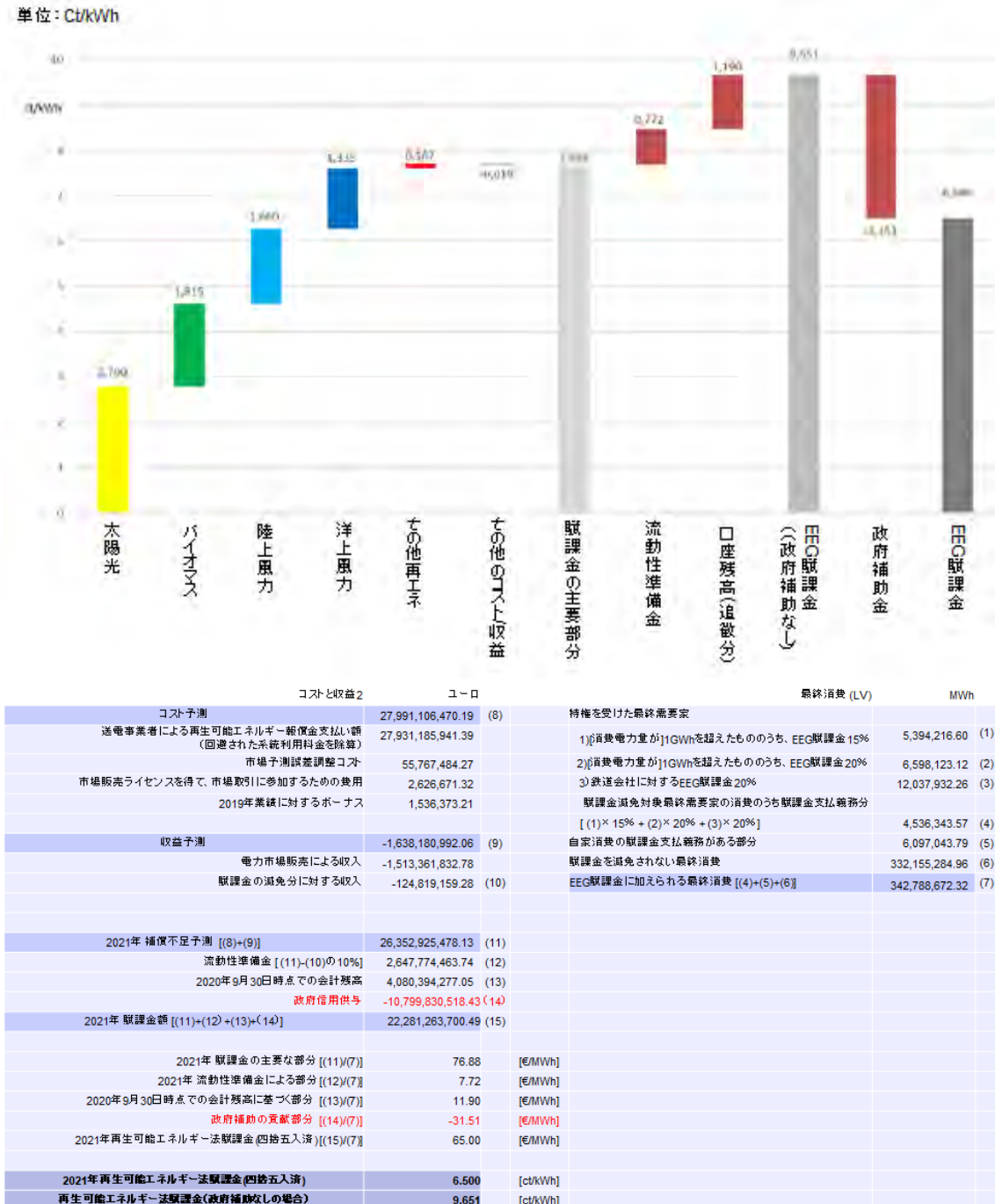


図 4-18 ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく2021年賦課金単価の構成、算出結果

出所) ドイツ4送電系統運用者公表用サイト (www.netztransparenz.de/) , “Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEG” をもとに作成

4.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ

4.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

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

図4-19に示されるように、1991年の電力供給法の施行以来、ドイツでは再生可能エネルギーの中でも、特に陸上風力発電の導入が急速に進み、2019年12月末時点で、累積設備容量は53,333MWとなっている。また、2004年8月の再生可能エネルギー改正法以降、太陽光発電の導入量も急増しており、2019年12月末時点で累積49,016MWとなっている⁵⁶。

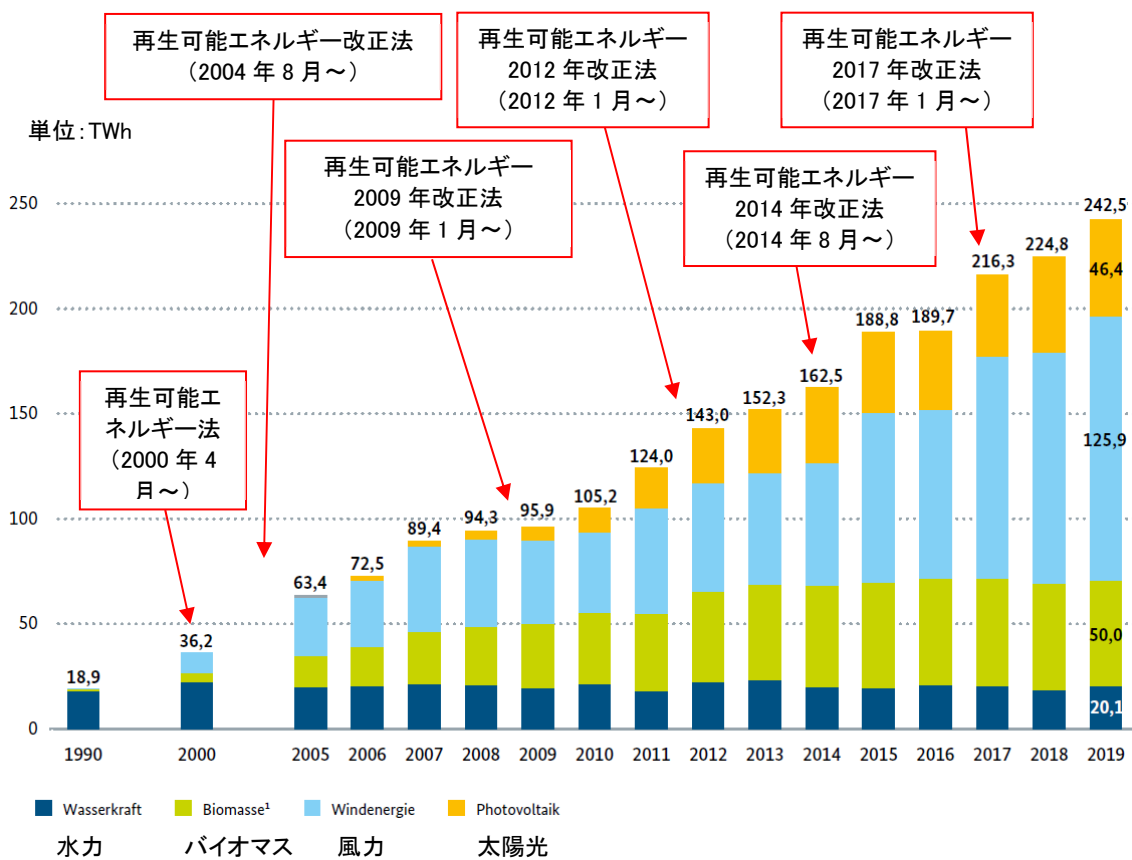


図 4-19 ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷

出所) 連邦経済・エネルギー省, “Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019” (2020年10月公表版) をもとに作成

⁵⁶ 連邦経済・エネルギー省, “Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019” (2020年10月公表版) Abbildung 10

上記のとおり、ドイツでは1991年に施行された電力供給法によって、陸上風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電の導入拡大が進められた。しかしながら、この電力供給法に基づく制度の下では、風況に恵まれ、風力発電の導入が進んだ北部の電力会社に、風力による発電電力の買取義務の負担が集中したため、全電力会社間で公平に負担を平準化する仕組みが必要となった。このため2000年4月、負担平準化スキームを盛り込んだ再生可能エネルギー法が新たに施行された。その後2004年8月に、ある程度開発が進んだ風力について、支援価格を引き下げるなど、再生可能エネルギー法は一部見直された。

この2004年の再生可能エネルギー改正法では、再生可能エネルギー政策を所管するドイツ連邦環境省が、他の関係省庁とも協力のうえ、2007年12月末までに法律の進捗報告書を作成し、議会に提出することを規定していた。この規定に基づいて提出された進捗報告書をもとに、法改正の検討が行われ、2009年1月より改正法が施行されている。

その後は、法律の進捗報告書の議会への提出・法改正のサイクルが短くなった。2011年、2014年に議会に提出された進捗報告書に基づいて法改正に向けた議論が行われ、それぞれ2012年1月、2014年8月、2017年1月、2021年1月に抜本的な改正法が施行されている。

以下では、2014年までのドイツにおけるこれら法制度のこれまでの改正経緯について、制度改正と支援価格改定に分けて整理した。

表 4-37 ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴①

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	EEG 賦課金額
1991年1月	電力供給法 (StrEG) 施行	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社に対し、供給区域内の再生可能エネルギー源による発電電力を、需要家への売電価格の一定比率で買取義務付け 買取にかかる費用に関しては、政府からの補助金は与えられず、全額電力会社で負担して需要家に転嫁 		3.1% (1991年)	n/a
1998年4月	電力供給法の一部改正	<ul style="list-style-type: none"> 市営電力供給公社に対し、販売量の5%までは、自己負担での再生可能電力の買取を義務付け 5%を超過する分の買取コストは地域電力供給会社が負担。地域電力供給会社は、販売量の5%を超える分については買取義務なし 買取義務を課される電力の生産地に電力供給事業者が存在しない場合には、その場所から最も近い場所にある配電事業者が買取義務 	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電が集中的に立地して買取電力量が急増したドイツ北部の電力会社の負担が大きく、強い反発を招き、一部の電力会社からも営業の自由を侵害するとして訴訟が起きていたため 電力自由化に伴う送配電分離に対応するため 	4.5% (1998年)	n/a
2000年4月	再生可能エネルギー法施行 (EEG)	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社 (系統運用者) に対して、再生可能エネルギー発電設備の系統接続、及びエネルギー源別の固定価格での買取を義務付け 各電力会社の買取量5%上限を廃止 すべての電力会社 (系統運用者) 間で、買取に伴う費用負担を平準化する仕組みを導入 買取対象とする太陽光を累積容量350MWに達した翌年末までに限定 	<ul style="list-style-type: none"> 電力自由化に伴い、電力料金が低下した結果、売電価格の「一定比率」での買取では再生可能発電事業者の採算が悪化 風力が集中立地した北部において、1998年の改正によって設定された5%上限に到達しつつある (5%上限以降の導入がストップ) 再生可能電力の買取負担が北部の電力会社に集中しており、この負担をすべての電力会社間で公平に分担する必要が生じる 	6.2% (2000年)	0.19 €/kWh (2000年)
2004年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2004)	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー源別の買取価格の変更、買取対象とする太陽光の設備容量上限 (1,000MW) の撤廃 (2003年12月に先行改正) 電力多消費企業に対して暫定的に認められていた、再生可能エネルギー法に基づく費用負担軽減措置の恒久化と対象企業範囲の拡大 但し、軽減措置のない事業者の負担が、軽減措置の結果として一定のしきい値以上増加した場合には、軽減措置を制限する形で調整 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光設置費の低利融資制度 (10万ルーフプログラム) の終了 法律で定められた太陽光による電力買取義務対象枠 (当初は総発電容量350MW、2002年7月改正で1,000MWに引き上げ) への到達 低稼働率の風力発電設備への支援見直し 再生可能エネルギー法による大口電力需要家 (電力多消費企業) の負担増について、連邦経済・技術省が軽減措置制度の拡充を提言 	9.3% (2004年)	0.54 €/kWh (2004年)
2006年11月	再生可能エネルギー法改定	<ul style="list-style-type: none"> 上記の軽減措置を制限する調整規定を撤廃 	<ul style="list-style-type: none"> 費用負担軽減措置の調整の結果として、2005年には、大規模需要家の軽減後の賦課金額が0.05 €/kWhから0.11 €/kWhに増額されたため 	11.6% (2006年)	0.88 €/kWh (2006年)
2009年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2009)	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー法の「法律の目標」を、「2020年までに電力供給における再生可能電力の比率を少なくとも30%、その後も継続的にその比率を増加させること」として目標量を引き上げ 買取価格の全般的な見直し (太陽光は全体的に買取価格を減額、小規模水力、風力、地熱、バイオマス等は買取価格を引き上げ) 設備容量30kW以下の太陽光発電設備については、自家消費分も計測を条件に支援の対象に追加 	<ul style="list-style-type: none"> 2007年11月に、再生可能エネルギー法の進捗報告書「Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007」を内閣が承認 進捗報告書では、エネルギー源別の発電コストの状況と再生可能エネルギー法に基づく支援レベルの分析を行い、太陽光の買取価格の年ごとの低減率の拡大や小規模水力の買取価格の引き上げ等を提言 再生可能エネルギー法賦課金の算定方法は透明性があり、かつ拘束力をもつものとし、エネルギー需要家が再生可能エネルギー法上の電力供給の実費用のみを負担するようなシステムへの転換の必要性 	16.3% (2009年)	1.32 €/kWh (2009年)
2010年7月	再生可能エネルギー法改定	<ul style="list-style-type: none"> 2010年7月以降に稼働する太陽光発電設備の買取価格について、緊急の価格引き下げを実施 自家消費分を支援対象とする太陽光発電設備のしきい値を500kW以下に拡大 	<ul style="list-style-type: none"> 新規太陽光発電設備容量の急増 (2009年: 3,802MW、2010年上半期: 3,853MW) を受けて、賦課金への影響等を鑑みて、連邦環境相の提案により緊急対策を実施 2010年8月に改正法を公布し、2010年7月に遡及して施行 	17.0% (2010年)	2.05 €/kWh (2010年)
2012年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2012)	<ul style="list-style-type: none"> 法律の目標として、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を以下の水準に引き上げることを規定 <ul style="list-style-type: none"> 遅くとも2020年までに35%以上 遅くとも2030年までに50%以上 遅くとも2040年までに65%以上 遅くとも2050年までに80%以上 全般的な支援価格の見直し (洋上風力の支援価格の引き上げ等) 100kW以下の太陽光にも遠隔操作による供給管理能力を義務化 再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションを導入 大規模需要家を対象とした賦課金軽減措置の対象企業要件を拡大した上で、軽減される賦課金額の決定方法をスライド式に変更 	<ul style="list-style-type: none"> 2011年6月に連邦議会に提出された再生可能エネルギー法の進捗報告書では、主に以下の点を考慮した法改正を提言 <ul style="list-style-type: none"> EU指令に基づく再生可能エネルギー計画の目標を鑑みて、進展が進んでいない洋上風力等の支援の強化の必要性 EEG賦課金額の増加を受けて、より制度の費用対効果を向上させる必要性 (太陽光や小規模バイオマス等の支援価格単価の高い再生可能エネルギー源の過剰な促進を防止) 2010年に負担軽減措置対象外の需要家の賦課金が、軽減措置の影響を受けて20%増加したことを踏まえて、軽減措置を客観的に必要な範囲に限定する必要性 再生可能エネルギー発電量の増加を踏まえて、これら電力と従来型電源との市場統合を促す必要性 支援価格体系の簡素化及び透明性の確保 	23.7% (2012年)	3.59 €/kWh (2012年)

1998年に連立政権入りした緑の党が連邦環境相のポストを握り、再エネ施策を強化

法律本文に買取価格を明示して投資の安定性を確保

進捗報告書の提出、改正法成立以降に、卸電力市場でのネガティブ価格や太陽光導入量急増等の課題が顕在化

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、<https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/ee-g2000> (2021年3月1日取得) をもとに作成

表 4-38 ドイツ：FIT/FIP 制度にかかる法令の主な改正履歴②

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	EEG 賦課金額
2012年4月	再生可能エネルギー法改正法施行	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年4月1日以降の新規太陽光発電設備に適用する支援価格を20～29%引き下げ。設備容量10MW以上の太陽光は支援対象から除外 ● 支援対象の屋根設置設備に対する新たな出力区分として10～40kWの区分を導入し、買取価格を18.5 ¢/kWhに設定 ● 2012年4月1日以降に系統連系する10～1,000kWの設備は、支援対象電力量を年間発電量の90%に制限する。但し、2014年1月1日以降に支援電力量の制限を開始 ● 支援対象とする太陽光発電設備の累積導入目標値を52GWとし、目標達成以降の新規設備は支援対象外となる。一方で、系統への優先接続・アクセスは、その後の新規設備にも保証される ● 2012年4～10月の期間は、毎月1%の低減率が適用されて支援価格が決定する。2012年11月以降は、直近1年間の新規設置容量に応じて、-0.5%から2.8%の低減率が適用される 	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電の新規導入設備容量が、2010年、2011年と連続して7,000MWを超過したのを受けて、2012年1月施行のEEG2012に追加する形で、制度改正を決定 ● 太陽光発電設備の新規導入を環境面と経済面で最適な量である年間2,500MWから3,500MWの範囲にし、再生可能エネルギーの市場統合を促進することを目指すことを目的とした ● 特に、2011年12月の単月で約2,980MWの新規太陽光発電設備が導入される駆け込み需要が発生したことへの対応が急務であり、半期ごとの支援価格改定時期直前に発生する新規設備の「駆け込み需要」への対策も考慮 	23.7% (2012年)	3.59 ¢/kWh (2012年)
2014年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2014)	<p>【目標の設定方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 一定の期限における再生可能エネルギー導入目標を、上限を含めた幅をもって設定 <ul style="list-style-type: none"> - 2025年までに40～45% - 2035年までに55～60% <p>【支援価格の設定水準】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2015年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する支援価格について、全体的に支援価格を引き下げるとともに、相対的にコストの低い陸上風力、太陽光に集中させる ● 2015年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する平均買取価格を12 ¢/kWhまで引き下げ (2014年対象設備の平均買取価格は17 ¢/kWh) <p>【支援価格の調整方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電の支援価格調整の仕組みは現行方式を維持 ● 陸上風力、バイオマスについても、2016年以降、直近1年間の新規導入設備容量に応じて、支援価格の低減率を調整の上、四半期ごとに買取価格を調整 ● 現行の太陽光に加えて、他再生可能エネルギー源による新規発電設備も、連邦ネットワーク庁に設置する登録簿に登録手続きが必要 <p>【直接販売による売電】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化される。施行時期及び対象設備要件は以下のとおり <ul style="list-style-type: none"> - 2014年8月1日以降 設備容量500kW以上の新規発電設備 - 2016年1月1日以降 設備容量100kW以上の新規発電設備 ● こ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を廃止 <p>【入札制度の導入】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 遅くとも2017年以降については、競争入札による支援価格決定メカニズムに移行 ● 新たな制度へ移行するためのパイロット計画として、地上設置型太陽光向けの入札方式を試行導入し、毎年400MW規模の新規設備を募集 ● この方式の試行導入に伴い、地上設置型太陽光発電設備は、すべて入札制度に移行 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年10月15日にドイツ国内の4送電系統運用者から公表された2013年のEEG賦課金額が、2012年の3.59 ¢/kWhから5.28 ¢/kWhと47%増加したのを受けて、将来的なEEG賦課金額をこれ以上増加させないための制度改正に前倒しで着手 ● EEGに関連する電力料金の上昇にブレーキをかけ、新たな電力市場設計とリンクした法改正を通じて、支払可能で信頼のおける、見通し可能なエネルギー革命を長期的に確保することを目指した ● 特に、近年のEEG賦課金額の上昇に起因して生じた事態、例えば大規模需要家の負担減免額の増加に伴い、その他需要家の追加負担額の増加したこと(1.35 ¢/kWh)、EEG賦課金を免除される自家発自家消費設備の急増による系統電力供給量の減少したこと等、さらに需要家のEEG賦課額を増加させる要因への対応の必要性 	27.4% (2014年)	6.24 ¢/kWh (2014年)

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、<https://www.clearingstelle-ecg-kwkg.de/ecg2000> (2021年3月1日取得) をもとに作成

表 4-39 ドイツ：FIT/FIP 制度の支援価格改定の経緯（2014 年改正法まで）

年月	法律改正	支援価格改定の主な方向性	買取価格の区分	支援価格決定の手法	再生可能電力比率
1991 年 1 月	電力供給法 (StrEG) 施行		● エネルギー源別区分のみ	● 需要家への売電価格を基準としてエネルギー源別に定めた一定比率を乗じた価格で買取	3.1% (1991 年)
2000 年 4 月	再生可能エネルギー法施行 (EEG)	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 小売価格の 90%→50.62 ¢ /kWh	● エネルギー源別に出力区分を追加 ✓ 風力、太陽光(出力区分なし) ✓ 水力、埋立ガス、下水ガス、地熱(2 区分) ✓ バイオマス(3 区分)	● 法令にて買取価格を明示するとともに、エネルギー源別に翌年度に運開する設備に適用する買取価格の低減率(例：太陽光-5%)を明記	6.2% (2000 年)
2004 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2004)	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 30kW 以下:43.4 ¢ → 57.4 ¢ /kWh ● 地熱：買取価格を引き上げ ✓ 5MW 以下:8.95 ¢ → 15 ¢ /kWh	● 出力や技術種類に応じて価格区分を細分化 ✓ 水力(既存設備の発電増量分を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力により2→4 区分に細分化) ✓ 風力(洋上風力と陸上風力を差異化) ✓ バイオマス(150kW 以下の出力区分を新設、コージェネ・革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 太陽光(出力、設置形態により細分化)		9.3% (2004 年)
2009 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2009)	● 太陽光：次年度以降の新規設備に適用する買取価格の低減率を拡大 ● 陸上風力、洋上風力、地熱、バイオマス(小規模設備、CHP、エネルギー作物起源)：買取価格を全体的に引き上げ	● 出力や技術種類に応じて価格区分をさらに細分化 ✓ 水力(出力区分を細分化、近代化設備を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力区分を2つに統合、コージェネボーナス導入) ✓ 風力(陸上風力にリパワリングボーナス導入) ✓ バイオマス(エネルギー作物ボーナスの細分化、ガス化ボーナス導入) ✓ 太陽光(自家消費分を対象とした区分追加、壁面設置区分を廃止)	● 太陽光について、直近1年間の新規導入量に応じて、翌年度の買取価格に適用する低減率を調整する仕組みを導入	16.3% (2009 年)
2010 年 7 月	再生可能エネルギー法改正	● 2010 年 7 月以降に設置される新規太陽光発電設備について13%、2010 年 10 月以降設置設備はさらに3%、買取価格を引き下げ	● 太陽光の自家消費分に適用する買取区分について、30kW 未満から 500kW 未満を対象を拡大		17.0% (2010 年)
2012 年 1 月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2012)	● 洋上風力：通常よりも高い支援価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入 ● 地熱：これまでの技術ボーナスを廃止する一方で、支援価格を大幅増額 ● バイオマス：支援価格を平均 10~15%引き下げ ● 陸上風力：次年度以降の新規設備に適用する支援価格の低減率を拡大 ● 水力：次年度以降の新規設備に適用する支援価格の低減率の廃止	● 制度の簡素化を目指して支援価格区分を統合 ✓ 洋上風力(通常よりも高い支援価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入) ✓ バイオマス(新設の廃木材の焼却発電や液化バイオマス発電を支援対象から除外、革新的技術利用区分・コージェネボーナスの廃止) ✓ 水力(新規設備と発電量増量設備の区分の一本化)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて半年ごとに支援価格を調整する仕組みを法制化	23.7% (2012 年)
2012 年 4 月	再生可能エネルギー法改正法施行	● 2012 年 4 月 1 日以降の新規太陽光発電設備に適用する支援価格を 20~29%引き下げ	● 太陽光(10MW 超の設備を対象から除外、屋根設置設備に対する新たな出力区分として 10~40kW の区分を導入)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて毎月支援価格を調整する仕組みに変更	
2014 年 8 月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2014)	● 洋上風力、地熱を除いて、全般的に支援価格を引き下げ	● バイオマス(対象を廃棄物・残渣発電に限定することを意図してガス化ボーナス等を廃止)	● 陸上風力、バイオマスについて、2016 年以降、直近の新規導入量に応じて四半期ごとに支援価格を調整する仕組みに変更	27.4% (2014 年)

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、<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2000> (2021 年 3 月 1 日取得) をもとに作成

4.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 入札制度の概要（2017年改正法）

再生可能エネルギー法 2014年改正法では、第2条5項において、遅くとも2017年以降については、競争入札による買取価格（支援水準）の決定メカニズムに移行することが規定されていた。その後、入札制度への移行に向けて、再生可能エネルギー法改正法の策定に向けた作業が進められ、2017年1月に再生可能エネルギー法 2017年改正法（EEG2017）が施行された。

以下では、2017年改正法をもとに、入札制度の制度設計の概要をとりまとめる。

なお、2020年3月1日以前に落札されたプロジェクトの稼働期限は、コロナ禍の影響を考慮して6ヶ月延長されている。

1) 制度設計の基本指針

2017年改正法に基づく入札制度設計にあたり、以下の3つの指針があらかじめ示されている。以下の指針を満たすために、入札制度はできるだけ簡潔かつ透明性の高いものとする一方で、手続の公正性が保証され、実行率・費用効果性・アクター多様性という相反する利害を調整する必要から、非常に包括的な範囲で規定を設ける方針が示されている。

表 4-40 ドイツ：2017年改正法に基づく入札制度設計にあたっての基本指針

1. 再生可能エネルギー整備目標幅は、維持されるべきである。

再生可能エネルギー法で定めた目標幅（例：2025年までに再生可能電力比率を40～45%）を超過することも下回ることもないようにすべきである。目標を超過する可能性は、入札量を正しく規定することで排除できる。目標の未達は、入札システムでうまく実行されているプロジェクトができるだけ多く実現されることで、回避されることになる。このため、入札制度が成功する鍵は、高い実行率を成し遂げることである。

2. 全体として支援にかかるコストは可能な限り最小限に抑えられるべきである。

再生可能エネルギーで発電された電力に支払われる報奨金は、設備稼働が採算をとるために必要な額のみであるべきである。この目標を達成するためには、十分な競争状態が存在していなければならない。このため入札は、競争性が十分に高いものについてのみ行われる。

3. 入札によってすべてのアクターに対する公平な機会が可能になるべきである。

入札は、すべてのアクターに公正な機会を認めるものであるべきである。このことは、地域による違い（例えば北部ドイツと南ドイツ）についても、中小アクター、市民エネルギー協同組合、又は地域に組み込まれたプロジェクト開発者といったアクターグループによる違いについても言えることである。アクターの多様性は、維持されなければならない。

出所) 連邦経済・エネルギー省, “EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG” より作成

2) 入札対象とするエネルギー源

2017 年以降は、一定規模以上の陸上風力、洋上風力、大型太陽光、バイオマス発電設備が入札対象となり、1 年間に新設される再生可能エネルギー設備の発電量の約 80%が募集される予定となっている。但し、行政コスト削減やアクター多様性の維持への貢献に配慮して、設備容量 750kW 未満（バイオマス発電のみ 150kW 未満）の設備は入札対象から除外され、固定価格買取（もしくは直接売電・市場プレミアム）での支援を引き続き受ける。2014 年改正法で地上設置型太陽光は試行的な入札対象としていたが、2017 年改正法では 750kW 未満の設備は入札対象から除外された。なお、移行措置として、①2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備、②2016 年末までに無条件の系統連系許可が接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備も、入札対象から除外される。

3) 入札制度の詳細（エネルギー源共通の原則）

入札制度の制度設計は、エネルギー源別に特殊性を考慮して設計されるが、以下の点はエネルギー源に共通した原則として適用される。

表 4-41 ドイツ：2017 年改正法に基づく入札制度の基本設計（エネルギー源共通）

- 入札の執行機関は連邦ネットワーク庁（以下、BNetzA）。
- BNetzA は、陸上風力と太陽光については、それぞれ年間 3 回ないし 4 回の入札を行う。
- 各入札回では、封印入札方式で、一度限りの入札が行われる。
- 入札時に参加者は保証金を差し入れなければならない。
- 入札に掛けられるのは、スライド制の市場プレミアムで、いわゆる「基準価格（固定買取価格に相当）」が入札に掛けられる。この価格は、電力の市場での売電価格と市場プレミアムの合計である。
- 最も低い入札価格から、入札に掛けられた設備容量に届くまで落札権が付与されていく。助成額は、原則として、各入札価格に合わせられる（差別価格方式「pay-as-bid」）。
- 入札回ごとに上限価格が設定され、事前に公表される。
- BNetzA は、通常 8 週間前に入札を予告し、入札価格を迅速に審査し、落札権を与える。
- 落札権は、原則的にプロジェクトに対して与えられる。陸上風力に関しては、落札権は他のプロジェクトに譲渡できない。太陽光に関しては、一定の条件を満たせば譲渡が可能であるものの、この譲渡によって価格が下がる。稼働開始時に、プロジェクトが入札時に申請された立地で建設されていること、又は譲渡に関する要件が維持されていることが証明されなければならない。
- プロジェクトは、落札権付与後一定期間内に実行されなければならない。できるだけ高いプロジェクト実行率を達成するために、実行されなかった場合には違約金を支払わなければならない。

出所) 連邦経済・エネルギー省，“EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG”より作成

4) 入札制度の詳細及び施行状況（太陽光）

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

2017年改正法に基づき、設備容量750kW以上の新規太陽光発電設備は、屋根設置型、地上設置型を含めて入札制度の対象となった（2014年改正法で入札対象であった750kW未満の地上設置型太陽光は入札対象から除外）。但し、1設備あたり10MWの設備容量上限が設定されている。

入札実施時期及び募集容量は、2017年改正法第28条（2）において、毎年2月1日、6月1日、10月1日を募集締切として、200MWずつ計600MWの入札を行うことが規定されている。

但し、2018年6月及び10月の募集容量は、第28条（2a）に基づき、別途実施しているデンマークとの共同入札、技術中立的な入札における地上設置型太陽光発電の落札容量に基づき調整されることが規定されており、募集容量が182.479MWに変更されている。

イ) 入札参加要件

入札には、自然人、合名会社、合資会社や法人のいずれも参加可能となっている。

再生可能エネルギー法では、支援対象とする地上設置型太陽光発電に関する立地要件を定めている（表4-42）。入札者は、表4-41の立地条件を満たした上で、少なくとも当該地上設置型設備の建設にかかる開発計画の策定を地方自治体が決議済みの具体的なプロジェクトで応札することが求められる。

表 4-42 ドイツ：支援対象とする地上設置型太陽光発電の立地要件（2017年改正法）

- | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none">● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で既に舗装されていた土地● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で、商業目的、交通目的、住宅地、あるいは軍事利用目的から転用された土地● 当該地上設置設備が舗装道路の外端から計測して110m以下に建設されている場合、開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で、アウトバーン・線路に沿っている土地（2021年改正法で上記の110m要件が、200mに緩和）● 連邦もしくは連邦不動産庁の所有下にあったか、或いは所有下にあり、開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で連邦不動産庁によって管理されていて、インターネット上で太陽光発電用として公表されている土地● 開発計画の策定又は変更に関する決議の時点で耕作地・緑地として利用されており、かつ条件不利な土地に存在し、かつ上記の要件で挙げられた土地には含まれない土地 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

出所) 再生可能エネルギー法 2017年改正法、2021年改正法第37条をもとに作成

入札時には、第一次担保として5ユーロ/kWを現金もしくは銀行保証で差し入れることが要件となるが、当該設備の建設目的で地方自治体による開発計画の公表決議や州政府機関による建築許可を得ているプロジェクトは、この第一次担保の金額が半額となる。

ドイツの地上設置型太陽光発電プロジェクトに関する開発計画認可制度のフロー、そして入札への参加段階を整理すると、図 4-20 のとおりとなる。

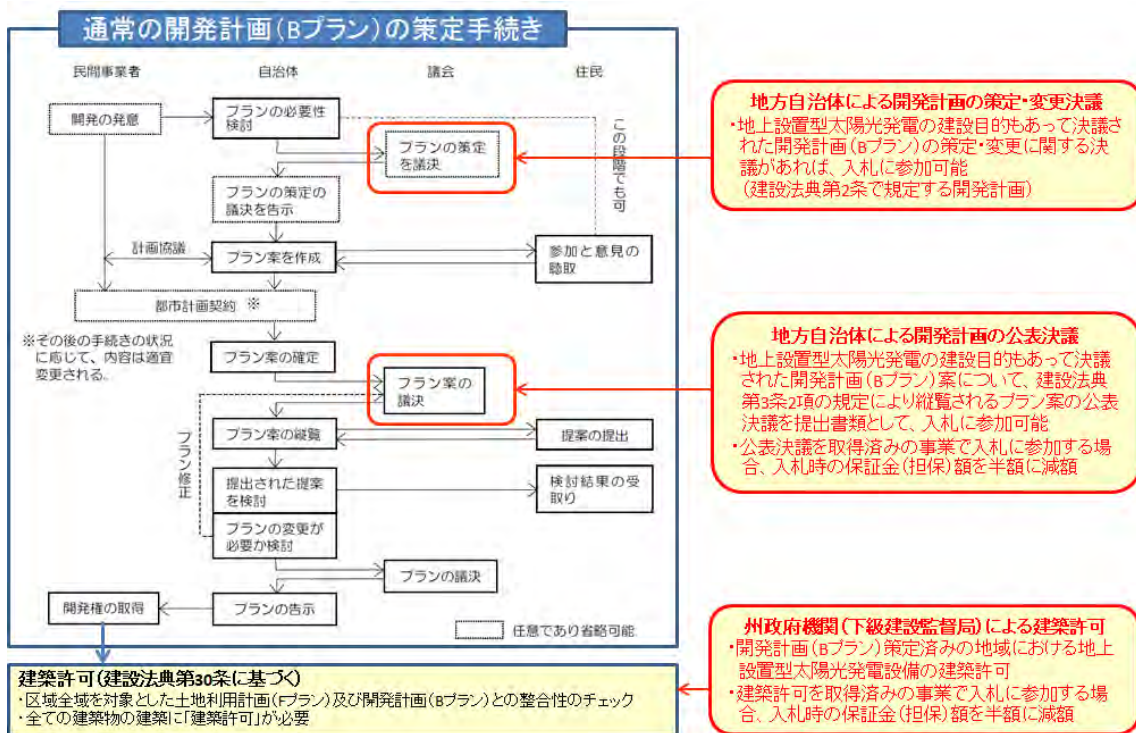


図 4-20 ドイツ：地上設置型太陽光発電の開発計画認可制度のフロー

出所) 都市再生特別地区の活用手法に関する調査研究会「都市再生特別地区の活用手法に関する調査 海外における関連諸制度の事例」(平成 15 年 3 月)をもとに作成

ウ) 落札後の導入担保手法

落札者は、第二次担保として、現金あるいは銀行保証形式で、落札者決定から 10 営業日以内に落札容量 1kW あたり 50 ユーロを差し入れることが求められる。但し、第一次担保と同様に、当該計画が更に進んでいる場合(公表決議・建築許可取得済み等)、この担保金額は半額になる。落札者が遵守すべき事項および不遵守の場合の措置は、表 4-43 のとおり。

表 4-43 ドイツ：太陽光発電入札の落札者が遵守すべき事項及び不遵守の場合の措置

落札者が落札後に遵守すべき事項	不遵守の場合の措置
落札者決定から 10 営業日以内に第二次担保 (50 ユーロ/kW)を差し入れ ^{注1}	・落札権の失効、第一次担保(通常は 5 ユーロ/kW)の没収
入札者の落札権を第三者に譲渡する行為の禁止	・譲渡した場合は落札権の失効、担保の没収
入札時に届出した土地区画における設備の設置	・届出時の土地区画と異なる場合は、落札時に決定した支援価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ
落札者決定から 18 ヶ月以内の設備稼働開始	・落札時に決定した支援価格を 0.3 ユーロセント/kWh 引き下げ
落札者決定から 24 ヶ月以内の設備稼働開始	・落札権の失効、第二次担保(通常は 50 ユーロ/kW) ^{注1} の没収 ^{注2}
入札時の設備容量の変更の禁止	・落札した設備容量の 5%以上を落札権の取り下げ等で失効した場合に、第二次担保(通常は 50 ユーロ/kW) ^{注1} の没収 ・落札した設備容量よりも設備容量が多い場合には、補助受給権は落札容量までとし、残りの容量分は按分して直接販売
稼働開始後の発電量全量の系統供給	・自家消費をしている設備は補助受給の請求権を失効
設備稼働後の電力供給及び設備の維持	・連邦ネットワーク庁は、例えば以下のような場合に、補助受給権を取り消すことが可能。 1. 稼働開始後最初の 2 年以内に、当該設備から、系統に電力が未供給、もしくは系統運用者に売電をしていない場合 2. 稼働開始後最初の 1 年以内に、当該設備の大部分が解体された場合

注 1) 当該設備の建設目的もあって決議された公表決議等を取得済みの場合は、第二次担保の金額を半額 (25 ユーロ/kW) に減額

注 2) 落札者決定から 9 ヶ月経過する前に取り下げをした落札容量は、没収される第二次担保の額を半額に減額

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

エ) 入札結果

2017 年改正法の施行以前には、再生可能エネルギー法 2014 年改正法及び空地利用太陽光発電設備入札令 (Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV) に基づき、設備規模に関わらず地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札が行われていた。6 回の結果は表 4-44 のとおりで、落札容量に対する完工率が 95%を超える状況となっている。2019 年 1 月に実施した連邦ネットワーク庁へのヒアリング調査では、これまでに支援対象となる 24 ヶ月の期限までに稼働できなかったプロジェクトが 1 件あったが、その後実現しなかったプロジェクトは現時点でないとの回答であった。

表 4-44 ドイツ：2014 年改正法に基づく地上設置型太陽光発電の入札結果

根拠法令	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV	FFAV
募集回	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回
募集締切	2015/4/15	2015/8/1	2015/12/1	2016/4/1	2016/8/1	2016/12/1
募集容量	150MW	150MW	200MW	125MW	125MW	160.483MW
応札状況	170 件	136 件	127 件	108 件	62 件	76 件
	715MW	558MW	562MW	540MW	311MW	423MW
落札状況	25 件	32 件	43 件	21 件	22 件	27 件
	157MW	158MW	204MW	128MW	118MW	163MW
除外件数	37 件	15 件	13 件	16 件	9 件	5 件
	144MW	33MW	33MW	57MW	46MW	19MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	9.17 ㇵ	8.49 ㇵ	8.00 ㇵ	7.41 ㇵ	7.25 ㇵ	6.90 ㇵ
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	8.48 ㇵ	8.49 ㇵ	8.00 ㇵ	6.94 ㇵ	6.80 ㇵ	6.26 ㇵ
	～9.43 ㇵ			～7.68 ㇵ	～7.77 ㇵ	～7.17 ㇵ
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	8.48 ㇵ	1.00 ㇵ	0.09 ㇵ	6.94 ㇵ	6.80 ㇵ	6.26 ㇵ
	～11.29 ㇵ	～10.98 ㇵ	～10.98 ㇵ	～10.97 ㇵ	～10.98 ㇵ	～8.45 ㇵ
入札上限価格	11.29 ㇵ	11.18 ㇵ	11.09 ㇵ	11.09 ㇵ	11.09 ㇵ	11.09 ㇵ
入札時点買取価格 ^{注1}	9.02 ㇵ	8.93 ㇵ	適用外	適用外	適用外	適用外
落札価格決定方式	差別価格	均一価格	均一価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限	2016/11/30	2017/2/28	2017/6/30	2017/10/31	2018/2/28	2018/6/30
稼働開始期限 (失効期限)	2017/5/6	2017/8/20	2017/12/18	2018/4/18	2018/8/12	2018/12/15
完工率 ^{注2}	99.4%	89.9%	92.0%	99.9%	96.3%	99.1%

注 1) 2015 年 8 月末まで、2014 年改正法の経過措置として従来制度に基づく固定価格での支援も選択可能

注 2) 2019 年 12 月末時点

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁 Web 公表情報をもとに作成

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

2017 年改正法に根拠法が変わり、入札対象が 750kW 以上の地上設置型、屋根設置型太陽光となった 2017 年 2 月以降の入札結果は、表 4-45 のとおり。

落札価格については、2014 年改正法に基づく第 1 回入札から大幅に低下してきたが、2018 年 6 月実施の第 11 回入札以降は上昇傾向にある。2019 年 1 月に実施した業界団体（ドイツ太陽産業連盟：BSW-Solar）に実施したヒアリングでは、第 10 回入札の落札価格が非常に低かったこと、今後モジュール価格の大幅な低下が予測されないこと、入札者が戦略的に行動したこと（入札者の学習効果）、利子率の上昇や太陽光発電以外の投資機会が出てきたことを理由として挙げている。

表 4-45 ドイツ：2017 年改正法に基づく太陽光発電の入札結果

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 7 回	第 8 回	第 9 回	第 10 回	第 11 回	第 12 回
募集締切	2017/2/1	2017/6/1	2017/10/1	2018/2/1	2018/6/1	2018/10/1
募集容量	200MW	200MW	200MW	200MW	182.479MW	182.479MW
応札状況	97 件	133 件	110 件	79 件	59 件	76 件
	488MW	646MW	754MW	546MW	360MW	551MW
落札状況	38 件	32 件	20 件	24 件	28 件	37 件
	200MW	201MW	222MW	201MW	183MW	192MW
除外件数	9 件	17 件	6 件	16 件	1 件	3 件
	27MW	56MW	20MW	67MW	5.5MW	25MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	6.58 円	5.66 円	4.91 円	4.33 円	4.59 円	4.69 円
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	6.00 円	5.34 円	4.29 円	3.86 円	3.89 円	3.86 円
	～6.75 円	～5.90 円	～5.06 円	～4.59 円	～4.96 円	～5.15 円
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	6.00 円	5.34 円	4.29 円	3.86 円	3.89 円	3.86 円
	～8.86 円	～65.4 円	～7.20 円	～5.74 円	～6.26 円	～8.73 円
入札上限価格	8.91 円	8.91 円	8.84 円	8.84 円	8.84 円	8.84 円
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2018/8/31	2018/12/31	2019/4/30	2019/9/2	2020/6/30	2020/10/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2019/2/15	2019/6/21	2019/10/23	2020/2/27	2020/10/30	2021/4/26
完工率 ^注	98.85%	96.74%	35%	44%	83%	

注) 2020 年 12 月末時点

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 13 回	第 14 回	第 15 回	第 16 回	第 17 回	第 18 回
募集締切	2019/2/1	2019/3/1	2019/6/1	2019/10/1	2019/12/1	2020/2/1
募集容量	175MW	500MW	150MW	150MW	500MW	100MW
応札状況	80 件	163 件	105 件	153 件	346 件	98 件
	465.177MW	869.147MW	556.067MW	648.465MW	1,344.442MW	493.000MW
落札状況	24 件	121 件	14 件	27 件	121 件	18 件
	178.073MW	505.185MW	204.697MW	152.775MW	501.253MW	100.554MW
除外件数	2 件	17 件	13 件	11 件	76 件	12 件
	6.43MW	192.074MW	45.866MW	43.73MW	235.337MW	77.026MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	4.80 ㇵン	6.59 ㇵン	5.47 ㇵン	4.90 ㇵン	5.68 ㇵン	5.01 ㇵン
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.11 ㇵン	3.90 ㇵン	4.97 ㇵン	4.59 ㇵン	4.70 ㇵン	3.55 ㇵン
	～5.18 ㇵン	～8.40 ㇵン	～5.58 ㇵン	～5.20 ㇵン	～6.20 ㇵン	～5.21 ㇵン
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.11 ㇵン	3.90 ㇵン	4.97 ㇵン	4.59 ㇵン	3.85 ㇵン	3.55 ㇵン
	～8.67 ㇵン	～8.76 ㇵン	～7.49 ㇵン	～7.50 ㇵン	～7.49 ㇵン	～7.19 ㇵン
入札上限価格	8.91 ㇵン	8.91 ㇵン	7.50 ㇵン	7.50 ㇵン	7.50 ㇵン	7.50 ㇵン
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2021/3/1	2021/4/30	2021/6/30	2021/11/2	2022/1/31	2022/3/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2021/8/23	2021/10/4	2021/12/27	2022/4/25	2022/4/25	2022/7/22

根拠法令	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017	EEG2017
募集回	第 19 回	第 20 回	第 21 回	第 22 回	第 23 回	第 24 回
募集締切	2020/3/1	2020/6/1	2020/7/1	2020/9/1	2020/10/1	2020/12/1
募集容量	300MW	96.358MW	192.716MW	256.955MW	96.358MW	256.955MW
応札状況	190 件	101 件	174 件	163 件	87 件	186 件
	838.350MW	447.225MW	779.418MW	674.611MW	393.296MW	936.066MW
落札状況	51 件	21 件	30 件	75 件	30 件	45 件
	301.208MW	99.567MW	193.272MW	257.887MW	103.143MW	264.159MW
除外件数	9 件	9 件	18 件	22 件	9 件	42 件
	34.788MW	17.824MW	70.096MW	72.723MW	37.259MW	195.991MW
平均落札価格 (ユーロセント/kWh)	5.18 ユーロ	5.27 ユーロ	5.18 ユーロ	5.22 ユーロ	5.23 ユーロ	5.10 ユーロ
落札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.64 ユーロ	4.90 ユーロ	4.69 ユーロ	4.80 ユーロ	4.98 ユーロ	4.88 ユーロ
	～5.48 ユーロ	～5.40 ユーロ	～5.36 ユーロ	～5.39 ユーロ	～5.36 ユーロ	～5.26 ユーロ
入札価格範囲 (ユーロセント/kWh)	4.64 ユーロ	4.90 ユーロ	4.69 ユーロ	4.80 ユーロ	4.98 ユーロ	4.88 ユーロ
	～7.49 ユーロ	～7.49 ユーロ	～6.96 ユーロ	～7.48 ユーロ	～7.49 ユーロ	～7.10 ユーロ
入札上限価格	7.50 ユーロ	7.50 ユーロ	7.50 ユーロ	7.50 ユーロ	7.50 ユーロ	7.50 ユーロ
落札価格決定方式	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格	差別価格
減額なしの稼働期限 ※コロナ対応延長後	2022/3/31	2022/3/31	2022/3/31	2022/5/2	2022/5/31	2022/6/30
稼働開始期限 (失効期限) ※コロナ対応延長後	2022/9/22	2022/9/22	2022/9/22	2022/10/7	2022/11/2	2022/12/28

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html、2021年3月1日
取得より作成

5) 入札制度の詳細及び施行状況（陸上風力）

ア) 対象設備要件、入札スケジュール

2017年改正法に基づき、設備容量750kW以上の新規陸上風力発電設備は、研究目的の設備を除いて入札制度の対象となった。但し、移行措置として、2016年末までに連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得て、2018年末までに稼働開始した陸上風力発電設備については、従来どおりの支援を受けることができる。

入札実施時期及び募集容量は、2017年改正法第28条(1)において、2017年は年3回(5月、8月、11月)に分けて計2,800MW、2018年は年4回(2月、5月、8月、11月)にわけて計2,800MWの入札を行うことが規定されている。

イ) 入札参加要件

陸上風力発電設備は、原則として連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得ているプロジェクトであることが参加要件となる。なお、2017年に実施された3回の入札では、応募者が法令で定められた「市民エネルギー法人」の要件を満たしている場合に、認可を得る前に入札に参加することが認められていた。

表 4-46 ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー法人への優遇措置

優遇される 応募者の要件	a)この法人が入札を届け出た時点で市民エネルギー法人であり、 b)この法人も、議決権を有する構成員のいずれも、入札の12ヶ月前から、法人自体・構成員自身が、又は他の法人の議決権のある構成員として、陸上風力発電設備の落札権を得ていることがなく、かつ c)法人が陸上風力発電設備が建設される予定の土地の所有者であるか、この土地の所有者の賛同を得て入札に参加している
入札可能な 設備容量	・18MW以下の最大6基までの陸上風力発電設備
優遇内容	・連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得る前に入札に参加可能(2017年に実施の第1回～第3回入札のみ。以降は撤廃。) ・入札時の保証金額を30ユーロ/kWから15ユーロ/kWに減額(環境影響評価の承認を得てから2ヶ月以内に15ユーロ/kWの二次保証金を納付) ・あわせて落札から稼働までの実施期限が、通常は30ヶ月のところ54ヶ月に延長 ・当該入札回の最高落札額を買取価格に適用

出所) 再生可能エネルギー法2017年改正法をもとに作成

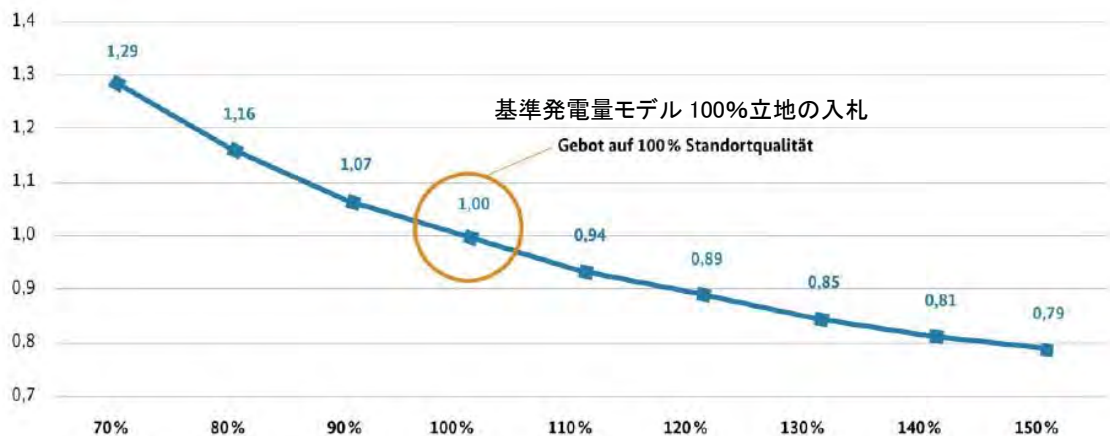
こうした優遇措置を設けた結果、2017年5月、8月にそれぞれ募集が締め切られた第1回、第2回の入札では、表4-46の優遇を受ける対象となる「市民エネルギー法人」が、ほぼ独占的に落札する結果となった。そのため、制度改正の検討が進められ、2018年2月に募集が締め切られた第4回、第5回入札は暫定的に、その後の第6回以降は法改正によ

り市民エネルギー法人についても連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得ていることが入札参加要件に加えられた。

入札保証金の額は、太陽光発電の入札と比較して低い 30 ユーロ/kW となっている。この理由として、陸上風力発電の場合は、原則として計画認可を得ているプロジェクトを対象としたいいわゆる「後期入札」で行われ、入札時点でのプロジェクト実行可能性が高いことが挙げられる。支払われなければならない保証金は、太陽光発電の入札と異なり、第一次保証金のみとなっている。

ウ) 落札者決定方法

入札価格は、基準立地における基準発電量モデルに基づく「基準価格」に対してつけられる。基準立地における基準発電量は、効率性に優れた設備の建設を今までより促すために、今後は地上 100 m の高さで風速 6.45 m/s を基準とする。設備運営者は、入札の際、上記のモデルに基づき、100% 立地を基準にした価格で入札する。



風況係数	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
補正係数	1.29	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.85	0.81	0.79

評価価格 (€/kWh)	7.74	6.96	6.42	6.00	5.64	5.34	5.10	4.86	4.74
	8.06	7.25	6.69	6.25	5.88	5.56	5.31	5.06	4.94
	8.39	7.54	6.96	6.50	6.11	5.79	5.53	5.27	5.14
	8.71	7.83	7.22	6.75	6.35	6.01	5.74	5.47	5.33
	9.03	8.12	7.49	7.00	6.58	6.23	5.95	5.67	5.53

図 4-21 ドイツ：陸上風力発電入札における基準価格決定の補正係数

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法第 36h 条をもとに作成

予測される設備の実際の基準発電量は、法令で定められた補正係数を用いて、基準立地における基準発電量に換算されて、落札プロジェクトの評価が行われる。こうした評価を行うことにより、風況条件の異なるドイツ国内全体で比較が行える競争条件が作られ、同時に効率性に優れた設備を建設するインセンティブが設けられる。落札権を付与されたプロジェ

クトは、基準立地に換算した支援価格ではなく、当該設備の予測発電量に換算した価格にて、20年間にわたり支援を受ける。但し、助成額をより適切に実際の設備発電量に合わせるために、基準発電量は設備稼働から5年後、10年後、15年後に再検査される。

また、南北基幹送電線を中心とした系統拡充の遅れを受けて、北部州における系統混雑を緩和する目的に、2013～15年の間の同地域での導入設備容量（3年間平均）の58%を年間導入量の上限として設定した上で、2020年までは落札プロジェクトを決定する規定が設けられた。連邦ネットワーク庁が国土の20%を上限として対象エリアを設定することになっており、ニーダーザクセン州、ブレーメン、シュレーズヴィヒホルスタイン州、ハンブルク、メクレンブルク=フォアポンメルン州を対象エリアに選定している（図4-22）。



図 4-22 ドイツ：陸上風力発電入札における導入量制限設定地域

出所) 再生可能エネルギー法 2017年改正法第36h条をもとに作成

導入量制限地域に立地するプロジェクトは、年間902MWの上限が設定され、上限を超過した場合には当該地域に立地する電源は、低い入札価格を提示しても落札できないようになる。この指定地域と上限容量の規定は、2019年7月31日までに評価を行うことが法令で規定されており、変更を行う場合には2020年1月1日から施行する。その後も、2年ごとに評価を行うことが法令で定められている。

エ) 落札後の導入担保手法

落札者、落札権が付与されてから24ヶ月以内に建設することが求められる。24ヶ月経過

後、落札容量の5%以上の建設遅延が生じた場合には、26ヶ月までは10ユーロ/kW、27～28ヶ月までは20ユーロ/kW、29～30ヶ月までは30ユーロ/kWが罰則として課される。落札権は30ヶ月後に喪失するが、この期限は、プロジェクトの計画認可に関して訴えられた場合には、一度限り延長することができる。但し、30カ月から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮することとなる。

オ) 入札結果

2017年5月、8月にそれぞれ募集が締め切られた第1回、第2回の入札では、表4-46の優遇対象である「市民エネルギー法人」が、ほぼ独占的に落札する結果となった(表4-47)。第4回以降の入札では、優遇措置が改正されたため、市民エネルギー法人による落札率が低下している。2018年8月締切の第5回入札以降は、募集容量に対して応札容量が満たない状況が続いている。この背景には、入札へ移行する前の移行期間に駆け込みでの開発が多かったため、入札制度に移行後、入札制度の参加要件を満たした環境影響評価の認可を得ているプロジェクトが少なかったことが挙げられる。

また、2020年の入札では、募集容量に対して応札容量が下回る状況が続いているが、落札容量が制限される系統拡張地域については、制限された容量を上回る応札があった。その結果、例えば、2020年10月1日締切の第19回入札では、系統拡張地域の上限264.738MWに対して52件、計349.2MWの応札があり、38件、268.3MWのみが落札する結果となった。

表 4-47 ドイツ：陸上風力入札制度の結果（～2020年12月）

	第1回	第2回	第3回	第4回
募集締切	2017年 5月1日	2017年 8月1日	2017年 11月1日	2018年 2月1日
募集容量	800MW	1,000MW	1,000MW	700MW
うち系統拡張地域上限	258MW	322MW	431MW	197MW
応札状況	256件 2,137MW	281件 2,927MW	210件 2,591MW	132件 989MW
うち市民エネルギー法人	169件 1,523MW	217件 2,461MW	171件 2,307MW	22件 194MW
落札状況	70件 807MW	67件 1,013MW	61件 1,000MW	83件 709MW
うち市民エネルギー法人	65件 776MW (96.2%)	60件 958MW (94.6%)	60件 993MW (99.3%)	19件 155MW (21.9%)
うち系統拡張地域	261MW	213MW	231MW	88MW
除外件数	12件 61MW	14件 103MW	15件 172MW	2件 16MW
平均落札価格(円/kWh)	5.71 _円	4.28 _円	3.82 _円	4.73 _円
落札価格範囲(円/kWh)	4.20 _円 ～5.78 _円	3.50 _円 ～4.29 _円	2.20 _円 ～3.82 _円	3.80 _円 ～5.28 _円
実際の適用価格	5.25 _円 ～5.78 _円	4.16 _円 ～4.29 _円	3.80 _円 3.82 _円	3.80 _円 ～5.28 _円
入札価格範囲(円/kWh)	4.20 _円 ～7.00 _円	3.50 _円 ～6.45 _円	2.20 _円 ～6.66 _円	3.80 _円 ～6.28 _円
入札上限価格(円/kWh)	7.00 _円	7.00 _円	7.00 _円	6.30 _円
減額なしの稼働開始期限 ^注	2019年 5月31日	2019年 9月2日	2020年 6月2日	2020年 8月31日
稼働開始期限(失効期限) ^注	2019年 11月26日	2020年 2月24日	2020年 6月2日	2021年 3月1日

	第5回	第6回	第7回	第8回
募集締切	2018年 5月1日	2018年 8月1日	2018年 10月1日	2019年 2月1日
募集容量	670.161MW	670.161MW	670.161MW	700MW
うち系統拡張地域上限	232MW	314MW	410MW	155MW
応札状況	111件 604MW	91件 709MW	62件 388MW	72件 499MW
うち市民エネルギー法人	15件 113MW	4件 43MW	9件 58MW	11件 92MW
落札状況	111件 604MW	86件 666MW	57件 363MW	67件 476MW
うち市民エネルギー法人	15件 113MW (18.7%)	4件 43MW (6.5%)	9件 58MW (16.0%)	11件 92MW
うち系統拡張地域	100MW	183MW	93MW	156MW
除外件数	0件 0MW	5件 42MW	5件 25MW	5件 23MW
平均落札価格(円/kWh)	5.73 円	6.16 円	6.26 円	6.11 円
落札価格範囲(円/kWh)	4.65 円 ～6.28 円	4.00 円 ～6.30 円	5.00 円 ～6.30 円	5.24 円 ～6.20 円
実際の適用価格	4.65 円 ～6.28 円	5.30 円 ～6.30 円	6.12 円 ～6.30 円	5.24 円 ～6.20 円
入札価格範囲(円/kWh)	4.30 円 ～6.28 円	4.00 円 ～6.30 円	5.00 円 ～6.30 円	5.24 円 ～6.20 円
入札上限価格(円/kWh)	6.30 円	6.30 円	6.30 円	6.20 円
減額なしの稼働開始期限 ※コロナ対応延長後	2020年 11月30日	2021年 3月1日	2021年 4月30日	
稼働開始期限(失効期限) ※コロナ対応延長後	2021年 5月25日	2021年 8月24日	2021年 10月26日	2021年 8月23日

	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回
募集締切	2019年 5月1日	2019年 8月1日	2019年 9月2日	2019年 10月1日	2019年 12月1日
募集容量	650MW	650MW	500MW	675MW	500MW
うち系統拡張地域上限	152.94MW	175.107MW	177.181MW	308.155MW	180.4MW
応札状況	41件 294.96MW	33件 239.25MW	22件 187.81MW	25件 204.07MW	76件 685.84MW
うち市民エネルギー法人	2件 11.6MW	0件 MW	1件 5.3MW	1件 5.3MW	8件 60.01MW
落札状況	35件 269.76MW	32件 208.2MW	21件 179.41MW	25件 204.07MW	56件 509.04MW
うち市民エネルギー法人	2件 11.6MW	0件 MW	1件 5.3MW	1件 5.3MW	8件 60.01MW
うち系統拡張地域	66.83MW	15.8MW	36.7MW	28.8MW	96.75MW
除外件数	6件 25.2MW	1件 31.05MW	1件 8.4MW	0件 0MW	2件 28.8MW
平均落札価格(円/kWh)	6.13 _{セン}	6.20 _{セン}	6.19 _{セン}	6.20 _{セン}	6.11 _{セン}
落札価格範囲(円/kWh)	5.94 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	5.95 _{セン} ～6.20 _{セン}
実際の適用価格	5.94 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	5.95 _{セン} ～6.18 _{セン}
入札価格範囲(円/kWh)	5.40 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	6.19 _{セン} ～6.20 _{セン}	5.74 _{セン} ～6.20 _{セン}
入札上限価格(円/kWh)	6.20 _{セン}	6.20 _{セン}	6.20 _{セン}	6.20 _{セン}	6.20 _{セン}
減額なしの稼働開始期限 ※コロナ対応延長後			2022年 3月30日	2022年 5月2日	2022年 6月30日
稼働開始期限(失効期限) ※コロナ対応延長後	2021年 11月22日	2022年 2月16日	2022年 9月19日	2022年 10月25日	2022年 12月27日

	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回
募集締切	2020年 2月1日	2020年 3月1日	2020年 6月1日	2020年 7月1日	2020年 9月1日
募集容量	900MW	300MW	825.527MW	275.176MW	366.901MW
うち系統拡張地域上限	157.631MW	55.556MW	172.041MW	59.828MW	80.216MW
応札状況	67件 526.55MW	25件 193.8MW	62件 467.59MW	26件 191.05MW	25件 310.45MW
落札状況	66件 523.05MW	20件 150.9MW	61件 463.99MW	25件 191.05MW	22件 284.9MW
うち系統拡張地域	114.95MW	55.9MW	147.84MW	56.9MW	84.2MW
除外件数	1件 3.5MW	2件 17.7MW	1件 3.6MW	0件 0MW	3件 25.5MW
平均落札価格(円/kWh)	6.18 ^{セント}	6.07 ^{セント}	6.14 ^{セント}	6.14 ^{セント}	6.20 ^{セント}
落札価格範囲(円/kWh)	5.76 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.74 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.90 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	6.00 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	6.17 ^{セント} ～6.20 ^{セント}
入札価格範囲(円/kWh)	5.76 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.74 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.90 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.50 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.99 ^{セント} ～6.20 ^{セント}
入札上限価格(円/kWh)	6.20 ^{セント}	6.20 ^{セント}	6.20 ^{セント}	6.20 ^{セント}	6.20 ^{セント}

	第19回	第20回
募集締切	2020年 10月1日	2020年 12月1日
募集容量	825.527MW	366.901MW
うち系統拡張地域上限	264.738MW	178.2MW
応札状況	89件 768.95MW	96件 657.1MW
落札状況	74件 658.65MW	58件 399.7MW
うち系統拡張地域	268.3MW	196.8MW
除外件数	3件 48MW	3件 20.5MW
平均落札価格(円/kWh)	6.11 ^{セント}	5.91 ^{セント}
落札価格範囲(円/kWh)	5.60 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.59 ^{セント} ～6.07 ^{セント}
入札価格範囲(円/kWh)	5.60 ^{セント} ～6.20 ^{セント}	5.59 ^{セント} ～6.20 ^{セント}
入札上限価格(円/kWh)	6.20 ^{セント}	6.20 ^{セント}

注) 落札者が市民エネルギー法人の場合には、24ヶ月延長
出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト、

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutio nen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=17、2021年3月1日
取得より作成

6) 入札制度の詳細及び施行状況（洋上風力）

ア) 対象設備要件、入札実施スケジュール

洋上風力発電については、2016 年末までに無条件の系統連系許可か接続容量を得ており、かつ 2020 年末までに稼働開始した洋上風力発電設備については、2014 年改正法で定められた固定価格買取の支援体系が維持され、入札対象から除外される。2021 年以降に稼働開始する洋上風力発電設備は、入札制度に移行する。根拠法は、2017 年 1 月施行の洋上風力エネルギー法（Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See : WindSeeG）となる。

2018 年、2019 年の入札募集容量の設定にあたっては、再生可能エネルギー法 2014 年改正法で規定されていた、洋上風力発電の設備容量を 2020 年までに 6.5 GW、2030 年までに 15 GW にするという目標がベースとなっていた（2021 年 1 月現在、洋上風力法で 2030 年までに 20GW、2040 年までに 30GW とする目標に引き上げ済み）。

洋上風力エネルギー法では、2017 年までに計画認可を得ている既存設備向けの入札（「過渡期入札」）として、2017 年 4 月に 1,550MW、2018 年 4 月に 1,550MW の入札を行うことが規定されている。この 3,100MW 分は、稼働年別の導入容量が定められており、2021～22 年が 500MW/年、2023～25 年が 700MW/年となっている。但し、2021 年稼働設備については、送電網の混雑解消を目的として、バルト海の洋上風力発電設備のみを対象に入札を行う。

2021 年以降は、毎年 9 月に 700～900MW の入札を行うことが洋上風力エネルギー法で規定されている。2021 年以降の入札は、ドイツ連邦海事水路庁（BSH）が入札前にサイトの事前の基礎調査等を行い、事前調査の結果を受けた洋上サイトを対象として入札を行う「セントラル方式」の入札に移行する。2021 年 2 月 26 日に、連邦ネットワーク庁は、北海及びバルト海における 3 地域のセントラル方式による洋上風力入札手続きを開始した⁵⁷。募集容量は北海 658MW、バルト海 300MW の計 958MW で、2026 年までの稼働を予定しており、2021 年 9 月 1 日が応札期限となっている。

イ) 入札参加要件

2017 年、2018 年に実施された既存設備向けの「過渡期入札」では、表 4-48 のとおり、入札参加の要件が設定されている。

表 4-48 ドイツ：洋上風力入札制度の参加要件（2017 年、2018 年入札）

参加資格を有する既存設備	<ul style="list-style-type: none">・2016 年 7 月末までに、洋上設備令第 5 条/第 17 条に従い、排他的経済水域で承認された計画や、連邦イミシオン防止法に従った領海における承認を受けた計画・排他的経済水域の事業の場合、以下のいずれかの地域で計画されたもの<ul style="list-style-type: none">a) 連邦水利・水運管理局の北海のドイツの排他的経済水域の 2013 年度および 2014 年度洋上連邦セクター別計画のクラスター 1～8 のうちの 1 つにある北海
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

⁵⁷ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト（2021 年 3 月 1 日取得）、
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210226_Offshore.html

	b) 連邦水利・水運管理局のバルト海のドイツ排他的経済水域の 2013 年度洋上連邦セクター別計画のクラスター1~3 のうちの 1 つにあるバルト海 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 26 条
参加者要件	・上記の参加資格を有する既存設備の所有者である自然人、法的能力のある共同経営会社、法人 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 30 条
応札要件	・当該事業が計画承認を受けていること、または現行の行政手続の結果として事業が承認されやすいという計画承認所管機関による評価を得ていること ・系統連系に関するコミットメントを得ていること ・入札容量 1kW あたり 100 ユーロの担保差し入れ 【根拠】洋上風力エネルギー法 第 32 条、第 33 条

出所) 洋上風力エネルギー法をもとに作成

2021 年以降に実施の「セントラル方式」による入札の参加要件の詳細は、2019 年 2 月時点で不明であるが、応札時の担保は入札容量 1kW あたり 200 ユーロに増額することが規定されている。

ウ) 落札後の導入担保手法

落札者は、洋上風力エネルギー法第 59 条第 2 項で定められた各種の履行期限を超過した場合、表 4-49 のとおり、送電系統運用者への違約金の支払いが求められる。

表 4-49 ドイツ：洋上風力入札制度における履行期限の不履行時の違約金

該当する履行期限(第 59 条)	不履行時の違約金額
(2)1. 必要な計画文書の提出	入札時の保証金全額相当
(2)2. 完工期限の 24 ヶ月前までのエビデンス提出	入札時の保証金全額の 30%相当
(2)3. 工事が完工日の 3 ヶ月前までに開始したエビデンス提出	入札時の保証金全額の 70%相当
(2)4. 技術的運転即応性を完工日から 6 ヶ月以内に達成	毎月、保証金残高の 12 分の 1 ずつ
(2)5. 技術的運転即応性を完工日から 18 ヶ月以内に達成	保証金残高合計に、落札容量に対して運転準備が整っていない設備容量の比率を乗じた額

出所) 洋上風力エネルギー法をもとに作成

落札者が表 4-49 の (2) 1、2、5 の期限を順守しない場合、ドイツ連邦ネットワーク庁は落札を無効とする。但し、①洋上風力エネルギー設備の建設に関して、下請先を含む事業者が契約したすべての自然人の過失は事業者に帰するので、落札者は自らの過失はないが、当該期日を遵守できなかった、もしくは②個別のケースの状況を考慮すると、障害が取り除かれれば、落札案件は高い確率で、洋上風力エネルギー設備を経済的かつ技術的に遅滞なく建設できると考えられる、のどちらかに該当する場合は不可抗力として落札は無効とされない。

エ) 入札結果

2017年、2018年に実施された洋上風力発電の入札結果は表 4-50 のとおり。

表 4-50 ドイツ：2017年改正法に基づく洋上風力発電の入札結果

2017年入札(2017年4月締切) ※入札上限価格 12.0 ㇵん/kWh

募集容量	落札容量	加重平均落札価格	落札プロジェクト	落札価格	落札容量
1,550MW	1,490MW	0.44 ㇵん/kWh	Gode Wind III	6.00 ㇵん	110MW
			Borkum Riffgrund West II	市場価格	240MW
			OWP West	市場価格	240MW
			He Dreiht	市場価格	900MW

2018年入札(2018年4月締切) ※入札上限価格 10.0 ㇵん/kWh

募集容量	落札容量	加重平均落札価格	落札プロジェクト	落札価格	落札容量
1,610MW	1,610MW	4.66 ㇵん/kWh	Baltic Eagle	6.46 ㇵん	476MW
			Wikinger Sud	市場価格	10MW
			Arcadis Ost 1	n/a	n/a
			Gode Wind IV	9.83 ㇵん	131.75MW
			Borkum Riffgrund West I	市場価格	420MW
			Kaskasi	n/a	325MW

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

7) 入札制度の詳細及び施行状況 (バイオマス)

ア) 対象設備要件、入札実施スケジュール

バイオマス発電に関しては毎年9月1日付で、新規・既存設備に対し入札を実施する。入札容量は、2017年から2019年までは150MW、2020年から2022年までは200MWとなっており、2023年以降は、ドイツ連邦政府が適宜入札容量案を策定する。

イ) 入札参加要件

2017年に実施された新規・既存設備向け入札では、表 4-51 のとおり、入札参加の要件が設定されている。

表 4-51 ドイツ：バイオマス入札制度の参加要件（2017 年入札）

新設設備

参加資格を有する設備	<ul style="list-style-type: none"> ・定格容量 150kW～20MW の新設設備 ・必要とされる許認可を入札の 3 週間前までに取得していること。
入札方法	Pay-as-bid 方式
支援期間	20 年間
応札上限価格	14.88 ㇰ/ kWh (2017 年) 2018 年 1 月 1 日から年 1% 逓減。
支援対象	以下の定格容量を超えた部分については、FIT が削減され、市場価格となる。 バイオガス： 落札容量の 50% 固形バイオマス： 落札容量の 80%
入札保証	60 ユーロ/kW
運転開始期限	<ul style="list-style-type: none"> ・落札公示から 24 ヶ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効 ・以下の場合、申請により運転開始期限の延長（最長 24 ヶ月）が可能。 <ol style="list-style-type: none"> 1. 取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された。 2. 第 1 項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された。
落札後の変更	落札権の譲渡は不可。
バイオガスの特別条項	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオガス製造時の穀粒・トウモロコシの割合 <ul style="list-style-type: none"> 2017～18 年 バイオマスの重量の 50% 以下 2019～20 年 バイオマス重量の 47% 以下 2021～22 年 バイオマス重量の 44% 以下 ・嫌気性発酵バイオマス設備の適用価格 <ol style="list-style-type: none"> 1. 500kW 以下 14.88 ㇰ/ kWh 2. 20MW 以下 13.05 ㇰ/ kWh

既存設備

参加資格を有する設備	<ul style="list-style-type: none"> ・2017 年 1 月 1 日よりも前に運転を開始したバイオマス専焼設備 ・入札時に Renewable Energy Sources Act のもと、8 年間以上の支援期間が残っていること ・定格容量 20MW 以下
入札方法	Uniform-pricing 方式
支援期間	10 年間
応札上限価格	<ul style="list-style-type: none"> ・16.90 ㇰ/ kWh (2017 年) ・2018 年 1 月 1 日から年 1% 逓減。 但し、落札価格によらず、Renewable Energy Sources Act のもとの当該設備の発電量に適用される平均的水準の価格（直近 3 年間の平均）を超えないものとする。
運転開始期限	<ul style="list-style-type: none"> ・落札公示から 6 ヶ月以内に環境監査法人による認証を系統運用者に提出しない場合、落札権失効。

出所) 再生可能エネルギー法 2017 年改正法をもとに作成

ウ) 落札後の導入担保手法

バイオマスの入札保証は、60 ユーロ/kW となっている。

落札公示から 24 ヶ月以内に運転を開始しない場合、落札権失効となるが、下記の場合、申請により運転開始期限の延長（最長 24 ヶ月）が可能である。

- 取得済の建設許認可に関し、第三者により訴訟が提起された。
- 前項の訴訟に関する即時執行が監督当局または裁判所より課された。

エ) 入札結果

バイオマス発電の入札結果は表 4-52 のとおり。

2017 年の入札は、応札容量が募集容量を下回ったため、応札件数 33 件のうち、必要な情報提供がなされなかった 13MW 相当の 9 件の案件を除いた 24 件すべてが落札となった。落札容量の 22%は新設、残りの 78%は既設であった。既存設備の 150kW に関しては、価格は応札上限価格と同額となった。また、2017 年よりも前に許認可を取得していた 4 件が参加要件を満たしていなかったが、これらの設備は EEG2017 の移行措置のもと、2018 年末まで法的に定められた資金供与を受ける権利を有している。本ラウンドで使用されなかった容量は、次回に繰り越しとなる。

2018 年の入札結果も、応札容量が募集容量を大幅に下回り、落札対象から外れた 6 件 12.4MW を除いた 79 件が落札となった。既設の 150kW は、応札上限価格に近い落札価格となった。募集容量に応札容量が満たない傾向は、2019 年入札、2020 年入札でも続いている。

表 4-52 ドイツ：2017 年改正法に基づくバイオマス発電の入札結果

2017 年入札(2017 年 9 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
122.4MW	33 件	40.9MW	24 件	27.6MW	14.30 円/kWh
新設	10 件	13.5MW	4 件	6.1MW	14.81 円/kWh
既設 150kW 以下	3 件	0.2MW	3 件	0.2MW	16.90 円/kWh
既設 150kW 超	20 件	27.1MW	17 件	21.2MW	14.13 円/kWh

2018 年入札(2018 年 9 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
225.8MW	85 件	89.0MW	79 件	76.5MW	14.73 円/kWh
新設	14 件	29.8MW	13 件	29.5MW	14.72 円/kWh
既設 150kW 以下	15 件	1.4MW	15 件	1.4MW	16.73 円/kWh
既設 150kW 超	56 件	57.7MW	51 件	45.7MW	14.68 円/kWh

2019 年 4 月入札(2019 年 4 月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
133.293MW	20 件	27.328MW	19 件	25.528MW	12.42 円/kWh
新設	2 件	2.966MW	2 件	2.966MW	14.57 円/kWh
既設 150kW 以下	2 件	0.085MW	2 件	0.085MW	16.56 円/kWh
既設 150kW 超	15 件	22.477MW	15 件	22.477MW	12.12 円/kWh
n/a	1 件	1.8MW			

2019年11月入札(2019年11月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
133.293MW	56件	76.803MW	50件	56.725MW	12.47 円/kWh
新設	2件	18.150MW	1件	1.150MW	14.58 円/kWh
既設 150kW 以下	12件	0.881MW	9件	0.708MW	16.56 円/kWh
既設 150kW 超	42件	57.772MW	40件	54.867MW	12.37 円/kWh

2020年4月入札(2020年4月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
166.77MW	41件	92.486MW	38件	90.456MW	13.99 円/kWh
新設	5件	43.126MW	5件	43.126MW	14.44 円/kWh
既設 150kW 以下	5件	0.396MW	5件	0.396MW	13.56 円/kWh
既設 150kW 超	31件	48.964MW	28件	46.934MW	13.56 円/kWh

2020年11月入札(2020年11月実施)

募集容量	応札件数	応札容量	落札件数	落札容量	加重平均落札価格
166.77MW	21件	50.407MW	19件	28.307MW	14.85 円/kWh
新設	3件	21.5MW	2件	19.4MW	14.43 円/kWh
既設 150kW 以下	2件	0.165MW	2件	0.165MW	16.40 円/kWh
既設 150kW 超	16件	28.742MW	15件	8.742MW	15.75 円/kWh

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報⁵⁸をもとに作成

8) 入札制度の詳細及び施行状況 (技術中立入札)

2017年改正法では、陸上風力と太陽光については、エネルギー源別の入札に加えて、両者の共同入札が行われている。本入札はパイロット・プロジェクトの位置づけであり、その中で技術中立と配電網要素の2つを試行している。共同入札においては、配電網要素を考慮して計算することが試験的に導入されている。既に稼働中の再エネが配電網に供給しており、ピーク負荷を上回るような地域を郡レベルで指定し、これらの地域に建設を予定している応札案件には、落札者決定時に「配電網要素」を加味した評価を行うことが規定されている。

具体的には、応札価格から建設地域による配電網要素を差し引いた上で落札設備を決定する。計算式は GemAV (共同入札政令) で定められており、風力発電は 0~0.58 セント/kWh、太陽光は 0~0.88 セント/kWh の間で応札価格を調整する。支援額については応札価格が適用されるため、あくまでも落札順位の決定段階において配電網要素を考慮する。

⁵⁸ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト (2020年3月1日取得)、

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

表 4-53 ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札における配電網要素（一部抜粋）

指定地域(郡レベル)

陸上風力の配電網要素 太陽光の配電網要素

	Verteilernetz- komponente Wind	Verteilernetz- komponente Solar
Aichach-Friedberg (Landkreis)	0,00	0,88
Altenburger Land (Landkreis)	0,42	0,35
Altmarkkreis Salzwedel (Landkreis)	0,58	0,08
Altötting (Landkreis)	0,00	0,88
Alzey-Worms (Landkreis)	0,58	0,08
Anhalt-Bitterfeld (Landkreis)	0,56	0,13
Ansbach (Landkreis)	0,07	0,88
Aurich (Landkreis)	0,58	0,08
Bad Tölz-Wolfratshausen (Landkreis)	0,00	0,88
Barnim (Landkreis)	0,50	0,22

(以下、省略)

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報をもとに作成

また、太陽光発電のみを対象とした入札では1設備の上限が10MWに制限されているが、共同入札では、あらかじめ規定された郡に立地する設備のみ設備容量上限を20MWに拡大する措置がとられている。2018年に実施された2回の入札では、陸上風力の応札があったものの、落札に至らなかった。2019年以降に実施された第3回から第6回の入札では、陸上風力の応札プロジェクトはなく、太陽光発電のみの応札となっている。

表 4-54 ドイツ：2017 年改正法に基づく技術中立入札結果（太陽光、陸上風力）

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
募集締切	2018年 4月1日	2018年 11月1日	2019年 4月1日	2019年 11月1日	2020年 4月1日	2020年 11月1日
募集容量	200MW	200MW	200MW	200MW	200MW	200MW
応札状況	54件 395MW	50件 319MW	109件 720MW	103件 514MW	113件 553MW	91件 518MW
落札状況	32件 210MW	36件 201MW	18件 211MW	37件 203MW	30件 204MW	43件 202MW
うち太陽光	32件 210MW	36件 201MW	18件 211MW	37件 203MW	30件 204MW	43件 202MW
除外件数	3件 30MW	2件 12MW	18件 58MW	13件 86MW	12件 24MW	7件 43MW
上限価格	8.84 <small>セント</small>	8.75 <small>セント</small>	8.91 <small>セント</small>	7.50 <small>セント</small>	7.50 <small>セント</small>	7.50 <small>セント</small>
加重平均落札 価格	4.67 <small>セント</small>	5.27 <small>セント</small>	5.66 <small>セント</small>	5.40 <small>セント</small>	5.33 <small>セント</small>	5.33 <small>セント</small>

最低落札価格	3.96 <small>セント</small>	4.65 <small>セント</small>	4.50 <small>セント</small>	4.88 <small>セント</small>	4.97 <small>セント</small>	5.18 <small>セント</small>
最高落札価格	5.76 <small>セント</small>	5.79 <small>セント</small>	6.10 <small>セント</small>	5.74 <small>セント</small>	5.61 <small>セント</small>	5.45 <small>セント</small>
減額なしの稼働開始期限 ※太陽光	2019/10/31	2020/6/1 ↓ 2020/11/30	2020/10/31 ↓ 2021/4/30	2021/6/30 ↓ 2021/12/30	2022/3/31	2022/6/30
稼働開始期限 (失効期限) ※太陽光	2020/4/20	2020/11/26 ↓ 2021/5/26	2021/4/26 ↓ 2021/10/25	2021/12/2 ↓ 2022/6/2	2022/9/22	2022/12/1

出所) ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト公表情報⁵⁹をもとに作成

⁵⁹ ドイツ連邦ネットワーク庁ウェブサイト (2021年3月1日取得)、
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Gemeinsame_Wind_Solar/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

4.4.3 参考とした主な情報源

(1) 法令関連

EEG クリアリングハウスのサイトで、各年版の再生可能エネルギー法条文をや法案審議にかかる関連資料を入手可能。

<https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetze>

(2) 再生可能エネルギー全般統計

ドイツ連邦経済・エネルギー省が、「Erneuerbare Energien in Zahlen」として年次の統計資料を公表。

https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/erneuerbare_energien_in_zahlen.html

(3) EEG 施行情報

ドイツ連邦ネットワーク庁が、再生可能エネルギー法（EEG）の対象となる設備容量や支援対象電力量の統計を公表。

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html

(4) 入札関連

ドイツ連邦ネットワーク庁のウェブサイトで、入札の募集要領や結果を公表。

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html

(5) EEG 賦課金

ドイツ 4 送電系統運用者が、各年度の EEG 賦課金の算出結果等を公表。

<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage>

5. スペイン

5.1 再生可能エネルギー導入目標

スペインは、2011年3月に制定された「持続可能経済法（Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible）⁶⁰」で、2020年に最終エネルギー消費の20%を再生可能エネルギーとする目標を設定して取組みを進めてきた。

その後、2020年1月に、欧州員会に対して「国家エネルギー・気候計画（NECPs : National energy and climate plan）」を提出した⁶¹。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、2021年1月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている。

なお、2020年にスペイン議会に提出された気候変動及びエネルギー移行法案では、2050年までに電力消費の100%を再生可能エネルギーで賄う目標を設定しているが、2021年1月末時点で未成立となっている。

5.1.1 2020年導入目標

EU再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28EC）において、スペインは、2020年に最終エネルギー消費の20%を再生可能エネルギーとする目標を設定した。スペイン政府が、2010年6月に欧州委員会に提出した国家再生可能エネルギー行動計画では、この目標達成のために電力分野の再生可能エネルギー比率を40.0%まで引き上げるシナリオを提示している。

このEU再生可能エネルギー利用促進指令で設定された法的拘束力のある目標は、2011年3月に制定された「持続可能経済法（Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible）」第78条により国内法制化された。その後、2011年11月11日に閣議決定された「再生可能エネルギー計画2011-2020（Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020）⁶²」では、エネルギー源別の2020年までの目標が示されるとともに、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を2020年までに20.8%まで引き上げる目標が示されている（表5-1）。

この「再生可能エネルギー計画2011-2020」では、2020年における電力分野の導入比率を39%としているが、景気低迷による電力需要の減少と再生可能エネルギー導入量の拡大により、2020年の暫定値では43.6%と目標水準を達成している状況にある。

スペインにおける2020年のエネルギー源別発電量（暫定値）は図5-1、2004～2019年の再生可能発電量の推移は図5-2のとおり。

⁶⁰ https://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l2-2011.html（2021年2月24日取得）

⁶¹ 欧州委員会ホームページ（2021年2月24日取得）、https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en

⁶² IDAE ホームページ（2021年2月24日取得）、<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>

表 5-1 ス페인：再生可能エネルギー計画 2011-2020 での源別設備容量目標

単位：MW

	2010年 (基準年)	2015年	2020年
水力（揚水を除く）	13,226	13,548	13,861
1MW未満 （揚水を除く）	242	253	268
1～10MW （揚水を除く）	1,680	1,764	1,917
10MW超 （揚水を除く）	11,304	11,531	11,676
揚水	5,347	6,312	8,811
地熱	0	0	50
太陽光発電	3,787	5,416	7,250
太陽熱発電	632	3,001	4,800
潮力発電、波力発電	0	0	100
陸上風力	20,744	27,847	35,000
洋上風力	0	22	750
バイオマス、廃棄物、バイオガス	825	1,162	1,950
固形バイオマス	533	817	1,350
廃棄物	115	125	200
バイオガス	177	220	400
合計（揚水を除く）	39,214	50,996	63,761

出所）再生可能エネルギー計画 2011-2020（Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020）をもとに作成

単位：TWh

	2019年	2020年
石炭	12.7	5.1
天然ガス CCGT	55.2	44.6
原子力	55.8	55.5
水力	24.7	29.9
風力	54.2	54.3
太陽光	9.3	15.3
太陽熱	5.2	4.6
その他再エネ	3.6	4.5
その他	40.1	36.7
合計	260.8	250.4

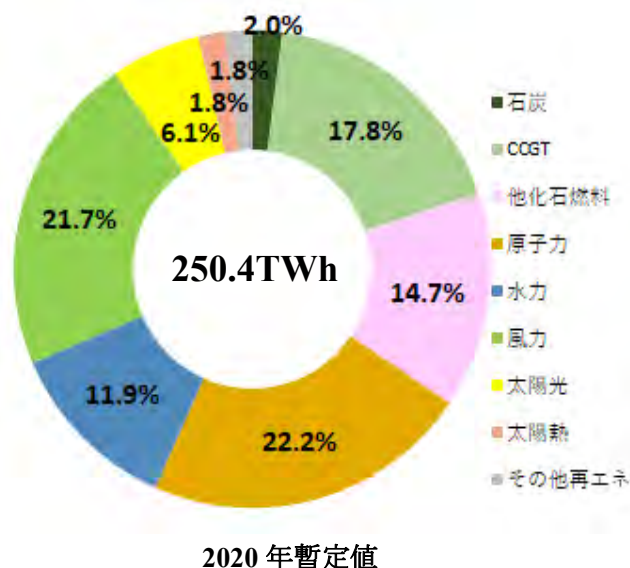


図 5-1 ス페인：エネルギー源別発電単発電量（2019年、2020年暫定値）

出所）Red Eléctrica de España, “El Sistema Eléctrico Español, Previsión 2020”（2020年）⁶³より作成

⁶³ REE ホームページ（2021年2月24日取得）、<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema>

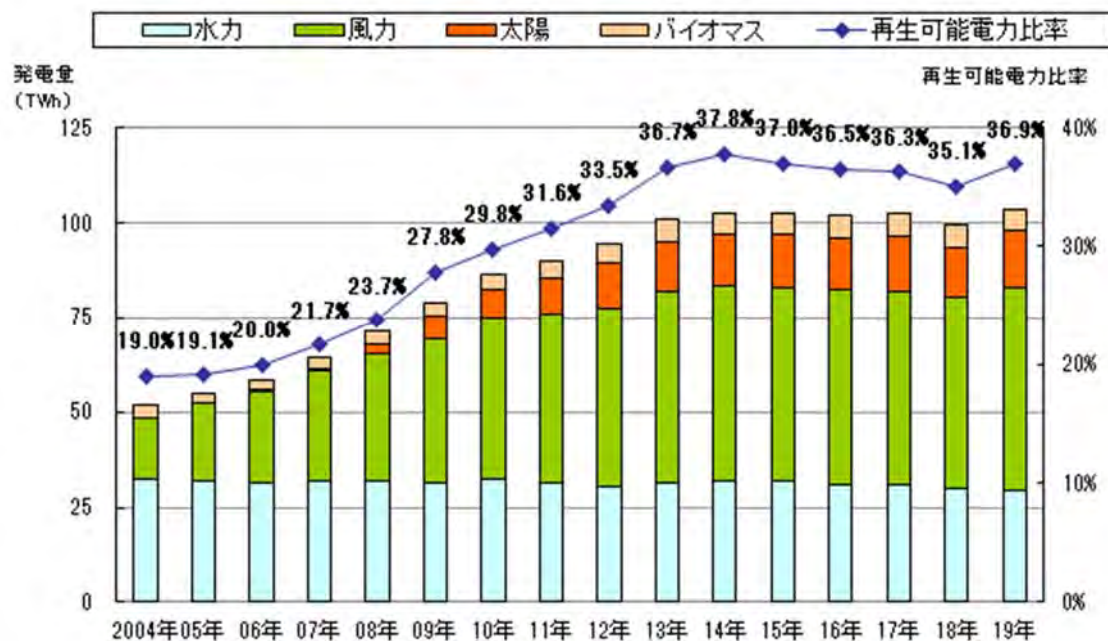


図 5-2 スペイン：再生可能エネルギー発電量の推移（2004～19年）

出所）Eurostat, "SHARES tool 2019, SHort Assessment of Renewable Energy Sources"より作成

5.1.2 2030年及びそれ以降の中長期目標

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、2021年1月末時点で本計画に沿って再エネ導入促進の取組みが進められている（表 5-2）。

表 5-2 スペイン：国家エネルギー・気候計画での2030年の再エネ関連目標

分野	2030年目標
温室効果ガス	1990年比で温室効果ガス排出量を23%削減
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率42%
	発電電力量に占める再エネ比率74%
省エネ	2030年参照シナリオ（BAUケース）の予測エネルギー使用量と比較した一次エネ消費効率 39.5%改善

出所）国家エネルギー・気候計画（Integrated National Energy and Climate Plan, Spain），2020より作成

再エネ電源別の2030年導入目標値は設定されていない。但し、当該計画では、2030年再エネ電力比率目標の74%を達成するにあたり、想定発電電力量予測に対して必要な254TWhを再エネ電源別に配分した「目標シナリオ（Target Scenario）」での予測数値が示されている（表 5-3）。

なお、この「目標シナリオ」は、2030年までの計画期間中に、原子炉4基を含む計画的、段階的かつ柔軟な原子力発電の閉鎖と石炭火力発電設備の全廃という施策を織り込んだものとなっている。

表 5-3 スペイン：国家エネルギー・気候計画での目標シナリオにおける電源構成予測

単位：MW

	2015年	2020年	2025年	2030年
風力(陸上・洋上)	22,925	28,033	40,633	50,333
太陽光	4,854	9,071	21,713	39,181
太陽熱	2,300	2,303	4,803	7,303
水力	14,104	14,109	14,359	14,609
混合揚水	2,687	2,687	2,687	2,687
純揚水	3,337	3,337	4,212	6,837
バイオガス	223	211	241	241
その他再エネ	0	0	40	80
バイオマス	677	613	815	1,408
石炭	11,311	7,897	2,165	0
天然ガス(CCGT)	26,612	26,612	26,612	26,612
コジェネ	6,143	5,239	4,373	3,670
燃料、燃料/ガス	3,708	3,708	2,781	1,854
廃棄物その他	893	610	470	341
原子力	7,399	7,399	7,399	3,181
蓄電	0	0	500	2,500
合計	107,173	111,829	133,802	160,837

出所) 国家エネルギー・気候計画 (Integrated National Energy and Climate Plan, Spain) , 2020より作成

5.2 現行の再生可能電力支援制度

5.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

スペインでは、固定価格買取（FIT）とプレミアム買取（FIP）を選択可能な制度により、再エネ導入促進を図ってきたが、2013年7月に既存設備も含めて制度廃止が公表された。既存のFIT設備は、エネルギー源や設備規模ごとに決定された特定料金を支援する制度に、新規設備は、その支援水準を不定期の入札で決定する方式に移行した。

その後、2020年6月23日付法令（RDL23/2020）⁶⁴に基づき、FIP制度（CfD形式）で支援を行う設備を決定する入札制度が導入され、2020年12月から第1回の入札が行われた。以降では、この新たな支援制度をCfD FIT制度と呼ぶ。

2021年1月時点では、このCfD FIT形式の入札制度を2025年まで実施していくことにより、再エネ電力の支援を行うこととしている。

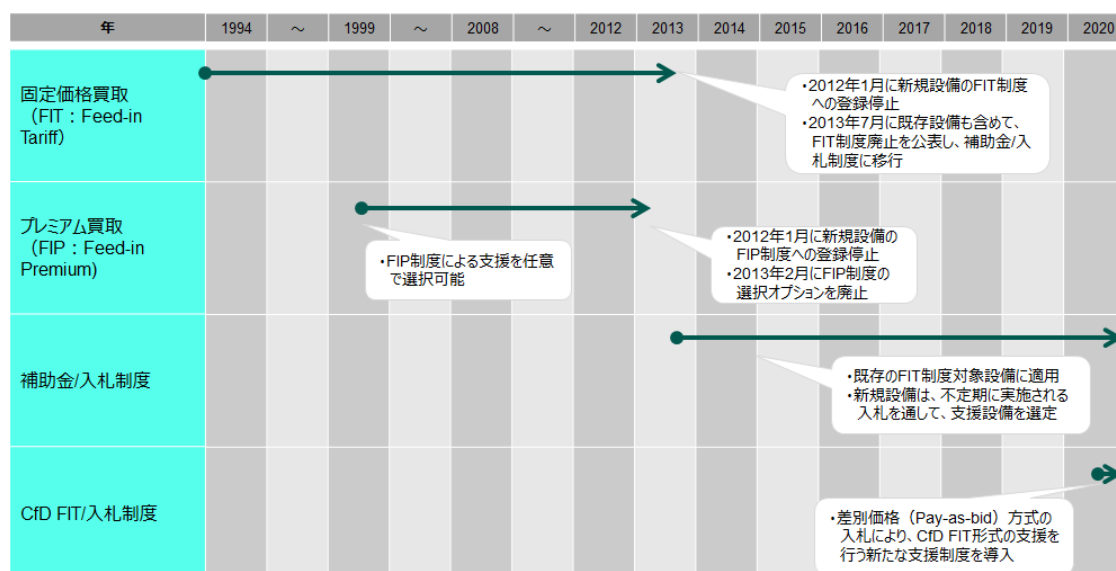


図 5-3 スペイン：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) 環境移行省ホームページ、<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx> (2021年2月24日取得) をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の5.4（参考）これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

⁶⁴ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>

5.2.2 現行制度：2020年6月23日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度

スペインでは、2020年6月23日付法令（RDL23/2020）に基づき、再生可能エネルギー経済制度（REER）と呼ばれる CfD FIT 形式で支援を行う新たな入札制度が導入された。2020年12月に第1回入札の募集が開始され、2021年1月に落札者が決定した。

以下では、2020年6月23日付法令（RDL23/2020）に基づく支援制度の概要を紹介する。

(1) 根拠法令⁶⁵

再生可能エネルギー経済制度（PEER）の根拠法令は以下のとおり。

6月23日付政令 23/2020（RDL23/2020）	再生可能エネルギー経済制度（REER）の有効化
11月3日付政令 960/2020（RD60/2020）	REERの法的小よ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）	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

(2) 義務対象者

入札を経て落札した再生可能エネルギー者は、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。

(3) 支援対象とするエネルギー源・設備

イベリア半島に立地する新規または既設設備を拡張した再生可能エネルギー発電設備が対象となる。複数技術を組み合わせた設備も適格となる。蓄電システムを併設する場合には、発電電力の蓄電のみに使用することが条件となる。

(4) 支援対象エネルギー

支援対象となるのは、前日または当日市場での総売電量となる。また、需給調整市場で取引したエネルギー量も支援対象となる。相対契約での売電は認められない。また、前日または当日市場の取引価格が0ユーロ/MWh以下（ネガティブプライス）となった場合には、売電電力は供給エネルギーと見なされず、市場価格での支払いとなる。

また、(5)3c で後述するように、エネルギー源ごと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。

⁶⁵ 環境移行省ホームページ（2021年3月1日取得）、<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx>

(5) 入札制度の制度設計

1) 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および年間の最低募集容量が規定されている。

表 5-4 スペイン：再生可能エネルギー経済制度（PEER）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⁶⁶をもとに作成

2) 落札者決定方法

2017 年、2018 年に実施した補助金制度の入札と同様に、入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。

入札参加者は、差額決済契約の基準価格（ユーロ/MWh）を応札し、差別価格（Pay-as-bid）方式で落札者を決定する。なお、決議により、入札募集回ごと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。

3) 2020 年 12 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（PEER）では、詳細な入札の募集要項は、募集回ごとに決議（Resolución）ごとに決められる。以下では、2020 年 12 月 10 日付決議⁶⁷に基づき、2020 年 12 月 15 日に募集開始され、2021 年 1 月 26 日に応札が行われた入札の詳細をとりまとめる。2020 年 12 月募集開始の入札では、計 3,000MW の募集容量とし、太陽光及び陸上風力の最低設備容量をいずれも 1,000MW、残る容量分は電源種別を特定しない技術中立的な再生可能エネルギー発電という条件で実施された。

⁶⁶ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-15689>（2021 年 3 月 4 日取得）

⁶⁷ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068（2021 年 3 月 4 日取得）

a. 入札成立要件、落札プロジェクトの制限

競争を保証するため、募集容量の20%の応札があることを入札の成立要件とする。また、一つの主体の落札容量に上限を設けており、入札容量の50%以下、2020年12月募集開始の入札では、1,500MW以下に制限される。

また、応札できる1つのプロジェクトの設備容量は、180MWを上限とする。

b. 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。この「最大供給実施期間」と「最大供給実施期間開始日」は、入札募集決議により、入札募集回ごとに定められる。

2020年12月募集開始の入札におけるエネルギー源別の「最大供給実施期間」と「最大供給実施期間開始日」は、以下のとおり。

表 5-5 スペイン：2020年12月募集開始の入札での最大供給実施期間

技術	最大供給実施期間開始日	最大供給実施期間
太陽光	2023年9月30日	12年
集光型太陽熱	2024年9月30日	12年
陸上風力	2024年9月30日	12年
洋上風力	2025年9月30日	12年
水力(10MW以下)	2025年9月30日	12年
水力(10MW超)	2025年9月30日	12年
バイオマス	2025年9月30日	15年

出所) 2020年12月10日付決議⁶⁸をもとに作成

c. 最小及び最大エネルギー

落札設備は、上記の最大供給実施期間は、電力システムに供給すべき最小エネルギー量が義務付けられ、この値を下回った場合に罰金が適用される。この年間稼働時間に相当する最小エネルギー量は、2020年12月10日付決議でエネルギー源別に規定されている。

また、年間稼働時間での最大エネルギー量も規定されており、この時間を超えた発電量は支援対象外となる。

⁶⁸ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068 (2021年3月4日取得)

表 5-6 スペイン：2020年12月募集開始の入札での最小/最大エネルギー量

技術	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)
太陽光	1,500	2,300
集光型太陽熱	3,000	4,000
陸上風力・洋上風力	2,200	3,500
水力(10MW以下)	1,600	2,500
水力(10MW超)	2,000	3,000
バイオマス	6,000	8,000

出所) 2020年12月10日付決議⁶⁹をもとに作成

(6) 2020年12月募集開始の入札結果

2020年12月に募集開始の入札は、2021年1月26日の9～11時に応札が行われ、決議で定められた予定どおりに24時間以内に結果が公表された⁷⁰。

3,000MWの募集容量に対して84者の応札があり、そのうち32者、合計容量3,034MWのプロジェクトが落札された。内訳は太陽光が2,036MW、陸上風力が998MWで、技術中立枠として行われた1,000MW分は、すべて太陽光発電が落札する結果となった。平均落札額は、太陽光が24.47ユーロ/MWh、風力が25.31ユーロ/MWhとなっている。

落札プロジェクトは、落札結果の官報公布日から2ヶ月以内にプロジェクト登録、官報公布日から6ヶ月内に事業サイトの特定、12ヶ月以内に建築許可取得の証明が求められる。

⁶⁹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068 (2021年3月4日取得)

⁷⁰ 環境移行省ホームページ (2021年3月1日取得)、https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Documents/Resolucionsubasta_26012021.pdf

5.3 再生可能電力支援制度の施行状況

5.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 再生可能エネルギー電力の導入状況

1) 再生可能エネルギー発電設備の設備容量

スペインの再生可能エネルギー発電設備容量は、2013年にFIT制度が打ち切られてから停滞していたが、2016年、2017年に3回実施した補助金制度に関する入札で落札した太陽光、陸上風力発電設備の稼働開始もあり、2019年には再び増加に転じた。

表 5-7 スペイン：再生可能エネルギー発電設備の設備容量の推移

単位：MW

	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
水力	18,167	18,220	18,318	18,372	18,451	18,505	18,535	18,540
陸上風力	8,317	9,918	11,722	14,820	16,555	19,176	20,693	21,529
太陽光	33	52	130	494	3,384	3,423	3,873	4,283
太陽熱	0	0	11	11	61	282	732	1,149
バイオマス	485	506	548	561	523	679	750	772
海洋	0	0	0	0	0	0	0	0.3
合計	27,002	28,696	30,729	34,258	38,974	42,065	44,583	46,273

	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
水力	18,550	19,185	19,223	20,053	20,080	20,079	20,080	20,114
陸上風力	22,789	22,958	22,925	22,943	22,990	23,124	23,405	25,583
太陽光	4,569	4,690	4,697	4,704	4,713	4,723	4,764	8,973
太陽熱	2,000	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304	2,304
バイオマス	858	877	900	901	901	902	917	1,000
海洋	0.3	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
合計	48,766	50,019	50,054	50,910	50,993	51,137	51,474	57,978

出所) Eurostat, "SHARES tool 2019, Short Assessment of Renewable Energy Sources"より作成

(2) 固定価格買取制度の施行状況

スペインでは、2013年まで施行していた固定価格買取制度のもと、陸上風力発電を中心に再生可能エネルギー発電の導入量を拡大してきた。以下では、2013年までの固定価格買取制度の施行状況を概観する。

1) 固定価格買取制度（特別制度）に基づく買取電力量

スペインの固定価格買取制度では、再生可能エネルギー発電に加えて、廃棄物起源エネルギーやコジェネ等も特別制度の対象電源として買取対象となっていた。以下では、特別制度の対象電源について、カテゴリー別の設備容量及び買取電力量の推移を示す。

ア) 対象電源の設備容量

特別制度対象電源の設備容量ベースの推移を見てみると、風力発電設備容量は、2001年に3,508MWであったのが、2013年末には22,781MWに増加している。また、2006年以降、2010年にかけて太陽光発電設備の設備容量が急増しており、2013年末には60,998設備、4,640MWが特別制度の対象電源となっていた。

表 5-8 スペイン：特別制度対象電源の設備容量の推移

単位：MW

カテゴリー		2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年
再生可能 エネルギー	計	5,301	7,018	8,454	10,731	12,410	14,481	17,689
	風力	3,508	5,066	6,324	8,532	10,095	11,897	14,536
	水力	1,559	1,591	1,664	1,706	1,768	1,898	1,895
	バイオマス	231	353	455	470	500	541	557
	太陽光	4	7	11	23	47	146	690
	太陽熱	—	—	—	—	—	—	11
廃棄物	計	606	788	890	1,059	1,128	1,208	1,091
	廃棄物	449	461	468	585	585	579	559
	廃棄物処理施設	157	326	423	474	543	629	533
コジェネ	計	5,345	5,561	5,621	5,685	5,687	5,814	6,012
特別制度対象電源計		11,252	13,366	14,965	17,475	19,225	21,503	24,793

カテゴリー		2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
再生可能 エネルギー	計	22,347	25,173	26,810	29,110	31,992	32,607
	風力	16,323	18,856	19,701	21,065	22,632	22,781
	水力	1,979	2,017	2,030	2,035	2,034	2,038
	バイオマス	587	670	709	765	839	848
	太陽光	3,398	3,398	3,838	4,247	4,538	4,640
	太陽熱	61	232	532	999	1,950	2,300
廃棄物	計	1,140	1,245	1,285	1,252	1,263	1,230
	廃棄物	569	587	627	599	610	602
	廃棄物処理施設	571	658	658	653	653	628
コジェネ	計	6,058	5,911	6,008	6,119	6,054	5,978
特別制度対象電源計		29,545	32,329	34,103	36,481	39,310	39,821

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2版より作成

イ) 対象電源からの買取電力量

スペインにおける特別制度の対象電源による発電電力量は、制度終了時の 2013 年には 111,406GWh となっており、電力需要全体の約 44%程度を占めている。2001 年以降の発電電力量の推移は表 5-9 のとおりである。

表 5-9 スペイン：特別制度対象電源の発電電力量の推移

カテゴリー		2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年
単位：GWh								
再生可能 エネルギー	計	12,046	14,706	18,743	22,651	27,163	29,550	34,386
	風力	6,930	9,602	12,060	16,086	21,187	23,166	27,601
	水力	4,406	3,899	5,088	4,749	3,817	4,144	4,121
	バイオマス	708	1,201	1,585	1,798	2,120	2,136	2,173
	太陽光	2	5	9	18	40	105	484
	太陽熱	—	—	—	—	—	—	8
廃棄物	計	2,509	3,196	4,399	4,974	5,791	5,842	6,136
	廃棄物	1,960	2,201	2,328	2,312	2,620	2,446	2,722
	廃棄物処理施設	549	994	2,070	2,662	3,172	3,395	3,414
コージェネ	計	16,684	18,286	18,992	19,265	18,823	16,778	17,708
特別制度対象電源計		31,239	36,189	42,133	46,889	51,777	52,171	58,230
カテゴリー		2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	
再生可能 エネルギー	計	41,794	52,947	60,129	60,089	68,767	78,874	
	風力	32,128	38,275	43,144	41,863	48,335	54,501	
	水力	4,636	5,444	6,753	5,280	4,633	7,034	
	バイオマス	2,488	3,025	3,141	3,751	4,197	4,623	
	太陽光	2,528	6,074	6,399	7,416	8,164	8,287	
	太陽熱	15	130	692	1,779	3,436	4,429	
廃棄物	計	5,871	6,853	7,412	7,393	7,350	7,173	
	廃棄物	2,732	2,928	3,127	2,972	2,848	2,731	
	廃棄物処理施設	3,139	3,926	4,285	4,421	4,502	4,443	
コージェネ	計	21,183	22,036	23,730	25,086	26,920	25,358	
特別制度対象電源計		68,848	81,836	91,270	92,568	103,037	111,406	

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

(3) 再エネ支援制度に係る国民負担の動向

1) 電力買取にかかる費用総額

スペインの固定価格買取制度では、再生可能エネルギー発電に加えて、廃棄物起源エネルギーや CHP 等も特別制度の対象電源として買取対象となる。コジェネや廃棄物発電などを含む特別制度対象電源からの電力買取に係る費用は、表 5-10 のとおりである。

表 5-10 スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
買取電力量	35,988GWh	41,922GWh	46,900GWh	51,790GWh
特別制度に係る総費用	23.71 億ユーロ	25.60 億ユーロ	28.80 億ユーロ	42.85 億ユーロ
うちプレミアム相当分	—	—	12.43 億ユーロ	12.46 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	—	—	6.140 円/kWh	8.275 円/kWh

	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年
買取電力量	52,183GWh	58,252GWh	68,867GWh	81,836GWh
特別制度に係る総費用	45.73 億ユーロ	47.19 億ユーロ	78.13 億ユーロ	92.64 億ユーロ
うちプレミアム相当分	17.85 億ユーロ	22.85 億ユーロ	33.75 億ユーロ	61.76 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	8.763 円/kWh	8.101 円/kWh	11.345 円/kWh	11.320 円/kWh

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年
買取電力量	91,270GWh	91,008GWh	101,263GWh	109,916GWh
特別制度に係る総費用	103.28 億ユーロ	112.96 億ユーロ	131.94 億ユーロ	137.81 億ユーロ
うちプレミアム相当分	71.28 億ユーロ	68.05 億ユーロ	85.37 億ユーロ	91.60 億ユーロ
1kWh あたり平均買取単価	11.315 円/kWh	12.203 円/kWh	12.805 円/kWh	12.370 円/kWh

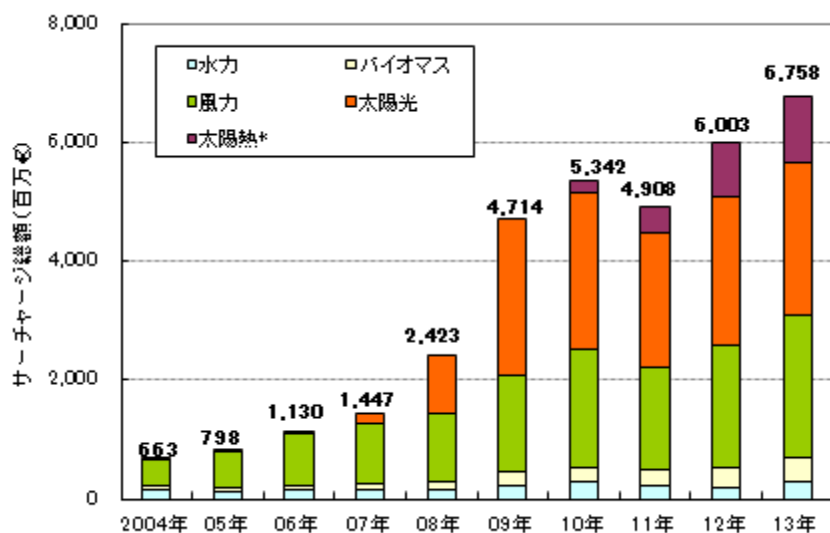
出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

2003 年時点の特別制度対象電源からの電力買取に係る費用では、再生可能エネルギー電源及びコジェネがそれぞれ 45%程度 (11.5 億ユーロ) を占めていた。しかし、2013 年の実績では、風力発電、太陽光発電の導入拡大に伴い再生可能エネルギー電源からの買取量が急増しているため、コジェネからの電力買取に係る費用は全体の 20%弱まで比率が低下している。他方、再生可能エネルギー電源からの電力買取に係る費用の比率が、75%程度まで上がっている。また、そのうちの太陽光、太陽熱発電に対する費用総額が急増しており、2013 年の実績では、買取電力量の比率では全体の 11.4%であるが、プレミアム費用の支払い総額の 40%超を占めている (表 5-11)。

表 5-11 スペイン：特別制度の対象電源からの電力買取に係る費用（2013年）

エネルギー源	買取電力量	費用総額	うちプレミアム相当分
再生可能エネルギー計	77,384 GWh	99.13 億ユーロ	67.58 億ユーロ
風力	54,501 GWh	44.83 億ユーロ	23.96 億ユーロ 26.2%
水力	7,034 GWh	5.90 億ユーロ	3.02 億ユーロ 3.3%
バイオマス	4,623 GWh	5.82 億ユーロ	3.80 億ユーロ 4.1%
太陽光	6,797 GWh	29.43 億ユーロ	25.66 億ユーロ 28.0%
太陽熱	4,429 GWh	13.15 億ユーロ	11.13 億ユーロ 12.1%
コジェネ	25,358 GWh	29.78 億ユーロ	18.36 億ユーロ 20.0%
廃棄物	7,174 GWh	8.90 億ユーロ	5.67 億ユーロ 6.2%
上記計	109,916GWh	137.81 億ユーロ	91.60 億ユーロ

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成



単位：100 万ユーロ

	2004年	05年	06年	07年	08年	09年	10年	11年	12年	13年
太陽光	6	14	40	195	991	2,634	2,651	2,282	2,484	2,566
太陽熱*	-	-	-	-	-	-	185	427	926	1,113
風力	452	613	866	1,004	1,156	1,621	1,965	1,711	2,053	2,396
水力	151	112	150	147	147	234	297	206	187	302
バイオマス	55	59	75	102	130	225	243	282	353	380
上記計	663	798	1,130	1,447	2,423	4,714	5,342	4,908	6,003	6,758

*2009年までは太陽光に含む

図 5-4 スペイン：特別制度対象電源の電力買取に係る費用（プレミアム相当分のみ）

出所) CNMC, “Informe mensual de ventas de energía del régimen especial” 2014.7.2 版より作成

2) 電気料金への上乗せ額

スペインでは、特別制度の対象電源からの固定価格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る。この系統利用料金は、あらかじめ需要家の契約電圧ごとに設定されている。

電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC）が公表したデータでは、2012年及び2013年における全需要家平均の系統利用料金の金額及び費用内訳は図5-5のとおり。

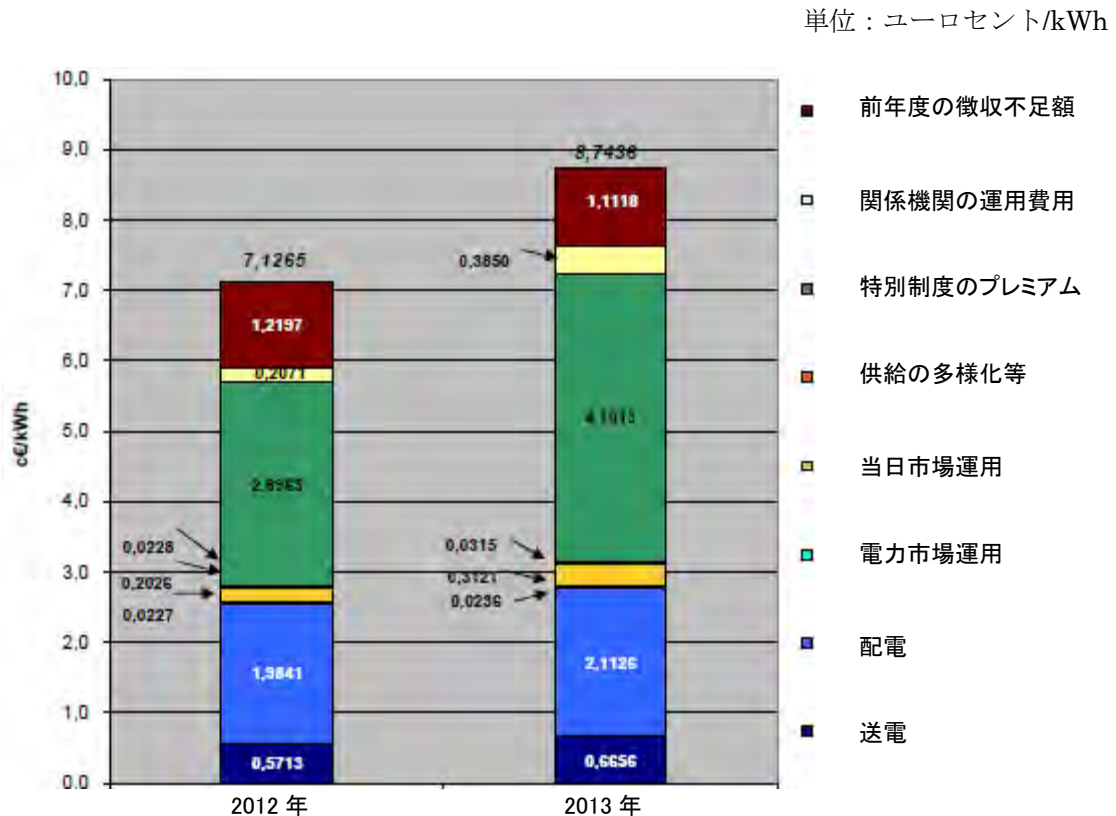


図 5-5 スペイン：系統利用料金（全需要家平均）に占める費用内訳

出所) CNMC, “Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Enero de 2014” 2014年2月4日版より作成

系統利用料金のうち、特別制度の対象電源からの電力買取にかかる費用（プレミアム）は、2012年に2.8963ユーロセント/kWh、2013年に4.1013ユーロセント/kWhとなっている。また、両年の特別制度電源からの電力買取にかかる費用総額のうち、再生可能電源からの買取費用の比率は、それぞれ70.8%、73.9%となっている

以上のデータで試算すると、系統利用料金のうち、再生可能電源からの買取にかかる費用は、2012年に2.05ユーロセント/kWh、2013年に3.03ユーロセント/kWhと推計される。

5.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ

5.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

スペインでは、1980年の省エネルギー法において、再生可能エネルギーの導入を促進する条項を規定したことに始まり、他のEU加盟国と比較して、積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。1997年11月に電気事業法が制定されるまでのスペインにおける再生可能エネルギー支援策の流れは表5-12のとおりである。

表 5-12 スペイン：再生可能エネルギー支援策の流れ（1997年電気事業法制定以前）

<ul style="list-style-type: none">● 1980年代初期 省エネルギー法(Act82/1980)<ul style="list-style-type: none">・再生可能エネルギーの導入を促進する条項 ●1982年 Royal Decree 907/1982<ul style="list-style-type: none">・自家発自家消費を促進する条項 ●1986年 第1次再生可能エネルギー計画 (PER86)<ul style="list-style-type: none">・再生可能エネルギーによる発電の目標設定・再生可能エネルギー発電設備に対する官民の投資目標設定 ●1989年 第2次再生可能エネルギー計画 (PER89)<ul style="list-style-type: none">・再生可能電力への投資、及びその利用に関するさらなる目標を設定 ●1991年 政府による新たな国家エネルギー計画(PEN)の承認<ul style="list-style-type: none">・1991～2000年の省エネ・効率化計画(PAEE)の中に、熱生産と発電の双方を対象とした再生可能エネルギー計画も含む・PAEEは、1990年を基準として、2000年までの削減目標を以下のように設定 CO₂ : 22% SO_x : 13% NO_x : 14% ●1994年 National Electricity System Act 40/1994 (国家電力市場再編法) Royal Decree 2366/1994<ul style="list-style-type: none">・再生可能エネルギー発電設備からの源別の買取価格を規定

出所) 各種資料より作成

電力システム全体の自由化を規定した1997年11月制定の電気事業法(Act 54/1997)において、現在の再生可能エネルギー支援政策の基盤が築かれた。電気事業法では、50MW以下の再生可能エネルギー発電設備については、「特別制度(Special Regime)」の対象電源として自由化された電力市場における優先的なアクセスを認め、配電事業者に固定価格での電力買取を義務付けている(以降の改正で対象電源の設備容量上限を変更)。各エネルギー源別の買取価格は、1998年に出されたRoyal Decree 2818/1998(以下、RD 2818/1998)によって算出方法が規定されていた。その後、2004年3月施行のRoyal Decree 436/2004(以下、RD 436/2004)、2007年5月施行のRoyal Decree 661/2007(以下、RD 661/2007)によって、この固定価格買取制度の算出方法が改正されている。

電気事業法制定以降、主な再生可能エネルギー支援策の動向は、表5-13のとおりである。

また、スペインでは、風力発電の導入拡大を受けて、数次にわたり導入目標量の引き上げを行うとともに、再生可能エネルギー発電設備の系統連系要件を強化することで、電力系統への再生可能エネルギーの統合を進めてきた。

1999年12月に閣議決定された2010年までの「再生可能エネルギー促進計画」では、2010年における風力発電の設備容量目標を8,974MWと設定していた。その後、2002年9月に承認された系統整備計画では、2011年における風力発電設備容量を13,000MWと設定した。その後、送電系統運用者（REE）やスペイン風力発電協会、大手風力発電事業者等で、連系量拡大に向けた方策が議論され、2006年には送電系統運用者（REE）の中央給電指令所内に、各再生可能エネルギー発電設備の制御所と相互通信で接続する再生可能エネルギー発電制御センター（CECRE）を設置した。

2007年5月に施行された政令（Royal Decree 661/2007）において、10MW超の再生可能エネルギー発電設備は、再生可能エネルギー発電設備コントロールセンターを介して、送電系統運用者の設置する再生可能エネルギー発電制御センター（CECRE）との接続が義務付けられた。あわせて、10MW超の再生可能エネルギー発電設備は、送電系統運用者の指示を受けてから15分以内に、必要に応じて出力抑制を実施する義務が設けられた。

こうしたスペインにおける再生可能エネルギー連系量拡大に向けた動きについても、表5-14にとりまとめている。

表 5-13 スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	FIT 賦課金額	
1997年11月	電気事業法 Electric Power Act54/1997	<ul style="list-style-type: none"> 50MW以下の再生可能エネルギー発電設備を「特別制度」対象電源として、自由化された電力市場における優先的なアクセスを規定 「特別制度」の対象電源に適用する固定買取価格を基準電力料金の少なくとも80%とすることを規定 	<ul style="list-style-type: none"> 電力自由化の過程で、原則として全発電事業者、小売業者に公設の卸電力取引市場への参加を義務付けるプール制度を導入したため、その中での再生可能エネルギー発電設備の位置づけを明確化する必要性 		n/a	
1998年12月	Royal Decree 2818/1998	<ul style="list-style-type: none"> 電気事業法に基づき「特別制度」の対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別の固定買取価格の算出方法を規定 			n/a	
2004年3月	Royal Decree 436/2004	<ul style="list-style-type: none"> 「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を変更 毎年のエネルギー源別の固定買取価格は、基準電力価格に法令で規定された比率を乗じることを規定 買取価格の出力区分帯の細分化や価格見直しの契機を新たに規定 	<ul style="list-style-type: none"> 従前の制度では直近の電力取引価格の実績値に基づいて固定買取価格を算出し、1年ごとに公表する形式としていたが、基準電力価格の比率で算出することで、事業者の予見可能性を高めるため 	19.0% (2004年)	6.63億ユーロ (2004年)	
2006年6月	Royal Decree Law 7/2006	<ul style="list-style-type: none"> 基準電力料金に規定の比率を乗じて算出していた「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を撤廃 「特別制度」の固定買取価格を基準電力料金の少なくとも80%とする条項を撤廃し、政府が固定買取価格を決定できることを規定 	<ul style="list-style-type: none"> 2005年に、渇水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格が50ユーロ/MWh以上の高値で推移 プレミアム価格による支援を選択していた事業者に、政府が想定した以上の売電収益をもたらす結果となり、支援の財源（電力料金による徴収額）の不足が顕在化したため 	20.0% (2006年)	11.30億ユーロ (2006年)	
2007年5月	Royal Decree 661/2007	<ul style="list-style-type: none"> 「特別制度」対象電源の固定買取価格の改定、及び一部エネルギー源へのプレミアム+売電価格の上限、下限の設定等を規定 	<ul style="list-style-type: none"> 同上 	21.7% (2007年)	14.47億ユーロ (2007年)	
2008年9月	Royal Decree 1578/2008	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電設備に関して、固定買取価格の改定や年間上限枠の設定等を規定 	<ul style="list-style-type: none"> 2007年中に、法定の「再生可能エネルギー計画 2005-2010」で規定された2010年の太陽光発電の導入目標量を達成したため 	23.7% (2008年)	24.23億ユーロ (2008年)	
2009年5月	Royal Decree Law 6/2009	<ul style="list-style-type: none"> 固定価格買取制度の対象とする電源について、中央政府への事前登録を義務付け 産業・観光・商務省がエネルギー源別の「クォータ」を設定して、当該クォータの年間設備容量に則して事前登録を受付 	<ul style="list-style-type: none"> 法定の「再生可能エネルギー計画」で定めた再生可能エネルギー源別の導入目標を超過するエネルギー源が出てきて、太陽光以外についても「特別制度」の支援対象とする新規再生可能エネルギー発電設備の容量を管理する必要が生じたため 	27.8% (2009年)	47.14億ユーロ (2009年)	
2010年11月	Royal Decree 1565/2010	<ul style="list-style-type: none"> 2011年第2四半期以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格の引き下げ 	<ul style="list-style-type: none"> スペインでは、2003年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計のあり方に起因して、FIT制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた 2009年末時点の、2001年以降の電力料金徴収不足による債務総額は220億ユーロとなっており、2010年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた 再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電（特別制度対象電源）の買取に伴うプレミアム額は約91.3億ユーロ（うち、再生可能エネルギー発電へのプレミアム額は約67.5億ユーロ） 1998～2013年の間に、特別制度対象電源へのプレミアム総額は560億ユーロ超となった 左記の法改正は、電力料金徴収不足に伴う累積赤字解消が目的 	29.8% (2010年)	53.41億ユーロ (2010年)	
2010年12月	Royal Decree 1614/2010 Royal Decree Law 14/2010	<ul style="list-style-type: none"> 【既存設備を含む適及適用】風力、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセティブ）を適用する年間上限時間の導入 FIT対象電源にも系統利用料金（0.5ユーロ/MWh）を適用 		33.5% (2012年)	61.35億ユーロ (2012年)	
2012年1月	Royal Decree Law 1/2012	<ul style="list-style-type: none"> 新規再生可能エネルギー発電設備の「特別制度」への登録停止 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電（特別制度対象電源）の買取に伴うプレミアム額は約91.3億ユーロ（うち、再生可能エネルギー発電へのプレミアム額は約67.5億ユーロ） 1998～2013年の間に、特別制度対象電源へのプレミアム総額は560億ユーロ超となった 左記の法改正は、電力料金徴収不足に伴う累積赤字解消が目的 	36.4% (2013年)	67.48億ユーロ (2013年)	
2013年1月	Law 5/2012	<ul style="list-style-type: none"> 全電源の売電収入を対象とした一律7%の課税 2013年以降、系統利用料金の未徴収分に対して、国家予算からも費用の一部を補てん 		<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電（特別制度対象電源）の買取に伴うプレミアム額は約91.3億ユーロ（うち、再生可能エネルギー発電へのプレミアム額は約67.5億ユーロ） 1998～2013年の間に、特別制度対象電源へのプレミアム総額は560億ユーロ超となった 左記の法改正は、電力料金徴収不足に伴う累積赤字解消が目的 		
2013年2月	Royal Decree Law 2/2013	<ul style="list-style-type: none"> 買取価格の年次インフレ調整方法の変更 プレミアム価格買取（FIP）オプションを廃止し、固定価格買取（FIT）オプションへの一本化 				
2013年7月	Royal Decree Law 9/2013	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場改革の一環として、既存設備を含めて再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度を撤廃し、新制度へ移行を公表 				
2014年6月	Royal Decree 413/2014	<ul style="list-style-type: none"> 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約7.4%を想定し、市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」を支払い 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む 既存設備のうち、これまでの投資収益率が7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り 				

出所) 各法令より作成。再生可能電力比率は、Eurostat、"SHARES tool 2013, SHort Assessment of Renewable Energy Sources"、FIT 賦課金額は国家市場・競争委員会（CNMC）、"Informe mensual de ventas de energía del régimen especial"より作成

表 5-14 スペイン：再生可能エネルギー発電の連系量拡大に向けた動き

年月	関連法令、計画等	再生可能エネルギー目標関連の動向	制度改正の動向		その他の関連する動き	(参考) 風力設備容量
			FIT 制度	技術要件		
1997年11月	電気事業法 Electric Power Act54/1997	・2010年におけるエネルギー消費に占める再生可能エネルギー導入比率を12%まで拡大する目標を設定。				
1999年12月	再生可能エネルギー促進計画	・1999年12月に閣議決定に基づく2010年までの「再生可能エネルギー促進計画」を策定。 ・2010年における風力発電の設備容量を8,974MWと設定。				834MW (1999年)
2002年9月	Electricity and Natural Gas Plan, Transmission Grid Development 2002-2011	・2002年9月13日に承認したエネルギー関連の発展計画で、2011年における風力発電の設備容量を13,000MWと設定。 ※送電系統運用者(REE)への当時のヒアリングでは、上記の容量は、現行の風力発電の技術(系統連系要件)を前提とした限界としてREEが提示した数値という回答。				5,066MW (2002年)
2003年					・Iberdrola社(再生可能発電事業者)が、自社運営の再エネ発電設備のコントロールセンターを開設。	
2004年3月	Royal Decree 436/2004		・「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を変更。 ・毎年のエネルギー源別の固定買取価格は、基準電力価格に法令で規定された比率を乗じることを規定。	・瞬時電圧低下時の風力発電の脱落を防止するため、Low Voltage Ride Through 機能を付けた風力発電所を新規建設する場合は、特別追加金を付与することを規定。		8,532MW (2004年)
2005年8月	スペイン再生可能エネルギー計画 2005-2010	・再生可能エネルギー促進計画を強化する形で、「スペイン再生可能エネルギー計画 2005-2010」を策定。 ・2010年における風力発電の設備容量を20,155MWと設定。 ※REEは2010年までに供給信頼度を低下させることなく、系統で受け入れられる風力発電の上限値は20,200MWであると中央政府に提言。			●2005年 ・渇水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格が50ユーロ/MWh以上の高値で推移し、大部分の風力発電事業者が、支援制度をプレミアム価格買取(FIP)制度に移行。 ・FIP制度に移行した再エネ発電設備は、卸電力取引市場で直接売電するため、計画値から発電量の差分が生じた場合にはインバランスチャージの対象。	10,095MW (2005年)
2006年3月	Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011: Revisión 2005-2011	・上記の再生可能エネルギー計画の風力発電目標を前提として計画策定。				
2006年6月	Royal Decree Law 7/2006		・基準電力料金に規定の比率を乗じて算出していた「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を撤廃。 ・「特別制度」の固定買取価格を基準電力料金の少なくとも80%とする条項を撤廃し、政府が固定買取価格を決定できることを規定。		●2006年 ・REEは中央給電指令所内に、各事業者の制御所を接続する再生可能エネルギー発電制御センター(CECRE)を設置。	11,897MW (2006年)
2007年5月	Royal Decree 661/2007		・「特別制度」対象電源の固定買取価格の改定、及び一部エネルギー源へのプレミアム+売電価格の上限、下限の設定等を規定。	・全ての設備に対して短時間の電圧低下時においても系統から解列しないLow Voltage Ride Through と呼ばれる機能を付けることを義務化。 ・2008年1月1日以降に新設される風力発電設備には必須、2008年1月1日より前に登録した発電所には、2010年1月1日までにREEの運用手続きP.O.12.3のLow Voltage Ride Through 機能付与を義務付け。 ・系統運用者と複数の風力発電所を中継する機関としてGCCと呼ばれる制御所の設置が各発電事業者に義務付け。		14,536MW (2007年)
2009年5月	Royal Decree Law 6/2009	・風力発電については、2010年:1,855MW、2011年:1,700MW、2012年:1,700MWのクォータを設定。 ・これは2010年に約20,700MW、2012年に約24,100MWに相当。	・固定価格買取制度の対象とする電源について、中央政府への事前登録を義務付け ・産業・観光・商務省がエネルギー源別の「クォータ」を設定して、当該クォータの年間設備容量に則して事前登録を受付。			18,861MW (2009年)

出所) 各法令、計画をもとに作成

2010 年以降、既存設備にも遡及した法改正を含めた、固定価格買取制度の改正が相次いだ。最終的に、2013 年 7 月 13 日に、スペイン政府は、電力市場改革の一環として、現行の再生可能エネルギー固定価格買取 (FIT) 制度を撤廃し、新制度に移行することを公示した。

この背景には、2013 年度は 45 億ユーロにのぼると予想される電力料金徴収不足による電力会社の累積赤字の問題がある。スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計にあり方に起因して、FIT 制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。2009 年末時点の、2001 年以降の電力料金徴収不足による債務総額は 220 億ユーロとなっており、2010 年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた。

こうした電力料金徴収不足に伴う赤字解消に向けた、2010 年以降のスペインにおける FIT 制度の主な改正動向と遡及適用有無は表 5-15 のとおり。

表 5-15 スペイン：2010 年 12 月以降の FIT 制度の主な改正動向

年月	根拠法令	遡及適用有無	概要
2010 年 11 月	RD1565/2010		・ 2011 年第 2 四半期以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格の引き下げ
2010 年 12 月	RD1614/2010 RDL14/2010	○	・ 既存設備を含む風力発電、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセンティブ）を適用する年間上限時間の導入 ・ FIT 対象電源にも系統利用料金（Access Tariff）（0.5 ユーロ/MWh）を適用
2012 年 1 月	RDL1/2012		・ 新規再生可能エネルギー発電設備の FIT 制度への登録停止
2013 年 1 月	L15/2012	○	・ 全電源の売収入を対象とした一律 7%の課税 ・ 2013 年以降、系統利用料金の未徴収分に対して、国家予算からも費用の一部を補てん
2013 年 2 月	RDL2/2013	○	・ 買取価格の年次インフレ調整方法の変更 ・ プレミアム価格買取 (FIP) オプションを廃止し、固定価格買取 (FIT) オプションへの一本化

出所) 各法令をもとに作成

まずは、2010 年 12 月の緊急的な法改正により、未徴収分の電力料金を補填するために、発電事業者にもサーチャージ賦課を系統利用料金として課すこととし、その後この発電事業者へのサーチャージ賦課について、再生可能エネルギー発電設備も対象とすることとした。

また、風力発電、太陽熱発電、太陽光発電について、買取対象とする時間数に年間上限を設けて、発電する日照・風況条件のよい設備については、しきい値を超えて発電した時間分は売電価格のみでインセンティブを付与しないことが決められた。なお、この 2010 年 12 月の法令に基づくインセンティブを付与する年間上限時間の設定は、既存設備にも遡及して適用された。

また、2012 年 2 月に、FIT 制度に基づく新規買取を、事前登録されたプロジェクト以外は一時的凍結する改正法が成立した。加えて、2013 年 2 月には、再生可能エネルギー発電事業者が選択可能であった電力市場価格にプレミアムを加えて支援を受けるフィードインプレミアム (FIP) 制度のオプションが廃止され、固定価格買取 (FIT) の売電オプションしか選択ができなくなった。これも既存設備に遡及して適用されている。

こうしたなか、スペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環として、現行の FIT 制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。その後、2014 年 6 月 6 日付けで、

再生可能エネルギー・廃棄物発電に対する新たな支援制度を規定した政令（Real Decreto 413/2014）が成立し、既存設備も含めて従来の FIT 制度が廃止された。

5.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 補助金/入札制度

スペイン政府は、2013年7月13日に、電力市場改革の一環として、現行の FIT 制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。その後、2014年6月6日付けで、再生可能エネルギー・廃棄物発電に対する新たな支援制度を規定した政令（Real Decreto 413/2014）が成立し、既存設備も含めて従来の FIT 制度が廃止された。

新たな支援制度の概要は、表 5-16 のとおり。

表 5-16 スペイン：2014年6月の RD413/2014 に基づく新たな支援制度の概要

目的	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 新たな支援制度に基づき、産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の固定価格買取制度で年々増大した累積負債を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。 ◆ 新たな支援制度では、市場での売電収益以外の追加支援額として、支援制度対象電源の閉鎖までの期間に設備に支払われる額は、約 1,400 億ユーロとなる見込み。
対象設備	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 新制度は、再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電の既存設備に遡及して適用されるとともに、新規設備を対象とする。 ◆ 従来制度における支援対象とする設備の容量上限（100MW）を撤廃。
支援水準	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約 7.4%を想定。 ◆ 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」が支払われる。 ◆ 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む。 ◆ 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。 ◆ 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6年ごと、3年ごと、または毎年の修正を想定。

出所）スペイン産業・エネルギー・観光省（2014年当時）プレスリリースをもとに作成

新規設備については、エネルギー所管省⁷¹が策定する法令・規則等に基づき実施する競争入札制度に基づいて、支援対象設備や支援水準を決定する。2016年1月に実施された第1回入札では、陸上風力発電 500MW、バイオマス発電 200MW を対象として募集が行われた。第1回入札では、リパワリングプロジェクトも対象となり、特定の事業に対してではなく入札者別の設備容量に対して入札が行われた。

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。第1回入札で参加者は、既定の基準参照発電所の初期投資額からの割引率（0～100%）を入札し、割引額が大きい者が落

⁷¹ 2019年時点では、環境・移行省（Ministerio para la Transición Ecológica）。

札する仕組みとなる。基準参照発電所の初期投資額が上限価格となり、陸上風力発電は 120 万ユーロ/MW、バイオマス発電は 335 万ユーロ/MW に設定された。

その後は、2017 年 5 月に技術要件なしで 3,000MW、2017 年 7 月に陸上風力と太陽光に限定して 3,000MW の募集が行われた。この 2 種類に限定された理由として、落札価格が低い
ため、需要家への追加費用なく電力市場価格で稼働可能であること、実現可能性の高いプロジェクトであることが挙げられている。第 3 回は、風力と太陽光別の募集容量は定められていない。第 1 回から第 3 回までの入札制度の概要は表 5-17 のとおりである。

表 5-17 スペイン：補助金制度に関する入札制度設計

	第 1 回入札	第 2 回入札	第 3 回入札
実施時期	2016 年 1 月	2017 年 5 月	2017 年 7 月
募集容量	700MW	3,000MW	3,000MW (最大 3,000MW を追加可能)
募集形態	技術別(陸上風力、バイオマス)	技術要件なし	技術特定(陸上風力・太陽光)
入札要素	基準参照発電所の初期投資額からの割引率	単一超過費用(ユーロ/MWh)	単一超過費用(ユーロ/MWh)
落札価格決定方式	均一価格方式	均一価格方式	均一価格方式
上限価格	風力:120 万ユーロ/MW バイオマス: 335 万ユーロ/MW		
下限価格	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)
事前認定要件	資格等はなし	要事前資格(建築許可)	要事前資格(建築許可)
保証金	20 ユーロ/kW	60 ユーロ/kW (段階的回収)	60 ユーロ/kW (段階的回収)
完成期限	落札公示から 48 ヶ月	2019 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
入札手数料(落札者)	0.17 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW
落札権利譲渡	権利譲渡可	権利譲渡不可	権利譲渡不可

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

第 3 回入札までの落札結果は表 5-18 のとおり。

表 5-18 スペイン：補助金制度に関する落札結果

単位：MW

	第 1 回入札 (2016 年 1 月)	第 2 回入札 (2017 年 5 月)	第 3 回入札 (2017 年 7 月)	合計
陸上風力	500	2,980	1,128	4,608
太陽光	0	1	3,909	3,910
その他	200	19	0	219
合計	700	3,000	5,037	8,737

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

再生可能エネルギー源で技術中立的に行われた 2017 年 5 月の第 2 回入札では、募集容量 3,000MW のうち陸上風力の落札容量が 2,980MW を占めたが、陸上風力と太陽光に限定して技術中立的に実施した 2017 年 7 月の第 3 回入札では、太陽光の落札容量が 3,909MW にのぼったのに対し、陸上風力は 1,128MW であった。これは、第 1 回と第 2 回入札で、当初太陽光に不利に働いた、応札者が同評価となった際の規則（割引率の引き上げ）を変更したためである。第 2 回、第 3 回入札の落札プロジェクトの事業実施期限は、ともに 2019 年 12 月 31 日までとなっていた。

報道によると、事業実施期限までに不履行となった約 2,800MW あり、プロジェクト事業者から没収された保証金は 1 億 300 万ユーロにのぼった模様である⁷²。

⁷² MRC Consultants and Transaction Advisers 社ホームページ（2021 年 3 月 1 日取得）、
<https://mrc-consultants.com/renewable-auctions-in-spain-new-framework/>

5.4.3 参考とした主な情報源

本章のスペインに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー経済制度（REER）関連

スペイン環境省移行省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。
<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx>

(2) 補助金制度関連

スペイン環境省移行省が、以下のサイトに関連法令や入札結果等の情報を公表。
<https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx>

6. 英国

6.1 再生可能エネルギー導入目標

英国では、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1月時点で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）の策定作業中である。

他方、再生可能エネルギーに特化した導入目標は原則として設定しておらず、再生可能エネルギーを原子力発電、二酸化炭素回収・有効利用・貯留付きの火力発電と同じ低炭素発電の一つとして扱って、導入促進を図っている。

6.1.1 気候変動目標

英国は、法的拘束力のある2008年気候変動法の温室効果ガス排出削減枠組により、当初2050年までに1990年比80%の温室効果ガス削減目標を掲げていたが、2019年6月12日付で、2050年までに1990年比100%削減する目標を導入する、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°C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、英国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、この移行から英国が社会・経済的便益を最大限享受することを指針としている。

気候変動法ではまた、2050年目標の達成に向け、温室効果ガス排出量の上限値を定める炭素予算を2008年から5年毎に定めており、これまでに第1期～第5期炭素予算が公表された。2017年10月のClean Growth Strategyでは、2008年気候変動法のもとの第5期炭素予算を達成する道筋を示しつつ、2020年代を通じ英国経済が低炭素機会の恩恵を享受し、気候変動に関する国内および対外的なコミットメントを実現する戦略が公表された。現在（2021年2月時点）、2021年6月公表予定の第6期炭素予算（2033～2037年）策定に向け、気候変動委員会（CCC）が評価報告書を提出するなど、検討作業が進められており、CCC案では、2035年までに1990年比78%の温室効果ガス削減が提言されている。

2020年12月4日、英国は2030年までに1990年比少なくとも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。

6.1.2 再生可能エネルギー導入目標の考え方

英国では、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。再生可能電力分野の主要促進制度でも、RPS制度やCfD FIT制度といった再生可能エネルギー源の技術中立的な支援制度としており、特定のエネルギー源に配慮した制度設計とはなっていない。

英国政府が、欧州委員会に提出した国家エネルギー・気候変動計画（NECP）では、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標を33%としていたが、2013年の目標策定時にエネルギー・気候変動大臣であった Davey 氏は、英国は脱炭素化に向け、技術中立を掲げ、電源構成を市場や競争に委ねる方針を取っており、NECPの目標策定について柔軟性を欠き、不要であると述べていた⁷³。

2020年12月のEU離脱に伴い、2019年までにEU加盟国に提出が義務付けられていたNECPを公表する必要がなくなったことから、2021年1月現在、英国政府が再生可能エネルギー目標として数値化しているものはない。2020年5月にNational Infrastructure Commissionが公表したレポート⁷⁴で、2030年までの再生可能エネルギー目標として50%が提言されたが、さらにその3か月後の2020年8月のレポート⁷⁵では、新たなモデリングにより、需要家の負担コストを増加することなく、目標を65%に引き上げることが可能であると分析している。

なお、上述の2020年11月に公表した“Ten Point Plan for a green industrial revolution”では、洋上風力発電のみ、現在の4倍となる40GW（浮体式洋上風力1GWを含む）まで引き上げ、一般家庭の全使用量を超える発電量を目指すことを掲げている。

⁷³ DECC, “UK urges Europe on 50% ambition on emissions reductions,” <https://www.gov.uk/government/news/uk-urges-europe-on-50-ambition-on-emissions-reductions> (2021年2月15日取得)

⁷⁴ National Infrastructure Commission, “Net zero: Commission recommendations and the net zero target,” <https://nic.org.uk/studies-reports/renewables-recovery-and-reaching-net-zero/attachment/final-renewables-recovery-reaching-net-zero/> (2021年2月15日取得)

⁷⁵ 2020年8月11日付のプレスリリースでは、2030年再生可能エネルギー目標の提言を50%から65%に引き上げ。 <https://nic.org.uk/news/falling-cost-of-renewables-strengthens-case-for-accelerating-deployment/> (2021年2月15日取得)

6.2 現行の再生可能電力支援制度

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

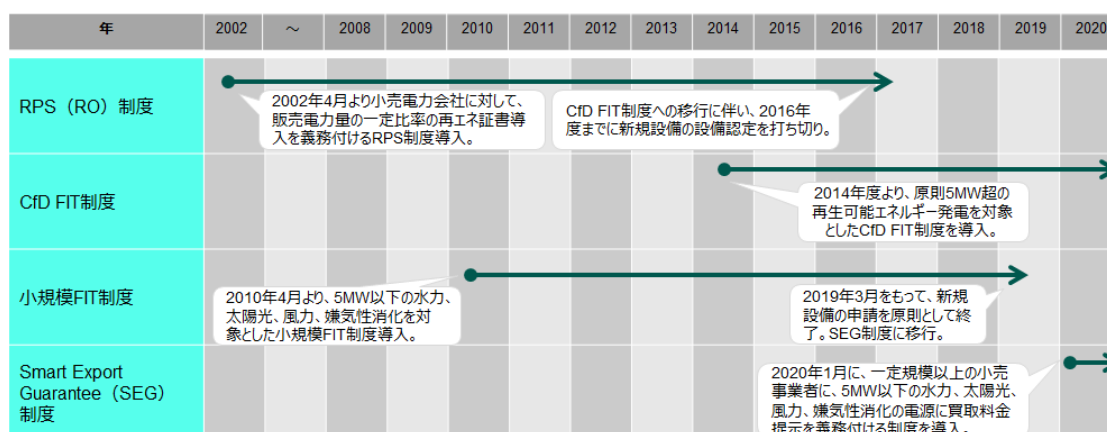


図 6-1 英国：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) Ofgem⁷⁶⁷⁷⁷⁸, BEIS⁷⁹をもとに作成

2021年1月時点で、英国では、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。

英国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 Guarantee (SEG) の概要を6.2.2でとりまとめる。また、大規模設備を対象とした、CfD FIT制度の概要については、6.2.3でとりまとめる。

⁷⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro> (2021年3月17日取得)

⁷⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit> (2021年3月17日取得)

⁷⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/smart-export-guarantee-seg/about-smart-export-guarantee-seg> (2021年3月17日取得)

⁷⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> (2021年3月17日取得)

6.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

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

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

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

2008年11月26日に成立した2008年エネルギー法（Energy Act 2008）では、国務大臣（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。

英国政府は、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。FITの適用対象は設備容量が5MW以下の太陽光、水力、風力、バイオマス（嫌気性消化のみ）を用いた再生可能エネルギー発電設備である。

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

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

表 6-1 英国：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 エネルギー源ごとに一定の経過措置の条件を設定し、条件を満たした設備は期限を超過しても対象設備として認定
RO 義務終了後の既存対象設備の扱い	2027 年度以降、RO 制度に基づき発行される証書を、法令に基づく指定機関が固定価格で買い上げ

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

小規模 FIT 制度について、2018 年 7 月 19 日に英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、小規模低炭素発電の導入費用の引下げに伴い、2019 年 3 月 31 日をもって発電価格とともに売電価格を廃止する案を公表し、パブリックコメントの募集を行った⁸¹。その結果、2019 年 3 月 31 日以降、一部の特例を除き、小規模 FIT 制度に基づく認定申請は受付を終了することとなった。2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請した Renewables Obligation Order Feed-in Tariffs (ROO-FIT) 規模(すべての水力および嫌気性消化、50kW 超の太陽光および風力)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、嫌気性消化および風力は 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。

80

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/289076/Transition_and_Grace_Periods_Government_Response_-_12_Mar_2014.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

81 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme> (2021 年 2 月 15 日取得)

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

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

表 6-2 英国：Smart Export Guarantee 制度の方向性

- よりクリーン、スマート且つ柔軟なエネルギーシステムへの転換を支援するために、実現すべきこと
 - ・市場へのルート：小規模低炭素発電を支援するための市場へのルートを確保する。
 - ・マーケットイノベーション：政府はマーケットイノベーションを Industrial Strategy の中核となる概念と位置付けている。
 - ・需要家負担の費用引き下げ：求めやすい低炭素電力を需要家に提供するエネルギーシステムの開発支援。
 - ・スマートで柔軟な電力システムへの転換：系統が最大需要を経験している場合に売電を促進するなど、系統の効果的管理を可能にする需要家の行動にインセンティブを与える価格シグナルを通じ、電力の効果的使用を促進する。
- 上記の実現に向けて、政府が実施する意向のある施策
 - ・小規模発電事業者が売電分を市場で補填されるようにする。
 - ・特に、アグリゲーターやデジタルマーケットプレイスの成長など、市場にイノベーションや競争を促進するオプションを策定することで余地をもたらすセクターを対象とした枠組みを確立する。
 - ・より多くの需要家が立地や時間による電気料金の恩恵を受けることができるよう、スマートメーターや使用時料金を使用しつつ、よりスマートなエネルギーシステムを進める際に小規模発電事業者が果たす役割を強化する。

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

その後、2019年6月に法制化された SEG は、小売電気事業者 (15 万軒超の一般家庭の顧客を有する国内小売電気事業者) に、小規模電気事業者 (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

⁸² 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2020年3月4日取得)

⁸³ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2021年2月15日取得)

電された電力の対価を払わなくてもよい。適格発電事業者が系統に売電した電力は、検針が義務付けられている。一般家庭の設備については、スマートメーターにより検針する。

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

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

表 6-3 英国：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	支援対象技術ごとに「発電価格」を設定するとともに、「売電価格」も規定	・「売電価格」は0以上を設定 ・ネガティブ価格時は、発電設備側が小売電気事業者にネガティブ価格の対価を払う必要なし
買取期間	20年間(マイクロコジェネは10年間)	契約期間は任意
売電検針量	発電量メーターと売電量メーターの両方を設置して検針すること。	適格電源からの売電量は、30分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	・50kW以下の太陽光、陸上風力、マイクロコジェネ設備は、MCS認証設置事業者によって設置された、MCS認証設備を使用すること。 ・嫌気性消化、水力、50kW超のすべてのほかの電源は、MCS認証手続きで要求されるものと同じ内容を提出すること。	同左

出所) Ofgem, “Feed-in Tariffs,”⁸⁴および BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”⁸⁵

⁸⁴ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2021年2月15日取得)

⁸⁵ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2021年2月15日取得)

SEG 制度の支援対象とする適格基準は、図 6-4 のとおり。

表 6-4 英国：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 プロバイダーに国および地方自治体からの支援を受けている、または受ける予定である旨申告しなくてはならない。
持続可能性	嫌気性消化に関しては、持続可能性基準を満たしたもので、FIT 制度の下で運用される基準を踏まえた原料制限規則の対象となる。

出所) BEIS, “The Future for Small-Scale Low Carbon Generation”⁸⁶をもとに作成

当初は簡易な料金体系とするが、今後、小規模発電者に蓄電を促すよう、需要水準に応じた異なる料金体系とすることが期待されている。また、発電ではなく、蓄電に対価を払うことも検討されている。

買電保証タイプの料金の参考価格は、5.5 ペンス/kWh 前後となっているが、小売電気事業者が十分競争力のある料金を提示しない場合、政府は介入する意向を示している。

2021 年 2 月時点で公表されている SEG の最高値は蓄電池設置タイプである、Social Energy (義務対象) の 5.6 ペンス/kWh となっており、次いで E.On Energy (義務対象) および Octopus Energy (義務対象) の 5.5 ペンス/kWh となっている⁸⁷。

⁸⁶ <https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation> (2021 年 2 月 15 日取得)

⁸⁷ Solarguide, “Compare Smart Export Guarantee Tariffs,” <https://www.solarguide.co.uk/smart-export-guarantee-comparison#/>

6.2.3 現行制度：差額契約型固定価格買取（CfD FIT）制度

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

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

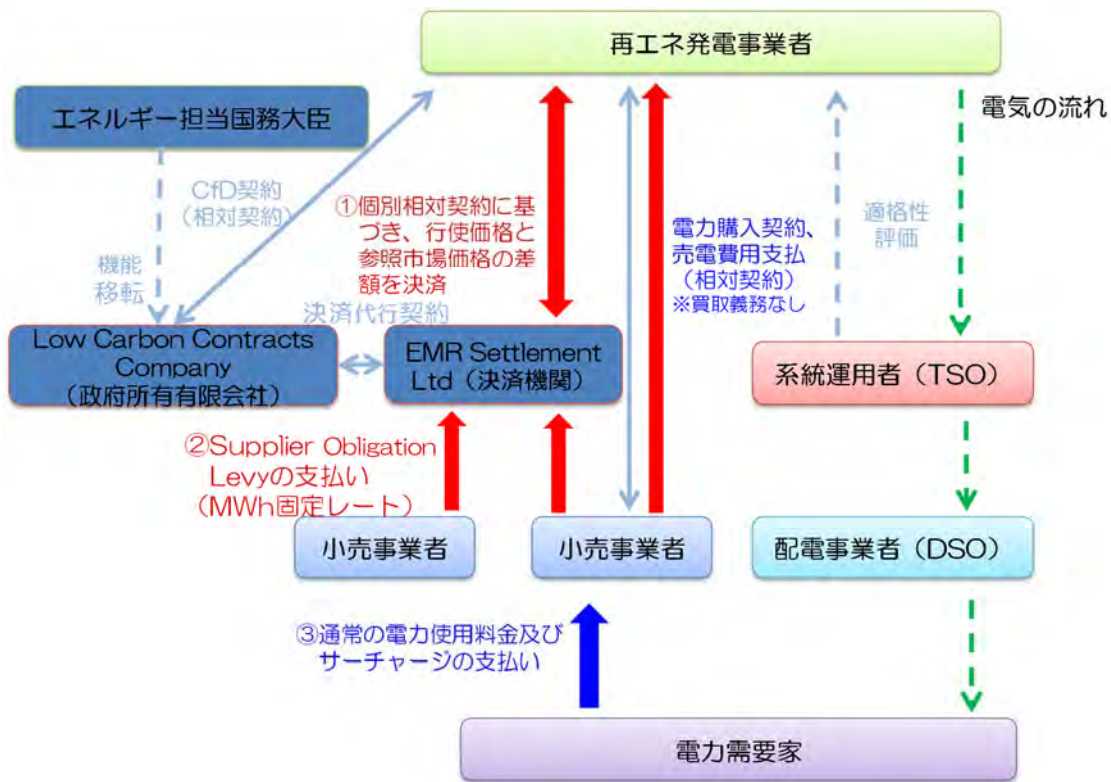


図 6-2 英国：差額契約型（CfD）FIT の枠組み

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) 資料より作成

以下では、CfD FIT の制度概要についてとりまとめる。

(1) CfD FIT 制度の根拠法令

2013年エネルギー法 (c.32) (Energy Act 2013 Chapter 32)

上記の2013年エネルギー法に基づき、エネルギー閣僚 (Secretary of State) は、規則の組み合わせと発電事業者とカウンターパート間の私法上の契約を通じて、CfD FIT 制度の

施行が可能となる。CfD FIT 制度では、発電事業者が受ける、発電設備のエネルギー源ごとの支援水準を規定する。また、国務大臣には、差額契約の標準（契約）条項を決定・公表する権限を有する。

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および方法を規定する。また、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。この義務は、Supplier Obligation（供給事業者の義務）と呼ばれ、この支払をする際の細目も規則にて規定される。

表 6-5 英国：エネルギー国務大臣により策定される CfD FIT にかかる規則

行政委任立法一覧	主な規定内容
The Contracts for Difference (Counterparty Designation) Order 2014	Low Carbon Contracts Company を CfD カウンターパーティ(CfD 契約の相手方)に指定。Energy Act 2013 とその二次立法で付与された CfD カウンターパーティとしての機能を果たす。
The Contracts for Difference (Definition of Eligible Generator) Regulations 2014	Energy Act 2013 の適用上の適格発電事業者を定める。
The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014	主に、下記の点について定める。 <ul style="list-style-type: none"> ・CfD の申請方法 ・申請の評価方法 ・割当プロセスの策定方法 ・アロケーション枠組みの適用方法 ・アロケーション枠組みに盛り込まれるべき項目 ・アロケーション・ラウンドの予算策定 ・競争プロセスを盛り込むかを Delivery Body が決定 ・CfD 通達のプロセス ・不服申し立て(appeal)条項
The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014	定型の CfD の策定方法、国務大臣が公示・修正する標準条項を定める。また、申請者が変更を希望する際の方法を管理する。
The Contract for Difference (Electricity Supplier Obligation) Regulations 2014	<ul style="list-style-type: none"> ・英国の電力供給事業者が CfD の費用を支払う一般的義務 ・年間定率賦課金を支払う供給事業者の一般的義務 ・金額の調整 ・CfD 発電事業者から受領した金額の供給事業者への支払い ・供給事業者の準備金積み立て義務 ・供給事業者の担保*1 および貸倒引当担保提供義務 ・CfD カウンターパートの費用を賄う供給事業者の義務 ・紛争および執行 ・CfD 発電事業者に対する支払の案分
The Contracts for Difference (Allocation) (Amendment) Regulations 2015	実現可能なプロジェクトに支援を与えるための、Non Delivery Disincentive を導入する権利を国務大臣に付与する。
The Contracts for Difference (Standard Terms) (Amendment)	売電価格がネガティブ(マイナス)となった場合に、CfD の支払いを一時中断する権限を与える。また、アロケーション・ラ

行政委任立法一覧	主な規定内容
Regulations 2015	ウンドの開始時に公表された Standard Terms Notice を改正する権限を国務大臣に付与する。
The Contracts for Difference (Miscellaneous Amendment) Regulations 2016	これまでの規則で定められた、現行の配分方法と締結された CfD 契約の運用方法に微修正を加える。
The Contracts for Difference (Allocation) (Amendment) Regulations 2016	現行の CfD アロケーション実施の最終日である 2020 年 3 月 31 日を 2026 年 3 月 31 日に延期する。
The Contracts for Difference (Allocation) (Excluded Sites) Amendment Regulations 2016	NDD 条項の一部を改正。アロケーションされた CfD で契約を締結できなかった場合、以降のラウンドで当該事業用地は一時的に対象外となる。現行 13 ヶ月のこの適用期間を 24 ヶ月に延期する。
The Contracts for Difference (Standard Terms) (Amendment) regulations 2017	ストライクプライスが参照価格を上回り、発電事業者が支払い義務を負った際、支払いを停止できるよう該当する Standard Terms and Conditions を改正する。本提案では、CFD カウンターパーティーが CfD の支払い額を他の国庫補助額と相殺できるようにし、他の国家補助が控除されるまで発電事業者が CfD 支払いを受け取れないようにする。
The Contracts for Difference (Miscellaneous Amendments) Regulations 2018	① CfD 申請時の「適格発電所」の新たなサブクラス(「離島風力 CFD ユニット」)を定める。 ② Combined Heat and Power Quality Assurance (CHPQA) Standard Issue 6 のもと、プロジェクトを認可する際の CHP の要件を外す。 ③ 「廃棄物」の定義を若干改正し、現行の定義の要件を満たすために意図的に修正・汚染された原料は、当該用語の意味から逸脱したものであると定める。
The Feed-in Tariffs and Contracts for Difference (Amendment) (EU Exit) Regulations 2018	EU 法の不履行、および欧州連合から英国が脱退することにより生じる他の瑕疵に対処するため、本文書は、European Union (Withdrawal) Act 2018 における権限を使用し策定。 FIT に関しては、Energy Act 2008、CFD に関しては、Energy Act 2013 の 2 つの規則を改正する。 本措置により、英国が欧州連合の加盟国として参照されることがないように、関連法令を改正する。
The Contract for Difference (Electricity Supplier Obligation) (Amendment) (CORONAVIRUS)Regulations 2020	COVID-19 蔓延防止対策の影響で電力需要が急激に落ち込み、CFD 電力供給事業者の 2020 年第二四半期の資金不足が生じることが予想されることから、LCCC に融資を実行し、電力供給事業者の負担を肩代わりし、CFD 発電事業者への支払いを継続する。また、2020 年の第 2 四半期の CFD 発電事業者への支払いと ILR* ² 支払いとの差額の 8 割を、2021 年第 2 四半期の電力供給事業者の義務として、繰り延べる。

*¹ 現金、または信用状 (Letter of Credit) を差し入れる。

*² Interim Levy Rate

出所) legislation.gov.uk 各種法令⁸⁸をもとに作成

⁸⁸ <https://www.legislation.gov.uk/primary+secondary?title=contracts%20for%20difference> (2021 年 2 月 15 日取得)

(2) 各主体の役割

CfD FIT は、各主体が以下の役割を果たすことで施行される。

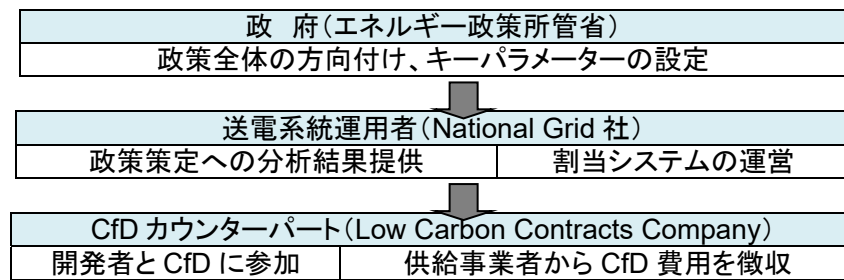


図 6-3 英国 : CfD FIT における各主体の役割

出所) BEIS, “Contracts for Difference”⁸⁹

(3) 支援の形態

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

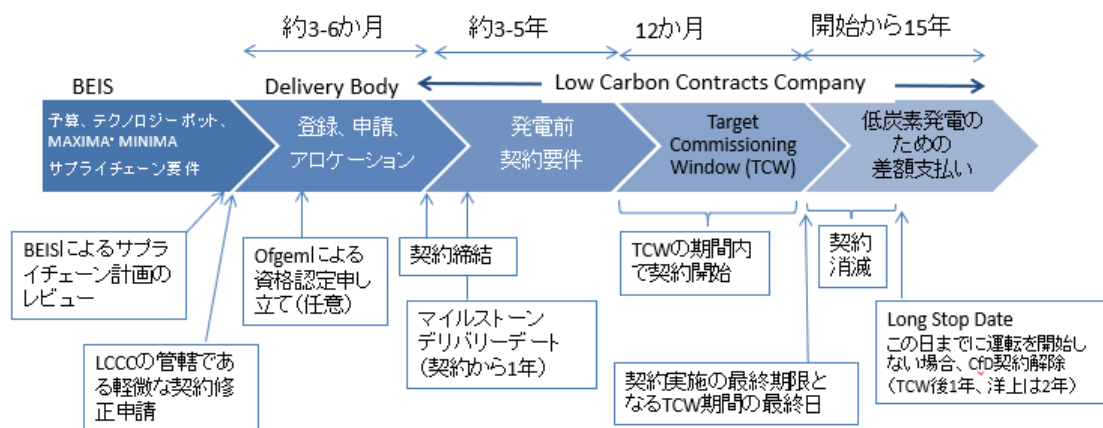


図 6-4 英国 : CfD FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ

出所) National Grid, “EMR Delivery Body Contract for Difference”⁹⁰ をもとに作成

(4) 開発事業者の実務

CfD FIT では、プロジェクトの早い段階で契約を締結でき、各プロジェクトにはその契約

⁸⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> (2021年2月15日取得)

⁹⁰ <https://www.cfdallocationround.uk/companies/national-grid-emr-delivery-body> (2021年2月15日取得)

の中で、15年間にわたるストライクプライス（行使価格）が提示される。開発事業者は、CfDに係る契約を得るために、以下の情報とともに送電系統運用者（National Grid社）への申し込みをしなければならない。

- プロジェクトの詳細（発電タイプ、容量、企業詳細）
- 建築許可
- 電力系統連系受け入れ証
- 目標運開日（プロジェクトの行使価格を決定）

(5) ストライクプライス（行使価格）

制度詳細に関するコンサルテーションを経て、2013年12月に、2014～18年度に運開する設備を対象としたストライクプライスがElectricity Market Reform Delivery Planで公表された。再生可能発電事業者は、このストライクプライスを上限として、15年間（バイオマス変換を除く⁹¹⁾にわたる差額決済契約を締結できる。

エネルギー源別ストライクプライスの上限価格は表6-6のとおり。

表 6-6 英国：ストライクプライスの上限価格（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
スコットランド島嶼陸上風力	—	—	—	115	115

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Investing in renewable technologies - CfD contract terms and strike prices”⁹²⁾

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。

参照価格は、出力に不確実性のある電源（風力、太陽光、波力、潮流発電）とベースロー

⁹¹⁾ バイオマス変換は、RO 制度の終期とあわせて差額決済契約の適用は 2027 年 3 月まで。

⁹²⁾

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263937/Final_Document_-_Investing_in_renewable_technologies_-_CfD_contract_terms_and_strike_prices_UPDATED_6_DEC.pdf

(2021 年 2 月 15 日取得)

ド電源で、回避可能原価に相当する参照市場価格（Market Reference Price）について異なる指標を採用している。出力に不確実性のある発電設備には時間ごとの前日市場の卸電力取引価格を、ベースロード発電設備には冬季（10月～翌年3月）と夏季（4月～9月）の季節ごとに先物市場で設定された平均価格を参照価格に適用する。

最終的にこの管理上のストライクプライス（Administrative Strike Price）は、関連規則である The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014 の第 11 条に基づき、2014 年 10 月にエネルギー国務大臣が公表した予算公告（Budget Notice）にて公布され、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。

また、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・ラウンドでは、表 6-7 のとおりエネルギー源別ストライクプライスの上限価格が設定された。その後の 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、表 6-8 のとおりの上限価格が設定されている。

表 6-7 英国：ストライクプライスの上限価格（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」⁹³

表 6-8 英国：ストライクプライスの上限価格（2023～24 年度運開設備）

単位：ポンド/MWh

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

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」⁹⁴

93

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566307/Draft_Budget_Notice_FINAL.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

94

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/757810/Contracts_for_Difference_CfD_Draft_Budget_Notice_for_the_third_allocation_round_2019.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

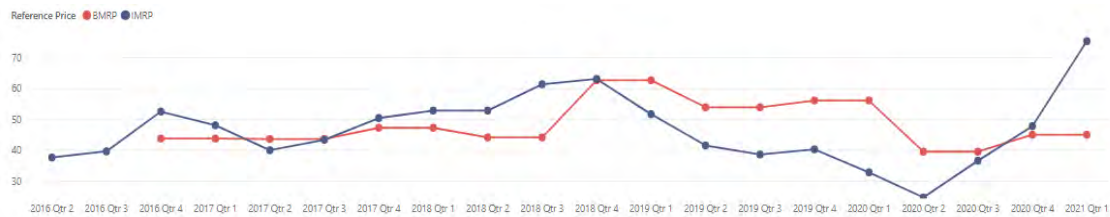


図 6-5 英国：CfD 市場参照価格の推移 (£/MWh)

出所) LCCC, “Operational Costs Levy Dashboard,”⁹⁵をもとに作成

(6) 電力販売先が見つからない場合のラストリゾート措置

CfD FIT の枠組みでは、CfD 発電事業者は CfD カウンターパートと差額決済契約を締結できるが、電力は相対取引や卸電力市場等で販売をすることが求められる。特に独立系の再生可能発電事業者に関して、エネルギー市場へのアクセス確保が必要となることから、「Offtaker of Last Resort」と呼ばれるサービスをあわせて導入している。

Offtaker of Last Resort の仕組みでは、CfD 発電事業者は、市場価格から規定額(25 £/MWh)をディスカウントした価格で電力購買契約「Backstop PPA」を結ぶことができる。この仕組みにより、投資家や金融機関が、発電事業者が卸電力の販売価格として受け取ることでできる「ワーストケース」の料金を予測することができる効果が期待される。

具体的には、特定の供給事業者（最低の信用条件を満たす、許認可を受けた供給事業者）に、1年間の Backstop PPA を締結するための入札に参加する義務を課すことで施行される。応札者の負担は、供給ライセンス事業者間で平準化される。Offtaker of Last Resort の義務対象となる供給事業者は、直近年度の英国における電力供給量の 6%以上を供給していることが要件となっており、2020 年度は以下の 6 大供給事業者であった。

- ・ British Gas Trading Ltd
- ・ EDF Energy Customers Plc
- ・ E.ON Energy Solutions Limited
- ・ NPower Limited
- ・ Scottish Power Energy Retail Ltd
- ・ SSE Energy Supply Limited

(7) 費用負担メカニズム

CfD FIT にかかる費用は、「CfD Supplier Obligation」という形で、2015 年 4 月 1 日以降、英国でライセンスを有する電力供給事業者から納付される賦課金で賄われる。

1) CfD コスト回収のための Interim Rate Levy

供給事業者は、ユニットコストの固定料率である「Interim Rate（暫定料率）」で算定される、£/MWh 建のレートで毎日請求される前払い金と、義務履行期間の開始時毎に一括払いの「Reserve（準備金）」を事前納付する必要がある。

⁹⁵ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/operational-costs-levy-dashboard> (2021 年 2 月 15 日取得)

2021 年度第 1 四半期の Interim Levy Rate は、£ 11.269/MWh である。

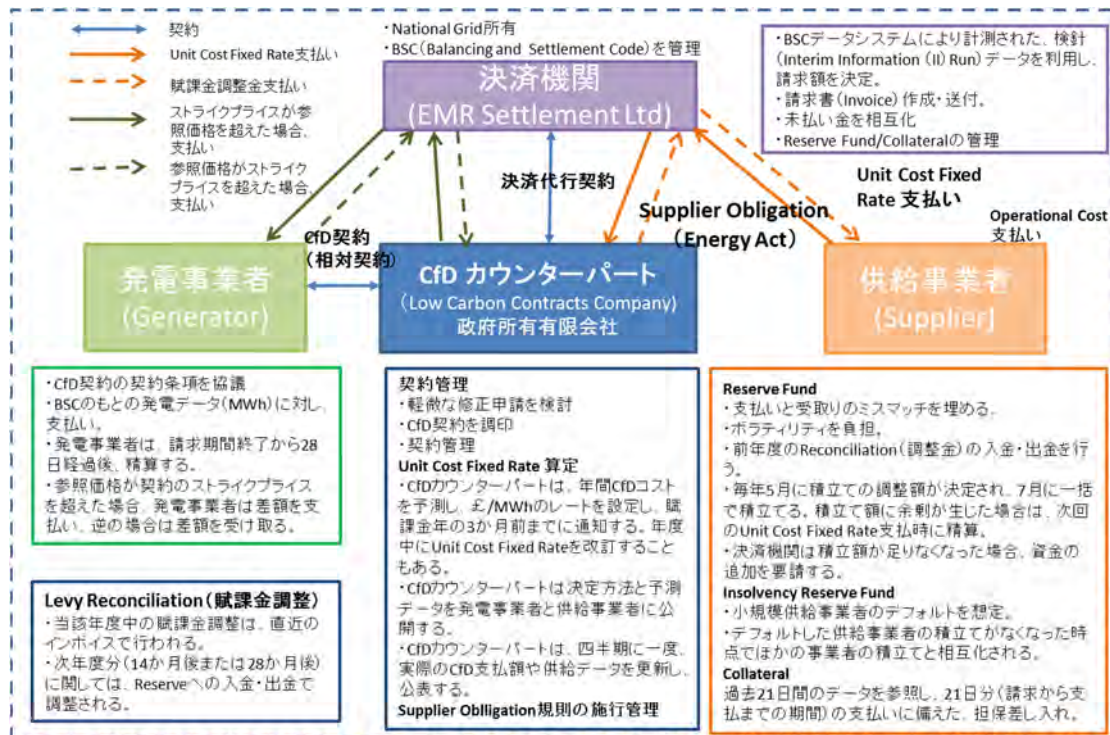


図 6-6 英国 : CfD FIT における費用負担メカニズム

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “EMR: Consultation on Proposals for Implementation”⁹⁶より作成

Interim Rates による支払いは、CfD カウンターパート (Low Carbon Contracts Company : LCCC) が CfD 発電事業者に対して予定された支払いをするための資金を提供することを企図している。一方、Reserve の納付は、LCCC CfD カウンターパートが CfD 発電事業者に対して義務付けられたすべての支払い 20 回のうち 19 回分に十分な資金を確保するよう設計された。回収された金額は、CfD カウンターパートが管理する CfDs を締結した低炭素発電事業者に対する支払いに使用される。

賦課金年度の前に、CfD カウンターパートが当該請求期間における合計 CfD 費用を予測し、Unit Cost Fixed Rate を算定する。請求期間の供給事業者に対する賦課金額は Unit Cost Fixed Rate と検針された供給量で計算される。実際の賦課金額が確定するのは、賦課金年の終了から 14 ヶ月後となる。すべてのデータが揃った後、CfD カウンターパートは、下記の式を使用して、実際の賦課金額を算定し、Reserve Fund への入出金を通じて、支払額を調整する。

実際の賦課金額は、賦課金年度の CfD コスト合計と同額となる。

96

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/255254/emr_consultation_implementation_proposals.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

$$CF \times \frac{(SE - SX)}{(TE - TX)}$$

上記の式では、それぞれ以下を意味する。

- ✓ CF：正味 CfD コスト
- ✓ SE：当該 supplier obligation 期間における、当該供給事業者の電力供給量
- ✓ SX：当該 supplier obligation 期間における、当該供給事業者から除外される電力供給量（送電・配電ロスなど）
- ✓ TE：当該 supplier obligation 期間における、供給事業者すべての電力供給量
- ✓ TX：当該 supplier obligation 期間における、供給事業者すべてから除外される電力供給量（送電・配電ロスなど）

CfD カウンターパートである LCCC から CfD 発電事業者への差額支払いは、請求期間終了後から 28 暦日後となっているが、供給事業者は支払い通知の受領から 7 営業日以内に賦課金の支払いを義務付けられている。加えて、LCCC は、供給事業者から引当金 (Total Reserve Amount) を徴収している。供給事業者による賦課金の不払い時には、未払い額は残りの供給事業者間で「相互化（補てん）」されることになっており、LCCC は適切な支払を受けるまでは、CfD 発電事業者に対して支払いをする義務を負わない。

また、ストライクプライスよりも参照価格が高い場合には、LCCC が CfD 発電事業者から支払いを受けることになり、Supplier Obligation Regulations にもとづき、供給事業者に適切な支払いをすることが義務付けられている。CfD 発電事業者が不払いを起し、結果として、LCCC から供給事業者に予定通りの支払いがなされない場合、この未払い額は、これ以外の供給事業者間で相互化され、LCCC に未払い額を補てんする義務は生じない。

2) LCCC 運営にかかる CfD Operational Costs Levy

LCCC の運営にかかる事業費は、設立準備期間である 2014 年 7 月 31 日以前はエネルギー・気候変動省 (DECC) が直接負担していたが、8 月 1 日以降に関しては、Supplier Obligation Regulations で規定された事業費賦課金 (CfD Operational Costs Levy) により供給事業者が負担する。

2015 年度の事業費賦課金は、Supplier Obligation Regulations で 1 MWh あたり 3.97 ペンスに設定（事業費予算 1,200.7 万ポンド相当）とされていた。LCCC は、当該会計年度に必要とされる事業費を余計に回収した場合、供給事業者に返金することとなっており、2015 年度は 265.2 万ポンドを返金した。なお、2021 年度における賦課金の料率は、1 MWh あたり 7.62 ペンス（事業費予算 1,441 万ポンド相当）である。

表 6-9 英国：Operational Cost Levy（OCL）の推移

年度	予想値			実績値			余剰 OC	返還料率	実効 OCL 料率
	OC	需要量	OCL 料率	OC	需要量	OCL			
	(£M)	(TWh)	(£/MWh)	(£M)	(TWh)	(£M)	(£M)	(£/MWh)	(£/MWh)
2014*	6.485	82.0886	7.90	5.568	86.6709	6.847	1.279	1.48	6.42
2015	12.010	302.5189	3.97	9.526	306.7506	12.178	2.652	0.86	3.11
2016	14.407	283.0452	5.09	11.728	305.1081	15.530	3.802	1.25	3.84
2017	14.800	282.4427	5.24	13.216	302.9962	15.877	2.661	0.88	4.36
2018	16.519	289.8070	5.70	12.262	288.6140	16.451	4.189	1.45	4.25
2019	17.020	287.5000	5.92	12.094	286.4865	16.960	4.866	1.70	4.22
2020	17.485	284.7720	6.14	-	-	-	-	-	-

*2014 年度は第 4 四半期のみ。

出所) LCCC, “Operational Costs Levy Dashboard”⁹⁷をもとに作成

3) 大規模需要家を対象とした費用負担減免措置

CfD の契約を締結した発電事業者に対する第 1 回の支払いは、2015 年 4 月に開始され、当該コストは供給ライセンスを有する電力供給事業者によって負担される（但し、2015 年度第三四半期までの費用実績なし）。この義務は、供給事業者の義務（supplier obligation）と呼ばれている。供給事業者は、免除対象外である供給電力量をベースに供給事業者の義務を支払うこととなる。

制度設計の過程において、エネルギー・気候変動省（DECC）によって、適格である EIIs（エネルギー集約企業）である電力供給事業者に対する、CfD 関連コストの一部免除が提案された。免除対象は、供給事業者の義務（Interim Rate Levy）と CfDs および供給事業者の義務を管理する際に生じる営業費を回収する事業費賦課金（CfD Operational Costs Levy）の 2 つである。あわせて、国際的な競争市場で操業している代表的な電力集約産業が、従来の支援制度である RO（Renewables Obligation）制度または小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした FIT 制度に伴い生じる電力コストの上昇分を補てんする、補償を受けることが決定している。この大規模需要家を対象とした費用負担減免措置は、欧州委員会の国庫補助に関する承認を経て、2017 年 11 月 1 日付で開始となった。

ア) 根拠法令

- Electricity Supplier Obligations (Amendment & Excluded Electricity) Regulations 2015
- Electricity Supplier Obligations (Amendment & Excluded Electricity) (Amendment) Regulations 2017

⁹⁷ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/operational-costs-levy-dashboard> (2021 年 2 月 15 日取得)

イ) 対象要件、減免額

根拠法令にて、費用負担減免措置の対象となる適格電力集約企業 (EII) の対象となる「特定活動 (業種)」が指定されている (表 6-10 参照)。この指定業種で申請時まで 6 ヶ月以上の実績を有し、電力費用が粗付加価値 (当該年の人件費及び事業利益の総額) の 20% 以上の企業が減免の資格を得る。粗付加価値の 20% を超えているかの判定は、当該事業の継続期間に応じて以下の異なる要件が適用される。データのもとになった収支計算書を会計企業登記局に提出し、認定を受けねばならない。事業者は、対象外となる年度を除外することで、実際の事業継続期間よりも少ない年数で申請することはできない。

- ✓ 1 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 1 事業年度。当 2 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 2 事業年度。
- ✓ 3 事業年度：2012 年 1 月 1 日以降、公表済の収支報告書が 3 事業年度以上。提出対象となるのは、直近の 3 期連続となる。年
- ✓ 年度決算を行っていない事業者で、21 か月以内の営業期間である事業者も申請可能である。この場合、申請前の 12 ヶ月後に会計データ (6 ヶ月分) があることが条件となる。

費用負担減免額は、適格電力集約企業 (EII) に供給される電力量の上限を 85% として、供給事業者課される関連賦課金を減免する。

表 6-10 英国：減免措置対象となる適格電力集約企業 (EII) の対象となる特定活動

活動内容	NACE ^注 Rev2 分類
硬石炭の採掘	05.10
装飾石、建築用石材、石灰岩、石こう、白亜、粘板岩の採石	08.11
砂利・砂場を敷く、粘土・カオリンの採掘	08.12
分類されていないその他の採掘・採石	08.99
鶏肉の加工・保存	10.12
製粉	10.61
家畜用飼料の製造	10.91
モルト製造	11.06
織物繊維の製造・紡績	13.10
織物繊維の製織	13.20
ニット及びクローゼ編み生地	13.91
じゅうたん及び敷物の製造	13.93
不織布・衣料以外の不織布製品の製造	13.95
その他の工業用・産業用織物の製造	13.96
分類されていないその他の織物の製造	13.99
その他の衣服・装飾品の製造	14.19
ニット・クローゼ靴下の製造	14.31
その他のニット・クローゼ衣類の製造	14.39
皮革製造、毛皮品製造	15.11
製材及び木材平削り	16.10
ベニヤ板・木材パネルの製造	16.21
その他の木材製品製造、コルク・藁・建材製品製造	16.29
紙・板紙の製造	17.12
段ボール及び板紙並びに紙製・板紙製容器製造業	17.21
家庭用品・衛生用品・化粧品用品の製造	17.22
壁紙の製造	17.24
石油精製品の製品	19.20

活動内容	NACE ^注 Rev2 分類
産業用ガスの製造	20.11
その他の無機基礎化学品の製造	20.13
その他の有機基礎化学品の製造	20.14
肥料および窒素化合物の製造	20.15
基礎成形プラスチックの製造	20.16
基礎成形合成ゴムの製造	20.17
化学繊維の製造	20.60
ゴム・タイヤとチューブ製造、ゴム・タイヤの再生	22.11
その他のゴム製品の製造	22.19
プラスチック製板・シート・チューブ・プロファイルの製造	22.21
プラスチック包装製品の製造	22.22
その他のプラスチック製品の製造	22.29
板ガラスの製造	23.11
空洞ガラスの製造	23.13
ガラス繊維の製造	23.14
工業用ガラス製品を含む、その他のガラス製品の製造・加工	23.19
耐火性製品の製造	23.20
陶磁器製タイル及び敷石の製造	23.31
焼成クレイのブリック・タイル・建材の製造	23.32
その他の工業用セラミック製品の製造	23.44
その他陶磁器製品の製造	23.49
セメント製造	23.51
石灰および石膏製造	23.52
建築用石膏製品の製造	23.62
繊維セメント製造	23.65
分類されていないその他の非金属鉱物製品の製造	23.99
地鉄・粗鋼・合金製造	24.10
鉄鋼チューブ、パイプ、中空押出および関連付属品の製造	24.20
冷間圧延(鋼管)	24.31
冷間ロール成形型鋼の製造	24.32
冷間圧延(伸鉄)	24.34
アルミニウム製造	24.42
鉛、亜鉛、スズ製造	24.43
銅製造	24.44
その他の非鉄金属製造	24.45
鉄鑄	24.51
鋼鑄	24.52
軽金属鑄造	24.53
その他の非鉄金属製造	24.54
軽金属包装用品の製造	25.92
電子部品の製造	26.11
電池・蓄電池の製造	27.20
その他の電子機器、電線・ケーブルの製造	27.32
冶金用機械製造	28.91

注) 欧州共同体における経済活動統計分類 (Statistical Classification of Economic Activities in the European Community)

出所) BEIS, “Electricity Supplier Obligation: Energy Intensive Industries (EIIs),”⁹⁸

98

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/942616/CFD_RO_FIT_Exemption_Guidance_Revised_December_2020.pdf (2021年2月15日取得)

(8) CfD オークションの仕組み

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。

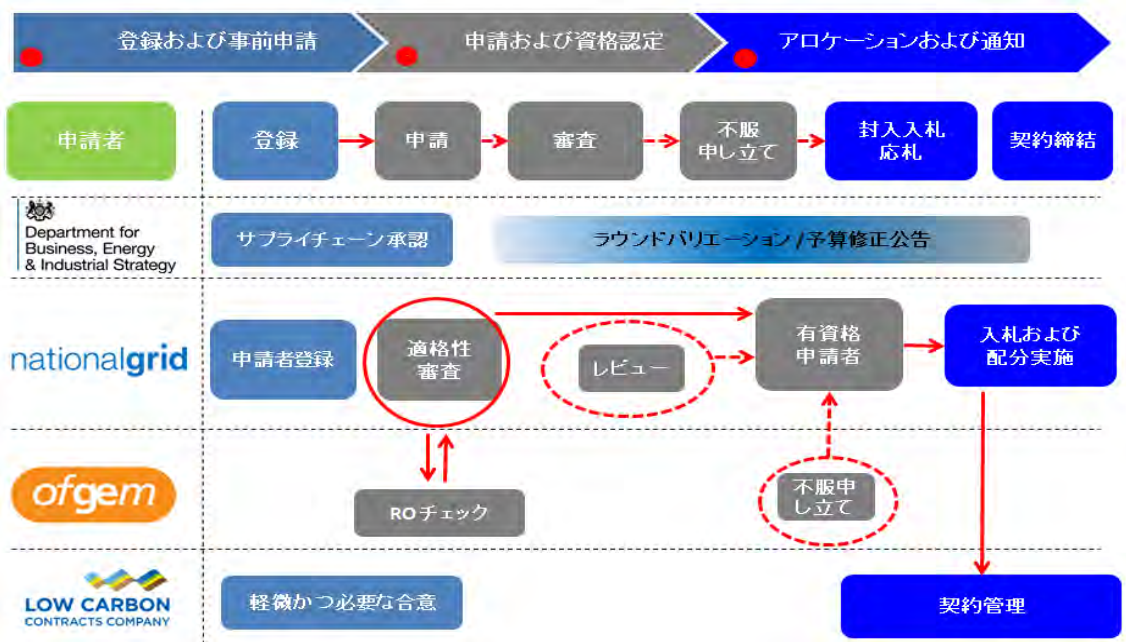


図 6-7 英国：CfD FIT のアロケーションプロセスと各主体の役割

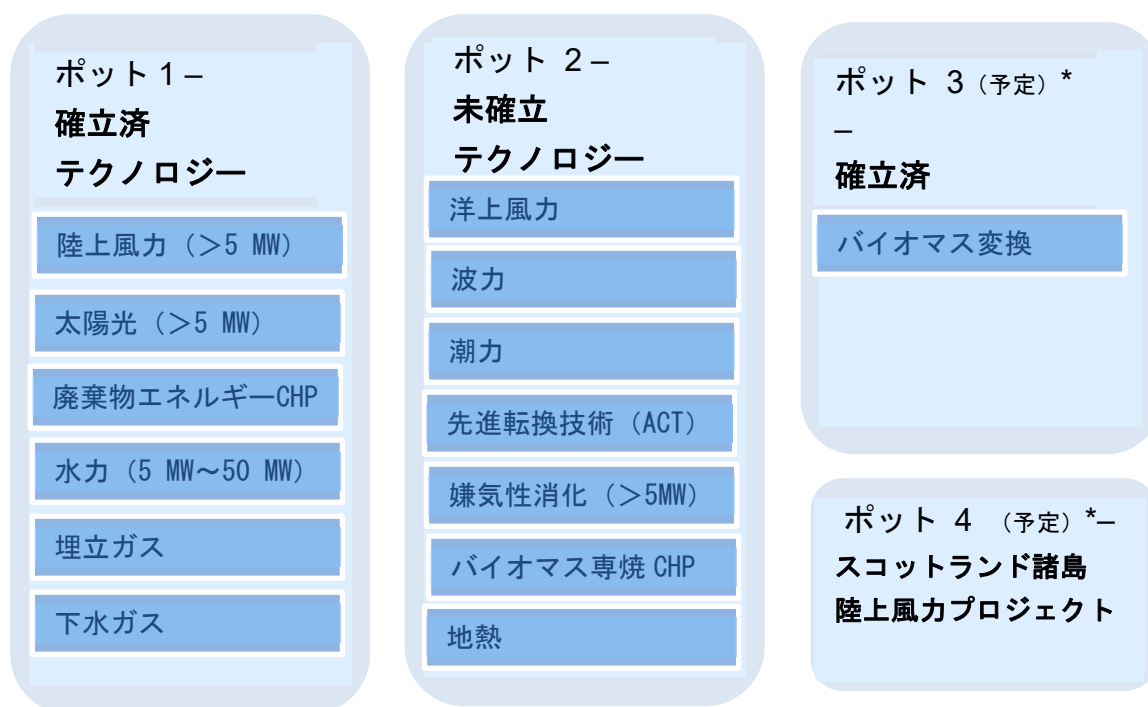
出所) National Grid、“EMR Delivery Body Contract for Difference”より作成

1) 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。

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。第1回アロケーション・ラウンドの予算公告は当初 2014 年 10 月 2 日に告示されたが、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、表 6-11 の内容となった。

なお、第1回アロケーション・ラウンドでは、低炭素発電のうち原子力発電や二酸化炭素貯留（CCS）付き火力発電は対象外となっている。また、2010 年度より施行している小規模設備を対象とした FIT 制度の対象となる 5 MW 以下の嫌気性消化、水力、陸上風力、太陽光発電設備、既に RO 制度や NFFO 制度といった従来の支援制度で認定を受けた設備、英国外（北アイルランドを含む）に立地する設備は対象から除外される。



*ポット 3 とポット 4 に関しては、第 1 回アロケーション・ラウンドでは実施せず。

図 6-8 英国：第 1 回アロケーション・ラウンドのポット分類

出所) National Grid, “CfD Implementation Coordination 21st July Final”⁹⁹より作成

上記のポット分類とあわせて、予算公告ではポット別の 2020 年度までの CfD 予算も定められた。

表 6-11 英国：CfD FIT 第 1 回アロケーション・ラウンドのための予算

百万£ (2011 年度現在)	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(確立済テクノロジー)	50	65	65	65	65	65
ポット 2(未確立テクノロジー)	-	155	260	260	260	260

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Budget Revision Notice for CfD Allocation Round 1”¹⁰⁰

第 1 回アロケーション・ラウンドでは、波力・潮力テクノロジー (第 1 回 Delivery Plan 期間のテクノロジーの予算 100MW 中) にのみ 10MW の Minima が設定されたが、いずれのテクノロジーに対しても、Maxima は設定されなかった。

⁹⁹

[https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%20%2021st%20July%2014%20\(Round%201\).pptx](https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%20%2021st%20July%2014%20(Round%201).pptx) (2021 年 2 月 15 日取得)

¹⁰⁰

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398665/150127_Budget_Revision_Notice_for_CfD_Round_One.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

なお、本予算公告で規定された予算は、2011 年度実質価格ベースであるため、CPI（消費者物価指数）を使用し、下記の式で名目価格に換算される。

$$CPI\ Adjustor_{£2011/2012 \rightarrow £2012} = AverageCPI_{2012} / AverageCPI_{2011/2012}$$

例えば、2011 年度ベースの予算を最新の基準価格（本文書の発行時点では 2014 年 6 月）に引き直す際には、1.0636 のインフレーター¹⁰¹が使用される。

2) 事業者による申請手続き

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、下記に該当する場合、以下の 2 点を完了しておく必要がある。

・ **サプライチェーン計画**（第 1 回アロケーション・ラウンド提出期間：8 月 1 日～8 月 26 日）

300 MW 以上のプロジェクトに関しては、サプライチェーン計画を策定し、エネルギー・気候変動省（DECC）に提出する。ここには、競争、革新、および技術基準を盛り込む必要がある。DECC は約 30 営業日で計画を審査する。

・ **軽微かつ必須である修正**

CfD 契約の条項に軽微かつ必須である修正を加えたい場合、アロケーション・ラウンドで規定された申請締切日の 5 営業日前までに申請の可否に関する通知を LCCC から受領する。

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、また、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ことも条件の 1 つである。これ以外の場合、構内網の所有等が代替条件となる。

このほか、段階的（Phased）洋上風力プロジェクト¹⁰²の場合には、追加条件があり、300 MW 以上のプロジェクトに関しては、事前にサプライチェーン計画の提出が求められる。

3) アロケーションの流れ

アロケーションプロセスは、図 6-9 の手順にて進められる。

¹⁰¹ 英国国家統計局（ONS）が公表する、CPI（消費者物価指数）を使用して算定。

¹⁰² 段階的洋上風力プロジェクトとは、合計設置容量 1,500 MW 以下を 3 段階までに分割したプロジェクトを指す。第 1 段階の設置容量は全体の 25% 以上とし、稼働開始予定日は 2019 年 3 月 31 日以前でなくてはならない。残りの段階の稼働開始は第 1 段階の稼働開始予定日から 2 年以内でなくてはならない。

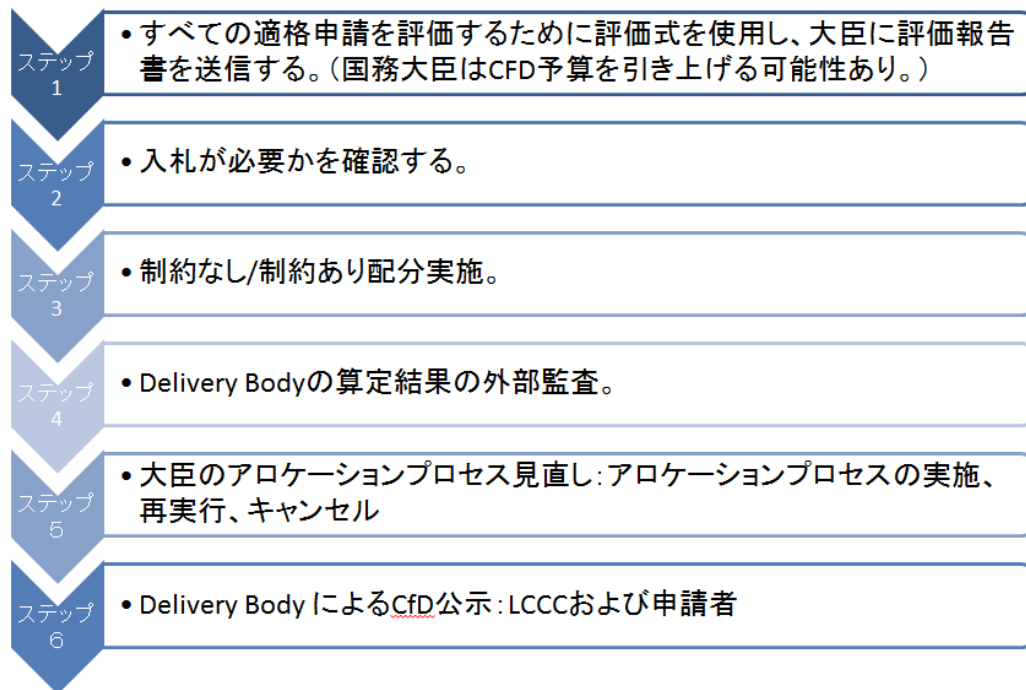


図 6-9 英国 : CfD アロケーションプロセスの実施手順

出所) LCCC, “Contract for Difference User Guide- Issue 2”¹⁰³をもとに作成

CfD FIT の枠組みで、Delivering Body としてアロケーションプロセスを担う送電系統運用者の National Grid 社は、以下の手順で、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する。

表 6-12 英国 : National Grid 社による CfD アロケーションプロセスの概要

<p>1. Contract for Difference (Allocation) Regulations 2014、第 33 項に従い、アロケーションプロセスを開始するため、Delivery Body(以下、National Grid)は、以下の手続きを実施しなくてはならない。</p> <p>2. 予算公告(Budget Notice)でポットが指定されている場合、National Grid は、ポットごとにすべての適格な申請額(Minima または Maxima の対象となるテクノロジータイプ別の適格申請額など)を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。</p> <p>(i) 関連する適格申請の金額がそれぞれの年度でポット以下である場合、適格申請すべてを落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは(Maxima の適用に準じて)管理上のストライクプライス(Administrative Strike Price)となる。</p> <p>(ii) 関連している適格申請の価格がいずれかの年度でポットを超える場合、次のルール 4 に従って、Minima を評価する。すべての年度の関連適格申請に関して、入札を実施する。</p> <p>3. 予算公告でポットが指定されていない場合、National Grid はすべての適格申請額(Minima または Maxima の対象となるテクノロジータイプ別の適格申請額など)を集計して、包括的予算を超えたか否かを評価し、次のいずれかを実施しなくてはならない。</p>

103

<https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CFD%20User%20Guide.pdf> (2021 年 2 月 15 日取得)

(i) 関連する適格申請の金額がいずれかの年度で包括的予算以下である場合、すべての適格申請を落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは(Maxima の適用に準じて)管理上のストライクプライスとなる。

(ii) 関連する適格申請の価格がいずれかの年度で包括的予算を超える場合、次のルール 4 に従って、Minima を評価する。すべての年度の関連適格申請に関する入札を実施する。

4. 第 1 回アロケーション・ラウンドに適用される Minima は、MW で表記される。Minima がアロケーション・ラウンドの予算公告で規定された場合で、いずれかの年度ですべての適格申請の金額がポットまたは包括的予算を超過した場合、National Grid は封印入札を実施する。Minima に関して、National Grid は、容量を合計し、Minima に従って、テクノロジーごとの適格申請容量および金額を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。

(i) 容量合計が Minima 以下であり、いずれの年度でもポットまたは包括的予算を超えていない場合、すべての適格申請を落札とし、それらの申請に適用される最終ストライクプライスは管理上のストライクプライスとなる。

(ii) 容量合計が Minima 以下であるが、いずれかの年度でポットまたは包括的予算を超えた場合、それらの申請は入札となる。

(iii) 容量の合計が Minima を超えた場合、入札となる。

5. 第 1 回アロケーション・ラウンドに適用される Maxima は、MW で表示される。Maxima がアロケーション・ラウンドの予算公告で規定された場合で、それぞれの Maxima に関して、National Grid は、すべての適格申請の容量を合計し、Minima の対象であるテクノロジータイプの適格申請の容量を集計し、次のいずれかを実施しなくてはならない。

(i) 容量の合計が Maxima を超えた場合で、ポットまたは包括的予算を超えた場合、すべての適格申請を落札とし、Maxima の対象である、それらの申請を入札の一部として検討する。

(ii) 容量の合計が Maxima 以下である場合、これらの適格申請をポットまたは包括的な予算の一部として検討する。

(iii) 容量の合計が Maxima を超えたが、ポットまたは包括的予算を超えていない場合、関連する適格申請でオークションを実施する。

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round”¹⁰⁴より作成

申請書受付からのプロセスの決定ツリーは図 6-10 のとおり。原則として、申請されたプロジェクトが、あらかじめ定められた CfD 予算の範囲内であれば、申請された全プロジェクトが管理上のストライクプライス (Administrative Strike Price) の権利を得ることになる。しかし、下記の決定ツリーで入札が必要と判断された場合には、入札手続きに進むことになる。

¹⁰⁴https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

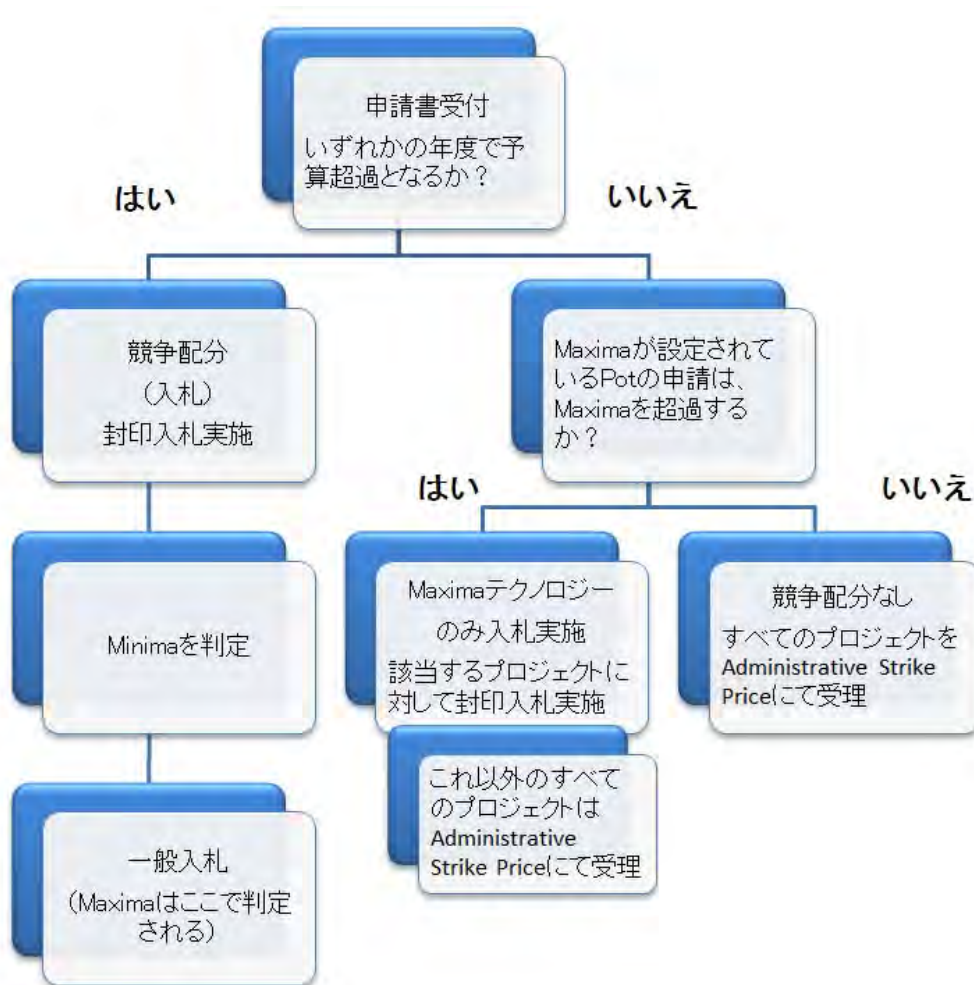


図 6-10 英国：CfD アロケーションプロセスの決定ツリー（ポット別）

出所）エネルギー・気候変動省（DECC），“CfD Auction Guidance”¹⁰⁵より作成

4) 入札公告および封印入札への応札

上述のプロセスを経て入札が必要となった場合、Delivery Body である National Grid 社は、アロケーション枠組みに従って、関係のある適格申請者に入札公告を出し、封印入札への応札を募る。応札期間は 5 営業日である。

封印入札期間中、表 6-13 の原則が適用となる。

105

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358132/Auction_guidance_Final.pdf (2021年2月15日取得)

表 6-13 英国：CfD アロケーションの入札期間中および落札者決定方法の原則

入札期間中の原則

- ・申請者は、必ず建てで希望のストライクプライスを提出しなくてはならない。
- ・申請者は、それぞれの入札に関して、運開予定日および運開予定日ウィンドウ開始日を提出しなくてはならない。
- ・提出ウィンドウ期間に、申請者は申請を取り下げることができる。
- ・提出ウィンドウ期間に、申請者は入札を取り下げ、再応札することができる。
- ・該当する管理上のストライクプライスを超えた価格では応札できない。
- ・封印入札ウィンドウが締め切られた後は、Delivery Body (National Grid) はいかなる応札も受け付けない。
- ・封印入札に応札しない申請者は、管理上のストライクプライスと同価格、かつ元の申請書と発電容量の運開予定日と発電容量であるデフォルト入札が割り当てられる。
- ・申請者は、1 プロジェクトにつき 10 件まで応札 (フレキシブルビッド) が可能。
 - (a) 当初申請と運開予定日が同じか、それ以降でなくてはならない。
 - (b) 当初申請と容量が同じか、それ以下でなくてはならない。
 - (c) 入札価格、容量、運開予定日の様々な組み合わせである。
 - (d) 同じ導入年度に 3 件以内の入札である。

落札者決定方法

- ・同ポットのすべてのプロジェクトは、導入年度にかかわらず、ストライクプライスベースで競争する。
- ・Minimum の対象となるテクノロジーのプロジェクトが、初回の割当となる。
- ・プロジェクトの落札順は、ストライクプライスが低いものから高いものとなる。
- ・同じストライクプライスの入札は、タイブレーカールールに従って、処理される。
- ・それぞれの年度で、最も高い落札プロジェクトの価格がすべてのプロジェクトの決済価格 (エネルギー源別の管理上のストライクプライスを上限とする) となる。

出所) LCCC, “Contract for Difference User Guide- Issue 2”¹⁰⁶をもとに作成

こうした原則に従い、National Grid は、図 6-11 の手順で落札プロジェクトを決定していく。

106

<https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CFD%20User%20Guide.pdf> (2021 年 2 月 15 日取得)



図 6-11 英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの流れ

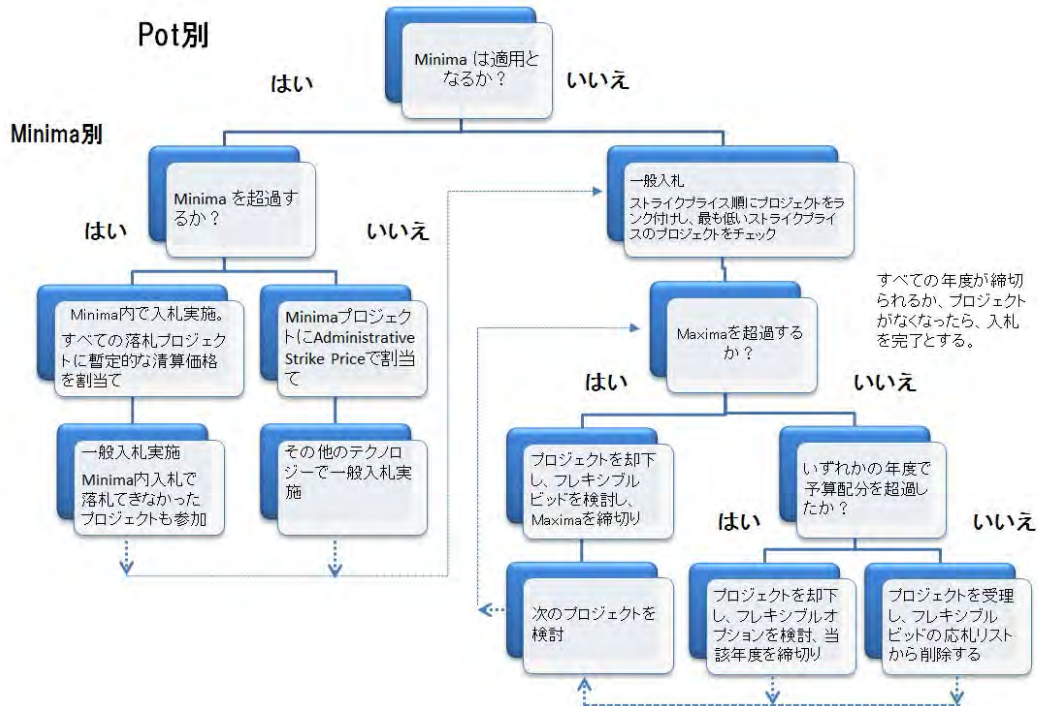
出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “CfD Auction Guidance”¹⁰⁷より作成

また、設定されたポット別の入札を行う際には、Minima が設定されているポット、例えば第 1 回アロケーション・ラウンドでは波力・潮力テクノロジーについて別フローで入札を行い、それ以外のテクノロジーは、ポット別に一般入札を行う形となる。また、フレキシブルビッドがなされている場合は、それを考慮した評価を行う (図 6-12)。

107

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358132/Auction_guidance_Final.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

●ポット別の入札メカニズム



●フレキシブルビッド（複数応札）がある場合の入札メカニズム

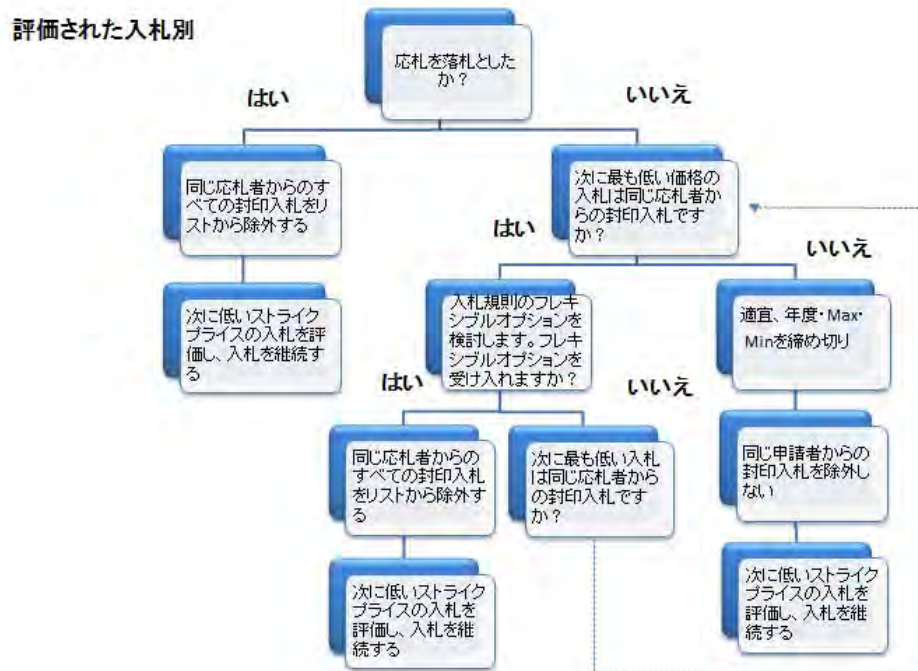


図 6-12 英国：CfD アロケーションの入札メカニズムの決定ツリー

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “CfD Auction Guidance”¹⁰⁸より作成

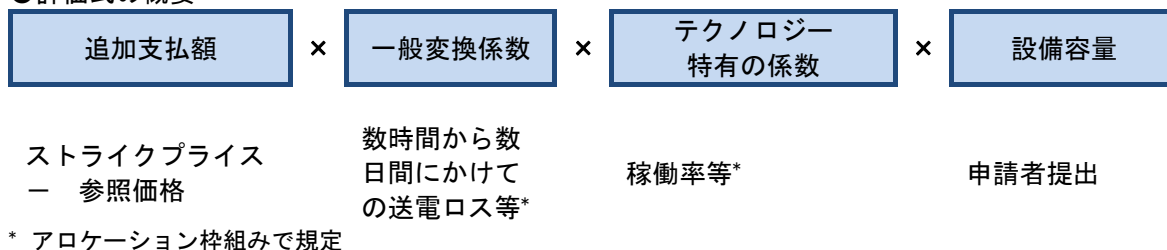
108

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/358132/Auction_guidance_Final.pdf (2021年2月15日取得)

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

入札の評価式の概要は、図 6-13 のとおり。

●評価式の概要



●実際の評価式

$$\text{CfD 予算への影響度 (Budget Impact)} = (\text{ストライクプライス}_{\text{技術・運開年度別}} - \text{基準価格}_{\text{予算年度}}) \times \text{稼働率}_{\text{技術・予算年度別}} \times \text{発電日数} \times \text{設備容量} \times (\text{日数}_{\text{予算年度}} \times 24) \times (1 - \text{送電ロス係数}_{\text{予算年度}}) \times \text{再生可能適格係数}_{\text{技術別}}$$

図 6-13 英国 : CfD アロケーションの入札における評価式の考え方

出所) National Grid, “CfD Implementation Coordination 21st July Final”¹⁰⁹、およびエネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round”¹¹⁰より作成

上記の評価式のうち、評価を行う際のストライクプライスは、第1回アロケーションの場合、申請時は表 6-6 に記載のある管理上のストライクプライス、入札における CfD 予算への影響度を評価する時は申請者による入札時の価格となる。また、発電日数は、初年度における一部期間である発電日数に相当する因数であり、以降1となる。

エネルギー所管省が、年度ごと、テクノロジーごとにアロケーション枠組みで設定する基準価格、稼働率、送電ロス係数、再生可能適格係数は、表 6-14 のとおりとなる。

109

[https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%20%2021st%20July%2014%20\(Round%201\).pptx](https://www.emrdeliverybody.com/Contracts%20for%20Difference%20Document%20Library/CfD%20Industry%20Event%20-%20%2021st%20July%2014%20(Round%201).pptx) (2021年2月15日取得)

110

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2021年2月15日取得)

表 6-14 英国：CfD アロケーション枠組みで設定された評価パラメーター

基準価格（2012 年価格）

単位：£/MWh

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
基準価格	51.06	52.88	50.52	48.93	49.32	53.43

稼働率

テクノロジータイプ	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
先進転換技術(CHP 有・無)	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
嫌気性消化(5MW 超)	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%	59.4%
バイオマス変換	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
バイオマス専焼(CHP 有)	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%	64.5%
廃棄物 CHP	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%	42.5%
地熱(CHP 有・無)	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%	91.2%
水力(5MW~50MW 以下)	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%	34.5%
埋立ガス	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%
下水ガス	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%	51.0%
洋上風力	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%	37.7%
陸上風力(5MW 超)	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%	26.7%
太陽光(5MW 超)	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%	11.1%
波力・潮力	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%

送電ロス係数

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
送電ロス係数	0.0085	0.0085	0.0087	0.0088	0.0089	0.0089

再生可能適格係数

テクノロジータイプ	再生可能適格係数	テクノロジータイプ	再生可能適格係数
先進転換技術	0.635	埋立ガス	1.000
嫌気性消化	1.000	下水ガス	1.000
バイオマス変換	1.000	洋上風力	1.000
バイオマス専焼	1.000	陸上風力	1.000
廃棄物 CHP	0.635	太陽	1.000
地熱	1.000	潮力	1.000
水力	1.000	波力	1.000

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC), “Contract for Difference : Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round”¹¹¹より作成

5) CfD FIT 契約の締結及び稼働開始までの契約管理

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

¹¹¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404405/Contract_for_Difference_Final_Allocation_Framework_for_the_October_2014_Allocation_Round.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

ーパートである Low Carbon Contracts Company (LCCC) と CfD FIT 契約を締結する。規則 (Regulations) において、CfD FIT 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および方法が規定されている。

以下では、プロジェクト稼働開始までの CfD FIT カウンターパートによる契約管理の手法についてとりまとめる。

6) 目標運開期間 (Target Commissioning Window)

エネルギー所管省は、アロケーション・ラウンドごとに、テクノロジー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。

2014 年の第 1 回アロケーション・ラウンドで設定された期間は表 6-15 のとおり。

表 6-15 英国：第 1 回アロケーションで目標運開期間として設定可能な期間

テクノロジー	期間
先進転換技術(CHP 有・無)	1 年
嫌気性消化(CHP 有・無)	1 年
バイオマス変換	1 年
バイオマス専焼(CHP 有・無)	1 年
廃棄物利用熱電併給	1 年
地熱(CHP 有・無)	1 年
水力	1 年
埋立ガス	6 ヶ月
洋上風力	1 年
陸上風力	1 年
下水ガス	1 年
太陽光	3 ヶ月
潮力・波力	1 年

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014 CFD Standard Terms Notice”¹¹²をもとに作成

この目標運開期間は、契約期間を通じて CfD FIT 契約で定められた差額契約を全額享受するために、プロジェクトが稼働開始しなくてはならない期間である。プロジェクト開発事業者は、目標運開日 (Target Commissioning Date) が目標運開期間内になるように、目標運開期間の開始日を指定することができる。プロジェクト開発事業者は、この目標運開期間内で、当該発電設備の完工と運開を迎える必要がある。

前提条件を充足し、目標運開期間内もしくは期間以前に発電を開始した再生可能発電事業者 (第 1 回アロケーション・ラウンドの対象に含まれていないバイオマス変換を除く) 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。

¹¹² https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799137/AR3-Standard-Terms-and-Conditions.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

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。

7) 運開遅延の場合の措置

CfD FIT 契約を締結した各プロジェクトは、契約条項に含まれる目標運開期間に運開できなかった場合、同じく契約条項に含まれる Longstop Date までに商業運転を開始しなくてはならない。開始できない場合には、CfD FIT 契約の解除につながる。

Longstop Date についても、テクノロジー種類別に時間的猶予が設定されている。

表 6-16 英国：第 1 回アロケーションにおける Longstop Date の期間

テクノロジー	期間
埋立ガス	6 ヶ月
洋上風力	2 年
その他適格エネルギー源	1 年

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “The Contracts for Difference (Standard Terms) Regulations 2014 CFD Standard Terms Notice”¹¹³をもとに作成

8) Non-Delivery Disincentive (NDD)

第 1 回アロケーション・ラウンドでは、プロジェクトの実現可能性を高めるため、契約の締結および、Milestone Delivery Date (MDD、通常契約締結から 1 年)の順守に最善を尽くすことが求められた。このため、CfD を落札したが、契約締結期限までに契約を締結できないか、CfD 通知から 13 ヶ月以内に CfD 実施で求められる段階に到達していないプロジェクトは、契約の解除対象となり、CfD 通知の受領から 13 ヶ月間は次回のアロケーション・ラウンドの適格用地の除外対象となる。

その後、アロケーション・ラウンドが当初予定の頻度 (年に 1 回) では実施されないこととなったため、第 2 回アロケーション・ラウンド以降は、CfD 通知後 13 ヶ月に加え、14 ヶ月から 24 ヶ月目までの期間で次のアロケーション・ラウンドが実施されるまでが Non-Delivery Disincentive の適用期間となるという変更が加えられた。

9) CfD FIT 契約締結後の設備容量変更プロセス

CfD FIT 契約の締結後に、発電事業者は、一定条件を満たした場合にプロジェクトの設備容量を変更することができる。

発電事業者は、CfD FIT 契約を締結した際の申請容量に関して、目標運開日までに 5% の削減が追加的なコスト (ペナルティ) なく認められている。また、適格となるプロジェクトに対し、Longstop Date までに、CfD FIT 契約の全期間にわたり差額決済を受けるため、目標

¹¹³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799137/AR3-Standard-Terms-and-Conditions.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

運開日までに調整済み契約設備容量の 95%以上の達成を求めている。そのため、目標運開期間の終期までに、追加的なコストなしでさらに 5%の調整が認められており、申請容量の合計 10%までは設備容量の調整が可能となる。

加えて、発電事業者には、CfD FIT 契約が解除される前に、追加的なコスト負担をしてさらなる設備容量の調整を認めている。達成設備容量が、目標運開日までに調整済みの契約設備容量に満たない場合、享受できるストライクプライスを設備容量の未達成分に応じて引き下げることで契約解除を免れることが可能となっている（調整済みの契約設備容量の未達成分 1%に対して、ストライププライスを 0.5%引き下げ）。なお、引き下げられたストライクプライスで運開し、その後の追加稼働により設備容量が増加した場合、Longstop Date 前であれば達成済みの設備容量を引き上げることが認められている。

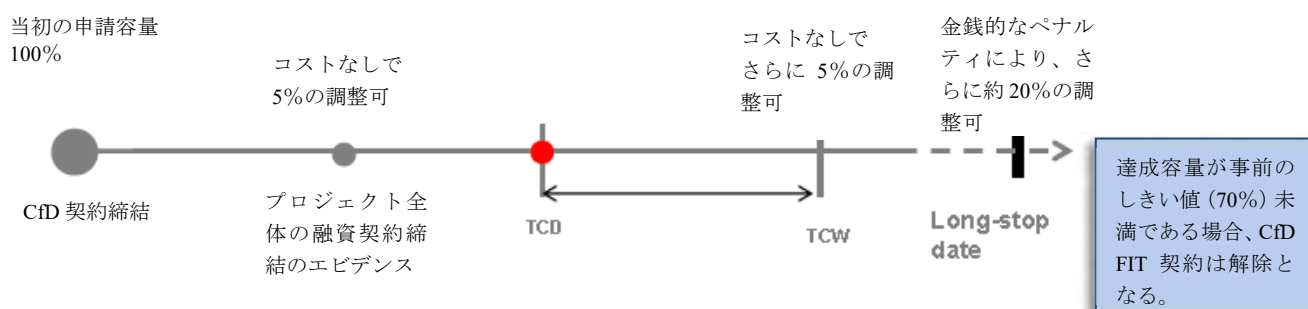


図 6-14 英国 : CfD FIT 契約締結後の設備容量調整タイムライン

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) , “Contract for Difference - Allocation Methodology for Renewable Generation”¹¹⁴をもとに作成

10) 落札プロジェクトにかかる公表情報

落札したプロジェクトは、CfD Register と呼ばれる登録簿に登録され、プロジェクトの情報が開示される。CfD Register の Web サイト では、図 6-15 のような一覧表形式で、プロジェクト名、事業者会社名、エネルギー源、運開予定日、現行で予定されているストライクプライスの情報が掲載されている。

114

[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404467/Allocation Methodology - MASTER - 6 Aug v FINAL.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/404467/Allocation_Methodology_-_MASTER_-_6_Aug_v_FINAL.pdf) (2021 年 2 月 15 日取得)

The screenshot shows the CfD Register interface. At the top, there are navigation links: About, Learn about the schemes, Resources, News, Events, Careers, and a search icon. The main heading is 'CfD Register'. Below this are two buttons: 'Download CfD Register Data' and 'View CfD Register Map'. The search area includes a search box, a 'Technology type' dropdown (set to 'All technology types'), and a 'CfD agreement type' dropdown (set to 'All CfD agreement types'). There are also filters for 'Current Strike Price' (set to 'All current strike prices') and 'Allocation round' (set to 'All Allocation Rounds'). Below these are 'Search' and 'Reset' buttons, and a 'Sort by' dropdown. The main table lists the following contracts:

Name	Type of technology	CfD Agreement type	Last updated	Current Strike Price
BHEG Walsall BHEG EnergyGap (Walsall) Ltd.	Advanced Conversion Technology	Generic	29 January 2021	128.67€/MWh
Blackbridge TGS1 Limited TGE Management Company Limited	Advanced Conversion Technology	Generic	29 January 2021	85.59€/MWh
Bulwell Energy Limited Bulwell Energy Limited	Advanced Conversion Technology	Generic	29 January 2021	45.40€/MWh
Drakelow Renewable Energy Centre Future Earth Energy (Drakelow) Limited	Advanced Conversion Technology	Private Network	29 January 2021	82.58€/MWh
Energy Works (Hull) Energy Works (Hull) Limited	Advanced Conversion Technology	Generic	29 January 2021	137.27€/MWh
Enviro Parks Hirwaun Generation Site Enviro Parks Operations Ltd	Advanced Conversion Technology	Generic	29 January 2021	134.86€/MWh
IPIF Fort Industrial REC Legal & General Property Partners (Industrial Fund) Limited	Advanced Conversion Technology	Private Network	29 January 2021	85.59€/MWh
Northacre Renewable Energy Centre Northacre Renewable Energy Limited	Advanced Conversion Technology	Private Network	29 January 2021	85.59€/MWh

図 6-15 英国 : CfD Register の画面イメージ

出所) LCCC ウェブサイト¹¹⁵

11) CfD による発電設備の導入状況

LCCC による、CfD の支払いが開始となる契約数およびその設置容量と契約上のステージを考慮した、今後の容量プロファイルは、下図のとおり。

¹¹⁵ <https://www.lowcarboncontracts.uk/cfds> (2021年2月15日取得)

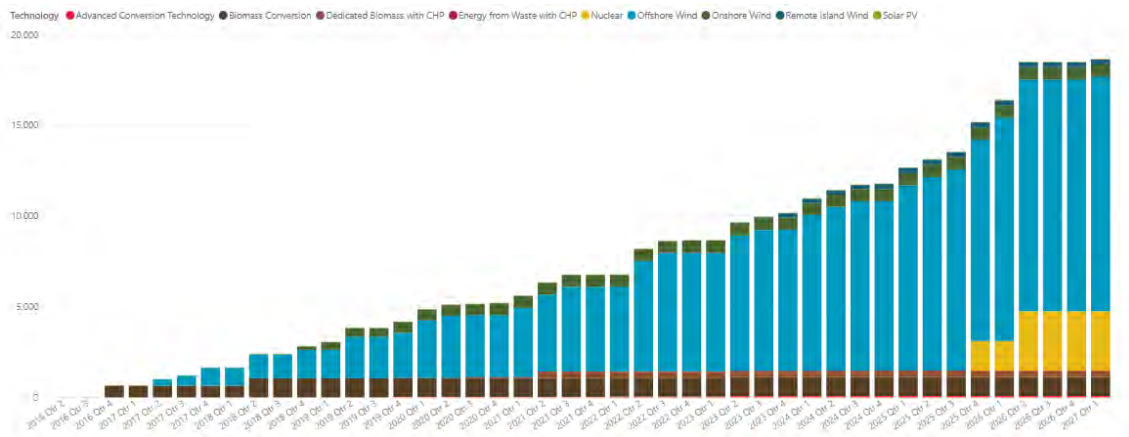


図 6-16 英国：CfD 設置容量プロフィール

出所) LCCC, “Portfolio Dashboard.”¹¹⁶

(9) CfD FIT 制度の施行状況

1) 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。

テクノロジー、年度、決済価格（クリアリングプライス）ごとの結果の内訳は表 6-17 のとおり。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 6-17 英国：第 1 回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）

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

¹¹⁶ <https://www.lowcarboncontracts.uk/dashboards/cfd/portfolio-dashboards/portfolio-dashboard> (2021 年 2 月 15 日取得)

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	714.00MW	140.00	114.39	448.00MW
先進的転換技術	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”¹¹⁷

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 および 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 (Nearth na Gaoithe 洋上ウィンドファームおよび 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。

2) 第 2 回アロケーション・ラウンドの結果

2016 年 11 月、英国政府は洋上風力を含む未確立技術に 2021 年度および 2022 年度の運開年度ごとに 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・ラウンドの結果を表 6-18 に示す。

117

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

表 6-18 英国：第 2 回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）

再エネ種	2021 年度運開			2022 年度運開		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
洋上風力	105.00	74.75	860.00MW	100.00	57.50	2,336MW
バイオマス専焼 CHP	115.00	74.75	85.64MW	115.00	-	0MW
先進的転換技術	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」¹¹⁸

3) 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、Pod 2 の 12 のプロジェクトで合計 5,774GW が落札となった。うち約 7 割を洋上風力が占めており、ストライクプライスは 2023 年度運開設備は 39.65 ポンド、2024 年度運開設備は 41.611 ポンドと、第 1 回から約 67%引き下げとなる記録的な低価格となった。

第 3 回アロケーション・ラウンドにおいて定められた電源別管理ストライクプライス比、先進的転換技術、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 6-19 英国：第 3 回アロケーション入札結果（テクノロジー、年度、決済価格別）

再エネ種	2023 年度運開			2024 年度運開		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
先進的転換技術	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」¹¹⁹

¹¹⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

¹¹⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/915678/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

4) 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、英国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¹²⁰。

本コンサルテーションの目的は、以下のとおり。

表 6-20 英国：2020年3月公表の CfD FIT 改正コンサルテーションの目的

<p>●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</p> <p>●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、およ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</p> <p>●コミュニティ支援 デベロッパ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</p> <p>●低炭素経済の推進 生産性を上げ、地域の成長促進</p> <p>●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</p>

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”¹²¹をもとに作成

表 6-21 英国：2020年3月公表の主な CfD FIT 改正案および政府回答

	政府提案	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 (Pot 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に、再生可能エネルギー開発に関するローカルコミュニティのエンゲージメント及び支援のベストプラクティスを例示	・コミュニティ・エンゲージメントを必要とする、陸上風力に絞った Community Benefit and Engagement Guidance を改訂
Pot 枠組み	・浮体式洋上風力を今後の入札で「未確立の電源 (less established technologies)」(Pot 2) として分類するか、Pot 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 Pot 3 を新たに創出

¹²⁰ 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2020年3月12日取得)

¹²¹ <https://www.gov.uk/government/consultations/contracts-for-difference-cfd-proposed-amendments-to-the-scheme-2020> (2021年2月15日取得)

	政府提案	政府回答
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およびその測定・報告方法を検討	・SCP の順守プロセスを強化し開発時事業者のコミットメントの明瞭さ、野心、可測性を高め、コミットメントの実現性を向上 ・Supply Chain Implementation Report 評価を Operational Condition Precedent とする ・SCP のしきい値は現行の 300MW のまま ・カーボンフットプリントについては、今回のラウンドでは変更せず
石炭からバイオマスへの転換	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外	・今後のラウンドから、石炭からバイオマスへの転換を除外
洋上設備の撤去計画	・洋上再生可能エネルギー設備の撤去制度を今後 CfD 制度と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とのバランスを取るため、段階的洋上風力プロジェクトの現行の上限 1,500 MW を維持することを提案	・第 4 回アロケーション・ラウンドでは、1,500MW の上限を維持。今後のアロケーション・ラウンドでは再検討
管理ストライク・プライス	・管理ストライク・プライスの設定方法の変更	・管理ストライク・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”¹²²および“Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation”¹²³をもとに作成

¹²² https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

¹²³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937634/cfd-proposed-amendments-scheme-2020-ar4-government-response.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

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Pot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およ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

この後英国政府は、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、浮体式風力発電プロジェクトを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い、2021年春に政府の最終決定を公表する予定となっている。

表 6-22 英国：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	<ul style="list-style-type: none"> ・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のモニタリングおよび評価はBEISまたはLCCCが実施
段階的实施	<ul style="list-style-type: none"> ・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
浮体式洋上風力	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・CfD契約における間欠性発電事業者のネガティブ価格発生時のルール変更
石炭からバイオマス転換	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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”¹²⁴をもとに作成

124

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/937635/changes-supply-chain-plans-cfd-contract-condoc.pdf (2021年2月15日取得)

6.3 再生可能電力支援制度の施行状況

6.3.1 再生可能発電の導入状況

英国の再生可能発電比率は、2018年の33.0%から2019年は36.9%と3.8%の増加となった。発電量についても2018年の110 TWhから2019年は119 TWhへと8.5%増加した。これは、2018年後半から2019年にかけて洋上および陸上風力の新設の設備の運転開始に伴い再生可能エネルギー発電量が増加したが、全体の発電量は6.8%低下したことが影響している。

表 6-23 英国：2018年および2019年の再生可能発電量（TWh）

	2018年	2019年
再生可能発電量 (TWh)	110.0	119.3
総発電量 (TWh)	332.9	323.7
再生可能エネルギー割合	33.0%	36.9%

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), "Energy Trends: March 2020"¹²⁵

2019年はHornsea風力発電の容量が1,218 MW増加した。また、バイオエネルギー発電も2018年の34.8 TWhから5.2%増え、36.6 TWhとなった。水力は低調であった2018年から8.5%増加したものの、2017年と同程度の発電量(6.0 TWh)にとどまった。太陽光は、2018年の12.9 TWhから1.4%減少し、12.7 TWhであった。

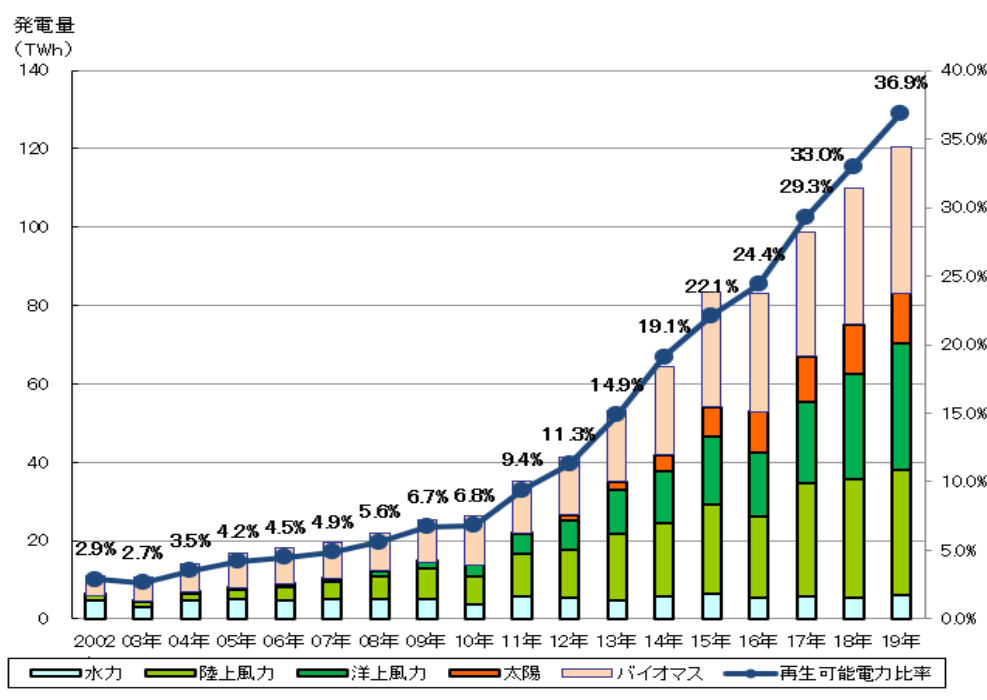


図 6-17 英国：再生可能電力の導入状況（発電量）

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS), "Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2020"¹²⁶より作成

125

https://safe.menlosecurity.com/https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875381/Energy_Trends_March_2020.pdf (2021年2月15日取得)

126

再生可能発電容量についても、2019 年末に 47.4 GW と、2018 年の 44.4 GW から 6.9%の増加となった。これは 2010 年から最も少ない増加幅であった。2018 年と比べ、大きく変化したのは洋上風力で、スコットランドの Beatrice とイングランドの Hornsea の 2 つの洋上ウインドファームの発電容量がそれぞれ 588 MW、1,211 MW 増設されたことで、合計 1.6 GW (21%) の増加となった。

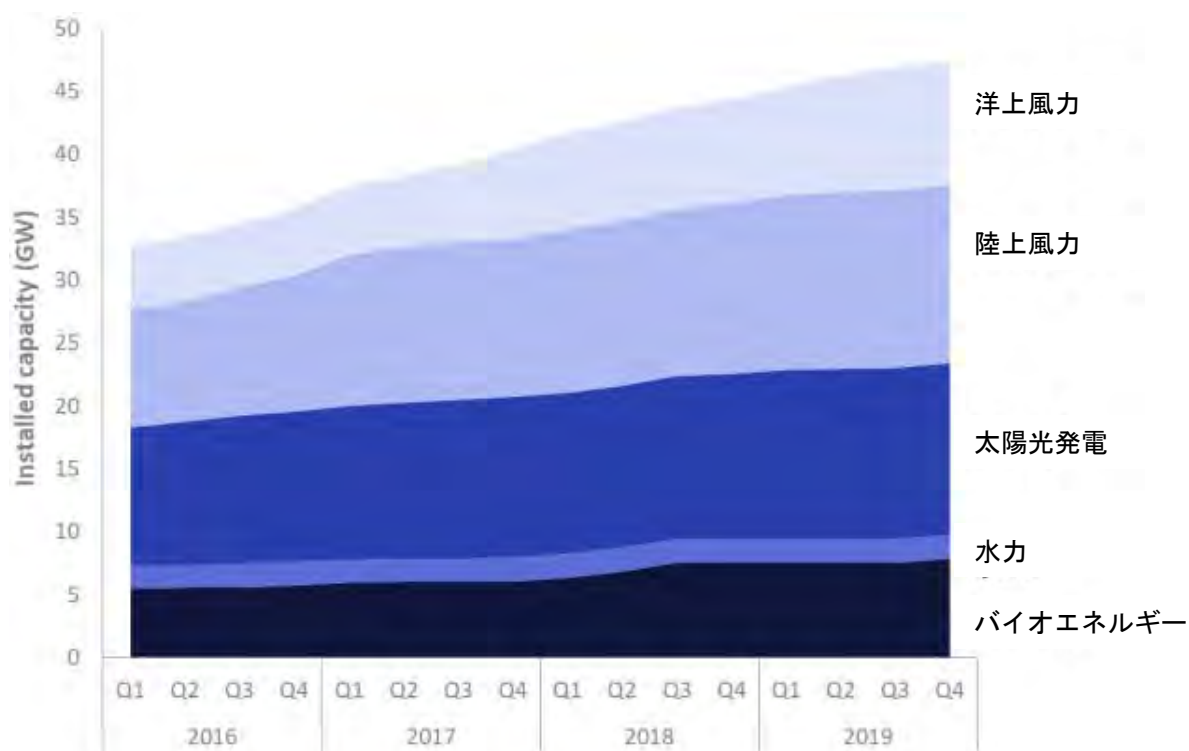


図 6-18 英国：再生可能電力の導入状況（設備容量）

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) ,”Energy Trends:March2020”¹²⁷

6.3.2 環境・社会義務に伴う費用の国民負担の動向

英国では、再生可能エネルギーを支援する賦課金は小売事業者間で平準化され、電力料金に上乗せされ電力需要者負担となる。但し、各需要家への賦課方法は小売事業者の裁量に委ねられており、賦課金単価は算定されていない。卸電力事業者は、Electricity Supply Standard License Condition 19A において、発電および電力供給における事業活動の収入、費用、および利益といった情報に関する Consolidated Segmental Statement をウェブ上で公表することが義務付けられているため、公表値から Ofgem は一般家庭の平均電力料金に占める各費用項目の内訳を下図のとおり算定している。事業者が公表した総費用および総顧客数を用いて

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875381/Energy_Trends_March_2020.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

127

https://safe.menlosecurity.com/https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875381/Energy_Trends_March_2020.pdf (2021 年 2 月 15 日取得)

算定されているため、料金の種類（電力のみか電気・ガスセットか）等は反映されておらず、概算となる。2021年2月時点で、環境・社会義務費用は全体の2割程度を占めている。環境・社会義務費用に含まれるのは、発電事業ではEU ETSやCPF（CO₂排出価格の下限値）といった排出関連制度であり、卸売事業ではCfD、CM（容量市場）、ECO（大規模電力供給事業者による一般家庭向け省エネ推進義務）、WHD（Warm Home Discount¹²⁸）といった社会制度の管理、LEC（賦課金免除証書）、AAHEDC（配電費用が高いエリア¹²⁹の支援）といった制度である。

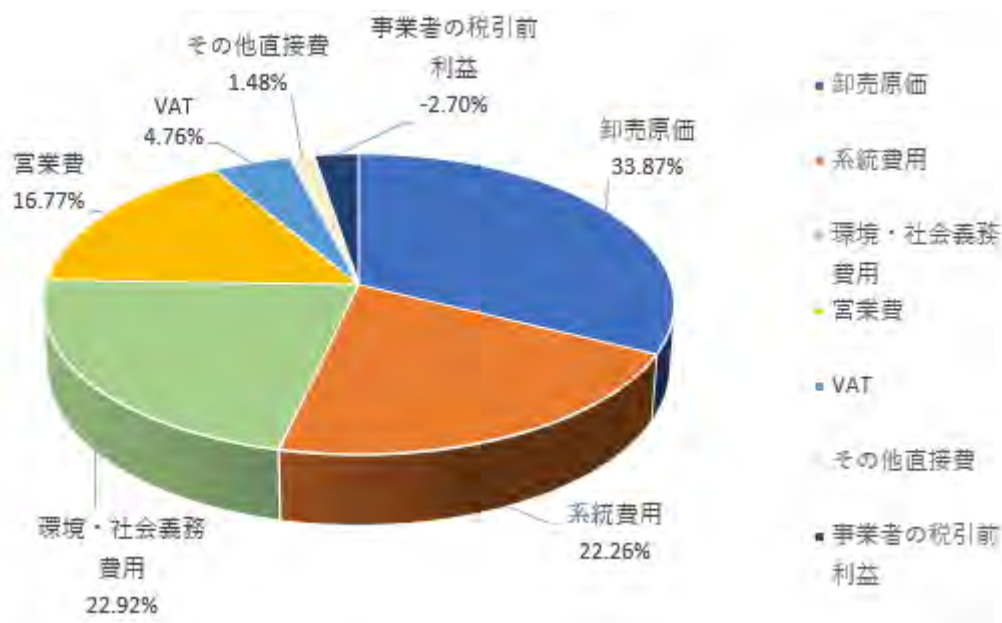


図 6-19 英国：一般家庭の平均電力料金の内訳

出所) Ofgem, “Breakdown of an electricity bill,”¹³⁰をもとに作成

6.3.3 新型コロナウイルス感染症に伴う対応

新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の蔓延を受け、英国政府は2020年5月、CfD制度における小売電気事業者への影響軽減のためのコンサルテーションを実施し、2020年第二四半期から2021年第一四半期までの小売電気事業者の義務（supplier’s obligation）増加分を延納することを提案した。

CfD制度の第4回アロケーションラウンドは、2021年後半に第3回比2倍の入札容量で、洋上風力、陸上風力、太陽光、潮力、浮体式風力発電など、電源の種類を増やし、行われる予定である。これは、国内メーカーの競争力を高めることで、雇用を創出し、民間投資を支援するTen Point Planと並行して行われる。気候変動委員会は第6期炭素予算のなかで、ネット・ゼロ政策はCOVID-19からの回復とセットで行われなくてはならず、その回復も数年間に及ぶものとなるだろうとしている。

このほか、英国政府は、COVID-19からの復興支援のためのグリーン投資を進めている。

¹²⁸ 燃料貧困層向けの電気料金割引制度。

¹²⁹ 現在は北スコットランドのみが指定されている。

¹³⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/breakdown-electricity-bill> (2021年2月15日取得)

一般家庭への省エネ設備の導入費用を支援する Green Homes Grant や自然環境の保護のため環境チャリティ団体への支援を通じ雇用を創出する Green Recovery Challenge Fund for nature の開始のほか、2022 年度の CfD の入札容量を倍増し、次の 10 年間の低炭素投資を格上げする。

(1) CfD FIT 制度における COVID-19 の影響

2020 年 6 月、COVID-19 の拡大により、英国政府は LCCC が 2020 年第 2 四半期分として徴収する予定であった、Supplier Obligation（電力供給事業者の義務）の増額分を 2021 年第 2 四半期まで一部繰り延べに関するコンサルテーションを実施した。

コンサルテーションを経て、改正 Contracts for Difference (Electricity Supplier Obligations) Regulations が 6 月 4 日に議会で提出され、7 月 7 日付で可決された。改正法には、以下の項目が盛り込まれている。

- 政府予測より 67%増加した、2020 年第 2 四半期の電力供給事業者の義務の増加分の 8 割（融資額の 1 億ポンドを上限として）から電力供給事業者を保護する。
- 2014 年 CfD（電力供給事業者の負担額）規制（以下「ESO 規制」）を以下のように改正する。
 - 四半期の義務期間における CfD 発電事業者への支払いに関して、政府が LCCC に提供する金融支援の額に当該四半期の電力供給事業者のマーケットシェアを掛けた金額分、電力供給事業者の負担額を引き下げる。
 - 金融支援を受けた分を返済できるよう、金融支援の額に今（当該）四半期のマーケットシェアを掛けた金額分、四半期 4 期分経過後に電力供給事業者の負担額を引き上げる。
 - 四半期の中間賦課率（ILR）および／または引当金総額（TRA）を設定する際、または期間内の調整を行う際、政府が供与した金融支援に対する受領額・返済額を LCCC が算入できるようにする。
 - 当該期間後の調整過程後に、電力供給事業者から返済された資金を使って、LCCC が政府が供与した金融支援を返済できるようにする。

改正 Contracts for Difference (Electricity Supplier Obligations) Regulations 施行時に公表された Explanatory Memorandum（一部抜粋）は、以下のとおりとなっている。

<p style="text-align: center;">Explanatory Memorandum to THE CONTRACTS FOR DIFFERENCE (ELECTRICITY SUPPLIER OBLIGATIONS) (AMENDMENT) (CORONAVIRUS) REGULATIONS 2020 2020 No. 709（一部抜粋）</p> <p>2. 本文書の目的</p> <p>2.1 これらの規則は、Regulations amend the Contracts for Difference (Electricity Supplier Obligations) Regulations 2014 (“the ESO Regulations”)を、以下により改正する。</p> <ul style="list-style-type: none">• 四半期毎の負担期間における CFD 発電事業者への支払いに関して、Low Carbon Contracts Company (LCCC)に対し政府が供与する金融支援の額を、当該目的のための当該四半期のそれぞれの電力供給事業者のマーケットシェアで乗じ、各電力供給事業者の負担額から引き下げ• これまでに供与された金融支援の返済を可能にするため、それまでに供与された金融支援の額に、電力供給事業者の当該（以降の）四半期のマーケットシェアを

掛けた額を、4 四半期後に各電力供給事業者負担額から引き上げ

- 四半期の中間賦課率 (ILR) および／または引当金総額 (TRA) を設定・調整する際、LCCC が政府が供与する金融支援の受給予定額または返済予定額を盛り込むことができるようにする
- 当該期間後、調整プロセス後、電力供給事業者から回収した資金を使って、LCCC が政府が供与した金融支援金を返済できるようにする (ESO 規則では現在、CFD 発電事業者または電力供給事業者への支払いに、LCCC が ILR または TRA を通じて電力供給事業者から回収した資金を充てることのみを認めている。)

7. 政策背景

施行内容とその理由

- 7.1 CFD 制度は、英国の新設の再生可能発電プロジェクトを支援する、政府の主要メカニズムの1つである。政府は、政府系企業である LCCC を、2013 年エネルギー法第 7 条のもと、CFD Counterparty に指定した。この役割において、LCCC は発電事業者との CFD 契約を管理し、ESO 規則に準じて認可を受けた電力供給事業者からの支払いを回収する。政府は、電力供給事業者がこれらの支払いコストを需要家に転嫁することを求めている。
- 7.2 LCCC は BEIS に、COVID-19 の拡大を抑制するために導入された施策の結果、2020 年第 2 四半期 (4 月～6 月) に CFD 発電事業者に支払うことが義務付けられている資金が不足することが予想されると通知した。電力需要の急激かつ予想外の落ち込みがあり、賦課金は MWh あたり従量制で設定されているので、LCCC が電力供給事業者から回収した額が予測よりも低かったことを示している。発電事業者は卸市場価格とストライクプライスの差額を追加で受け取るので、卸市場価格の引下げもあり、CFD 発電事業者に対する支払いの増加にもつながった。
- 7.3 その結果、電力供給事業者は、2020 年第 2 四半期の負担額の予想外の急激な上昇に直面した。政府は、重要な他の圧力に直面している時期に、これが電力供給事業者の事業に悪影響を与えることを懸念している。
- 7.4 このため、COVID-19 という国家の有事に際し、経済を支える政府の取組みを踏まえ、電力供給事業者の負担を増やすことなく、CFD 発電事業者に今期も支払いを続けることができるよう、政府は LCCC に 1 回限りの融資を供与することに合意した。政府はまた、政府融資を返済すべく、2020 年第 2 四半期の電力供給事業者の負担額を、今期 CFD 発電事業者が負担することになる支払額と電力供給事業者からの ILR の支払額との差額の 80%引き下げ、2021 年第 2 四半期の電力供給事業者の負担額を同じ額引き上げる意向であると述べた。
- 7.5 この金額は、2020 年 7 月に決定・公示されるので、事前の料金設定を最小のコストリスクで可能にしつつ、この繰り延べは、電力供給事業者が 2021 年第 2 四半期供給分の MWh あたりの追加コストに高い信頼性を与えることができる。
- 7.6 この制度により、LCCC が当該四半期の ILR を設定、または期間中の調整を行う際、政府融資の供与予定額または返済予定額を考慮することが可能になる。また、当該期間の調整プロセス終了後、LCCC が電力供給事業者から回収した資金を充当し、政府融資を返済することが可能となる。
- 7.7 第 7.4 項で述べられたように、本文書の主な目的は、2020 年の第 2 四半期における電力供給事業者の負担額を引き下げ、2021 年の第 2 四半期に引き上げることであるが、同じメカニズムは必要に応じ、これ以降の四半期で使用されることもあり得ると定められている。これらの改正は、以降の四半期に賦課金を設定する際、LCCC が政府からの金融支援を見込むことができるよう、策定されている。これらの改正により、政府は同様の特殊な事象が発生した場合に、今後も同種の支援を与えることができる。
- 7.8 この文書による改正は、英国の電力供給事業者に対する、COVID-19 パンデミック中

の CFD 制度関連コストの想定外の引き上げの短期的なマイナスの影響を大幅に制限するだろう。

10 コンサルテーションの結果

- 10.1 本文書で詳述された政策は、2020年5月12日付で公示された、1週間のコンサルテーションの対象であった。政府は、これは通常のコンサルテーション期間よりも短い点に注意を喚起した。上述の3.1項の時間制限を考慮しつつ、より長いコンサルテーションを実施するかを検討した。迅速な行動により、本法改正の技術的・便益面の性質、および当該四半期の調整期間を LCCC が実施する際、本文書が7月初旬には両院で承認を得る必要性から、コンサルテーション期間を長くすることは適切ではないと結論付けた。しかしながら、政府が追加措置を取ることに細心の注意を払った影響を緩和するため、これらは、LCCC からのステークホルダー関連当事者は迅速に公示の変更点をステークホルダーに通知すること、および書面によるコメントを募集するほか、4月24日付で公示、5月15日にステークホルダーウェビナーを開催することであった。
- 10.2 本コンサルテーションでは、EnergyUK、Citizen’s Advice、ウェールズ政府、及び市民1名のほか、小・中・大規模発電事業者から22件の回答を受け取った。回答の大半は、COVID-19に起因する、追加 CFD 費用の当座の衝撃を軽減するため、BEIS が供与する発電事業者への支援を歓迎するものであった。
- 10.3 幅広いコメントが複数のテーマにまたがり、提供された。以下の回答が最も本規則に関連性があった。
- 7件は2021年第1四半期まで繰り延べられるべきであるというコンサルテーションの提案に賛同する一方、9件の回答が、返済は2021年第2四半期まで繰り延べされるべきであると主張した。2021年第2四半期を推奨する理由として、電力供給事業者が ILR の上昇に備え、冬季にかけて価格を引き上げる必要を回避する。電力供給事業者の冬季にかけての財務への圧力を軽減し、マーケットシェアに対する季節性の歪みの影響を最小化する。また、コスト引き上げ分を、Ofgem の今後のエネルギー小売価格の上限に完全に反映できるようにする。
 - 12件の回答は、電力供給事業者の負担は、当該四半期ではなく、融資が返済された四半期のマーケットシェアに応じて引き上げられるべきであるという提案に賛同した。一方、3件の回答は、融資が実行された際のマーケットシェアに応じたものにするべきであると主張した。
 - 10件の回答は、規則の将来の有効性に明示的に合意した。
- 10.4 受け取ったコメントを検討しつつ、追加コスト全額をエネルギー小売価格上限に反映させることができ、電力供給事業者が、支払不能時に Supplier of Last Resort としての役割を果たす際の阻害要因とならないよう、政府は2021年第1四半期ではなく、第2四半期の負担額引き上げの返済を繰り延べすることを決定した。
- 10.5 コンサルテーションで策定されたように、個別の電力供給事業者の負担額の引下げ方法や引上げ方法に関連し、規則の将来性を占い、LCCC の融資返済を可能にする、別の提案を実施することを決定した。
- 10.6 政府決定を策定した、コンサルテーションへの回答は、Explanatory Memorandum に伴い、公表された。

出所) Legislation.gov.uk, “EXPLANATORY MEMORANDUM TO THE CONTRACTS FOR DIFFERENCE (ELECTRICITY SUPPLIER OBLIGATIONS) (AMENDMENT) (CORONAVIRUS) REGULATIONS 2020”¹³¹

¹³¹ https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2020/709/pdfs/ukxiem_20200709_en.pdf (2021年2月15日取得)

また、これ以外に CfD のエネルギー集約型企業の間接費免除について、COVID-19 の蔓延による電力価格の急落により、UID（困難に直面している事業者）¹³²ではなかった事業者が UID となる可能性が生じたことから、2019 年 12 月 31 日～2021 年 6 月 30 日までの期間を UID 評価から除外する。事業者は 20%の電力集約テストであるビジネステストを充足していることを証明する必要がある。

(2) COVID-19 に伴うその他対応

1) 小規模 FIT 制度¹³³

事前登録済のコミュニティエネルギー太陽光設備、および 2020 年 3 月 1 日をもって有効期限切れとなる事前認定取得設備の有効期限を 12 カ月間延長。

2) Sustainable Innovation Fund¹³⁴

COVID-19 の影響からの回復を目指す事業者が最先端のプロジェクトやアイデアを維持できるよう、R&D などに 2 億ポンドを支援する。この基金では、2050 年までにネットゼロを目指す、温室効果ガス排出削減目標を達成しつつ、コロナ禍の英国の経済回復と新たな持続可能な機会の開発を支援する。Innovate UK を通じ実現されるこの資金供与は、革新的な企業を支援するための、2020 年 4 月に公表された 7.5 億ポンドの助成・融資の一部であり、その後新たに Future Fund として、民間投資家とのマッチングファンドを 5 億ポンド提供したが、2021 年 2 月 2 日を以て新規受付を終了した。

3) COVID Winter Grant Scheme¹³⁵

2020 年 12 月、COVID Winter Grant Scheme として 170 百万ポンドがイングランドの低所得者層向けに投じられた。これは食糧、光熱費（暖房、調理、照明）、水道料金（下水含む）およびその他必需品の費用を支援するものである。

4) Energy Performance Certificate (EPC) ¹³⁶

ロックダウン中の一般家庭および事業者向けの EPC 認証取得のためのガイダンスが発行された。

¹³² EU の国家補助規制における補助対象となる事業者。

¹³³ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme/changes-fit-scheme> (2021 年 2 月 15 日取得)

¹³⁴ <https://www.gov.uk/government/news/government-unveils-200-million-package-to-help-innovative-businesses-bounce-back> (2021 年 2 月 15 日取得)

¹³⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/covid-winter-grant-scheme/covid-winter-grant-scheme-guidance-for-local-councils> (2021 年 2 月 15 日取得)

¹³⁶ <https://www.gov.uk/guidance/coronavirus-covid-19-energy-performance-certificates> (2021 年 2 月 15 日取得)

6.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ

6.4.1 小規模 FIT 制度の概要

以下では、2010年4月より施行され、2019年3月末に新規申請受付を終了し、制度終了となった、小規模発電設備を対象とした固定価格買取制度（以下、小規模 FIT 制度）について、制度設計と施行状況を紹介する。

(1) 小規模 FIT 制度の根拠法令

1989年電力法 (*Electricity Act 1989*) [2008年エネルギー法により改正]

・2008年エネルギー法 (*Energy Act 2008*)

※これまでの政令 (Order) の改定履歴は表 6-25 を参照

2008年エネルギー法では、小規模 FIT 制度に関連して、エネルギーに関する国務大臣に対し、表 6-24 の権限を付与している。

表 6-24 英国：小規模 FIT 制度に関するエネルギー国務大臣の権限

i) 国務大臣が 2008 年エネルギー法 第 42 条で定める手続きを踏んで修正可能な事項 ・供給事業者の小規模低炭素発電事業者(もしくは代行者となる Ofgem)への支払いを命じる こと <買取義務を設定可能> ・上記支払いの計算方法 <買取価格を設定可能> ・支払い額を年率で低減させていく算式 <年率の買取価格逡減メカニズムを設定可能> ・支払いをやめる、もしくは減額させる状況 <買取期間等を設定可能> ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(3)、及び第 42 条 ⇒ <u>コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会での承認手続きが必要</u>
ii) 国務大臣が命令 (Order) により修正可能な事項 ・対象とする小規模低炭素エネルギー源および技術のリストの変更 (対象設備要件の 5,000kW 以下への絞込みも可能) ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(6) ・2008 年エネルギー法 第 41 条で規定している事項以外の関連した修正を行う場合 ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 43 条(3) ⇒ <u>命令案を議会に提出し、承認を得る手続きが必要</u>
iii) 修正には制定法(電気事業法)改正が必要な事項 ・買取対象とする設備の 5,000kW 以下というしきい値の拡大 ※根拠条文 2008 年エネルギー法 第 41 条(4)

出所) 2008 年エネルギー法¹³⁷をもとに作成

2008 年エネルギー法制定以降、主な小規模発電向け FIT 制度の改定の動向は、下表のとおりである。

¹³⁷ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents> (2021 年 2 月 15 日取得)

表 6-25 英国：小規模 FIT 制度にかかる法令の主な改正履歴

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2008 年 11 月	Energy Act 2008, Chap.32 Sec.41-43	<ul style="list-style-type: none"> ● エネルギー大臣に対して、電力供給事業者の標準ライセンス要件等を改正する等の FIT スキームを導入する権限を規定 ● FIT の支援対象は政令で指定する 5MW 以下の小規模発電設備 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2008 年 6 月にイギリス政府が公表した 2020 年の再生可能エネルギー目標達成のための導入戦略に関するコンサルテーションで、実施中の RPS 制度の有効性は評価しつつも、エネルギー業界以外のコミュニティ・個人が設置する「小規模の再生可能発電設備に対するより効果的な金銭的支援」のオプションとして FIT 制度を検討 	
2010 年 4 月	Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010 (SI 2010 No. 678)	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT 制度の制定法および法的根拠 ● ライセンスを保持する電力供給事業者は、再生可能電力の小規模発電事業者に規定の買取価格を発電量に応じて支払う 		0.14 億ポンド (2010 年度)
2011 年 2 月	Comprehensive Review	<ul style="list-style-type: none"> ● 買取価格レベル、エネルギー効率要件、コストコントロールメカニズム、スキーム管理課題などの幅広い分野に関して 2 回に分けて見直し ● レビューの第 2 フェーズは、FIT 開始 3 年目 (2012 年度) に実施 	<ul style="list-style-type: none"> ● 当初は 2010 年度から 2 年間は発電価格 (買取価格) を維持する方針を示していたが、2010 年 10 月に公表の政府の歳出見直しを受けて、2011 年末までに制度レビューを行うことを決定 	
2011 年 3 月	Fast track review	<ul style="list-style-type: none"> ● Comprehensive Review とともに、Fast-Track Review を開始 ● レビューを受けて 2011 年 8 月以降設置の大規模 (50 kW)・地上設置型太陽光プロジェクトの買取価格を引き下げ、2011 年 10 月以降設置の嫌気性消化 (500kW まで) プロジェクトの買取価格を引き上げ 	<ul style="list-style-type: none"> ● 上記の歳出見直しでは、制度の費用効率化の取り組みと、2014 年度に 4,000 万ポンド (10%) の費用削減を実現させる必要性を指摘 ● 緊急見直しで、予期せぬ大規模太陽光設備普及の原因は、設備コストが予想以上に低減されたことが要因とし、制度開始前に行なったシミュレーションより 30% 近く設備コストが安価になったと評価 	
2011 年 5 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2011 (SI 2011 No. 1181)	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT Order 2010 を修正し明確化 ● FIT の適格設備の特定最大容量の測定基準を変更 ● 水力発電に関して、認定容量 (50 kW 以下) 認定の適格日を規定 ● RO 制度から FIT 制度への移行を希望する発電事業者の通知期間を 2010 年 10 月 1 日から 2011 年 10 月 1 日に延長 ● FIT スキームの認定を求める設備が公的な資金の交付を受けた場合の除外規定 		1.51 億ポンド (2011 年度)
2011 年 8 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2011 (SI 2011 No. 1655)	<ul style="list-style-type: none"> ● 50 kW 以下の水力発電所が FIT の認定を受ける際の臨時規定の適用期間を 2012 年 3 月 31 日までに延長 ● 認定された FIT 設備の買取価格コードの割り振り、および FIT 買取価格の表を年次公表する際のインフレ率による調整に関連した Ofgem の権限を変更 		
2011 年 10 月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2011 (SI 2011 No. 2364)	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備拡張による拡張分は別途対象設備として扱われ、FIT 交付を受ける場合には、拡張分と既存分を合わせた容量をベースに買取価格コードを割り当て ● 既存設備の確認日から 1 年までに稼働開始した認定 FIT 設備の拡張を、元の設備の一部として取扱い 	<ul style="list-style-type: none"> ● 比較的に大きな設備を建設する際に、設備を小分けにして段階的に申請することによって、小規模に対する固定価格 (大規模より高い固定価格) を得ようとする事例が見受けられたことへの対応 	
2012 年 3 月	Consultation Phase1 (2011/10/31~12/23)	<ul style="list-style-type: none"> ● 新規太陽光設備および増強標準太陽光設備の買取価格を 2012 年 3 月 3 日以降引き下げ ● 新たなエネルギー効率要件 (EPC 等級のレベル D 以上) の導入 ● 複数設置 (単一の所有者が複数の敷地設備を有する) 者向け買取価格が適用となるしきい値を、25 基以上の事業者引き上げ 	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT 制度の開始時よりも世界的に太陽光の設置コストが劇的に低下したことや他の要因を受けて、当初に想定していたよりも太陽光発電者に多くの収益がもたらされていると評価されたため 	

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2012年4月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2012 (SI 2012 No. 671)	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電容量 50kW 以下である水力発電所が FIT 認定を受ける臨時規定の適用期間を 2013年3月31日までに延長 		5.06 億ポンド (2012 年度)
2012年8月	Comprehensive Review Phase 2A (2012/2/9~4/3)	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年7月以降の新規設備の太陽光買取価格の引き下げを提案 ● 太陽光買取価格の通減メカニズムを Ofgem は四半期ごとに規定 ● 2012年7月1日以前の適格日である太陽光 PV 設備の売電価格は 4.5p/kWh まで引き上げられ、買取価格期間は 25年から20年に短縮 ● 新規太陽光設備の発電買取価格は小売物価指数をベースとした指標にリンク 	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光の設置コストは劇的に低下し続けている一方で、政府予算は一定であるため、このようにダイナミックに変動する太陽光に対して自動的に予算運営が行えるようなメカニズムの導入が必要と判断 ● 2011年末までに、予測した 116MW を大きく上回る 900MW 超となり、2012年3月末までには 1.3GW まで拡大すると見込まれ、25年間にわたる累積支援額が 70 億ポンドにものぼると試算されたため 	
2012年8月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2012 (SI 2012 No. 1393)	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年8月1日以降の新規太陽光設備に適用の買取価格の引き下げ ● 太陽光設備に適用される四半期ごとに通減した FIT 買取価格の表を公表する業務を Ofgem に義務付け ● 太陽光設備の導入に関する四半期ごとのデータを公表することをエネルギー国務大臣に義務付け (このデータは、次の四半期に適用される FIT 買取価格を算定する際に、Ofgem が利用) ● 2012年8月1日以降の適格日である太陽光設備の売電価格は 4.5 ペンス/kWh まで引き上げられ、買取価格期間は 25年から20年に短縮 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年2月から実施の Comprehensive Review Phase 2A に基づく改正 	
2012年10月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2012 (SI 2012 No. 2268)	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電容量 50kW 以下の水力発電所が FIT 認定を受ける際の条項適用時の時間的制限を解除 		
2012年12月	The Feed-in Tariffs Order 2012 (SI 2012 No.2782)	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT Order 2012 は、FIT Order 2010 と制度開始以降の改正令を取りまとめて、以下の既存 Order を廃止 S.I. 2010/678、S.I. 2011/1181、S.I. 2011/1655、S.I. 2011/2364、S.I. 2012/671、S.I. 2012/1393、S.I. 2012/2268 ● エネルギー国務大臣に太陽光 (既に情報公開済み) 以外のエネルギー源を使用した適格設備の導入に関するデータ公表を義務付け 		
	Comprehensive Review Phase 2B (2012/2/9~4/26)	<ul style="list-style-type: none"> ● 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格改定 ● 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格通減メカニズム導入 ● ROO-FIT 認定設備およびコミュニティの太陽光プロジェクトに買取価格保証に伴う事前認定制度を導入 ● エネルギー効率要件からコミュニティエネルギースキームと学校を免除する条項に伴い、コミュニティの定義の確認 	<ul style="list-style-type: none"> ● コンサルテーション実施時 (2011 年度末) に、FIT 制度施行以来 2 年近くが経過し、事業環境も変化したことから太陽光以外の技術についても発電価格を中心に見直しの必要性があるとされたため 	
2013年7月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2013 (SI 2013 No.1099)	<ul style="list-style-type: none"> ● FIT ライセンス保持者がライセンス取り消しとなった場合、または破産した場合の FIT 発電事業者の処遇を規定 ● 期間平準化の未払いから生じたコストの相互化に関する条項を規定 		6.91 億ポンド (2013 年度)
2013年12月	Energy Act 2013	<ul style="list-style-type: none"> ● 買取対象とする対象設備の設備容量上限を 5MW から 10MW に引き上げる根拠法の改正 	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備容量 5MW 超の地方共同体による再生可能エネルギー発電設備は、現行の大規模発電施設向けの支援制度である RPS 制度 (RO 制度と呼ばれる) よりも手続きが複雑となる差額契約型 FIT への参加が難しいと考えられ、地方共同体によるこうした発電設備を固定価格買取制度の対象に含めることを意図した改正 	

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	FIT 賦課金額
2014年7月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2014 (SI 2014 No.1061)	<ul style="list-style-type: none"> 特定の水力発電所について、Ofgem が認可した一次認定の取り下げ許可について規定 	<ul style="list-style-type: none"> 一定の条件が重なった場合に、事前認定を受けた水力発電事業者に意図された発電価格が適用されないことあり、これを修正 	8.66 億ポンド (2014 年度)
2014年10月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.2) 2014 (SI 2014 No.2865)	<ul style="list-style-type: none"> FIT の通減メカニズムに関して、地上設置型太陽光設備・50kW 超の地上設置型以外の太陽光設備を Standard Conditions of Electricity Supply Licenses 2014 の改正を反映して、分割 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光に適用する支援価格の通減と設備種別のコスト削減幅とをリンクさせるための改正 	
2015年1月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2015 (SI 2015 No.35)	<ul style="list-style-type: none"> FIT の管理面、特にコミュニティ機関所有の設備運営に関する改正（事前認定期間） 地上設置型太陽光の定義を規定することに伴う改正 	<ul style="list-style-type: none"> 5MW 以下の再生可能発電設備の所有権を民間からコミュニティへ 100% または一部シフトを促す改正 	11.1 億ポンド (2015 年度)
2015年9月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.2) 2015 (SI 2015 No1659)	<ul style="list-style-type: none"> 2015年9月30日で事前認定を終了する件に伴う改正 	<ul style="list-style-type: none"> FIT レビューに伴う通減実施前の駆け込み申請の影響を抑制すべく、2015年10月からは運開を迎え、正式な申請をした日の料率を適用 	
2015年12月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) (No.3) 2015 (SI 2015 No.2045)	<ul style="list-style-type: none"> 発電価格のレベルを改正し、全体の容量を四半期毎に制限する形のコスト管理メカニズムを導入 	<ul style="list-style-type: none"> 賦課金管理枠組み（LCF）で著しい支出超過が予測されることから、消費者負担の電気料金への影響削減を目的とした。 	
2016年3月	The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2016 (SI.2016/319)	<ul style="list-style-type: none"> 認定資格の定義改正 MCS による認証設備（50kW 以下）についても、事前認定申請の有効期限を明確化し、設備の導入量に上限を設ける 		
2017年3月	The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2017 (SI.2017/131)	<ul style="list-style-type: none"> 嫌気性消化（AD）の買取価格を改定し、導入上限（キャップ）とともに四半期毎のデフォルト通減料率を変更 ライフサイクル温室効果ガス排出削減を順守し、原料を調達する場所を制限するため、新設 AD 設備向けの要件を導入 生産されたバイオガスの 50%未満が廃棄物または残さからのものである AD からの発電設備の所有者への支払いを制限する マイクロ CHP の支援を本制度のコスト管理メカニズムに組み込む 	<ul style="list-style-type: none"> AD 及びマイクロ CHP は、その複雑性から 2015 年のコスト管理メカニズムには盛り込まれなかったため、今般の改正となった。 同様に、コスト管理においても他の電源と同様のアプローチをとり、CHP の導入容量に上限を設けるほか、AD に四半期ごとのデフォルトの通減を導入する。 持続可能性基準と原料制限についても、他の再生可能補助制度を踏まえたアプローチとなっている。 	12.8 億ポンド (2016 年度)
2018年	The Feed-in Tariffs and Contracts for Difference (Amendment) (EU Exit) Regulations 2018 (SI.2018/1092)	<ul style="list-style-type: none"> EU 法の不履行、および欧州連合から英国が脱退することにより生じる他の瑕疵に対処するため、European Union (Withdrawal) Act 2018 における権限を使用し策定 FIT に関しては、Energy Act 2008、CFD に関しては、Energy Act 2013 の 2 つの規則を改正する 本措置により、英国が欧州連合の加盟国として参照されることがないよう、関連法令を改正 	<ul style="list-style-type: none"> 本法令は、英国が欧州連合の加盟国から離脱する結果生じる瑕疵を修正する。FIT・CFD の運用、資金供与の方法を変更するものでなく、関連当事者に新たな責務および義務を負わせるものではない。 	13.8 億ポンド (2017 年度)
2018年	The Feed-in Tariffs (Closure, etc.) Order 2017 (SI.2018/1380)	<ul style="list-style-type: none"> 本法令により、2019年3月3日付の新規 FIT 申請受付終了と、新規申請の一部期限付き延長を定める エネルギー集約型産業（EII）需要家に供給する電力の年間平準化支払い額の算定からの免除など、制度の管理運営上の変更を一部導入 	<ul style="list-style-type: none"> 需要家の負担額を抑えるため、FIT 終了が決まったが、小規模低炭素発電については引き続き支援の必要がある。このため、当該発電の新規申請を一部期限付きで延長し、これに伴う 2019年4月1日以降の買取価格の決定方法を定める。 FIT 制度の廃止は、現行の認定設備には影響がない。発電事業者は、引き続き発電価格と売電価格の両方を支援期間受け取ることが可能である。 	

出所) 英国政府ウェブサイトから取得の各法令¹³⁸をもとに作成

¹³⁸ <http://www.legislation.gov.uk/> (2021年2月15日取得)

(2) 義務対象者

英国の小規模 FIT 制度では、供給ライセンスに基づき、電力小売事業者（供給ライセンス保有者）に買取の義務が課せられる。但し、適格な小規模再生可能エネルギー発電設備から電力の買取を義務付けられるのは、前年の 12 月 31 日時点で 250,000 軒以上の顧客を有する電力小売事業者となっている。2019 年度に該当するのは、14 事業者であった。

買取義務対象とならない顧客数 250,000 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が義務付けられる。一方で、自主的に買取のスキームに参加することも可能である。この際も、50kW 以上の発電設備からの固定価格買取の申し出については、断る余地が残されていた。

(3) 対象エネルギー源

買取義務の対象となるエネルギー源および発電設備の要件は、表 6-26 のとおり。

表 6-26 英国：小規模 FIT 制度の対象エネルギー源、設備要件

<p>【買取対象となるエネルギー源】</p> <p>● 太陽光発電 ● 風力 ● 嫌気性消化 ● 水力</p> <p>※上記の再生可能エネルギーに加えて、マイクロコジェネ(パイロット)(発電容量 2kW 以下)も買取対象のエネルギー源</p> <p>【対象発電設備要件】</p> <ul style="list-style-type: none">◆ 50kW 未満の上記の対象エネルギー源による発電設備◆ 2009 年 7 月 15 日以降に稼働開始した 50~5,000kW の上記の対象再生可能エネルギー源による発電設備

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem)、「About the FIT scheme」¹³⁹をもとに作成

なお、上記のエネルギー源に加えて、2008 年エネルギー法上では、命令 (Order) にて小規模 FIT 制度の対象である「小規模低炭素発電」について、より広いエネルギー源を対象としていた (表 6-27)。

表 6-27 英国：小規模 FIT 制度で Order にて対象にできるエネルギー源、設備要件

<p>1) 以下のエネルギー源・技術にすべて、もしくは主に依存している発電電力</p> <ul style="list-style-type: none">・バイオマス ・バイオ燃料 ・燃料電池 ・太陽光発電 ・太陽熱 ・地熱・水力(波力および潮力を含む) ・風力 ・コジェネ (50kW 以下の発電容量) <p>2) 「規定の最大容量」を超過しない設備による発電電力</p> <ul style="list-style-type: none">・「規定の最大容量」は、国務大臣が命令 (Order) によって定める(但し、10MW 以下)

出所) 2008 年エネルギー法¹⁴⁰をもとに作成

表 6-27 のエネルギー源のうち、地熱、バイオ燃料等は、現時点での技術の成熟度を考慮

¹³⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme> (2021 年 2 月 15 日取得)

¹⁴⁰ <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents> (2021 年 2 月 15 日取得)

して、制度施行の 2010 年度以降、買取対象となるエネルギー源には含まれていない。2011 年 1 月に実施した当時の所管省であるエネルギー・気候変動省 (DECC : Department of Energy and Climate Change) へのヒアリング調査では、この理由について、イギリスの FIT 制度は小規模発電設備を対象としており、主な参加者として個人家庭やコミュニティを想定しているため、対象エネルギー源は、信頼性の高い技術のみを採用して、未成熟な技術を支援対象に入れないという設計を行ったとの回答であった。

なお、2013 年 12 月に可決したエネルギー法において、制度の対象とする「最大容量」が 10,000kW に引き上げられたが、この根拠法に対応した命令 (Order) は出されていない。

(4) 買取対象とする電力

英国の小規模 FIT 制度では、対象となる小規模発電設備の所有者は、以下のとおり、発電量全量について固定価格での買取を受ける権利を有している。

- 供給事業者から発電量 (kWh) に対して固定価格での支払いを受ける [発電価格]
 - 供給事業者に対して、保証された価格で余剰電力の売電が可能 [売電価格 (export tariff)]
- ※上記の発電価格に追加で付与

そのため、系統に送電していない自家消費分についても、固定価格での支援を受けることができる。一般家屋所有者または自家発電事業者は、規定の発電価格、売電価格を受け取ることに加えて、用地内において発電された電力を自家消費することで、買電する電力量を削減するメリットも生じる。一般家庭に設置した設備容量 4kW 以下の太陽光発電設備に対する制度開始当初の価格支払いのイメージは、図 6-20 のとおりである。

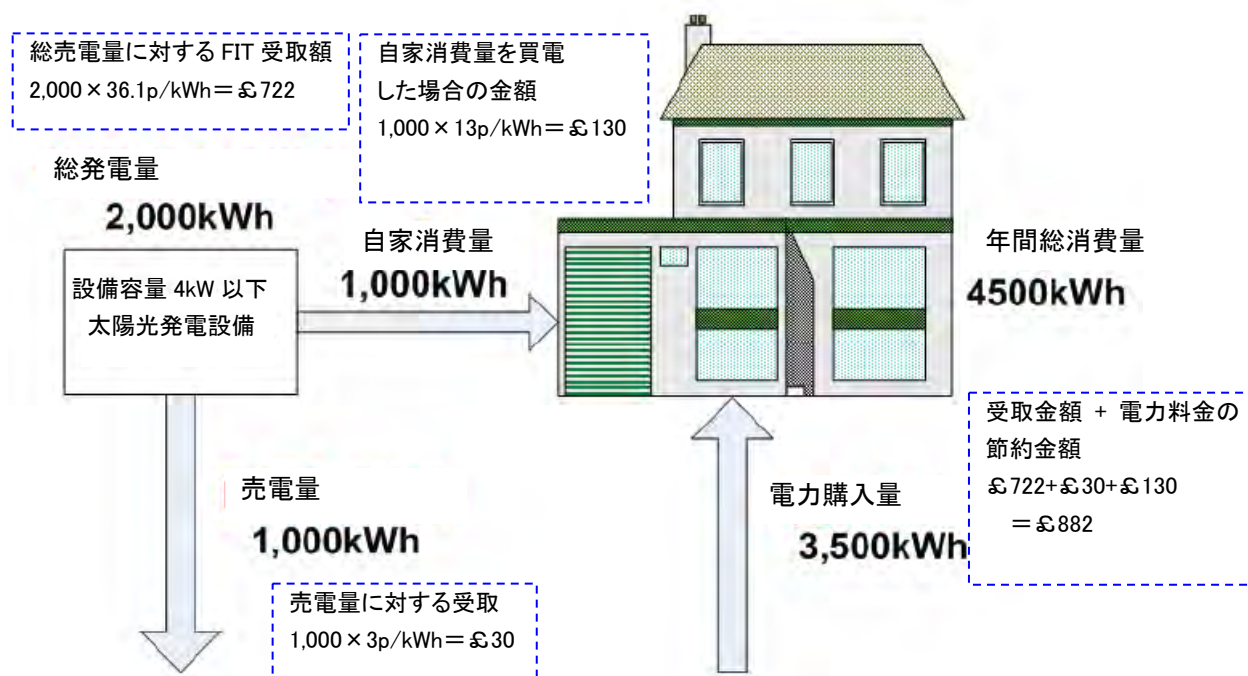


図 6-20 英国：小規模 FIT での FIT 支払いのイメージ (2010 年度適用価格)

出所) エネルギー・気候変動省 (DECC) の公表資料より作成

この例では、年間発電量 2,000kWh のうち 1,000 kWh を自家消費し、残りの 1,000 kWh を供給事業者に売電する場合、総発電量 2,000 kWh に対して 1 kWh あたり 36.1 ペンスが支払われる。さらに系統への送電量 1,000 kWh には 1 kWh あたり 3 ペンスの支払いを受けることができる。また、自家消費した分を買電したと仮定すると、自家消費量の 1,000kWh 分について、1 kWh あたり 13 ペンスの支払いを節減できたことになる。従って、FIT 制度に伴う発電価格、売電価格の受取 752 ポンドに加えて、買電電力量の削減に伴うメリット (130 ポンド) も享受できる。

なお、上述のように自家消費をする発電量分も買取対象として支援を受けるためには、原則として、発電量メーターと売電量メーターが必要となる。発電量メーターの設置費用は通常、発電設備所有者負担となる。

(5) 買取価格

英国の小規模 FIT 制度では、発電量に対して支払われる「発電価格」と余剰電力売電量に対して支払われる「売電価格」が設定される。「発電価格」については、買取対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく買取価格が設定されている。

なお、買取価格の設定にあたっては、好立地の設備において、約 5~9%の投資収益率(ROI)が期待できる水準となるように価格を設定している。

買取期間については、制度施行当初は太陽光発電が 25 年間、その他の対象再生可能エネルギー源が 20 年間、非再生可能エネルギーのコジェネは 10 年間とされた。2012 年 8 月 1 日施行の改正により、それ以降認定された太陽光発電設備の買取期間を 20 年間に短縮した。なお、RO 制度から移行する 2009 年 7 月 14 日以前に認定を受けた既設の小規模発電設備については、2027 年で買取期間が終了となる。

供給事業者が遵守すべき標準ライセンス要件 (以下、標準電力供給ライセンス要件) で規定された買取価格について、直近の動向をとりまとめる。

1) 売電価格

売電分については、保証された「売電価格」での売電か、自由化市場での価格交渉による売電を選択することが可能であった。発電価格同様、売電価格も小売物価指数に応じた物価スライド制が毎年適用され、発電者は、年間ベースで売電価格制度への参加または脱退を選択できるようになっていた。

売電価格は、制度を開始した 2010 年度には 3.0 ペンス/kWh の価格が適用され、2011 年度には小売物価指数に比例して 3.1 ペンス/kWh の価格が適用された。その後、2012 年に制度見直し (FIT Review) の結果を受けて改定がなされ、太陽光発電は 2012 年 8 月 1 日、その他エネルギー源は 12 月 1 日以降の認定設備から、売電価格が 4.5 ペンスに引き上げられた。2013 年度以降も小売物価指数に応じて物価スライド制が毎年適用された。

表 6-28 英国：小規模 FIT 制度で適用された売電価格の推移

太陽光発電設備

期間		売電価格(kWh)	
		2012/7/31 までの 認定設備	2012/8/1 以降の 認定設備
2010 年度	4/1～3/31	3.00 ペンス	—
2011 年度	4/1～3/31	3.10 ペンス	—
2012 年度	4/1～3/31	3.20 ペンス	4.50 ペンス
2013 年度	4/1～3/31	3.30 ペンス	4.64 ペンス
2014 年度	4/1～3/31	3.39 ペンス	4.77 ペンス
2015 年度	4/1～3/31	3.44 ペンス	4.85 ペンス
2016 年度	4/1～3/31	3.48 ペンス	4.91 ペンス
2017 年度	4/1～3/31	3.57 ペンス	5.03 ペンス
2018 年度	4/1～3/31	3.72 ペンス	5.24 ペンス
2019 年度	4/1～3/31	3.82 ペンス	5.38 ペンス

太陽光以外の発電設備

期間		売電価格(kWh)	
		2012/11/30 までの 認定設備	2012/12/1 以降の 認定設備
2010 年度	4/1～3/31	3.00 ペンス	—
2011 年度	4/1～3/31	3.10 ペンス	—
2012 年度	4/1～3/31	3.20 ペンス	4.50 ペンス
2013 年度	4/1～3/31	3.30 ペンス	4.64 ペンス
2014 年度	4/1～3/31	3.39 ペンス	4.77 ペンス
2015 年度	4/1～3/31	3.44 ペンス	4.85 ペンス
2016 年度	4/1～3/31	3.48 ペンス	4.91 ペンス
2017 年度	4/1～3/31	3.57 ペンス	5.03 ペンス
2018 年度	4/1～3/31	3.72 ペンス	5.24 ペンス
2019 年度	4/1～3/31	3.82 ペンス	5.38 ペンス

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁴¹をもとに作成

2) 発電価格

英国の小規模 FIT 制度における発電価格は、2011 年度以降、小売物価指数に連動して毎年度、変更された。制度開始当初は、2010 年度から 2 年間は発電価格の逡減を行わず、当初の発電価格を維持する方針が示されていた。また、買取価格の見直しを含む最初の制度レビューを 2013 年に実施し、それ以降は 5 年ごとのレビュー実施を予定していた。

しかしながら、2010 年 10 月に公表された政府の歳出見直し (Spending Review) を受け、2011 年末までに最初のレビューを実施することが決定した。本レビューでは、制度のコスト効率化への取り組みと、2014/15 年度に 4,000 万ポンド (10%) のコスト削減を実現する必要があるとされた。

2011 年に実施されたレビューの結果として、2011 年度中に、50kW 超の太陽光発電及びバイオマス (嫌気性消化) 発電設備の発電価格が急ぎ改定された。以降、太陽光発電設備を中心に発電価格の改定が数次にわたって行われ、その過程で出力区分帯等も変更となった。

以下では、太陽光発電以外と太陽光発電にわけて、2017 年度以降に適用された発電価格を整理する。

¹⁴¹<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2021 年 2 月 15 日取得)

a. 太陽光発電以外

2017 年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電、コージェネに適用される発電価格、売電価格を表 6-29 に示す。四半期ごとに、直近の導入量に応じて価格が逓減する仕組みが導入されており、嫌気性消化発電の発電価格が大きく逓減している。

表 6-29 英国：小規模 FIT 制度対象設備（太陽光以外）の発電価格（2017 年度以降）

単位：ペンス/kWh

●2017 年度稼働設備

技術	設置規模	2017/4/1 ～2017/6/30	2017/7/1 ～2017/9/30	2017/10/1 ～2017/12/31	2018/1/1 ～2018/3/31
風力	50 kW 未満	8.73	8.67	8.60	8.19
	50-100 kW	5.15	5.12	5.08	4.83
	100-1,500 kW	3.35	3.00	2.69	2.31
	1,500 kW 以上	0.86	0.84	0.83	0.71
水力	100 kW 未満	8.12	8.12	8.10	7.77
	100-500 kW	6.52	6.51	6.50	6.24
	500-2,000 kW	6.52	6.51	6.50	6.24
	2,000 kW 以上	4.73	4.73	4.73	4.54
嫌気性消化	250 kW 未満	6.50	5.80	5.19	4.45
	250-500 kW	6.14	5.49	4.91	4.22
	500 kW 以上	2.33	2.07	1.83	1.57
マイクロコージェネ	2 kW 以下	14.52	14.52	14.52	13.95
(参考)2017 年度売電価格		5.03	5.03	5.03	5.03

●2018 年度稼働設備

技術	設置規模	2018/4/1 ～2018/6/30	2018/7/1 ～2018/9/30	2018/10/1 ～2018/12/31	2019/1/1 ～2019/3/31
風力	50 kW 未満	8.46	8.39	8.31	8.24
	50-100 kW	5.01	4.94	4.91	4.87
	100-1,500 kW	2.15	1.92	1.72	1.55
	1,500 kW 以上	0.66	0.59	0.52	0.47
水力	100 kW 未満	8.07	8.06	8.04	8.03
	100-500 kW	6.49	6.48	6.46	6.46
	500-2,000 kW	6.49	6.48	6.46	6.46
	2,000 kW 以上	4.73	4.73	4.73	4.73
嫌気性消化	250 kW 未満	4.60	4.56	4.53	4.50
	250-500 kW	4.36	4.34	4.30	4.27
	500 kW 以上	1.61	1.57	1.55	1.54
マイクロコージェネ	2 kW 以下	14.52	14.52	14.52	14.52
(参考)2018 年度売電価格		5.24	5.24	5.24	5.24

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁴²をもとに作成

¹⁴²<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2021 年 2 月 15 日取得)

b. 太陽光発電

太陽光発電に関しては、2012年4月以降の新規設備のうち、250kW未満の設備（地上設置型を除く）について、「高」、「中」、「低」という3つの資格区分を導入し、一定のエネルギー効率要件を満たした設備、且つ26以上の設備認定を受けていない発電者による設備には、高い発電価格を導入する仕組みが設けられた。

また、2015年8月のFITレビューに関するコンサルテーションを通じ、政府は2015年12月に回答を公表し、2016年2月8日からFITは新たな価格制度へと移行したが、この際に2016年2月8日にFIT認定を取得した太陽光発電については、コスト低減が認められたため大幅に発電価格が引き下げられることとなった。

2017年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電、コージェネに適用される発電価格、売電価格を表6-30に示す。

表 6-30 英国：小規模FIT制度対象設備（太陽光）の発電価格（2017年度以降）

単位：ペンス/kWh

●2017年度稼働設備

設備規模		稼働開始時期			
		2017/4/1～6/30	7/1～9/30	10/1～12/31	2018/1/1～3/31
10 kW 未満	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	3.88	3.81	3.75	3.54
	高	4.31	4.24	4.16	3.93
10-50 kW	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	4.08	4.02	3.96	3.74
	高	4.54	4.47	4.39	4.15
50-250 kW	低	0.50	0.45	0.40	0.34
	中	1.86	1.82	1.77	1.64
	高	2.07	2.02	1.97	1.82
250-1,000 kW		1.70	1.66	1.60	1.48
1,000-5,000 kW		0.50	0.45	0.40	0.34
スタンドアローン		0.36	0.30	0.24	0.19
(参考)売電価格		5.03	5.03	5.03	5.03

●2018年度稼働設備

設備規模		稼働開始時期			
		2018/4/1～6/30	7/1～9/30	10/1～12/31	2019/1/1～3/31
10 kW 未満	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	3.61	3.54	3.47	3.41
	高	4.01	3.93	3.86	3.79
10-50 kW	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	3.83	3.75	3.70	3.63
	高	4.25	4.17	4.11	4.03
50-250 kW	低	0.31	0.25	0.20	0.15
	中	1.67	1.61	1.58	1.52
	高	1.85	1.79	1.75	1.69
250-1,000 kW		1.50	1.43	1.38	1.33
1,000-5,000 kW		0.31	0.25	0.20	0.15
スタンドアローン		0.15	0.12	0.08	0.05
(参考)売電価格		5.24	5.24	5.24	5.24

注) 250kW 未満の設備は、発電者の資格要件に応じて下記 3 区分の異なる発電価格を適用。

高：エネルギー効率要件を満たした、25 以下の設備認定しか受けていない発電者による設備に適用

中：エネルギー効率要件を満たした、26 以上の設備認定を受けている発電者による設備に適用

低：上記のいずれにも当てはまらない設備に適用

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト¹⁴³をもとに作成

3) 価格逡減メカニズム

2012 年 8 月に施行された FIT Order において、2012 年 11 月 1 日以降の太陽光発電認定設備に適用する発電価格を対象とした価格逡減メカニズムが導入された。この改正された FIT Order に基づき、エネルギー所管省は、四半期ごとに新規太陽光発電に適用する発電価格を見直し、新たな発電価格を適用する 2 ヶ月前までに、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) が新たな価格を公表することとなった。

この価格逡減メカニズムのポイントは以下のとおり。

- 前四半期の新規設備導入量により、規定のフォーミュラに従い適用逡減率を決定
- 前四半期の新規設備導入量が、規定のしきい値を下回った場合、逡減率の適用を見送り
- 但し、逡減を見送る期間は 6 ヶ月間として、その次の期間には 3.5%の逡減率を適用
- 10kW 未満設備、10～50kW 設備、50kW 以上/地上設置設備の 3 区分 (バンド) に分けて、それぞれの新規設備容量に応じた逡減率を設定
- 価格逡減メカニズムは、バンドごとに異なる新規設備導入量のしきい値を超えた場合に適用されるため、バンド別に異なる逡減率で価格が決定されるが、大きいバンドに小さいバンドを下回る逡減率が適用されることはない。この場合、小さいバンドの逡減率が適用される。

また、太陽光以外の認定設備についても、適用される年次価格逡減メカニズムが導入され、2014 年 4 月に実施された。太陽光以外の年次価格逡減メカニズムの対象となるのは、水力、風力、嫌気性消化 (AD) であり、マイクロコジェネは含まれない。発電価格が改正されるのは毎年 4 月 1 日であり、当該日以降に認定された新規または拡張設備が対象である。

2016 年 2 月 8 日から 2019 年 3 月 31 日まで、四半期毎の予算上限 (キャップ) と結びついた 2 種類の低減が太陽光、風力、および水力発電設備に対して導入される。デフォルト逡減の引き下げ幅は、電源により異なる。これは、需要家負担額および設置費用の削減の変動予測を考慮したものとなっている。また、FIT 年度の終了時に RPI の変動を考慮し、調整される。2016 年 2 月 8 日以降のデフォルト低減の発電価格は下表のとおり。

¹⁴³ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (2021 年 2 月 15 日取得)

表 6-31 英国：小規模 FIT 制度対象設備のデフォルト低減発電価格

単位：ペンス/kWh

●太陽光

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
10kW未満	4.39	4.32	4.25	4.18	4.11	4.04	3.97	3.90	3.83	3.76	3.69	3.62	3.55
10 - 50kW	4.59	4.53	4.46	4.39	4.32	4.25	4.19	4.12	4.05	3.98	3.91	3.85	3.78
50 - 250kW	2.70	2.64	2.58	2.51	2.45	2.39	2.33	2.27	2.20	2.14	2.08	2.02	1.96
250-1,000kW	2.27	2.21	2.15	2.09	2.03	1.97	1.91	1.85	1.78	1.72	1.66	1.60	1.54
1,000-5,000kW	0.87	0.82	0.76	0.70	0.64	0.58	0.52	0.46	0.41	0.35	0.29	0.23	0.17
スタンドアローン	0.87	0.82	0.76	0.70	0.64	0.58	0.52	0.46	0.41	0.35	0.29	0.23	0.17

●水力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
100kW未満	8.54	8.53	8.51	8.50	8.48	8.46	8.45	8.43	8.42	8.40	8.39	8.37	8.35
100 - 500kW	6.14	6.14	6.13	6.12	6.11	6.11	6.10	6.09	6.09	6.08	6.07	6.06	6.06
500 - 2,000kW	6.14	6.14	6.13	6.12	6.11	6.11	6.10	6.09	6.09	6.08	6.07	6.06	6.06
250-1,000kW	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43
2,000-5,000kW	8.54	8.53	8.51	8.50	8.48	8.46	8.45	8.43	8.42	8.40	8.39	8.37	8.35

●風力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
50kW未満	8.53	8.46	8.39	8.33	8.26	8.19	8.13	8.06	7.99	7.93	7.86	7.79	7.73
50 - 100kW	8.53	8.46	8.39	8.33	8.26	8.19	8.13	8.06	7.99	7.93	7.86	7.79	7.73
100 - 1,500kW	5.46	5.43	5.40	5.37	5.34	5.32	5.29	5.26	5.23	5.20	5.17	5.14	5.12
1,500-5,000kW	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	0.74	0.73

出所) RES LEGAL ウェブサイト “Feed-in tariff”¹⁴⁴をもとに作成 (2021年2月15日取得)

条件付き通減 (“contingent degression”) では、導入水準が急増した場合に通減率を調整することができる。当該電源バンドの導入量が、政府が定めた上限値 (キャップ) を超過した際に、翌期の買取価格が 10%引き下げとなる。

規定のキャップは表 6-32 のとおり。

¹⁴⁴ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203> (2021年2月15日取得)

表 6-32 英国：小規模 FIT 制度対象設備の条件付き逓減における導入量キャップ

単位：MW

●太陽光

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
10kW未満	48.4	49.6	50.6	51.7	52.8	53.8	54.2	55.9	57.0	58.0	59.1	60.1	61.1
10 - 50kW	16.5	17.0	17.4	17.8	18.2	18.6	18.7	19.4	19.8	20.3	20.7	21.1	21.5
50-5,000kW	14.1	14.5	14.9	15.4	15.8	16.2	16.4	17.1	17.6	18.0	18.5	19.0	19.4
スタンドアローン	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

●水力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
100kW未満	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4
100 - 5,000kW	6.1	6.2	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3

●風力

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
50kW未満	5.6	5.6	5.5	5.5	5.6	5.5	5.5	5.4	5.5	5.4	5.4	5.3	5.4
50 - 100kW	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
100 - 1,500kW	6.8	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.2	6.1	6.1	5.9	5.8	5.7	5.7
1,500-5,000kW	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

●嫌気性消化

2016 価格	2016				2017				2018				2019
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
すべて	5.8	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

出所) RES LEGAL ウェブサイト “Feed-in tariff”¹⁴⁵をもとに作成

(6) 対象発電設備の認定手続き

英国小規模 FIT 制度では、設備容量 50kW 超の太陽光・風力発電設備、および嫌気性消化・水力を用いた発電設備は、従来の RO 制度と同様に、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) が設備認定を行う。それ以外の、設備容量 50kW 以下の太陽光発電・風力発電、2kW 以下のマイクロコジェネ設備は、Microgeneration Certificate Scheme (MCS) と呼ばれる産業界主導の独立の認証プログラムを用いて設備認定を行う。

以下では、それぞれの認定手続きの概要を示す。

¹⁴⁵ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203> (2021年2月15日取得)

1) Ofgem による ROO-FIT 認定

小規模 FIT 制度で固定価格での買取を希望する発電者は、Ofgem に対して対象設備認定の申請を行い、Ofgem が設立・管理する「Renewables and CHP Register」を通じて認定を受ける。Ofgem は申請された情報を確認し、対象設備の認定を行う。この認定作業は、基本的に 2002 年度から実施している RO 制度に基づく設備認定手続きと同様である。

発電者は「Renewables and CHP Register」に登録されたら、FIT 制度の義務対象となる供給事業者に通知をする。通知を受けた供給事業者は、必要な登録情報を揃えた上で、Ofgem の設置する「Central FITs Register」に登録を行う。この「Central FITs Register」に登録された情報をもとに、供給事業者は固定価格の支払いを行うため、発電設備に関して変更があれば、発電者は速やかに報告を行わなければならない。

また、認定を行う Ofgem は、申請された発電設備をランダムでサンプル検査を行っている。2011 年 1 月に実施した Ofgem 担当者へのヒアリングでは、エネルギー源を問わず全申請件数の 3% の設備を対象に、サンプル検査を実施することとしているようである。

以上の認定フローを、図 6-21 にとりまとめている。

設備容量 50～5,000kW の太陽光・風力設備、及び 5 MW 以下の水力・嫌気性消化発電設備

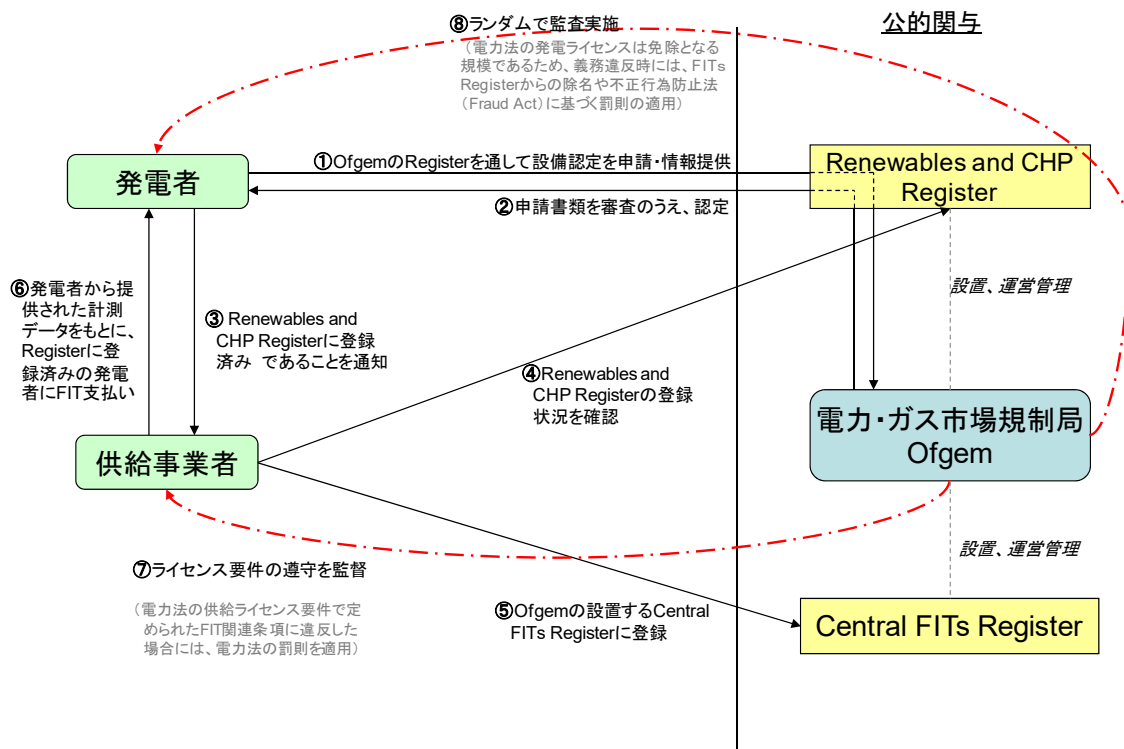


図 6-21 英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー① (50kW 超)

出所) Ofgem へのヒアリングをもとに作成

なお、2012 年 12 月より、ROO-FIT 制度を利用する設備に対し、事前認定 (Preliminary Accreditation) 制度が導入された。設備の稼働開始前の一定の有効期間、事前認定を受けた

日に適用されるレートの買取価格を保証される。事前認定から稼働開始までの有効期間は、テクノロジーごとに異なり、太陽光は6ヶ月、嫌気性消化（AD）および風力は1年、水力は2年であった。

2014年4月の価格通減の影響を避けるため、2013年12月の事前認定件数（2012年12月の110件に対し、2013年12月は1,006件）は急増した。

タリフの通減前の申請件数急増の影響を軽減するため、2015年10月5日をもって、事前認定は終了となったが、2016年2月8日付の改正により、50kW超の太陽光・風力発電およびすべての水力・嫌気性消化に対し、事前認定を再導入することとなった。

2) MCS 認定

設備容量 50kW 以下の設備の認定手続きについては、嫌気性消化、水力発電を除いて、Ofgem の役割は「Central FITs Register」の設立・管理のみとなる。Ofgem による認定手続きに代わって、Microgeneration Certificate Scheme (MCS) と呼ばれる認証プログラムが用いられる。

この MCS は、英国認証機関認定審議会（United Kingdom Accreditation Service (UKAS)）により認定を受けている独立の認証プログラムで、確固たる基準に照らして設置者および製品を評価する制度である。

小規模 FIT 制度の対象となる発電者は、MCS 認証を受けた設置者 (installer) により、MCS 認証済設備を設置してもらい、MCS 証書の発行を受けて、「MCS Installation Database」に登録をしてもらう。以降の手続きは、50kW 超の設備と同様で、発電者は「MCS Installation Database」に登録されたら、小規模 FIT 制度の義務対象となる供給事業者に通知をする。通知を受けた供給事業者は、必要な登録情報を揃えた上で、Ofgem の設置する「Central FITs Register」に登録を行うこととなる。

設備容量 50kW 以下の太陽光・風力発電設備の認定フローは、図 6-22 のとおり。

設備容量 50kW 以下の風力・太陽光発電設備

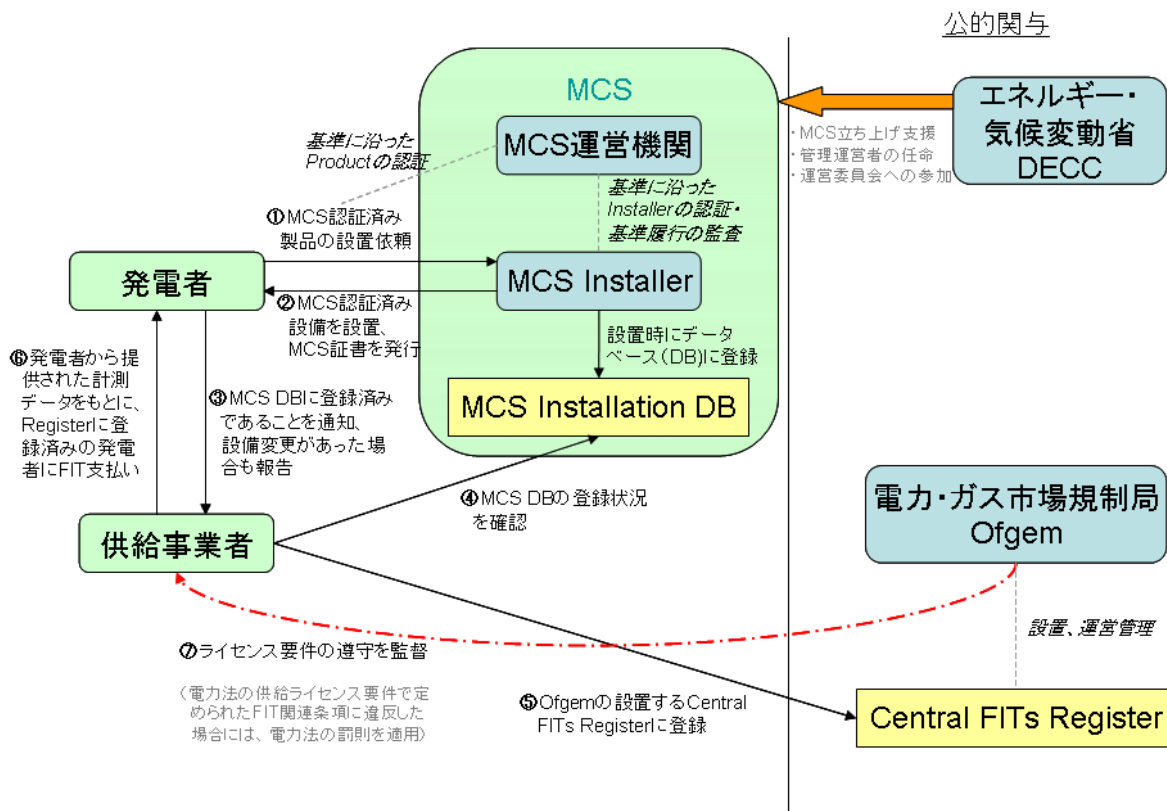


図 6-22 英国：小規模 FIT 制度の対象発電設備の認定フロー② (50kW 以下)

出所) Ofgem へのヒアリングをもとに作成

適格設備を新規に Central FIT Register に登録する際に、ライセンス保有者から提供することが求められるデータ項目および当該データの詳細は表 6-33 のとおり。

表 6-33 英国：Central FIT Register に必要な発電者情報および設備情報

データ項目	詳細	MCS -FIT	ROO -FIT
FIT 発電者情報	名前、住所、郵便番号、企業名/番号、メールアドレス	✓	✓
指定受取人情報 (Nominated Recipient)	名前、住所、郵便番号、企業名/番号		
設置場所	住所、郵便番号または英国陸地測量局による座標 (Ordnance Survey Grid Reference)	✓	✓
利用技術	太陽光、風力、水力、マイクロコジェネ、嫌気性消化 (リストより選択)	✓	✓
総設備容量	数値入力		✓
届出正味容量	数値入力	✓	✓
申請日	MCS 登録申請日/RO・FIT 認証申請受理日		✓
稼働開始日	設備(およびその後の増築部分)の稼働開始日	✓	✓
設備種類	報告/分析に用いるディスクリプタ(例:住宅用) (リストより選択)		✓
売電状況 (export status)	売電種類を示すディスクリプタ(例:売電なし、 オフグリッド、推計売電、標準価格、交渉価格) (リストより選択)		
系統連系状況	当該設備の配電網への連系の有無		✓
供給量計測ポイント管理 番号(supply MPAN)	英数字入力(系統連系済の設備は必須)	✓	✓
売電量計測ポイント管理 番号(export MPAN)	英数字入力		✓
発電量メーターの製造番 号	英数字入力	✓	✓
発電量メーター計測値	計測初期値(starting meter reading)、数値入力	✓	✓
計測開始日	発電量メーターの計測日	✓	✓
FIT 契約条件書の日付 (Statement of FIT Terms)	発電者との間に、固定買取価格条件について契約を締 結した日付		
既存設備の詳細	同サイト・同再生可能エネルギー利用の他設備に係る (届出送電端容量/総設備容量)について発電者が申 告するもので、正確な買取価格および適格性を判断する ための情報		

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) 資料¹⁴⁶より作成

上記のように、英国の小規模 FIT 制度の監査、保証に関する責任は、Ofgem、供給事業者 (供給ライセンス保有者)、Microgeneration Certification Scheme (MCS) の各々が小規模 FIT 制度の運営において担う役割に応じて分担していた。

特徴的な点としては、設備容量 50kW 以下の太陽光・風力発電設備については、原則として公的機関が関与せずに、民間主導の認証プログラムである MCS を用いて認定手続きを行い、信頼性を確保している点であった。

この MCS は、設備容量 50kW 以下の小型発電 (発熱) 設備の製品およびサービスに対し、一貫性のある基準に基づき独立して認証を与えることを目的としている。この制度の下、「MCS マーク」を表示/使用する製品および設置者は MCS の認証を受けることが求められ、設置者については、公正取引庁による消費者規範認証機構 (Consumer Code of Approval

¹⁴⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/83804/centralfitregisteruserguide-part7-pdf> (2021 年 3 月 1 日取得)

Scheme : CCAS) に沿った実施基準に参加/登録することが求められる。

MCS の制度組織としては、認証機関、省庁、事業者団体、その他利害関係者等の業界代表者から構成される利害関係者パネル (Stakeholder Panel) がある。加えて、テクニカルワーキンググループ (Technical Working Group) が、技術およびスキルの開発/発展と共に制度を常に更新していくため、制度の新基準策定を引き受けている。

また、MCS 認証機関となるためには英国認証機関認定審議会 (United Kingdom Accreditation Service (UKAS)) による認証を受ける必要がある。適任の組織であれば、どの組織でも、UKAS に申請を行なうことが可能。MCS 認証機関とは、MCS 基準を満たしている製品および設置者を認証する機関のこと。この認証を受けて当該製品または設置者は「MCS マーク」を表示/使用することが可能となる。

3) 不服手続きの受付

Microgeneration Certification Scheme (MCS) で認証を受ける設備は、認定手続きに不服があった場合は供給事業者に直接訴える。供給事業者は 4 週間で申し立てを解決することになっている。また、エネルギーオンブズマンという独立機関があり、供給事業者と相互に納得のいく解決策が得られなかった場合には、エネルギーオンブズマンが状況を判断し最終決定を下す。

Ofgem が認定を行う大規模設備 (主に 50~5,000kW) については、申請手続きに長期間を要することが一般的で、申請の段階から発電者とやりとりをすることが多く、その為、申請却下の決定が下される場合、突然その結果だけが発電者に通知されるようなことはない模様である。不服申立てのフローはあるが、Ofgem 担当者によると、不備があればどのように改善するか等のアドバイスも行い、改善されれば認定はされる、という流れになっているとのことである。

4) 費用負担平準化メカニズム

英国の小規模 FIT 制度では、制度運営にかかる費用は、供給事業者 (供給ライセンス保有者) により負担される。以下では、費用負担の平準化メカニズムを概説する。

a. 費用転嫁にかかる原則

小規模 FIT 制度の制度設計時のコンサルテーションの時点から、費用転嫁に関して、以下の原則に基づいた制度設計が検討された。

- 供給事業者 (供給ライセンス保有者) は、市場シェアに応じて、小規模 FIT 制度に関連する費用の支払いをする義務を負う
- 各供給事業者の費用平準化は関連する政令で規定されるが、その後の需要家への費用転嫁は、法令で義務化されない (各供給事業者が、電気料金による回収方法を決定)

また、料金転嫁にかかる法定事項としては、1989 年電力法 (2008 年エネルギー法第 41 条による改定) では、エネルギー担当の国务大臣は、所定の手続きを踏んで供給事業者の標準ライセンス要件を修正することが可能とされている。

b. 費用負担平準化メカニズム

小規模 FIT 制度にかかるコストは、上述のとおり、英国電力供給市場における市場シェアに応じて、全供給事業者により負担されることを制度の基本原則としている。制度の運営管理主体である電力・ガス市場規制局（Ofgem）が、こうした費用負担の平準化を図る仕組みの構築の責務を負っている。基本的な実施手順は以下のとおり。

- i) 供給事業者は支払いを行った固定価格での買取額およびその他必要情報について、年間ベースで Ofgem に報告
- ii) Ofgem は報告を受けたこれらの情報、およびその他情報に基づき制度全体のコストを算出し、更に、電力市場シェア（英国外からの再生可能電力購入量は除く）に応じて全供給事業者間でコストを配分
- iii) 算出された配分値よりも少ない額を支払った供給事業者（固定価格を支払った実績のない供給事業者を含む）は、Ofgem が管理する基金に対し、差額を支払うことになる。逆に、この基金に集められた資金は、算出された配分値より多く支払っていた供給事業者に対して再分配される

また、供給事業者（特に、FIT 支払い貢献度の高い小規模供給事業者）の投資リスクを最小限に抑えるため、こうした年間ベースでの調整に加え、四半期ベースでの定期的な再配分を実施する。

(7) 小規模 FIT 制度の施行状況

小規模 FIT 制度について、制度の施行機関である Ofgem が公表している年次報告書(Feed-in Tariff (FIT) : Annual Report) をもとに、2010 年度から 2018 年度の情報を中心に制度施行状況を取りまとめた。

1) 小規模 FIT 制度に基づく対象設備

下表のとおり、固定買取価格の適用を受けるため、2010 年 4 月 1 日～2018 年 12 月 31 日の期間に約 84 万設備、約 6,140MW の設備が FIT 制度に登録された。設備数の大半を太陽光発電設備が占めている。

表 6-34 英国：小規模 FIT 制度への電源別登録設備数、設備容量の推移

●登録設備数

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
風力	943	1,973	3,983	5,065	6,049	6,702	7,338	7,467	7,503
水力	146	228	330	414	519	670	904	1,076	1,145
太陽光	17,025	144,127	352,302	441,241	555,338	702,601	781,249	804,807	828,080
嫌気性消化	2	13	36	68	133	225	346	405	416
マイクロコジェネ	19	294	388	434	446	470	488	499	500
合計	18,135	146,635	357,039	447,222	562,485	710,668	790,325	814,254	837,644

●登録設備容量（単位：kW）

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
風力	12,895	33,928	101,184	193,338	297,779	465,250	659,607	712,338	725,438
水力	8,518	17,794	33,956	42,479	65,415	90,322	152,969	207,604	220,938
太陽光	44,485	592,860	1,483,364	1,946,749	2,521,672	3,329,345	4,363,320	4,755,833	4,903,976
嫌気性消化	670	11,128	30,888	54,030	106,239	158,226	238,285	277,897	289,835
マイクロコジェネ	19	294	392	441	456	485	513	527	529
合計	66,587	656,004	1,649,785	2,237,037	2,991,560	4,043,628	5,414,693	5,954,199	6,140,716

出所) ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Monthly central Feed-in Tariff register statistics」¹⁴⁷をもとに作成)

制度2年目の2011年度に太陽光の設備登録件数は、2012年3月の大規模太陽光の買取価格引き下げを見越し、急激な伸びを見せたが、翌年度の買取価格逓減・抑制により、登録件数は大幅な減少となった。申請とCFR (Central FIT Register) への登録との間にはかい離が生じることから、制度3年間の前半までの登録件数は増加となり、その後、減少に転じたものの、安定的な推移を見せた。

制度4年目に太陽光設備の登録数は減少したが、買取価格の逓減にもかかわらず、太陽光は堅調な伸びを示した。これは主に、太陽光設備のコスト引下げと太陽光「屋根貸し (rent-a-roof)」スキームの普及、年金スキームや投資グループなどの金融機関の投資によるものである。

登録件数の増減は、法改正及び規定された逓減率による影響を受けており、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) も、年次報告書において分析を行っている。2011年度に入り、太陽光発電設備を中心として登録件数が急増したが、数次にわたる発電価格の改定に伴い減少し、登録件数は1ヶ月あたり10,000件前後で推移するようになった。

147

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/804969/March_2019_Monthly_Central_Feed-in_Tariff_Register_Statistics.xls (2021年2月15日取得)

単月登録件数
(1,000 設備)

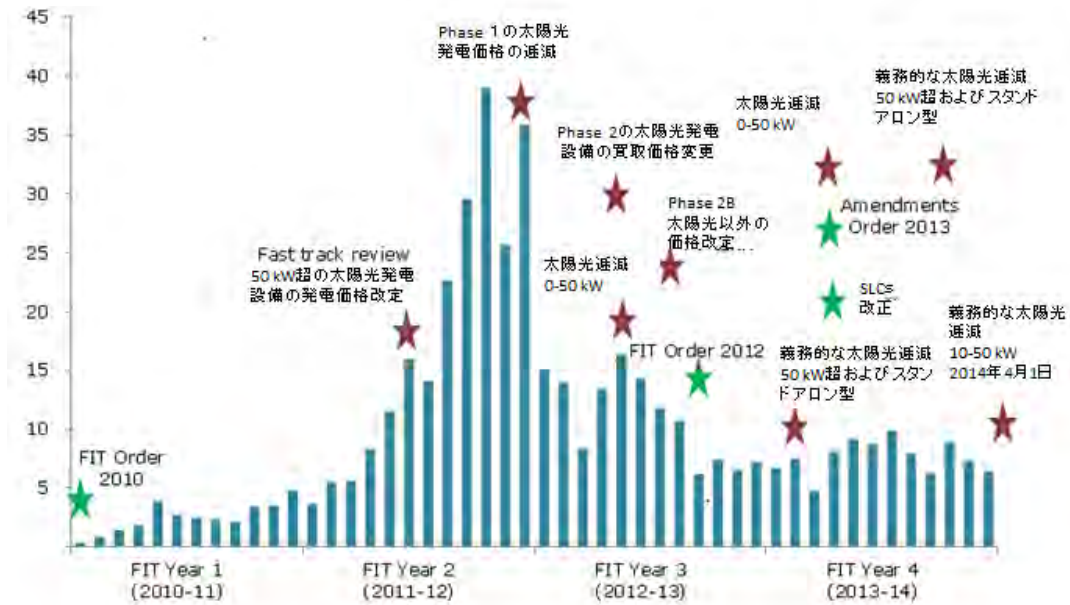


図 6-23 英国：小規模 FIT での法改正等に伴う単月登録件数の推移

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2013-14”¹⁴⁸より作成

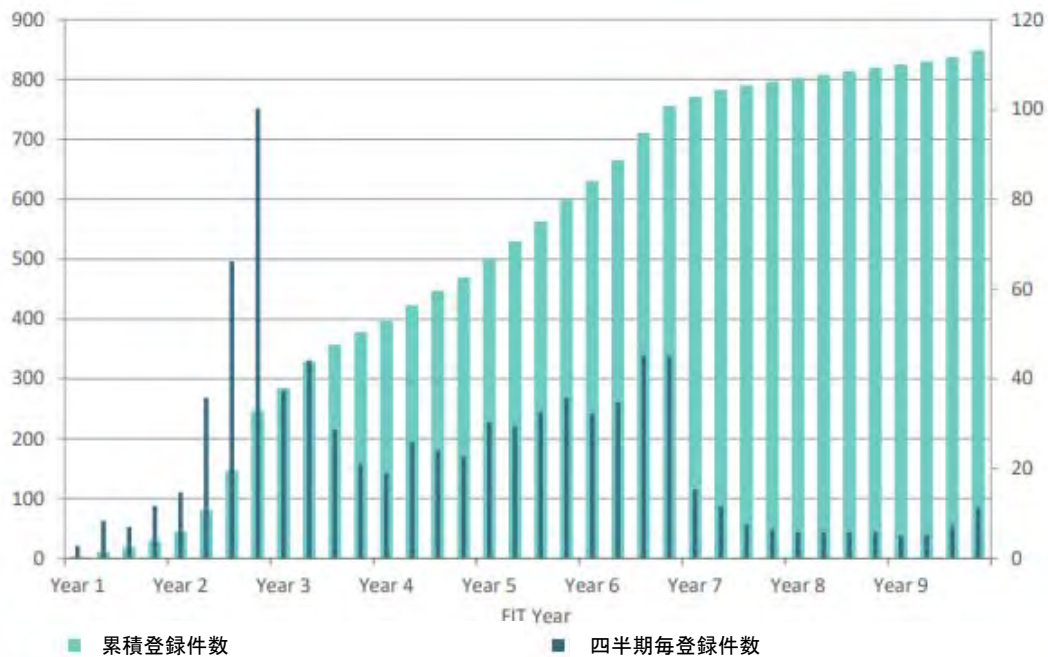


図 6-24 英国：小規模 FIT の登録件数推移

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2018-19”¹⁴⁹より作成

¹⁴⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2013-14> (2021年2月15日取得)

¹⁴⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2018-19>(2021年2月15日取得)

2017年度は本制度の大きな変更は見られなかった。2017年4月1日より、嫌気性消化（AD）に2019年3月31日までの新たな料率が導入され、マイクロコジェネ設備に6ヶ月の導入上限（cap）が導入された。

2018年の第1タリフ期間（2018年1月1日～3月31日）の導入容量の使用割合は、図6-25のとおり。太陽光、風力100-1,500kW、及び1,500kW超の風力が導入上限を超過した。上限を超過すると、次のタリフ期間への申請待ちのリストに加えられることになる。上限に達しなかった分は次回のタリフ期間に繰り延べられるので、合計容量が引き上げられることになる。

100kW以下の風力の導入量が導入上限の1%以下であるのに対し、100kW超の風力は申請待ちの状況が続いた。

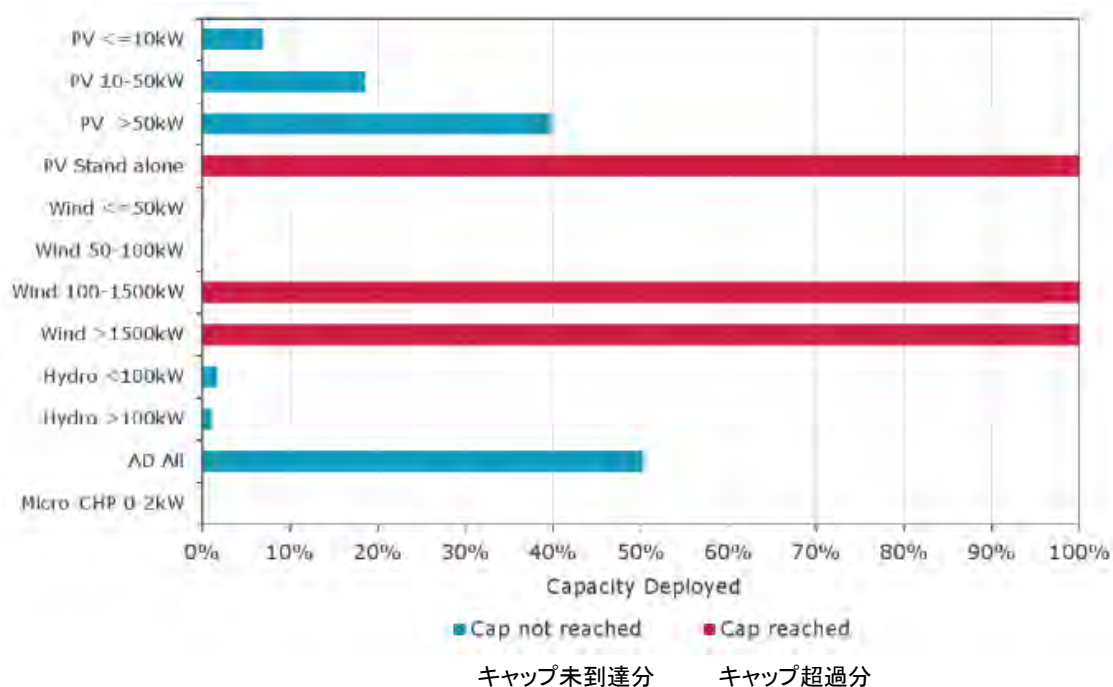


図 6-25 英国：2018年第1タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁵⁰ より作成

図 6-26 は、2018年3月末時点での申請待ち状況である。風力の100 - 1,500kW、1,500以上で2019年まで申請待ちが続いている状況となっている。

¹⁵⁰ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18> (2021年2月15日取得)

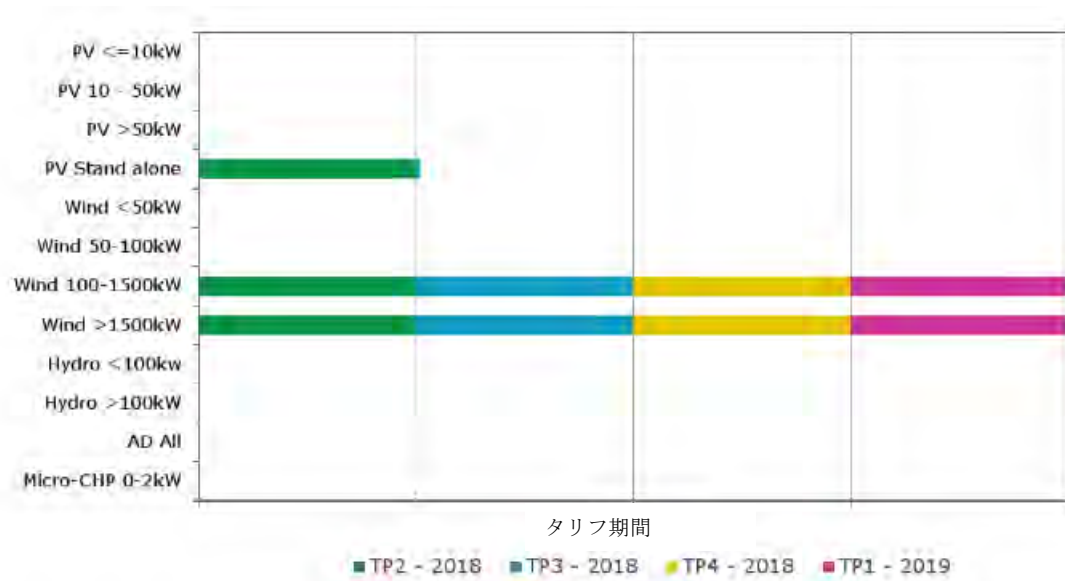


図 6-26 英国：小規模 FIT 制度のカテゴリ別申請待ち (2018 年 3 月 31 日時点)

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁵¹より作成

2018 年と比較し、2019 年第 1 タリフ期間は制度終了に伴い、通常であれば導入容量にゆとりがある電源の導入が進んだ。嫌気性消化、大規模スタンドアローン型太陽光、2つのバンドの水力が大幅に増加した。

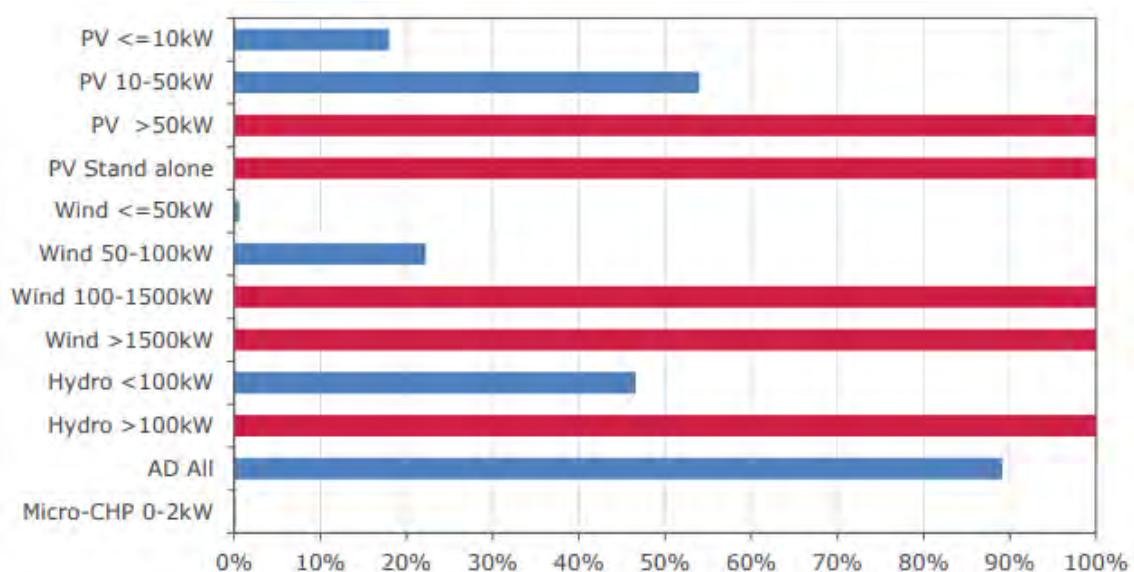


図 6-27 英国：2019 年第 1 タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report 2017-18”¹⁵²より作成

¹⁵¹ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18> (2021 年 2 月 15 日取得)

¹⁵² <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/feed-tariff-fit-annual-report-2017-18> (2021 年 2 月 15 日取得)

9年目となる2018年度は制度終了の影響により、新規登録設備数は前年比24.5%、28,998件増加し、合計で約85万件が登録された。うち98.87%は太陽光で、95.63%が家庭用であった。また、新規登録容量は、6.02 GWから3.3%増加し6.21 GWとなった。

遵守状況をみると、四半期・年次平準化に関する不履行の事例が124件あった。データ提出遅延、データの報告認可を受けた卸電力事業者が支払いを怠った結果、FIT制度開始から初めて、第2四半期の期間平準化において互助手続きが発動された。これは、遵守している卸電力事業者および一部を遵守している卸電力事業者が追加支払いをすることで、期間の平準化ラウンドにおける不足分を補填する制度である。第2四半期は£4,171,702.49の不足が生じ、国務省が定めた£4,069,000の閾値を超えたため、互助手続きが実施された。発生事由として、夏季の太陽光発電量が高かったことによる、発電支払額の増加、平準化支払いの締め切りがROの支払い遅延期日の直後となったこと等が挙げられている。

Feed-in Tariffs (Closure, etc) Order 2018は2018年12月18日付で施行され、2019年4月1日以降、事前認定を取得した設備または猶予期間の要件を満たした設備を除き、制度は終了となった。

2) 小規模 FIT 制度にかかる国民負担の動向

英国の全ての供給ライセンス保有者は（FIT 供給事業者か否かに関わらず）、英国電力供給市場における自社の市場割合および固定買取価格支払額に基づき、Ofgem の平準化基金への支払いが義務付けられている。

この平準化基金は、FIT 供給事業者による発電者への固定買取価格支払額が、当該 FIT 供給事業者の市場割合に基づき支払うべき分担額を超えている場合に、当該 FIT 供給事業者に再分配されるものである。

表 6-35 英国：小規模 FIT 制度に伴う費用内訳の推移

単位：ポンド

	2010 年度	2011 年度	2012 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	12,487,029	135,937,391	504,272,611
売電分みなし支払額(b)	357,453	3,137,646	13,839,372
FIT 登録関連費用(c)	2,044,560	15,827,255	6,085,200
SSP を使用した売電分(d)	453,717	4,146,229	17,869,043
平準化基金(上記 a+b+c-d)	14,435,325	150,756,064	506,328,139

	2013 年度	2014 年度	2015 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	685,973,264	850,823,544	1,089,041,586
売電分みなし支払額(b)	21,302,774	29,791,684	40,083,237
FIT 登録関連費用(c)	9,264,770	12,356,780	16,800,380
SSP を使用した売電分(d)	25,549,525	27,418,033	35,880,286
平準化基金(上記 a+b+c-d)	690,991,283	865,553,975	1,110,044,917

	2016 年度	2017 年度	2018 年度
FIT 発電分に対する支払い(a)	1,266,681,846	1,362,368,909	1,408,981,589
売電分みなし支払額(b)	48,790,253	49,625,137	55,517,775
FIT 登録関連費用(c)	16,339,120	16,605,485	17,230,225
SSP を使用した売電分(d)	48,294,816	53,516,994	66,988,086
平準化基金(上記 a+b+c-d)	1,283,516,404	1,375,082,537	1,414,741,502

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) , “Feed-in Tariff, Annual Report ” 各年度¹⁵³ より作成

¹⁵³ <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/contacts-guidance-and-resources/public-reports-and-data-fit/annual-reports> (2021 年 2 月 15 日取得)

7. フランス

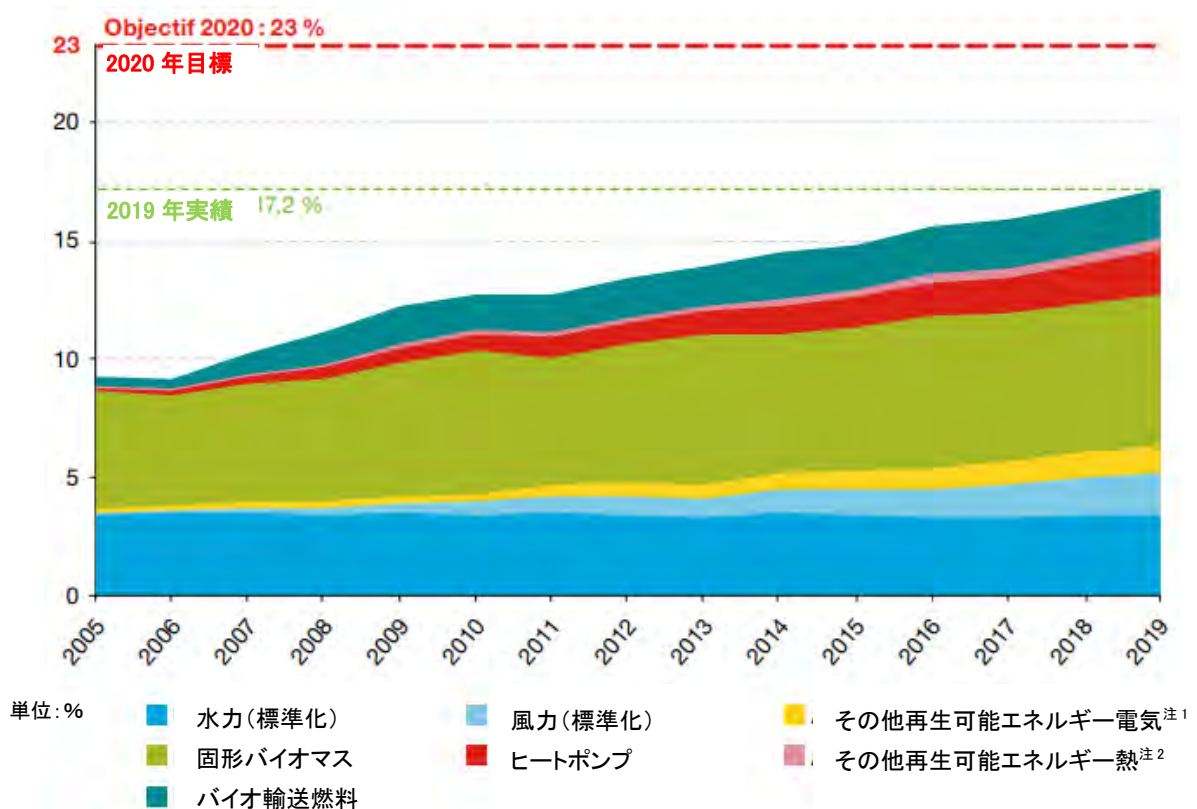
フランスは、2050年気候中立目標の達成に向け、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー目標を33%に設定して、再生可能エネルギーの導入促進を進めている。

7.1 再生可能エネルギー導入目標

7.1.1 2020年導入目標

フランスは、2009年に発効したEU再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）で、2020年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を23%とする拘束力のある目標が設定された。2009年8月に官報に公布された「環境グレンネルの実施に関するプログラム法（第1法）（LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)）」の第2条において、2020年までに最終エネルギー消費の少なくとも23%を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

この2020年再生可能エネルギー導入目標に対して、2019年実績は17.2%となっており、2020年目標値の達成にはさらなる拡大が必要な状況にある（図7-1）。



注1) 太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電

注2) 太陽熱、地熱、バイオガス

図 7-1 フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率実績と計画値

出所) フランス環境連帯移行省 “Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020” をもとに作成

7.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標

2015 年に「エネルギー移行法 (LTECV: Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte)¹⁵⁴」が成立し、2030 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。その後、2019 年 11 月のエネルギー法典 (Code de l'énergie) Article L100-4 の改正により、この目標比率が 33%に引き上げられている。

2021 年 1 月時点のフランスにおける分野別の再生可能エネルギー導入目標は表 7-1 のとおり。

表 7-1 フランス：2030 年再生可能エネルギー導入目標 (2021 年 1 月時点)

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 33%まで再生可能エネルギー比率を達成
発電分野	2030 年までに再生可能エネルギー電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー熱比率 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生可能エネルギー燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーのガス比率 10%を達成

出所) Légifrance, エネルギー移行法 L. 100-4 条¹⁵⁵ (2021 年 2 月 26 日取得) をもとに作成

(1) 複数年エネルギー計画 (PPE : programmation pluriannuelle de l' énergie)

エネルギー移行法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画 (PPE : programmation pluriannuelle de l' énergie、以下 PPE とする)」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典 (Code de l'énergie) 141 条で規定されるこの PPE は、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野を対象としている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を 2016~2018 年度としており、以降 5 年を 1 期とし、2 期分が策定される。2018 年に第 1 回の見直しを行って以降は、5 年毎の見直しとなる。

2018 年 11 月 27 日に、フランス政府は、2028 年までの新たな PPE 案の骨子を公表した。この PPE 案は、2030 年までに最終エネルギー消費に対する再生可能エネルギー割合を 32%とする目標達成に向けたものであった。

発電分野における再生可能エネルギー源別の 2023 年、2028 年における導入目標として、2017 年末に 48.6GW であった設備容量を、2023 年末に 74GW、2028 年末に 102~113GW まで拡大する目標を掲げていた。なお、2016~2018 年度を対象とした PPE で目標を設定していた発電に高コストのバイオマスや地熱といったエネルギー源は、熱生産を優先し、発電分野での支援を行わない方針としている。

その後、2019 年 11 月のエネルギー法典 (Code de l'énergie) Article L100-4 の改正により、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

¹⁵⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/ (2021 年 2 月 26 日取得)

¹⁵⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039369320/ (2021 年 2 月 26 日取得)

ス環境連帯移行省 (MTES) は、2028 年までの複数年エネルギー計画 (PPE II) の修正案を公表し、2020 年 4 月 23 日付で、PPE II に関するデクレ (2020-456) が採択された。

様々な再生可能テクノロジーの拡大目標に向け、調整がなされた。陸上風力及び太陽光の目標は 2028 年までに従前の PPE と比べて 1GW 及び 0.5GW 引き下げとなり、洋上風力は若干引き上げとなった。

表 7-2 フランス：複数年エネルギー計画 (PPE) II の発電分野の源別導入目標

エネルギー源	2023 年末	2028 年末
陸上風力	24,100MW	33,200~34,700MW
洋上風力	2,400MW	5,200~6.200MW
太陽光	20,100MW	35,100~44,000MW
メタン発酵	270MW	340~410MW
固形バイオマス	800MW	800MW
水力	25,700MW	26,400~26,700MW
地熱	24MW	24MW
合計	73,500MW	101,000~113,000MW

出所) フランス環境連帯移行省、“Strategie française pour L'energie et le climat”¹⁵⁶をもとに作成

フランスでは、この PPE II で設定されたエネルギー源別導入目標に則して、入札制度での募集容量のスケジュールが示されている。

(2) 国家低炭素略 (SNBC : stratégie nationale bas-carbone)

2015 年エネルギー移行法 (LTECV) において策定が求められた、国家低炭素略 (SNBC : stratégie nationale bas-carbone 以下 SNBC とする) で、全てのセクターが低炭素経済に移行する際のガイドラインとなる、2050 年までの気候変動の軽減に向けた、フランスのロードマップが定められている。フランスの短・中期の温室効果ガス排出削減目標 (carbon budgets) を定め、2050 年までにネット・ゼロ排出となる、カーボン・ニュートラルの達成を目指す。PPE と SNBC は緊密にリンクしており、PPE は SNBC の当初 10 年を対象範囲としている。2050 年までの SNBC の予測値を遵守することで、フランスの気候目標の達成が可能となる。2015 年の採択後、SNBC は 2018-19 年にかけて、2050 年気候中立目標の達成を盛り込むため、見直しが行われ、2020 年 4 月に改正版が採択された。

¹⁵⁶ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/synthese_finale_projet_de_ppe_vf.pdf (2021 年 2 月 26 日取得)

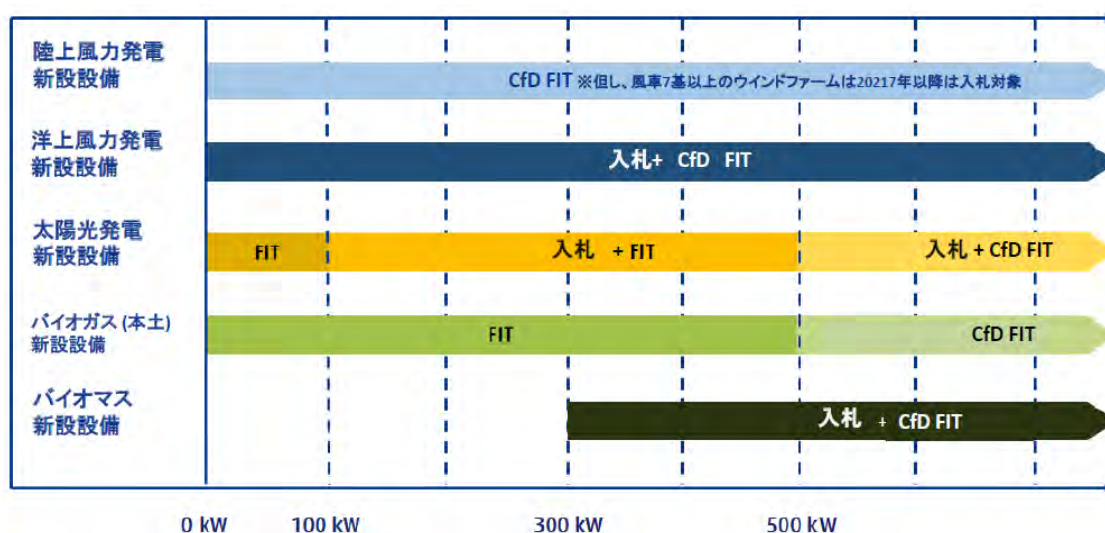
7.2 現行の再生可能電力支援制度

7.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

フランスでは、2000年電力自由化法に基づいて、再生可能エネルギー電力の主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度を併用した支援を行ってきた。2015年のエネルギー移行法施行以前は、2000年電力自由化法（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー移行法施行後は、エネルギー法典 311-10 条に基づき、所管省庁が、2016年10月24日付のデクレ（Décret）で設定された PPE の目標設備容量未達分について入札を募集することができるとされている。

その後、2016年のデクレに基づき、一定規模以上の新規設備は、FITではなく差額決済契約（CfD）型の FIP 制度（CfD 形式）の支援に移行した。

エネルギー移行法施行後の主要促進制度の適用対象を整理すると図 7-2 のとおり。



注) バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象

図 7-2 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー移行法施行後）

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017”¹⁵⁷より作成

¹⁵⁷ https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/einfuehrung-der-direktvermarktung-von-erneuerbaren-energien-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/04-systemes-et-marches/170309_Memo%20Direktvermarktung_mit_Marktpraemie_Frankreich.pdf（2021年2月26日取得）

7.2.2 現行制度：FIT/FIP 制度

2021年1月時点で、100kW以下の太陽光発電設備を対象としたFIT制度と、一定規模以上の新規設備を対象としたFIP制度（CfD形式）（多くは入札により支援対象設備を決定）が施行されている。以下で、それぞれの概要を紹介する。

(1) 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。

1) 固定価格買取制度の根拠法令

エネルギー法典 L.314 条（Articles L. 314-1 to L. 314-13 of the Energy Code）

※各エネルギー源別の買取価格や詳細な要件は、下位法令（アレテ等）により個別に規定

2) 義務対象者

EDF 社及びその他の小規模配電事業者に、支援対象発電設備からの電力について規定された固定価格で規定の期間における買取契約が義務付けられる。なお、後述する FIP 制度の対象設備は、売電は自ら行い、EDF 社と差額決済を行いプレミアムを得る契約を締結する。

3) 買取対象とする電力

フランスの固定価格買取制度では、自家消費は認められているものの、系統への送電量を全量買取する仕組みとなっている。

4) 買取価格

フランスの固定価格買取制度では、エネルギー源別に買取価格を規定したアレテを策定する形で買取価格が決定されている。エネルギー移行法の施行以降、500kW以下のバイオガス発電設備をFIT制度で支援するとされているが、2018年末時点で対象設備要件や買取価格を規定する法令は保留となっている。

太陽光発電は、エネルギー移行法の施行以前に、2011年3月4日付アレテにより100kW超の新規設備が競争入札により支援設備を決定する方式に移行していた。その際、100kW以下の設備についても、新規設備に適用する買取価格を四半期ごとに調整する仕組みに改定された。2017年4月以降の新規太陽光発電設備に適用される買取価格は、表7-3のとおり。2018年7月期を以て、小規模建物一体型システムへのボーナスの逡減は終了し、10年以上にわたるボーナスを上乗せした支援が終わった。

なお、COVID-19に伴う健康・経済危機を考慮し、2020年3月30日付デクレにより、2020年4月1日から6月30日までの買取価格が凍結され、前四半期と同じ買取価格が適用されることとなった。また、2020年6月30日付のデクレでは、逡減率を算定する際のV12の係数に変更され、2020年4月23日付で算定されていた価格はキャンセルとなった。

表 7-3 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2017年～）

単位：ユーロセント/kWh

		2017			2018			
		4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月
全量買取	3kW以下	18.70	18.65	18.48	18.44	18.55	18.56	18.59
	3～9kW	15.89	15.85	15.71	15.67	15.76	15.77	15.80
	9～36kW	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07
	36～100kW	11.50	11.46	11.36	11.26	11.24	11.25	11.19
余剰電力買取	3kW以下	10.40	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39
	3～9kW	10.30	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29
	9～36kW	6.20	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19
	36～100kW	6.10	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
建物一体型	3kW以下	23.20	22.40	21.48	20.69	20.05	19.31	18.59
	3～9kW	20.39	19.60	18.71	17.92	17.26	16.52	15.80

		2019				2020			
		1月	4月	7月	10月	1月	4月	7月	10月
全量買取	3kW以下	18.72	18.73	18.66	18.57	18.53	18.53	18.49	17.97
	3～9kW	15.91	15.92	15.86	15.79	15.75	15.75	15.72	15.27
	9～36kW	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	12.07	11.79	11.35
	36～100kW	11.19	11.12	10.94	10.76	10.51	10.51	10.25	9.87
余剰電力買取	3kW以下	10.40	10.40	10.39	10.39	10.39	10.39	10.39	10.38
	3～9kW	10.30	10.30	10.29	10.29	10.29	10.29	10.29	10.28
	9～36kW	6.19	6.19	6.19	6.18	6.18	6.18	6.17	6.17
	36～100kW	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.08	6.08
建物一体型	3kW以下	18.72	18.73	18.66	18.57	18.53	18.53	18.49	17.97
	3～9kW	15.91	15.92	15.86	15.79	15.75	15.75	15.72	15.27

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) , “Révision trimestrielle des paramètres de l'arrêté "PV métropole"¹⁵⁸

5) 2021年財政法 (Finance Law)

2020年12月29日付2021年財政法¹⁵⁹第225条により、固定価格買取制度で2006年から2010年までの間に締結された、太陽光発電の売電契約 (PPA) の再交渉が定められた。政府が根拠としているのは、当該期間の PPA は、政府が欧州委員会の国家補助規則の適正な手続きを踏んでいなかったため、当該期間の PPA は違法であるというものである。この決定は、当該 PPA が過度の利益をもたらしている点を是正するためのものであり、2021年2月末時点で今後施行令となるデクレが制定される予定となっている。

対象となる契約は、2006年7月10日、2010年1月12日、2010年8月31日付の Tariff Order に基づいた、250kW 超の設備容量の PPA であり、約 800 件の契約が該当するとされている。本法のもと、エネルギー大臣、予算担当大臣、エネルギー規制委員会が固定価格買取制度の買取価格の水準および適用日を定める。買取価格の水準は、発電設備からの収入と、それに伴う補助は、操業に伴うリスクも含めた合理的な資本利益を上回らないことと規定している。

第 225 条ではまたセーフガード・メカニズムとして、発電事業者からの要請により、大臣が別途固有の買取価格と制度開始日を設定できることと規定している。その際、発電事業者

¹⁵⁸ <https://www.cre.fr/content/download/19600/235730> (2021年2月26日取得)

¹⁵⁹ <https://www.jdsupra.com/legalnews/solar-tariffs-in-france-the-2021-7549373/> (2021年2月26日取得)

は、2021年財政法のもと新たに締結するPPAの水準が事業者の経済実現性を著しく損なうことを証明する必要がある。このほか、支援水準が低下する場合、支援期間を延長することも可能になっている。

(2) FIP 制度 (CfD 形式)

フランスでは、2016年5月29日、30日の官報で、2015年エネルギー移行法104条で導入が規定されていたプレミアム価格 (FIP) 制度の施行に関するデクレが公布された。フランスでは FIP 制度との呼称であるものの、実態は EDF と差額決済契約 (CfD) を締結し、参照市場価格との差額を決済する方式であるが、以降も FIP 制度と呼ぶこととする。

この新たな FIP 制度では、再生可能エネルギー発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められた算出方法で算定されたプレミアム価格が上乗せされる。但し、参照市場価値が支援価格を上回った場合には、再生可能エネルギー発電事業者が差額決済により支払いを行うことになる。

FIP 制度に関するデクレの公布以降、EDF 等と電力購入契約を締結した設備は、以下を除き FIPT 制度の対象となる。なお、FIP 制度に係るデクレの施行前に FIT 制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行の FIT が適用される (ただし、当該デクレの施行後 18 ヶ月以内とする期限が設定されている)。

表 7-4 フランス : FIP 制度の適用が除外される対象設備要件

水力発電	・設備容量 500kW 未満
太陽光発電	・設備容量 100kW 以下の屋根設置型設備 ・簡易入札による設備容量 100kW 超、500kW 以下の屋根設置型設備
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)
陸上風力発電	・1基あたり定格出力 3MW 以下の風車による 6基以下の風力発電設備
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 D314-15¹⁶⁰をもとに作成

ここで、300kW 超のバイオマス発電設備、500kW 超の太陽光発電設備、500kW 以上のバイオガス発電設備、洋上風力発電 (浮体式等の助成を受けたものを除く) に関しては、入札により支援対象設備を決定するとともに、入札の仕様で落札後の支援形態を FIP 制度とすることが規定されている。さらに、こうした既存設備は、FIP 制度に切り替えてから 3 年以内であれば、FIT 制度に支援形態を戻すことが認められている。

FIP 制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場 (EPEX spot) の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格 (これまでの固定買取価格に相当) と事後的に算定された市場平均価格 (参照市場価格) の差分に相当する市場販売プレミアム額を EDF から得る。なお、容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。また、参照市場価格が基準価格を上回っている場合には、差額の収益分を返還する必要がある。

¹⁶⁰ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000034539454/ (2021年3月14日取得)

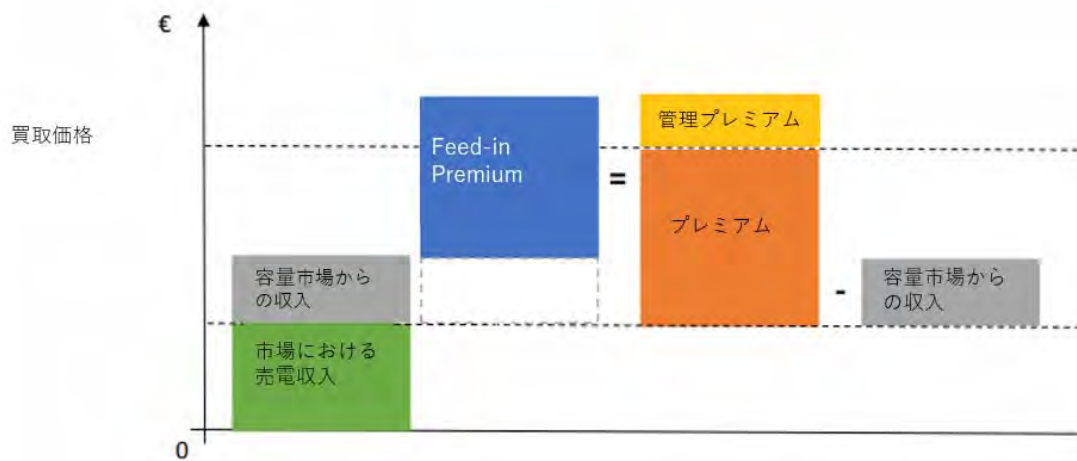


図 7-3 フランス : FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み①

出所) 環境連帯移行省, “Regulatory framework and support schemes for wind energy in france”¹⁶¹をもとに作成

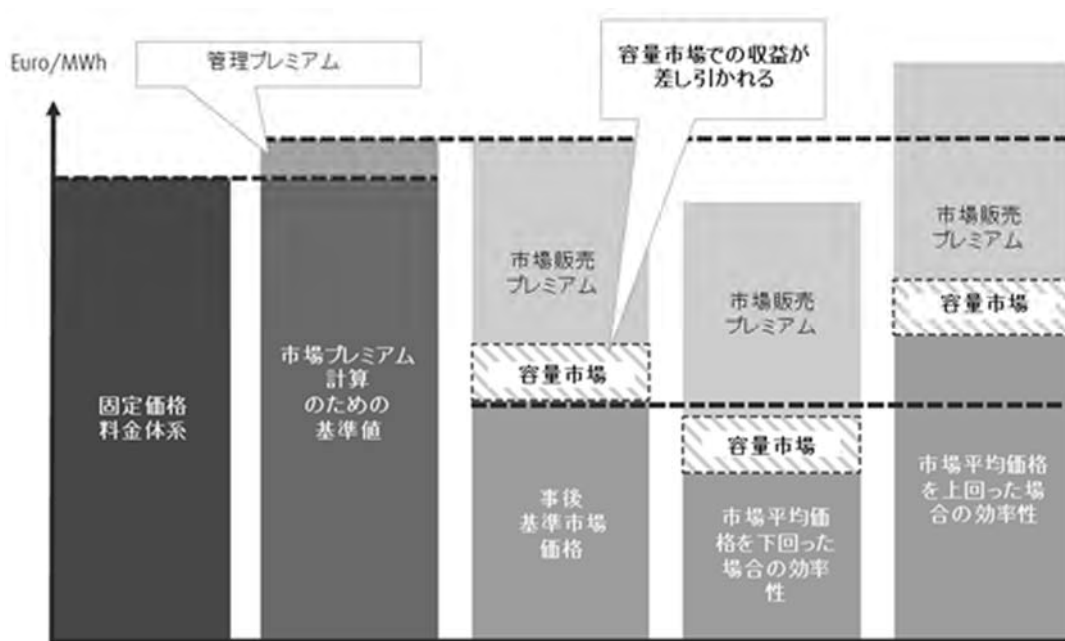


図 7-4 フランス : FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み②

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende, “Die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien in Frankreich Eckpunkte der Verordnungen zur Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie”¹⁶²をもとに作成

¹⁶¹ 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 (2021年2月26日取得)

¹⁶² <https://energie-fr-de.eu/files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/04-systemes-et->

a. 参照市場価格の算出方法

フランスの FIP 制度の参照市場価格は、1) 代表的設備の発電量により毎時加重された、期間 i における前日市場での市場価格平均（価格がプラスかゼロの時間帯のみ）、2) フランス市場での先物価格平均値、3) 上記 2 方式の組み合わせの手法の 3 方式から、エネルギー源別に設定される。

太陽光や風力発電は、1) の方式を採用しており、エネルギー規制委員会（CRE）が、毎月の値を公表している。

表 7-5 フランス：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		
	2018 年	2019 年	2020 年	2018 年	2019 年	2020 年
1 月	40.03	67.00	39.99	31.56	57.76	36.44
2 月	51.28	46.40	27.91	49.75	44.18	24.55
3 月	49.45	33.69	20.07	48.72	30.61	21.95
4 月	33.16	37.21	11.27	31.44	36.48	10.89
5 月	34.33	35.56	13.10	32.68	36.75	14.28
6 月	43.61	29.20 ^注	26.18	41.18	26.26 ^注	23.68
7 月	52.48	38.44	33.94	49.76	36.01	30.70
8 月	59.45	33.37	36.96	57.13	28.70	35.81
9 月	63.19	36.25	47.86	60.42	34.12	42.73
10 月	66.44	39.92	39.27	63.31	36.76	35.71
11 月	70.81	50.35	43.09	63.24	43.04	34.49
12 月	61.14	39.92	55.95	50.92	32.91	44.15

注) 2019 年 6 月は、事後的に訂正された数値

出所) エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト，“Open Data”¹⁶³をもとに作成

b. 管理プレミアム

管理プレミアムはエネルギー源別に法令（アレテ）で規定されており、以下のとおり。

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。

[marches/160603_Memo%20Direktvermarktung_mit_Marktpraemie_Frankreich.pdf](https://www.cre.fr/content/download/19589/235617) (2021 年 2 月 26 日取得)

¹⁶³ <https://www.cre.fr/content/download/19589/235617> (2021 年 2 月 6 日取得)

表 7-6 フランス：FIP 制度のエネルギー源別管理プレミアム

エネルギー種別	管理プレミアム	根拠法令(アレテ)
風力	2.8 ユーロ/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 ¹⁶⁴
地熱	2.0 ユーロ/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 ¹⁶⁵
水力	2.0 ユーロ/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 ¹⁶⁶

出所) 各アレテをもとに作成

c. ネガティブプライス時の扱い

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

d. オフテイクリスク対策

エネルギー法典 (Code de l'énergie) L.314-26 条では、フランス環境連帯移行省が、透明性の高い方法 (競争入札) で、FIP 対象電源が売電先を見つけられない場合の「ラストリゾート」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。なお、2020 年 2 月にフランス環境連帯移行省の担当者を実施したインタビューでは、制度としては法令に規定しているが、これまでに利用希望者がいないため、指名手続きは行われていないとの回答であった。

(3) 入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣 (2017 年末時点では環境連帯移行大臣) が、エネルギー移行法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画 (PPI)、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。2020 年 4 月 23 日付で採択された PPE (複数年エネルギー計画) II では、表 7-7 の入札予定が示されている。

なお、太陽光発電については、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規設備は、入札により支援設備を決定する方式に移行した。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。

¹⁶⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585289&categorieLien=id>

¹⁶⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id>

¹⁶⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585171&categorieLien=id>

表 7-7 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）Ⅱに基づく入札予定

開始時期		水力	陸上風力	地上設置型太陽光	屋根設置型太陽光
2019年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.5GW	0.8GW	300MW
	3Q		0.5GW		300MW
	4Q		0.6GW	1GW	
2020年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.75GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2021年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2022年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2023年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	
2024年	1Q	35MW			300MW
	2Q		0.925GW	1GW	300MW
	3Q				300MW
	4Q		0.925GW	1GW	

洋上風力

募集時期	浮体式洋上風力	着床式洋上風力
2019年		600 MW Dunkerque (45 €/MWh)
2020年		1 000 MW Manche Est Mer du Nord (60 €/MWh)
2021年	250 MW Bretagne Sud (120 €/MWh)	500~1,000MW
2022年	2x250MW Méditerranée (110 €/MWh)	Sud-Atlantique (60 €/MWh)
2023年		1,000 MW (50 €/MWh)
2024年以降	着床式、浮体式を合わせて年間 1,000MW	

出所) フランス環境連帯移行省、”Strategie française pour L'elergie et le climat”¹⁶⁷

¹⁶⁷ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/synthese_finale_projet_de_ppe_vf.pdf (2021年2月26日取得)

以下では、2017 年以降の太陽光発電を対象とした入札制度の制度概要と入札結果をとりまとめる。

1) 2017 年以降の地上設置型太陽光発電を対象とした入札

2016 年 8 月 24 日に、2017 年以降の 500kW 超の地上設置型太陽光発電を対象とした入札制度の募集要項が発表された。デクレ、募集要項で示された入札仕様は以下のとおり。

ア) 募集設備の分類

500kW 超の地上設置型を対象とした入札では、以下の 3 分類に分けて、対象設備の募集を行う。

- 分類 1 : 5MW～17 MW の地上設置型 ※第 4 期以降は 5MW～30MW に変更
- 分類 2 : 500kW～5 MW の地上設置型
- 分類 3 : 500kW～10MW のカーポート一体型

イ) 募集設備容量、入札実施時期

2016 年 8 月 24 日に、2017 年以降の 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度の募集要項が発表された。2017 年中に実施された第 1 期から第 3 期までの入札では、分類 1 (5～17MW) 分類 2 (500kW～5MW) 、分類 3 (駐車場設置) の 3 グループに分けて入札募集が行われていた。2018 年 6 月に実施された第 4 期入札から、募集カテゴリーの分類 1 の設備容量を 5MW～30MW に拡大した上で、1 回の入札における募集容量も拡大した。

表 7-8 フランス : 2017 年以降の地上設置型太陽光発電入札のスケジュール

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)		
	募集開始:	締切:(応札期限)	分類 1	分類 2	分類 3
第 1 期	2017 年 1 月 9 日	2017 年 2 月 1 日	300	135	65
第 2 期	2017 年 5 月 9 日	2017 年 6 月 1 日	300	135	65
第 3 期	2017 年 11 月 18 日	2017 年 12 月 1 日	300	135	65
第 4 期	2018 年 5 月 9 日	2018 年 6 月 1 日	450	200	70
第 5 期	2018 年 11 月 8 日	2018 年 12 月 3 日	550	230	70
第 6 期	2019 年 5 月 9 日	2019 年 6 月 3 日	550	230	70
第 7 期	2020 年 1 月 2 日	2020 年 2 月 1 日	550	230	70
第 8 期	2020 年 6 月 8 日	2020 年 7 月 3 日	220	80	30
第 9 期	2020 年 10 月 28 日	2020 年 11 月 17 日	440	170	70
第 10 期	2021 年 6 月 14 日	2021 年 6 月 25 日	450	180	70

出所) エネルギー規制委員会、”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 »”¹⁶⁸をもとに作成

¹⁶⁸ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2021 年 3 月 1 日取得)

ウ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトは、7.2.2(2)FIP 制度（CfD 形式）で既述のプレミアム価格（FIP）制度での支援となる。

但し、プレミアム価格が付与される時間数に、年間の上限が設定されている。太陽追尾装置が付いていない太陽光発電パネルでの事業の場合はピーク電力での 1,600 時間分、太陽追尾装置付きの太陽光発電パネルでの事業の場合はピーク電力での 2,200 時間分までしかインセンティブが付与されず、年間上限時間を超えてから発電された電力分は、売電価格のみしか収益を得られない。

また、この 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度では、地方自治体もしくはコミュニティグループ、もしくは資本金の少なくとも 40% を 20 以上の異なる自然人、地方自治体、コミュニティにより出資された合資会社、協同組合が応募者の場合）、落札価格に 0.3 ユーロセント/kWh をボーナスとして上乘せする条項を設けている（「参加型投資（participatory investment）」ボーナス）。

エ) 落札者決定方法

フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、従前から入札価格だけで評価を行うのではなく、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。カーボンフットプリント評価は、入札仕様書でモジュールの生産国・タイプごとの生産にかかるカーボンフットプリントが規定されており、より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。

2017 年以降の入札では、より公平な競争を促すことを目的として、価格とカーボンフットプリント評価の配点を重くすることで、より定量的な評価ができる基準が採用された。

評価基準の配点は表 7-9 のとおり。

表 7-9 フランス：2017 年以降の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(最小スコアは 0)		
	分類 1・2 (第 1 期)	分類 1・2 (第 2～6、7～10 期)	分類 3
価格	65	70	70
カーボンフットプリント評価	18	21	30
事業の環境影響	9	9	—
荒廃地利用ボーナス	4	—	—
計画認可ボーナス	4	—	—
合計	100	100	100

出所) エネルギー規制委員会, "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 »"¹⁶⁹をもとに作成

¹⁶⁹ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2021 年 3 月 1 日取得)

また、入札募集時期・分類ごとに、入札時の上限・下限価格があらかじめ設定されている。2016年1月に実施したエコロジー・持続可能な開発・エネルギー省（当時の所管省）担当者へのヒアリングでは、年間の通減率が7～8%程度となるような水準を想定して、上限・下限価格を設定しているとの回答であった。

表 7-10 フランス：2017年以降の地上設置型太陽光発電入札の上限・下限価格

単位：ユーロ/MWh

入札期間		分類 1	分類 2	分類 3
第 1 期 ～2017年2月1日	上限	110	120	150
	下限	50	55	70
第 2 期 ～2017年6月1日	上限	106	116	145
	下限	48	53	68
第 3 期 ～2017年12月1日	上限	102	112	140
	下限	47	51	65
第 4 期 ～2018年6月1日	上限	99	108	135
	下限	45	49	63
第 5 期 ～2018年12月3日	上限	95	104	130
	下限	43	47	61
第 6 期 ～2019年6月3日	上限	92	100	125
	下限	42	45	58
第 7 期 ～2020年2月1日	上限	87	95	120
	下限	40	43	56
第 8 期 ～2020年6月8日	上限	82	90	115
	下限	38	41	54
第 9 期 ～2020年11月17日	上限	75	85	100
	下限	31	36	39
第 10 期 ～2021年6月25日	上限	73	82	95
	下限	29	34	34

出所) エネルギー規制委員会, "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 »"¹⁷⁰をもとに作成

オ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札者の公示日から2ヶ月以内に建設保証となる保証金の納付が求められる。納付形態は現金納付に加えて信用保証の形態も認められている。但し、信用保証の場合には、通貨金融法典に基づき金融監督庁によって認定された外部機関により、信用格付けで一定以上の評価を得ている金融機関等が発行したものという要件が定められている。必要な保証金額は入札の募集回によって規定が変更されているが、第3期を除いて落札容量1MWあたり50,000ユーロとなっている（第3期は30,000ユーロ/MW）。

競争入札制度の落札プロジェクトは、大臣の落札決定通知から24ヶ月以内に稼働することが求められる。24ヶ月の期間に稼働開始しない場合に、最初の6ヶ月は遅延1ヶ月あたりインセンティブ価格が0.025ユーロセント/kWh、7ヶ月目以降は遅延1ヶ月あたり0.05ユーロセント/kWh減額される。なお、系統連系が、系統運用事業者の工事遅滞のために間に合わない場合、連系工事完了後ヶ月以内に、設備が設置されなければならない。

¹⁷⁰ <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur-dans-sa-derniere-version-modifiee-le-12-fevrier-2021> (2021年3月1日取得)

カ) 入札結果

第8期までの入札結果の概要は表 7-11 のとおり。

2017年に実施された第1期から第3期までの入札では、落札案件のうち「参加型投資」ボーナス該当に関する証明書類を提出した案件が多数を占めた。

表 7-11 フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017年～）

入札回	募集カテゴリー	募集容量	落札平均価格(円/kWh)	落札事業(MW)	(件数)	うち参加型投資の証明書類提出件数*	(落札件数に占める比率)
第1期	5～17MW	300MW	6.25 <small>円</small>	308MW	24	20	83%
	500kW～5MW	135MW	6.81 <small>円</small>	145MW	33	21	64%
	駐車場屋根	65MW	10.56 <small>円</small>	82MW	22	12	45%
2017年2月	第1期計	500MW	7.06 <small>円</small>	535MW	79	53	67%
第2期	5～17MW	300MW	5.55 <small>円</small>	300.4MW	21	n/a	71%
	500kW～5MW	135MW	6.59 <small>円</small>	135.4MW	35	n/a	89%
	駐車場屋根	65MW	9.51 <small>円</small>	71.8MW	21	n/a	81%
2017年6月	第2期計	500MW	6.39 <small>円</small>	507.6MW	77	n/a	82%
第3期	5～17MW	300MW	5.53 <small>円</small>	306MW	21	18	86%
	500kW～5MW	135MW	6.31 <small>円</small>	136MW	33	27	82%
	駐車場屋根	65MW	8.78 <small>円</small>	65MW	23	19	83%
2017年12月	第3期計	500MW	6.16 <small>円</small>	508MW	77	64	83%
第4期	5～30MW	450MW	5.21 <small>円</small>	454MW	30	17	57%
	500kW～5MW	200MW	6.27 <small>円</small>	203MW	51	40	78%
	駐車場屋根	70MW	8.38 <small>円</small>	71MW	22	12	55%
2018年6月	第4期計	720MW	5.82 <small>円</small>	728MW	103	69	67%
第5期	5～30MW	550MW	5.68 <small>円</small>	557MW	36	22	61%
	500kW～5MW	230MW	6.38 <small>円</small>	233MW	61	44	72%
	駐車場屋根	70MW	8.75 <small>円</small>	65MW	21	9	43%
2018年12月	第5期計	850MW	6.27 <small>円</small>	855MW	118	75	64%
第6期	5MW超	550MW	5.95 <small>円</small>	554.7MW	34	19	56%
	500kW～5MW	230MW	6.75 <small>円</small>	232.8MW	59	35	59%
	駐車場屋根	70MW	8.83 <small>円</small>	71.5MW	14	8	57%
2019年6月	第6期計	850MW	6.40 <small>円</small>	858.5MW	107	62	58%
第7期	5MW超	550MW	5.631 <small>円</small>	368.9MW	23	16	73%
	500kW～5MW	230MW	6.579 <small>円</small>	231.7MW	57	36	63%
	駐車場屋根	70MW	8.564 <small>円</small>	48.9MW	10	6	67%
2020年2月	第7期計	850MW	6.211 <small>円</small>	649MW	90	58	66%
第8期	5MW超	220MW	5.257 <small>円</small>	220.0MW	17	10	-
	500kW～5MW	80MW	6.217 <small>円</small>	81.0MW	20	15	-
	駐車場屋根	30MW	8.003 <small>円</small>	30.0MW	8	2	-
2020年7月	第8期計	330MW	5.74 <small>円</small>	332.0MW	45	27	-

*クラウドファンディングを含む

出所) エネルギー規制委員会、各入札回の「Rapports de synthèse」¹⁷¹ (2021年2月26日取得)

¹⁷¹ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-a> (2021年2月26日取得)

2019年6月、地上設置型太陽光発電の第6回入札が実施され、第5期と比べ価格は2%上昇し第4期の記録的な価格 58.2 ユーロ/MWh から 10%引き上げとなった。第6期の平均落札価格は、第2期並の高い結果となった。2017年以降の大規模屋根設置型太陽光発電を対象とした入札

フランスでは、2011年3月4日付アレテにより、100kW超の新規太陽光発電設備は、屋根設置型も含めて競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。募集要項で示された入札仕様は以下のとおり。

キ) 募集設備の分類

100kW超の屋根設置型対象の入札では、以下の2分類に分けて、対象設備の募集を行う。

- 分類1 : 100kW～500kW の屋根設置型
- 分類2 : 500kW～8 MW の屋根設置型

ク) 募集設備容量、入札実施時期

2016年に施行された屋根設置型太陽光設備の再生可能エネルギー支援枠組みにおいて、前項の分類ごとに、2017年から2019年までの間に年3回のペースでそれぞれ150MWずつ、9期に分けて入札を実施することとなった。2018年3月に実施された第4期入札から、1回の入札における募集容量も拡大された。2020年、2021年には2期分の入札が追加された。分類ごとの募集容量は表7-12のとおり。

表 7-12 フランス：2017年以降の屋根設置型太陽光発電入札のスケジュール

	入札提出期間		募集設備容量 (MW)	
	募集開始:	締切:(応札期限)	分類1	分類2
第1期	2017年2月24日	2017年3月10日	75	75
第2期	2017年6月23日	2017年7月7日	75	75
第3期	2017年10月23日	2017年11月6日	75	75
第4期	2018年2月23日	2018年3月9日	(75→)100	(75→)100
第5期	2018年6月22日	2018年7月6日	(75→)100	(75→)125
第6期	2018年10月22日	2018年11月5日	(75→)150	(75→)150
第7期	2019年2月22日	2019年3月8日	(75→)150	(75→)150
第8期	2019年6月21日	2019年7月5日	(75→)150	(75→)150
第9期	2019年10月21日	2019年11月4日	(75→)150	(75→)150
第10期	2020年2月24日	2020年3月6日	75	75
第11期	2020年6月22日	2020年7月6日	75	75
第12期	2021年2月15日	2021年2月26日	75	75
第13期	2021年6月28日	2021年7月9日	75	75

出所) エネルギー規制委員会、「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 et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »¹⁷²

¹⁷² <http://www.cre.fr/media/fichiers/publications/appelsoffres/cahier-des-charges-appel-d-offres-du-9-sept-2016>
(2021年2月26日取得)

ケ) インセンティブ対象電力

落札したプロジェクトは、分類 1 (100kW～500kW) の設備は固定価格買取、分類 2 (500kW～8MW) の設備はプレミアム価格 (FIP) 制度での支援となる。

また、この 100kW 超の屋根設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度では、地方自治体もしくはコミュニティグループ、もしくは資本金の少なくとも 40% を 20 以上の異なる自然人、地方自治体、コミュニティにより出資された合資会社、協同組合が応募者の場合)、落札価格に 0.3 ユーロセント/kWh をボーナスとして上乘せする条項を設けている (「参加型投資 (participatory investment) 」ボーナス)。

コ) 落札者決定方式

2011 年から実施していた入札制度と同様に、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を含めた総合評価方式が採用されている。評価基準の配点は表 7-13 のとおり。

表 7-13 フランス：2017 年以降の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 (最小スコアは 0)	
	分類 1	分類 2
価格	70	70
カーボンフットプリント評価	30	30
合計	100	100

出所) エネルギー規制委員会、”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 et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »”

また、入札募集時期・分類ごとに、入札時の上限・下限価格があらかじめ設定されている (表 7-14)。

表 7-14 フランス：2017 年以降の屋根設置型太陽光発電入札の上限・下限価格

単位：ユーロ/MWh

入札期間	分類 1 (100～500kW)		分類 2 (500kW～8MW)	
	上限価格	下限価格	上限価格	下限価格
第 1 期～2017 年 3 月 10 日	143	95	143	95
第 2 期～2017 年 7 月 7 日	130	88	120	80
第 3 期～2017 年 11 月 6 日	127	86	117	78
第 4 期～2018 年 3 月 9 日	124	84	114	76
第 5 期～2018 年 7 月 6 日	112	72	102	64
第 6 期～2019 年 11 月 5 日	110	70	100	62
第 7 期～2019 年 3 月 8 日	108	68	98	60
第 8 期～2019 年 7 月 5 日	106	66	96	58
第 9 期～2019 年 11 月 4 日	104	64	94	56
第 10 期～2020 年 3 月 6 日	102	62	92	54
第 11 期～2020 年 9 月 4 日	102	62	92	54
第 12 期～2021 年 2 月 26 日	98	58	88	50
第 13 期～2021 年 7 月 9 日	96	56	86	48

出所) エネルギー規制委員会、”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 et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc »”

サ) 落札後の導入担保手法

落札者は、落札者の公示日から2ヶ月以内に建設保証となる保証金の納付が求められる。納付形態は現金納付に加えて信用保証の形態も認められている。但し、信用保証の場合には、通貨金融法典に基づき金融監督庁によって認定された外部機関により、信用格付けで一定以上の評価を得ている金融機関等が発行したものという要件が定められている。必要な保証金額は、落札容量1kWあたり30ユーロとなっている。

競争入札制度の落札プロジェクトは、大臣の落札決定通知から20ヶ月以内に稼働することが求められる。20ヶ月の期間に稼働開始しない場合に、最初の6ヶ月は遅延1ヶ月あたりインセンティブ価格が0.025ユーロセント/kWh、7ヶ月目以降は遅延1ヶ月あたり0.05ユーロセント/kWh減額される。なお、系統連系が、系統運用事業者の工事遅滞のために間に合わない場合、連系工事完了後2ヶ月内に、設備が設置されなければならない。

シ) 入札結果

第11期までの入札結果の概要は表7-15のとおり。

2017年に締め切られた第1期から第3期の入札までは、募集容量に対して大幅に超過した応札容量があったが、その後は応札事業の容量が減少傾向にある。2018年11月に締め切られた第6期入札では、募集容量の計300MWに対して、114.8MWの応札しかなかった。そのため、落札平均価格も第5期以降上昇傾向にあったが、第11期は第6期と同程度の水準となった。

表 7-15 フランス：屋根設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017年～）

入札回	募集カテゴリー	募集容量	応札事業容量	件数	落札平均価格(€ /kWh)	落札事業容量	(件数)
第1期 2017年 3月	100～500kW	75MW	253MW	1045	11.38 €	75.1MW	328
	500kW～8MW	75MW	344MW	166	9.97 €	75.3MW	33
	第1期計	150MW	600MW	1,211	10.67 €	150.3MW	361
第2期 2017年 7月	100～500kW	75MW	264MW	986	9.85 €	75.1MW	271
	500kW～8MW	75MW	329MW	158	8.84 €	76.8MW	39
	第2期計	150MW	593MW	1,144	9.34 €	152MW	310
第3期 2017年 11月	100～500kW	75MW	239MW	807	8.90 €	80.9MW	256
	500kW～8MW	75MW	333MW	140	8.08 €	78.1MW	27
	第3期計	150MW	572MW	947	8.50 €	159MW	283
第4期 2018年 3月	100～500kW	100MW	180MW	623	8.54 €	102.0MW	353
	500kW～8MW	100MW	227MW	106	7.62 €	101.1MW	39
	第4期計	200MW	407MW	729	8.08 €	203.2MW	392
第5期 2018年 7月	100～500kW	100MW	118.6MW	400	8.270 €	101.1MW	341
	500kW～8MW	125MW	168.8MW	73	7.224 €	130.3MW	51
	第5期計	225MW	287.3MW	473	7.681 €	231.4MW	392
第6期 2018年 11月	100～500kW	150MW	61.3MW	223	9.116 €	59.5MW	218
	500kW～8MW	150MW	53.5MW	26	7.721 €	52.1MW	25
	第6期計	300MW	114.8MW	249	8.465 €	111.6MW	243
第7期 2019年 3月	100～500kW	150MW	101.3MW	347	9.916 €	95.9MW	332
	500kW～8MW	150MW	121.9MW	53	9.328 €	111.4MW	48
	第7期計	300MW	223.2MW	400	9.600 €	207.3MW	380
第8期 2019年 7月	100～500kW	150MW	80.9MW	306	9.748 €	63.0MW	235
	500kW～8MW	150MW	88.7MW	42	8.654 €	66.4MW	33
	第8期計	300MW	169.6MW	348	9.187 €	129.4MW	268
第9期 2019年 11月	100～500kW	150MW	109.7MW	387	9.651 €	78.2MW	281
	500kW～8MW	150MW	91.4MW	39	8.617 €	69.1MW	27
	第9期計	300MW	201.1MW	426	9.166 €	147.3MW	308
第10期 2020年 3月	100～500kW	75MW	125.7MW	476	9.398 €	75.3MW	272
	500kW～8MW	75MW	83.4MW	45	8.306 €	76.7MW	34
	第10期計	150MW	209.1MW	521	8.847 €	152.0MW	306
第11期 2020年 9月	100～500kW	75MW	186.6MW	785	9.074 €	75.1MW	265
	500kW～8MW	75MW	111.0MW	57	7.934 €	75.7MW	33
	第11期計	150MW	297.5MW	842	8.501 €	150.7MW	298

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト¹⁷³各入札回の「Rapports de synthèse」 (2021年2月26日取得)

¹⁷³ <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-s> (2021年2月26日取得)

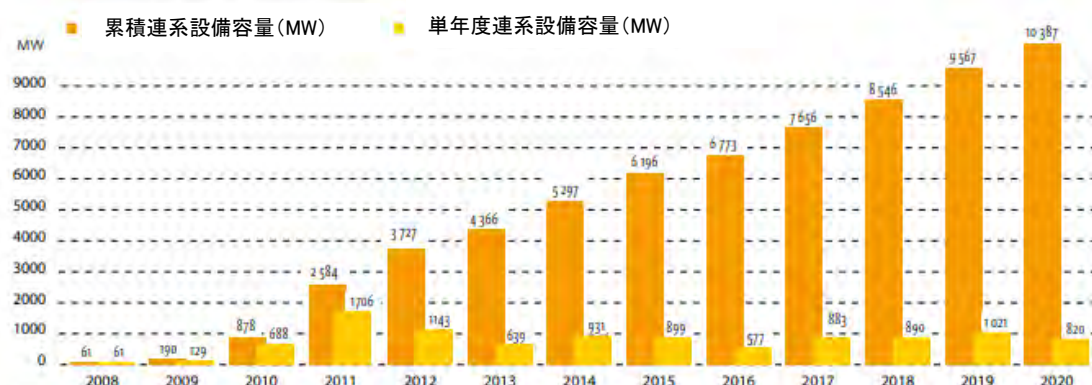
7.3 再生可能電力支援制度の施行状況

7.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 太陽光

2020年12月31日時点のフランスにおける太陽光発電設備の設置設備容量は10,387MWとなっている(図7-5)。近年は、年間1GWほどの新規容量が設置されている。

● 累積および単年度連系設備容量(単位:MW)



● 太陽光発電量(単位:TWh)

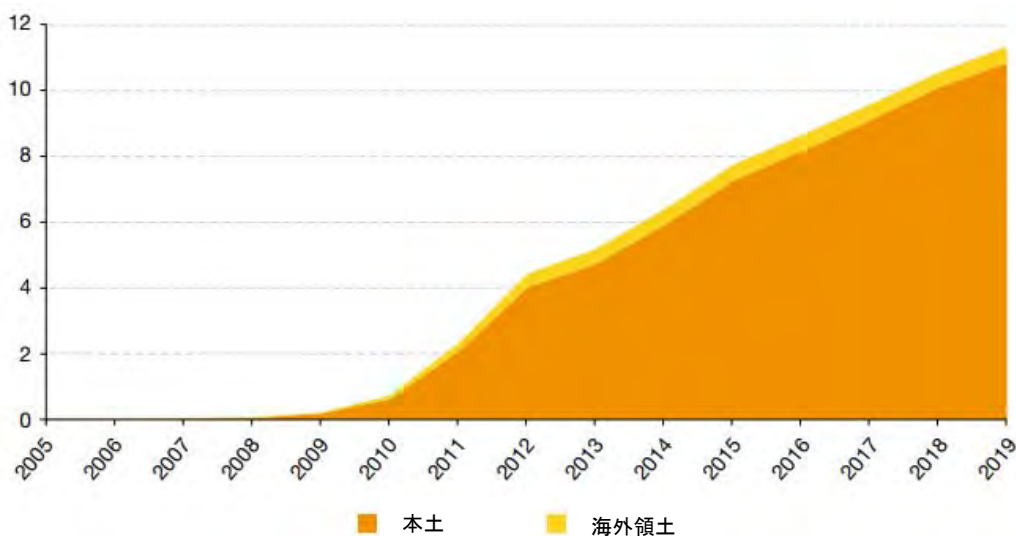


図 7-5 フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移

出所) RTE. "Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2020"¹⁷⁴および Commissariat général au développement durable, "Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020"¹⁷⁵ (2021年2月26日取得)

¹⁷⁴ https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Panorama%20EnR_T4_2020_.pdf (2021年2月26日取得)

¹⁷⁵ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020->

本土での内訳を見ると、日照条件に恵まれている地中海沿岸地域に、1設備あたりの規模が大きな設備が多く導入されている状況にある。

図 7-6 フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布（2019 年末時点）

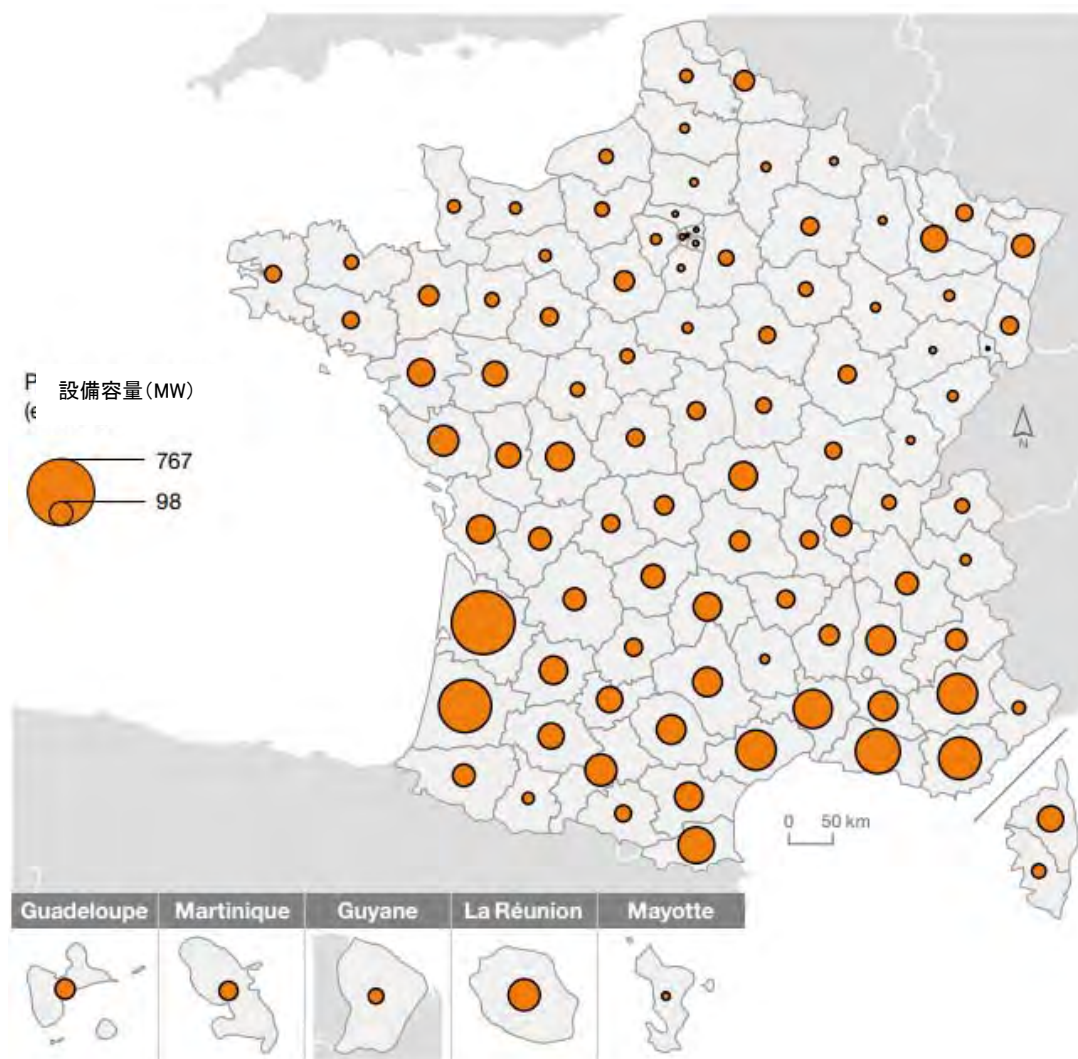


図 7-6 フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布（2019 年末時点）

出所) Commissariat général au développement durable, ”Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020”¹⁷⁶

(2) 陸上風力発電

2020 年末時点のフランスにおける陸上風力発電設備の連系設備容量は 17,616MW となっている（図 7-7）。本土での内訳を見ると、地中海、大西洋沿岸地域を中心に導入が進んでいる（図 7-8）。

[07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf](https://www.datalab.gouv.fr/07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf)（2021 年 2 月 26 日取得）

¹⁷⁶ [https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf)

[07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf](https://www.datalab.gouv.fr/07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf)（2021 年 2 月 26 日取得）

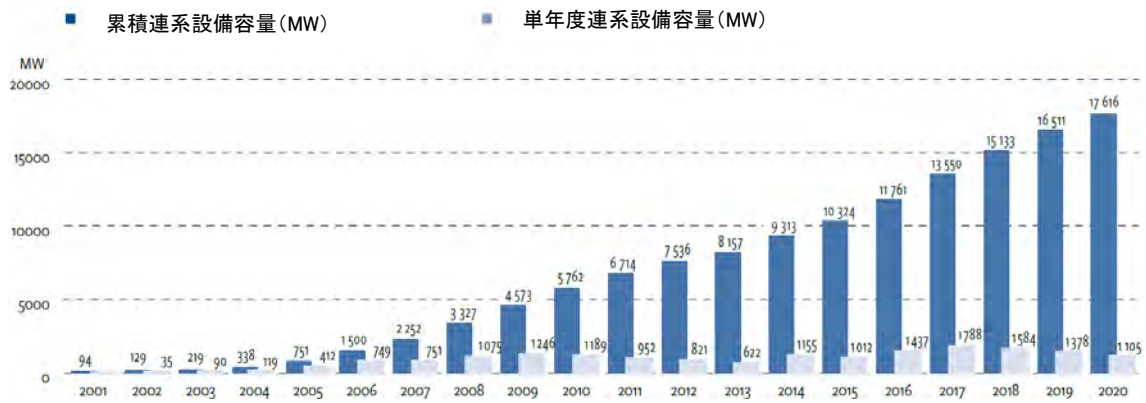


図 7-7 フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移

出所) RTE. "Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2020"¹⁷⁷

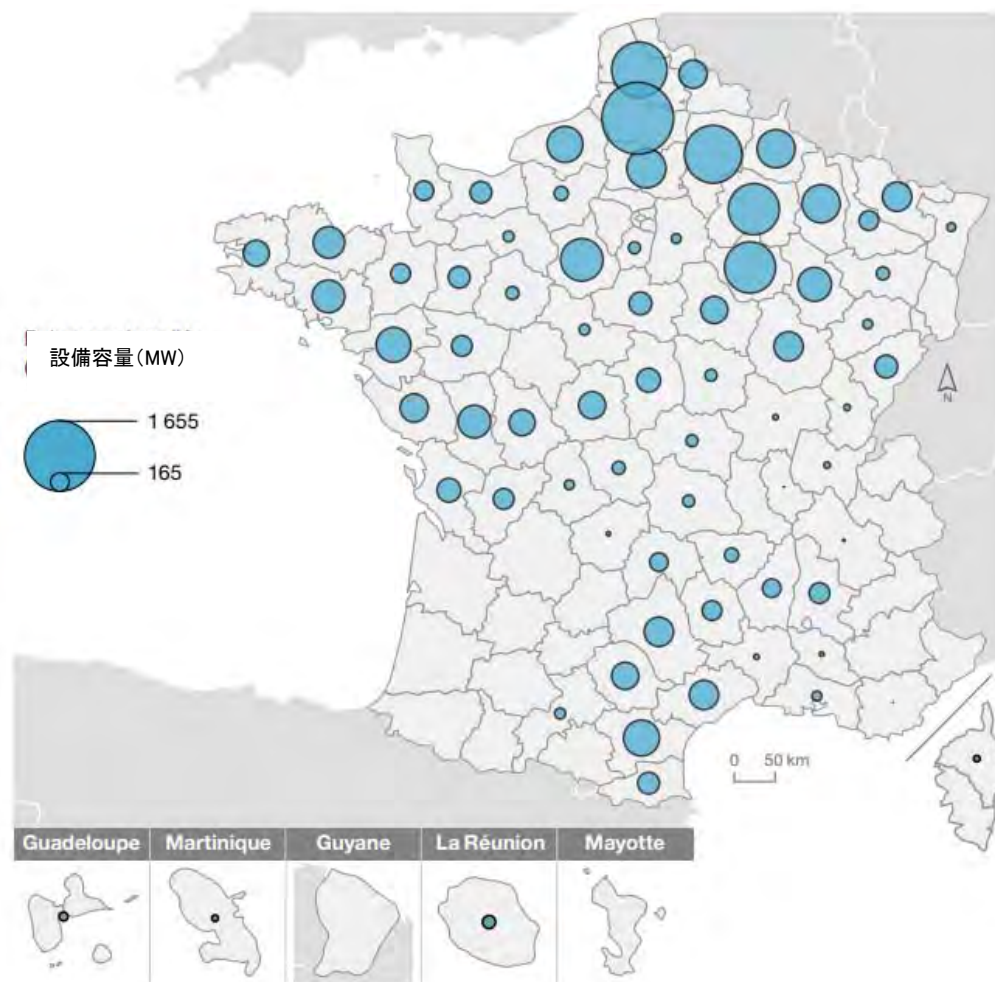


図 7-8 フランス：設備容量の地域別分布（2019 年末時点）

出所) Commissariat général au développement durable, "Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020"

¹⁷⁷ https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Panorama%20EnR_T4_2020_.pdf（2021年2月26日取得）

(3) 国民負担の動向

フランスでは、需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE : contribution au service public de l'électricité）により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄ってきた。なお、この電力公共サービス費用には、買取義務にかかる追加費用の補てんに加えて、i) 非連系地域における追加的費用、ii) 社会保障（必需品特別料金）、iii) 自由化市場への移行に伴う市場調整暫定料金（TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché）の費用等も含まれている。

2004～18年の電力公共サービス費用の実績は表 7-16 のとおりである。

表 7-16 フランス：電力公共サービス費用（電力分野）の費用額の推移

単位：100 万ユーロ

	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
買電契約に係る費用計	1,180.6	921.6	1,017.0	1,361.9	1,131.8	1,748.9	1,868.3	2,590.1	3,776.3
再生可能電力の買電契約に係る費用	207.7	96.3	119.8	337.3	14.1	582.2	755.2	1,464.0	2,673.4
コジェネ電力の買電契約に係る費用	838.4	676.6	713.2	803.4	828.8	950.4	823.1	801.7	743.8
その他の買電契約に係る費用	134.5	148.7	184.0	221.2	288.9	216.3	290.0		359.1
全土での均一電力料金に係る費用	352.8	457.8	522.9	583.7	647.9	846.4	724.4	910.7	959.9
社会的弱者対策に係る費用	2.0	23.7	34.4	43.9	59.2	66.3	61.7	68.4	93.8
合計	1,535.3	1,403.1	1,574.3	1,989.5	1,838.8	2,661.6	2,654.5	3,569.2	4,830.1

	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
買電契約に係る費用計	4,192.6	4,990.9	5,584.9	5,692.9	5,899.3	6,284.8
再生可能電力の買電契約に係る費用	3,156.1	3,749.1	4,205.8	4,380.6	4,546.0	4,661.0
コジェネ電力の買電契約に係る費用	546.9	450.5	462.4	445.6	526.2	706.8
その他の買電契約に係る費用	489.6	791.3	916.7	866.7	827.1	917.0
12MW 超コジェネへのプレミアム		24.3	32.3	51.9	0.1	0.1
追加報酬に係る費用等	-	-	-	-	50.3	8.8
全土での均一電力料金に係る費用	939.7	798.7	697.6	617.6	586.8	581.7
社会的弱者対策に係る費用	133.4	223.0	294.3	304.7	302.1	109.3
合計	5,265.7	6,037.0	6,609.1	6,667.0	6,838.8	7,041.4 *1

※1 2018年はデマンド・レスポンス費用 9.4 百万ユーロ、管理費用 47.1 百万ユーロを含む

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト¹⁷⁸をもとに作成

上述の電力公共サービス費用のうち、2015 年以降の再生可能エネルギーの支援に係る費用を抽出すると以下のとおりとなる。

¹⁷⁸ <https://www.cre.fr/content/download/21561/274614> (2021年2月26日取得)

表 7-17 フランス：電力公共サービス費用のうち再生可能エネルギー支援に係る費用

単位：100万ユーロ

エネルギー源	財源	2015年 (実績)	2016年 (実績)	2017年 (実績)	2018年 (実績)	2019年 (予測)	2020年 (予測)	
風力	本土	賦課金	1,024.2	1,004.0	1,103.4	1,183.9	1,227.8	1,132.5
	海外領土	賦課金	5.3	4.7	5.0	4.8	13.6	24.0
太陽光	本土	賦課金	2,378.0	2,444.9	2,525.1	2,451.6	2,682.6	2,602.8
	海外領土	賦課金	244.4	249.1	249.3	239.9	277.3	316.1
その他再エネ	本土	賦課金	542.0	660.0	642.4	741.7	738.9	729.0
	海外領土	賦課金	4.9	6.2	5.5	7.8	7.2	7.7
	海外領土	予算	7.0	11.6	15.3	31.3	55.7	81.0
再生可能エネルギー合計			4,206	4,381	4,546.0	4,661.0	5003.1	4,893.1

出所) エネルギー規制委員会 (CRE), “DÉLIBÉRATION N°2019-172, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2019 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020”¹⁷⁹をもとに作成

特に太陽光と風力による電力の支援費用が増加しており、2019年の費用予測額のうち太陽光の支援費用額が28.74億ユーロ、風力の支援費用額が13.33億ユーロとなっており、それぞれ再エネ電力支援額全体の54%、25%を占めている。但し、2019年の費用予測額は、卸電力取引価格が高値で推移していることにより押し下げられている。

この電力公共サービス費用は、各電力需要家から電力料金に上乗せされる料金によって徴収される。毎年の賦課金単価は、あらかじめエネルギー規制委員会 (CRE : Commission de régulation de l'énergie) が規定のフォーミュラに従って必要な費用予測額を提案し、エネルギー担当大臣の承認を得てアレテにより公布される。

2002年以降の電力公共サービス賦課金の推移は、表 7-18 のとおり。2016年以降の電力需要家の負担額は、2.25ユーロセント/kWh (22.5ユーロ/MWh) となっており、2021年まで変更はない。

表 7-18 フランス：電力公共サービス費用 (CSPE) 賦課金の推移 (2004~21年)

単位：ユーロセント/kWh

2004 ~2010年	2011年 前期	2011年 後期	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年 以降
0.45	0.75	0.9	1.05	1.35	1.65	1.95	2.25

出所) EDF, “Evolution de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) au 1er janvier 2021”¹⁸⁰をもとに作成

なお、フランスでは、エネルギー法典の規定により、電力公共サービス賦課金単価を前年と比べて一定以上引き上げる場合に別途省令で定めが必要であることも背景となり、費用回収に必要な賦課金単価を設定しない状態が続き、累積赤字が拡大していく状況にあった。2012年末における電力公共サービス賦課金徴収の累積赤字額は、フランスのエネルギー規制委員会の試算では、35億ユーロとされており、これはフランスの国内総生産 (GDP) の

¹⁷⁹ <https://www.cre.fr/content/download/21139/269849> (2021年2月26日取得)

¹⁸⁰ <https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/le-mag-collectivites/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-janvier-2021> (2021年2月26日取得)

0.18%に相当する。こうした事態を受けて、2013年1月に、EDFの抱える未収費用を政府が弁済することとなった。

単位：10億ユーロ

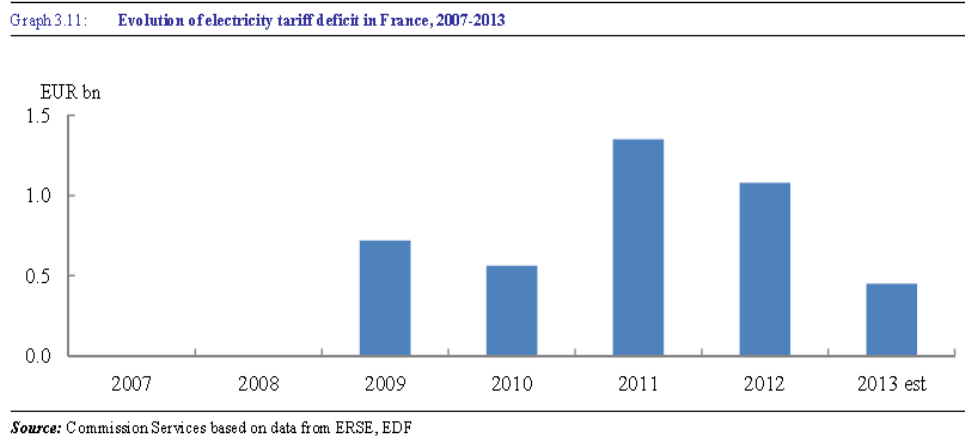


図 7-9 フランス：電力料金の未徴収金額の推移（2007～13年）

出所) 欧州委員会, “Electricity Tariff Deficit: Temporary or Permanent Problem in the EU?”¹⁸¹をもとに作成

この改正を受けて、2016年以降は電力公共サービス賦課金としての電力需要家の負担額は、2.25ユーロセント/kWhに据え置かれている。

こうした電力公共サービス賦課金の負担増に対して、政府は、電力公共サービス賦課金を国内電力最終消費税（TICFE：Taxe intérieure sur la consommation finale d’électricité）に一本化するとともに、2017年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも負担を求めることとなり、2016年1月1日付でエネルギー税制が改正され、再生可能エネルギーへの支援は、Energy Transition Trust Account（CAS）を通じて国家予算に統合されることとなった。2017年2月1日以降この項目は、原産地証明の入札に伴う歳入のほか、石油商品内国消費税（TICPE）と石炭税（TICC）からの歳入が充てられる。2020年財政法第89条により、2021年1月1日を以て、エネルギー移行の特別割当項目が廃止となり、全ての、電力公共サービス費用が通常の予算に組み込まれた。

項目及び小項目に分類されている予算計画によって、政府支出に透明性が与えられ、様々なエネルギー政策目標の関連費用を電力公共サービス費用として一括で歳出することが可能となる。このため、CREは管轄官庁と協働で、適切な予算項目を提案し、電力公共サービス料金は、新たに下表の項目に分類されることとなった。新たな分類による、これまでの電力公共サービス費用の変遷は、下表のとおり。

¹⁸¹ https://ec.europa.eu/economy_finance/publications/economic_paper/2014/pdf/ecp534_en.pdf（2021年2月26日取得）

表 7-19 フランス：電力公共サービス費用（CSPE）内訳の推移（2012年～）

単位：100万ユーロ

		2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
本土の再エネ補助	陸上風力	550.0	641.8	814.8	1,024.2	1,004.0	1,103.5
	洋上風力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	太陽光	1,683.2	1,919.9	2,202.5	2,378.0	2,444.9	2,525.1
	バイオエネルギー	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	その他	228.4	351.4	477.7	542.0	660.0	642.4
バイオメタン・インジェクション		0.4	1.0	2.7	7.1	18.6	32.8
非連系地域における補助	エネルギー移行	1,508.6	1,665.0	1,838.1	1,871.1	1,752.3	1,686.7
	均一料金						
コージェネ		766.1	554.1	480.8	499.6	501.0	528.7
デマンド・レスポンス		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
社会的費用		125.5	182.6	303.3	390.0	415.3	394.9
その他	管理費用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.1
合計		4,862.1	5,315.8	6,119.9	6,712.0	6,796.2	6,964.3

		2018年	2019年	2020年 予測	2020年 再予測	2021年 予測
本土の再エネ補助	陸上風力	1,193.8	1,592.7	1,298.4	1,931.4	1,763.4
	洋上風力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	太陽光	2,460.3	2,746.6	2,616.2	2,936.6	2,901.3
	バイオエネルギー	523.4	574.2	605.1	640.2	712.6
	その他	221.7	253.8	185.2	303.9	307.1
バイオメタン・インジェクション		54.6	107.7	246.5	235.2	543.8
非連系地域における補助	エネルギー移行	383.4	510.2	582.5	523.2	678.6
	均一料金	1,398.3	1,553.4	1,526.0	1,502.7	1,458.2
コージェネ		715.5	730.0	740.4	694.4	677.6
デマンド・レスポンス		9.4	6.7	40.0	3.2	6.0
社会的費用		136.8	26.8	32.9	28.2	28.3
その他	管理費用	47.6	49.0	56.7	52.1	58.5
合計		7,145.0	8,151.1	7,929.9	8,851.1	9,135.4

出所) エネルギー規制委員会、“Historique des charges de service public de l’énergie”¹⁸²をもとに作成

¹⁸² https://www.cre.fr/recherche?search_form%5BcontentType%5D=/1/2/16997/120/17000/ (2021年2月26日取得)

フランスでは、エネルギー集約産業は CSPE の一部免除対象となっている。2003 年には、電力使用量が高い需要家の追加負担を制限するため、CSPE の支払上限を需要地 1 か所につき 50 万ユーロに定めた。以降この上限額は改正され、2019 年は 57 万ユーロとなっている。2005 年には年間電力消費量 7 GWh 超の電力需要家の一部免除が開始となり、CSPE 納付上限が粗付加価値 0.5%までに定められた。また、年間 240 GWh 以下の自家消費に対しては CSPE は賦課されない。

関税法により TICFE の免除対象となっているのは、以下の事業者である¹⁸³。

- 冶金、化学的還元、電解過程を扱う事業者
- 製品製造コストの半分以上を電力が占める事業者
- 非金属鉱物製造業者
- エネルギー製品、電力製品製造業者
- 公共送配電網の損失補填分。この免除は、サイトの電力使用量により全額または一部となる。

2016 年 1 月 1 日以降、電力供給契約期間中有効な証書（サイトあたり 1 証書）の事前提出を条件に、軽減率および免除が適用されている。

表 7-20 フランス：電力使用量に応じた電力公共サービス費用（CSPE）軽減率

受益者	軽減率 (ユーロ/MWh)
電車、地下鉄、トラム、ケーブルカー、トロリーバスによる人と財の輸送事業を行う事業者	0.5
超電力集約型設備を運転する事業者	0.5
デジタルデータ貯蔵センター(2019 年以降)	12.0
公共交通のための飛行場(2019 年以降)	7.5

一定条件のもとで、以下の軽減率が適用される。

- CSPE が粗付加価値の 0.5%以上を占める需要家
- 適用軽減率は、粗付加価値に対する電力消費量による。

粗付加価値 1 ユーロあたり 電力使用量	軽減率(ユーロ/MWh)	
	通常設備	カーボンリーケージのリスク にさらされている設備
3 kWh/ユーロ以上	2.0	1.0
1.5~3 kWh/ユーロ	5.0	2.5
1.5kWh/ユーロ未満	7.5	5.5

出所) EDF, “Evolution de la contribution au service public de l’électricite (CSPE) au 1er janvier 2021”¹⁸⁴をもとに作成

¹⁸³ EDF, “Evolution de la contribution au service public de l’électricite (CSPE) au 1er janvier 2021”

(<https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/le-mag-collectivites/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-janvier-2021>) (2021 年 2 月 26 日取得)

¹⁸⁴ <https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/le-mag-collectivites/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-janvier-2021> (2021 年 2 月 26 日取得)

(4) COVID-19に伴う影響

前述のとおり、フランス政府は、固定価格買取制度における買取価格を凍結することで小規模太陽光発電設備の保有者を支援したほか、入札に関しても一部入札を延期した。

(5) 入札¹⁸⁵¹⁸⁶

フランス政府は、COVID-19に伴うロックダウンによる影響を鑑み、直近の入札で落札となった1.7GW相当の風力発電と太陽光発電の建設期限の延長を公表している。

また、2020年7月1日に予定されていた陸上風力の入札は二分割され、応札容量の三分の一は予定通り実施され、残りの三分の二は11月1日を締切として新たに入札が行われることとなった。

太陽光発電の入札についても、平均で2か月程度延長された。入札の規則を緩和する。

¹⁸⁵ <https://www.pv-tech.org/france-confirms-covid-19-solar-relieve-amid-flurry-of-auction-results/> (2021年2月26日取得)

¹⁸⁶ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/european-governments-cut-renewable-developers-coronavirus-slack> (2021年2月26日取得)

7.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ

7.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

フランスでは、電力自由化を開始する以前は、風力発電設備を対象とした競争入札制度を行っていた。これまでの再生可能電力分野における主な施策の流れは表 7-21 のとおりである。

表 7-21 フランス：再生可能電力促進政策の流れ（エネルギー移行法施行前）

1996 年～ (99 年末 募集終了)	「風力 2005 計画 (Eole Programme)」 <ul style="list-style-type: none"> ・ 風力発電プロジェクトを対象とした競争入札制度 ・ EDF (フランス電力公社、当時)、経済・財政・産業省、研究省の代表者により構成される入札選定委員会により事業者を選定 ・ 落札した事業者は、最低 15 年間にわたり EdF と保証売電価格での電力販売契約を締結 ・ 電力自由化などによる EDF の市場環境変化で 1999 年末に募集終了
2000 年～	2000 年電力自由化法 <ul style="list-style-type: none"> ・ 設備容量 12MW 以下の再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度
2003 年～	発電への複数年投資計画 (PPI) 未達成容量分のプロジェクトの競争入札 <ul style="list-style-type: none"> ・ 一定規模 (当初は設備容量 12MW) 超の再生可能エネルギー発電設備を対象とした競争入札の募集を開始 ・ 風力 (陸上・洋上)、バイオマス、バイオガス発電設備について競争入札を行い、落札プロジェクトは入札した保証価格での売電が可能 ・ 所定の期間までにプロジェクトを完了 (稼動) できなかった落札事業者には、罰金が科せられる

出所) 各種資料¹⁸⁷をもとに作成

フランスでは、2000 年 2 月 10 日に、EU の電力自由化指令に対応する「2000 年電力自由化法 (LOI no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité)」が採択された。この電力自由化法では、原則として設備容量 12MW 以下の再生可能エネルギー/コージェネ発電設備からの電力について、固定価格による買取義務制度を規定している。

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣 (2017 年末時点では環境連帯移行大臣) が、エネルギー移行法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画 (PPI)、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

¹⁸⁷ https://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_11_def.pdf (2021 年 2 月 26 日取得)、
<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000750321/> (2021 年 2 月 26 日取得)

特に太陽光発電については、2011年3月4日付アレテにより、100kW超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、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。

2021年1月末までに公表されている競争入札のスケジュールは下表のとおりである。

表 7-22 フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況

エネルギー源	募集容量	募集締切
陸上風力	500MW	2005年1月30日
洋上風力	500MW	2004年8月13日
(第1回)バイオマス、バイオガス	250MW	2004年4月19日
(第2回)バイオマス、バイオガス	300MW	2007年8月9日
(第3回)バイオマス	250MW	2009年7月15日
(第4回)バイオマス(12MW超)	200MW	2011年2月28日
太陽光(地上設置型)	300MW	2010年1月25日
洋上風力	95MW	2011年5月30日
太陽光(250kW超)	450MW	2012年2月8日
太陽光(100-250kW)	30MW 30MW 30MW 30MW 30MW 計 150MW	第1期:2012年1月20日 第2期:2012年3月31日 第3期:2012年6月30日 第4期:2012年9月30日 第5期:2012年12月31日 ※第6期、7期はキャンセル
洋上風力	5サイト計 2,400~3,000MW	2012年1月11日
太陽光(250kW超)	400MW	2013年9月16日
洋上風力	2サイト計 960~1,000MW	2013年11月29日
太陽光(100-250kW)	40MW 40MW 40MW 計 120MW	第1期:2013年10月31日 第2期:2014年2月28日 第3期:2014年6月30日
太陽光(250kW超)	800MW (当初 400MW ^{*1})	2015年6月1日
太陽光(100-250kW) (屋根置き型・ソーラーカーポート)	80MW 80MW 80MW 計 240MW	第1期:2015年9月21日 第2期:2016年1月21日 第3期:2016年5月20日
バイオマス	60MW 60MW 60MW 計 180MW	第1期:2016年8月22日 第2期:2017年9月1日 第3期:2018年8月31日
水力		2016年12月19日
太陽光(500kW-30MW、地上設置型)	500MW 500MW 500MW (以降、拡大)720MW 850MW 850MW 計 3,920MW	第1期:2017年2月3日 第2期:2017年6月1日 第3期:2017年12月1日 第4期:2018年6月1日 第5期:2018年12月3日 第6期:2019年6月3日 ~ 2024年第4四半期

太陽光(100kW-8MW、屋根設置型、温室、営農型、カーポート)	150MW 150MW 150MW (以降、拡大)200MW 225MW 300MW 300MW 300MW 300MW 計 2,075MW (以降、1期 300MW ずつ年 3 回の入札を実施予定)	第 1 期:2017 年 3 月 10 日 第 2 期:2017 年 7 月 7 日 第 3 期:2017 年 11 月 6 日 第 4 期:2018 年 3 月 9 日 第 5 期:2018 年 7 月 6 日 第 6 期:2018 年 11 月 5 日 第 7 期:2019 年 3 月 8 日 第 8 期:2019 年 7 月 5 日 第 9 期:2019 年 11 月 4 日 第 10 期 2020 年 3 月 6 日 第 11 期 2020 年 7 月 6 日 →2020 年 9 月 6 日に延期 2024 年第 3 四半期
バイオマス CHP	40MW	2017 年 6 月 2 日
小規模水力発電(1MW 以上)	新規サイト 20MW 既存設備改修 15MW ずつ	第 1 期:2018 年 1 月 31 日 第 2 期:2019 年 1 月 31 日 第 3 期:2020 年 1 月 31 日 第 4 期:2021 年 1 月 31 日 第 5 期:2022 年 1 月 31 日 第 6 期:2023 年 1 月 31 日 第 7 期:2024 年 1 月 31 日
陸上風力発電	500MW 500MW 500MW 500MW 500MW 600MW 800MW 1,000MW (以降、1期 1,000MW ずつ年 2 回の入札を実施予定)	第 1 期:2017 年 12 月 1 日 第 2 期:2018 年 6 月 1 日 第 3 期:2018 年 12 月 1 日 第 4 期:2019 年第 2 四半期 第 5 期:2019 年第 3 四半期 第 6 期:2019 年第 4 四半期 第 7 期:2020 年第 2 四半期 第 8 期:2020 年第 4 四半期 ~ 2024 年第 2 四半期
太陽光または陸上風力 洋上風力	200MW	2018 年 9 月 17 日
	2019 年 500MW Dankerque (70€/MWh) 2020 年 1,000 MW Manche Est Mer du nord (65€/MWh) 2021 年 250MW Bretagne (120€/MWh) 2022 年 250MW Méditerranée (110€/MWh) 2023 年から 2024 年 1,000MW~1,500MW (60€/MWh) 2024 年 250-500MW(価格による) 2025 年以降 年に 500MW(1 件)	
非連系地域における太陽光	第 1 群: 100~500kW 1.5MW 以下 500kW~5MW 第 2 群: 100~500kW 1.5MW 以下 500kW~5MW	第 1 期:2019 年 12 月 13 日 第 2 期:2019 年 12 月 13 日 第 3 期:2020 年 6 月 12 日 →2020 年 8 月 12 日に延期 第 4 期:2020 年 9 月 18 日
非連系地域における太陽光	12MW 16MW	第 1 期:2019 年 12 月 13 日 第 2 期:2020 年 8 月 14 日
「Fessenheim 地域 ² におけるエネルギー転換」の一環としての太陽光発電	第 1 群:地上設置型太陽光設備 500kW~30MW 第 2 群:建物太陽光設備、温室、納屋、駐車場のひさし	第 1 期:2019 年 7 月 26 日 第 2 期:2020 年 1 月 27 日 第 3 期:2020 年 7 月 31 日

	500kW~8MW 第3群:100kW~500kW までの建物、温室、納屋の 屋根、駐車場のひさし 全3回 300MW	
自家消費の再生可能エネルギー 発電設備(本土)	50MW 50MW 50MW 50MW 50MW 25MW 25MW 25MW 25MW 25MW 25MW 50MW	第1期:2017年9月25日 第2期:2018年1月22日 第3期:2018年5月22日 第4期:2018年9月24日 第5期:2019年1月21日 第6期:2019年9月23日 第7期:2020年1月20日 第8期:2020年5月18日 第9期:2020年9月25日 第10期:2021年1月21日 第11期:2021年5月18日 →2021年7月18日に延期 第12期:2021年9月28日
革新的太陽光発電設備	第1群:地上設置型太陽光 設備 500kW~5MW 期毎に 5MW 第2群:建物太陽光設備、 納屋、カーパーク、革新的 営農型発電設備 100kW~3MW 期毎に 80MW	第1期:2017年10月28日 第2期:2019年9月6日 第3期:2020年4月3日 →2020年6月3日に延期

*1 この内訳は、地上設置型に 200MW、屋根設置型に 150MW、ソーラーカーポートに 50MW

*2 原子力発電のリパワリング案件

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト¹⁸⁸をもとに作成

¹⁸⁸ https://www.cre.fr/recherche?search_form%5BcontentType%5D=/1/2/16997/120/17000/ (2021年2月26日
取得)

7.4.2 参考とした主な情報源

本章のフランスに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー統計

フランス環境連帯移行省 “Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020”

https://www.legifrance.gouv.fr/https://www.legifrance.gouv.fr/https://www.legifrance.gouv.fr/https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-07/datalab_69_chiffres_cles_enr_edition2020_juillet2020_0.pdf (2021年2月26日取得)

(2) エネルギー法典

フランスにおけるエネルギー関連法令を取りまとめた法典。再生可能エネルギー関連制度も、このエネルギー法典の各条項を改正・追加する形で導入される。

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208

(3) FIP 制度、入札関連情報

フランスの電力市場の規制機関であるエネルギー規制委員会 (CRE) が、ウェブサイトで関連情報を取りまとめて情報開示している。

<https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>

● 地上設置型太陽光発電入札の募集要項

<https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-a> (2021年3月1日取得)

8. イタリア

8.1 再生可能エネルギー導入目標

イタリアでは、2010年に策定した「国家エネルギー計画」で2020年までの再生可能エネルギー導入目標を定めて、取組みを進めてきた。2021年1月時点では、2017年11月に公表された「2017年国家エネルギー計画」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。

8.1.1 2020年導入目標

2010年にイタリア経済発展省は、「2009年EU再生可能エネルギー促進指令(2009/28/EC)」に基づく国内実施計画として、「国家エネルギー計画(PAN: Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili)」を策定した。この中で、2020年の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率をEU指令と同じ17%と設定しているが、イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社であるGSE社(Gestore dei Servizi Elettrici SpA)によると、2017年に18.3%、2018年に17.8%と既に2020年目標を達成している状況にある¹⁸⁹(図8-1)。

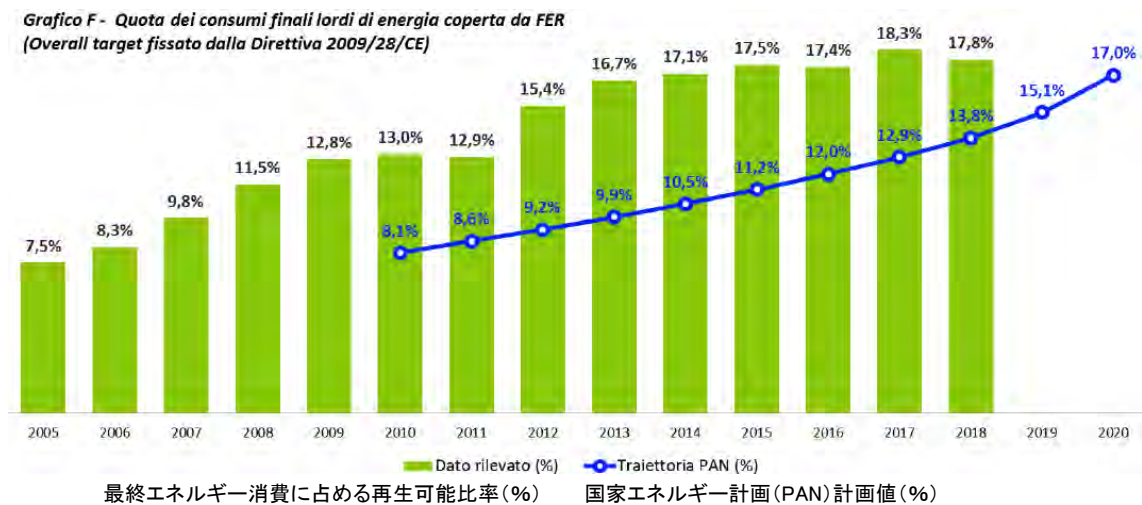


図 8-1 イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値

出所) GSE, “Rapporto Statistico 2018, Fonti Rinnovabili” (2019年)をもとに作成

¹⁸⁹ 2018年の各部門における再エネ比率実績は、電力部門が33.9%、冷暖房部門が17.8%、運輸部門が7.7%。

8.1.2 2030 年及びそれ以降の中長期目標

(1) 2017 年国家エネルギー戦略

2017 年 11 月 10 日に、イタリア政府は新たなエネルギー政策の枠組みとして「2017 年国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale: SEN 2017）」を公表した。この 2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年までに達成すべきエネルギー戦略、目標が設定されている。

2017 年国家エネルギー戦略では、再エネ比率の増大と省エネ促進を重要項目として掲げており、再生可能エネルギー関連で表 8-1 の目標を設定している。

表 8-1 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年の再エネ導入目標

	2015 年実績	【参考】 旧 2020 年目標	2030 年目標
最終エネルギー消費	17.5%	19~20%	28%
電力分野	33.5%	35~38%	55%
熱分野	19.2%	20%	30%
輸送燃料分野	6.4%	10%	21%

出所) イタリア経済発展省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”, 2017 より作成

この 2030 年の電力分野の目標を達成するにあたり、2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年の発電量ベースでの電源ミックスとして、図 8-2 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。

単位：TWh

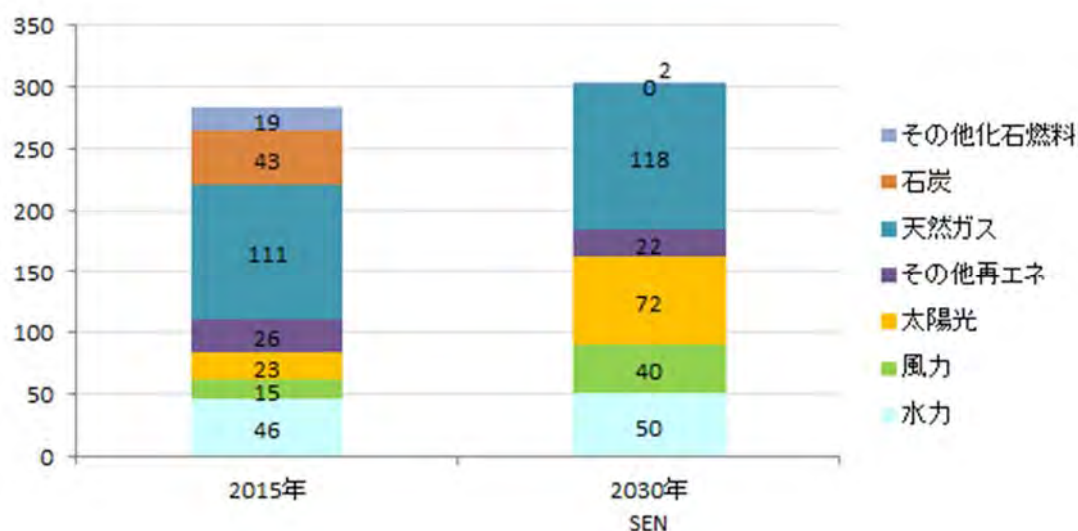


図 8-2 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量

出所) イタリア経済開発省, “Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”, 2017 より作成

(2) 国家エネルギー・気候計画

欧州委員会は、2019年気候変動パッケージの2030年目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。2019年12月に提出されたイタリアの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下のとおり。

表 8-2 イタリア：国家エネルギー・気候計画の2030年エネルギー関連目標

		2020年目標		2030年目標	
		EU	イタリア	EU	イタリア
再エネ	最終エネルギー消費に占める再エネ比率	20%	17%	32%	30%
	運輸燃料分野の最終消費に占める再エネ比率	10%	10%	14%	22%
	熱・冷房分野の最終消費に占める再エネ比率			1.3%増/年 (強制力なし)	1.3%増/年 (強制力なし)
省エネ	PRIMES2007シナリオ（BAUケース）の想定エネルギー使用量対比での一次エネ消費削減	-20%	-24%	-32.5% (強制力なし)	-43% (強制力なし)
	義務的省エネ制度による最終エネ消費削減	-1.5%/年 (運輸部門除く)	-1.5%/年 (運輸部門除く)	-0.8%/年 (運輸部門除く)	-0.8%/年 (運輸部門除く)
GHG	2005年比でEU-ETS対象プラントの削減	-21%		-43%	
	2005年比で非EU-ETS分野の削減	-10%	-13%	-30%	-33%
	1990年比の総温室効果ガス排出量	-20%		-40%	
国際連系	国際連系容量水準	10%	8%	15%	10%
	国際連系容量		9,285MW		14,375MW

出所) “INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy”, 2019より作成

この国家エネルギー・気候計画では、2030年までに最終エネルギー消費量に占める再エネ比率を30%とする目標を設定し、その内訳の予測値として電力分野で55%、熱・冷房分野で33.9%、運輸分野で22%の再エネ比率の配分としている。

8.2 現行の再生可能電力支援制度

8.2.1 主な再生可能電力支援制度の変遷（概要）

イタリアでは、2002年からクォータ義務付け（RPS）を伴うグリーン電力証書制度により再エネ電力の支援を行ってきた。その後、基本的に大規模設備を対象とした支援制度であるグリーン電力証書制度と並行して、2005年に太陽光発電を対象とした買取制度、2008年小規模発電を対象とした買取制度を導入してきたが、2013年7月に太陽光発電買取制度は法定の年間累計支援額に達したために、新規申し込みを停止した。

グリーン電力証書制度と小規模発電買取制度は、2013年1月以降の稼働設備から、太陽光以外再エネ買取制度に統合する形で移行した。

2021年1月時点では、支援制度は2019年7月4日付省令に基づく買取制度に一本化されており、太陽光発電も含めて新規設備の支援を行っている。

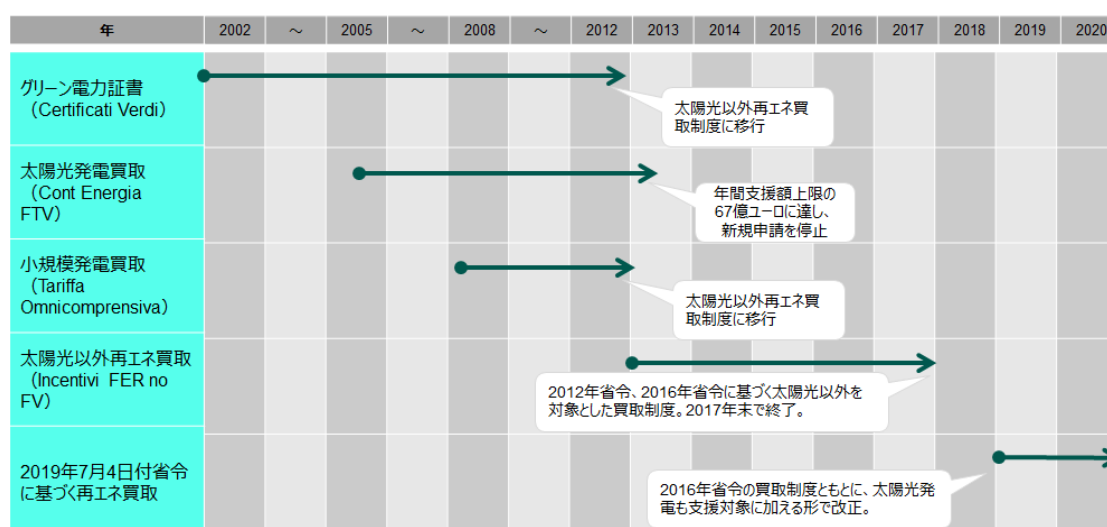


図 8-3 イタリア：電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

出所) GSE 社ホームページ、<https://www.gse.it/servizi-per-te> (2021年1月12日取得) をもとに作成

これまでの再生可能電力促進施策の流れや過去の支援制度の概要については、本章末の

8.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れを参照いただきたい。

8.2.2 現行制度：2019年7月4日付省令に基づく支援制度

イタリアでは、2019年8月に、再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな支援制度に関する2019年7月4日付経済発展省令が公布された。太陽光発電を対象としたインセンティブ制度が2013年に、その他再生可能エネルギー源を対象とした2016年省令に基づく支援制度が2017年末にそれぞれ終期を迎えていたが、本省令で20kW超の太陽光、陸上風力、水力、下水ガス発電設備を対象とした新たな支援制度が導入された。

以下では、2019年省令に基づくFIT/FIP（CfD形式）制度の概要を紹介する

(1) 根拠法令

2019年7月4日付経済発展省令（Decreto 4 luglio 2019）¹⁹⁰

(2) 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。

(3) 支援対象とするエネルギー源・設備

これまでの支援制度によるインセンティブを受給していない 1kW 超（太陽光のみ 20kW 超）の新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した発電設備が、インセンティブの対象となる。但し、対象エネルギー源は、太陽光、陸上風力、水力（流水式及び調整池式）、下水ガスに限定される

支援対象とする設備は、設備容量に応じて、1) 1MW 以下の規定に基づく優先順位順（総合評価方式）で支援対象を決定する「登録」設備、2) 1MW 超の競争入札を経て支援対象を決定する「入札」設備の 2 類型に分けられており、申請の方法が異なる。

「登録」設備と「入札」設備の募集は、2021年9月までの7回にわたり以下のスケジュールで行われる。

表 8-3 イタリア：「登録」・「入札」設備の募集スケジュール

回	公告日	締切日
1	2019年9月30日	2019年10月30日
2	2020年1月31日	2020年3月1日
3	2020年5月31日	2020年6月30日
4	2020年9月30日	2020年10月30日
5	2021年1月31日	2021年3月2日
6	2021年5月31日	2021年6月30日
7	2021年9月30日	2021年10月30日

出所) 2019年7月4日付経済発展省令をもとに作成

また、「登録」設備および「入札」設備については、募集のタイミングごとに、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。

¹⁹⁰ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>

表 8-4 イタリア：「登録」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A (太陽光、陸上風力)	グループ A-2 (屋根設置型太陽 光： 石綿カバー交換型)	グループ B (水力、下水ガス)	グループ C (改修した陸上風 力、水力、下水ガ ス)
1	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
2	45 MW	100 MW	10 MW	10 MW
3	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
4	100 MW	100 MW	10 MW	10 MW
5	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
6	120 MW	100 MW	10 MW	20 MW
7	240 MW	200 MW	20 MW	40 MW
計	770 MW	800 MW	80 MW	120 MW

出所) 2019年7月4日付経済発展省令をもとに作成

表 8-5 イタリア：「入札」対象設備のグループ分け及び募集容量

回	グループ A (太陽光、陸上風力)	グループ B (水力、下水ガス)	グループ C (改修した陸上風力、水 力、下水ガス)
1	500 MW	5 MW	60 MW
2	500 MW	5 MW	60 MW
3	700 MW	10 MW	60 MW
4	700 MW	15 MW	60 MW
5	700 MW	15 MW	80 MW
6	800 MW	20 MW	100 MW
7	1,600 MW	40 MW	200 MW
計	5,500 MW	110 MW	620 MW

出所) 2019年7月4日付経済発展省令をもとに作成

なお、本支援制度には、クラスター内の各発電所の公称電力が 20 kW 超の場合、発電クラスターとして登録または入札手続きに参加できる。クラスターを構成する各発電所の公称電力は、クラスター全体の公称電力とされる。

また、太陽光発電設備には特定要件が定められており、新設の設備であること、新たに製造された建材のみを使用していること、及び農地以外に設置されていることが要件となる。

(4) 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 8-6 イタリア：2019 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値

設備容量	インセンティブの形態	
250kW 以下	FIT	電力を含めて GSE 社が買取(固定価格を適用) (但し、下記の CfD 制度を選択可能)
250kW 超	FIP (CfD 形式)	電力は卸電力取引市場等にて直接販売。GSE 社より、基本インセンティブ価格から当該発電設備の連系エリアにおける 1 時間ごとのスポット(前日)市場価格※を差し引いた額をインセンティブとして付与(固定価格が市場価格を上回った場合のみ) 当該設備の基本インセンティブ価格が市場価格を上回った場合は、当該収益分を GSE 社に返還 ※イタリアのスポット(前日)市場は、系統制約が存在しない場合、全国一律価格であるが、系統制約が生じた場合は、最大 6 地域に市場が分割されて、地域ごとの取引価格が改めて算定される。

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 Art.7 をもとに作成

省令では、エネルギー源別・設備容量別に基本のインセンティブ価格が表 8-7 のとおり定められている。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 8-7 イタリア：2019 年省令に基づく買取期間及び基本インセンティブ価格

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	インセンティブ価格 (ユーロセント/kWh)	買取期間 (年)
風力	陸上	100kW 以下	15.0	20
		100~1,000kW	9.0	20
		1,000kW 以上	7.0	20
水力	流水式	400kW 以下	15.5	20
		400~1,000kW	11.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
	調整池式	1,000kW 未満	9.0	25
		1,000kW 以上	8.0	30
埋立ガス		100kW 以下	11.0	20
		100~1,000kW	10.0	20
		1,000kW 以上	8.0	20
太陽光		20~100kW	10.5	20
		100~1,000kW	9.0	20
		5,000kW 以上	7.0	20

注) 2021 年 1 月以降、グループ B (水力、下水ガス) の基本インセンティブ価格は 2%、グループ A (太陽光、陸上風力) の基本インセンティブ価格は 5%低減される予定

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

石綿カバーを交換する屋根設置型設備には優遇措置があり、基本インセンティブ価格に加えて 1.2 ユーロセント/kWh のプレミアムが、連系か自家消費かに関わらず発電電力分に支給される。また、イタリアの卸電力取引市場の当該発電設備が立地するゾーンの取引価格が、連続 6 時間以上ゼロまたはネガティブになった場合、インセンティブは支給されない。インセンティブ支給期間も、停止期間分延長される。

(5) 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、建築許可およ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、募集回ごとに、以下の共通優先基準とグループごとの優先基準に則して、支援対象設備を決定する。

表 8-8 イタリア：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)	グループごとの優先基準
グループ A (太陽光、陸上風力)	①電力系統と電気自動車の充電柱と並列連系する発電所で、充電電力の合計がシステム電力の 30%以上であり、各列の電力が 15 kW 超を条件とする ②発電設備クラスター ③基本インセンティブ価格への最高削減率 (削減率 30%以内) ④プロセス参加の申請完了日	以下に立地する設備 ①痩せた埋立地 ②枯渇した採石場と鉱山 ③埋立地を目的とする、または汚染現場に関連する地域
グループ A-2 (屋根設置型太陽光: 石綿カバー交換型)		以下に設置する設備 ①学校 ②病院 ③その他の公共の建物
グループ B (水力、下水ガス)		水力:2016 年 6 月 23 日省令で規定の建築基準を満たす水力発電所 下水ガス:消化残差タンクのある発電所
グループ C (改修した陸上風力、水力、下水ガス)		

出所) 2019 年 7 月 4 日付経済発展省令をもとに作成

(6) 入札手続きにおける支援対象設備の決定方法

入札手続きでインセンティブ申請する発電所は、建築許可および運転許可と連系許可 (STMG) を既に取得している必要がある。また、1) 事業主体または事業への資金提供者の経済的・財政的健全性を証明する金融機関発行の念書、2) 事業に関連する適切な資本見積額、3) 投資価値の 5%に相当する暫定的な銀行保証も、あわせて申請時に提出する。

入札手続きでは、エネルギー源別の基本インセンティブ価格から 2~70%削減した価格を応札することが求められ、原則として低いインセンティブ価格を提示した者が落札となる。なお、ある募集回の入札で削減率 70%の応札が複数ある場合には、次回入札回には削減率

80%までの応札が可能となる。

なお、基本インセンティブ価格からの削減率が同一の者がいた場合には、立地条件等のあらかじめ定められた優先基準に従って落札順位を決定する。

(7) 登録・落札後の管理の仕組み

1) 登録手続き対象設備

登録手続きを経て支援対象として認定された設備は、認定結果を受領した日から、エネルギー源別に定められた表 8-22 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-22 の期間内に稼働開始できなかった場合、6 ヶ月を上限として稼働開始するまで、当該設備に適用されインセンティブ価格が、参照価格から毎月 0.5%引き下げられる。なお、この稼働までの期間には、所轄官庁及び GSE 社が認めた不可抗力により生じた遅延は含まれない。

6 ヶ月の猶予期間を経ても稼働開始に至らない設備は、インセンティブの権利を喪失し、GSE は当該設備を登録簿から削除する。

表 8-9 イタリア：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 日付経済発展省令をもとに作成

2) 入札手続き対象設備

入札結果が公示された後、落札者は 90 日以内に、入札時の暫定銀行保証を投資価値の 10% 超に相当する最終銀行保証に変更することが求められる。落札者が期限内に最終銀行保証を発行しない場合、GSE は暫定保証を行使する。

入札手続きを経て支援対象として認定された設備は、入札結果が公示された日から、エネルギー源別に定められた表 8-23 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-10 イタリア：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 日付経済発展省令をもとに作成

落札した発電設備が、稼働前および 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。

(8) 本制度の処理・管理費用

本制度の参加手数料として、レジストリ登録時、入札参加時、または改修設備をレジストリに登録する際に以下の手数料を支払う必要がある。

表 8-11 イタリア：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 (ユーロ)
50 kW 以下	100 ユーロ
50kW～200kW	180 ユーロ
200 kW ~ 1 MW	600 ユーロ
1 ~ 5 MW	1,420 ユーロ
5 MW 超	2,300 ユーロ

出所) GSE 社ウェブサイト¹⁹¹をもとに作成

(9) 入札手続き対象電源の入札結果

2020 年 6 月に締め切られた第 3 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。

¹⁹¹ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019> (2021 年 1 月 12 日取得)

表 8-12 イタリア：2019 年省令に基づく入札入札手続き対象設備の応札状況

グループ A（太陽光、陸上風力）

	第 1 回(2019 年 10 月)	第 2 回(2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)
募集容量	500 MW	500 MW	774.7 MW
申請数	26 設備、595.4 MW	22 設備、425.3MW	16 設備、329.9MW
割当対象設備	19 設備、500.0 MW	22 設備、425.3MW	15 設備、313.9MW
除外申請	3 設備、19.7MW		
割当外申請	4 設備、70.6MW		
辞退申請	1 設備、5.1MW		1 設備、16.0MW

グループ B（水力、下水ガス）

	第 1 回(2019 年 10 月)	第 2 回(2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)
募集容量	5 MW	10 MW	17.5MW
申請数	1 設備、1.7MW	1 設備、2.5MW	なし
割当対象設備		1 設備、2.5MW	
除外申請	1 設備、1.7MW		
割当外申請			
辞退申請			

グループ C（改修した陸上風力、水力、下水ガス）

	第 1 回(2019 年 10 月)	第 2 回(2020 年 3 月)	第 3 回 (2020 年 6 月)
募集容量	60 MW	98.5 MW	143.8MW
申請数	6 設備、27.2MW	3 設備、14.7MW	5 設備、23.1MW
割当対象設備	5 設備、21.5MW	3 設備、14.7MW	5 設備、23.1MW
除外申請	1 設備、4.0MW		
割当外申請			
辞退申請			

出所) GSE 社ウェブサイト¹⁹²をもとに作成

¹⁹² <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/graduatorie-di-registri-e-aste-del-dm-4-luglio-2019> (2021 年 3 月 9 日取得)

8.3 再生可能電力支援制度の施行状況

8.3.1 再生可能発電の導入状況

(1) 再生可能発電設備容量の推移

イタリアでは、数次にわたる支援制度の改正を経ているが、2010年以降、太陽光発電の設備容量が急増した、その後、2013年7月に太陽光発電の支援制度への新規申請受付終了を受けて、太陽光発電の設備容量は横ばいとなっている（図 8-4）。

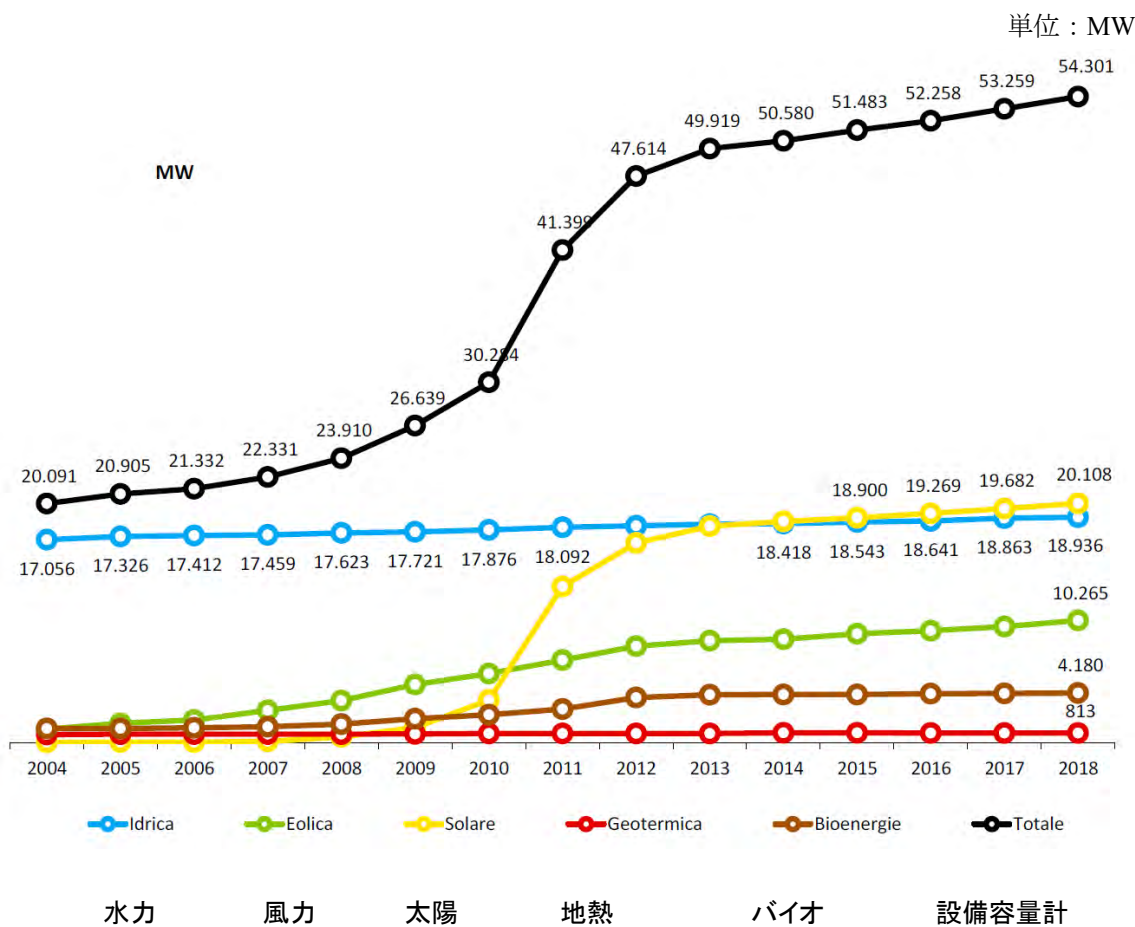


図 8-4 イタリア：再生可能発電設備容量の推移（～2018年）

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2018, Fonti Rinnovabili”（2019年）をもとに作成

(2) 再生可能発電電力量の推移

再生可能発電電力量についても、特に太陽光発電の導入量が急増した2011年以降、増加傾向にある（図 8-5）。但し、2015年以降は、水力発電量が低迷していることもあり、再生可能発電電力量全体では伸び悩んでいる。

単位：GWh

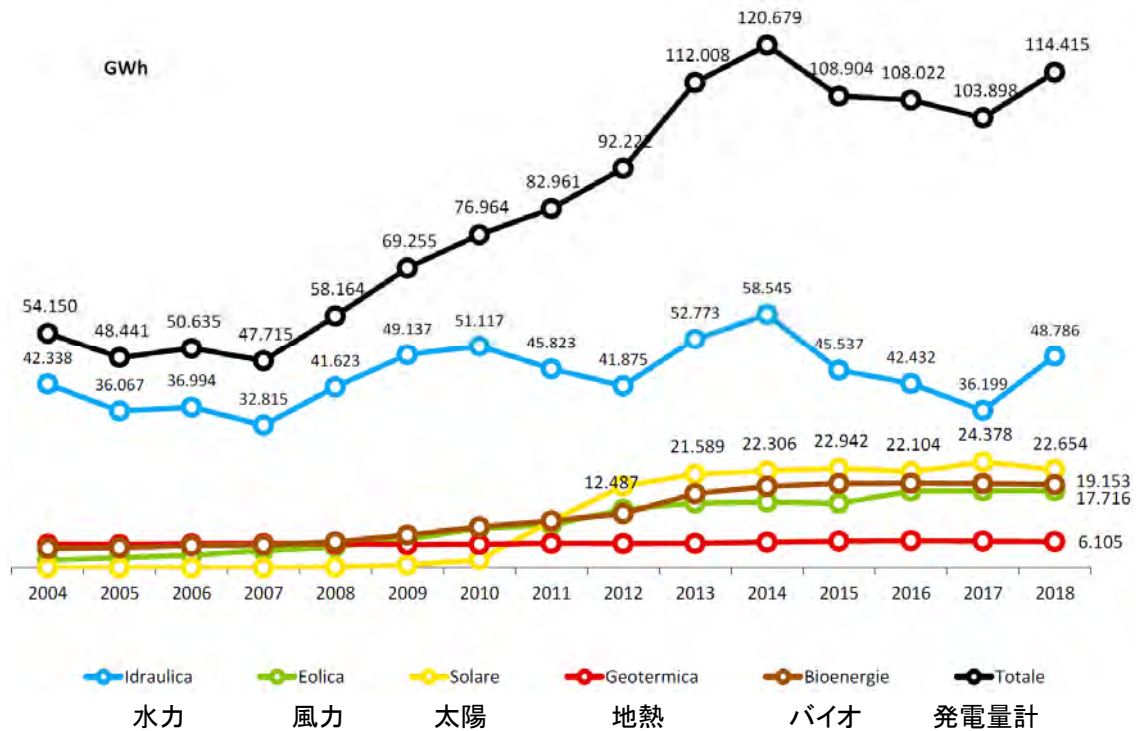


図 8-5 イタリア：再生可能発電電力量の推移（～2018年）

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2018, Fonti Rinnovabili”（2019年）をもとに作成

最終電力消費量に占める再生可能比率の割合を見ると、2020年の国家エネルギー計画の計画値である26.4%をはるかに上回る水準で推移している（図8-6）。

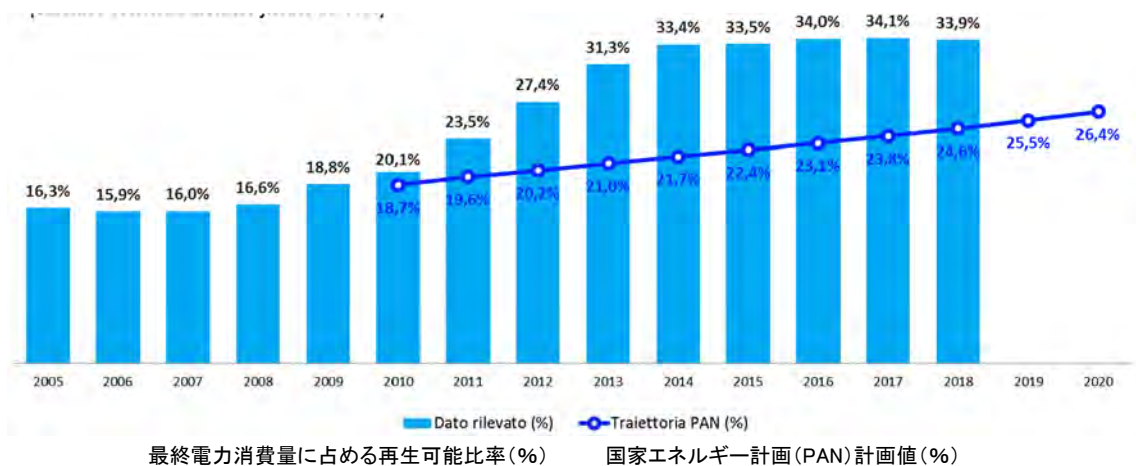


図 8-6 イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値

出所）GSE, “Rapporto Statistico 2018, Fonti Rinnovabili”（2019年）をもとに作成

8.3.2 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。2019 年の再生可能エネルギー支援制度による支援総額は、約 129 億ユーロとなっている（表 8-13）。

表 8-13 イタリア：再生可能エネルギー支援制度による支援額の内訳（2019 年）

単位：10 億ユーロ

支援制度	太陽	風力	水力	バイオマス/廃棄物	バイオガス	その他	合計
太陽光買取 (FTV)	5,970	-	-	-	-	-	5,970
RPS 証書支援	-	1,148	391	466	52	557	2,614
小規模 FIT (TO)	-	7	310	103	1,681	266	2,367
90 年代 FIT (CIP6/92)	-	-	-	31	-	376	407
簡易売電制度 (RID)	332	25	123	7	17	17	523
2012、16 年省令 FIT/FIP	-	269	205	58	120	14	666
ネットメータリング (SSP)	330	-	-	-	-	3	333
RPS 証書買取	-	-	1	-	-	5	6
合計	6,632	1,450	1,030	665	1,871	1,238	12,886

注) 一部、GSE の売電収入分を含む数値。

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2019” (2020 年) をもとに作成

2019 年における表 8-13 の支援額のうち、GSE による買取電力の市場売電収益が 15 億ユーロほどあり、2019 年の費用額は相殺した約 114 億ユーロで、2018 年度の 116 億ユーロよりは 2 億ユーロほど減少している。



図 8-7 イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳（2019 年）

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2019” (2020 年) をもとに作成

再生可能エネルギー支援制度に係る年間の費用総額は、2010 年以降、主に太陽光発電に対する支援額が増えたことにより、急増してきた。但し、2016 年の約 144 億ユーロをピークとして、2017 年以降は減少傾向にある。

単位：10 億ユーロ



注) 2010～2019 年は実績、2020 年は GSE による予測。

図 8-8 イタリア：Asos 料金の負担額実績と今後の見通し（2010～20 年）

出所) GSE, “Rapporto delle attivita 2019”（2020 年）をもとに作成

2021 年以降は、2030 年ごろまで RPS 制度等の従来の支援制度への支援が終期を迎えることにより、徐々に費用総額が減っていくことが想定されている（図 8-9）。2031 年には、太陽光発電への支援の多くが終期を迎えることで、負担額の激減が想定される。

単位：10 億ユーロ

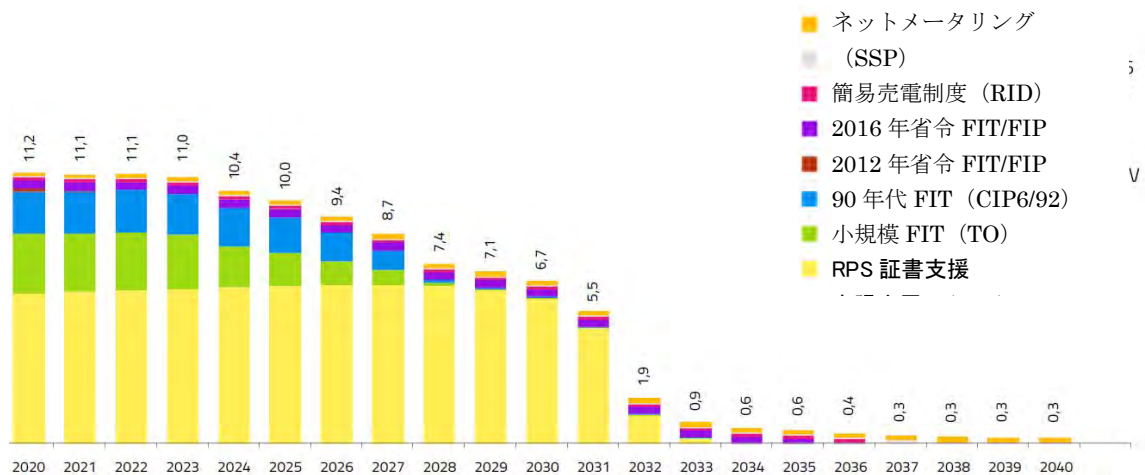


図 8-9 イタリア：Asos 料金による再生可能発電支援額の将来予測（2020 年～）

出所) GSE, “Rapporto delle attivita 2018”（2019 年）をもとに作成

再生可能エネルギーの支援制度にかかる追加費用を回収する Asos 料金は、最終需要家に対して、契約電圧クラスに応じて異なる体系で賦課される。2017 年、2018 年、2019 年における電圧クラス別の Asos 料金の年間負担額は表 8-14 のとおり。

表 8-14 イタリア：電力需要家種別の Asos 料金負担額の例（2017～19 年）

需要家種別	年間負担額（ユーロ/年）			左記の年間需要量及び負担額に基づく単価試算 （ユーロセント/kWh）		
	2017 年	2018 年	2019 年	2017 年	2018 年	2019 年
家庭（2,640kWh/年）	75	84	92	2.8 セン	3.2 セン	3.5 セン
家庭（3,500kWh/年）	239	258	267	6.8 セン	7.4 セン	7.6 セン
低圧（15,000kWh/年）	996	814	970	6.6 セン	5.4 セン	6.4 セン
中圧（500kW, 2,000 時間利用）	44,058	48,043	55,020	4.4 セン	4.8 セン	5.5 セン
高圧（3MW, 2,500 時間利用）	275,369	362,253	383,596	3.7 セン	4.8 セン	5.0 セン

出所) GSE, “Rapporto delle attività 2019” (2020 年), “Rapporto delle attività 2018” (2019 年), “Rapporto delle attività 2017” (2018 年) をもとに作成

2019 年には年間電力消費量 3,500kWh を想定した家庭需要家では、年間の負担額が 267 ユーロとされており、これは単価にすると 7.6 ユーロセント/kWh に相当する。なお、一定規模から高圧の需要家は、受電点あたりの基本料金に加えて、従量制の単価を支払う形式となっている。

8.4 (参考) これまでの再生可能電力促進施策の流れ

8.4.1 再生可能電力促進施策の変遷

イタリアでは、電力市場自由化に適合した再生可能電力の導入促進政策として、市場メカニズムを利用した RPS 制度の導入が 1999 年に施行された電力自由化法で規定され、2002 年 1 月に第 1 期クォータ義務期間を開始した。大規模発電設備については RPS 制度に基づく支援を進める一方、2005 年以降、太陽光発電、太陽熱発電、小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度を RPS 制度と並行して導入した。

表 8-15 イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向①

年	RPS 制度	固定価格買取(FIT・FIP)制度*
1999 年	<ul style="list-style-type: none"> ・電力自由化法 →制度枠組み規定 ・RPS 制度実施法→詳細を規定した省令 	
2002 年	RPS 制度開始	
2003 年	<ul style="list-style-type: none"> ・EU 再生可能電力促進指令国内実施法 →クォータ義務比率、対象エネルギー源等の枠組みを改正 	<ul style="list-style-type: none"> ・EU 再生可能電力促進指令国内実施法 →太陽エネルギー促進のための新たな省令公布を規定
2005 年		<ul style="list-style-type: none"> ・2005 年 7 月 28 日付生産活動省令 →太陽光発電設備の発電電力に対するインセンティブの基準を決定 太陽光発電向け FIT 制度開始
2006 年		<ul style="list-style-type: none"> ・2006 年 2 月 6 日付生産活動省令 →導入目標及び年間募集容量上限枠の引き上げ、ネットメータリング制度との整合性などの制度改正
2007 年	<ul style="list-style-type: none"> ・2008 年財政法 (Legge24/12/2007, n244) →2008 年以降のクォータ義務比率、バンディング等の枠組みを策定。 	<ul style="list-style-type: none"> ・2007 年 2 月 19 日付経済発展省令 →導入目標引き上げ、年間募集容量上限枠の撤廃、買取価格変更等の改正 ・2008 年財政法 (Legge24/12/2007, n.244) →小規模発電設備向け FIT 制度を規定。
2008 年	改正 RPS 制度施行	<ul style="list-style-type: none"> 小規模発電設備向け FIT 制度開始 ・2008 年 4 月 11 日付経済発展省令 太陽熱発電向け FIP 制度開始

* FIT 制度：固定価格買取 (Feed-in Tariff) 制度

FIP 制度：プレミアム価格買取 (Feed-in premium) 制度 (固定価格買取制度の一形態)

出所) GSE ホームページ、各根拠法令等より作成

表 8-16 イタリア：RPS 制度、固定価格買取制度の主な関連法令動向②

年	RPS 制度	固定価格買取(FIT・FIP)制度
2010 年		<p>・2010 年 8 月 6 日付経済発展省令 →2011 年以降に稼働の新規太陽光発電設備の買取価格を規定</p>
2011 年	<p>・2011 年 3 月 3 日付政令 (Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28) →RPS 制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとして、制度廃止を規定</p>	<p>・2011 年 5 月 5 日付省令 (DECRETO 5 maggio 2011) →太陽光発電向け FIP 制度の新たなインセンティブ価格、インセンティブ対象とする設備の容量上限等を規定</p>
2012 年	<p>・2012 年 7 月 6 日付経済発展省令 →RPS 制度の対象電源の新たな固定価格買取制度への移行方法を規定</p>	<p>・2012 年 7 月 5 日付経済発展省令 →太陽光発電向けの FIP 制度の終期限と新たな FIT 制度（第 5 次）を規定。FIT 制度（第 5 次）では、累計年間支援費用が 67 億ユーロに達した日から 30 日後に失効することも規定 →2013 年以降に稼働開始する太陽光以外の再生可能エネルギー発電設備に対するインセンティブ制度を規定</p>
2013 年		<p>新たな固定価格買取制度開始</p> <p>・2013 年 7 月 6 日 →電力・ガス規制局が、法令で規定された予算上限額に達したために、太陽光発電設備を対象とした FIT 制度の新規申請受付停止を公表</p> <p>・2013 年 12 月 24 日 MD 145/2013(“Decreto Destinazione Italia”) →オプションのインセンティブシステムの導入と 1 MW 以下のプラントの最低保証価格引き下げ</p>

出所) GSE ホームページ、各根拠法令等より作成

しかし、2011 年 3 月 3 日付政令で、現行の RPS 制度を 2015 年いっぱいまで廃止し、2013 年 1 月以降に稼働開始する設備を対象とした新たな固定価格買取制度に移行することが決定された。その後、2012 年 7 月 6 日付経済発展省令にて、新たな固定価格買取制度の制度

概要を規定した。この2012年7月6日付省令では、太陽光発電及び太陽熱発電の支援制度を従来のFIP制度からFIT制度に切り替えること、太陽光発電向けのFIP制度を終了する条件も定められた。累計年間支援費用が2013年6月6日時点で規定されている67億ユーロに達したことに従い、2013年7月6日をもって新規の太陽光発電設備のFIT制度への申請が打ち切られた。

その後、2014年8月に、イタリア議会は、設備容量200kW超の太陽光発電設備を対象として、既存設備も含めて、インセンティブ額を遡及的に引き下げることの規定した法令を可決した。2014年8月11日付法令116号（LEGGE 11 agosto 2014, n. 116）に基づき、対象となる太陽光発電設備の所有者は、法令で定められた買取価格引き下げに関するいくつかのオプションを選択することが求められた（表 8-17）。

表 8-17 イタリア：既存太陽光発電を対象とした買取価格引き下げ関連法令

	固定価格買取(FIT・FIP)制度
2014年	<p>既存太陽光発電設備の買取価格引き下げ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 2014年6月25日 →91/2014（”Decreto Competitività”、下記116/2014で修正） ・ 2014年8月11日付116/2014（“Conversion Law”） →200kW超の太陽光発電設備は、1) 発電設備の規模に応じて6～9%の買取価格低減、2) 17～25%の買取価格低減を受け入れて、買取期間を20年間から24年間に延長、3) 2019年まで大幅な買取価格低減を受け入れ、2020年以降は価格低減を抑制のオプションから対応を選択 ・ 2014年10月17日 →上記116/2014の施行法を制定。 ・ 2014年11月6日 MD 268/2014 →太陽光以外の再生可能エネルギーへのインセンティブの任意繰延べに関して、2015年2月17日までに現行のままか、7年延長しつつ買取価格引き下げの2つのオプションから選択。

出所) 2014年8月11日付法令116号より作成

他方、太陽光発電以外の再生可能エネルギー発電については、2017年までFIT、FIP制度（大規模設備は競争入札で支援対象設備を決定）が施行されていたが、2017年末をもって、本制度はいったん終了している。

その後、イタリアでは、2018年3月4日に総選挙が実施された。その結果、既存政党ではない「五つ星運動」が勝利したものの、連立政権の組閣に時間を要すこととなり、2018年6月1日になってコンテ政権が発足した。そのため新たなインセンティブ制度の法制化が遅れていたが、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。2021年1月時点で、本制度が主な再生可能電力支援制度となっている。本制度の概要については、0を参照いただきたい。

8.4.2 新規受付が終了した支援制度の概要

(1) 1992 年の固定価格買取制度（CIP 6/92）

この制度は、1992 年に実施されたイタリアで最初の FIT 制度である。1992 年 4 月に、新エネルギー・コジェネレーション設備などの類似エネルギー源による電力を、従来のイタリア電力公社が株式会社化された Enel 社に販売する際の価格が、物価問題に関する関係閣僚会議（CIP: Comitato Interministeriale dei Prezzi）において定められた（CIP 6/92）。この CIP6/92 が定める販売価格は、発電設備が新たに運転を開始した時から 8 年間優遇料金が適用されるものであった。しかし、この制度は助成金財源の不足を理由に 1994 年末までの買取申請提出分を最後に申請が打ち切られた。ただし、その後も、申請済みの設備には稼働後に支援制度が適用された。優遇料金による収益性への期待に加え、1999 年 4 月に電力市場自由化暫定措置（Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Decreto Bersani”）に基づいて Enel 社は発電シェアを 2003 年 1 月までに 50%以下とすることが規定され、発電市場での独占的な地位が制限されたため、コジェネレーション設備や風力発電設備については、導入促進に一定の成果が見られた。しかし、太陽光発電に関しては、例えば 1999 年の新規設備に適用される買取価格が 287.6 リラ（約 14.9 ユーロセント）/kWh で、当時の発電コストと比較して安価な買取価格に設定されていたため、CIP6/92 制度の効果は表れなかった。

(2) グリーン電力証書（Certificati Verdi）193

グリーン電力証書制度は、2002 年に開始した再生可能エネルギー電気の導入義務制度（Renewables Portfolio Standard）である。グリーン電力証書は、再生可能エネルギー発電事業者に対して発行される、再生可能エネルギー電力売買を証券化したものである¹⁹⁴。グリーン電力証書制度は、化石燃料資源による発電事業者、および電力輸入業者は、送電網に再生可能エネルギー由来の電力を一定量流すよう義務付けたものである。事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することが義務付けられていた。証書取引は、相対取引、またはイタリア電力市場管理会社（GME）が管理する証書取引市場において行われた。

再生可能エネルギー電力の義務比率は当初の 2%から段階的に引き上げられ、2012 年には 7.55%に達した。しかし、2011 年 3 月 3 日付政令（Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28）に基づき、本制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとしたため、2015 年には本制度による再生可能エネルギー電力義務比率は 0%になった。2021 年 1 月現在、グリーン電力証書制度は廃止されており、GSE が規定額でグリーン電力証書の買取を行っている。

(3) 太陽光発電買取制度（Conto Energia FTV）

2005 年 7 月 28 日付生産活動省令（DM 28/7/2005）によって、2005 年 11 月から太陽光発

¹⁹³ GSE, “Decreto legislativo 16 marzo 1999”

¹⁹⁴ 発電事業者、および電力輸入業者は、前年度に生産あるいは輸入した電力量を毎年 3 月 31 日までに GSE（2015 年 10 月まではイタリア電力網管理会社（GRTN））に報告。同社が報告に基づき発行する「グリーン電力証書」と呼ばれる、再エネ源による電力生産証明書を取得する権利を与える。

電を対象とした FIP が導入された。本制度は第 1 次から第 5 次まで 5 回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012 年の第 5 次制度からは新規設備に対する支援形態が FIP から FIT に変更された。2013 年 7 月、法令で規定された年間の累積予算上限額である 58 億ユーロに達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

(4) 小規模発電買取制度 (Tariffa Omnicomprensiva: TO)

太陽光、太陽熱発電を除く再生可能エネルギーによる小規模発電者 (1MW 未満、ただし風力は 200kW 未満) に対して適用される固定価格買取制度である。買取期間は 15 年で、買取価格は再生可能エネルギー源により異なる。2012 年末をもって新規設備の募集を停止し、下記の 2012 年 7 月 6 日付省令 (DM 6/7 2012) に基づく FIT、FIP 制度に引き継がれた。

(5) 太陽光以外再生エネ買取制度 (Incentivi FER no FV)

2012 年 7 月 6 日付経済開発省令 (DM 6/7 2012) で、2013 年 1 月 1 日以降に新たに稼働する 1kW を超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな買取制度を導入した。その後、2016 年には、2016 年 6 月 23 日付経済開発省令 (DM 23/6 2016) に基づく支援水準等を改訂した制度に移行した。

以下では、2017 年末まで施行されていた本制度の概要をとりまとめる。

1) 根拠法令

2016 年 6 月 23 日付経済発展省令 (Incentivi DM 23 giugno 2016) ¹⁹⁵

2) 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、買取義務を負う。

GSE 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による発電した電力に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。

3) 買取対象とするエネルギー源・設備

2013 年 1 月 1 日以降に稼働開始する、新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した 1kW 以上の太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備が、インセンティブの対象となる。

支援対象とする設備は、エネルギー源や設備容量に応じて、1) 無条件で支援対象とする「直接申請」設備、2) 登録手続きを経て対象とする「登録」設備、競争入札を経て対象とする「入札」設備の 3 類型に分けられており、申請の方法が異なる。上記の 1) ~3) のそれぞれの類型で対象となる設備の要件は、次ページの表 8-18 のとおり。また、このうち「登録」設備および「入札」設備については、あらかじめエネルギー源別に支援対象とする

¹⁹⁵ イタリア経済開発省ウェブサイト、<https://www.mise.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-interministeriali/2036874-decreto-interministeriale-23-giugno-2016-incentivi-fonti-rinnovabili-diverse-dal-fotovoltaico> (2021 年 1 月 12 日取得)

設備容量の年間上限値が定められている。この年間上限値は次ページ表 8-19 のとおり。

4) 買取対象とする電力

系統に供給された電力量全量が固定価格買取の対象となる。自家消費分は買取対象から除外される。

表 8-18 イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度での支援対象設備の類型

FIT/FIP 制度での支援対象類型	対象要件		適用価格
1) 無条件で対象 「直接申請」設備	250kW 以下	水力	固定価格 ^{注1}
	60kW 以下	海洋エネルギー、風力	
	100kW 以下	バイオガス、集光型太陽熱	
	200kW 以下	バイオマス	
2) 登録手続き対象 「登録」設備	5 MW 以下	風力、バイオマス、バイオガス、バイオリキッド、海洋エネルギー、埋立ガス、下水ガス、水力、地熱、集光型太陽熱	固定価格 ^{注1}
3) 競争入札対象 「入札」設備	5MW 超	風力、バイオマス、バイオガス、バイオリキッド、海洋エネルギー、埋立ガス、下水ガス、水力、地熱、集光型太陽熱	入札価格 ^{注1、2}

注1) 但し、設備容量 500kW 超の発電設備は、市場にて電力を直接取引し、省令で規定の固定価格より当該発電時間帯のシステム価格を差し引いた額を GSE からインセンティブとして供与。

注2) 省令で規定の固定価格より低い価格での入札を義務付け。

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

表 8-19 イタリア：2016 年に登録・入札対象とする再エネ電源の年間上限値

エネルギー源	登録手続き	競争入札
陸上風力	60 MW (40 MW)	800 MW
洋上風力	-	30 MW
水力	80 MW (30 MW)	-
地熱	30 MW (20 MW)	20 MW
バイオマス・バイオガス	90 MW	50 MW
海洋エネルギー（潮力・波力）	6 MW	-
集光型太陽熱	20 MW	100 MW

注) ()は、登録手続きを通じた、リパワリング設備への調整容量

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

5) 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。固定価格が適用される設備へのインセンティブは、表 8-20 のとおりに決まる。

エネルギー源別の買取期間及び固定価格は表 8-21 のとおり。

表 8-20 イタリア：2016 年施行 FIT/FIP 制度のインセンティブ形態のしきい値

設備容量	インセンティブの形態	
500kW 以下	FIT	電力を含めて GSE が買取（固定価格を適用） ・包括価格＝固定価格＋プレミアム
500kW 超	FIP	電力は卸電力取引市場にて直接販売。GSE より、固定価格から当該発電設備の連系エリアにおける 1 時間ごとの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） ・包括価格＝固定価格＋プレミアム－当該エリアの市場価格

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

表 8-21 イタリア：2016 年の登録・稼働設備に適用の買取期間及びインセンティブ価格

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	価格 (ユーロセント /kWh)	買取期間 (年)
風力	陸上	1～20	25.0	20
		20～60	19.0	20
		60～200	16.0	20
		200～1,000	14.0	20
		1,000～5,000	13.0	20
		5,000 超	11.0	20
	洋上	1～5,000	—	—
		5,000 超	16.5	25
水力	流水式	1～250	21.0	20
		250～500	19.5	20
		500～1,000	15.0	20
		1,000～5,000	12.5	25
		5,000 超	9.0	30
	調整池式	1～5,000	10.1	25
		5,000 超	9.0	30
海洋エネルギー		1～5,000	30.0	15
		5,000 超	—	—
地熱		1～1,000	13.4	20
		1,000～5,000	9.8	25
		5,000 超	8.4	25

エネルギー源	種別	設備容量 (kW)	価格 (ユーロセント /kWh)	買取期間 (年)
埋立ガス		1～1,000	9.9	20
		1,000～5,000	9.4	20
		5,000 超	—	—
下水ガス		1～1,000	11.1	20
		1,000～5,000	8.8	20
		5,000 超	—	—
バイオガス	有機原料	1～300	17.0	20
		300～600	14.0	20
		600～1,000	12.0	20
		1,000～5,000	9.7	20
		5,000 超	8.5	20
	有機副産物 および 生分解性廃棄物	1～300	23.3	20
		300～600	18.0	20
		600～1,000	16.0	20
		1,000～5,000	11.2	20
		5,000 超	—	—
バイオマス	有機原料	1～300	21.0	20
		300～1,000	15.0	20
		1,000～5,000	11.5	20
		5,000 超	—	—
	有機副産物 および 生分解性廃棄物	1～300	24.6	20
		300～1,000	18.5	20
		1,000～5,000	14.0	20
		300～1,000	10.0	20
	生分解性由来 ^注	1～5,000	—	—
		5,000 超	11.9	20
バイオリキッド		1～5,000	6.0	20
		5,000 超	—	—
集光型太陽熱		1～250	32.4	25
		250～5,000	29.6	25
		5,000 超	29.1	25

注) 機械生物処理で生成された残留廃棄物、または都市廃棄物のリサイクル処理における生分解性由来。
出所) 2016年6月23日付経済発展省令をもとに作成

6) 登録・落札後の管理の仕組み

ア) 登録手続き対象設備

登録手続きを経て支援対象として認定された設備は、認定結果を受領した日から、エネルギー源別に定められた表 8-22 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-22 の期間内に稼働開始できなかった場合、6 ヶ月を上限として稼働開始するまで、当該設備に適用されインセンティブ価格が、参照価格から毎月 0.5%引き下げられる。なお、この稼働までの期間は、自然災害により生じた遅延や、包括的環境影響評価の認可対象である設備の所管当局の認可交付の遅れによる遅延は考慮される。

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。但し、この期限内に稼働できなかった設備が、運開日時点のインセンティブ参照価格から 15%の引下げを受け入れる場合、インセンティブ制度にアクセスすることが認められている。

表 8-22 イタリア：2016 年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	19 ヶ月
水力 ^注 、バイオマス、バイオガス、集光型太陽熱	31 ヶ月
海洋エネルギー	39 ヶ月
地熱	51 ヶ月

注) 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) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

イ) 入札手続き対象設備

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表 8-23 の期間内に設備の稼働開始が必要となる。

表 8-23 イタリア：2016 年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
集光型太陽熱	39 ヶ月
洋上風力	43 ヶ月
地熱、バイオマス	51 ヶ月

出所) 2016 年 6 月 23 日付経済発展省令をもとに作成

7) 本制度の処理・管理費用

太陽光以外の再生可能エネルギーの処理・管理手数料は、定額部分である 100 ユーロと設備容量別に課される手数料の合計となる。本手数料は、直接申請時、レジストリ登録時、入札参加時、または改修設備をレジストリに登録する際に支払う必要がある。

表 8-24 イタリア：2016 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 (ユーロ)
50 ~ 200 kW	180 ユーロ (100+80)
200 kW ~ 1 MW	600 ユーロ (100+500)
1 ~ 5 MW	1,420 ユーロ (100+1,320)
5 MW 超	2,300 ユーロ (100+2,200)

出所) GSE 社ウェブサイト¹⁹⁶をもとに作成

8) 入札手続き対象電源の入札結果

エネルギー源別の募集容量に対して、陸上風力発電のみ募集容量を超過する応札があった。

表 8-25 イタリア：2016 年省令に基づく入札手続き対象設備の応札状況

入札		応札		受理		優先権獲得	
技術	募集容量	事業数	容量 (MW)	事業数	容量 (MW)	事業数	容量 (MW)
陸上風力	800MW	96	1,972.25	95	1,944.35	38	800.0
洋上風力	30MW	1	30.0	1	30.0	1	30.0
バイオマス	50MW	1	20.0	1	20.0	1	20.0
地熱	20MW	1	19.8	1	19.8	1	19.8
集光型太陽熱	100MW	1	41.0	0	0	0	0
合計	1,000MW	100	2,083.05	98	2,014.15	41	869.8

出所) GSE, “Incentivazione delle fonti rinnovabili, Bollettino aggiornato al 30 Giugno 2018” (2018 年) をもとに作成

2019 年 12 月 31 日時点で、表 8-25 の優先権獲得事業のうち、陸上風力の承認された設備容量の 99%に相当する計 793MW 分が稼働している。

¹⁹⁶ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/modalita%A0-daccesso-dm-23-06-2016>

表 8-26 イタリア：2016 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況

単位：MW

技術	募集容量	承認容量	2019 年 12 月末 時点で権利有	うち稼働中	うち未稼働	権利失効
陸上風力	800	800	799	793	6	1
洋上風力	30	30	30	-	30	-
水力	50	0	-	-	-	-
地熱	20	20	20	-	20	-
バイオマス	50	20	20	-	20	-
集光型太陽熱	100	0	-	-	-	-
合計	1,000	870	869	793	76	1

出所) GSE, “Rapporto delle attivita 2019” (2020 年) をもとに作成

また、2016 年省令に基づく入札に先立って、2012 年省令に基づいて実施された入札手続きで優先権を獲得した事業は、洋上風力発電を除いて完工率が高い割合で推移している。特に陸上風力発電については、承認された事業の設備容量計 1,275MW のうち、1,171MW が、2019 年 12 月 31 日時点で稼働している (表 8-27)。

表 8-27 イタリア：2012 年省令に基づく入札における落札設備の稼働状況

単位：MW

技術	募集容量	承認容量	2019 年 12 月末 時点で権利有	うち稼働 中	うち未稼 働	権利失効
陸上風力	1,321	1,275	1,187	1,171	16	88
洋上風力	650	30	-	-	-	30
水力	50	0	-	-	-	-
地熱	40	40	40	40	-	-
バイオマス	120	47	38	38	0	9
廃棄物	350	51	33	33	0	18
合計	2,531	1,442	1,298	1,282	16	145

出所) GSE, “Rapporto delle attivita 2019” (2020 年) をもとに作成

8.4.3 参考とした主な情報源

本章のイタリアに関する情報を整理するにあたって、主に参考とした情報源は以下のとおり。

(1) 再生可能エネルギー支援制度全般

再生可能エネルギー関連のサービスを提供する GSE 社による各種支援制度のページ。

<https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili>

うち、太陽光に関する支援制度

<https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico>

(2) 経済発展省の再生可能エネルギー関連サイト

再生可能エネルギーを含むエネルギー政策の所管省庁である経済発展省（Ministero dello sviluppo economico）の再生可能エネルギー関連情報ページ。

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/fonti-rinnovabili-e-georisorse>

9. 諸外国の促進制度にかかる論点

9.1 新たな技術を対象とした支援制度の概要

9.1.1 オランダ：SDE++の制度概要

オランダでは、2003年より「発電環境品質制度（MEP）」と呼ばれる固定価格買取制度により、再生可能エネルギー発電設備の支援を行ってきた。その後、2008年4月に新たな買取制度である「持続可能エネルギー生産促進制度（SDE）」が導入され、市場価格にプレミアムを支給する形で、卸電力取引価格と再生可能エネルギー電力価格の差額を補填する制度（FIP制度）に改められた。その後、2011年7月から、入札により支援水準を決定するSDE+に改正され、2020年から再生可能発電に加えて温室効果ガス（CO₂）排出量削減技術にも焦点を当てたSDE++に移行した。

SDE++は、制度設計そのものは従来のSDE+を踏襲しているが、政府の焦点が気候変動（CO₂削減）にシフトしたことから、入札される技術は、削減されるCO₂1トン当たりの費用（ユーロ/削減tCO₂）で評価されることとなった。但し、再生可能発電への支援は、引き続き発電量（kWh）に対して支払われる。

以下では、SDE++の制度概要を紹介する。

(1) 従前の制度：SDE+の概要

オランダでは、再生可能エネルギーの導入支援策として、競争入札によりプレミアム価格（FIP）制度の支援額を決定する制度（通称SDE+）が、2011年7月より実施されていた。

表 9-1 オランダ：SDE+（2015年）の入札制度概要

根拠法令	再生可能エネルギー生産インセンティブ制度決定
制度開始年	2011年7月
対象設備	新規再生可能エネルギー設備（陸上/洋上風力、太陽光、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、波力） ※再生可能熱生産設備、コージェネを含む
実施主体	オランダ企業庁（Rijksdienst voor Ondernemend Nederland） ¹⁹⁷ ：申請受付 オランダ経済省（Minister of Economic Affairs）：予算上限・支援額決定
支援期間	風力・太陽光・水力・地熱：15年 バイオマスは対象技術、設備に応じて設定（5～12年）
支援枠 （入札容量）	・募集容量の設定なし ・オランダ経済省が、前年の予算消化状況、落札したプロジェクトの実現状況、電力価格見通しのシナリオの変化等を踏まえて毎年決定する予算上限に基づき、支援枠を決定
年間入札回数	・2015年は年9回開催（但し、予算上限に達した時点で終了） ・2016年以降、春と秋の年2回

¹⁹⁷ 2014年、NL Agency と National Service for the Implementation of Regulations が合併して発足した、経済省傘下の企業庁。特に海外市場や新興市場での拡大を目指す国内企業への情報、財政支援を行う。

入札上限価格	・エネルギー源、入札回ごとに基準価格（上限価格）を設定
入札下限価格	・設定なし
落札者決定方式	・年間数次（2015年は9回）にわたり開催される入札時期ごとに、エネルギー源別の基準価格（上限価格）が設定されており、年間予算上限に達するまで基準価格以下で入札した者が落札 ・予算以上の申請があった場合は、基本額が低い分類が優先
導入担保手法	・落札後1年以内に設備を受注し、エネルギー源別に定められた一定期間内（1.5年～5年）に稼働開始しなかった場合、罰則規定あり

出典) オランダ企業庁ホームページをもとに作成

SDE+の落札プロジェクトには、スライド式 FIP が支給される。支援額は、応札価格と修正額との差によって毎年計算される。修正額は、実際の市場価格に基づいて毎年計算される、分類毎の平均電力価格である。基本電力額は修正額の下限である。これによる SDE+の寄与は電力価格の推移に依存し、電力価格が上昇すると SDE+の寄与は縮小し、電力価格が低下すると、寄与率は最大値まで上昇する。

下図に、4つの市場シナリオでの支援額を示す。

図2：SDE+補助金支給の仕組み

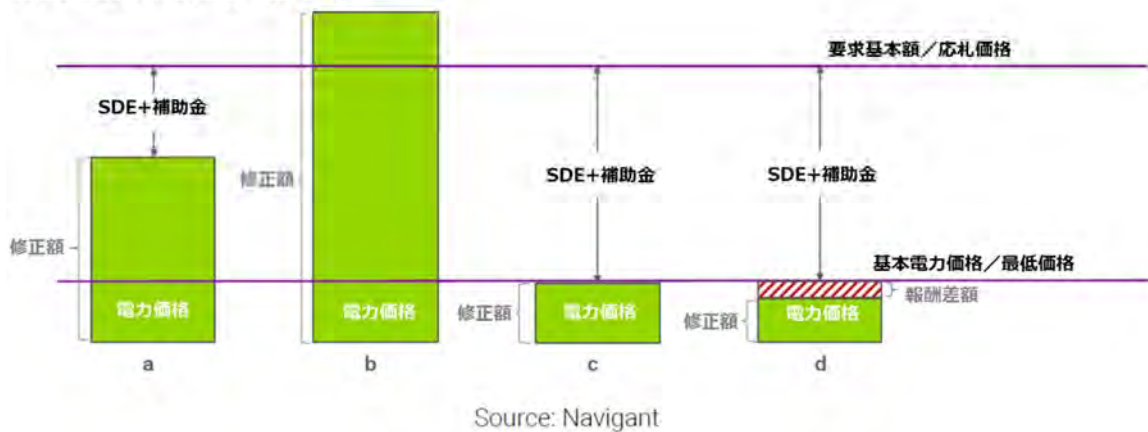


図 9-1 オランダ：SDE+制度における補助金支給の仕組み

出所) AURES II、“D2.1-NL, December 2019, Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands”
198より作成

シナリオ a では、電力価格は予測値よりも高かったため修正額は正であるが、その後、SDE+補助金は、要求された基本額または応札価格との差額まで減額される。シナリオ B では、電力価格は予想よりも遥かに高かったため修正額も、支援額がゼロでも十分である。市場の追加収益は、生産者が獲得する。シナリオ c では、修正額、つまり実際の電力料金は基本電力額に等しいため、最大の SDE+補助金が支払われる。シナリオ d では、市場価格が基

198 http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/12/AURES_II_case_study_Netherlands.pdf (2021年3月1日取得)

本電力額を下回り、結果として修正額も減少し、基本電力額よりも低くなる。SDE+補助金が全額支払われる一方で、生産者は、市場価格下落の結果生じる支援額の損失を負担する。これは、プロジェクトの価格下限が保証されておらず、価格が下落した場合に開発者の収益リスクが増大することを意味する。この設定によって最大支援額に上限が付き、通常の予算内で納められる効果があるというのが政府の見方である。

電力価格が6時間連続でネガティブプライスの場合、補助金は支払われない。

(2) SDE++制度の主な原則、概要

SDE++制度は、従前のSDE+制度と同様にプロジェクト運用期間中に、運用実績に応じてプレミアムを需給できる制度である。再生可能エネルギー生産設備（発電、熱生産）に加えて、CO₂排出量削減施設やCO₂回収システムの所有者は、補助金の受給資格がある可能性がある。SDE++補助金は、持続可能エネルギーまたはCO₂排出量削減の原価と収益（ある場合）との差額（不採算の構成要素）を補償する。補助金の支給期間は使用技術によって12年～15年間計算され、補助金額は、使用技術と達成できるCO₂削減量によって異なる。

1) 支援制度の対象者

企業または非営利団体が支援制度の対象となり、政府機関は申請できない。

また、生産予定者のみにSDE++補助金が適用される。自分で生産施設を設置運営する予定がない場合は、生産者ではなく、補助金を申請できない。

2) SDE++制度の開催日および予算

2020年、SDE++制度は4期にわたり実施し、各期で、CO₂排出削減量1トンあたりの所定の補助金削減原単位までの補助金申請を提出できる。排出原単位の補助金上限が各期ごとに設定されており、後の期では上限金額が徐々に増加する。また、技術に設定されている最大額よりも低い補助金を提出することで、補助金を受け取る可能性が高くなる。全期間と技術の予算は、計50億ユーロとなっている。

期	開始日と終了日	排出原単位 補助金上限 (€/tCO ₂)
1	2020年11月24日～2020年11月30日	65
2	2020年11月30日～2020年12月7日	85
3	2020年12月7日～2020年12月14日	180
4	2020年12月14日～2020年12月17日	300

3) SDE++の支援対象技術

SDE++では、以下の対象技術を使用して、電力、熱、グリーンガス、水素ガスのエネルギーを生産および供給したり、CO₂を地下貯蔵したりすることで、支援の対象となる。

表 9-2 オランダ： SDE++での支援対象技術（2020 年）

主要分類	副分類
再生可能電力	浸透圧発電、水力、風力、太陽光（15kW 以上）
再生可能熱（CHP）	バイオマス（発酵と燃焼）、キノコ堆肥、地熱（深部および超深部）、太陽熱
再生可能ガス	バイオマス（発酵およびガス化）
低炭素熱	水熱（地表水、廃水、飲料水からの熱エネルギー）、日光温室、電気ボイラー、地熱（浅部）、廃熱、ヒートポンプ
低炭素生産	CO ₂ 回収貯蔵（CCS）、電解水素

出典) オランダ企業庁”SDE++ 2020

Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition”¹⁹⁹ホームページをもとに作成

4) SDE++の支援水準

再生可能電力については、従前の SDE+と同様に、原則として 1kWh あたりの支援価格から基本エネルギー価格（参照市場価格相当）をもとに算出した修正額（correction amount）を差し引いたプレミアム価格形式での支援となる。自家消費分も支援対象となるが、修正額は、系統供給電力と異なる値が適用される。

2020 年の暫定額は、系統供給電力が 4.7 ユーロセント/kWh、非系統供給電力（自家消費）が 6.9 ユーロセントとなっており、この修正額を差し引いた分が支援対象となる。2020 年第 1 期の屋根設置型太陽光発電を例にすると、申請時の上限価格が 6.94 ユーロセント/kWh となっており、この価格から上記の修正額を差し引いた分が支援対象で、非系統供給電力は 6.94 から 6.9 を差し引いた 0.04 ユーロセント/kWh が支援単価（プレミアム額相当）となる。他方、系統供給電力は、6.94 から 4.7 を差し引いた 2.24 ユーロセント/kWh が基本的な支援単価（プレミアム額）となり、そこから再生可能エネルギー起源証明（GoO）で得られると想定される予想収益の 0.7 ユーロセント/kWh を差し引いた 1.54 ユーロセント/kWh が、発電者が得られるプレミアム額となる。

支援期間は 12 年～15 年で技術種類による異なる。

¹⁹⁹ <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Brochure%20SDE%20plus%20plus%202020.pdf>（2021 年 3 月 1 日取得）

9.2 FIT/FIP 制度を利用しない再エネ導入事例

9.2.1 ドイツ：卒 FIT 電源への支援制度

2000 年 4 月から、現行の再生可能エネルギー法に基づく FIT 制度を導入しているドイツでは、2021 年 3 月末から、支援期間の 20 年間で終了した再エネ電源が順次 FIT 制度を卒業していく。ドイツ連邦政府が 2017 年 3 月に作成した質問に対する回答では、既に稼働をやめている設備容量も含まれている可能性があるものの、2021～23 年の間に EEG での支援対象の終期を迎える設備容量を以下のとおり見込んでいる。

表 9-3 ドイツ：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点

エネルギー源		2021 年	2022 年	2023 年
陸上風力	設備数	5,608	1,982	2,147
	設備容量	4,360MW	2,619MW	3,049MW
太陽光	設備数	18,491	24,144	18,578
	設備容量	73MW	108MW	109MW
バイオマス	設備数	426	330	183
	設備容量	295MW	185MW	142MW

出所) ドイツ連邦経済・エネルギー省, “ Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat März 2017” より作成

主に再生可能エネルギー法の施行以前から稼働していた陸上風力発電が、20 年間の支援期間を終了することが見込まれている。このように FIT 制度での支援期間を終える「卒 FIT 電源」が生じてくるドイツでは、再生可能エネルギー法 2021 年改正法で、支援期間終了後も設備が運用継続できるようにするための新たな枠組みが導入された。

まず、買取期間が終了した電源について、これまで同様に優先給電の権利を維持することを法令で明示した。その上で、風力発電を除く 100kW 以下の設備は、2027 年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額を系統運用者から受給するオプションを設定し、継続的に系統運用者に売電を続けることができる枠組みを整えた。

他方、既に既存電源も大多数が任意での FIP 制度に移行している陸上風力については、上記のオプションの対象外としている。2020 年末、21 年末に支援期間を終了する陸上風力については、移行期間として、2022 年末まで連邦ネットワーク庁が募集する入札に参加しての売電が可能となっている。

9.3 建築一体型太陽光の義務付け制度

建築一体型太陽光発電設備の導入促進施策として、新築住宅への義務付け等を行っている諸外国の事例として、米国カリフォルニア州の事例を以下に整理する。

9.3.1 米国カリフォルニア州における建築省エネ基準

カリフォルニア州エネルギー委員会は、2020年1月1日より2019年建築省エネ基準(2019 Building Energy Efficiency Standard)を施行し、新築低層住宅に太陽光発電パネルの設置を義務付けた。

2008年にカリフォルニア州の温室効果ガス削減目標の一環として、カリフォルニア州公益事業委員会(CPUC: California Public Utilities Commission)、カリフォルニア州エネルギー委員会(CEC: California Energy Commission)、カリフォルニアの主要ユーティリティは、2020年までにすべての新築住宅を、2030年までに商用建物をネットゼロエネルギー(ZNE: Zero Net Energy)とする目標を共同で支持した(CPUC 2008, 2011)。これまでこの目標達成に向けた、具体的施策が定められていなかったが、本法施行により、新築住宅に太陽光発電設備の設置を義務付け、州の長期目標の達成につなげたい考えである。²⁰⁰

エネルギー委員会の試算によると、本施策の施行により、住宅所有者は一軒あたり約9,500ドルの建設費増となるが、冷暖房費といった光熱費を月平均80ドル節約できることが見込まれており、すべての省エネ対策の効果を併せると、30年で19,000ドルの削減となるとみられる。

また、2016年建築省エネ基準比、2019年建築省エネ基準は、7%の省エネを実現でき、2019年建築省エネ基準で建設された家屋は、2016年建築省エネ基準で建設された家屋と比べ、53%のエネルギー使用量削減が可能であると試算されている。これは今後3年間で、700,000二酸化炭素換算トンの削減となる。

(1) 建築省エネ基準の変遷

1978年、カリフォルニア州エネルギー委員会は住戸や建物のエネルギー効率化を進めるべく、建築省エネ基準(Building Energy Efficiency Standards)を施行した。本基準は、無駄が多く、不経済、非効率、または不必要なエネルギー消費を削減し、屋外および屋内の環境質の向上を目指し、策定された。以降、新たな技術および手法を検討し、本法に盛り込むため、3年に一度改正を実施している。

2013年および2016年建築省エネ基準の主な改正点は、下表のとおり。

²⁰⁰ California Energy Commission, "Rooftop Solar System," <https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=221797&DocumentContentId=27318>

表 9-4 カリフォルニア州：2013 年及び 2016 年建築省エネ基準における主な改正点

2013 年建築省エネ基準	<p>太陽光・太陽熱設備設置を将来的に可能にする Solar Ready Building の要件を盛り込む。</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 窓、外皮断熱、および HVAC（冷暖房空調設備）システム試験に関する要件変更。 ✓ 照明管理、窓、単一パッケージの HVAC 設備、建築物のコミッショニング。商業用冷蔵、データセンター、厨房排気システム、および圧縮空気システムといったプロセス負荷に関する省エネ基準。
2016 年建築省エネ基準	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 外皮 <ul style="list-style-type: none"> ・壁断熱の一部要件変更 ・外皮要件の仕様変更 ・屋根・天井の断熱材交換時の変更 ・天窓の要件変更 ・窓改修時の要件変更 ✓ 照明 <ul style="list-style-type: none"> ・現行の規定の明確化・照明電力密度の引下げ ・電力調整係数の変更 ・屋外照明電力許容値の引下げ ・修理要件の簡略化 ✓ 機器 <ul style="list-style-type: none"> ・機器効率の義務要件改訂 ・外壁および屋根開口部の連動制御要件 ・ファン管理システム要件の変更 ・サーモスタット制御要件順守のためのエネルギー管理制御システム ・屋外の通排気口に設置されたダンパーの要件変更 ・ダイレクト・デジタル・コントロール機器（DDC）および品質に関する条項 <ul style="list-style-type: none"> ・DDC 付空調システムの要件変更 ・配管断熱の一般要件 ✓ 電気機器 <ul style="list-style-type: none"> ・電気メーター、引込機器等の新しい定義 ・引込メーター、電気回路の分離、電圧降下、回路制御の見直し

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、"California Energy Commission Publication Database Results Page"^{201&202}より作成

²⁰¹ California Energy Commission, "2013 Building Energy Efficiency Standards, Title 24, Part 6, and associated Administrative Regulations in Part 1,"

https://ww2.energy.ca.gov/publications/displayOneReport_cms.php?pubNum=CEC-400-2012-004-CMF-REV2

²⁰² California Energy Commission, "2016 Building Energy Efficiency Standards, Title 24, Part 6, and associated Administrative Regulations in Part 1,"

https://ww2.energy.ca.gov/publications/displayOneReport_cms.php?pubNum=CEC-400-2015-037-CMF

(2) 2019 年建築省エネ基準

2018 年 5 月の 2019 年建築省エネ基準改正では、2020 年 1 月 1 日以降に建築許可²⁰³を取得した、新築低層住宅（一戸建ておよび三階建てまでの集合住宅）に一定性能以上のルーフトップソーラーパネルの設置を義務付けることを決めた。住宅部門では、蓄電設備およびヒートポンプ式給湯器等のデマンドレスポンス技術を推奨し、快適性と省エネを改善すべく、屋根裏、壁、および窓を通じた建物外皮の熱貫流率を向上させる。非住宅部門では、LED 技術を活用し、屋内外の照明の切替えを推進する。住宅・非住宅部門で、高効率エアフィルターを使用し、外気及び調理自の危険粒子を捕捉し、厨房の換気システムの改修を進める。

本法令の対象となるのは、Occupancy Group A、B、E、F、H、M、R、S または U に該当するすべての建築物で、本条項の施行日以降の建築許可申請、または既に取得している建築許可の更新申請、もしくは政府機関により建設される建築物で、空調無しの建築物、または間接的・直接的な空調設備またはプロセス空調を有する建築物を指す。歴史的建造物、仮設建築物、季節によって使用（年間 180 日以内）する農作業用の小屋は除く。

低層住宅と非住宅の区分については、以下のとおり。

表 9-5 カリフォルニア州：建築省エネ基準における低層住宅と非住宅の区分

低層住宅	非住宅
すべての低層住宅（一戸建て、二世帯住宅、庭付きアパート、三階建て以下住宅、Occupancy Group* R-1（ホテル・モーテル等）、R-2（集合住宅等）、および R-3（介護施設等）、CBC Group U（Miscellaneous））	Occupancy Group* A（Assembly）、B（Business）、E（Education）、F（Factory）、H（High Hazard）、M（Mercantile）、R（Residential）、S（Storage）または U（Miscellaneous）に該当するすべての非住宅、および高層住宅（4 階以上の居住階を有する R-1 および R-2）、およびホテル・モーテル

*Occupancy Group とは、California Building Code（CBC）で定められた占有者分類のこと。

出所）カリフォルニア州エネルギー委員会、“Residential Compliance Manual”より作成

1) 新築低層住宅への太陽光発電設備設置義務

2019 年建築省エネ基準における、太陽光発電システムに関する主な改正点として、Section 150.1(c)14 が設けられ、新築低層住宅に太陽光発電設備を設置することが義務付けられた点が挙げられる。これらの太陽光発電設備については、仕様規定（Joint Appendix 11）のほか、設備が該当する Climate Zone（図 9-3 参照）毎の回帰式、および Climate Zone 毎に正確な太陽光設備設備のサイズを算定するための住戸調整係数が定められている。これにより、Climate Zone と空調対象床面積に応じ、当該住戸の年間消費電力量を若干上回る程度の発電量となるソーラー・パネルのサイズが算定される。

²⁰³ 建築許可とは、管轄機関が発行した、電気、配管、機械、建築、およびその他許認可で、本法の対象となる建築を認可するものを指す。設計が完了し、

表 9-6 カリフォルニア州：太陽光設置仕様規定の例（Joint Appendix 11 一部抜粋）

太陽光発電設備の向き	アレイは、真北から 90-300 度に向ける。ピッチが 10 度以下の場合、低勾配を検討する。
遮光物	太陽光設備は、アレイに対し障害物があってはならない。障害物には以下が含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 煙突、排気口、装飾物、機械装置、または屋根・建物の一部であるその他障害物 ➤ 樹木 ➤ 敷地内または隣接地の樹木 ➤ 隣接地の既築建造物または構造物 ➤ 計画済の隣接地の建造物または構造物 ➤ アレイの最短ポイントから 30 フィート以内の電柱またはその他支柱
日射量	認定を受けた日射量計測ツールを使用し、太陽光発電設備の日射状況を計測し、文書化する。
リモート・モニタリング機能	太陽光発電設備には、パネル、インバーター、遮光物等に伴う性能基準を特定、報告、調整するため、以下の情報を取得する、ウェブまたはモバイル機器を使用したモニタリングツールを備えなくてはならない。 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 太陽光発電システムの定格容量(kW) ➤ PV モジュールの数および各モジュールの定格容量 (w) ➤ 毎時（または 15 分間隔）、日次、月次、および年次発電量 (kWh) ➤ 日次発電量 (kWh) の総計 ➤ 太陽光発電設備全体の発電量 (kW)
その他	相互接続のため、すべてのインバーターは CPUC Electric Tariff Rule 21 を遵守しているものとする。 設備設置業者は設置に関する認証を取得している必要がある。 各自治体の管轄機関は、認証を受けた設備設置業者をレジストリに掲載する。

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Residential Compliance Manual”より作成

2019 年建築省エネ基準で、太陽光発電システム設置の免除対象となる条項は、以下のとおり。

表 9-7 カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準の太陽光発電システム設置免除条項

除外条項 1	遮光されない屋根面積が限られている。木々、丘、および近隣の構造体など、当該住戸の既存の外部の恒久的な自然または人口の障害物の遮光によって、年間有効日照面積が 80 平方フィート未満となる場合、太陽光発電設備の設置は義務付けられない。
除外条項 2	Climate Zone 15 で、法定の太陽光発電設備のサイズを設置する際、屋根面に適切なスペースがない場合、太陽光設備のサイズが引下げられる。太陽光発電設備は年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積 1 平方フィートあたり 1.5 ワット DC を下回らないものとする。
除外条項 3	2 階建ての住居で、法定の太陽光発電設備のサイズを設置するのに、屋根面に適切なスペースがない場合、太陽光発電設備のサイズが引き下げとなる。太陽光発電設備は年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積 1 平方フィートあたり 1.0 ワット DC を下回らないものとする。
除外条項 4	3 階建て以上の住居で、法定の太陽光発電設備を設置するのに、屋根面に適切なスペースがない場合、設備のサイズが引き下げとなる。すべての Climate Zone における 3 階建の低層住宅および 3 階またはそれ以上の単一世帯の住宅の場合、太陽光発電設備は年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積 1 平方フィートあたり 0.8 ワット DC を下回らないものとする。
除外条項 5	2020 年 1 月 1 日より前に都市計画局によって承認された、80~200 平方フィートの Solar Ready ゾーンを有する住戸計画に関して、太陽光発電設備のサイズは、年間有効日射量から算定されるサイズか、算定式で求められた太陽光のサイズのいずれか小さい方となる。
除外条項 6	蓄電システムが設置された建物の場合、算定式から求められた太陽光のサイズは、25%削減されることもある。単一世帯の建物の場合、蓄電システムは、7.5 kWh の最低容量を有するものとする。複数世帯の建物の場合、一戸あたり 7.5 kWh 相当の最低容量を有するものとする。いずれの場合においても、規定の品質基準 (Joining Appendix JA12) を満たしているものとする。

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Residential Compliance Manual”より作成

カリフォルニア州エネルギー委員会は、2019 年建築省エネ基準で新築住宅に太陽光設置を義務付けた理由として、オンサイトまたは屋根設置型の太陽光発電設備は、ワットあたり 3 ドル前後で設置可能であり、新たに設置場所を確保したり、需要場所が近いことから送配電インフラを必要としない点、また、設置により、建物の所有者の毎月の光熱費が削減できる点を挙げている。

2019 年建築省エネ基準による住宅への太陽光発電設置義務化に伴う、発電設備容量の増

加は、現行の太陽光容量の 1.1%程度であり、残りの 98.9%はユーティリティ規模の太陽光設備や、非住宅のビルに設置された設備が占める。今後も、ユーティリティ規模や Behind-the-Meter (需要家側のエネルギー・リソース設備) による太陽光発電設備の急激な増加により、住宅の太陽光発電容量は今後も低い割合に留まるが、2019 年建築省エネ基準の導入により、基準を導入しない場合よりも設備容量が増加することが予想されている。

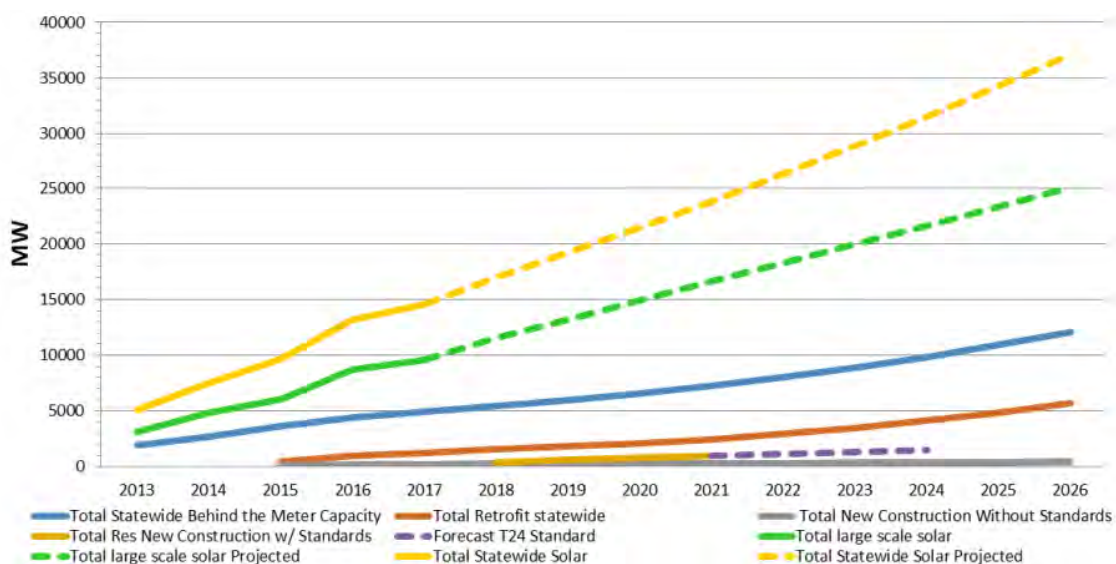


図 9-2 カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準導入に伴う太陽光設備容量の推移

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Frequently Asked Questions” より作成

2019 年建築省エネ基準では、高効率デュアル・フュエル（電気およびガス）ホームの年間電力消費量と同量程度となる太陽光発電設備の設置が義務付けられている。これにより、単一家族向けの既存の住宅に設置された平均的な太陽光発電設備のサイズである 7.2kW と比べ、2.8kW と適切なサイズの設備導入が進むことになる。NEM および 2019 年建築省エネ基準では、余剰電力が生じ、住宅所有者による系統への売電が増加することは奨励されていない。

また、2019 年建築省エネ基準には、デマンド・レスポンスおよび予冷²⁰⁴、蓄熱、蓄電池システムといった系統調和（グリッド・ハーモナイゼーション）向けのインセンティブが盛り込まれている。これらの技術により、オンサイトの太陽光発電量の自家消費を最大にし、系統への送電量を抑制することで、分散型電源のメリットを享受し、当該エリアの系統信頼性を向上させる。

このほか、本基準では、オンサイトの太陽光発電設備の代替として、エネルギー委員会による認可を条件に、コミュニティ規模の太陽光発電設備の導入も可能としている。コミュニティ規模の太陽光発電設備の導入コストは屋根設置型よりもワットあたり 1.05~1.20 ドルと低く、CO₂ 排出量も低いが、設置する用地の取得や配電インフラの開発が必要となること

²⁰⁴ 予冷とは、電気料金が安い午後の早い時間に冷房を作動し、3~5 度室温を下げ、最も電気料金の高い午後 4 時から 9 時に空調を切ること。電気料金の節約と系統からの CO₂ 削減につながる。

がある。

2) Solar Ready Building

2013 年建築省エネ基準で定められた、建築物に対し、太陽光発電システムに適した設置場所を屋根面に確保する、Solar Ready Building の義務化についても、2019 年建築省エネ基準 Section 110.10 で引き続き規定されている。本条項は、新築の一戸建て・低層集合住宅のうち、Section 150.1(c)14「太陽光発電設備設置義務」の除外対象となったもの、新築のホテル・高層の集合住宅（10 階以下）、およびこれ以外の 3 階建以下の非居住用建物を対象としている。

Solar Ready Building の義務化は、既存の建築設計に太陽光エネルギーシステム設置の実現可能性を高める、設計検討事項を盛り込むことを企図している。建築省エネ基準では、障害物がなく、日蔭にならない Solar Zone を建築物に確保し、建設関連書類に太陽光と太陽熱温水器、建物の電気設備または配管設備に関する計画を盛り込むことを義務付ける。当該計画には Solar Zone に指定された屋根面積に対し、明確に屋上の積載荷重および固定荷重の構造計算の荷重を明確に示す必要がある。

Solar Zone は、以下のいずれかの場所に確保することとされている。

- ・ビルの屋上
- ・ビルの張り出し
- ・メインのビルから 250 フィート（75 メートル）以内に位置する別の構造物の屋根
- ・メインのビルから 250 フィート（75 メートル）以内に位置する別の構造物の張り出し
- ・当該ビルの事業で設置された屋根付き駐車場

増改築も本制度の対象となるが、屋根面積 2,000 平方フィート以下の増築については、Solar Ready Building の対象外となる。

表 9-8 カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準（太陽光発電関連条項抜粋）

<p>2019 Building Energy Efficiency Standards Title 24, Part 6 SUBCHAPTER 2 ALL OCCUPANCIES—MANDATORY REQUIREMENTS FOR THE MANUFACTURE, CONSTRUCTION AND INSTALLATION OF SYSTEMS, EQUIPMENT AND BUILDING COMPONENTS Section 110.10 Mandatory Requirements for Solar Ready Buildings 太陽光に適した建物の強制義務</p> <p>(a) 対象となる占有者</p> <ol style="list-style-type: none">1. 一戸建て住宅：暫定的な分譲地申請が管轄庁により承認されている、10 戸以上の分譲地にあり、太陽光設備が設置されていない一戸建て住宅で、Section 110.10(d)から 110.10 (e) の要件を遵守しているものとする。2. 低層集合住宅：太陽光設備が設置されていない低層集合住宅は、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守しているものとする。3. ホテル・モーテルおよび高層集合住宅：ホテル・モーテルおよび 10 階以下の高層集合住宅とは、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守しているものとする。4. 非居住用建物：医療機関ではなく、居住可能な 3 階以下の階層がある、非居住用建物とは、Section 110.10(b)から 110.10 (d) の要件を遵守しているものとする。 <p>(b) Solar Zone</p> <ol style="list-style-type: none">i. Solar Zone の下限：Solar Zone とは、以下の総面積である。Solar Zone は、Title 24, Part 9 または Title 24 のこれ以外の箇所、または当該地区の裁判管轄により採択されたいずれかの要件において定められた入口、通路、排煙、間隔要件を遵守するものとする。Solar Zone 総面積は、一辺が 5 フィート以上の長さがあるエリアで、10,000 平方フィート未満の屋根面積がある建物に関しては、屋根面積 80 平方フィート以上、10,000 平方フィート以上の屋根面積がある建物に関しては、屋根面積 160 平方フィート以上で構成されているものとする。 <p>A. 一戸建て住宅：Solar Zone は、屋根面または建物のオーバーハング部にあり、250 平方フィート以上の総面積を有するものとする。</p> <p>第 110.10(b)1A の除外条項 1：Reference Residential Appendix RA4 で定められた設備基準を満たし、太陽光割合(solar savings fraction)0.50 以上の太陽熱温水器を恒久的に設置している一戸建て住宅</p> <p>第 110.10(b)1A の除外条項 2：居住可能なフロアが 3 階以上あり、床面積 2,000 平方フィート未満、かつ Solar Zone が 150 平方フィート以上の総面積である一戸建て住宅</p>

第 110.10(b)1A の除外条項 3 : Title 24,Part 2 で定められた、Wildland-Urban interface Fire Area (森林部と都市部の中間に位置する防火区域) にあり、全館換気を備え、Solar Zone が 150 平方フィート以上の総面積である一戸建て住宅

第 110.10(b)1A の除外条項 4 : Solar Zone の対象面積の 50%以上である、指定 Solar Zone 面積を有する建物。Solar Zone は、年間日射量の 70%以上である低勾配屋根と、真北の 90 度から 360 度の間を向いている、年間日射量の 70%以上の高勾配屋根との総面積である。日照率とは、遮光物無しの日照量に対する遮光物有りの日照量の割合である。屋根または当該建物の別の部分にある遮光物からの影は、年間日照率を決定する際には含まれないものとする。

第 110.10(b)1A の除外条項 5 : 150 平方フィート以上の Solar Zone を有し、すべてのサーモスタットはデマンドレスポンス (DR) 制御で Section 110.12(a)に適合しており、管轄機関の占有許可の認可前にデマンドレスポンス信号の送受信が可能な一戸建て住宅

第 110.10(b)1A の除外条項 6 : 以下の条件を満たす一戸建て住宅

A. すべてのサーモスタットおよび DR 制御は、Section 110.12(a)に適合しており、管轄機関の占有許可の認可前にデマンドレスポンス信号の送受信が可能な一戸建て住宅

B. 以下の対策のいずれかに適合

i. ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている食洗器、整流子モーターで稼働する全館換気装置、または SAE J1772 Level 2 Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE または EV Charger : 電気自動車充電ステーション) を設置している。

ii. 少なくとも電化製品、住居の照明を制御し、DR 制御信号に反応するホームオートメーションシステムを設置

iii. California Plumbing Code (カリフォルニア州配管規則) および適用対象の地方条例に適合した、灌水システムへの使用を目的とした、洗濯機およびシャワー・浴室からの排水が可能である代替配管設備を設置

iv. California Plumbing Code および適用対象の地方条例に適合するように設計され、使用可能な屋根面積の 65%以上からの雨水を使用する雨水集水システムを設置

B. 低層・高層集合住宅、ホテル・モーター占有者、又は非居住用建物 : Solar Zone は、建物の屋根またはオーバーハング部、当該建物の 250 フィート以内にある別の構造物の屋根またはオーバーハング部、または建物事業に設置された屋根付き駐車場にあり、天窓部分を除く建物の総屋根面積の 15%以下である場合。Solar Zone の要件は、混同占有を含

む、建物全体に適用される。

第 110.10(b)1B の除外条項 1 : Standard Test Conditions のもと計測された、1W/平方フィートの定格電力を有する恒久的に設置される太陽光発電システムを備えた、高層集合住宅、ホテル・モーテル占有権、および非居住用建物

第 110.10(b)1B の除外条項 2 : Section 150.1(c)8biii に適合した、恒久的に設置される家庭用太陽熱温水器を備えた高層集合住宅、ホテル・モーテル占有者

第 110.10(b)1B の除外条項 3 : Solar Zone 候補地の 50%超である、指定 Solar Zone を有する建物。Solar Zone 候補地とは、年間日射量の 70%以上である低勾配屋根と、真北から 90 度から 360 度の間を向いている、年間日射量の 70%以上の高勾配屋根との総面積である。日射量は、日照率とは、遮光物無しの日照量に対する遮光物有りの日照量の割合である。屋根または当該建物の別の部分にある遮光物からの影は、年間日照率を決定する際には含まれないものとする。

第 110.10(b)1B の除外条項 4 : それぞれの住戸にすべてサーモスタット、110.12 (a) に適合し、管轄機関の占有許可の認可前にデマンドレスポンス信号の送受信が可能な低層および高層の集合住宅。また、以下の A または B

A. 各住戸において、以下の対策のいずれかに対応している。

i. ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている冷蔵庫または整流子モーターで稼働する全館換気を伴い、ENERGY STAR プログラムの要件を満たすか、それを超えている食洗器を設置している。

ii. Section 110.12(a)に適合している、少なくとも電化製品、住居の照明を制御し、DR 制御信号に反応するホームオートメーションシステムを設置

iii. California Plumbing Code (カリフォルニア州配管規則) および適用対象の地方条例に適合した、灌水システムへの使用を目的とした、洗濯機およびシャワー・浴室からの排水が可能である代替配管設備を設置

iv. California Plumbing Code および適用対象の地方条例に適合するように設計され、使用可能な屋根面積の 65%以上からの雨水を使用する雨水集水システムを設置

B. 電気自動車の充電スペースに関する、Title 24, Part 11, Section A4.106.8.2 の要件に合致している。

第 110.10(b)1B の除外条項 5 : 屋根が車両交通、駐車場、またはヘリポート用に使用される設計であり、認可を受けている建物。

1. 方位角：急勾配屋根にある Solar Zone のすべての区分は、真北に対し 90 度から 360 度の間を向いているものとする。
2. 遮光物：
 - A. 通気口、煙突、建築上の特徴、および屋根設置型装置を含む（但し、必ずしもこれらに限定されない）、障害物は、Solar Zone に設置されないものとする。
 - B. Solar Zone の上に突き出た建物の屋根、または他のいずれかの部分にある障害物は、水平面で測定し、障害物の最高点と Solar Zone の最短点の水平投影図との高低差が最大である距離の 2 倍離れているものとする。

第 110.10(b)3 の除外条項：Solar Zone のすべての角が北を向いている、建物の屋根または別の部分にある屋根の障害物
3. 実施設計図における構造設計過重：Solar Zone として設計された屋根部に関して、死荷重および活過重の構造設計上の加重は、実施設計図に明確に示されるものとする。

(c) 相互接続経路

1. 実施設計図には、インバーターや計測機器のために確保された場所、および Solar Zone から電気工事に伴う相互接続点までの電線管の敷設のために確保された経路を示すものとする。
2. 一戸建て住宅およびセントラル温水器に関して、実施設計図には Solar Zone から温水器までの導管敷設経路を示すものとする。

(d) 文書

Section 110.10(c)からの情報を示す、実施設計図またはこれに相当する文書のコピーは、占有者に提供されるものとする。

(e) 分電盤

1. 分電盤は、最低ブスバーが 200 アンペアであるものとする。
2. 分電盤には、今後の太陽光発電設備の設置に備え、2 線式サーキットブレーカーの設置が可能なスペースが確保されているものとする。確保されたスペースには、”For Future Solar Electric”という印を恒久的に付けるものとする。

2019 Building Energy Efficiency Standards

Subchapter 8- Low-Rise Residential Buildings – Performance and Prescriptive Compliance Approaches

第 8 章低層住宅 - 性能および仕様順守アプローチ

SECTION 150.1 – PERFORMANCE AND PRESCRIPTIVE COMPLIANCE APPROACHES FOR LOW RISE RESIDENTIAL BUILDINGS

低層住宅の性能および仕様順守アプローチ

((a)、 (b) 省略)

(c) Prescriptive Standards/Component Package.

仕様規定を順守している建築物とは、TABLE 150.1-A または B で定められた、該当する Climate Zone のすべての要求事項を充足し、設計、建設、装備されるものとする。TABLE 150.1-A および Table 150.1-B において、NA (not allowed) は指定の Climate Zone で許可されていない機能であることを指し、NR (no requirement) は指定の Climate Zone で当該機能は要求事項ではないということを示す。設置された部品は、以下の要求事項を充足するものとする。

(1.から 13.省略)

14. 太陽光発電システムの要求事項。すべての低層住宅に、Joint Appendix JA11 で指定された最低品質要求事項を満たす太陽光 (PV) 発電システム (方程式 150.1-C によって求められた、当該住宅の年間電力使用量と同じ、またはそれ以上の年間発電量を有する) を設置するものとする。

方程式 150.1-C 年間太陽光発電量

$$\text{kWpv} = (\text{CFA} \times \text{A}) / 1,000 + (\text{NDwell} \times \text{B})$$

ここで、

kWpv = kWdc 太陽光発電システムのサイズ

CFA = 空調対象床面積

NDwell = 住宅戸数

A = 表 150.1-C の調整係数

B = 表 150.1-C の住宅調整係数

Section 150.1(c)14 の除外項目 1 : 木々、丘、および近隣の構造体など、当該住戸の既存の外部の恒久的な自然または人口の障害物の遮光によって、年間有効日照面積が 80 平方フィート未満となる場合、太陽光発電は義務づけられていない。年間有効日照量は、陰になっていない太陽光アレイの年間発電量の 70%以上であることとする。

Section 150.1(c)14 の除外項目 2 : Climate Zone 15 における太陽光発電設備は、年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積 1 平方フィートあたり 1.5 ワット DC を下回らないものとする。

Section 150.1(c)14 の除外項目 3 : すべての Climate Zone における 2 階建ての住居の場合、太陽光発電設備は、年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出され

たサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積1平方フィートあたり1.0ワットDCを下回らないものとする。

Section 150.1(c)14 の除外項目 4 : すべての Climate Zone における3階建の低層住宅および3階またはそれ以上の単一世帯の住宅の場合、太陽光発電設備は年間有効日射屋根面積から算定されたサイズか、算定式から算出されたサイズのいずれか小さい方となるが、空調対象床面積1平方フィートあたり0.8ワットDCを下回らないものとする。

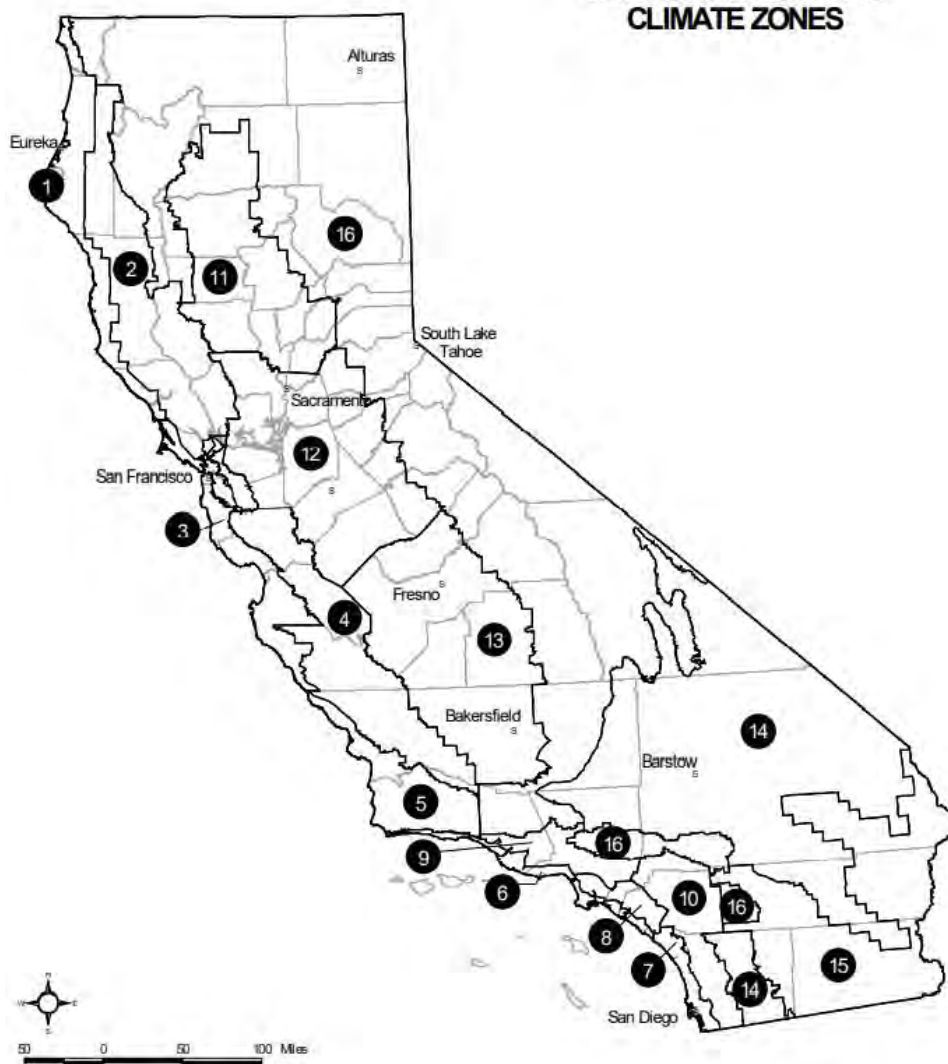
Section 150.1(c)14 の除外項目 5 : 2020年1月1日よりも前に都市計画局によって承認された、80~200平方フィートの solar ready ゾーンを有する住戸計画に関して、太陽光のサイズは、年間有効日射量によって設置されるサイズか、方程式 150.1-C で求められた太陽光のサイズのいずれか小さい方となる。

Section 150.1(c)14 の除外項目 6 : 蓄電システムと共に設置された場合、方程式 150.1-C で求められた太陽光のサイズは、25%削減されることもある。蓄電システムは、Joint Appendix JA12 で定められた品質要求事項を満たし、7.5 kWh の最低容量を有するものとする。

Table 150.1-C - CFA および住戸調整係数

Climate Zone	A -CFA	B - 住戸
1	0.793	1.27
2	0.621	1.22
3	0.628	1.12
4	0.586	1.21
5	0.585	1.06
6	0.594	1.23
7	0.572	1.15
8	0.586	1.37
9	0.613	1.36
10	0.627	1.41
11	0.836	1.44
12	0.613	1.4
13	0.894	1.51
14	0.741	1.26
15	1.56	1.47
16	0.59	1.22

CALIFORNIA BUILDING CLIMATE ZONES



注) カリフォルニア州エネルギー委員会は、建築省エネ基準で使用するため、気象条件、エネルギー予算等をもとにカリフォルニア州を16の区分に分割。気候区分ごとに求められる最低省エネ要件を定めるため、気象条件の特徴ごとに分かれている。

図 9-3 カリフォルニア州：2019 年建築省エネ基準で規定された Climate Zones

出所) カリフォルニア州エネルギー委員会、“Residential Compliance Manual” より作成

9.4 再エネ等の系統接続に関する諸制度

以下では、再生可能エネルギーの導入拡大が進む欧米主要国について、系統増強時の費用負担ルール、出力制御の運用ルールや補償制度等について、日本の現行制度の課題等を踏まえつつ調査し、整理を行った結果をとりまとめる。

調査項目	該当ページ
欧州における電力需給に関わる情報公開	326 ページ
欧州における FIP 導入前後の当日市場の流動性変化について	330 ページ
各国の新規電源接続時の系統増強と出力抑制の関係	331 ページ
英国における再エネの出力抑制	331 ページ
米国 PJM における再エネの出力抑制	335 ページ

東京海上日動リスクコンサルティング株式会社 御中

諸外国における再生可能エネルギー政策等に係る 日本への適用可能性に係る調査

報告書

2021年3月12日

 株式会社三菱総合研究所

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.



1. 諸外国における再生可能エネルギー政策等動向の調査

欧州における電力需給に関わる情報公開：EU規則の枠組み

- 2009年の欧州国際電力取引規則^{注1}では、TSOが送電系統容量、発電、需要等に関するデータを公表する義務を定め、2011年のREMIT規則^{注2}は電力市場に与える情報の透明性を高めるため、市場参加者の内部情報の公表を定めている。
注1：Regulation (EC) No. 714/2009
注2：エネルギー市場の統合性及び透明性確保に関する規則、Regulation (EU) No 1227/2011
- これら電力需給に関する情報公開について、特に送電事業者（TSO）が欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）を通じて公表すべき情報の包括的なルールを定めるものとして、2013年に電力市場におけるデータの提出と公表に関する規則（透明性規則）^{注3}が定められている。
注3：Regulation (EU) No 543/2013
- ENTSO-Eは透明性規則によってTSOから報告された情報をウェブ上で公開している（ENTSO-E Transparency Platform^{注4}）。この観点からENTSO-Eはいわゆる“central transparency platform”と称される。
注4：<https://transparency.entsoe.eu/>
- その他、REMITにおいて内部情報の公表義務を果たす場を提供するものとして、後述の内部情報開示プラットフォーム(IIP, Inside Information and Transparency Platforms) が整備されつつある。

欧州における電力需給に関わる情報公開：2013年透明性規則

- 2013年透明性規則におけるTSOの情報公開内容は下記の通り

公表情報の分類	情報の種類	公表タイミング
総需要（ビディングゾーン毎）	時間単位ごとの総需要	1時間以内
	時間単位ごとの総需要の前日予測	ビディングゾーンの前日市場のゲートクローズの2時間前までに公表し、重要な変更があった場合には更新
	翌週の各日の総需要の前週予測（含む各日の最大、最小）	毎週金曜日、ビディングゾーンの昼間の市場のゲートクローズの2時間前までに公表し、重要な変更があった場合は更新
	翌月の各週の総需要の月次予測（含む各週の最大、最小）	受渡月の1週間前までに公表し、重要な変更があった場合は更新
	翌年の各週の総需要の1年前予測（含む各週の最大、最小）	関係する年の前月の15日まで
大規模需要設備の停止	略	略
翌年の供給予備率予測	各ビディングゾーンごとに、各市場の時間単位で評価した1年先の供給予備率予測	年間のビディングゾーン間の連系線容量決定の1週間前から、データが関係する年の前月15日まで
送電系統整備計画	今後3年以内の送電網における系統設備や系統連系プロジェクト（拡張・除却を含む）の将来的な変更 ビディングゾーン間の連系容量またはプロフィールに少なくとも100MWの影響を与えることが予想される措置	年間のビディングゾーン間の連系線容量決定の1週間前から、配分が行われる年の前月の15日まで
送電設備の利用停止	ビディングゾーン間の連系容量を100MW以上減少させる連系線及び送電網の計画的停止の変更を含む、計画的利用不能。	計画停止に関する決定がなされてから1時間以内に、可能な限り速やかに

欧州における電力需給に関わる情報公開：2013年透明性規則

- 2013年透明性規則におけるTSOの情報公開内容は下記の通り

公表情報の分類	情報の種類	公表タイミング
ゾーン間送電容量の推定・提供	略	略
ゾーン間送電容量の利用	略	略
混雑管理	略	略
発電容量予測	(a) 設備容量1MW以上の全ての既存の発電所に設置された発電機容量 (MW) の合計、発電タイプごと	毎年、年末の1週間前
	(b) 100MW以上の発電設備容量 (含む計画中) に関する情報 - ユニット名 - 発電容量(MW) - 場所 - 接続電圧階級 - ビiddingゾーン - 発電タイプ	
	(c) 翌日の各市場時間単位ごとの、ビiddingゾーンごとの総発電容量 (MW) の予測値	実需給が行われる1日前のブリュッセル時間18時まで
	(d) 翌日の時間単位ごと、ビiddingゾーンごとの風力・太陽光発電量 (MW) の予測値 ※年間の風力・太陽光発電の系統注入量が1%を超える国の場合は全ビiddingゾーンについて それ以外の国は年間の風力・太陽光発電の系統注入量が5%を超えるビiddingゾーンについてのみ	実需給が行われる1日前のブリュッセル時間18.00までに公表 情報は定期的に更新され、日中の取引中に公表されるものとし、実需給日のブリュッセル時間8.00に少なくとも1回の更新を行う

出所) Regulation (EU) No 543/2013 第11条～14条に基づき三菱総研作成

欧州における電力需給に関わる情報公開：2013年透明性規則

- 2013年透明性規則におけるTSOの情報公開内容は下記の通り

公表情報の分類	情報の種類	公表タイミング
発電設備の停止	(a) 少なくとも1つの市場時間単位から3年先まで続くと予想される、100MW以上の発電ユニットの計画停止 (100MW以上の出力変更を含む) - 発電所の名称 - 発電ユニットの名称 - 場所 - ビiddingゾーン - 設置容量 (MW) - 発電タイプ - 事象発生期間中の利用可能容量 - 利用できない理由 - 利用可能性の変化の開始日および終了予定日 (日、時間)	計画された利用不能に関する決定がなされた後、可能な限り早く、遅くとも1時間以内
	(b) 少なくとも1つの市場時間単位で継続すると予想される発電ユニットの100MW以上の出力変更	
	(c) 200MW以上の発電所の計画停止 (100MW以上の計画停止を含み、(a)号に従って公表されていないもの) で、少なくとも1つの市場時間単位から3年先まで続くと予想されるもの	
	(d) 設置容量が200MW以上の発電所の実際の稼働率が100MW以上変化したが、(b)号に従って公表されておらず、少なくとも1つの市場時間単位で継続すると予想される場合	実際の停止後、可能な限り早く、かつ1時間以内
発電量実績	(a) 市場時間単位および100MW以上の設置容量を持つ発電ユニット毎の実発電量 (MW)	実需給の5日後
	(b) 市場の時間単位ごと、及び発電タイプごとの集約された発電出力	実需給の1時間後まで
	(c) 市場時間単位ごとの各ビiddingゾーンにおける風力・太陽光発電の実績値または推定値 (MW) ※年間の風力・太陽光発電の系統注入量が1%を超える国の場合は全ビiddingゾーン それ以外の国は年間の風力・太陽光発電の系統注入量が5%を超えるビiddingゾーン	実需給後1時間以内に公表し、利用可能になり次第、測定値に基づいて更新すること。
	(d) すべての貯水池式水力発電所の週平均エネルギー貯蔵量 (MWh) をビiddingゾーンごとに集計したもの (前年同週の数値を含む) ※貯水池式水力発電の年間系統注入量が10%を超える加盟国は全ビiddingゾーン それ以外の国は貯水池式水力発電の年間系統注入量が30%を超えるビiddingゾーン	当該情報が関連する週の第3営業日に公表する。

出所) Regulation (EU) No 543/2013 第15条～16条に基づき三菱総研作成

欧州における電力需給に関わる情報公開：2013年透明性規則

- 2013年透明性規則におけるTSOの情報公開内容は下記の通り

公表情報の分類	情報の種類	公表タイミング
需給調整	(a) 需給調整に関する規則 - 調整容量、調整エネルギーの調達プロセス - 調整容量、発動された調整エネルギーに対する報酬ルール - インバランス料金の計算方法 - 該当する場合、制御区域間の境界を越えた需給調整ルール、発電機と需要が参加するための条件	-
	(b) TSOが契約している調整容量 - 調整容量の性質（発電または負荷） - 調整容量の種類（例：FCR、FRR、RR） - 契約期間（例：時間、日、週、月、年など）	次の調達プロセスが行われる2時間前までに、可能な限り速やかに
	(c) 調達した調整容量の種類ごと、調達期間ごとにTSOが支払った価格	可能な限り速やかに、遅くとも調達プロセスの終了後1時間以内に
	(d) 時間単位毎、調整容量の種類毎に調達した調整容量の合計	可能な限り速やかに、遅くとも実需給後1時間以内
	(e) 時間単位毎、調整容量の種類毎に発動した調整エネルギー量の合計	可能な限り速やかに、遅くとも実需給後30分以内
	(f) 時間単位毎、調整容量の種類毎に発動した調整エネルギー価格（上げ方向、下げ方向毎に）	可能な限り速やかに、遅くとも実需給1時間以内
	(g) 時間単位ごとのインバランス価格	可能な限り速やかに
	(h) 時間単位ごとの総インバランス量	可能な限り速やかに、遅くとも実需給後30分以内
	(i) 管理区域の月次収支 - 調整容量の調達、および調整エネルギー発動のためにTSOに発生した費用 - BRPとのインバランス勘定を決済した後のTSOの純利益	遅くとも営業月から3ヵ月後
	(j) 該当する場合、時間単位ごとの制御区域を越えた需給調整に関する情報 - 時間単位あたりの買入札量、売り入札量 - 時間単位あたりの買入札、売り入札の最大および最小価格 - 制御区域で発動された調整エネルギー量	実需給1時間後

出所) Regulation (EU) No 543/2013 第17条に基づき三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

6

欧州における電力需給に関わる情報公開：2013年透明性規則

- 2011年のREMIT規則は電力・ガス市場の参加者に内部情報を「効果的かつ適時」に公表することを義務づけている。

公表すべき内部情報

- 公表すべき内部情報とは、下記の (a) ~ (d) のいずれかに該当し、かつ「①卸エネルギー商品に直接的または間接的に関連し、②公表された場合、それらの卸価格に大きな影響を与える可能性が高い、③公表されていない、④正確な性質の情報」(REMIT第2条(1))とされている。

(a) EU規則(EC)No 714/2009^{注1}およびEU規則(EC)No 715/2009^{注2}に従って公表される必要がある情報(これらの規則に従って採用されたガイドラインおよびネットワークコードを含む)

注1：国際相互送電系統の利用条件を定め、併せて、規則 (EC) No 1228/2003 を廃止する 2009 年 7 月 13 日の欧州議会及び理事会規則

注2：「天然ガス系統の利用条件を定め、併せて、規則 (EC) No 1775/2005 を廃止する 2009 年 7 月 13 日の欧州議会及び理事会規則

(b) 電力または天然ガスの生産、貯蔵、消費または伝送のための施設の容量および使用に関する情報、またはLNG施設の容量および使用に関連する情報(これらの施設の計画的または計画外の利用不能を含む)

(c) この情報が卸エネルギー商品価格に大きな影響を与える可能性が高い限り、EUまたは国家レベルの法的または規制条項、市場規則、および関連する卸エネルギー市場に関する契約または慣習に従って開示される必要がある情報

(d) 合理的な市場参加者が卸エネルギー商品価格に関する取引を行うか、または取引する注文を出す決定の一部として使用する可能性が高い他の情報

公表方法

- 公表方法は市場参加者のウェブサイト又はソーシャルメディアでの公表では足りず、欧州エネルギー規制者協力機関(ACER)が認定した内部情報開示プラットフォーム(IIP, Inside Information and Transparency Platforms)の電子システムを用いて、情報が開示されなければならない。

出所) ACER, "Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency 5th Edition, 18 November 2020

欧州における電力需給に関わる情報公開：情報開示プラットフォーム

- ENTSO-EやTSOによる情報開示プラットフォームに加えて、市場参加者の内部情報開示プラットフォーム（IIP）も認証されつつあり、2021年2月現在EEX、Nord Poolなど欧州の主要な電力取引所がIIPとして情報提供の場を提供している。

情報開示プラットフォームの審査状況 (2021年2月末現在)

プラットフォーム名	審査状況
ENTSO-E	運用中
Elia Group	第1段階評価中
Energinet Elsystemansvar A/S	第1段階評価中
RTE Réseau de Transport d'Electricité	第1段階評価中
REN, Redes Energéticas Nacionais, SA	第2段階評価中

内部情報開示プラットフォーム（IIP）の審査状況 (2021年2月末現在)

プラットフォーム名	審査状況
Central European Gas Hub AG	第2段階評価中
European Energy Exchange AG	審査完了
ELEXON Ltd	第2段階評価中
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.	審査完了
Hungarian Power Exchange	審査完了
JAO	第1段階評価中
Nord Pool AS	審査完了
OMI, Polo Español S.A. (OMIE), MIBGAS S.A.	第2段階評価中
SEEBURGER AG	第2段階評価中
Solien, s.r.o.	第2段階評価中
Towarowa Gielda Energii S.A.	第2段階評価中
Webware Internet Solutions GmbH	第2段階評価中

出所) ACERホームページ掲載情報に基づき三菱総研作成、<https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms> (2021年3月10日閲覧)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

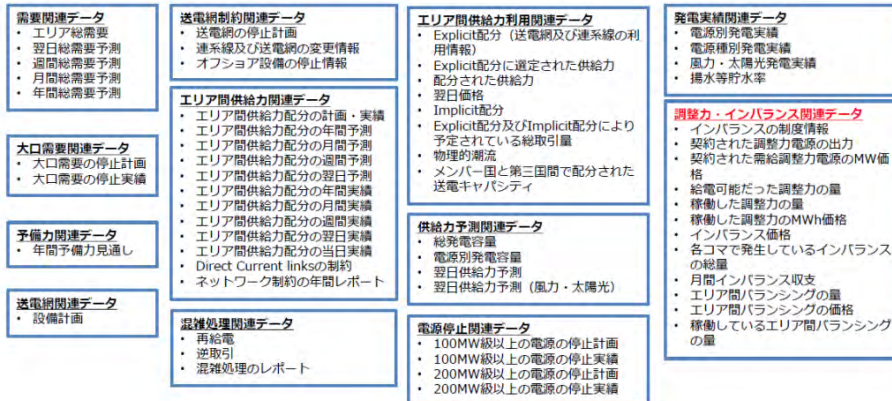
8

欧州における電力需給に関わる情報公開：ENTSO-E

- 透明性規則に基づきENTSO-Eが“central transparency platform”として、ウェブ上で公開しているデータ項目は下図の通り。

ENTSO-Eによるデータ詳細の規定

- 透明性規則に基づき、ENTSO-Eは、詳細データ説明書(Detailed Data Descriptions)を策定・公表している(最新版は、version1. Release4(2014年2月))。
- データ項目・種類は、12カテゴリーに分類されている。



データ項目・種類の全体像
(出所)ENTSO-E「詳細データ説明書」

Mitsubishi UFJ Research and Consulting

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 10

出所) 資源エネルギー庁, “海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会 第1回研究会 報告用資料”, 閲覧日: 2021年2月17日, https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_imbalance/pdf/001_07_01.pdf

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

9
329

欧州における電力需給に関わる情報公開：EEXによる情報公開

- IIPとしてのEEXの情報公開例を下図に示す。発電容量、発電実績、発電設備の停止情報、揚水等の蓄エネ設備、大規模自家発電の状況など、web上でインタラクティブに表示可能となっている。

EEXにおけるドイツの発電量予測と発電実績の公開



実需給1時間後の発電実績、及び今後の予測値

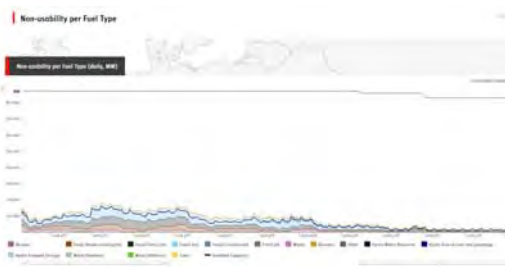


特定燃料種の発電実績、及び今後の予測値

Unit	Capacity (MW)	Actual Production (MW)	Planned Production (MW)
Unit 1	100	100	100
Unit 2	100	100	100
Unit 3	100	100	100
Unit 4	100	100	100

主要発電ユニット毎の発電実績も表示可能（ただし5日後）

EEXにおけるドイツの発電設備停止情報の公開



燃料種毎の今後の停止容量

Unit	Capacity (MW)	Actual Production (MW)	Planned Production (MW)	Non-availability (MW)
Unit 1	100	100	100	0
Unit 2	100	100	100	0
Unit 3	100	100	100	0
Unit 4	100	100	100	0

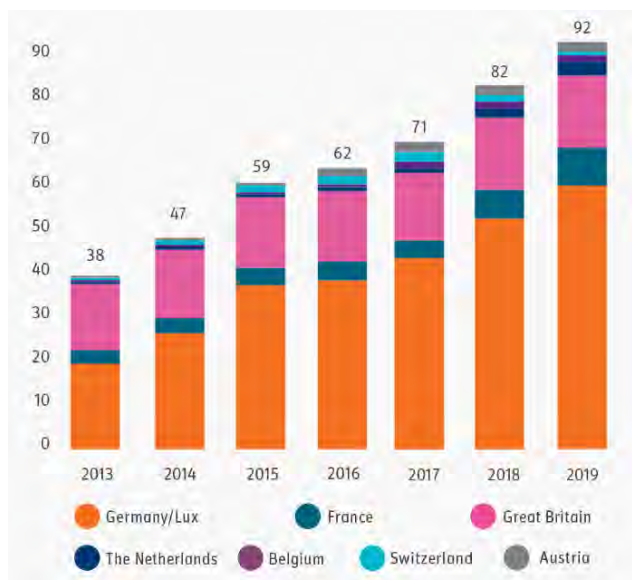
個別発電設備の停止情報開示

出所) <https://www.eex-transparency.com/power> (2021年3月11日閲覧)

欧州におけるFIP導入前後の当日市場の流動性変化について

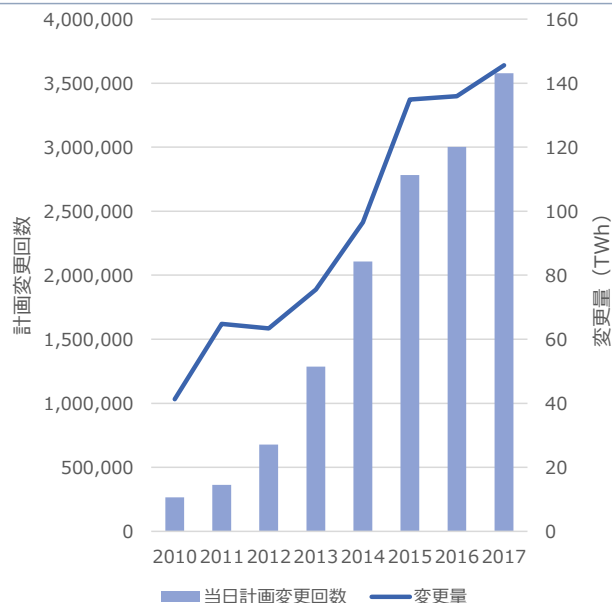
- ドイツでは、当日市場の取引量が拡大している。この背景として、2012年改正EEGによってFIP制度が導入されたことがあげられる。
- また、バラシンググループの当日の計画変更も2012年以降に急増しており、独ネットワーク規制庁はこの要因として、間欠性の再生可能電源の増加によって、当日取引によって需給バランスを取る必要が頻繁に生じていることを指摘している。

epexspotにおける当日市場取引量の推移



出所) epexspotホームページ,
<https://www.epexspot.com/en/tradingproducts>(2021年3月10日閲覧)

独バラシンググループの日中計画変更の推移

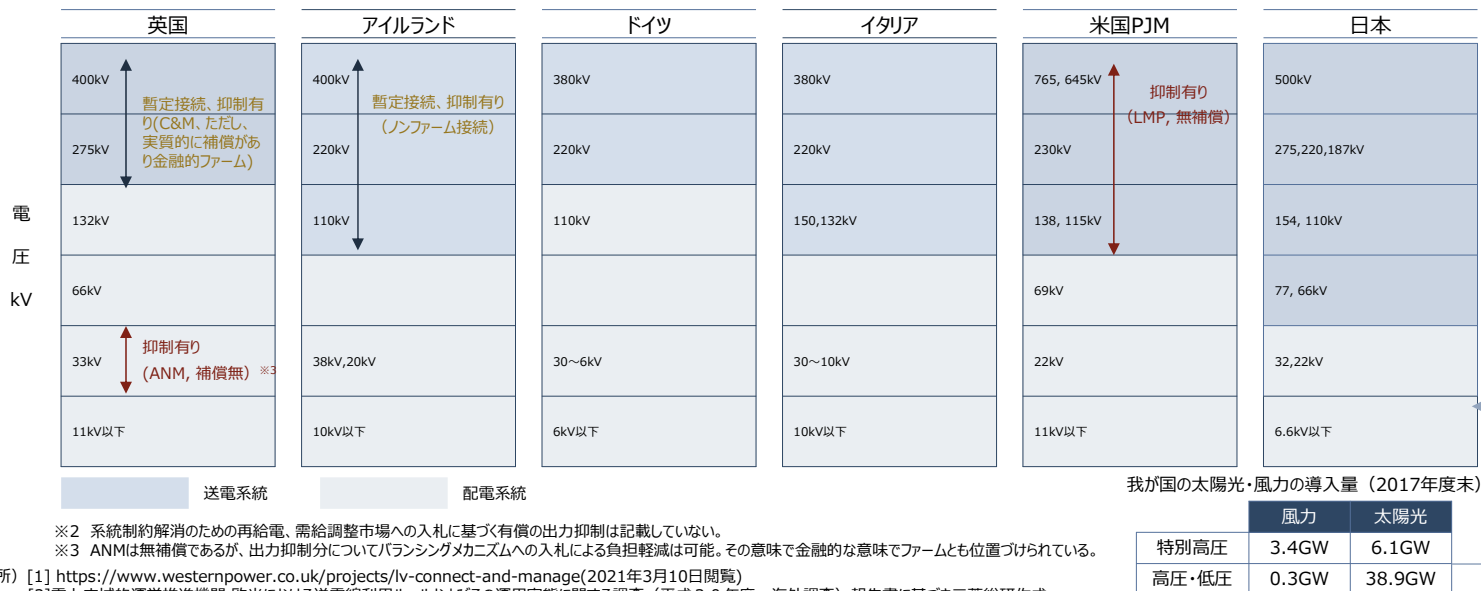


出所) 独ネットワーク規制庁, Monitoring Report各年版より三菱総研作成
https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/DataCollection_Monitoring/DataCollectionMonitoring_node.html (2021年3月10日閲覧)

各国の新規電源接続時の系統増強と出力抑制の関係

- 新規電源接続によって系統容量が逼迫した場合、従来、①系統増強によって対応することが原則であったが、②系統増強に代わって電源の出力抑制によって対応する制度設計も見られる。
- もっとも、②のうち、英国のコネクト&マネージ（C&M）、アイルランドのノンファーム接続はいずれも系統増強を前提とした早期の暫定接続制度であり、系統増強を前提とせず出力抑制で対応するものは米国のLMP制度と英国のActive Network Management(ANM)制度である。
- 英国のANMは、適用にあたって費用便益分析（CBA）が実施され、増強より効果が高いものとして33 kV系統にANMが導入された^{※1}。
^{※1} 例えば、英国DNOの一社であるWPD社が実施した11kV系統ではCBAの結果としてANMの導入よりも増強の便益が高いものとして、増強による対応が維持されている^[1]。

各国の新規電源接続時の系統増強と出力抑制の関係^{※2} [2]



英国における再エネの出力抑制：出力抑制スキームの概要

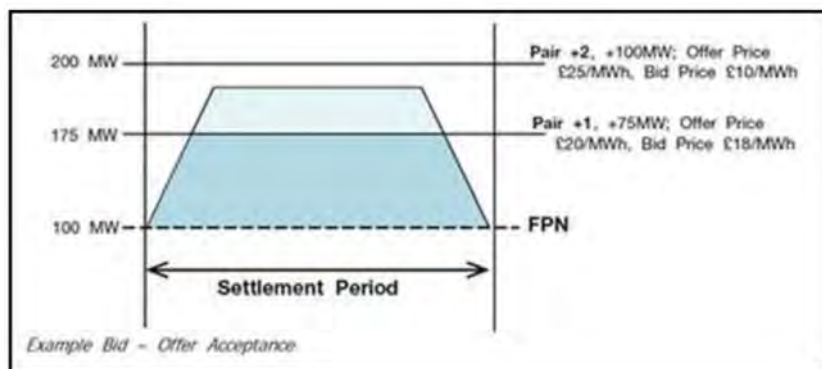
- 英国には優先給電ルールがなく、出力抑制において再エネに対する特別な取り扱いには存在しない。Balancing MechanismやForward Trades、Constraint Management等のスキームを通じて、経済性に従い出力抑制される電源が決定される。
- Balancing MechanismとForward Tradesは、需給制約による出力抑制と系統制約による出力抑制の双方が含まれる。Constraint Managementは系統制約による出力抑制のみ。

出力抑制スキーム	概要	需給制約による出力抑制	系統制約による出力抑制
Balancing Mechanism	✓ ゲートクローズ後の余力を活用する仕組み。発電事業者・小売事業者は、ゲートクローズのタイミングで最終の計画値(FPN)を提出する際に、Bid/Offerを任意で提出。Bids/Offersは、ユニット・バンド(MW幅)ごとに登録	○	○
Forward Trades	✓ バランシングメカニズムに参加しない配電系統接続の風力発電等の出力を制御することを目的として、National Gridがあらかじめ当該発電事業者と契約を結ぶもの。 ✓ 出力制御に伴う収入の逸失分（出力に応じて得られる再生可能エネルギー証書の逸失分を含む）やリスクを考慮のうえで対価が協議のもとで決定されている。	○	○
Constraint Management	✓ 数か月前から数週間前など、長いリードタイムでの取引。National Gridのウェブサイト上に入札情報が提示される。 ✓ 混雑が予想されるエリアについて調整力提供元となる候補の変電所が示されるほか、応動タイミングが示され、入札情報を基に、発電事業者は任意で提供可能なリソースの容量と価格を入札する。	×	○

英国における再エネの出力抑制：Balancing Mechanismとは

- Balancing Mechanismは、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組みである。
- 発電事業者・小売事業者は、ゲートクローズのタイミングでBalancing Mechanism Unit (BMU) の最終の計画値(FPN : Final Physical Notification)を提出する際に、Bid/Offerを任意で提出する。
 - Bid:計画値(FPN)に対して、減らせる発電量、あるいは増やせる需要量
 - Offer:計画値(FPN)に対して、増やせる発電量、あるいは減らせる需要量
- Bids/Offerは、各発電ユニットについて、稼働バンドごとに価格を登録することができる。登録価格について、コストベースにするべき等の規律はない。

Balancing MechanismにおけるBid/Offerのイメージ



Bid-Offer Pairs for a BM Unit



図出所) Exelon, The Electricity Trading Arrangements

<https://www.exelon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/beginners-guide-2/> (閲覧日:2021/3/10)

出所) National Grid ESO, "BALANCING CODE NO. 1 (BC1) PRE GATE CLOSURE PROCESS CONTENTS", <https://www.nationalgrideso.com/document/33851/download> (閲覧日:2021/3/10)

英国における再エネの出力抑制：Balancing Mechanismにおける出力抑制の順序

- 英国では、風力発電もBalancing Mechanismに参加可能であり、市場取引として出力抑制がなされる。
 - ✓ 英国の風力発電設備の総発電容量の内、2/3は送電系統に接続する比較的小数の大規模風力発電設備であり、これらは直接バランシングメカニズムに参加可能である
 - ✓ 残りの1/3はDNOによって管理されている配電系統に接続され、資格のある事業者を通じてバランシングメカニズムに参加可能である。
- 例えば、スコットランドで化石燃料を用いた従来型発電の出力を抑制する場合は、燃料コストを削減できるためNational Gridに対して削減できるコストを支払う入札がBalancing Mechanismにおいて行なわれる（マイナスの入札が行われる）。一方、風力発電の出力を抑制する場合は、燃料費はゼロとなるが、再生可能エネルギー証書制度（ROC：Renewables Obligation Certificate）などから得られるはずだったコストを代替するため、出力の抑制に対して費用を受け取る入札が行われる（プラスの入札が行われる）。
- そのため、供給側で出力を抑制する電源は、入札の結果からまずガス火力や石炭火力となり、風力発電の抑制の順番は後になる。

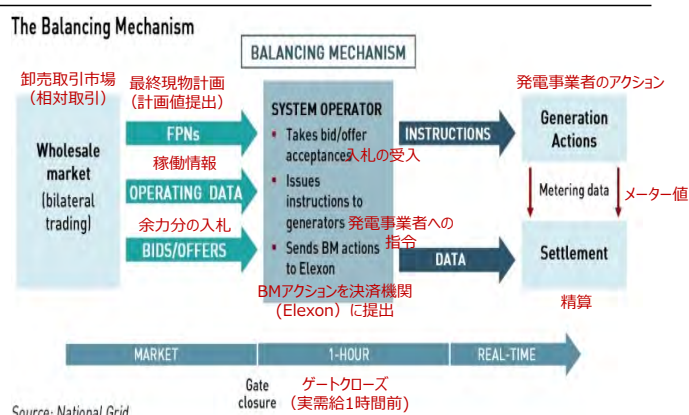
出所) 自然エネルギー財団, "自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用-日本と欧州の比較から-",

<https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20160303/JREF-Grid-Management-japan-europe-comparison.pdf> (閲覧日:2021/3/10)

英国における再エネの出力抑制：Balancing Mechanismのタイムライン

- Balancing Mechanismへの参加に際して、応動時間や持続時間等の明示的な技術要件は設定されていない。
- Balancing Mechanismに参加するBMUから、卸売取引市場の結果を踏まえた最終の需給計画値、稼働情報（発電機ごとの起動時間や安定供給限界などの動的データ、地理的情報）がゲートクローズ（実需給1時間前）に提出される。
 - ✓ 計画値外の余力（Bid/Offer）もその際に提出される。Bid/Offerは、各時間帯での需給計画値からのユニット別変動可変量（MW）とその希望エネルギー価格（£/MWh）が指定される。
 - ✓ National Gridは、需給の不均衡をリアルタイムに管理するため、一定期間内に多数のビッドとオファーを受け入れる。どのビッドやオファーが受け入れられるかは、ユニット別可変量、価格や動的データ、地理的位置などの多くの要素によって決定される。落札されたBM参加者に対して指令を行う。

Balancing Mechanismに関する計画値提出から実需給までのタイムライン



図出所) Watt Logic, Opening access to the Balancing Mechanism for smaller aggregated assets <http://watt-logic.com/2018/10/03/balancing-mechanism/>, (閲覧日:2021/3/10) に三菱総研加筆

出所) 電力中央研究所, “ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題”, <https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/download/vrNuvp43r4cr6bR1ef8wRoosvCy4Wmbn/Y13018.pdf>
National Grid ESO, “BALANCING CODE NO. 1 (BC1) PRE GATE CLOSURE PROCESS CONTENTS”, <https://www.nationalgrideso.com/document/33851/download> (閲覧日:2021/3/10) 等より三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

16

英国における再エネの出力抑制：Balancing Mechanism Unitについて

■ BMU (Balancing Mechanism Unit) とは

- 英国における系統利用はBalancing Mechanism Unitと呼ばれる計量単位で行われる。同一BMUには、発電所と需要家が混在できる。
- ただし、各BMUは発電BMU（発電量が消費量を基本的の上回り、電力系統に電力を投入する）、又は需要BMU（発電量が消費量を基本的の下回り、電力系統から電力を引き出す）として特定する必要がある。

■ BMUの設定

- 各GSP (Grid Supply Point) 注1 に市場参加者毎に少なくとも一つのBMU (Base BMU) が自動的に登録される。
- 市場参加者は自社保有の発電所及び需要家が全て、自社のBMU (数は問わない) に含まれるように調整する必要がある。一つのBMUに複数の事業者の発電所・需要が含まれることはない。
- 同GSP下で複数のBMUを登録することは可能である (Additional BMU) 。
- BMUを組み替える理由として、需要家の獲得・離脱、または発電所の新規開設・廃止が挙げられる。その都度、Elexon注2に報告しなければならない。

注1：送電系統と配電系統の接続ポイントで2015年時点で353カ所存在

注2：需給調整とインバランスに関する精算業務を行う非営利組織

英国における再エネの出力抑制：Balancing Mechanism Unitについて

- 英国では系統を利用する発電所と需要家は規模に依らずBalancing Mechanism Unitと呼ばれる計量単位に含まれる。Balancing Mechanism Unitのタイプは下表の通り。
- BMユニットは、プライマリーBM UnitまたはセカンダリーBM Unitのいずれかに分類できる
- プライマリーBM Unitは、その発電容量または需要容量が、イングランドおよびウェールズで50MW以上/スコットランド南部で30MW以上/スコットランド北部で10MW以上 の場合、Physical Notification (PN) を提出する義務を負う。ただし、上記容量を下回るBMUも、PNを提出し、Balancing Mechanismに参加することは可能である。

BMUのタイプ	概要
Directly Connected	<ul style="list-style-type: none"> 送電系統に直接接続されたプライマリーBM Unit 主として送電系統に直接に繋がっている大型発電所であり、直接計測される。
Embedded	<ul style="list-style-type: none"> 配電系統に組み込まれたプライマリーBM Unit 主としてアグリゲートされた発電所であるが、大口の需要家の配電系統内在BMUもある。
Interconnector	<ul style="list-style-type: none"> 連系線 (Interconnector) に関連するプライマリーBM Unit 他送電網 (大陸、アイルランド) との電力のやり取りがある事業者は、国際連系線ごとに需要BMUと発電BMUを必ずペアで登録する。
Supplier	<ul style="list-style-type: none"> 供給をカバーするプライマリーBM Unit。これらには、ベースまたは追加サプライヤーのプライマリーBMユニットのいずれかの所与のGSPグループに対する特定のサプライヤーの全てのメーターが含まれる。 小売事業者の供給量を計測するBMUである。小売事業者の顧客を束ねて計測する仕組みとなっている。
Secondary	<ul style="list-style-type: none"> セカンダリーBMユニットは、NETSOにTERREバランシングサービスを提供するために、仮想リードパーティ (VLP : Virtual Lead Party) によって登録される場合がある。
Miscellaneous	<ul style="list-style-type: none"> 上記のカテゴリに適合しないその他のタイプのプライマリーBMユニット。

出所) Elexon, "BM UNITS - REGISTRATION OF BALANCING MECHANISM (BM) UNITS", <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/bm-units-registration-of-balancing-mechanism-bm-units/> 及び三菱総合研究所「平成27年度国際エネルギー使用合理化等対策事業 (海外における卸電力取引所・リアルタイム市場等制度調査) 報告書」, https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2016fy/000484.pdf (閲覧日:2021/3/10) より三菱総研作成

(参考) Directly Connected Balancing Mechanism Unitの登録

- Balancing Mechanism Unit (BMU) の登録に際しての事前審査に関連して、Directly Connected BMUの登録の前提条件や入力・提出が求められる主な情報は以下の通り。

Directly Connected Balancing Mechanism Unitの概要	<ul style="list-style-type: none"> Directly Connected プライマリーBMUは、送電系統に直接接続された機器で構成される。それらは通常発電ユニットであり、発電所または他の発電サイト(例:風力発電所)に関連するものだが、大規模な需要サイトである場合もある。各プライマリーBMユニット内の機器は独立して制御され、個別に計測される。
登録の前提条件	<ul style="list-style-type: none"> 通常、Generation Directly Connected Primary BM Unitsを登録するには発電事業者として、またはDemand Primary BM Unitsを登録するには小売事業者としての認証を得る必要がある。 プライマリーBMU登録フォームを提出する前に、NETSOに連絡して義務について議論し、必要な契約書に署名する必要がある。NETSOはNGC BMユニットIDを付与する。
入力・提出が求められるフォーム	<ul style="list-style-type: none"> BSCP 15/4.1には、登録しようとしているプライマリーBMユニットの概要を記入する。BSCP 15/4.1フォームを中央登録エージェント (CRA) に有効開始日 (EFD) の少なくとも30営業日前(標準プライマリーBMUの場合)または少なくとも60営業日前(非標準プライマリーBMUの場合)に送信する必要がある。BMUはSelf-Service Gateway にも登録できる。 BSCP 15/4.13は、非標準プライマリーBMUの構成に関する情報を要求するものである。プライマリーBMUが非標準の場合、これを提出する必要がある。BSCP 15/4.1フォームに加えて提出するか、BMUをSelf Service Gateway に登録することもできる。 BSCP 20/4.13は、プライマリーBMUに関連する計量システムを登録し、EFDの少なくとも20営業日前にCRAに送付する必要がある。 BSCP 20/4.3は、プライマリーBMUの計量システムに関連するMeter Technical Details (MTD) を登録し、通常、Meter Operator Agent (MOA) により、EFDの少なくとも16営業日前にCDCAに提出される。また、メータリング・システムの登録者が提出することも可能。 BSCP75 / 4.2は、プライマリーBMUのアグリゲーションルールの詳細を示しており、EFDの少なくとも20営業日前にCDCAに送信する必要がある。 BSCP 02は、MOAがメータリング・システム上で実施しなければならない証明テストの詳細を示すものである。この作業は、EFDの8営業日前までに完了する必要がある。 以下に示すサイトの電気単線結線図を提供する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> 計量装置の位置、特に決済用電流変圧器と電圧変圧器 (CT/VT) およびCT/VT比 提案された境界点またはその近くの既存の境界点および/またはシステム接続点 バックアップSVA接続およびインターロック構成
BSCP 15/4.1に記入する主な情報	<ul style="list-style-type: none"> BMユニットIDは、NETSO (最終的物理通知 (FPN) フラグがYの場合)から提供されるIDである。Directly Connected プライマリーBMUの場合、接頭語「T_」の後にNGC BMユニットIDが続く。 各プライマリーBMUの発電容量 (GC : Generation Capacity) と需要量 (DC : Demand Capacity) 、およびFinal Physical Notification (FPN) Flagを入力する必要がある。最後に、プライマリーBMUが有効になる予定日を指定する必要がある。

出所) Elexon, "BM UNITS - REGISTRATION OF BALANCING MECHANISM (BM) UNITS", <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/bm-units-registration-of-balancing-mechanism-bm-units/> (閲覧日:2021/3/10) より三菱総研作成

(参考) Embedded Balancing Mechanism Unitの登録

- Balancing Mechanism Unit (BMU) の登録に際しての事前審査に関連して、Embedded BMUの登録の前提条件や入力・提出が求められる主な情報は以下の通り。

Embedded Balancing Mechanism Unitの概要	<ul style="list-style-type: none"> Embedded プライマリー-BMUは、配電系統に接続された機器で構成される。発電所やその他発電サイト(例:風力発電所)に関わる発電ユニットである。 各プライマリー-BMU内の機器は、他のユニットから独立して個別に計測される。
登録の前提条件	<ul style="list-style-type: none"> Embedded プライマリー-BMUを登録するには、発電事業者としての資格が必要である。プライマリー-BMUが輸出免除となる場合は、小売事業者としての資格を得てプライマリー-BMUを登録するか、別の発電事業者または小売事業者を選択してプライマリー-BMUを登録することもできる。 プライマリー-BMU登録フォームを提出する前に、また、Balancing Mechanism への参加を希望する場合(例: (FPN) フラグが「Yes」に設定されている場合)は、NETSOに連絡して義務について議論し、必要な契約書に署名する必要がある。 NETSOは、NGC BMユニットIDを提供する。
入力が必要なフォーム	<ul style="list-style-type: none"> BSCP 15/4.1には、登録しようとしているプライマリBMユニットの概要を記載する。BSCP 15/4.1フォームを中央登録エージェント (CRA) に有効開始日 (EFD) の少なくとも30営業日前(標準プライマリー-BMUの場合)または少なくとも60営業日前(非標準プライマリー-BMUの場合)に送信する必要がある。またBMUはSelf-Service Gatewayにも登録できる。 BSCP 15/4.13は、非標準プライマリ-BMユニットの構成に関する情報を要求するものである。BMUはSelf-Service にも登録できる。 BSCP20 / 4.17は、プライマリー-BMUに関連するメータリングシステムを登録するものである。EFDの少なくとも20営業日前にCRAに送信する必要がある。 BSCP20 / 4.3は、プライマリー-BMUの計量システムに関連するMeter Technical Details (MTD) を登録するものである。通常、EFDの少なくとも16営業日前に、Meter Operator Agent (MOA) からCDCAに送信される。計量システムの登録者が提出することもできる。 BSCP75 / 4.2は、プライマリー-BMUのアグリゲーションルールの詳細を示すものである。EFDの少なくとも20営業日前にCDCAに送信する必要がある。 BSCP02は、MOAが計量システムで実行する必要がある証明テストの詳細を示している。これは、EFDの少なくとも8営業日前に完了する必要がある。 以下に示す、サイトの電氣的な単線結線図を提供する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 計量装置の位置、特に決済用電流変圧器と電圧変圧器 (CT/VT) およびCT/VT比 ✓ 提案された境界点またはその近くにある既存の境界点および/またはシステム接続点 ✓ バックアップSVA接続とインターロックの構成
BSCP 15/4.1に記入する主な情報	<ul style="list-style-type: none"> BMユニットIDは、NETSO (最終的物理通知 (FPN) フラグがYの場合)から提供されるIDである。Embedded プライマリー-BMUの場合、接頭語「E_」の後にNGC BMユニットIDが続く。 各プライマリー-BMUユニットの発電容量 (GC : Generation Capacity) と需要量 (DC: Demand Capacity) 、FPN Flag、およびプライマリー-BMUが配置されているGSP Group IDを入力する必要がある。最後に、プライマリー-BMUが有効になる予定日を指定する必要がある。

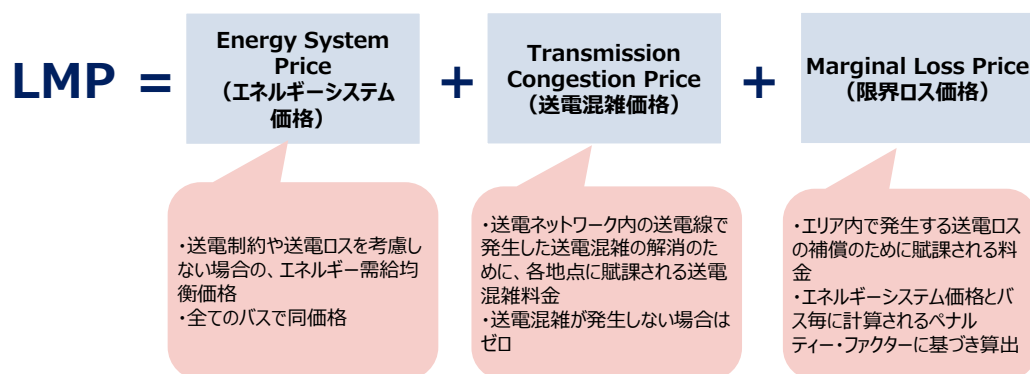
出所) Elexon, "BM UNITS - REGISTRATION OF BALANCING MECHANISM (BM) UNITS", <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/bm-units-registration-of-balancing-mechanism-bm-units/> (閲覧日:2021/3/10) より三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

20

米国PJMにおける再エネの出力抑制：LMPに基づく市場メカニズム

- 米国PJMには、英国同様に優先給電ルールが存在せず、再エネも含めて、経済的に安価な電源から優先的に落札される。
- PJMでは、地点別限界価格 (LMP) に基づく市場メカニズムを活用した電力取引システムが採用されている。そのため、PJM域内での系統混雑は基本的に、送電線の制約が発生した場合の過負荷潮流 (送電混雑) の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づいて各地点の LMP に配賦・反映する方法により対応しており、出力抑制に対する経済的補償はなされない。
- PJMにおけるLMPは、エネルギーシステム価格、送電混雑価格、限界ロス価格の3要素からなる。発電事業者の入札価格は、ペナルティ・ファクター (Pf) によって調整後、安い調整価格から順次メリットオーダーで落札され、エネルギーシステム価格は最後に落札された電源の調整価格 (限界価格) となる。



出所) PJM, "Locational Marginal Pricing Components", <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx?la=en> (閲覧日:2021/3/10) より三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

21
335

第II部

FIP 制度の詳細設計等に係る日本 への適用可能性調査

諸外国における再生可能エネルギー政策等に係る 日本への適用可能性に係る調査

報告書

2021年3月12日

 株式会社三菱総合研究所

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.



目次

1. FIP制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査	1
1.1. 調査の全体像	3
1.2. 複数制度パターンを踏まえた短期シミュレーション	5
1.2.1. 検討対象の設定	6
1.2.2. 足下の市場環境等の整理	9
1.2.3. 短期のプレミアム・収入試算	17
1.3. 将来の事業環境シナリオに基づいた中長期シミュレーション	128
1.3.1. 事業環境シナリオの作成	129
1.3.2. 中長期のプレミアム・収入試算	138

1. FIP制度の詳細設計等に係る日本への適用可能性調査

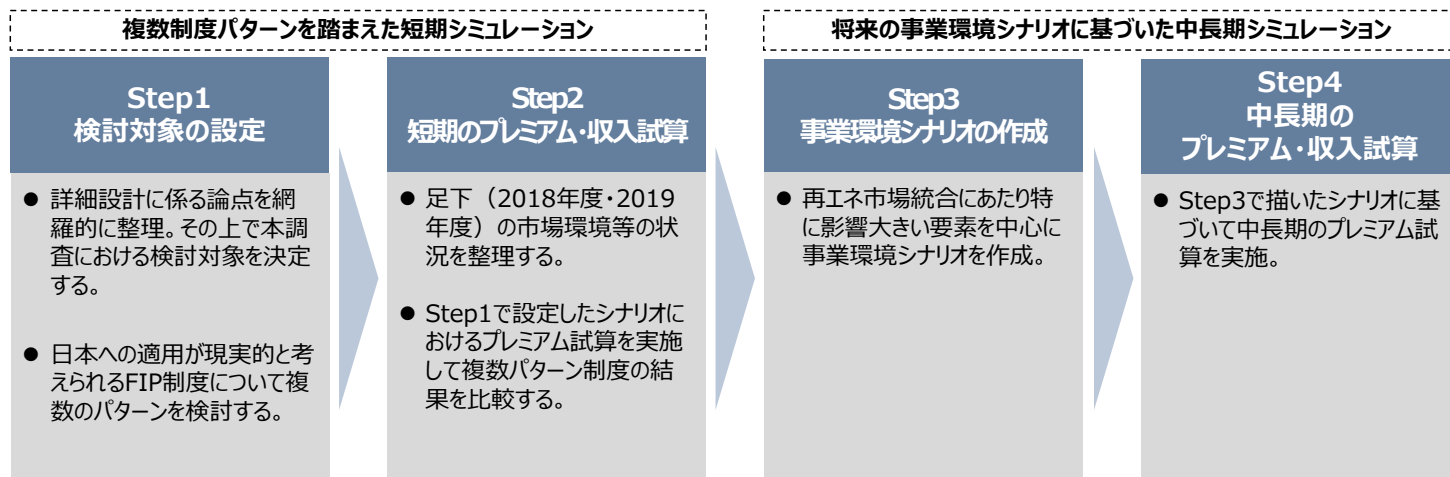
1.1. 調査の全体像

調査の全体像

- 日本において適切にFIP制度を導入・実施して再生可能エネルギーの電力市場統合を図るため、以下の4ステップでFIP制度を導入した場合の定量分析を実施した。
- Step1において検討対象を設定し、その上でStep2で短期のプレミアム・収入試算を実施して、日本において適用が現実的と考えられる制度パターンについて検討を行った。
- 次にStep3で中長期の事業環境シナリオを作成し、当該シナリオに基づいてプレミアム・収入試算を行い、Step2で検討した制度パターンによる試算が、中長期においても同様の結果となっていることを確認した。

※なお、本シミュレーションにおいては、2020年度に生じた市場価格の高騰については対象としていない。

調査の全体像と実施フロー



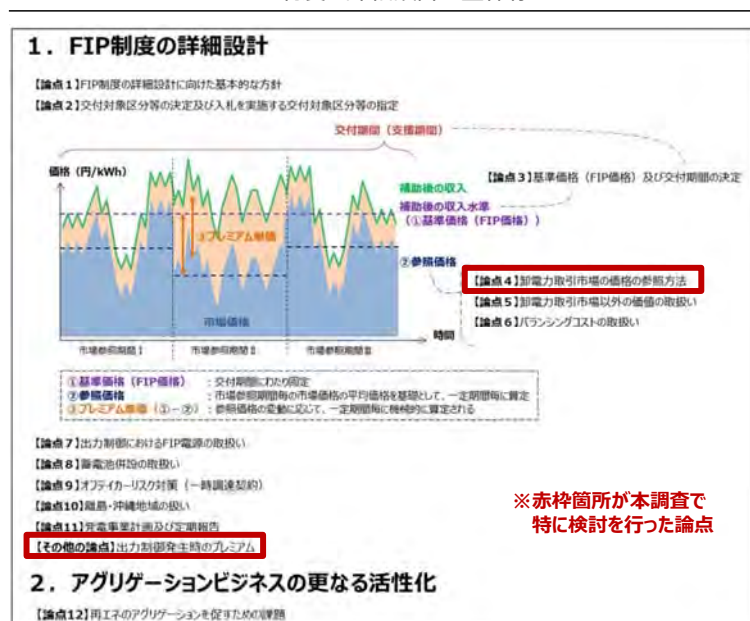
1.2. 複数制度パターンを踏まえた短期シミュレーション

1.2.1. 検討対象の設定

本調査における検討対象

- 本調査ではFIP制度の中でも特にプレミアム単価の決定に係る重要な論点である、参照価格の決定方法および出力制御の扱いに焦点を当てて分析を行った。
- 参照価格の決定方法については、特に卸電力取引市場価格の参照方法について複数パターンを用意してそのメリット・デメリットの評価を行った。

FIP制度の詳細設計の全体像



分析対象とする複数の制度パターン

- 参照価格の決定方法として、具体的には参照期間・参照時期・参照エリア・補正有無などの具体的なパターンの組み合わせを検討する必要がある。
- 本調査では特に参照期間・参照時期・出力抑制時のプレミアムの扱いについて、複数パターンのシナリオを用意し、それぞれについてプレミアム・収入の定量評価・分析を行う。

参照価格・出力制御に係る個別論点と対象とする制度の複数パターン

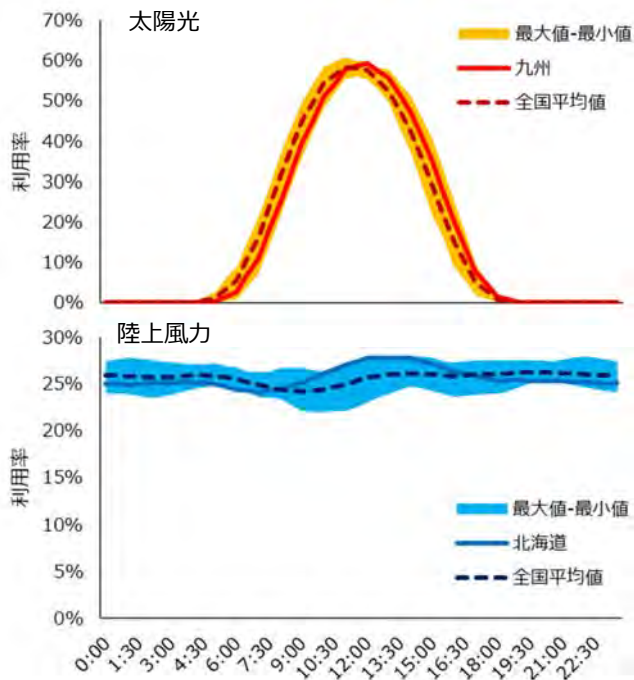
		制度パターンの例	本調査での対象
参照価格	参照期間	1日, 1か月, 3か月, 6か月, 1年	1か月, 1年
	参照時期	当該時期, 前年同時期, 過去複数年平均	当該時期, 前年同時期
	参照エリア	システムプライス, エリアプライス	エリアプライス
	参照価格補正	補正※無し, 補正あり ※参照時期について過去を参照する場合に当該時期との差分を調整する補正	補正あり
出力抑制	出力抑制時のプレミアムの扱い	付与する, 付与しない	付与する, 付与しない

1.2.2. 足下の市場環境等の整理

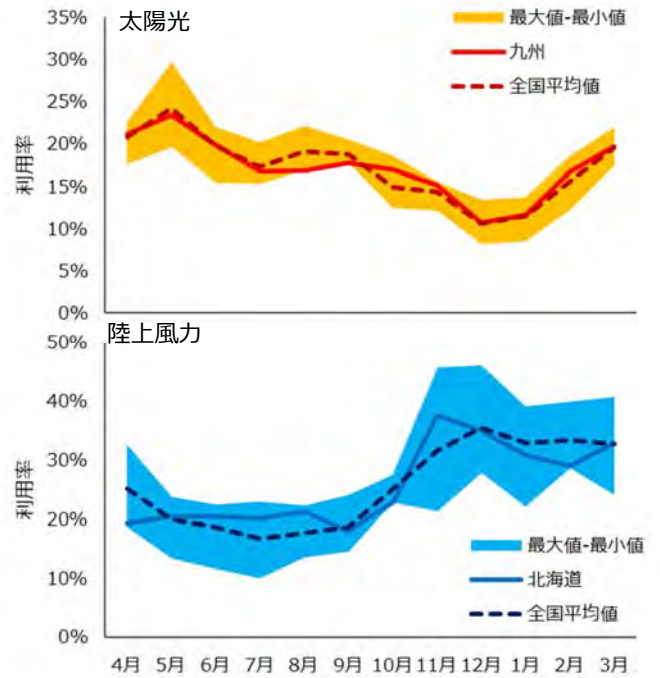
変動再エネの設備利用率プロフィール（2019年度, 時間別・月別）

- 太陽光は4～6月、風力は11～3月の利用率が高い傾向。

太陽光・風力の時間別平均プロフィール



太陽光・風力の月別利用率変化

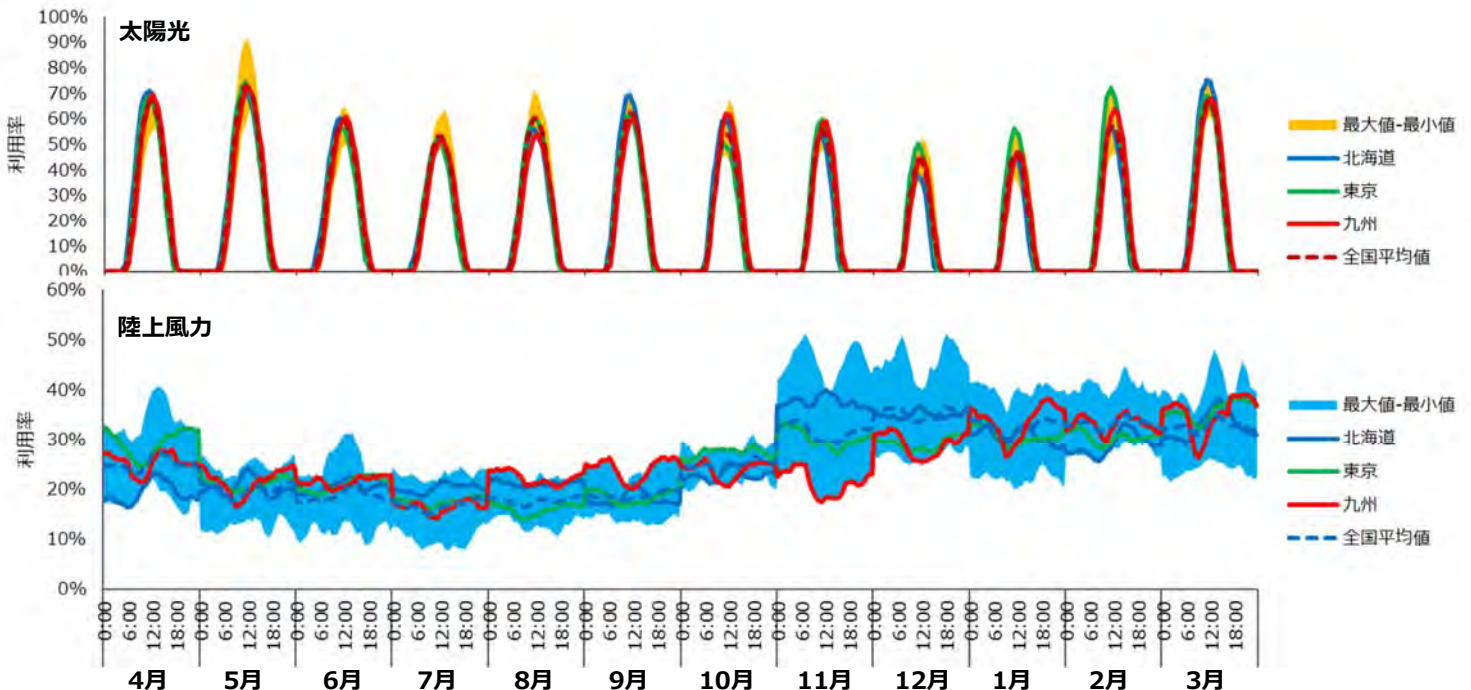


※ エリア別プロフィールは一般送配電事業者が公表する供給実績を基に作成し、年間設備利用率が太陽光で17.2%、陸上風力で25.6%となるように補正した。
 ※ 全国平均プロフィールは、設備利用率による補正後のエリア別プロフィールの単純平均として算出した。

変動再エネの設備利用率プロフィール（2019年度, 月別時間別平均）

- エリア別プロフィールの変動は全国平均プロフィールの変動と大きく異なる季節や時間帯がある。

太陽光・風力のエリア別月別・時刻別プロフィール

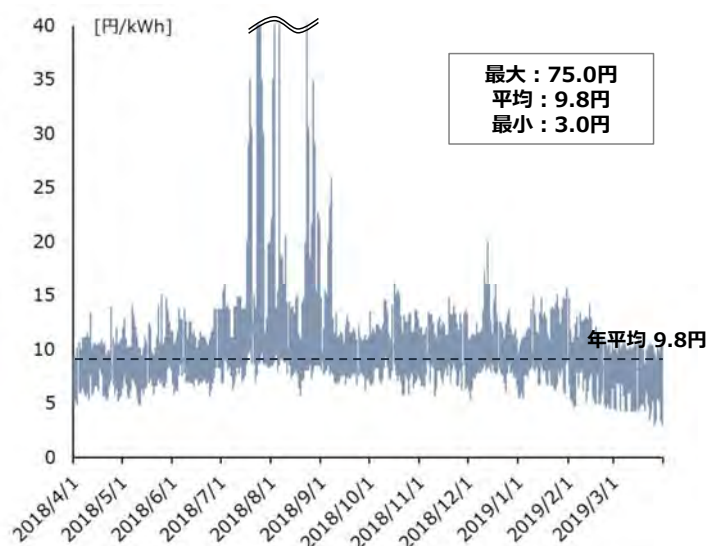


※ エリア別プロフィールは一般送配電事業者が公表する供給実績を基に作成し、年間設備利用率が太陽光で17.2%、陸上風力で25.6%となるように補正した。
 ※ 全国平均プロフィールは、設備利用率による補正後のエリア別プロフィールの単純平均として算出した。

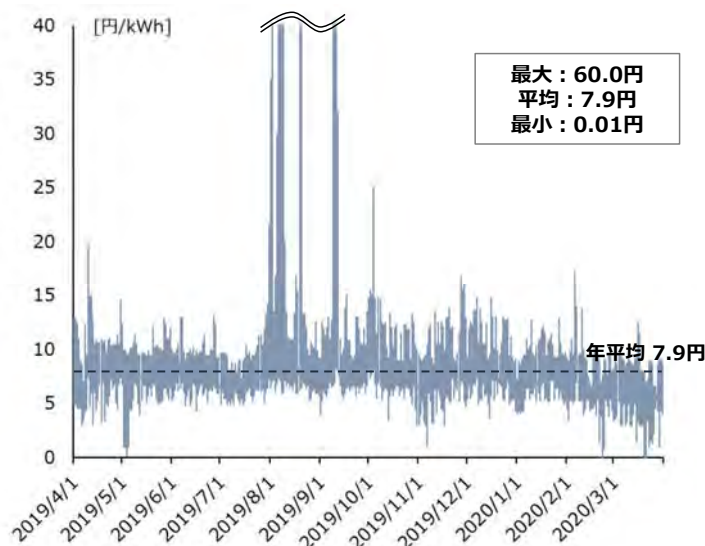
卸市場価格（スポット価格：全国）

- 年平均システム価格は**2018年度は9.8円/kWh**、**2019年度は7.9円/kWh**であり、**19年度の方が1.8円安い**。
- 2018年度はシステム価格としての最低価格は3.0円だが、**2019年度は0.01円が22コマ**において発生。

2018年度のシステム価格



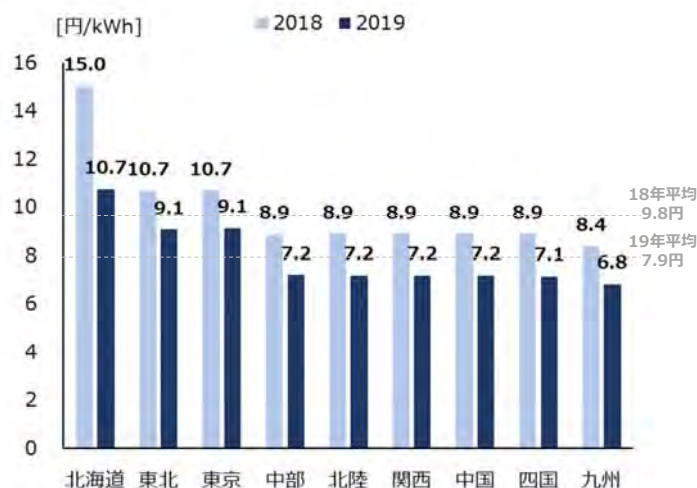
2019年度のシステム価格



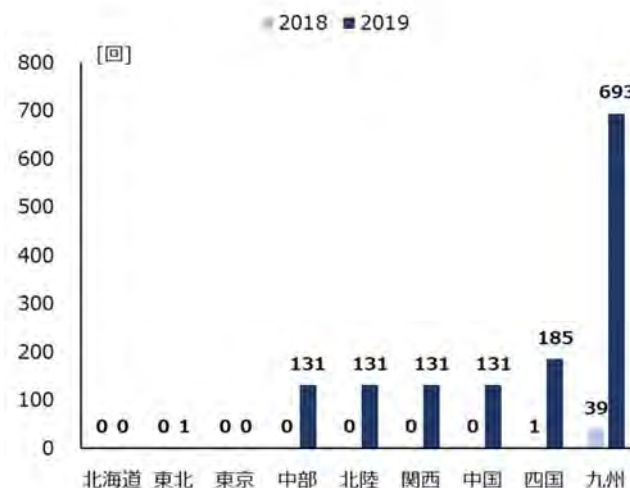
卸市場価格（スポット価格：エリア）

- エリア価格は北海道で高く九州で低い傾向がある。
- 全てのエリアで2018年度より2019年度の平均価格が低く、**北海道では4.3円**、**それ以外の地域でも1~2円程度**の差。
- 最低価格（0.01円）のコマ数は2018年度には九州で39回発生した以外はほぼゼロであったが、**2019年度には九州で約700コマ**、**中部~四国にかけて100-200コマ程度で発生**。

2018・2019年度の年平均エリア価格



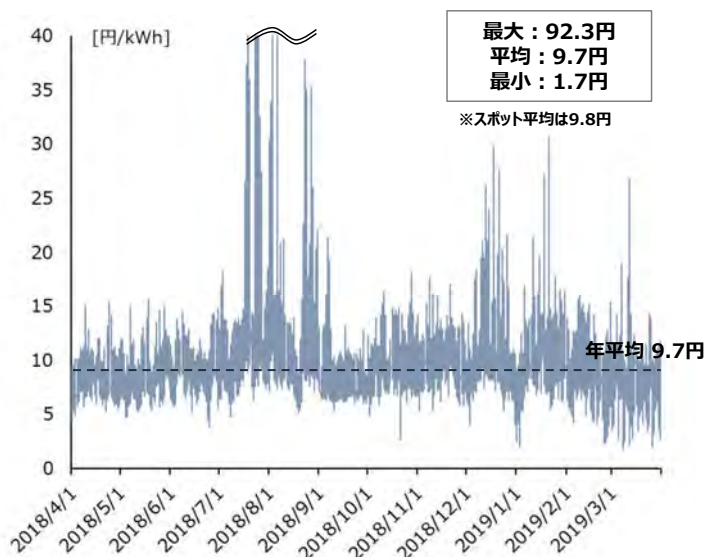
2019年度の地域別最低価格コマ数



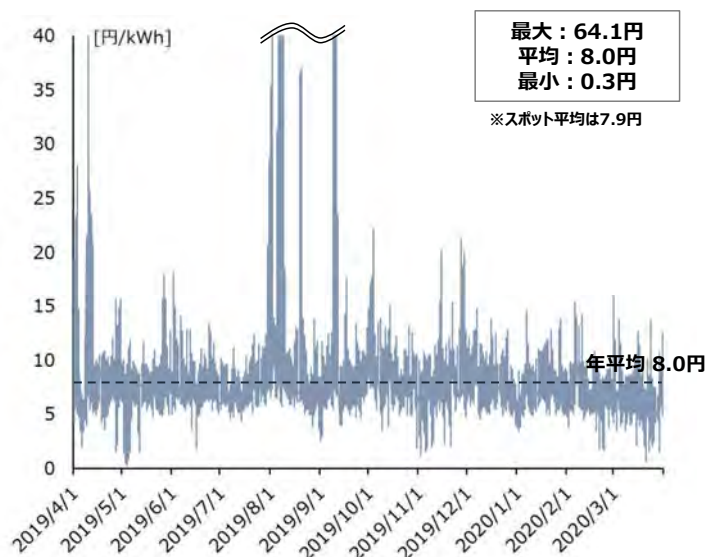
卸市場価格（時間前：全国）

- 2018年度時間前市場の年平均価格は9.7円/kWh、2019年度は8.0円/kWhであり、19年度の方が1.7円安い。
- スポット市場の年平均価格は2018年度9.8円、2019年度7.9円であり、時間前市場の年平均価格と概ね同水準。

2018年度の時間前市場価格



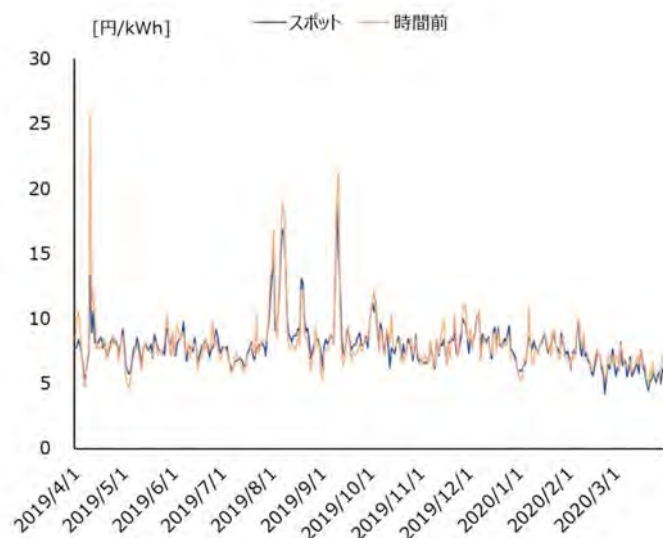
2019年度の時間前市場価格



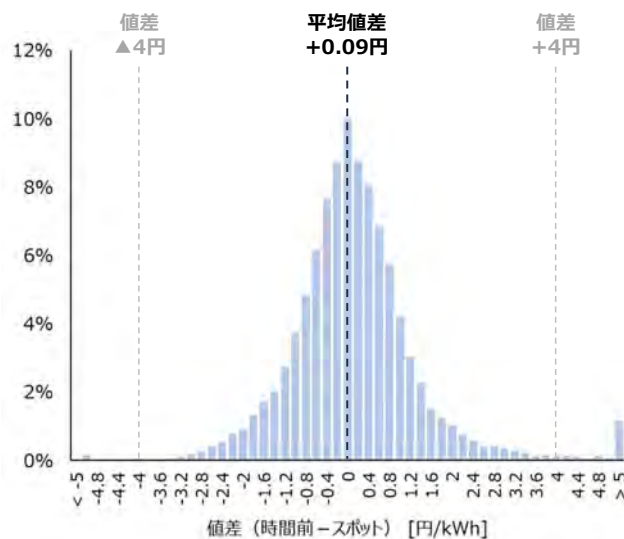
卸市場価格（スポット・時間前比較）

- 時間前市場価格は概ねスポット市場価格と同水準で推移。時間前市場でスポット市場価格を下回ることもある。
- 2019年度の両者の年平均価格差は0.09円だが、コマ別に見ると±4円程度の幅でばらつきが存在。

2019年度のスポット・時間前市場価格推移（日平均）



2019年度のスポット・時間前市場のコマ別価格差

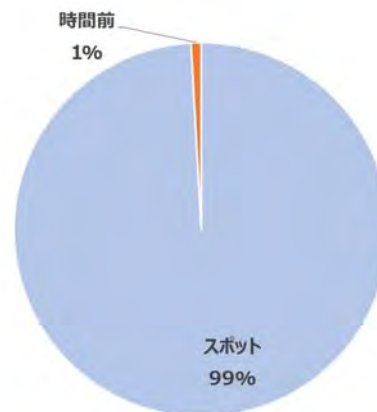


卸市場価格（スポット・時間前比較）

- スポット市場約定量は2018年度は2000億kWh程度, 2019年度は3000億kWh程度。
- 他方で時間前市場の約定量は26億kWh程度であり、スポット市場と合わせた取引量の1%に留まるため、両市場の加重平均をとった場合にはスポット市場価格が支配的となる。

2018・2019年度のスポット・時間前市場取引量

2019年度のスポット・時間前市場の約定量



1.2.3. 短期のプレミアム・収入試算

短期のプレミアム・収入試算の概要

- **目的：**過去実績に基づいてFIP制度における卸電力取引市場価格の参照方法等を踏まえたプレミアムや収入（単価、月間・年間総額）の簡易シミュレーションを実施。
 - **対象：**
 - 電源：太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電
 - エリア：北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄
 - **内容：**
 - 2018・2019年度のプレミアム単価
 - 2018・2019年度の総収入単価（市場収入単価＋プレミアム単価）
 - 2018・2019年度の月間・年間の総収入（市場収入＋プレミアム収入）
 - **試算パターン：**
 - ① **当期1ヶ月参照**
 - ・ 1ヶ月平均値の計算方法：太陽光・風力は30分コマ市場価格1か月分を供給量で加重平均、その他電源は単純平均
 - ② **前年度年間参照＋月間補正** /1年度分を加重平均
 - ・ 月間補正＝当年度月間市場平均価格-前年度月間市場平均価格
 - ・ 前年度年間平均値の計算方法：太陽光・風力は30分コマ市場価格1ヶ月分を供給量で加重平均、その他電源は単純平均
 - **出力抑制が発生するような時間帯をスポット市場が0.01円/kWhの30分コマのプレミアム：**
 - A) 0.01円コマ補正なし** /スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマについてもプレミアムを一律交付
 - B) 0.01円コマ補正あり** /スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない
 - ・ 交付されるはずであったプレミアム相当額を、0.01円/kWhの30分コマ以外のコマに割り付ける。（同一エリア、同一月、同一電源種）
 - **電気の供給方法：**
 - 当該試算における発電事業者は、各エリアにおける各電源種の供給実績と同じ電源プロフィールで平均的な電気供給を実施する。
- ⇒ ①A（当期1ヶ月参照方式）、②A（前年度年間参照＋月間補正方式）、②B（前年度年間参照＋月間補正＋0.01円コマ補正方式）におけるプレミアム単価、平均収入単価および総収入を試算。

本分析における用語の定義

用語	単位	定義
エリア電源プロフィール	%	エリア別、電源種別の電気供給における各30分コマの設備利用率。
個別電源プロフィール	%	特定電源設備による電気供給における各30分コマの設備利用率。
30分コマ市場価格	円/kWh	エリア別、30分コマ別にスポット市場のエリアプライスと時間前市場取引価格の加重平均をとったもの。
月間市場平均価格	円/kWh	30分コマ市場価格の月間平均。太陽光、風力についてはエリア電源プロフィールで加重平均をとり、非変動再エネについては単純平均をとる。
年度市場平均価格	円/kWh	30分コマ市場価格の年度平均。太陽光、風力についてはエリア電源プロフィールで加重平均をとり、非変動再エネについては単純平均をとる。
基準価格	円/kWh	プレミアム単価計算において、電源種別に売電収入単価の基準としてあらかじめ設定する価格。
参照価格	円/kWh	プレミアム単価計算において、市場平均価格を基礎に設定される価格。
0.01円/kWhコマ	-	エリアプライスが0.01円となる30分コマ。
調整前プレミアム単価	円/kWh	基準価格から参照価格を差し引くことにより算出されるプレミアム単価（円/kWh）。
調整後プレミアム単価	円/kWh	0.01円/kWhコマ以外の30分コマについて、0.01円/kWhコマで支払われないプレミアム額を上乗せする調整措置を施したプレミアム単価（円/kWh）。
電気供給量	kWh	一定の期間内に特定電源設備により発電し、市場取引等を介して供給する電気の総量。
市場収入	円	一定の期間内に特定電源設備により発電した電気を、スポット市場を介して取引することによって得られる収入。市場収入を同一期間における電気供給量で割ることで、市場収入単価（円/kWh）が算出される。
プレミアム収入	円	一定の期間内に特定電源設備により発電した電気に対して交付されるプレミアムの総額。
総収入	円	市場収入とプレミアム収入の合計。総収入を同一期間における電気供給量で割ることで、総収入単価（円/kWh）が算出される。

試算フロー

1. 前年度年間平均市場価格・当年および前年当月月間平均市場価格の算出

- 30分コマ市場価格の平均をとり、前年度の年間市場平均価格、当年当月と前年当月の月間市場平均価格を算出する。

	平均をとる対象	平均の取り方
太陽光・風力	30分コマ市場価格 スポット市場エリアプライス×時間前市場取引価格 (30分コマごとの価格を加重平均)	エリア電源プロフィール で加重平均 (一般送配電事業者が公表するエリア別供給実績をもとに作成)
非自然変動電源		単純平均

2. 当月の参照価格と調整前プレミアム単価の算出

- 当年と前年の月間市場平均価格の差分を用い、前年度年間平均市場価格を補正して参照価格とする。
- 基準価格と参照価格の差分をとり、調整前プレミアム単価とする。

$$\text{当月参照価格 (円/kWh)} = \text{前年度年間平均市場価格 (円/kWh)} + (\text{当年当月月間市場平均価格 (円/kWh)} - \text{前年当月月間市場平均価格 (円/kWh)})$$

$$\text{当月調整前プレミアム単価 (円/kWh)} = \text{基準価格 (円/kWh)} - \text{当月参照価格 (円/kWh)}$$

3. 当月の調整後プレミアム単価の算出

- エリアごとの0.01円/kWhコマ以外の30分コマを対象に、調整後プレミアム単価を算出する。

$$\begin{aligned} \text{当月調整後プレミアム単価 (円/kWh)} &= \text{当月調整前プレミアム単価 (円/kWh)} \\ &\quad \times \text{電源別エリア別当月電気供給量実績 (kWh} \cdot \text{0.01円/kWhコマ含む)} \\ &\quad \div \text{電源別エリア別当月電気供給量実績 (kWh} \cdot \text{0.01円/kWhコマ含まない)} \end{aligned}$$

4. 当月のプレミアム収入の算出

- 調整後プレミアム単価をもとに、プレミアム収入を算出する。

$$\text{当月プレミアム収入 (円)} = \text{当月調整後プレミアム単価 (円/kWh)} \times \text{当月電気供給量 (kWh} \cdot \text{0.01円/kWhコマ含まない)}$$

(参考) 本シミュレーションにおける電源プロフィールの作成方法

1. 30分コマ別出力の作成

- 一般送配電事業者が公表する実績データからは、電源種別、エリア別に1時間ごとの供給実績 (kWh) が得られる。これを以下の方法で補完し、30分コマ別出力 (kW) とする。

$$\text{30分コマ別出力 (●時00分コマ} \cdot \text{kW)} = \text{同一コマにおける電源種別供給実績 (kWh)} \div 1 \text{ (h)}$$

$$\text{30分コマ別出力 (●時30分コマ} \cdot \text{kW)} = (\text{直前30分コマ別出力 (kW)} + \text{直後30分コマ別出力 (kW)}) \div 2$$

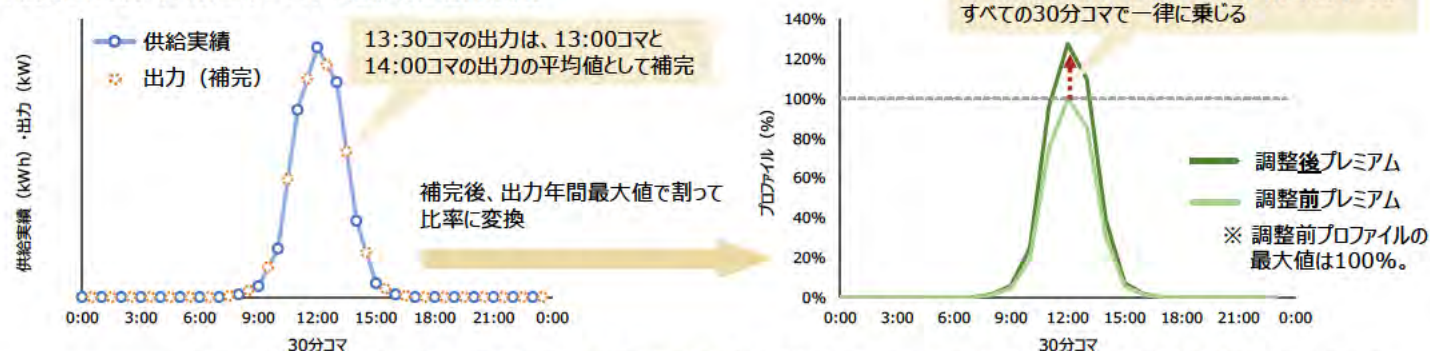
2. 電源プロフィールの作成

- 30分コマ別出力を、以下の方法で利用率に変換し、調整前プロフィールとする。
- 調整前プロフィールに一律に定数倍してプロフィールの平均値を想定設備利用率に合わせ、これを調整後プロフィールとする。

$$\text{調整前プロフィール (\%)} = \text{30分コマ別出力 (同一30分コマ} \cdot \text{kW)} \div \text{30分コマ別出力年間最大値 (kW)}$$

$$\text{調整後プロフィール (\%)} = \text{調整前プロフィール (\%)} \times \text{想定設備利用率 (\%)} \div \text{調整前プロフィール年間平均 (\%)}$$

【年間を24時間 (30分コマ×48) と仮定した場合の例】



2019年度

太陽光発電

試算の前提条件・諸元 (太陽光発電)

		前提条件・諸元	
想定 電源	電源種・発電エリア	太陽光発電 (1,000kW) ・各エリア	
	設備 利用率	年平均 17.2% (2020年度50-250kWの調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績より作成
出力制御 (個別電源)		当該電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績
	プレミアム 計算	基準価格	12円/kWh (2020年度50-250kWの調達価格)
		参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

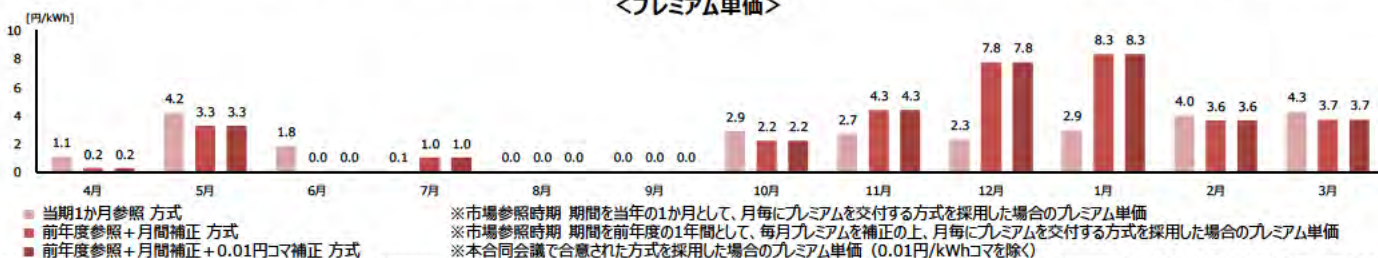
※環境価値やバランシングコスト等は考慮せずに機械的に計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

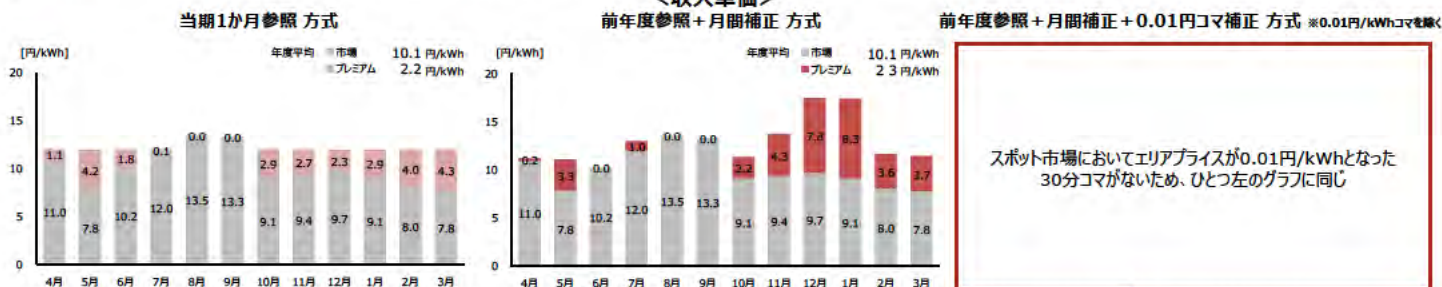
※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2019年度の北海道エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

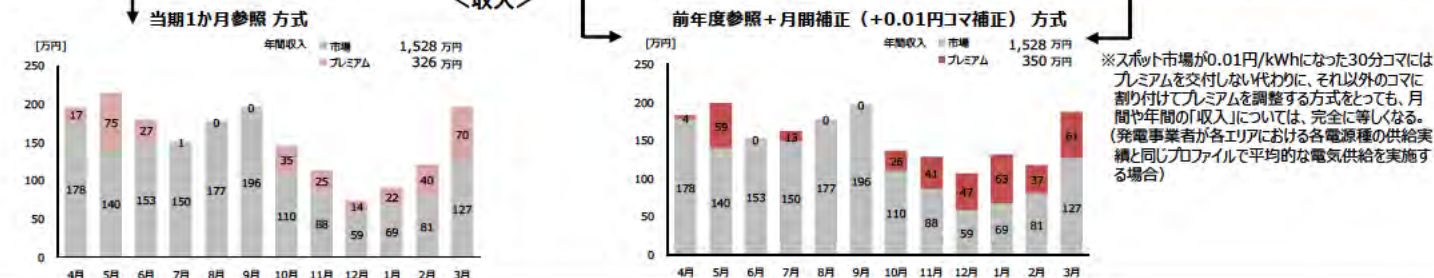
<プレミアム単価>



<収入単価>

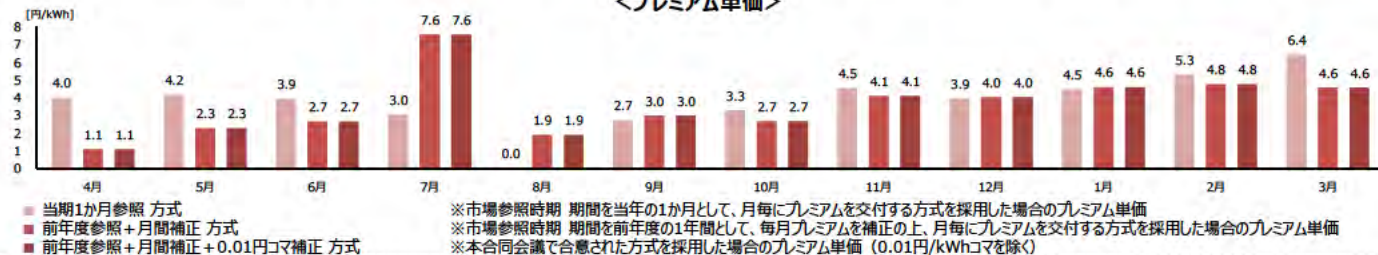


<収入>

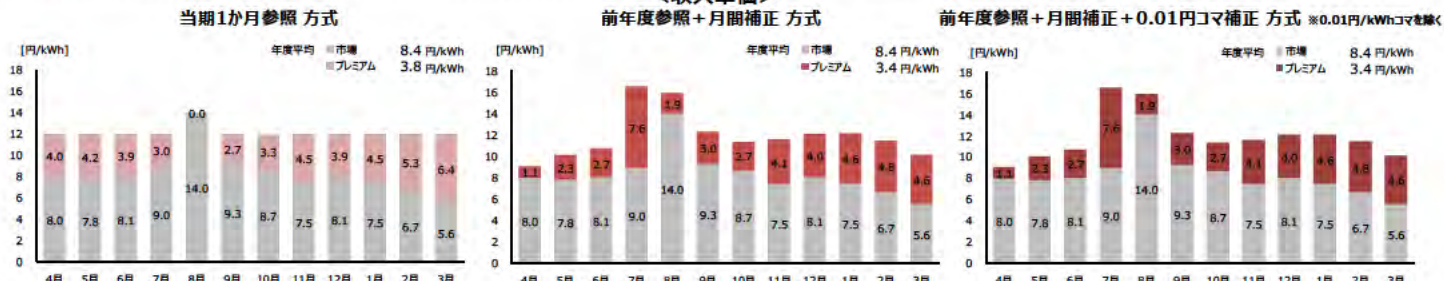


2019年度の東北エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

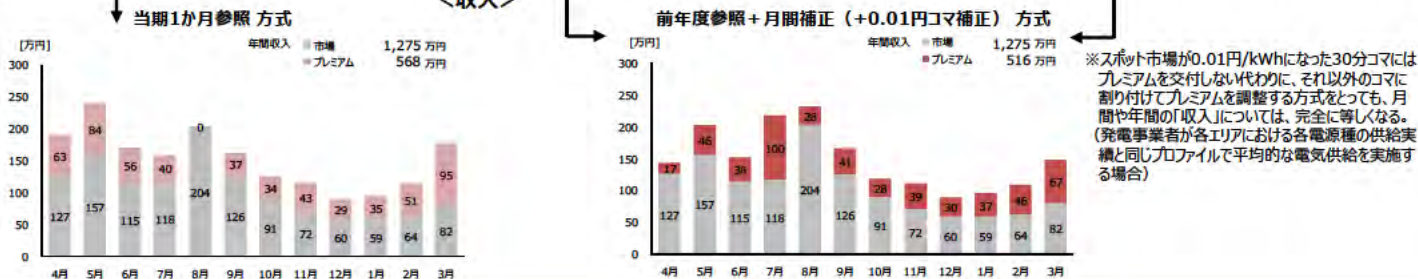
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

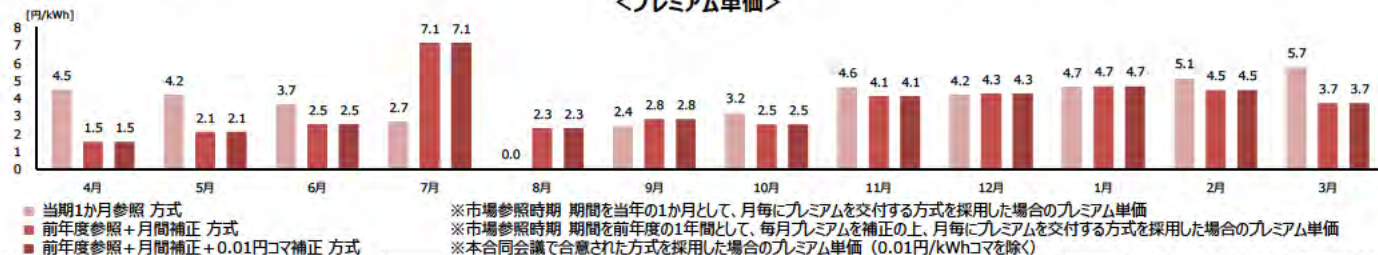


＜収入＞

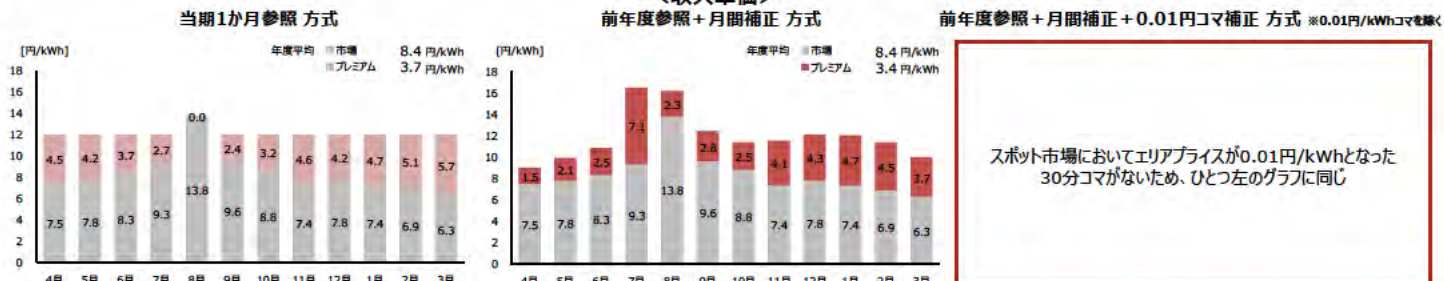


2019年度の東京エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

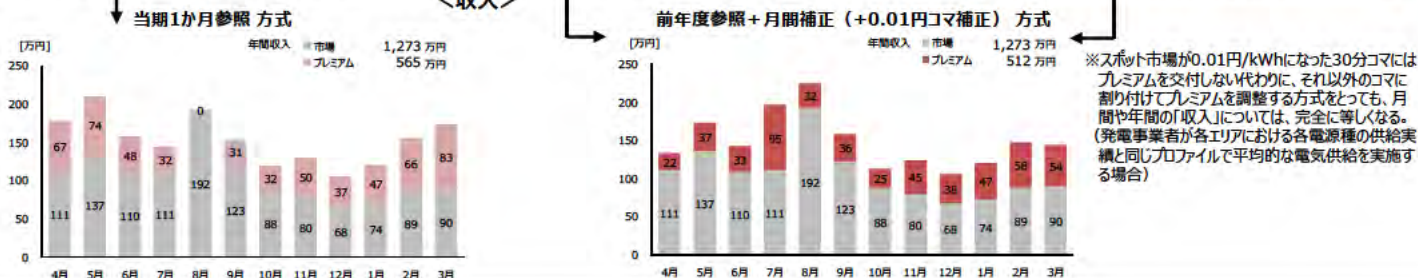
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

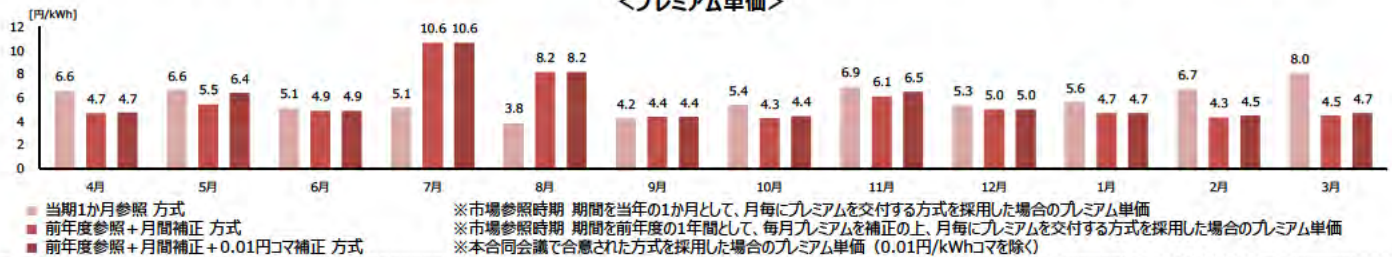


＜収入＞



2019年度の中部エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

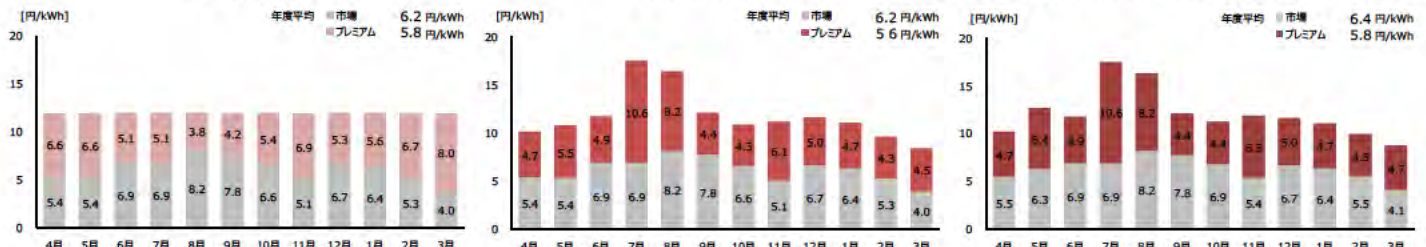
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

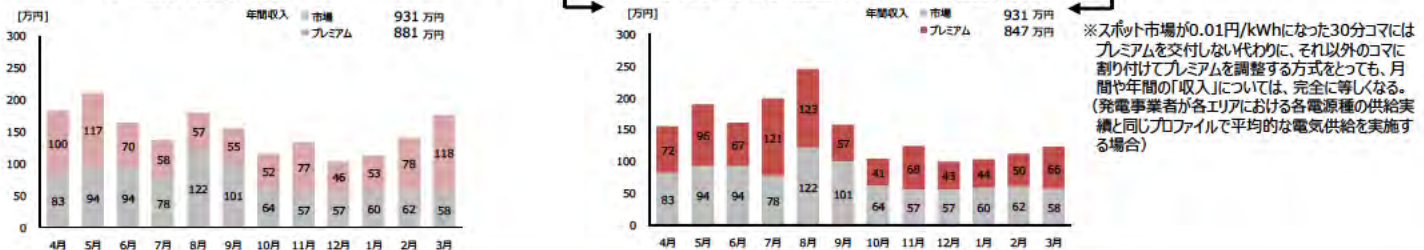
前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

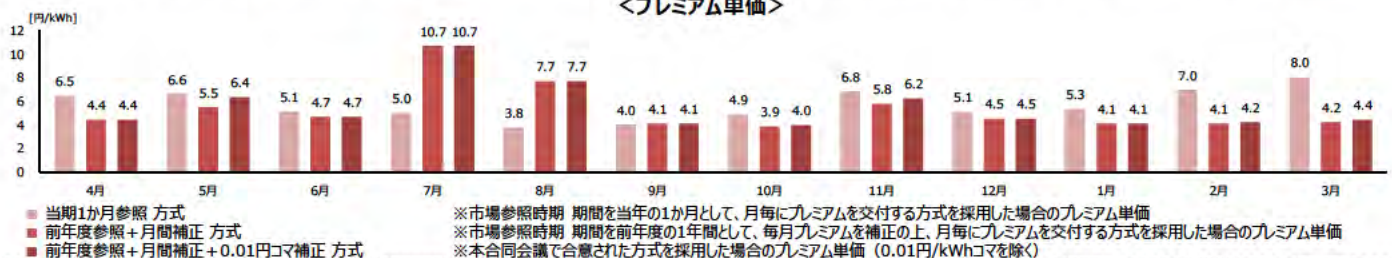
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



2019年度の北陸エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

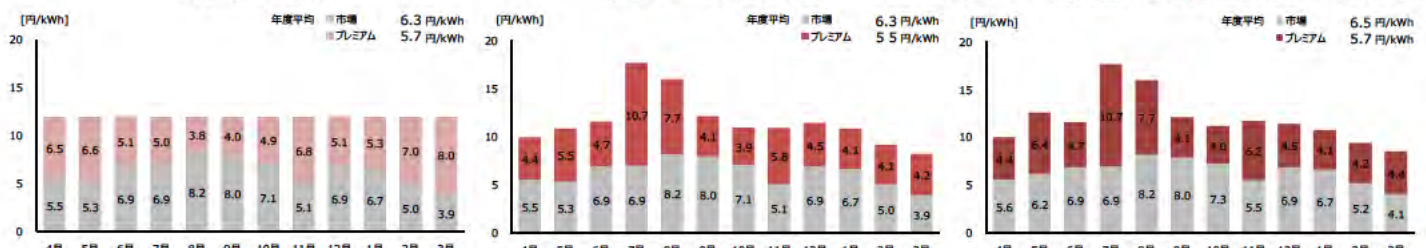
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

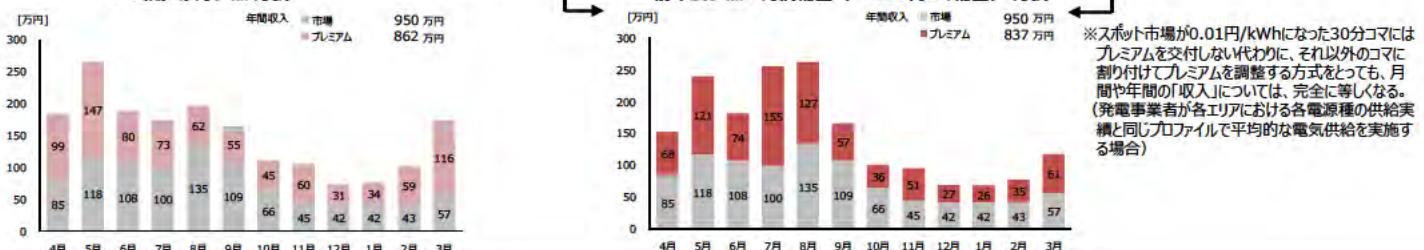
前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

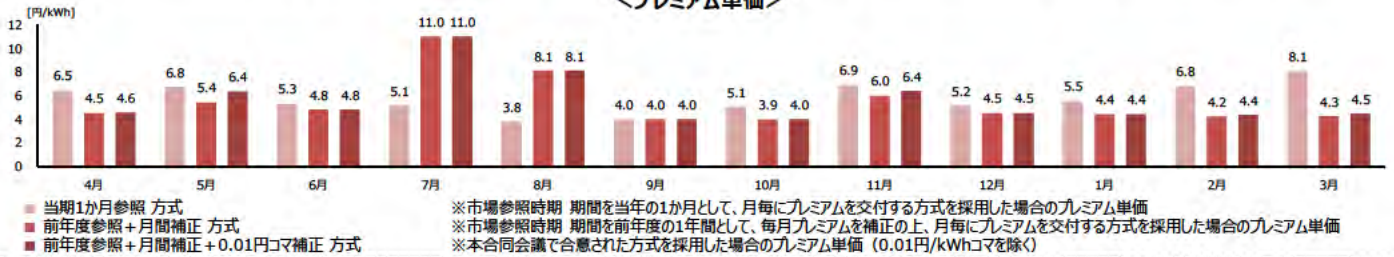
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



2019年度の関西エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

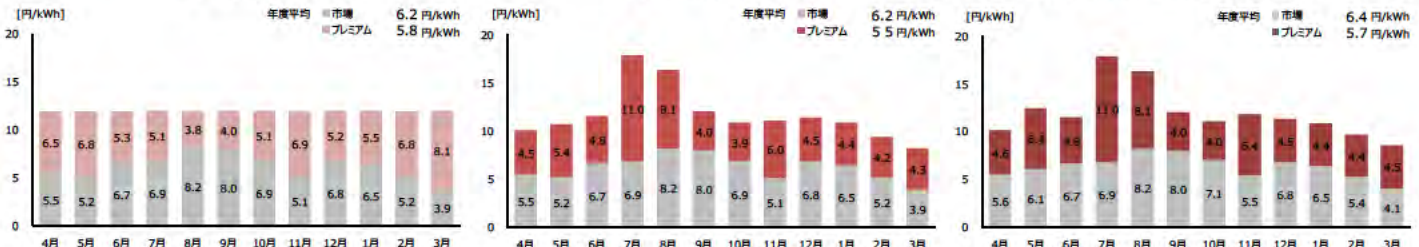
＜プレミアム単価＞



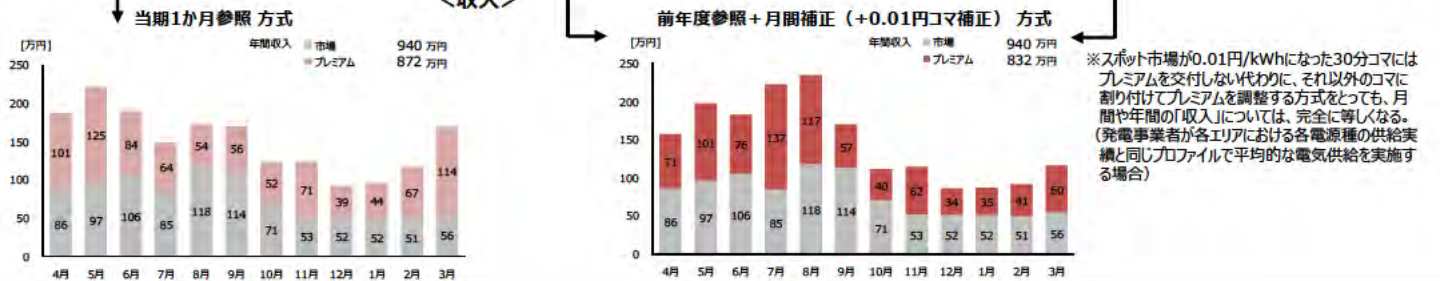
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

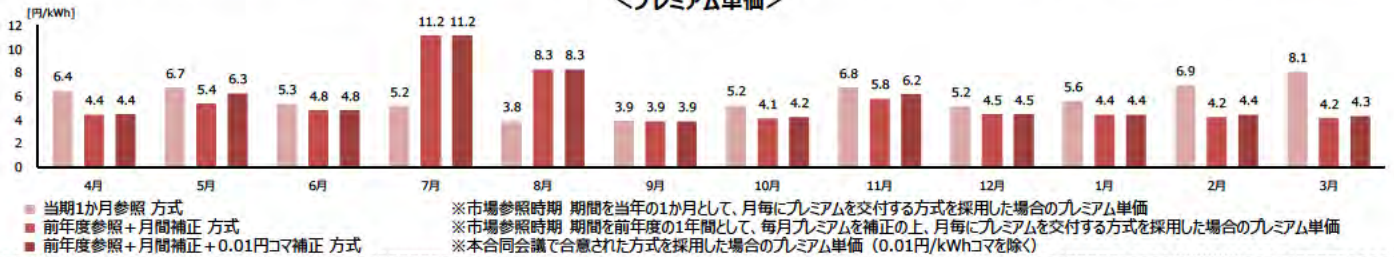


＜収入＞



2019年度の中国エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

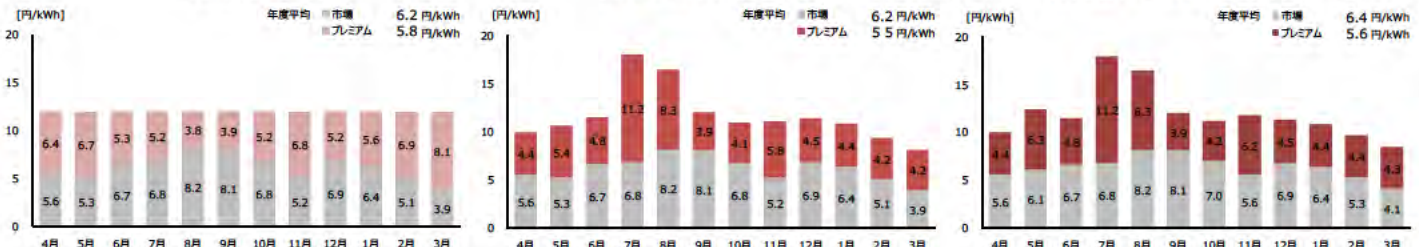
＜プレミアム単価＞



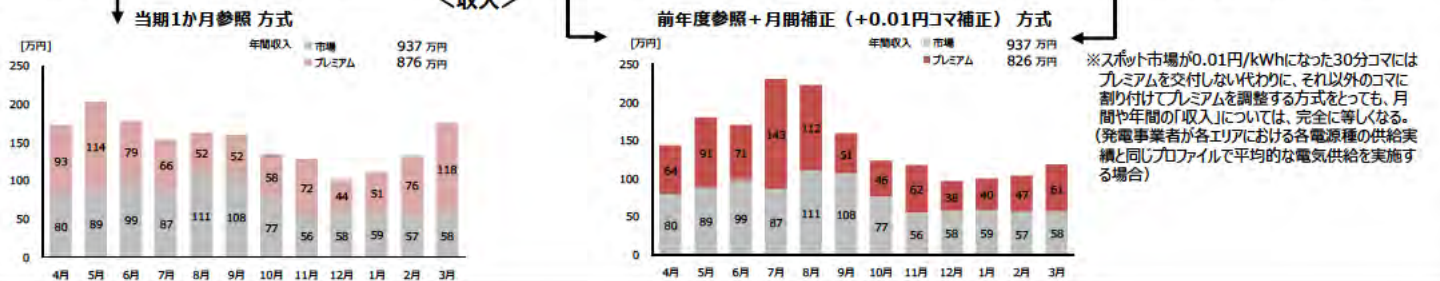
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

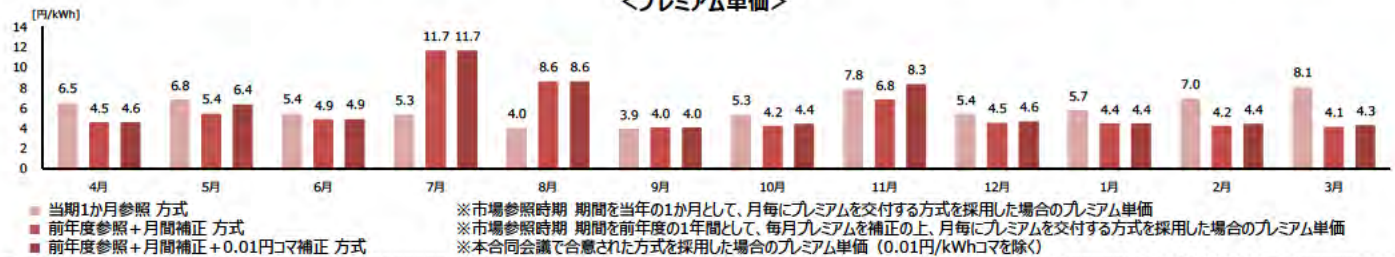


＜収入＞



2019年度の四国エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

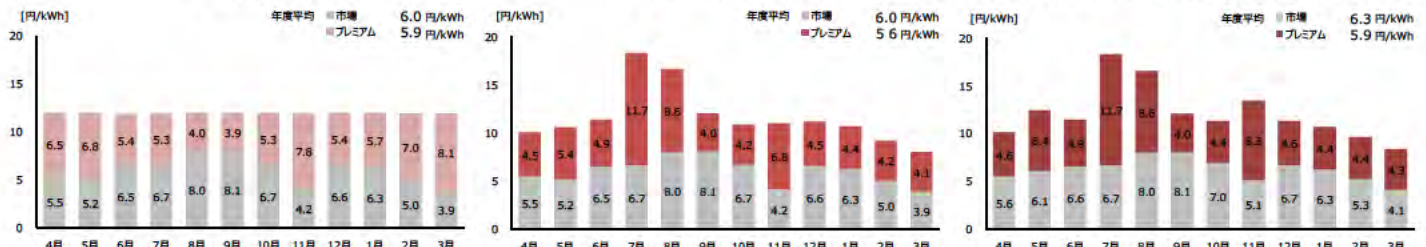
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

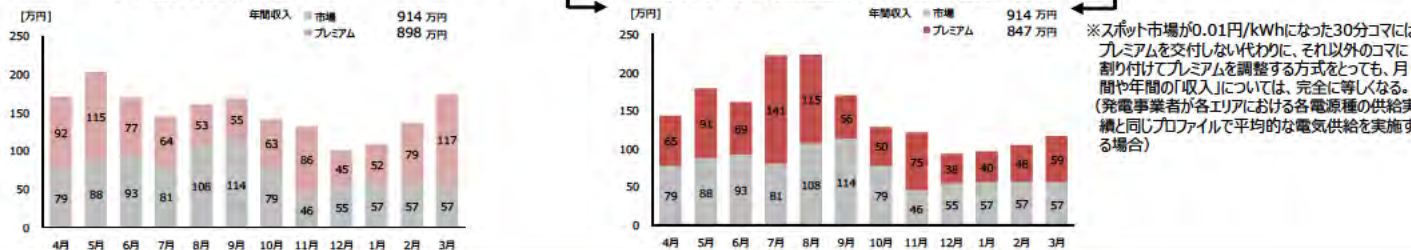


当期1か月参照方式

<収入>

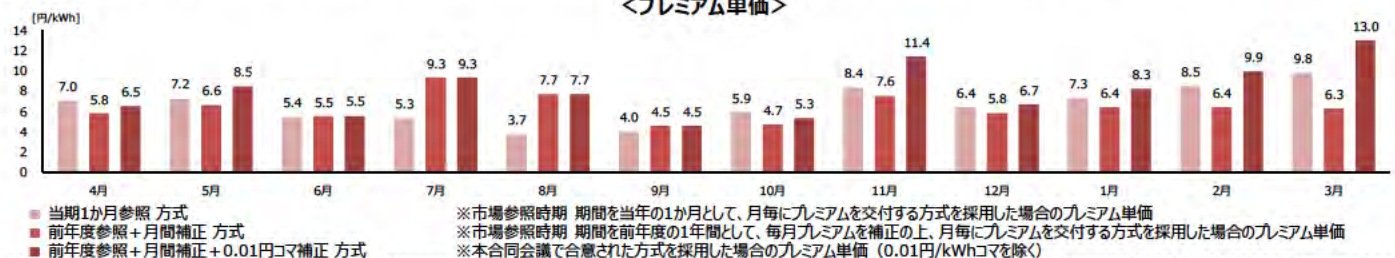
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)



2019年度の九州エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

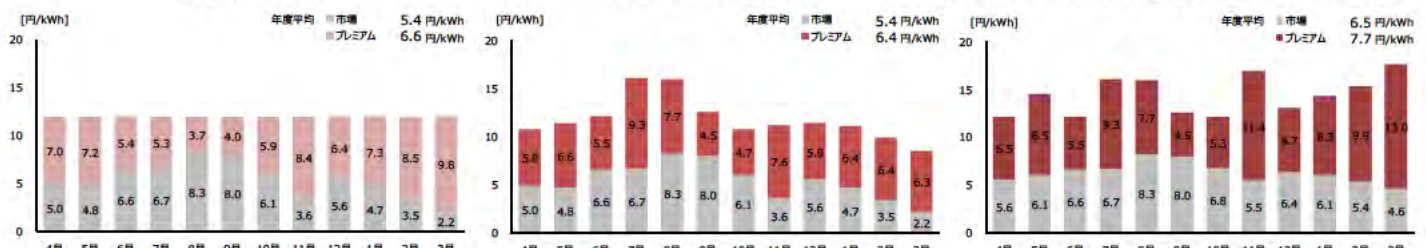
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

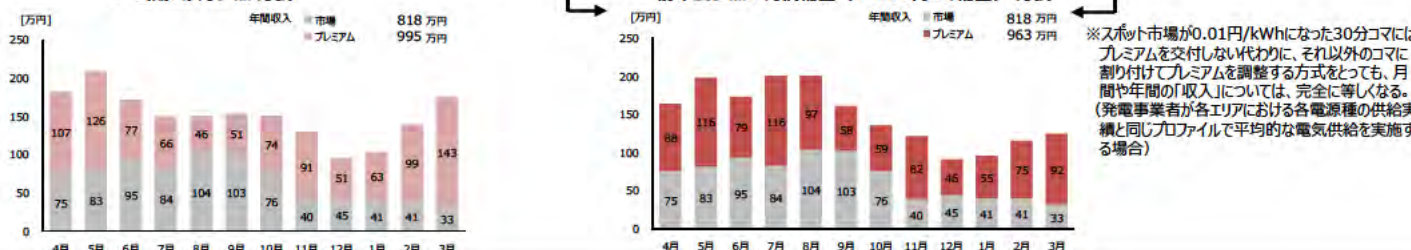


当期1か月参照方式

<収入>

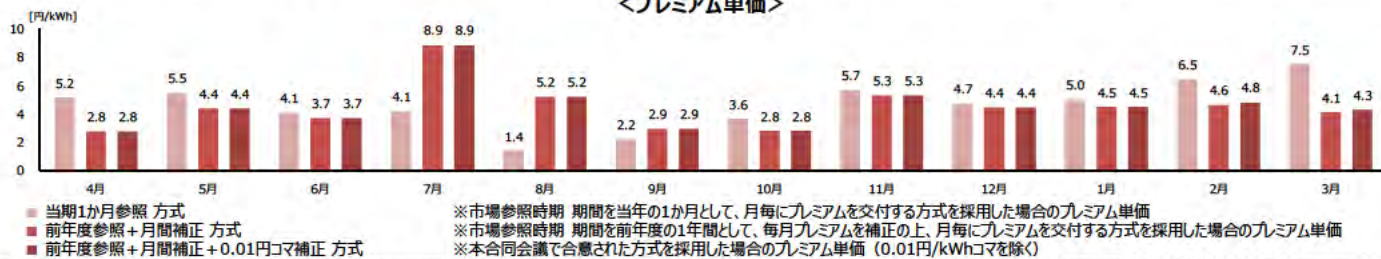
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

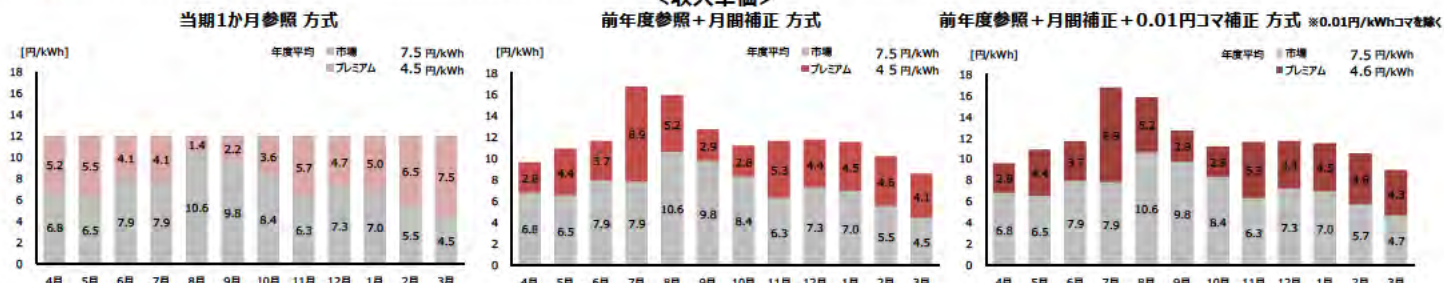


2019年度の沖縄エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

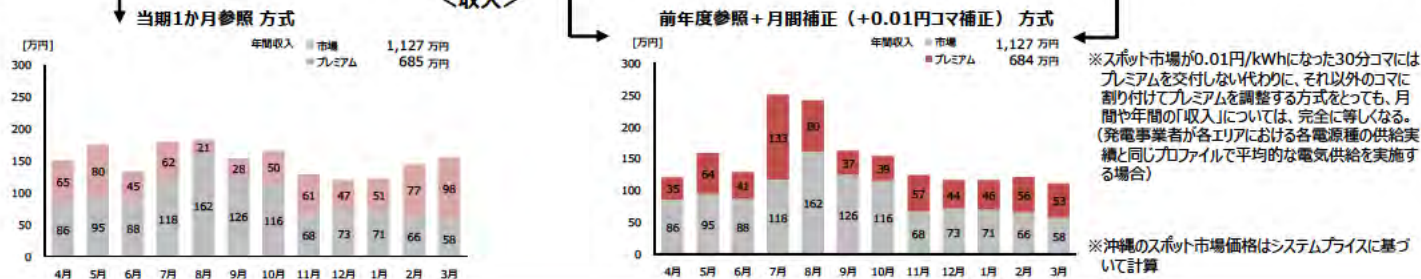
<プレミアム単価>



<収入単価>



<収入>



風力発電

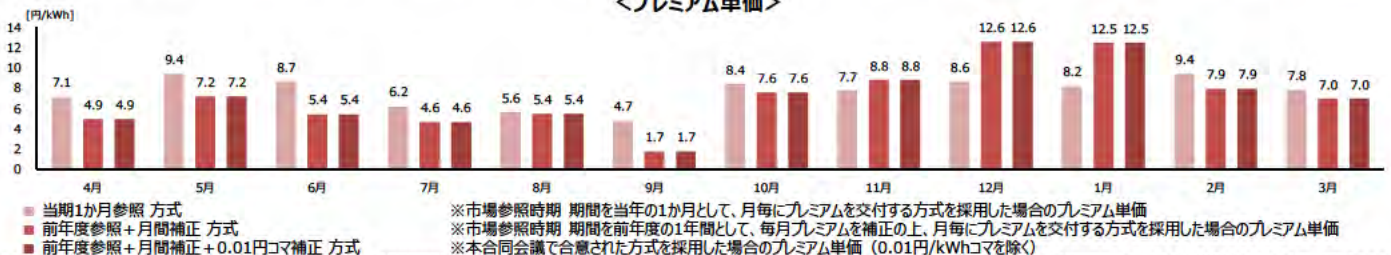
試算の前提条件・諸元 (風力発電)

		前提条件・諸元		
想定電源	電源種・発電エリア	陸上風力発電 (1,000kW) ・各エリア		
	設備利用率	年平均 25.6% (2020年度の陸上風力の調達価格における想定値)		
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
出力制御 (個別電源)		当該電源への適用が無いと仮定		
収入計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績	
	プレミアム計算	基準価格	18円/kWh (2020年度の陸上風力の調達価格)	
		参照市場	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績より作成
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント			

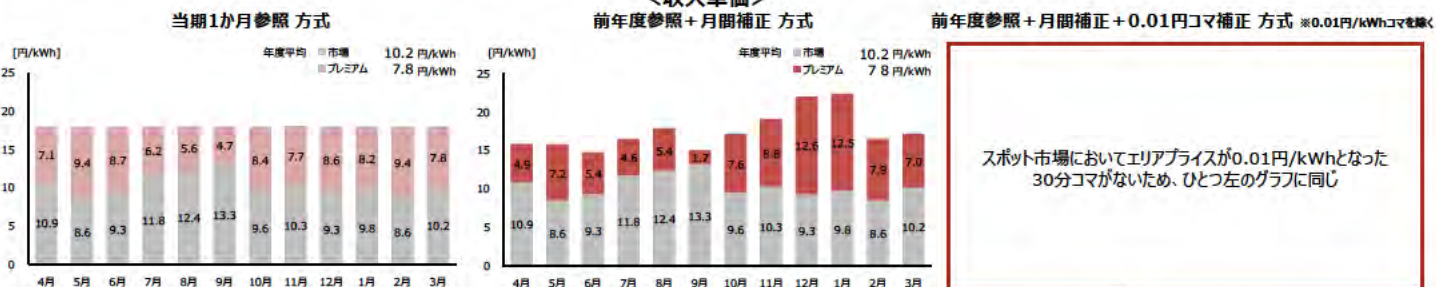
※環境価値やバランシングコスト等は考慮せずに機械的に計算。
 ※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。
 ※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2019年度の北海道エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

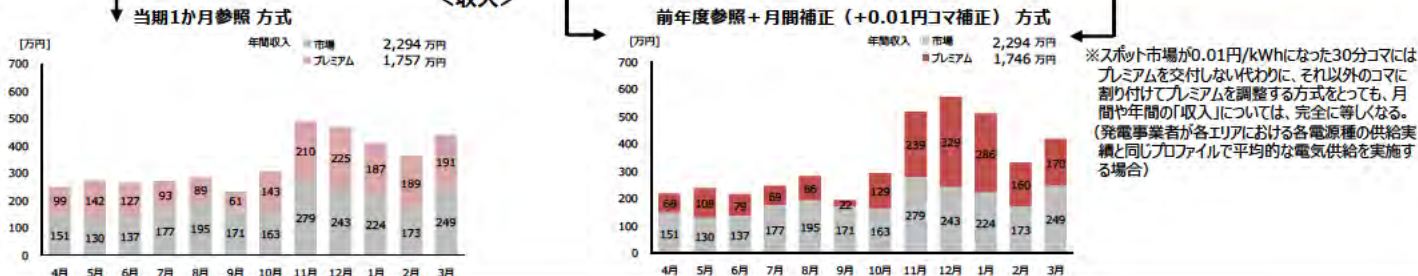


<収入単価>



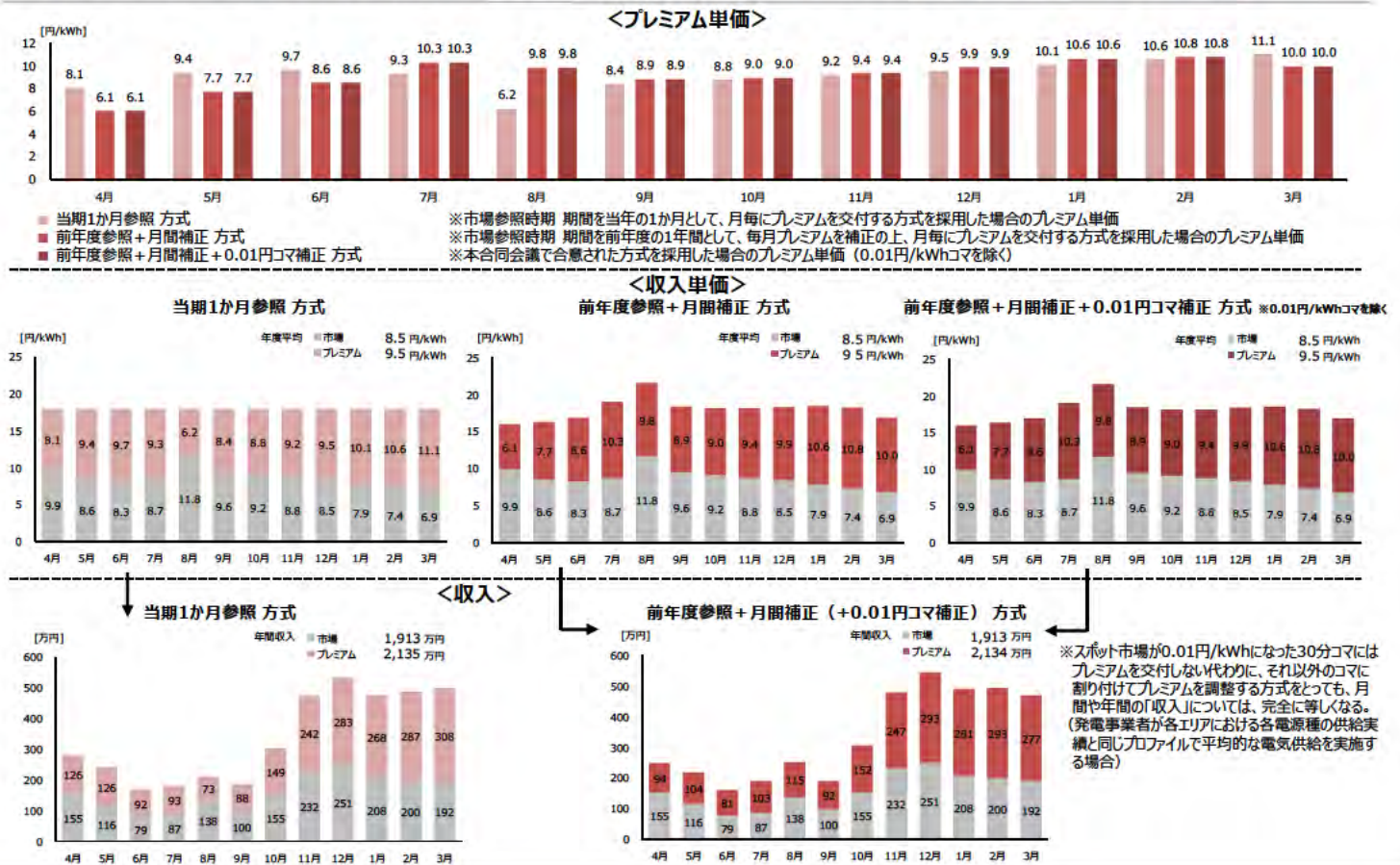
スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

<収入>

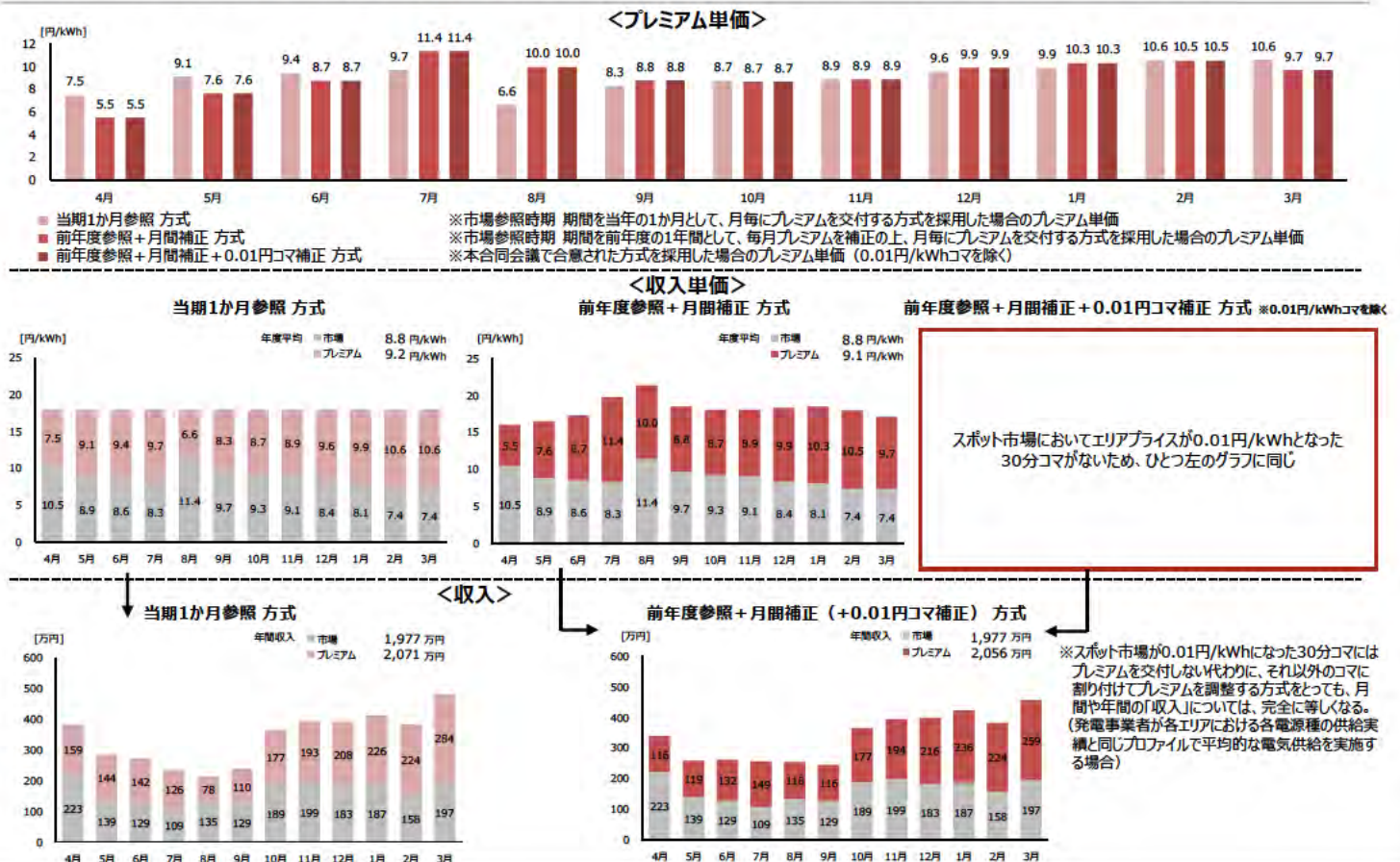


※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロフィールで平均的な電気供給を実施する場合)

2019年度の東北エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

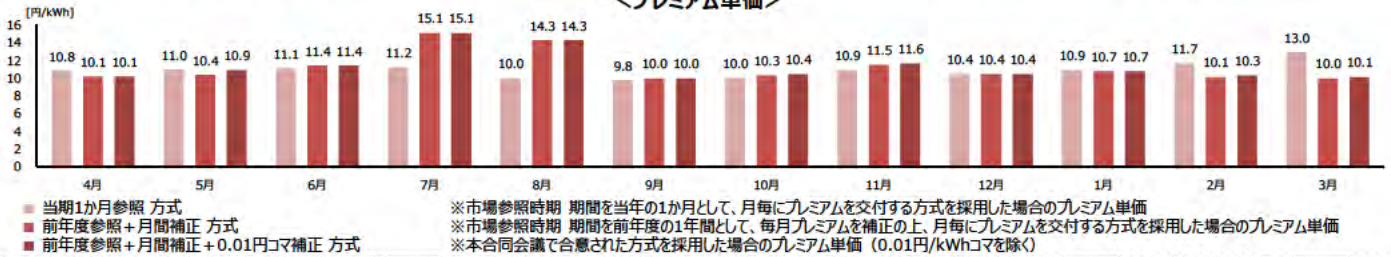


2019年度の東京エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果



2019年度の中部エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

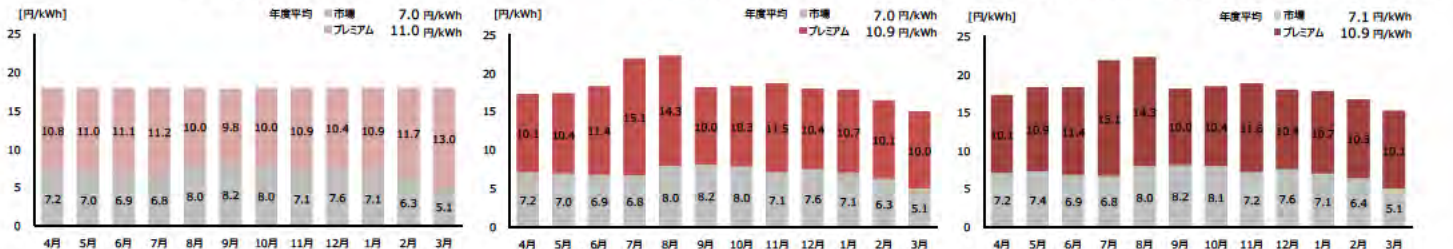
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

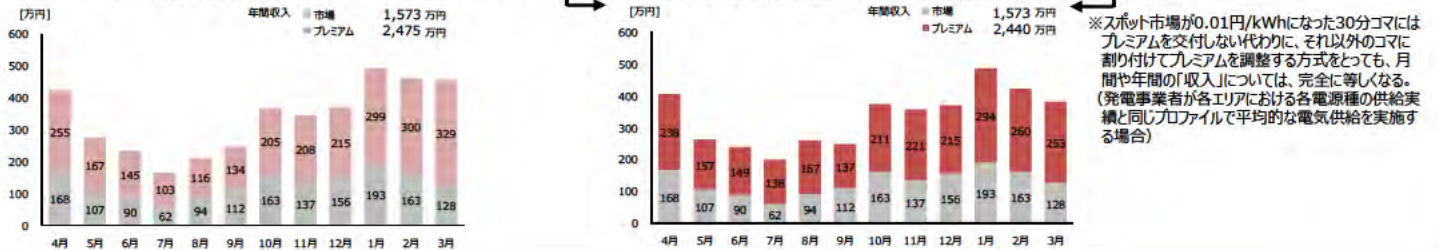
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



＜収入＞

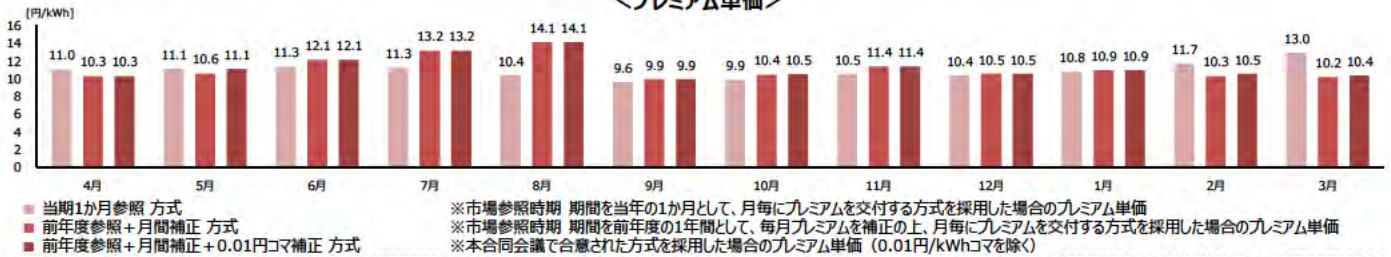
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2019年度の北陸エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

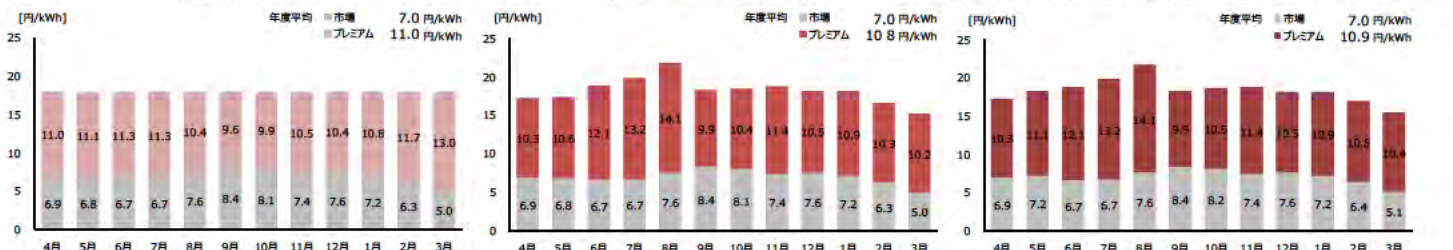
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

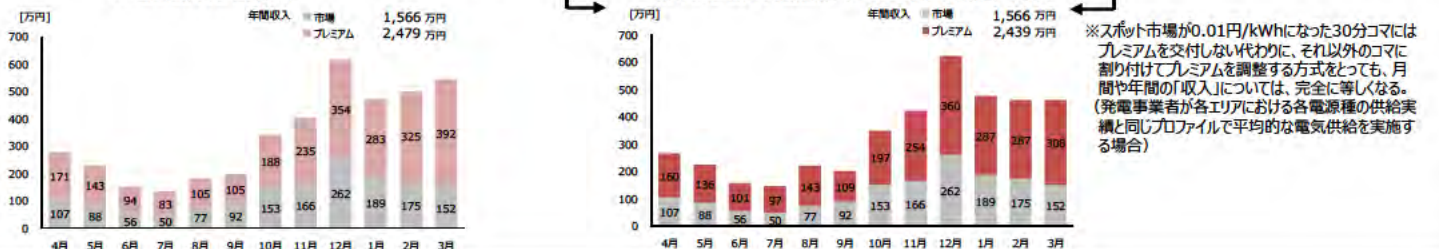
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



＜収入＞

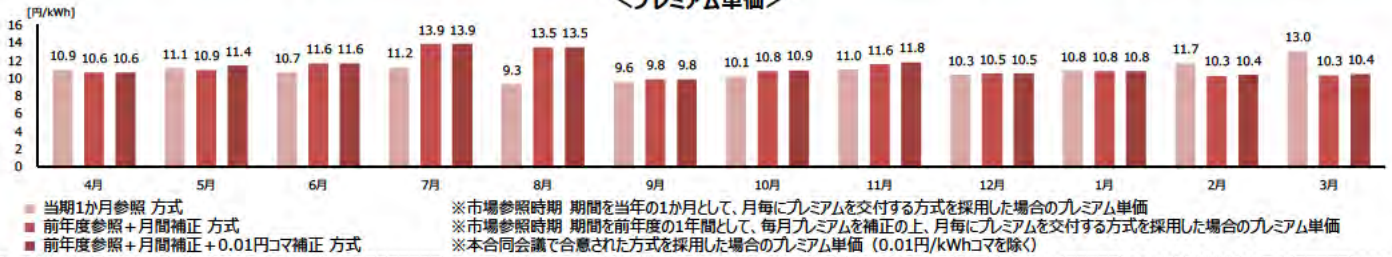
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2019年度の関西エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

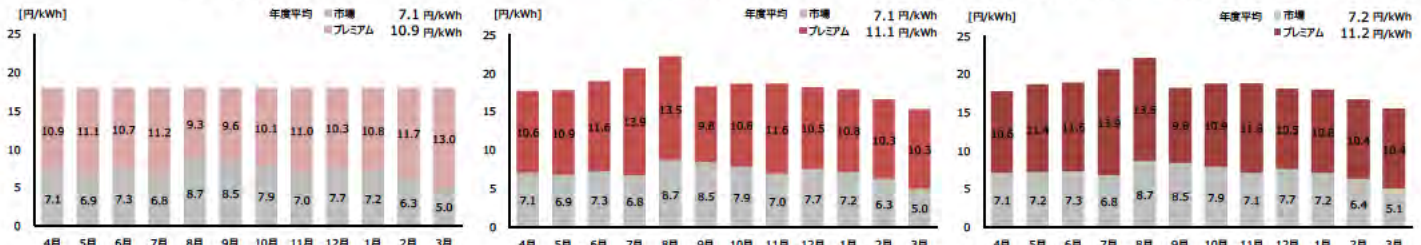


当期1か月参照方式

<収入単価>

前年度参照+月間補正方式

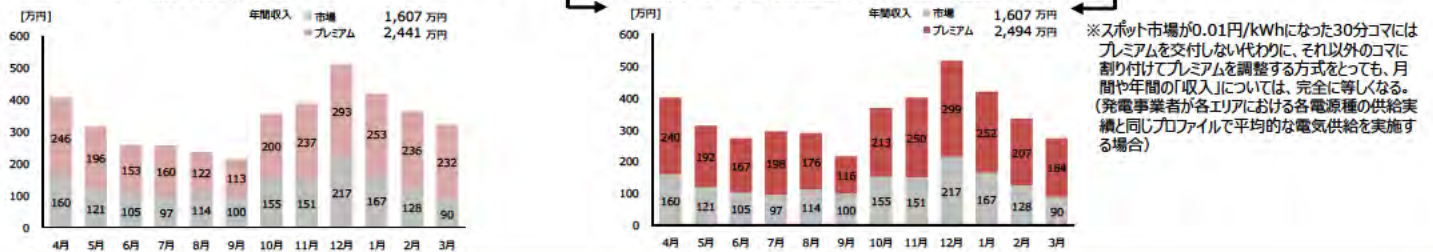
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



当期1か月参照方式

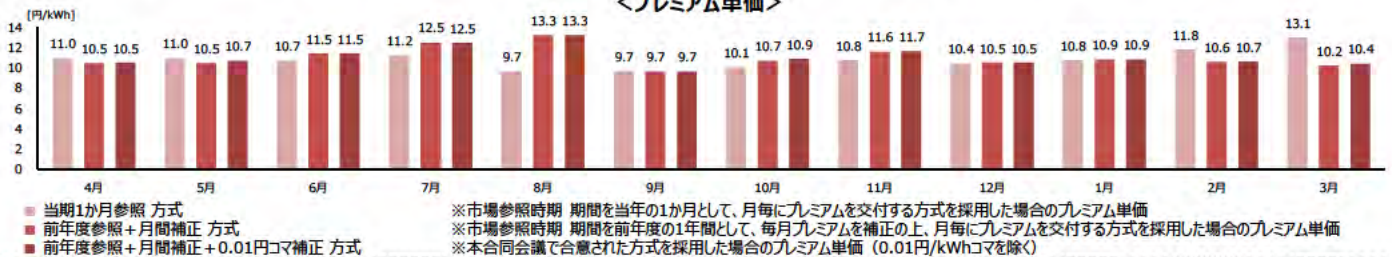
<収入>

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2019年度の中国エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

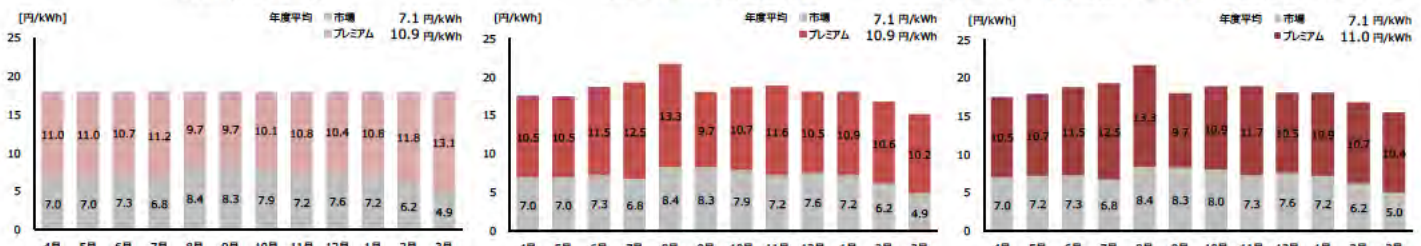


当期1か月参照方式

<収入単価>

前年度参照+月間補正方式

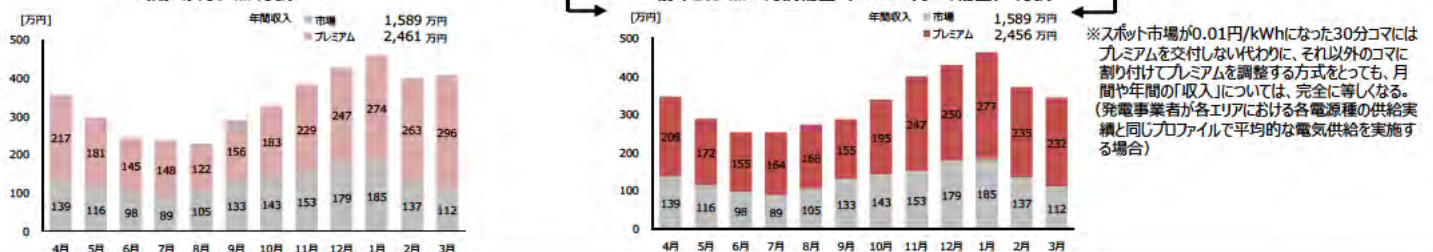
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



当期1か月参照方式

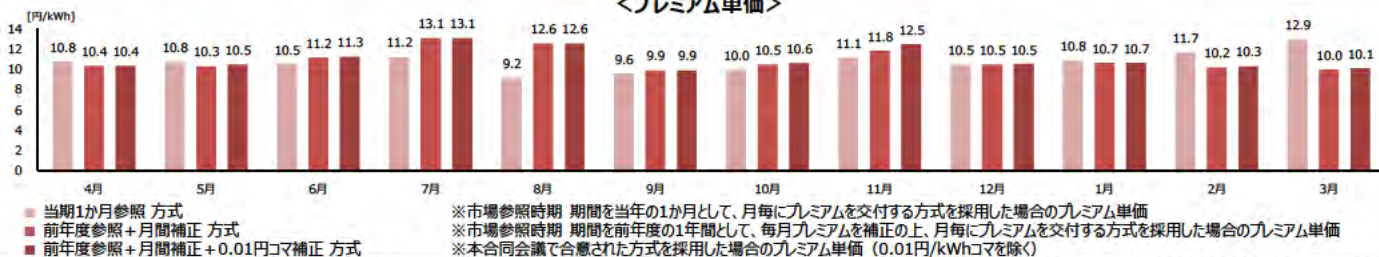
<収入>

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2019年度の四国エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

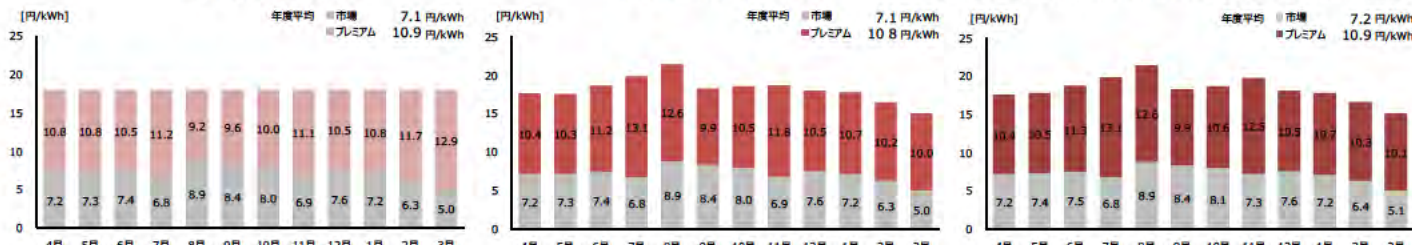
＜プレミアム単価＞



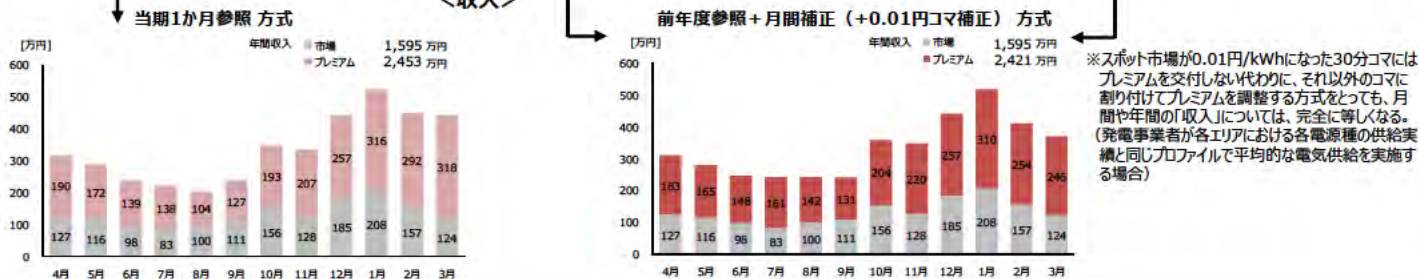
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

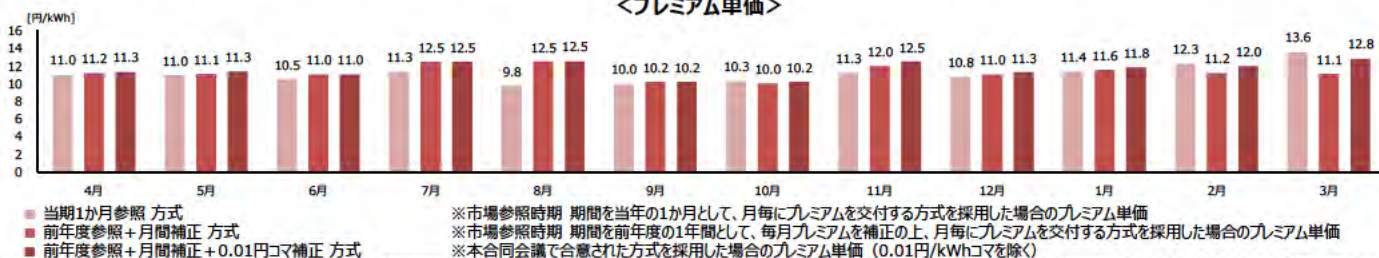


＜収入＞



2019年度の九州エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

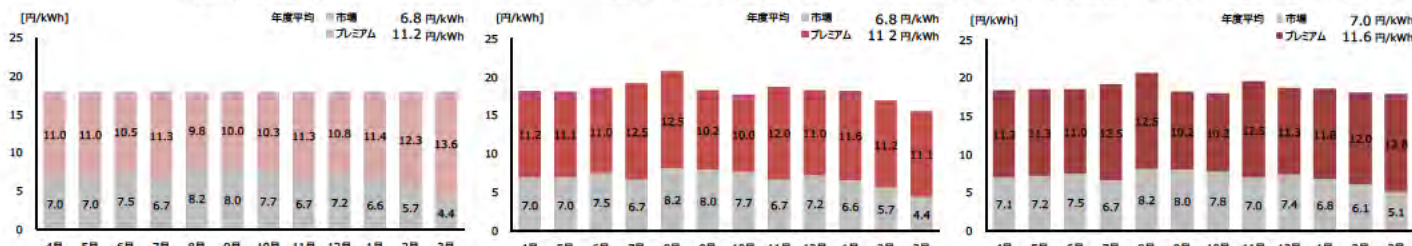
＜プレミアム単価＞



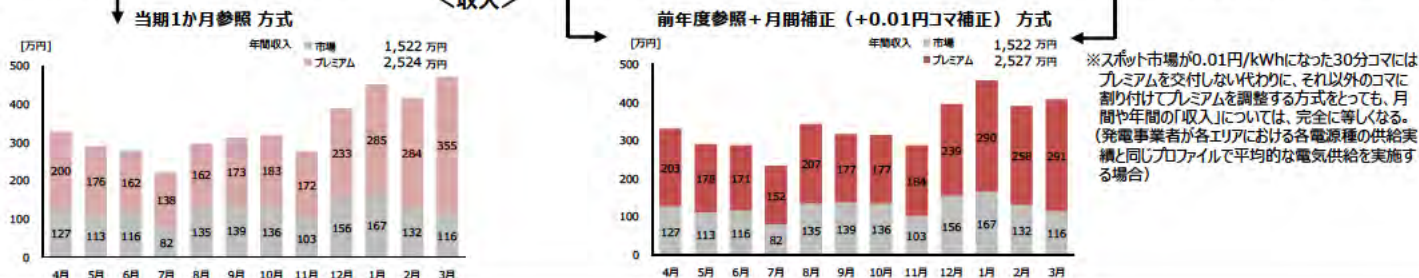
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

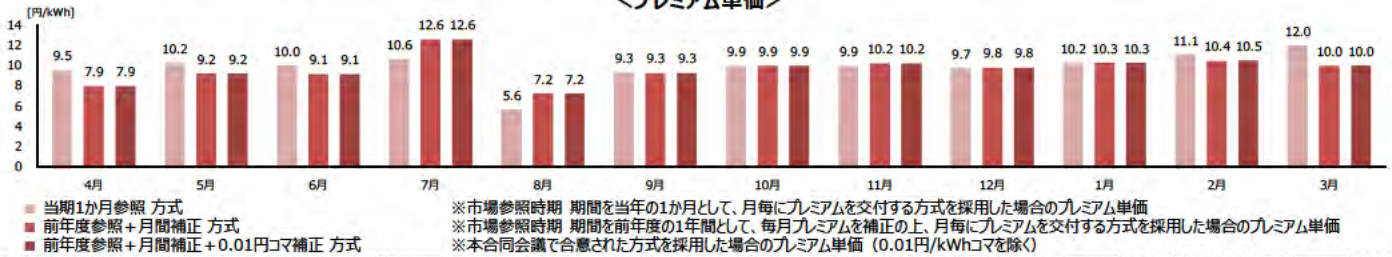


＜収入＞



2019年度の沖縄エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

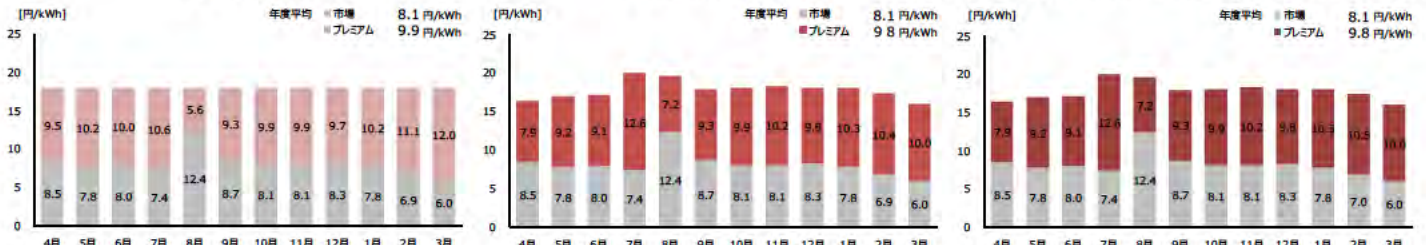
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

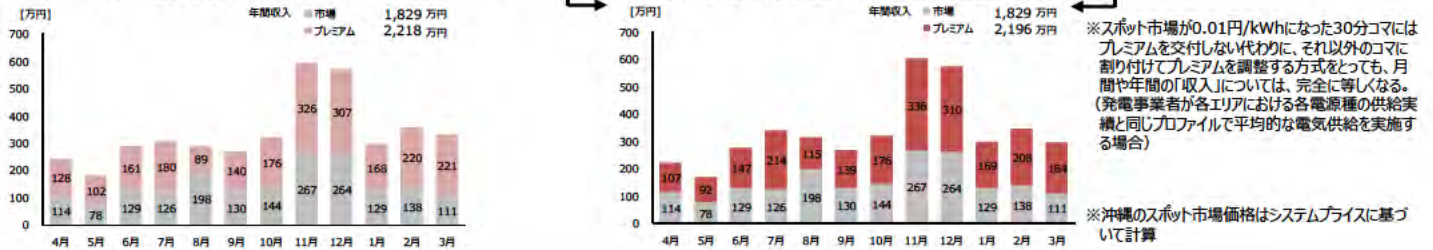
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



地熱発電

試算の前提条件・諸元 (地熱発電)

		前提条件・諸元	
想定 電源	電源種・発電エリア	地熱発電 (1,000kW) ・各エリア※ ※北海道・東北・九州以外はエリア供給実績がないため対象外	
	設備 利用率	年平均	74.8% (2020年度の15,000kW未満の調達価格における想定値)
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成
出力制御 (個別電源)		当該個別電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績
	プレミアム 計算	基準価格	40円/kWh (2020年度15,000kW未満の調達価格)
		参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

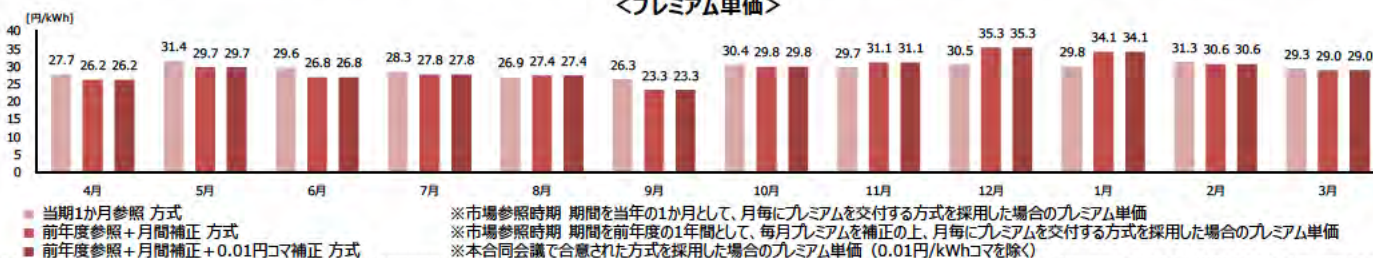
※環境価値やバランシングコスト等は考慮せずに機械的に計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

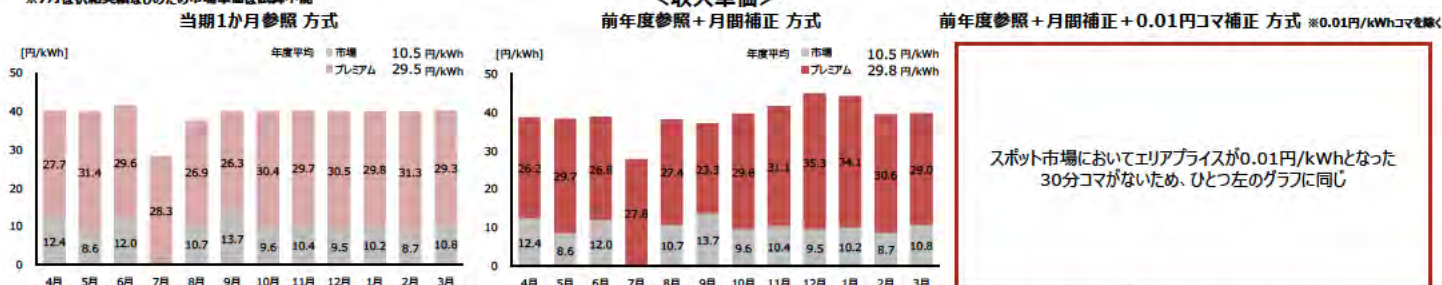
※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2019年度の北海道エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果

＜プレミアム単価＞

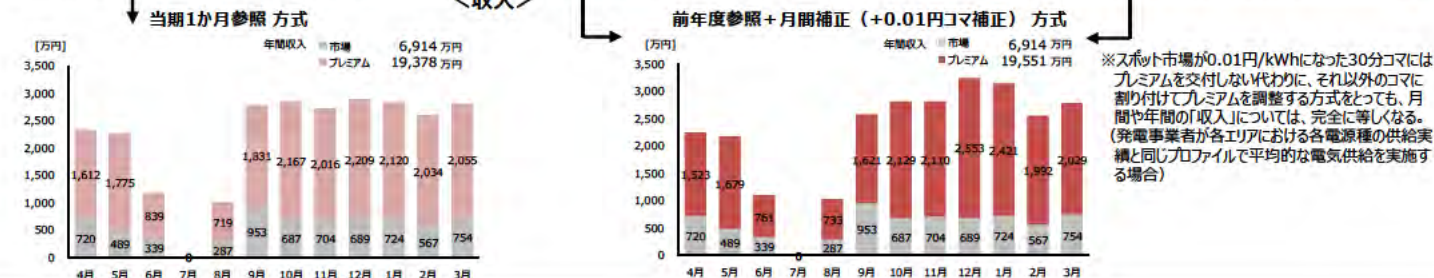


＜収入単価＞



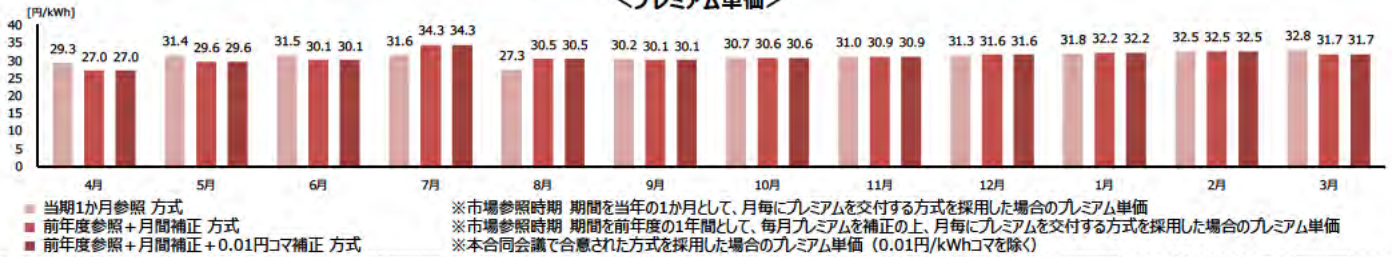
スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

＜収入＞



2019年度の東北エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果

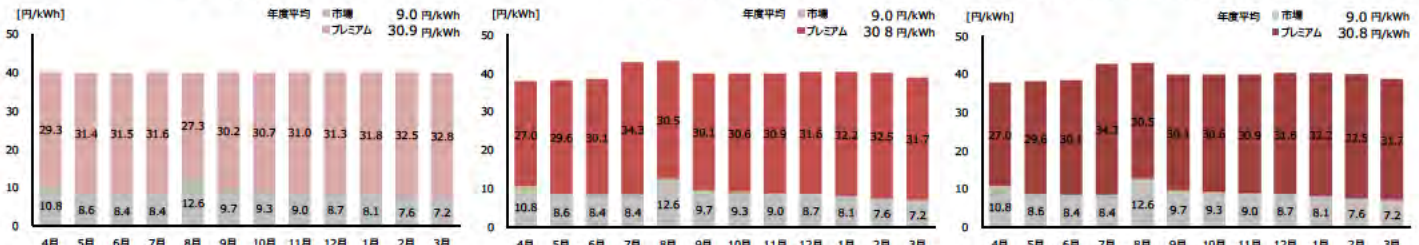
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

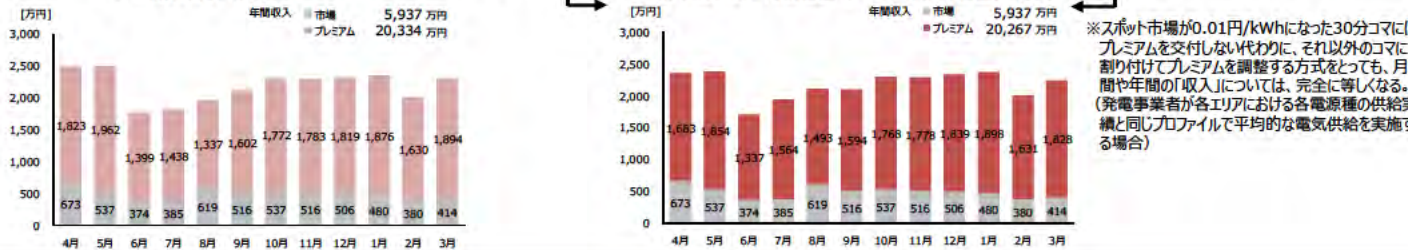


<収入>

当期1か月参照方式

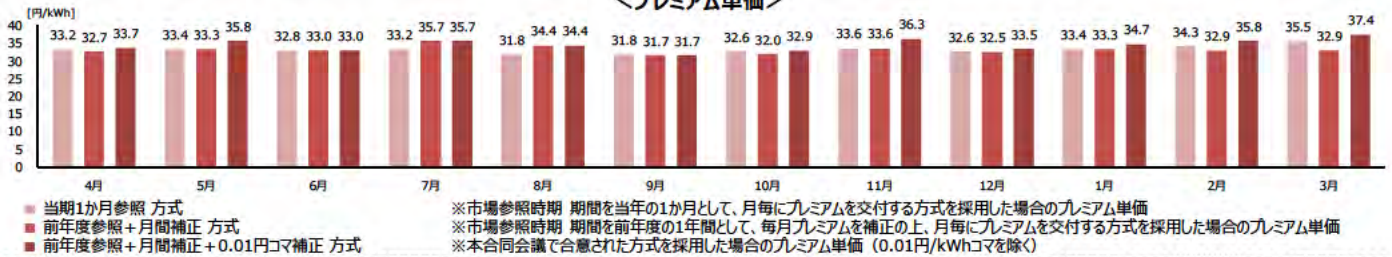
前年度参照+月間補正 (+0.01円/kWh補正) 方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)



2019年度の九州エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果

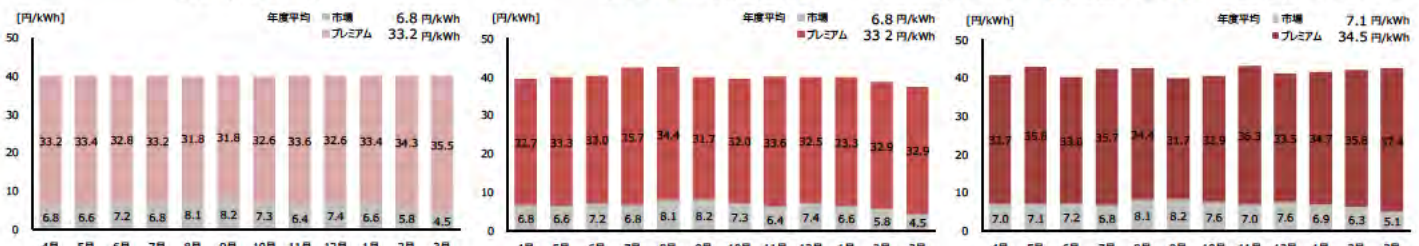
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

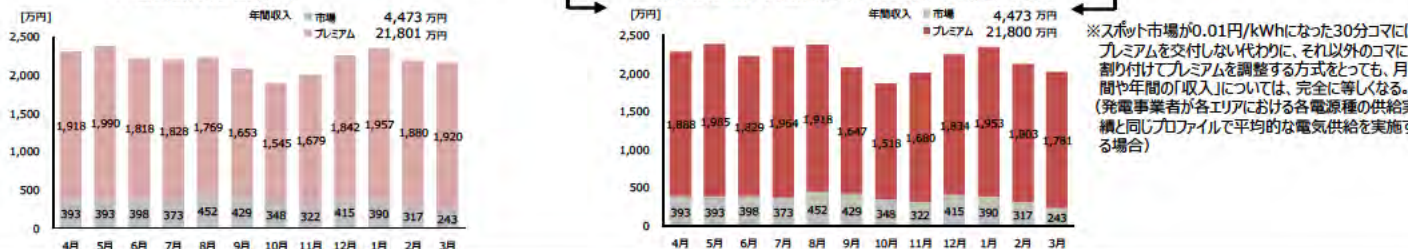


<収入>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正 (+0.01円/kWh補正) 方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)



水力発電

試算の前提条件・諸元（水力発電）

		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア		中小水力発電（1,000kW）・各エリア	
	設備 利用率	年平均	45% (2020年度1,000-5,000kWの調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
	出力制御（個別電源）		当該個別電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場（エリアプライス）実績	
	プレミアム 計算	基準価格	27円/kWh (2020年度1,000-5,000kWの調達価格)	
		参照 価格	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	加重平均なし ※0.01円コマ補正計算用に一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を使用
	0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場（エリアプライス）実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

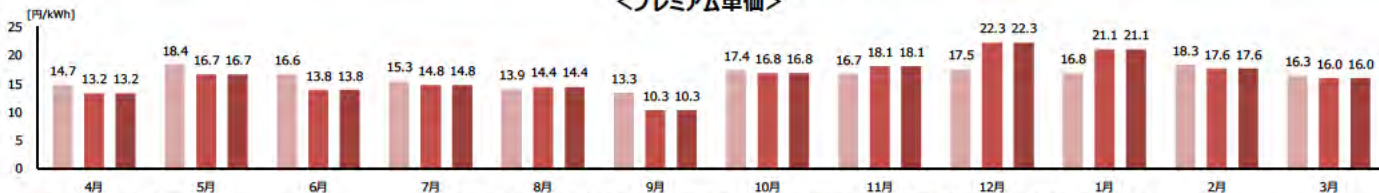
※環境価値やバランシングコスト等は考慮せずに機械的に計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2019年度の北海道エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

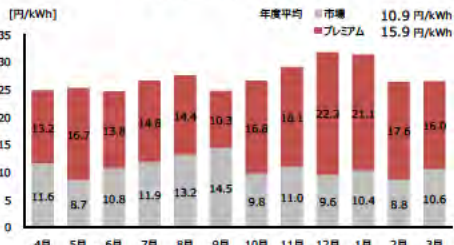
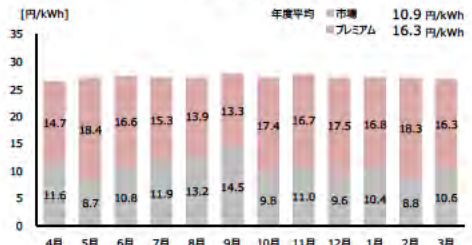


※市場参照時期 期間を当年の1か月として、月毎にプレミアムを交付する方式を採用した場合のプレミアム単価
 ※市場参照時期 期間を前年度の1年間として、毎月プレミアムを補正の上、月毎にプレミアムを交付する方式を採用した場合のプレミアム単価
 ※本合同会議で合意された方式を採用した場合のプレミアム単価 (0.01円/kWhコマを除く)

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフに同じ

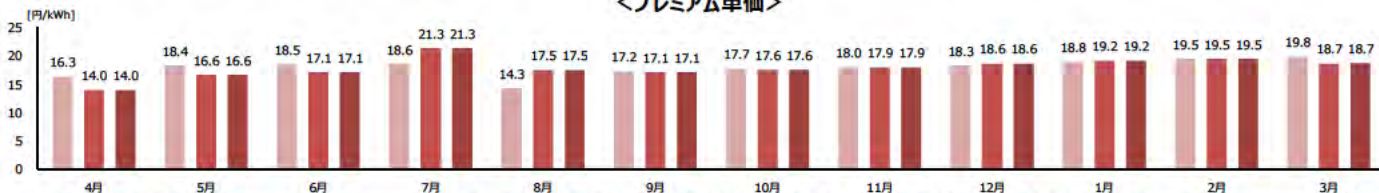
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2019年度の東北エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

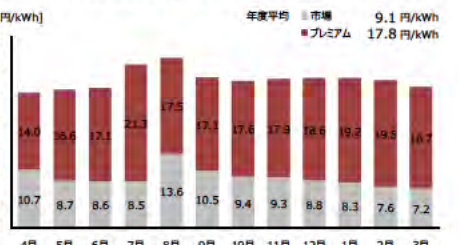
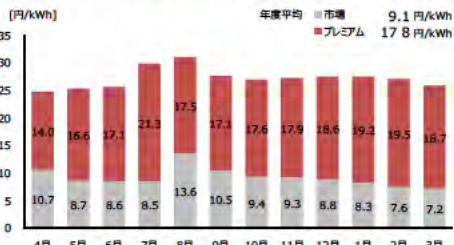
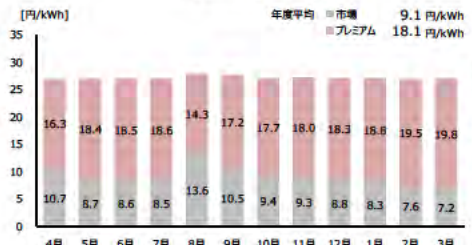


※市場参照時期 期間を当年の1か月として、月毎にプレミアムを交付する方式を採用した場合のプレミアム単価
 ※市場参照時期 期間を前年度の1年間として、毎月プレミアムを補正の上、月毎にプレミアムを交付する方式を採用した場合のプレミアム単価
 ※本合同会議で合意された方式を採用した場合のプレミアム単価 (0.01円/kWhコマを除く)

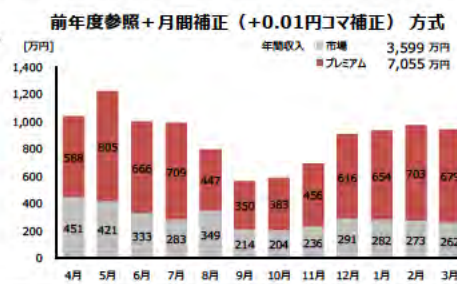
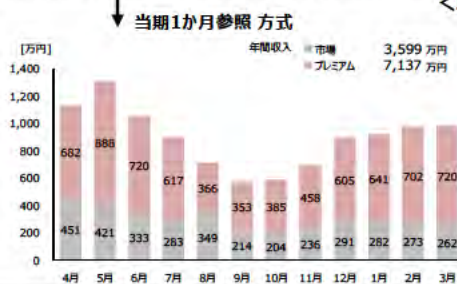
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



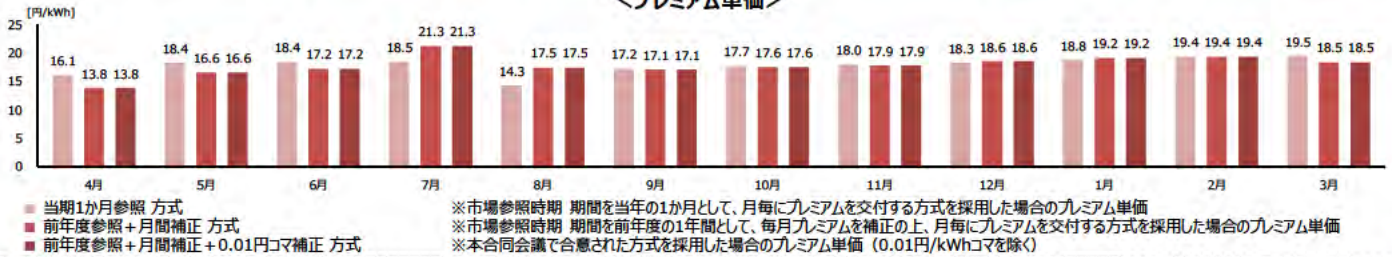
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2019年度の東京エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

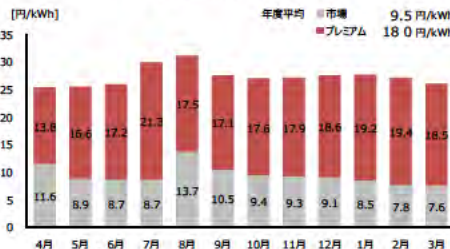
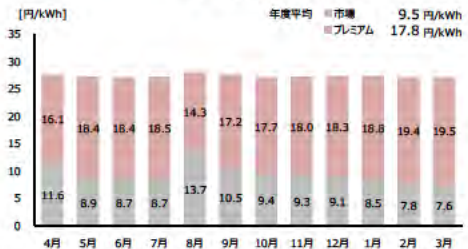
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

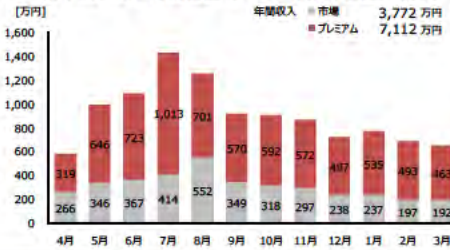
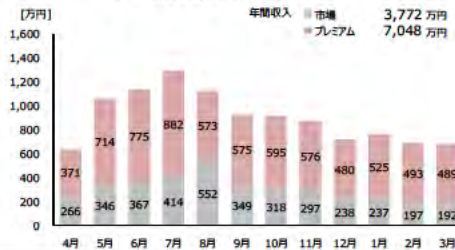


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフに同じ

<収入>

当期1か月参照方式

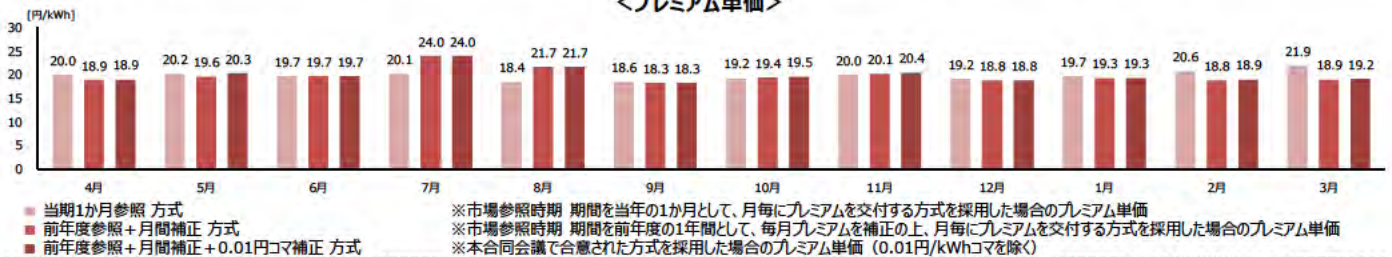
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2019年度の中中部エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

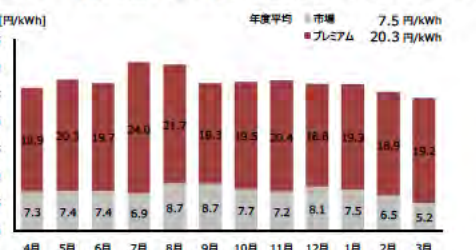
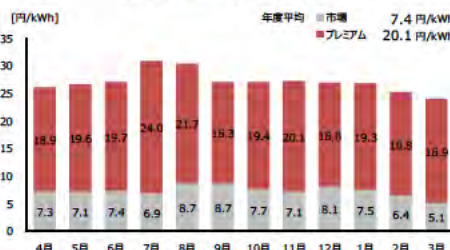
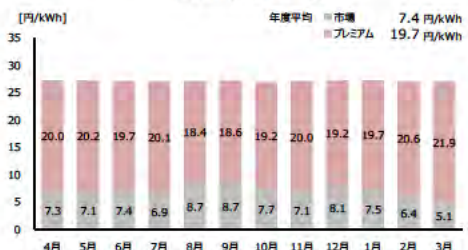
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

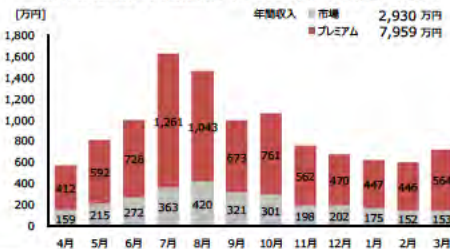
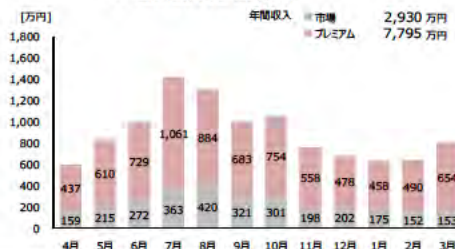
前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

当期1か月参照方式

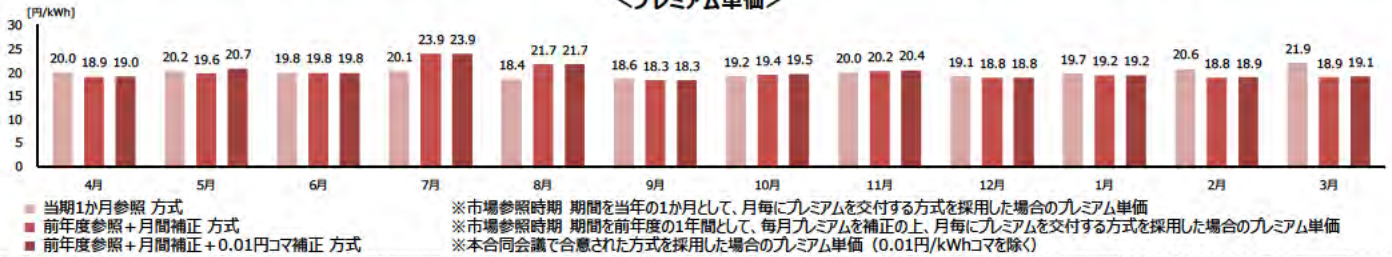
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2019年度の北陸エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

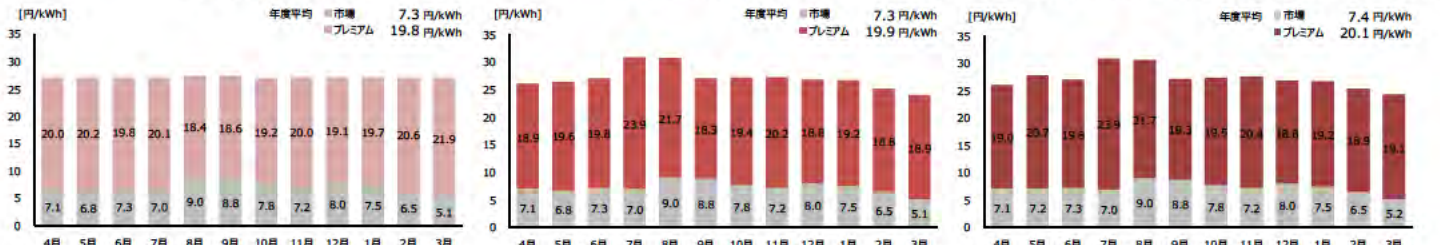
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

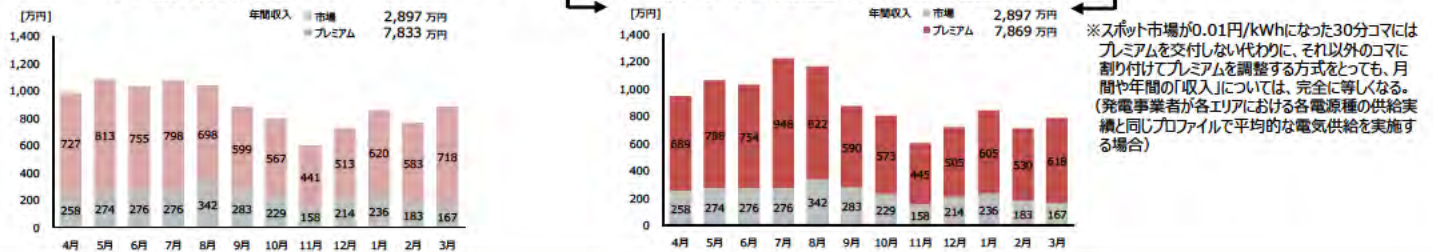
前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

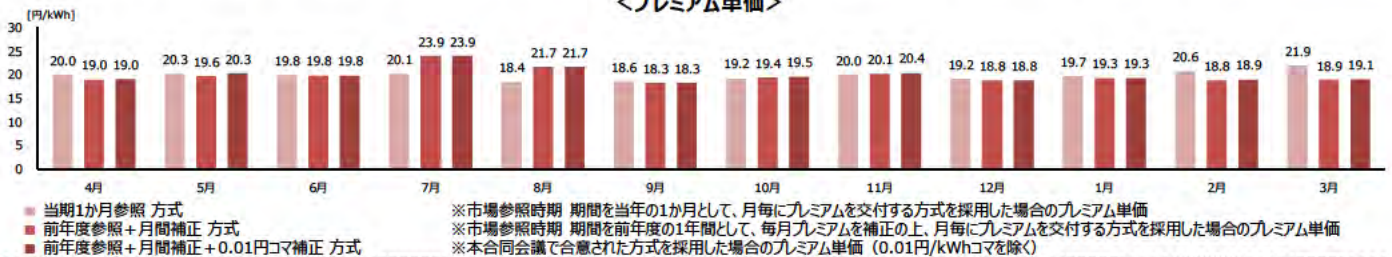
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



2019年度の関西エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

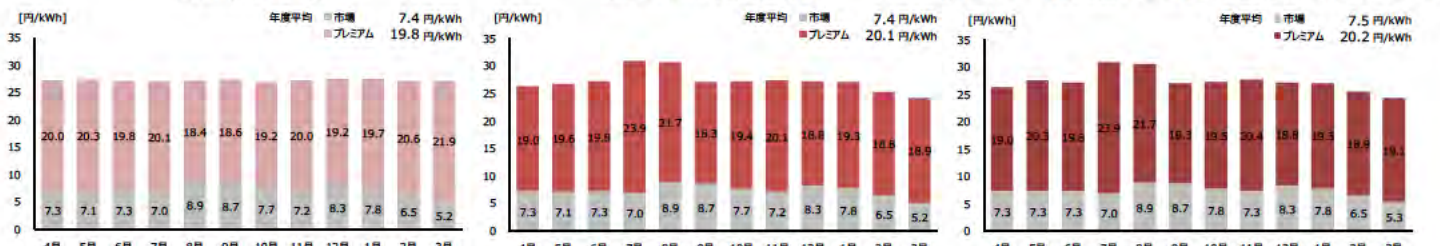
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

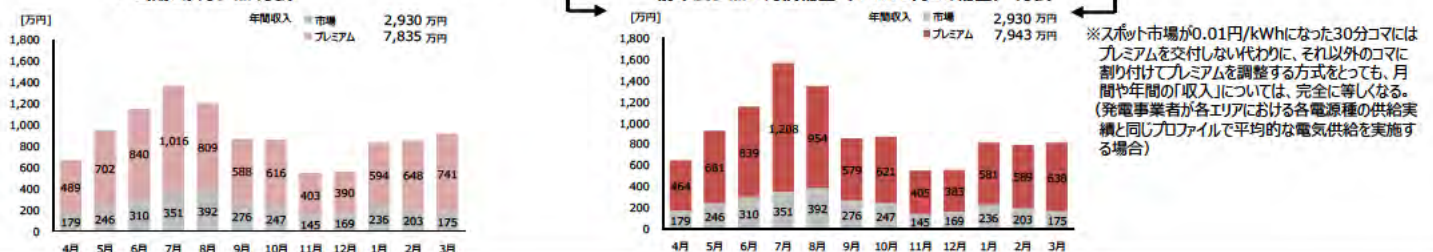
前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

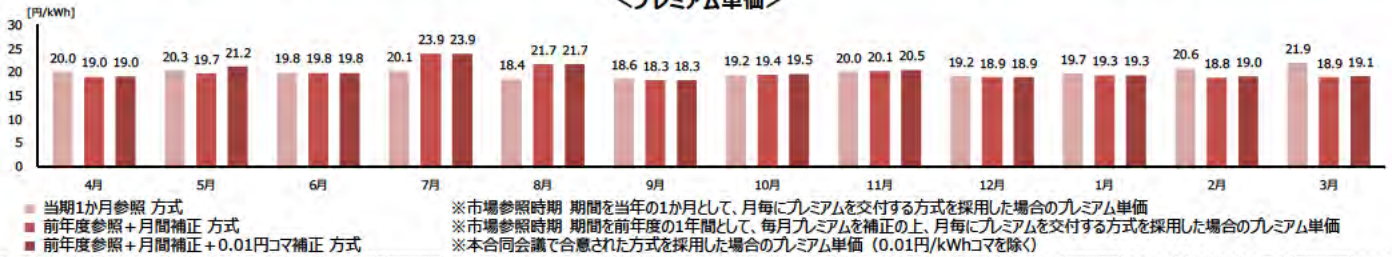
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式

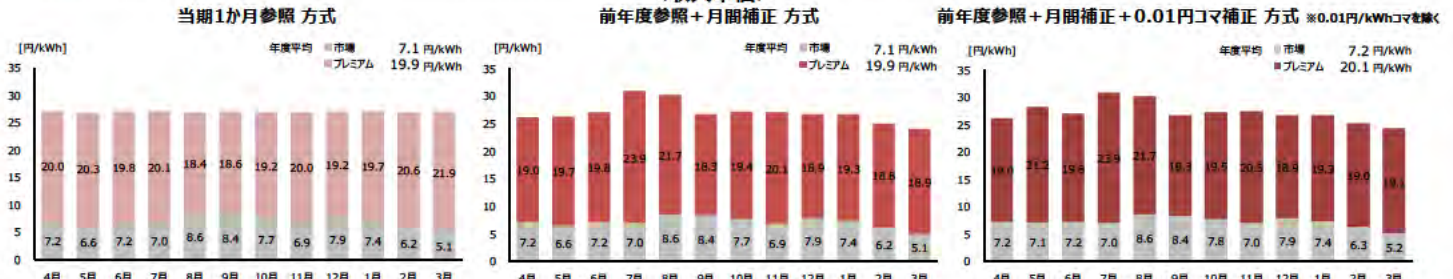


2019年度の中国エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>



<収入単価>

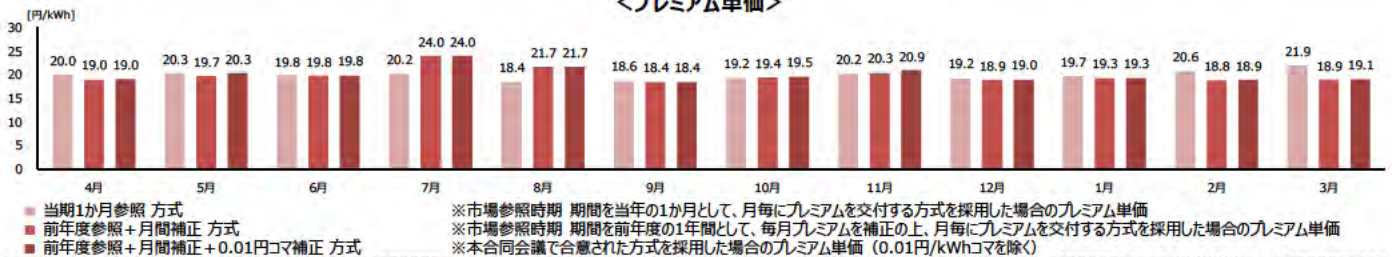


<収入>

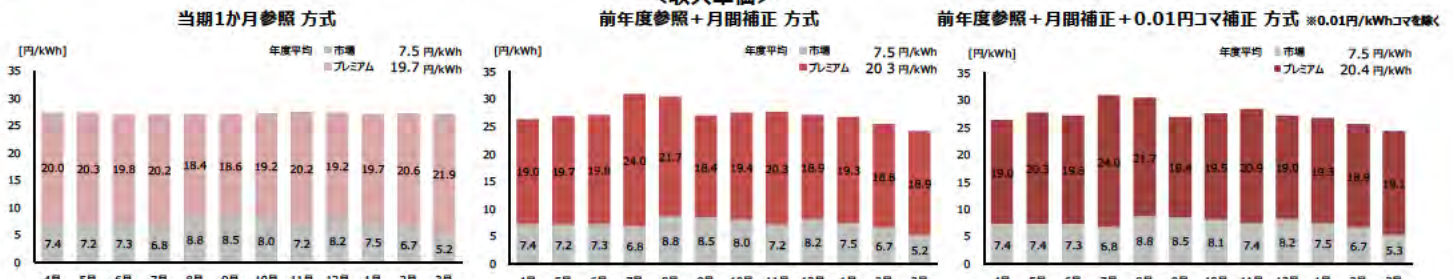


2019年度の四国エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

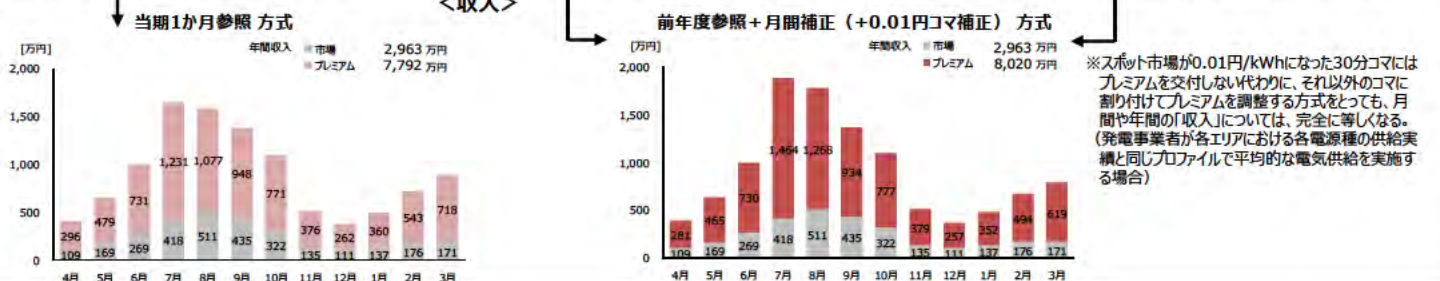
<プレミアム単価>



<収入単価>

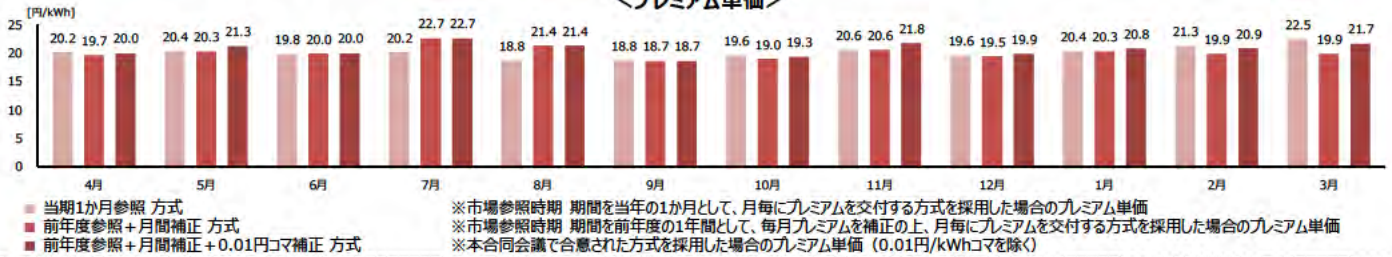


<収入>



2019年度の九州エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

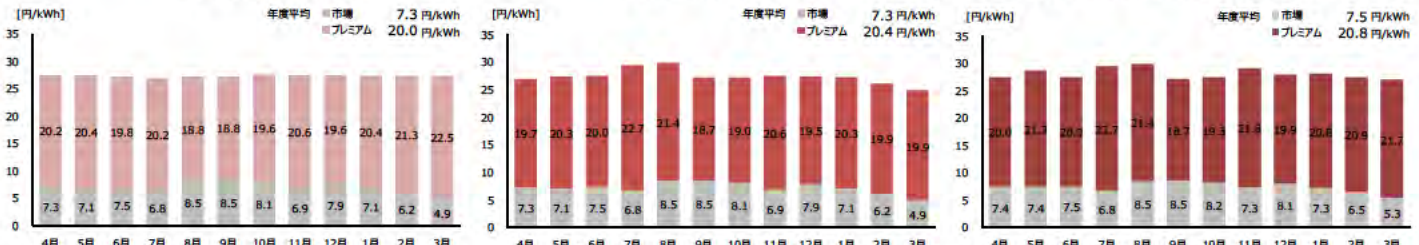
<プレミアム単価>



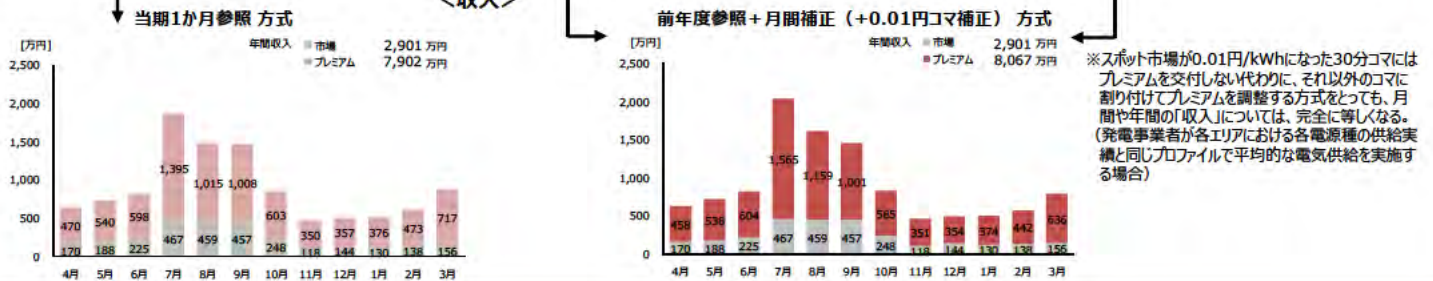
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

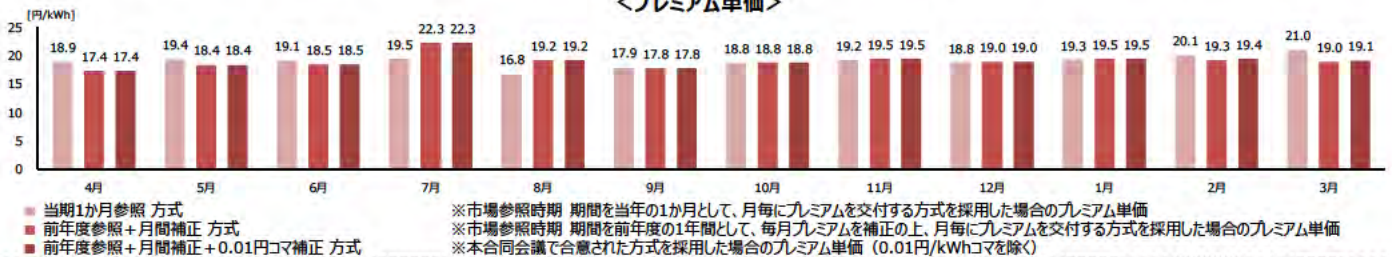


<収入>



2019年度の沖縄エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

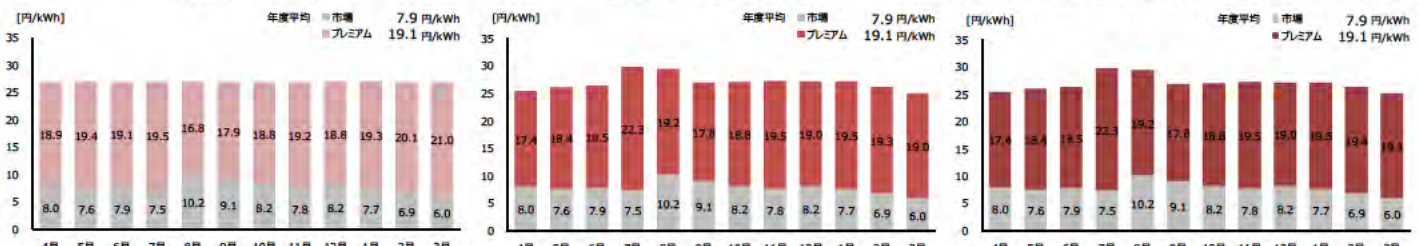
<プレミアム単価>



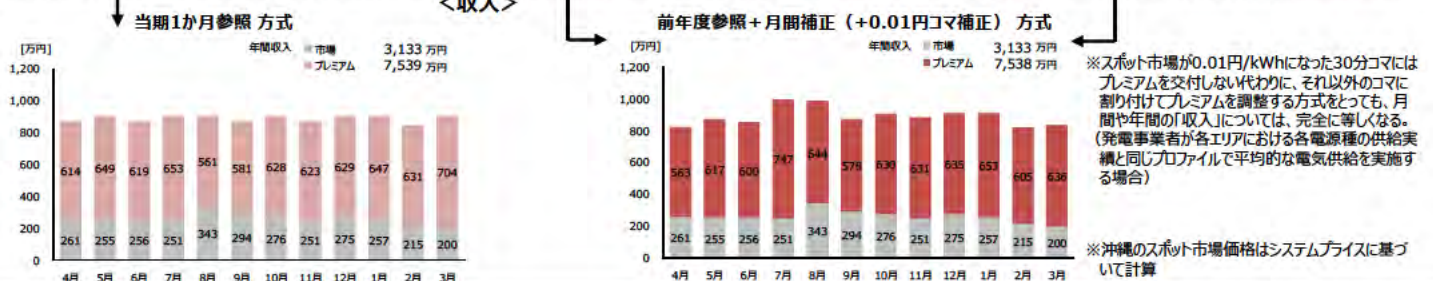
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>



バイオマス発電（10,000kW）

試算の前提条件・諸元（バイオマス発電）

		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア		バイオマス発電（10,000kW）・各エリア※ ※中部・関西はエリア供給実績がないため対象外	
	設備 利用率	年平均	78.1% (2020年度の2,000kW以上未利用材の調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
	出力制御（個別電源）		当該個別電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場（エリアプライス）実績	
	プレミアム 計算	基準価格	32円/kWh (2020年度の2,000kW以上未利用材の調達価格)	
		参照 価格	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	加重平均なし ※0.01円コマ補正計算用に一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を使用
	0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場（エリアプライス）実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

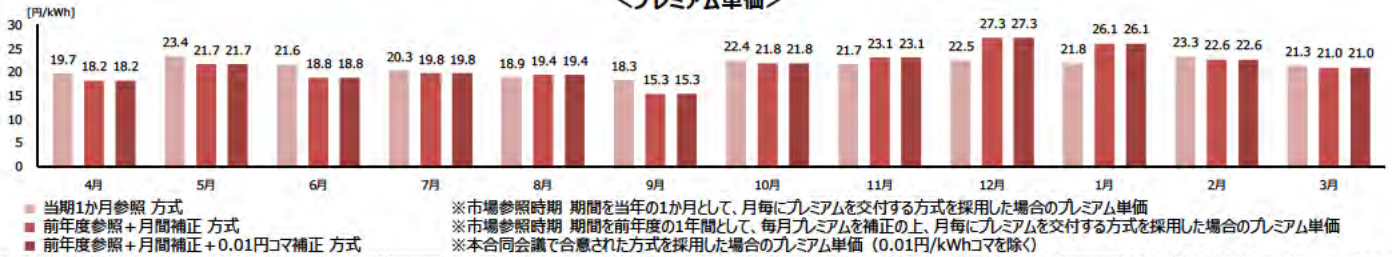
※環境価値やバランシングコスト等は考慮せずに機械的に計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2019年度の北海道エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

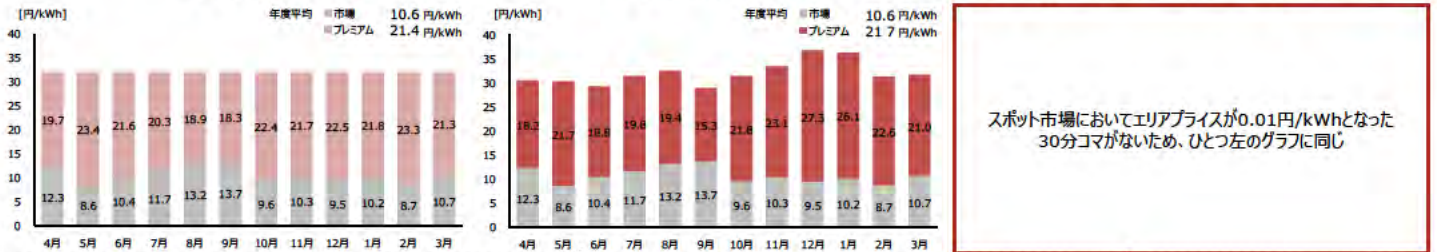
<プレミアム単価>



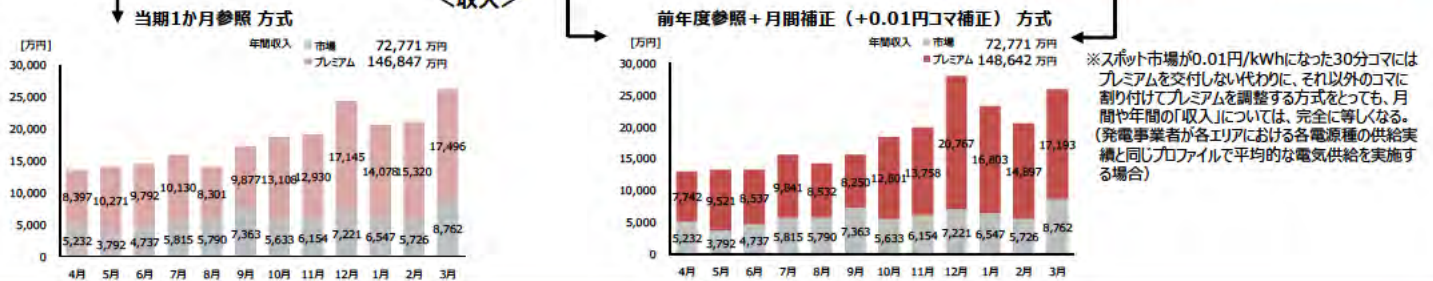
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

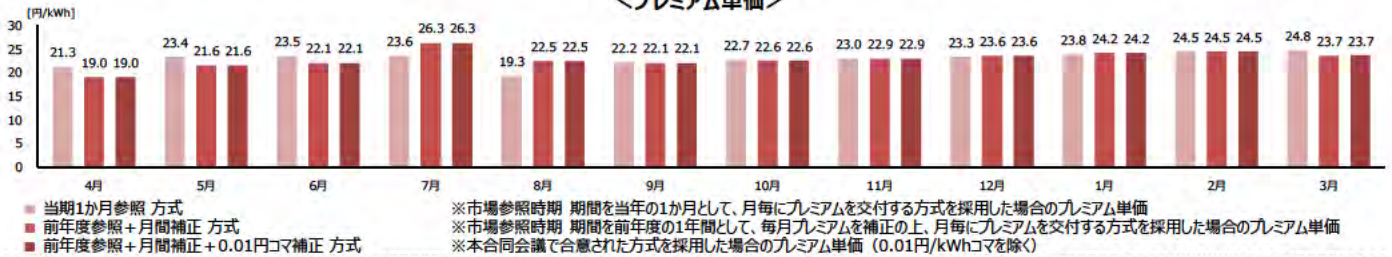


<収入>



2019年度の東北エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

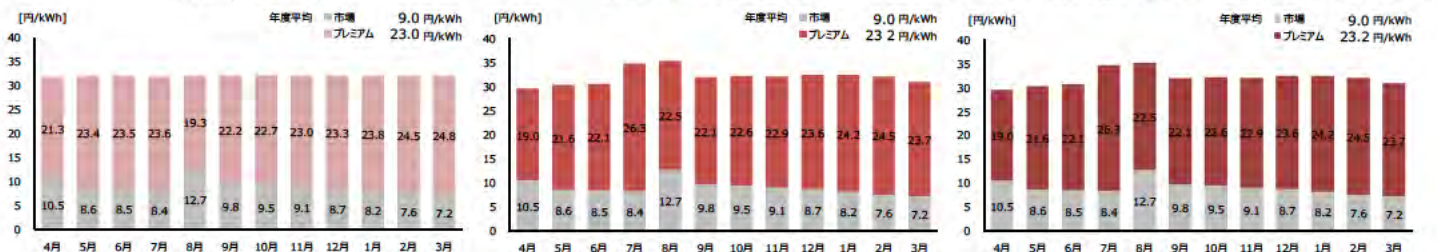
<プレミアム単価>



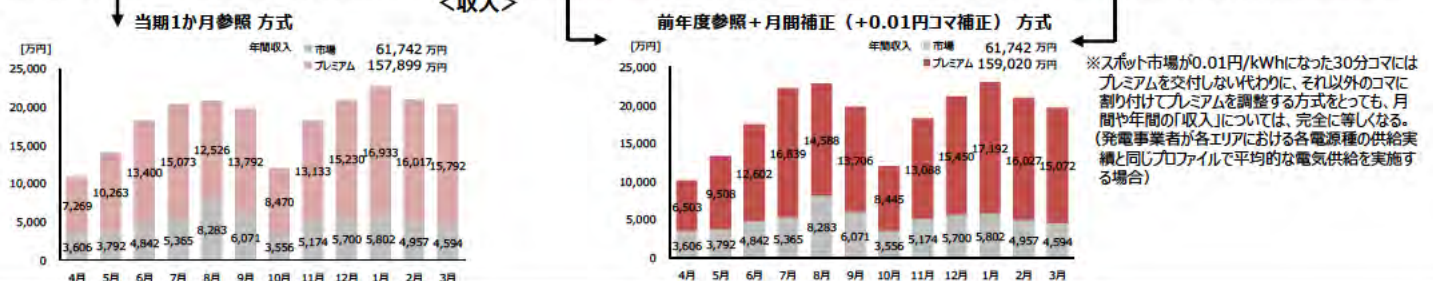
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

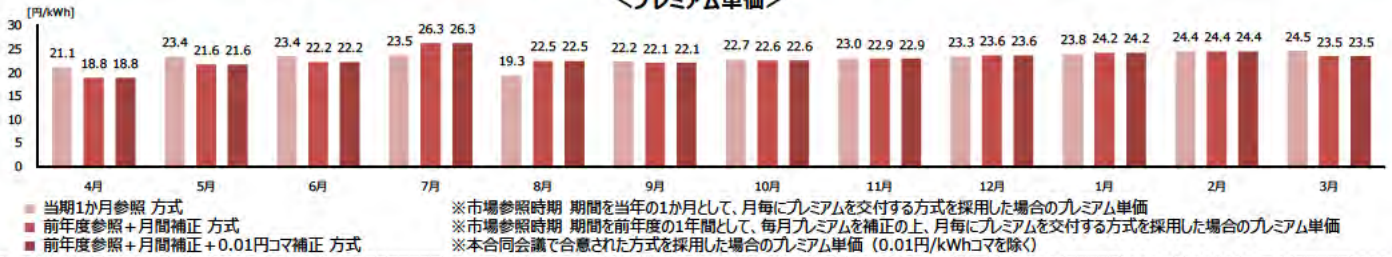


<収入>



2019年度の東京エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

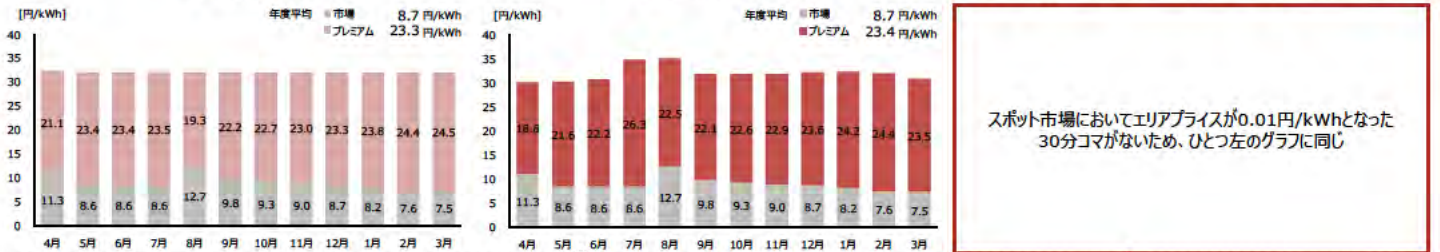
＜プレミアム単価＞



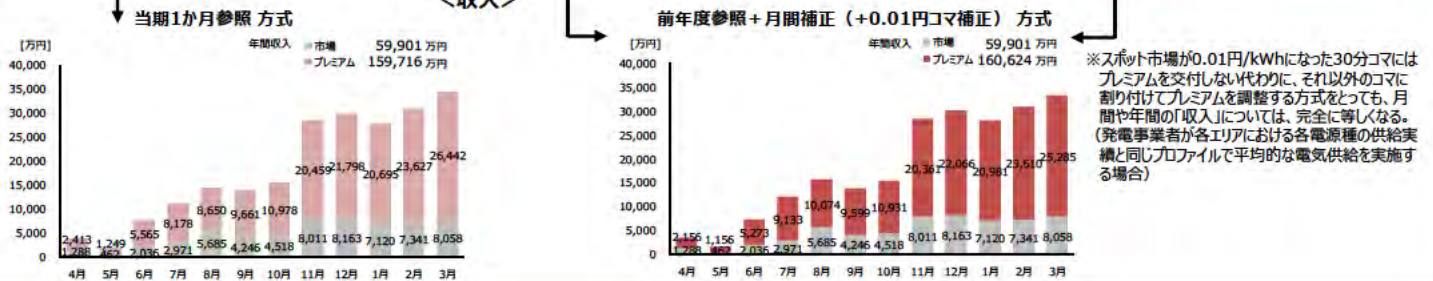
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

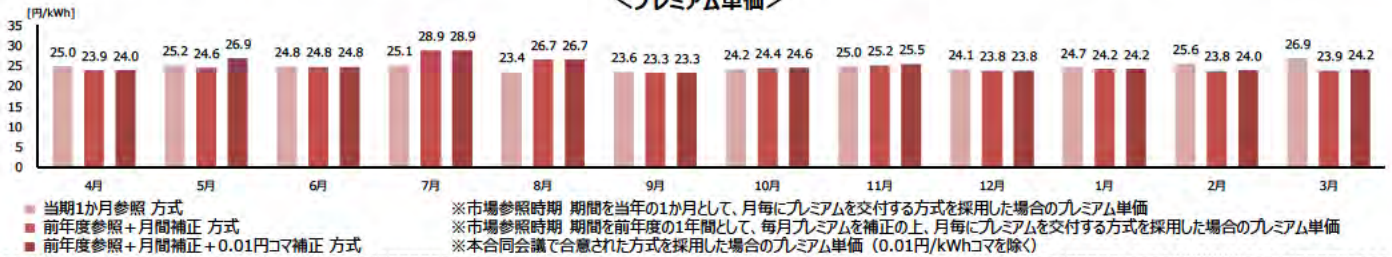


＜収入＞



2019年度の北陸エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

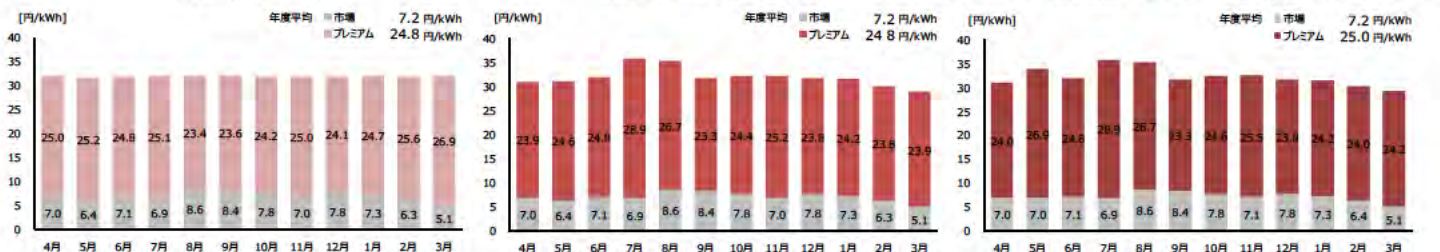
＜プレミアム単価＞



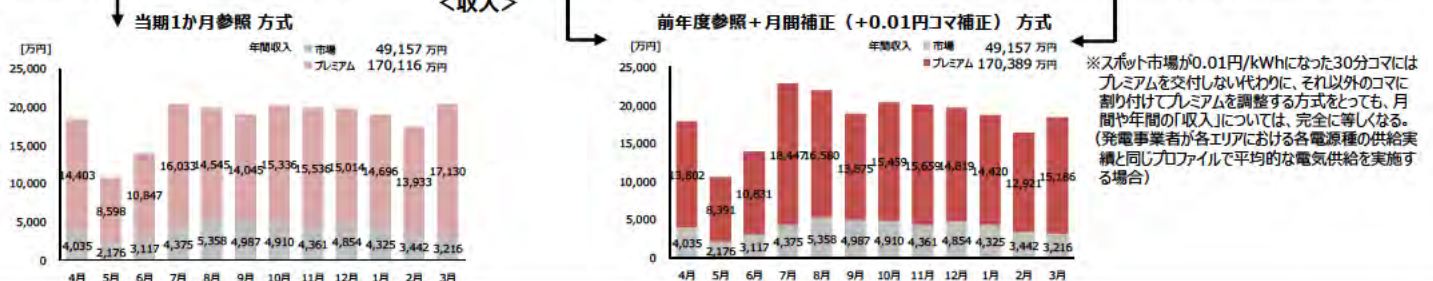
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

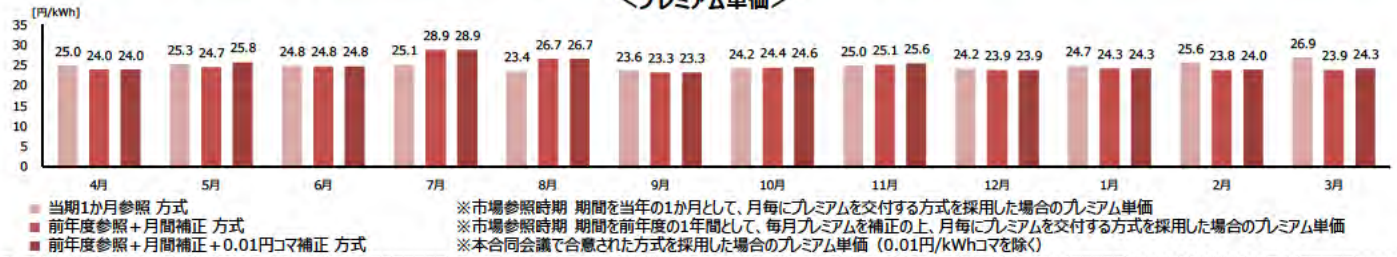


＜収入＞



2019年度の中国エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

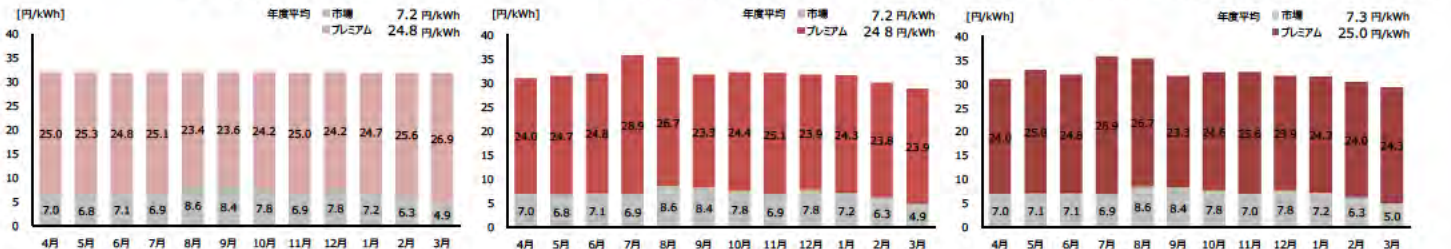
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

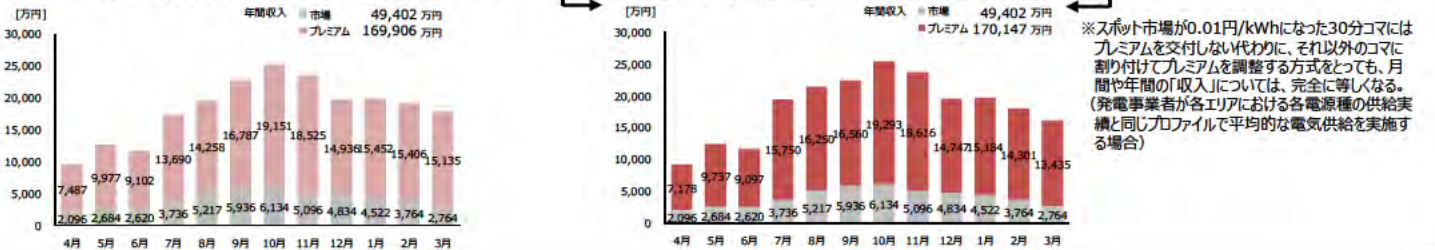


<収入>

当期1か月参照方式

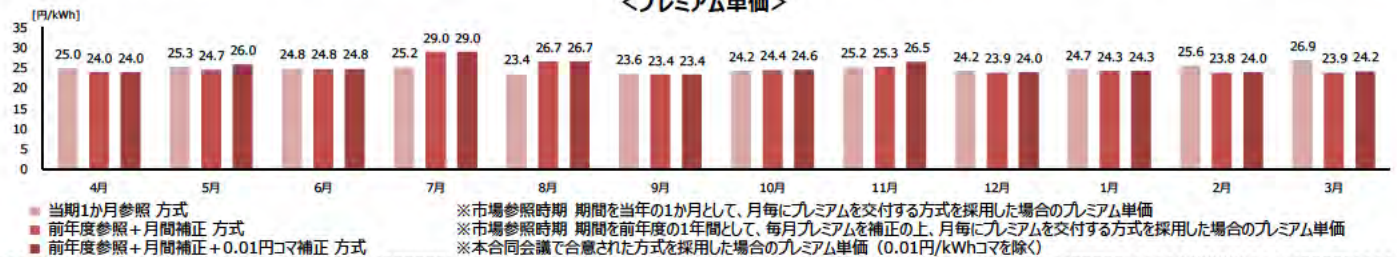
前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)



2019年度の四国エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

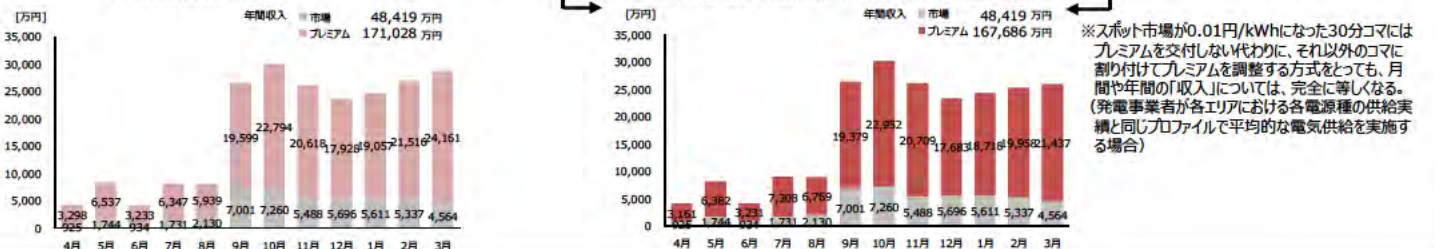


<収入>

当期1か月参照方式

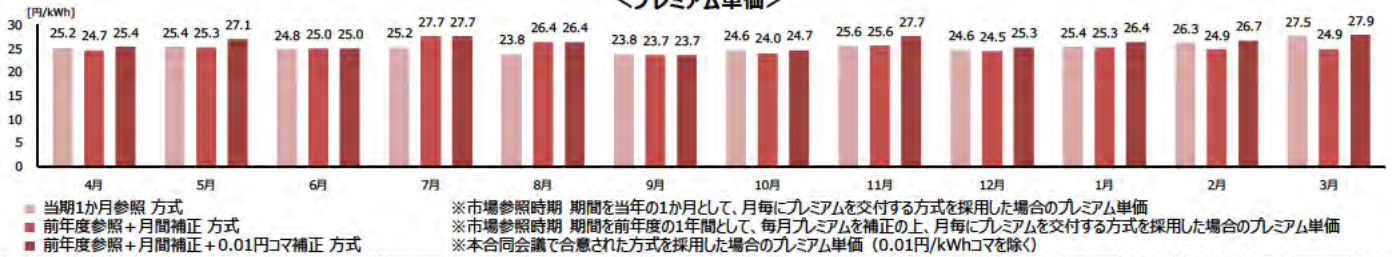
前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式

※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)



2019年度の九州エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

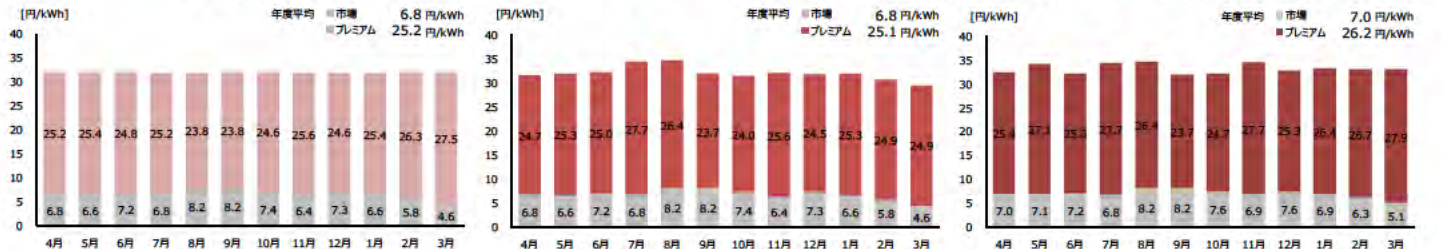


<収入単価>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

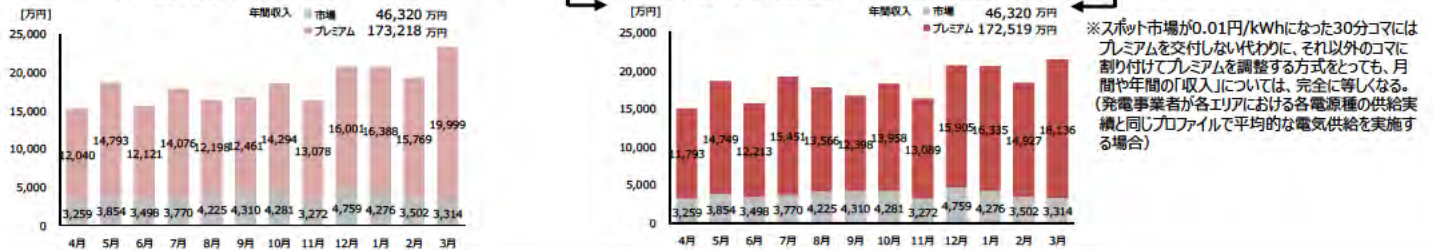
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

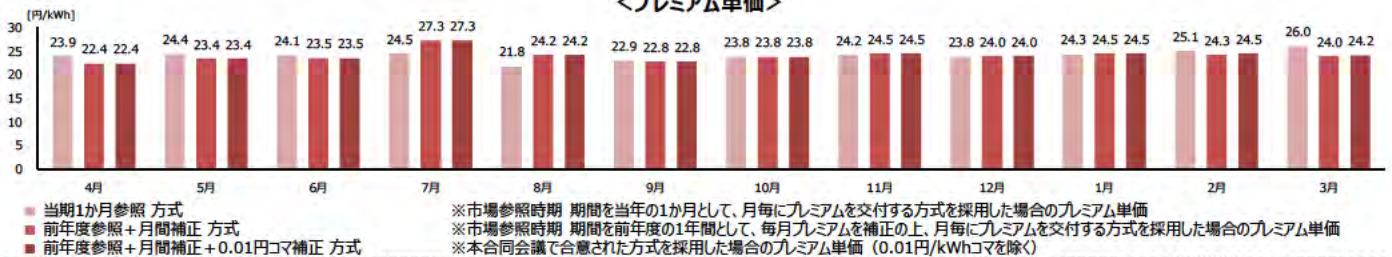
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2019年度の沖縄エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

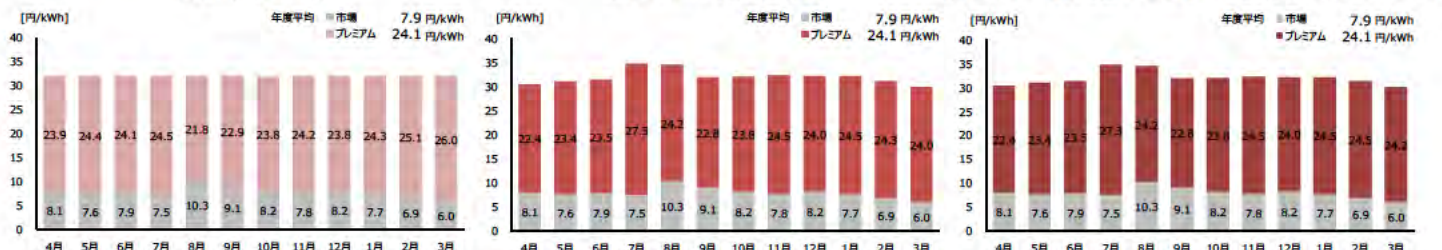


<収入単価>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

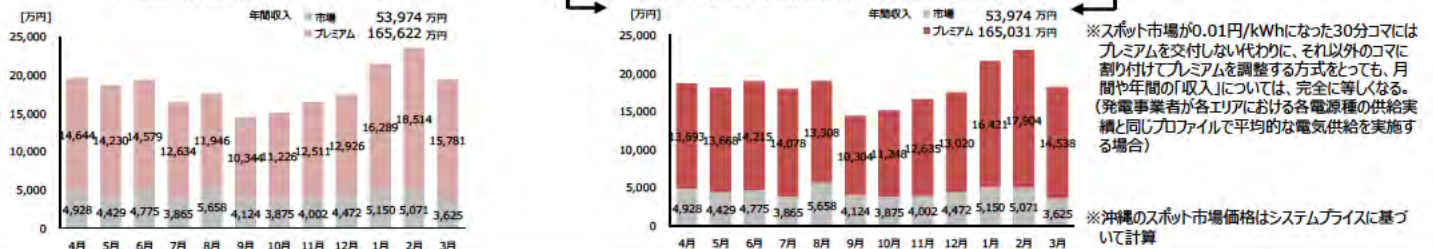
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度

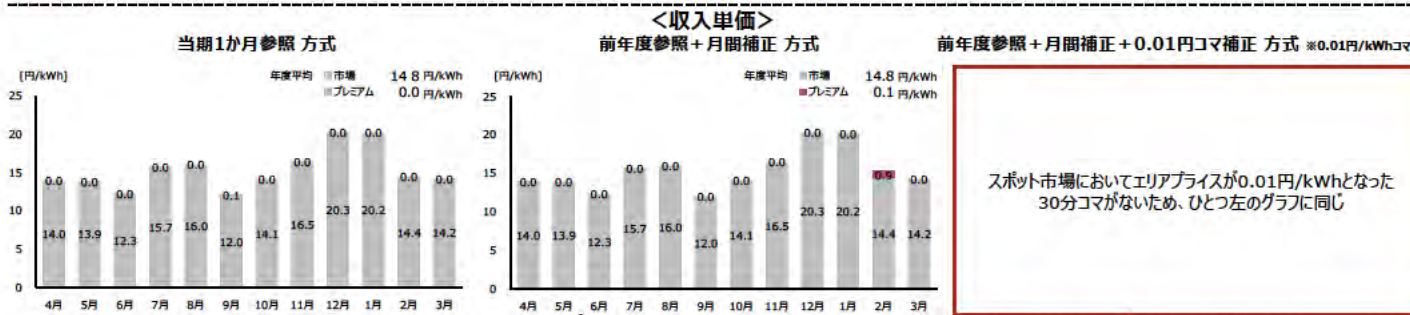
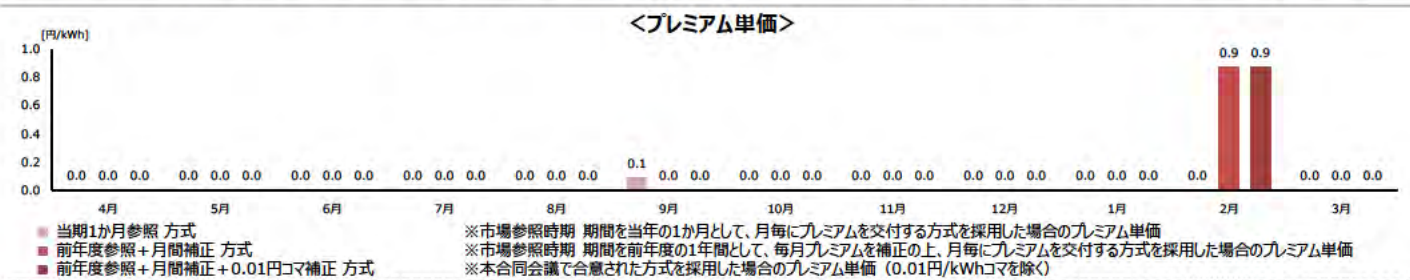
太陽光発電

簡易試算の前提条件・諸元 (太陽光発電)

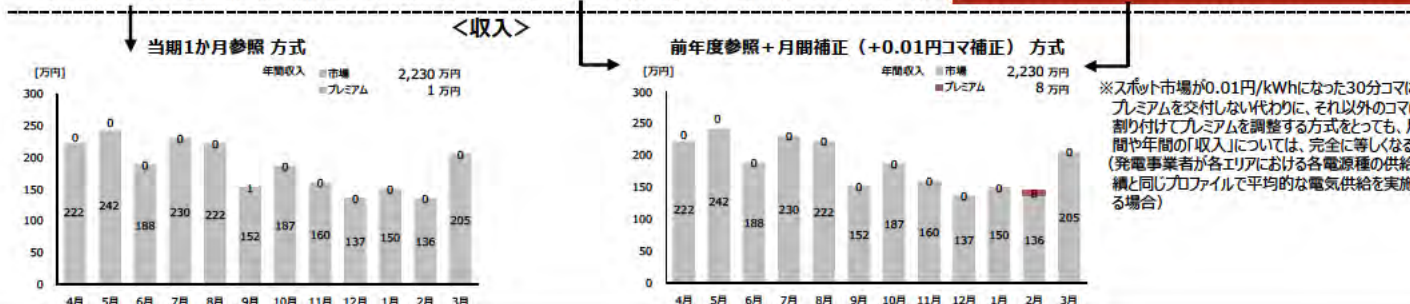
		前提条件・諸元		
想定電源	電源種・発電エリア	太陽光発電 (1,000kW) ・各エリア		
	設備利用率	年平均 17.2% (2020年度50-250kWの調達価格における想定値)		
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績より作成	
出力制御 (個別電源)		当該電源への適用が無いと仮定		
収入計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績	
	プレミアム計算	基準価格	12円/kWh (2020年度50-250kWの調達価格)	
		参照市場	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績より作成
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント			

※環境価値やバランシングコスト等は考慮しない簡易的な計算。
 ※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。
 ※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2018年度の北海道エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

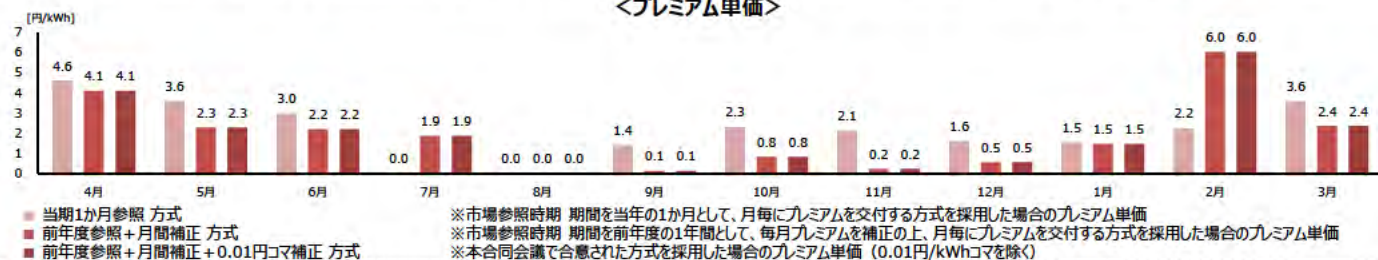


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

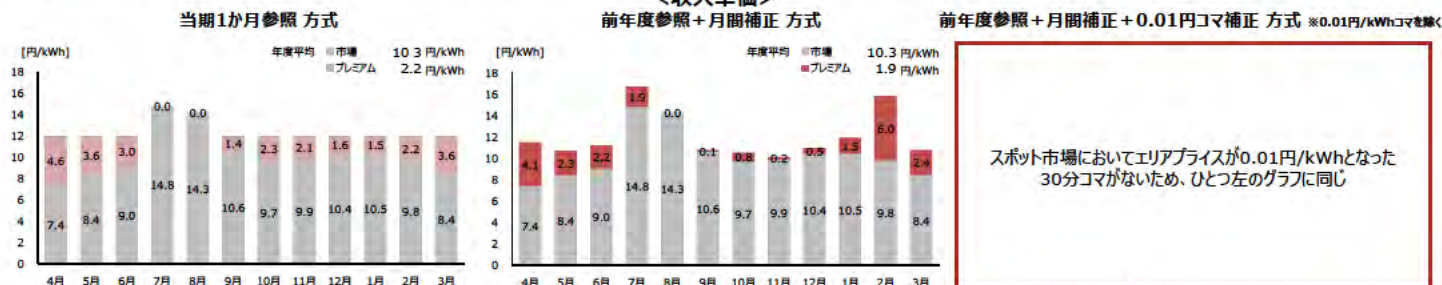


2018年度の東北エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

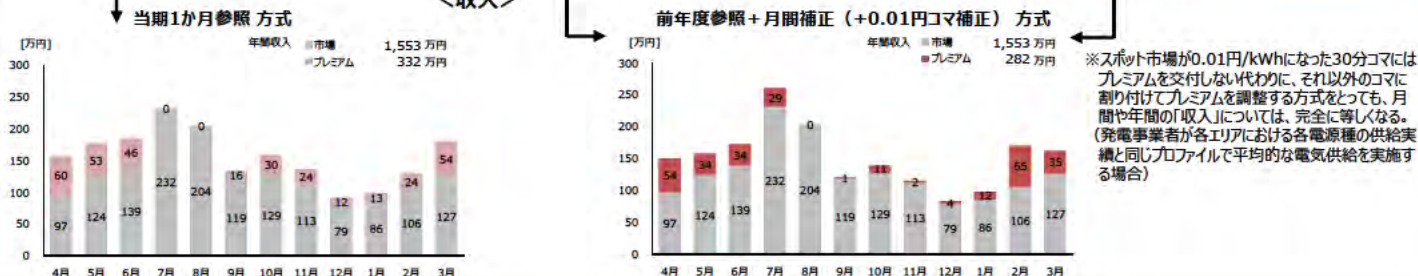
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

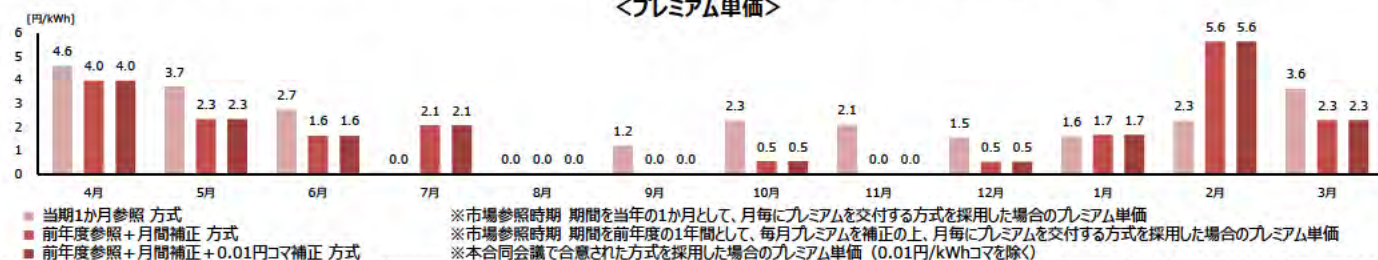


＜収入＞

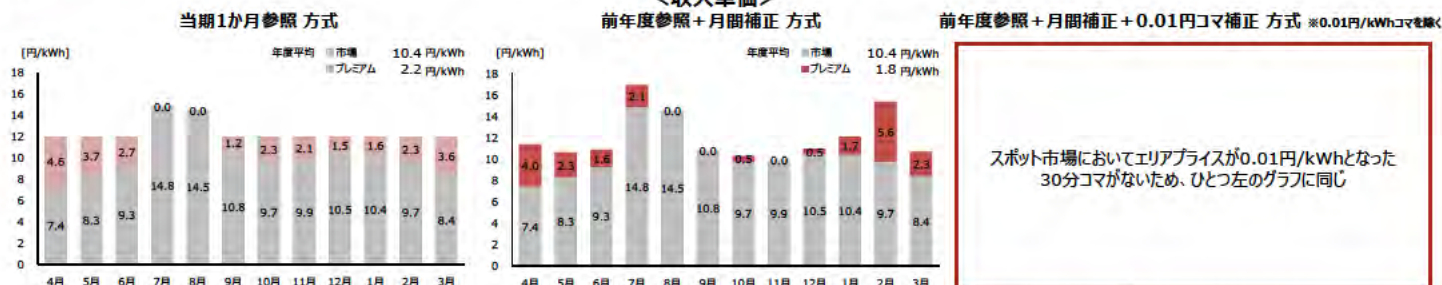


2018年度の東京エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

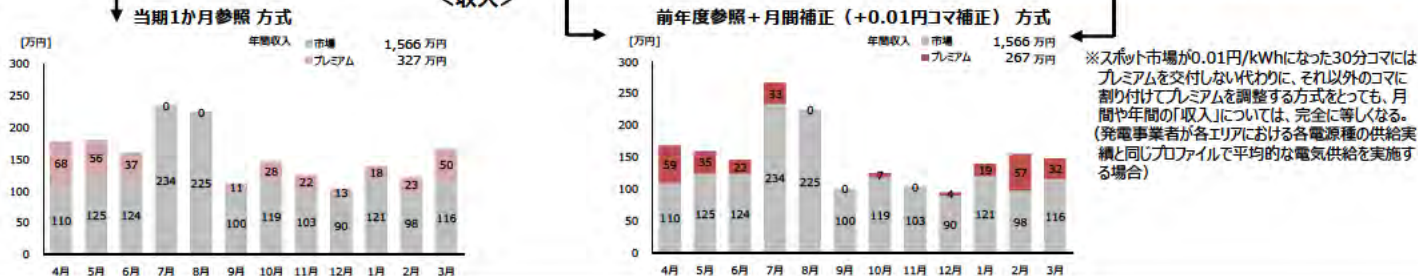
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

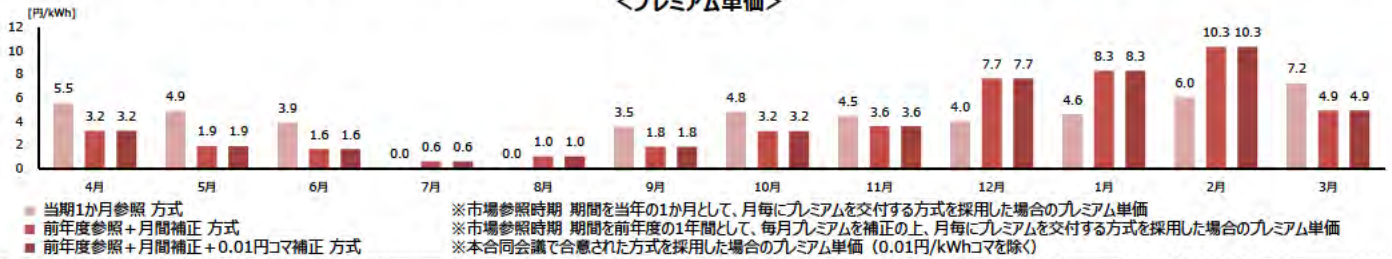


＜収入＞

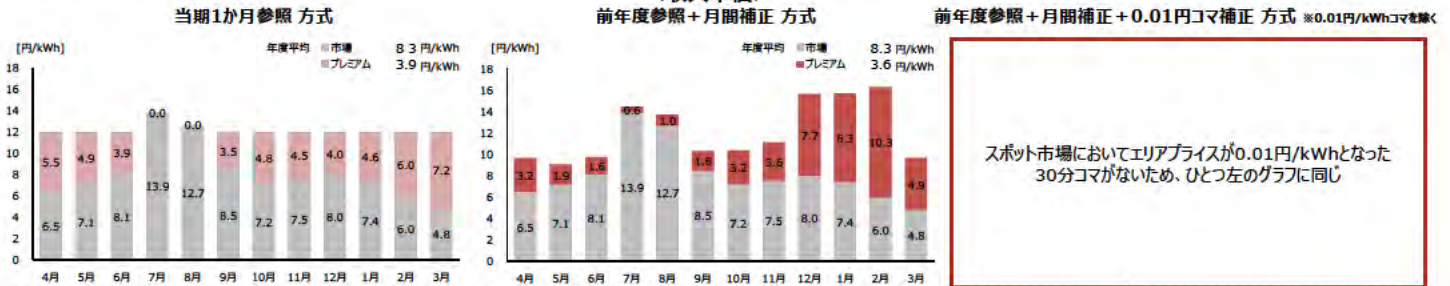


2018年度の中部エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

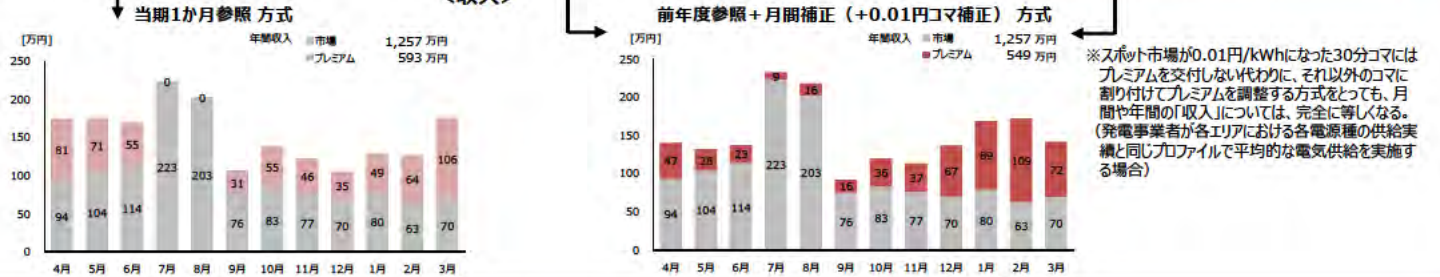
<プレミアム単価>



<収入単価>

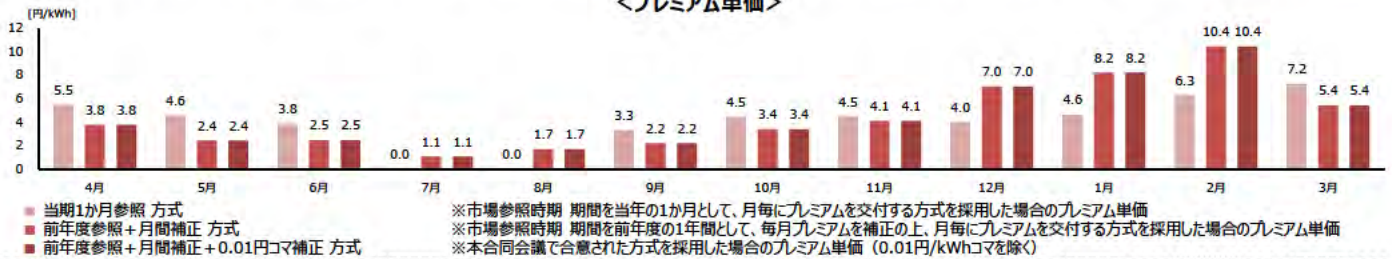


<収入>

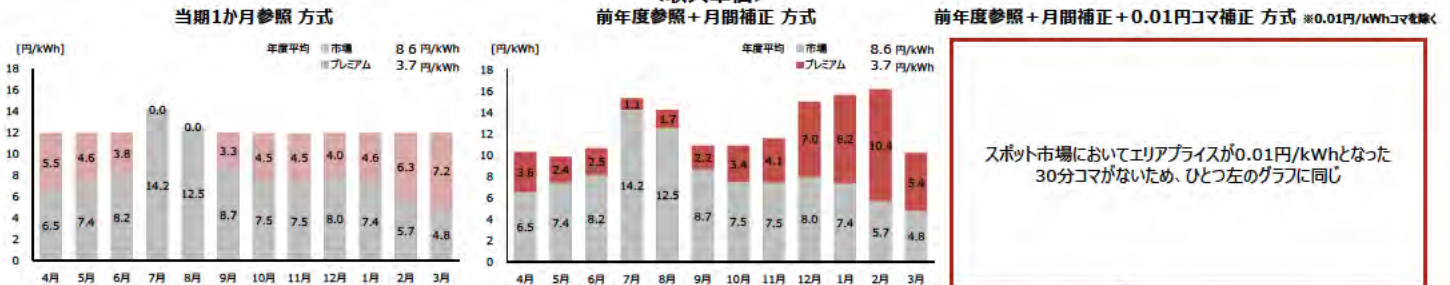


2018年度の北陸エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

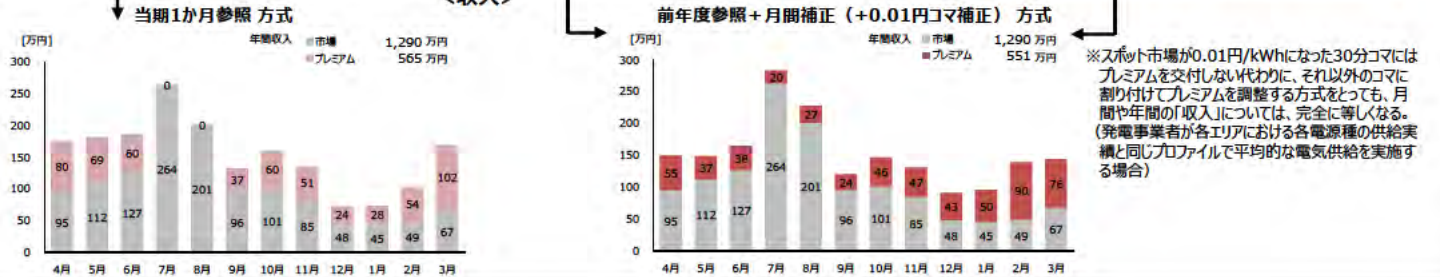
<プレミアム単価>



<収入単価>

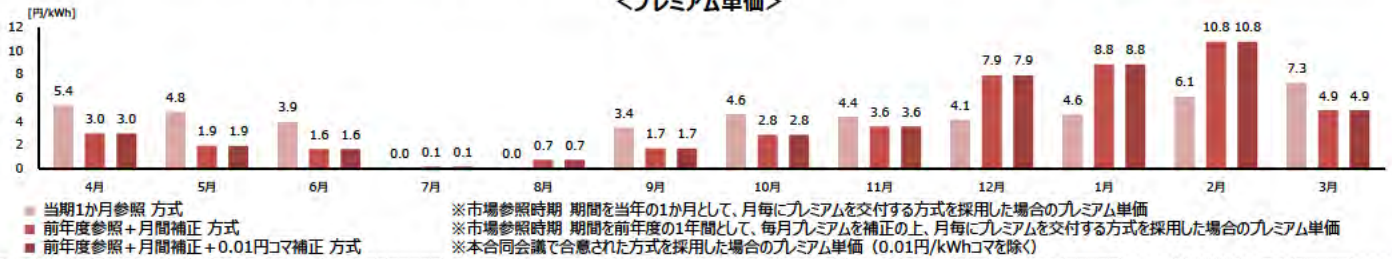


<収入>



2018年度の関西エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

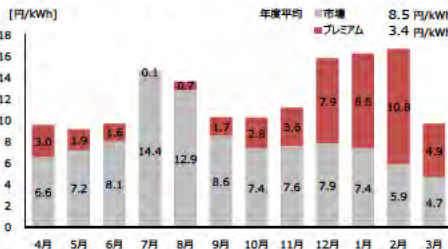
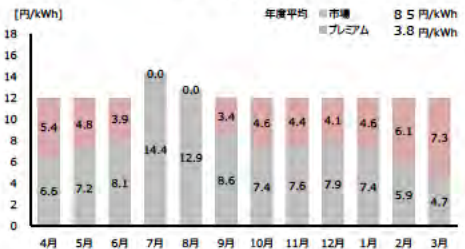
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

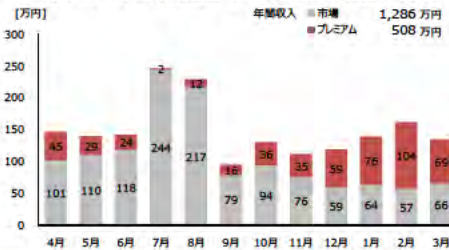
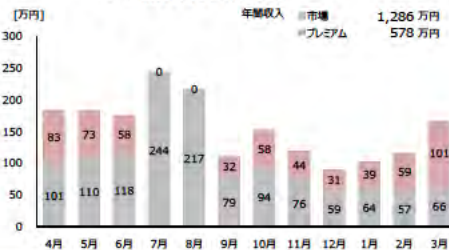


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

＜収入＞

当期1か月参照方式

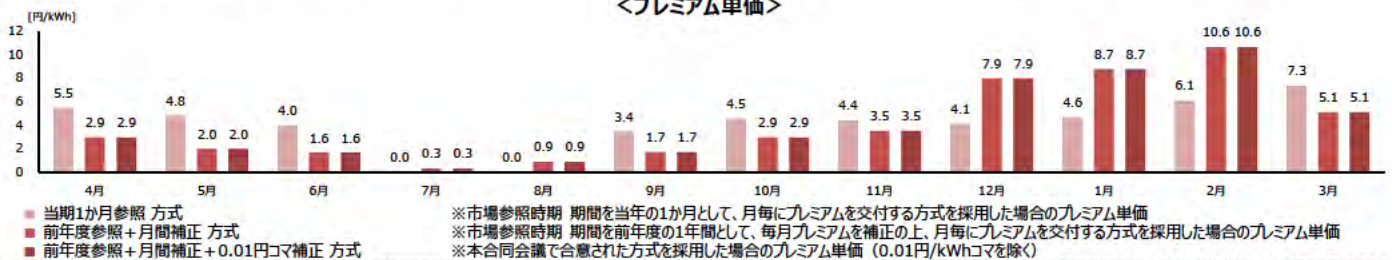
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の中国エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

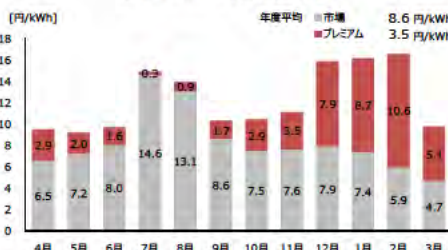
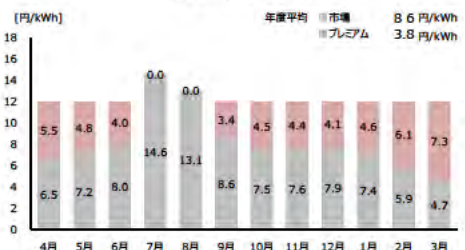
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

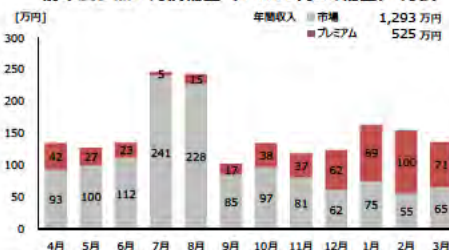
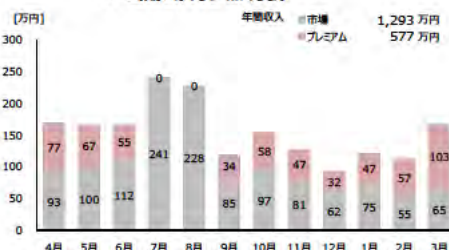


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

＜収入＞

当期1か月参照方式

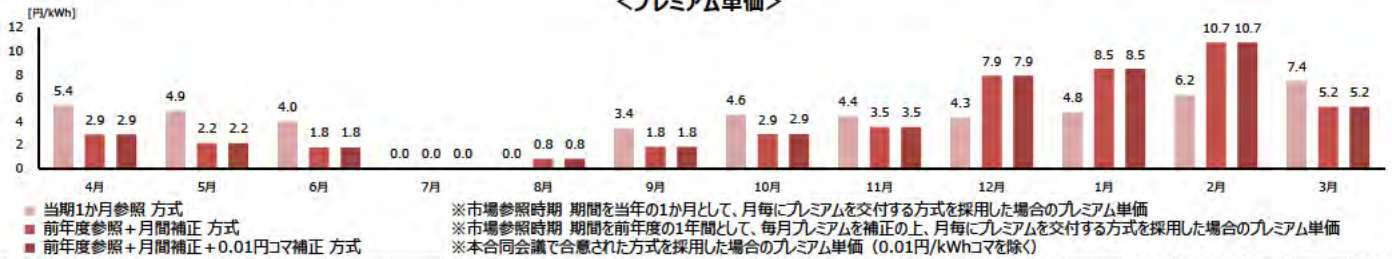
前年度参照+月間補正(+0.01円コマ補正)方式



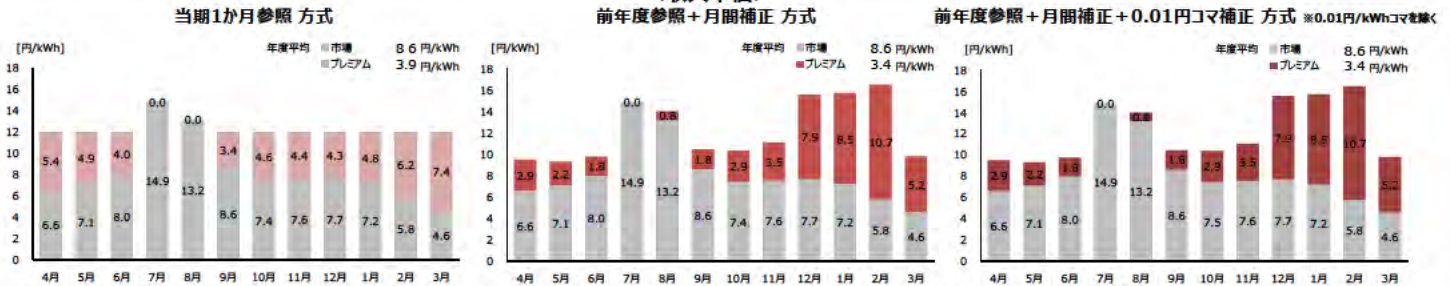
※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の四国エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

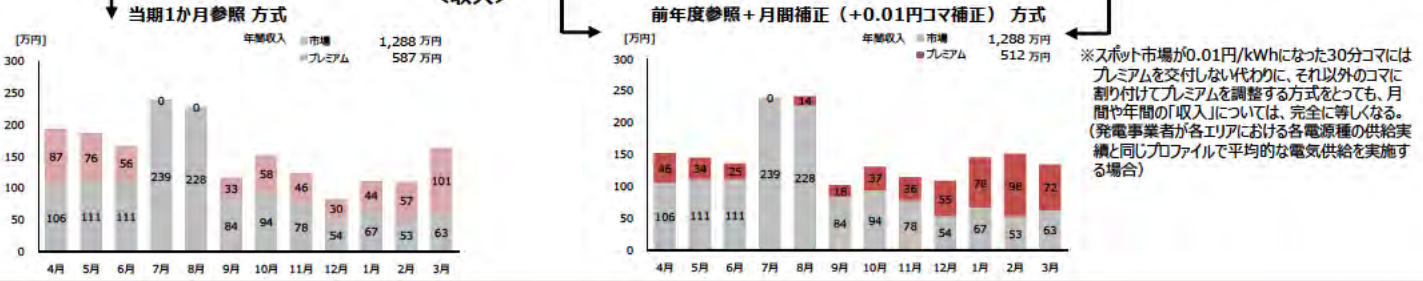
<プレミアム単価>



<収入単価>

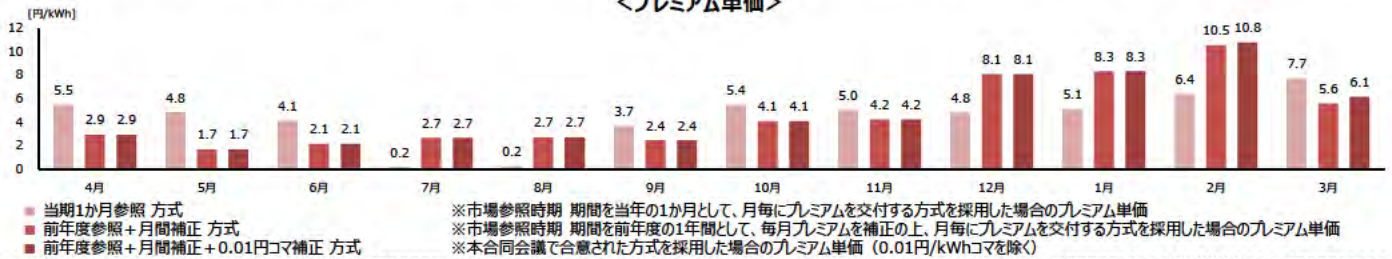


<収入>

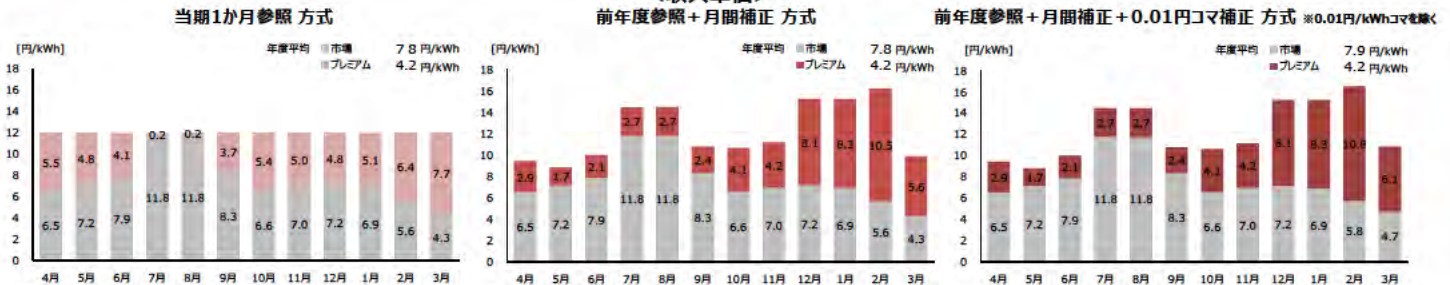


2018年度の九州エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

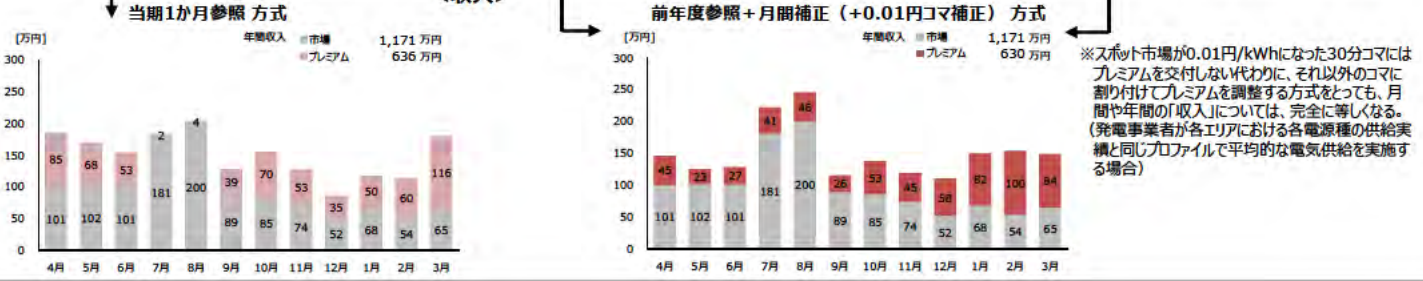
<プレミアム単価>



<収入単価>

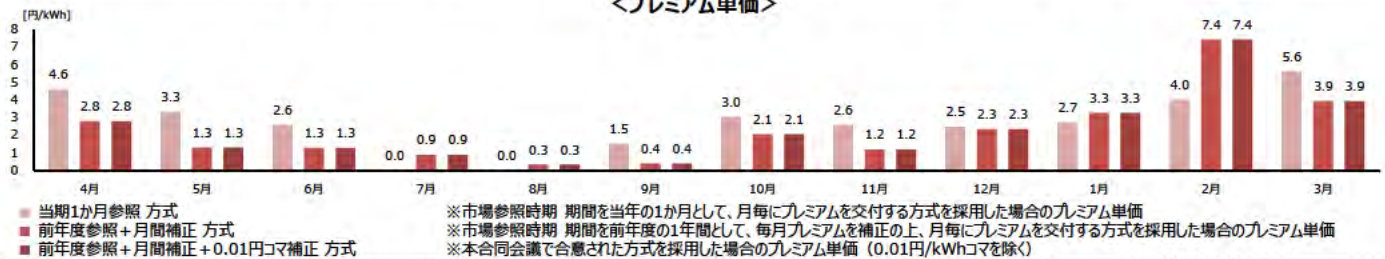


<収入>

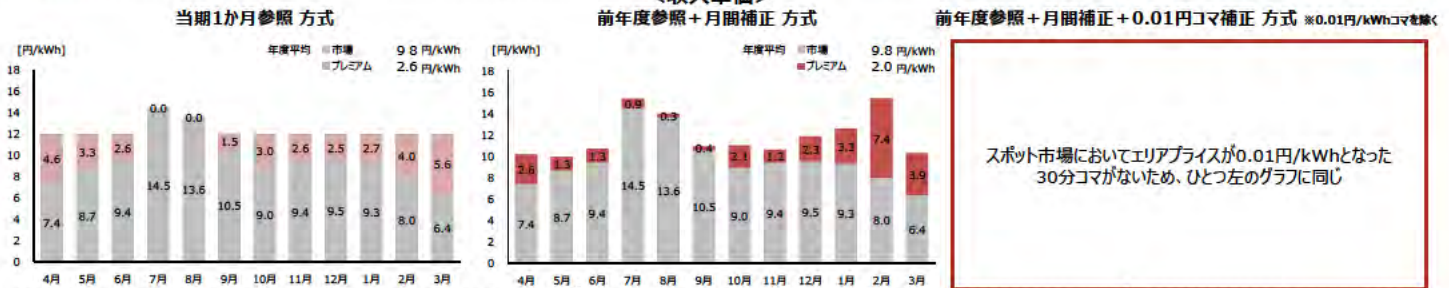


2018年度の沖縄エリアにおける市場価格・太陽光発電量を基礎としたシミュレーション結果

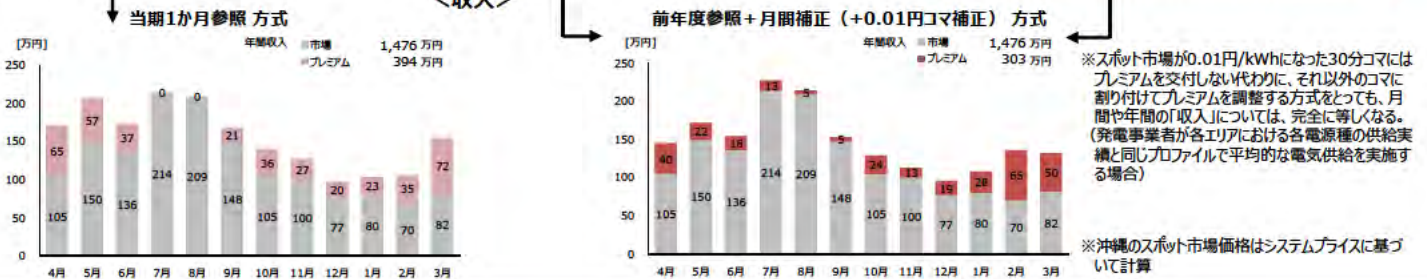
<プレミアム単価>



<収入単価>



<収入>



風力発電

簡易試算の前提条件・諸元 (風力発電)

		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア	陸上風力発電 (1,000kW) ・各エリア		
	設備 利用率	年平均	25.6% (2020年度の陸上風力の調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
出力制御 (個別電源)		当該電源への適用が無いと仮定		
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績	
	プレミアム 計算	基準価格	18円/kWh (2020年度の陸上風力の調達価格)	
		参照市場	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績より作成
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)		スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

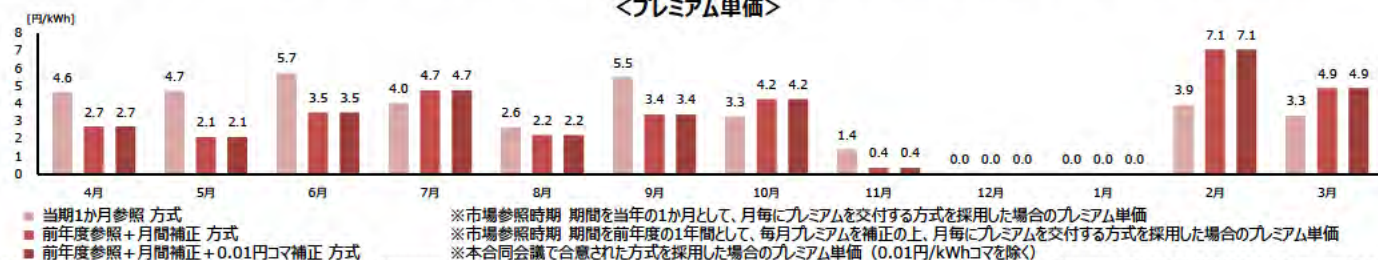
※環境価値やバランシングコスト等は考慮しない簡易的な計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

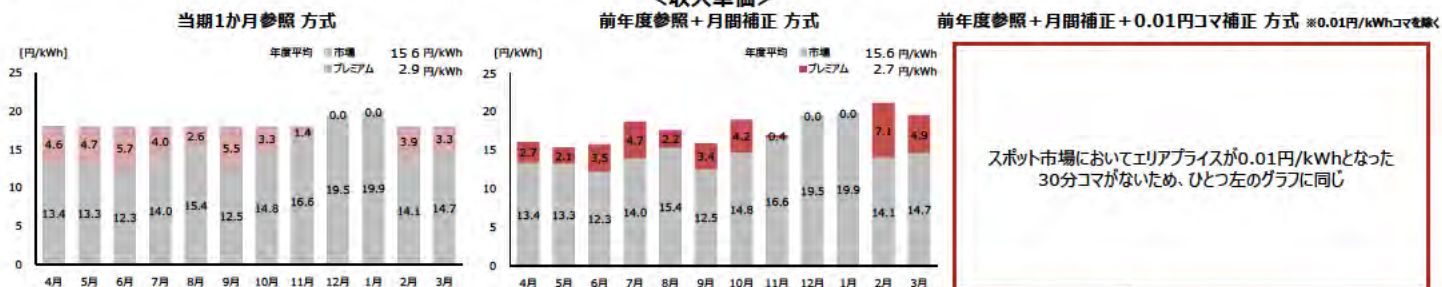
※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2018年度の北海道エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

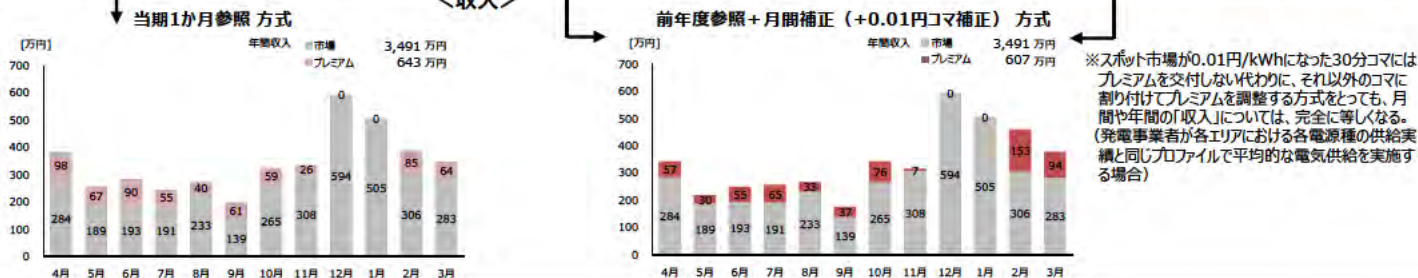
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

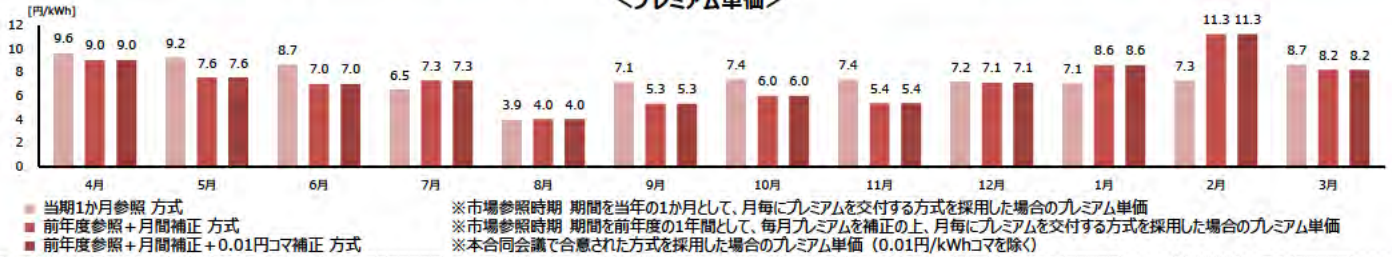


＜収入＞



2018年度の東北エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

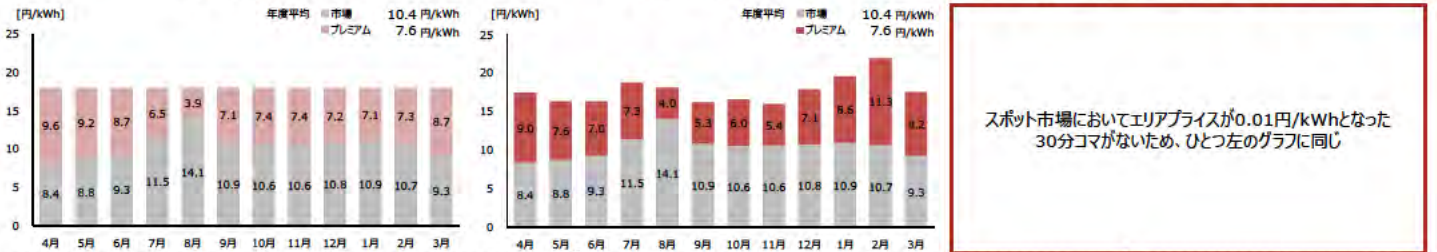
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

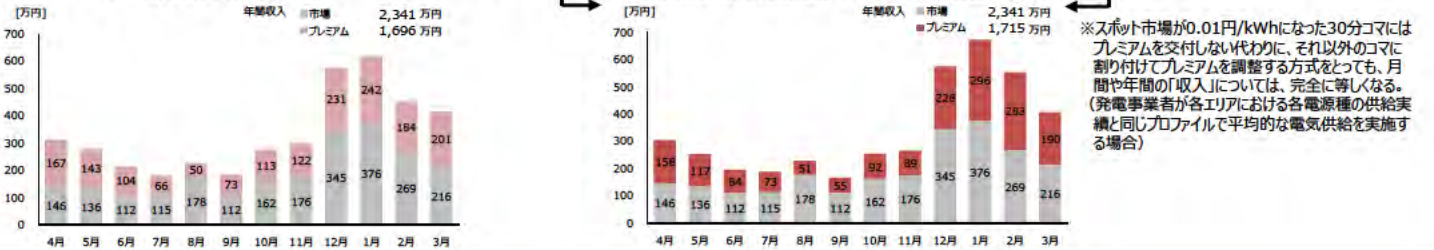
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



＜収入＞

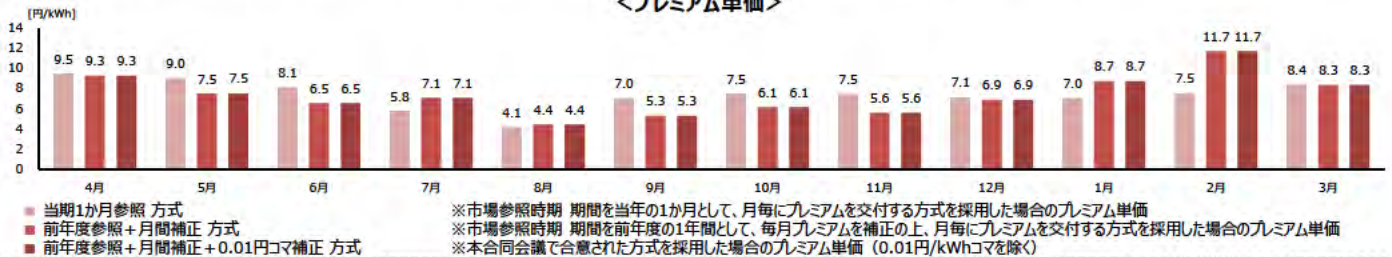
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度の東京エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

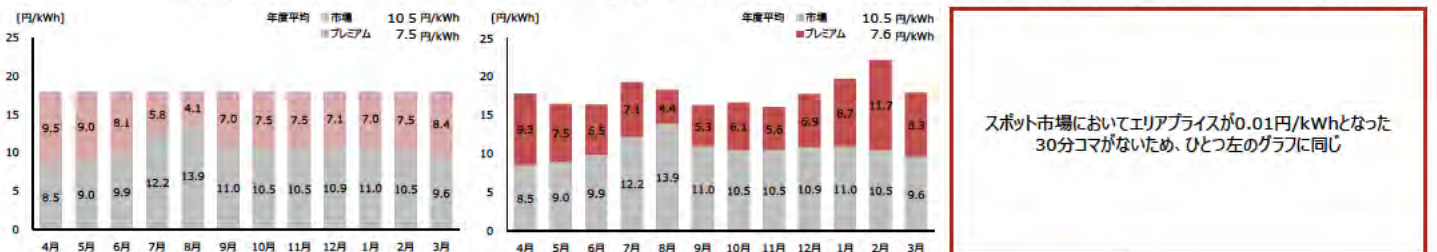
＜プレミアム単価＞



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

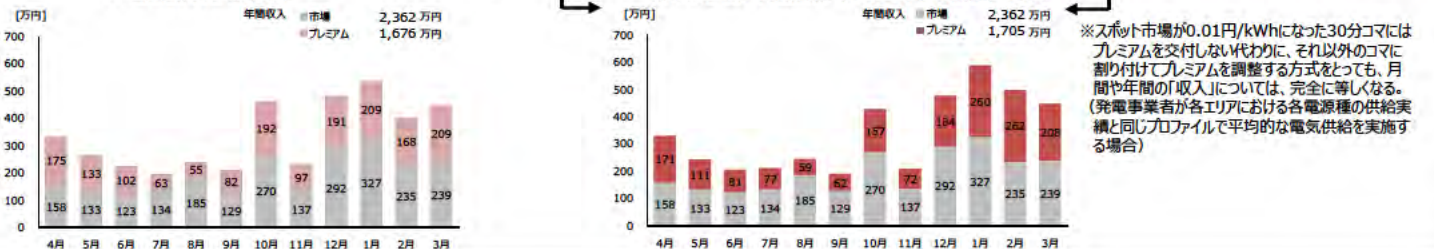
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



＜収入＞

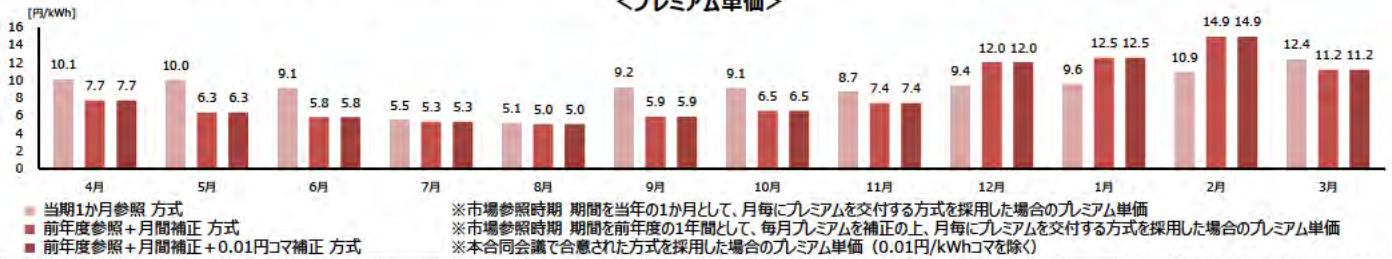
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度の中部エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

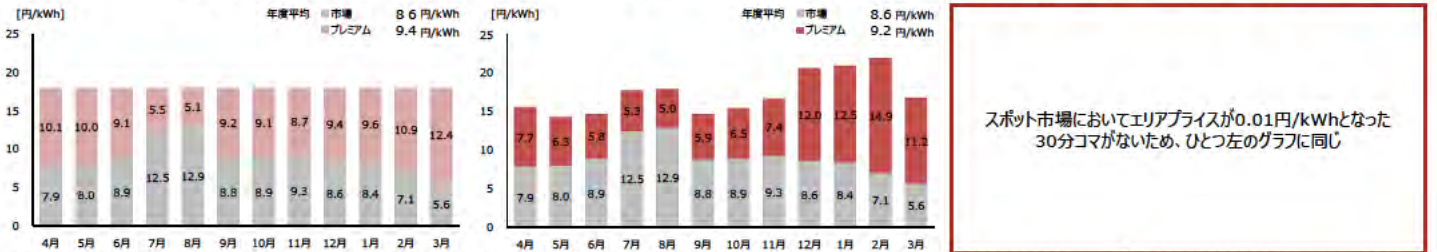
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

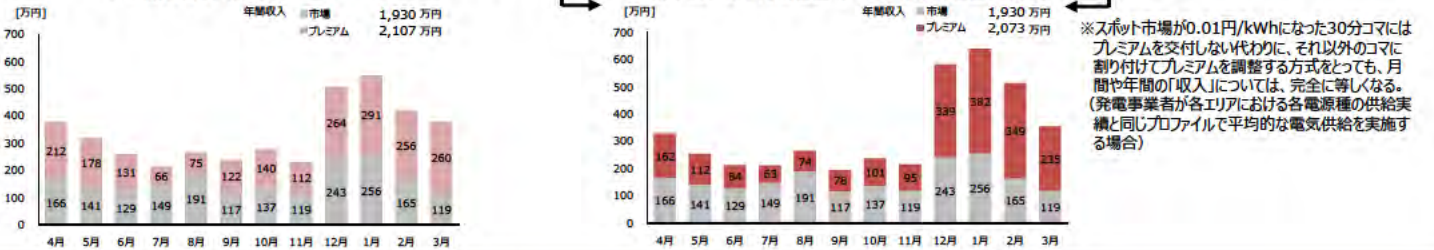
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

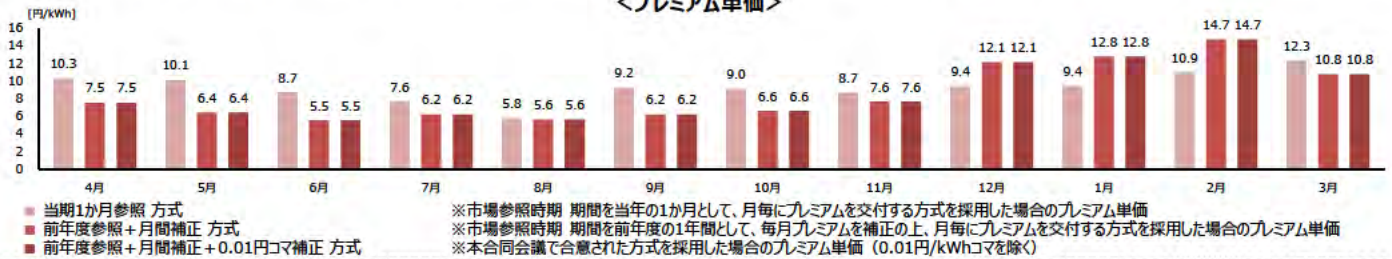
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度の北陸エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

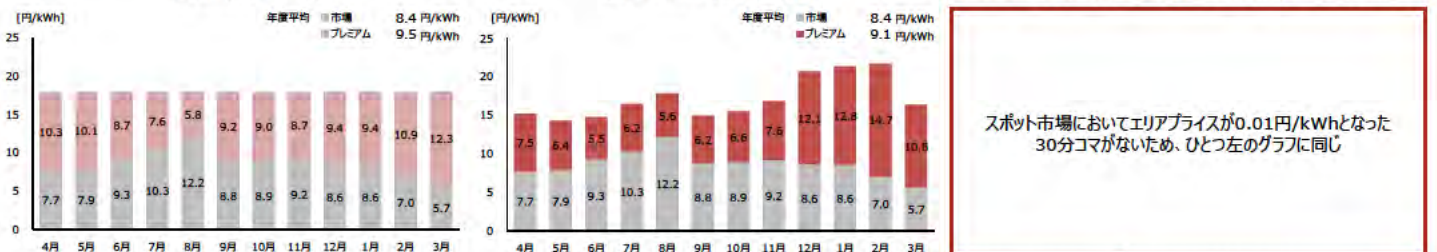
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

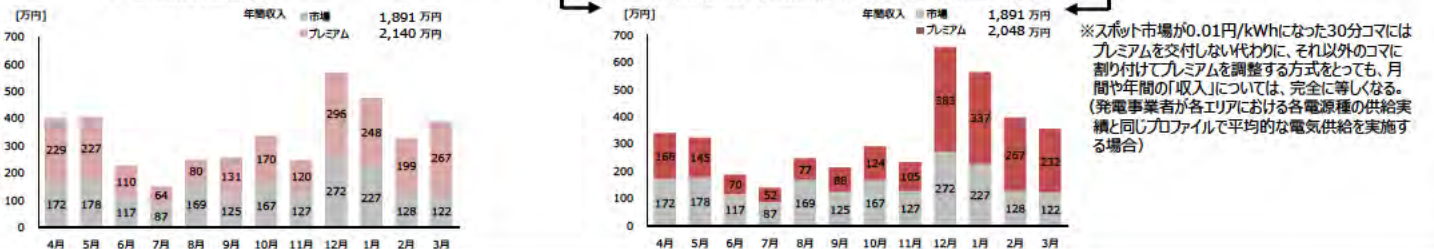
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

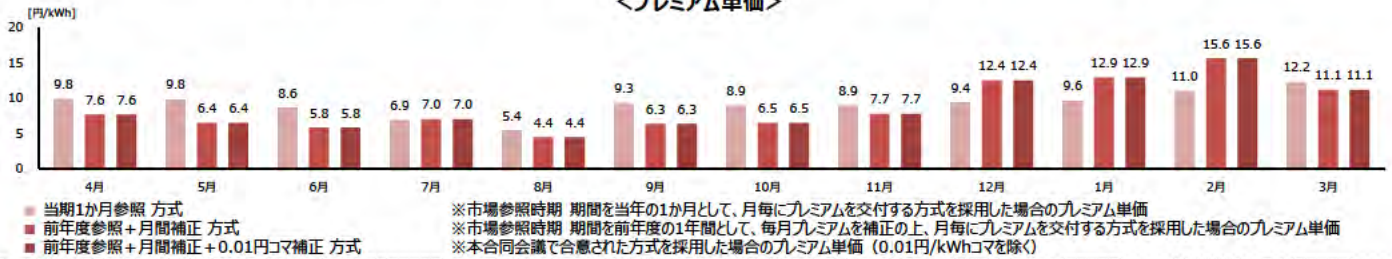
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度の関西エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

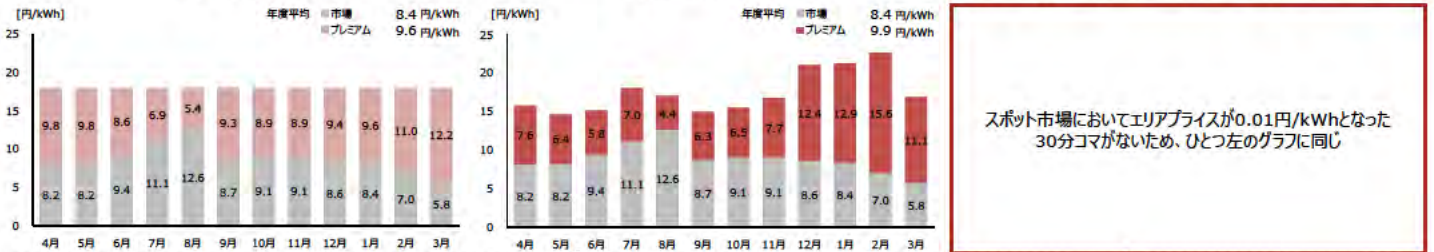
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

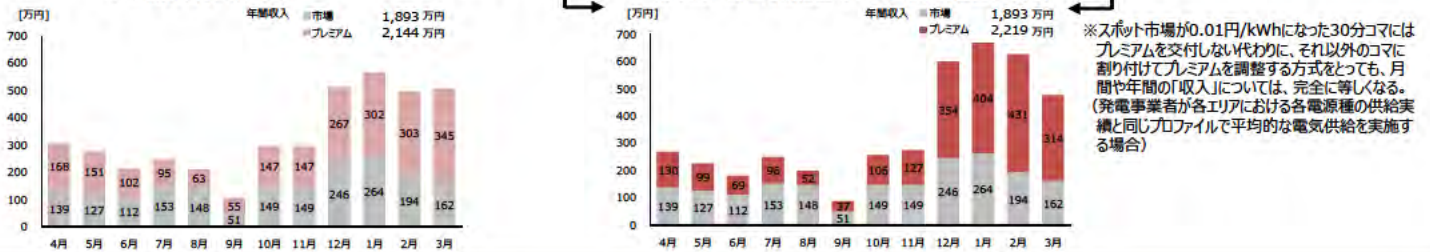
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

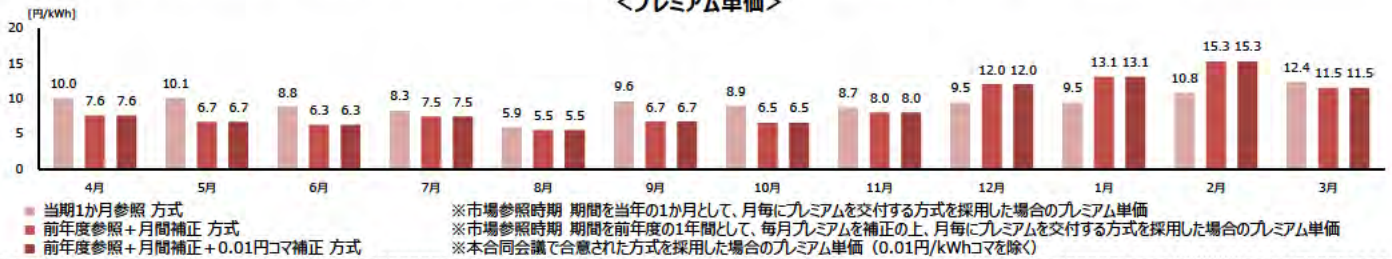
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



2018年度の中国エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

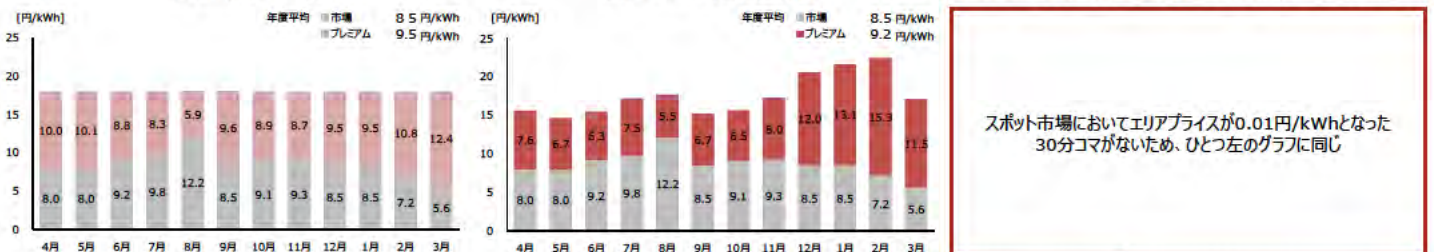
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

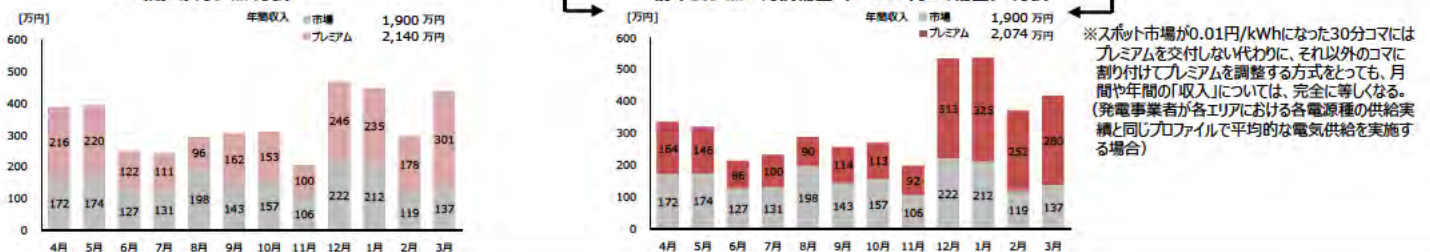
前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

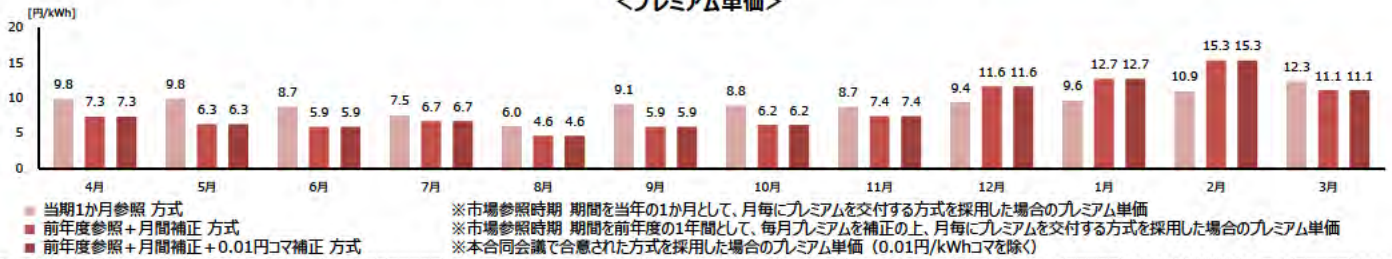
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式

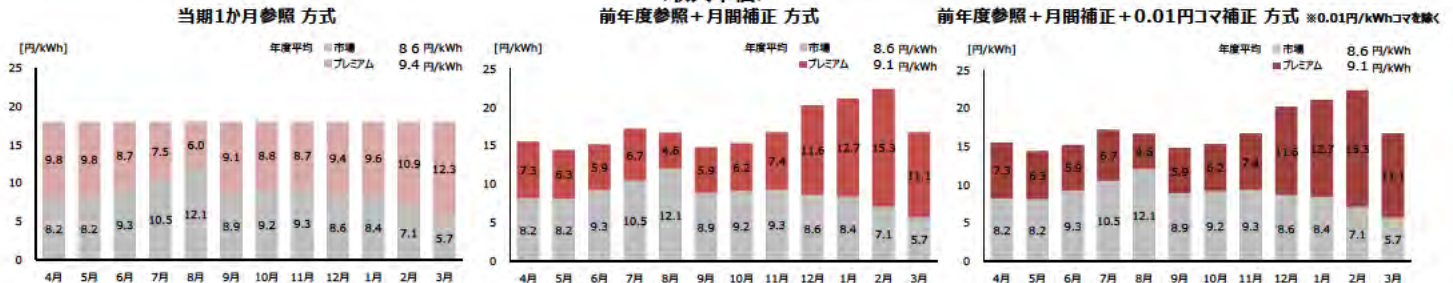


2018年度の四国エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

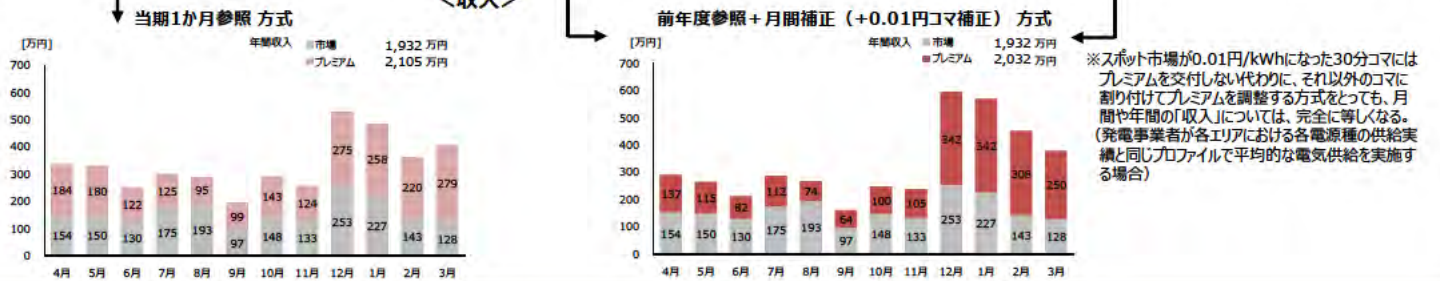
<プレミアム単価>



<収入単価>

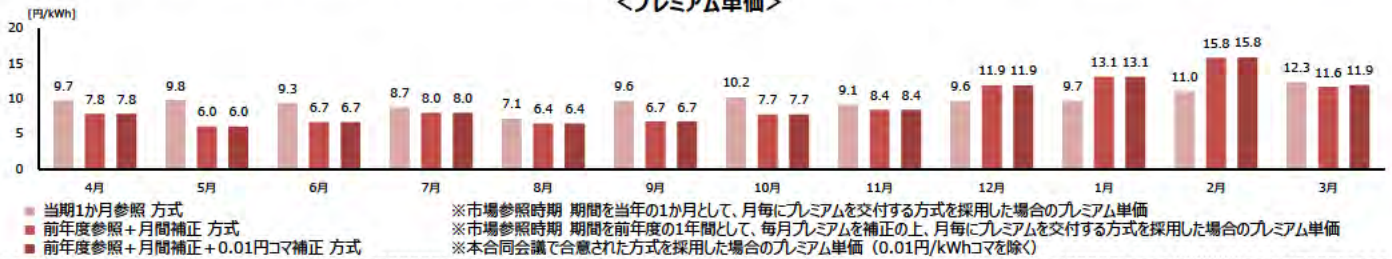


<収入>

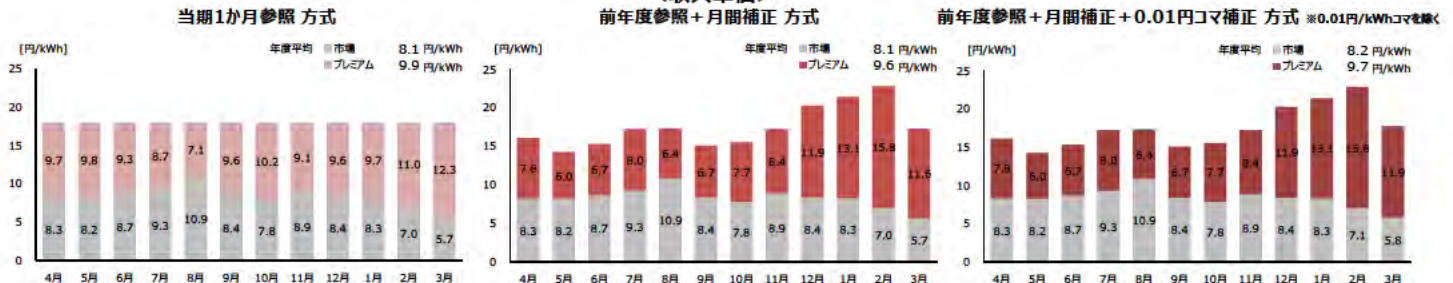


2018年度の九州エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

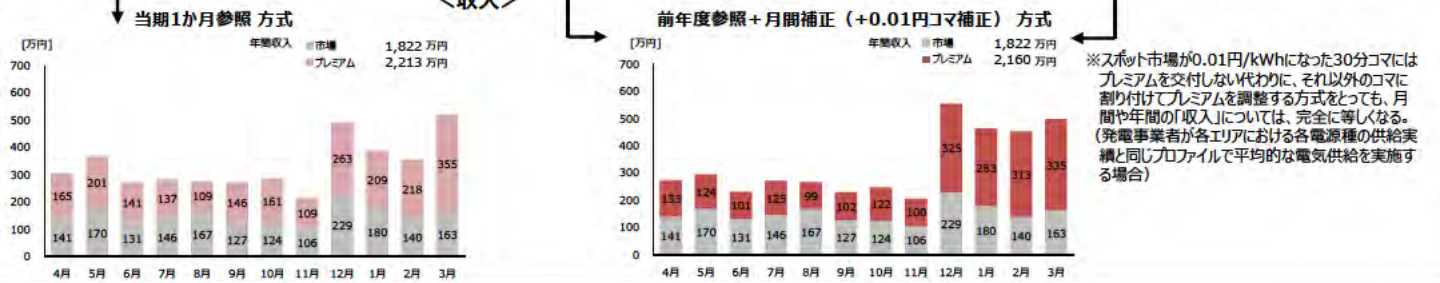
<プレミアム単価>



<収入単価>

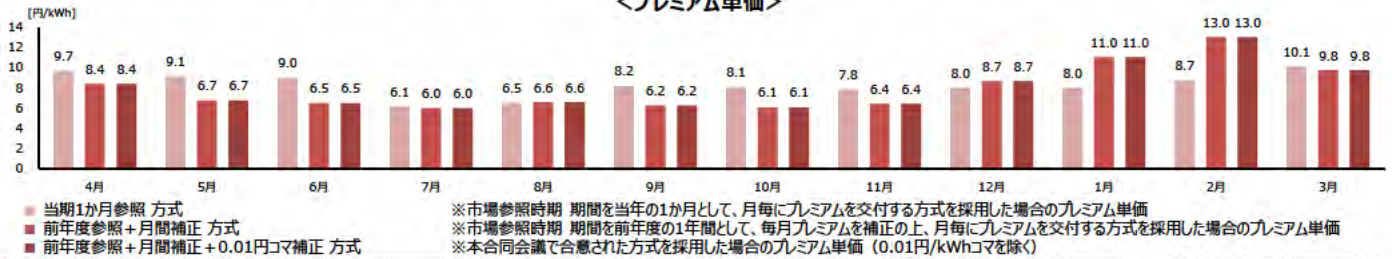


<収入>



2018年度の沖縄エリアにおける市場価格・風力発電量を基礎としたシミュレーション結果

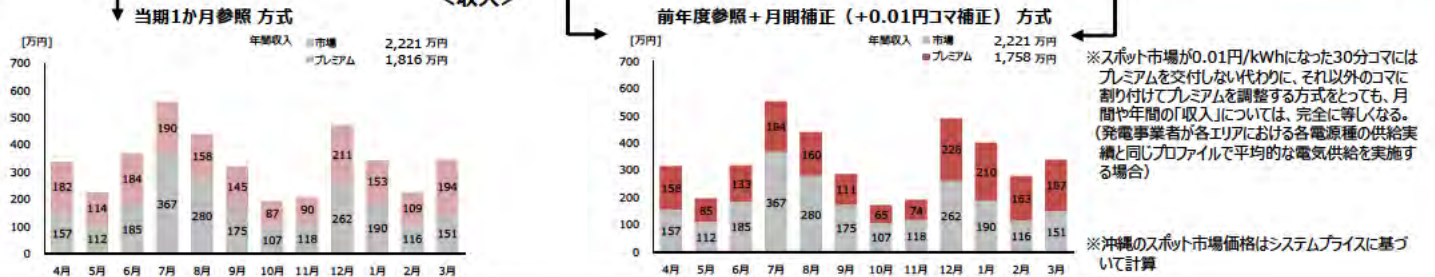
<プレミアム単価>



<収入単価>



<収入>



地熱発電

簡易試算の前提条件・諸元 (地熱発電)

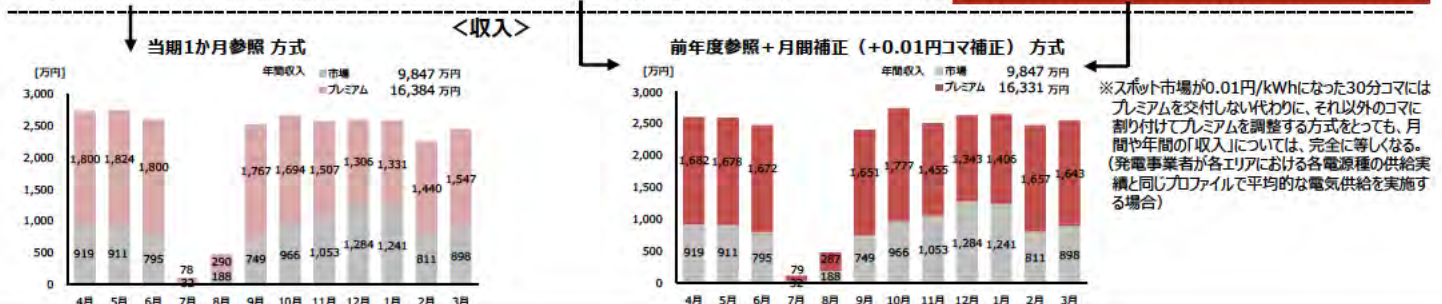
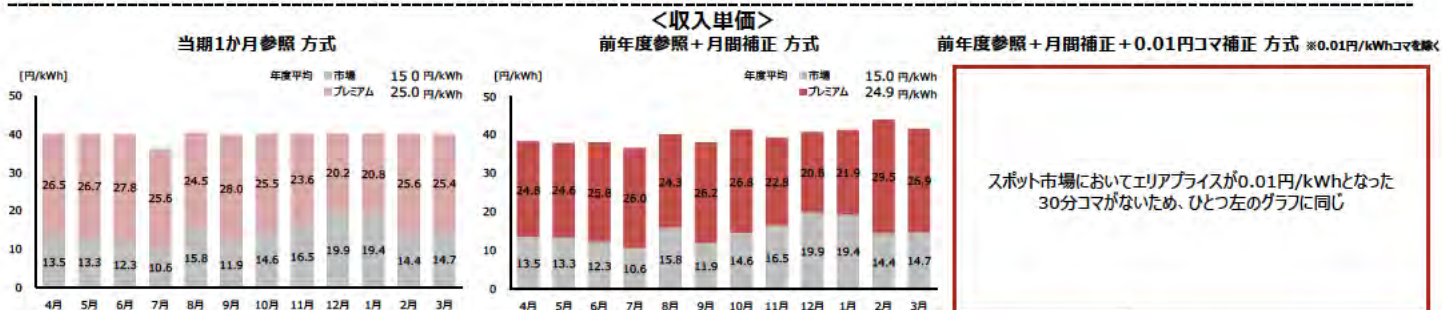
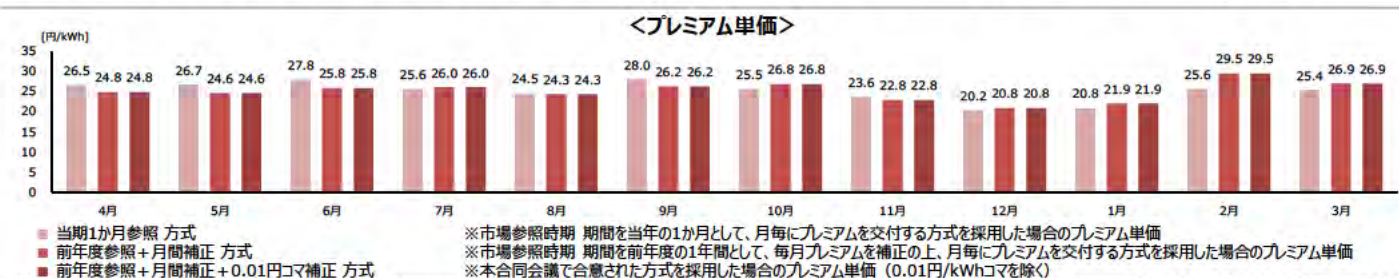
		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア	地熱発電 (1,000kW) ・各エリア※ ※北海道・東北・九州以外はエリア供給実績がないため対象外		
	設備 利用率	年平均	74.8% (2020年度の15,000kW未満の調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
出力制御 (個別電源)		当該個別電源への適用が無いと仮定		
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場 (エリアプライス) 実績	
	プレミアム 計算	基準価格	40円/kWh (2020年度15,000kW未満の調達価格)	
		参照市場	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	加重平均なし ※0.01円コマ補正計算用に一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を使用
0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場 (エリアプライス) 実績が 0.01円/kWhのコマをカウント			

※環境価値やバランシングコスト等は考慮しない簡易的な計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

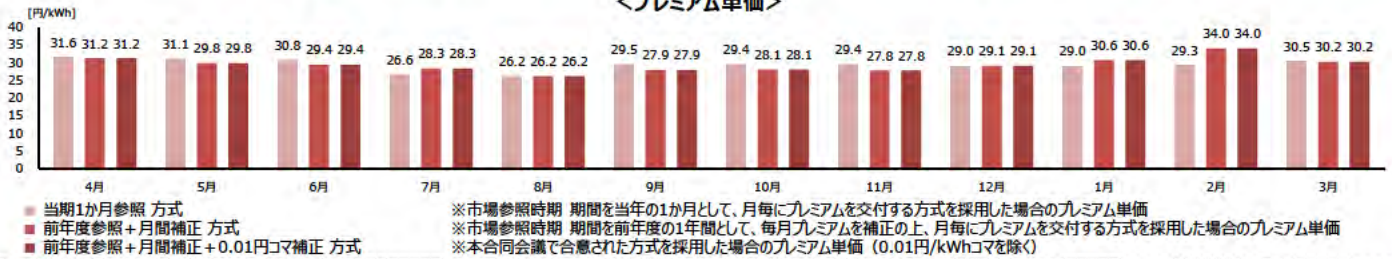
※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2018年度の北海道エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果



2018年度の東北エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果

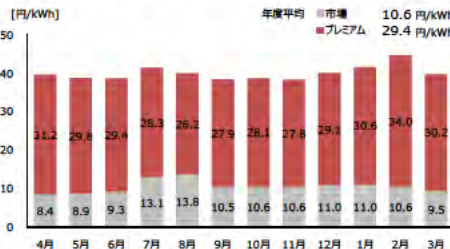
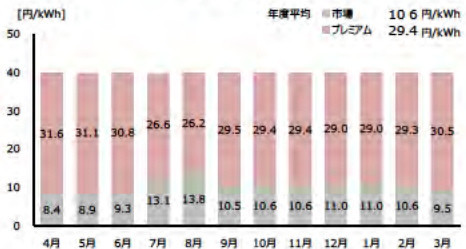
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

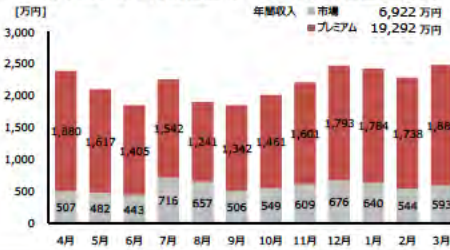
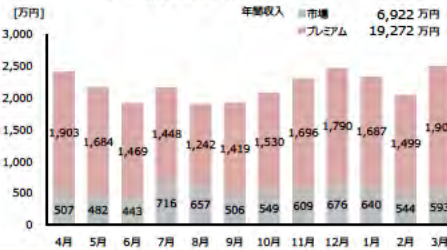


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

<収入>

当期1か月参照方式

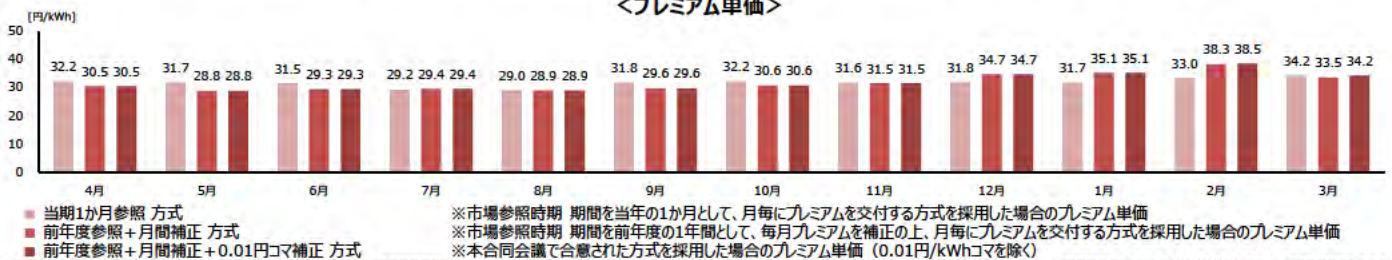
前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の九州エリアにおける市場価格・地熱発電量を基礎としたシミュレーション結果

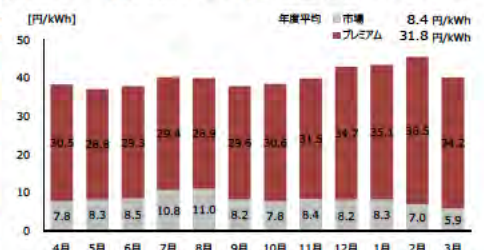
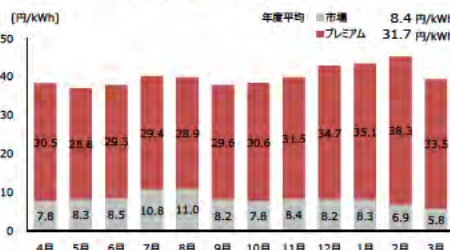
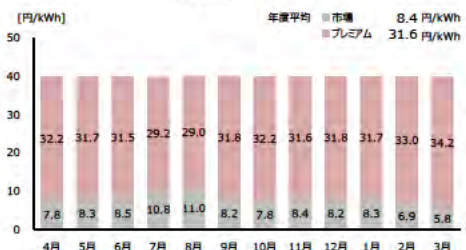
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



<収入>

当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

水力発電

簡易試算の前提条件・諸元（水力発電）

		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア		中小水力発電（1,000kW）・各エリア	
	設備 利用率	年平均	45% (2020年度1,000-5,000kWの調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
	出力制御（個別電源）		当該個別電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場（エリアプライス）実績	
	プレミアム 計算	基準価格	27円/kWh (2020年度1,000-5,000kWの調達価格)	
		参照 価格	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	加重平均なし ※0.01円コマ補正計算用に一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を使用
	0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場（エリアプライス）実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

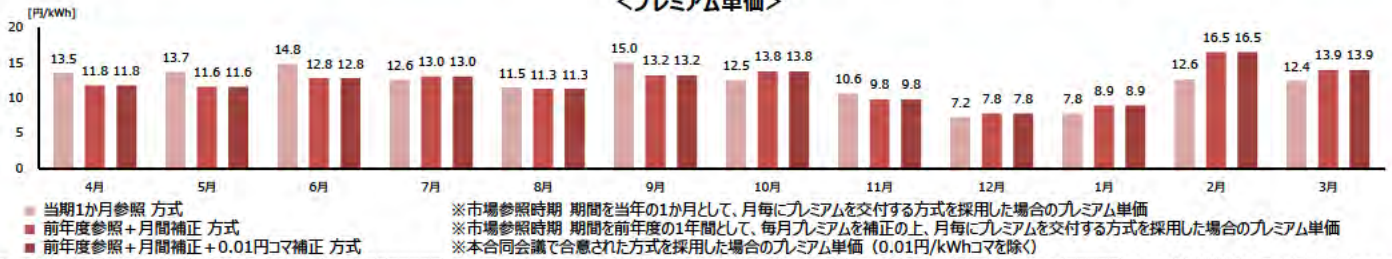
※環境価値やバランシングコスト等は考慮しない簡易的な計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2018年度の北海道エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

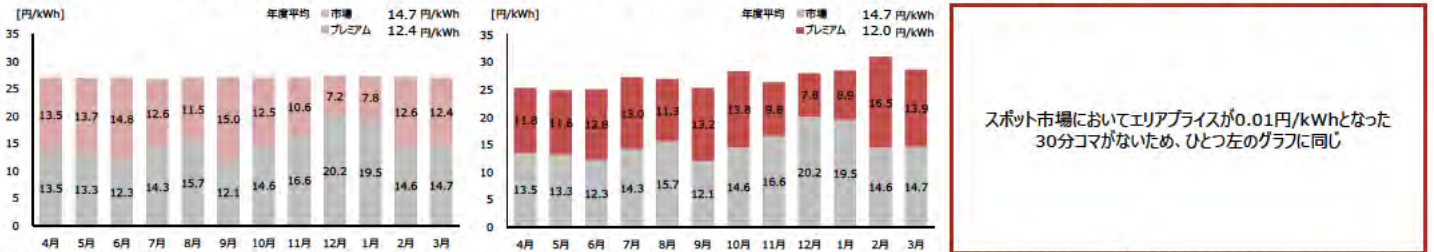
＜プレミアム単価＞



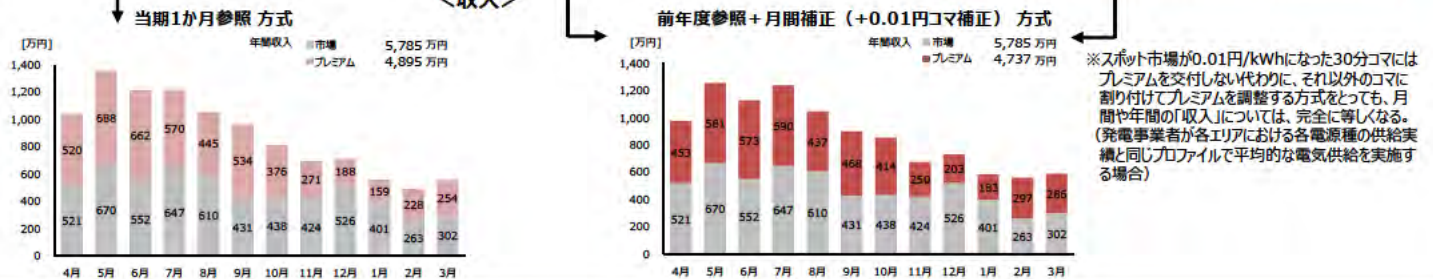
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

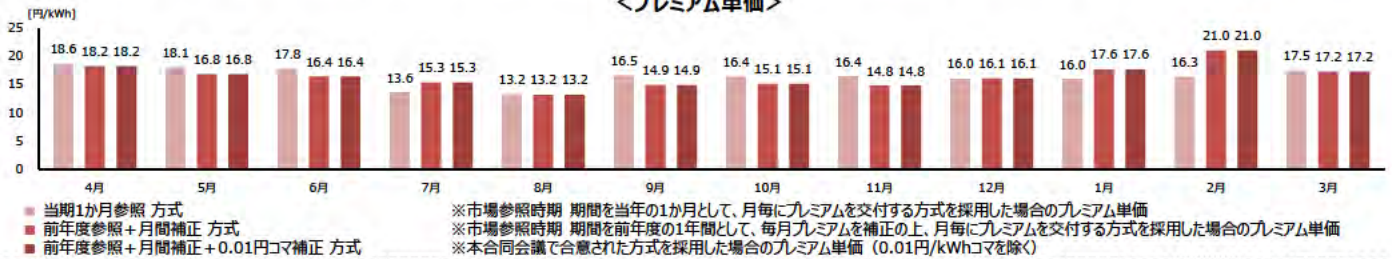


＜収入＞



2018年度の東北エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

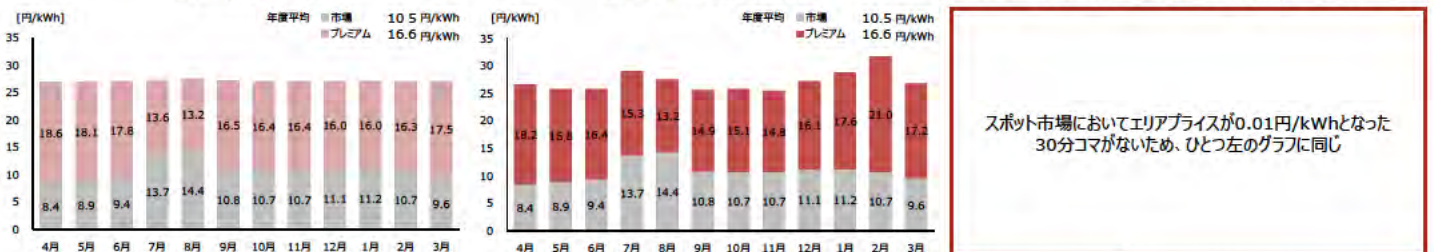
＜プレミアム単価＞



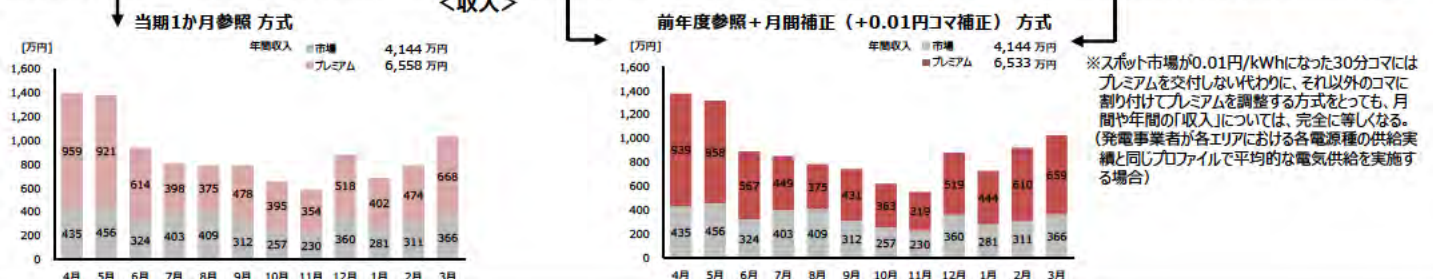
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

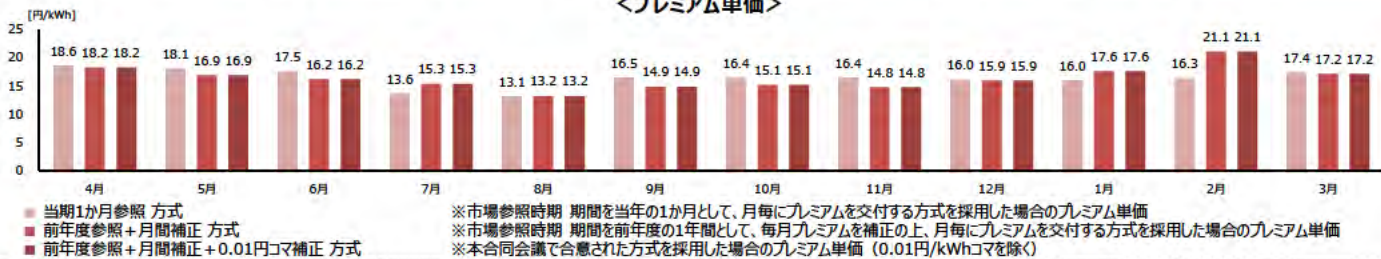


＜収入＞



2018年度の東京エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

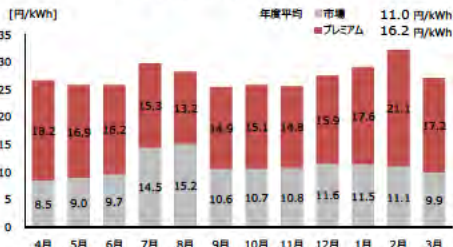
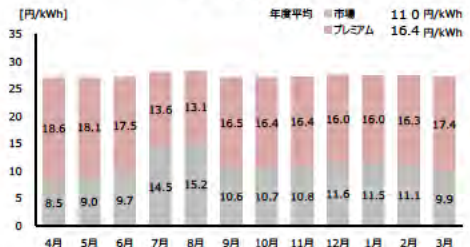
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

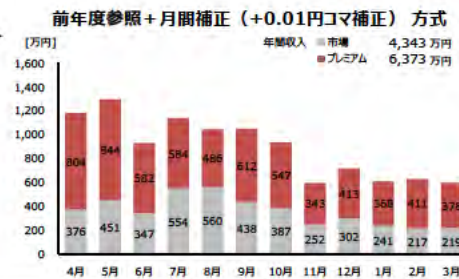
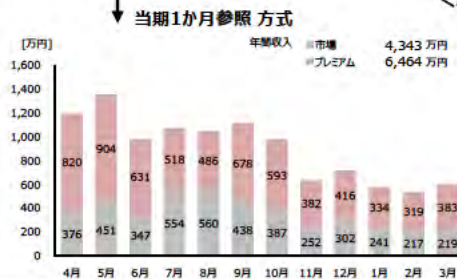
前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

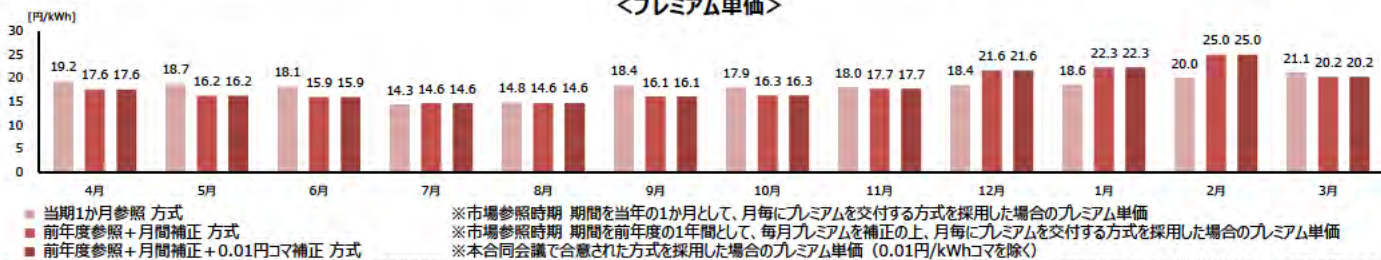
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の中中部エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

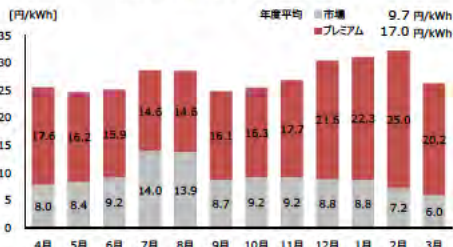
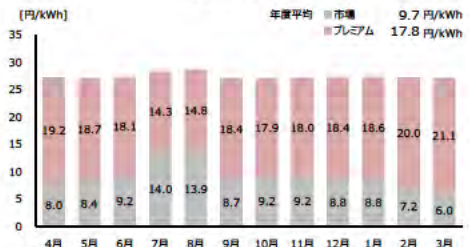
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

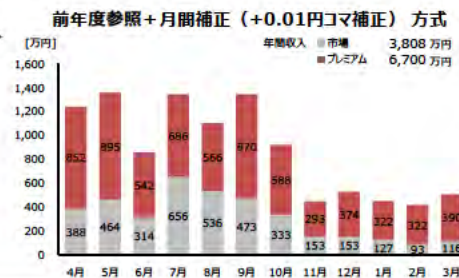
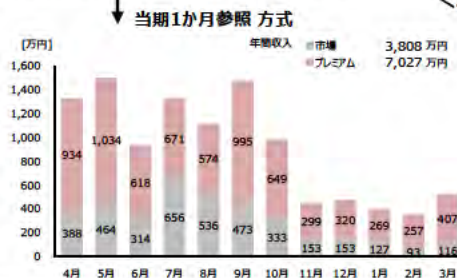
前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

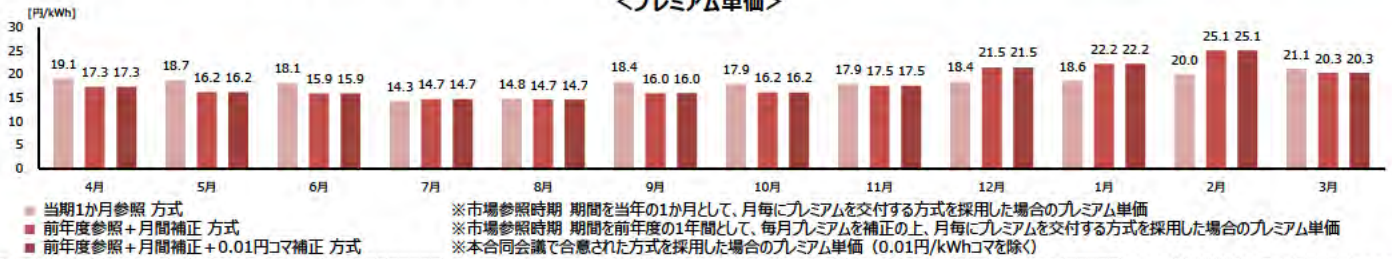
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の北陸エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

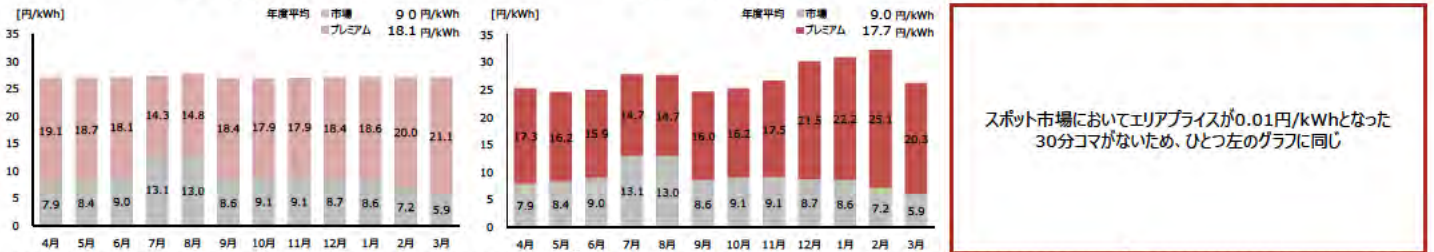
<プレミアム単価>



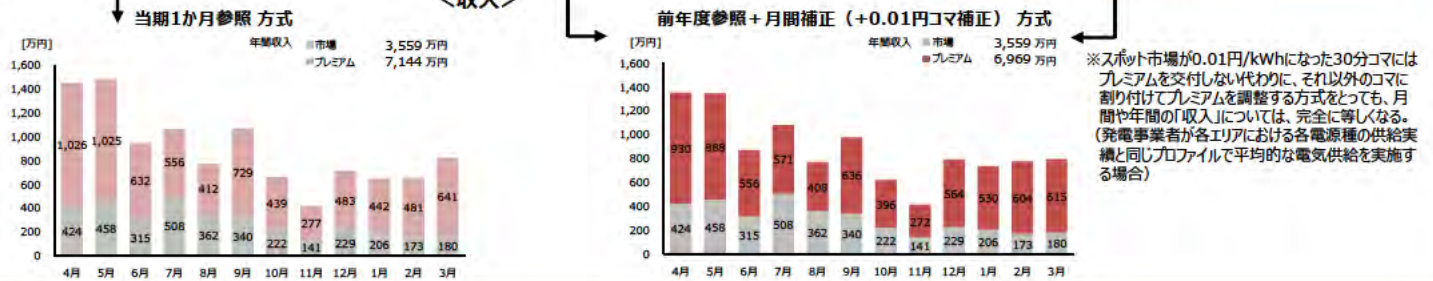
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

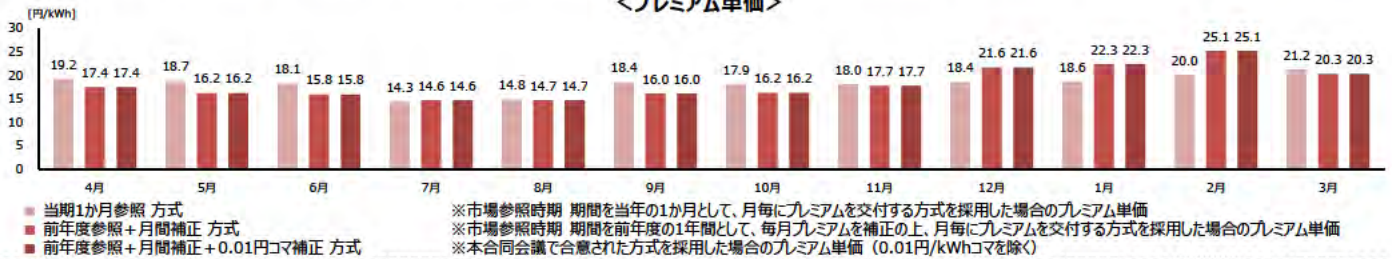


<収入>



2018年度の関西エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

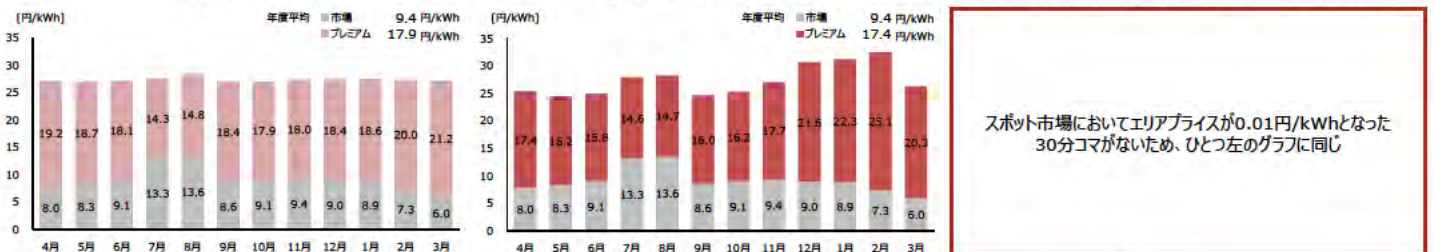
<プレミアム単価>



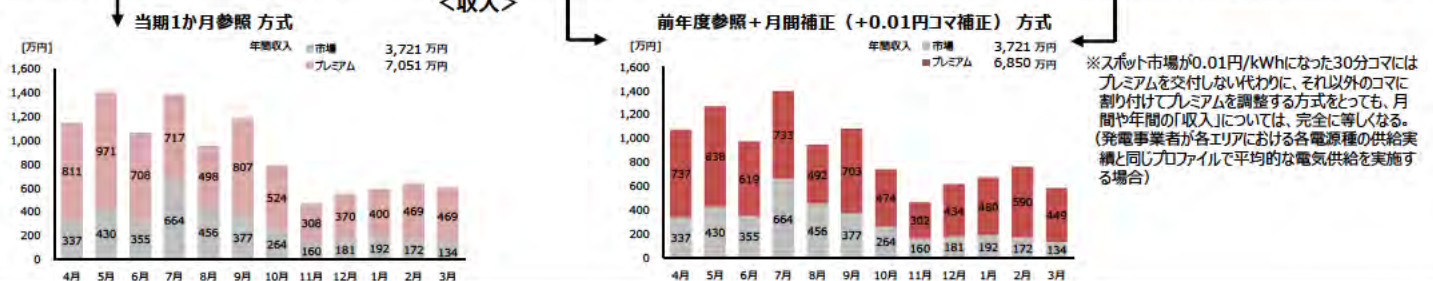
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

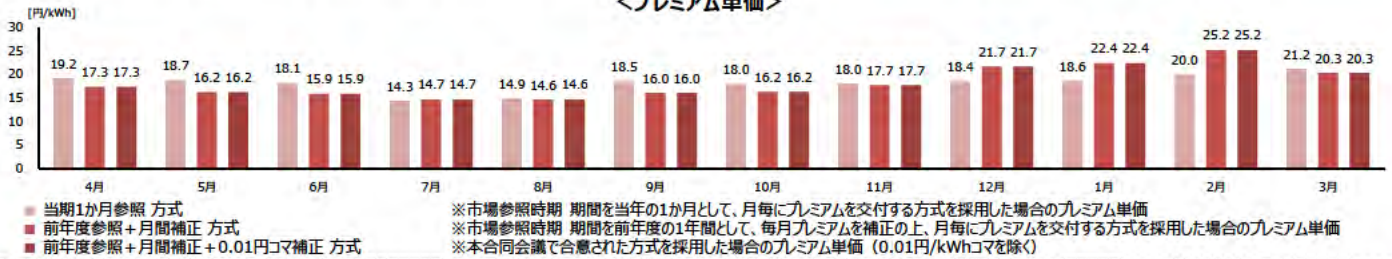


<収入>



2018年度の中国エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

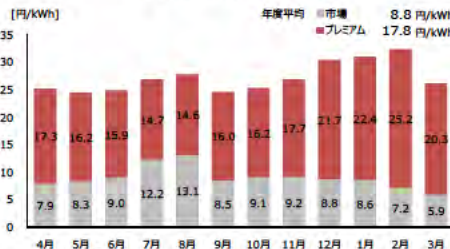
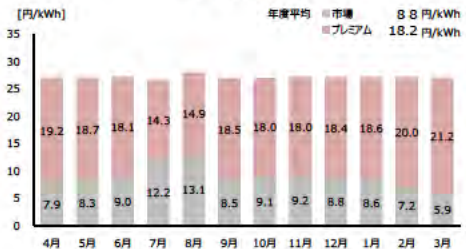
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

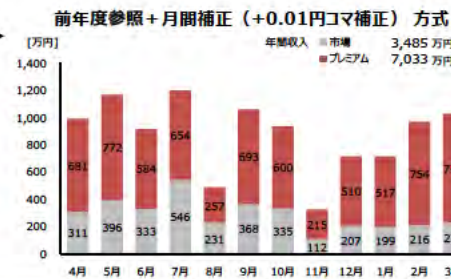
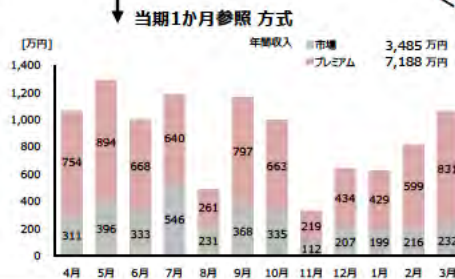
前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフに同じ

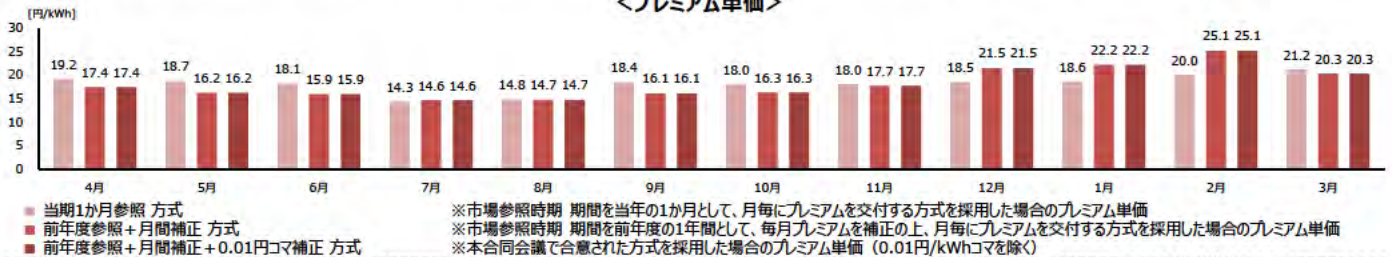
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の四国エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

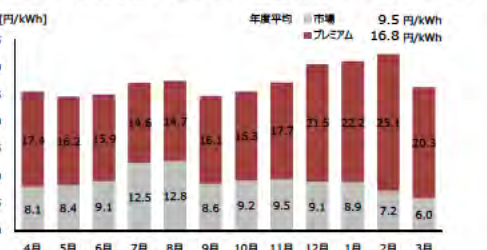
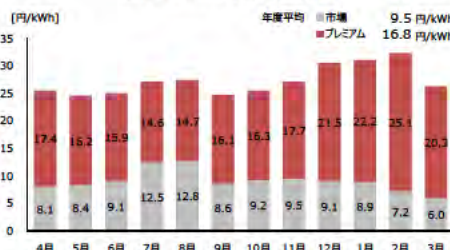
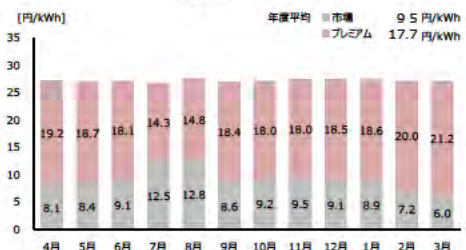
<プレミアム単価>



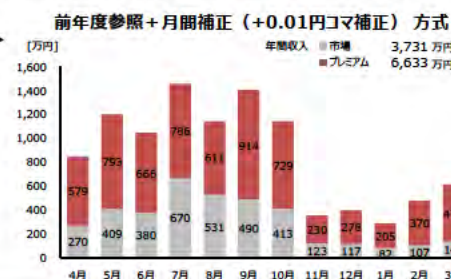
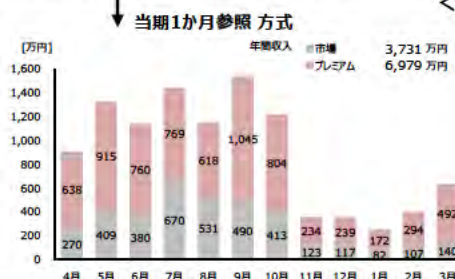
当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円コマ補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



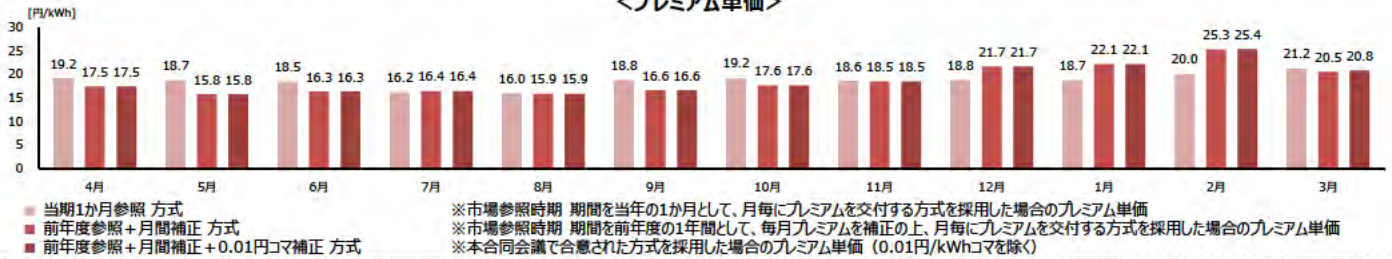
<収入>



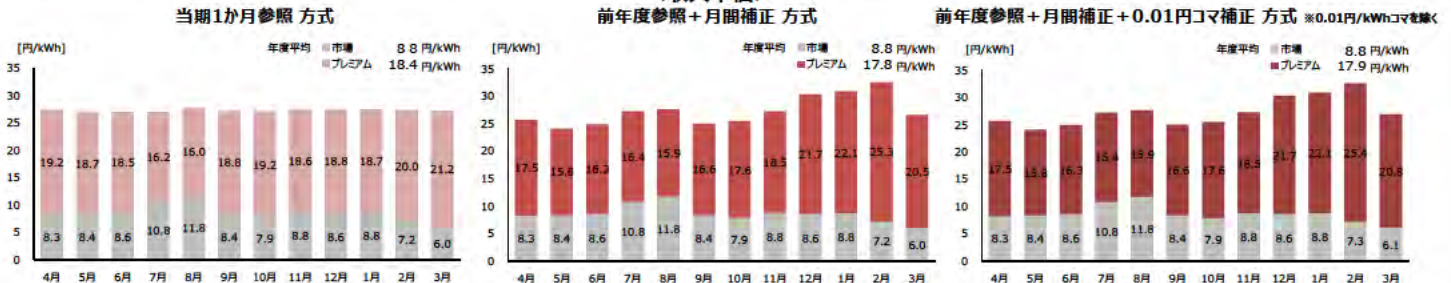
※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の九州エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

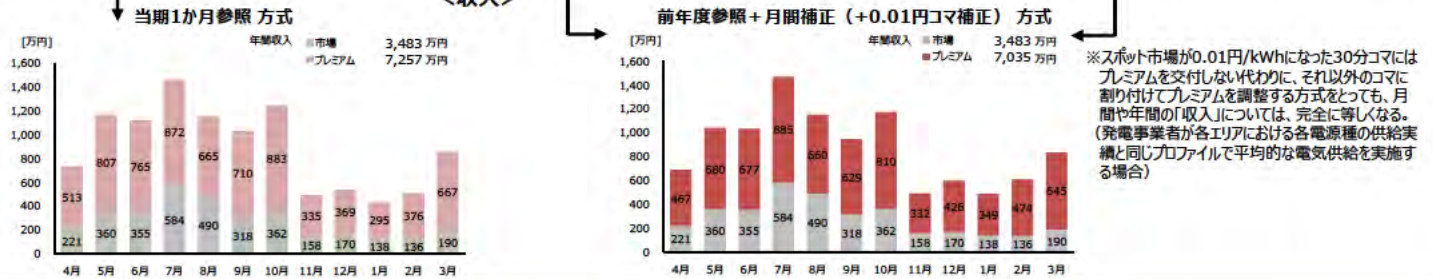
<プレミアム単価>



<収入単価>

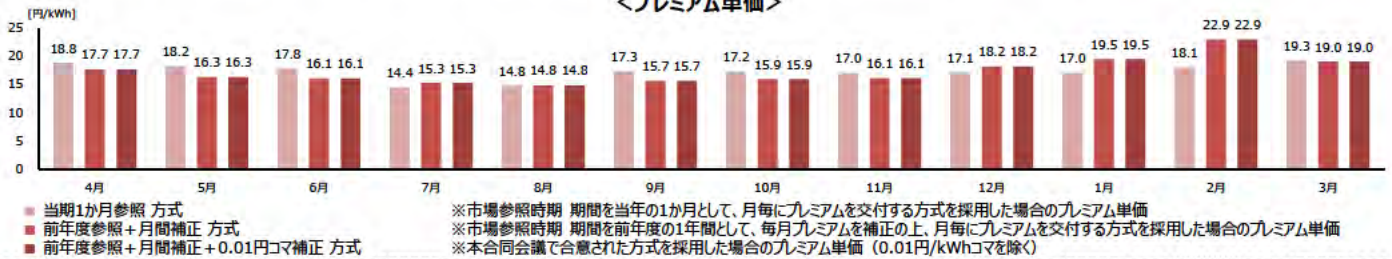


<収入>

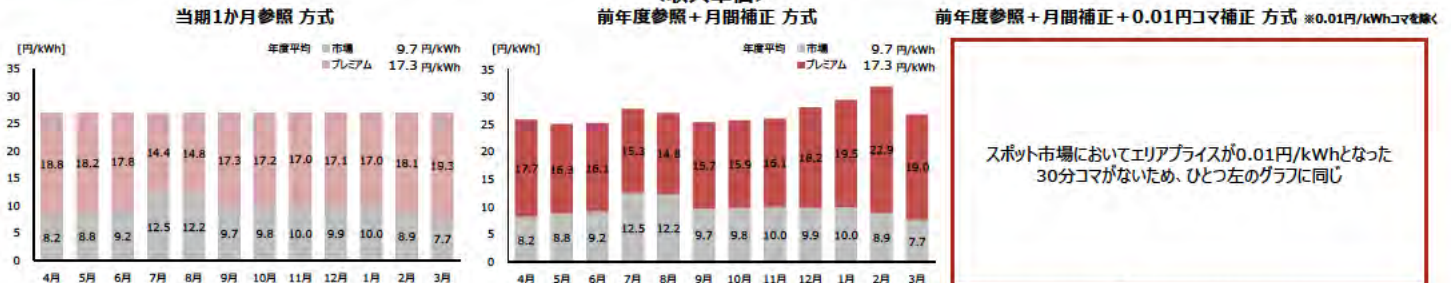


2018年度の沖縄エリアにおける市場価格・水力発電量を基礎としたシミュレーション結果

<プレミアム単価>

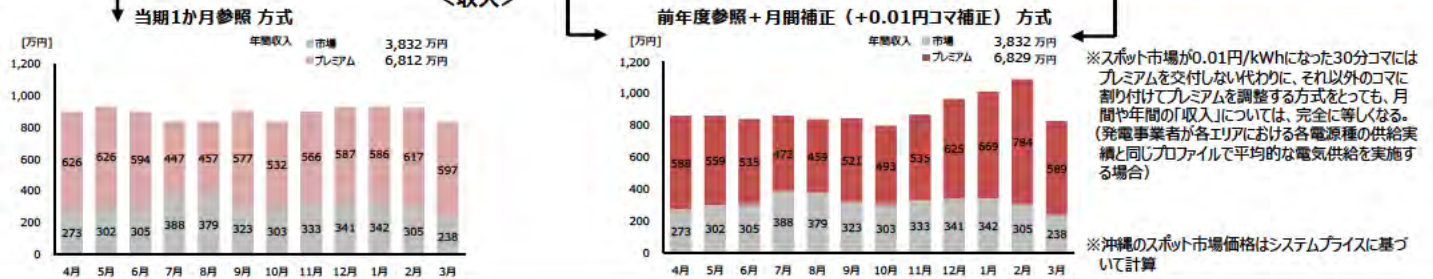


<収入単価>



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

<収入>



バイオマス発電（10,000kW）

簡易試算の前提条件・諸元（バイオマス発電）

		前提条件・諸元		
想定 電源	電源種・発電エリア		バイオマス発電（10,000kW）・各エリア※ ※中部・関西はエリア供給実績がないため対象外	
	設備 利用率	年平均	78.1% (2020年度の2,000kW以上未利用材の調達価格における想定値)	
		個別電源プロフィール	一般送配電事業者が公表するエリア供給実績より作成	
	出力制御（個別電源）		当該個別電源への適用が無いと仮定	
収入 計算	卸電力市場からの収入		スポット市場（エリアプライス）実績	
	プレミアム 計算	基準価格	32円/kWh (2020年度の2,000kW以上未利用材の調達価格)	
		参照 価格	参照市場	スポット市場・時間前市場のコマ毎・エリア別の加重平均
			エリア電源プロフィール (自然変動電源の加重平均用)	加重平均なし ※0.01円コマ補正計算用に一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を使用
	0.01円/kWhコマ数 (0.01円コマ補正計算用)	スポット市場（エリアプライス）実績が 0.01円/kWhのコマをカウント		

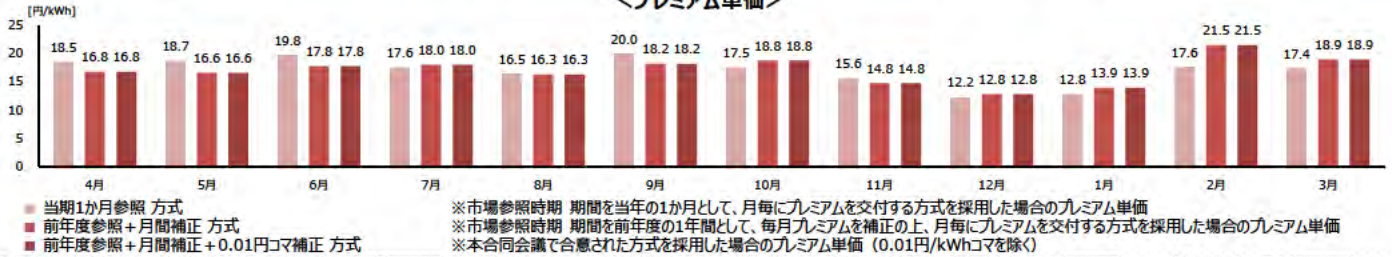
※環境価値やバランシングコスト等は考慮しない簡易的な計算。

※スポット市場と時間前市場の各30分コマのエリア別の加重平均単価は、FIT制度における回避可能費用の単価を利用して計算。

※電源プロフィールは想定した設備容量・年平均利用率の下で年間発電量に合うように機械的に補正を行い作成。

2018年度の北海道エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

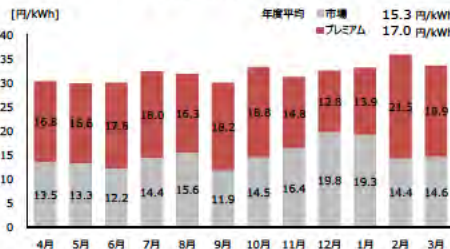
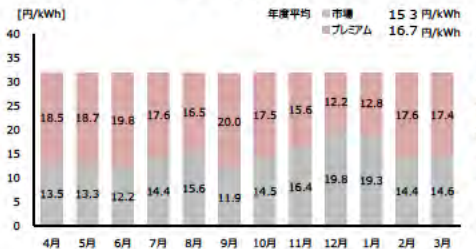
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

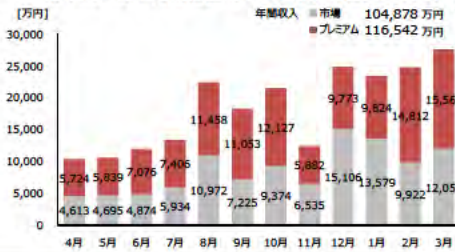


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

<収入>

当期1か月参照方式

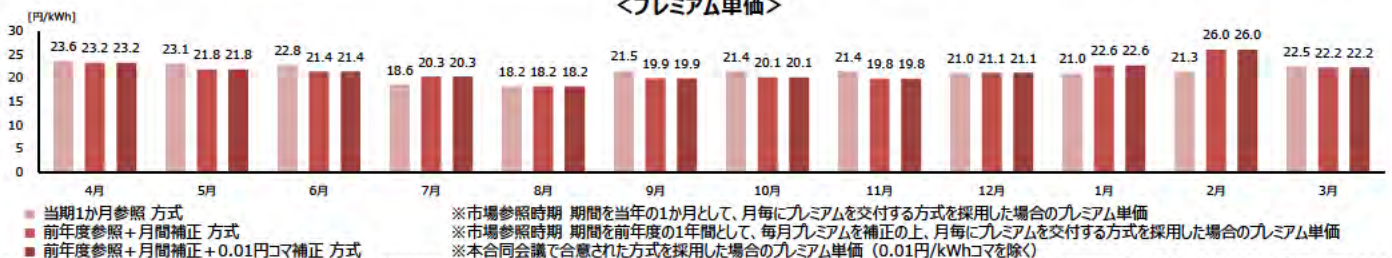
前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の東北エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

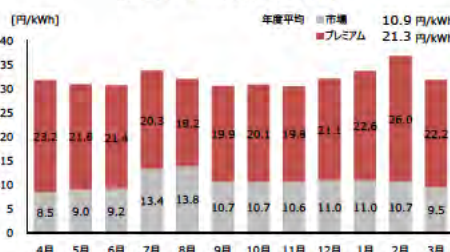
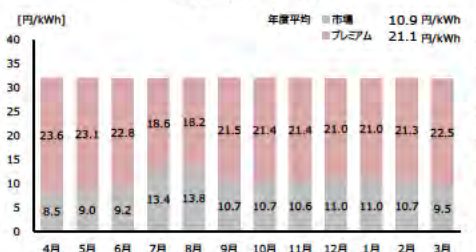
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

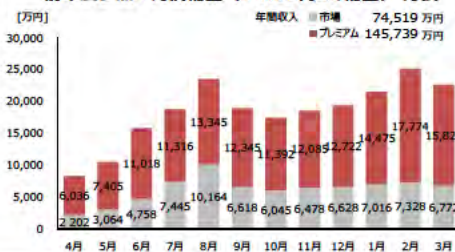
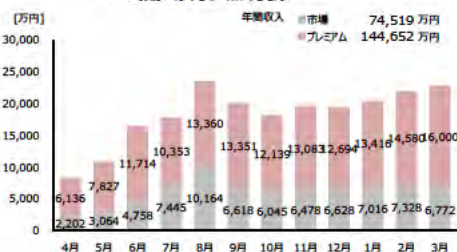


スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

<収入>

当期1か月参照方式

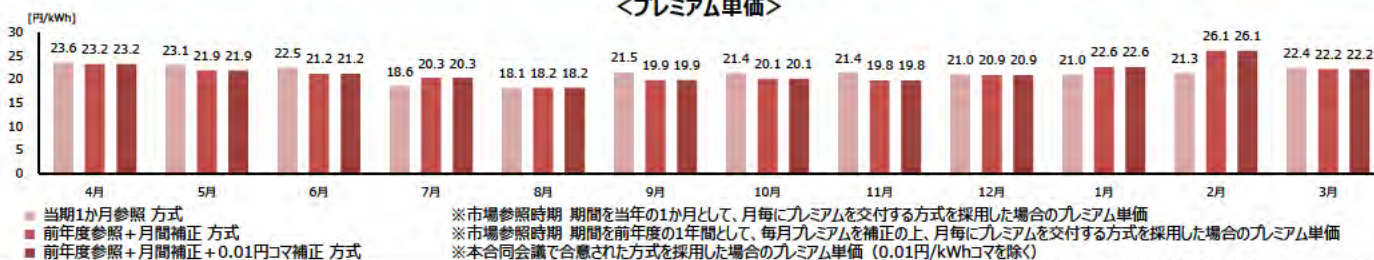
前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の東京エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

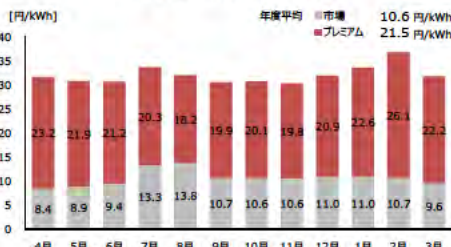
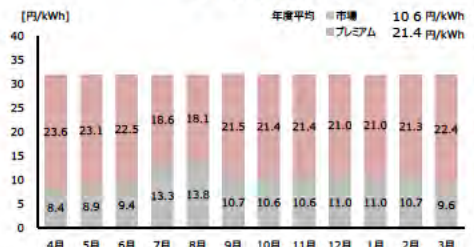
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

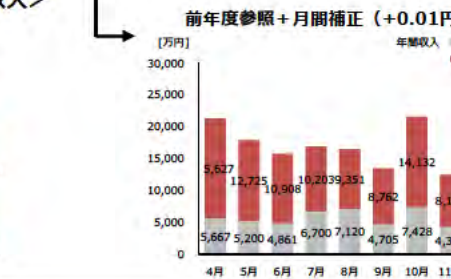
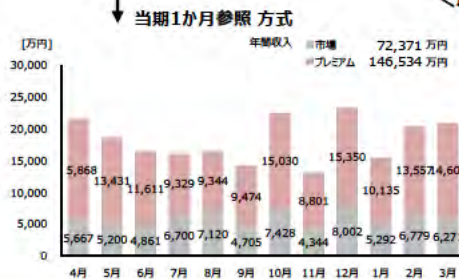
前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

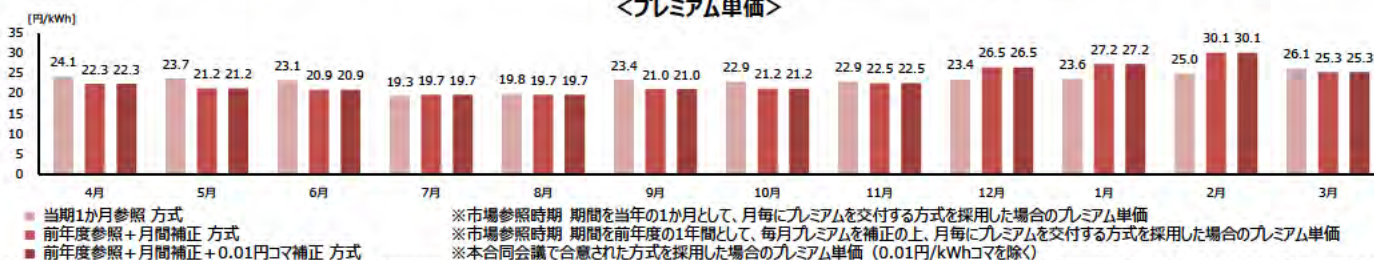
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の北陸エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

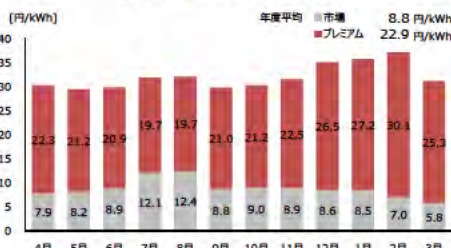
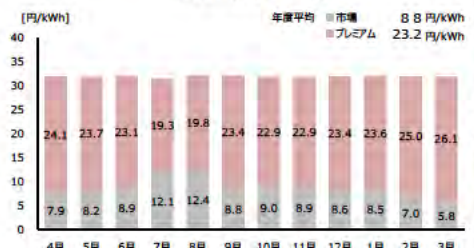
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

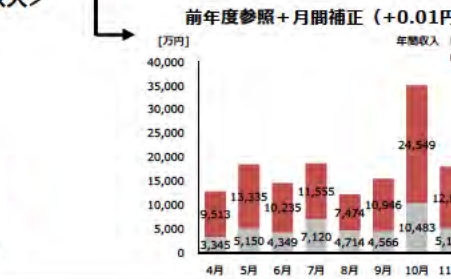
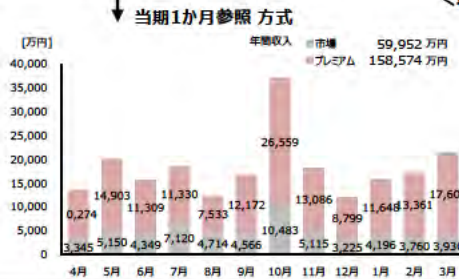
前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く



スポット市場においてエリアプライスが0.01円/kWhとなった30分コマがないため、ひとつ左のグラフと同じ

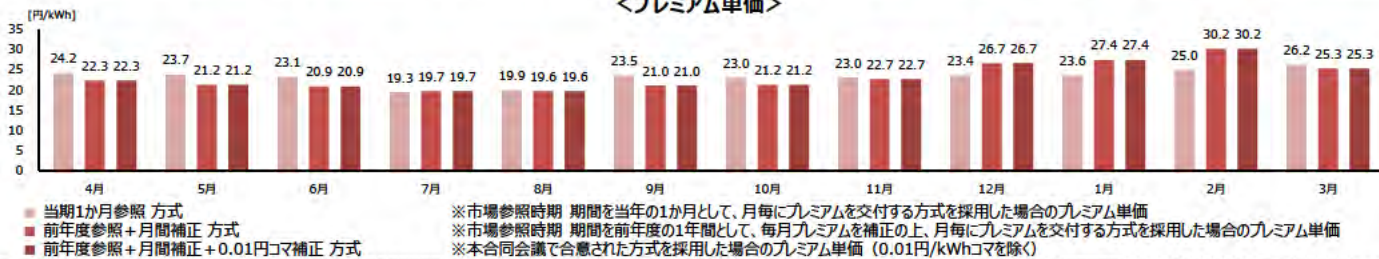
<収入>



※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

2018年度の中国エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

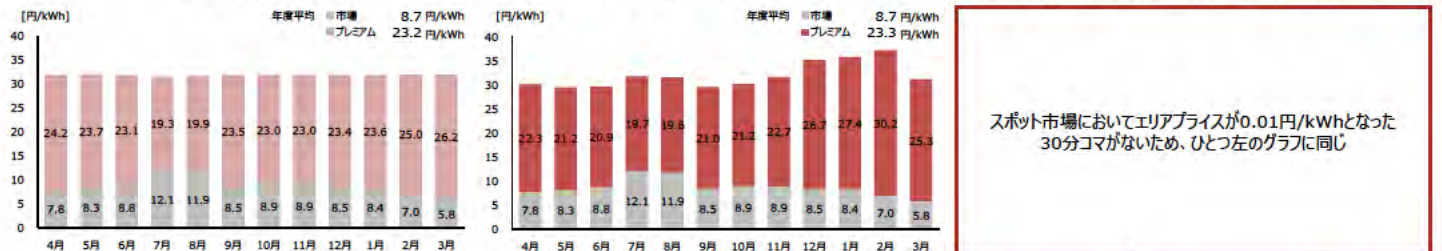
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

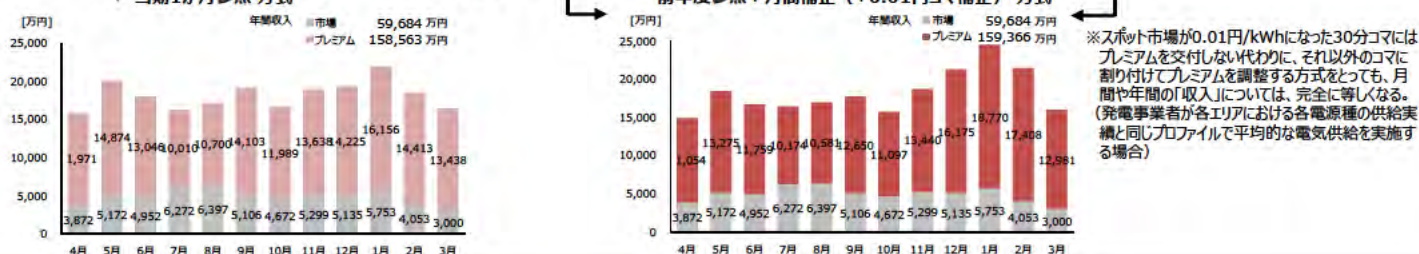


当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式

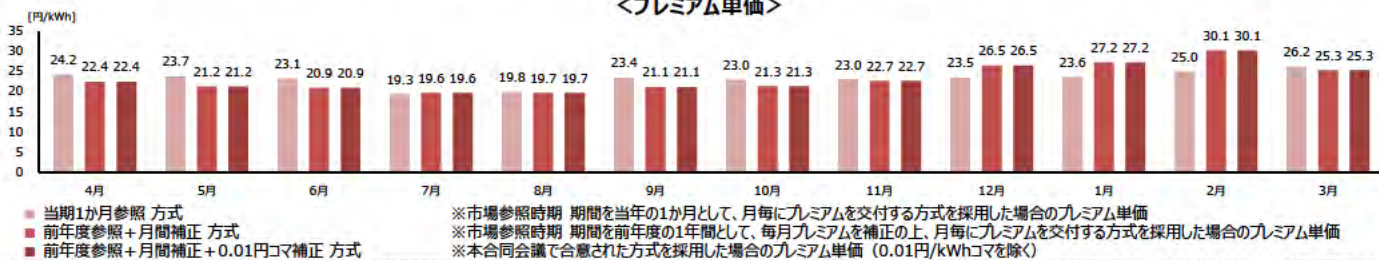
※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

<収入>



2018年度の四国エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

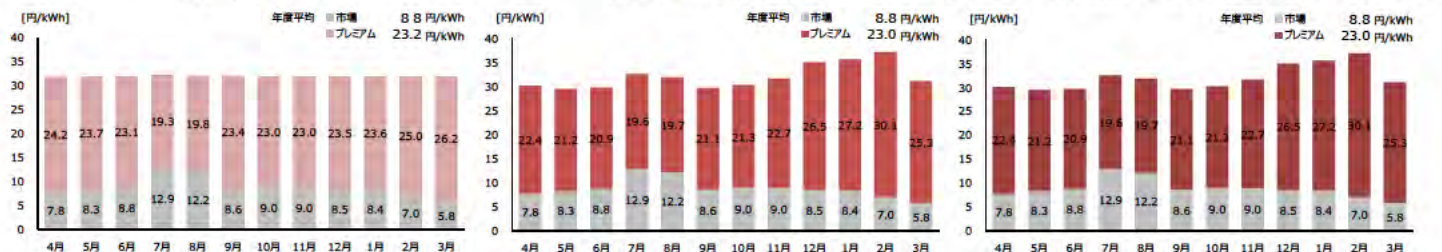
<プレミアム単価>



当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正方式

前年度参照+月間補正+0.01円/kWh補正方式 ※0.01円/kWhコマを除く

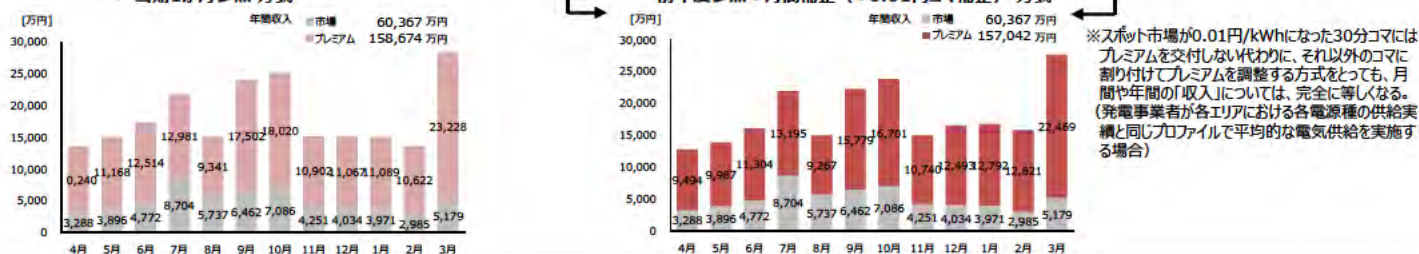


当期1か月参照方式

前年度参照+月間補正(+0.01円/kWh補正)方式

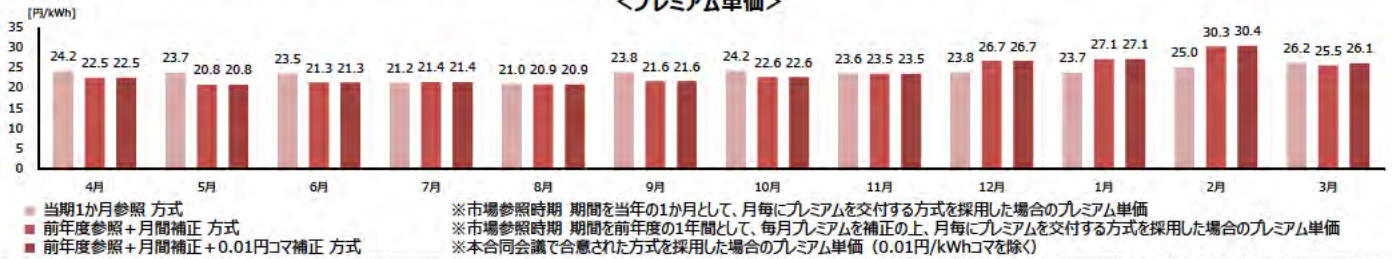
※スポット市場が0.01円/kWhになった30分コマにはプレミアムを交付しない代わりに、それ以外のコマに割り付けてプレミアムを調整する方式をとっても、月間や年間の「収入」については、完全に等しくなる。(発電事業者が各エリアにおける各電源種の供給実績と同じプロファイルで平均的な電気供給を実施する場合)

<収入>

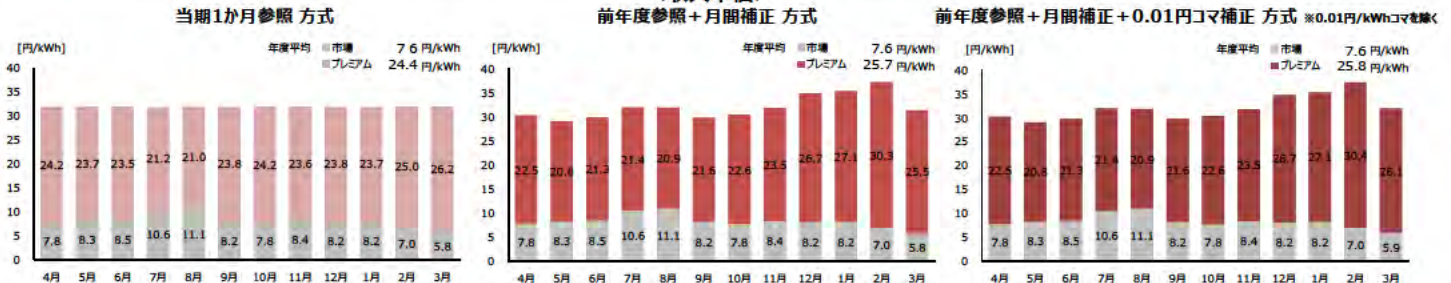


2018年度の九州エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

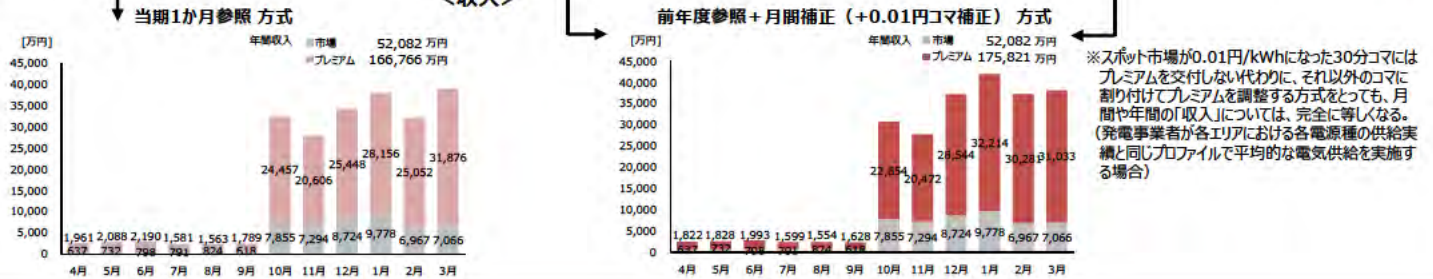
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞

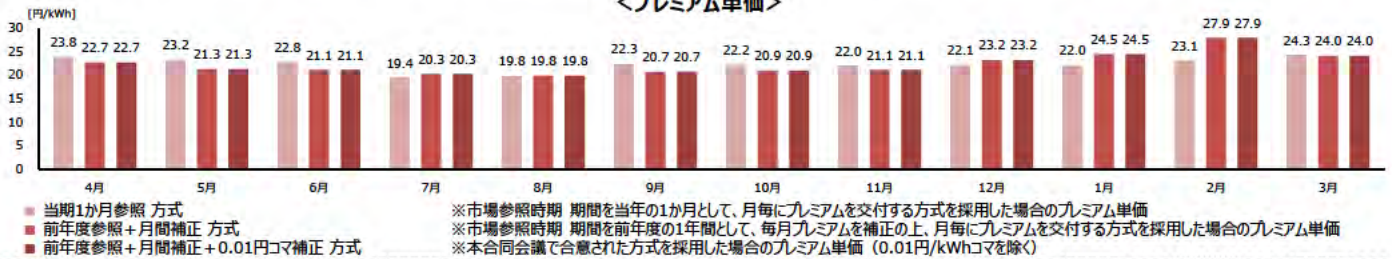


＜収入＞

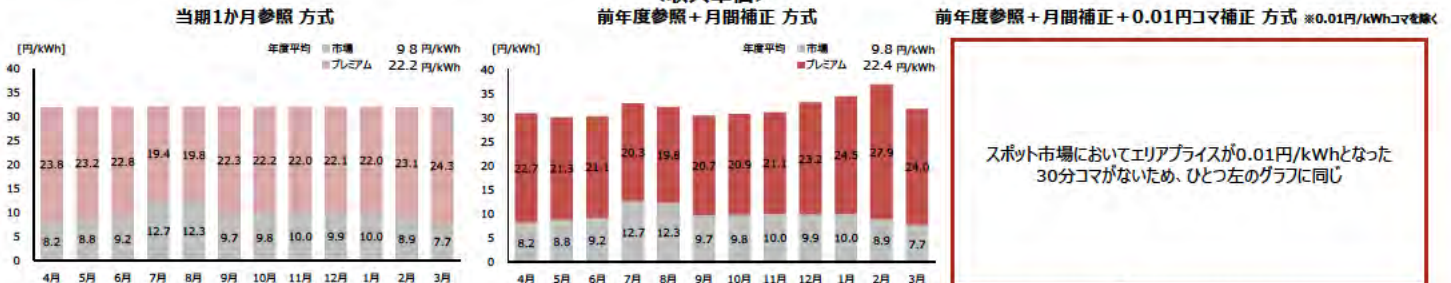


2018年度の沖縄エリアにおける市場価格・バイオマス発電量を基礎としたシミュレーション結果

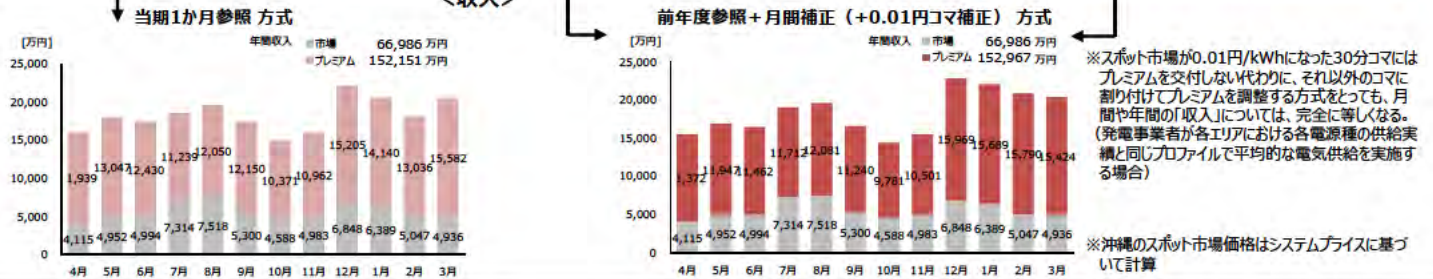
＜プレミアム単価＞



＜収入単価＞



＜収入＞



短期のプレミアム・収入試算のまとめ

短期のプレミアム・収入試算のまとめ

- 今回検討した3種類の制度パターンのうち、「当期1か月参照方式」は制度的にシンプルで分かり易いものの、季節による負荷変動特性に対して発電調整を行うインセンティブが弱いというデメリットが存在する。
- そこで前年度年間参照を行い、かつ月間補正をかけることで、前年度と当年度の差分を調整しつつ季節による負荷変動に応じた発電調整を行うインセンティブを与えることができる。
- 更に0.01円/kWhコマにおけるプレミアム付与を行わず、それ以外コマへのプレミアムへ割り付ける調整を行うことで、発電事業者の収入水準を保ちつつ、出力抑制発生時に発電回避を行うインセンティブを与えることもできる。

検討した制度パターンにおけるメリット・デメリット

	メリット	デメリット
当期1ヶ月参照方式	<ul style="list-style-type: none"> ● 制度的にシンプルで分かり易い。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 参照期間が1か月であるため季節による負荷変動（例：ゴールデンウィーク時期の低負荷期、夏冬の高負荷期）に応じた発電調整を行うインセンティブが弱い。
前年度年間参照＋月間補正方式	<ul style="list-style-type: none"> ● 参照期間を1年とすることで季節による負荷変動に対して発電調整を行うインセンティブが生まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 前年度の市場価格を参照することで当年度との差分が発生するが、月間補正を併用することで調整ができています。
前年度年間参照＋月間補正＋0.01円コマ補正方式	<ul style="list-style-type: none"> ● 参照期間を1年とすることで季節による負荷変動に対して発電調整を行うインセンティブが生まれる。 ● 市場価格が0.01円/kWhコマでのプレミアムを付与しないことにより、出力抑制発生時に発電調整を行うインセンティブが生まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 前年度の市場価格を参照することで当年度との差分が発生するが、月間補正を併用することで調整ができています。 ● 0.01円/kWhコマへのプレミアム付与がないためそのままでは収入減に繋がるが、それ以外コマへの割り付けを行うことで調整ができています。

1.3. 将来の事業環境シナリオに基づいた中長期シミュレーション

1.3.1 事業環境シナリオの作成

事業環境シナリオの全体像

- 発電事業者の中長期的な市場収入・プレミアムに影響を与える主な事業環境について、その影響および本調査における評価方法を整理した。
- 各事業環境の評価にあたっては過去実績・海外事例の参照を基本としつつ、卸市場価格・出力抑制率については電力需給モデルによるシミュレーションでの評価を実施した。

主な事業環境と本調査における評価方法

事業環境	市場収入・プレミアムへの影響	本調査における評価方法
卸市場の厚み・卸市場価格	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場収入：将来市場単価の水準が収入に直接影響。 ● プレミアム：参照価格の変化を通じてプレミアム単価に影響。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 過去実績・海外事例の参照 ● 電力需給モデルによるシミュレーション
出力抑制率	<ul style="list-style-type: none"> ● 共通：出力抑制により発電量が減少することで収入に直接影響。 ● プレミアム：出力抑制（0.01円/kWh）コマの発生回数に応じた調整を通じてプレミアム単価に影響。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力需給モデルによるシミュレーション
非化石価値	<ul style="list-style-type: none"> ● プレミアム：非化石価値相当額が基準価格から控除されることを通じてプレミアム単価に影響。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 過去実績の参照
アグリゲーター事業者数	<ul style="list-style-type: none"> ● プレミアム：balancing costが基準価格に上乗せされることを通じてプレミアム単価に影響。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 海外事例の参照

卸市場価格・出力抑制

- 卸市場価格および出力抑制のシナリオ設定には、将来の電源構成に応じた需給分析が必要となる。MRIでは連系線制約の下、地域別に1時間単位で需給マッチングを行う、広域的な電力需給シミュレーションモデルを構築している。
- 同モデルを用いることで、全国・エリア別の平均卸価格・再エネ出力抑制発生量の評価を実施し、中長期のプレミアム・収入試算に資する分析を行った。

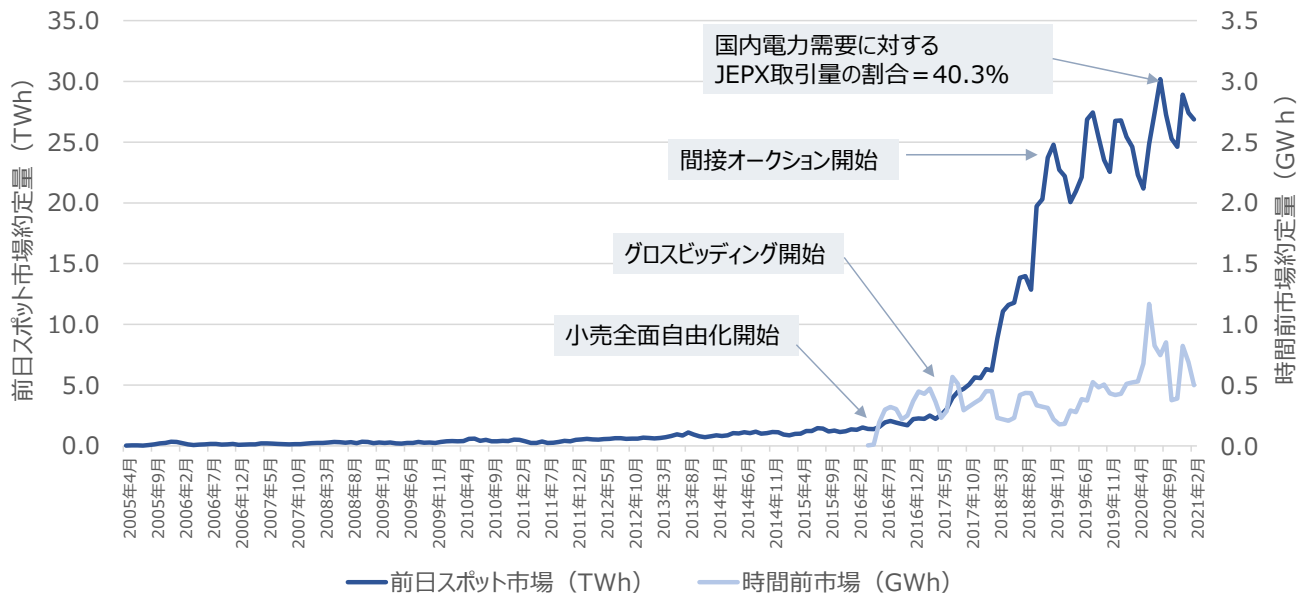
電力需給シミュレーション（PyDis）モデルの概要



卸市場の厚み（日本）

- 我が国のJEPX前日市場の約定量は、2012年の旧一電の自主的取り組み開始、2017年頃からのグロスビディングの本格化、2018年10月の間接オークション導入を経て、大幅に増加している。
- 一方、時間前市場については、取引の厚みに顕著な増加傾向はみられていない。ただし、2022年度のFIP制度が導入、新たなインバランス料金制度が導入によって当日の市場参加の調整ニーズが高まることを踏まえて、活性化策の議論が制度設計専門会合で始まっており、今後の流動性拡大が期待されている。

JEPXにおける約定量の長期推移（前日市場、時間前市場）

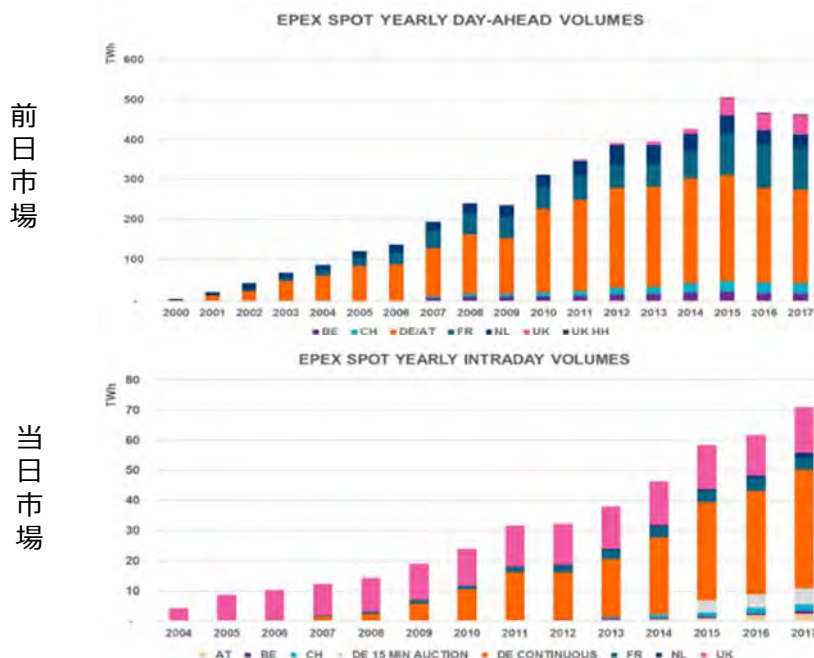


注) 時間前市場は2016年4月以降の取引実績をプロット

出所) 日本卸電力取引所公表データ、電力調査統計に基づき三菱総研作成

卸市場の厚み（ドイツの例）

- ドイツでは2012年改正EEGによって、FIP制度が導入されている（相対取引や卸電力取引市場での売電）。
- 前日市場・当日市場ともに取引量は増加傾向にあるが、特に当日市場については、2012年以降、前日市場と比較して増加が顕著である。この背景として、再エネの市場取引の増加に加えて、2015年の当日市場改革（オークション形式の商品導入、15分単位の取引等）があるものと推察される。



前日市場

当日市場

出所) EPEX SPOT, "European Wholesale Market Development (METI電力市場セミナー資料)" <https://www.meti.go.jp/press/2018/05/20180529003/20180529003-7.pdf>、閲覧日：2021年2月21日
注) 独の取引量はオレンジの部分

環境価値

- 2020年11月に非FIT非化石証書の初回オークションの取引が開始され、その約定価格は再エネ指定なしで1.10円/kWh、再エネ指定で1.20円/kWhであった。(FIT非化石証書は1.30円/kWh)
- 本年2月に行われたオークションでも再エネ指定の非FIT非化石証書の約定価格は1.2円/kWh。
- 参照価格算定時の非化石価値相当額としては、非FIT再エネ指定の非化石市場価格が参照される方向性であることから、過去2回のオークション結果を踏まえ、今回の分析では非化石価値相当額1.20円/kWhと設定する。

2020年11月および2021年2月の非化石証書オークション結果の概要

本年2月の非FIT非化石証書のオークションの結果について						
	<ul style="list-style-type: none"> ● 本年2月に行われた今年度第3回目のオークションにおいて、再エネ指定なし・再エネ指定の約定価格はkWhあたり1.20円となった。 ● また、非FIT再エネ指定は、約定量が大幅に増加し、100億kWh超となった。 ● 非FIT再エネ指定なしにおいては、売り入札量が激減。 					
項目	非FIT非化石証書 再エネ指定なし		非FIT非化石証書 再エネ指定		(参考) FIT非化石証書	
オークション回	第2回	第3回	第2回	第3回	第2回	第3回
約定処理日 (価格決定日)	11月10日	2月9日	11月11日	2月10日	11月12日	2月12日
約定価格(円/kWh)	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3*	1.3*
約定量(百万kWh)	1,247	805	631	10,570	509	446
市場における売り入札量 (百万kWh)	8,707	1,910	4,282	11,273	49,804	75,682
市場における買い入札量 (百万kWh)	24,148	13,177	7,746	15,890	509	446
入札会員数	32	22	34	23	59	60
約定会員数	14	12	18	20	59	60

※FIT非化石証書ではマルチプライスオークションを採用しているため、価格は約定加重平均価格を記載している。

出所) 第47回 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料4より抜粋

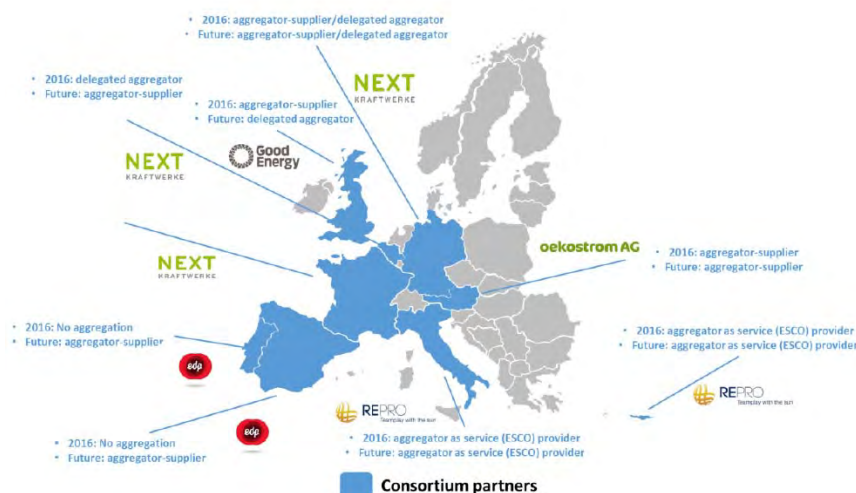
アグリゲーター事業者数

- 再エネの市場取引において、アグリゲーター事業者を介したインバランスコスト低減が期待される。
- FIP導入で先行する欧州では多数のアグリゲーター事業者が市場参入している。我が国においても、同事業への新規参入事業者の拡大に伴い、中長期的に事業ノウハウの蓄積を通じて再エネ電源のインバランス管理コストが低下することが想定される。

- ドイツでは、2012年にFIP制度が導入されて以来、再エネ電源を集約するアグリゲーター事業者が急速に増加した。アグリゲーター事業者に厳密な定義があるものではないため、正確な事業者数は不明であるが、2016年時点で70社以上、40GWの市場規模との報告例がある^[1]。

EUプロジェクト BestResのパートナーアグリゲーター

- 再エネアグリゲータのビジネスモデルは未だ発展途上であるが、欧州では再エネ電源のアグリゲーション事業が再エネの市場統合において重要な役割を果たすという認識からEUの研究開発資金(Horizon 2020)によって、再エネアグリゲーションのビジネスモデルを分析するプロジェクト(BestRES)が実施されている。
- 同プロジェクトでは、主要なアグリゲーター事業者5社(Next Kraftwerke、Good Energy、EDP、Oekostrom、RE-Pro)をコンソーシアムパートナーとして、その他20社のビジネスモデルを調査している。



[1] SIA PARTNERS, "ÉNERGIE OUTLOOK", NOVEMBRE 2016, https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2020-06/energie_outlook_2016_sia_partners_secteur_energie_francais_mutation.pdf (2021年3月3日閲覧)
 [2] BestRES, "Existing business models for renewable energy aggregators", <http://bestres.eu/about-project/results/?res=1> (2021年3月3日閲覧)

(参考) 諸外国のバランシングコスト・インバランス料金単価

(参考) 諸外国のバランシングコストとインバランス料金単価について

諸外国の事例では、現在、**自然変動再エネは0.4～0.5円/kWh程度**、**自然変動再エネ以外は0.3円/kWh程度**が、バランシングコスト（管理プレミアム）として交付。ドイツでは、FIP制度導入初年から約3年間で段階的に引き下げた。

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
管理プレミアムの水準 (変動)	<太陽光・陸上風力・洋上風力>注1 2012：1.2€€/kWh (1.5円/kWh) 2013：0.75€€/kWh (0.94円/kWh) 2014：0.6€€/kWh (0.75円/kWh) 2015～：0.4€€/kWh (0.5円/kWh)	<太陽光> バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。 <風力> 0.28€€/kWh (0.35円/kWh)	バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。	<太陽光・陸上風力> 0.4€€/kWh (0.5円/kWh)	バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。
管理プレミアムの水準 (非変動)	<水力・バイオマス> 2012：0.3€€/kWh (0.38円/kWh) 2013：0.28€€/kWh (0.35円/kWh) 2014：0.25€€/kWh (0.31円/kWh) 2015～：0.2€€/kWh (0.25円/kWh)	<水力、地熱> 0.2€€/kWh (0.25円/kWh)			
(参考) インバランス 料金単価平均 (2018年)	<不足時> 81.28€/MWh (10.16円/kWh) <余剰時> 1.62€/MWh (0.20円/kWh)	<不足時>注2 54.41€/MWh (6.80円/kWh) <余剰時>注2 46.34€/MWh (5.79円/kWh)	<不足時> 78.84 £/MWh (10.64円/kWh) <余剰時> 41.39 £/MWh (5.59円/kWh)	注3	注3

注1：オンライン制御が可能な電源の管理プレミアム。

注2：ENTSO-E Transparency Platformデータより、30分コマのインバランス料金を単純平均して算出。

注3：オランダ・イタリアのインバランス料金単価については、確認できていないため詳細不明。

※1ユーロ(€) = 125円、1ポンド (£) = 135円で換算。

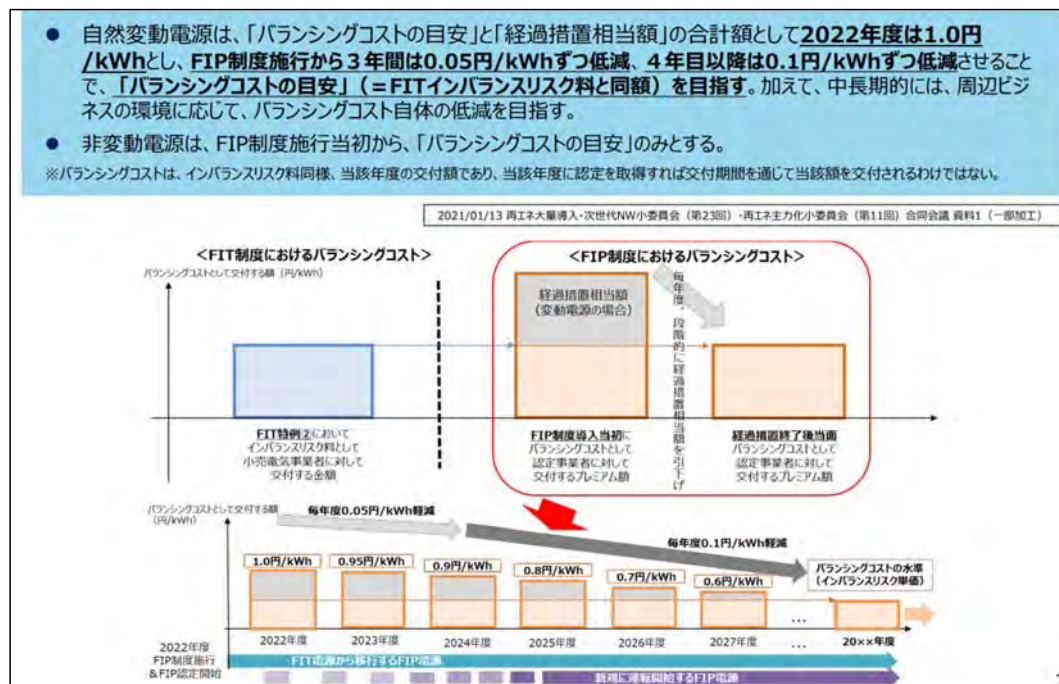
(出典) 各種公表資料より作成

33

出所) 第20回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1より抜粋

(参考) FIP制度におけるバランシングコスト

- 再エネ大量導入小委にて、FIP制度におけるバランシングコストの目安（インバランスリスク単価）は、2022年度は1.0円/kWh、その後3年間は毎年0.05円/kWh/年ずつ低減、4年目以降は0.1円/kWh/年ずつ低減するとの方針が示された。
- 以上より、バランシングコストは、2025年度に0.8円/kWh、さらにその後も毎年度0.1円/kWhずつ低減すると仮定すると、2030年度に0.3円/kWh程度と想定される。



出所) 第24回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料5より抜粋

1.3.2 中長期のプレミアム・収入試算

プレミアム計算方法

- 中長期の事業環境シナリオ、具体的には将来の卸市場価格・出力抑制評価、非化石価値およびバランシングコストを踏まえたFIP発電事業者のプレミアム・収入試算を実施。
- プレミアムの算定方法は「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」を踏まえて以下のとおり計算を行う。

中長期試算におけるプレミアム計算方法

1. 前年度年間平均市場価格・当年および前年当月月間平均市場価格の算出

- 30分コマ市場価格の平均をとり、前年度の年間市場平均価格、当年当月と前年当月の月間市場平均価格を算出する。

	平均をとる対象	平均の取り方
太陽光・風力	30分コマ市場価格 スポット市場エリアプライス×時間前市場取引価格 (30分コマごとの価格を加重平均)	エリア電源プロフィール で加重平均 (一般送配電事業者が公表するエリア別供給実績をもとに作成)
非自然変動電源		単純平均

2. 当月の参照価格と調整前プレミアム単価の算出

- 当年と前年の月間市場平均価格の差分を用い、前年度年間平均市場価格を補正して参照価格とする。
- 基準価格と参照価格の差分をとり、調整前プレミアム単価とする。

$$\begin{aligned} \text{当月参照価格 (円/kWh)} &= \text{前年度年間平均市場価格 (円/kWh)} \\ &\quad + (\text{当年当月月間市場平均価格 (円/kWh)} - \text{前年当月月間市場平均価格 (円/kWh)}) \\ \text{当月調整前プレミアム単価 (円/kWh)} &= \text{基準価格 (円/kWh)} \\ &\quad - \{ \text{当月参照価格 (円/kWh)} + \text{非化石価値相当額 (円/kWh)} - \text{バランシングコスト (円/kWh)} \} \end{aligned}$$

3. 当月の調整後プレミアム単価の算出

- エリアごとの0.01円/kWhコマ以外の30分コマを対象に、調整後プレミアム単価を算出する。

$$\begin{aligned} \text{当月調整後プレミアム単価 (円/kWh)} &= \text{当月調整前プレミアム単価 (円/kWh)} \\ &\quad \times \text{電源別エリア別当月電気供給量実績 (kWh} \cdot \mathbf{0.01} \text{円/kWhコマ含む)} \\ &\quad \div \text{電源別エリア別当月電気供給量実績 (kWh} \cdot \mathbf{0.01} \text{円/kWhコマ含まない)} \end{aligned}$$

4. 当月のプレミアム収入の算出

- 調整後プレミアム単価をもとに、プレミアム収入を算出する。

$$\text{当月プレミアム収入 (円)} = \text{当月調整後プレミアム単価 (円/kWh)} \times \text{当月電気供給量 (kWh} \cdot \mathbf{0.01} \text{円/kWhコマ含まない)}$$

※本調査では出力抑制は0.01円/kWhコマのプレミアム調整のみを通してプレミアム・収入に影響すると想定。

各電源の諸元と試算結果

- 短期のプレミアム・市場収入試算と同様の諸元を設定して、各電源において2022年度から20年間のプレミアム・市場収入のシミュレーションを実施した。
- その結果、**プレミアムと市場収入を合計した総額についてはいずれの電源についても、エリア・年度に関わらず一定の水準が保たれている**ことが分かる。
- プレミアム・市場収入合計額の振れ幅は電源によって若干の差があるが、これは設備利用率や基準価格に起因して総額が大きい電源の方が比率が小さく表現されており、電源プロフィールなどの発電特性に依る影響は小さい。

各電源の諸元と試算結果

	太陽光	風力	水力	地熱	バイオマス
前提条件					
規模	1,000kW	1,000kW	1,000kW	1,000kW	10,000kW
設備利用率	17.2%	25.6%	45.0%	74.8%	78.1%
基準価格	12円/kWh	18円/kWh	27円/kWh	40円/kWh	32円/kWh
試算結果					
プレミアム+ 市場収入[万円/年] (平均からの乖離%)	1,672~1,778 (±3%)	3,835~3,992 (±2%)	10,120~10,589 (±2%)	25,620~26,079 (±1%)	212,773~217,562 (±1%)

※プレミアム・市場収入の幅はエリア別・年度別の年間収入の最小値・最大値を示したもの

令和2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に係る日本への適用可能性に係る調査）
調査報告書

2021年3月

東京海上日動リスクコンサルティング株式会社

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和2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に係る日本への適用可能性に係る調査）調査報告書

委託事業名：令和2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に係る日本への適用可能性に係る調査）

受注事業者名：東京海上日動リスクコンサルティング株式会社

頁	図表番号	タイトル
63	図 4-1	ドイツ：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率実績および2020年目標値
64	図 4-2	ドイツ：電力消費量に占める再生可能比率実績および2020年目標値
73	図 4-4	ドイツ：直接販売・市場プレミアムオプションの概念
78	図 4-5	ドイツ：年間市場価値へのFIP算定方法変更の影響試算
79	図 4-6	ドイツ：EEGの例外規定を利用したFIP対象設備の発電容量合計（MW）
80	図 4-7	ドイツ：新規太陽光（100～500kW）の直接販売化手段（2016～19年7月）
80	図 4-8	ドイツ：直接販売を選択している発電設備の状況
81	図 4-9	ドイツ：陸上風力発電設備の給電方法の選択状況
82	図 4-10	ドイツ：FIT/直接販売（市場プレミアム含む）対象電源のシェアの推移
83	図 4-11	ドイツ：直接販売アグリゲーターのエネルギー源別ポートフォリオの状況
84	図 4-12	ドイツ：直接販売アグリゲーターの契約設備容量の推移（2013～19年）
96	図 4-13	ドイツ：FIT/FIP制度の対象発電設備の認定フロー
97	図 4-14	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく支援の費用負担メカニズム
98	図 4-15	ドイツ：EEG賦課金の推移と2021年賦課金への補助金投入額
113	図 4-16	ドイツ：標準家庭需要家（年間需要3,500kWh）の電力料金の推移

(様式2)

頁	図表番号	タイトル
114	図 4-17	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく賦課金額の推移（～2021年）
115	図 4-18	ドイツ：再生可能エネルギー法に基づく2021年賦課金単価の構成、算出結果
116	図 4-19	ドイツ：再生可能エネルギー発電量の推移と支援政策の変遷
124	図 4-20	ドイツ：地上設置型太陽光発電の開発計画認可制度のフロー
131	図 4-21	ドイツ：陸上風力発電入札における基準価格決定の補正係数
132	図 4-22	ドイツ：陸上風力発電入札における導入量制限設定地域
144	表 4-53	ドイツ：2017年改正法に基づく技術中立入札における配電網要素（一部抜粋）
148	図 5-1	スペイン：エネルギー源別発電単発電量（2019年、2020年暫定値）
161	図 5-5	スペイン：系統利用料金（全需要家平均）に占める費用内訳
185	図 6-5	英国：CfD市場参照価格の推移（£/MWh）
205	図 6-15	英国：CfD Registerの画面イメージ
206	図 6-16	英国：CfD設置容量プロフィール
213	図 6-18	英国：再生可能電力の導入状況（設備容量）
214	図 6-19	英国：一般家庭の平均電力料金の内訳
224	図 6-20	英国：小規模FITでのFIT支払いのイメージ（2010年度適用価格）
239	図 6-23	英国：小規模FITでの法改正等に伴う登録件数の推移
239	図 6-24	英国：小規模FITの登録件数推移
240	図 6-25	英国：2018年第1タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況
241	図 6-26	英国：小規模FIT制度のカテゴリー別申請待ち状況（2018年3月31日時点）
241	図 6-27	英国：2019年第1タリフ期間のエネルギー源別導入容量の使用状況
244	図 7-1	フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率実績と計画値

(様式2)

頁	図表番号	タイトル
247	図 7-2	フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲 (エネルギー移行法施行後)
251	図 7-3	フランス：FIP制度の市場販売プレミアムの仕組み①
251	図 7-4	フランス：FIP制度の市場販売プレミアムの仕組み②
263	図 7-5	フランス：太陽光発電連系設備容量と太陽光発電量の推移
264	図 7-6	フランス：太陽光発電の設備容量の地域別分布 (2019年末時点)
265	図 7-7	フランス：陸上風力発電設備の連系設備容量の推移
265	図 7-8	フランス：設備容量の地域別分布 (2019年末時点)
268	図 7-9	フランス：電力料金の未徴収金額の推移 (2007～13年)
277	図 8-1	イタリア：最終エネルギー消費量に占める再生可能比率の実績および計画値
278	図 8-2	イタリア：2017年国家エネルギー戦略での2030年電源別発電量
288	図 8-4	イタリア：再生可能発電設備容量の推移 (～2018年)
289	図 8-5	イタリア：再生可能発電電力量の推移 (～2018年)
289	図 8-6	イタリア：最終電力消費量に占める再生可能比率の実績および計画値
290	図 8-7	イタリア：再生可能エネルギー支援制度に係る費用内訳 (2019年)
291	図 8-8	イタリア：Asos料金の負担額実績と今後の見通し (2010～20年)
291	図 8-9	イタリア：Asos料金による再生可能発電支援額の将来予測 (2020年～)
306	図 9-1	オランダ：SDE+制度における補助金支給の仕組み
315	図 9-2	カリフォルニア州：規模別太陽光設備容量および2019年建築省エネ基準導入に
323	図 9-3	カリフォルニア州：2019年建築省エネ基準で規定されたClimate Zones
330	—	EEXにおけるドイツの発電量予測と発電実績の公開
330	—	EEXにおけるドイツの発電設備停止情報の公開
330	—	epexspotにおける当日市場取引量の推移
330	—	Balancing MechanismにおけるBid/Offerのイメージ

(様式2)

頁	図表番号	タイトル
333	—	Balancing Mechanismに関する計画値提出から実需給までのタイムライン
第2部		
67	—	EPEX SPOTにおける各国の取引量推移
68	—	EUプロジェクト BestResのパートナーアグリゲーター