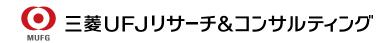
電力の安定供給とカーボンニュートラルの両立に向けた 国内外の電力産業政策等の動向に関する調査 報告書

令和4年2月28日



令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 電力の安定供給とカーボンニュートラルの両立に向けた 国内外の電力産業政策等の動向に関する調査

目 次

1	供給力確	雀保に係る枠組みと容量メカニズムの動向	1
	1.1 供給	合力確保に係る議論の整理	1
	1.1.1	我が国における議論動向	1
	1.1.2	諸外国における供給力確保策	2
	1.2 欧州	における供給力確保関連政策	3
	1.2.1	EU	3
	1.2.2	イギリス	15
	1.2.3	ドイツ	32
	1.2.4	フランス	39
	1.2.5	イタリア	45
	1.3 北米	における供給力確保関連政策	54
	1.3.1	米国	54
	1.3.2	PJM	55
	1.3.3	ERCOT	79
2	安定的な	よ市場運用・系統運用における電力市場モデル	82
	2.1 電力]市場モデルの整理	82
	2.2 欧州	における電力市場モデル	84
	2.2.1	EU 域内単一市場構築へ向けた動向	84
	2.2.2	EU Target Model の詳細	87
	2.2.3	ノーダルへの移行に向けた議論	98
	2.3 米国	における電力市場モデル	103
	2.3.1	FERC SMD モデルと SCED の概要	103
	2.3.2	PJM における市場運用・系統運用	104
	2.3.3	ERCOT における市場運用・系統運用	125
3	発電・小	、売一体事業者における会計分離・費用透明化	132
	3.1 アン	·バンドリング措置に係る整理	132
	3.1.1	EU	132
	3.1.2	米国	134
	3.2 各国	目における取組状況	136
	3.2.1	イギリス	136
	3 2 2	テキサス州	144

4.1 脱炭素に向けた火力発電の役割と位置付け 148 4.1.1 火力政策を巡る動向 148 4.1.2 長期的シナリオによる分析 158 4.1.3 関連技術の開発・普及動向 166 4.2 脱炭素化に向けた制度設計 169 4.2.1 欧州 169 4.2.2 米国 171	4	カーボン	/ニュートラルに向けた火力発電関連政策動向	148
4.1.2 長期的シナリオによる分析1584.1.3 関連技術の開発・普及動向1664.2 脱炭素化に向けた制度設計1694.2.1 欧州169		4.1 脱炭	受素に向けた火力発電の役割と位置付け	148
4.1.3 関連技術の開発・普及動向 166 4.2 脱炭素化に向けた制度設計 169 4.2.1 欧州 169		4.1.1	火力政策を巡る動向	148
4.2 脱炭素化に向けた制度設計		4.1.2	長期的シナリオによる分析	158
4.2.1 欧州		4.1.3	関連技術の開発・普及動向	166
		4.2 脱炭	受素化に向けた制度設計	169
4.2.2 米国171		4.2.1	欧州	169
		4.2.2	米国	171

参考資料編

参考資料1:その他の国・地域における供給力確保関連政策

参考資料 2: IEA「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」の概要

参考資料 3: 米国の大手電力会社のカーボンニュートラル目標と動向

参考資料4:ドイツにおける石炭火力の段階的廃止に向けた措置

参考資料 5: 主要国・主要地域における供給力確保策の比較一覧表

1 供給力確保に係る枠組みと容量メカニズムの動向

1.1 供給力確保に係る議論の整理

1.1.1 我が国における議論動向

我が国では2016年4月の小売全面自由化後、中長期的な供給力・調整力の確保をより効率的に行うため容量市場が導入されており、その運営は、電力広域的運営推進機関(以下、広域機関)が行うこととされた。この容量市場は、小売電気事業者に課せられている供給能力確保義務を達成するための手段として位置付けられており、このため、容量市場を運営する広域機関は、小売電気事業者等から容量拠出金として、供給力確保に必要な費用を徴収している。

一方、2021年10月22日に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築に向けた取組のひとつとして、供給力確保のための強化策及び枠組の検討を進めることが示されている。具体的には、小売全面自由化当初の議論・経緯も踏まえ、小売電気事業者の供給能力確保義務をはじめとする国全体の供給力確保に対して各事業者・広域機関が果たす役割について、供給力確保の仕組みと共に整理を実施するとしている。

上記動向を踏まえ、電力・ガス基本政策小委員会では、カーボンニュートラル実現の土台となる国全体で必要な供給力の確保に向けて、「①供給能力確保義務の在り方を含めた各電気事業者や広域機関が果たす役割」、「②中長期を見据えた供給力確保の仕組み」について、諸外国における政策動向等を鑑みつつ検討を実施しており、2021 年 12 月には「今後の電力システムの新たな課題について」として中間とりまとめがなされたところである」。

1

¹ https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/043_05_02.pdf

1.1.2 諸外国における供給力確保策

諸外国における供給力確保の仕組みには、容量市場や戦略的予備力、長期的電源投資入 札などに加え、人為的に卸電力価格(kWh 価値)を高騰させることにより固定費回収を図る 手法(希少価格)など様々なメカニズムが存在している。また一部には、電源投資回収に関 して、卸電力市場における価格(kWh 価値)のみに委ねる国・地域も存在している。

供給力確保策に対する考え方は、各国の電気事業制度を取り巻く環境により大きく異なっている。(「参考資料 5: 主要国・主要地域における供給力確保策の比較一覧表」参照)

1.2 欧州における供給力確保関連政策

1.2.1 EU

1.2.1.1 容量メカニズムの導入規定と実装状況

(1) 2019 年 EU 域内電力市場規則

欧州委員会による「Clean Energy for All Europeans²」は、Energy Union 構想実現に向け策定された、複数の指令・規則から構成される政策パッケージである。その一つである「2019 年 EU 域内電力市場規則(Regulation (EU) 2019/943)³」では、第4章「リソースアデカシー(Resource Adequacy)」において、欧州におけるリソースアデカシーや信頼度基準(reliability standard)の考え方について規定するとともに、容量メカニズムの一般原則・設計原則について規定している。

同規則に従い、加盟国は、関連する改革を通じて適切な市場機能を確保するよう努めなければならないが、必要に応じて、暫定的且つ適切に設計された容量メカニズムを適用することができる。一方で、加盟国は、特定されたリソースアデカシーの懸念に基づいて、容量メカニズムの適用を正当化することが求められている。

2019 年改正 EU 域内電力市場規則における該当部分

第4編 リソースアデカシー

第20条 域内電力市場におけるリソースアデカシー

第21条 容量メカニズムの一般原則

第22条 容量メカニズムの設計原則

第23条 欧州におけるリソースアデカシー評価

第24条 各国におけるリソースアデカシー評価

第25条 信頼度基準

第26条 容量メカニズムにおけるクロスボーダー参加

第27条 承認手続き

1) リソースアデカシー

同規則第20条第1項に従い、各加盟国は、欧州リソースアデカシー評価(第23条)に基づいて、その領域内のリソースアデカシーを監視しなければならない。この欧州リソースアデカシー評価を補完するために、加盟国は、国家リソースアデカシー評価(第24条)を実施することができる。当該評価プロセスにおいて、アデカシー上の懸念を特定された場合、各加

² https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en-

³ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Text with EEA relevance.)

< https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32019R0943#d1e2713-54-1>

盟国は、懸念発生の原因又は一因となった規制上の歪み又は市場の失敗を特定しなければならない(第20条第2項)。

さらに、同規則第20条第3、4項に基づき、アデカシー懸念を特定した加盟国は、検出された規制の歪みや市場の失敗の可能性を排除するための措置を採用するためのタイムラインを実施計画(implementation plan)において設定し、欧州委員会に提出しなければならない4。

2) 容量メカニズムの一般原則・設計原則

同規則では、容量メカニズムの一般原則(第 21 条)に加え、設計原則(第 22 条)について規定している。同規則第 22 条では、第 1 項において全ての容量メカニズムへの適用事項、さらに第 2 項において戦略的予備力(strategic reserve)のみに適用される制度設計要件について規定している。また、第 4 項では、容量メカニズム参加要件として、発電設備の CO_2 排出制限に係る要件が、以下の通り規定されている。

- ・ 遅くとも 2019 年 7 月 4 日以降、同日以降に商業的発電を開始した "発電量 1kWh あた $9 \circ CO_2$ 排出量が $550g-CO_2$ 超" である発電設備は、容量メカニズムの下で支払い受けることができない
- ・ 遅くとも 2025 年 7 月 1 日以降、2019 年 7 月 4 日以前に商業的発電を開始した "発電量 1 kWh あたりの CO_2 排出量が 550 g- CO_2 超" 且つ "発電容量 1 kW あたりの CO_2 排出量が 350 g- CO_2 超"である発電設備は、容量メカニズムの下で支払い受けることができない

3) リソースアデカシー評価

同規則第23条第1項にて規定される通り、欧州リソースアデカシー評価は、EU レベル、各加盟国レベル及び各入札ゾーンレベルにおいて、毎年10年先までを対象として、現在及び予想される電力需要を供給するための電力システムの全体的アデカシーを評価することにより、リソースアデカシーの懸念を特定するものである 5 。当該評価は、欧州電力系統運用者ネットワーク (ENTSO-E: European Network of Transmissions System Operators for Electricity)によって毎年実施されるが(第23条第2項)、各国TSOは、当該評価実施に必要な情報をENTSO-Eに対して提出しなければならない(第23条第3項)。

また、同規則第23条第3,6項に基づき、ENTSO-Eは、当該評価の方法論ドラフトを2020年1月5日までに、エネルギー規制機関間協力庁(ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)に対して提出することが規定されており、その中には以下を含むとされている。

- · 停電価値(VoLL: Value of Lost Load)
- · 新規参入費用(CONE: Cost of New Entry)

⁴ 各加盟国における実施計画は、以下の Web サイトより公開されている。

 $<\!\!\!\text{https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en\#national-implementation-plans}$

⁵ 一方、第24条にて規定される国家リソースアデカシー評価は、より地域スコープを狭めて評価が実施されるものであり、欧州リソースアデカシー評価と同じ方法論に基づき実施される。

信頼度基準

4) 信頼度基準

同規則第25条では、EUにおける信頼度基準の策定・適用について規定している。主な規定内容を以下に示す。

- ・ 加盟国は、容量メカニズムの適用にあたり、信頼度基準を整備しなければならない。この信頼度基準は、各加盟国において必要な安定供給レベルを透明性のある方法で提示するものである。(同第1項)
- ・ 信頼度基準は、ENTSO-E が策定した方法論に基づき、各加盟国の規制当局(NRAs: National Regulatory Authorities) (もしくは加盟国により指名された関連機関)によって策定される。(同第2項)
- ・ 信頼度基準は、少なくとも、与えられたタイムフレームにおける停電価値(VoLL)及び新規参入費用(CONE)を用いて計算される。(同第3項)
- ・ 容量メカニズムの適用にあたり、容量メカニズムにおける確保容量を規定するための パラメーターも、各加盟国の NRAs(もしくは加盟国により指名された関連機関)により 規定される。(同第4項)

5) 容量メカニズムにおけるクロスボーダー参加

第26条第1項にて規定される通り、戦略的予備力以外の容量メカニズム(技術的に実行可能な場合は戦略的予備力に関しても)は、他の加盟国に所在する容量提供者の国境を越えた直接参加のために開放されなければならない。このクロスボーダー参加に関しては、以下の通り規定されている。

- ・ 各加盟国は、自国内の容量と同等の技術的性能を提供できる自国外容量に対して、自国 内容量と同じ競争プロセスへの参加機会を確保しなければならない。(第 26 条第 2 項)
- ・ 加盟国は、自国の領域内にある容量が他の加盟国の容量メカニズムに参加することを 妨げてはならない。(第 26 条第 3 項)
- ・ 容量メカニズムへのクロスボーダー参加は、加盟国間のクロスゾーナルのスケジュールや物理的潮流に対して、変化や変更、その他の影響を与えてはならない。これらのスケジュール及びフローは、第16条「容量割当・混雑管理原則」に基づく割当結果のみによって決定されるものとする。(第26条第4項)

(2) 容量市場の実装状況

EU では、ACER 及び欧州エネルギー規制者評議会(CEER: The Council of European Energy Regulators)⁶が、毎年、EU 域内電力・ガス市場の競争状況に関する報告書として市場監視報告書(MMR: Market Monitoring Report)⁷を発表している。2021 年 10 月に発表された 2020

⁶ http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER HOME/EER ABOUT>

⁷ https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-Edition.aspx>

年版卸市場監視報告書では、2020年末時点における欧州の容量メカニズムの導入状況について、4つの異なるタイプが12の加盟国に適用(①容量市場(集中型)、②容量市場(分散型)、③戦略的予備力、④容量支払制度)されているとしている。また、2019年以降、ベルギー、ブルガリア、ギリシャ、フィンランド、リトアニア、スウェーデン、スペインなど7つの加盟国が新しい容量メカニズムを検討中であるとしている。



図 1-1 容量メカニズムの導入状況

(出所)ACER「2020年版卸市場監視報告書」

同報告書によると、2020年におけるEU全体の容量メカニズムの総費用は、約26億ユーロであり、2019年とほぼ同水準である。ポーランド(2021年予定)、イタリア(2022年予定)でも容量メカニズムの運用が始まることにより、総費用は2021年には49億ユーロ、2022年には53億ユーロまで増加する見込みである。

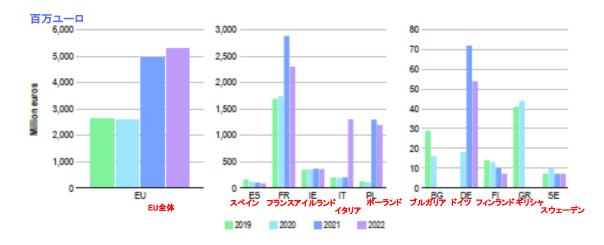


図 1-2 容量メカニズムの総費用(2019~2022 年)(単位: 百万ユーロ) (出所)ACER「2020 年版卸市場監視報告書」

一方、容量調達費用(MW 当たり)を見ると、8,000~68,000€/MW と各国間で幅広いが、これは発電ミックスや容量市場設計、また市場競争環境の違いによるものであるとしている。

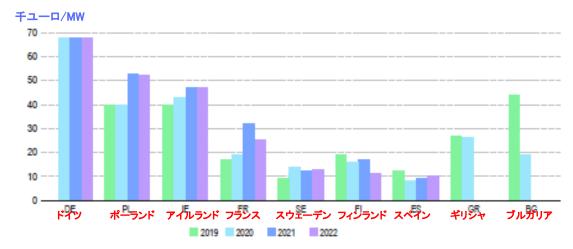


図 1-3 容量メカニズムの MW 当たり費用(単位: 千ユーロ/MW)

(出所)ACER「2020年版卸市場監視報告書」

1.2.1.2 リソースアデカシー報告書

(1) 概要

1) 導入経緯

ENTSO-E は、欧州におけるリソースアデカシーの見通しを 2 年毎に策定することが義務付けられており⁸、当該義務に準拠するものとして中期アデカシー予測(MAF: Mid-term Adequacy Forecast)を策定・公表してきた⁹。また、先述の通り、2019 年 EU 域内電力市場規則では、第 23 条において、ENTSO-E が欧州レベルのリソースアデカシー評価(ERAA: European Resource Adequacy Assessment)を実施することを規定しており、2021 年からはMAF 報告書に代わり ERAA 報告書が公表されている¹⁰。

2) 主な目的

ERAA は、主に以下の事項について、検討することを求めている。

- ・ リソース容量の経済的実現性評価(EVA: Economic Viability Assessment)
- ・ 気候変動がアデカシーへ及ぼす影響
- 容量メカニズムの有無を考慮したシナリオ策定
- ・ 今後10年間のリソースアデカシー評価及び毎年の決議

ERAA は、今後 10 年間における欧州全体の潜在的なリソースアデカシーのギャップを特定することを目的としているが、このギャップを特定するために信頼度基準を活用する。 各加盟国は、自国のリソースアデカシーを評価するために信頼度基準を採用しており、これは Voll 及び CONE に基づいて設定されている 11 。なお、各国が最も頻繁に使用する信頼度指標は、"不足発生時間期待値(Lole: Loss of Load Expectation)"であり、同指標の典型的な目標範囲は $3\sim8$ 時間/年である。

ERAA では、各入札ゾーンにおける複数シナリオに戻づく LoLE 算出結果と信頼度基準 (例 LoLE: 3h/年)を比較することにより、リソースアデカシーの問題を特定し、追加措置 (例: 容量メカニズムの導入)の必要性等を評価する。

(2) ERAA 方法論

先述の通り、2019年 EU 域内電力市場規則第 23 条第 3,6 項に基づき、ENTSO-E は、ERAA 方法論ドラフトを 2020年 1 月 5 日までに ACER に対して提出することが規定されている。ACER は、ENTSO-E から提出された当該ドラフトを 2020年 10 月 2 日付けで承認している12。

⁸ EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009) 第 8 条(3)b において規定

^{9 &}lt; https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

¹⁰ ENTSO-E "European Resource Adequacy Assessment" 2021 Edition

https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/

¹¹ 後述する通り、信頼度基準、VOLL、CONE 等の算出方法は、2020 年 10 月 2 日に ACER が承認した方法論に基づいて実施される。市場が適切に機能するための客観的な基準として、欧州内での共通化が図られている。算出に当たっては、モンテカルロシミュレーション等の手法が用いられる。

¹² Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity

ERAA 方法論では、第3条においてシナリオ策定方法について規定している。具体的には、ERAA は、TSO が提出した各国計画(需給等に関する見通し)に基づくことや、EVA による評価や容量メカニズムの有無を考慮した比較分析等を含めることを要求している。また第4条では評価方法について規定しており、具体的には、ACER への報告書提出年度の1年先~10年先までの年度を対象として分析・評価を行うこと、リソースアデカシーは、2つの確率的評価手法(供給支障電力量(EENS: Expected Energy Not Supplied)及び LoLE)を活用し分析・評価すること、などを求めている。

(3) ERAA2021 の概要

2021 年、ENTSO-E は、最初の ERAA 報告書として ERAA 2021 を公表した。以下、概要を示す¹³。

1) シナリオ設定14

ERAA 2021 では、以下の 4 つのシナリオを設定している。目標年度(TY: Target Year)は、基本的に 2025 年と 2030 年としているが、EVA に関するシナリオにおいては、2025 年のみとしている 15 。

(シナリオ 1: National Estimate for TY 2025 & TY 2030(国家評価シナリオ))

国家評価シナリオは、各国 TSO から提出される、目標年度の容量ミックスの評価(最大導入量)に関する情報に基づき、最新の「国家エネルギー・気候計画」に沿って策定される。

(シナリオ 2: National Estimate - Low Thermal Capacity for TY 2025 & TY 2030)

同シナリオは、各国 TSO から提出される不確実性(発電所の閉鎖や遅延の可能性)に関する情報に基づき、目標年度のアデカシー状況への悪影響を予測し、評価に反映させる。

(シナリオ 3: EVA without CM for TY 2025 / シナリオ 4: EVA with CM for TY 2025)

国家評価シナリオにおいて提示される評価(導入容量)の実現可能性を確認する経済的・ 理論的根拠は立証されておらず、またそうした想定は本質的に不確実なものと考えられ る。さらに、こうした評価が実現したとしても、提示されたリソースミックスが、収益性 の観点から望ましい結果ではない可能性がある。

こうした背景の下、EVA は、経済的根拠に基づき、完全競争下において閉鎖もしくは遅延に至り得る発電資産、及び新たな発電投資リソースを特定することを目指している。

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment.pdf https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/

¹⁴ ENTSO-E "European Resource Adequacy Assessment" 2021 Edition

¹⁵ 今後、ENTSO-É は、EVA 等の手法をさらに改善し、適用可能な TY(目標年度)やシナリオの範囲を拡大していく予定である。

さらに、ERAA の下、容量メカニズム(CM)が目標年度のアデカシー改善に与える影響に関して、2つの別々のシナリオ(容量メカニズムの有無の相違による2つのシナリオ)における分析結果を比較することにより、評価が行われる。

2) 主な評価結果

(シナリオ 1: National Estimate for TY 2025 & TY 2030(国家評価シナリオ))

同シナリオでは、欧州の大部分において重大なアデカシーリスクが示されていない。一般的に島嶼部は他地域よりもリスクに直面する傾向にあるが、同シナリオでは、マルタ、サルデーニャ、シチリア島が、LoLEの数値が高いと評価されている。

2030年は、2025年の場合と比較して、アデカシー評価の点で大きな相違はない。なお、2025年において高いと評価されたサルデーニャのアデカシーリスクは、2030年においてグリッド開発と新規発電所建設が実現することにより解消される見込みである。

(シナリオ 2: National Estimate - Low Thermal Capacity for TY 2025 & TY 2030)

同シナリオにおいては、国家評価シナリオ(2025年)と比較し、欧州に導入される全容量が 21.7GW 減少すると予測されている。例えば、ポーランド、リトアニア、フランスでは、国家評価シナリオと比較し導入可能な容量が減少したため、アデカシー評価が悪化している(LoLE の数値がかなり上昇している)。

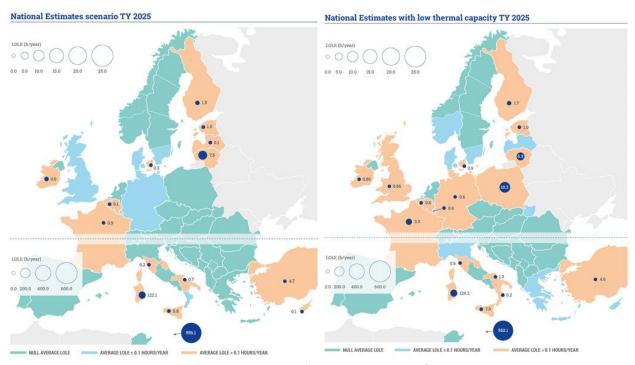


図 1-4 2025 年における LoLE(左図: シナリオ 1/ 右図: シナリオ 2)

(出所) ENTSO-E「European Resource Adequacy Assessment 2021 Edition」

また同シナリオ(2030年)においては、国家評価シナリオ(2030年)で提示された容量に関

して、約36GWが不確実であると評価されている。このことは、ポーランド、フランス、ドイツにおいて、LoLEの数値がかなり上昇していることに反映されている。一方、欧州の他地域でのアデカシーリスクは、国家評価シナリオの場合と同様限定されている。

(シナリオ 3: EVA without CM for TY 2025)

EVA を実施した結果、国家評価シナリオ(2025年)と比較し導入予測容量が減少し、アデカシー評価が悪化した。EVA の欠如による容量減少は多くの国で見られ、合計で約75GWに上る。容量減少は主に石炭と褐炭の発電所において発生している。

(シナリオ 4: EVA with CM for TY 2025)

同シナリオ¹⁶では、容量メカニズムを導入することにより、シナリオ 3 でアデカシーリスクがあると評価された国(フランス、ベルギー、イギリス、イタリア、ドイツ)において、LoLE の数値を自国の信頼度基準に近づけられるようになったことが示されている。

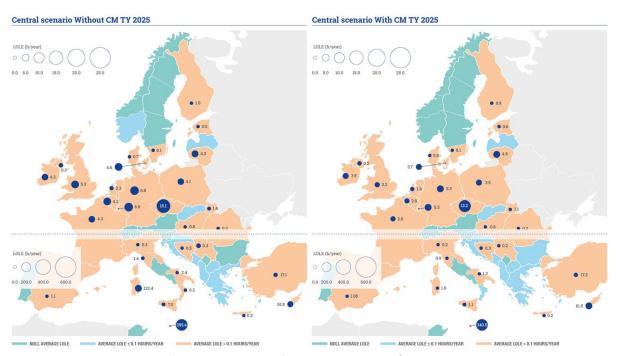


図 1-5 2025 年における LoLE(左図: シナリオ 3/ 右図: シナリオ 4)

(出所) ENTSO-E「European Resource Adequacy Assessment 2021 Edition」

 $^{^{16}}$ 同シナリオにおいて、合計約 4.5GW の容量(re-entry:3GW, new entry:1.5GW)が追加され得ると評価されている。

表 1-1 入札ゾーン別の信頼度基準値及び LoLE (シナリオ 3,4)

加盟国(or価格エリア)	Lo	oLE(h/年)	
加盟国(OFIM格エリア)	基準値	シナリオ3	シナリオ4
ベルギー	3	4.2	2.8
ブルガリア	16	0	0
ドイツ	5	6.8	5.3
スペイン	3	1.1	1.1
フランス	3	4.3	2.8
ギリシャ	3	0	0
ISEM(アイルランド)	8	4.3	4
イタリア	3	129.4	3.8
リトアニア	8	4.3	4.9
オランダ	4	2.3	1.6
ポルトガル	5	0	0
ポーランド	3	4.1	3.5
UK(GBのみ)	3	5.3	1.2

(出所)ENTSO-E「European Resource Adequacy Assessment - Annex 2: Detailed Results-」より作成

1.2.1.3 入札価格と固定費回収を巡る議論

(1) ACER「卸市場監視報告書」における記述内容

ACER「卸市場監視報告書」では 2017 年版卸市場監視報告書(2018 年 10 月)¹⁷において、主に猛暑や厳寒等の気象条件を要因とする負荷先鋭化に伴う価格スパイクが 2016~2017 年の2 年の間に頻発したことについて言及している。ACER によると、このような価格スパイクの発生は、電力市場設計における 2 つの重要な側面を示している。

- ・ 発電事業者による固定費回収を可能にする energy-only markets のポテンシャル
- 価格スパイク発生中において、現行法では許容されていないにも関わらず、加盟国の中には電力輸出を制限する一方的決定を下したという事実は、高度に調整された市場ベースの方法でアデカシーに係る問題に取り組み必要性を強調している。

更に 2019 年 11 月に発表された 2018 年版市場監視報告書¹⁸によると、2018 年の価格スパイク発生件数は、気象条件緩和により過去 2 年と比較して大幅に減少したことに言及しつつ、"市場支配力や価格操作が介在しない場合、価格スパイクは十分に機能している市場の兆候である可能性"について指摘している。過年度報告書における見解と同様に、発電事業者が固定費を回収するためには、このような価格スパイクの発生が必要であるとしている。また、最新版の 2020 年版市場監視報告書(2021 年 11 月)では、2020 年における前日市場

の価格高騰について分析している。ACERでは、欧州の典型的な限界発電所はガス火力発

 $^{^{17}}$ ACER/CEER $^{\lceil}$ Annual Report on the Results of Monitoring the Inernal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 -Electricity Wholesale Markets Volume- $^{\rfloor}$

¹⁸ ACER/CEER 「Annual Report on the Results of Monitoring the Inernal Electricity and Natural Gas Markets in 2018 -Electricity Wholesale Markets Volume-」

電所になると分析しており、これにより限界発電所は、将来的に燃料価格と CO₂排出価格の変動にますます依存するようになる可能性について指摘している。

(2) 2021 年秋以降のエネルギー価格高騰と市場再設計

1) 概要

2021年10月、ACERは、欧州全体における今秋のエネルギー価格高騰に係る分析報告書として、「High Energy Prices¹⁹」を公表した。ACERは、欧州のエネルギー価格高騰には様々な原因があるものの、主要因は天然ガス価格の高騰であるとしており、主にグローバルLNG市場における需給逼迫の影響が大きいとしている。また、欧州委員会では、EU 卸取引市場の機能を損なうことなく価格高騰に対応可能な、各国政府の対応策として「Toolbox」について準備しており、これに対するACERによる政策的検討事項について言及している。

- ・ エネルギー価格高騰による貧困層の需要家に与える影響と、EU 加盟国が市場の価格シ グナルを不当に歪めることなく、これら需要家に与える影響を緩和する手段
- ・ 現在の価格高騰に対する、EU の現在の電力市場設計の機能と合理性 戦略的ガス備蓄の実現や、ガス貯蔵の義務化等、今後のガス供給に関するエネルギー安 全保障上の課題
- ・ 長期的な脱炭素への意向と全体的な政策の整合性

また欧州の脱炭素化への移行ロードマップにおいては、政府と規制当局の双方による監視が重要であり、今後数年間は管理型移行(managed transition)が必要になる可能性があるとしている。

2) 主な分析

(価格高騰とその要因)

当該報告書では、エネルギー価格高騰について、グローバルな LNG 価格の高騰と欧州の輸入依存度の高さを主要因としている。更に二次的要因として歴史的な低水準のガス貯蔵量について指摘しており、これにより緊密に連携・統合している欧州ガスハブを通じた卸供給への影響が及んだものとしている。

なお、卸電力市場における電力価格も高騰したが、その価格高騰は欧州全体では均一となっていない。天然ガスハブ間でスプレッドがほぼなく、価格上昇が均一であったガス市場と異なり、電力の卸取引市場価格は、入札ゾーンごとで大きな差が生じた。具体的には、発電量の大部分をガスに依存している市場(南欧市場とアイルランド SEM)では電力価格が上昇している。また欧州全体の電力価格の不均一性には、国際連系線の連系容量も影響している。

(中長期的施策~電力価格の形成メカニズム)

EU 卸電力市場の重要な特徴は、入札ゾーン間における市場結合であり、これは限界価格

-

¹⁹ ACER | Hight Energy Prices |

https://documents.acer.europa.eu/en/The-agency/Organisation/Documents/Energy%20Prices-Final.pdf

方式(pay-as-clear)に基づいている。将来の市場設計では、(a)限界コストを上回る技術を、ときにはかなり高く評価し、(b)市場のボラティリティの緩和や平滑化を促す必要があることから、pay-as-clear モデルは妥当であるとしている。

3) 今後の展望

ACER は、2021 年 11 月 15 日に「ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design²⁰」と題した報告書を追加発表した。2022 年 4 月には、新たな市場設計に関する報告書が提出される予定となっている。

_

^{20 &}lt;a href="https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-submits-european-commission-its-preliminary-assessment-europes-high">https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-submits-european-commission-its-preliminary-assessment-europes-high

1.2.2 イギリス

1.2.2.1 供給力確保の考え方

(1) EMR 概要

英国エネルギー・気候変動省(DECC: Department of Energy and Climate Change)²¹は、2010年7月に電力市場改革白書(EMR: Electricity Market Reform White Paper)²²、さらに2011年12月にはEMRのテクニカルアップデート²³を発表した。

英国政府は、EMRを実施する背景として、「2008年気候変動法(Climate Change Act 2008)²⁴」において、2050年までにGHG排出量を80%削減(1990年比)という目標を掲げており、脱炭素化社会構築が喫緊の課題となっていることを挙げている。また、将来的に既存発電施設の閉鎖及び電力需要の増加に伴うエネルギー安定供給に対する懸念が存在することを指摘している。具体的には、同国では、産業排出指令(Industrial Emissions Directive)²⁵や大規模施設燃焼指令(Large Combustion Plant Directive)²⁶など環境対策関連のEU指令により、対象となる石炭火力発電所が順次、設備廃棄される予定となっており、また老巧化した原子力発電所も設備廃棄の時期を迎えていた。DECCでは、これら設備廃棄により2020年までに国内発電能力が20GW(既存発電設備約25%)減少するとしており、2010年代後半は供給予備率が5%(現状20%)を下回ると予想していた。

このような背景から2020年までにエネルギーインフラ分野において2,000億ユーロ、発電分野に限定しても1,100億ユーロもの投資が必要になると考えられていたが、これらの投資費用は、電力に関するアフォーダビリティ維持の観点から、消費者に対する負担を最低化する形で調達する必要があると考えられていた。EMRは、上記経緯を踏まえつつ低炭素型電源への投資を促進するために、事業者等に対してインセンティブを提供することを意図しており、そのために必要な電力市場について各種施策を実施するものである。

(2) EMR における施策内容

EMRでは、①火力発電所に対する排出原単位基準(EPS: Emissions Performance Standard)の設定、②CO2排出枠価格の下限値(Carbon Price Floor)の導入、③大規模低炭素電源による発電に対する買取制度(FIT with CfD)、④適正予備力の確保に向けた容量市場(Capacity Market Mechanism)の導入、の4つの主要な施策が提案されている。

²¹ 2016 年 7 月より、英ビジネス・エネルギー産業戦略省(BEIS: Department for Business, Energy and Industrial Strategy)に統合された。

²² DECC Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity.

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white papers/emr wp 2011/emr wp 2011.aspx >

²³http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white_papers/emr_wp_2011/tech_update/tech_update.aspx

²⁴ http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents

^{25 &}lt;a href="http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:EN:PDF">http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:EN:PDF

²⁶ < http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2001/1 309/1 30920011127en00010021.pdf>

1.2.2.2 供給力確保に係る制度設計~容量市場(集中型)

(1) 制度概要

イギリス政府は、EMR における 4 つの主要施策の一つとして、予備電源保有事業者による設備容量提供に対して報酬を与える容量市場を、「2013 年エネルギー法(Energy Act 2013) 27」に基づき導入している。

1) 役割

イギリス容量市場は集中型であり、系統運用事業者であるNational Grid ESO社が、EMR 実施機関(EMR Delivery Body)として、容量市場を運営する。同社は、政府の信頼度基準に基づいた定めた必要調達容量を、オークションを通じて発電事業者などの容量提供者から調達する。容量確保に要する費用は、小売供給事業者が、そのピーク需要に応じて負担する。イギリス容量市場における主なプロセスを示す。

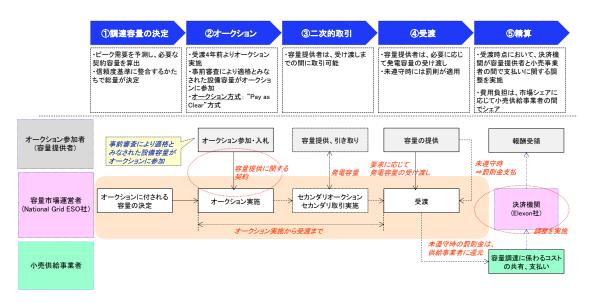


図 1-6 イギリス容量市場の仕組み

(出所) DECC「Annex C Capacity Market: Design and Implementation Update」等よりMURC作成

オークション開催など容量市場の運営主体はNational Grid ESO社、容量価格の支払いの 決済等は決済機関(Settlement Agency)であるELEXON社がその役割を担っている。政府機関 に関しては、BEIS (旧DECC)が容量市場に係る政策と主要な規則策定を担い、イギリス電 力・ガス規制機関であるガス・電力市場局(Ofgem: Office of the Gas and Electricity Markets) が市場監視に係る役割を担っている。

²⁷ 同法「第3章容量市場」では、政府に対して、容量市場の設計に関わる「電力容量規則(electricity capacity regulations)」の制定権限を付与している。

2) 確保する設備容量の算定

(信頼度基準)

容量オークションにおいて確保する設備容量は、イギリス政府が規定する信頼度基準に基づいて決定される。2013年12月、DECCは「EMR実施計画(Electricity Market Reform Delivery Plan)」の一つとして「Annex C: 信頼度基準方法論(Reliability Standard Methodology)」を発表した²⁸。当該方法論では信頼度基準の指標としてLoLEを採用しており、DECCでは、このLoLEの目標値を年間3時間以内とすることを示している。なお、VoLLに関しては、Ofgem及びDECCから委託を受けたLondon Economics社が、2013年7月に発表した「The Value of Lost Load(VoLL) for Electricity Britain」において約17,000 £/MWhとする推計値が示されている²⁹。

(電力容量報告書)

National Grid ESO 社は、容量市場運営主体として、上記方法論や数値に基づき確保する設備容量等について分析し、「電力容量報告書(Electricity Capacity Report)³⁰」として BEIS に対して提出する。当該報告書において、National Grid ESO 社は、各種パラメーター(Net CONE、De-rating Factor 等)を設定の上、複数のシナリオを想定し、モンテカルロ手法を用いた確率的手法で停電確率を算定するシミュレーションを実施する。このシミュレーション結果をもとに、LoLE を年間 3 時間以内に抑える供給力レベルについて分析する。

BEIS は、電力容量報告書や専門家パネル(PTE: Panel of Technical Experts)からのアドバイスをレビューの上、「2014 年容量市場規則(Electricity Capacity Regulations 2014)」の第 12 条 (5)に準拠するかたちで、信頼度基準及び関連事項について検討し、National Grid ESO 社に対し勧告を実施する。最終的には、National Grid ESO 社は、容量オークション開催前に、オークション参加者向けに「容量市場オークションガイドライン」及び「需要曲線」を公表しており、供給力調達目標とそれに基づく需要曲線とともに、各種パラメータについても、当該ガイドライン等にて明記している³¹。

(2022年2月実施予定のオークション)

2022 年 2 月実施予定の容量オークションについては、2021 年 5 月に National Grid ESO 社から BEIS に対して電力容量報告書が提出されている 32 。上記の専門家パネルによる検討を経て 33 、2021 年 7 月には BEIS が各種パラメーターを発表している 34 。

³¹https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity%20Auction%20Information.aspx

²⁸ https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan

²⁹ 本報告書では、GB の冬期のピーク営業日の VoLL の加重平均値は 16,940 £/MWh と推計している。

³⁰https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity.aspx

 $^{^{32} &}lt; https://www.emrdeliverybody.com/Capacity\%20Markets\%20Document\%20Library/Electricity\%20Capacity\%20Report\%202021.pdf >$

³³ https://www.gov.uk/government/publications/national-grid-eso-electricity-capacity-report-2021-findings-of-the-panel-of-technical-experts

³⁴ BEIS 「Capacity Market auction parameters letter from BEIS to National Grid ESO, 6 July 2021Annex: Auction parameters and interconnector de-rating factors」

なお、2022 年 1 月には、National Grid ESO 社は、「容量市場オークションガイドライン」及び「需要曲線」を公表している 35 。主要パラメーターについてみると、上限価格: £75/kW/年、Net Cone: £49/kW/年、プライステイカー閾値(Price taker threshold): £25/kW/年となっており過年度と同様となっている(後述)。

3) 主な制度要素

イギリスでは、実需給年度の4年前(T-4)及び1年前(T-1)の2つの容量オークションが開催されている。主な制度設計要素として、対象電源、需要曲線、供給曲線、小売事業者による容量確保費用の負担、運用断面における容量提供の発動等について示す。

(容量オークションの対象電源)

容量オークションの対象電源に関しては、事前認証(Prequalification)プロセスが実施されている。参加希望者は、オークションに参加する供給力が適格容量である旨、審査を受けることが求められている。対象電源として、新規発電設備・既存発電設備(CHP含む)、

DSR(Demand Side Response)、電力貯蔵、国際連系線等が適格となっている³⁶。

なお、契約期間は、既存設備及び全てのDSRは1年間であるのに対し、新規及び改修は、 T-4オークションにおいてそれぞれ最長15年及び3年の契約を受ける資格がある。

(需要曲線の設定)

容量オークションにあたり、National Grid ESO 社は事前に需要曲線を設定する。需要曲線は、目標容量の容量価格を Net CONE³⁷で設定する。また、容量価格の上限は目標容量を $1.5 \, \mathrm{GW}$ 下回るところ、容量価格の下限(=0)は目標容量を $1.5 \, \mathrm{GW}$ 上回るところとして描出される。過年度におけるオークションにおいては、Net CONE は $\pounds 49/\mathrm{kW}/\mathrm{F}$ 、上限価格は $\pounds 75/\mathrm{kW}/\mathrm{F}$ となっている。

Net CONE は、開放サイクルガスタービン(OCGT)のコストに基づいて計算されているが、 新設電源・既設電源、また電源種などとは無関係に一律で設定されている。

(供給曲線と約定方式)

供給曲線は、容量市場に参加する容量提供者の提示する入札価格によって設定される³⁸。 実際の容量オークションでは需要曲線に収まる入札容量が目標容量に到達するまで入札ラウンドが実施されており、価格設定は Descending Clock Auction(競り下げ)方式が採用されて

https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-auction-parameters-letter-from-beis-to-national-grid-eso-july-2021

^{35 &}lt;a href="https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity%20Auction%20Information.aspx">https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity%20Auction%20Information.aspx

³⁶ 一方、再生可能エネルギー義務(RO: Renewables Obligations)、FIT-CfD(低炭素電源の差額決済)、小規模 FIT 等による支援を受けているもの、また 2MW 未満の小規模電源 (注:アグリゲートにより適格となることも可能)等は不適格とされれている。

³⁷ 新規に建設する電源コストから、卸電力市場等での期待収入を差し引いたもの

³⁸ 容量市場に参加しない容量提供者の分も価格ゼロで供給曲線の一部を構成する。

いる。供給曲線と需要曲線の交点が容量約定価格となり、容量提供者に対する決済価格として、この約定価格にて支払いが実施される(Pay as Clear 方式)。

なお、容量提供者(CMU: Capacity Market Unit)は、事前資格審査の段階で、主に新設電源による Price Maker(価格決定者)、主に既設電源による Price Taker(価格受容者)に分類される。 前者は Exit Bids³⁹提出にあたり価格設定は自由であるのに対し 40 、後者はプライステイカー 閾値(\pounds 25/kW/年)以下での入札が必要となっている。

表 1-2 T-4オークション(実需給年度: 2025/26年)及びT-1 オークション(実需給年度: 2022/23年)における主要パラメーター

	T-4オークション	T-1オークション
	(実需給年度: 2025/26年)	(実需給年度: 2022/23年)
目標容量	42.1GW	4.5GW
需要曲線: 上限価格時の最小容量	40.6GW	3.5GW
需要曲線: 下限価格(£0/kW)時の最大容量	43.6GW	5.5GW
信頼度基準	LoLE 3時間	LoLE 3時間
Net CONE	£49/kW/年	£49/kW/年
価格上限	€75/kW/年	€75/kW/年
プライステイカー閾値	£25/kW/年	€25/kW/年

(出所)National Grid ESO社 「Capacity Market Auction Guideline」よりMURC作成



図 1-7 T-4 オークション(実需給年度: 2025/26 年)及び T-1 オークション(実需給年度: 2022/23 年)の需要曲線

(出所)National Grid ESO 社 「Capacity Market Auction Guideline」より MURC 作成

_

³⁹ 入札者は、オークションから退出(Exit)するにあたっては、Exit Bid を入れる必要がある。Exit bid とは、Capacity agreement を受容するにあたっての最低価格と位置付けられる。

⁴⁰ オークションにおける価格上限以下の価格であれば、Exit bid を指定することができる。

(De-rating Factor)

イギリスでは、設備容量に、停止確率等を考慮したDe-rating Factorを乗じた値を供給力とし、容量オークションや需給逼迫の判断に用いている。

<u>表 1-3 T-4 オークション(実需給年度: 2025/26 年)及び T-1 オークション(実需給年度: 2022/23 年)</u>における De-rating Factor

	T-4オークション	T-1オークション
	(実需給年度: 2025/26年)	(実需給年度: 2022/23年)
Oil-fired steam generators	95.22	95.22
Open Cycle Gas Turbine (OCGT)	95.22	95.22
Reciprocating engines	95.22	95.22
Nuclear	81.43	81.43
Hydro (excluding tidal / waves / ocean currents/ geothermal / storage)	90.99	90.99
Storage		
Storage Duration: 0.5h	12.38	12.75
Storage Duration: 1h	24.77	25.32
Storage Duration: 1.5h	36.97	37.71
Storage Duration: 2h	48.62	49.17
Storage Duration: 2.5h	58.78	58.23
Storage Duration: 3h	66.18	64.70
_Storage Duration: 3.5h	70.98	68.76
Storage Duration: 4h	73.76	71.35
Storage Duration: 4.5h	75.79	73.20
Storage Duration: 5.0h	94.64	94.64
Storage Duration: 5.5h+	94.64	94.64
Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)	90.00	90.00
Combined Heat and Power (CHP)	90.00	90.00
Coal	84.80	84.80
Biomass	84.80	84.80
Energy from Waste	84.80	84.80
DSR	79.21	79.21
Intermittent Renewable Technologies		
Onshore Wind	7.81	8.01
Offshore Wind	11.13	12.11
Solar PV	2.34	2.54
Interconnectors		
IFA (France)	69.00	_
IFA2 (France)	71.00	-
Eleclink (France)	75.00	_
BritNED (Netherlands)	61.00	-
Greenlink (Republic of Ireland)	-	_
Moyle (Northern Ireland)	49.00	_
EWIC (Republic of Ireland)	49.00	59.00
NemoLink (Belgium)	68.00	_
NSL (Norway)	90.00	_
VikingLink (Denmark)	52.00	_

(出所)National Grid ESO 社 「Capacity Market Auction Guideline」より MURC 作成

(小売事業者による費用負担)

National Grid ESO社が容量確保に要する費用は、小売事業者が、そのピーク需要に応じて負担する。小売事業者は、容量確保費用(=確保容量×容量価格)に決済機関ELEXON社の運営費用を加え、容量提供の義務を履行しなかった容量提供者が支払うペナルティを差し引いた額を、自らと契約している需要家のピーク需要のシェア⁴¹に応じてELEXON社に支払う。支払いは毎月行うことになっており、年間総費用を月別の需要で重みづけして割り振った額を支払う⁴²。

(容量確保期間における容量提供の発動)

容量オークションで落札した容量提供者は、容量確保期間において、提供する発電容量に 応じて収入を得る。一方、需給逼迫等のストレスイベント発生時には、その容量に応じた容 量提供義務(発電、需要削減等)が課されている⁴³。当該義務の不履行時には、容量提供事業 者に対してペナルティが課せられる。

4) 制度見直しの動向44

BEIS は、2021 年 3 月の容量オークション実施以降、容量市場における技術的改善に係る意見を求めることを目的としてコンサルテーションを実施した。2021 年 4 月に公表された「Capacity Market:2021 consultation on improvement⁴⁵」にて示された複数の改善点に対して、BEIS は、ステークホルダーからの意見等を踏まえた上で、回答書として「Capacity Market:2021 consultation on improvement~government response⁴⁶」を発表した⁴⁷。認められた修正については、「容量市場規則 2021(Electricity Capacity (Amendment) Regulations 2021)」及び「容量市場ルール(Capacity Market (Amendment) Rules 2021)」に反映されている⁴⁸。

⁴¹ ピーク需要のシェアは予測値を適用し、後で実際の計量値に基づいて清算する。

⁴² 月間容量市場小売事業者料金は、総容量市場支払額×月間加重係数×小売事業者純負荷÷全小売事業者純 負荷合計として計算される。本式は総容量市場支払額を各月で割り振り、小売事業者の純負荷のシェアに 応じて課金されることを意味している。(参考: 資源エネルギー庁「平成 28 年度電力系統関連設備形成等 調査事業(海外の容量メカニズムに関する調査)報告書」)

⁴³ 具体的には、National Grid ESO 社は、需要予測・発電予測を基に、ストレスイベントの発生を予測し、遅くとも4時間前までに警告(Capacity Market Warning)を発動する。ストレスイベント時において、容量提供者は、落札容量に応じた容量を供出する。

^{44&}lt;https://www.gov.uk/government/consultations/capacity-market-2021-proposals-for-improvements>

⁴⁵https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/966729/capacity-market-2021-consultation-improvements.pdf

⁴⁶https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/994995/capacity-market-2021-consultation-improvements-government-response.pdf

⁴⁷ BEIS は、回答書の中で、将来的な方向性として、"LoLP 及び De-Rated Margin の計算"、"送電料金 (Transmission Charging)"、"マージン予測"、"卸電力価格を、より市場及び系統状況を反映したものとする"の4つの検討課題について将来的には見直しを検討するとしている。

^{48&}lt;https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-rules>

https://www.ofgem.gov.uk/publications/decision-amendments-capacity-market-rules

(2) オークション結果

1) 過年度オークションの結果推移

イギリスでは、2014 年以降、7回の T-4 オークション⁴⁹、4回の T-1 オークションが実施されている。T-4 オークションの落札率(=約定容量÷参加容量)を見ると、2017 年度(実需給年度: 2021/2022 年)は 67.9%と 70%を下回っていたが、それ以外の年は 75%前後で推移している。約定価格についてみると、2017 年度(実需給年度: 2021/2022 年)及び 2018 年度(実需給年度: 2022/2023 年度)は £ 10/kW を下回っていたが、2019 年度(実需給年度: 2023/2024 年度)以降は £ 20/kW 程度で推移している。

一方、T-1 オークションの落札率は、T-4 オークションよりも低く、2020 年度(実需給年度: 2023/2024 年)では 53.1%となっている。約定価格の変動性も大きく、2018 年度(実需給年度: 2019/2020 年)及び 2019 年度(実需給年度: 2020/2021 年)は£1/kW 程度となっていたが、2020 年度(実需給年度: 2023/2024 年)は£45/kW と大きく上昇した。

表 1-4 T-4 オークション及び T-1 オークションの結果推移

T-4オークション							
オークション実施年度	2014	2015	2016	2017	2019*	2019	2020
実需給年度	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
約定容量(MW)	49,259	46,354	52,425	50,415	45,059	43,749	40,820
参加容量(MW)	64,969	57,725	69,777	74,242	58,995	59,421	51,982
落札率	75.8%	80.3%	75.1%	67.9%	76.4%	73.6%	78.5%
約定価格(£/kW)	19.40	18.00	22.50	8.40	6.44	15.97	18.00

^{*2022/2023}年を実需給年度とするオークションは、T-3オークションとして2019年度に実施された

T-1オークション					
オークション実施年度		2017	2018	2019	2020
実需給年度		2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
約定容量(MW)		5,798	3,626	1,024	2,252
参加容量(MW)		10,679	9,420	3,027	4,240
落札率		54.3%	38.5%	33.8%	53.1%
約定価格(£/kW)		6.00	0.77	1.00	45.00

(出所)National Grid ESO 社 Web サイトより MURC 作成50

なお、イギリスでは、上記の T-4 及び T-1 オークションのほかに、移行措置オークション 及び早期オークションが開催されていた。前者の移行措置オークションは、実需給年度 2016/2017 年及び実需給年度 2017/2018 年を対象とし2回のオークションが開催されており、それぞれ約定価格は£27.5/kW、£45/kW となっている。また早期オークションは、実需給年度 2017/2018 年を対象とするオークションが1回開催されており、約定価格£6.95/kW と

^{49 2018} 年度に実施予定であった 2022/2023 年を実需給年度とするオークションは、1 年延期されたため T-3 オークションとして 2019 年度に実施された。

⁵⁰ < https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity%20Auction%20Information.aspx>

なっている。

2) 最新オークションの結果詳細

「2014 年イギリス容量市場規則(Capacity Market Rules 2014)」 の規則 5.10.2 に基づき、National Grid ESO 社は、容量オークションの終了後、その最終結果をイギリス政府に対して報告することが義務付けられている。これを受け、同社は、「オークション最終報告書」として結果分析を実施している。以下、2021 年 3 月に実施された最新の 2 つのオークションについて、最終報告書の内容についてとりまとめた。

· T-4 オークション(実需給年度: 2024/25年)

・ T-1 オークション(実需給年度:2021/22年)

(T-4 オークション(実需給年度:2024/25 年))

National Grid ESO 社は、「Final Auction Report 2020 four year ahead Capacity Auction (T-4) Delivery year 2024/25⁵¹」として、2021 年 3 月 10 日に実施された T-4 オークションの結果を分析している。当該オークションにおける調達目標容量は 40,820MW であり、これに対して参加容量は 51,982MW であった。オークションは 12Round にわたり実施され、最終約定価格は£18.00/kW/年であった。

表 1-5 T-4 オークション(実需給年度: 2024/25 年)の結果概要

約定価格	£18.00/kW/年
落札された容量(約定容量)	40,820 MW
オークション参加容量	51,982 MW (うち、78.53%が落札)
(うち、落札された割合)	
落札 CMUs 数	491

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 four year ahead Capacity Auction (T-4) Delivery year 2024/25」

 $^{^{51}&}lt;https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Capacity%20Market%20Auction%20T4%20DY2024-25%20Final%20Report.pdf>$

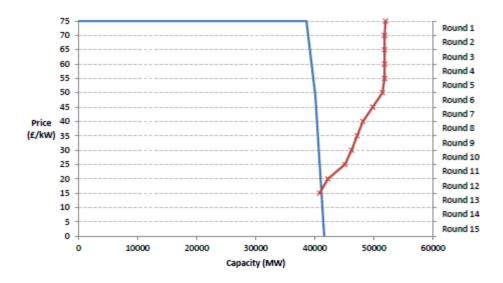


図 1-8 T-4 オークション(実需給年度: 2024/25 年)のオークション結果
(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 four year ahead Capacity Auction (T-4)
Delivery year 2024/25」

落札容量 40,820GW について、技術種別の内訳をみると、発電施設 32,879MW(内訳: 既設 30,469MW、新設 1,736MW、改修 675MW)が 80.5%を占めており、次いで連系線が 6,874MW(構成比 16.8%)、DSR は 1,066MW(同 2.6%)となっている。

表 1-6 T-4 オークション(実需給年度: 2024/25 年)の落札容量内訳(技術種別)

		施設数	落札容量 MW	構成比
発電施設	既設	262	30,469	74.6%
	新設	83	1,736	4.3%
	改修	1	675	1.7%
連系線	既設	5	3,355	8.2%
	新設	4	3,519	8.6%
DSR	実績あり	15	93	0.2%
	実績なし	121	973	2.4%
合計		491	40,820	100.0%

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 four year ahead Capacity Auction (T-4) Delivery year 2024/25」

さらに、燃料種別の内訳をみると、ガス発電が 26,446MW(構成比 64.8%)と最も多くなっている。

表 1-7 T-4 オークション(実需給年度: 2024/25 年)の落札容量内訳(燃料種別)

	CMU ID数	落札容量 MW	構成比
ガス	220	26,446	64.8%
連系線	9	6,874	16.8%
揚水発電	11	2,072	<i>5.1%</i>
原子力	4	2,039	5.0%
DSR	136	1,066	2.6%
水力	30	730	1.8%
廃棄物	25	629	<i>1.5%</i>
ディーゼル	7	351	0.9%
Distillate	9	319	0.8%
蓄電池	32	252	0.6%
陸上風力	6	28	0.1%
太陽光	2	13	0.0%
合計	491	40,820	100.0%

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 four year ahead Capacity Auction (T-4) Delivery year 2024/25」

(T-1 オークション(実需給年度:2021/22年))

National Grid ESO 社は、「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-1) Delivery year $2021/22^{52}$ 」として、2021 年 3 月 2 日に実施された T-1 オークションの結果を分析している。当該オークションにおける調達目標容量は 2,481MW であり、これに対して参加容量は 4,240MW であった。最終的な落札容量は 2,252MW であり、落札率は 53.1%となっていた。なお、最終約定価格は£45.00/kW/年(6Round)となっており、直近の T-1 オークション(実需給年度: 2020/21 年)における約定価格 £1/kW/年と比較すると大きく上昇した53。

表 1-8 T-1 オークション(実需給年度: 2021/22 年)の結果概要

価格	£45.00/kW/年
落札された容量(約定容量)	2,252MW
目標容量(約定価格における需要量)	2,482 MW
オークション参加容量(うち、落札された割合)	4,240 MW (うち、53.11%が落札)
落札 CMUs 数	156

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-1) Delivery year 2021/22」

 $^{52}\cdot{Capacity\%20Markets\%20Document\%20Library/Capacity\%20Market\%20Auction\%20T1\%20DY21-22\%20Final\%20Results.pdf}\end{substitute}$

 $^{^{53}}$ 当該価格上昇は、イギリスにおける需給マージンが逼迫しつつあることを反映して、前年の $^{7-4}$ オークション(実需給年度: $^{2023/24}$ 年)における約定価格が大きく上昇(£15.97/kW/年)したことを受けたものと指摘する意見もある。

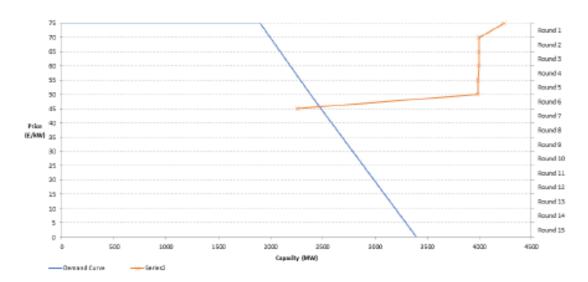


図 1-9 T-1 オークション(実需給年度: 2021/22 年)のオークション結果
(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-1)
Delivery year 2021/22」

落札容量 2,252MW について技術種別の内訳をみると、発電施設 1,717 MW (内訳: 既設 1,427MW、新設 290MW)が 75.3%を占めており、次いで連系線が 295 MW (構成比 13.1%)、DSR は 240MW(同 10.6%)となっている。

表 1-9 T-1 オークション(実需給年度: 2021/22 年)の落札容量内訳(技術種別)

		落札			非落札			
		施設数	容量(MW)	構成比	施設数	容量(MW)	構成比	
発電施設	既設	84	1,427	63.4%	14	1,780	89.5%	
	新設	42	290	12.9%	19	121	6.1%	
	改修	0	0	0.0%	0	0	0.0%	
連系線	既設	1	295	13.1%	0	0	0.0%	
	新設	0	0	0.0%	0	0	0.0%	
DSR	実績あり	13	111	4.9%	1	2	0.1%	
	実績なし	16	129	<i>5.7%</i>	10	85	4.3%	
合計		156	2,252	100.0%	44	1,988	100.0%	

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-1) Delivery year 2021/22」

さらに、燃料種別の内訳をみると、落札容量 2,252MW のうち、ガス発電 986MW(構成比 43.8%)と最も多くなっている。

表 1-10 T-1 オークション(実需給年度: 2021/22 年)の落札・非落札容量内訳(燃料種別)

	落札			非落札		
	施設数	容量(MW)	構成比	施設数	容量(MW)	構成比
ガス	93	986	43.8%	23	150	7.5%
石炭	1	435	19.3%	4	1,694	<i>85.2%</i>
連系線	1	295	13.1%	0	0	0.0%
DSR	29	239	10.6%	11	87	4.4%
蓄電池	17	114	5.1%	0	0	0.0%
水力	4	75	3.3%	0	0	0.0%
廃棄物	4	74	3.3%	0	0	0.0%
陸上風力	4	14	0.6%	0	0	0.0%
太陽光	2	13	0.6%	0	0	0.0%
ディーゼル	1	6	0.3%	4	19	1.0%
炭鉱メタン	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Distillate	0	0	0.0%	2	38	1.9%
原子力	0	0	0.0%	0	0	0.0%
揚水発電	0	0	0.0%	0	0	0.0%
合計	156	2,252	100.0%	44	1,988	100.0%

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-1) Delivery year 2021/22」

T-4 オークション(実需給年度: 2024/25 年)及び T-1 オークション(実需給年度: 2021/22 年) 実施後の調達容量の推移を示す。

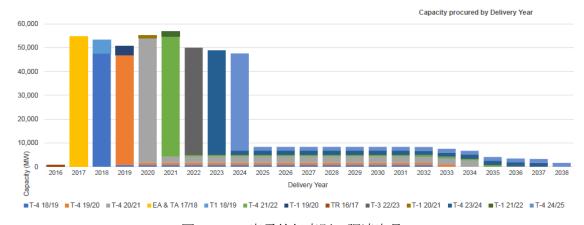


図 1-10 実需給年度別の調達容量

(出所) National Grid ESO 社「Final Auction Report 2020 one year ahead Capacity Auction (T-4) Delivery year 2024/25」

(3) 市場監視の枠組み

1) Ofgem による市場監視

イギリスでは、電力・ガス規制機関である Ofgem が、他の電力市場と同様に容量市場に対しても市場監視の責任を担っている。 Ofgem は、入札パターン及び入札行動の監視を通じて、容量市場ルールの遵守状況を監督する。また、容量市場ルールの変更を行うかどうかの意思決定についても監視している。

Ofgem は、容量市場における入札行動や事前審査プロセス等の分析結果について、「容量市場運用報告書(Annual Report on the Operation of the Capacity Market)」を発行している。以下、2019 年度に実施された容量オークションについて分析した「Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20⁵⁴」の概要を示す。

(入札行動分析)

先述の通り、CMU は、最低価格を示す Exit Bid を提出できる。また、応札しない CMU は 自動的にオークションに残り、市場約定価格で契約を獲得する。各ラウンドにおいて、オー クション参加者は、主に以下の入札行動を利用できる。

- ・ <u>Exit Bid</u>...すべての CMU は、オークションから退出する価格を指定するオプションを 持っている。
- Proxy Exit Bid...プライステイカーCMU は、オークション期間中の任意の時点において、 プライステイカー閾値以下で Proxy Exit Bid を提出することができる。提出された Proxy Exit Bid はアクティブになり、後のラウンドで有効になる。
- ・ Duration Bid...入札者が特定価格にて要求する容量契約の「期間」を指定する
- Continue as Pre-refurbishing...改修 CMU は、既存契約に切り替える価格を指定することができる (その結果、1 年間契約の受領となる)

T-4 オークション(実需給年度: 2023/24年)における入札行動を見ると、参加者の81%が応札する一方、残り19%は応札しなかった。この非応札戦略は、CMUがT-4 オークションに残り、オークション約定価格を受け取ることにより、容量契約の権利を得ることを意図している55。 プライスメーカーの入札容量は13.7GW(約定: 3.6GW、非約定: 10.1G)であり、入札総容量の28%を占めている。一方、プライステイカーの入札容量は33.2GW(約定: 27.7GW、非約定: 5.5G)であり、入札総容量の69%を占めている。このほかにも改修前のプライステイカーが存在しており、入札容量は1.5GWとなっている。

(事前審査)

先述の通り、CMU は、オークション参加にあたり、容量市場規則及び容量市場ルールに

54https://www.ofgem.gov.uk/publications/annual-report-operation-capacity-market-201920

⁵⁵ Proxy Exit Bid の最初価格と最後価格の価格変化についても比較しており、CMU が Proxy Exit Bid に入札した場合、85%が変更されずに残り、15%が Proxy Exit Bid の価格を変更している。

おいて規定される要件を満たすことにより事前資格審査を受けなければならない。事前資格審査プロセスにおいて、National Grid ESO 社は、CMU から提出された申請を審査し、適格かどうかを判断する。

T-4 オークション(実需給年度: 2023/24年)における事前審査結果を見ると、合計 1,012 件の CMU の申請が行われ、申請ベースの容量は合計 71GW となっていた。このうち最終適格 CMU 数は 686 であり、適格認定された容量は合計で 63.2GW(構成比 88%)となっていた。一方、非認定容量は 7.7GW (構成比 11%)であり、この他にも、条件付認定容量が 0.4GW、審査却下が 0.12GW が存在していた。

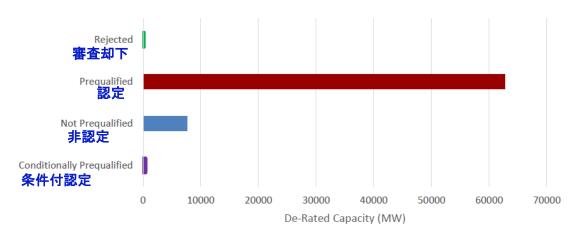


図 1-11 T-4 オークション(実需給年度: 2023/24 年)における事前審査結果 (出所) Ofgem「Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20」

CMUカテゴリー別にみると、事前資格審査を実施した71GWのうち、既存発電が42GW(構成比59%)となっており、次いで新設発電が19GW(同27%)となっていた。

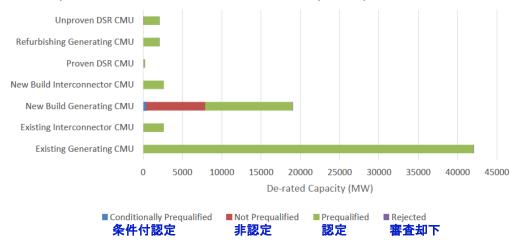


図 1-12 T-4 オークション(実需給年度: 2023/24 年)における事前審査結果(カテゴリ別) (出所) Ofgem「Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20」

さらに技術種別に見ると、ガス発電が 47.6GW と全体の 67%を占めており、次いで原子力

5.9GW (8%)、連系線が 5.3GW (7%)であった。なお、非認定となった容量の多くはガス発電となっていた。

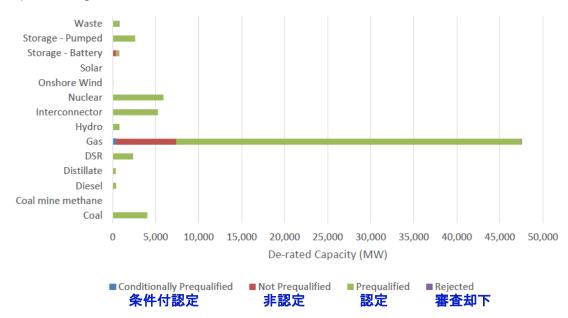


図 1-13 T-4 オークション(実需給年度: 2023/24 年)における事前審査結果(技術種別) (出所) Ofgem「Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20」

なお、事前審査において、DSR に関しては、実証済み DSR (Proven DSR)と実証なし DSR (Unproven DSR)に分けて審査が実施される⁵⁶。後者の Unproven DSR に関する必要な検査として、DSR Test が実需給年度開始 1 か月前、Metering Test が 4 か月前までの期間に実施される。

2) Deloito 社による Auction Monitor Report

Deloito 社は、BEIS からの委託により、オークション監視報告書として「Capacity Market auction: Auction Monitor report for T-4 auction for 2024 to 2025⁵⁷」を作成・公表している。当該報告書は、National Grid ESO 社が、容量市場実施主体として容量市場規則及び容量市場ルール、オークションガイドライン等にて規定された要件に基づいて責任を遂行しているかを監視するものである。当該報告書を通じて、容量契約を締結した入札者のリストを確認するとともに、オークションが適切に実施されていたか否かを監視する。

⁵⁶ 容量市場詳細規則 2021「3.9 Additional Information for a Proven DSR CMU」、「3.10 Additional Information for an Unproven DSR CMU」

^{57 &}lt;a href="https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/969492/T-4_2020_for_delivery_2024_25_Auction_Monitor_Report.pdf">https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/969492/T-4_2020_for_delivery_2024_25_Auction_Monitor_Report.pdf

1.2.2.3 卸電力市場における価格高騰と固定費回収

Ofgem による卸電力市場における入札行為と固定費回収の考え方について、基本的には ACER が REMIT Guidance⁵⁸や市場監視報告書において示した見解と同様であり、発電事業 者による限界費用入札ルール等は特に設定されていない⁵⁹。ただ例外として、系統における 混雑発生状態等により、潜在的な市場支配力行使の可能性が存在する場合は、「送電制約下におけるライセンス条件送電制約下におけるライセンス条件(TCLC: Transmission Constraint License Condition)⁶⁰」において、限界費用で入札するように規制している。

_

⁵⁸ https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/

⁵⁹ 詳細は、三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「令和元年度産業経済研究委託事業(経済産業政策・ 第四次産業革命関係調査事業費)「 諸外国の電力取引における不正取引の監視手法や監視体制に係る調査 報告書」」参照

⁶⁰ OFGEM Transmission Constraint Lincence Condition Guidance

mailto://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/Documents1/TCLC%20guidance%20consultation.pdf

1.2.3 ドイツ

1.2.3.1 供給力確保の考え方

ドイツでは、2011年以降、「エネルギー移行 (Energiewende)」として、脱原子力・脱化石燃料を図るとともに、再生可能エネルギーへの移行を進めてきた。ドイツ連邦政府は、ドイツ電力市場を取り巻く状況を踏まえた上で、新たな電力市場改革案として「電力市場 2.0⁶¹」を公表しており、供給安定性を確保しつつ市場メカニズムの活用を重視する方針を掲げている。これを受け、「新電力市場法(Strommarktgesetz) ⁶²」では、既存の電力市場を更に発展させる一方、容量市場に関しては導入を見送り、代わりに戦略的予備力として容量予備力(Kapazitaetsreserve)を導入することが示された。後述する通り、戦略的予備力は、 卸電力市場の枠外において、TSO が調達入札を通して電源を確保するものである。

なお、ドイツ連邦政府は、GHG 削減目標の達成手段の一つとして、石炭火力発電所のフェードアウト掲げており、2020 年 7 月には「脱石炭法(Kohleausstiegsgesetz) ⁶³」が、連邦議会(下院)及び連邦参議院(上院)において成立した⁶⁴。具体的には、ドイツ国内の褐炭・石炭火力発電所の設備容量を 2022 年までに 30GW まで減少させるとともに⁶⁵、2038 年までの 15年間に完全に廃止するとしている。さらに、2023 年からは 3 年おきに専門家委員会が、脱石炭の進捗状況を点検して政府に報告し、2032 年の時点で電力市場や雇用への悪影響が少ないと判断されれば、2035 年に褐炭・石炭火力発電所を完全に停止するとしている。

_

^{61 &}lt;a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-market-2-0.html">https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-market-2-0.html

^{62&}lt;a href="https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/StrommarktG/Strommarktgesetz_DIP.html">https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/Strommarktgesetz_UP.html

^{63 &}lt;a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Wirtschaft/kohleausstiegsgesetz.html">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Wirtschaft/kohleausstiegsgesetz.html

⁶⁴ 同法には、東部ブランデンブルク州など褐炭産地の産業転換やインフラ整備のため、総額 400 億ユーロの財政支援策等も盛り込まれている。

^{65 2017} 年末時点における国内の褐炭・石炭火力発電所の設備容量は 42.7GW であるが、12.7GW の設備停止(褐炭・石炭発電施設 24 基の停止に相当)により、2022 年末までに当該設備容量を 30GW まで減少。

1.2.3.2 供給力確保に係る制度設計~戦略的予備力

先述の新電力市場法に基づき改正された「ドイツエネルギー事業法(EnWG) 66」 では、第13条において系統運用における TSO の責任が規定されており、先述の容量予備力(第13条e)に加え、 系統予備力(第13条d)及び廃止予定の褐炭発電所の緊急時予備力利用(第13条g)などが規定されている。

(1) 制度概要

容量予備力に係る制度詳細は、EnWG 第 13 条に基づく「容量予備力令(KapResV) ⁶⁷」において規定されている。容量予備力は、制度的には戦略的予備力として定義されるものであり、対象発電容量は完全に卸電力市場から切り離されることとなる。以下、容量予備力の制度設計について概要を示す。

1) 役割

容量予備力用の対象発電容量は、ドイツTSO4社共同による調達入札を通じて確保する。 発電事業者が調達入札にて落札した場合、その発電容量の所有権は引き続き発電事業者が 持つが、TSO4社の管理下に置かれることとなる(KapResV第3条)。

落札した事業者に対しては、その調達入札における決済価格(シングルプライス方式)にて、当該事業者に対する待機コストへの補償として対価が支払われる。この事業者に対する補償支払の財源は、TSOが託送料金を通じて回収する。

2) 主な制度設計要素

容量予備力における主な制度設計要素として、入札参加要件、落札した発電事業者に対する補償支払い、入札において確保する電源容量について以下に示す。

(入札参加要件)

KapResV第9条では、入札への参加条件として、主に以下を規定している。

- ドイツ国内の電力系統に接続していること
- ・ コールド状態から最大負荷稼働までに必要な時間が12時間以内であること
- ・ 有効電力供給の指示が出されてから 15 分以内で最小部分負荷での稼働からリザーブ出力の 30%まで調整できること
- ・ 最小部分負荷は応札容量の最大50%であること

^{66 &}lt;a href="https://www.gesetze-im-internet.de/enwg">https://www.gesetze-im-internet.de/enwg 2005/>

⁶⁷ Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve、通称 Kapazitätreserveverordnung

< http://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/ >

(落札した発電事業者に対する補償支払い)

先述の通り、落札した発電事業者に対しては、発電所を稼働させるための待機コストとし て補償が支払われる。KapResV 第 12 条では、調達入札における事業者からの応札上限値と して€100,000 /MW/年が規定されており、従って補償額上限も当該価格となる。

(確保する電源容量)

容量予備力用の電源容量は、想定される年間のピーク負荷の平均値を参照にしつつ、ド イツ規制機関によって定期的に見直しが実施される。EnWG第13条eでは、2018/2019年冬 期に必要な容量は2GW、2020/2021年冬期は留保つきで同様の2GWとしている。

容量予備力に必要な容量は、ドイツ連邦経済技術省(BMWi: Bundesminiterium für Wirtschaft und Technologie)68が2018年10月31日までに検証及び決定しその後は2年ごとに見 直されるとしており、その結果は安定的な電力供給に関するモニタリング報告書として報 告される。

(容量予備力の稼働要件)

容量予備力は、通常は卸電力市場から隔離されている。EnWG第13条第1項及び第2項に 規定されている通り、容量予備力が稼働するのは、あらゆる手段を通じても供給不足を解 消できない場合のみであり、運用は以下の通りとなっている。

- 前日市場(EPEX SPOT Day-ahead Market)において、当該市場における電力供給量が不 足すると判明した場合、TSOは落札した発電事業者に対して稼働準備を要請する。
- 時間前市場(EPEX SPOT Intraday Continuous Market)においても、電力需要量が供給量を 上回っていた場合、TSOはまず、事前に確保していた調整電力を利用するなど、その 他適切な手段を実施する
- それでも電力供給不足が解消しない場合、容量予備力を稼働させる。容量予備力は、 なお、2022年1月末時点において、この容量予備力が稼働した実績等については確認さ れていない69。

(2) 調達入札の結果

対象とした調達入札が実施された。当該入札では募集調達容量 2,000MW に対して、落札容 量は 1,056MW となっていた。電源種別にみると、落札した 8 事業者は、すべてガス火力発 電となっていた。なお、落札価格は、68,000€/MW/年となっていた。なお、BMWi の外局で あるドイツ連邦ネットワーク庁(BNetzA: Bundesnetzagentur) ⁷⁰は、供給モニタリングを踏ま え、2,000MGW と調達容量の差分である 944MW について、特段の必要性は無いとの見解を

2019年12月1日には、第1回として、2020年10月1日~2022年9月30日の2年間を

^{68 &}lt;a href="http://www.bmwi.de/English/Navigation/ministry.html">http://www.bmwi.de/English/Navigation/ministry.html

⁶⁹ なお、容量予備力が実際に稼働した場合、発電計画に対して十分な供給ができなかった電力会社が一部 費用を負担する。

^{70 &}lt;a href="https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Home/home_node.html">https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Home/home_node.html

示している。

事業者名	電源種別	落札容量				
Lausitz Energie Kraftwerke AG	ガス火力	60MW×3 機				
	ガス火力	90MW×1 機				
Statkraft Markets GmbH	ガス火力	56MW×1 機				
	ガス火力	50MW×1 機				
RWE Generation SE	ガス火力	340MW×2 機				
		合計:1,056MW				

表 1-11 容量予備力の第1回調達入札における落札容量

(出所)ドイツ TSO 情報公開プラットフォーム Web サイト⁷¹

2022 年 10 月 1 日~2024 年 9 月 30 日(2 年間)を対象にした調達入札については、2021 年 9月1日から受付開始(入札日:12月1日)された。対象となる予備力容量は、同じく 2,000MW となっている。

(3) その他制度との関係

ドイツでは、容量予備力導入以前から、"冬季予備力"と呼ばれる制度を2013年より導 入していた。冬季予備力は、冬季における系統混雑の解消を目的とした再給電用電源を確 保するものである。冬季予備力は、ドイツ国内南北送電線の建設を念頭に置いて当初 2017 年末までの期限付き措置であったが、当該送電線の建設遅延を理由として、当該時限措置 は廃止され、"系統予備力(Netzreserve)"として、EnWG第13条e及び系統予備力条例 (NetzResV) ⁷²において詳細が規定されている。

系統予備力は、発電事業者が設備廃止を申請した発電所などから、TSO が系統運用上、 重要と判断した発電所を予備力として確保・運用するものである。具体的には、TSO によ る分析73に基づき BNetzA が決定した必要予備力容量に関して、TSO が発電事業者に対し て応募を呼びかける。希望する発電事業者は、TSO に対して応募申請し、必要要件が満た されれば系統予備力として登録される。系統予備力の要件は、TSO による応募にあたり規 定される⁷⁴。

系統予備力として取り置かれた電源は、維持費用・稼働費用などが補償される。なお、 容量予備力と同じように、卸電力市場とは別に取り置かれることになり、取引は認められ ない。さらに、系統予備力に指定された電源は停止申請が出されていた電源であり、普段

⁷¹ < https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve >

⁷² 旧 ResKV から改称

< https://www.gesetze-im-internet.de/resky/BJNR194700013.html >

^{73&}lt;https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen Institutionen/ Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalyse UeNB 2021.pdf? blob=publicationFile&v=3>

^{74&}lt;https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen Institutionen/ Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung Reservekraftwerksbedarf 2021.pdf? blob=publicationFile&v=3 >

は停止しているため、容量予備力入札への参加も認められていない。BNetzA が決定した 必要予備力容量の見通しは、以下の通りである。

- · 2020年/2021年冬期分—6,596MW
- · 2022年/2023年冬期分—10,647MW
- · 2024年/2025年冬期分—8,042MW

(4) BMWi によるモニタリング報告書

BMWi は、EnWG 第 51 条に基づき、2 年に一度、電力安定供給に係るモニタリング報告書を発表している。 2019 年 6 月には、当該報告書として「Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG⁷⁵」が公表された。当該報告書では、容量予備力の確保容量について、必要に応じて 2022 年 10 月 1 日までに調整が実施されるとしている。

なお、BMWi が上記のモニタリング報告書を策定するにあたって、BMWi により委託を受けた研究機関・シンクタンク 4 社(Fraunhofer 社、TEP 社、Consentec 社、r2b 社)が当該報告書のベースとなる分析を実施しており、2019 年 4 月には「欧州電力市場における安定供給の定義及びモニタリング⁷⁶」と題する報告書が公表された。当該報告書によると、検証した2030 年までのすべてのシナリオにおいて、リソースアデカシーが十分であることが示された。また、2021 年 4 月の更新版⁷⁷においても、検討したすべてのシナリオにおいて、リソースアデカシーが十分に確保されていることが示された⁷⁸。

_

⁷⁵ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.html

⁷⁷ <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/monitoring-the-adequacy-of-resources-in-the-european-electricity-markets-2021.html>

 $^{^{78}}$ 具体的には、電力不足量確率(LoLP: Loss of Load Probability)は、リファレンスシナリオでは 0 であった。感度分析が実施された代替シナリオにおいても LoLP は 0.003%であった(リソースアデカシー基準として得られる閾値 0.06%の 1/20 程度)。また、LoLE に換算すると、リファレンスシナリオでは年間 0 時間であり、感度分析の結果でも最大 0.25 時間であった。また EENS は、リファレンスシナリオではゼロであり、感度分析でも最大で年間 0.4 GWh となっていた。

1.2.3.3 卸電力市場における価格高騰と固定費回収

(1) 卸電力市場における上限価格制限の除外

先述の通り、ドイツ政府は、「電力市場 2.0⁷⁹」において、供給安定性を確保しつつ市場メカニズムの活用を重視することを掲げており、「新電力市場法⁸⁰」では既存の電力市場を更に発展させる一方、容量市場に関しては導入しないことが示された⁸¹。特に再生可能エネルギー法(EEG)によって補助を受けない従来型発電設備容量に関しては、将来的にも主に市場メカニズムと市場価格によって投資回収 (refinancing)を図る方針が示された。従って、ピークロード発電所は、自身の限界費用を超過する競争的価格を通じて、自身の投資費用を回収する必要がある。新電力市場法に基づき新たに規定された EnWG 第 1a 条第 1 項では、競争原則に基づく自由な価格形成を後押しするとともに、規制的な価格上限による価格制限を除外することを規定している。

(2) 発電・卸分野における独占禁止法及び卸エネルギー法による濫用監視のためのガイドライン

2019 年 9 月、連邦カルテル庁(BKartA: Bundeskartellamt)⁸²及び BNetzA は、独占禁止法 (kartellrechtliche)と卸エネルギー法の観点から、発電及び卸取引部門における濫用行為の規制のためのガイドラインとして「発電・卸分野における独占禁止法及び卸エネルギー法による濫用監視のためのガイドライン-ピーク価格及びその許容可能性-⁸³」を公表した。当該ガイドラインにおいて、BkartA は、発電における濫用行為の規制原理を規定しており⁸⁴、その目的の一つとして発電所に必要とされる投資に対して必要な法的確実性を提供することを挙げている。具体的には、当該ガイドラインは、自由価格の環境下において、"公平且つ競争促進的な需給バランスを反映したピーク価格は、エネルギー卸売法で禁止されている相場操縦として取り扱われない"ことを市場参加者に対して明確にすることを念頭に置いている。

1) 発電容量の投資回収

本ガイドラインでは、容量の投資回収について以下の見解を示している。

⁷⁹ https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-market-2-0.html

^{80 &}lt;a href="https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Stellungnahmen-Strommarktgesetz/Stellungnahmen-Strommarktgesetz">https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Stellungnahmen-Strommarktgesetz/Stellungnahmen-Strommarktgesetz Formular.html?gtp=181404 list%253D8>

⁸¹ 代わりに容量リザーブが電力市場の外の枠組として導入(EnWG 第13e条に準拠)

^{82 &}lt; http://www.bundeskartellamt.de/DE/Home/home_node.html >

⁸³ BkartA, BNetzA 「Leitfaden für die kartellrechtliche und ener-giegroßhandelsrechtliche Missbrauchsauf-sicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel – Preisspitzen und ihre Zulässigkeit」

 $< https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2019/27_09_2019_Leitfaden_Preisspitzen.html>$

⁸⁴ 本指針では、一次的な電力市場における濫用行為の主な意図、適用ルール及びコントロール範囲について規定するとともに、卸エネルギー取引に関する観点、特にピーク価格形成と濫用行為の関係性の観点からドイツ独占禁止及び REMIT の解釈に係る論点を扱っている。なお、詳細は、「令和元年度産業経済研究委託事業(経済産業政策・第四次産業革命関係調査事業費)「諸外国の電力取引における不正取引の監視手法や監視体制に係る調査報告書」」参照

- ・ 市場における発電設備容量の十分な提供は、この容量提供者が十分な貢献利益と限界 費用以上の収入を得られることを前提としている。
- ・ 発電電力の競争的マーケティングにおけるピーク価格は、基本的にその十分に高い収益または貢献利益の獲得に貢献する。
- ・ ピークロード発電所は、特にピーク負荷をカバーすることに貢献し、資本コストは比較 的低いが、その代わりに相当高い限界費用が掛かる。当該発電所の比較的高い限界費用 を超過するピーク価格形成の可能性は、本質的にこれらのようなピークロード容量の 十分な提供のための投資回収(financing)に貢献する。
- ・ またドイツ電力市場は、現在は特にエネルギー移行(Energiewende)の影響を受けており、 EEG に基づく財政支援による再生可能エネルギー発電の大量導入が進んでいる。EEG 補助による発電は、限界費用が非常に低いため電力需要を優先的に満たしており、一方、 EEG 補助を受けないその他発電容量は、その収入機会が残余需要のカバーのみとなる。
- ・ 従って、後者の発電所収益機会は近年減少した。これまでは原子力発電所が上記の残余 需要のカバーに大きく貢献していたが、今後段階的廃止が進められることにより、2022 年末までに EEG 補助を受けないベースロード容量として約 8.5GW が市場から撤退す ることになる。これにより、メリットオーダーは更に険しい曲線となり、それに応じて、 残りの発電所の収益機会にポジティブな影響を与える可能性がある。

2) 卸電力市場における自由且つ競争的な価格形成の重要性

また、卸電力市場における自由且つ競争的な価格形成の重要性について、以下の通り示している。

- ・ 機能する卸電力市場は、短期的には効率的な発電所運用、長期的には効率的な発電所容 量の提供にとって非常に重要である。
- ・ 価格シグナルは、新設・増設、近代化、再稼働、計画停止スケジュール、季節的修繕、 発電所の一時的閉鎖や恒久的廃止など、需要に応じた容量適応のためのインセンティ ブとなる。自由且つ競争的な価格形成の歪みは、発電所群の非効率な構成とそれに伴う 福利厚生の損失をもたらす。
- ・ 発電所運営者は、自身の発電設備容量のマーケティングにおいて長期的最適化プロセスに基づき運用しており、卸電力市場において供給者及び需要家双方として行動する。
- ・ 発電所の運営者は、スポット市場価格が自身の発電所の限界費用を超過している場合、 発電電力量の売却によって追加的貢献利益を得ることが出来る。一方、スポット市場価 格が限界費用を下回る場合には、契約した供給義務を自身の発電所によってではなく、 電力購入によってカバーする方が合理的である。

1.2.4 フランス

1.2.4.1 供給力確保の考え方

フランス政府は、2000年2月10日電力自由化法(Law no. 2000-108)85第8条に基づき発令さ れた「電力生産に係る複数年度投資計画に関する2003年3月7日の行政命令86」により「複 数年度投資計画87 (PPI)」を策定した。フランスエネルギー規制委員会(CRE: Comission de regulation de l'energie)88は、PPI目標達成に向け不十分だと判断した場合、競争入札の手続 きを開始することが出来る。また、2016年10月にはPPIに代わりPPE89が策定されており、 中期目標年(2016~2018年、2019~2023年)における電源別の導入計画が提示されている。

またフランスTSOであるRTE社は、2年に1度、供給信頼度報告書を、エネルギー担当大 臣に提出することが2000年電力自由化法で義務付けられていた。当該報告書の主な目的 は、直近5年間において電力システムをどのように構築していくか現実的な展望を描くこ とと、長期的な需給バランスシナリオを分析すること、の2つであり、分析に基づいて供 給力不足が見込まれる場合は、RTE社の警告に基づきCREが入札要請(Emergency Call for tenders)を実施することが出来る。

更に、2010年12月、フランス政府は、「電力市場における新組織法」(NOME: Nouvelle Organisation du Marche de l'electricite)⁹⁰を制定した。NOMEは、主要制度の一つとして容量 証書制度を提示しており、2017年度より取引が開始されている。

正式名称: LOI n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;;
jsessionid=332029BE71091D01C57E7B59857F76F3.tpdjo13v_2?cid Texte=JORFTEXT000000750321&categorieLien=id>

⁸⁶ Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité http://www.developpement-durable.gouv.fr/-PPI-et-appels-d-offre,238-.html

⁸⁷ PPI: Programmation pluriannuelle de investissements de production d'électricité

^{88 &}lt;http://www.cre.fr/>

⁸⁹ PPE: Programmation pluriannuelle de l'énergie

^{90 &}lt;a href="http://www.fournisseurs-electricite.com/loi-nome">http://www.fournisseurs-electricite.com/loi-nome

1.2.4.2 供給力確保に係る制度設計~容量市場(分散型)

フランスでは、冬季における電力ピーク需要が増大傾向にあり、これに対応した供給力確保が課題となっていた。この課題を解決するため、NOMEでは、主要施策の一つとして、小売事業者に対して、冬季のピーク需要に対応した供給力確保義務を課しており、その後、Decree No. 2012-1405⁹¹において容量証書制度の制度概要が制定されるに至った。

(1) 制度要素

1) 役割

フランスの容量証書制度は、分散型の容量市場と位置付けられるものである。容量市場に おいては、主に発電事業者や DR 事業者などの容量運営者(Capacity Operator)が容量証書を販 売し、主に小売事業者などの容量義務主体(Obligated parties)が、容量確保義務達成のために 容量証書を購入する。

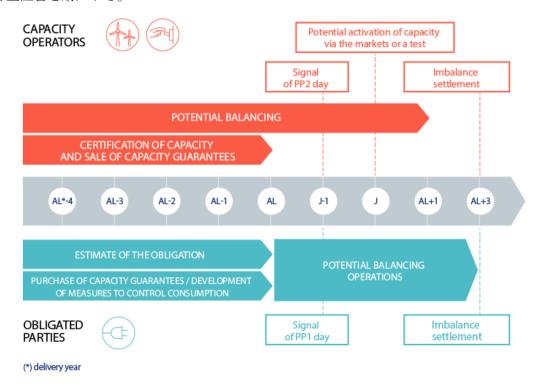


図 1-14 容量メカニズムの対象事業者及びスケジュール

(出所) RTE, "Participate in the capacity mechanism92"

(容量運営者)

容量運営者は、冬季のピーク時において必要な供給力を確保することが求められる。容量 運営者は、当該制度の運営主体である RTE 社に対して、提供容量(発電容量もしくは負荷削

40

^{91 &}lt; https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000026786328/>

⁹² RTE, "Participate in the capacity mechanism"

減容量)の認証申請を実施し、RTE 社から容量証書を取得する。この容量証書は、相対契約や取引所取引(EPEX SPOT)などの市場を通じて、容量義務主体に対して販売することが出来る。

また、容量運営者は、当該ピーク時において、提供した証書に相当する容量を供給する義務がある。具体的には、実需給年度(AL)の4年前(AL-4)の10月31日までに実需給年度の発電容量を証明する(=容量認証を受ける)必要がある。DR運営者は、容量を証明する義務はないが、実需給1年前(AL-1)の10月31日までに実需給年の容量を証明することを選択することも可能である。

(容量義務主体)

容量義務主体は、自らの顧客の冬季需要ピークに応じた容量証書を確保する義務を負う。 必要な容量を確保するにあたっては、自社供給に加え、相対契約や取引所取引(EPEX SPOT) により調達することも利用可能である。

実需給年の5年前に実施されるRTE社によるアデカシー評価による国全体の容量必要量等やそれに基づき決定されるパラメータを参考に、各小売事業者は、受渡年のピーク時における顧客の電力需要に相当する必要容量を算出する。

2) 義務量の確定

受渡の後、RTE 社により、容量義務主体に対して PP1、容量運用者に対して PP2 と称される検証が行われ、実需給年の冬季(11月~3月)のピーク時における電力消費量等が計測される⁹³。RTE 社は、この検証結果に基づき、各容量義務主体の容量義務量を算出・決定する。この際に用いられる計算式は次のように決められている。

小売事業者の容量義務量=セキュリティ係数×[PP1で計測された顧客の電力消費量 +認証された消費削減量+気温感応度係数×(参照気温−実際の気温) ¾

(容量インバランス料金95)

容量運用者及び容量義務主体は、以下の計算式に基づき、容量インバランスを清算する必要がある。RTE 社は、受渡年の3年後の3月20日より前に、容量インバランス精算額を各

 $^{^{93}}$ PP1 の対象日は、消費シナリオ分析に基づき RTE により選ばれる。毎年、1 月 \sim 3 月の期間から 11 日、11 月 \sim 12 月の期間から 4 日、合計 15 日が PP1 の対象日となり、前日(午前 9:30)に公表された後、検証が実施される。各日とも、 $7:00\sim15:00$ と $18:00\sim20:00$ の時間帯が対象となる。一方、PP2 は、Capacity operators が提供した容量の有効性に関する検証である。時期は冬季(11 月 \sim 3 月)で、対象時間帯も PP1 と同一である。毎年 15 日 \sim 25 日が対象となり、そのうち 15 日は PP1 と同じ日に行われるが、残りの対象日(0 日 \sim 10 日)においては PP2 のみが実施される。なお、11 月と 3 月における対象日の数は、PP2 全体の対象日数の 25%を超えてはならないとされている。

⁽出所: RTE, "Méthode de choix des jours PP1 et PP2")

⁹⁴ 出所:一般財団法人日本エネルギー経済研究所「平成 28 年度電力系統関連設備形成等調査事業(海外の容量メカニズムに関する調査)」(平成 29 年 3 月)

⁹⁵ RTE, "Le calcul de l'écart d'un AO et d'un RPC et les prix de règlement des écarts"

事業者に通知する。

○容量運用者

・差分(Ecart) = 有効と認めたられた発電容量-容量証書提供量

○容量義務主体

・差分(Ecart) = 容量証書の登録量-容量義務量

容量証書提供者及び容量義務主体ともに、マイナスの容量インバランスとなった場合、罰金を支払う必要がある。罰金額は、"供給リスクあり"と"供給リスクなし"の場合で区別され、前者は系統全体の不足が 2GW を超えた場合を指す。以下、主なパラメータを示す。

- · Padministré: 政府により決定される額である。
- ・ PREC: EPEX スポット市場で行われた取引結果に基づき決められる容量インバランス に対応する参照価格である。2020 年より、受渡年の前年の最後のオークションの価格 に相当することとなった。
- ・ K: 当事者にとってインバランスが発生することが損失であることを認識させ、公に示された供給セキュリティレベルを遵守することへのインセンティブを高めるために設けた変数である。RTEによれば、現在、kの値は0.2に設定されている。

精算額単価 (€/ MW)

供給リスクあり 供給リスクなし

(- Ecart) ≦1 000 MW Padministré (1+k)×PREC

(- Ecart) >1 000 MW Padministré {2- {(1- k)/(| Ecart|)} × 1000}×PREC

= {2- {800 /(| Ecart|)}} × PREC

表 1-12 マイナスのインバランスの場合における精算額

(出所) RTE, "Le calcul de l'écart d'un AO et d'un RPC et les prix de règlement des écarts"

一方、プラスの容量インバランスであった場合は、算出された額を受け取ることができる。 受け取り額の計算方法は、容量インバランスが 1,000 MW 未満か否かで以下の通り異なって いる。

表 1-13 プラスのインバランスの場合における精算額の計算式

	精算額(€)の計算式
Ecart < 1,000 MW	(1-k)×PREC×MW
Ecart ≥ 1,000 MW	(1-k)×PREC×1000(MW)

(出所) RTE, "Le calcul de l'écart d'un AO et d'un RPC et les prix de règlement des écarts"

近年の Padministré の値と PREC(インバランスの参照価格)の値は下表の通りである。

表 1-14 Padministré 及び PREC(インバランスの参照価格)の値

受渡年	Padministré (€/MW)	PREC の参照価格 (€/ MW)
2019	40,000	17,365.3
2020	60,000	16,583.9
2021	60,000	39,095.4
2022	60,000	23,899.9

(出所) RTE, "Le calcul de l'écart d'un AO et d'un RPC et les prix de règlement des écarts"

(2) オークション結果

フランスでは、EPEX SPOT が容量証書の取引市場として、容量オークション(Capacity Auction)を開設している。2021 年には計 6 回のオークションが実施されているが、実需給年 2022 年の価格推移をみると、第 5 回(2021 年 10 月 28 日開催)は ϵ 31,500/MW と大きく上昇したが、直後の第 6 回(2021 年 12 月 9 日開催)では ϵ 23,900/MW まで減少した。また第 3 回で (2021 年 6 月 24 日開催)は実需給年 2021 年を対象としたオークションも実施されており、 ϵ 39,100/MW という価格となっていた ϵ 6。

表 1-15 EPEX SPOT における容量オークション(2021 年実施)

		第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回
実需給年	F	11/03/2021	22/04/2021	24/06/2021	23/09/2021	28/10/2021	09/12/2021
2022	価格(€)	2,830	2,815	2,882	2,990	3,150	2,390
2022	証書数	31,273	33,438	36,727	42,318	41,912	118,932
2021	価格(€)	_	_	3,910	_	_	-
2021	証書数	_	_	6,309	-	-	-
2020	価格(€)	_	_	-	500	_	-
2020	証書数	_	_	_	4,492	_	_
0010	価格(€)	_	_	-	_	-	-
2019	証書数	-	-	-	-	-	-
2010	価格(€)	500	_	-	_	-	-
2018	証書数	1,442	-	-	-	-	-
2017	価格(€)	_	_	-	_	_	_
2017	証書数	_	_	-	_	-	_

(出所)EPEX SPOT Web サイトより MURC 作成

-

⁹⁶ 第1回(2021年3月11日)においては、実需給年2018年のオークションが実施。これは、RTEにより決定された有効容量レベルの公表後、市場参加者がポジションを閉じることを可能にした最後のオークションであった。

1.2.4.3 卸電力市場における価格高騰と固定費回収

CRE による卸電力市場における入札行為と固定費回収の考え方について、基本的には ACER が REMIT Guidance⁹⁷や市場監視報告書において示した見解と同様であり、発電事業 者による限界費用入札ルール等は特に設定されていない⁹⁸。また CRE では、支配的電気事業者である EDF 社に対する市場監視として、EDF 社による入札行動、具体的には、電力スポット市場価格と、最適モデルによる計算結果に基づく EDF 社発電施設の限界費用との差等について恒常的に分析している。

.

^{97 &}lt;a href="https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/">https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/

⁹⁸ 詳細は、「令和元年度産業経済研究委託事業(経済産業政策・第四次産業革命関係調査事業費)「諸外国の電力取引における不正取引の監視手法や監視体制に係る調査 報告書」」参照

1.2.5 イタリア

1.2.5.1 供給力確保の考え方

イタリアでは、他の EU 加盟国と同様に、自然変動電源の導入が進展する一方で、従来型火力発電所の設備容量は減少の一途を辿っている。2019年7月にイタリア政府が公表した「国家エネルギー・気候変動計画(NECP: National Energy and Climate Plan)⁹⁹」では、2025年までに石炭火力発電を段階的に廃止するとともに、野心的な再エネ導入目標を掲げており、目標年である 2030年には国内電力需要の約 55%を再エネが賄う供給構造になるとしている¹⁰⁰。

2019 年 EU 域内電力市場規則第 20 条第 3、4 項に基づく「イタリア国家実施計画(Italian Implementation Plan) ¹⁰¹」においても言及されている通り、イタリアでは、電源構成が大きく変容していく中で、特に夏季における電力需要のピーク先鋭化及びピーク頻度増加に起因する電力系統のアデカシーに対する懸念が顕在化している。イタリア TSO である Terna 社による「2019 年版イタリア・アデカシー報告書(Rapporto Adeguatezza Italia 2019)¹⁰²」によると、夏季の厳しい気象条件(猛暑)下においては、イタリア国内全体、特に北部・中北部地域における適正予備率(adequacy margin)を充足するために、近隣諸国からの電力輸入が必須となっている。従って、近隣諸国においても同時に電力不足が発生している場合、ピーク負荷をカバーし、系統アデカシー及びサービス品質を担保する十分なリソースが不足する可能性が高くなる¹⁰³。是正措置が講じられない場合、電力系統は、ますます危機的な運用状況に陥ることを当該報告書では指摘していた。

欧州委員会は、この Terna 社によるアデカシー評価等に基づき、2018 年欧州委員会決定¹⁰⁴ において、イタリア政府によるアデカシー懸念及びその解決策としての容量メカニズム導入は正当化されるとの見解を示した¹⁰⁵。

102 https://www.terna.it/en/electric-system/dispatching/adequacy>

^{99 &}lt;a href="https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it final necp main en.pdf">https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it final necp main en.pdf

¹⁰⁰ NECP によると、2030 年における再エネ導入容量は 95.2GW であり、そのうち約 70GW は太陽光と風力によるものである。https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/piano_di_implementazione_reg_ue_943_2019-

mercato elettrico.pdf>

 $^{^{103}}$ 同報告書によると、中長期(2025-2030 年)にわたり、イタリア電力系統が、LoLE 最長 3 時間のアデカシー基準を満たすために、少なくとも 54GW の火力発電容量と+3GW の追加的な設備を必要とすることが示されている。一方、2025 年までに石炭火力全廃(7.2GW 相当)へのコミットメントを主な要因として火力発電容量は大きく減少する見込みである。したがって、仮に新規設備容量がなく、2025 年までに火力発電所設備容量が 50GW 未満となる場合、LoLE 時間は約 30 時間となり、イタリア国内と欧州の双方で採用されたアデカシー基準の 10 倍以上となる。

¹⁰⁴ State Aid SA.42011 (2017/N) – Italy – Italian Capacity Mechanism

< https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42011 >

¹⁰⁵ Italian Implementation Plan

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/italy market reform plan.pdf>

1.2.5.2 供給力確保に係る制度設計~容量市場(集中型)+ 信頼性オプション

2019 年 6 月 28 日付経済開発省布告(Decree of the Ministry of Economic Development)に基づき、イタリアは、信頼性オプションに基づく容量市場を導入した¹⁰⁶。また、2018 年欧州委員会決定で述べられているように、イタリア規制当局であるエネルギーネットワーク及び環境規制機関(ARERA:Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)は、計画されている市場改革が供給アデカシーと安全性に及ぼす影響を定期的に再評価し、特にその必要性を再評価するために、2019 年 EU 域内電力市場規則の規定と整合的する形で、容量メカニズムの機能を毎年モニタリングすることにコミットしている。

イタリアでは完全実施フェーズと初期実施フェーズの 2 段階に分けて容量市場を導入するとしており、初期実施フェーズを経て、完全実施フェーズに移行する。完全実施フェーズではリードタイムは 4 年間となっており、最初の数年間は 2 つのフェーズが並行して実施される。

(1) 制度概要

1) 役割

イタリア容量市場は、TSO である Terna 社が集中型オークションを通じて電力容量を確保する仕組みであり、Terna 社と容量提供者との間では、信頼性オプションが取引される。容量提供者は、一定の年間プレミアム(=報酬)と引き換えに、実需給時における電力供給をコミットする。Terna 社は、毎年のオークション実施前に、イタリア国内のアデカシー評価を実施・更新する。

なお、オークションは、前日市場(MGP)と同様に市場分割方式となっており、エリア単位で実施される。すなわち、市場参加者は、自らが所在するエリアに対して入札するが、エリア間送電容量限界に応じて、他のエリアのアデカシーに寄与することができる¹⁰⁷。

2) 主な制度設計要素

オークション規則は、2019年6月28日付経済開発省布告によって承認された規則及び関連附属書に定義されている¹⁰⁸。以下、主な制度設計要素を示す。

(オークションプロセス)

イタリア容量市場は、メインオークションに加えて、調整オークション及び二次的市場から構成される。メインオークションは、多段階競り下げ方式(最大 21Round)にて実施され、

^{106 &}lt;a href="https://www.terna.it/en/electric-system/capacity-market/regulations">https://www.terna.it/en/electric-system/capacity-market/regulations

¹⁰⁷ 先述の通り、この市場分割方式は、前日市場においても利用されている。オークションの結果、予想される系統潮流が送電限度を超えない場合、オークション清算価格はすべてのエリアで同一であり、すべての容量提供者は、そのエリアに関係なく、同じプレミアムを受け取ることになる。対称的に、送電限度を超過する場合、異なる清算価格を持つ2つ以上の市場エリアに「分割」される。

^{108 2021} 年 10 月 21 日付省令により一部修正

第1ラウンドにおいて、オークション参加者は、プレミアム(単位: EUR/MW/年)及び容量(単位: MW/年)を記載した入札を提出する¹⁰⁹。オークションに応札しなかった適格容量、及び不適格容量(例:補助金を受けた容量)は、0 EUR/MW/年で提供されたものとみなされ、いかなるプレミアムも受け取ることはできない。

供給曲線は、オファーを昇順で提示することによって得られる。契約容量及び落札者に支払われるプレミアムは、需要曲線と供給曲線との交差から生じる。プレミアムは、限界価格原理(pay-as-clear)に基づく決済価格として定義される。

既存容量と新規容量は、それぞれ異なる入札価格上限、すなわちプレミアム上限が設定されており、既存容量は $25,000\sim45,000€/MW/$ 年、新規容量は $75,000\sim95,000€/MW/$ 年の間で設定されることとなっている 110 。2019年に開催された最初の 2回のオークション(実需給年: 2022年と 2023年)に関して、ARERA は、2019年 9月 3日決議第 363/2019 号により、既存施設 33,000€/MW/年、新規施設 75,000€/MW/年として上限価格を設定した 111 。

(調整オークションと二次的市場)

メインオークションの後に実施される調整オークションは、アデカシー目標調整を目的とした入札手続であり、容量所有者は、容量義務について再交渉できるようにするものである。これにより、TSOは、実需給期間に向けて調達容量を調整できるようになるとともに、メインオークションに参加しなかった新規容量など新たに参加者を拡大することができる。また二次的市場では、容量提供者が最後の調整オークションの後、実需給開始の1カ月前までにポジションを再交渉できるようにすることで、さらなる柔軟性を導入することを目的としている。

(容量オークションの対象事業者)

オークションへの参加は任意であり、新規・既存の火力発電だけではなく、貯蔵施設、再 エネ電源¹¹²及び DSR、また国外リソースにも参加が許可されている。

オークションにおいて落札した容量提供事業者は、自分の容量義務に対する報酬(プレミアム)を事前に把握することができる。また、容量提供事業者は、一定の年間報酬と引き換えに、給電時におけるエネルギー供給をコミットする。

実需給期間に関しては、初期実施フェーズと完全実施フェーズでは、新規容量及び既存設備容量、それぞれに対して異なる期間が設定されている。初期実施フェーズにおける実需給期間は、既存施設は1年間、新規施設は15年間となっている。ただし、新規容量は、以下の条件を満たす場合にのみ、15年間の契約期間とすることができる。

-

 $^{^{109}}$ 第 2 ラウンド以降、プレミアム(単位: EUR/MW/年)は引き下げることができるが、容量(単位: MW/年)は変更することはできない。

¹¹⁰ 既存容量は「コンバインド・サイクル・ガス火力発電所の年間固定運転コスト(減価償却費を除く)」、 新規容量は「CONE の上限値」を参考にしてイタリア当局が計算する。

^{111 &}lt;a href="https://www.arera.it/it/docs/19/363-19.htm">https://www.arera.it/it/docs/19/363-19.htm

¹¹² ただし、FIT などの他制度等によりインセンティブを得ている場合はそれを放棄する必要がある。

- 新たな設備容量または大幅に改修された発電容量を構成し、
- かつ投資コストが、ピーク技術における平均投資コストの 40%を下回らない場合(単位: EUR/MW)

一方、完全実施フェーズにおける実需給期間は、既存施設は3年間、新規施設は15年間 となっている。

(需要曲線の設定)

TSO である Terna 社による調達容量は、LoLE、VoLL 及び CONE に基づいて算出され、イタリアは目標 LoLE を約3時間/年として設定している。Terna 社は、LoLE を満たすために調達が必要な利用可能容量(CDP: Capacit'Probabilitibile)を推計する需要曲線を設計する。必要な CDP は、TSO が、リソースアデカシー評価と同様の方法を用いて定義する。

イタリアの電気系統は 6 つの異なるゾーンに分けられており、発電適性評価は各ゾーン に対して異なるレベルの信頼性を示している。従って、各ゾーンの需要曲線を決定する必要 がある。

(調整係数、De-rating factor など)

容量市場参加者は、自らの CDP に基づいて容量を提供することができる。CDP は、ユニットの使用不可能率を表すパラメータ(例: De-rating 113)を考慮して事前に評価される。なお、デマンドレスポンス(DR)に関しては、発電技術と比較して限定的な利用可用性ととなることを考慮し、CDP に対してさらに調整係数($0\sim1$ の間)を乗じるとされている。

(各種パラメーターの決定プロセス)

行使価格は、容量市場参加者が卸電力市場において電力量(kWh 価格)を供出することに対する要求価格として位置付けられる。行使価格を決定する方法論は、入札の前に発表される。行使価格は、変動費が最も高い技術(ピーク技術)の標準時間変動費の水準としており、2017年6月にOCGTの標準変動費は \in 125/MWhと計算した。なお、初期実施フェーズにおいては、行使価格は上記の1.5倍、すなわち \in 187/MWhとして設定されており、完全実施フェーズに移行後、 \in 125/MWhとして設定される。

(小売事業者による費用負担)

容量市場に係わる費用は、エネルギー引出地点毎の給電利用者(主に小売事業者)に対して 月次ベースで課金される料金によって、TSOである Terna 社が回収する¹¹⁴。この料金の価値 は、容量提供者に対するプレミアムから、行使価格を上回る場合に容量提供者が TSO に対 して返金した額を差し引いた額となる。各給電利用者に対する課金は、主に系統ピーク負荷

De-rating factor は、オークション前に、過去のデータに基づき算出される。この De-rating factor は、 故障確率、技術、環境及び法的制約等に基づき、発電種別に異なる数値が設定される。

¹¹⁴ TSO は、容量市場における費用回収以外の目的で料金の収益を使用することはできない。

3) 容量提供事業者の義務と不履行時の罰則措置)

容量市場で取引される商品は、信頼性オプションである。すなわち、容量提供事業者は、自らの容量義務を果たすためには、エネルギー市場(前日市場(DAM)と時間前市場(ID)より構成)、または給電サービス市場(DSM: Dispatching Service Market)(アンシラリーサービス市場と需給調整市場により構成)において、オファーの提出が可能である必要がある。オークションの結果、選定された容量提供事業者の権利・義務等は以下の通りである。

- ・ 一定期間(MW/年)において利用可能とされた設備容量に対して、Terna 社から年額固定 プレミアム (€/MW/年)を受け取る権利;
- ・ 約定容量についてエネルギー市場においてオファーする義務。また DSM において、前 日市場・時間前市場で約定しなかった当該容量をオファーする義務
- ・ エネルギー市場及び DSM における電力販売から生じる報酬を受け取ることが出来る。 ただし、行使価格を通じて受け取り可能な最高価格が設定される ⇒エネルギー市場及び DSM における基準価格(Reference Price)と行使価格との間の正の 差額を返済する義務

(払い戻し義務)

実需給期間中、オークションにて落札した容量提供事業者は、基準価格が行使価格を上回るときはいつでも、その差額を TSO に支払う義務を負う。基準価格は、以下の通り設定される。

表 1-16 基準価格の設定

	基準価格			
Case	入札価格<=行使価格	入札価格>行使価格		
エネルギー市場において入札し <u>約定</u>		前日市	場価格	
エネルギー市場において入札し <u>非約定</u>		①と②の大きい方	①と②の大きい方	
or		⇒①前日市場価格	⇒①前日市場価格	
エネルギー市場において 入札せず + DSMにおいて	入札し	⇒②行使価格	⇒②DSMにおける入札価格	
<u>約定</u>				
エネルギー市場において入札し <u>非約定</u>			①と②の大きい方	
or			⇒①前日市場価格	
エネルギー市場において 入札せず +DSMにおいて <i>入</i>	入札し		⇒②DSMにおいて最後に約定	
<u>非約定</u>			した入札価格	
エネルギー市場において入札し <u>非約定</u> + DSM 平	常時	①と②の大きい方		
において 入札せず		⇒①前日市場価格		
or		⇒②DSMにおいて最後に約定	した入札価格	
エネルギー市場において 入札せず +DSMにおい	小巾土	フ 4 1 十担 !-	ナバナフ目上圧物	
て 入札し <u>非約定</u>	少時	人 示ット巾場に	おける最大価格	

(出所) 2019 年 6 月 28 日付経済開発省布告より MURC 作成

払戻義務は、容量提供者が関連市場でオファーを供出しているかどうかにかかわらず適用される。したがって、容量提供者は、特に基準価格が行使価格を上回る可能性が高い場合には、契約容量をオファーするインセンティブを与えられる。同時に、支払義務は、基準価格で契約容量をオファーしなかった容量提供者事業者に対するペナルティを意味している(基準価格を受け取っていないにも関わらず、基準価格から行使価格を差し引いた金額をTerna 社に支払わなければならないため)。

さらに Terna 社は、一時的かつ確定的な義務の不履行の場合には、容量提供者に対して 異なる措置を講じる。

八米五	ア 母にの中美	7th ma
分類	不履行の定義	措置
暫定的不履行	容量提供者が、少なくとも当該月の	Terna 社は、不履行が生じた月の容
	総時間数の一定割合(現行の規制で	量報酬の支払を停止
	は25%)にわたって、契約能力の一定	
	の割合(現行の規制では 80%)を当該	
	月に提供できない場合	
最終的不履行	暫定的不履行が一定の月数(現行の	容量提供者は、不履行の1ヶ月目
	規則では3か月、ただし契約期間が	から3ヶ月目までの各月について
	この月数より短い場合は 3 月未満)	既に受け取った容量報酬を払い戻
	にわたって継続する場合	さなければならない。
		Terna 社は、調整オークションまた
		は二次市場において、相当の契約
		容量を再配分

表 1-17 義務不履行時の措置

(出所) 2019 年 6 月 28 日付経済開発省布告より MURC 作成

(2) オークション結果

イタリアでは、第1実施期間において、これまでに2回(2019年11月6日(2022年受渡)と2019年11月28日(2023年受渡))の容量オークションが開催されている。第1回オークション(2022年受渡)では、落札総量は40,919MWとなっている。内訳をみると、既存施設34,758MW及び新設施設1,767MWに加えて、国外施設が4,394MWとなっている。第2回オークション(2023年受渡)では、落札総量は43,411MWとなっている¹¹⁵。内訳をみると、既存施設35,013MW及び新設施設4,004MW¹¹⁶に加えて、国外施設が4,394MWとなっている¹¹⁷。

¹¹⁵ オークション総額は14億7,500万€

¹¹⁶ 新規施設 4,004MW のうち 3,997MW が実需給期間 15 年となっている。

¹¹⁷ 第1、2回ともに、既存施設及び新規施設の落札容量の中には、再エネ電源による落札容量(第1回 1GW 程度、第2回 1.3GW 程度) が含まれている。

第1,2回ともに、既存施設と新規施設の容量報酬プレミアムは、それぞれ33,000€/MW/年及び75,000€/MW/年となっており、上限価格での落札となっている。一方、国外施設は、一部のエリアにおいて上限価格4,400€/MW/年を下回る落札結果となっている¹¹⁸。

また第2回について電源種別にみると、全落札容量の78%が火力発電、3%が再エネ、その他が19%となっている。

表 1-18 第1回及び第2回オークションにおける割当 CDP 及びプレミアム(国内施設)

		第1回				第2回			
エリア	既存	施設	新規施設		既存施設		新規施設		
エッノ	割当CDP	プレミアム	割当CDP	プレミアム	割当CDP	プレミアム	割当CDP	プレミアム	
	MW/年	€/MW/年	MW/年	€/MW/年	MW/年	€/MW/年	MW/年	€/MW/年	
北部	21,465	33,000	1,276	75,000	21,284	33,000	2,631	75,000	
中北部	1,272	33,000	49	75,000	1,308	33,000	65	75,000	
中南部	4,233	33,000	305	75,000	4,651	33,000	804	75,000	
南部	2,581	33,000	84	75,000	2,927	33,000	162	75,000	
カラブリア	3,185	33,000	0	75,000	2,891	33,000	0	75,000	
シシリー	1,878	33,000	53	75,000	1,797	33,000	342	75,000	
サルディーニャ	144	33,000	0	75,000	155	33,000	0	75,000	
合計	34,758	_	1,767	-	35,013	_	4,004	_	

(出所)Terna 社 Web サイトより MURC 作成^{119,120}

表 1-19 第1回及び第2回オークションにおける割当 CDP 及びプレミアム(国外施設)

	第	10	第2回		
隣接エリア	割当CDP	プレミアム	割当CDP	プレミアム	
	MW/年	€/MW/年	MW/年	€/MW/年	
北部	4,241	4,400	4,241	4,400	
中南部	104	3,449	104	3,449	
南部	49	4,000	49	4,000	
合計	4,394	_	4,394	_	

(出所)Terna 社 Web サイトより MURC 作成

118 第2回に関して、既存施設及び新規施設に関しては、入札容量の全ての容量が落札。一方、国外施設に関して、入札容量 4.7GW に対して落札容量は 4.4GW 程度となっている。

^{119 &}lt;a href="https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-madre-2022-mercato-della-capacita">https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-madre-2022-mercato-della-capacita

^{120 &}lt; https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/rendiconto-asta-capacity-market-2023>



図 1-15 第2回オークションにおける割当 CDP と調達総額

(出所)Terna社 WebサイトよりMURC作成¹²¹

1.2.5.3 卸電力市場における価格高騰と固定費回収

2019 年 EU 域内電力市場規則(Regulation (EU) 2019/943) 同規則第 20 条第 3、4 項に基づく「イタリア国家実施計画(Italian Implementation Plan)」では、容量市場導入の理由として、卸電力市場における価格高騰を通じた固定費回収の考え方について、イタリア政府として以下の見解を述べている。

- 卸電力市場において、火力発電所のエネルギー量(MWh)への依存度が低下することは、 当該発電所における期待利益の減少を意味している。固定費回収が難しくなることに より、結果として、火力発電所は、閉鎖に追い込まれる経済的状況に陥ることとなる。
- 希少価格は、理論的には、容量の維持・設置にあたり適切なインセンティブを提供する 可能性がある。しかしながら、希少性に係る条件は、発生頻度及び重大度において極端 に不確実であり、また不規則でもある。したがって、再エネ大量導入による運転時間減 少とそれに伴う利益減少という文脈において、投資家は、不確実な希少性レントの期待 に基づいて意思決定することに対して消極的となっている。
- このような市場状況、すなわち従来型発電所によるベースロード部分が減少しピークロード部分のみカバーする状況下においては、スポット市場だけでは投資支援のための価格シグナルを提供することができず、したがって系統に十分なリソースを提供することができない。

-

 $^{^{121} \}quad < https://lightbox.terna.it/en/capacity-market-auctions-recap >$

さらに、同計画では、信頼性オプションに基づく容量市場について、卸電力市場との関係性について以下の見解を述べている。

- ・ 容量市場は、スポット市場から獲得したであろう不確実報酬(いわゆる希少性レント)と 引き換えに、容量提供者に対し一定の報酬を与えるものである。基本的契約構造は、供 給者と需要家の間のリスクをより効率的に配分し、安定供給に必要な容量を確保する ものである。
- ・ 同時に、信頼性オプションは、電力価格に制限を設けることなく、容量提供者に対する 偶発的利益(Windfall profits)を回避するとともに、容量メカニズムに関連する容量提供 者の負担費用を低減することができる。すなわち、電力価格は、希少性レベルまで自由 に上昇し続け、短期的給電のための適切なインセンティブを提供することができる。
- ・ さらに、容量提供者に対する払戻義務は、負荷追従型(load following)であり、該当する 時間単位における実需要に基づいて TSO が事後的に計算する。したがって、それは、 入札意思決定及び、最終的には、市場価格形成に対する制限または歪曲的な影響を意味 しない。

1.3 北米における供給力確保関連政策

1.3.1 米国

1.3.1.1 NERC 供給信頼度評価

2005 年エネルギー政策法(EPAct 2005)第 1211 条「電力信頼度基準」では、系統の信頼性強化のため、電力信頼度機関(ERO: Electric Reliability Organization)の設置が規定されている。北米電力信頼度協会(NERC: North American Electric Reliability Corporation) 122 は、2006 年 7 月に FERC より ERO として認定を受けており123、北米における基幹電力系統(BPS: Bulk Power System)の信頼性及び安全性に係るリスクを効果的・効率的に低減する義務を担っている。具体的には、北米 BPS の義務的信頼度基準の策定及びその遵守を監視するとともに、将来の信頼度評価等を実施する。

NERC 信頼度基準は、信頼度基準開発プログラムを通じて策定、採択及び承認され、FERC Order に準拠して発効する¹²⁴。NERC は、登録主体(registered entities)¹²⁵による NERC 信頼度 基準の遵守監視プロセスを構築しており、遵守執行プロセスを通じて制裁措置等を講じることができる¹²⁶。

また、NERC は、信頼度評価に関して、将来 10 年間のアデカシーを評価する長期的信頼 度評価(Long-Term Reliability Assessment)と直近の夏季/冬季を対象とする夏季/冬季評価を実 施している。長期信頼度評価に際しては、基準予備率(Reference Reserve Margin)に基づき期 待される予備率について評価が実施される¹²⁷。

1.3.1.2 容量市場の導入状況

米国では、1990 年代後半以降、北東部州の RTO/ISO を中心に集中型の容量市場の導入が進んでおり、1998 年に ISO-New England、1999 年に NY-ISO において制度が開始された。さらに、2007 年には PJM においても集中型の容量市場が導入されている ¹²⁸。一方、CAISO や MISO では、それぞれ 2006 年、2009 年より分散型の容量義務が導入されている。

NERC Web サイト< https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx >

¹²³ FERC が認定した ERO は、NERC 及び 6 つの地域信頼度協議会(Regional Entity)により構成

¹²⁴ 当該法的責任は、連邦電力法(FPA)第 215 条(e)及び 18 C.F.R. §39.7 にて規定

¹²⁵ 基幹電力系統(BPS)の所有者、運用者及び利用者等は、NERC 信頼度基準を遵守する義務がある。当該 事業者等は、自らが位置する地域信頼度協議会を介して NERC に登録する必要がある(=登録主体)

¹²⁶ NERC は、登録主体による NERC 信頼度基準の履行に関して、地域信頼度協議会に依拠している。地域信頼度協議会は、管轄区域内における登録主体の遵守状況を監視するとともに、承認済みの信頼度基準に対する全ての違反による影響緩和策、更には罰則・制裁を講じる責任を負う。

出所: NERC Web サイトhttps://www.nerc.com/pa/comp/Pages/Reliability-Assurance-Initiative.aspx

^{127 &}lt;https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Pages/default.aspx>

¹²⁸ この背景として、北東部州における RTO/ISO では、FERC Order888・889 の前から、既に電力プール市場が構築されており、供給予備力等に関する取り決め等も存在していたことが指摘されている。

1.3.2 PJM

1.3.2.1 供給力確保の考え方

PJM ではその設立当初から、LSE に対して供給力確保を義務付けていた。容量市場導入 以前においては、LSE は、自社設備保有と相対契約により義務量確保するだけであったが、 1998 年の ISO 認可と同時に導入された容量クレジット市場の導入により、LSE は、当該市 場を介して義務量を確保することが可能となった。容量クレジット市場では、各 LSE が市 場参加者となり、自らの義務量の過不足をクレジットとして市場で売買していた。

さらに、2007 年からは、容量クレジット市場に代わり、新たな容量市場として信頼度価格モデル(RPM: Reliability Pricing Model)が導入された。RPM においても LSE に対する供給力確保義務は継続されるが、RPM では、PJM 自身が全 LSE の代表として、全体で必要となる供給力を一括してオークションで調達することとなった。電源に関して、エリア内の既設電源のうち、LSE が相対で確保した容量以外はすべて、この RPM オークションに参加することが義務付けられている。

RPM オークションにより PJM 全体の供給力確保量が決定すると、配電事業者はエリア内の最大需要に対する各 LSE の寄与度を、前年度実績を基準に決定し、義務量を算出する。これに基づき、各 LSE は、地域別信頼性料金(Locational Reliability Charge)の支払いを実施する。

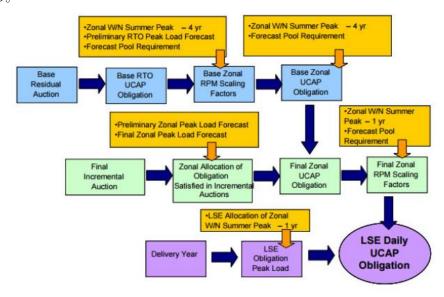


図 1-16 BRA から UCAP 義務量の決定までのプロセス

(出所)PJM「Manual18: Capacity Market」

1.3.2.2 容量メカニズムに係る制度設計~容量市場(集中型)

(1) 制度概要

1) 容量オークション

RPM オークションは、受渡年度の 3 年前に "ベースオークション(BRA: Base Residual Auction)" が実施され、その後、受渡年度までに必要に応じて "増分オークション(IA: Incremental Auction)" が実施される¹²⁹。BRA においては、PJM が LSE に代わり買い手となり、需要曲線を設定して買入札を実施し、義務容量を一括して確保する。この需要曲線は、Net CONE を "目標予備率(IRM: Installed Reserve Margin)+1.0%" とし、"IRM-3%" で 1.5×Net CONE、"IRM+5%" で 0.2×Net CONE となる曲線の形状を設定する。この需要曲線と容量提供者の入札に基づき形成される供給曲線の交点において決済価格が決定する。なお、供給曲線は、地域別(LDAs: Locational Deliverability Areas)に形成される。

2) LSE による義務

LSE は、原則として RPM への参加が義務付けられている¹³⁰。ただし、オプトアウトとして、自社保有設備や相対契約を通じて供給力を確保する "固定リソースリクワイアメント (FRR: Fixed Resource Requirement)" による代替を選択することもでき、この部分については RPM 参加義務の対象から除外される¹³¹。

先述の通り、RPM オークションでは PJM が義務容量を一括確保するが、LSE は、地域別信頼性料金を支払う責任を負う。地域別信頼性料金は、確保義務容量として"日次ゾーン別実効容量義務(Daily Zonal UCAP Obligation)"と、"最終ゾーン別容量価格(Final Zonal Capacity Price)"を乗じて日次で算出され、受渡年度に毎週請求される。

3) 容量提供者の義務

(前日市場へのスケジュール提出)

RPM オークションで落札した RPM リソース、及び FRR リソースは、前日市場へスケジュールを提出しなければならない^{132,133}。スケジュールに関して、市場販売者(主に発電事業者)は、前日市場においてセルフスケジュール(Self-schedule)とする、または、前日市場にオファーし PJM が発電をスケジュールすることを認めるかを選択することができる¹³⁴。

なお、RPM 及び FRR としてコミットしたリソース以外のリソースについては、前日市場

https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m18.ashx

¹²⁹ IA では、供給力の差替や、信頼性要件の増減により、事前に確定した容量レベルを調整する。

¹³⁰ PJM 「Manual 18: PJM Capacity Market」

¹³¹ 原則として、最低連続 5 年間以上の容量受け渡し期間である必要がある。FRR の適格要件は、PJM の信頼性保証協定(RAA: Reliability Assurance Agreement)附則 8.1 において詳述されている。

¹³² セルフスケジュール電源である場合や停止により稼働できない場合においても、提出が義務付けられている。

¹³³「PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operation」においても規定されている。

¹³⁴ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx

へ入札は任意となっている135。

(不履行時の罰則措置136)

容量提供者は、容量提供義務を果たせなかった際(停止や登録容量への不足等)に金銭的ペナルティを支払わなければならない。基本的に金銭的ペナルティは、容量提供者の容量収入(決済容量(MW)×決済価格)から差し引かれる。RPM 及び FRR として容量の提供にコミットしたリソースに係わる罰則等としては、主に以下が挙げられる。

- ・ 容量リソース不足負担金(Capacity Resource Deficiency Charge)
- ・ 送電修繕遅延ペナルティ負担金(Transmission Upgrade Delay Penalty Charge)
- ・ 発電リソース格付テスト不合格負担金(Generation Resource Rating Test Failure Charge)
- ・ 負荷マネジメントテスト不合格負担金(Load Management Test Failure Charge)

4) 容量要件の前提

(IRM の設定¹³⁷)

PJM は、PJM の信頼性原則及び基準(Reliability Principles and Standards)に合致する水準の信頼性を提供する容量リソースの算出の測定値として予備率(IRM)を用いて、予測プール要件(FPR: Forecast Pool Requirement)を決定する。

- IRM は、平均1日/10年の LoLE を満たすのに必要な予測ピーク負荷を上回る設備容量の水準(%)である¹³⁸。(2022年/2023年受け渡し年の BRA における IRM: 14.5%)
- ・ FPR は、IRM 及びプール全体の事故停止率(EFORd: Equivalent Forced Outage Rate)¹³⁹に 基づき計算される¹⁴⁰。PJM においては、容量要件(Capacity Requirement)及び義務の設定 にあたり、IRM 及び FPR がファクターとして用いられる。これらのファクターは、容量受渡年の3年前に設定される。

表 1-20 PJM における IRM の推移

受渡年	2018 /2019 年	2019 /2020 年	2020 /2021 年	2021 /2022 年	2022 /2023 年
IRM	16.1%	16.0%	15.5%	14.7%	14.5%

(出所) Monitoring Analytics 「2021 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September」

なお、PJM では供給力の評価にあたり、実質有効設備容量(UCAP: Unforced Capacity)の概

57

¹³⁵ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations

https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx

¹³⁶ PJM 「Manual 18: PJM Capacity Market」, Section 9

¹³⁷ PJM 「Manual 18: PJM Capacity Market」、「Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis Manual 」

¹³⁸ IRM は、「Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis Manual の Section 1.4 で規定される計画プロセスに則り、PJM が決定する

^{139 2022} 年/2023 年対象の BRA におけるプール平均 EFORd は、5.08%と設定された。

¹⁴⁰ FPR = (1 +) IRM * (1 −平均 EFORd)

念を導入している。具体的には、設備容量(ICAP: Installed Capacity)に対し、先述の事故停止率(EFORd)を加味することにより、UCAPを算出する¹⁴¹。

IRM を用いて決定される FPR は、BRA の受渡年毎に算定されており、直近の BRA(2022 /2023 年受渡)においては、1.0868 と設定された 142 。FPR に予測ピーク負荷を乗じると、信頼 度基準を満たすために必要な UCAP が算定される。また、IRM と FPR は同じ予備力の水準 を示すものの、可用性のステータスが異なる IRM は設備容量で示され、FPR は UCAP 143 で 示される 144 。

(必要供給力の算定)

PJM は、年次で実施する「PJM Reserve Requirement Study(RRS) ¹⁴⁵」における分析通じて、必要な供給力の見直しを実施している¹⁴⁶。RSS では、仮定に基づき 11 カ年分の IRM を算定し、容量の受渡年度の FPR を決定し「Eleven-Year Reserve Requirement Study」として公表している。IRM の算定は、LoLE(1 日/10 年)に基づいており、PRISM (Probabilistic Reliability Index Study Model)と呼ばれるモデルを主なツールとして算定されている。目標調達量には、厳気象条件、気象条件、経済条件、発電機の停止等による負荷変動が考慮されている。

なお、PJM は、NERC 及び Reliability First (RF)の妥当性基準、計画リソースの妥当性分析、評価、文書化の要件を満たすために RRS を使用している。

(容量要件 vs リソース供給)

PJM の容量要件は、エネルギー要件(Energy Requirement)と運転予備力要件(Operating Reserve Requirement)から構成される。中でも、エネルギー要件は、PJM の負荷予測に PJM 管轄域外への相対契約販売分を足した容量である。一方、運転予備力要件は、PJM の裁量によりコミットされる追加容量である¹⁴⁷。

一方、リソース供給は、①PJM 管轄域外からの相対契約購入分、②PJM 会員によるセルフスケジュール電源¹⁴⁸、③プールスケジュール及びコミット電源¹⁴⁹、④PJM 裁量により運転予備力要件を満たすための追加的容量の4つで構成される。

-

¹⁴¹ UCAP = ICAP \times (1 - EFORd)

¹⁴² PJM ^[2022/2023] RPM Base Residual Auction Planning Period Parameters ^[143]

¹⁴³ 前述の RAA においては、強制停止事象の影響を除去した後の発電能力の MW レベルを UCAP と定義 している

¹⁴⁴ PJM 「Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis」

https://www.pim.com/~/media/documents/manuals/m20.ashx

 $^{^{145}}$ PJM $\lceil 2021$ PJM Reserve Requirement Study- PJM Resource Adequacy Planning- $\rfloor <$ https://www.pjm.com/-/media/planning/res-adeq/2021-pjm-reserve-requirement-study.ashx>

¹⁴⁶ RSS は、「PJM Manual 20:PJM Resource Adequacy Analysis」に則り、実施されている

¹⁴⁷ Day-ahead Scheduling Reserve 要件として定義。

¹⁴⁸ PJM 会員によりセルフスケジュールが PJM に対して提出されるリソースを指し、緊急時を除き給電指令の権利を当事者が有する。

¹⁴⁹ 前日市場及びリアルタイム市場に入札されたリソース及び容量であり、エネルギー及び予備力要件を満たすために、PJM によりスケジュールされるものである。

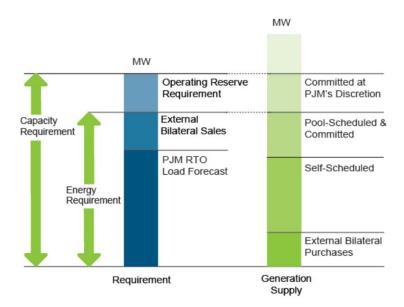


図 1-17 PJM におけるリクワイアメントの概念

(出所)PJM「Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations」

5) 容量パフォーマンス

PJM では、2014 年冬期における極渦(polar vortex)に伴う需給逼迫の経験から発電パフォーマンスのための投資を奨励するためにより強いインセンティブの必要性が明らかになったこと、石炭火力発電から天然ガス火力発電への急速かつ前例のないシフトは電力価格を急低下させ、発電所の更新及び近代化に必要な投資が妨げたこと等を踏まえ¹⁵⁰、容量パフォーマンス(CP: Capacity Performance)制度へ移行した¹⁵¹。

CPにおいては、PJMが電力系統の緊急事態に対応するために必要であると判断した場合、発電ユニットはいかなるときも供給コミットメントを果たす必要がある。この要件を満たすことにより、発電ユニットは、より高い報酬を受けることが可能であり、設備の近代化、燃料供給の強化、異なる燃料の使用への適応に投資することが期待される。

6) 需要側リソースの扱い

(決済容量推移)

需要側リソースは、2007 年/2008 年~2011 年/2012 年受け渡し対象時のネガワット取引専用市場(ILR: Interruptible Load for Reliability)による暫定的な措置の適用を経て、2012 年/2013 年受け渡し以降、容量市場 BRA に統合されている。PJM における直近の BRA(2022/2023 年受渡)においては、合計 144,477MW が約定され、発電リソースが 131,542MW を占めたのに対し、需要側リソースは、DR の約定容量が 8,812MW(オファー: 10,513MW)、エネルギー効率の約定容量が 4,811MW(オファー: 5,057MW)を占めた。

¹⁵⁰ PJM「Capacity Performance at a Glance」 < 20150720-capacity-performance-at-a-glance.ashx (pjm.com)> 151 移行期間を経て、2020 年/2021 年受け渡し対象分以降、Capacity Performance に統合された。

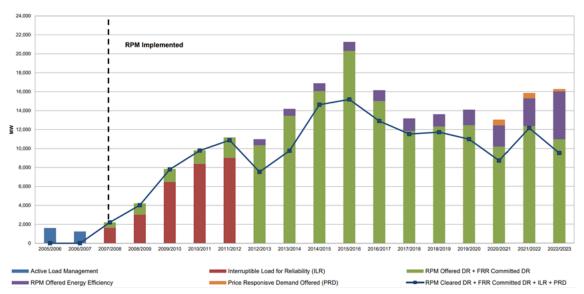


図 1-18 需要リソースの容量市場参加容量の推移

(出所)PJM「2022/2023 RPM Base Residual Auction Results」

(需要側リソースの調整係数)

PJM においては、発電容量評価の基準として、UCAP の概念が用いられているが、需要側リソースの評価にも同じく UCAP の概念が用いられている。需要側リソースの UCAP は、定格出力に調整係数として、FPR を乗じて算定される 152 。この FPR は、BRA の各受け渡し年毎に算定されており、直近の 2022 年/2023 年受け渡し対象の BRA においては、1.0868 と設定された 153 。

(需要側リソースの審査及び登録154)

PJM の容量市場においては、需要側リソース¹⁵⁵の実効性審査の仕組みとして、負荷マネジメントテスト(Load Management Test)を設けている。負荷マネジメントテストは、容量受け渡し期間内に PJM が需要側リソースに対して発動を指令しない場合において実施される¹⁵⁶。負荷マネジメントテストにおいては、DR リソースのパフォーマンス能力が評価されることとなっており、具体的には、コミットメントに対する需要削減量(MW)が審査される。なお、負荷マネジメントテストが不合格(failure)であった際は、ペナルティとして、負荷マネジメ

¹⁵² PJM 「PJM Manual 18 PJM Capacity Market」, PJM 「Terminology for ICAP, UCAP, CIRs, and ELCC: Definitions and Functions」 < https://sdc.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/ccstf/2020/20200625-workshop/20200625-item-03-terminology-for-icap-ucap-cirs-and-elcc-definitions-and-functions.ashx>

¹⁵³ PJM 「2022/2023 RPM Base Residual Auction Planning Period Parameters」

ントテスト不合格負担金(Load Management Test Failure Charge)が CSP に課せられる。負荷マネジメントテスト不合格負担金の金額は、①CSP の容量市場加重平均日時収入(Weighted Daily Revenue Rate)¹⁵⁷の 1.2 倍、または②容量市場加重平均日時収入に 20 ドルをを加えたもののいずれか大きい方でとなっている¹⁵⁸。

また、需要側リソースの提供者は、以下の情報を PJM の DR ハブシステムに当該容量の 受け渡し年度の 10 営業日前までに登録しなければならない¹⁵⁹。

- 顧客固有の計画及び検証用負荷管理情報
- ・ 指定された負荷管理レベル確立のための顧客固有情報(ピーク負荷貢献、冬期ピーク 負荷、配電損失係数、通知期間、事業サービスレベルデータ(夏期及び冬期)、保証負 荷削減データ(夏期及び冬期))
- ・ 需要側リソースの名称(需要側リソース登録を容量交換システム(Capacity Exchange system)内でモデル化される適切な需要側リソースにリンクするため)
- 需要家サイトの負荷マネジメント商品タイプ
- ・ 適切なバックアップを伴う連絡窓口(PJM からの通知を確実にし、通知プロセスを適時に実行するため)

(2) 主要パラメーター等の設定

1) Net CONE の設定

2022/2023 年受け渡し対象の BRA の新規電源建設の総コスト(Gross CONE: Cost of New Entry)は、2019 年 4 月に FERC が承認した PJM の 4 年毎の見直し申請(Quadrennial Review file(Docket No. ER19-105))に基づいている。PJM の容量市場における指標価格(Net CONE)は、新規電源建設の総コストから、他市場利益を差し引いた上で、PJM 全体の 5 年平均事故停止率(EFORd)¹⁶⁰を考慮して算定される¹⁶¹。例えば、2022/2023 年受け渡し対象の BRA における RTO エリアの Net CONE は以下のように算定される¹⁶²。

- ・ 新規電源建設の総コスト: \$107,175 (MW・年)
- ・ 容量市場以外において得られる利益: \$16,924 (MW・年)
- PJM 全体の5年平均事故停止率:5.08%
- Net CONE 算定式:

=(新規電源建設の総コストー他市場利益163)÷ 365 ÷(1-平均事故停止率)

¹⁵⁷ CSP の容量市場におけるコミットメントに対して、CSP に支払われる金額を指す。

¹⁵⁸ PJM Load Management and Price Responsive Demand Performance Report 2020/2021

< https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/drs/2021/20211004/20211004-item-05-lm-perf-report.ashx>

¹⁵⁹ PJM 「PJM Manual 18 PJM Capacity Market」 https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m18.ashx

^{160 2022/2023} 年受け渡し対象の BRA における PJM 全体の 5 年平均事故停止率は、5.08%と設定された。

¹⁶¹ 他市場利益を差し引いた新規電源建設の総コストを、(1-EFORd)で除して算出する。

 $^{^{162}\,}$ PJM $\,^{\lceil}2022\text{-}2023$ RPM Base Residual Auction Planning Parameters - RPM CONE and E&AS Values for 2022/2023 Base Residual Auction - $\,\rfloor$

¹⁶³ Net CONE の算定にあたり考慮される他市場利益とは、エネルギー市場及びアンシラリーサービス (E&AS: energy and ancillary services)から得られる利益を指す。他市場利益の算定方法としては、地域別のエネルギー市場総利益(前日市場及び時間前市場収入想定値から発電コスト想定値が差し引かれる)を、

 $=(\$107,175-\$16,924) \div 365 \div (1-0.0508) = \$260.50 \text{ (MW} \cdot \exists)$

2022/2023 年受け渡し対象の BRA における地域別の Net CONE は下表において示されるように全地域において 2021/2022 年と比較して減少した。

表 1-21 2021/2022 年及び 2022/2023 年受け渡し対象の地域別 Net CONE

Table 3 - Net CONE for PJM RTO and LDAs for 2021/2022 and 2022/2023 BRAs

CONTRACTOR ASSESSED		2021/2022 BRA				2022/2023 BRA				Change in Net CONE	
20	Gross CONE ICAP Terms	E&AS Offset ICAP Terms	Net CONE ICAP Terms	Net CONE UCAP Terms	Gross CONE ICAP Terms	E&AS Offset ICAP Terms	Net CONE ICAP Terms	Net CONE UCAP Terms	Net CONE UCAP Terms	Net CONE UCAP Terms	
Location	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Day)	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Year)	(\$/MW-Day)	(\$/MW-Day)	(%)	
RTO	\$135,309	\$24,851	\$110,459	\$321.57	\$107,175	\$16,924	\$90,251	\$260.50	-\$61.07	-19.0%	
MAAC	\$134,831	\$34,293	\$100,538	\$292.69	\$107,627	\$22,703	\$84,925	\$245.12	-\$47.57	-16.3%	
EMAAC	\$133,144	\$25,365	\$107,779	\$313.77	\$108,000	\$18,144	\$89,856	\$259.36	-\$54.41	-17.3%	
SWMAAC	\$140,953	\$49,968	\$90,985	\$264.88	\$109,700	\$25,530	\$84,173	\$242.95	-\$21.93	-8.3%	
PS, PS NORTH	\$133,144	\$19,580	\$113,564	\$330.61	\$108,000	\$14,997	\$93,003	\$268.44	-\$62.17	-18.8%	
DPL SOUTH	\$133,144	\$30,032	\$103,112	\$300.18	\$108,000	\$26,173	\$81,827	\$236.18	-\$64.00	-21.3%	
PEPCO	\$140,953	\$42,911	\$98,043	\$285.42	\$109,700	\$19,786	\$89,914	\$259.52	-\$25.90	-9.1%	
ATSI, Cleveland	\$133,016	\$27,607	\$105,409	\$306.87	\$105,500	\$25,642	\$79,858	\$230.50	-\$76.37	-24.9%	
COMED	\$133,016	\$14,728	\$118,289	\$344.36	\$105,500	\$19,626	\$85,874	\$247.86	-\$96.50	-28.0%	
BGE	\$140,953	\$57,026	\$83,928	\$244.33	\$109,700	\$31,273	\$78,427	\$226.37	-\$17.96	-7.4%	
PL	\$134,124	\$30,826	\$103,298	\$300.72	\$105,500	\$18,744	\$86,756	\$250.41	-\$50.31	-16.79	
DAYTON	\$133,016	\$25,650	\$107,366	\$312.56	\$105,500	\$27,090	\$78,410	\$226.32	-\$86.24	-27.6%	
DEOK	\$133,016	\$25,567	\$107,449	\$312.80	\$105,500	\$28,023	\$77,477	\$223.63	-\$89.17	-28.5%	

(出所)PJM「2022/2023 RPM Base Residual Auction Planning Period Parameters」

(モデルプラント・CONE 推定値の設定)

PJM の 2022/2023 年受け渡し対象の BRA のパラメータは、FERC に対する 4 年毎の見直し申請及び FERC 承認に基づき改訂された。理論的新規発電プラント(theoretical new power plant)¹⁶⁴、即ちモデルプラント及び CONE 推定値の設定については、外部機関である The Brattle Group 及び Sargent & Lundy による分析レポート「PJM 新規電源コストー2022 年 6 月 1 日接続の燃焼タービン及びコンバインドサイクルプラントー (PJM Cost of New Entry Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with June 1, 2022 Online Date)」が、FERC に対する申請時の添付文書として提出され、審査された^{165, 166}。

CONE 推定値は、The Brattle Group 及び Sargent & Lundy によるボトムアップ分析を踏まえて、設定された¹⁶⁷。具体的には、プラントを建設するための資本コスト、即ち、EPC(エン

[&]quot;Uplift"と強制停電率を踏まえ調整した価格に、アンシラリーサービス利益を足して計算される。(注: "Uplift"は、PJM による混雑緩和や、発送電設備の脱落への対応等に伴い給電指令が計画と乖離し、市場参加者に損失が生じる際にそれを補填するために支払われる。)

⁽出所: PJM「Zonal Average Supporting Data, Preliminary Forward-Looking E&AS Revenue Offset(1/13/2021)」) 164 PJM においては、リソース(Reference Resource)と呼ばれている。

¹⁶⁵ 改訂に伴い、モデルプラントは、従来の General Electric Frame 7FA 燃焼タービンプラントから、より高効率な General Electric Frame 7HA 燃焼タービンプラントへ更新された。モデルプラントの特定にあたっては、The Brattle Group 及び Sargent & Lundy による、至近年に開発されたプラントの技術的・経済的分析、技術・規制・インフラに関する分析、従前の CONE の分析が行われた。

¹⁶⁶ 当該レポート部分の抜粋は、PJMWeb サイトにも掲載されている。

https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notices/reliability-pricing-model/20180425-pjm-2018-cost-of-new-entry-study.ashx

¹⁶⁷ PJM Docket No. ER19-105-001, Periodic Review of Variable Resource Requirement Curve Shape and Key Parameters, Attachment E, Exhibit 2 (2018 CONE Study)

ジニアリング、調達、建設)コスト¹⁶⁸の推計に続いて、EPC 以外の資本コスト¹⁶⁹が推定された。これらの推計とは別途、人件費、資材費、固定資産税、保険料を含む年間の固定運転・保守(O&M)コストが推計された。なお、モデルプラントのコスト評価年数は、20 年間と設定された。

(MOPR における電源種別最低価格の設定¹⁷⁰)

PJM の 2022/2023 年受け渡し対象の BRA では、最低入札価格規則(MOPR: Minimum Offer Price Rule)に基づく最低価格が、電源・リソース種別に設定されている。

州政府による補助金支援を受けた原子力、石炭火力、コンバインドサイクル、燃焼タービン発電の最低価格は、電源種別の新規電源建設の総コストから地域別の他市場収益を差し引いた上で、電源種別の平均事故停止率(EFORd)を考慮して算定される。

一方、州政府による補助金支援を受けた太陽光発電、風力発電については、電源種別の新規電源建設の総コストから地域別の他市場収益を差し引いた上で、電源種別の容量価値 (Capacity Value)を考慮して算定される。電源種別の容量価値は、太陽光発電(固定型):42.0%、太陽光発電(追従型):60.0%、洋上風力:17.6%、陸上風力:26.0%となっている。

2) 最低入札価格規則(MOPR)

MOPR は、買い手側の市場支配力の行使を防ぐことを主な目的として設けられたものであり、一定の新規発電リソース及び設備更新容量が、競争的に RPM オークションに確実に提供されることを担保している 171,172 。 MOPR は、 2017 年 5 月に実施された $^{2020/2021}$ 年の受け渡し分の BRA において発効した 173 。

MOPR においては、新規リソースからの入札が競争的であるか否かを判断するための最低入札価格審査プロセスを課すことで、RPM オークションにおいて決済価格を人為的に押し下げることを防いでいる。

(買い手側の市場支配力)

PJM は、買い手側の市場支配力(BSMP: Buyer-Side Market Power)を、以下のように定義し

-

¹⁶⁸ 設備、材料、人件費、EPC 契約費を含む。

¹⁶⁹ プロジェクト開発、資金調達費用、ガス・電力相互接続費用、在庫を含む。

¹⁷⁰ PJM ^[2022-2023] BRA Default MOPR Floor Offer Prices for New Entry Capacity Resources with State Subsidy, \$\(\)/MW-Day (UCAP Basis) \(\)

^{171 &}lt;a href="https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/ccppstf/20170912/20170912-mopreducation.ashx">https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/ccppstf/20170912/20170912-mopreducation.ashx>

 $^{^{172}}$ ただし、2019 年の改訂版 MOPR においては、州政府や自己供給のビジネスモデル、即ち市場外からの支援に MOPR を適用することが目指され、買い手側の市場支配力ではなく、価格抑制に焦点があてられた

^{173 2017} 年 5 月に実施された PJM の 2020/2021 年の受け渡し分の BRA においては、MOPR に則り、対象条件に合致する設備容量 20MW 以上のガス火力を対象として、発電リソースの種別及び地域別の Net CONE である 135.85 ドル/MW・日~1,335.23 ドル/MW・日が MOPR の最低価格として設定された。 https://pjm.com/directory/etariff/FercDockets/6239/20210730-er21-2582-000.pdf

た上で、BSMPの実行について説明している174。

- ・ BSMP は、"負荷影響力(load interest)¹⁷⁵を有する市場参加者が、当該市場参加者のポートフォリオ全体の利益のために、市場決済価格を抑制する能力"と定義される。
- ・ BSMP の実行には、実行能力及びインセンティブの両方が必要である。BSMP の行使は、 "市場における売り手のポートフォリオ、または、LSE のポートフォリオの全体的な利益のために、市場決済価格を抑制するために、市場参加者が負荷影響力を伴う反競争的 行為、または、負荷影響力の方向に向かって不経済的に低い容量市場価格をオファーすること"と定義され、禁止されるものとする。

参考: RPM における BSMP 行使の考え方¹⁷⁶

RPM においては、容量に対する需要は負荷予測と Net CONE に基づいて確立される。 従って、負荷(load)は、RPM の BRA から需要を直接控除できないという意味で、買い手側の市場支配力を行使することができない。一方で、負荷は、市場コストを上回るコスト (競争価格を上回るコスト)を持つリソースの自社による発電設備建設または自己供給 (self-supply)を通して、間接的にその「正味負荷(net load)」を減少させたり、差し引いたりすることが可能である。これに続くステップとして、市場の決済価格を引き下げるために、競争水準より低い価格(ゼロが最も理にかなっている)でそのリソースをオファーすると、市場コストを上回るリソースを供給するためのコストよりも、正味負荷にサービスを提供するための全体的なコストのほうが、コストを上回る場合に便益をもたらす。

ここで、BSMP について、簡単な例を用いた概略を示す。例えば 1,000MW の供給力の確保義務を負う LSE が、半分に当たる 500MW 分を自社による発電設備建設または調達契約を踏まえ、容量市場にゼロ円入札することにより、決済価格を引き下げる。これにより、RPM において 1,000MW を調達する場合と比較して総支出を抑えることが可能となる。このような例においては、BSMP が存在し、MOPR による最低価格が適用される。

BSMP の行使にかかる例示

- o ①LSE が 1,000MW を RPM 決済価格 140 ドル/MW・日で調達する場合の支出:
 - ◆ 1,000MW×140 ドル/MW・目=140,000 ドル/日
- ②LSE が 1,000MW のうち 500MW を 250 ドル/MW・日で自社による発電設備建設または調達契約し(A)、残りの 500MW を RPM 決済価格 25 ドル/MW・日で調達する(B) 場合の支出:
 - ◆ 500MW×250 ドル/MW・目=125,000 ドル/日 -A

64

^{174 &}lt;a href="https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/cifp-mopr/2021/20210616/20210616-cifp-mopr-pjm-proposal-summary-of-the-updated-pjm-mopr-proposal.ashx">https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/cifp-mopr/2021/20210616/20210616-cifp-mopr-pjm-proposal-summary-of-the-updated-pjm-mopr-proposal.ashx

¹⁷⁵ PJM において、負荷影響力とは "MOPR の目的上、容量市場における売り手、容量市場における買い手の関連会社によるか、または容量市場の買い手が対象の発電容量リソースに関して契約上の権限を有する事業体によるかを問わず、PJM 管轄地域内で負荷を提供する責任を意味するもの"と定義される。(出所)PJMWeb サイトhttps://agreements.pjm.com/oatt/3904

¹⁷⁶ PJM Memorandum- Subject: MOPR Proposal Presented at the PJM Stage 4 Meeting June 30, 2021-J

- **◆** A+B=137,500 ドル/日

上記において示す簡単な例において、①では LSE が 1,000MW を RPM 決済価格 140 ドル/MW・日で調達する場合の支出が 140,000 ドル/日であるのに対して、②では LSE が 1,000MW のうち 500MW を 250 ドル/MW・日で自社による発電設備建設または調達契約 し、残りの 500MW を RPM 決済価格 25 ドル/MW・日で調達することから支出が 137,500 ドル/日と、①と比較して少なくなり、LSE に便益がもたらされている。

(MOPR の改訂動向)

PJM は、2021 年 7 月、MOPR の適用拡大に関する懸念へ対処するための提案¹⁷⁷を FERC に提出し、2021 年 9 月末に発効した。この改訂は、BSMP を明確に定義し、BSMP の行使を禁止及び軽減することを FERC に提案するものであり、 (a) 条件付州政府支援^{178,179}または (b) BSMP の行使のいずれかの限定された状況においてのみ、MOPR を適用するものとして詳細を規定した。具体的には、すべての容量市場での売り手(seller)に対して、入札の 150 日前迄の証明書の提出を求め、MOPR の適用を審査することが提案された。証明書は、条件付州政府支援(Conditioned State Support)及び BSMP の行使に関するものの 2 種に大別され、それぞれ PJM による審査を受ける。

条件付州政府支援を受けたリソースについては、PJM による州政府政策のレビューを踏まえ、PJM が当該リソースの MOPR 適用を出願し、FERC 指令または法運用により承認される場合において、MOPR の適用に至る¹⁸⁰。一方、BSMP の行使については、まず、容量市場での売り手は以下のことを証明する。

- ・ BSMP の行使の禁止を認識し、理解する
- ・ BSMP の行使を構成するような方法でリソースを提供しないようにし、市場における 決済価格を引き下げるためにより低い売り入札の提出を支持する相対契約を結んで いない

具体的には、市場における売り手が、"売り手が有するかもしれない負荷影響力(load

178 条件付の州支援とは、「市場外からの支払い、または州政府からのその他の財政的利益、または州の主権的立場で行動する州の政治的下部機関からの利益であって、FERC 管轄区域内の商品の販売と引き換えに提供されるもの」と定義されている。

^{177 &}lt; https://pjm.com/directory/etariff/FercDockets/6239/20210730-er21-2582-000.pdf >

https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/cifp-mopr/2021/20210616/20210616-cifp-mopr-pjm-proposal-summary-of-the-updated-pjm-mopr-proposal.ashx

¹⁷⁹ 州政府支援の実施事例としては、イリノイ州におけるカーボンニュートラル実現目標の達成に向けた原子力発電への経済的支援が挙げられる。同州においては、原子力支援法(Senate Bill 2408)に基づき、電力・ガス大手のエクセロングループが運営する原子力発電の経済性悪化に対して、補助金を付与することを規定している。

¹⁸⁰ 反対に、容量市場における売り手が、条件付州政府支援を受け取らないことを証明した場合においては、MOPR は適用されない。ただし、PJM が証明書に誤りがあると考える理由がある場合は、規定のプロセスに則り審査を行い FERC により承認を受けた場合は、MOPR の適用対象とすることが可能となっている。

interest)を通して"、または"負荷影響力(load interest)の方向に沿って行動することによって"、市場の売り手のポートフォリオの全体的な利益または LSE のポートフォリオのための市場 決済価格を抑制するために、容量オファーを引き下げることを非経済的に計画していない ことの証明が求められる¹⁸¹。

容量市場における売り手が、上記の事項を証明しない場合において、MOPR の適用可能性が高い(ただし、PJM が事前に当該売り手に確認する可能性が高い)¹⁸²。反対に、証明される場合においては、当該リソースは通常 MOPR の対象とならない。

なお、BSMP の行使が認められる事例に関する公表は見当たらない。実際に、2021 年 8 月 に PJM の独立市場監視部門(IMM: Independent Market Monitor)である Monitoring Analytics 社が、FERC に宛てた MOPR 提案にかかる異議申し立て文書(Docket No. ER21-2582-000)¹⁸³においては、PJM が具体的な事例を一つも指摘していないと述べている。

3) 入札価格上限184

PJM の容量市場における売りオファー価格には、Net CONE を基に算定されるデフォルトオファーキャップ、または個別に算定される電源固有のオファーキャップ(デフォルトオファーキャップを上回る価格)が適用される。いずれを適用するかは、各市場参加者の選択に基づく。

電源固有のオファー上限の適用を選択する場合は、容量市場における売り手が、PJM オークション実施の 120 日前に回避可能原価¹⁸⁵のデータを、情報報告アプリケーション¹⁸⁶上で、オファー期間開始 120 日前に、PJM 及び IMM に提出し、承認されることにより、デフォルトオファー・キャップを上回る売りオファー価格での応札資格を得ることが可能となっている。回避可能原価は、オープンアクセス送電料金表(OATT)¹⁸⁷における規定に則り、計算される。電源固有のオファーキャップは、基本的に回避可能原価から容量市場以外において得られる利益(以下、「他市場利益」とする)を差し引いた値に、事故停止率(EFORd)を考慮する方式で算定される。IMM は、オファーキャップを算定し、オファー期間開始の 90 日前までに通知する¹⁸⁸。なお、売りオファー上限は、市場参加者毎、ユニット別に計算される。

¹⁸⁶ 「MIRA: Member Information Reporting Application」と呼ばれるアプリケーションが使用されている。 https://www.monitoringanalytics.com/tools/tools.shtml

66

_

¹⁸¹ PJM 「Summary of the Updated PJM MOPR Proposal」 https://pjm.com/-/media/committees-groups/cifp-mopr/2021/20210630/20210630-cifp-mopr-pim-proposal.ashx

¹⁸² PJM 「Flow Diagrams to Support the PJM MOPR Proposal」 https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/2021/20210630-special/20210630-cifp-mopr-pjm-proposal-flow-diagrams.ashx

J83 PJM による MOPR 改訂案は、混乱を招く非効率な管理プロセスを招くとした他、連邦電力法第 205 条に則り正当かつ合理的であることが示されていないことから、FERC により拒否されるべきであると申し立てられた。

¹⁸⁴ PJM 「PJM Manual 18 PJM Capacity Market」

¹⁸⁵ ACR: Avoidable Cost Rate

¹⁸⁷ Open Access Transmission Tariff, Attachment DD Section 6.7, 6.8

¹⁸⁸ PJM 「PJM Manual 18 PJM Capacity Market」

4) 新規参入価格調整

PJM の容量市場においては、新たに計画された発電リソースに対するインセンティブとして、持続的な収益確保のための価格保証の仕組みを有している。具体的には、新規参入電源の規模が当該受け渡し地域(LDA)の規模に比べて著しく大きく、新規参入を含むすべてのオファー価格に上限を設けられた場合に、決済価格が下落する可能性がある発電リソース (Planned Generation Resources)に与えられるインセンティブとして、新規参入価格調整(New Entry Pricing Adjustment)の措置が設けられている¹⁸⁹。

新規参入価格調整により、発電容量リソースは、一定の条件の下で、新規参入ベースのオファーの費用を最長で連続2年間回収し、当該LDA内の決済額を3年にわたり設定することが可能である。

(3) 容量オークションにおける結果

1) 最新オークションの結果(2022/2023 年受け渡し分 BRA)

BRA は、原則として受渡年の3年前に実施されるが、RPMルール改訂を巡る議論の影響により、2022/2023年の受け渡し分を対象としたBRAは、2018年5月を最後に2年間遅れていた。当該オークションは、延期を経て2021年5月に実施されており、2021年6月には結果が公表された。同オークションにおける参加容量167,698MWに対して約定容量は144,477MW(落札率86.2%)となっていた。

				実需給年度		
		2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023
参加容量(MW)		179,891	185,540	183,352	186,505	167,698
	発電	166,910	172,071	171,262	171,663	152,129
	DR	11,676	11,818	9,847	11,887	10,513
	エネルギー効率	1,306	1,650	2,243	2,955	5,057
約定容量(MW)		166,836	167,306	165,109	163,627	144,477
	発電	154,506	155,443	155,977	150,385	131,542
	DR	11,084	10,348	7,820	11,126	8,812
	エネルギー効率	1,247	1,515	1,710	2,832	4,811
落札	率	92.7%	90.2%	90.1%	87.7%	86.2%
	<u>発電</u>	92.6%	90.3%	91.1%	87.6%	86.5%
	DR	94.9%	87.6%	79.4%	93.6%	83.8%
	エネルギー効率	95.4%	91.8%	76.3%	95.8%	95.1%

表 1-22 RPM における参加容量・約定容量の推移

(出所) PJM「2022/2023 RPM Base Residual Auction Results」

同オークションにおけるリソース決済価格(RCPs: Resource Clearing Prices)は、一部地域を除く大半の地域において 50 ドル/ MW-日となった他、系統制約を踏まえた位置的価格加算による 9 各 LDA 決済価格は、MACC:95.79/MW-日、EMAAC:97.86/MW-日、BGE:126.5/MW・日、COM ED:97.86/MW-日、DEOK:97.86/MW-日となっていた。

¹⁸⁹ PJM 「PJM Manual 18 PJM Capacity Market」 https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m18.ashx

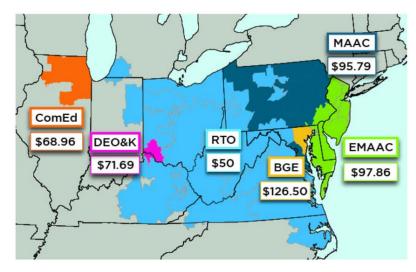


図 1-19 地域別容量市場決済価格(2022/2023 年受け渡し BRA)(\$/MW・日) (出所)PJM ウェブサイト¹⁹⁰

受け渡し年別の加重平均 RPM 価格(\$/MW-日)、加重平均決済実効容量(MW)、RPM 収入 (RPM Revenue)の推移は、下表のとおりである。2022/2023 年の受け渡し分を対象とした BRA における加重平均 RPM 価格(\$/MW-日)は\$74.28/MW-日となっており、また約定総額は約39 億ドルとなっていた¹⁹¹。

表 1-23 受け渡し年別 RPM Revenue の推移

受け渡し年	加重平均 RPM 価格(\$/MW	· 日) 加重平均決済実効容量(MW)	日数	RPM 収入
	Weighted Average RPM	Weighted Average		
Delivery Year	Price (\$ per MW-day)	Cleared UCAP (MW)	Days	RPM Revenue
2007/2008	\$89.78	129,409.2	366	\$4,252,287,381
2008/2009	\$127.67	130,629.8	365	\$6,087,147,586
2009/2010	\$153.37	134,030.2	365	\$7,503,218,157
2010/2011	\$172.71	134,036.2	365	\$8,449,652,496
2011/2012	\$108.63	134,182.6	366	\$5,335,087,023
2012/2013	\$75.08	141,283.9	365	\$3,871,714,635
2013/2014	\$116.55	159,844.5	365	\$6,799,778,047
2014/2015	\$126.40	161,205.0	365	\$7,437,267,646
2015/2016	\$160.01	173,519.4	366	\$10,161,726,902
2016/2017	\$121.84	179,749.0	365	\$7,993,888,695
2017/2018	\$141.19	180,590.5	365	\$9,306,676,719
2018/2019	\$172.09	175,996.0	365	\$11,054,943,851
2019/2020	\$109.82	177,064.2	366	\$7,116,815,360
2020/2021	\$111.07	173,688.5	365	\$7,041,524,517
2021/2022	\$147.33	174,713.0	365	\$9,395,567,946
2022/2023	\$74.28	144,477.3	365	\$3,916,953,841

(出所)Monitoring Analytics「State of the Market Report for PJM-2021 January through September-」

^{190 &}lt;a href="https://insidelines.pjm.com/pjm-successfully-clears-capacity-auction-to-ensure-reliable-electricity-supplies/">https://insidelines.pjm.com/pjm-successfully-clears-capacity-auction-to-ensure-reliable-electricity-supplies/ > 2021/2022 年受け渡し分と比較して約 44 億ドル減少し、概ね半減した(FRR 選択の変更を調整済み)

https://insidelines.pjm.com/pjm-successfully-clears-capacity-auction-to-ensure-reliable-electricity-supplies/

2) PJMによる価格分析

PJM は、2021 年 6 月に「2022/2023 年容量市場メインオークション結果(2022/2023 RPM Base Residual Auction Results)」 192 を公表した。2022/2023 年受け渡し分の BRA 約定価格は、過去と比較して低水準となっているが、PJM は、その影響要因についてを考察している。この考察は、需要曲線及び供給曲線のそれぞれにインパクトを与えた以下の変化により構成されている。

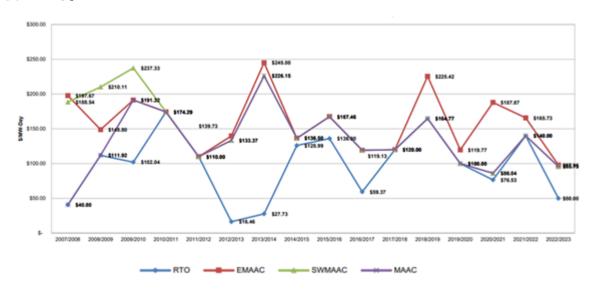


図 1-20 PJM 容量市場(BRA)における決済価格の推移

注: 2014/2015 年~2022/2023 年の価格は年間のリソース決済価格を反映している。 (出所) PJM「2022/2023 RPM Base Residual Auction Results」

(需要曲線への影響要因)

- ・ 2022/2023 年受け渡し分の PJM RTO の予測ピーク負荷は 150,229MW であり、前回分の 152,647MW よりも約 1.6%低い(▲2,418MW)。この減少は、前回の BRA と比較して、 RTO の信頼性要件が 3,086MW 低下し、予備率(IRM)及びプール全体の事故停止率 (EFORd)が低下したことに表れている。
- ・ 下向きに傾斜する変動性リソース要件曲線の左方への 1%シフト。(PJM の 4 年毎の審査申請(Docket No. ER19-105)において提案された)
- ・ RTO 全体において、230MW の価格反応需要(PRD: Price Responsive Demand)が 2022/2023 年受け渡し分の BRA に参加した。
- ・ Net CONE が、RTO 及びモデル化された全ての LDA において減少し、RTO の Net CONE は 19.0%減少した。各 LDA においては BGE LDA の 7.4%から COMED LDA の 28.0%までの範囲で減少した。

_

^{192 &}lt;a href="https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2022-2023/2022-2023-base-residual-auction-report.ashx">https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2022-2023/2022-2023-base-residual-auction-report.ashx

(供給曲線への影響要因)

- ・ 2022/2023 年受け渡し分の BRA は、PJM が Capacity Performance (CP)リソースのみを調達した 3 回目の BRA である。
 - ➤ 2022/2023 年受け渡し分の BRA で年間 CP 容量及び/または冬期 CP 容量として決済した風力発電の定格出力は 8,518MW であり、2021/2022 年の同 8,126MW を 392MW 上回る。
 - ▶ 2022/2023 年受け渡し分対象の BRA で年間 CP 容量及び/または夏期 CP 容量として決済した太陽光発電の定格出力は約3,243MWであり、2021/2022年の同1,641MWを1,602MW上回る。
 - ▶ UCAP において、DR が提供する容量は、2021/2022 年受け渡し分の BRA より 1,374MW 減少した。
 - ▶ UCAP において、省エネが提供する容量は、2021/2022 年受け渡し分の BRA より 2,102MW 増加した。
 - ➤ 年間を通じたコミットメントを形成するために東ねられた 689MW の季節容量リソースが決済された。687MW の夏期の CP リソースの内訳は、夏期の DR が4420MW、夏期の省エネが235MW、間欠性リソースが10MWであり、冬期は主に風力発電から構成された。
- BRA に入札された 6,054MW の新たな発電容量は、4,844MW の新規電源及び 1,210MW の設備更新により構成された。
- ・ 概ね、供給リソースからのオファー価格は、前回オークションと比較して低かった。
- ・ 2022/2023 年受け渡し分の BRA は、2019 年 12 月の FERC 指令 193 に起因する最低入札価格規則(MOPR)の適用拡大の下で実施された最初のオークションである。

3) Monitoring Analytics による分析状況

2021 年 8 月 12 日に Monitoring Analytics 社が公表した「市場分析レポート(State of the Market Report for PJM)¹⁹⁴」においては、1999 年から 2023 年に受け渡される容量の加重平均決済価格(Delivery year cleared MW weighted average clearing price)を示している。加重平均決済価格は、オークションの実施年毎に変動しており、2022-2023 年の受け渡し分の決済価格は、74.28 ドル/MW-日と対前年比で約半額となっている¹⁹⁵。

70

¹⁹³ Docket Nos. EL16-49-000 EL18-178-000

¹⁹⁴ https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021q2-som-pjm.pdf

¹⁹⁵ 一部地域を除いて算出されている。

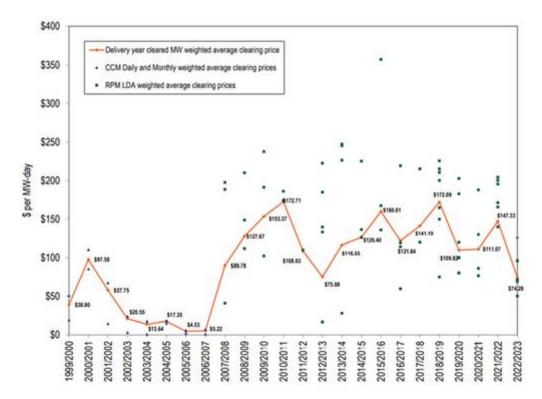


図 1-21 1999 年から 2023 年にかけての容量市場決済価格の推移

(出所)Monitoring Analytics 「State of the Market Report for PJM-2021 January through June-」

(新設電源の概況)

PJM における 2022/2023 年受け渡し分の BRA においては、新設電源として 4,844MW が 調達され、既存発電設備の更新としては、1,210MW が調達された¹⁹⁶。電源種別に関しては、2022/2023 年受け渡し分の BRA では、新設電源として、コンバインドサイクルガス火力発電、変動型再エネである風力発電、太陽光発電が 2021/2022 年受け渡し分と比較して、大幅に増加した。

(発電種別設備割合の推移)

Monitoring Analytics 社は、入札結果に基づく 2007 年 6 月 1 日から 2021 年 6 月 1 日までの 各受け渡し期間の初日における発電種別の RPM installed capacity¹⁹⁷のシェア及び、2022/2023 年受け渡し期の予測を示ししている¹⁹⁸。

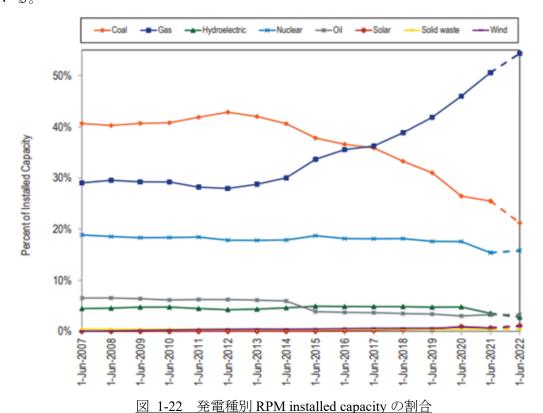
図示されるとおり、2007年6月1日には、石炭が設備容量の40.7%を占め、2012年には最大42.9%に達した後、2021年6月1日には25.5%に減少し、2022年6月1日までには21.2%に減少すると予測されている。一方、ガスの割合は、2007年6月1日の29.1%から2021年6月1日には50.6%に増加し、2022年6月1日には54.3%に増加すると予測されて

^{196 &}lt;a href="https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2022-2023/2022-2023-base-residual-auction-report.ashx">https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2022-2023/2022-2023-base-residual-auction-report.ashx

¹⁹⁷ ユニットの夏期の正味信頼性能力に基づく、接続先母線の容量相互接続権の制限内での MW 値。

^{198 &}lt;a href="https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021q3-som-pjm-sec5.pdf">https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021q3-som-pjm-sec5.pdf

いる。



(出所)Monitoring Analytics「State of the Market Report for PJM-2021 January through September-」

表 1-24 発電種別 BRA オファー・約定容量の推移

Delivery Year	Data	Coal	Distillate Oil (No.2)	Gas	Kerosen e	Nuclear	Other	Other -	Oil	Other - Solid	Solar	Water	Wood	Wind	Demand Response	Energy Efficiency	Aggregate Resource	Grand Total
	Offered UCAP	41.882	4.168	39,746	1,202	28,228	231	41	8.277	515		6,245	151	29	128			130.844
2007/2008	Cleared UCAP	41,600	4,168	39,225	1,197	28,076	201	41	7,842	515		6,237	151	29	128			129,409
0000/0000	Offered UCAP	42,638	4,339	38,794	1,199	28,334	251	41	8,339	536		6,493	106	95	716			131,881
2008/2009	Cleared UCAP	41,564	4,304	38,301	1,147	28,089	222	41	8,287	536		6,373	105	95	536			129,598
2009/2010	Offered UCAP	43,114	4,211	39,250	1,312	28,431	268	40	8,277	536		6,960	106	111	937			133,551
2009/2010	Cleared UCAP	42,524	4,192	38,781	1,310	28,278	239	40	8,277	536		6,947	106	111	893			132,232
2010/2011	Offered UCAP	42,939	4,366	38,597	1,382	28,427	302	40	8,277	514		6,950	104	227	968			133,093
2010/2011	Cleared UCAP	42,869	4,278	38,193	1,376	28,240	272	40	8,192	514		6,945	104	227	939			132,190
2011/2012	Offered UCAP	44,448	4,502	40,515	1,382	28,731	302	40	8,333	514	1	6,940	104	257	1,652			137,720
2011/2012	Cleared UCAP	42,423	4,361	39,489	1,324	28,505	271	40	6,662	514	1	6,907	104	257	1,365			132,222
2012/2013	Offered UCAP	43,777	4,295	40,766	1,255	28,655	299	40	7,809	525	1	6,962	149	340	9,848	653		145,373
2012/2013	Cleared UCAP	42,300	4,205	36,868	1,255	28,655	270	40	6,977	525	1	6,959	149	323	7,047	569		136,144
2013/2014	Offered UCAP	51,911	3,703	45,588	960	30,890	341	40	5,474	547	11	7,001	37	685	12,953	757		160,898
2013/2014	Cleared UCAP	49,110	3,691	44,288	960	30,890	311	40	5,211	547	11	7,001	37	685	9,282	679		152,743
2014/2015	Offered UCAP	50,064	3,469	44,433	911	30,627	383	40	5,701	518	46	7,092	33	792	15,546	832		160,486
2014/2013	Cleared UCAP	42,215	3,457	43,672	726	30,627	326	40	5,490	518	46	7,092	33	792	14,118	822		149,975
2015/2016	Offered UCAP	52,052	3,643	55,485	652	30,703	420	40	5,686	499	56	7,334	291	796	19,956	940		178,588
2013/2010	Cleared UCAP	46,946	3,492	52,573	211	30,703	363	40	5,469	499	56	7,334	291	796	14,833	923		164,561
2016/2017	Offered UCAP	54,369	3,569	64,458	209	30,801	434	40	5,459	534	90	7,535	295	871	14,507	1,157		184,380
2010/2017	Cleared UCAP	45,148	3,500	61,513	209	30,801	375	40	4,670	534	90	7,535	295	871	12,408	1,117		169,160
2017/2018	Offered UCAP	50,920	3,565	65,539	204	30,630	431	40	5,522	522	116	7,580	270	804	11,294	1,340		178,839
2017/2016	Cleared UCAP	45,354	3,353	64,089	204	26,401	373	40	5,522	522	116	7,580	270	804	10,975	1,339		167,004
2018/2019	Offered UCAP	48,842	3,264	68,114	235	30,788	367	40	5,586	557	199	7,755	263	865	11,676	1,306		179,891
2010/2019	Cleared UCAP	44,560	2,811	64,979	235	27,432	301	40	5,025	511	184	7,273	263	857	11,084	1,247		166,837
2019/2020	Offered UCAP	49,158	3,209	73,576	222	30,423	374	40	5,129	550	335	7,775	265	981	11,818	1,650		185,540
2013/2020	Cleared UCAP	41,948	2,685	70,053	222	25,889	329	40	4,444	522	335		265	969	10,348	1,515		167,306
2020/2021	Offered UCAP	45,761	3,373	77,486	224	30,358	307	40	5,155	598	276	6,393	255	1,036	9,847	2,243		183,352
2020/2021	Cleared UCAP	38,498	2,631	73,761	224	27,391	281	40	5,000	593	125	6,289	255	888	7,820	1,710		165,507
2021/2022	Offered UCAP	44,936	3,254		211	30,561	298	40	5,218	596	625	.,	261	1,442	11,887	2,955		186,505
202 1/2022	Cleared UCAP	39,022	3,155		211	19,918	290	40	3,955	577	570		187		11,126	2,832		164,343
2022/2023	Offered UCAP	33,935	2,977	75,526	240	26,855	235	36	2,419	525	2,049		41	2,484	10,513	5,057	484	167,698
2022/2023	Cleared UCAP	27,411	2,696	69,292	240	21,050	198	36	2,271	525	1,512	4,157	41	1,728	8,812	4,811	386	145,164

(出所)PJM「BRA cleared results by fuel type¹⁹⁹」

_

¹⁹⁹ <<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2021/20210609/20210609-item-10-2022-2023-base-residual-auction-results.ashx>>

4) FERC による分析

2021 年 7 月、FERC は、「Commissioner James Danly on Results of The PJM Capacity Auction (2022/2023 RPM Base Residual Auction)」と題する白書を公表した²⁰⁰。当該白書においては、 PJM から提供された公開情報に基づいて、PJM における 2022/2023 年受け渡し分の BRA の 結果にかかるインプリケーションが論じられている。

PJM が以前のオークションと比較して供給リソースからのオファー価格が低かったと分 析したことを踏まえ、FERC は、オファー価格の低下はオークション実施が遅れた結果と推 測されると示した。この推測に関連して、以下が示された。

- 供給者は、2022/2023年の受け渡し年度について、2021年5月のオークション前に相 対契約義務を締結し、稼働義務を約束した場合には、容量収入の受領を確実にするた めに、低価格で提供することができる。
- 仮に、オークションがそれ以前に行われていれば、典型的には、供給者はオークショ ンで容量収入を受け取ったか否かを知った後にのみ、相対契約義務を締結していた であろう。

5) FRR の概況

前述のとおり、供給力確保義務は、RPM、または FRR のいずれかにより満たされる。 Virginia Electric and Power Company 社(通称: Dominion Energy Virginia 社) ²⁰¹が RPM から撤 退し FRR を選択したことなどを受け、2022/2023 年の受け渡しにおける FRR の選択が 33.3GW と過去2番目に多かった202,203。

同社は、FRR の選択が顧客に利益をもたらすと分析し、RPM からオプトアウトし、2022 年 6 月から 5 年間にわたり FRR を選択することを同社の「2020 統合リソース計画 2021 更 新(2021 Update to the 2020 Integrated Resource Plan)」において公表している。また、同社は、 引き続き供給力義務を満たすオプションを評価し、将来的に年毎に FRR を選択する、また はRPMに復帰する可能性があると述べている²⁰⁴。

(4) 容量市場の監視

1) 価格監視の概要

PJM では、Monitoring Analytics 社²⁰⁵が IMM として市場監視を担っており、容量市場も監

 $^{^{200} \ \ {\}it https://www.ferc.gov/news-events/news/white-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper-commissioner-james-danly-results-pjm-capacity-auction-paper$ 20222023-rpm>

²⁰¹ 同社は、Dominion Energy の子会社のひとつであり、PJM 管轄域内のバージニア州及びノースカロ ライナ州において、約260万の顧客を有する垂直統合型事業者である。

²⁰² https://www.rtoinsider.com/articles/19567-pjm-capacity-auction-follow-up">https://www.rtoinsider.com/articles/19567-pjm-capacity-auction-follow-up

²⁰³ 2021/2022 年受け渡しの BRA における FRR コミットメントは 13.7GW であった。

base-residual-auction-results.ashx>

^{204 &}lt;a href="https://cdn-dominionenergy-prd-001.azureedge.net/-/media/pdfs/global/company/2021-de-integrated-resource-">https://cdn-dominionenergy-prd-001.azureedge.net/-/media/pdfs/global/company/2021-de-integrated-resource- plan.pdf?la=en&rev=25d10466dcd44193bcce2bd9cee55009>
²⁰⁵ https://www.monitoringanalytics.com/company/role.shtml

視の対象に含まれている。

前述のとおり、PJM の容量市場における売りオファー価格には、Net CONE を基に算定されるデフォルトオファーキャップ、または個別に算定される電源固有のオファーキャップ (デフォルトオファーキャップを上回る価格)が適用される²⁰⁶。いずれを適用するかは、各市場参加者の選択に基づく。

電源固有のオファーキャップの適用を選択する場合は、容量市場における売り手が、Mオークション実施の 120 日前に回避可能原価²⁰⁷のデータを、情報報告アプリケーション²⁰⁸上で、オファー期間開始 120 日前に IMM 及び PJM に提出し、承認されることにより、デフォルトオファー・キャップを上回る売りオファー価格での応札資格を得ることが可能となっている。電源固有のオファーキャップは、基本的に回避可能原価から容量市場以外において得られる利益(以下、「他市場利益」とする)を差し引いた値に、事故停止率(EFORd)を考慮する方式で算定される。IMM は、オファーキャップを算定し、オファー期間開始の 90 日前までに通知する^{209,210}。

2) 監視に基づく勧告

Monitoring Analytics 社は、四半期毎に市場監視レポート「PJM State of the Market²¹¹」を公表している。この監視レポートは、容量市場全般にわたり分析を行っており、分析結果を踏まえた容量市場の競争状況評価も含んでいる。また、同社は、監視レポートにおいて、分析結果に基づく勧告(Recommendations)を、市場設計、パラメータ、オファーキャップ等の項目別に掲載するとともに、対応の優先具合を示している²¹²。

3) 約定価格と供給力の関係に関する議論状況

容量市場における価格シグナルに関しては、Monitoring Analytics 社は、「市場監視報告書 (PJM State of the Market)」において、以下のように述べている²¹³。

- ・ 容量市場はエネルギー市場のみを運営する場合の水準を上回る容量の維持につながる 一方で、エネルギー市場における高価格時間帯の短縮にもつながることから、発電事業 者の純収入が減少し、投資インセンティブが減少する側面もある。
- ・ 総容量及び地域的な容量の超過容量の正確な水準設定は、RTO 及び ISO が用いる算定 方法の役目である。

²⁰⁶ PJM 「PJM Manual 18:PJM Capacity Market Revision: 51 Effective Date: October 20, 2021」

²⁰⁷ ACR: Avoidable Cost Rate. ACR は、オープンアクセス送電料金表における規定に則り、計算される。

²⁰⁸「MIRA: Member Information Reporting Application」と呼ばれるアプリケーションが使用されている。 https://www.monitoringanalytics.com/tools/tools.shtml

²⁰⁹ PJM 「PJM Manual 18:PJM Capacity Market Revision: 51 Effective Date: October 20, 2021」

²¹⁰ なお、デマンドレスポンスリソース及び省エネリソースに対しては、オファーキャップは設けられない。

^{211 &}lt;a href="https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM">https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2021.shtml>

²¹² 勧告内容に対する対応ステータス(初めての勧告時期、対応状況)も公表されている。

²¹³ Monitoring Analytics 「2021 Quarterly State of the Market Report for PJM:January through September:Section7Net Revenue | (11.11.2021)

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2021/2021q3-som-pim-sec7.pdf>

容量市場オークションの実施回ごとに価格が変動している点と予見性に関連した動向としては、ニューヨーク大学(NYU)州エネルギー環境インパクトセンターが、2020年4月、州政府が容量市場の代替手段としてのFRR選択を検討するにあたっての意思決定ガイドを公表した²¹⁴。この背景には、容量市場における新規再エネ電源の約定結果次第では、再エネクレジット(REC)価格が上昇し、州政府のクリーンエネルギー目標達成のためのコストが増加する可能性が高いことなどがある。同手引きにおいては、現時点では、PJMの容量市場への継続的な参加と比較したFRRの費用及び便益については多くの不確実性が存在することに加え、FRRの選択を容易とするための法規則の改正にも不確実性が伴うと示されている²¹⁵。

1.3.2.3 卸電力市場における価格高騰と固定費回収

(1) Shortage Pricing / Scarcity Pricing

PJM では、短期的な電力需給の安定運用のために予備力の確保へのインセンティブとなる Shortage Pricing/Scarcity Pricing(希少性価格)と呼ばれる制度を導入している。Shortage Pricing は、一次予備力や同期予備力が不足した際に、エネルギー価格(リアルタイムエネルギー価格)を大幅に引き上げる仕組みである。同価格を引き上げることで、緊急発生時において瞬時に供給可能となるリソースを増加し、短期的な需給逼迫リスクの低減を狙いとしている。PJM による同制度の導入は、FERC が 2016 年 6 月に発表した Order 825 に基づいており、同指令はエネルギー取引の決済価格の決定間隔に併せ、必要に応じて 5 分間隔にShortage Pricing の導入を奨励している。PJM が Shortage Pricing のトリガーとなる条件は、以下の 2 つのケースである。

- ・ 一次予備力や同期予備力が不足した際及び/又は
- 電圧降下が発生した際

Shortage Pricing が一旦トリガーされた場合、予備力の要件を満たす十分な予備力が確保できるまで継続される。また、RTO ゾーン・MAD サブゾーンといったゾーン毎に Shortage Pricing がトリガーされる。PJM で Shortage Pricing の発生回数は頻繁ではなく、過去数年においてトリガーされた主なケースは以下のとおりである。

²¹⁴ NYU State Energy & Environmental Impact Center at the NYU School of Law The Fixed Resource Requirement Alternative to PJM's Capacity Market: A Guide for State Decision-Making J

<https://www.law.nyu.edu/sites/default/files/Fixed-Resource-Requirement-Alternative-to-PJM-Capacity-Market.pdf>215 この他にも、業界専門誌 Utility Dive は、PJM の容量市場のオファーキャップにかかる FERC の決定に関して発電会社である Vistra が告訴したことを報じる記事の中で、"低い容量価格は限界電源の財務を圧迫し、一部の発電所は廃止に追い込まれる可能性がある"とのアナリストの言及を紹介した。同記事においては、PJM における容量市場決済価格が下落した直近の BRA 以降、NRG Energy による合計 1,600MWの閉鎖公表、GenOn ホールディングスによる 2,420MW の廃止言及、Vistra による 1,300MW の廃止決定が行われた点も示された。

出所: Utility DIVE「DIVE BRIEF: Vistra sues FERC over decision setting offer caps for PJM capacity market」(Published Oct. 6, 2021 • Updated Nov. 5, 2021),

https://www.utilitydive.com/news/pjm-exelon-calpine-ferc-capacity-offer-cap-vistra/607739/

表 1-25 過去数年間における主な Shortage Pricing のトリガー事例

日時	ゾーン	不足となった運転予備	トリガーの回数(1	不足が発生し	
		力の種類	回当たり 5 分)	た理由	
2014年1月6日	RTO 及び MAD	一次予備力、及び同期 予備力	12 回	電圧低減	
2014年1月7日	RTO 及び MAD	一次予備力、及び同期 予備力	59 回	予備力の不足	
2017年9月	RTO	同期予備力	2 回	予備力の不足	
21 🗏	RTO 及び MAD	一次予備力	19 回	予備力の不足	

(出所)PJM Web サイトより²¹⁶

また直近の 2020 年単年では、Shortage pricing がトリガーされた回数は、合計 6 日に上り計 9 回であった 217 。

(2) 改正経緯

FERC は、Order 825 に基づき、RTO/ISO のソフトウエアがエネルギーまたは運転予備力不足を示唆する給電指令や価格期間に対して希少性価格を設定(Shortage Pricing)するように、各 RTO/ISO に要求した。当該ルールに基づき、2017 年 5 月 11 日以降、PJM は、Real-Time SCED (Security Constrained Economic Dispatch)が同期予備力またはプライマリー予備力の不足を示す場合、5 分間間隔で希少性価格を設定している²¹⁸。

2017年5月12日、PJM は、リアルタイム市場において使用されている運転予備力需要曲線(ORDC: Operative Reserve Demand Curve)の変更を反映するための料金改定を行った。PJM における現行の ORDC は、拡張された予備力要求量までの推定予備力に対する管理的価格を定義するものである 219 。PJM は希少性価格を巡る議論に関して、以下の見解を示している。

PJM, "Price Formation Education 4: Shortage Pricing and Operating Reserve Demand Curve," 2018 https://pjm.com/-/media/committees-groups/stakeholder-meetings/price-formation/20180117-pm/20180117-price-formation-education-4.ashx

²¹⁷ Market Analytics, "State of the Market Report for PJM: Volume 2: Detailed Analysis," Market 11, 2021 https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf ²¹⁸ 2017 年 5 月 11 日以前は、ランプ制限やユニット起動の遅れにより、一定時間(30 分)より短期間の不足発生については、一時的な不足とみなし、希少性価格を適用しなかった。

< http://www.pjm.com/documents/agreements.aspx> 需要カーブは、拡張された予備力要求量を上回る数量については、ゼロ価格まで落ちる。予備力要求量を下回る予備力量の価格は 850 ドル/MWh であり、予備力要求量を上回る場合、その超過分が 190MW までであれば、予備力量の価格は 300 ドル/MWh である。予備力要求量を下回る価格は、対応可能な発電機の限界費用を賄うのに充分なものでなければならない。

- ・ Energy-Only-Market とは異なり、PJM は、ピーク需要を満たすために必要とされるリソースの固定費用とと回避可能費用を完全に補償するために、希少性価格を設定するわけではない。
- ・ PJM 市場は、容量市場を通じてこれらリソースに対して既に補償を与えている。さらに、消費者はリアルタイム市場価格に短期的には反応しないため、希少性価格設定は、消費者の限界的な支払意思に応じて、希少エネルギーを消費者に配給することができない。すなわち、PJM は、停電を回避するための消費者の予備力に対する支払意思を計測することが出来ない。
- ・ それ故、ORDC は、予備力に対する消費者の支払意欲、または顧客の VoLL 損失負担の 価値を行政的に表すことを適切に試みるものではない

(3) 決済方法

予備力の決済価格は、ORDC 及びペナルティ係数(Penalty Factor)を用いて計算される。ORDC とは、予備力の決済価格を決定するために設計された仕組みであり、確保すべき予備力の要件(MW)が設定されているほか、同要件が満たせなかった(十分な予備力が確保できなかった)場合に発生するペナルティ係数(上限値)の金額を基盤としている。予備力市場の決済価格がペナルティ係数へ達した場合、予備力の不足が生じたことを示す。確保すべき一次予備力及び同期予備力のペナルティ係数は現在 1MWh 当たり 850 ドルである。一次予備力が不足した場合、ペナルティ係数(850 ドル)が発生し、予備力及びエネルギー決済価格の双方に反映される。また同期予備力の決済価格の上限値は、一次予備力のペナルティ係数を2倍した値であるため、1MWh 当たり 1,700 ドルが上限となる。PJM において、一次予備力が不足している場合、または一次予備力と同期予備力の双方が不足している場合において、決済価格の決定方法はそれぞれ以下のとおりである。

表 1-26 予備力の決済価格の決定方法

	一次予備力が不足した場合の決	一次予備力及び同期予備力の双方
	済価格の上限値	が不足した場合の決済価格の上限
		値
非同期予備力	一次予備力のペナルティ係数	一次予備力のペナルティ係数
	(\$850/MWh)	(\$850/MWh)
同期予備力	同期予備力の限界費用+一次予	同期予備力の限界費用+一次予備
	備力のペナルティ係数	力のペナルティ係数(=\$850/MWh)
	(\$850/MWh)の 2 倍	の 2 倍
	⇒最大 1,700 ドル	⇒最大 1,700 ドル
エネルギー価格	エネルギー限界費用+一次予備	エネルギー限界費用+同期予備力
	力のペナルティ係数(\$850/MWh)	のペナルティ係数(\$850/MWh)+
	⇒ 限界費用 + 850 ドル	一次予備力のペナルティ係数

	(=\$850/MWh)
	⇒限界費用+1,700 ドル

(出所)PJM Web サイトより²²⁰

PJM では、LMP の入札上限額(混雑費用と損失費用を除外)は 1MWh 当たり 2,000 ドルであるため、一次予備力及び非同期予備力の双方が不足した場合、不足時のエネルギー価格上限値は同 3,700 ドルとなる(2,000 ドル+1,700 ドル)。これに混雑費用と損失費用の上限値 50 ドルが上乗せされることから、一次予備力と非同期予備力の双方の不足時における LMP の上限値は同 3,750 ドルとなる。

運転予備力の決済価格上限額は現在、一次予備力が 1MWh 当たり 850 ドル、同期予備力が同 1,700 ドル、二次予備力は上限値なしであるものの、予備力に対する価値を増大させるために、2020 年 5 月に上限額の引上げが FERC より承認、2022 年 5 月 1 日に施行される。現行の決済価格上限額と 2022 年 5 月 1 日以降の変更額は以下のとおりである。

表 1-27 過去数年間における主な Shortage Pricing のトリガー事例

区分	現行の決済価格上限額	2022 年 5 月 1 日以降の決済上		
	(単位:MW 時当たり)	限額(単位:MW 時当たり)		
二次予備力	上限なし	2,000 ドル		
一次予備力	850 ドル	6,000 ドル		
同期予備力	1,700 ドル	10,000 ドル		
エネルギー価格	3,750 ドル	12,050 ドル		

(出所) PJM Web サイトより²²¹

-

²²⁰ PJM, "Shortage Pricing and Pricing Impacts due to Reserve Shortages," August 9, 2021

 $meeting.ashx\#:\sim:text=The\%20penalty\%20factor\%20for\%20being\%20short\%20Step\%201\%20is\%20\%24850\%2FM\ Wh.\&text=The\%20penalty\%20factor\%20being\%20short\%20Step\%202\%20is\%20\%24300\%2FMWh.\&text=For\%20illustrative\%20purposes\%20only.>$

²²¹ PJM, "Operating Reserve Demand Curve & Transmission Constraint Penalty Factors," May 26, 2021 https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/2021/20210526/20210526-item-04-2-ordc-and-tcpf-problem-

statement.ashx#:~:text=PJM%20utilizes%20an%20Operating%20Reserve,MWh%20before%20congestion%20is%20added.>

1.3.3 **ERCOT**

1.3.3.1 供給力確保の考え方

テキサス州 ERCOT では、いわゆる Energy-Only Market アプローチを採用しており、容量市場は導入せずに、希少価格メカニズム(Scarcity Pricing)を導入している²²²。具体的には、ERCOT エネルギー市場を構成するリアルタイム市場における卸電力価格(kWh 価格)を高騰させる運転予備力需要曲線(ORDC: Operative Reserve Demand Curve)が設定されており、需給逼迫時等において、市場参加者の入札行動や入札価格とは無関係に価格スパイクを発現させる。需給逼迫時等における電力の希少性(Scarcity)を反映した卸電力価格を設定することにより、発電事業者による卸電力市場を介した発電設備固定費回収に資することができる。主なプロセスは、以下のとおりである。

- ・ ERCOT は、オンラインで把握できている発電設備容量と需要の差を、リアルタイム予 備力として算出
- ・ 需給逼迫等により予備力が低下した場合に、その予備率に応じてリアルタイム市場価格を高騰させる。ORDC 曲線は事前に設定され、約定価格に対し価格高騰分を Price Adder として上乗せする²²³。
- ・ 最低の予備力水準(2,000MW)まで到達した場合、上限価格として停電価値(VoLL)が設定。 VoLL は 9,000 ドル/MWh として設定されている。

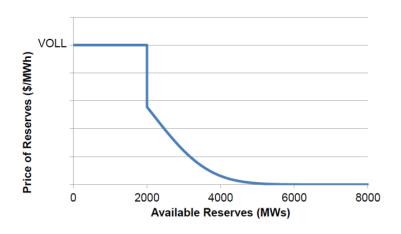


図 1-23 ERCOT における ORDC 曲線

(出所)ERCOT Web サイト等より

_

²²² https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20160629114652-3%2520-%2520FERC2016 Scarcity%2520Pricing ERCOT Resmi%2520Surendran.pdf>

²²³ リアルタイム市場で電力を買う場合は、この Price Adder が加算された価格で購入するが、この価格は、ORDC Settlement charge として需要家側に転嫁される。

1.3.3.2 2021年2月の電力価格高騰

(1) PUCT による高騰要因分析

米国テキサス州では、2021 年 2 月 15 日から 19 日にかけて、大規模降雪と大寒波襲来に伴い、広域的停電が発生した。同期間における ERCOT 電力価格(リアルタイム市場)は、上限とされる 9,000 ドル/MWh で推移していた。テキサス州 ERCOT がテキサス州公益事業委員会(PUCT: Public Utility Commission of Texas)²²⁴に提出した報告書によると、電源停止が最も大きかったのは 2/16 AM8:00 ごろであり、52,037MWh が停止した。内訳を見ると、天候起因が 27,567MW(53%)と最も大きく、次いで通常離脱が 7,650MW(約 15%)、設備要因が 7,457MW(14%)、燃料制約が 6,130MW(12%) となっている。

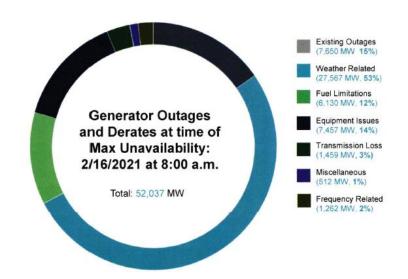


図 1-24 最大停止時(2021年2月17日8:00時点)における要因内訳

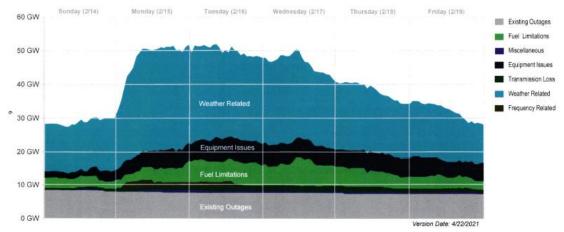
(出所)PUCT「Preliminary Report on Causes of Generators Outages and Derates for Operating Days February 14-19、2021 Extreme Cold Weather Event²²⁵」

時系列推移を見ると、時間の経過とともに、設備要因と燃料制約による停止量の割合が増加している。

-

^{224 &}lt;a href="https://www.puc.texas.gov/">https://www.puc.texas.gov/>

^{225 &}lt;<https://interchange.puc.texas.gov/Documents/51878_26_1125764.PDF>>



Net generator outages at the beginning of each hour on February 14-19, 2021, by cause category.

図 1-25 停止要因の時系列推移

(出所)PUCT 「Preliminary Report on Causes of Generators Outages and Derates for Operating Days February 14-19、2021 Extreme Cold Weather Event」

(2) ERCOT の動向

2021 年 7 月 6 日、Abbott 州知事は、PUCT に提出した書簡²²⁶において、今冬の価格高騰を踏まえた上で、電力市場の信頼性改善のために市場再設計を早急に実施することを表明した。

- ・ 天然ガス、石炭、原子力など、妥当且つ信頼性の高い電源種の開発・維持を促進するために、ERCOT 市場におけるインセンティブを再設計
- ・ 風力・太陽光など、利用可能性の担保が困難な電源種に対しては、信頼性費用を賦課
- ・ テキサス州民に対して信頼性のある電力サービスの提供が維持できる、適切な電力系 統を保証するために、ERCOT は天然ガス、石炭、原子力、その他の非再エネ電源に対 する修繕維持計画を策定
- ・ 既存・新設の起動可能電源と必要エリアの接続性を改善する送電計画を促進すること を ERCOT に対して命令

_

^{226 &}lt;a href="https://gov.texas.gov/news/post/governor-abbott-directs-public-utility-commission-to-take-immediate-action-to-improve-electric-reliability">https://gov.texas.gov/news/post/governor-abbott-directs-public-utility-commission-to-take-immediate-action-to-improve-electric-reliability

2 安定的な市場運用・系統運用における電力市場モデル

2.1 電力市場モデルの整理

卸電力市場・卸電力取引におけるプールモデルは、多くの場合、以下の2つの対立概念により定義される。まず、プールモデルの対立概念を「相対取引モデル」とするものであり、卸電力取引が中央集権的・集中的であるが、分散的・分権的であるかによって区分するものである。プールモデルは、いわゆる"強制プール(mandatory pool)"、"全量プール(gross pool)"と呼ばれるものあり、全ての電力取引は、プールを回避せずに、物理的取引を行うことになる(注:一部、相対取引を登録する形もあり)。一方、相対取引モデルは、"Net pool(部分プール)"、"任意プール(voluntary pool)"と呼ばれるものであり、プールを介さない相対取引もかなりの割合で存在する²²⁷。

もう一つの切り分けの考え方としては、プールモデルの対立概念を「需給責任主体 (BRP)モデル」とするものである。BRP モデルでは、系統運用者による管轄権限(給電指令権限)が、卸電力取引のゲートクローズ後、すなわち需給調整の段階になって初めて発生する。すなわち、BRP モデルでは、卸電力市場のゲートクローズまでは、市場参加者であるBRP が系統運用・需給調整の責任を担うことになる。一方、プールモデルでは、系統運用者が当該役割を担うことになり、必然的に、卸電力取引所機能(PXs)と系統運用機能(ISO)は、同じ機関が担うことになり、統合的・一体的な市場モデルとなる²²⁸。

²²⁷ ECA 社では、欧州における卸電力市場のモデルを①総量プール(Gross Pool)、②部分プール(Net Pool)、③単一購入者による独占、の3つに分類。①Gross Pool においては、系統運用者は、給電コストを最小限に抑えようとする最低費用アルゴリズム(least cost algorithm)に基づいて、すべての発電をスケジュールする。一方、②Net pool では、物理的契約は、期限前(GC前)に実施される。これらの契約の多くは、長期的相対契約または垂直統合された事業者内で行われる社内契約である。

⁽出所:ACER • Economic Consulting Associates 「European Electricity Forward Markets and Hedging Products—State of Play and Elements for Monitoring」)

https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pd

²²⁸ 過年度における資源エネルギー庁委託報告書でも、市場モデルについて、「パワープールモデル」と「BRP モデル」の 2 つに区分して定義している。パワープールモデルは、中央集権的な強制プール市場であり、当該市場を系統運用者が運営する。一方、BRP モデルでは、分散型・分権型であり、系統運用者は、卸電力市場における GC 後、需給調整の断面まで給電指令を出さず、市場運用者(電力取引所)と系統運用者は明確に分かれている。すなわち、電力市場モデルの考え方を、系統運用者のコントロール権(給電指令の権限)を、卸電力市場の GC 前に限定するか(=BRP モデル)、全過程において認めるか(=全量プールモデル)、によって定義している。

⁽出所:三菱総合研究所: 資源エネルギー庁委託調査「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)」、三菱総合研究所:資源エネルギー庁委託調査「平成29年度電力系統関連設備形成等調査事業(日本における調整力確保の在り方に関する調査)」など)

卸電力取引と系統運用の統合度

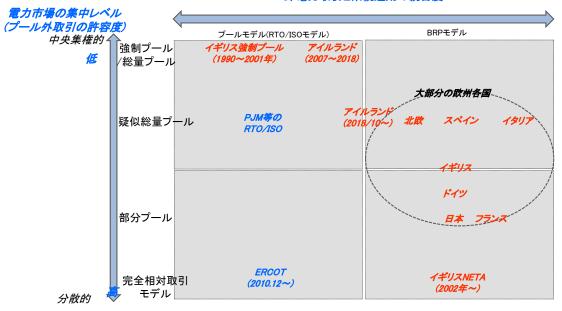


図 2-1 電力市場モデルの類型化

(出所)各種資料より MURC 作成

2.2 欧州における電力市場モデル

2.2.1 EU 域内単一市場構築へ向けた動向

2.2.1.1 市場結合の概要

(1) 卸電力取引所における市場結合の経緯

欧州では 1996 年以降、EU 指令に基づく電気事業制度改革を段階的に実施してきた。市場自由化を通じた電力取引量の増加を受け、卸電力市場も継続的な発展を遂げ、主に各国ごとに 20 を超える卸電力取引所が運営されてきた。また欧州では、主に系統の安定運用の観点から、加盟国間を結ぶ国際連系線が整備されており、域内における広域的な電力融通が進められてきた²²⁹。欧州では、この国際連系線の存在を背景として、2000 年代中盤から日市場における市場結合(Market Coupling)が進展してきた²³⁰。

さらに 2011 年 2 月 4 日に開催された欧州理事会では、"2014 年までに域内統一市場を完成させ、電力及びガスの自由な流通を実現する"ことが示されており、これまでの統合・連携に向けた動きが更に強化された。これを受け、各国規制当局(NRA)と TSO が、ACER との協力の下、EU Target Model として当該取り組みを進めており 231 、2015 年 5 月からは、中西部(CWE: Central West Europe)地域において "潮流ベースの市場結合(FMC: Flow-based Market Coupling)" が本格稼働している。

(2) SDAC/SIDC の進展状況

EU では、前日市場におけるシングルプライス・オークション方式による市場結合が SDAC(Single Day-Ahead Coupling)プロジェクト²³²として更に拡大する一方で、時間前市場 (Intraday Market)に関しても X-BID(Cross-Border ID)に基づき単一の取引プラットフォーム構築へ向けた取り組みが進められてきた²³³。時間前市場における EU 大の市場結合は、SIDC (European Single Intraday Coupling)プロジェクトとして、2018年6月より第1段階が開始さ

²²⁹ 2003 年 6 月に制定された「国際電力取引のための系統アクセス条件に関する規則(Regulation (EC) No 1228/2003)」(以下、「EU 国際電力取引規則」という。)は、EU 加盟国における国際連系線の運用等に関して規定した EU 規則である。当該規則では、非差別的な市場ベースの解決策(例:オークション等)を通じて、連系線容量の割当・混雑管理を実施することが示された。当該規則の後継としての位置付けとなる「EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009)」においても、この原則は踏襲されている。

http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32003R1228

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF

²³⁰ 市場結合とは、複数の卸電力取引所が、共通のプラットフォームのもとで、電力価格の決定や国際連系線の容量割当等を実施するものであり、連系線混雑が存在しない状況では、単一の卸電力市場価格が形成されることになる。

²³¹ 2014年2月には、CWE 地域とイギリス、北欧諸国の統合による北西欧地域(NWE: North Western Europe) の市場結合が完了したことに続き、同年5月には南西欧地域(SWE: South West Europe)との市場結合が開始された。さらに2015年2月からはイタリアとの市場結合が開始された。

²³² ENTSO-E Web #1 \https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sade/>

²³³ ENTSO-E Web サイト 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0.0 | 1.0

れた²³⁴。SIDC は、太陽光・風力等の再生可能エネルギーによる間欠的発電の急激な割合上昇等を背景として、時間前市場におけるクロスボーダー取引²³⁵が市場参加者にとって重要となっているという認識の下、時間前市場の全体的な効率性を高めることを目的としたものであり、具体的には、EU 全域にわたる連続約定方式(Continuous 方式)²³⁶によるクロスボーダー取引を可能にするものである²³⁷。

(3) TSO の地域間連携

上記の通り、卸電力取引所間の連携が進む一方で、TSO 間でも地域間の連携が進められたきた。具体的には、国際連系線の送電容量割当・混雑管理に関しては、主に長期的送電権については"明示的オークション(explicit auction)"が採用されているが、このオークションのルール統一化や共通運用プラットフォームとして、連系線オークション運用機関が重要な役割を果たしている。連系線オークション運用機関は、2008年以降、相次いで設立されたが²³⁸、2015年6月、CAO及びCASC.EUが合併することによりJoint Allocation Office (JAO)が設立された。JAOは、25TSO(22 カ国)によって所有される合同サービス会社であり、主に年単位、月単位、日単位の送電容量割当・混雑管理に係る明示的オークションを実施している。

また地域 TSO 間の国際連系線の潮流予測、系統安定運用の手続・ルール等の標準化・調整等を担う機関として、TSCNET(Transmission System Operator Security Cooperation) ²³⁹、CORESO(Coordination of Electricity System Operator) ²⁴⁰、SSC(Security Service Center) ²⁴¹が設立されている。

2.2.1.2 ネットワーク・コードと EU Target Model

(1) ネットワーク・コードの概要

2009 年 7 月に欧州議会及び理事会にて採択された「EU 域内ガス・電力市場のための第三 次法令パッケージ(The Third Legislative Package for an Internal EU Gas and Electricity Market)」は、電力・ガス分野における EU 域内単一市場の創設に向けた一連の法令である。この中で

²³⁴ 第1段階では15か国であったが、2019年11月の第2段階より22か国、更に2021年3月の第3段階より25か国へと拡大している。

https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/>

²³⁵ クロスボーダー(cross-border)取引とは、国際連系線を介した取引のことを意味する。

²³⁶ "ザラ場方式"とも呼ばれる。本報告書では、Continuous 方式として呼称を統一している。

²³⁷ 市場参加者から各入札ゾーンに対する注文を集約した上で、クロスゾーナル容量と割当制約を鑑みながらマッチングすることにより、非明示的に当該容量の割当を実施するものである。

²³⁸ 主に中東欧地域 (CEE: Central Eastern Europe)において CAO(Central Allocation Office Gmbh)、CWE 地域において CASC.EU(Capacity Allocation Service Company)、南東欧地域(SEE: South East Europe)において SEE CAO(Central Allocation Office in South East Europe)などが設立された。

^{239 &}lt;a href="http://www.tscnet.eu/">http://www.tscnet.eu/

^{240 &}lt;a href="http://www.coreso.eu/">http://www.coreso.eu/>

²⁴¹ http://www.securityservicecentre.eu/

も、「EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009)²⁴²」では、第 5 条に基づき設立された ENTSO-E が、系統利用・運用に関する EU 大の共通規則であるネットワーク・コード(Network Codes)を策定することを規定している(第 6 条)。これまで 10 つのコード及びガイドラインが策定されており、これらは欧州委員会による採択を経て、EU 規則として施行されている²⁴³。

- グリッド接続関連コード...発電側要件(Requirements for Generators (RfG))、需要側接続
 (Demand Connection Code(DCC))、高圧直流送電網接続(HVDC Connection Code (HVDC))
- システム運用関連コード...運用安定性(Operational Security Network (OS))、運用計画及 びスケジューリング(Operational Planning & Scheduling (OPS))、周波数管理及び予約 (Load Frequency Control & Reserves (LFCR))、緊急時における運用手続(Operational Procedures in an Emergency (EP))
- 市場関係コード...容量割当及び混雑管理(Capacity Allocation & Congestion Management (CACM))、先渡容量割当(Forward Capacity Allocation (FCA))、需給調整(Balancing Network Code (EB))

このネットワーク・コードの中でも、市場関連コードとして、容量割当及び混雑管理 (CACM)、先渡容量割当(FCA)、需給調整(EB)の3つが存在しており、域内単一市場創設を 目指したEU Target Modelの制度設計要素を構成している。

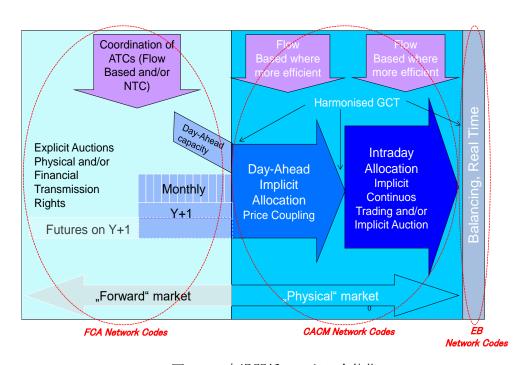


図 2-2 市場関係コードの全体像

(出所) 欧州委員会M.SUPPONEN氏講演資料「Integrated power markets in Europe」より244

²⁴² 欧州委員会 Web サイト

http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF

²⁴³ 欧州委員会 Web サイトeu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

²⁴⁴ 出所: 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「経済産業省 平成 29 年度産業経済研究委託事業 (諸

2.2.2 EU Target Model の詳細

2.2.2.1 主な制度設計要素

(1) 容量計算地域と入札ゾーン

EU Target Model は、一つの市場に全てを集約するわけでなく、地域単位で複数のプラッ トフォームを集約して構築する階層的な構造を念頭に置いている。後述する CACM 規則に 基づき"容量計算地域(CCRs: Capacity Calculation Regions)"が規定されており、現在のとこ ろ、全部で 8 つの CCRs (Nordic, Hansa, Core, Italy North, Greece-Italy(GRIT)、South-west Europe(SWE)、Baltic, South-east Europe(SEE))が規定されている²⁴⁵。

また、卸電力取引所の管轄単位として"入札ゾーン(Bidding Zone)²⁴⁶"が規定されており、 CCRs はこの入札ゾーンの集合体として構成される。CCRs は、これまで入札ゾーン単位で 設定されていた容量計算方法論(Capacity Calculation Methodology)等について地域として調 整を図るものである。具体的には、入札ゾーン間の連系線容量が、クロスゾーナル容量(crosszonal capacity)として定義され、FCA 及び CACM における提供容量の算出に当たっては、こ のクロスゾーナル容量が算出される。

(2) 容量計算方法

利用可能なクロスボーダー容量を算出するに当たり、CCRs 内の全 TSO は、個別グリッ ドモデル(IGM: Individual Grid Model) ²⁴⁷を構築する必要がある。全 TSO は、この個別グリッ ドモデルを、共通グリッドモデル(CGM: Common Grid Model)構築の責任を担う TSO に対し て送付する²⁴⁸。当該責任を担う TSO は、IGM を集約して、CGM を構築する。この CGM に 基づいて、CCRs における容量計算が実施され、クロスボーダーにおける利用可能容量が算 出される。

FCA では従来通り、純送電容量ベース(NTC: Net Transfer Capacity)ベースの容量計算が実 施され、クロスゾーナル容量は隣接する TSO 間において相対ベースで割り当てられる。一 方、CACM では、クロスゾーナル容量の計算は、原則として"潮流に基づくアプローチ(a flow-based approach)"を用いることが規定されている²⁴⁹。TSOは、受渡前々日(D-2)において、 利用可能なクロスボーダー容量を潮流ベースで計算し、前日以降の時間断面で利用可能と

245 https://www.entsoe.eu/bites/ccr-map/

外国における電力・ガス市場改革調査)報告書」より

²⁴⁶ 入札ゾーン(bidding zone)とは、卸電力取引所が自律的に需給均衡させる管轄単位として位置付けられ る。すなわち入札ゾーンとは、そのゾーン内において内部混雑が発生しないような地域単位を意味してお り、一つの入札ゾーンには、単一価格(single price)が設定される。入札ゾーン間の境界におけるの連系線 容量が、クロスゾーナル容量(cross-zonal capacity)として定義される。

²⁴⁷ 個別グリッドモデルは、受渡前々日において実施する混雑予測であることから D2CF(Day 2 Ahead Congestion Forecast)と呼ばれている。

²⁴⁸ CGM 構築は、主に CCRs 単位で実施され、当該 CCRs 内の TSO がこの役割を担う。

²⁴⁹ 潮流ベースの市場結合(FMC: Flow-based Market Coupling)では、電力潮流を"契約上の経路(Contract-bathbased)"ではなく実際の物理的潮流(physical flows)として考慮する。系統への電力受け渡し地点から引き出 し地点までの経路を実際に系統上に流れる潮流に基づき決定し送電容量を割当てることにより、利用容量 の最大化を図っている。

なる送電容量として卸電力取引所(PXs)に対して伝える。

(3) 各プレイヤーの役割

FCA においては、TSO が NTC ベースでクロスボーダー容量の計算を実施し、この提供容量を、オークションの運用等を担うオークションプラットフォームに対して通知する。オークションプラットフォームは、明示的オークションにより、市場参加者に対して長期的送電権の割当を実施する。一方、CACM においては、TSO が潮流ベースでクロスボーダーの容量を計算し、この提供容量を PXs に対して通知する。PXs は、前日市場における Single-price Auction 方式、時間前市場における Continuous 方式、それぞれの価格決定方式おいて、非明示的な方法で、PXs 参加者に対して送電容量の割り当てを行う。

市場結合関連するタスクを遂行する PXs として、規制当局により、指定電力市場運営者 (NEMO: Nominated Electricity Market Operator)が指名される。

2.2.2.2 市場結合による容量割当・混雑管理~CACM 規則

(1) 概要

2015年7月24日、欧州委員会は、ネットワーク・コードの一つとして「容量割当及び混雑管理に関するガイドライン設置規則²⁵⁰」(以下、「CACM規則」という。)を採択しており、8月15日より施行している²⁵¹。当該規則では、国際連系線の送電容量の算定や、前日市場・時間前市場の運用、入札ゾーンの設定・見直しなどに関する規則が規定されている。

TSOs と PXs の役割分担に関して、NEMO は、前日市場・時間前市場に係る取引サービスを提供する権利を有しており、TSO との協力の下、市場結合を実施するために、市場運営者として機能する²⁵²。主なタスクとして、市場参加者からのオーダー受け付け、マッチング及び割当に関する全般的な責任、価格公表、清算・決済等がある。また NEMO は、市場結合運用者(MCO: Market Coupling Operator)としての役割も兼ねている²⁵³。

一方、市場結合に参加する全ての TSO は、主に容量計算を構築・実行する。必要な場合において、クロスゾーナル容量割当及び他の取り決めを構築し、さらにクロスゾーナル容量及び割当制約を計算し、送付する

²⁵⁰ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (Text with EEA relevance)

http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL 2015 197 R 000">http://eur-lex.europa.e

 ^{251 &}lt;a href="https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx">https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx
 252 Article7 NEMO Tasks

²⁵³ MCO は、最善の方法で、ビッドとオファーをマッチするための特定のアルゴリズムを利用する。計算結果は、全ての PXs に対して非差別的に利用可能となる。

(2) 容量計算の詳細254

1) 容量計算プロセス255

全 TSO は、前日市場及び時間前市場における各時間枠に対して、クロスゾーナル容量を 計算する。前日市場の時間枠に関する情報更新は、D-2 の 15:00 以降の開始となる。各時間 枠における容量計算は、容量計算地域レベルで調整が図られる。

2) 共通グリッドモデルの構築256

先述の通り、利用可能なクロスボーダー容量を計算するために、共通グリッドモデルが構築される。この共通グリッドモデルは、計算するクロスボーダー容量に関連した、発電ユニット及び負荷を含んだ送電システムモデルを包括している。従って、各 TSO による正確且つ適時な情報の提供は、共通グリッドモデル構築にとって必要不可欠であり、そのため、以下の方法論が構築されている。

- <u>発電及び負荷データ提供の方法論</u>²⁵⁷...全 TSO は共同して、共通グリッドモデルを構築するために必要な発電/負荷データの受渡に関する単一の方法論の提案を開発する。この提案では、各 TSO が容量計算にあたり、どの発電ユニット及び負荷による情報提供を要求しているかを詳述している。
- 共通グリッドモデル方法論²⁵⁸…全 TSO は、共通グリッドモデル方法論を開発する。この方法論に基づき、共通グリッドモデルの開発が可能となる。この方法論は、シナリオの定義、個別グリッドモデルの定義、個別グリッドモデル統合により共通グリッドモデルを形成するプロセスの描写等を含んでいる。
- ・ <u>容量計算方法論</u>²⁵⁹…クロスゾーナル容量の計算にあたり、①潮流ベース、②調整された 純送電容量(NTC ベース)の 2 つの方法論を認められている。原則としては、共通の容量 計算方法論として利用されるアプローチは、①潮流ベースと規定されている²⁶⁰。各容量 計算地域内の全 TSO は、当該地域における、共通の調整済み容量計算方法論について の提案を提出する²⁶¹。

3) 再給電及び逆取引262

TSO は、域内及びクロスゾーナルの混雑に対処するために、逆取引及び再給電といった解消措置(remedial action)を利用する。効率的な容量割当及び不必要なクロスボーダー容量の節減を回避するために、TSO は、容量計算における解消措置の使用について調整を図る。各TSO は、連系線を含む管轄エリアに適用されるメカニズム及び合意と整合する形で、利用

²⁵⁴ TITLEII Chapter1 Capacity calculation

²⁵⁵ Article14 Capacity calculation time-frames, Article15 Capacity calculation regions

²⁵⁶ TITLEII Chapter1 Capacity calculation "Section2 The common grid model"

²⁵⁷ Article16 Generation and load data provision methodology

²⁵⁸ Article 17 Common grid model methodology

²⁵⁹ TITLEII Chapter1 Capacity calculation "Section3 Capacity"

²⁶⁰ Article20 Introduction of flow-based capacity calculation methodology

²⁶¹ Article21 Capacity calculation methodology

²⁶² TITLEII Chapter³ Redispatching and countertrading

可能な発電ユニット/負荷を再給電に用いることが出来る。

(3) 市場結合プロセス²⁶³

1) 前日市場結合264

CACM 規則では、シングルプライス・オークション方式による前日市場結合の目的やプロセスについて規定している。価格結合アルゴリズム²⁶⁵は、"翌取引日における、価格結合地域の前日市場結合に対して、経済的余剰を最大化することを目指す"ものであり、限界価格原則を利用している。また、前日市場におけるクロスゾーナル容量の価格は、市場混雑を反映しており、関連する入札ゾーンの決済価格の差分となる。

前日市場結合のプロセス²⁶⁶に関して、調整済み容量計算者は、クロスゾーナル容量及び割当制約が、前日 11:00 までに公表することを保証し、関連 NEMO に対しても同情報を提供する。前日市場の開場は遅くとも前日 11:00 とし、各入札ゾーンにおける前日市場のゲートクローズ(GC: Gate Close)は、前日市場の 12:00(noon)とする²⁶⁷。市場参加者は、前日市場のGC までに、関連する NEMOs に対して Order を提出する。各 NEMO は、受け取った Order を提出することよって、MCO の機能を遂行する。

2) 単一時間前市場結合268

(時間前市場結合プロセス269)

CACM 規則では、Continuous 方式による時間前市場結合の目的やプロセスについて規定している。主なプロセスとして、(調整)容量計算者は、クロスゾーナル容量及び割当制約が、時間前市場の開場 15 分前までに、関連する NEMO に対して提供されることを保証する。

また閉場時間、すなわちゲートクローズ(GC: Gate Close)が、各入札ゾーン境界の市場時間単位(market time unit)に対して設定されるが、この時間は、遅くとも実需給 1 時間前(60 分前)とするとともに、系統安定運用に係る需給調整プロセス等を考慮に入れる必要があるとしている。

(クロスゾーナル容量の価格設定方法論(CACM 規則第55条))

CACM 規則第 55 条では、「時間前におけるクロスゾーナル容量の価格設定方法論(Single Methodology for Pricing Intraday Cross-Zonal Capacity)」を開発することを規定している。これを受け ACER は、2019 年 1 月、CACM 規則第 55 条に基づく「時間前におけるクロスゾー

²⁶³ TITLEII Chapter4 Algorithm development

²⁶⁴ TITLEII Chapte5 Single day-ahead coupling

²⁶⁵ TITLEII Chapte5 Single day-ahead coupling "Section 1The price coupling algorithm"

²⁶⁶ TITLEII Chapte5 Single day-ahead coupling "Section 2 The single day-ahead coupling process"

CEE 地域もしくはその他近隣国の TSO もしくは NEMO は、当該地域が単一市場結合に参加するまで、異なった閉場時間を設定することも可能である。

²⁶⁸ TITLEIIChapter6 Single intraday coupling

²⁶⁹ TITLEIIChapter6 Single intraday coupling "Section1 Objectives, conditions and results of single intraday coupling", "Section2 The single intraday coupling process"

ナル容量の価格設定方法論」に関して、ACER 決定(ACER Decision No 01/2019)²⁷⁰を公表した。当該決定では、クロスボーダー時間前オークションや補完的地域オークション(CRIDA: Complementary Regional Intraday Auction)等に関して、ACER による決定が示されており、クロスゾーナル容量の価格決定メカニズムについて規定しているが、その一環としてオークションの制度設計要素について言及している。当該オークションは、既に稼働している SIDC を補完する位置付けとなるが、容量の重複割当(double allocation)を防ぐ観点から、時間前オークションのゲートクローズ前後において、SIDC を一時的に停止するべきとしている。

2017 年 271 及び 2019 年の ACER の決定に基づく提案では、オークション開催回数は計 3 回であり、ゲートクローズ時刻は、それぞれ受渡日の前日(D-1)15:00、前日(D-1)22:00、当日(D)10:00 となっている。

表 2-1 ACER 決定に基づくクロスボーダー時間前オークションの制度設計要素

項目	内容
オークション実施回数	計3回
(取引対象となる市場時間帯)	-1 回目: 実受渡日の 00:00-24:00
	-2 回目: 実受渡日の 00:00-24:00
	-3 回目: 実受渡日の 12:00-24:00
ゲートクローズ時刻(ID CZ GCT)	-1 回目: 前日 15:00 (実需給開始 9 時間前)
	-2 回目: 前日 22:00 (実需給開始 2 時間前)
	-3 回目: 当日 10:00 (実需給開始 2 時間前)
適格価格閾値	上限価格: 9,999€/MWh
	下限価格: -9,999€/MWh

注:市場時間単位、ゲートオープン時刻(ID CZ GOT)、結果の公表、入札価格の粒度、入札数量の粒度については、規定されていない。

(出所) ACER Decision No 01/2019 より MURC 作成

(補完的地域オークション(CACM 規則第 63 条))

CACM 規則第 63 条に基づき、NEMO 及び入札ゾーン境界を管轄する TSO は、補完的地域オークション(CRIDA: Complementary Regional Intraday Auction)の設計及び実施のための方法論案を共同で作成し、関連する NRA に提案し、承認を得ることが可能となっている²⁷²。NRA からの共同提案により、関係する TSO は、非明示的割当に加えて、明示的オークショ

ACER Decision No 01/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 24 January 2019 Establishing a Single Methodology for Pricing Intraday Cross-Zonal Capacity(ACER Decision No 01/2019) https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf

ACER Decision No 05/2017, "Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 05/2017 of 14 November 2017 on the Nominated Electricity Market Operators proposal for harmonized maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling"

²⁷² Article63 Complementary regional auctions

ンを提供することもできる²⁷³。これまでに、承認を受けている CRIDA は以下の 3 つである。

- ・ ポルトガルースペイン間(2018年4月承認)
- ギリシャーイタリア間(2019年7月5日承認)
- ・ イタリアー北部国境間(2019年4月6日承認)

2.2.2.3 長期的送電権による容量割当・混雑管理~FCA

(1) 概要

欧州委員会は、「先渡容量割り当てに関するガイドライン設置規則²⁷⁴」(以下、「FCA 規則」という。)を採択しており、2016年10月17日より施行された。FCA 規則は、主に年間・月間の先渡送電容量割当(Forward Capacity Allocation)に関するものであり、具体的には、受渡日の前々日(D-2)までのプロセスにおいて、"明示的オークション"による長期的送電権の割当方法等を規定している。長期的送電権の種類として、物理的送電権(PTR: Physical Transmission Rights)の他に、金融的送電権(FTR: Financial Transmission Rights)も規定されている。なお割当対象となる容量、すなわち提供容量(Offered Capacity)の算出に当たっては、従来と同様に、純送電容量ベース(NTC: Net Transfer Capacity)に基づいて利用可能送電容量(ATC: Available Transfer Capacity)が算出される。

入札ゾーンにおいて管轄権限を持つNRAは、TSOが当該入札ゾーンにおける長期送電権を発行するかどうか、意思決定を下す資格を保有しているが、同じ入札ゾーンボーダーにおいてPTRとFTRを並行して導入することは、許可されていない。FTRは、ベルギーーオランダ、ベルギーーフランス、スペイン-ポルトガルなどの連系線において既に導入されている。

(2) 容量割当・混雑管理の詳細

FCA は、クロスゾーナル容量を決定するための共通方法論やプロセスの確立など、先渡容量割当のための共通規則である。FCA において、TSO は、1)調整された容量計算者、2)単一の割当プラットフォーム、3)地域プラットフォームなど重要な役割を担っている。

1) 長期容量割当に係る容量計算275

各 CCRs における全 TSO は、少なくとも年間及び月間の時間枠で、長期のクロスゾーナル容量が計算されることを保証する。CACM 規則における適用内容が、長期容量計算の全般事項に対しても適用される。

92

²⁷³ 関連 TSO は共同して、市場参加者が明示的割当に参加することによって充足する条件に基づいた提案を開発する。当該提案は、関連 NRA による共同承認を受ける必要がある。

²⁷⁴ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (Text with EEA relevance)

http://eur-lex.europa.eu/legal-

content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L .2016.259.01.0042.01.ENG&toc=OJ:L:2016:259:TOC>

²⁷⁵ TITLE3 Requirements

また、各 CCRs における全 TSO は、共通の調整済み容量計算方法論²⁷⁶を開発する²⁷⁷。容量計算アプローチは、"NTC ベース"もしくは "潮流ベース"のいずれかとなるが、後者は、容量計算地域において、結果の透明性及び正確性が保証されると同時に、経済効率性を向上させることが出来る場合のみ適用可能であり、原則的には NTC ベースの容量計算方法論が採用される。

容量計算方法論では、CACM 規則に準拠する形で内容が規定される。また、CACM 規則の同等条項に準拠する形で、個別グリッドモデルは共通グリッドモデルに統合される²⁷⁸。

2) 先渡容量割当279

先渡容量割当は、長期クロスゾーナル容量の取引を可能にするとともに、市場参加者に対して、混雑費用及び前日市場における混雑価格に対するヘッジ機会を提供する。先渡容量割当は、限界価格原則を利用し、計算結果を決定する。

またクロスゾーナル容量のリスクヘッジオプションとして、各 TSO は、長期送電権(Longterm Transmission Rights)を発行することが出来る。入札ゾーンにおいて管轄権限を持つ NRA は、TSO が当該入札ゾーンにおける長期送電権を発行するかどうか、意思決定を下す資格を保有している。

長期送電権²⁸⁰は、割当プラットフォームを通じて、市場参加者に対して割当される。長期送電権の形態として、"空押さえ禁止(Use-it-or-sell-it)"に準拠した物理的送電権(PTR)と金融的送電権(FTR)が存在する。なお同じ入札ゾーンボーダーにおいて PTR と FTR を並行して導入することは、許可されていない。TSO から NRA に対する提案では、実装に向けたタイムスケジュールやカバーする入札ゾーンボーダーに加え、長期送電権のタイプ(例: PTR、FTRオプション、FTR義務)、先渡容量割当の時間枠(例: 年間、月間) などが定義される。

3) 単一割当プラットフォームと割当ルール

単一割当プラットフォーム²⁸¹は、先渡容量割当を実施する責任を担っている。具体的には、市場参加者の登録、市場参加者に対するコンタクトポイントの提供、オークション手続のオペレーション、長期送電権の金融的決済 (証拠金管理含む)、長期送電権の返却を可能、市場情報公開などを含んでいる。

²⁷⁶ TITLE3 Chapter1 "Section2 Capacity Calculation Methodology"

²⁷⁷ 当該方法論は、CACM の同等条項に従い、前日市場・当日市場の時間枠に対する容量計算方法との間で、比較可能性及び一貫性を保証するものでなくてはならない。

²⁷⁸ TITLE3 Chapter1 "Section3 The Common Grid Model", "Section4 Splitting of Cross Zonal Capacity", "Section5 The Capacity Calculation Process"

²⁷⁹ TITLE3 Chapter3 The Forward Capacity Allocation

²⁸⁰ TITLE3 Chapter3 "Section2 Options for Cross Zonal Transmission Risk Hedging"

²⁸¹ TITLE3 Chapter4 Single Allocation Platform

2.2.2.4 電力需給調整規則における規定内容

2017年11月23日、欧州委員会は、ネットワーク・コードの一つである「電力需給調整に関するガイドライン設置規則²⁸²」(以下、「電力需給調整規則」という。)を採択しており、12月18日より施行している²⁸³。当該規則は、需給調整市場における効果的な競争、無差別及び透明性を促進し、需給調整の効率性を向上することを目的としている。またインバランス精算についても規定しており、EU 大で各 TSO のインバランス精算制度の調和化が進められている。

(1) 調整力調達に係る主な規定内容

電力需給調整規則の第 V 編「調整サービスの調達(Procurement of Balancing Services)」では、調整力(Balancing Energy)の稼働、及び調整容量(Balancing capacity)の調達等に係る原則が示されている。

調整力に関しては、同規則第 29 条「共通メリットオーダーからの調整力入札の稼働 (Activation of balancing energy bids from common merit order list)」に規定される通り、各 TSO は、原則として共通メリットオーダーリストに基づき、管轄エリア内において供給可能且つ費用対効果の高い調整力を稼働する。全ての TSO は、調整力の稼働を最適化するために、稼働最適化機能(activation optimization function)を実装する必要がある(第 31 条)。また第 30 条に基づき、全ての TSO は、当該規則施行から 1 年以内に、調整力を稼働した結果として発生する、調整力の価格決定方式を提案する必要がある。この調整力価格は、原則として限界価格であり、pay-as-cleared 方式に基づくと規定されている。

また、調整容量(Balancing capacity)の調達は、少なくとも周波数回復予備力(FRR: Frequency Restoration Reserve)及び代替予備力(RR: Replacement Reserve)については市場ベースでなければならないとされており、出来るだけ短期的且つ経済効率的に実施されなければならないとされている(第32条(2))。

(2) 調整力精算に係る主な規定内容

1) 精算原則

電力需給調整規則の第V編「精算(Settlement)」の第1章「精算原則」では、インバランスを含めた精算に係る原則が示されている。第44条では、精算プロセスは、インバランス状況を反映した適切な経済的シグナルを確立するとともに、"エネルギーのリアルタイム価値を反映した価格(a price that reflects the real time value of energy)"でインバランスが精算されることを規定している 284 。

²⁸² Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance)

< http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

^{283 &}lt;a href="https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx">https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>284 同規則第44条第3項では、各TSOは、"インバランス精算とは別に追加の精算メカニズムの提案を作成し、調整容量の調達コスト、管理コスト及び調整に関連するその他のコストを精算することができる"

2) 調整力の精算

同じく第 V 編「精算」の第 2 章「調整力の精算(第 45~49 条)」では、各 TSO による調整力の精算に係る原則が示されている。同規則第 45 条に基づき、各 TSO は、少なくとも FRRと RR に係る精算について、稼働した調整力ボリュームの計算に係る手順を確立する。また第 49 条に基づき、各 TSO は、稼働した調整力ごとに、需給調整責任主体(BRP: Balancing Responsible Party)に適用されるインバランス調整量(imbalance adjustment)を算出するものとする。更に各 TSO は、インバランス調整量に対して、稼働した調整力ボリュームを決定するとともに、調整以外の目的(purposes other than balancing)で稼働したボリュームを判断する。

(3) インバランス精算に係る主な規定内容

同じく第 V 編「精算」の第 4 章「インバランス精算 (第 $52\sim55$ 条)」では、各 TSO によるインバランス精算に係る原則が示されている。

1) インバランス精算の調和要素

同規則第 52 条(2)では、全ての TSO がインバランス精算において調和化させる制度要素 について規定している。具体的には、全ての TSO は、同規則発効後 1 年以内に、少なくと も以下の事項を調和化・詳細化した提案書を開発する必要がある。

- インバランス調整量の計算(第 49 条)、及びポジション量、インバランス量及び割当量の計算(第 54 条(3))
- インバランス価格の算定に使用される主要な構成要素(第55条)。 具体的には FRR や RR 由来の"調整力の稼働回避価値(the value of avoided activation of balancing energy)"の定義を含む。
- 単一インバランス価格 (single imbalance pricing)の使用。余剰インバランスと不足インバランスに対して、単一価格を定義する。
- 二重インバランス価格(dual imbalance pricing)を適用する場合は、その条件及び方法論を 定義する。

全 TSO によるインバランス精算調和提案書(ISHP: Imbalance Settlement Harmonization Proposal) ^{285, 286}の第 5 条では、各インバランスエリア及びインバランス精算期間における、上げ、下げ、それぞれのインバランス価格計算にあたっての主な構成要素として、少なくとも以下の要素のひとつを含むとしている。

tasks/EBGL/EBGL_A52.2_181218_ALL%20TSOs%20proposal_ISH_proposal_for%20submission.pdf>

としており、これは"不足価格決定機能(shortage price function)の導入により達成されるのが望ましい"としている。

²⁸⁵https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-

²⁸⁶https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-

 $tasks/\overline{E}BGL/EBGL_A52.2_181218_ALL\%20TSOs\%20 proposal_ISH_explanatory_document_for\%20 submission.pdf>$

- FRR・RR 由来の調整力の稼働回避価値(ISHP 第6条に準拠)
- TSO によって要求された FRR 由来の調整力量の価格
- (適用される場合)TSO が稼働した RR 由来の調整力量の価格
- (適用される場合)インバランスネッティングプロセスの結果生じた電力融通量²⁸⁷ また第 5 条(5)では、インバランス価格の構成要素について詳述している。この中では希少性についても言及しており、各 TSO は、必要性に応じて希少性を鑑みた価格設定について提案できるとしている。

2) インバランス精算時間単位(ISP)

同規則第 53 条(1)に基づき、全ての TSO は、同規則発効後 3 年以内に、全てのスケジューリングエリアにおいて、15 分のインバランス精算時間単位(ISP: Imbalance Settlement Period)を適用するとしている²⁸⁸。なお同期エリアの TSO は、当該要件の適用免除を要請できるとしており、そのためには関連規制当局が、少なくとも 3 年ごとに、ISP の調和に関する費用対便益分析(CBA: Cost-Benefit Analysis)を行う必要があるとしている(第 53 条(2)、(3))。

3) インバランス計算及びインバランス料金

同規則第 54 条に基づき、各 TSO は、各 ISP において各 BRP に対する最終ポジション(final position)、割当量(allocated volume)、インバランス調整(imbalance adjustment)及びインバランス(imbalance)を算出しなければならない。また同規則第 55 条に基づき、各 TSO は、プラス、ゼロ、マイナスのインバランス料金を算定するための規則を設定しなければならない²⁸⁹。

Imbalance price positive	Imbalance price negative	
Positive imbalance	Payment from TSO to BRP	Payment from BRP to TSO
(余剰のインバランス)	(TSO から BRP への支払)	(BRP から TSO への支払)
Negative imbalance	Payment from BRP to TSO	Payment from TSO to BRP
(不足のインバランス)	(BRP から TSO への支払)	(TSO から BRP への支払)

表 2-2 インバランス料金の支払

(出所)MURC 作成

インバランス価格は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働価格、即ち、非常に短時間の指令で稼働される予備力コストを参照することによって価格付けされなければならないと規定されている。また不足のインバランス(Negative imbalance)に対するインバランス料金は、代替的に以下よりも低くてはならないとされている(第55条(4))。

• FRR 及び RR 由来のポジティブ調整力(positive activated balancing energy)の加重平均価格

²⁸⁷ the volume of intended exchange of energy as a result of the imbalance netting process

²⁸⁸ 第 62 条(2)(d)に基づき、TSO は derogation を要求することも可能とされている。

²⁸⁹ 同規則第 55 条(2)に基づき、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値の定義も含む

• インバランス精算期間中にいずれの方向でも調整力が稼働されなかった場合は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値

また余剰インバランス(positive imbalance)に対するインバランス料金は、代替的に以下より高くてはならないとされている(第55条(5))。

- ・ FRR 及び RR 由来のネガティブ調整力(negative activated balancing energy)の加重平均価格
- インバランス精算期間中にいずれの方向でも調整力が稼働されなかった場合は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値

2.2.3 ノーダルへの移行に向けた議論

2.2.3.1 EUにおける検討状況

欧州域内電力市場は、入札ゾーンの概念に基づいている。入札ゾーンは、それぞれ1つのノードとしてモデル化されており、その内部には構造的混雑は発生しないと仮定されているため、各価格エリアにおいて均一価格が設定される。このように、入札ゾーンの概念に基づくゾーナルシステムは、電力グリッドの物理的特性に関する強い単純化に基づいている。一方で、欧州においてもノーダルシステムへの移行可能性について様々な検討が実施されており290、欧州委員会による EC Impact Assessment of the Clean Energy Package では、将来的な可能性の一つとしてノーダルシステムと LMP への移行についても言及している。また国別にみると、国別にみると、例えばポーランドでは TSO である PSE 社が 2018 年よりノーダルシステムへの移行プロジェクトを実施中である。当該プロジェクトは 2023 年までに完了予定となっており、ポーランド国内に約 4,000 程度のノードが形成される予定である291。

2.2.3.2 欧州委員会による既存研究

(1) 概要

欧州委員会の関連研究組織である JRC(Joint Research Centre)は、欧州内電力市場におけるノーダル価格制度の実施の可能性と効果を分析した報告書として、2020 年に「Nodal Pricing in the European Internal Electricity Market²⁹²」を公表した。主な結論は、以下の通り。

- ノーダル価格制度(Nodal Pricing Mechanism)は、ネットワーク内の各ノードが 1 つの入 札エリアを表す、最も極端な形の市場分割と解釈することができる。したがって、現在 の欧州電力市場の原則は、理論的には、ノード単位での価格付け(Nodal Pricing)を適用 する可能性を排除するものではないと考えられる。しかし、実際には、ゾーナルからノ ーダルへの移行は煩雑であり、克服すべき技術的・規制上の課題が存在する。
- EU の電力市場設計にノーダル価格制度を適用するには、基準市場(reference market)に関する見解を変える必要がある。可能な限りリアルタイムに近い需給調整市場が基準となり、前日市場と時間前市場はその基準市場に対するフォワード市場となる。したがって、ノーダル価格制度を導入することは、まず、EU における需給調整が現在よりも緊密に調和することを意味する。
- 欧州電力市場にノーダル価格制度を導入するには、新たな役割と責任の定義と割当て が必要となり、制度的にかなり強引な変更が必要となる。需給調整市場が真の基準市場

²⁹⁰ Nodal Mechanism 及び LMP については後述。

²⁹¹https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-

tasks/EBGL/EBGL_A52.2_181218_ALL%20TSOs%20proposal_ISH_explanatory_document_for%20submission.pd f>

²⁹²<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119977>

となる点に関しては、特に大きな変化が予想される。

• 欧州電力市場の脱炭素化は、必然的に分散電源の発電量増加を意味する。これに加えて、 ノーダル価格制度の導入は、TSO と DSO がどのように相互作用するかという問題を提 起する。Clean Energy for All Europeans Package は、すでに分散型電力システムに関連す る側面により一層焦点を当てている。分散型リソースが市場に積極的に参加できるよ うにするという全体的な目的をもって、ノーダル制度に関する議論は、配電段階での LMP にも拡張することができる。

(2) ノーダルプライシングの費用/便益

ゾーナルからノーダルへの制度移行は煩雑であり、制度的変更が必要である。そのような移行を経験した米国では、発生した移行コストと達成された便益に関する豊富な経験が存在する。ノーダルへの移行は、効率性に対する短期的影響と長期的影響に区別されるが、特に短期的効率性に対して直接的に影響する²⁹³。具体的には、短期とは、前日市場から需給調整市場、さらに実需給断面に至るまでの 24 時間に相当するものであり、例えば TSO による是正措置(再給電、逆取引等)に係る費用削減等を通じて便益が創出される。

米国における実証研究によると、ノーダルへと移行したすべての RTO/ISO が、当該制度変更による明確な便益について示唆している²⁹⁴。 欧州においても学界や産業界によるモデル分析が実施されているが²⁹⁵、これらの研究は、EU におけるノーダル移行に対する便益について期待を持たせるものである。一方、EU におけるノーダル実装に向けては様々な運用上・規制上の課題の存在を指摘している。

(3) EU におけるノーダル実装に向けた課題

EU におけるゾーナルからノーダルへの移行は複雑であり、克服すべき運用上・規制上の課題が存在する。具体的には、①グリッド表現などが存在する。

1) グリッド表現

ノーダルプライシングは、最も極端な形の市場分割と解釈することができ、ネットワーク

²⁹³ 長期的効率性への影響としては、効率的なフォワード市場形成と、将来の発電及び送電投資のための 適切なシグナル等が考えうる。

²⁹⁴ Neuhoff (Neuhoff, et al., 2011)によれば、PJM では、一時的な実施コストは約 2 億ドルであったのに対し、消費者への年間利益が約 2 億 2500 万ドルに達していた。一方、ERCOT は、一時的実施コストと年間便益の両方で 5.5 億ドルと推計されていた。

 $^{^{295}}$ 例えば、Neuhoff による研究 (Neuhoff, et al., 2013)によると、ノーダル価格設定により、年間約 8~20億ユーロのコスト削減と、最大 34%の国際送電容量の増加が可能であることを示唆している。さらに、Papavasiliou (Papavasiliou, et al., 2018)によると、中西部欧州諸国におけるノーダル導入により、現行市場設計(潮流ベースの市場結合及び ATC)を約 7億ユーロ/年、上回る便益があると報告している。さらに、ACER (ACER, 2018)は、EU 全体の混雑解消措置(remedial actions)の費用が増大していることを受け、その解消可能性について指摘している。Bjorndal (Bjorndal, et al., 2018) が実施したポーランドにおける具体的評価によれば、ポーランドはハイブリッド価格モデルにおいて再給電コストを大幅に削減できる可能性がある。この研究では、完全なゾーンプライシングと比較して、ポーランドだけがノードプライシングを用いた場合、ポーランドの再給電費用が 93%削減されるとしている。

内の各ノードが 1 つの入札ゾーンを表している。したがって、現在の欧州市場設計の原則 は、理論的には、ノーダル価格制度の適用可能性を排除するものではないと推測できる。

先述の CACM 規則では、第 32 条において入札ゾーンの見直しについて規定している。具体的には、構造的混雑を反映すべき既存の入札エリアをどのように見直すかについての規則を定めており、内部制約が残る場合は、入札ゾーンを見直すべきであるとしている。したがって、理論的には、入札ゾーンの継続的調整は、結局、ノーダル価格制度、あるいはそれに近い価格設定環境につながる可能性があると考えられる。しかし、ENTSO-Eによる入札ゾーンレビュー(ENTSO-E, 2018)で強調されているように、入札ゾーン数のいかなる変化も、移行及び取引コストの増加に直結する。従って、入札ゾーンの調整に伴うコストと調整に要する時間等を鑑みると、ノーダル価格制度を入札ゾーンの継続的調整の最終状態と捉えてそこへ移行(少なくとも一部の地域レベルではノーダル価格制度に直ちに移行するにしても)することが効率的であるかは疑問である。

さらに、クロスゾーナル容量の計算にあたり、TSO は送電グリッドの共通表現に依存しなければならない。CACM は、全ての TSO に対して、協調的な方法でクロスゾーナル送電容量を定義するために、共通グリッドモデル(CGM)の確立を要求する²⁹⁶。CGM 方法論の原則はすべての TSO と入札ゾーンに有効であるが、いわゆる CCRs においては、より緊密な協力及び調整が地域レベルで実現されている。CCRs は、TSO がクロスゾーナル送電容量のの決定において緊密に協力する、設定された入札ゾーンで構成される。したがって、ノーダル価格制度を実装するための選択は、CCR レベルとなると考えられる。

2) 基準市場としての需給調整市場

EU Target Model に関して、現在の見方では、前日市場が基準市場であり、時間前市場と需給調整市場は、調節市場(adjustment market)である。しかし、EU 電力市場設計にノーダル価格を適用するには、基準市場に関する見方を変える必要がある。つまり、できるだけリアルタイムに近い需給調整市場が基準となり、前日市場と時間前市場はその基準のフォワード市場となる。またリアルタイム市場は、需給が瞬間的な系統制約のもとで効果的に満たされる場合のように、真の電力スポット市場として機能する。

それ故、ノーダル価格制度の導入は、まず、EU 需給調整市場が現在よりも緊密に調和することを意味する。EU では、先述した EB 規則(EU 規則 2017/2195)に基づき調和を進めているが、価格決定ルールは、競争的な市場価格形成から、インバランス料金やペナルティに至るまで、依然として大きく異なる。

将来的に、需給調整市場が真の基準市場として確立されるにあたっては、①米国と同様の

.

²⁹⁶ CACM の第 17 条は、TSO に対し、少なくとも、発電、負荷及びグリッド・トポロジーを予測する、前日・時間前の市場時間枠の各市場時間単位(時間)についてのシナリオの定義を伴う、CGM 方法論を共同で開発することを要求している。シナリオの定義、各 TSO による個々のグリッドモデルの構築および CGM への統合に関するこの方法論の原則は、2016 年に提案され(ENTSO-E, 2016)、2017 年に国の規制当局によって承認された(All Regulatory Authorities, 2017)。

2 段階決済システム(2-Settlmement System)への移行、②需給調整市場からの発展拡大、の 2 つの方法が考えられる。前者の方法は、現行の需給調整市場を RTO/ISO による組織された リアルタイム市場への置き換えるものであり、2 段階決済システムによる短期的市場を構成 する。当該アプローチは、必然的に需給調整市場の根本的再構築を意味し、制度設計の大幅 な修正を必要とする。一方、後者はより少ない構造的変化で済むものであり、TSO による需 給調整メカニズムを維持しつつ、ノーダルへの移行を図るものである。具体的には、需給調整責任主体(BRP)の追加的要件の修正・緩和を通じて、ノーダル制度の下、リアルタイムに おいてより大きなインバランス発生を許容するものである。後者では、調和の度合いについては議論の余地があるが、ノーダル価格設定には、商品、それらの調達と価格、インバランス精算期間の整合性が必須であり、また、いくつかのノードをカバーする BRP の役割を再検討する必要がある。

3) ノーダルシステムにおける前日市場の役割

米国型のノーダル価格制度では、前日市場は金融的市場及び物理的市場の双方の意味合いがある。また前日市場は、リアルタイム運用にあたってのフォワード市場という位置づけであるが、リソースコミットメントに関する重要な決定を下す必要があるマイルストーンにも対応している。前日段階において効率的な暫定計画を立てるためには、前日とリアルタイムの経済的インセンティブの間に構造的な乖離があってはならない。すなわち、前日とリアルタイムの価格収束が必要であり、米国規制当局は、価格収束は市場効率性の兆候であると認識している。市場設計に関し、この価格収束を促進する方法はいくつかある:

- 前日市場における機会費用の入札を認める。効率的運営のためには、発電リソースは、 前日市場において機会費用を鑑みた入札することにより、リアルタイムにおけるその 価値を予測することが必要である。
- 仮想取引(Virtual Bidding 等)を導入する。市場参加者が、二つの市場を選択できるように、また2つの市場間の裁定取引を可能にする。
- 市場組織/市場価格メカニズムを、可能な限り、前日とリアルタイムの間で調整する。

4) 効率的価格シグナル

ネットワーク外部性は市場アルゴリズムに完全に内部化されるので、原則として、ノードグリッド表現は効率的な価格シグナルを提供する。しかし、前述したように、市場参加者にとって効率的な価格シグナルを得るためには、少なくとも 2 つの追加的な市場設計要件が必要であり、具体的には、市場参加者は、自らの所在地に付随する価格リスクを金融的にヘッジする手段、また市場支配力の事前緩和措置が必要とされる。これらの 2 つの要件は、EUの文脈で議論されており、特に前者は先述の FCA にお基づき、FTR として、このようなヘッジを可能にするツールとして導入されている。また後者に関しては、ノーダル価格体系に移行するには、ノーダル・レベルでの入札は、ゾーナルよりも市場支配力の濫用に晒される可能性があるため、より強力な事前管理が必要となる。

5) 制度的側面

欧州電力市場にノーダル価格制度を導入するには、新たな役割及び責任の定義と割当が必要となり、制度的にかなり強力な変更が必要となる。先述の通り、前述したように、需給調整市場の考え方に関しては、特に大きな変化が予想される。市場運用と系統運用は密接に相互作用することになり、両方とも各国の選好に大きく影響される。その際の主な検討項目としては、以下が想起される。

- EU がノーダル価格体系に移行するための1つのアプローチとして、地域別実施が考えられる。これは、ゾーナルとノーダルの共存の実現可能性、さらには必要な法的枠組みの変更に係る問題点を提起する。
- FTR の導入にあたり、当該市場の組織化に責任を負う機関の任命が必要である。FCA では、TSO が発行する FTR を許可するが、ノーダル制度では、その発行主体が個々の TSO か、それとも中央機関であるべきかという問題が提起されている。
- ノーダル価格体系における市場監視のための事前管理を強化する必要があるため、事前市場監視(入札管理)の実施責任を負う機関を定義する必要がある。
- TSO、NEMO 及び地域調整センター(RCC: Regional Coordination Centers)の役割について 再考する必要がある。米国のノーダルシステムでは、RTO/ISO が市場運用と系統運用の 責任を負うが、EU におけるノーダルへの移行においても、この役割を引き継ぐ主体を 定義する必要がある。
- 欧州電力市場の脱炭素化は、必然的に分散電源の発電量の増加を意味する。これに加えて、ノード価格付けの導入は、TSO と DSO がどのように相互作用するかという問題を提起する。Clean Energy for All Europeans Package は、すでに分散型電力システムに関連する側面により一層焦点を当てており、分散資源が市場に積極的に参加できるようにするという全体的な目的をもって、ノーダル価格付けに関する議論は、配電段階における LMP にも拡張することができる。

2.3 米国における電力市場モデル

2.3.1 FERC SMD モデルと SCED の概要

米国では、1978年公益事業規制政策法(PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act)以降、発電部門における自由化が開始され、米国連邦エネルギー規制委員会(FERC: Federal Electricity Regulatory Commission)によるOrder888・889²⁹⁷(1996年4月)、Order2000²⁹⁸(1999年12月)等を通じて電気事業制度改革を進めてきた²⁹⁹。また、FERCは、2002年7月末に卸電力市場の構築に係る"標準市場設計(SMD: Standard Market Design)"規則案を公表したのに続き、2003年4月には、SMD改定案に関する白書を発表した。当該白書では、RTOの構築を通じて、前日市場(Day-ahead Market)とリアルタイム市場(Real-time Market)から構成されるエネルギー市場(Energy Market)を運営することが提案されている。さらに、送電線のノード単位で地点別限界価格(LMP: Locational Marginal Price)³⁰⁰を導入するとともに、リスクヘッジを目的として金融的送電権(FTR: Financial Transmission Right) ³⁰¹の導入が提案されていた。主に北西部・南東部の諸州の反対もあり、2005年7月にFERC は同規則案を取下げたが、このSMDは、各RTO/ISOの市場設計のフォーマットとなっている。

一方で、EPAct 2005 の Section 1234 では、 "経済的給電(Economic Dispatch)"の概念について詳述しており、"発電及び送電設備の運用制約を認識しながら、最小費用にて信頼性のあるやり方で消費者に対し発電するための発電施設オペレーション"として定義されている³⁰²。FERC は、SMD 自体については適用を断念しているが、卸電力市場設計については、系統運用者と市場運営者による一体的運用による、"系統制約下における経済的給電(SCED: Security Constrained Economic Dispatch)" に基づいて行われるべきとする考え方を提示している³⁰³。

²⁹⁷ FERC は Order888 を通じて、電力会社の送電事業を別部門化することを義務付けた。また送電網を所有する電力会社に対して、非差別的なオープンアクセスを義務付けるとともに、ISO の設立も促した。

²⁹⁸ Order2000 では、送電線オープンアクセスによる競争促進と送電系統の広域運用により、効率的な電力 供給体制を構築すべく要件が定められており、広域的な系統運用を行う送電機関として RTO の設立が推 奨されている。

²⁹⁹ 現在までに 7 つの地域送電機関(RTO: Regional Transmission Organization)及び独立系統運用機関(ISO: Independent System Operator)が設立されている。

³⁰⁰ LMP とは、送電線混雑管理手法の一つであり、"系統内のある地点において電力需要の増加があった場合、この増加分に対応して電力供給するのに必要な限界費用"として定義される。LMP は、発電限界費用(Marginal Cost)+送電混雑費用(Congestion Loss)+ 限界送電損失費用(Marginal Loss)の3つ要素から構成されている。仮に送電線混雑が無い場合、全地点均一のLMPが設定されることとなる。

³⁰¹ FTR は、混雑料金(すなわち送電混雑によって生じる LMP 価格差)の不確実性をヘッジするためのツールであり、これを用いて系統利用者の金融的負担を回避することを目的としている。

原文: "the operation of generation facilities to produce energy at the lowest cost to reliably serve consumers, recognizing any operational limits of generation and transmission facilities"

https://www.law.cornell.edu/uscode/text/42/16524#b>

³⁰³FERC(2005 年 11 月)「Economic Dispatch: Concepts, Practices and Issues」

https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/final-cong-rpt.pdf

2.3.2 PJM における市場運用・系統運用

2.3.2.1 市場概要

(1) 市場構成

PJM では、前日市場とリアルタイム市場から構成されるエネルギー市場においてノード 別価格制度 (Nodal Pricing)を採用しており、送電線のノード単位でLMPが設定されている。 この他にも派生的市場として、アンシラリー市場(Ancillary Services Market)、RPM オークシ ョンによる容量市場、更には FTR 市場なども存在している。

PJM では、系統運用者と市場運営者による一体的運用による SCED に基づき、エネルギ 一市場とアンシラリー市場が最適運用されている。エネルギーインバランスは前日市場と 連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。

(2) 市場参加者と取引形態

1) 市場参加者と電源の種類

PJM エネルギー市場では、電源保有者である発電事業者(generators)と、需要家に電力供給 を行う小売事業者(LSE)が、市場へ参加し電力取引を行う。発電事業者は、容量(Capacity)304 として発電設備を登録した場合、当該発電設備を、①プールスケジュール電源(pool-scheduled generation)、または②セルフスケジュール電源(self-scheduled generation)、いずれかの形態を 選択する必要がある。

- プールスケジュール電源...プール市場であるエネルギー市場(前日市場とリアルタイム 市場から構成)へ参加し、売り入札対象となる電源。同市場では、PJM からの指令に基 づき SCED が実施
- セルフスケジュール電源...PJM 管内の電力需給を維持するために、決済価格に関わら ず PJM への指令に基づき給電が義務付けられた電源。発電事業者は事前に PJM へ運 転スケジュールを提出し、それに則り予め決められた電力を供給する。

Monitoring Analytics 社によると、2020 年 1 月から 3 月までの 3 カ月間において、プール スケジュール電源は全体の 65.9%、セルフスケジュール電源は残り 34.1%であり、PJM 管 轄内の電源は主にプールスケジュール電源となっている³⁰⁵。プールスケジュール電源は、エ ネルギー市場における LMP で収入を得る一方、セルフスケジュール電源は、申告した運転

³⁰⁴ PJM では、同地域管内の全ての電源を、容量リソース(Capacity resource)、またはエネルギーリソース (Energy resources)として位置付けている。容量リソースとして登録された電源は、セルフスケジュール電 源を選択した場合でも、フルキャパシティ(最大出力量)で前日市場への入札が義務付けられている。一 方、エネルギーリソースは前日市場への入札は義務付けられておらず、任意で同市場へ参加することがで きる。エネルギーリソースの電源は、出力量ゼロ、出力量の100%、50%分など自由に選択し入札するこ とが認められている。

PJM, "Two Settlement," December 6, 2016

Monitoring Analytics, "2020 State of the Market Report for PJM: January through March," 2020 https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2020/2020q1-som-pjm-sec3.pdf

スケジュールに沿って発電を行うことを保証するかわりに、エネルギー市場において最低 価格で取引されたと見なされた決済価格が支払われる306。

2) 取引形態

PJM エネルギー市場は、①自己電源保有(self-supply)、②相対取引(bilateral transactions)、③ スポット市場といった 3 つの異なる取引形態が存在し、LSE はこれらの手法を組み合わせ て電力調達を行う。

- 自己電源保有...LSE の親会社(傘下の発電事業者)が所有する電源から発電量(供給力)を 確保する
- 相対契約...LSE の親会社・子会社とは別の第三者が保有する電源からの電力を調達す る
- スポット市場...LSE の親会社が保有する電源または相対契約を通じて得た電力調達量 が、電力調達義務量よりも少ない場合に、その不足分をエネルギー市場での入札を通じ て購入する

Monitoring Analytics によると、2020 年 3 月時点でこれらの 3 つの取引形態のうち、①自 己保有は 59.3%、②スポット契約は 23.8%、③相対契約は 16.9%であり、自己電源保有によ る電力調達の取引形態が最も多い(数値はリアルタイム市場での取引量)307,308。

3) 市場参加者の責任

PJM エネルギー市場参加者は、大きく分けて市場購入者(Market Buyers)と市場販売者 (Market Sellers)に分類される。前者は、主にLSE、後者は主に発電事業者がその役割を果た す309

市場購入者は、一般的には内部市場購入者(Metered Market Buyers)と外部市場購入者 (Unmetered Market Buyers)の 2 つに分類される。内部市場購入者は、PJM RTO 内の最終需要 家による消費のために PJM Interchange Energy Market からエネルギーを購入する買い手であ

³⁰⁶ 相対取引は申告したスケジュールで発電できるが下限価格で入札したとみなし、市場の結果で支払い を受ける。これらの電源は市場入札せずに運転計画を PJM に提出するため、PJM による SCED の対象外

となる。 Monitoring Analytics, "2020 State of the Market Report for PJM: January through March," 2020 https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020q1-som-pjm-sec3.pdf

³⁰⁸ なお、PJM では、プール市場における取引開始以前から、LSE は自己保有や他の発電事業者との相対 契約による電力調達を実施してきた。このような過去の歴史的背景もあり、LSE が電力調達を行う形態と してスポット契約の割合が相対的に少ない一因になっているという。そのため LSE は自己保有形態を主 体、一部を相対契約により電力調達を行い、電力需給を最終調整する場としてスポット契約を位置付けて いる。また、スポット契約と相対契約とを比較した場合、市場参加者は取引時の市場状況を反映した決済 価格(LMP)に基づく取引形態を好むことから(特に市場販売者は低廉な価格での長期販売契約は好まな い)、スポット契約における取引市場は相対契約よりも重要視されている。相対契約は、長期的な価格変 動ヘッジのために使用されているに過ぎない。(出所: 関係者インタビューより)

³⁰⁹ なお、LSE は、市場購入者であると同時に、市場販売者にもなることが出来る。また、すべての市場 購入者は、申請に基づき、市場販売者となることが出来る。

る310。内部市場購入者のスケジューリング責任は、主に以下の通りである。

- 翌運用日の顧客負荷予測を提出
- 経済的負荷管理協定(economic load management agreements)を PJM に提出
- 発電所が PJM RTO の内外に位置するかを問わず、PJM RTO 内での受渡における相対取引を提出
- 一方、市場販売者のスケジューリング責任は、主に以下の通りである。
- 自己スケジュール済みリソース増分(Self-Scheduled Resources increment)の時間単位スケジュールを提出
- RPM または FRR にコミットした各発電容量リソース(Generation Capacity Resource)について、今後7日間の可用性予測を提出
- RPM または FRR にコミットした発電容量リソースについて、オファーデータを提出 PJM RTO 内から PJM RTO 外の事業体への相対販売のスケジュールを提出
- エネルギーリソースからの、エネルギー、容量及びその他サービスに係る供給を、前日市場またはリアルタイム市場に投入するための付随的オファー(optional offer)を提出

2.3.2.2 PJM エネルギー市場³¹¹

(1) 市場オペレーション

PJM エネルギー市場は、前日市場とリアルタイム市場から構成されている。市場参加者は、実需給の1日前に行われる前日市場を通じて、想定される必要電力量の入札を行う。実際の需要量の過不足分は、リアルタイム市場にて調整、取引を行う。前日市場は1時間毎、リアルタイム市場は5分毎に取引が実施されており、LMPに基づき市場価格が決定される。前日市場とリアルタイム市場の決済は、2段階決済システムと呼ばれており(PJM Two way Settlement)、それぞれ決済方法が異なるが³¹²、一般的に、両市場とも、系統システムの給電と価格付けを行う2段階のプロセスに従う。

- SCED が、給電実行(dispatch run)として実施
- LMP 計算が、給電実行の後に別々に実施 (=価格付け実行(pricing run))

dispatch run と pricing run の両者の目的は、同じ送電制約を評価しながら、最小費用にて 負荷に対して対応するとともに、予備力要件(reserve requirements)を満たすことである。リソ ースのスケジューリングは、市場入札者が提供する価格と運用特性に基づいて、SCED を使 用して経済的に実施され、毎時間十分な発電容量が給電されるまで継続される。

³¹⁰ 外部市場購入者は、PJM RTO の外部にある接続最終需要家(または最終需要家)需要のために、PJM Interchange Energy Market からエネルギーを購入する買い手である。

 $^{^{311}\,}$ PJM Manual 11 $\,^{\lceil}$ Energy & Ancillary Service Market Operations $_{\rfloor}\,$, Section 2 Overview of PJM Energy Markets $^{312}\,$ PJM, "Two Settlement," December 6, 2016

https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/two-settlement.ashx



図 2-3 PJM の市場タイムライン

(出所) PJM Manual 11 「Energy & Ancillary Service Market Operations」

PJM エネルギー市場のスケジュールは以下の期間で構成される313。

時間	主なスケジュール	
前日 8:00~11:00	前日市場入札期間が終了(11:00)。すべてのビッド及びオファーが	
	PJM に対して提出	
11:00~13:30	・ 11:00 以降、 PJM では、Day-ahead Market Clearing Engine を実行	
	し、時間単位のコミットメントスケジュールと前日 LMP を決定	
	⇒前日決済 (Day-ahead clearing)を通じて、リソースコミットメン	
	トプロファイル(resource commitment profile)を生成	
	13:30 までに、PJM は、Markets Gateway System を通じて、時間毎	
	の前日スケジュールと LMP を公表	
13:30~14:15	・ 13:30 以降、PJM は、リアルタイム市場入札期間(Real-time Energy	
	Market Offer Period) を開始	
	⇒この期間中、市場参加者は、リソースオファー(resource offer)を	
	変更・提出可能	
14:15~24:00	・ リアルタイム市場オファー期間終了(14:15)	
	⇒PJM は、2 回目のリソースコミットメントとして、	
	RAC(Resource Assessment and Commitment)を実行314	
実需給日 0:00~	・ スケジュールに基づき、実際に需給を行う	

³¹³ 2.3 Energy Market Business Rules

³¹⁴ 更新されたオファー、リソース可用性情報、及び PJM 負荷予測情報と負荷予測偏差を考慮。このコミ ットメントの焦点は信頼性にあり、コミットされた追加リソースの起動とロードコストを最小限に抑える ことを目的としている。

24:00		
14:15~18:30	・ PJM は、必要に応じて、PJM 負荷予測やリソース可用性の更新	
	情報に基づき、追加の電源調整(resource commitment run)を実行	
	⇒信頼性分析	
	・ PJM は、必要に応じて、個々の発電機スケジュールの更新を特定	
	の発電機所有者のみに送信	
18:30~24:00	・ 実需給日 18:30 以降(通常、RAC 実行完了以降)、リアルタイム市	
	場に対してリソースオファーの修正・提出可(実需給の 65 分前締	
	め切り)	

1) 前日市場315

前日市場では、送電系統の制約を考慮し、SCED に基づき給電指令スケジュールが策定される。決済価格は、電源保有者(市場販売者)による売り入札(発電オファー: generator offers) や市場購入者による買い入札(需要ビッド: demand bids)のほか、物理的な電源がなくともバーチャルで売り入札を行う増分オファー(increment offers)やバーチャルにて買い入札を行う減分ビッド(decrement bid)といったそれぞれの入札の状況、相対契約に基づく運転スケジュール(bilateral transaction schedules)などに基づき、1時間毎に決定される。

前日市場では、送電線の利用状況、ユニットコミットメント(事前にスケジュールされた電源)の制約状況、供給予備力を考慮して給電スケジュールが策定される。前日市場の決済方法は、スケジュールされた各時間の取引量とその際の決済価格(LMP)に基づき行われる(決済=取引量×決済価格)。

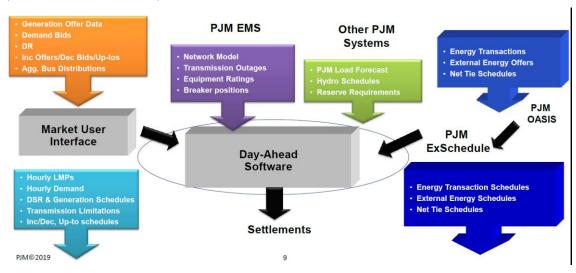


図 2-4 PJM 前日市場におけるデータフロー

(出所) PJM Manual 11 「Energy & Ancillary Service Market Operations」

-

 $^{^{315}}$ PJM Manual 11 $^{\lceil}$ Energy & Ancillary Service Market Operations $_{\rfloor}$, Section 2 Overview of PJM Energy Markets

前日市場において、参加者は、Day-ahead LMPにて電力を売買することが出来る。なお、RPM または FRR のリソースコミットメントを有する PJM 発電容量リソースである発電事業者は、(たとえそれが自己スケジュールまたは故障のため利用不可あっても)、前日市場に対してビッド・スケジュール(bid schedule)を提出しなければならない。他の発電事業者は、前日市場への入札は選択可能である。

2) 前日ユニットコミットメント(Day-ahead Unit Commitment)

前日市場における入札期間が 11:00 に終了した後、PJM は、提出されたビッド/オファー及びスケジュールに基づき 316 、翌運用日の時間毎における最低費用による SCRC(Security Constrained Resource Commitment)及び SCED に基づいた前日スケジュールを作成し、どの発電ユニットに給電指令を出すかを決定する 317 。このプロセスには、PJM の信頼性要件及び予備力義務の分析が組み込まれている 318 。その結果、dispatch run によって生成される前日スケジュール(時間毎)と、pricing run によって生成される前日 LMP は、市場参加者に対する拘束力のある金銭上のコミットメントを表している。

3) リアルタイム市場319

リアルタイム市場は、需給調整の最低コスト解決を決定するために、dispatch run として知られる Real-time SCED プログラムを使用する。dispatch run は、リソース・オファー、予測される系統状況及びその他の入力を計算に考慮する。発電及び需要リソースは、以下の期間中、リアルタイム市場で使用するためのビッドを変更することができる。

- ・ 再入札期間として、PJM が前日市場の結果を前日 13:30 に公表してから 14:15 まで
- 実需給日 18:30 に信頼性評価及びコミットメント(RAC: Reliability Assessment and Commitment)(=2 回目のリソースコミットメント)が実施された後、実運用開始の 65 分 前まで

リアルタイム LMP、調整力(Regulation)及び予備力(Reserve) 精算価格は、pricing run において、Locational Price Calculator (LPC)プログラムによって 5 分毎に計算される。また当該価格は、予測システム条件及び最新の承認済み RT SCED プログラムソリューションに基づいている³²⁰。

需給調整精算(balancing settlement)は、各リアルタイム精算期間 (5 分単位)につき、dispatch

-

³¹⁶ 需要曲線に関しては、提出された需要ビッドに加え、気象予測等に基づく需要予測を鑑みて作成

³¹⁷ SCRC/SCED は、基本的にはメリットオーダーによる経済性に基づくが、発電ユニットの様々な特性 (例:発電量の max/min や変更対応スピード、最小起動時間等)も考慮される。

³¹⁸ 設備点検や故障停止、気象条件などによるグリッドへの影響可能性等も考慮される。

^{319 2.4} Real-time Market Operation

³²⁰ リアルタイム市場運用機能は、複数のプログラミングモジュールから構成されており、その結果、リアルタイム LMP 計算が実施される。リアルタイム LMP 及びアンシラリーサービス市場清算価格の計算には、リアルタイム市場アプリケーション(ASO、IT SCED 及び RT SCED)、PJM State Estimator、Locational Pricing Calculator (LPC)などが利用される。

run から生じる前日計画数量からの Settlement MW quantity deviations の実際の 5 分間の収益 データ(Revenue Data)及び pricing run から生じる該当するリアルタイム価格に基づいて計算 される。すなわち、リアルタイム市場の決済方法は、前日市場にてスケジュールされた時間 毎における取引量と、実際の取引量との差異について、リアルタイム精算価格に基づき算出 される。

(2) 市場参加者の取引行動

1) 市場購入者

市場購入者には、前日市場において、需要ビッドに加えて、Up-to Congestion(UTC)ビッド 321、増分オファー及び減分ビッドなどを入札することができる。

(UTC)

UTC は、増分オファーや減分ビッドと並んで前日市場にて取引される仮想上の取引形態であり、系統利用者は UTC を市場にて購入することで、発電地点(source)と受電地点(sink)との間で発生した送電混雑費用及び送電損失費用の差額分をリスクヘッジすることができる。市場参加者が前日市場にて UTC を買い入札し、発電地点と送電地点における送電混雑費用及び送電損失費用の差額が入札価格を下回った場合、UTC 購入者は差額分を支払う必要がある。これに対し、発電地点と受電地点における費用の差額が UTC の入札価格を上回った場合、UTC 購入者は差額分を収入として得ることができる。

PJM マニュアル 11 によると、UTC の取引条件は以下のとおりである。

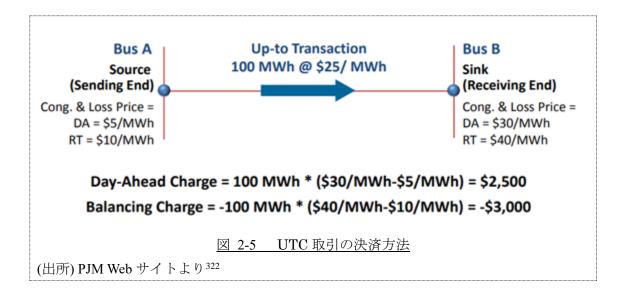
- ・ UTC は、オファー、減分ビットと並んで、前日市場のみに入札(リアルタイム市場では 入札不可)
- ・ UTC の買い入札の上限値は 1MWh 当たり 50 ドル、下限値は同-50 ドル
- ・ UTC の膨大な取引量が系統の性能に深刻な影響を与えると PJM が判断した場合、前日市場における UTC の入札件数を最大 3,000 件に制限

参考: UTC による取引事例

前日市場における発電地点の送電混雑費用及び送電損失費用の合計額が 5 ドル、受電地点におけるこれらの費用合計額が 30 ドル、買い入札の送電量が 100MWh の場合、2,500 ドル $\{(30-5 \ \text{F} \ \text{I}) \times 100 \ \text{MWh}\}$ を UTC 保有者は支払う。一方、リアルタイム市場での発電地点の費用が 10 ドル、受電地点の費用が 40 ドルと、前日市場における差額よりも大きくなった場合、3,000 ドル $\{(40-10 \ \text{F} \ \text{I}) \times 100 \ \text{MWh}\}$ の収入を得ることができる。

_

³²¹ LMP は発電限界費用、送電混雑費用、送電損失費用にて算出される。特定のノード(地点)にて送電混雑が生じている場合、市場参加者(発電事業者や LSE 等を含む送電系統利用者)は送電混雑費用や送電損失費用を支払う必要がある。そのため、市場参加者によるこれらの費用の変動リスクをヘッジする目的で、Up-to-congestion(UTC)と呼ばれる金融商品を前日市場にて入札することを認めている。



(増分オファー(increment offers))

PJMの前日市場では、電源を実施に所有せずとも仮想上での電力売買が認められており、 リアルタイム市場における価格変動リスクをヘッジする役割として機能している。増分オ ファー及び減分ビッドとともに金融商品として位置付けられている。

増分オファーは、バーチャル電源(virtual generator)として機能し、物理的な電源を所有せ ずとも前日市場で仮想上の電力販売量(MW)を前日市場の決済価格(LMP)にてオファーする ことができる(売り入札)。その後のリアルタイム市場で、当該電力販売量を同市場の決済価 格(LMP)にて買い戻しを行う。前日市場の決済価格がリアルタイム市場の決済価格よりも高 い場合は、増分オファーの販売事業者は収入を得ることができる323。

(減分ビッド(decrement bid))

減分ビッドは、バーチャル負荷(virtual load)と呼ばれ、LSE のように実際の負荷量がなく とも前日市場へ参入、買い入札をすることができる。前日市場の決済価格で電力(MW)を購 入し、リアルタイム市場にて同市場の決済価格で当該電力量を販売する。 前日市場の決済価 格がリアルタイム市場の決済価格を下回った場合に、減分ビッドは収入を得ることができ る。

市場販売者

発電事業者が発電オファーをする場合、電力販売量(MW)と価格に加えて、出力抑制に最 低必要となる時間(Minimum Down Time)、稼働可能な必要最低限の時間(Minimum Run Time)、

³²² PJM, "Two Settlement," December 6, 2016

³²³ 例えば、前日市場の決済価格が 50 ドル、リアルタイム市場の決済価格が 40 ドルであった場合、増分 オファーは前日市場で仮想上の電力を販売、リアルタイム市場で買い戻しを行うことから、10ドルの収 入を得ることができる。

1日当たり起動可能となる最大回数(Maximum Daily Starts)、1週間当たり起動可能となる最大回数(Maximum Weekly Starts)、起動に必要となる時間(Start Up Time)などの運転に必要となるパラメーター(情報)も併せて提供する³²⁴。

(主なルール)

市場販売者は、リソースが容量リソースであるかどうかにかかわらず、①自分の発電機を、前日市場に対して自己スケジュールするか、②前日市場にオファーを提出し、PJM が発電機をスケジュールできるようにすることができる。

前日市場でスケジュールされている発電リソースは、その発電量(output)をリアルタイム市場で売却する金銭的義務を負う。発電リソースが前日市場でスケジュールされているにもかかわらず、そのスケジュールから逸脱したい場合(すなわち稼働しない場合)は、発電所有者は PJM Master Coordinator に連絡し、この行動が可能かどうかを判断する必要がある³²⁵。また、前日市場及びリアルタイム市場における発電オファー³²⁶は、以下の通り取り扱われる。

- ・ エネルギーリソース(すなわち、非容量リソース)は、前日市場またはリアルタイム市場 にオファーすることができる。一方、エネルギーリソースがオファー・データを提出し ない場合、オファーはゼロ MW の数量であると仮定される。
- ・ 前日市場において受容された発電オファーは、後続の更新に置き換えられない限り、自動的にリアルタイム市場に繰り越される。一方、前日市場において選択されなかった発電オファーは、再入札期間中に自己スケジュールを選択することができる。
- ・ 市場ベースの料金権限(Market-based Rate Authority)を持つ市場販売者は、自らの発電リソースを price-based resources として提供できる。一旦、市場販売者が price-based resource として、当該リソースを提供することを選択した場合、それを cost-based resource に戻すことはできない

また、容量リソースであり、翌運用日の RPM または FRR のコミットメントを有する発電事業者は、(たとえ強制的、計画的、または保守的な停止のために利用できない場合でも)前日市場にオファーを提出する。更に同コミットメントを有する容量リソースは、今後7日間の利用可能性のスケジュールを提出するものとし、翌運用日以降についてもオファー価格を提出することができる。

325 PJM Master Coordinator は以下のいずれかを実施する。

・ 発電リソースが実運用日において信頼性目的のために必要でないことを決定。従って、発電所有者

は、リソースを運転しないことを決定でき、強制停止(forced outage)は発生しない。発電所所有者は、すべての逸脱及び予備力(operating reserve)費用に責任を負う。 ・ リソースが信頼性目的のために必要であることを決定し、したがって、発電所の所有者に通知す

る。発電所所有者は、依然としてリソースを実行しないことを選択してもよいが、リソースのスケジュールされた運転期間中、強制停止が発生する。発電所の所有者は、すべての逸脱及び予備力の費用に責任を負う。

326 発電オファーは、起動(startup)、無負荷(no-load)及ぶ増分エネルギー・オファー(incremental energy offer)より構成される。

³²⁴ PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision," January 18, 2022 https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m15.ashx

(発電スケジュール(Generators Schedules))

発電スケジュールは、発電パラメータの動作限界(operation limits)の集合であり、オファーデータである。提出できるスケジュールは、cost-based scheduled、price-based Parameter Limited Schedule(PLS)、Non-PLS price-based schedule(Non-PLS)の 3 種類である。

2.3.2.3 PJM アンシラリーサービス市場

(1) 概要

アンシラリーサービス市場は、平常時や緊急時の調整力を市場参加者から調達するための市場である。PJM の調整力には、周波数応答(Frequency Response)、周波数調整力(Regulation)、プライマリー予備力(Primary Reserve)、前日スケジューリング予備力(Day-ahead Scheduling Reserve)がある。このうち周波数応答は、発電事業者から強制的に提供されており、周波数応答以外はエネルギー市場とほぼ同時期に各調整力市場を介して調達される。

(2) Day-ahead Scheduling Reserve Market³²⁷

1) 概要

米国の RTO/ISO は、常に予想される負荷を満たすために十分なリソースを確保することに加えて、不測事態により需要予測と大幅な差異が発生した場合などに対処するために運転予備力(Operating Reserve)を調達することが義務付けられている。そのため PJM は、電力調達(取引)を行うエネルギー市場に加えて、運転予備力を調達するための Day-Ahead Scheduling Reserve(DASR)市場を、アンシラリーサービス市場の一環として 2008 年 6 月から導入している。同市場では、発電ユニットの損傷などの緊急時が発生した場合に 30 分以内に対応可能なリソースを運転予備力として定義付け、これらのリソースの取引を狙いとしている。

PJM が運用する DASR 市場では、PJM の指令に基づき、自動または手動で 30 分以内に電力供給、または負荷削減が可能となる電源(リソース)の取引が対象となる。同条件を満たせば、揚水発電、産業用燃焼タービン、ジェットエンジン、ディーゼル原動機など、電力系統と接続されていない電源も対象に含まれる³²⁸。DASR 市場では更に、①PJM の指令後 10 分以内に対応可能なリソースである一次予備力(Primary reserve)と、②10~30 分以内に対応可能なリソースである二次予備力(Secondary reserve / Supplemental reserve)とに区分される。①一次予備力は更に、同期予備力(Synchronized Reserve)と非同期予備力(Non-Synchronized Reserve / Quick Start Reserve)とに分けられ、前者は電力系統と接続された電源やデマンドレ

 $^{^{327}}$ PJM Manual 11 $^{\lceil}$ Energy & Ancillary Service Market Operations $^{\rfloor}$, Section 11 Overview of the Day-ahead Scheduling Reserve Market

³²⁸ PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Market Operations"

スポンスなどの電力網から負荷を削減するリソースが対象であり、後者は電力系統には接続されていないオフグリッドの電源が該当する³²⁹。DASR市場の主な区分は以下のとおりである。



図 2-6 DASR 市場の主な区分

(出所)PJM Web サイトより³³⁰

PJM では、同管轄全てのエリアを対象とした RTO ゾーンと、東側の電力需給量が多い MAD(Mid-Atlantic)サブゾーンといった 2 つのエリアに区分し、それぞれのゾーンにて運転 予備力を調達している。RTO ゾーンと MAD の双方において必要最低限の運転予備力を確保する最低調達量が定められている。例えば、2020 年における一次予備力の最低調達量は RTO ゾーンでは 2,454.3MW、MAD ゾーンは 2,429.6MW であった³³¹。



図 2-7 RTO ゾーンと MAD サブゾーンの区域

(出所)PJM Web サイトより³³²

PJM は LSE に運転予備力の確保を義務付けており、自前で準備できない場合は DASR 市場にて調達する必要がある。PJM による指令後 $10\sim30$ 分以内に対応可能なリソースは

_

³²⁹ PJM, "Reserves"

https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/reserves

³³⁰ PJM, "PJM Reserve Market," 2018

< https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/5-1-reserve-market.ashx>

Monitoring Analytics, "2020 State of the Market Report for PJM, Section 10:Ancillary Service Markets" https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2020/2020-som-pjm-sec10.pdf>

PJM, "Price Formation Education 4: Shortage Pricing and Operating Reserve Demand Curve," 2018

https://pjm.com/-/media/committees-groups/stakeholder-meetings/price-formation/20180117-pm/20180117-price-formation-education-4.ashx

DASR 市場にて前日に取引され 1 時間単位で決済価格が決定される。これに対して、10 分以内の対応が可能となるリソースを対象とした一次予備力はリアルタイムにて取引され、決済価格が 5 分間隔で決定される。

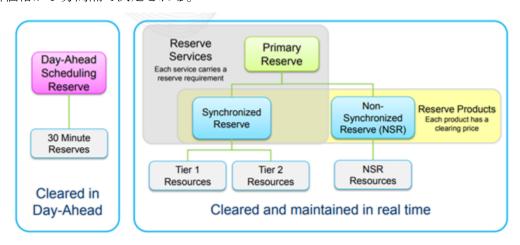


図 2-8 運転予備力の区分

(出所)PJM Web サイトより³³³

一次予備力の同期予備力では、第一段階(Tier1)として最適給電(economic dispatch)に基づき 予備力を提供する余裕があるリソースから予備力を確保した後、不足分を Tier2 から追加調 達する。Tier1 は、緊急事態発生時における PJM 指令に基づき 10 分以内に出力の急激な増 加へ対応できる最適給電のリソースが該当する。一方 Tier2 に該当するリソースは最適給電 対象ではなく、決済価格の金額に関わらず 10 分以内に反応することが義務付けられており、 これを満たせなかった場合は罰金が課せられる。また、同期予備力市場にて最低調達量を満 たせなかった場合は、電力系統へ接続されていない非同期予備力市場から追加調達を行う

(3) 市場ルール

1) DASR の適格性

DASR リソースは、PJM 給電指令要求から 30 分以内に完全にエネルギーに変換する予備力容量 (及び、要求時において必ずしも系統と電気的に同期されていない可能性のある装置によって提供される予備力容量)によって構成される。

DASR 市場オファーは、PJM RTO 内の電気的に配置されたリソースに対してのみ提出す

fttps://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/5-1-reserve-market.ashx

Monitoring Analytics, "2020 State of the Market Report for PJM, Section 10: Ancillary Service Markets" https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2020/2020-som-pjm-sec10.pdf>

³³³ PJM, "Price Formation Education 4: Shortage Pricing and Operating Reserve Demand Curve," 2018 https://pjm.com/-/media/committees-groups/stakeholder-meetings/price-formation/20180117-pm/20180117-price-formation-education-4.ashx

³³⁴ PJM, "PJM Reserve Market," October 8, 2018

ることができる335。

リソースは、DASR 市場と同期予備力市場の両方に参加し、補償を受けることができ る。さらに、DASR市場及び調整力市場の双方に参加し、補償を受けることができる。し かし、同期予備力市場と調整力市場の両方に参加することはできないため、3つの市場す べてに参加してそれに対する補償を受けることはできない336

2) DASR 市場ルール

DASR 市場では、入札価格と機会費用を勘案したメリットオーダー価格順に、制御地域 毎に必要量に達するまで落札リソースを選択し、必要量に達した時点のメリットオーダー 価格が、その地域の DASR 市場決済価格(DASRMCP: DASR Market Clearing Price)となる。

DASR 市場へのオファーを希望する市場参加者は、実需給前日 11:00 までに PJM へのオ ファーを付して、前日ベースのオファー及び運用データを提供しなければならない。PJM は、前日市場メカニズムの一環として、前日市場と同時最適化することにより、DASR の フォワード市場を決済する。前日市場で利用され、DASR 市場が清算する運転予備力 (Operating Reserve)目標は、翌営業日における PJM 負荷予測に基づいて計算される。市場決 済は、翌日の DASR の1時間単位の価格となり、PJM Markets Gateway System を通じて、 13:30 までにリソース別 DASR 約定額とともに公開される。1 時間ごとの DASR 決済価格 は、前日13:30までに計算・公開されたあとに、決定される。

DASR 市決済価格は、価格実行における残存要件を満たすために必要な最高費用の DASR Resource のメリットオーダー価格に等しく設定される。

リソース・メリットオーダー価格(\$/MWh) = リソース DASR オファー + リソース DASR 機会費用37

DASR スケジュールを受け取った DASR リソースは、価格決定実行(pricing run)に基づく 1時間毎のDASR市場清算価格に、給電指令実行(dispatch run)に基づくDASRのMW量を 乗じた金額が支払われる。

³³⁵ DASR 義務をリアルタイムで確実に提供できないリソースは、DASR プロセスから除外する。このよ うな資源の種類には、以下のものが含まれるが、これらに限定されない:

[⇒]原子力発電所、河川流域発電所及び自主計画揚水式発電所、風力発電所、ESR モデル参加者、ソーラー 発電所、及び DASR の義務を提供する能力を持たないバッテリーなどの非エネルギーリソースなど 336 同一リソースを、DASR 市場と、調整力市場または同期予備力市場のどちらかに入札し、報酬を受け ることは可能。

³³⁷ DASR機会費用は、DASRを提供するために必要な、適用可能な発電機機会費用として定義される。 DASR 機会費用の計算には、前日市場 LMP を使用する。

2.3.2.4 市場清算プロセス

(1) スケジューリング338

1) 概要

PJM におけるスケジューリングの目的は、時間軸(前日段階、RAC 実行段階、リアルタイム運用段階)によって異なる。前日市場においては、PJM RTO の信頼性を維持しつつ、最低価格の発電ミックスとなるように、需要ビッドを満たすように発電をスケジュールする。RAC 実行中において、PJM は、スケジューリング・コストの最小限抑制に基づいて、負荷予測(PJM Load forecast)及び運転予備力目標を満たすために必要に応じて追加リソースをスケジュールする。また、PJM は、前日市場分析と並行して実施される送電信頼性分析(Transmission Reliability Analysis)で特定される潜在的な送電制約を管理するために、経済性に基づきリソースをスケジュール設定する。スケジューリング・プロセスは、利用可能な各リソース価格を、他の利用可能なすべての発電リソースと比較して評価する。

各スケジューリング・プロセスにおいて、PJM RTO は、以下を要求する。

- ・ <u>前日市場段階</u>...集計した需要ビッド及びその関数として計算された DASR 要件をカバーするために十分な発電をスケジューリングする
- ・ <u>RAC 実行段階</u>…負荷予測及び運転予備力の要件をカバーするために十分な発電をスケジューリングする。
- ・ <u>リアルタイム運用段階</u>…送電信頼性分析で特定された潜在的送電制約を制御するために、十分な発電をスケジューリングする。さらに調整力要件、Primary Reserve Requirement 及びその他のアンシラリーサービス要件を満たすために十分な発電をスケジューリングする。

2) PJM スケジューリングツール

PJM の前日市場は、入札及び相対取引スケジュールに基づき、翌営業日の 1 時間毎の決済価格が計算される先渡市場(forward market)である。PJM は、入札及び相対取引スケジュールに基づき、スケジュール作成プログラムを使用して、翌日の 1 時間毎のスケジュールを計算する。PJM は膨大なスケジューリングシナリオの分析を可能とする以下の 10 以上のツールを使用している³³⁹。主なツールとして、Load Forecasting、Market Database System、Energy Market Technical Software の概要を示す。

(負荷予測(Load forecasting))

PJM のスケジューリング・スタッフは、将来 10 日間までの負荷予測を必要としており、また日次の 24 時間負荷形状が必要となる。負荷予測を作成する第一段階は、期間の気象情

³³⁸ PJM Manual 11 「Energy & Ancillary Service Market Operations」, Section 5 Market Clearing Processes and Tools

³³⁹ PJM ExSchedule、PJM InSchedule、Load Forecasting Algorithms、Markets Gateway、Market Database System、Hydro Calculator、Energy Market Technical Software (RSC, SPD and SFT)、PJM Ancillary Service Optimizer (ASO)、Real-time Market Applications、Transmission Outage Data System

報を入手することであり、気象情報は、定期的に契約された気象サービスによって PJM に提供される。

ピーク負荷及び負荷形状は、過去における同じような日次予測を用いて決定される³⁴⁰。また、24 時間毎の負荷予測は、RAC 清算プログラムに入力される。

(Market Database System)

Market Database System は、Market Database と Markets Gateway の 2 つの部分より構成される。前者は、PJM 会員から提供された基本リソース・データを保管する。後者は、市場参加者に対してインターネットベースのユーザー・インターフェースを提供するものであり、このサイトを通じて参加者は入札を提出することができる。

(Energy Market Technical Software)

PJM Energy Market Technical Software は、一連のコンピュータ・プログラムであり、前日市場のために SCRC 及び SCED を実行する。Energy Market Technical Software は、系統制約や PJM RTO の信頼性の高い運用に必要な信頼性要件を鑑みつつ、前日市場において提出される需要ビッドや減分ビッドを満たすエネルギー及び予備力の生産コストを最小化するために、前日市場の結果を算出するものである。個々のプログラムは以下の通り。

- ・ RSC(Resource Scheduling & Commitment) ...RSC は、PJM RTO の信頼性に基づき、発電オファー、DR オファー、需要ビッド、DASR オファー、増分オファー、減分ビッド、取引スケジュールに基づいて、SCRC を実行する。RSC は、発電オファーにて特定された物理的リソース固有制約と、市場運用者が入力した送信制約を考慮する。RSC は、次の48 時間の最適化された経済的リソースコミットメントスケジュールを提供し、混合整数線形計画法ソルバーを使用して、翌日における初期リソースディスパッチを作成する。
- ・ Scheduling, Pricing & Dispatch (SPD) ... SPD は、RSC が作成したコミットメント・プロファイルを使用して、SCED を実行する。SPD は、翌日における各時間毎に、すべての負荷及び発電バスについて、1時間単位の発電リソースの MW レベル、LMP 及び DASR 決済価格を計算する。SPD は、線形計画法ソルバを用いて、経済的給電を計画する一方で、給電指令に影響を与える一般的な送電制約を考慮する。
- ・ Simultaneous Feasibility Test (SFT)...SFT は PJM エネルギー管理システム(EMS)からのコンティンジェンシーリストを用いて AC コンティンジェンシー解析を行い、検出された violation に基づき一般的な制約方程式を作成する。この制約方程式は、その後、解決のために SPD に戻される。SFT は、前日市場の結果が、PJM RTO のセキュリティ制約と 信頼性要件を考慮して物理的に実行可能であることを保証するものである。

³⁴⁰ 過去実績ファイルから負荷データを取り出し、必要に応じて予測を調整する。

3) 前日市場価格の計算

前日市場は、PJM 域内における需要及び DASR 要件を満たす供給分の最低費用による調達手段を決定するために、SCED 最適化ソフトウェアを使用する。これには、発電事業者からのエネルギー及び予備力のオファー、需要ビッド、増分オファー、減分ビッド、Up-to-Congestion Transactions、需要削減オファー、及び州際取引(interchange transactions)が含まれる。前日市場 LMP 及び予備力の市場決済価格(MCPs)は、一連のプログラムを使用して、時間毎に計算される。

なお先述の通り、前日市場における SCED は、給電指令実行(dispatch run)として知られる前日 SCED ソフトウェアプログラムにより実行される。前日市場価格は、価格決定実行(pricing run)として知られる前日 SCED 最適化ソフトウェアプログラムにより実行される。

4) 前日価格計算において利用されるエネルギーオファー

前日市場価格は、給電指令実行時にコミットされたリソースのオファースケジュールを使用して、給電実施した当該リソースの限界エネルギーオファーを使用して、1時間ごとに決定されるものとする。PJM は、価格決定実行(pricing run)からのリソースのメガワット出力と、市場販売者による Incremental Offer Curve や Eligible Fast-Start Resources、市場販売者による Composite Energy Offer とを比較することによって、リソースの適用可能な限界エネルギー供給を決定する。

(2) 事例分析

例えば、発電事業者(market sellers)、及び LSE(market buyers)毎に、前日市場及びリアルタイム市場における合計収入または支払額の算出方法の事例は以下のとおりである。

参考:前日市場及びリアルタイム市場における合計収入または支払額の算出方法の事例341

例1:発電事業者による前日市場における電力販売量が、リアルタイム市場での実需給量より少なかった場合

発電事業者による前日市場での売り入札の電力量が 200MW(その際の決済価格が 20 ドル)の場合、収入額は 4000 ドル(200MW×20 ドル)となる。リアルタイム市場における実際の供給電力量が 205MW(同 22 ドル)の場合、5MW 分追加で電力供給を行うことから、リアルタイム市場での受け取り額は 110 ドル $\{(205-200)\times22\ Fル\}$ となり、前日市場及びリアルタイム市場における発電事業者の収入額は合計 $4,110\ Fル$ となる(\$4,000+\$110)。

-

³⁴¹ PJM, "Two Settlement," December 6, 2016

https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/two-settlement.ashx

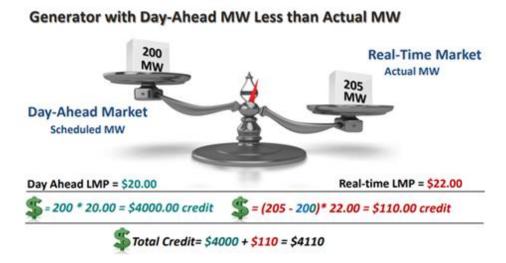


図 2-9 発電事業者による前日市場における電力販売量<実際の供給量(単位: MW) (出所) PJM Web サイトより作成

例 2:発電事業者による前日市場における電力販売量が、リアルタイム市場での実需給量より多かった場合

前日市場での売り入札の電力量が 200MW(その際の決済価格が 20 ドル)の場合、受領額は 4,000 ドル(200MW×20 ドル)。リアルタイム市場における実際の供給量が100MW(同 22 ドル)と前日市場の取引量を下回った場合は 2,200 ドル分 {(100-200)×22}を払い戻す必要があるため、双方の市場全体における発電事業者の収入額は 1,800 ドル(\$4,000-\$2,200)となる。

Generator with Day-Ahead MW Greater than Actual MW



図 2-10 発電事業者による前日市場における電力販売量>実際の供給量(単位: MW) (出所) PJM Web サイトより作成

例3:LSE による前日市場における電力調達量が、リアルタイム市場での実需給量より も少なかった場合

LSE が前日市場で購買した電力量が 100MW(その際の決済価格が 20 ドル)、リアルタイム市場で実際に必要となった電力量が 105MW(同 23 ドル)の場合、前日市場の支払額は 2,000 ドル(100MW×20 ドル)。リアルタイム市場では前日市場よりも 5MW 分の電力を追加調達したことから、同市場における支払額は 115 ドル $\{(105-100$ MW)×23 ドル $\}$ となる。前日市場及びリアルタイム市場の双方の合計支払額は 2,115 ドルとなる。

LSE with Day-Ahead Demand Less than Actual Demand



図 2-11 LSE による前日市場における電力調達量<実際の需要量(単位:MW) (出所) PJM Web サイトより作成

例④:LSE による前日市場における電力調達量が実需給よりも多かった場合

LSE が前日市場で購買した電力量が 100MW(その際の決済価格が 20 ドル)、リアルタイム市場において実際に必要となった電力量が 95MW(同 23 ドル)の場合、前日市場の支払額は 2,000 ドル(100MW×20 ドル)、リアルタイム市場では前日市場よりも 5MW 分の電力が不要となることから、払戻額は 115 ドル {(95-100MW)×23 ドル}。前日前市場とリアルタイム市場の双方の合計支払額は\$2,000-\$115=1,885 ドルとなる。



図 2-12 LSE による前日市場における電力調達量>実際の需要量(単位: MW) (出所) PJM Web サイトより作成

(3) 決済における相対取引の扱い

既述のとおり PJM エネルギー市場は、①自己電源保有(self-supply)、②相対取引(bilateral transactions)、③スポット市場(spot)といった 3 つの異なる取引形態が存在する。このうち相対契約は、スポット市場における価格変動のリスクヘッジとして活用されている。相対契約を締結した市場参加者(市場販売者、市場購買者)は、締結された相対契約に基づき、電源の運転スケジュールを PJM へ提出することが義務付けられている。 PJM はこれらの情報に則り、送電混雑を緩和するように電源の運転スケジュールを策定する。相対契約では、市場販売者と購買者との直接取引となることから、スポット市場と異なり PJM が決済や支払請求等には関与せずに、双方の間で実施される。

相対契約における決済方法では、市場販売者(発電事業者)が電力を送電する発電地点(source)と、購買者(LSE等)が受け取る受電地点(sink)、及び受電地点から実際に電力が送信されるゾーンといった、それぞれの地点における LMP の差によって決定される。各地点において送電混雑が発生していない場合は、全ての地点における LMP は同一であるため、発電事業者による収入は送電する電力量(MW)に LMP を乗じた金額で決定されるほか、LSEの支払いも同一となる(電力量×LMP)。しかし、発電地点、受電地点、ゾーンといったそれぞれの地点で送電混雑が発生している場合は、送電混雑費用や送電損失費用が異なり、各地点における LMP に差異が生ずることから、これを考慮した LMP に基づき収入・支払額が決定される。

参考: 相対取引の事例342

³⁴² PJM, "Market Settlements-Advanced, Energy and Transaction Billing Examples Module," May 24, 2017 https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/advanced/energy-and-transactions-

例えば、発電事業者 ComEd が LSE である PSEG ~ 200MW の電力を送電する場合、発電地点における LMP が 20 ドル(発電限界費用:18 ドル、送電混雑費用:1.50 ドル、送電損失費用:0.50 ドル)、受電地点の LMP が 25 ドル(発電限界費用:18 ドル、送電混雑費用:6 ドル、送電損失費用:1 ドル)、電力が最終的に供給されるゾーンの LMP が 30 ドル(発電限界費用:18 ドル、送電混雑費用:10 ドル、送電損失費用:2 ドル)と想定する。



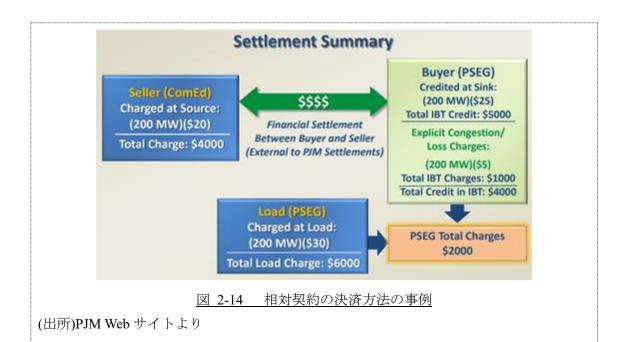
図 2-13 ComEd と PSEG との相対契約による送電の流れ

(出所)PJM Web サイトより

また、発電地点から受電地点まで 200MW の電力を送電する場合、ComEd に対して合計 4,000 ドルが課金される(200MW×20 ドル)。これに対して PSEG は、受電地点における LMP が 25 ドルの場合、5,000 ドル(200MW×25 ドル)をクレジットとして受領する。但し、 PSGE は供給ゾーンの送電混雑コストと送電損失コストから受電地点におけるこれらの 費用との差額分(5 ドル)を負担する必要があるため、クレジット額(5,000 ドル)から 1,000 ドル(200MW×5 ドル)が差し引いた、合計 4,000 ドルをクレジットとなる。供給ゾーンの LMP は 30 ドルであるため、PSEG は 6,000 ドル(200MW×20 ドル)を課金されるが、4,000 ドルのクレジットがあるため、最終的にその差額分の 2,000 ドルが課金される。

-

billing-examples.ashx



2.3.3 ERCOT における市場運用・系統運用

2.3.3.1 市場概要

(1) ゾーナル導入と問題点

テキサス州では、1999 年に成立したテキサス州電力再編法案(SB7 : Senate Bill 7)³⁴³に基づ き電力事業制度改革を進めていたが、その一環として、ERCOTは、2002年より、5つの混 雑管理ゾーン(CMZ: Congestion Management Zone)単位で市場運用及び混雑管理を実施する ゾーナルメカニズムに基づく制度を開始した344。制度導入の主な目的として、特に南部地域 と北部地域間をはじめとする"ゾーン間混雑(Zonal Congestion)"により生じる社会的費用を 解消することであり345、ゾーナルメカニズム導入後、このゾーン間混雑は大きく減少した。

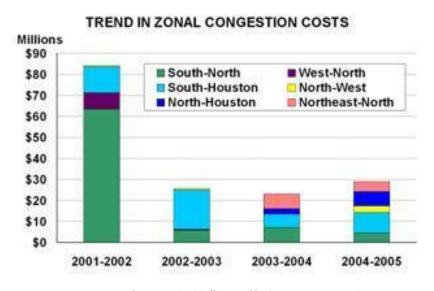


図 2-15 ゾーン間混雑費用の推移(2001~2005年)

(出所) ERCOT Web サイト³⁴⁶

一方、ゾーナル制度開始直後から、"ゾーン内混雑(Local Congestion)"の存在が顕在化し ており、多大な社会的費用の負担が発生していた347。このゾーン内混雑費用は、 uplift され た負担分としてネットワーク料金として消費者に転嫁されていた。

^{343 &}lt;a href="http://www.legis.state.tx.us/BillLookup/Text.aspx?LegSess=76R&Bill=SB7">http://www.legis.state.tx.us/BillLookup/Text.aspx?LegSess=76R&Bill=SB7>

³⁴⁴ ゾーナルメカニズム下において、市場は ①前日段階、②調整段階、③実運用段階の3段階により構成 されていた。なお前日段階では、前日スケジュール管理プロセスと前日アンシラリーサービス市場が運用 されており、前日エネルギー市場は存在していなかった。この他にも、事業者間における相対契約により 自律的に市場を形成されており、相対契約市場における取引量は、ERCOT 管内における電力需要量に対 して9割程度を占めていた。

³⁴⁵ このゾーン間混雑に係る費用については、ゾーン間の送電混雑権(TCR: Transmission Congestion Right) を通じて、市場参加者に対して直接的に負担が割当されていた。

^{346 &}lt;a href="http://www.ercot.com/news/releases/show/193">http://www.ercot.com/news/releases/show/193

³⁴⁷ 2000 年中盤以降、風力発電などの再エネ大量導入が進展した。ゾーナル下では、ポートフォリオによ る給電指令(portfolio dispatch)のため、正確な給電指令が困難であり、その結果として、ERCOTが実施す る出力抑制や再給電に係る費用が増大していた。

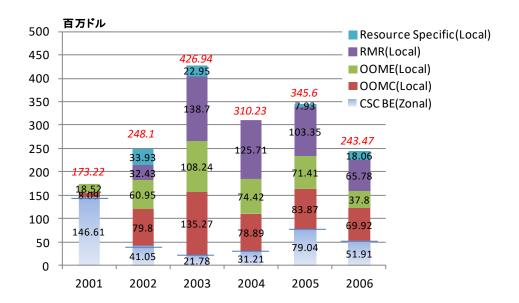


図 2-16 混雑費用の推移(ゾーン内・ゾーン間)

(出所) Gary L. Hunt「The Best Little Nodal Market in Texas」より MURC 作成³⁴⁸

(2) ゾーナルからノーダルへの移行

1) ノーダルのメリット

2003 年 9 月、PUCT は、 市場効率性及び運用効率性の改善を目的として、 ERCOT に対して、ノーダルベースの市場への移行を検討することを命令した(Project 26376)。その後、 ERCOT を中心とした検討を経て、2006 年、PUCT は、2008 年 12 月よりノーダルに移行することを最終決定しており³⁴⁹、2010 年 12 月にはノーダルへの移行が実施された。ERCOTでは、ノーダル移行によるメリットとして、主に以下を指摘している。

- ・ 特定の電源に対する給電指令(unit-specific dispatch)を通じて発電リソースの利用を改善するため
- ・ 市場ベースメカニズムを通じて、送電制約をより効率的に管理するため
- ・ 混雑管理及び信頼性維持を図るにあたり、新規の発送電設備をどこに建設したらよい のか、より正確な価格シグナルを提供するため
- ・ 風力発電や太陽光発電等の間欠的発電の増加分を、効率的且つ信頼性のある形で取り 込むため

2) PUCT による CBA 分析

2008 年 12 月、PUCT より委託を受けた CRA International 社と Resero Consulting 社は、

^{348 &}lt; https://www.fortnightly.com/fortnightly/2007/09/best-little-nodal-market-texas?page=0%2C2> 349 テキサス州行政法典の「第 25 章 電力サービス提供者に適用される実体規則 (Chapter25 Substantive Rules Applicable to Electric Service Providers」(通称: 電力実体規則(Electric Substantive Rule)) の§25.501. Wholesale Market Design for the Electric Reliability Council of Texas. において規定

「Update on the ERCOT Nodal Market Cost-Benefit Analysis³⁵⁰」として、ノーダル導入による費用便益評価(CBA: Cost-Benefit Assessment)の更新版を発表した³⁵¹。当該報告書では、ノーダル導入による ERCOT システム全体の便益は、正味費用を大幅に超過することを改めて示している。

- ・ システム全体の便益は、5.2 億ドル(内訳:発電費用削減 3.39 億ドル。発電所配置決定の 改善 1.81 億ドル)
- ・ 正味費用の NPV は、2009~2020 年で 2.22 億ドル (内訳: ERCOT 側 1.95 億ドル、市場 参加者側 0.27 億ドル)

また、ノーダル実装に起因する消費者節約分(=消費者による卸市場への支払額削減額)についても推計しているが、ノーダルへの制度変更による市場効率性改善に伴い、変更当初10年で56億ドルの費用削減効果があるとしている。

(3) 主要プレイヤー

ERCOT における市場参加者としては、発電設備や負荷設備を所有・運用する"リソース主体(Resource Entity)"、LSE、Power Marketer のほかに、"認定スケジュール主体(QSE: Qualified Scheduling Entity)"が存在している。QSE は、直接的に ERCOT と取引することの出来る唯一の主体であり、前日市場・リアルタイム市場に参加する権利等を有している。Resource Entity や LSE は、この QSE を介して ERCOT と取引を実施し、QSE が ERCOT との金銭的決済の相手方となる。また、QSE は、市場参加者の代理もしくは代表として、ERCOT に対してスケジュールを提出する³⁵²。中でも、Resource を代表する QSE は、現行運用計画(COP: Current Operating Plan)を提出・更新する義務を有する。

なお、ERCOT における電力取引の大部分は相対契約を通じたものである。相対契約は、例えばリソース主体と LSE などの市場参加者間で締結されるが、この取引情報は、QSE を通じて ERCOT に対して通知されている³⁵³。

_

^{350 &}lt;a href="http://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/31600/puct_cba_report_final.pdf">http://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/31600/puct_cba_report_final.pdf

³⁵¹ 当該報告書は、ノーダル導入が当初予定より遅れたことを鑑みて、発電設備及び送電設備の最新状況、市場動向、燃料価格の動向等を考慮して、2004 年版報告書をアップデートしたものである。なお 2004 年版報告書では、PUCT は、TCA 社と KEMA Consulting 社に対し、ノーダル導入による費用便益評価(Cost-Benefit Assessment)実施を委託していた。

³⁵² QSE の役割詳細は、その QSE が他の市場参加資格を兼ねているか、またどのような主体を代表しているかによって異なっている。

³⁵³ ERCOT に対して通知されるのは、注入地点・引出地点に係る情報と取引量のみ。一方、価格や契約内容詳細は、ERCOT に対しては通知されない。

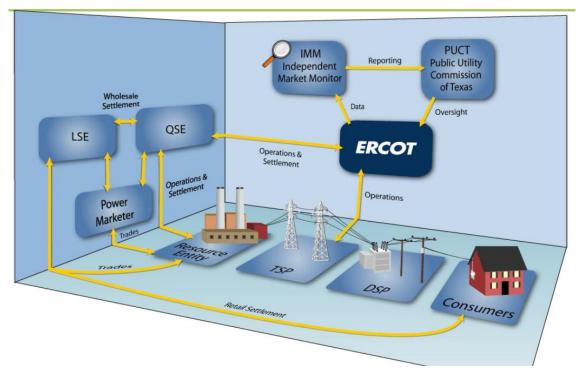


図 2-17 ERCOT における主なプレイヤー関係図

(出所) ERCOT Web サイト

2.3.3.2 ERCOT エネルギー市場における市場運用・系統運用

(1) 市場構造

ERCOT エネルギー市場は、主に ①前日市場(DAM: Day-Ahead Market)、②信頼性ユニットコミット(RUC: Reliability Unit Commitment)、③調整期間(Adjustment Period)、④リアルタイム運用(Real-Time Operations)の4つより構成されている³⁵⁴。エネルギー市場における取引量に関しては、事業者間における相対契約が依然として大きな割合を占めている。

1) 前日市場(DAM) 355

前日市場において、QSE は、午前 6:00 から 10:00 にかけて、①電力の買い入札(bid)・売り入札(offer)³⁵⁶、②アンシラリーサービスの売り入札(offer)、③DAM PTP obligation の買い入札(bid) を ERCOT に対して提出することが出来る。ERCOT は、午前 10:00 以降、DAM を実行・決済するが、上記入札に加え、COP やネットワーク運用モデルを考慮したうえで、落札可否及び価格について決定し、その結果を 13:30 までに発表する。

発電設備を代表する QSE は、Startup Offer 、Minimum-Energy Offer、Energy Offer Curve の からなる Three-Part Supply Offer(TPO)を提出可となっており、Resource を代表する QSE は、

³⁵⁴ この他にも金融的送電権の CRR オークション市場、アンシラリーサービス市場などの付帯的市場が存在している。

³⁵⁵ ERCOT Operating Procedure Manual: Day-ahead Market Desk(version 5.3)

³⁵⁶ 量、場所、最大価格を指定したうえで、買い入札(bid)を提出。 また 場所、受け渡し可能な最小価格を指定した上で、売り入札(offer) を提出

多くの場合、TPO を提出する。

- ・ Startup Offer...発電機の始動時等において発生する全てのコスト
- Minimum-Energy Offer...LSL(Low Sustained Limit)での動作に近いブレーカから発生する 全てのコスト
- ・ Energy Offer Curve ...エネルギーを販売するための Offer。 <u>単体で提出することも可</u> ERCOT は、市場参加者から提出される 3 つのタイプのオファーを別々に分析することに より、市場を最適に運営することが出来る。この TPO は、DAM 及び RUC プロセス、リアルタイム運用でも使用されるが³⁵⁷、3 つの構成要素についてそれぞれの市場における利用形態は異なっている。

表 2-3 TPO の利用形態

	Startup Offer	Minimum-Energy Offer	Energy Offer Curve
DAM	0	0	0
RUC	0	0	
Real-Time Dispatch			0

(出所) ERCOT Web サイト

2) 信頼性ユニットコミットメント(RUC)

実需給日の前日 14:30 以降、ERCOT は、RUC を実行して、実需給日における予測負荷に対応出来るだけの電源容量を確保する。このプロセスにおいて、ERCOT は、最新のネットワーク運用モデル、更には QSE が既に実施したリソースコミットメントを用いて、送電ネットワーク・セキュリティ分析(NSA: Network Security Analysis)を実施する。これにより実需給日における運用信頼性の担保にあたり、追加的なリソースコミットメントが必要か判断否かする³⁵⁸。

前日に実施される RUC(DRUC: Day-ahead RUC)は、前日 14:30~16:00 に実行され、実需給日の全時間帯におけるリソースコミットメントを決定する。実運用の1時間前以降、同様のプロセスである時間毎 RUC(Hourly RUC)が、各種更新情報を利用して実行され、追加のリリソースコミットメントが必要かどうかを判断する。

(DRUC 実施前(~14:30))

ERCOT は、13:30 までに、市場情報システム(MIS)に、DAM の結果を掲載

・ QSE は、DAM の結果を受け、COP を更新。また自己調達、もしくは相対取引により必要なアンシラリーサービス量を確保し、ERCOT に対して提出

³⁵⁷ DAMにおいて、TPOが落札されたとしても、そのコミットメントは金融的なものであり、リソースがリアルタイムにおいて実稼働する物理的義務はない。

³⁵⁸ RUC プロセスは、物理的にリソースを使用可能な状態にする唯一のプロセスである。

(DRUC 実施(14:30~16:00))

- ・ DRUC は、COP の情報などを用い、翌実需給日の全時間(24 時間)における系統信頼性を精査。 DRUC は、 QSE によって DAM に提出されたが、落札・約定されなかった TPO を使用。COP で利用可能と指定されていたにもかかわらず、 TPO で利用されない リソースは、DRUC によってコミットされる可能性がある
- ・ RUC にてコミットされたリソースは、償還前支払(Make-Whole Settlement)もしくは回収 金決済(Claw back Settlement)の対象となる

3) 調整期間

調整期間は、前日期間の終了時(18:00)から開始され、実需給の 60 分前に終了する。調整期間において、ERCOT 及び市場参加者は、リアルタイムを運用に備えた準備・調整を実施する³⁵⁹。調整期間において、ERCOT は、アンシラリーサービスについて追加の必要性があると判断した場合、補足的アンシラリーサービス市場(SASM: Supplementary Ancillary Services Market)を開催することが出来る。一方、リソースを代表する QSE は、COP を更新できるとともに、Energy Offer Curve を提出・変更できる。

(2) リアルタイム運用以降のオペレーション

調整期間の後は、実需給の1時間前より、リアルタイム運用(Real-Time Operations)が開始される。リアルタイム運用においては、ERCOT がグリッドのリアルタイムステータスを監視し、リアルタイムのシステム負荷に対応するために、リソースに対して給電指令を出す³⁶⁰。リアルタイム運用は、①リアルタイム NSA、②SCED による給電指令の2つのプロセスから構成される。

1) ネットワークセキュリティ分析(NSA)

ERCOT は、RUC プロセスと同様に、NSA を実施する。NSA 実施にあたっては、SCED によって解決しうる問題を決定するために、正確なデータと正確なネットワーク運用モデル (Network Operation Model)が必要であるが、遠隔測定データ(telemetry)や負荷予測等を利用して、当該モデルを策定・更新する。これによりリアルタイムにおける状況を模倣することが可能となる 361 。

2) SCED による給電モデル

ERCOTでは、SCEDによる2段階の給電モデルを利用している。具体的には、NSAの結

³⁵⁹ 調整期間に発生する可能性のある活動としては、COPの更新、Energy offersの提出・更新、出力スケジュールの提出・更新、取引の提出・更新、自己スケジュールの提出、強制停止の通知、必要に応じて補足的アンシラリーサービス市場の実施等がある。

³⁶⁰ リアルタイム運用段階では COP は利用しない。

³⁶¹ ERCOT は、系統監視制御システムである SCADA に対し、リアルタイムにおける送電グリッドの信頼性を評価することを要求する。必要なデータの一部は、送電サービス提供者(TSP)、QSE、及び気象ステーションによって提供される。

果と QSE によって提出された適用可能な Energy Offer Curve を使用して、系統信頼性を担保 する最も経済的な給電指令を決定する³⁶²。また SCED モデルは、特定の発電事業者が送電 混雑の存在によって出力低下の必要に迫られた場合でも、価格を一定以上に吊り上げることが出来ないことを意図している。

- ・ 第1段階…給電ソフトウェアは、市場参加者の入札曲線(offer curve)に対して、競争に影響を与える送電制約のみを考慮して、出力レベル(base points)と地域別限界価格(LMP)を決定する。この個別発電所における参照価格(reference price)は、発電事業者の緩和入札上限価格(mitigated offer cap)と比較される。この比較の結果、高いほうが、第2段階における給電プロセスにおいて採用される。
- ・ 第 2 段階...全ての送電混雑が考慮される。先述の個別発電所における参照価格と発電 事業者の緩和入札上限価格のうち高いほうが、当該発電事業者の入札曲線の数値とし て利用される。結果として生じる緩和価格曲線(mitigated offer curve)が、全ての送電混雑 条件を考慮した、各発電事業者の最終アウトプットレベルを決定する。

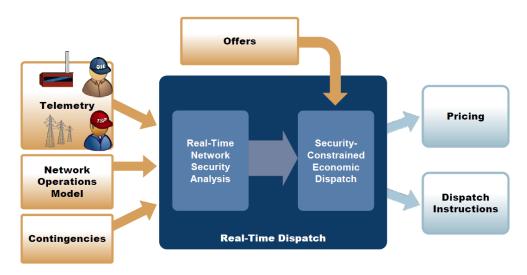


図 2-18 ERCOT における 2 段階の給電プロセス

(出所) ERCOT 「ERCOT Market Education³⁶³」

³⁶² QSE からの Offer に加えて、ロケーションや発電種別、混雑状況など送電制約を確認したうえで出力レベルと LMP を決定する。

^{363&}lt;http://www.ercot.com/content/wcm/training courses/52/BTP201M6 03242015.pdf>

3 発電・小売一体事業者における会計分離・費用透明化

3.1 アンバンドリング措置に係る整理

3.1.1 EU

3.1.1.1 送配電部門の中立化

欧州では 1996 年以降、3 次に渡り EU 指令に基づく電気事業制度改革を実施しており、送電部門の中立化確保策として段階的なアンバンドリング措置(分離措置)を規定している。「1996 年第一次 EU 電力指令³⁶⁴」では送電部門における会計分離(Accounting Unbundling)、さらに「2003 年第二次 EU 電力指令³⁶⁵」では送配電部門の法的分離(Legal Unbundling)が規定されており、EU 加盟国及び EU 域内電気事業者は対応を進めてきた。

2009 年第三次 EU 電力指令³⁶⁶では更なる中立化確保策として、資本関係を切り離す所有分離(Ownership Unbundling)、系統運用機能のみを切り離す ISO(Independent System Operator)、法的分離下において様々な規約遵守を要求する ITO(Independent Transmission Operator)という 3 つの措置が規定されている。

表 3-1 EU 電力指令による送電部門・配電部門の中立化確保策

	送電部門	配電部門
1996 年第一次	会計分離・機能分離	規定無し
EU 電力指令		
2003 年第二次	法的分離・機能分離	法的分離・機能分離
EU 電力指令		(接続顧客数 10 万件以上)
2009 年第三次	所有分離、ISO 化、ITO 化のい	法的分離・機能分離
EU 電力指令	ずれか	(接続顧客数 10 万件以上)

(出所)MURC 作成

このように EU レベルでは、送配電部門の中立化確保策として段階的なアンバンドリング

³⁶⁴ Directive 96/92/EC of The European Parliament And Of The council of 19 December 1 996 concerning common rules for the internal market in electricity

< http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX: 31996L0092 >

³⁶⁵ Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC

< http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX: 32003L0054 >

³⁶⁶ Directive 2009/72/EC of The European Parliament And Of The Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC

< http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>

措置を規定している一方、発電事業者と小売事業者については、同一グループ会社下の資本 関係や所有関係などについては、特に禁止していない。また、発電小売一体事業者に対して、 会計分離等を含めた構造的措置は実施されていない。

3.1.1.2 発電・小売一体事業者に対する規制の考え方

発電・小売一体事業者に対して構造的措置は講じられていないが、一方で、欧州委員会(特に競争当局)は、2000年代中盤以降、電力・ガス価格の高騰を背景として、主に EU 競争法の視点から、垂直統合事業者・支配的事業者が公平な競争環境を阻害している可能性について様々な調査、訴追などを実施してきた³⁶⁷。特に、発電事業者と小売事業者間の長期相対契約に関しては、EU 競争法の観点から、様々な介入的措置が講じられた。

EU 全体としては、2011 年 12 月より「エネルギー市場の十全性及び透明性確保に関する規則 (REMIT: Regulation on Energy Market Integrity and Transparency)³⁶⁸」が施行されている。REMIT は、エネルギー市場における価格透明性や十全性の確保を担保するために、適切な市場監視の枠組みを整備することを主な目的としている。具体的には、エネルギー市場の濫用行為に関連して、インサイダー取引の禁止 (第 3 条)、内部情報開示義務 (第 4 条)、市場操作の禁止 (第 5 条)などが規定されている。さらに、REMIT 第 8 条では EU 大のデータ収集・報告システムについて規定しており、REMIT 実施規則³⁶⁹に基づき、2015 年 10 月 8 日より運用を開始した。REMIT 実施規則では、①基礎データ(fundamental data)、②取引処理(transaction)、③内部情報(inside information)の 3 つの種類の情報を定義しており、このうち①基礎データに関しては、ENTSO-E による中央情報透明性プラットフォームを通じて公開するとしている³⁷⁰。また③内部情報に関しても、内部情報公開プラットフォームより公開することが規定されている。

³⁶⁸ Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (Text with EEA relevance)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:en:PDF>

³⁶⁹ COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) No 1348/2014 of 17 December 2014 on data reporting implementing Article 8(2) and Article 8(6) of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency

https://www.acer-remit.eu/portal/custom-category/remit_doc>

^{370 「}電力市場のデータの提出及び公表に関する規則(Regulation (EU) No 543/2013)」は、電力関連データの提出及び公表方法、対象データ等に係る包括的規則であり、中央情報透明性プラットフォームの構築について規定している。この中央情報透明性プラットフォームとしては、ENTSO-E が役割を果たしている。COMMISSION REGULATION (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council

https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:163:0001:0012:EN:PDF

3.1.2 米国

3.1.2.1 FERC Order

(1) Order888

FERC は 1996 年に制定した Order888³⁷¹において、送電事業の別部門化を通じた機能分離を義務付けた。この機能分離により、"送電部門の従業員は販売部門の従業員からは独立して業務を行わなければならないこと"や"送電網を所有する電力会社は非差別的なオープンアクセスを確保すること"などが義務付けられた。後者に関して具体的には、特定の地理的管轄下で送配電設備を保有・管理・運営している全ての公益事業者は、「オープンアクセス送配電料金規制(OATT: Open Access transmission tariffs)」に従うことが要請された³⁷²。またOrder888 では、系統運用の効率化及び中立性確保の観点から、独立系統運用者(ISO)の設立が推奨された。

(2) Order889

FERC は同じ 1996 年に Order889³⁷³を発表し、送電網の非差別的利用を保証するための情報ネットワークの構築も義務付けた。具体的には送電事業を営む電力会社にオープンアクセス同時情報システム(OASIS: Open Access same-time Information System)の運用を義務付け、OATT の設定プロセスを文書化して FERC に提出することを義務付けた³⁷⁴。この Order 889は、公益性を有する電力会社が自社のマーケティング子会社や関連会社、卸・小売機能を不当に優先させることを禁止するものであり、下記内容を規定することにより、不当な優先を規制する意図があった。

- ・ 送電会社において、マーケティング事業の従業員と送電事業の従業員を分離すること
- ・ 送電会社をグループ内外で差別なく扱うこと

(3) Order2000

RTO 設立を推奨した Order2000 では、RTO の機能として、①送配電利用料金の管理・設定、②送電ネットワークの混雑管理、③アンシラリーサービスの提供(短期での需給調整)、④OASIS の運用、⑤市場監視、⑥送電ネットワークの拡張計画、⑦地域間の調整等を定義している。

²

^{371 &}lt;a href="http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp">http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp

³⁷² この規制の目的は、不当な差別あるいは優遇による取引を禁止することであり、送配電と卸売を機能的に分離させ、行為規制に従うことが要請される。そのため、最低料金や条件を含むオープンアクセス非差別的送配電料金(Open Access non-discriminatory transmission tariffs)を正確に記録することが求められている。一方で、合法的、経済的、検証可能なコストであれば、そのコストを回収することも認めているhttp://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/oatt-reform/history.asp

^{373 &}lt;a href="http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order889.asp">http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order889.asp

³⁷⁴ FERC は、Order 2004(2003 年 11 月)を通じて、指令の適用範囲を新エネルギーに従事する会社にも拡大した。

3.1.2.2 州レベル

(1) ペンシルベニア州

ペンシルベニア州(以下 PA 州)における電力自由化は、1996 年 12 月制定の発電競争自由 化法(the Electricity Generation Customer Choice and Competition Act)³⁷⁵で規定されている。電力 会社は 1997 年 9 月までに構造改革案を提出することとなり、料金とサービスを分離し、配 電会社(EDC: Electric Distribution Company)として送配電への直接的アクセスを提供すること となった。

(2) テキサス州

テキサス州では、1999年に成立したテキサス州電力再編法案(SB7)に基づき電力事業制度 改革を進めてきた³⁷⁶。SB7は、小売部門自由化や垂直統合事業者のアンバンドリング³⁷⁷等に ついて規定しており、これに基づき 2002 年 1 月から小売部門の全面自由化が開始された。 事業者は、発電部門、送配電部門、小売部門を 2002 年 1 月 1 日までに分離することを義務 付けられている³⁷⁸。

当該分離の形態については同法第 39.051 節(c)で規定されており、それぞれ独立した非関係会社(separate nonaffiliated companies)を新たに設立することや、それぞれ独立した関係会社 (affiliated companies)を共通の持株会社の下に設立すること、更には第三者に資産を売却することなどが示されている。

http://www.statutes.legis.state.tx.us/?link=LA>

_

³⁷⁵ PA 州法(Pennsylvania Consolidated Statutes) title66 (Public Utilities) 28 章(Restructuring of Electric Utility Industry) " 376 SB7 は、テキサス州公益事業法典(Texas Utility Code)の「第 2 節 公益事業規制法(PURA: Public Utility Regulatory Act)」における「小節 B 電気事業(Electric Utilities)」に位置付けられる。

³⁷⁷ 垂直統合事業者は、発電事業、送配電事業、小売事業を 2002 年 1 月 1 日までに別会社化するか、または事業売却等により分離することを義務付けられた。

³⁷⁸ いわゆる法的分離に該当

3.2 各国における取組状況

3.2.1 イギリス

イギリスでは、Big6 と呼ばれる大手事業者 6 社(Centrica 社、E.On 社、EDF 社、Npower 社、Scottish Power 社、SSE 社)による市場支配力や垂直統合性を念頭において、卸電力市場流動性欠如などに対して様々な是正的な措置を実施している。具体的には、電力供給ライセンス及び発電ライセンスに基づく事業別財務報告義務の措置や、英国競争・市場庁(CMA: Competition & Markets Authority)と Ofgem による市場阻害調査³⁷⁹などが実施されている³⁸⁰。後者の市場阻害調査に基づく措置としては、会計の透明性にかかる措置として事業別財務報告が検討・導入されている。

3.2.1.1 事業別財務報告義務の動向

(1) 事業別財務報告義務にかかる経緯

CMA は、2016年6月に公表した市場阻害調査の最終報告書において、明確かつ適切な財務報告の規制要件の欠如が、市場における他の特徴と相まって競争阻害効果(AEC: adverse effect on competition)を引き起こす要因となり得ると指摘した。これを受け、Big6 に対して以下の改善策を勧告した。

- ・ 市場における発電事業及び小売供給事業の行動を報告する
- ・ 発電事業及び小売事業の、貸借対照表及び損益計算書を報告する
- ・ 様々な料金プランにおける小売供給事業のための卸エネルギーコストを、標準化された購入機会費用とその他の要素に分離する
- ・ 当該年度と同じ基準で作成された前年度実績を報告する

Ofgem は、CMA による上記報告及び勧告を踏まえ、2016 年 11 月、「CMA Remedy Implementation Plan」において、改善策の実施計画を発表した³⁸¹。実施計画においては、措置のひとつとして前述の Big6 に対する財務報告義務の修正が提示された。具体的には、大手事業者の事業部門別年次財務報告である CSS(Consolidated Segmental Statement)の変更を通して、財務報告義務が修正された。

CSS では、Ofgem が規定したガイドライン³⁸²に準拠した一般的会計基準に基づき公表される財務情報よりも、詳細な情報(例:加重平均燃料費用等)の公開が求められる。この目的

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5773de34e5274a0da3000113/final-report-energy-market-investigation.pdf

³⁸¹ Ofgem 「CMA Remedy Implementation Plan」 < https://www.ofgem.gov.uk/publications/cma-remedies-implementation-plan >

³⁷⁹ CMA 「Energy market investigation -Final report-」

³⁸⁰ 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「経済産業省委託調査 平成 29 年度産業経済研究委託事業 (電力・ガス市場における競争状況についての調査)報告書」参照

< https://dl.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11222617 >

³⁸² Ofgem Guidelines for preparing Consolidated Segmental Statements

https://www.ofgem.gov.uk/publications/guidelines-preparing-consolidated-segmental-statements

は、事業者間の比較をし易くすることや収益性分析を拡張すること、卸売と小売の価格関係を透明化することにより、Ofgem が競争状況をより良く評価することにある。当該修正は、2017年分の実績報告から適用されている。

(2) CSS 改訂に向けた動向

2020年5月、Ofgem は、導入当初に比べ市場シェアがかなり低い供給事業者も CSS の対象としていることを踏まえ、垂直統合モデルはもはや市場の重要な特徴ではないとした上で、CSS の改訂に向けた協議を開始した³⁸³。

協議にあたり、Ofgem は、ガス及び電力供給ライセンスにかかる標準ライセンス条件(SLC: Standard Licence Conditions)の「19A.財務情報報告(Financial information reporting)」及び発電ライセンスにかかる SLC「16B.財務情報報告」を改訂するための初回提案を行った。Ofgem は、この改訂により、CSS が引き続き消費者や利害関係者に対して透明性を提供し、Ofgem の業務を支えることができると述べている。

2021年6月には、Ofgemは、意見公募を踏まえた最終提案を行っており、2021年10月の修正決定に続き、2021年12月には改訂後のライセンス条件の発効が予定されていた。しかしながら、2022年2月中旬時点では変更決定が公表されていない 384 。

(3) CSS 改訂の最終提案

CSS の改訂に向けては、下表において示される事項が最終提案されている。適用範囲については、改訂後の顧客数閾値を満たし、供給及び発電ライセンス(または供給ライセンス)のみを保有する事業者は義務を負うことが提案されている。

現行の CSS と比較して、追加的に提出が求められる情報としては、例えば、発電事業と 供給事業の事業別の貸借対照表が挙げられる。また、家庭用市場については、料金(tariff)別 の収入、費用、利益の内訳の提出も要求されている。

表 3-2 Ofgem による CSS 最終提案の概要

項目	Ofgem による最終提案の概要(抜粋)
適用範囲	供給・発電事業 ・ 改訂後の顧客数閾値を満たし、供給及び発電ライセンス、または 供給ライセンスのみを保有する事業者は義務を負う。 顧客数閾値 ・ 家庭用・非家庭用の顧客(メーター数)の閾値を別々に設定する。 家庭用市場については、供給事業者は少なくとも5万の顧客を有するべきである。 非家庭用市場では90%以上のシェアの取り込みを目指す。

³⁸³ Ofgem 「Consultation Reviewing the Consolidated Segmental Statement - Our initial proposals」

137

https://www.ofgem.gov.uk/publications/reviewing-consolidated-segmental-statements-our-initial-proposals
384 しかしながら、2022 年 2 月中旬時点では変更決定が公表されていない。

< https://www.ofgem.gov.uk/publications/final-proposals-and-statutory-consultation-reviewing-consolidated-segmental-statement>

	(現在、少なくともガスで 17,000 または電力で 29,000 の非家庭用
	の顧客を有する供給事業者に相当)
監査要件	・ 全供給事業者に対する CSS 提出前の年次監査の要件を削除する
	ものの、CSS がライセンス条件、ガイドライン及び/またはテン
	プレートに従って作成されていないと判断した場合には要求す
	る権利を留保する。
	・ 不適切な費用配分や報告上の不整合のリスクを軽減するために、
	改訂版テンプレートに基づいて CSS を提出し、CSS 改訂ガイド
	ラインドラフトの費用配分ガイダンスに従う。
追加的な情報提	・ 家庭用市場における料金(tariff)別収入・費用・利益の内訳
出の要求	・ 間接業務費用(分離)
(一部抜粋)	▶ 顧客サービス、計量、R&D 等の費用の監視のために、新た
	な勘定科目として提案
	・・貸借対照表
	発電事業と供給事業の事業別貸借対照表を要求

(出所)Ofgem 「Consultation Final proposals and statutory consultation - Reviewing the Consolidated Segmental Statement」

(4) 事業別貸借対照表の提出要求

前述のとおり、Ofgem は、CSS 改訂の最終提案において、これまで要求していなかった発電事業と供給事業の事業別貸借対照表を含む、複数の情報を追加的に提出することを要求している。Ofgem は、発電事業と供給事業の事業別貸借対照表を提出するよう要求する目的や理由として、以下を挙げている385。

- ・ 貸借対照表を提出させる主目的は、"損益、売上、コストに関する透明性及び市場情報 の提供」及び「外部監視及び政策策定の支援"である。高水準の貸借対照表及びキャッ シュフロー情報を通して、例えば、利益率だけでなく資本利益率といった、より広範な リターンを考慮することが可能になる。
- ・ 損益計算書は、発電事業と供給事業の貸借対照表における財務状況との関連により考察される必要がある。
- ・ 損益計算書は、事業者が当該年に損益を計上したかどうかを示す。一方で、貸借対照表は、当該年の累積的な損益を示している。そのため、事業者が損失を出した後もまだ支払能力があるかどうか、あるいは、利益が出て流動性比率として支払能力を計測できる。
- ・ 供給事業者の未決済の顧客信用残高がどのように使われているのか、また、どの程度の リスクに晒されているのかという点は、市場を理解し、消費者保護策の策定にあたり重 要であるため、貸借対照表において把握することが望ましい。損益計算書の研究開発コ ストとイノベーションコストに関する情報とともに、貸借対照表における固定資産の もとでのイノベーション投資価値の情報386は、脱炭素化政策策に向けた進捗状況の追

³⁸⁵ Ofgem 「Consultation Final proposals and statutory consultation - Reviewing the Consolidated Segmental Statement」 https://www.ofgem.gov.uk/publications/final-proposals-and-statutory-consultation-reviewing-consolidated-segmental-statement

-

³⁸⁶ Ofgem は、固定資産のもとでのイノベーション投資の価値を、供給事業者が機密情報として記載する

跡に関する Ofgem の作業に役立つ。

- ・ Ofgem が提案する貸借対照表テンプレートを用いることで、事業者間の比較分析を試みている。(CSS は年次決算書よりも速やかに公表する必要があるため、迅速な分析が可能となる。)
- ・ 改訂された CSS においては、損益計算書と貸借対照表を機械判読可能なフォーマット (Excel ワークブック)で迅速な報告を可能とする。

Ofgem が最終提案において提示する貸借対照表のテンプレート(ドラフト)では、発電事業と供給事業別に当該年末及び前年末における以下の勘定項目の報告を求めている。

事業別貸借対照表における報告項目の一覧(最終提案抜粋)

貸借対照表テンプレートにおける勘定項目

- · 固定資産総額
 - > 減価償却累計額控除後
- · 純固定資産
- 流動資産
 - ▶ 現金
 - ▶ 顧客未払金
 - ▶ その他流動資産
- · 総流動資産
- · 流動負債
 - ▶ 買掛金
 - ▶ 短期負債
 - ▶ 繰延利益
 - ▶ 貸倒引当金
 - ▶ その他債権
- · 総流動負債
- 固定負債
 - ▶ 長期借入金
 - ▶ その他固定負債
- · 総固定負債
- 総資産
- 資本剰余金
- · 累計損益
- ・その他準備金

_

ことを提案している。

• 総資産

(出所)Ofgem「Final proposals and statutory consultation - Reviewing the Consolidated Segmental Statement Appendix 4 – Draft proposed templates」

(5) 事業別損益計算書の提出要求

Ofgem は、CSS 改訂の最終提案において、損益計算書のドラフトテンプレートを提示している。このテンプレートでは、発電事業、電力供給事業、ガス供給事業、その他の事業別の財務情報を報告することを要求している。前述のとおり、営業費用は、計量、販売・マーケティング等に細分化した報告が求められている。

事業別損益計算書テンプレートにおける勘定項目(最終提案抜粋)

損益計算書テンプレートにおける勘定項目

- · 売上高
- ・ その他収入
- · 売上原価
 - ▶ 直接燃料費387
 - ▶ ネットワーク輸送費用
 - ▶ 環境・社会的責任コスト
 - ▶ その他直接費用
- · 合計売上原価
- 総利益
- · 営業費用
 - ▶ 計量
 - ▶ 販売・マーケティング
 - ▶ 貸倒れ
 - ▶ セントラルサービス
 - ▶ 顧客サービス
 - ▶ 優先サービス登録(PSR: Priority Service Register)顧客³⁸⁸対応コスト
 - ▶ イノベーション研究開発コスト
 - ▶ その他間接費用
- 合計営業費用
- 営業利益
- · 減価償却費
- · 利息及び当期純利益

³⁸⁷ 供給事業においては、WACOE/G は、卸エネルギー費用、損失、RBD 費用要素のエネルギー、供給ライセンスより生じる調整等の費用をカバーしなければならない。RBD(Reconciliation by Difference)は、小規模供給地点におけるガス計量に関係する調整の方法を指す。

³⁸⁸ 前払いメーターを有している、または、脆弱性を有すると見做され得る顧客を指す。

- · 税引前当期純利益
- · 容量(TWh)
- ・ 加重平均コスト(WACO) エネルギー/ガス(£/MWh)

(出所)Ofgem「Final proposals and statutory consultation - Reviewing the Consolidated Segmental Statement Appendix 4 – Draft proposed templates」

(6) CSS における移転価格の扱い

CCS におけるグループ会社間における移転価格(transfer pricing)は、ライセンス条件の方法 論に則った全量かつ明瞭な説明が要求されている。電力供給の「SLC 19A. 財務情報報告」 において、関連ライセンシー(Relevant Licensee)³⁸⁹は、移転価格の方法論及び移転価格が公表 された収入、費用、利益とどのように関連しているかを財務報告文書に含めることを規定し ている(電力供給 SLC 19A.4 (d))。関連ライセンシーは、移転価格を適切かつ最新に更新する ことを確実にすることを目的として、以下を行わなければならない(電力供給 SLC 19A.7)。

- ・ 移転価格に関する方針及び手続きの見直しを継続する
- ・ 移転価格に関する方針を支える根拠となる情報が適切かつ最新のものであることを確 保する

CSS 改訂の最終提案においては、加重平均エネルギーコスト(WACOE)(及び加重平均ガスコスト(WACOG))は、各関連ライセンシーがどのようにエネルギーを調達するかを反映することが求められており、具体的には以下の情報を含むべきであるとされている。

- ・ 移転価格の方法論が、公開市場価格及び/または原価加算方法論(cost plus methodology) とどのように関連しているか
- ・ 賦課された費用及び法人費用(例.本社費)及びグループ会社及び/または事業セグメント間の財務リスクの賦課(例.内部トーリング契約費用、容量支払いの処理等)

各社の CSS においては、前述の SLC の規定に則り、移転価格の方法論及び移転価格と収入、費用、利益の関連が報告されている。 CSS の対象事業者は、いずれもこれらの報告を文章で記述しており、例えば方法論として算定式等を報告している事業者は見受けられない。 CSS における各社の移転価格に関する報告内容は、下表のとおりである。

表 3-3	事業者別の	CSS におけ	る移転価格に関	する報告内容

事業者名	CSS における移転価格に関する報告内容		
Centrica	・ 発電事業と供給事業の間には、特定のエネルギー供給契約は存在し		
	ない。		
	· Centrica グループは、移転価格算定方法が適切かつ最新のものであ		
	ることを引き続き確保している。この要件を満たすために、当グル		

_

³⁸⁹ 電力供給ライセンスを付与された者、付与されたとして取り扱われる(一定の規定数以上の顧客を有する)法人及びその関連法人、発電ライセンスを付与されている、または付与されたものとして取り扱われる当該法人またはその関連法人を指す。(「SLC 19A 財務情報報告」)

	ープでは、全ての移転価格及び費用配分方法が、セントラルリポジ
	トリで内部的にレビューされ、更新され、照合された。
E.On	・ 全ての関連ライセンシーは、当該グループの移転価格算定方法の範
	囲内で運営される。関連ライセンシーと当該グループ内の他の会社
(※2020年6月	との間で取引が行われる場合、独立企業原則に基づく契約上の取り
に発電ライセ	決めに基づくものとする。これらの契約は、サービスレベル合意書
ンスが取消さ	(SLA: Service Level Agreement)の形式をとる。
れており、発	・ 関連ライセンシーの通常の取引活動の一部を構成する SLA につい
電事業は既に	ては、ドイツ及び英国の税務当局の要件に適合し、適切かつ最新で
報告対象外と	あり、当グループの移転価格政策の要件に適合していることを確認
なっている。)	するために、見直しが継続されている。この進行中の見直しプロセ
	スは、2020 年中に一部の SLA に修正を加える結果となった。
	・ さらに、関連ライセンシーの通常のトレーディング活動の一環とし
	て、SLA に基づく取引は、通常の財務管理、確認、記録保管、監査
	の対象となる。
EDF	・ 事業間の全ての電力、ガス、コモディティの移転は、市場で取引さ
	れている価格及び商品に基づく。これは、価格報告エージェント、
	またはブローカーのスクリーンでの観察に基づいている。この方法
	論は、事業が独立事業であり、受渡日に先立って販売または購入さ
	れるエネルギーの量をもたらすという EDF の方針に従って運営さ
	れる場合に達成されるであろうコストと収入を反映するように設計
	されている。
	・ EDFの卸売エネルギー販売及び直接燃料購入の管理における役割に
	関連して最適化部門内で蓄積された利益及び損失は、発電及び供給
	セグメントに数量ベースで再配分される。
	・ 最適化に関連する非燃料運転コストは、一般的に、発電及び供給活
	動に費やされた時間のうち、残り分との割合に基づき、発電と供給
	の間で均等に、マークアップなしで配分される。
Scottish Power	・ エネルギー管理部門と総供給部門(Aggregate Supply)の価格関係は市
	場価格の関係である。従って、全ての価格が取引された実際の価格
	を反映しているので、両部門間の移転価格は必要とされない。
	・ 全ての内部取引は、取引が行われた時点の当該期間の実勢市場価格
	で価格付けされる。
	・ 市場との全ての外部取引は、市場と取引される価格で行われる。調
	達時の市場価格は、供給時の実勢価格と異なる場合がある。総供給
	と再エネ発電の価格の関係は、再エネ PPA によって設定された契約
	別の価格の関係である。

	•	これらは、半時間ごとの可変風量の供給に関連するコストを考慮す
		るために適用される適切な市場ベンチマーク割引を用いて、一般的
		な卸売市場価格にインデックス付けされている。
		グループ内では、グループ会社間の全ての移転について社内契約を
		締結し、年2回見直しを行い、適切かつ最新のものであることを確
		認している。
SSE		WACOE 及び WACOG は、固定価格顧客契約の販売時点で約定した
		場合、または顧客がフレキシブル価格契約に関して SSE にエネルギ
(家庭用供給事		一購入を指示した場合に、卸価格でマークされた取引も含む。
業から撤退済		この移転価格算定方法は、非家庭用エネルギー部門が実際にエネル
みである。)		ギーを調達した経緯を反映している。

(出所)各社の 2020 年分 CSS 仮訳を基に MURC 作成

3.2.2 テキサス州

3.2.2.1 アンバンドリングの経緯と法規制体系

(1) 電力再編法(SB7)と公益事業規制法

1) 概要

テキサス州では、1999年に成立したテキサス州電力再編法案(SB7: Senate Bill 7)に基づき電力事業の規制緩和が進められてきた³⁹⁰。SB7では小売部門の自由化に加えてアンバンドリング措置を規定しており、垂直統合事業者は、発電部門、送配電部門、小売部門を2002年1月1日までに分離することを義務付けられている。

当該法案における規制内容は、テキサス州公益事業法典(Texas Utility Code)の「第2節公益事業規制法」に位置付けられている³⁹¹。当該法律の「小節B 電気事業」の「第39章 電力産業の再構築」では、電気事業再編に関わる詳細が規定されている。更に「小章B 競争的小売電力市場への移行」の「第39.051節分離措置」では、アンバンドリング措置に関する詳細が規定されている。更に「小章D 市場構造」の「第39.157節市場支配力低減に関する委員会権限」では、PUCTによる市場支配力低減に向けた権限の一つとして、行為規制について詳述されている。

2) 分離措置に関わる規定内容(第 39.051 節)

公益事業規制法「第 39.051 節 分離措置」では、垂直統合電気事業者に対する分離措置について規定している。以下、主な規定内容を示す。

- ・ 垂直統合事業者は、規制下に置かれる公益事業と、競争市場である顧客に対するエネル ギーサービス事業を、2000年9月1日までに分離する。(同法第39.051節(a))
- ・ 当該電気事業者は、2002年1月1日までに、その事業活動を発電会社、小売電力供給 会社、送配電事業者の3つに分離する。(同法第39.051節(b))
- ・ 当該分離の形態については、それぞれ独立した非関係会社(separate nonaffiliated companies)を新たに設立することや、それぞれ独立した関係会社(affiliated companies)を 共通の持株会社の下に設立すること、更には第三者に資産を売却することなどが示されている。(同法第 39.051 節(c))
- ・ 当該電気事業者は、「第39.157節 市場支配力低減に関する委員会権限」(d)に整合する 形で、人事、情報フロー、機能、運用に関して分離することが示されている。(同法第39.051節(d))
- ・ 当該電気事業者は、事業分離計画を策定し、PUCT に対して提出することが規定されている。(第39.051 節 (e),(f))

-

3) 市場支配力低減策と行為規制(第39.157節)

公益事業規制法「第 39.157 節 市場支配力低減に関する委員会権限」では、市場支配力低減策と行為規制について規定している。以下、主な規定内容を示す。

- ・ 顧客選択(customer choice)の導入に伴い、発電設備を保有する主体は、送電設備、配電 設備を保有出来なくなるとしている³⁹²。(同法第 39.157 節(b))
- ・ PUCT は、「Section39.154 所有発電設備能力の上限値」で規定された上限を超過しないように発電能力の市場シェアを監視しており、仮にこの上限を超過した場合は、PUCT はその事業者に対して、60 日以内に、「Sec 39.156 市場支配力削減計画」に則り、市場支配力削減計画をまとめることを要求している。(同法第 39.157 節(c))
- ・ 2000年1月10日以降、PUCT は、送配電事業者とその競争的関係会社間における取引活動の統治規則及び施行手続を整備する。これにより、潜在的な市場濫用、更には規制部門と競争部門における内部相互補助(cross-subsidizations)の回避を図るとしている。同法第39.157節(d)(1)~(17)では、当該規則及び施行手続の具体的な行為規制について規定している。

(2) 電力実体規則

テキサス州行政法典(Texas Administrative Code)の「第 16 節 経済規制」の「第二部 テキサス州公益事業委員会」では、各 24~28 章において PUCT の管轄する公益事業に対する規制内容が規定されている³⁹³。電気事業に関しては、「第 25 章 電力サービス提供者に適用される実体規則 (通称: 電力実体規則(Electric Substantive Rule))³⁹⁴として、PUCT による規制詳細が示されている。

1) 電気事業者及びその関連事業者の行為規制

「第 25 章 272 節電気事業者及びその関連事業者の行為規制」では、行為規制(行動規範)に関わる詳細が規定されている。具体的には、"市場支配力濫用及び規制対象活動と規制対象外活動との間の相互補助を防止するために、競争導入への移行中及び競争導入後の、公益事業者と関係会社との間の交流を統制するための予防措置"として、行為規制を位置付けている。電気事業者は事業分離計画(BSP: Business Separation Plan)に事業者間の取引に関する行為規制の詳細を含めることが義務付けられている。

2) 電気事業の分離

「第25章342節電力事業の分離」では、電力会社は公益事業委員会に対して提出するBSPにおいて、事業を発電、送配電、小売の3部門に分離するに加え、以下の内容について規定している。

³⁹² 例外措置として、発電施設と送配電網を連結するために必要な設備などが規定。

^{393 &}lt;a href="http://www.puc.texas.gov/agency/rulesnlaws/subrules/Substantive.aspx">http://www.puc.texas.gov/agency/rulesnlaws/subrules/Substantive.aspx

^{394 &}lt;a href="http://www.puc.texas.gov/agency/rulesnlaws/subrules/electric/Electric.aspx">http://www.puc.texas.gov/agency/rulesnlaws/subrules/electric/Electric.aspx

- ・ 規制下の事業者は競争分野のエネルギー関連サービスの提供はできない。(但し、一部 の需要家に対してそうしたサービスを提供する許可をPUCTに対して要望することは できる。)
- ・ 分離は、人事、情報の流れ、機能、運営において実現していなければならない。
- ・ 資産と負債の事業会社間での移管は簿価に基づくものとする。

各電気事業者は、発電会社、小売電気供給事業者、送配電会社における事業活動と関連コストを分離することを義務付けられている。電気事業者は、この事業分離を実施するにあたって、以下の方法を選択することが出来る。

- ・ 個別の非関係会社(separate transmission utility)、又は共通の持株会社が保有する個別の 関係会社(separate affiliated companies owned by a common holding company)の創設
- ・ 第三者への資産売却(the sales of assets to a third party)

また、各電気事業者は、PUCTが承認した事業分離計画申請パッケージ(BSP-FP: Business Separation Plan Filing Package)に従い、PUCTに対してに事業分離計画を申請するものとする。

3) 原価分離手順

「第 25 章 344 節原価分離(§25.344. Cost Separation Proceedings.)」では、原価配賦にあたり、対象となる公益事業者が公益事業規制法(PURA)§39.201 に準拠するためのプロセスを規定している。全ての電気事業者は、分離されるサービス原価料金申請パッケージ(UCOS-RFP)に従い、2000 年 4 月 1 日以前に、本セクションに基づき、原価分離事例を提出しなければならない。各電気事業者は、その原価分離申請において、提案された送電及び配電事業に関する料金案を提出するものとする³⁹⁵。

また、全ての電気事業者は、§25.341 における定義に従い、9 のカテゴリー((①発電、②送電、③配電、④送電及び配電業者の計測システムサービス、⑤配電及び送電業者の請求システムサービス、⑥追加的小売請求サービス、⑦送電及び配電業者の顧客サービス、⑧競合するエネルギーサービス、⑨その他の規制対象サービス))にそれらの原価を分類するものとする。

3.2.2.2 分離事例

_

TXU 社(現 Energy Future Holdings 社)は、BSP として「Application of TXU Electric Company for Approval of Business Separation Plan Pursuant to Substantive Rules 25.342³⁹⁶」を規定してお

³⁹⁵ UCOS-RFP に付随する関係会社のスケジュールは、過去年度及び将来年度のそれぞれに関して要請される関係会社の費用の総額を提供するものとする。当該情報は、関連する発電会社及び関連する小売電気供給会社を含む、送電及び配電事業者及びその関係会社との間の全ての関係会社との取引に関して、項目の種類ごとに提供されるものとする。

³⁹⁶http://interchange.puc.texas.gov/WebApp/Interchange/application/dbapps/filings/pgSearch_Results.asp?TXT_CN

り、2002年1月までに垂直統合事業を発電、送配電、小売の3つの事業に分割し、2002年までに別会社化することを規定している。これに従い、2002年1月時点においてTXU社は、送配電事業を営む完全子会社Oncor Electric Delivery(Oncor社)、完全子会社のTXU Energy社の下で、発電事業を行う子会社、小売供給を行う子会社に事業再編を実施した³⁹⁷。

なお、同社は、2007年に投資会社 KKR(Kohlberg Kravis Roberts) 社及び TPG (Texas Pacific Group) 社を中心とした買収ファンドが TXU 社を買収したことに伴い、Energy Future Holdings 社(EFH 社)となっている³⁹⁸。

.

TR NO=21950&TXT ITEM NO=1>

³⁹⁷ 同社の BSP では、会社の分離形態については明記している。一方で、資本関係(持株比率)については 特に記載ない。

³⁹⁸ 発電事業等を主に実施する Luminant 社、送配電事業を実施する Oncor 社、小売事業を実施する TXU Energy 社などが持株会社 EFH 社に紐付くこととなった。

4 カーボンニュートラルに向けた火力発電関連政策動向

4.1 脱炭素に向けた火力発電の役割と位置付け

4.1.1 火力政策を巡る動向

4.1.1.1 国際議論の動向

パリ協定に基づき、各国は世界の平均気温上昇を産業革命前と比較して、2℃より充分低く抑え、1.5℃に抑える努力を追求するという目標の達成が進められてきた。2018 年に気候変動に関する政府間パネル(IPCC)が公表した 1.5℃特別報告書399では、気温上昇が 2℃の場合と 1.5℃の場合とでは生態系や人類への影響に明確な差異があることや、気温上昇を 1.5℃以内に抑えるためには 2050 年までにカーボンニュートラルを達成する必要があることが示された。

このような背景を踏まえ、世界各国がカーボンニュートラル目標を次々に掲げる中、2021年 11月の COP26 に先立って、首脳級会合「世界リーダーズ・サミット」が開催された。岸田総理は、2030年までの期間を勝負の 10年と位置付け、全ての締約国に野心的な気候変動対策を呼びかけた400。

とりわけ石炭火力発電は COP26 における重要なテーマの 1 つであった。COP26 を見通すという位置付けで会談が行われた 2021 年 6 月の G7 サミットでは、"排出削減対策が講じられていない石炭火力発電への政府による新規の国際的な直接支援を 2021 年末までに終了する"ことが約束された⁴⁰¹。また、COP26 本会合の全体決定である「グラスゴー気候合意」では、"排出削減対策の講じられていない石炭火力発電の逓減(フェーズダウン)と非効率な化石燃料補助金のフェーズアウトに向けた努力"が締約国に求められることとなった⁴⁰²。さらに、COP26 期間中は下表のように石炭火力発電に関する声明の発表やパートナーシップの発足が相次ぎ、国際的な協力に基づく脱石炭の動きが強調される期間となった。

参考: COP26 期間における石炭火力発電に関する主な声明及びイニシアティブ

・ **南アフリカの公正なエネルギー転換パートナーシップに対する共同声明⁴⁰³** 2021 年 11 月 2 日、南アフリカ、フランス、ドイツ、英国、米国の政府と EU が、南アフリカにおける公正なエネルギー転換のためのパートナーシップに関して声明を

^{399 &}lt;https://www.ipcc.ch/sr15/>

⁴⁰⁰ 首相官邸「COP26 世界リーダーズ・サミット 岸田総理スピーチ」

https://www.kantei.go.jp/jp/100 kishida/statement/2021/1102cop26.html>

⁴⁰¹ CARBIS BAY G7 SUMMIT COMMUNIQUÉ https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100200009.pdf

^{402 &}lt;a href="https://unfccc.int/documents/310475">https://unfccc.int/documents/310475

^{403 &}lt;a href="https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_5768">https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_5768

公表した。南アフリカにおけるエネルギーシステムの脱炭素化のために、今後 3~5年以内に 85 億ドルの資金提供を二国間・多国間の合意に基づいて行うものである。

- ・ アジア開発銀行「Energy Transition Mechanism (ETM)」のパートナーシップ締結⁴⁰⁴ 2021 年 11 月 3 日、アジア開発銀行はインドネシア・フィリピンとのエネルギー転換に関するパートナーシップ締結を発表した。ETM は既存の石炭火力発電所を前倒しで稼働停止し、クリーンな発電施設に転換することを目指す財政的アプローチであり、今後 10~15 年で 30GW 相当の石炭火力発電所を稼働停止させることを目指している。
- Global Coal to Clean Power Transition Statement⁴⁰⁵

2021年11月4日、石炭火力発電を段階的に廃止し、新しい石炭火力発電への支援を終了する共同声明が発表された。公表時点で、47の国、5の地方政府、26の団体が署名を行っている。声明では、(1)クリーン発電の導入拡大、(2)石炭火力発電の段階的な廃止、(3)新規石炭火力発電への投資の終了、(4)労働者や地域社会の石炭火力発電からの公正な移行についてコミットすることが掲げられている。

4.1.1.2 火力政策に関する各国方針の比較

(1) 欧州

1) EUレベルの動向

(欧州グリーンディール)

EU は、2019 年 12 月に発表した「欧州グリーンディール(European Green Deal)⁴⁰⁶」を全体像として環境政策を進めている。欧州グリーンディールは、"2050 年までに正味の排出量をゼロとする(カーボンニュートラル)"、"資源利用に依存しない経済成長"、"誰も、どの場所も取り残さない"という理念を掲げ、エネルギー、運輸、農業などあらゆる分野を包括するものである。欧州グリーンディールでは、エネルギーの脱炭素化という観点で、石炭火力発電の急速な段階的廃止(phasing out)を伴い再生可能エネルギーを基盤とした電力部門を構築することが掲げられている。

また、欧州グリーンディールでは、"グリーンファイナンス及び投資による公正な移行"も重要な要素の1つと位置付けられている。2020年1月に公表された「欧州グリーンディール投資計画⁴⁰⁷」では、移行に伴う化石燃料の関連産業に依存する地域への影響を緩和するために、2021年から2027年にかけて1000億ユーロを動員する予定を示した。

また、公正な移行に関して、EUでは2017年に「石炭地域の移行のためのイニシアティブ

406 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640

^{404 &}lt;a href="https://www.adb.org/news/features/energy-transition-mechanism-explainer-support-climate-action-southeast-asia">https://www.adb.org/news/features/energy-transition-mechanism-explainer-support-climate-action-southeast-asia>

^{405 &}lt;a href="https://ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/">https://ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/

^{407 &}lt;a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0021">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0021

(Initiative for coal regions in transition) 408 」を発足している。EU 諸国と産炭地域の低炭素経済への移行を支援するための枠組みであり、関係者間の意見・情報交換、移行に関する技術支援及び関連情報の提供等を実施するものである。さらに、2020年には西バルカン地域及びウクライナにおける同様のイニシアティブを発足した 409 。

EU では 2021 年 6 月に「欧州気候法(European Climate Law) 410 」が成立し、2030 年までに排出量を 1990 年比で 55%削減することが明文化された。この目標を達成するために、EU 各国は石炭火力発電の廃止に関する公約を掲げている。

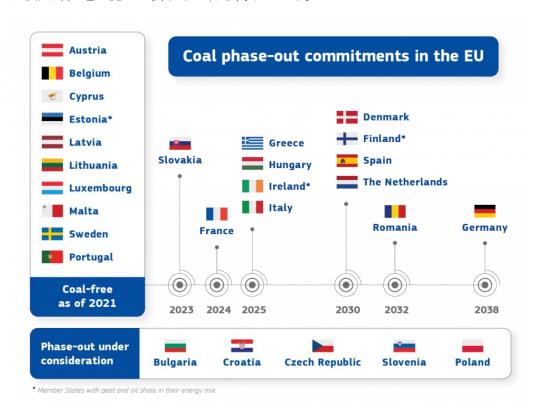


図 4-1 EU 諸国の石炭火力発電廃止に関する公約

(出所)European Commission「Coal regions in transition」より

(EU タクソノミー)

EU タクソノミーは、企業や投資家や政策立案者に対して "環境面で持続可能な経済活動 (environmentally sustainable economic activities)" の分類を示すことにより、環境に配慮した活動への資金誘導を促すための取組であり、2020 年 6 月に EU 規則 2021/2139 として採択されている 411 。EU タクソノミーでは、"環境面で持続可能な経済活動"として次の 4 つの基準が掲げられている。

408 https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/initiative-coal-regions-transition en>

411 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020R0852>

150

^{409 &}lt;a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine en>" 409 " 409 " 409 <a href="https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-transition-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-western-balkans-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine/initiative-coal-regions-and-ukraine

^{410 &}lt;a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32021R1119">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32021R1119>

- 6 つの環境目的412のうち 1 つ以上に貢献する
- ・ 6つの環境目的のいずれにも害を与えない
- ・ 人権・労働等に関する最小限のセーフガードを遵守する
- ・ 欧州委員会が設定する技術スクリーニング基準を遵守する

2021年6月4日に、気候変動の緩和と適応に関する技術スクリーニング基準⁴¹³が欧州議会で採択されており、9部門、88の経済活動について基準が定められた。エネルギー部門では25の経済活動が掲げられ、そのうち発電に関係する経済活動は8つであった。それぞれに対し、環境目的に貢献する基準(SC 基準:Substantial contribution)と環境目的に害を与えない基準(DNSH 基準:Do no significant harm)が定められている。

表 4-1 気候変動の緩和の技術スクリーニング基準における発電に関する経済活動

経済	斉活動	緩和に関する SC 基準				
1.	太陽光発電	無条件で適合				
2.	集光型太陽熱発電	無条件で適合				
3.	風力発電	無条件で適合				
4.	海洋エネルギー発電	無条件で適合				
5.	水力発電	以下のいずれかを満たすこと				
		・ 人口の貯水池を持たない流れ込み式であること				
		・ 発電密度が 5W/m²を超えること				
		・ ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh 未				
		満であること				
6.	地熱発電	ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh 未満で				
		あること				
7.	再生可能な非化石の気	ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh 未満で				
	体・液体燃料による発電	あること				
8.	バイオエネルギー発電	バイオマス使用による GHG 削減量が 80%以上であること				
		等				

(出所)EU 規則 2021/2139 より MURC 作成

2021 年 6 月に採択された技術スクリーニング基準においては、石炭火力発電は非該当と結論付けられた一方、原子力発電とガス火力発電に関して結論が出ず保留とされた。しかしその後、2022 年 2 月 2 日に技術スクリーニング基準の改定が欧州委員会で承認された。新たな基準では、原子力発電とガス火力発電も EU タクソノミーでカバーされることとなり

_

⁴¹² 気候変動の緩和、気候変動への適応、水・海洋資源の持続可能な利用と保護、循環経済への移行、汚染の防止と管理、生物多様性と生態系の保護と回復 の 6 項目を指し、同規則の 9 条に定められている。

^{413 &}lt;a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32021R2139">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32021R2139

⁴¹⁴、EU タクソノミーの技術スクリーニング基準は 9 部門の 94 経済活動(うちエネルギー部 門は 31 経済活動)を含むこととなった。

表 4-2 2022年2月の技術スクリーニング基準で追加された経済活動

経済活動	緩和に関する SC 基準
最小限の核燃料廃棄物で核エ	・ 排出される放射性廃棄物は、加盟国間の合意がない
ネルギーを生産する商業化前	限り、廃棄物が発生した国内で処分すること
の先進技術	・ ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh
発電・熱供給のための新規原子	未満であること 等
力発電所の建設と安全な運転	
既存の設備での原子力発電	
気体化石燃料火力発電	・ ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh
	未満であること
	・ 2030 年末までに建設許可を得ること
	・ GHG の直接排出が発電量ベースで 270 gCO ₂ e/kWh
	未満であるか、20年にわたり発電容量ベースで年間
	550 kgCO ₂ e/kW 未満であること 等
気体化石燃料による高効率の	・ ライフサイクルでの GHG 排出量が 100 gCO ₂ e/kWh
コージェネレーション	未満であること
気体化石燃料による高効率の	・ 2030 年末までに建設許可を得ること
地域冷暖房システム	・ GHG の直接排出が発電量ベースで 270 gCO ₂ e/kWh
	未満であること

(出所)欧州委員会ウェブサイトより MURC 作成

2) 主要国の動向

欧州主要国としてイギリス、ドイツ、フランス、イタリアの電源種別の発電電力量(2010年及び2020年)についてみると、上記4国ともに再エネ発電量の増加する一方、火力発電は減少しており、特にイギリス、ドイツでは石炭火力の減少が顕著となっている。

 $^{^{414} &}lt; https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act en>$

表 4-3 欧州主要国における電源種別発電量(2010年及び2020年)

			イギリス				ドイツ				
		2010		2020		2010		2020			
		GWh	構成比	GWh	構成比	GWh	構成比	GWh	構成比		
火力		289,189	75.7 %	121,216	38.8%	372,550	58.8%	252,635	43.4%		
	石炭	108,730	28.5%	6,201	2.0%	273,457	43.2%	148,164	25.5%		
	石油	4,805	1.3%	887	0.3%	8,741	1.4%	4,907	0.8%		
	天然ガス	175,654	46.0%	114,128	36.5%	90,352	14.3%	99,564	17.1%		
原子	产力	62,140	16.3%	50,278	16.1%	140,556	22.2%	64,382	11.1%		
水力	5	6,741	1.8%	7,894	2.5%	27,353	4.3%	24,877	4.3%		
再工	ニネ	24,001	6.3%	133,371	42.6%	90,579	14.3%	238,927	41.1%		
	太陽光	40	0.0%	12,801	4.1%	11,729	1.9%	50,600	8.7%		
	風力	10,286	2.7%	75,610	24.2%	38,547	6.1%	130,965	22.5%		
	潮力	2	0.0%	11	0.0%	0	0.0%	0	0.0%		
	地熱	0	0.0%	0	0.0%	28	0.0%	217	0.0%		
	バイオ燃料	10,734	2.8%	35,094	11.2%	29,176	4.6%	44,751	7.7%		
	廃棄物	2,939	0.8%	9,855	3.2%	11,099	1.8%	12,394	2.1%		
その他		0	0.0%	0	0.0%	2,082	0.3%	1,174	0.2%		
合計	t	382,071	100.0%	312,759	100.0%	633,120	100.0%	581,995	100.0%		

			フラ:	ンス			イタ	リア	
		20	10	20	20	2010 20		20	20
		GWh	構成比	GWh	構成比	GWh	構成比	GWh	構成比
火力		55,594	9.8%	45,536	8.6%	218,886	72.5%	160,484	57.0%
	石炭	26,315	4.6%	5,067	1.0%	44,434	14.7%	13,064	4.6%
	石油	5,521	1.0%	5,266	1.0%	21,714	7.2%	9,771	3.5%
	天然ガス	23,758	4.2%	35,203	6.6%	152,738	50.6%	137,649	48.9%
原	ት 力	428,521	75.3%	353,833	66.5%	0	0.0%	0	0.0%
水力	b	67,526	11.9%	66,708	12.5%	54,407	18.0%	48,558	17.3%
再コ	こネ	17,512	3.1%	65,850	12.4%	27,993	9.3%	71,841	25.5%
	太陽光	620	0.1%	13,579	2.6%	1,906	0.6%	24,942	8.9%
	風力	9,945	1.7%	40,704	7.6%	9,126	3.0%	18,702	6.6%
	潮力	476	0.1%	482	0.1%	0	0.0%	0	0.0%
	地熱	0	0.0%	128	0.0%	5,376	1.8%	6,029	2.1%
	バイオ燃料	2,468	0.4%	6,496	1.2%	7,394	2.4%	17,330	6.2%
	廃棄物	4,003	0.7%	4,461	0.8%	4,191	1.4%	4,838	1.7%
その	D他	135	0.0%	508	0.1%	777	0.3%	604	0.2%
合計	+	569,288	100.0%	532,435	100.0%	302,063	100.0%	281,487	100.0%

(出所)IEA「Electricity Information 」より MURC 作成

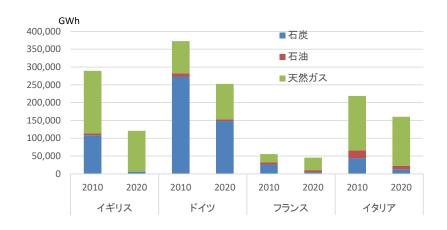


図 4-2 欧州主要国における火力発電所発電量(2010年及び2020年)

(出所)IEA「Electricity Information 」より MURC 作成

(イギリス)

BEIS「Digest of UK Energy Statistics」によると、2020 年末時点におけるイギリス総発電設備容量は75,810MW なっており、2010 年時点の90,393MW から約15,000MW ほど減少している。特に火力発電は、2010 年70,530MW から2020 年41,947MW へと3,000MW 近く減少しており、総発電量に占めるシェアも2010 年78.0%から2020 年55.3%へと減少している。火力発電の内訳をみると、特に石炭火力(2010 年23,682MW⇒2020 年5,361MW)、石油火力(2010 年5,168MW⇒2020 年1,126MW)の減少が大きくなっている。一方、ガス火力は、2010年35,564MW から2020 年34,781MW とほぼ横ばいで推移している。このように火力発電の減少が著しい一方で、再エネ発電は2010年4,236MW から2020年20,711MWへと約5倍に増加している。

		2010	0年	201	5年	202	0年
		MW	構成比	MW	構成比	MW	構成比
火力	ל	70,530	78.0%	52,356	65.9%	41,947	55.3%
	石炭火力	23,682	26.2%	17,556	22.1%	5,361	7.1%
	石油火力	5,168	<i>5.7%</i>	1,393	1.8%	1,126	1.5%
	ガス火力	35,564	39.3%	32,477	40.9%	34,781	45.9%
	混焼火力	6,116	6.8%	930	1.2%	679	0.9%
原于	ት ታ	10,865	12.0%	9,261	11.7%	8,141	10.7%
水力	ל	1,527	1.7%	1,586	2.0%	1,619	2.1%
揚ス	K	2,744	3.0%	2,744	3.5%	2,744	3.6%
再コ	「 ネ	4,236	4.7%	12,877	16.2%	20,771	27.4%
	陸上風力	1,754	1.9%	3,961	5.0%	6,064	8.0%
	洋上風力	577	0.6%	2,190	2.8%	4,465	5.9%
	波力・潮力	2	0.0%	4	0.0%	9	0.0%
	太陽光	16	0.0%	1,632	2.1%	2,289	3.0%
	バイオエネルギー・廃棄物	1,888	2.1%	5,090	6.4%	7,945	10.5%
その	D他化石燃料	490	0.5%	616	0.8%	589	0.8%
合計	†	90,393	100.0%	79,441	100.0%	75,810	100.0%

表 4-4 イギリスにおける電源種別発電容量の推移

(出所)BEIS「Digest of UK Energy Statistics 2021⁴¹⁵」より MURC 作成

(ドイツ)

BMWi「Energiedaten: Gesamtausgabe」によると、2021 年末時点におけるドイツ総発電設備容量は232,472MW となっており、2010 年時点の171,010MW から14,583MW 増加している。 大力発電は、2010 年82,452MW から2021 年76,234MW へと6,000MW 程度減少しており、総発電量に占めるシェアも2010 年48.2%から2020 年32.8%へと減少している。火力発電の内訳をみると、石炭火力が減少(2010 年30,160MW⇒2021 年5,361MW)する一方、ガス火力は、2010 年23,758MW から2021 年31,678MW へと大きく増加している。また原子力発電所が2010 年21,507MW から2021 年8,114MW と減少が著しい一方で、再エネ発電は2010 年50,377MW から2021 年130,752MW へと2.5 倍以上増加している。

表 4-5 ドイツにおける電源種別発電容量の推移

	201	0年	201	5年	202	1年
	MW	構成比	MW	構成比	MW	構成比
火力	82,452	48.2%	82,627	40.3%	76,234	32.8%
石炭	30,160	17.6%	28,654	14.0%	19,909	8.6%
褐炭	22,677	13.3%	21,419	10.5%	19,962	8.6%
石油	5,857	3.4%	4,196	2.0%	4,684	2.0%
ガス	23,758	13.9%	28,359	13.8%	31,678	13.6%
原子力	21,507	12.6%	10,800	5.3%	8,114	3.5%
水力発電	10,447	6.1%	14,917	7.3%	14,176	6.1%
再エネ	50,377	29.5%	93,364	45.6%	130,752	56.2%
風力	26,903	15.7%	44,580	21.8%	63,036	27.1%
太陽光	18,006	10.5%	39,224	19.1%	56,166	24.2%
地熱	8	0.0%	34	0.0%	53	0.0%
バイオマス	5,460	3.2%	9,526	4.6%	11,497	4.9%
そのほか	6,228	3.6%	3,160	1.5%	3,197	1.4%
合計	171,010	100.0%	204,868	100.0%	232,472	100.0%

(出所)BMWi「Energiedaten: Gesamtausgabe 416」より MURC 作成

(フランス)

2020 年末時点におけるフランス総発電設備容量は 130,560MW であり、そのうち原子力発電 61,370MW と 47.0%を占めている。火力発電は 2015 年 17,601MW(構成比 14.5%)から 2021 年 17,941MW(構成比 13.7%)とほぼ横ばいで推移しているが、内訳をみると石油火力、石炭火力が大きく減少したのに対して、天然ガスは大きく伸張(2015 年 6,121MW⇒2021 年 12,218MW)しており、火力発電の約 2/3 をガス火力発電が占めている。

表 4-6 フランスにおける電源種別発電容量の推移

		201	5年	202	1年
		MW	構成比	MW	構成比
火力		17,601	14.5%	17,941	13.7%
	石炭火力	4,810	4.0%	2,977	2.3%
	石油火力	6,670	5.5%	2,746	2.1%
	ガス火力	6,121	5.1%	12,218	9.4%
原子力		63,130	52.2%	61,370	47.0%
水力		23,493	19.4%	20,864	16.0%
	水力発電	8,214	6.8%	6,655	5.1%
	小水力発電	10,314	8.5%	9,554	7.3%
	揚水発電	4,965	4.1%	4,655	3.6%
再工	ネ	16,753	13.8%	29,265	22.4%
	陸上風力	10,322	8.5%	17,217	13.2%
	洋上風力	0	0.0%	10	0.0%
	波力・潮力	240	0.2%	246	0.2%
	太陽光	6,191	5.1%	10,213	7.8%
	バイオエネルギー・廃棄物	0	0.0%	1,579	1.2%
その	他	62	0.1%	1,120	0.9%
合計		121,039	100.0%	130,560	100.0%

(出所)RTE 社 Web サイト417より MURC 作成

-

^{416 &}lt; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html >

^{417 &}lt; https://www.services-rte.com/en/view-data-published-by-rte/production-installed-capacity.html>

(イタリア)

2020 年末時点におけるイタリア総発電設備容量は119,109MW であり、2010 年106,489MW から12,620MW の増加となっている。火力発電は2010 年74,976MW(構成比70.4%)から2020 年62,654MW(構成比52.7%)と約12,000MW の減少となっている。また、Terna 社「IMPIANTI DI GENERAZIONE⁴¹⁸」によると、2020 年末時点における火力発電所設備容量は60,396MW のうち、ガス発電が44,614MW、石炭7,167MW、バイオマスエネルギー3,618MW、石油2,454MW、その他2,543MWとなっている。

		2010年		2015	2015年		0年
		MW	構成比	MW	構成比	MW	構成比
火力		74,976	70.4%	65,938	56.4%	62,654	<i>52.6%</i>
水力発電		21,521	20.2%	22,220	19.0%	23,081	19.4%
再工	ネ	9,992	9.4%	28,797	24.6%	33,374	28.0%
	風力	5,794	5.4%	9,137	7.8%	10,907	9.2%
	太陽光	3,470	3.3%	18,892	16.2%	21,650	18.2%
	地熱	728	0.7%	768	0.7%	817	0.7%
合計	•	106,489	100.0%	116,955	100.0%	119,109	100.0%

表 4-7 イタリアにおける電源種別発電容量(送電端)の推移

(出所)Terna 社 Web サイトより MURC 作成

(2) 米国

バイデン大統領は、就任直後の 2021 年 1 月 20 日、地球温暖化対策の世界的な枠組みであるパリ協定への復帰を決定し、2050 年までに GHG 排出量をネットゼロにするという方向性を示した。また 2021 年 4 月、バイデン大統領は米国における温室効果ガスの排出量を2030 年までに 2005 年比で $50\sim52\%$ 削減するという新たな目標を発表した 419 。

このように、米国は新政権への以降に伴い、気候変動対策と CO₂ 排出量削減を最優先事項の一つとして捕らえ、関連の政策に積極的に取り組む姿勢を示している。特に、米国 CO₂ 排出量の多くを占める電力セクタの脱炭素化を焦点としており、米電力セクタの CO₂ 排出量を 2050 年までにネットゼロにするという目標が掲げられた。電力会社は目標達成に向けて、再生可能エネルギー、長期エネルギー貯蔵、原子炉、グリーン水素やメタンなどの次世代技術を導入し、計画的に進めていくことが必要であるとの見方が示されている。

このような政府の姿勢は、現時点では、具体的な法的強制力のある制度として具現化されていない。しかし、米国電力セクタでは、オバマ政権当時の石炭火力発電に対する CO₂ 排出削減に向けた規制策定やその他一連の環境規制、また同時に加速したシェールブームを背景とした天然ガス価格の低下を背景に、石炭から再生可能エネルギー、天然ガスへの電源

^{418 &}lt; https://download.terna.it/terna/3-IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE_8d9cece9d7e2a7d.pdf >

⁴¹⁹ The White House, "FACT SHEET: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies," April 22, 2021 https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/">https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/

シフトが進められてきた。エネルギー省傘下エネルギー情報局(EIA: Energy Information Administration)によると、米国内の石炭火力発電容量は 2011 年の 314GW をピークに減少傾向にある。2011 年から 2020 年中盤まで合計 95GW の石炭火力発電所が閉鎖、または他の燃料へ転換され、2025 年までに更に合計 25GW に上る石炭火力発電所が閉鎖となる見込みである(2020 年 9 月時点 420)。こうした動きは近年加速化しており、今後も加速化していくものと見られている。

U.S. electricity generation from selected fuels AEO2021 Reference case

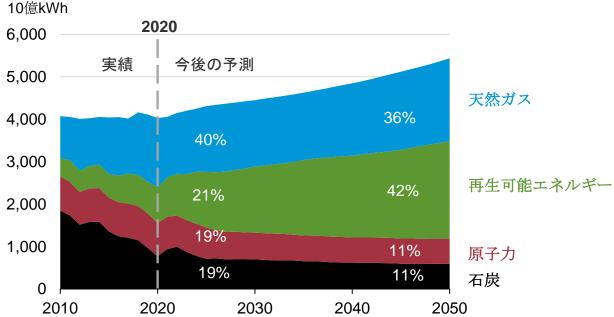


図 4-3 米国における電源別発電容量の推移

(出所)IEA「EIA Annual Energy Outlook 2021⁴²¹」より MURC 作成

157

_

⁴²⁰ EIA, "As U.S. coal-fired capacity and utilization decline, operators consider seasonal operation," September 1, 2020

https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44976

⁴²¹ EIA, Annual Energy Outlook 2021

https://www.eia.gov/outlooks/aeo/

4.1.2 長期的シナリオによる分析

4.1.2.1 IEA による分析

(1) IEA「World Energy Outlook 2021」

2021年10月にIEA が公表した「World Energy Outlook 2021 (WEO2021) 422 」は、例年の同報告書とは主題が異なり、COP26のガイドブックという位置付けで作成された。2021年5月に同機関が公表した「Net Zero by 2050^{423} 」を踏まえ、地球温暖化による気温上昇を 1.5° に抑えるためのシナリオ分析が強調されている。WEO2021では主に以下の3 シナリオを設定した分析がなされている。

シナリオ	概要
Net Zero Emissions by	世界のエネルギーセクターが2050年までにネットゼロ排出を達成
2050 Scenario (NZE)	するための道筋を想定したシナリオ ⁴²⁴
Announced Pledges	各国の NDC やネットゼロ目標を含む気候関連の公約の全てが達
Scenario (APS)	成されることを想定したシナリオ425
Stated Policies	各国の政府により現在実施されている、または発表されている政
Scenario (STEPS)	策を反映したシナリオ ⁴²⁶

表 4-8 WEO2021 におけるシナリオ

(出所)IEA「World Energy Outlook 2021」より MURC 作成

1) 電力部門における各シナリオの道筋

2020 年時点における全世界での電力需要は、約 23,300TWh となっている。電力部門の GHG 排出量は 123 億 tCO₂ であり、エネルギー関連排出量の 36%を占める。シナリオ別にみると、APS では 2030 年までに電力需要が 30,300TWh(約 30%増加)となる一方、排出量は 101 億 tCO₂ (約 18%減少)となる⁴²⁷。NZE では、2030 年の電力需要が 33,200TWh まで増加する一方、排出量は 51 億 t CO₂ まで減少する⁴²⁸。以下、燃料種別の特徴を示す。

・ 石炭火力...石炭利用の急減は全てのシナリオで見られる特徴である。無対策の石炭火

^{422 &}lt;a href="https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021">https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

^{423 &}lt;a href="https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050">https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

⁴²⁴ NZE では、年間排出量が 2020 年以降減少を続け、2030 年時点で約 210 億 tCO₂ となる。2050 年にカーボンニュートラルとなり、温度上昇は 2050 年頃に 1.5℃を少し超えた水準で最大となる。2100 年までに温度上昇は約 1.4℃まで減少する。

⁴²⁵ APS では 2020 年代半ばに排出量のピークに達し、2030 年に現在の水準に近い約 340 億 tCO₂ 弱となる。2050 年の排出量は約 210 億 t CO₂ となり、2100 年時点の温度上昇は約 2.1℃に抑えられる。

 $^{^{426}}$ STEPS では、世界のエネルギー関連及び産業プロセスにおける CO_2 年間排出量は新型コロナウイルスの影響による低水準から 2021 年に急速に回復し、2030 年に約 360 億 tCO_2 まで増加する。2030 年頃に地球の平均表面温度が 1.5 C を超え、2100 年には約 2.6 C の上昇となる。

 $^{^{427}}$ 2030 年以降も発電による排出量は安定して減少し、2050 年には 48 億 tCO_2 となる。そのうち、石炭火力発電による排出量は 27 億 tCO_2 である。

^{428 2040} 年までにこの排出量は正味ゼロとなる。

力発電は、2030 年までに STEPS では 5%、APS では 10%、NZE では 55%減少する 429 。 NZE では、2030 年までに既存の石炭火力発電所の約 40%が廃止され、2040 年までには全てが廃止される必要がある 430 。

- ・ <u>ガス火力</u>…再エネ普及に伴い、無対策のガス火力発電は、APS においてで 2020 年から 2030 年までに 20%減少する。一方、新興国や途上国では、APS と NZE の両方で約 3 分の 1 相当増加する。ガス火力発電は、全てのシナリオで電力系統の柔軟性における重要 な役割を 2050 年まで持ち続ける。2050 年まで APS ではガス火力発電は増加し続けるが、NZE では 95%減少する。
- CCUS 付き化石燃料発電(水素・アンモニア)…APS では 2030 年までに 230TWh/年の規模となる。NZE では、2030 年に 1,300TWh/年の規模となり全発電量の 4%を占める。
- 再エネ…再エネ割合は、STEPS では 40%、APS では 45%、NZE では 60%を超える。太陽光発電と風力発電は、2020 年の発電容量は 248GW だが、2030 年までに APS では 470GW に達し、NZE では 1,000GW を超える必要がある⁴³¹。
- 原子力発電...発電容量は、2030 年までに APS では 10%、NZE では 15%拡大する。APS では年間 23GW のペースで発電容量が増加する。

2) 電力部門に関連する化石燃料需要の動向

天然ガスの需要は、次の5年間においては全てのシナリオで増加するが、その後の動向が異なる。STEPSでは、2025年以降も需要が増加し、2030年には2020年より15%高くなる。APSでは、2025年の直後に需要が最大となり、その後緩やかに減少する。NZEでは、2025年以降需要が急速に減少し、2030年までに2020年の水準を下回る⁴³²。電力部門では、電力需要の増加と石炭火力発電の減少により、全てのシナリオで2025年まで天然ガスの需要が増加する⁴³³。APSとNZEでは、石炭から天然ガスへの移行は短期間であり、2030年の需要は2020年より下の水準まで低下する。天然ガスは変動制再生可能エネルギーの発電のバランスをとるのに役立つ役割を果たすが、大きな需要の増加は伴わない。

石炭の需要は、STEPS では、2030 年から 2050 年にかけて石炭需要は着実に減少し、2050 年には約 4 億石油換算トン(2020 年比 25%減)となる 43 。APS では、石炭需要は 2050 年には

 $^{^{429}}$ 2010 年以降、石炭火力発電所は 1 年あたり平均 25GW のペースで廃止されているが、NZE では、次の 10 年間で 1 年あたり 90GW 以上が廃止される。

⁴³⁰ 同報告書では、石炭火力発電所は電力系統の基礎であり、安定性や柔軟性等を伴って電力を供給してきた点についても指摘している。更には、石炭を段階的に削減し、最終的に安価な方法で石炭を代替するには、財政的困難に直面しつつも、より小規模でより分散した供給源を広く利用するための措置を含め、多くの規制および運営上の変更が伴うと述べている。

⁴³¹ 水力・バイオエネルギー・地熱・集光型太陽熱は、より長いリードタイムや立地や資源の好条件を必要とするため 2030 年までの増加幅は小さいが、全発電のうち約 20%を供給し続ける。

⁴³² NZE における 2025 年以降の天然ガスの需要の低下は、部分的にはブルー水素などの低排出ガスの需要の増加により相殺されたものであり、気体燃料の 2030 年の総需要は現在よりも約5%高い。

 $^{^{433}}$ 2020 年から 2025 年の間の天然ガスの需要は、STEPS では 600 億 m^3 、APS では 900 億 m^3 、NZE では 2,500 億 m^3 増加するが、全てのシナリオにおいて再生可能エネルギーによる発電の増加の方がはるかに大きい。

⁴³⁴ 主に、風力と太陽光の発電に占める割合が増加し、電力部門での需要が30%減少することによるもの

2億6,500万石油換算トン(2020年の水準の半分)にまで急速に減少する。ネットゼロの公約の達成のために、欧米諸国は産業部門と電力部門での石炭使用を急速に廃止し、2040年までには石炭発電所のほぼ全てが CCUS 付きや水素・アンモニア混焼の発電に改修される。 NZE では、世界の石炭利用量は 2020年から 2050年にかけて 90%減少し、残りの石炭利用の約80%が2050年までに CCUSを伴う。2030年以降に建設される石炭産業施設は全てゼロエミッションに近く、それ以前に建設されたほとんどの施設は、CCUSの付設やバイオエネルギー・水素燃料との混焼を可能にするために改修される。

3) 電力安全保障

2050年までに、電力システムの柔軟性は STEPS では 3 倍、APS では 3.5 倍、NZE では 4 倍になる必要がある。短期間での柔軟性が必要となる主な要因は、風力や太陽光などの変動性電力の増加と電力需要パターンの変化である。STEPS では、多くの地域で移行が停滞し、石炭火力発電とガス火力発電が 2050年まで柔軟性における重要な役割を持つ。APS と NZE では石炭の廃止が活発化し、出力調整可能な低排出電源(水力、バイオエネルギー、原子力)が柔軟性の中心を担うが、APS では天然ガス火力発電も 2050年まで柔軟性の維持に寄与し続ける⁴³⁵。

次の10年間において、電力網の信頼性を維持・向上させ、クリーンエネルギーへの移行を促進し、全ての人に電力を供給するためには、電力網への投資を大幅に増やす必要がある。過去5年間の平均で年間3,000億ドル未満であった投資額を、STEPSでは3,700億ドル以上にする必要がある。NZEでは、2030年までの投資は年間平均で6,300億ドルまで大幅に増加させる必要がある。

また、気候変動とサイバーセキュリティ⁴³⁶の脅威が、電力安全保障に対するリスクを増大させており、電力が運輸・暖房・産業のニーズをより多く満たすようになるにつれて、さらに重要性を増す。継続的な電力安全保障を確保するには、責任とインセンティブを制度化すること、リスクの主要分野を特定・管理・削減すること、進捗を監視すること、停電に対処するための準備をすることが必要である。また、インフラ面では、ピーク需要を満たすのに十分な発電容量や、変動制再生可能エネルギーの発電または需要の変化に対応するための1時間未満の単位での柔軟性の提供、短い時間枠で電力系統の安定性を維持する能力の確保も必要である。

_

である。

⁴³⁵ 柔軟性の維持には、蓄電技術、デマンドサイドレスポンス、電力網も全てのシナリオにおいて役割を 持つ。

⁴³⁶ デジタル化は、より相互接続された分散型の電力システムを促進し、データと電気の双方向の流れを 実現するが、適切に管理されない限り、デジタルクリーンエネルギー技術の普及には、予期せぬコスト、 信頼性の問題、行動変容の負担が伴う可能性がある。サイバー攻撃が成功すれば、電力系統の機器やプロ セスに対する制御が失われ、物理的な損傷や広範囲でのサービスの停止を消費者や企業にもたらす可能性 がある。

(2) IEA Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members J

2021 年 6 月にイギリスで開催された G7 サミットでは、「2030 年代に圧倒的に脱炭素化された電力システム」を実現することの実現が約束された。2021 年 10 月 20 日に国際エネルギー機関(International Energy Agency: IEA)が公表した「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」は、G7 サミット議長国の英国の要請により、COP26 に先立って作成された報告書である。この報告書では、そして G7 諸国が世界に先駆けて 2035 年までに電力部門でのネットゼロ排出を達成するために必要なステップを分析している。(注: 巻末「参考資料2: IEA「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」の概要」参照)

4.1.2.2 主要ステークホルダーによる分析

(1) ENTSO-E による TYNDP におけるシナリオ

ENTSO-E は、 2009 年第 3 次 EU 電力指令に基づき、2 年ごとに、今後 10 年間の域内送電線の整備・拡張計画を示した「10 年間ネットワーク開発計画(TYNDP: Ten-Year Network Development Plan)」を策定・採択することが義務付けられている⁴³⁷。この TYNDP は、EU 大の系統計画に関する透明性を保証し、各 TSO の系統増強投資の意思決定プロセスを支援することを目的としており、域内送電ネットワークの将来の発展について全体像を提供するとともに、一連のシナリオに沿って統合されたネットワークをマップ化するものである。

TYNDP において掲げられたプロジェクトは、「共通利益プロジェクト(PCI: Project of Common Interest)⁴³⁸」を選定する際の基礎となっており、2013 年 4 月の EU 規則(Regulation (EU) No 347/2013)(通称: 改正 TEN-E 規則)⁴³⁹では、PCI のプロジェクトリストは、TYNDP の最新版から選出されることが規定されている⁴⁴⁰。なお TYNDP 2018 以降は、ENTSO-E と ENTSO-G が共同して策定作業を進めており、電力及びガスのネットワーク開発計画を併せて検討したものとなっている。

TYNDPでは、各プロジェクトの評価のために、複数の将来的な外部環境を表すビジョンが設定されており、TYNDP 2020では、主要シナリオとして①National Trends(NT)シナリ

4

< http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013R0347>

を優先的に PCI 指定するとしている

^{437 &}lt; http://tyndp.entsoe.eu/ >

⁴³⁸ EU 全体の共通利益となるプロジェクトである。1957 年の EU 設立条約(Treaty establishing the European Economic Community)において、エネルギー、交通、通信の3つの分野における汎欧州ネットワーク (Trans-European Networks)の構築に向け、初めてPCIの概念が示された。

http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=URISERV:xy0023>>

⁴³⁹ Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) No 713/2009, (EC) No 714/2009 and (EC) No 715/2009 Text with EEA relevance

⁴⁴⁰ 欧州委員会が 2021 年 12 月 15 日に示した TEN-E 規則の再改正案では、再エネ・クリーンエネルギー重視の方向性が提示されており、例えば、従来の PCI では天然ガスの輸送インフラも対象となったが、新しい基準では対象外となっている。これにより、既存の天然ガス輸送インフラは、EU が推進する水素エネルギーの輸送目的へと転換していくことを想定している。なお水素インフラへの支援は、先述の欧州水素戦略に従い、化石燃料に由来する低炭素水素も対象となるが、再エネ由来水素に関連するプロジェクト

オ、②Global Ambition(GA)シナリオ、③Distributed Energy(DE)シナリオの 3 つを設定している。

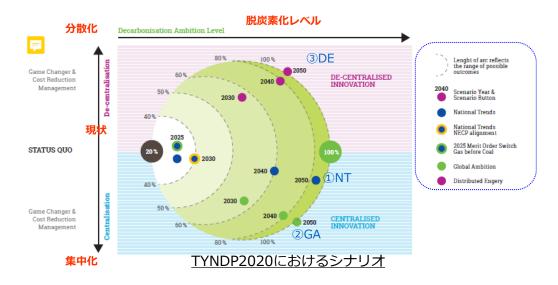


図 4-4 TYNDP2020 におけるシナリオ

(出所)ENTSO-E「TYNDP 2020」より MURC 作成

(2) PJM による Energy Transition に向けた分析

1) 概要

2021年12月にPJM が公表した「Energy Transition in PJM: Frameworks for Analysis⁴⁴¹」は、PJM 管内における電源構成変化に伴う様々な影響について、再エネ導入割合に基づく3つのシナリオ(後述)を設定の上、将来の市場設計、送電計画及び系統運用等の観点から分析したものである。当該分析において、再エネ電源の容量貢献(Capacity Contribution)は、PJM による新たな方法論である「供給信頼度対応能力(ELCC: Effective Load Carrying Capability)⁴⁴²」を使用して評価されている。以下、シナリオ分析結果における主な要点を示す。

- ・ 発電設備の容量貢献算出…再エネ電源の普及が進むにつれ、ELCC に基づく再エネ電源の容量価値の貢献は減少する。その結果、再エネ電源が最大限に普及した場合、LoLE =1 回/10 年を満たすために、予想最大負荷に対して 78%の追加的な表示容量(nameplate capacity)が必要となる。
- ・ <u>柔軟性の重要性</u>…限界費用ゼロの再工ネ電源増加により、PJM 管内の LMP は平均 26% 減少する。その結果、電力販売収益の減少等により、PJM エネルギー市場全体の規模は 最大 40%程度縮小する。当該研究では、系統柔軟性に対して新たに価格付けをする必要があることが提示された。
- ・ 従来型火力発電所の役割…再エネ電源普及に対し、必要不可欠な信頼性サービス(例:

^{441 &}lt;a href="https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/2021/20211215/20211215-item-09-energy-transition-in-pjm-whitepaper.ashx">https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/2021/20211215/20211215-item-09-energy-transition-in-pjm-whitepaper.ashx

⁴⁴² 2021 年 6 月、FERC により承認

慣性力、調整力、ランピング、無効電力、black start、primary frequency response)を提供可能な火力発電の重要性が認識された。

- ・ <u>地域的市場との関係</u>…再エネ電源導入に伴う電源ミックスの変化において、その影響 を緩和する観点から、PJM 管内、また他 RTO/ISO と連系を図ることは、規模の経済性 や地理的多様性において利点が存在する。
- ・ <u>信頼度基準の改良必要性</u>…供給信頼度に係わる定性分析を通じて、FERC、NERC 及び 各州の間における協調強化の機会が明確化された⁴⁴³。

2) 分析フレームワーク

PJM では過年度分析を通じて様々な課題を特定しており、これに基づき分析フレームワークの主要要素を設定している。PJM は、発電設備の新規導入/廃止に係わる政策と企業動向、連系線混雑や産業分野での予測等を分析の上、再エネ導入割合に応じた3つのシナリオを策定している。

- ・ <u>基本シナリオ(Base)</u>...最新の地域送電拡張計画(RTEP: Regional Transmission Expansion Plan)に基づき再エネ等が導入。PJM 管内における再エネ割合は 10%
- ・ <u>政策シナリオ(Policy)</u>…州及び企業の 2035 年クリーンエネルギー目標を参照。PJM 管内 における再エネ割合は 22%に達し、瞬間ピーク時には最大 90%となる
- ・ <u>加速シナリオ(Accelated)</u>…州及び企業の 2050 年クリーンエネルギー目標を参照。PJM 管内における再エネ割合は 50%に達し、瞬間ピーク時には最大 130%となる

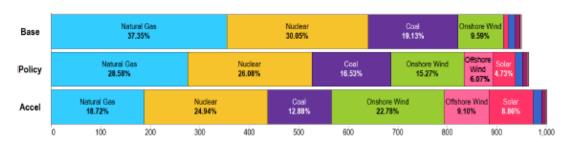


図 4-5 各シナリオにおける年間発電量(燃料種別)

(出所) PJM「Energy Transition in PJM: Frameworks for Analysis」

3) リソースアデカシー評価

PJM は、ELCC 方法論を使用して、各シナリオにおける、再エネ電源の容量価値と予備力マージン値を評価した。再エネ電源の容量価値に関して、特に太陽光は、再エネ導入の進展が進んだシナリオほど、その容量価値は大きく減少する(Base:68%、Policy: 31%、Accelated: 18%)444。また、洋上風力の容量価値も同じく傾向(Base:30%、Policy: 18%、Accelated: 12%)で

⁴⁴³ NERC 信頼度基準は、配電ネットワークに接続されるリソースには適用されないが、FERC Order 2222 は分散電源に対して卸電力市場への参加機会を提供しており、送電と配電間の境界を曖昧なものとしている。DER 普及に従い、DER が適切なレベルのパフォーマンスや信頼度基準を持つことが重要となる。444 ELCC の結果は、リスクまたは LoLP が高い時間によって決定され、このようなリスク時間は、変動電

あるが、陸上風力の容量価値はほぼ同じ(Base:7%、Policy: 9%、Accelated: 9%)となっている。

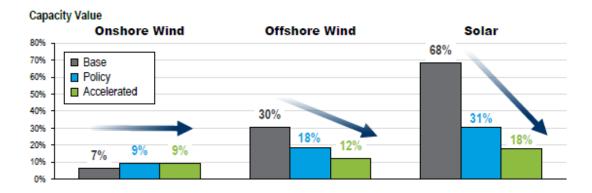


図 4-6 ELCC に基づく容量価値(陸上風力、洋上風力、太陽光)

(出所) PJM「Energy Transition in PJM: Frameworks for Analysis」

またリソースアデカシーに関して、PJM は毎年が実施する予備力要件分析(Reserve Requirement Study)では、PJM 管内における LoLE 基準 = 0.1 日/年を充足するために、予測 負荷の最大値に追加する必要容量を評価している。再エネ電源導入による信頼性価値の低下により、最大負荷を上回る表示割合は、各シナリオにおいて上昇する。具体的には、Accelerated シナリオでは、上記 LoLE 基準を充足するために、予測最大負荷の上に 78%の表示容量の追加が必要であった 445 。

容量市場 RPM において、調達ニーズは、予想プール要件(Forecast Pool Requirement)、すなわち PJM 信頼度基準を満たすために必要な UCAP 量によって規定される。変動電源の UCAP 値算出に関して、ELCC に基づく概念に移行することにより、容量提供と、負荷対応が必要な時間帯の発電能力をより適切に調整できる。

4) エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場の状況

PJM エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場における、再エネ発電の増加影響を分析するため、PJM は発電費用モデルを使用して、各シナリオに対して、1年間の時間毎のSCUC 及び SCED をシミュレーションした。

その結果、エネルギー市場における LMP は平均 26%減少し、エネルギー市場の全体の規模が 40%縮小した。また給電指令を受けた発電所における燃料種類別を見ると、Accelerated シナリオでは、給電指令を受けた発電機の 70%がカーボンフリー(再エネ発電+原子力)となっている。

.

源の普及の増加につれて変化する。

⁴⁴⁵このレベルでは、瞬間電力需要の130%以上が再エネ電源によって提供される時間帯が存在していた。

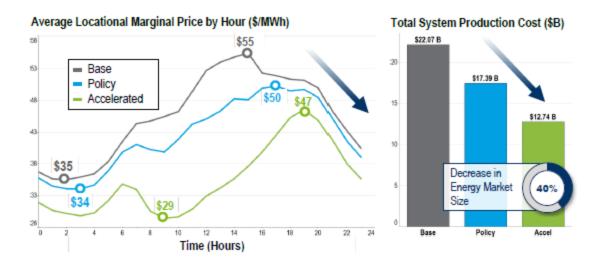


図 4-7 各シナリオ別の LMP 及び総費用

(出所) PJM「Energy Transition in PJM: Frameworks for Analysis」

関連技術の開発・普及動向 4.1.3

4.1.3.1 CCUS/カーボンリサイクル関連動向

2020 年 9 月に IEA が発表した「Energy Technology Perspectives 2020⁴⁴⁶」によると、CCUS は、再エネに基づく電化、バイオエネルギー、水素とともに、世界のエネルギートランジシ ョンに向けた 4 つの主要な柱の 1 つとして位置付けられている。同報告書における IEA Sustainable Development Scenario (SDS)によると、CCUS は、「レトロフィット」を通じて既存 の化石燃料発電所からの CO₂ 排出量を固定化するうえで重要な役割を果たすと期待されて いる。特に、ガス火力発電所では 2020 年より徐々に CCUS の設置が増加し、2070 年までに すべての発電所で CCUS を備えるとされている。

大規模な CCUS 事業は 2021 年時点において世界 21 か所で稼働している。石炭火力発電 については、米国で約 140万 t CO_2 の回収容量を持つ「Petra Nova」事業が実施されている。 天然ガス処理で発生する CO₂ 回収が主流だが、ガス火力や石炭火力などの発電分野での適 用ケースが増加している。

	=	プロジェクト名	稼働日	CO2の発生源	能力(Mt/年)	貯留タイプ
1	米国	Terrell natural gas plants (formerly Val Verde)	1972	天然ガス処理	0.5	EOR
2	米国	Enid fertiliser	1982	肥料生産	0.7	EOR
3	米国	Shute Creek gas processing facility	1986	天然ガス処理	7.0	EOR
4	ノルウェー	Sleipner CO2 storage project	1986	天然ガス処理	1.0	貯留専用
5	米国/カナダ	Great Plains Synfuels (Weyburn/Midale)	2000	合成天然ガス	3.0	EOR
6	ノルウェー	Snohvit CO2 storage project	2008	天然ガス処理	0.7	貯留専用
7	米国	Century plant	2010	天然ガス処理	8.4	EOR
8	米国	Air Products steam methane reformer	2013	水素製造	1.0	EOR
9	米国	Lost Cabin Gas Plant	2013	天然ガス処理	0.9	EOR
10	米国	Coffeyville Gasification	2013	肥料製造	1.0	EOR
11	ブラジル	Petrobras Santos Basin pre-salt oilfield CCS	2013	天然ガス処理	3.0	EOR
12	カナダ	Boundary Dam CCS	2014	石炭発電	1.0	EOR
13	サウジアラビア	Uthmaniyah CO2-EOR demonstration	2015	天然ガス処理	0.8	EOR
14	カナダ	Quest	2015	水素製造	1.0	貯留専用
15	アラブ首長国連邦	Abu Dhabi CCS	2016	鉄鋼製造	0.8	EOR
16	米国	Petra Nova	2017	石炭発電	1.4	EOR
17	米国	Illinois Industrial	2017	エタノール製造	1.0	貯留専用
18	中国	Jilin oilfield CO2-EOR	2018	天然ガス処理	0.6	EOR
19	オーストラリア	Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	天然ガス処理	3.4-4.0	貯留専用
20	カナダ	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO2 stream	2020	肥料製造	03-0.6	EOR
21	Canada	ACTL with North West Sturgeon Refinery CO2 stream	2020	水素製造	1.2-1.4	EOR

表 4-9 大規模 CCS 施設の一覧

(出所)資源エネルギー庁委託調査「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(2050年を見据えたガス事業の在り方に関する委託調査報告書)」より

Global CCS Institute「Global Status of CCS 2021⁴⁴⁷」によると、石炭火力発電に併設の CCUS は、主に下表のものが挙げられる。2014年にカナダで開始した「Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage Facility」は年間約 100 万 tCO2 の回収容量を持つ。約 140 万 tCO2 の回収

^{446 &}lt;a href="https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020">https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020

^{447 &}lt;a href="https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/">https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/

容量を持つ米国の「Petra Nova Carbon Capture」は、新型コロナウイルスの影響による原油価格の下落により EOR の採算が不透明となり、運転を中断している。米国を中心に、中国やオーストラリアでも石炭火力発電所に併設の CCUS の開発が進んでいる。

表 4-10 石炭火力発電に併設される CCS の一覧

プロジェクト名	国	稼働開始(予	最大回収容	状態	回収方法
		定)年	量(Mt/年)		
Boundary Dam 3 Carbon	カナダ	2014	1.0	運転中	EOR
Capture and Storage Facility					
Petra Nova Carbon Capture	米国	2017	1.4	運転中	EOR
				断中	
Guodian Taizhou Power	中国	2020 年代前半	0.3	建設中	EOR
Station Carbon Capture					
Bridgeport Energy Moonie	豪州	2023	0.2	開発後	EOR
CCUS project				期	
San Juan Generating Station	米国	2023	6.0	開発後	評価中
Carbon Capture				期	
Prairie State Generating	米国	2020 年代半ば	6.0	開発後	貯留専用
Station Carbon Capture				期	
Project Tundra	米国	2025-2026	3.6	開発後	検討中
				期	
Gerald Gentleman Station	米国	2020 年代半ば	4.3	開発後	評価中
Carbon Capture				期	

(出所)Global CCS Institute「Global Status of CCS 2021」より MURC 作成

4.1.3.2 水素発電・アンモニア発電

我が国では、2050 年カーボンニュートラルに向け、火力発電への燃料としての水素・アンモニアの利用が期待されている。EU においても、欧州委員会が、特に水素関連戦略を積極的に打ち出しており、各国レベルにおいて水素発電の導入へ向けた取り組みが実施されている⁴⁴⁸。

448 2020 年 7 月、欧州委員会は、「エネルギーシステム統合のための EU 戦略(EU Strategy for Energy System Integration)」を発表しており、クリーンネルギー移行のための枠組みを提示した。同日に採択された「気候中立な欧州のための水素戦略(A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe)」とともに、欧州グリーンディールと整合的なクリーンエネルギー投資計画を提示している。

167

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301

例えば、オランダは、2020年4月に「国家水素戦略(Government Strategy on Hydrogen⁴⁴⁹」を発表しており、ゼロカーボンエネルギー供給における水素の役割を体系化するとともに、財政援助や関連規制、企業や地域に対する機会の提供について提示している。水素発電に関しても、H-VISION プロジェクト⁴⁵⁰や H2 Magnum⁴⁵¹プロジェクトを通じて実証事業が実施されている。また 2020年6月に「国家水素戦略(The National Hydrogen Strategy⁴⁵²)」を発表したドイツでは、国家的な水素インフラ構築に向けたイニシアティブとして GET H2⁴⁵³を実施している。GET H2 は、再エネ発電量が多い地域と大規模水素製造拠点を接続し、国家規模の水素インフラを構築するものであり、当該インフラを通じて全セクターを連結し、既設のガス導管網・貯蔵施設、電力網を最大限に活用するとしている。また主なコンセプトの一つとして、再エネ発電量低下時における水素の発電用利用、等を掲げており、調整電源としての水素発電が期待されている。

また豪州でも「国家水素戦略⁴⁵⁴」に基づき様々な取り組みが実施されているが、Horizon Power 社は、オーストラリア西部の Denham で The Horizon Power Denham Hydrogen Demonstration⁴⁵⁵として水素プラントの実証事業を開始している。

_

⁴⁴⁹ 出所: オランダ政府「国家水素戦略」(2020年4月)

https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen

⁴⁵⁰ H-VISION は、オランダのロッテルダム港において実施されているブルー水素の製造と活用のプロジェクトであり、BP、ExxonMobil、Equinor、Shell、Gasunie 等大手のエネルギー企業が参画している。製油所での精製過程で発生する残留ガスから水素を生産し、その過程で発生した二酸化炭素を CCS により回収・貯留する。製造されたブルー水素は製油所や石油化学工場での燃料へと再利用されるだけでなく、変動性再生可能エネルギーの供給不足時の電力供給を補うための火力発電での燃料として活用することも検討されている。750MW の水素製造プラントの 1 号機が 2026 年に稼働予定で、同容量の 2 号機もその後の稼働が計画されている。1 号機の稼働後は年間 130 万 tCO2 の排出削減が見込まれている。

https://www.h-vision.nl/en

⁴⁵¹ Vettenfall 社が保有する Magnum 発電所はオランダのフローニンゲンで 2014 年に稼働を開始したガス 焚きの火力発電所であるが、3 つの GTCC プラントのうち 440MW の出力を持つ 1 つのプラントを水素専焼に転換する計画が 2017 年から進められている。燃料となるブルー水素はノルウェーで採掘された天然 ガスから製造され、その過程で発生する二酸化炭素は CCS により北海の地下に貯留する。2025 年の稼働開始を予定している。

⁴⁵² 出所: ドイツ連邦政府「国家水素戦略」(2020年6月)

https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html

^{453 &}lt;a href="https://www.get-h2.de/en/initiativeandvision/">https://www.get-h2.de/en/initiativeandvision/

^{454 &}lt;a href="https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf">https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf

^{455 704}kWの太陽光発電と348kWの電解槽を備え、太陽光発電の余剰電力でグリーン水素を製造する。製造した水素は100kWの燃料電池により電力に再変換され、太陽光発電と合わせて出力調整可能な電力を年間526MWh供給することが可能である。2021年に建設を開始しており、2022年前半での稼働開始を予定している。

https://renewtheregions.com.au/projects/denham-hydrogen-demonstration-plant/

4.2 脱炭素化に向けた制度設計

4.2.1 欧州

欧州では、2005 年よりキャップ&トレード型の排出量取引制度である「欧州排出量取引制度(EU-ETS: European Union Emission Trading System)」を導入している。試行期間のフェーズ 1(2005~2008 年)、京都約束期間と同期間のフェーズ 2(2008~2012 年)、フェーズ 3(2013~2020 年)を経て、現在はフェーズ 4(2021~2030 年)に入っている。電力部門における燃料燃焼施設や、産業部門、航空部門が対象となっている^{456,457}。対象となっている施設を持つ事業者は、排出量に応じた排出枠を調達する必要がある。排出枠の割当は対象活動に応じて有償または無償となるが、発電に対する無償割当は認められないため、電力部門の事業者は排出量の大部分をオークションで調達する必要がある。制度の概要は下表の通りである。

表 4-11 EU-ETS の概要(フェーズ 4)

対象活動	<対象固定施設>		
	● 定格熱入力が 20MW を超える燃料燃焼施設		
	● 産業部門の各種施設458		
	<航空部門>		
	● EU 域内発着のフライト		
対象ガス	● 一次アルミニウム製造 : CO ₂ 、PFCs		
	● 硝酸・アジピン酸・グリオキサール・グリオキシル酸製造: CO ₂ 、N ₂ O		
	● 上記以外の対象活動 : CO ₂		
全体排出枠	<対象固定施設>		
(キャップ)	● 2013年のキャップを 2,084,301,856 tCO ₂ とし、2014年以降の排出枠は		
	2008~2012 年に発行された年間平均排出枠の 1.74%ずつ線形に減少		

. .

⁴⁵⁶ なお、2020 年 12 月、英国議会は 2021 年以降の国内排出量取引制度に関する新たな省令である「The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Order 2020」 ⁴⁵⁶を承認した。これにより、英国は 2020 年末をもって EU-ETS から離脱し、2021 年 1 月以降の電力・産業・航空部門の排出量については英国排出量取引制度 (UK-ETS)の下で対象事業者は排出枠を調達する必要がある。

⁴⁵⁷ EU-ETS の排出枠価格は上昇傾向にある。フェーズ 3 の期間中のオークション価格は最大で 30 ユーロ /tCO2 程度であったが、フェーズ 4 開始の 2021 年以降、排出枠の減少や EU の GHG 排出削減量の目標の見直し、天然ガス需給の逼迫などの影響により、排出枠価格が急騰している。2021 年初頭には 32 ユーロ /tCO2 であった価格が、2022 年には約 3 倍の 90 ユーロ/tCO2 を超えた。EU-ETS において排出枠を調達できなかった場合の課徴金は 100 ユーロ/tCO2 であるが、それに迫る水準となっている。2020 年の排出量と無償割当量に基づくと、対象の燃料燃焼施設は年間で約 7 億 tCO2 相当の排出枠を有償で調達する必要があり、電力部門の事業者への負担や、電気料金としての家計への負担が懸念される状況となっている。458 石油精製、コークス製造、金属鉱石の焙焼・焼結、製鉄・製鋼、鉄鋼製造・加工、一次アルミニウム製造、二次アルミニウム製造、非鉄金属製造・加工、セメントクリンカ製造、石灰製造・苦灰石煆焼・菱苦土鉱煆焼、ガラス製造、セラミック製造、鉱滓綿製造、石膏製造・加工、パルプ・繊維製造、製紙・段ボール製造、カーボンブラック製造、硝酸製造、アジピン酸製造、グロキサール・グリオキシル酸製造、アンモニア製造、高分子化合物製造、水素・合成ガス製造、ソーダ灰・重曹製造、GHG 回収・貯留

	-
	させた値を設定する。2021 年以降はその減少率が 2.2%となる。
	<航空部門>
	● 2004~2006 年の平均年間排出量の 95%が 1 年あたりのキャップとし
	て設定される。
排出枠割当	<対象固定施設>
	● 全体排出枠のうち 57%が有償(オークション)で割り当てられ、残りは
	無償で割り当てられる。
	● 発電による排出に対して無償での排出枠は与えられない。
	● 炭素リーケージのリスクが高い(貿易強度と炭素集約度が高い)産業に
	は 100%無償で割り当てられる。
	◆ その他の活動に対しては、セクターごとにベンチマークが設定され、
	そのベンチマークに応じて無償割当量が決定される。無償割当率は
	2021年の30%から2030年に0%に移行する。
	<航空部門>
	● 欧州委員会が設定するベンチマークによって無償割当量が設定され
	る。全体のうち 15%がオークションでの割当となる。
国際クレジ	フェーズ 4 では CDM 等による国際クレジットで排出量をオフセットする
ットの活用	ことは不可能となっている。

(出所)欧州委員会「DIRECTIVE 2003/87/EC」⁴⁵⁹より MURC 作成

_

⁴⁵⁹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20210101

4.2.2 米国

米国ではエネルギー事情に地域差があるほか、州の自治権限が強いこと等から、州レベルでエネルギー環境政策方針が異なっており、カーボンフリー電源や再生可能エネルギー導入目標を定め、州の電源構成における石炭減少、及びフェーズアウトを進める動きが州政府を主体に進められている。

バイデン現大統領のエネルギー計画には、2035 年までに石炭火力発電所と天然ガス発電 所から二酸化炭素の排出を 100%削減する(カーボンフリー)目標が含まれている。カーボン フリー達成に向けて、CCS 技術への投資、及び既存の発電所閉鎖が進められている。

また米国においても、キャップ&トレード型の排出枠取引制度が一部の州・地域において 導入されている。現在運用中の法的義務が伴う排出枠取引制度には、北東部の11州が参加 する地域温室効果ガスイニシアティブ(RGGI:Regional Greenhouse Gas Initiative)とカリフォ ルニア州キャップ・アンド・トレード制度(California Cap-and-Trade Program)の2つが存在し ている。

参考資料編

参考資料 1: その他の国・地域における供給力確保関連政策

参考資料 2: IEA「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」の概要

参考資料 3: 米国の大手電力会社のカーボンニュートラル目標と動向

参考資料 4: ドイツにおける石炭火力の段階的廃止に向けた措置

参考資料 5: 主要国・主要地域における供給力確保策の比較

参考資料1: その他の国・地域における供給力確保関連政策

参考1. 1 カナダ・オンタリオ州におけるグローバル調整額(GA)

(制度導入の背景・目的460)

オンタリオ州では、2002 年 5 月から、卸電力市場と小売電力市場が同時に全面自由化された。当時、オンタリオ州政府は、自由化に伴う競争進展により価格低下が進む中、いかに発電事業(特に代替エネルギーの発電)を推進できるかという課題に直面していた。2004 年に制定された「エネルギー再編法(the Energy Restructuring Act)」では、グローバル調整額(GA: Global Adjustment)に発展する考え方(the Provincial Benefit)が導入されるに至った。GA の第一義的な目的は、特に代替エネルギーによる発電事業を促進することであり、GA を通じて州内の新しい電力インフラ等の構築費用をカバーし、長期的に十分な電力供給を保証することである。

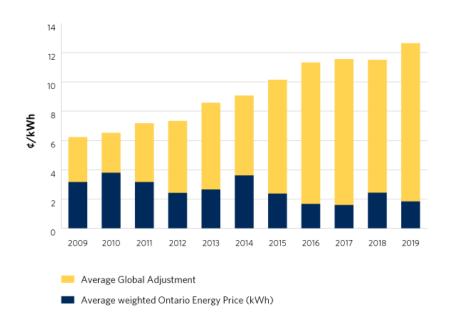
(制度の仕組み)

オンタリオ州においては、発電者価格は、規制や契約等により規定される規制料金または契約価格となっている。一方、系統運用者 IESO(Independent Electricity System Operator)が運営する卸電力市場における卸電力価格 HOEP(Hourly Ontario Energy Price)は、需給の変化により変動する。そのため、固定的な発電者価格と変動的な HOEP の間に差額が生じることになるが、この差額を調整するメカニズムとして GA が導入されている。例えば、HOEP が発電者価格を下回った場合、消費者(=電力需要家)は、その差額を補填するための費用を支払う。逆に、HOEP が発電者価格よりも高い場合、その差額は消費者に対して還元される。GA は、HOEP と関連料金461の差異や保全プログラムの提供コストを反映するように毎月

GAは、HOEPと関連科金⁴⁰¹の差異や保全プログラムの提供コストを反映するように毎月設定される。近年、HOEPは一貫して発電者価格よりも低く、消費者は常にGAのための費用を請求されるようになっており、その額も上昇傾向にある。

^{460 &}lt;a href="https://www.ieso.ca/en/Learn/Electricity-Pricing/What-is-Global-Adjustment">https://www.ieso.ca/en/Learn/Electricity-Pricing/What-is-Global-Adjustment">https://www.ieso.ca/en/Learn/Electricity-Pricing/What-is-Global-Adjustment

⁴⁶¹ 再生可能エネルギー発電施設及びその他の発電施設(ガス火力や原子力発電施設等)のインフラ建設等のためのコスト、並びに関連プログラムに支払われる料金、またはオンタリオ州電力発電の原子力発電及び水力発電ステーションの規制料金



参考 1-1 グローバル調整額(平均)と HOEP(平均)の推移

(出所)IESO Web サイトより⁴⁶²

参1.2 ブラジルにおける電源入札制度

(制度概要463)

2000年から2001年の間、ブラジルは極端な渇水を経験し、電力供給のほとんどを占めていた水力発電による発電量が急速に減少した。これを契機に、供給力確保に関する議論が活発化し、長期相対契約の導入を進める等の政策が提案されるようになった。こうして、2004年3月に法律第10847号及び10848号(LeiN0.10847,10848)が制定され、それを受けて2004年7月30日に法令5163号(Decreto No、5163)が発せられた。これにより、新しい電源入札制度が実施されることとなった。

電源入札制度におけるオークションは、MME (鉱山・エネルギー省)が発表したスケジュール及びガイドラインに従って、ANEEL(国家電力庁)主導の下、毎年実施される。オークションが終了すると、落札した発電事業者は、配電事業者と直接契約を結ぶ464。オークションには、以下の3つの段階で実施される。

-第1段階:登録と技術的事前資格の付与

-第2段階:入札の提出と落札者の選択

-第3段階:規制機関による落札者への法的・財政的資格の付与、発電の承認

^{462 &}lt;a href="https://www.ieso.ca/en/Power-Data/Price-Overview/Global-Adjustment">https://www.ieso.ca/en/Power-Data/Price-Overview/Global-Adjustment

⁴⁶³ Maurício T.Tolmasquima, Tiago de Barros Correia, Natália Addas Porto, Wikus Kruger. (2021), "Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil", Energy Policy

⁴⁶⁴ 後述する通り、リザーブ電源入札の場合には CCEE (電力商取引会議所)と契約を結ぶ。

現在、電源入札制度には、①新規電源入札、②予備力電源入札、③再生可能エネルギー電源入札⁴⁶⁵、④既存電源入札、⑤調節用電源入札⁴⁶⁶の5種類がある⁴⁶⁷。中でも予備力電源入札は、電力グリッドにおける安定供給向上を目的としたものであり、新規電源及び既存電源を対象として特別契約される(注:これまでのところ、契約実績は新規電源のみ)。CCEE(電力商取引会議所)が単一の買い手としての役割を担い、CCEEが運営する短期市場において計上・決済される。

新規電源入札、予備力電源入札、再生可能エネルギー電源入札のオークションは、通常、最初の受け渡しの3~6年前に開催される(典型的な契約期間は、15~30年)。既存電源調達のためのオークションは、最初の受け渡しの年~5年前に開催される(契約期間は1~15年)。

(各関連事業者の義務~発電事業者、配電事業者、需要家)

発電事業者は、大口需要家(2,000kW以上)及び特別自由消費者に対しては、自由市場で電力を販売できるが、その他需要家に関しては、基本的にこの電源入札制度を通じて配電事業者に対して電力を販売するとになる。オークションを通じて電力を販売する各発電事業者は、落札後、長期電力供給契約を、各配電事業者が申告した電力需要量に対応して、各配電事業者と直接締結することになる。また当該発電事業者は、自己電源か第三者との電力購買契約により必要な電力を物理的に確保する見通しを立て、契約を下支えする必要がある468。

一方、配電事業者は、認可地域における電力供給を保証する義務を負うと同時に、数年先に亘り必要な電力量全量を長期電力供給契約の競争入札を通じて調達することが義務付けられている⁴⁶⁹。配電事業者は、今後 5 年間に必要な予想電力量の 100%~105%を供給する長期電力供給契約(PPA)を締結しなければならない⁴⁷⁰。更に全ての配電事業者は、認可地域において必要とされる電力量及び契約要件を、5 年前ごとに、EPE(エネルギー計画公社)/MMEに対して報告しなければならない(需要予測義務⁴⁷¹)。

⁴⁶⁵現在までのところ、再生可能エネルギー電源入札制度という特定の枠を設けたにもかかわらず、ほとんどの再生可能エネルギー電源の容量は「新規電源入札」と「リザーブ電源入札」により調達されてきている。

⁴⁶⁶ 同入札制度は、オークションでの配電事業者の予測と実際の需要の伸びの違いから生じる乖離に対処し、配電事業者の電力売買契約を調整することを目的としている。

⁴⁶⁷ Maurício T.Tolmasquima, Tiago de Barros Correia, Natália Addas Porto, Wikus Kruger. (2021), "Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil", Energy Policy

⁴⁶⁸ Fich Ratings. (2019). "Latin American Power Overview Outlook, Financial Performance, Regulatory Risk and Investments"

⁴⁶⁹ 但し、配電事業者は、自らの電力需要の 10%の範囲内で、分散型電源(配電事業者自身のグリッドに接続された小規模発電所)を自由市場から調達することが許可されている。

^{470 105%}以上に契約される電力は、契約料金では考慮されておらず、短期市場で販売されることになる。 (出所:Fich Ratings. (2019). "Latin American Power Overview Outlook, Financial Performance, Regulatory Risk and Investments")

⁴⁷¹ チリでは、全ての配電事業者、販売業者、自家発電事業者業者、自由消費者は、毎年、次の5年間の各年度について、市場または電力需要の予測を MME に通知する必要がある(法令5163号 Seção II Art. 17)。需要シナリオ策定責任は、顧客の需要予測を5年前に準備する必要がある配電事業者に課されており、これらの予測に基づいて、配電事業者は、定期的に負荷必要量についてEPE に対して報告する。これに基づき、EPE は電力容量の追加必要量を予測する471。EPE は、将来の需要予測と発電容量の必要拡張量を予測した後、MMEへ電源別・プロジェクト別のポートフォリオを提出する。また、上記情報に基づ

また、全ての需要家は、規制市場環境下であるか自由市場環境下であるかを問わず、必要な電力量を、契約により全量確保しなくてはならない⁴⁷²。規制市場環境下においては、配電事業者が、規制小売事業者として、規制需要家に対して、公共入札を通じて締結される長期契約を通じて、電力を供給する必要がある⁴⁷³。一方、自由市場環境下では、需要家、発電事業者、輸出入業者は、電力売買量と価格に関する契約を、自由に交渉・成立させることができ、需要家は、交渉による合意条件に基づき、発電事業者等から直接電力を購入することができる^{474,475}。自由需要家となる要件としては、"2,000kW の契約負荷を持つ需要家"もしくは"再生可能資源由来の電力のみを購入することができる場合、500kW 以上の契約負荷を持つ需要家"とされている。

参1.3 チリにおける長期電源入札制度

(制度概要)

チリにおいては、2005年に新電力法(DFL 4/20018)が可決され、長期契約入札制度(Auctions of long-term contracts)が導入された。当該制度は、先述したブラジルと比較すると、より分権化・分散化されており、配電事業者自身がオークションを計画・管理するとともに、契約期間はより短期(3~5年)となっていた。変更前の長期契約入札制度の具体的な特徴は、以下の通りである 476 。

- ・ 配電事業者は、少なくとも今後3年間に必要な電力を、オークション後の契約により全 量確保しなくてはならない。
- ・ 配電事業者は、オークションにおける基準、関連する各契約の規模や期間等に関して、 自ら設計する⁴⁷⁷。また、配電事業者はグループを形成することにより、オークションプ

いて、MME は、ACR (規制された契約市場)で販売されるべき全電力量及びオークションに参加しうる発電ユニットのリストを明確にする。

⁽出所: Sunil Tankha. (2008). "From market to plan: Lessons from Brazilian power reforms on reducing risks in the provision of public services", Policy and Society、Fich Ratings. (2019). "Latin American Power Overview Outlook, Financial Performance, Regulatory Risk and Investments")

⁴⁷² Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Mocarquer, B., Bezerra, B. (2010). "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: lessons from the Brazilian and Chilean experiences", Energy Policy

⁴⁷³ Batlle, C., Barroso, L.A., Pérez-Arriaga, Ignacio, J. (2010). "The changing role of the state in the expansion of electricity supply in Latin America", Energy Policy 38 (11)

⁴⁷⁴ METRON, (2021). "Overview of the Energy Brazilian market"

⁴⁷⁵ 自由市場の需要家は、1)規制料金で配電事業者を通じて電力を購入する、2)発電事業者もしくは他の電力販売者から直接自由市場において電源を選択する、3)自己電源を通じて電力を調達するという複数の選択肢を有している。

⁽出所: Sunil Tankha. (2008). "From market to plan: Lessons from Brazilian power reforms on reducing risks in the provision of public services", Policy and Society)

⁴⁷⁶ Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Mocarquer, B., Bezerra, B. (2010). "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: lessons from the Brazilian and Chilean experiences", Energy Policy

⁴⁷⁷ 配電事業者は、固定価格で最大 15 年契約に関するオークションを開催できる。一方、上限価格は、規制者がを設定し、事前に公表する。

ロセスをとりまとめることが認められている。

オークションは、新規参入者や既存事業者での間での競争を促進するため、少なくとも 3年前に行わなければならない。

このように、配電事業者は、自らの電力需要の状況に応じて、いつでもオークションを行うことが可能であり、また、自ら設定した基準に基づき、オークションの仕組みや契約を設計していた478,479。また、新規電源向けと既存電源向けの入札が区別されていないため、既存及び新規の双方のプラントを有する大規模発電事業者が競争上有利となっていた480。

(関連事業者の義務)

配電事業者は、認可地域において価格規制の対象となっている顧客(5,000kW以下の容量)の全電力需要に対する供給義務を有することが法律(LEY20805/第 131 条)により規定されている⁴⁸¹。配電事業者は、規制対象の顧客に電力を供給するために、今後 5 年間に必要な電力を常に確保する必要があり、公共入札を通じてこれを確保しなければならない⁴⁸²。

一方、需要家は、規制需要家と自由需要家の2種類に分けられる。規制需要家とは、接続容量が5,000kW以下の需要家である。但し、接続容量が500kWを超える需要は、自由市場需要家として扱われることを選択することができる(その場合、最低4年間は自由市場需要家である必要がある)483。

規制需要家の電力価格は、配電事業者が発電事業者から電力を購入する公共入札プロセスに基づく。一方、自由市場需要家の場合の電力価格は、民間の供給契約で相互に合意されたものである。

(導入後の影響484)

長期契約入札制度の導入の結果、発電市場における競争を多少生じたものの、多くのオークションにおいて十分な競争は起こらなかった。2006年から2013年において、6つの長期契約オークションが開催されたが、この期間の平均落札価格は、53.1 USD/MWhから128.9 USD/MWhに上昇した。平均参加者数は各入札につき3社程度であり、いくつかのオークションおいては全く入札者がいないこともあった。上記理由のため、規制改革が2014年に再

⁴⁷⁸ 但し、全ての提案された仕組みや契約は、オークションが実施される前に、必要な修正を行い、最終的に規制者に承認されなければならないと規定されていた。

⁴⁷⁹ 契約標準化がされないため、発電事業者は、入札の際に多くの選択肢があり、自らの選好(リスク、供給期間等)に従い、契約ごとに異なった入札条件(量、価格)を提示できた。

⁴⁸⁰ Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Mocarquer, B., Bezerra, B. (2010). "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: lessons from the Brazilian and Chilean experiences", Energy Policy

⁴⁸¹ 但し、容量が 500kW~5000kW の間の顧客(規制されてない料金スキームを選ぶ選択肢を有しており、それを行使した需要家)は除く。(Fich Ratings. (2019). "Latin American Power Overview Outlook, Financial Performance, Regulatory Risk and Investments")

⁴⁸² 公共入札プロセスを経て発電事業者より購入した電力は、自由市場の需要家に供給するために使用することはできない。なお、配電事業者は、スポット市場で電力を調達することはできない。

⁴⁸³ Gonzalo Jiménez, Cariola, Díez, Pérez-Cotapos. (2021). "Electricity regulation in Chile: overview"

⁴⁸⁴ JAVIER BUSTOS-SALVAGNO. (2019). "Chilean Experience on Long-term Electricity Auctions: Changes and Challenges Ahead", IAEE Energy Forum

度実施され、2015 年 1 月には法律第 20805(LEY20805)が公布された。これにより、いくつかの制度設計の変更が実施された⁴⁸⁵。具体的には、全配電事業者の電力需要を満たす長期供給契約入札制度におけるオークションの設計、計画及び管理のプロセスは、配電事業者ではなく、政府機関である CNE(国家エネルギー委員会)が執り行い、制度全体を管轄することとなった⁴⁸⁶。この規制改革の結果、平均落札価格は、2012 年をピークとし、2013~2017 年の間、75%下落し、2006 年よりも低いレベルに達した⁴⁸⁷。競争は激しさを増し、平均入札者数は、2006~2013 年の間は 3 社であったが、2014~2017 年の間は 41 社に増加した。

_

⁴⁸⁵ Shahriyar Nasirov,, Eugenio Cruz, Claudio A. Agostini, and Carlos Silva. (2019). "Policy Makers' Perspectives on the Expansion of Renewable Energy Sources in Chile's Electricity Auctions"

⁴⁸⁶ オークションは、供給契約の開始よりも少なくとも 5 年前に実施(2015 年以前は、このリードタイムは 3 年)。入札額の上限価格が以前は公表されていたが、競争を促進するため、非公表となった。

⁴⁸⁷ JAVIER BUSTOS-SALVAGNO. (2019). "Chilean Experience on Long-term Electricity Auctions: Changes and Challenges Ahead", IAEE Energy Forum

参考資料2: IEA「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」の概要

2021年10月20日にIEAが公表した「Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members」では、そしてG7諸国が世界に先駆けて2035年までに電力部門でのネットゼロ排出を達成するために必要なステップを分析している。

(電力供給)

2020 年における G7 諸国の電力部門の GHG 排出量は 27 億 tCO_2 であり、世界全体の電力部門の排出量の 5 分の 1 以上を占める。2020 年の時点では化石燃料が G7 諸国の発電の約50%を占めるが、NZE での電力システムでは再生可能エネルギーが主電源となり、その発電シェアは 2020 年の 31%から 2030 年には 60%、2050 年には 80%以上となる。特に、風力と太陽光の発電シェアは、2020 年の 14%から 2030 年には 42%まで増加し、2030 年代半ばには最大の電源となり、2050 年には 66%を占める。2020 年に 19%を占める原子力発電のシェアは、NZE では 2050 年に 12%まで低下する。

電源種別に見ると、削減対策がなされていない石炭火力発電は、2020年時点の G7 全体の電力部門の排出量の 56%を占めており、これらを 2030年までに段階的に廃止することはネットゼロ電力への道筋において重要なマイルストーンである⁴⁸⁸。NZE では、2020年代後半までに、G7 諸国の石炭火力発電プラントの半数以上が CCUS を伴うかアンモニアとの混焼となる。

また、天然ガスは現在の G7 諸国の主要電源であるが、NZE における発電量は 2023 年にピークを迎え、その後急速に減少する。G7 諸国において、CCUS 等の排出削減対策がないガス火力発電所の割合は 2020 年の 31%から 2035 年には 2%となり、2040 年以降は 1%以下を維持する。NZE では、ガス火力発電所は 2020 年代に CCUS を伴うか水素との混焼となる。2035 年までに、CCUS 付きのガス火力発電所は 400TWh、水素を燃焼する火力発電所は 500TWh の年間発電量となる。

G7 諸国のガス火力発電所による発電量は 2020 年から 2050 年までの間に 80%以上減少するが、発電容量は 700GW 付近で比較的安定したままとなる。これは、ガス火力発電の発電量が時間の経過に伴って減少する(平均設備利用率が 2020 年の 40%から 2050 年までに 15%以下となる)一方で、予備電力や柔軟性を提供するという役割の変化を反映している。

(電力システムの柔軟性)

主に風力と太陽光をベースとする電力システムへの移行においては、柔軟性の必要性が著しく増加する。NZEでは、2050年における時間ごとの柔軟性は2020年と比べて概ね3倍

⁴⁸⁸ G7 諸国は 2020 年時点で 380GW を超える石炭火力発電容量を持ち、そのほとんどが超臨界でないものである。G7 諸国の石炭火力発電所の稼働年数は平均で 35 年を超えており、230GW 相当の発電所が次の10 年以内に運転終了を迎える。既存の火力発電所を転用する場合には風力・太陽光発電と並行して柔軟に運転することが求められ、石炭火力発電所の役割は、大部分の発電を行うというものから、バランシング・安定性・予備電源・システム復旧のような系統サービスにおける備えへと変わる。

必要となる。また、G7 諸国の出力調整可能な(dispatchable)発電容量は 2020 年と比較して 2050 年までに約 15%増加する。

現在の G7 諸国の電力システムでの柔軟性については、天然ガスと石炭と石油による対応が約 3 分の 2 を占め、残りの大部分を水力発電が占めているが、2050 年までに、柔軟性は主に低排出電源やデマンドサイドレスポンス(DSR: Demand-Side Response)で対応する必要性が生じる。NZE では、2050 年における柔軟性への対応は半分以上が DSR)または蓄電池によって行われ、天然ガスと石炭の火力発電所が柔軟性への対応に占める割合は 10%未満とな489。

(変動制再生可能エネルギーの統合)

G7 各国の風力発電と太陽光発電の割合は、現状 6%~29%から、NZE では 2050 年に 47~75%となる。この急速な電源構成の変化に対応するには、電力システムの設計と運用の変化を必要とする。IEA は再生可能エネルギーの統合に関するフェーズを 6 段階の枠組みで評価している。

多くの G7 諸国は 2030 年までにフェーズ 3 に入り、風力・太陽光以外で供給する正味の 負荷と電力フローのパターンの変動性が増し、システムの運用に顕著な影響が表れ始める。 2040 年までに全ての G7 の国はフェーズ 4 に入る。このフェーズでは、風力と太陽光による発電量が多い期間の電力供給の強固性を確保するために、システム運用によるアクションが必要となる。例えば、慣性力を安全な水準に保つために頻繁な干渉が必要となる。

2050年までに全ての G7 諸国はフェーズ 5 に達する。このフェーズでは、風力や太陽光の発電量と需要量の数日や数週間にも及ぶ不均衡が頻繁に生じ、風力や太陽光の出力制御の実施が増加する。

G7 のうち数カ国は 2040 年までに 3 分の 2 以上の電力を風力と太陽光で発電することとなり、これはフェーズ 6 に該当する。風力と太陽光の発電量と需要量の不均衡は長期間継続し、出力制御の頻度と量はさらに増加する。フェーズ 5 や 6 に達するに際し、慣性力とシステム強度に関する課題はより大きく頻繁になる。系統形成型インバータ (Grid-forming inverter)、同期コンデンサ、相互接続などの新しいインフラ開発によるシステム安定性へのアプローチや、革新的なシステムサービス市場が、短期的な柔軟性措置と併せて必要となる。

(アデカシーと安定供給)

アデカシーは安定供給の中心であり、多くの国は化石燃料の燃焼によりそれを確保してきたが、化石燃料の廃止に伴いそれはより難しくなる。既存の石炭火力発電を柔軟性の観点で再利用するために、天然ガスへの転換や水素やアンモニアとの混焼、炭素回収技術の併設

⁴⁸⁹ 発電源を有効活用し風力と太陽光の出力制御を避けるためには、配電網の整備も重要である。次の 30 年間にわたって、多くの再生可能エネルギー電力を統合・接続する必要性が増し、G7 諸国の配電網の長さは約 70%増加する。デジタル配電網の延伸は、2040 年代には配電網への投資のうち約 50%を占める。広範な発電源から電力を調達し、天候のパターンを平準化して電力の需要と供給のバランスをとるために、地域間の相互接続も重要である。

を行うことが解決策の1つである。また、低排出型の新しい出力調整可能な電源の導入や、 エネルギー貯蔵技術も解決策となる。

系統安定性は、原子力、水力、火力発電のような従来型の発電方法では、慣性をもたらす回転機や、全ての発電機を同期する電圧シグナルによって確保されてきた。一方、風力発電・太陽光発電・蓄電池のような技術はシステムの慣性に貢献せず、「系統追従型(Grid-following)」の電源と分類される。変動型再生可能エネルギーでシステム安定性を確保するには新しいアプローチが必要とされている。

参考資料3: 米国の大手電力会社のカーボンニュートラル目標と動向

(事例①: Southern Company 社)

Southern Company 社は、ジョージア州アトランタに本拠地を置く大手電力会社である 490 。同社は 2020 年 9 月、「ネットゼロへ向けた実施と行動(Implementation and action toward net zero) 491)」という報告書を発表し、2050 年までに CO_2 排出をネットゼロにするという目標を掲げている。これまでの同社の検討の結果、Southern Company 社は、発電システムの転換により CO_2 排出を2007 年比で2050 年までに $80\sim90\%$ 削減することが可能であるとしている。2050 年ネットゼロを達成する方策として、Southern Company 社は、以下の 4 点を挙げている。

- 天然ガス利用により CO₂排出量の少ない発電設備に移行
- 再生可能エネルギーや原子力などのゼロ炭素資源の活用を拡大
- エネルギー効率の向上に関するプログラムの強化
- ネガティブカーボンを導入:同社は、植林、森林破壊の防止、バイオマスエネルギーの CCUS、大気中の CO₂ を直接拐取する技術(DAC:Direct Air Capture)などをネガティブカーボンの例として挙げている。

さらに同社は 2021 年 11 月、ネットゼロへの移行に向けた上記計画の具現化に向けて、2028 年までに同社が所有する石炭火力発電所の約 55%、6,370MW 相当を閉鎖することを発表した⁴⁹²。同社はこれまでにも、石炭火力発電所の閉鎖に伴い、再生可能エネルギーの導入を加速しており、2030 年削減目標を、早ければ 2025 年内に前倒しで達成できるとしている。同社は 2050 年までのネットゼロカーボンを達成するために、原子力(ジョージア州にて現在建設中の Vogtle 原子力発電所 3 号機・4 号機)、水力、天然ガスをベースロード電源として維持しつつ、再エネや蓄電の導入拡大、電力網の近代化、省エネを推進するとともに、再生可能ガス(RNG)、CCUS、水素などの新技術の導入を掲げている。

(事例②: Dominion Energy 社)

Dominion Energy 社は、バージニア州アトランタに本拠地を置く電力会社である 493 。同社は 2020 年 2 月、2050 年までに CO_2 排出量をネットゼロにするという新たな目標を掲げた 494 。またこの取り組みの中で、メタンガスの排出量を 2010 年比で 2030 年までに 65%、2040

⁴⁹⁰ 同社の電源ミックスは、天然ガス 51%、石炭火力 17%、原子力 17%、再生可能エネルギー15%(2020年)である。(出所: Southern company, Energy Mix)

https://www.southerncompany.com/clean-energy/environment/energy-mix.html

⁴⁹¹ Southern company, "Implementation and action toward net zero," September 2020

https://www.southerncompany.com/content/dam/southerncompany/pdfs/about/governance/reports/Net-zero-report PDF1.pdf>

⁴⁹² Southern Company, "Third Quarter 2021, Earnings Conference Call," November 4, 2021

https://s27.q4cdn.com/273397814/files/doc financials/2021/q3/SO-2021-Q3-Earnings-Call-FINAL.pdf>

 $^{^{493}}$ 同社の電源ミックスは、天然ガス 45%、原子力 40%、石炭 10%、再生可能エネルギー5%(2020 年)であ

る。(出所: Dominion Energy, "2020 Sustainability & Corporate Responsibility Report")

https://sustainability.dominionenergy.com/assets/pdf/2020-Sustainability-Report.pdf

⁴⁹⁴ Power Engineering, "Dominion Energy joins U.S. utilities striving for net-zero emissions by 2050," February 11,

年までに80%削減することを目標としている。また同社は2020年7月、同社のガス輸送及 び貯蔵部門を Berkshire Hathaway Energy に 97 億ドル相当で売却することを発表した⁴⁹⁵。こ れはバージニア州により求められる脱炭素化の義務4%に伴う、同社の大きな変革の一環で ある。同社はまた、バージニア州電力需要供給に向けた天然ガス火力発電所の新規建設に関 する長期計画を大幅に下減修正し、少なくとも 3,600MW の天然ガス火力発電所の建設を中 止とした。

一方同社は、2020 年総合資源計画(IRP: Integrated Resource Plan)において、2035 年までに 太陽光発電を約 16GW、洋上風力発電を約 5.1GW、エネルギー貯蔵を約 2.7GW とするとの 目標を掲げ、再生可能エネルギーの拡大に取り組んでいる。

(事例③: Duke Energy 社)

Duke Energy 社は、ノースカロライナ州シャーロットに本拠地を置く電力会社である。同 社は天然ガスと石炭火力が約 75%を占めており、現在も従来型火力発電に大きく依存して いる497。

2019年9月、同社は、2030年までに CO2排出量を 2005年比 50%削減、2050年に CO2排 出をネットゼロとすると発表した⁴⁹⁸。同社は 2017 年時点では、2030 年までに CO₂ 排出量を 2005 年比で 40%削減するとしていた。以後の天然ガス価格低下や再生可能エネルギー、蓄 電コストの低下により、同社目標の強化が可能となったと述べている。

再生可能エネルギー部門である Duke Energy Renewables 社は、風力発電による電力を約 2,500MW、太陽光発電による電力を約 1,500MW、太陽光を主とする購入型クリーンエネル ギーによる電力を約4,100MW 提供している。さらに、2025年までに Duke Energy Carolinas、 Duke Energy Progress、Duke Energy Florida の各社が大規模な太陽光発電を導入することによ り、再生可能エネルギーによる発電を 16,000MW に増加することを計画している。また、 2030 年までに 10,000MW 以上の石炭火力発電所を廃止することで、ノースカロライナ州が 目標としている州の電力会社の CO2 排出量 50%削減を達成させる予定である。

Duke Energy 社の 15 年総合資源計画(15-year integrated resource plan)では、6 つのシナリオ

²⁰²⁰

https://www.power-eng.com/om/dominion-energy-joins-u-s-utilities-striving-for-net-zero-emissions-by-2050/#gref ⁴⁹⁵ Dominion Energy, New Releases, July 5, 2020

to-Berkshire-Hathaway-Energy-Strategic-Repositioning-Toward-Pure-Play-State-Regulated-Sustainability-Focused-Utility-Operations>

⁴⁹⁶ バージニア州においては同州のクリーン・エコノミー法により、2030 年までに供給する電力の30%以 上を再生可能エネルギーによるものとし、2045 年までに CO2 を排出するすべての発電所を閉鎖すること が事業者に求められている。

⁴⁹⁷ 総発電量の約 51,000MW の内、天然ガスが約 42%、石炭火力が約 33%、原子力が 18%、水力及び太陽 光が約7%を占めている。(出所: Greentech Media, "The 5 Biggest US Utilities Committing to Zero Carbon Emissions by 2050," September 16, 2020)

https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-5-biggest-u.s-utilities-committing-to-zero-carbon-emissions-by- mid-century>

⁴⁹⁸ Duke Energy, New Center "Duke Energy aims to achieve net-zero carbon emissions by 2050," September 17,

https://news.duke-energy.com/releases/duke-energy-aims-to-achieve-net-zero-carbon-emissions-by-2050

が提示されており、2035 年までに最大で 16.4GW の太陽光発電、3GW の陸上風力発電、4.4GW の蓄電、2.9GW の洋上風力発電を導入することが想定されている。長期的には、Duke Energy は天然ガス発電から、カーボンニュートラルな水素やメタンへの移行、費用対効果の高い CCUS 技術などの導入を検討している。また、Duke Energy は、炭素を排出しないベースロード電源として小型モジュール炉(SMR)、溶解塩や空気圧縮貯蔵、地下揚水発電、最新の電池化学などにも注目している

(事例④: Xcel Energy 社)

Xcel Energy 社は、ミネソタ州 499 ミネアポリスに本拠地を置く電力会社である 500 。同社は、 2030 年までに CO_2 排出量を 2005 年比で 80%削減し、2050 年までにカーボンフリー電源 100%を目標としている 501,502 。また、同社は 2030 年までにカーボンフリー発電を全社の約 80%とすることを見込んでいる。

Xcel Energy 社の子会社であり、コロラド州⁵⁰³に拠点を置く Public Service Company of Colorado は、現在の約3分の1にあたる660MWの石炭火力発電所を廃止し、1,131MWの風力発電、707MWの太陽光発電、275MWの蓄電池の導入を計画している。これにより、2026年までに再生可能エネルギーの割合が55%に増加し、石炭火力発電の割合は24%に減少する見込みである⁵⁰⁴。

⁴⁹⁹ ミネソタ州では、Tim Walz 州知事が、2050 年までに電力をゼロカーボンにする計画を議会に提案している。

⁵⁰⁰ 同社の電源ミックスは、再生可能エネルギー34%、天然ガス 32%、石炭 21%、原子力 13%(2020 年)である。(出所: Xcel Energy, Power Generation)

https://co.my.xcelenergy.com/s/energy-portfolio/power-generation

⁵⁰¹ Xcel Energy, "Our Vision Net-Zero Energy Provider by 2050"

https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xe-responsive/Clean-Energy-Transition-Highlights.pdf

⁵⁰² Xcel Energy 社の CEO である Ben Fowke 氏は、2050 年までにカーボンフリー発電を実現するのは困難と考えており、目標を達成するには現在、カーボンフリー発電量の 60%を占めている原子力発電に頼らざるを得ないと述べている。また、現在では費用対効果が低く、商業化が難しいとされる、天然ガスに代わるカーボンニュートラルな代替エネルギーや小規模原子力などの技術についても模索していくと述べている。(出所: Greentech Media, "Xcel CEO on Tech to Achieve Carbon-Free Electricity by 2050: 'We've Got to Be Open to Anything," March 27, 2019)

https://www.greentechmedia.com/articles/read/xcel-carbon-free-electricity-technology

⁵⁰³ コロラド州では、2019 年に可決された法案において、2050 年までに CO_2 排出量を 90%削減することが求められている。また、Jared Polis 州知事は、100%カーボンフリー計画を推進している。

⁵⁰⁴ Greentech Media, "The 5 Biggest US Utilities Committing to Zero Carbon Emissions by 2050," September 16, 2020

https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-5-biggest-u.s-utilities-committing-to-zero-carbon-emissions-by-mid-century

参考資料4: ドイツにおける脱炭素化に向けた制度設計動向

参考4.1 石炭火力の段階的廃止に向けた措置

(石炭火力の廃止に向けた法規則体系)

2019年9月、ドイツ連邦議会は、2030年までにGHG 排出量を1990年比55%削減する目標を含む「気候変動対策プログラム2030」を承認した。この気候変動対策プログラム2030において、石炭火力発電の漸減・段階的廃止は、重点項目のひとつとして掲げられた505。翌年の2020年8月には、石炭火力発電の退出や発電所運営者に対する条件や補償等の規定をとりまとめた「石炭退出法(Kohleausstiegsgesetz)」及び石炭の廃止に伴い影響を受ける地域に対する財政支援等を規定した「石炭地域産業構造強化法(Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen)」が発効した506。前者の石炭退出法は、既存法507の改正及び「石炭退出法の一部石炭火力発電の削減及び廃止に関する法律(石炭火力発電廃止法(KvbG: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)」の新たな制定をまとめた一式を指している。

(石炭火力の廃止目標と見通し)

石炭退出法は、石炭火力発電の段階的な休廃止を、規制的措置と誘導的措置により促している。対象電源は、電気事業用発電設備と自家発電設備の合計約 40,000MW(休停止中電源も含む)であり、2038年までに石炭を燃料とする電源出力を停止するとしている。

BNetzA によると、2021 年 2 月時点において、2021 年から 2023 年にかけて約 20 の火力 発電が廃止される見通しとなっており、そのうち 10 が褐炭火力発電所となっている。

⁵⁰⁵ ドイツ連邦政府 Web サイト「気候変動対策プログラム 2030」 < https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action>

⁵⁰⁶一方、石炭火力発電の廃止に伴う供給信頼度の維持に向けては、容量予備力令(KapResV)、系統リザーブ令(NetzResV)、改正洋上風力法等の新規再エネ電源の建設促進等により措置が講じられている。

⁵⁰⁷ 既存法の改正は、主に、EnWG、EEG、CHP 法(KWKG)、GHG 許可量取引法において実施された。

参考 1-2 2021~2023 年における火力発電設備廃止見通し(2021 年 2 月時点)

Company 事業者名	Power Plant Name 発電所名	Location 立地	Energy Source 燃料種別	Current Net Nominal Capacity (electrical) [MW] 現在定格設備容量 (電力)	Expected Year of definitive Decommission due to Corporate Planning 事業者計画最終廃止予定年
Vattenfall Wärme Berlin AG	Wilmersdorf	Berlin	Petroleum Products	184	2021
LEAG Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde	Ahrensfelde	Natural Gas	150	2021 or later
RWE Generation SE	Dormagen	Dormagen	Natural Gas	586	2021
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	Heizkraftwerk NMS	Neumünster	Natural Gas	53.6	2022
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	Pforzheim	Natural Gas	41.2	2021
RheinEnergie AG	HKW Merheim	Köln	Natural Gas	15.8	2021
Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG	HKW-Mitte	Braunschweig	Natural Gas	20	2023
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH	Heizkraftwerk FFO	Frankfurt (Oder)	Natural Gas	49	2021
RWE Power AG	Niederaußem	Niederaußem	Lignite(褐炭)	299	2022
LEAG Lausitz Energie Kraftwerke AG	KW Jänschwalde	Peitz	Lignite(褐炭)	465	2022
RWE Power AG	Frimmersdorf	Grevenbroich- Frimmersdorf	Lignite <mark>(褐炭)</mark>	278	2021
LEAG Lausitz Energie Kraftwerke AG	KW Jänschwalde	Peitz	Lignite(褐炭)	465	2023
RWE Power AG	Neurath	Grevenbroich-Neurath	Lignite(褐炭)	292	2023
RWE Power AG	Niederaußem	Bergheim	Lignite(褐炭)	295	2021
RWE Power AG	Neurath	Grevenbroich-Neurath	Lignite(褐炭)	294	2021
RWE Power AG	Weisweiler	Eschweiler-Weisweiler	Lignite(褐炭)	321	2021
RWE Power AG	Neurath	Grevenbroich-Neurath	Lignite(褐炭)	1505	2022
RWE Power AG	Frechen/Wachtberg	Frechen	Lignite(褐炭)	120	2022

(出所)BNetzA 公表資料に基づき MURC 作成

(大規模褐炭火力発電の廃止等に対する補償)

大規模褐炭火力発電の廃止及び炭鉱の閉鎖に向けては、石炭退出法及び石炭地域産業構造強化法に基づく補償及び支援が進められている。

大規模な褐炭火力発電所の所有者に対しては、ドイツ政府による補償金の支払いを受けるかわりに、段階的な発電所廃止が求められた。2021年2月には、ドイツ政府と、ドイツ最大の褐炭火力発電事業者であったRWE社が、褐炭の段階的廃止及び露天掘り炭鉱の閉鎖に関する公法契約を締結し、法的枠組みを定めた。当該契約においては、RWE社が褐炭火力発電所を段階的に廃止するための詳細なロードマップ及び条件が規定されている。また同契約では、RWE社への補償額が26億ユーロ(15年間の分割払い)と規定されている一方、RWE社の損失算定額は35億ユーロに上ると公表されている⁵⁰⁸。

なお、褐炭産出州(Brandenburg、Nordrhein-Westfalen、Sachsen、Sachsen-Anhalt)に対しては、 財政支援が行われている⁵⁰⁹。支援内容としては、重要投資に対する財政支援として 2038 年 までに最大 140 億ユーロ、研究及びインフラプロジェクト等への支援として、2038 年まで に最大 260 億ユーロの拠出が計画されている。

(石炭火力発電の廃止オークション制度)

石炭退出法に則り、BNetzA は、2021 年~2027 年を対象時期として小規模褐炭火力発電及び一般炭火力発電の自主的な廃止に対して発電設備容量当たりの補償を裁定金として支払うオークションを実施している。この裁定金は、石炭退出法に基づき、ドイツ政府の予算

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Wirtschaft/strukturstaerkungsgesetz-kohleregionen.html

⁵⁰⁸ RWE 社プレスリリース, "RWE signs public-law contract with German government on lignite phase out"(2021/2/10)

⁵⁰⁹ BMWiWeb サイト, "Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen"

から拠出される510。

石炭火力発電事業者は、オークションにおいて、損失の一部を相殺するための裁定金と引き換えに発電所を閉鎖する準備が可能な価格(ユーロ/kW)を入札し、入札価格が低い順に予め定められた発電容量まで落札される。また、入札上限が設定されており、2020 年 165 ユーロ/kW から段階的に削減され、2027 年には89 ユーロ/kW となる。



参考 1-3 石炭火力廃止入札制度における上限価格の設定状況 (出所)ドイツ連邦議会(Drucksache-392/20,2020/7/3) ⁵¹¹に基づき MURC 作成

なお、これまでに実施されたオークションにおける落札量は、第 1 回 $4.8 \, \mathrm{GW}$ 、第 2 回 $1.5 \, \mathrm{GW}$ 、第 3 回 $2.1 \, \mathrm{GW}$ となっている 512 。

参考4.2 熱電併給の燃料転換に対する補助金

2020年8月に改正された「改正熱電併給法(KWKG)」は、熱電併給システム(CHP)の燃料 転換等に対する金銭的補助の措置等を規定している。具体的には、複数種類の補助金(石炭 リプレース補助金、南部地域補助金、革新的再エネ補助金)の付与により、石炭(無煙炭、褐 炭)からの燃料転換の促進や、再生可能エネルギー源の導入促進を図っている。

複数種類の補助金のうち、石炭リプレース補助金(Kohleersatzbonus)は、CHPの運開年、改造年、CHPの電力容量(kW)に応じた1回限りの補助金を付与する設計となっており、至近年に運開し、近い将来に改造する程、補助金額が高く設定されている⁵¹³。また、燃料転換種別に関しては、石炭から天然ガスへの転換も付与対象に含まれている。

KWKG における石炭リプレース補助金単価は下表に示されるように設定されている。例 えば、1995年に運開し、2022年末迄に新たな CHP を運開した場合、最大約 390 ユーロ/kW

⁵¹⁰ EC, "State Aid SA.58181 (2020/N) – German Tender mechanism for the phase-out of hard coal in Germany" (2020)

^{511 &}lt;a href="https://www.bu2020/0301-0400/392-20.pdf">https://www.bu2020/0301-0400/392-20.pdf blob=publicationFilendesrat.de/SharedDocs/drucksachen/&v=1>

⁵¹² 出所: BNetzA "Key findings and summary Monitoring report 2021"(2022)

⁵¹³ KWKG§7c「石炭リプレース補助金(Kohleersatzbonus)」

が補助金単価となる。従った補助金額は、CHP 容量(kW)に建設当初の運開年及びリプレース後の運開年に応じて決まる補助金単価を乗じて算定される。

参考 1-4 改正熱電併給法における石炭リプレース補助金単価

建設当初 の運開年	リプレース後の運開年							
	~ 2023 年末	~ 2024 年末	~ 2025 年末	~ 2026 年末	~ 2027 年末	~ 2028 年末	~ 2029 年末	
1975- 1984年	20	15	10	5	=	=	<u></u>	
1985- 1994年	225	210	195	180	165	150	135	
1995年 以降	390	365	340	315	290	265	240	

(出所)改正熱電併給法(KWKG§7c)に基づき MURC 作成

参考資料 5 主要国・主要地域における供給力確保策の比較

	イギリス	ドイツ	フランス	イタリア	PJM	ERCOT
	容量市場(集中型)	容量予備力(=戦略的予備力)	容量市場(分散型)	容量市場+信頼度オプション	容量市場(集中型)	希少価格設定(ORDC)
頼度基準	BEISが設定(LoLE:3時間/年)	BMWiが設定(LoLE:3時間/年)	CREが決定(LoLE:3時間/年)	ARERAが決定(LoLE:3時間/年)	PJMが決定(LoLE:1日/年)	ERCOTが決定(最低予備力水準 2.000MW)
保容量の決め方	National Grid ESOによる算定に基づき、BEISが勧告 ⇒最終的にNational Grid ESOが決定	BMWiが想定される年間のビーク負荷の平均値を参照にしつつ、定期的に見直し		Terna社による算定に基づき、ARERA が決定	PJMが容量予備力分析(RSS)を実施	-
量確保時期	1年先(T-1)、4年先(T-4)	1~2年先	最長4年先	2019年開催オークションでは、3年先と 4年先 ⇒完全実施段階から4年先	3年先	-
量提供事業者						
事前資格審査	事前資格審査を実施	入札参加要件が設定	特になし	入札参加要件が設定	あり(供給力が適格容量である旨審	-
新規事業者	参加可能	入札参加要件により不可	参加可能	参加可能	参加可能	_
既存事業者	参加可能	参加可能	参加可能	参加可能	参加可能	-
FIT/FIP対象電源	参加不可	入札参加要件により不可	-	参加不可	-	_
·····	参加可能	入札参加要件により不可	参加可能	参加可能	参加可能	-
 売事業者の債務						***************************************
	容量確保に要する費用(容量価格×容量)を確保期間中のピーク需要シェアに応じて負担する義務在り	が調達入札にて決定	自らの顧客の冬季需要ピークに応じた容量証書を確保する義務を負う。 ⇒想定需要を充たす容量を確保できなければ、ペナルティが発生	容量確保に要する費用(容量価格×容量)を確保期間中のピーク需要シェアに応じて負担する義務在り	各小売事業者のUCAPが割当義務量 を上回るかどうかによって、供給力確 保義務が履行されていることが確認 ⇒UCAP 義務量を満たせば、系統全 体での適正予備率が確保	
量の取引方法と価格設定	National Grid ESO社が運営するオー クション ⇒事前に設定した需要曲線と入札曲 線の交点で価格が決定	TSO4社が運営する調達入札 ⇒シングルプライスオークション方式	発電事業者と小売事業者が相対や取引所取引を実施(価格は個別契約) ⇒EPEX SPOTにおいて容量オークションを実施	⇒事前に設定した需要曲線と入札曲	PJM社が運営するオークション ⇒PJMが事前に設定した需要曲線と 入札曲線の交点で価格が決定	-
NetCONE	OCGTのコストに基づいて計算 ⇒&49/kW/年	なし	-	WELL WELL COOKIN WITH TO AND WELL CO	RTO: \$260.5/MW-日	-
上限価格	&75/kW/年	€100/kW/年	-	75€/kW/年	オファーキャップが設定	VoLL(\$9,000/MWh)
調整係数	De-rating Factorが設定	なし	_	De-rating Factorが設定され、CDPが 算定	De-rating Factorが設定。またUCAPの概念が導入	_
その他		なし	_	信頼度オプションを導入 ⇒OCGTのコストに基づいて行使価格 が設定: €125/kW/年	_	_
約期間	既存施設・すべてのDSR: 1年 新規施設(DR以外): 15年 改修施設(DR以外): 3年	2年間	1年間	(初期実施期間) 既存施設: 1年、新規施設: 15年 (完全実施期間) 既存施設: 3年、新規施設: 15年	1~3年間	-
目標容量	T-4(受渡年:2024/25年): 45.1GW T-1(受渡年:2021/22年): 2.5GW	第1回(2020年10月1日~2022年9月 30日の2年間): 2GW(=2,000MW)	-	-	-	-
	T-4: 52.0GW T-1: 4.2GW	1,056MW	_	T-3(受渡年: 2022年): 40.9GW T-4(受渡年: 2023年): 43.7GW	受渡年: 2022/23年 ⇒167.7GW	-
調達容量	T-1:40.8GW(落札率78.5%) T-4: 2.3GW(落札率53.1%)	1,056MW		T-3(受渡年: 2022年): 40.9GW T-4(受渡年: 2023年): 43.4GW	受渡年: 2022/23年 ⇒144.5GW(落札率 86.2%)	
約定価格	T-4: £18/kW T-1: £45/kW	€68/kW	受渡年: 2022年(2021年12月実施) ⇒€23.9/kW/年	T-3(受渡年: 2022年): 既存施設€ 33kW/MW、新規施設€75€/kW T-4(受渡年: 2023年): 既存施設€ 33kW/MW、新規施設€75€/kW	受渡年: 2022/23年 ⇒\$74.3/MW/日	

令和3年度エネルギー指給構造高度化対策に関する調査等事業(電力の安定供給とカーボンニュートラルの両立に向けた国内外の電力産業政策等 の動向に関する調査)

令和3年度エネルギー指拾構造高度化対策に関する調査等事業(電力の安定供給とカーボンニュートラルの両立に向けた国内外の電力 産業政策等の動向に関する調査

三菱UF Jリサーチ&コンサルティング株式会社

頁	図表番号	タイトル
6	図1-1	容量メカニズムの導入状況
7	図1-2	容量メカニズムの総費用 (2019~2022年) (単位: 百万ユーロ)
7	⊠1-3	容量メカニズムのMW当たり費用(単位: 千ユーロ/MW)
10	図1-4	2025年におけるLoLE(左図: シナリオ1/ 右図: シナリオ2)
11	⊠1-5	2025年におけるLoLE(左図: シナリオ3/ 右図: シナリオ4)
19	⊠1-7	T-4オークション(実需給年度: 2025/26年)及びT-1 オークション(実需給年度: 2022/23年)の需要曲線
24	図1-8	T-4 オークション(実需給年度: 2024/25年)のオークション結果
26	⊠1-9	T-1 オークション(実需給年度: 2021/22年)のオークション結果
27	⊠1-10	実需給年度別の調達容量
29	図1-11	T-4 オークション(実需給年度: 2023/24年)における事前審査結果
29	図1-12	T-4 オークション(実需給年度: 2023/24年)における事前審査結果(カテゴリ別)
30	図1-13	T-4 オークション(実需給年度: 2023/24年)における事前審査結果(技術種別)
40	図1-14	容量メカニズムの対象事業者及びスケジュール
52	図1-15	第2回オークションにおける割当CDPと調達総額
55	⊠1-16	BRAからUCAP義務量の決定までのプロセス
59	図1-17	PJMにおけるリクワイアメントの概念
60	⊠1-18	需要リソースの容量市場参加容量の推移
68	⊠1-19	地域別容量市場決済価格(2022/2023年受け渡しBRA)(\$/MW・日)
68	表1-23	受け渡し年別RPM Revenueの推移
69	図1-20	PJM容量市場(BRA)における決済価格の推移
71	図1-21	1999年から2023年にかけての容量市場決済価格の推移
72	図1-22	発電種別RPM installed capacityの割合
72	表1-24	発電種別BRAオファー・約定容量の推移
79	図1-23	ERCOTにおけるORDC曲線
80	図1-24	最大停止時(2021年2月17日8:00時点)における要因内訳
81	図1-25	停止要因の時系列推移
107	図2-3	PJMの市場タイムライン
108	図2-4	PJM前日市場におけるデータフロー
111	図2-5	UTC取引の決済方法
114	図2-6	DASR市場の主な区分
114	図2-7	RTOゾーンとMADサブゾーンの区域
115	図2-8	運転予備力の区分
120	図2-9	発電事業者による前日市場における電力販売量<実際の供給量(単位:MW)
120	図2-10	発電事業者による前日市場における電力販売量>実際の供給量(単位:MW)
121	図2-11	LSEによる前日市場における電力調達量<実際の需要量(単位:MW)
122	図2-12	LSEによる前日市場における電力調達量>実際の需要量(単位:MW)
123	図2-13	ComEdとPSEGとの相対契約による送電の流れ
124	図2-14	相対契約の決済方法の事例
125	図2-15	ゾーン間混雑費用の推移(2001~2005年)
128	図2-17	ERCOTにおける主なプレイヤー関係図
131	図2-18	ERCOTにおける2段階の給電プロセス
150	⊠4-1	EU諸国の石炭火力発電廃止に関する公約
162	図4-4	TYNDP2020におけるシナリオ
163	図4-5	各シナリオにおける年間発電量(燃料種別)
164	図4-6	ELCCに基づく容量価値(陸上風力、洋上風力、太陽光)
165	図4-7	各シナリオ別のLMP及び総費用
参考3	参考1-1	グローバル調整額(平均)とHOEP(平均)の推移