

「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用
の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ

2023 年 4 月 25 日

あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用
の実現に向けた実務検討作業部会

目次

略語の正式名称と用語の定義.....	7
1 作業部会の背景等	10
1.1 作業部会設置の背景・目的.....	10
1.2 議論の進め方等.....	10
2 燃料確保.....	13
2.1 勉強会における議論概要と作業部会での検討内容	13
2.2 取引の場の改善.....	14
2.2.1 燃料調達リスクヘッジに関する基本的な考え方	14
2.2.2 電力長期相対取引	16
2.2.2.1 基本的な方向性	16
2.2.2.2 燃料長期契約に資する電力長期相対取引の契約期間	16
2.2.2.3 小売電気事業者の観点	17
2.2.3 電力短期取引（数か月～1年）	18
2.2.4 先物取引	19
2.2.5 取引相互の関係	20
2.3 発電事業者の燃料確保の予見性の向上	21
2.3.1 燃料調達に資する情報の全体像	21
2.3.2 具体的なデータ	23
2.3.2.1 ①需要実績	23
2.3.2.2 ②発電実績	24
2.3.2.3 ③太陽光契約出力.....	24
2.3.2.4 ④FIT 特例③.....	25
2.3.2.5 ⑤小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量 ...	26
2.3.2.6 ⑥発電機停止情報.....	28
2.3.2.7 ⑦kWh モニタリング	28
2.4 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化	29
2.4.1 基本的な考え方①：燃料調達のためにヘッジ取引の活性化が重要	29
2.4.2 基本的な考え方②：ヘッジ取引の活性化のためには、小売電気事業者にヘッジ取引やリスク管理を促すことが重要	30
2.4.3 ヘッジ取引やリスク管理に関する情報公開の評価	30
【参考1】公開情報の詳細に関する議論	32
3 安定供給のための電源起動とメリットオーダー	37
3.1 勉強会における議論概要と作業部会での検討内容	37
3.2 前日同時市場における約定電源等の決定方法	38

3.2.1	調達する電力の範囲	38
3.2.1.1	調達する電力の範囲	38
3.2.1.2	調達する電力の用語の定義	40
3.2.2	約定電源等の決定方法に関する基本的な考え方	41
3.2.3	約定電源等の決定方法のイメージ	42
3.2.4	調整力必要量・調整力確保のタイミング等	47
3.3	前日同時市場における約定価格の決定方法	48
3.3.1	kWh の価格決定方法	49
3.3.1.1	シングルプライス・マルチプライス	49
3.3.1.2	起動費の取り扱い	53
3.3.1.3	最低出力費用の取り扱い	55
3.3.1.4	価格弾力性のある買い入札の取り扱い	57
3.3.1.5	ΔkW -Ⅱ及び ΔkW -Ⅲの取り扱い	60
3.3.2	ΔkW -Ⅰ、 ΔkW -Ⅱ及び ΔkW -Ⅲの価格決定方法	64
3.3.2.1	ΔkW -Ⅰ	64
3.3.2.2	ΔkW -Ⅱ及び ΔkW -Ⅲ	67
3.4	前日同時市場における約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性	72
3.5	週間運用	75
3.5.1	週間断面での電源起動の仕組みの必要性と 2024 年度以降の仕組み 75	
3.5.2	電源起動の指令	75
3.5.3	揚水・蓄電池の取り扱い	77
3.6	時間前市場	78
3.6.1	時間前市場に求められること	78
	【参考 2】時間前市場で想定される売買例	79
3.6.2	時間前市場の在り方	82
3.6.3	ΔkW -Ⅰの取り扱い	84
3.7	その他横断的な論点	85
3.7.1	前日同時市場で約定した電源の余力活用	85
3.7.2	入札に当たって必要な情報	86
3.7.3	電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした 制度設計 87	
	【参考 3】全量市場を通じた取引とした場合の課題	90
3.7.4	変動性再エネ電源やディマンド・レスポンス（DR）の取り扱い	91
3.7.4.1	変動性再エネ電源の取り扱い	91

3.7.4.2	デマンド・レスポンス (DR) の取り扱い.....	93
3.7.5	電源の差し替え	94
3.7.6	市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方96	
3.7.7	計画提出と同時市場の関係.....	97
3.7.8	作業部会におけるその他の意見	98
4	おわりに.....	99
	委員等名簿	101
	開催実績.....	102

図目次

図 1	作業部会における検討事項	11
図 2	検討体制	12
図 3	将来収益のリスク・リターン調整のイメージ.....	14
図 4	先物市場の取引量推移.....	20
図 5	取引相互の関係	21
図 6	燃料消費量予測と各情報との関係.....	22
図 7	燃料調達に資する具体的なデータ	23
図 8	週間計画と翌日計画における課題と翌々日計画の関係.....	28
図 9	ヘッジ取引やリスク管理に関する情報公開に関する考え方の整理.....	32
図 10	勉強会において提示された中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿.....	37
図 11	調達する電力の用語の定義（イメージ）	41
図 12	新たな仕組みにおける約定ロジック	41
図 13	前日同時市場における約定のイメージ.....	42
図 14	電源起動停止の判断のイメージ	43
図 15	前日も稼働している電源の起動費の取り扱い.....	44
図 16	kWh 取引のイメージ.....	44
図 17	ΔkW - I 確保のイメージ.....	45
図 18	ΔkW - II 及び ΔkW - III 確保のイメージ	45
図 19	各発電機の ΔkW 供出量のイメージ	46
図 20	前日同時市場における約定電源等の決定フロー	47
図 21	シングルプライスオークションのイメージ	49
図 22	ブロック入札における約定イメージ	54

図 23	V1 単価の例.....	56
図 24	限界費用カーブと平均費用カーブの留意点	57
図 25	価格弾力性のある買い入札の取り扱い（供給曲線の作成方法①）	58
図 26	需給曲線の交点の探索と社会的余剰の最大化.....	58
図 27	簡易供給曲線作成のイメージ.....	59
図 28	簡易供給曲線作成のための想定需要と停止電源との関係	60
図 29	需給の交点と ΔkW - I との関係	60
図 30	電源ラインナップの確定フローのイメージ	61
図 31	ΔkW - II ・ III を考慮しない方法（案 A）	61
図 32	ΔkW - II ・ III を考慮する方法（案 B-1）	62
図 33	ΔkW - II ・ III を考慮する方法（案 B-2）	62
図 34	ΔkW - II ・ III を考慮しない簡易供給曲線（案 A'）	63
図 35	ΔkW - II ・ III を考慮する簡易供給曲線（案 B'）	63
図 36	ΔkW - I の概要イメージ.....	65
図 37	ΔkW - I 確保のイメージ.....	66
図 38	需給調整市場の概要	67
図 39	ΔkW - II 及び ΔkW - III の取り扱いと費用回収（例）	70
図 40	NYISO における約定価格と約定電源等の決定プロセス	73
図 41	NYISO の仕組みと本書で提案している仕組みとの比較①.....	74
図 42	NYISO の仕組みと本書で提案している仕組みとの比較②.....	74
図 43	起動判断対象のイメージ.....	76
図 44	前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係	77
図 45	売り入札と買い入札の目的とケーススタディの全容	79
図 46	ケーススタディ A：小売電気事業者の売買.....	80
図 47	ケーススタディ B：再エネ変動対応の売買.....	80
図 48	ケーススタディ C：セルフスケジュール電源の差し替え	81
図 49	ケーススタディ D：調整力の売買.....	81
図 50	時間前市場における前日同時市場と同様の仕組みのイメージ.....	84
図 51	精算合意のイメージ	89
図 52	差金決済と市場外での決済のイメージ.....	91
図 53	市場における電源の差し替え例	96
図 54	差し替え対象を明示した上での電源の差し替え例.....	96
図 55	現行の計画提出と各種市場の関係.....	97
図 56	同時市場を導入した場合における計画提出（イメージ）	98

表目次

表 1	略語の正式名称と用語の定義.....	7
表 2	燃料調達におけるリスク低減策	15
表 3	FIT 特例③関連のデータ公開	26
表 4	ヘッジ比率を算出・公開するに当たり、考えうる論点.....	33
表 5	シナリオ分析の詳細	34
表 6	VaR・EaR の詳細	35
表 7	電源の起動判断に関する 2 つの案のメリット・デメリット	39
表 8	調達する電力の用語の定義	40
表 9	各オークション形式の評価	50
表 10	起動費の取り扱い（詳細論点）	55
表 11	案 A、案 B-1 及び案 B-2 の評価.....	62
表 12	案 A'及び案 B'の評価	63
表 13	ΔkW 単価と kWh 単価の設定方法に関する論点.....	66
表 14	需給調整市場の価格規律	68
表 15	価格の決定方法と費用回収の方法（現行制度）	69
表 16	時間前市場における ΔkW -I の取り扱いに関する整理すべき論点や方向性	84
表 17	Three-Part 情報等の例	86
表 18	電源ごとの入札・約定方法の選択肢	89
表 19	全量市場を経由して売買を行うこととした場合に考えられる変動性再エネ電源の入札方法等	92

略語の正式名称と用語の定義

本書における略語の正式名称や用語の定義については、表 1 のとおりである。

表 1 略語の正式名称と用語の定義

略語・用語	正式名称・定義
BG	balancing group の略。計画値同時同量制度の下でインバランスの精算単位となる事業者群のこと。発電・小売・需要抑制それぞれで認められているものであって、一般的には、当該単位に基づき発電量や需要量の予測などが行われている。なお、発電者による balancing group を発電 balancing group（発電 BG）、小売電気事業者による balancing group を（小売 BG）という。
DR	demand response のこと。
GC	発電販売計画や需要調達計画の提出期限のこと。現在は、電力の実需給の 1 時間前に設定されている。ゲートクローズの略。
JEPX	一般社団法人日本卸電力取引所
OCCTO	電力広域的運営推進機関。Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan の略。
SCED	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。Security Constrained Economic Dispatch の略。
SCUC	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。Security Constrained Unit Commitment の略。
Three-Part Offer	米国の PJM や NYISO、ERCOT 等において、導入されている入札手法のこと。売入札を行う者は、入札時に①起動費、②最低出力費用（無負荷費用を入札させる場合もある。）、③限界費用カーブ、の 3 つの情報（「Three-Part 情報」という。）を登録する。
TSO	一般送配電事業者（TSO は Transmission System Operator の略。なお、電気事業法（昭和三十九年法律第百七十号）上は一般送配電事業者の英訳は General Electricity Transmission and Distribution Utility であるが、本書では一般的な略称である TSO を用いることとした。）
WG	ワーキンググループ

略語・用語	正式名称・定義
燃料 WG	燃料ワーキンググループ
市場 WG	市場ワーキンググループ
小売 GL	電力の小売営業に関する指針（2022 年 9 月 16 日、経済産業省）
再エネ	再生可能エネルギー
作業部会	あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会
小委員会	総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
前日同時市場	現行制度におけるスポット市場と同じような時間帯に開場されている同時市場のこと。
適取 GL	適正な電力取引についての指針（2022 年 11 月 14 日、公正取引委員会、経済産業省）
転売禁止条項	一部の電力相対取引の契約に含まれている、他社への電気の転売が禁止されている条項のこと。
電力長期相対取引	事業者間（主に発電事業者・小売電気事業者間を想定。）で締結される電力の卸売りに関する 1 年超の契約期間の取引のこと。ブローカー等による仲介を経由して締結される契約も含む。
同時市場	売り入札の方法として Three-Part Offer を採り、kWh と Δ kW を同時に約定させる、すなわち、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場のこと。
特定契約	地域間連系線を介した卸取引を実施する際に、卸価格を固定することを目的として、①スポット市場を介して電力を受渡すこと、②特定価格、③特定価格の一部（市場価格）が取引所で決済されること、④残り（特定価格と市場価格の差額）を直接支払うこと、を内容として売り手と買い手との間で締結される契約のこと。
燃料 GC	燃料調達の意思決定を行う最終期限のこと。発電事業者は電力の実需給断面の 2 か月前までに燃料スポット調達の意思決定や長期燃料契約の配船調整を行い、必要な燃料を調達する必要がある。GC はゲートクローズの略。
ヘッジ取引	小売電気事業者のヘッジの方法としては、例えば、スポット市場で調達した電気を市場連動の電気料金で需要家に販売することも考えられるが、本書では、燃料調達との関係について論じ

略語・用語	正式名称・定義
	ているため、ヘッジ取引は発電事業者や小売電気事業者が行う相対取引、先渡取引、先物取引と定義する。
勉強会	卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会
余力活用契約	容量市場のリクワイアメントの1つとして、調整機能「有」と登録した電源の容量提供事業者が TSO との間で締結することが求められている契約のこと。容量提供事業者は、当該契約に基づき一般送配電事業者からの指令に応じて GC 後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供する。

1 作業部会の背景等

1.1 作業部会設置の背景・目的

エネルギーは、国民生活や経済社会活動の基盤をなすものであり、我が国においては、環境保全や効率化の要請に対応しつつ、安定的なエネルギーの供給を実現することが求められている。このためには、電力の効率的・安定的な調達が必要となるが、卸電力市場の在り方・運営上の課題、TSO における需給運用上の課題や発電事業者・小売電気事業者における計画値同時同量・市場取引上の課題など、様々な課題が顕在化している。

こうしたことを踏まえ、第 41 回小委員会（2021 年 11 月 18 日）において、電力の効率的な調達・確保の在り方や、各事業者が果たすべき役割について、今後、具体的な対応策の検討のために、勉強会を立ち上げることが提起され、2021 年 12 月 28 日に設置された。勉強会においては、2022 年 6 月 20 日までの約半年にわたって議論が行われ、燃料確保や安定供給のための電源起動、メリットオーダー等について、一定の方向性が取りまとめられた¹。取りまとめにおいては、「今後更に実務的に詳細かつ具体的な検討を深めることが必要であり、早期に新たな検討体制の構築と検討の開始が求められる。」とされ、第 51 回小委員会（2022 年 6 月 30 日開催）においても、取りまとめの内容について、勉強会の事務局の資源エネルギー庁から報告を行った。

作業部会については、上記の議論を踏まえて設置された新たな検討体制である。作業部会においては、「日本全国として再エネの最大限の導入により再エネの市場統合が進み、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な形で日本全国で最適運用が可能な需給運用・市場システム」を将来目指すべき姿とした上で、勉強会の取りまとめを踏まえ、以下の 2 点を目的とし、検討を行うこととされた。

- 中長期（実需給の数～2 か月程度前）の断面に関して、確実な燃料確保という観点から、あるべき姿と具体的な対応策について検討を行う。
- 短期（実需給の 1 週間前以降）の断面に関して、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、あるべき姿と具体的な対応策について検討を行う。

1.2 議論の進め方等

作業部会は、2022 年 7 月 29 日から 2023 年 4 月 25 日までの期間で、全 6 回

¹ 勉強会の取りまとめの詳細については、第 51 回小委員会（2022 年 6 月 30 日開催）資料 5-3 を参考にされたい。

開催された（詳細は、「開催実績」を参照されたい。）。作業部会の進め方については、勉強会で取りまとめられた内容を踏まえ、燃料確保と安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて、更に実務的に詳細かつ具体的な検討を行うことされた。（図 1）

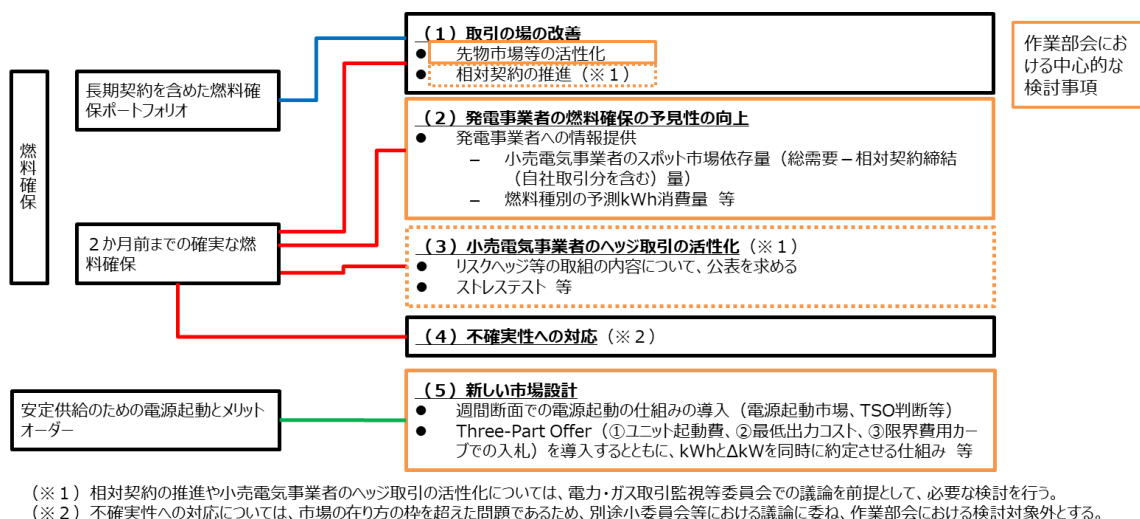


図 1 作業部会における検討事項

作業部会において検討を深めていくにあたっては、市場における具体的な約定ロジックなど高度に専門的・技術的な検討が必要なものや、発電事業者の燃料確保の予見性向上に資する情報の具体的内容など実務的に詳細な検討が必要なものが存在する。また、これらの検討に当たっては、個社情報に関わるものなども存在すると考えられる。このため、このような検討を行う場として、作業部会の下に、実務者による非公開の WG²を組成することとなり、燃料確保に関して議論する燃料 WG と、安定供給のための電源起動とメリットオーダーに関して議論する市場 WG が組成された。また、作業部会においては、各 WG で整理した内容を踏まえて議論を行い、具体的な方針を決定していき、小委員会に対しては、適時のタイミングで報告をする形で、議論が進められることとなった。（図 2）

² WG での議論の概要については、作業部会の事務局資料に掲載をしているため、議論の内容を確認したい場合は、これを参照されたい。



図 2 検討体制

本書においては、第 2 章において、中長期の断面に関する燃料調達に関する論点、第 3 章において、短期の断面に関する安定供給のための電源起動とメリットオーダーを追求するための仕組みに関する論点について記載している。また、第 4 章において、作業部会での議論を踏まえた今後の検討の進め方等に関するまとめを記載している。

2 燃料確保³

2.1 勉強会における議論概要と作業部会での検討内容

勉強会においては、主に、長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオを適切に構築するという観点と、2 か月前までに確実に燃料調達を行うという観点から議論が行われた。

前者の観点からは、発電事業者・小売電気事業者双方にとって経済リスクの軽減を行いやすくすることにより、発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引（①電力長期相対取引⁴、②先渡取引、③先物取引）を行いやすい環境整備が必要であるとされ、国内の事業者の活動状況や海外事例の把握などを通じ、これらの取引環境を整備するための、より具体的な方策や進め方を検討することや、各取引が果たす役割や機能、それぞれの取引が他の取引に与える効果・影響などを踏まえて検討を進めることが必要であると提言された。

後者の観点からは、我が国は燃料調達を LNG 船による海外からの輸入に依存しており、電力の実需給断面の 2 か月前までに燃料スポット調達の意思決定や長期燃料契約の配船調整を行い、必要な燃料を調達しなければ、燃料制約を起こし、電力需給のひっ迫や卸電力市場価格・インバランス料金の高騰、ひいては、電力の安定供給に支障をきたすこととなることが指摘された。そのため、燃料調達のためには、燃料 GC までに発電事業者が価格リスクをヘッジできるかが重要であり、先物市場の厚みがあり、十分に機能していれば、価格ヘッジの機会の増加や燃料確保のインセンティブに繋がり、燃料 GC 時点で必要と見込まれる燃料調達が行われることが期待されるとされた。一方、現状、発電事業者・小売電気事業者にとってのヘッジ取引⁵の経済的インセンティブや先物価格のシグナルだけで、確実な燃料調達を担保することは困難であると考えられ、従って、市場メカニズムを十分に機能させると共に確実に燃料調達を行うために、ヘッジ取引の活性化や、発電事業者が電力実需給における燃料消費量の予見性の向上のための発電事業者への情報公開・提供、小売電気事業者のヘッジ取引の促進などが具体策として提言された⁶。

以上を踏まえ、作業部会においては、(1)取引の場の改善(第 2.2 節を参照。)、

³ 作業部会では、LNG を念頭に置いて議論を行った。また、勉強会においても同様に LNG を念頭に置いて議論が行われた。

⁴ 勉強会の取りまとめにおいては、電力長期相対取引は「長期の電力相対卸契約」と記載されており、明確な定義はしていなかったが、本書においては、表 1 に記載の定義とする。

⁵ 勉強会の取りまとめにおいては、明確な定義はしていなかったが、本書においては、表 1 に記載の定義とする。

⁶ その他、勉強会では、2 か月後の電力需要等を確実に予測することは現実的には困難であること等から、不確実性への対応も検討が必要であるとされたものの、本論点については、市場の在り方の枠を超えた問題であるため、別途小委員会等における議論に委ね、作業部会における検討対象外となった。(図 1)

(2) 発電事業者の燃料確保の予見性の向上(第2.3節を参照。)、(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化(第2.4節を参照。)、の3点について、検討を行った。(図1)

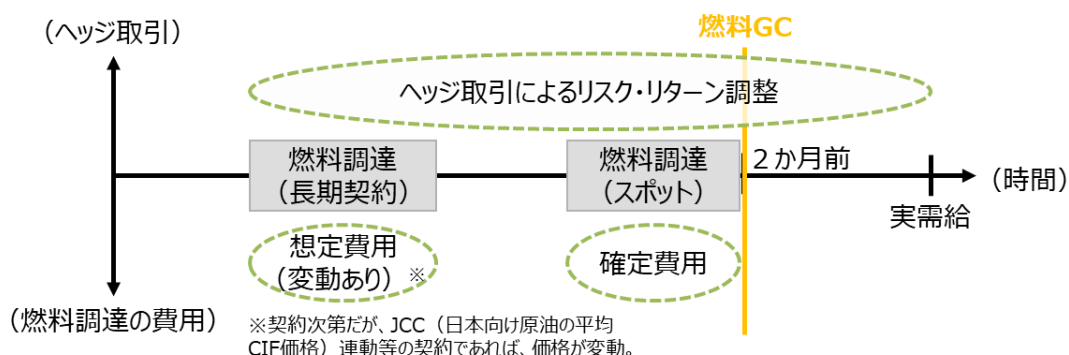
2.2 取引の場の改善

2.2.1 燃料調達リスクヘッジに関する基本的な考え方

燃料調達に伴い発生する発電事業者の費用の大部分⁷⁾は、調達燃料の単価と調達燃料の数量の積で決定する。これに対し、発電事業者は、売電や燃料の転売を行い、収益を得るが、費用以上の収益を得ることができなければ、発電事業者にとっての損失となる。

発電事業者は、燃料長期契約を含め、電力実需給のかなり手前から燃料調達を行うが、最終的には燃料GCにおいて、実需給における発電量を予測し、それに基づき燃料スポット市場での燃料調達を行う。

燃料調達を行う際の意味決定は、(例えば、燃料長期契約であれば、数年・数十年前、燃料スポット市場での調達であれば2か月前に、)売電と燃料調達の価格変動要素を踏まえ、相対取引や先物取引等を用いた将来収益のリスク・リターン調整を講じつつ行うこととなる。(図3)



- ・ 想定売電収入や想定調達費用にはボラティリティが存在。
- ・ 任意の断面において、将来収益のリスク・リターンの評価を行い、調整。

図3 将来収益のリスク・リターン調整のイメージ

燃料GCと実需給の間には2か月のタイムラグがあり、実需給における電力需要量(とこれに伴う燃料消費量)の予測には不確実性が存在している。完全に正確な燃料消費量予測を行うことができれば、燃料余剰のリスクは存在しない。燃料消費量予測の精度が高まれば燃料調達のリスクを減らすことができるため、発電事業者として、その予測精度を高めることが重要である(表2の①。詳細

⁷⁾ 物流費や人件費等もあるため、「大部分」と記載している。

は、第 2.3 節を参照されたい。) 8。一方、完全に正確な燃料消費量予測は不可能であるため、調達時点の相対取引や先物取引等によるリスク・リターン調整に加え、調達が確定した量の燃料に対する価格リスクを軽減することが重要となる(表 2 の②)。

表 2 燃料調達におけるリスク低減策

①調達量を確定する段階における燃料消費量の予測精度の向上	②燃料調達量に対する価格のリスクヘッジ
● 発電事業者は、以下を元に燃料消費量の予測を行う。 (a) 全電源のメリットオーダー計算 (b) 自社が契約をしている相対取引量（自社取引量を含む）及び先物取引等でヘッジできている電力量とスポット市場取引量の予測 ● また、相対取引や先物取引等のヘッジ取引が活性化することにより、事前に価格シグナル（※）が発せられれば、発電事業者個社での予測を補完する情報となり、燃料消費量の予測精度を高めることに繋がる。 （※）例えば、発電事業者が電力需給は厳しくないと予測していたとしても、先物市場等での価格が高騰していれば、小売電気事業者が電力需給は厳しいと判断しているというメッセージとなり、発電事業者の燃料消費量の予測の見直しの契機となる。	調達時点のリスク・リターンの調整や調達する燃料の量を確定した後は、価格のヘッジが重要。特に、燃料の貯蔵期間を考慮すれば、調達した燃料は一定期間の間に発電する必要がある、燃料 GC 時点で調達した燃料の数量とその消費タイミングはほぼ固定されるため、リスク・リターンを左右する要因は価格に収斂する。

燃料 GC における想定に比べ、電力需給や燃料価格等が変動することに伴い、卸電力市場の価格や電力相対取引の価格（変動価格での取引の場合）や調達コスト

8 発電事業者には燃料制約を発生させない調達努力も求められており（「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（資源エネルギー庁、2022 年 12 月 27 日改定）」（※1）や容量市場のリクワイアメント（※2））、この観点からも正確な燃料消費量の予測が重要である。

※1：「事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。」「燃料調達の需要見通しを立てるにあたって、小売電気事業者通告量に加え、最新の気象見通しや JEPX 取引量想定等自社としての見解も取り入れた上で在庫管理を実施することで、小売電気事業者通告量の変動に柔軟な対応を取ることは、需給ひっ迫を予防する観点からも望ましい。」といった記載がある。

※2：需給ひっ迫のおそれがある場合（広域予備率が 8%を切る場合）においては、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしてもペナルティが課されることになる。なお、ペナルティについては、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととされている。

ト等が変動することにより、場合によっては燃料 GC における期待値と大きく異なる利益や損失が発生し得る。

リスク・リターン調整を行うタイミングも量も事業者の任意であるが、上記の一連のプロセスの中で利益を安定化させるには、燃料先物でヘッジする方法に加えて、電力の相対取引、先渡取引、先物取引によりヘッジを行うことが考えられ、これらの取引量を決めることで、収益（売電単価と売電量の積）を安定化させ、安定的な燃料調達、ひいては実需給における需給ひっ迫や卸電力市場の価格高騰を回避できる蓋然性を高めることにつながる。

以上の通り、燃料調達をしやすい環境を整備する観点からは、燃料調達の意思決定の前のタイミングで収益を固定できる取引を行う環境を整備することが必要である。

2.2.2 電力長期相対取引

2.2.2.1 基本的な方向性

電力長期相対取引については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、旧一般電気事業者各社が自主的なコミットメントに基づき行っている社内外・グループ内外無差別の卸取引（単に、以下「内外無差別の卸取引」という。）に関して、一定割合の長期契約をポートフォリオに含めることは、発電事業者、小売電気事業者双方にとってのリスクヘッジという観点から有効であり、各社において、複数年メニューについてさらなる検討・対応が期待されると整理されているところである⁹。今後、このような取り組みをさらに進めることが重要といえる。

また、作業部会においては燃料長期契約に繋がる電力長期相対取引を活性化する観点から、どのような課題があり、どのように対応することが考えられるかといった点について議論が行われ、作業部会での意見を踏まえて、主に以下の点について検討を行った¹⁰。

2.2.2.2 燃料長期契約に資する電力長期相対取引の契約期間

LNG の燃料長期契約は、一般的には、15～20 年程度の期間の契約が多い。作業部会においては、「燃料 GC の 3 年か 5 年程度前には、燃料長期契約の商談は完全に終わっている。よって、（電力の）長期契約は今から見て 5 年先、10 年先の話。」といった意見があった。これらを踏まえると、燃料長期契約におけるリスクヘッジの観点からは、電力長期相対取引は、燃料長期契約と同程度の契約期

⁹ 詳細は、第 79 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2022 年 11 月 25 日）の資料 6 を参照されたい。

¹⁰ その他、契約期間や条件について、「実際の長期相対取引は LNG のみならず、さまざまな電源種があることも踏まえて検討する必要。」といった意見もあった。

間であることが理想であり、上記の燃料長期契約の交渉スパンも踏まえると、発電事業者にとっては、小売電気事業者と3年先以降から15年～20年程度の電力長期相対取引を締結することが好ましい。

一方で、①電力長期相対取引は、足下であっても、既に締結済みの燃料長期契約のリスクヘッジにも寄与する、②安定的な電力長期相対取引が締結できる環境が整備されることにより、当該契約後も同様の電力長期相対取引の締結が見込まれれば、燃料長期契約に直接的に紐づかない電力長期相対取引であっても、中長期的にみて燃料長期契約に資する、といえる。更に、特定のLNGの発電所やLNG（電源種）を特定せずに電力長期相対取引を結ぶ場合であっても、自社の電源ポートフォリオの中でLNG発電所の稼働見通しを踏まえて、その稼働見通しの一定割合について電力長期相対取引を締結することも可能であることから、このような長期相対取引も燃料長期契約に資する取引の一つといえる。

以上を踏まえると、特定の時期や契約期間に限定することなく、電力長期相対取引が締結しやすい環境を整備することが、燃料長期契約に資する電力長期相対取引の活性化に繋がるといえる。

2.2.2.3 小売電気事業者の観点

作業部会においては、「足下の燃料・電力市場のボラティリティが拡大していることを踏まえ、実際に複数の小売電気事業者（新電力）から電力長期相対取引のニーズがあった。」といった指摘があった。これを踏まえると、安定的な長期相対取引の環境を整備することは、小売電気事業者にとっても、需要家へ供給する電力の料金安定化に繋がるものであり、小売電気事業者が安定的で持続可能な経営を行い、需要家に対して安定的・競争的な電力供給を行う観点からも重要といえる。

作業部会においては、小売電気事業者の立場から、電力長期相対取引を締結する際に、障壁となりうることとして、転売禁止条項や、小売電気事業者の信用力の問題が挙げられた。

転売禁止条項については、常時バックアップやベースロード市場など、そもそもベースロード需要に充てるために政策的に非対称規制を入れている場合などを除けば、転売は自由に行えるような環境を整備するべきと考えられる。また、これがセカンダリ市場¹¹の流動性の拡大にもつながり、市場メカニズムを機能させ、ヘッジ取引の機会の増加や安定的な燃料調達に資すると考えられる。

一方で、小売電気事業者の信用力については、事業者によって千差万別であっ

¹¹ トレーダーや電気事業者がポジション最適化やトレード目的で売買を行う二次流通取引のこと。足下は現物取引がメインだが先物取引も含まれる。詳細は、第3回作業部会（2022年12月2日）資料4を参照されたい。

て、それ自体も競争力の源泉の一つといえる。小売電気事業者の信用力が低い場合などにおいて、その信用力を補完する方法としては、一般的には、保険や、保証金やグループ会社や金融機関による保証状の差し入れ、電気料金債権などを担保に取るといった複数の方法が考えられる。加えて、ヘッジ取引が活性化することで、小売電気事業者の経営の安定化につながり、その結果、小売電気事業者の信用力を高めることにつながるといえる。

こうしたことを踏まえると、信用力が低い小売電気事業者に対し何等か制度的な支援をしたり、信用力の補完方法を特定的手段に限定するというのではなく、小売電気事業者のヘッジ取引の活性化を促すことを通じて、その信用力を高める取り組みを促すことが重要である。また、信用力は直接的には直近の財務状況等を元に評価されることになると考えられるものの、後述の第 2.4 節に記載の内容について、評価手法が確立すれば、小売電気事業者の信用力評価の材料として活用することも可能となることが期待される。

また、電力長期相対取引における小売電気事業者の信用力は、特に中長期的に安定的な引き取り手となりうるかという点が重要である。現行の供給計画と別の形で、10 年超先の電力需給のあり得るシナリオを関係者間で共有することを目指し、供給力の維持・開発を計画する新たな枠組みを形成することについて、今後検討を進めることとしているところ¹²、これが日本全体における中長期的な燃料消費量の見通しを立てることにつながれば、この点について、一定の尤度をもって検討することも可能となることが期待される。

2.2.3 電力短期取引（数か月～1 年）

内外無差別の卸取引は、1 年契約が主となっている。内外無差別の卸取引については、オークションやブローカーが運営する電力取引プラットフォームを通じて取引を行うなど透明性の高いと考えられる取り組みも行われており、引き続き、こういった取り組みを進めることが重要である。

一方で、短期取引の活性化のために、作業部会では、燃料 GC 時点で一斉に取引できる場やブローカー市場の活性化について、議論を行った。これに対し、「価格シグナルについて検討が必要。」「短期取引については、透明性・流動性の高い市場を作ることが重要で、プライスが全て。」といった価格シグナルに関する意見が多くあった。この点、特に燃料 GC との関係では、電力の取引価格は JKM¹³ に収斂することが考えられる¹⁴ため、価格シグナルはクリアに出やすいと考えられる。

¹² 詳細は、第 56 回小委員会（2022 年 11 月 24 日）の資料 4-1 等を参照されたい。

¹³ Japan Korea Marker。S&P Global 社が北東アジア向けスポット LNG カーゴの価格を入着ベースで評価、発表している LNG 価格指標のこと。

¹⁴ 詳細は、第 3 回作業部会（2022 年 12 月 2 日）資料 4 を参照されたい。

また、第3回作業部会においては、株式会社 enechain から、燃料調達との関係では、LNG 1 カargo分の売電を迅速に集約することが必要であるといったプレゼンテーションがあった¹⁴。また、作業部会においては、「小売電気事業者のニーズを集約して、燃料 GC 前に LNG1 カargo分の買い手が集まれば、取引が成立するというような場が整備されることが効果的。小売のニーズと発電事業者の期中での発電余力をうまくマッチングさせることができれば、個社単位での相対取引では行えない燃料調達が可能となるのではないか。実需給断面での燃料確保の不確実性の低減や、発電事業者の将来予測の精度向上にも、寄与するのではないか。」といった意見もあった。加えて、日本においては、先物取引はブローカー経由での立会外取引が主流であり、諸外国においても、ブローカー経由の立会外取引が主流であるといった実態もある¹⁴。

以上を踏まえると、燃料 GC 時点で一斉に取引できる場を設けるよりは、ブローカー市場等の活性化により、LNG 1 カargo分の売電を迅速に集約することが重要だと考えられる。

2.2.4 先物取引

先物取引の活性化について、作業部会においては、諸外国における電力先物市場の概況¹⁵や日本とドイツの比較（遠藤・松本（2020）¹⁶を参照されたい。）などを通じ、先物市場の諸課題（商品設計やヘッジ会計等）¹⁷に関する議論を行った。

商品設計については、これまでも株式会社東京商品取引所（TOCOM）や欧州エネルギー取引所グループ（EEX）において検討されてきた。また、作業部会においても具体的な商品設計の追加的なニーズは特に出てこなかったところであり、具体的な商品設計の在り方については、引き続き、取引参加者のニーズも踏まえて、取引所において検討することが重要と考えられる。

ヘッジ会計については、時価会計への切り替えを薦める意見がある一方、ヘッジ会計を追求する意見も存在する。一方、期跨ぎの取引でなければ、会計上の問題は生じないにも関わらず、従来は必ずしも期中の取引の流動性が高いとは言えない状況であった。金融商品に関する会計基準との関係で、電力先物のみヘッジ会計の適用について特別な取扱いをすることが難しいところ、足下は、先物市場の価格の下落等により、流動性は拡大している状況（図 4）もあることから、引き続き、先物市場の流動性の拡大状況等を踏まえつつ、他の論点も含めた総合

¹⁵ 詳細は、第1回作業部会（2022年7月29日）資料6を参照されたい。

¹⁶ 遠藤 操・松本 拓史（2020）．電力先物市場の流動化に向けた考察－戦略的リスクヘッジ取引の実現に向けて－電力経済研究 No.67（2020年12月刊行），51-63.

（https://criepi.denken.or.jp/ip/serc/periodicals/pdf/periodicals67_04.pdf）（2023年3月アクセス）

¹⁷ その他、先物取引が活性化しない理由として、「短期的には、先物価格の高騰による証拠金の高止まり、中長期的には、投資家的な行動を行うトレーダーが不足していることや、リスク管理を社内でどのようにやるべきかわからないこと等がある。」といった意見があった。

的な検討が求められる。¹⁸

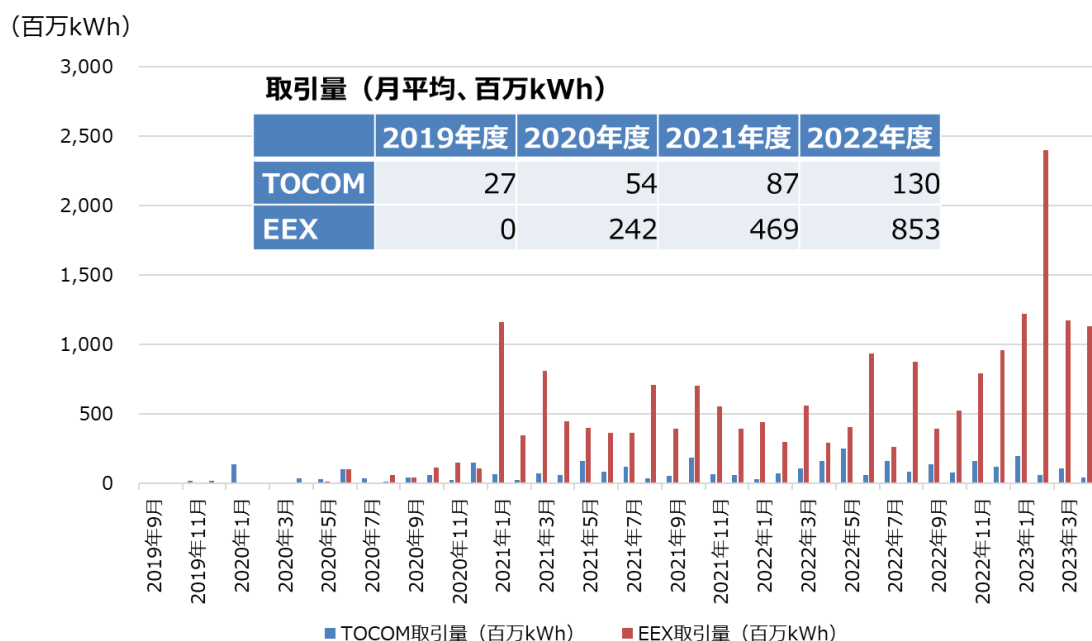


図 4 先物市場の取引量推移¹⁹

2.2.5 取引相互の関係

勉強会や燃料 WG においては、相対取引や先渡取引、先物取引等、様々な種類の取引が他の種類の取引に与える効果や影響についても意見等があった。特に勉強会においては、「各取引が果たす役割や機能、それぞれの取引が他の取引に与える効果・影響などを踏まえて検討を進めることが必要。」とされていた。これらを踏まえ、作業部会においては、取引相互の関係について、図 5 のとおり整理を行った。

¹⁸ 作業部会においては、「会計の問題を解決するには時間がかかるが、電力事業者に対して融資をしている金融機関に対して、電力のヘッジ取引や時価会計の PL 上の取り扱い、評価損が次期の現物の損益と打ち消しあうことをきちんと理解してもらうような取り組みと働きかけが重要。」といった意見があった。

¹⁹ 日本取引所グループ（JPX）及び欧州エネルギー取引所グループ（EEX）の公開する 2023 年 4 月 21 日までの取引データを参照し、経済産業省において作成した。

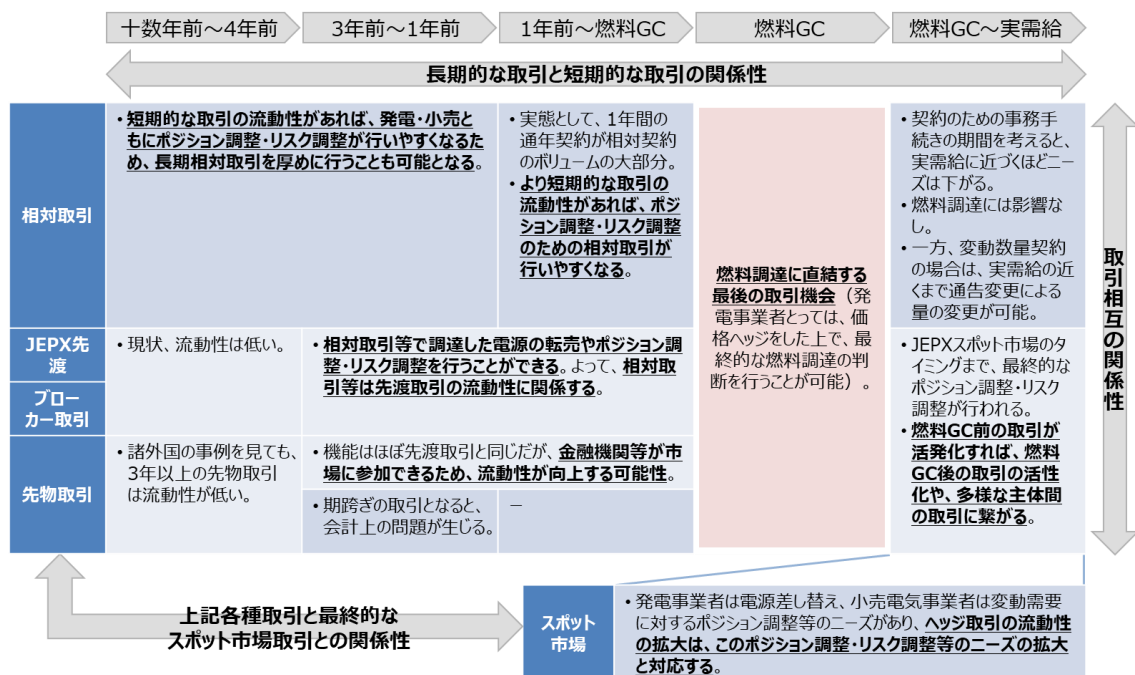


図 5 取引相互の関係

2.3 発電事業者の燃料確保の予見性の向上

2.3.1 燃料調達に資する情報の全体像

発電事業者は燃料の消費量の予測のために、全体の需要や電源情報を用いたメリットオーダー計算により、自社電源の燃料消費量がどの程度かを予測するといった手法や、自社の相対取引や市場取引の情報を積み重ねることで、自社の燃料消費量を予測するといった手法等を講じている（図 6 の「発電事業者個社による予測」を参照されたい）。これらの予測のためには、予測の諸元となるデータとして、過去の実績データ（図 6 の赤色のデータ）や将来の見通しデータ（図 6 の青色のデータ）が重要となる。また、その他のデータ（図 6 の緑色のデータ）を参考に、必要に応じて、燃料調達の行動等を変更する。²⁰

²⁰ 事業者によって手法が異なると考えられ、予測手法としてはこれらに限られない。

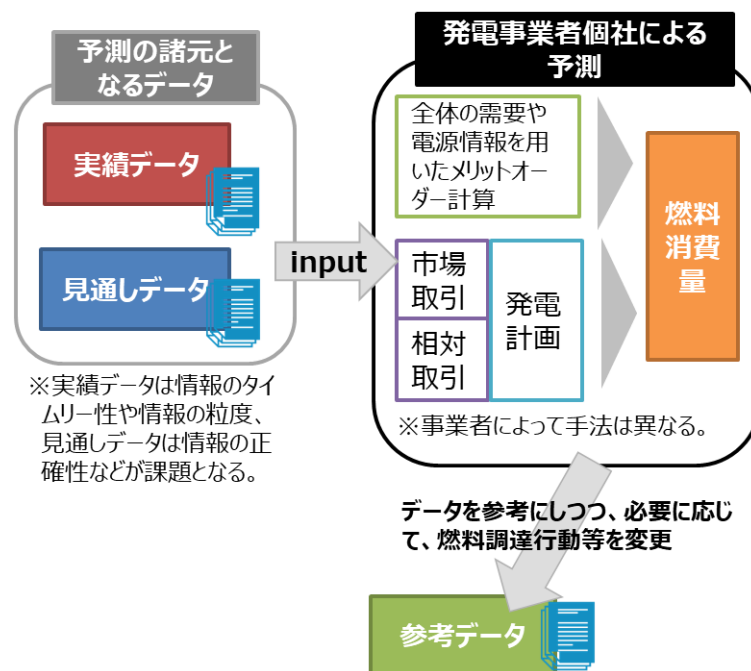


図 6 燃料消費量予測と各情報との関係

作業部会においては、発電事業者個社による予測に資するデータとして、どのようなものが存在するかについて、議論が行われ、具体的なデータとして、図 7 が挙げられた。

当該データについては、公開されているデータも一定程度存在しているものの、必ずしも一覧化されているものではないため、事業者によって、当該データの有無についての理解度に差がある状況である。また、燃料 WG においては、すでに公開されているデータも多いので、こういった情報を活用して手間をかけないことも重要といった意見もあった。このため、公開データについては、どのような内容のデータがどのタイミングで公開されているかについて、第 2.3.2 項で整理を行った。

また、公開されていないデータについても、追加の情報公開の在り方について、議論を行い、同じく第 2.3.2 項で整理を行った。

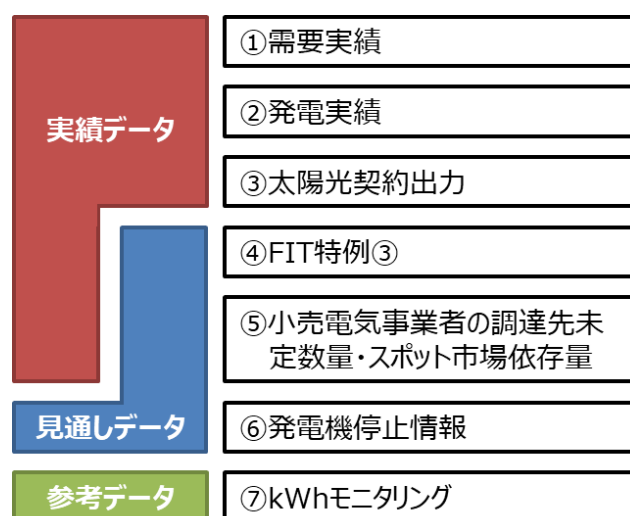


図 7 燃料調達に資する具体的なデータ

2.3.2 具体的なデータ

2.3.2.1 ①需要実績

需要実績については、様々な主体が公開を行っている。まず、電力調査統計において、約4か月後に事業者別・都道府県別の電力需要実績が公開されている。

また、TSO 各社のホームページにおいても、以下の情報が公開されている。

- でんき予報として、当日の1時間ごとの電力需要実績や、翌日の需要ピーク時及び使用率ピーク時の見通し。²¹
- 過去の需要実績（過去のデータが蓄積され、実需給の翌日までにはデータの更新がなされている。）。²²

²¹ 送配電網協議会「でんき予報および省エネ・節電方法等に関する一般送配電事業者における情報発信について」（https://www.tdgc.jp/information/2022/07/22_1000.html）（2023年3月アクセス）

²² TSO 各社のホームページについては、以下の通りである（それぞれ、2023年3月アクセス）。

- ・ 北海道電力ネットワーク株式会社「系統の需給に関する情報」（http://denkiyoho.hepco.co.jp/area_forecast.html）
- ・ 東北電力ネットワーク株式会社「インバランス料金関連情報（エリアの需要・発電に関する情報）」（<https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/area-d-g-info.html>）
- ・ 東京電力パワーグリッド株式会社「エリア需要・発電情報のダウンロード」（<https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area-download-j.html>）
- ・ 中部電力パワーグリッド株式会社「系統の需給に関する情報」（<https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/>）
- ・ 北陸電力送配電株式会社「インバランス料金関連情報」（<https://www.rikuden.co.jp/nw/denkiyoho/index.html#download>）
- ・ 関西電力送配電株式会社「インバランス料金関連に関する情報公表」（<https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/imbalance/index.html>）
- ・ 中国電力ネットワーク株式会社「インバランス関連情報」（https://www.energia.co.jp/nw/jukyuu/download_imbalance.html）

加えて、OCCTO においても、リアルタイムでエリア別の需要実績が公開されている。²³

2.3.2.2 ②発電実績

ユニット別・コマ別の発電実績の公開については、適取 GL において、「発電事業者は、合理的な理由があると認められる場合を除き、認可出力 10 万 kW 以上の発電ユニットについて、一般送配電事業者及び広域機関が構築・運用していくシステムを通じ、30 分コマごとの発電量を、電源種別・発電方式とともに、発電実績がユニットごとに実需給後 5 日以内に公開されるようにすることが望ましい。」と規定されており、システム改修に要する期間を勘案しつつ、2023 年度のできるだけ早い時期での公開を目指すことなどが整理されている。加えて、2023 年度末までに、電源種別の発電実績についても、実需給後 1 時間程度以内で公開する方向で準備中である。²⁴

また、TSO 各社のホームページにおいても、以下の情報が公開されている。

- でんき予報として、当日の 1 時間ごとの供給力や、翌日の需要ピーク時及び使用率ピーク時の見通し。²¹
- 過去の発電実績（過去のデータが蓄積され、実需給の翌日までにはデータの更新がなされている。）。²²

2.3.2.3 ③太陽光契約出力

太陽光契約出力については、様々な主体が公開を行っている。電力調査統計において、約 4 か月後に事業者別、都道府県別の発電所数、出力、発電実績が公開されている。また、資源エネルギー庁のホームページにおいて、四半期ごとに都道府県別・市町村別に再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成二十三年法律第百八号）における再エネ発電設備の認定量及び導入量が

-
- ・ 四国電力送配電株式会社「四国エリアの電力需給に関するデータ」
(https://www.yonden.co.jp/nw/denkiyoho/supply_demand/download.html)
 - ・ 九州電力送配電株式会社「インバランス料金関連に関する情報公表」
(https://www.kyuden.co.jp/td_power_usages/download_imbalance.html)
 - ・ 沖縄電力株式会社「需要および発電に関する情報：30 分 kWh」
(http://www.okiden.co.jp/denki2/dem_pg/dl/)

²³ OCCTO「広域機関システム」

(https://occtonet3.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#) において、「需給関連情報」→「需要実績参照」→「需要実績」の順にクリックすると、情報が表示される（2023 年 3 月アクセス）。

²⁴ 詳細は、第 73 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2022 年 5 月 31 日）資料 5 や、第 45 回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 9 月 20 日）資料 1 を参照されたい。

公表されている²⁵。

また、TSO 各社のホームページにおいて、以下の情報が公開されている。

- でんき予報として、当日の 5 分ごとの太陽光発電実績。²¹
- 過去の太陽光発電の発電実績（過去のデータが蓄積され、実需給の翌日までにはデータの更新がなされている。ただし、風力発電の発電実績との合計値である。）。²²
- 過去の電源種別の発電実績（公開タイミングは各社で異なる。概ね 2 か月以内に公開される。）。²⁶
- 過去の再エネの導入設備量（公開タイミングは各社で異なる。概ね 3 か月以内に公開される。）。²⁶

2.3.2.4 ④FIT 特例③²⁷

作業部会においては、FIT 特例③に関連して、最新設備量に基づく月量（平年値）や、代表的な天候ごとの発電カーブの提示等が提案された。他方で、現在、FIT 特例③に特化して、公開されているデータは存在していない。

FIT 特例③の将来予測については、出力が変動する再エネについて、気象データ等を元に、3 か月程度将来の出力予測を立てることを意味する。当該予測の正確性を担保することは困難であり、データ公開の主体がその精度に責任を持ち、公開を行うことには限界があると考えられる。燃料 WG においては、「例えば、過去の再エネ発電実績や設備導入実績は公開されているため、これに加えて、FIT 特例③の設備量の割合の最新値を追加で公開するといった対応が考えられる。こういったデータを用いつつ、データを活用する各事業者の責任で将来予測を実施するべきではないか。」「代表的な天候ごとの発電カーブについては、TSO が公開している過去の風力や太陽光の発電実績と、当該日の気象実績を照らし合わせて確認できるのではないか。」といった意見もあった。

以上を踏まえ、FIT 特例③関連のデータ公開は表 3 のとおりとする。なお、作業部会での議論を踏まえ、一部の TSO においてはすでに本データを公開しており、他の TSO においても、2023 年 5 月頃までには公開を予定している²⁸。

²⁵ 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」(<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>) (2023 年 3 月アクセス)

²⁶ 資源エネルギー庁「2. 供給エリア別の再生可能エネルギーの導入状況」(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/04_01.html#koukai02) (2023 年 3 月アクセス)

²⁷ インバランス特例制度として、FIT 特例①（TSO が FIT 事業者に代わって発電計画を作成し、小売にその発電計画値を割当て）、FIT 特例②（FIT 電源を買い取った事業者（小売電気事業者）がインバランスを調整）、FIT 特例③（TSO が買い取ってスポット市場に投入）の 3 つが存在する。

²⁸ TSO 各社のホームページについては、以下の通りである（それぞれ、2023 年 5 月アクセス）。なお、本

表 3 FIT 特例③関連のデータ公開

データ公開の主体	TSO 各社
公開データの種類	電源種ごとの再エネ設備量 (kW) における FIT 特例③の割合 ^{29,30}
データ公開までのタイムラグ・頻度	TSO 各社のシステム改修等に鑑みつつ、できるだけ短いタイムラグ、高頻度（月一での公開が望ましい）の公開とする。
データ公開の粒度	TSO 各社による公開のため、エリアごととする。

2.3.2.5 ⑤小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量については、頻度高く、小売電気事業者に特化した形で公開されているデータは存在していない。³¹

脚注については、取りまとめ以後に、各社の URL が判明した時点で、事務局が追記したものである。

- ・北海道電力ネットワーク株式会社「再生可能エネルギー発電設備の接続・申込状況に関する情報について」
(https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/connection_app_status.html)
- ・東北電力ネットワーク株式会社「再生可能エネルギーの接続・申込状況」
(<https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/status/>)
- ・東京電力パワーグリッド株式会社「本土分の再生可能エネルギーの接続・申込状況」
(https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/newenergy_hondo.pdf)
- ・中部電力パワーグリッド株式会社「再生可能エネルギーの接続申込み状況などについて」
(https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/situation/)
- ・北陸電力送配電株式会社「再生可能エネルギーの申込状況」
(https://www.rikuden.co.jp/nw_koteikaitori/mousikomi.html)
- ・関西電力送配電株式会社「再生可能エネルギー発電設備の接続状況 他」(<https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/renewable-energy.html>)
- ・中国電力ネットワーク株式会社「再生可能エネルギーの申込状況」
(<https://www.energia.co.jp/nw/energy/kaitori/status/>)
- ・四国電力送配電株式会社「再生可能エネルギーの接続・申込状況」
(https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/application_status.html)
- ・九州電力送配電株式会社「九州本土の再生可能エネルギーの接続状況 他」
(https://www.kyuden.co.jp/td_renewable-energy_application_index.html)
- ・沖縄電力株式会社「再生可能エネルギー接続状況等について」(<https://www.okiden.co.jp/business-support/purchase/setsuzoku/situation/>)

²⁹ 作業部会では、「電源種ごとの再エネ設備量 (kW) における FIT 特例③の割合」のほか、「スポット市場への FIT 特例③の投入量実績 (kWh)」の公開についても候補に挙げたが、後者は毎日毎コマの公開であり、システム改修等が必要であることや、前者は再エネの kWh 出力の実績等はすでに細かく公開されているため、これに割合を乗じることで簡易にスポット市場への売り入札量の想定が可能なることから、前者のデータを公開することとした。

³⁰ TSO 各社は、再エネ種別ごとに、接続済み設備量の他、接続検討申込設備量や接続契約申込済（承諾済を含む）設備量も併せて公開しており、こういったデータも燃料消費量の想定の際に活用ができる可能性がある。

³¹ 現在公開されている類似データとしては、以下が存在する。

まず、燃料 WG においては、各事業者が提出している月間計画を用いて、小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量の傾向の想定に資する将来予測のデータを提供することが議論されたが、「日本の電力が不足しているのではないかというノイズのようなメッセージが燃料市場に送られるリスクがある可能性。」「kW の情報を kWh に展開するのは難しい。」「情報公開がちょうど 2 か月先のデータだと燃料調達の準備の余裕がない。」「需要調達計画等の精度に課題がある。」といった否定的な意見が多かった。そのため、月間計画を用いた将来予測のデータでなく、過去の実績を公開する方向で議論を行った。

具体的には、以下の点を踏まえ（図 8）、翌々日計画において、特定契約を分離して提出を求めることを前提とし、翌々日計画を活用して、小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量の実績値を 2025 年度から OCCTO において公開することとする。

- 週間計画においては、日に 2 点の情報しかないため、kWh の情報に展開するのが難しいという欠点がある一方、特定契約等が調達計画に含まれるため、調達先未定数量（スポット市場等で特定契約等を除き成行買いが必要な量）の特定が可能という利点がある。
- 一方、翌日計画は 48 点の情報があるものの、特定契約等は全てスポット市場等からの調達に分類されるため、特定契約等を除き成行買いが必要な量の特定ができないという欠点がある。
- 翌々日計画については、2025 年から 48 点の情報を提出するよう、OCCTO において検討中。特定契約等をスポット市場等からの調達想定量から分離する形で計画を提出すれば、燃料調達に資する情報とすることが可能である。

-
- ・ 年に一度、OCCTO が取りまとめている供給計画において、kW と kWh の両面について、小売電気事業者の未確保分と発電余力の比較データが公開されている。ただし、公開頻度は年に一度に留まり、予測精度の向上のために活用することは困難。
 - ・ JEPX がスポット市場の約定量等を公開している。現状、JEPX の会員であれば、分断エリアごとのスポット市場の販売量・購入量を閲覧可能。また、販売量と購入量の差から、ある分断エリアから他の分断エリアへの送電量も算出可能。ただし、ユーザー（アカウント）ごとにデータが分かれており、事業者によっては、発電事業と小売事業の両方を営んでいるため、発電事業者と小売電気事業者でデータを区別することはできない。

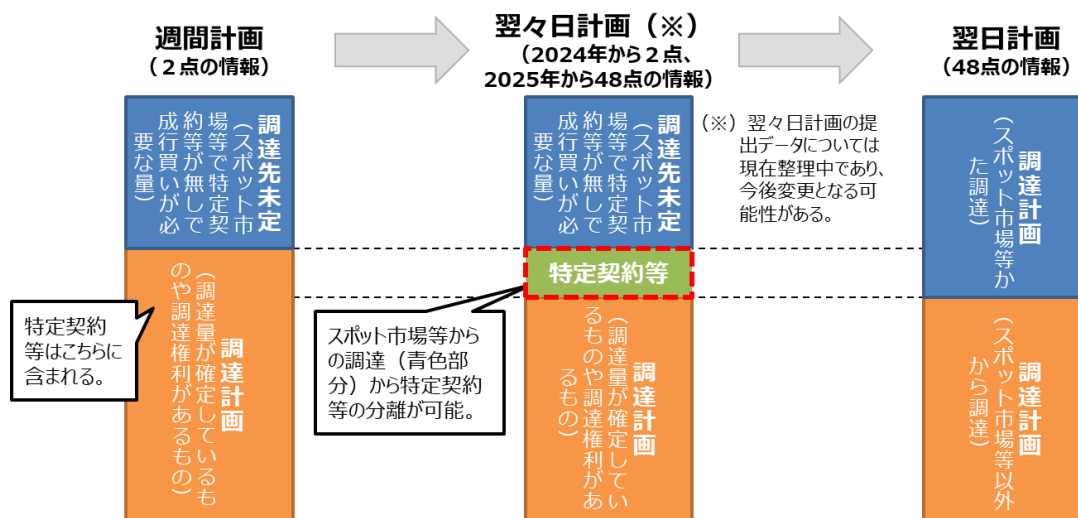


図 8 週間計画と翌日計画における課題と翌々日計画の関係

なお、公開の粒度については、月ごと・エリア単位とする。

2.3.2.6 ⑥発電機停止情報

発電機の停止情報等は発電情報公開システム (HJKS) ³²において公開されている。一定出力以上の発電ユニットについて適時の情報公開を行なわない場合は、適取 GL において、電気事業法 (昭和三十九年法律第百七十号) に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象になり得ると整理されている。

2.3.2.7 ⑦kWh モニタリング

OCCTO において、kWh モニタリングと kWh 余力率管理を実施している³³。kWh モニタリングは、小売電気事業者による電力確保や発電事業者による燃料の追加調達等の行動を促すことを目的として日本全体の供給力 (kW) バランスを確認しているものである。

発電事業者の中には、kWh モニタリングについては、

- 自社内での燃料消費量の予測のためには、kWh モニタリング等における日本全体での燃料消費量等の情報でなく、自社予測の諸元である情報 (第 2.3.2.1 目から第 2.3.2.6 目を参照されたい。)の方が有用、
- kWh モニタリング等は燃料調達の参考情報として参照し、必要に応じて、燃料調達行動等を変更することがある、

といった評価があった。

このため、kWh モニタリング等については、kWh による需給ひっ迫に対して

³² JEPX「発電情報公開システム HJKS」(<https://hjks.jepx.or.jp/hjks/>) (2023 年 3 月アクセス)

³³ 詳細は、第 2 回作業部会 (2022 年 10 月 4 日) 参考資料 1 を参照されたい。

事業者の準備を促すために重要なものであり、引き続き、OCCTOにおいて、取組を進めることが肝要であると考えられる。

2.4 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

勉強会においては、小売電気事業者のヘッジ取引を促す取り組みとして、リスクヘッジ等の取組の内容について、公表を求めること等が提案されていた³⁴。作業部会においても、事務局からヘッジ比率等を小売 GL 等に望ましい行為として規定することについて議論を行った。この点に関しては、委員やオブザーバーから賛否両方の様々な意見があった。そのため、作業部会においては、勉強会と作業部会において行われた議論を振り返りつつ、燃料調達とヘッジ取引やリスク管理との関係について、以下のとおり、整理を行った。

2.4.1 基本的な考え方①：燃料調達のためにヘッジ取引の活性化が重要 勉強会では以下のように整理をされていたところ。

- 長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオの観点からは、発電事業者・小売電気事業者双方にとって経済リスクの軽減を行いやすくすることにより、発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引（電力長期相対取引、先渡し取引、先物取引）を行いやすい環境整備が必要。
- 2 か月前までの確実な燃料調達の観点からは、発電事業者にとっては、燃料余剰が生じた場合の価格リスクをいかにヘッジできるかが重要であり、先物市場の厚みがあり、十分に機能していれば、2 か月前の時点で必要と見込まれる燃料調達が行われることが期待される。³⁵

また、作業部会においても、基本的な考え方として、燃料調達をしやすくなる

³⁴ 勉強会においては、対応策として、「自社需要に対して一定割合以上の先物取引や相対契約の締結によるヘッジ取引を義務付ける」といった内容についても議論が行われたが、以下のような慎重な意見も多く存在した。

- ・ 義務付けは慎重に考えるべき。
- ・ 義務の水準の設定が難しい。誤った水準を設定すると大きな非効率を生む可能性や、それを恐れて低すぎる水準とした場合に期待した効果が得られない可能性が存在。
- ・ 小売電気事業者によるヘッジの方法としては、需要家との間で卸市場価格連動の料金を設定するという方法もあるため、そのような事業者へヘッジ取引を義務付けるのもおかしいのではない。

³⁵ 一方、①電力先物については、流動性や適切な価格指標の観点から課題が存在していること、②LNGの調達は実需給の2 か月前までに行う必要があり、2 か月後の電力需給の確実な予測は現実的に困難であること、③十分なリスクマネジメントを行っていない事業者が一定程度存在していること、が課題として存在し、これらの点を踏まえると、現状、発電事業者・小売電気事業者にとってのヘッジ取引の経済的インセンティブや先物価格のシグナルだけで、確実な燃料調達を担保することは困難であり、故に、①ヘッジ取引の活性化や②発電事業者への情報公開・提供、③小売電気事業者のヘッジ取引の促進、が具体的な検討方針として提案されていたところ。

環境を整備する観点からは、燃料調達の意思決定の前のタイミングで収益を固定できる取引を行う環境を整備することが必要なことが確認された。（詳細は、第 2.2.1 項を参照されたい。）

以上を踏まえると、安定的に燃料調達を実施するためには、ヘッジ取引の活性化が重要といえる。

2.4.2 基本的な考え方②：ヘッジ取引の活性化のためには、小売電気事業者にヘッジ取引やリスク管理を促すことが重要

勉強会では以下の指摘があったところである。

- ①電力先物については、流動性や適切な価格指標の観点から課題が存在していること、②LNG の調達は実需給の 2 か月前までに行う必要があり、2 か月後の電力需給の確実な予測は現実的に困難であること、③十分なリスクマネジメントを行っていない事業者が一定程度存在していること、が課題として存在し、これらの点を踏まえると、現状、発電事業者・小売電気事業者にとってのヘッジ取引の経済的インセンティブや先物価格のシグナルだけで、確実な燃料調達を担保することは困難であること。
- 対策の一つとして、「リスクヘッジ等の取組の内容について、公表を求める」といったことを通じ、小売電気事業者のヘッジ取引を更に促すことが考えられること。

以上を踏まえると、ヘッジ取引を活性化する観点からは、⑦小売電気事業者がヘッジ取引をしやすい環境を整備すること（詳細は、第 2.2 節を参照されたい。）を前提として、④小売電気事業者にヘッジ取引やリスク管理³⁶を促すことが重要といえる。

2.4.3 ヘッジ取引やリスク管理に関する情報公開の評価

前項に記載の「④小売電気事業者にヘッジ取引やリスク管理を促す」ための方策については、勉強会においては、「リスクヘッジ等の取組の内容について、公表を求める」ことなどが挙げられていた。作業部会においても、勉強会での議論を踏まえ、「ヘッジ比率等を公開することについて小売 GL 等に望ましい行為として規定すること」について、議論し、賛否様々な意見があった。

情報公開については、上記のとおり、ヘッジ取引やリスク管理を促す手段とし

³⁶ 直接的にヘッジ取引を行うように促すことに加え、リスク管理を促すことも考えられる。すなわち、リスク管理を行えば、その手段として、必然的にヘッジ取引も行うようになる（何のヘッジもせずに、スポット市場に 100%依存するといったことは無くなる）といえる。

て求めるものであるが、以下の点を踏まえると、情報公開のような手法を取ることで、ヘッジ取引やリスク管理の促進に繋がるものと思われる。

- 情報公開をすることによって、小売電気事業者が自社のヘッジ取引や、リスク評価手法、管理体制を見直す契機となること。
- 一般的に小売電気事業者にとって、顧客である需要家からの評価や要求は極めて重要であるところ、需要家にとって分かりやすい情報公開によって、仮に需要家が安定的な電気料金を提供する小売電気事業者を高く評価するようになったり、需要家が小売電気事業者に対して、安定的な電気料金を求めるようになると、小売電気事業者は安定的な電気料金メニューを安定して提供するためのヘッジ取引をより追求するようになること。
- ヘッジ取引が活性化することを通じて、リスク管理の手法が精緻化されれば、小売電気事業者の信用力評価の一材料として活用されることも考えられ、直近の財務状況等だけではなく、小売電気事業の安定性を適切に評価することにつながりうること。

一方で、ヘッジ取引やリスク管理に関する定量的な情報については、以下の通り、ヘッジ比率等の内容の正確性や需要家に与える影響に関する懸念や公開を求める場合の位置づけについて意見があった。

<公開をすることによる懸念>

- リスクは、売り側と買い側の価格のフォーミュラの差。リスクマネジメントの指標として、ヘッジ比率を定義するのは非常に難しい。相対比率が高いほど、ヘッジをちゃんと行っているかという点、必ずしもそうではない。そのため、ヘッジ比率を公開することが、燃料調達の予見性の向上や需要家への十分な情報提供になるかは不透明。

<公開を求める場合の位置づけ>

- 公開範囲や望ましい行為として強く規定するかは議論があつてしかるべき。情報公開を求められた時に、説明責任を果たすことは必要だが、公開する必要があるかは疑問。
- ガイドラインにおいて、義務がかかるのは問題となる行為であり、望ましい行為は義務ではないので、この考え方の整理をしておかないと、(本論点の)整理が難しくなるのではないかと。

本論点については、燃料調達の観点だけでなく、需要家の利益保護にも関係し

ていると考えられるため、最終的な方向性は、上記の指摘も踏まえ、小委員会で議論を行うこととした。全体の考え方を整理すると図 9 のとおりである。

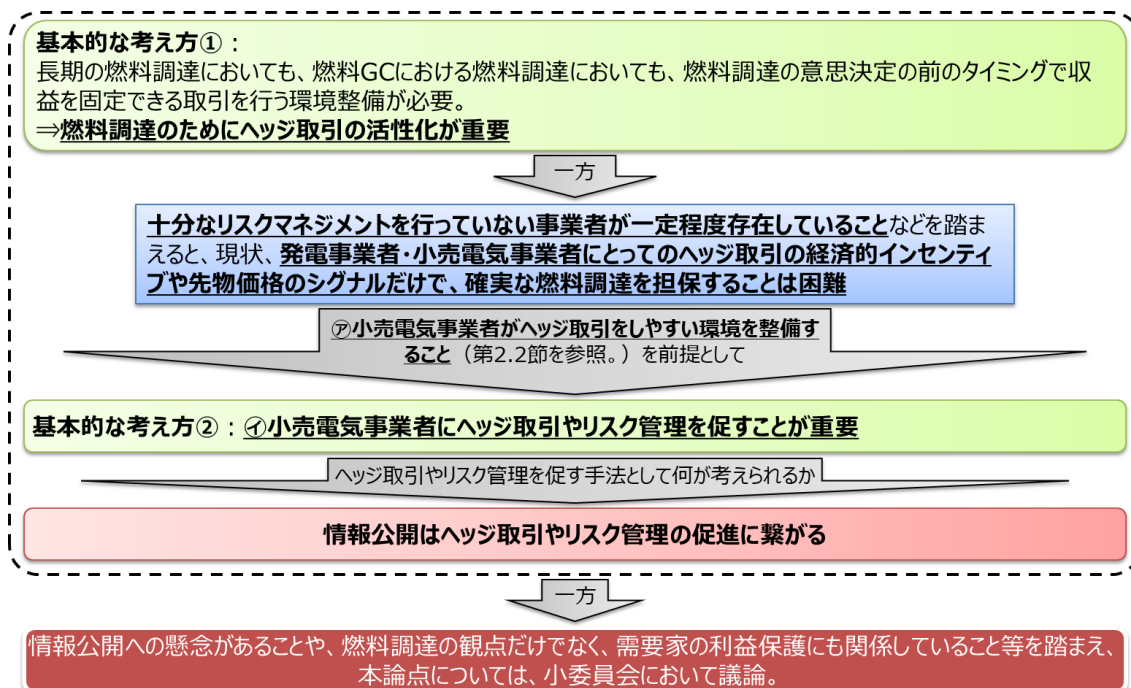


図 9 ヘッジ取引やリスク管理に関する情報公開に関する考え方の整理

なお、情報公開する場合における、情報の詳細については、第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）において議論が行われており、以下のとおり、参考として、まとめている。

【参考 1】公開情報の詳細に関する議論

公開情報については、仮に「ヘッジ比率等を公開することについて小売 GL 等に望ましい行為として規定」した場合の具体的な公開の在り方に関して、定性的な情報と定量的な情報の両方について具体的な内容の議論を行った。

定性的な情報としては、上場企業等については、有価証券報告書において、「事業等のリスク」を記載することになっており、市場価格の変動リスク等に対する対処方針などを記載していることを踏まえ、上場していない事業者においても、このような検討を行うことは重要であり、当該情報を自社ホームページ等で公開を求めることはこういった検討を促す契機となるといえ、ヘッジ取組の活性化を促す観点から重要ではないかと事務局より提案が行われた。

定量的な情報としては、ヘッジ比率、シナリオ分析の結果、Value at Risk（以下「VaR」という。）・Earning at Risk（以下「EaR」という。）について、事務

局より提案が行われた。具体的には、それぞれ以下のとおりである。

○案 A：ヘッジ比率

小売電気事業者のリスクヘッジの方法としては、電気の調達価格をヘッジする場合と調達価格の変動を需要家の価格に反映する場合がある。そのため、仮にヘッジ比率を公開する場合、具体的には以下の①及び②の内容が考えられる。また、その他、ヘッジ比率を算出・公開するに当たり、考える論点は表 4 のとおりである。

① 小売電気事業者の調達におけるヘッジ比率

② 需要家との契約により調達価格をヘッジしている調達量の比率³⁷

表 4 ヘッジ比率を算出・公開するに当たり、考える論点

論点	詳細
ヘッジの期間	● ヘッジ比率を公開するときは、ヘッジしている期間を明記すべきではないか。また、どの程度先まで評価を行うべきか（1 年、10 年、それ以上）。 ● もしくは、勉強会で示していたように、安定的な電気の調達日数を評価するという方法も考えられるか。³⁸
ヘッジ比率の定義	● 小売電気事業者の調達におけるヘッジ比率（①）は、「ヘッジ取引の量／想定需要」で計算すべきではないか。 ● ある特定の断面だけではなく、一定期間のヘッジ効果を評価するのであれば、単位は kW でなく、kWh で計算すべきではないか。
ヘッジ取引の定義	● ヘッジ取引として重要なことは調達価格が固定されていることや価格が変動するとしても上限が決まっていることなど、調達価格が際限なく高騰しないことだと考えられる。 ● そのため、小売電気事業者の調達におけるヘッジ取引の定義としては、 ➤ 価格が固定されている取引（先物取引や先渡取引、価格固定の相対取引）や、 ➤ 価格が変動しても上限が決まっている取引（燃料費調整

³⁷ 例えば、スポット市場で 100%調達、電気料金を市場連動にしていた場合、調達におけるヘッジ比率は 0%なもの、需要家との契約により調達価格をヘッジしている調達量の比率は 100%となる。

³⁸ 需要の 30%を 1 年契約、70%を前日市場依存の場合、110 日（＝30%×365 日＋70%×1 日）と評価。日数が長ければ、安定的な調達を行っていることとなる。

論点	詳細
	単価付きの相対だが、その上限が決まっている、等)、 ➤ 上限は決まっていないが価格の変動幅について、蓋然性が高く予見できる取引（一部、市場連動項が入っているものの、その項が及ぼす影響が価格全体の中で極めて小さい、等) 等が当たるのではないか。

○案 B：シナリオ分析

調達価格と売電価格のフォーミュラの差に着目する場合は、小売電気事業者のリスクそのものを評価できる、シナリオ分析が考えられる。具体的には、表 5 のとおりである。

表 5 シナリオ分析の詳細

詳細	例えば、過去に発生した燃料や電力市場の価格シナリオを複数設定し、そのシナリオにおける電力の調達価格と電気料金を公開することが考えられるか。なお、競争上の配慮の観点から、調達価格を具体的に明示せず、電気料金に対して黒字か否か、赤字の場合の赤字幅を開示するといった対応も考えられないか。 <table><tr><td>(例)</td><td>調達価格</td><td>電気料金</td></tr><tr><td>シナリオA（燃料価格・電力市場価格下落）</td><td>10円/kWh</td><td>20円/kWh</td></tr><tr><td>シナリオB（燃料価格・電力市場価格高騰）</td><td>60円/kWh</td><td>70円/kWh</td></tr></table>	(例)	調達価格	電気料金	シナリオA（燃料価格・電力市場価格下落）	10円/kWh	20円/kWh	シナリオB（燃料価格・電力市場価格高騰）	60円/kWh	70円/kWh
(例)	調達価格	電気料金								
シナリオA（燃料価格・電力市場価格下落）	10円/kWh	20円/kWh								
シナリオB（燃料価格・電力市場価格高騰）	60円/kWh	70円/kWh								
期間	シナリオ分析の結果を公開するときは、分析期間を明記するべきではないか。また、どの程度先まで評価を行うべきか（1年、10年、それ以上）。									
評価	(メリット) - シナリオがうまく設定できれば、一意に計算が可能であり、案A（ヘッジ比率）のように解釈に幅が存在しない。 - 電気料金の変化が定量的に判断できるため、需要家に伝わりやすい。 (デメリット) - シナリオの設定をどのように行うかが難しい。また、シナリオ以外の変動要素があった場合に、定量評価が難しい。									

○案 C：VaR・EaR

案 B とは別の形で、調達価格と売電価格のフォーミュラの差に着目し、小売

電気事業者のリスクそのものを評価できる方法としては、VaR・EaR が考えられる。具体的には、表 6 のとおりである。

表 6 VaR・EaR の詳細

詳細 39	● VaR とは、企業が保有する先物取引等における資産価値がショック時（先物価格が下落する等）に損失方向に値動きした場合、どの程度の価値が減少するかを定量的に評価したものである。VaR は石炭先物、原油先物、為替先物又は電力先物のような商品単位で資産価値を評価することもできれば、それぞれの VaR を組み合わせて調達・販売を一体として捉え、ショック時の影響（VaR）を評価することもできる。 ● EaR は VaR と似た概念であり、VaR は資産価値を評価する一方、EaR は事業ポートフォリオから生じる損益の変動を評価するものである。
期間	● シナリオ分析の結果を公開するときは、分析期間を明記するべきではないか。また、どの程度先まで評価を行うべきか（1 年、10 年、それ以上）。
評価	（メリット） ● すでに開発されている手法であり、諸外国含め事例も多く存在。 （デメリット） ● VaR 等の算出のためには統計手法等の理解が必要であり、特に小規模な新電力が適切に計算できるかが不明。 ● 需要家には伝わりづらい。

これらの事務局の提案に対する作業部会における意見概要（情報公開の位置づけ等に関する議論については、第 2.4.3 項のとおりのため、割愛した。）は、以下のとおりである。

<全体に関連する意見>

- 公開情報としては、定性的なものだけでなく、定量的なデータも重要。定性的なものだと、各事業者で大体同じような内容になり、事業者のリスクを評価する上で、適切に機能するかどうか懸念。
- 定性的な情報は公表してもいいと思うが、定量的な情報は、逆にミスリーディングになったり、営業秘密に該当するといった問題があるかもしれないの

³⁹ 詳細は、地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する参考事例集（2022 年 3 月 31 日、経済産業省）を参照されたい。

で、慎重な議論があってもいいか。

- 3つの案について、優劣は判断しづらいので、指標を1つに絞るのではなく、ある程度柔軟性を持った形で、事業者が選択する余地を残した形で、情報公開を求めるということもあり得るか。

<案A：ヘッジ比率に対する意見>

- 分かりやすく、解釈はしやすいが、様々なヘッジ取引（価格固定、上限設定、等）が同一に評価されているのかという点や、仮に同一に評価しない場合に重み付けをどうするか等、難しい点も残る。
- 市場価格連動メニューのような分かりやすいメニューでなく、エリアの旧一般電気事業者の燃料費調整単価連動のメニューの事業者が多く、ヘッジ比率の定義が困難。
- ヘッジは売価とのバランス。比率を公開することに意味があるかが疑問。

<案B：シナリオ分析に対する意見>

- 意味のないシナリオを各社が設定しても情報として使えないので、ある程度シナリオを提示する必要。

<案C：VaR・EaRに対する意見>

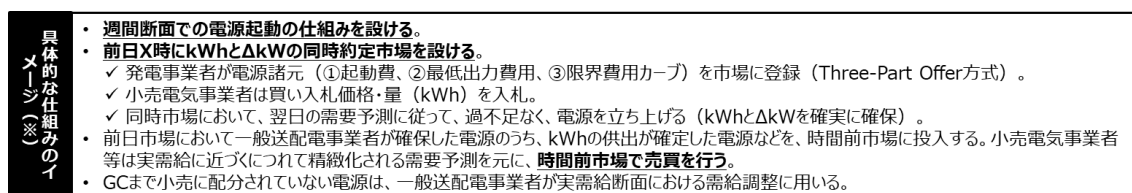
- VaR等がどの程度の大きさであれば十分なのか等、基準を示すことが一案。
- 需要家に分かりやすい情報かが疑問。
- グローバルでは普及した概念であり、発電事業者や保証を出す金融機関の視点で見ると有用な評価手法。

3 安定供給のための電源起動とメリットオーダー

3.1 勉強会における議論概要と作業部会での検討内容

安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求のために、勉強会においては、週間断面での電源の確実な起動等（起動に 1 日以上のかかる電源の取り扱いや揚水発電といった週間断面から計画を作ることが安定的・効率的な電源の取り扱い）や、費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等のために必要な仕組み、メリットオーダーのための現行の複数の市場（スポット市場、時間前市場、需給調整市場、等）の在り方等、多角的な視点から議論が行われ、中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、以下のような仕組みが提案された。（図 10）

- 週間断面での電源起動の仕組み（電源起動市場、TSO 判断等）
- Three-Part Offer を導入するとともに、kWh と ΔkW を同時に約定させる、すなわち、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる仕組み
- 前日市場において、一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWh の供出が確定した電源等を時間前市場に投入するなどの時間前市場の流動性を高めるための仕組み



（※） 必要なkWh及び ΔkW が確保されていることを前提。

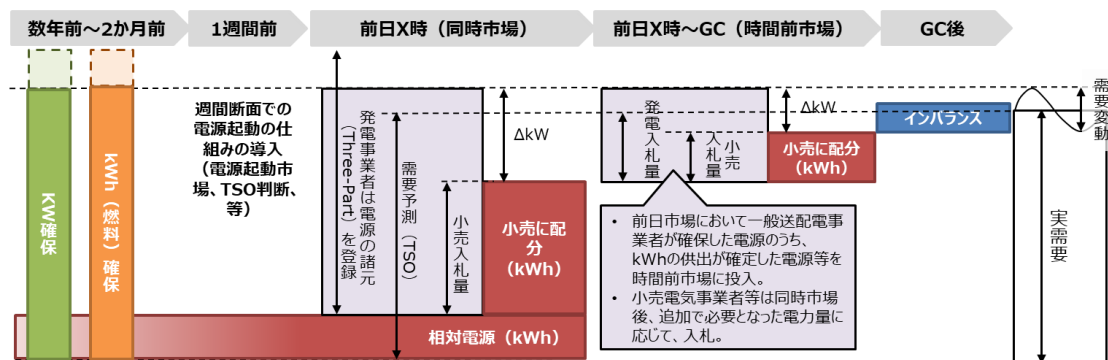


図 10 勉強会において提示された中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿

作業部会においては、勉強会における取りまとめを踏まえ、諸外国における事

例⁴⁰も参考に、週間断面から実需給までの一連の仕組みについて議論を行った。本書においては、第 3.2 節から第 3.4 節で前日同時市場、第 3.5 節で週間運用、第 3.6 節で時間前市場、第 3.7 節でその他横断的な論点に関する作業部会における議論の取りまとめを行った。

3.2 前日同時市場における約定電源等の決定方法

3.2.1 調達する電力の範囲

3.2.1.1 調達する電力の範囲

勉強会においては、図 10 のとおり、確実な電源起動を担保する観点から、前日同時市場のイメージとして、小売電気事業者の入札量及び需給調整市場で確保している調整力（ ΔkW ）に加え、前日断面での TSO の予測需要と小売調達需要（各小売電気事業者が予測し調達する需要を合計したもの。）との差も含めて確保することを示していた⁴¹。これは、TSO の予測需要が小売電気事業者全体の予測需要よりも精度が高いことを前提としていたためである。

作業部会においては、まず、前日時点における TSO 予測需要と小売電気事業者の需要想定それぞれの精度について、確認を行った。OCCTO の分析によると、TSO 予測需要の方が精度が高いという結果が出ている⁴²。

TSO 予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において、前日市場において TSO 予測需要を基準として電源起動をする案（以下「TSO 予測需要基準」という。）と、小売電気事業者の需要想定に基づき小売電気事業者が入札する量を基準に電源起動する案（以下「小売入札基準」という。）のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、表 7 のとおりであるが、安定的な電源運用の観点を重視し、TSO 予測需要基準が合理的と考えられる。

⁴⁰ 詳細は、資源エネルギー庁と電力・ガス取引監視等委員会による北米電力市場における約定ロジックにかかるヒアリング調査結果（第 1 回作業部会（2022 年 7 月 29 日）資料 7）や有限責任監査法人トーマツによる調査（第 2 回作業部会（2022 年 10 月 4 日）参考資料 5 や第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）参考資料 2）、OCCTO の報告（第 2 回作業部会（2022 年 10 月 4 日）参考資料 4 や第 3 回作業部会（2022 年 12 月 2 日）資料 6、第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）参考資料 4）を参照されたい。

⁴¹ 2024 年度以降における前日段階での TSO 予測需要と小売調達需要との差については、調整力として全て調達しているものではなく、前日のスポット市場以降における小売電気事業者の追加調達（想定需要見直し）により確保されるものである。このため、前日段階における市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも制度的に担保されていない。

⁴² 詳細は、第 2 回作業部会（2022 年 10 月 4 日）参考資料 3 を参照されたい。なお、TSO 予測需要・小売調達需要については、前日時点で提出された計画の需要値を前日同時市場における想定需要とみなして分析を実施したものであり、それぞれ、以下の諸元を用いている。

- ・ TSO 予測需要：前日 17 時締めで広域機関システムに提出された供給区域の需要及び供給力並びに調整力に関する計画のうち供給区域需要値
- ・ 小売調達需要：前日 12 時締めで広域機関システムに提出された各 BG の需要調達計画のうち需要計画値の合計

表 7 電源の起動判断に関する 2 つの案のメリット・デメリット

電源の起動判断	メリット	デメリット
TSO 予測需要基準	● 予測精度が小売電気事業者の需要計画に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する蓋然性が高い。 安定的	● 自ら調達をせずともインバランス精算をすればよいという小売電気事業者が増加し、前日段階における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 ⇒小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。(第 3.7.6 項のとおり、今後議論が必要。) ● 現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する量が増加する可能性。 ⇒具体的な対応策は、第 3.2.4 項を参照。
小売入札量基準	● TSO 予測需要基準のデメリットが生じない。	● 2024 年度以降は、市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも担保されない。⁴¹ ● 需給ひっ迫時において、小売電気事業者の入札量(予測需要)が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在。⁴³

一方、小売調達需要が TSO 予測需要よりも大きい場合において、前日同時市場の約定量も TSO 予測需要基準に合わせる場合、小売電気事業者の買い入札価格にも依るものの、前日同時市場において、売り切れが発生することが想定され、以下の課題があると考えられる。

- 仮に、前日同時市場における売り切れ時の約定価格が買い入札価格で決定する仕組みとする場合、小売電気事業者が売り切れをおそれ、高い買い入札を行った結果、買い入札価格がスパイラル的に上昇すること。
- 売り切れの発生の有無について、発電事業者と小売電気事業者の入札行動だけが作用して決まるのでないことや、小売電気事業者単体でみれば、想定需要が適切な場合もあることからすれば、市場参加者の理解を得ることは困難

⁴³ 例えば、2022 年 6 月 30 日の東京エリアにおいては、エリアの実績需要に対して、小売電気事業者の需要計画(前日時点)は最大▲418 万 kW(需要計画が低め)の乖離があった。詳細は、第 2 回作業部会(2022 年 10 月 4 日)資料 4 を参照されたい。

であること。

- 勉強会においても、売り切れに伴う価格高騰等について、問題提起がなされていたこと。⁴⁴

そのため、小売調達需要が TSO 予測需要よりも大きい場合の小売電気事業者の約定量は、小売電気事業者の入札量によって決定することが適切と考えられる。なお、過剰な電源起動が発生する場合の電源起動・出力の取り扱いについては、余力活用契約の対象範囲や同時市場導入後における同契約の内容とも関係すると考えられる（詳細は、第 3.7.1 項を参照されたい。）。

3.2.1.2 調達する電力の用語の定義

前目に記載の通り、前日段階での TSO 予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において、TSO 予測需要と小売調達需要との差を含めて確保することを前提に、本書においては、前日同時市場及び時間前市場において調達する電力について、便宜的に表 8 及び図 11 のように定義する。

表 8 調達する電力の用語の定義

用語	定義
kWh	小売需要を満たすために必要な電力量。
Δ kW-I	前日断面において TSO が予測する不足インバランス想定分（前日時点での TSO 予測需要との小売調達需要の差）のこと。
Δ kW-II	GC 後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに該当する。
Δ kW-III	GC 前の変動性再エネ（FIT 特例①及び③）の変動対応に必要な調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。

⁴⁴ ただし、勉強会で取り上げた売り切れは、調整力と供給力の取り合いやブロック入札が原因とされていた。この点は、同時市場の仕組みにより解決することが期待される。

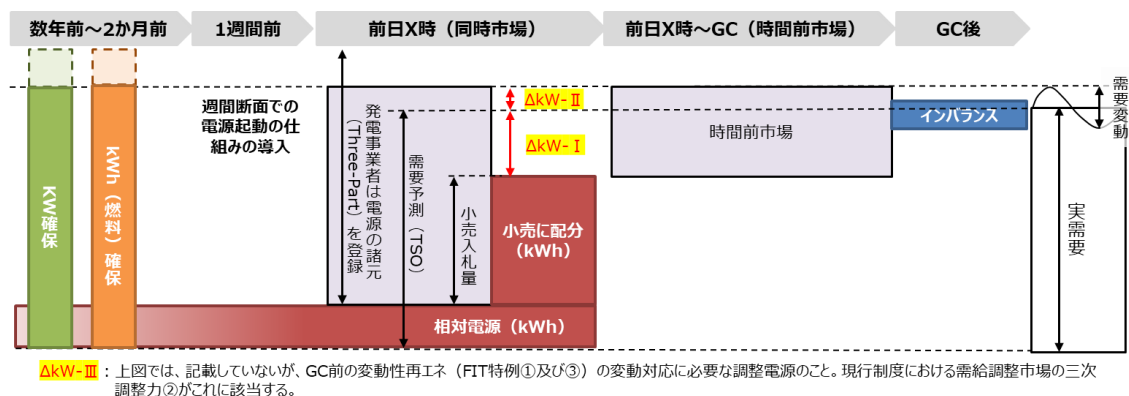


図 11 調達する電力の用語の定義（イメージ）

3.2.2 約定電源等の決定方法に関する基本的な考え方

前日同時市場においては、セルフスケジュール電源（発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいう。発電量を自社で確定させたい電源の入札の可否や入札の方法については、第 3.7.3 項を参照されたい。）の出力は確定させた上で、入札された電源の Three-Part 情報等（詳細は、第 3.7.2 項を参照されたい。）を参考に、調整力の必要量も考えながら、電源の起動停止計画及び出力計画を策定することが必要となる。図 12 のとおり、過去の旧一般電気事業者の社内の電源運用も参考に、前日同時市場における基本的な約定処理の考え方について次項に整理した。

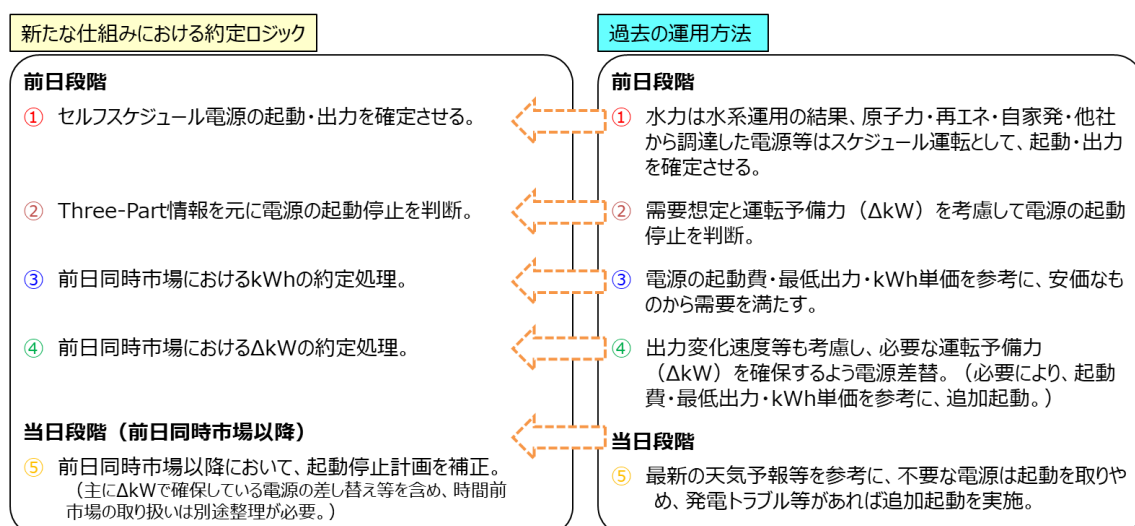


図 12 新たな仕組みにおける約定ロジック

Three-part 情報等を用いた約定ロジックにおいては、分析的に考察すると、

発電機の①起動停止判断、②kWh 確保と③ ΔkW 確保を行うパートに分けて実施する形となると考えられる。(図 13)

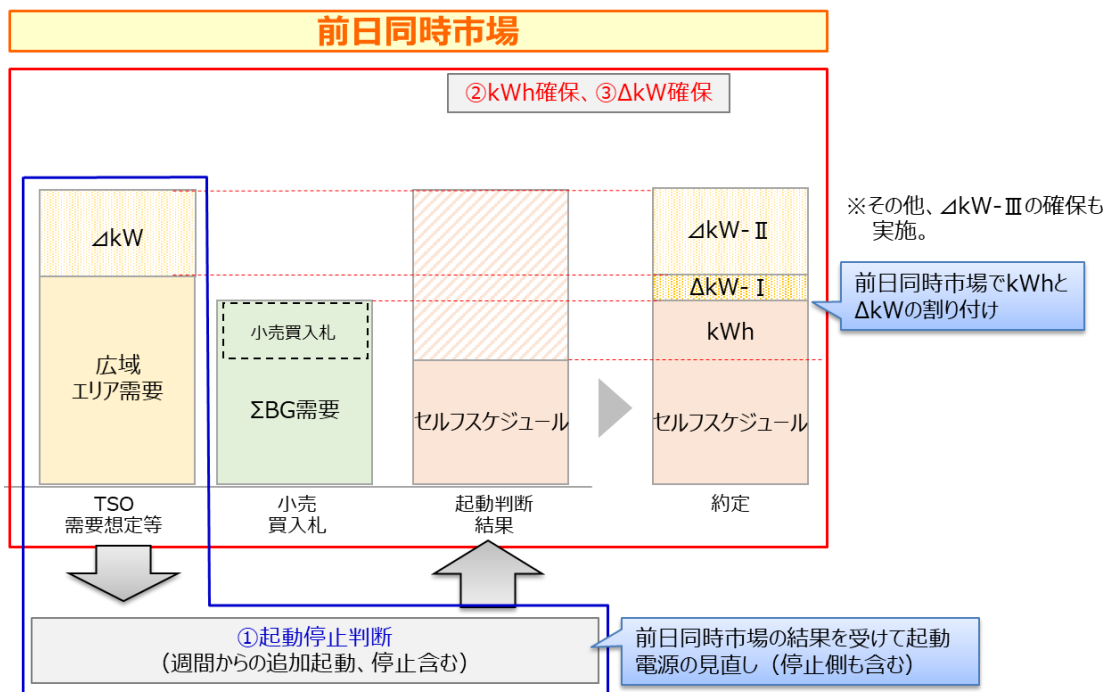


図 13 前日同時市場における約定のイメージ

3.2.3 約定電源等の決定方法のイメージ

まず、電源起動の判断を行う必要がある。起動停止の方法としては、TSO 予測需要および調整力必要量に対して、発電制約や連系線制約等を踏まえて、起動費と kWh 費用等の合計が最小になるよう、広域エリアで電源起動を判断することが合理的と考えられる。なお、既に起動している電源が停止判断されることもあると考えられる。(図 14)

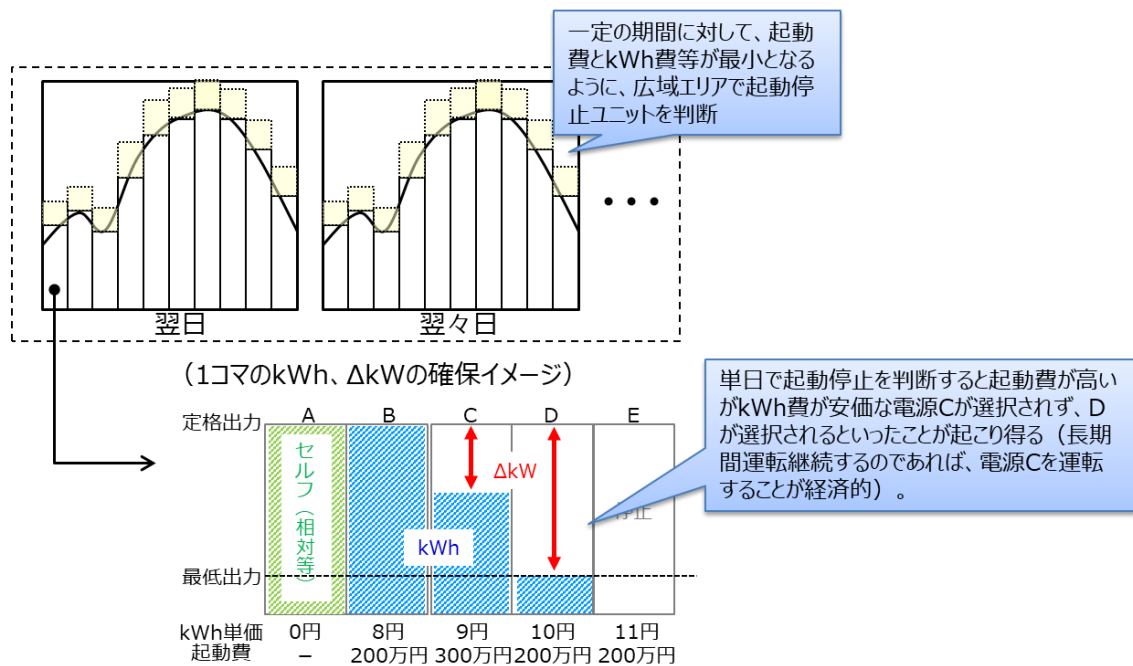


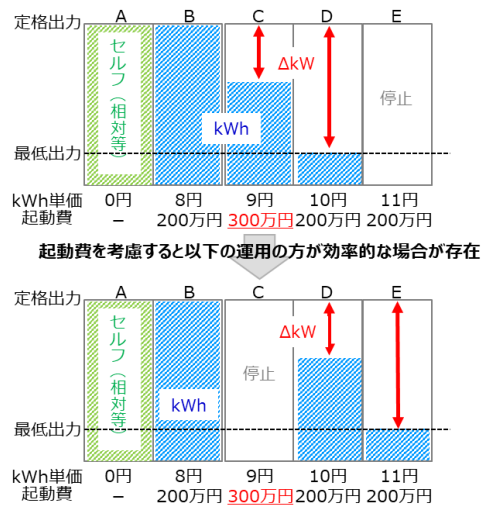
図 14 電源起動停止の判断のイメージ

なお、起動停止判断にあたり、起動済み電源であっても、常に一定の起動費を織り込んで計算を行うと、kWh単価が安かったとしても起動費の高い電源は選ばれにくくなる。そのため、図 15 のとおり、前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行うことが合理的と考えられる。

また、単日で起動停止判断を行うと、起動費が高い電源が起動対象に選ばれにくくなることから、起動停止判断の対象期間（例えば、次の 1 週間の計画を考える、等。）も検討する必要がある。（詳細は、第 3.5 節も参照されたい。）

常に起動費を織り込んで起動停止判断を行う場合

kWh単価に着目すると電源Cを出力させるべきだが、起動費も考慮した結果、電源D・Eが選ばれる可能性が存在。



前日の稼働を考慮する場合

前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行えば、確実に電源Cが活用され、最経済運用となる。

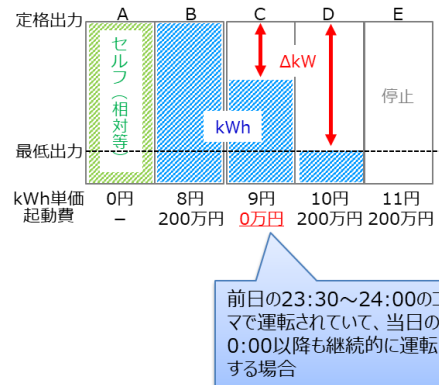


図 15 前日も稼働している電源の起動費の取り扱い

次に、図 16 のとおり、起動停止判断にてメリットオーダーで選定された電源を対象に、小売電気事業者の入札情報を参考に安価な電源から出力を仮決定することが考えられる。

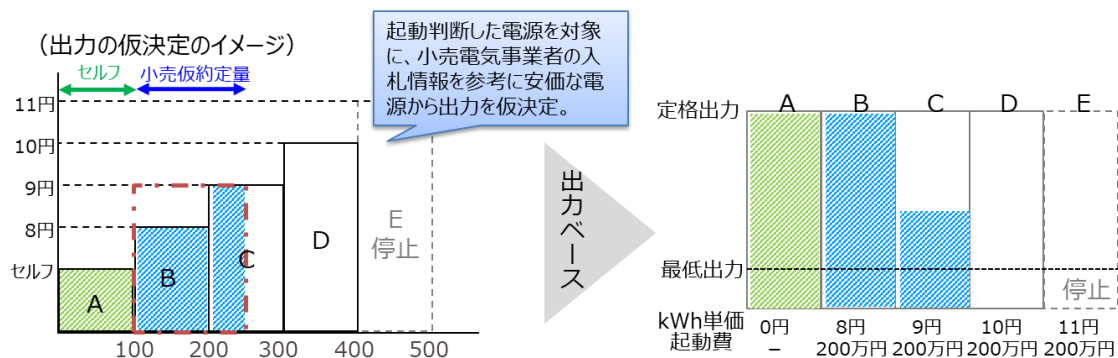


図 16 kWh 取引のイメージ

その上で、図 17 のとおり、kWh 取引の結果から電源の持ち替えなどを行い、kWh として発動される可能性が比較的高いと考えられる $\Delta kW \cdot I$ を確保することが考えられる。

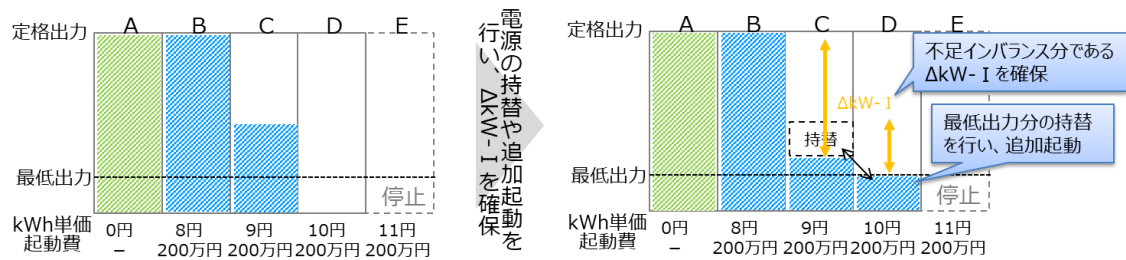


図 17 ΔkW -I 確保のイメージ

そして、 ΔkW -I が kWh として発動されることを前提に、 ΔkW -I に優先的に kWh 単価の安い電源を割り当てた上で、各発電機の出力量を想定し、 ΔkW -II の供出可能量および価格を設定し、複合約定ロジックにて ΔkW -II を確保することが考えられる。なお、 ΔkW -II を確保できない場合は、 ΔkW -I や kWh (小売電気事業者の入札情報を元に割り当てられた kWh) との持ち替えを行い、必要な調整力を確保することが必要と考えられる。最後に、 ΔkW -I、 ΔkW -II を確保した状態から、 ΔkW -III (三次調整力②) を確保することが考えられる。(図 18)

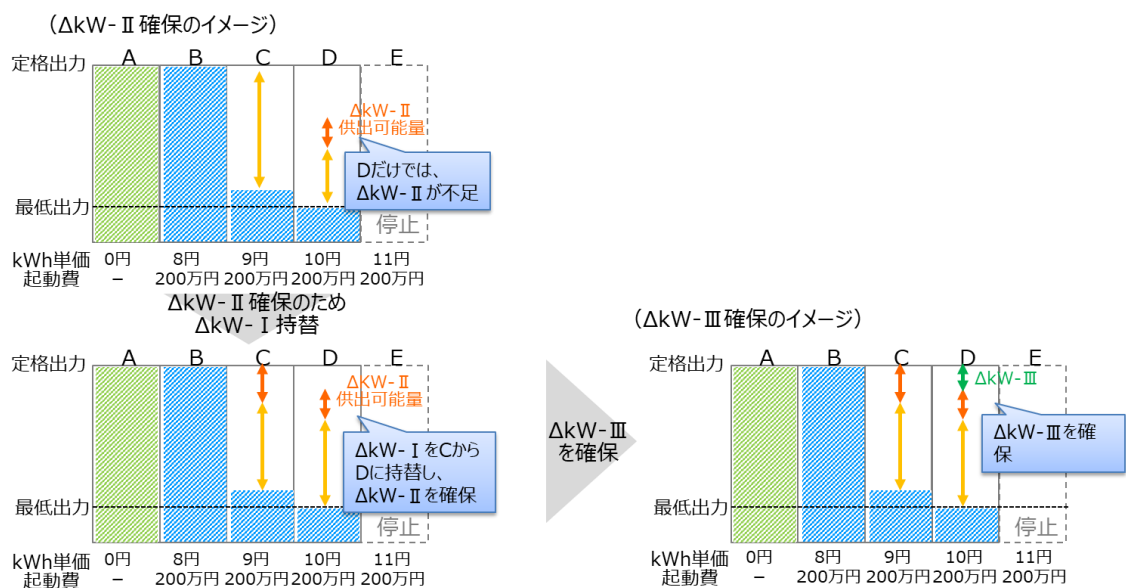


図 18 ΔkW -II 及び ΔkW -III 確保のイメージ

なお、調整力 (ΔkW) の確保については、GF 機能や LFC 機能等⁴⁵のそれぞれ

⁴⁵ GF はガバナフリー (Governor-Free) のこと。発電機の回転速度 (周波数) を一定に保つよう、同期発電機の調速機 (ガバナ) が系統周波数の変化に追従して、発電出力を増減することをいう。LFC (詳細は

れの必要量に対して、各発電機の供出可能な量を考慮の上、最経済となるように組み合わせることが重要である。また、調整力の供出量は発電機の出力帯や電源種別によっても変化し、また出力帯の変更に時間を要するため、それらの特性も勘案の上、 ΔkW を確保していくこととなる。

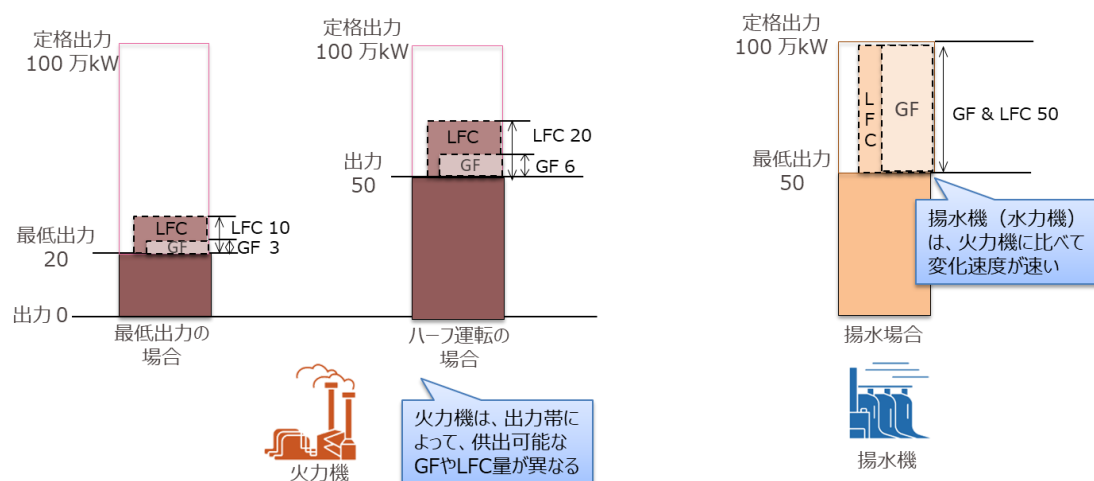


図 19 各発電機の ΔkW 供出量のイメージ

以上に記載のフローをまとめると、図 20 のとおりである。

後述。)では追従できないような負荷変動(数秒から数分程度の周期)や需給ミスマッチへ対応するため、発電機の調速機により発電出力を調整する。

LFCは負荷周波数制御(Load Frequency Control)のこと。系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所で周波数および連系線潮流の偏差から、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。需要予測が困難な負荷変動(数分から十数分程度の周期)や需給ミスマッチへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従するよう発電出力を制御する。

GFとLFCの他に、EDC(経済付加配分制御(Economic Load Dispatching Control))という概念も存在する。比較的長時間の負荷変動(十数分から数時間程度の周期)に対応するため、中央給電指令所で、需要予測に合わせ先行的に発電出力を制御する。

(参照) 第19回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会(2020年9月29日)資料2-2

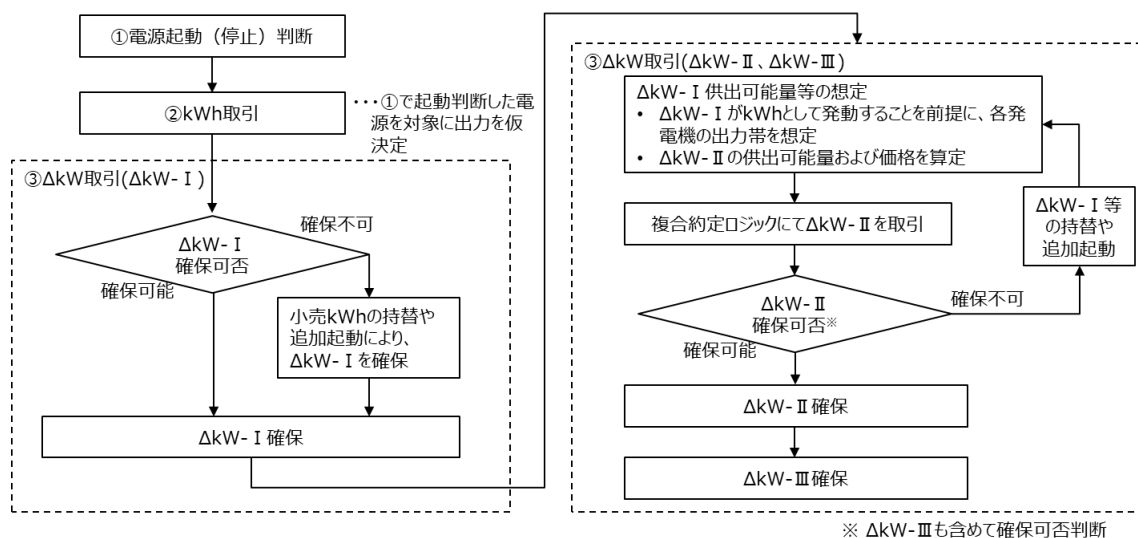


図 20 前日同時市場における約定電源等の決定フロー

3.2.4 調整力必要量・調整力確保のタイミング等

前日同時市場は、Three-Part Offer による kWh と ΔkW の同時約定を図ること、別時間の市場に備え売り札が制限されることがなく調達未達の解消（現在の市場が抱える問題の解決。）に繋がると考える。また、調整力確保のタイミングについて、OCCTO から以下の点についての考察が示された⁴⁶。

- 前日同時市場時点で調整力を確保（約定）してしまうと、2024 年度以降の日本の仕組みで取り扱っていない前日から GC の予測誤差（変動性再エネ除き）も調達する必要があるため、現行以上に調整力必要量が増える可能性がある。
- 米国の PJM を参考に、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づける、具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場を行うことによって（詳細は、第 3.6.2 項を参照されたい。）、現行の制度に比べ、調整力調達量の低減ひいては費用の低減を図れる可能性があるのではないか。

この点、前者について、2023 年度以前の仕組みにおいては、変動性再エネ（FIT 特例①及び③）を除く前日から GC の TSO 予測誤差については、電源Ⅱを追加並列して kWh を確保している、といった意見が市場 WG においてあった。また、変動性再エネ（FIT 特例①及び③）を除く前日から GC の TSO 予測誤差を調整力として確保しなかった場合、必ずしも確保する調整力が減るわけではなく、この誤差は、最終的には、GC から実需給における TSO 予測誤差として現

⁴⁶ 詳細は、第 2 回作業部会（2022 年 10 月 4 日）参考資料 4 を参照されたい。

れることになると考えられる。

同時市場導入後における調整力必要量については、こういった点も踏まえ、別途検討をすることが必要と考えられる。

また、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づけることによって、調整力調達量の低減ひいては費用の低減を図ることができるのであれば、時間前市場において同時市場を行うことは有益と考えられる。

一方、調整力確保のタイミングについては、例えば、前日段階で調整力をすべて確保した上で、実需給までの段階で不要となった調整力は順次リリースしていくといったことでも同様の効果が得られるとも考えられる。

このため、両者のメリット・デメリットや相違点なども踏まえ、調整力確保のタイミングについては、今後具体的な検討を進めることが必要である。⁴⁷

3.3 前日同時市場における約定価格の決定方法

前日同時市場の kWh 価格や Δ kW 価格については、後述のとおり、様々な論点が存在する。各論点を評価する軸としては、例えば、以下が考えられる。

- 受益者と負担者の一致が図られているか。（受益者・負担者は、市場参加者か、小売電気事業者（ひいては需要家）全体か。）
- 発電事業者による必要な費用の回収が可能となっているか。
- 小売電気事業者（ひいては需要家）の支払う費用（託送料金含む。）の最小化が図られているか。

また、作業部会においては、理想的な市場取引を目指して議論を行い、約定価格や約定量の計算の方法を検討した。他方で、実際には、発電事業者や小売電気事業者からの入札情報を元にして、相当に複雑な計算処理を行うことが想定され、必ずしも理想的な仕組みにおける計算が制限時間内に収束するとは限らない⁴⁸。そのため、本書では、基本的な仕組みのイメージを記載しているが、実際の約定計算システムの構築やシミュレーションの過程で十分に検証を行い、実現可能な仕組みとなるよう微修正を行うことが重要である。

⁴⁷ 作業部会においては、その他、以下のような意見があった。

- ・ 調整力の確保タイミングを実需給に近づけると、必要な調整力を少なくできる一方で、起動できる電源が限られるという側面もあり、両面で検討が必要。
- ・ 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。

⁴⁸ 現行のスポット市場や需給調整市場の約定処理は数分から十数分程度で終了する。ただし、現行制度においても、需給調整市場における複合約定ロジックの導入といったロジックの変更等によって、約定処理にかかる時間が変化する可能性があることに注意が必要である。

3.3.1 kWh の価格決定方法

3.3.1.1 シングルプライス・マルチプライス

前日同時市場における kWh 単価について、シングルプライスオークション（図 21 にイメージを記載。）とマルチプライスオークションのそれぞれの評価は表 9 の通りであり、マルチプライスオークションは市場設計の困難性や監視等の観点から課題も多い。また、作業部会や市場 WG においては、シングルプライスオークションを支持する意見が多かった。そのため、前日同時市場における kWh 単価については、シングルプライスオークションを基本線として検討を行う。

なお、作業部会においては、シングルプライスオークションについて、稼働時間が短時間の電源について起動費が織り込まれること等により、市場価格が高騰することを懸念する意見があった。起動費については、次目にも論点を記載しているところであり、こちらも参照されたい。

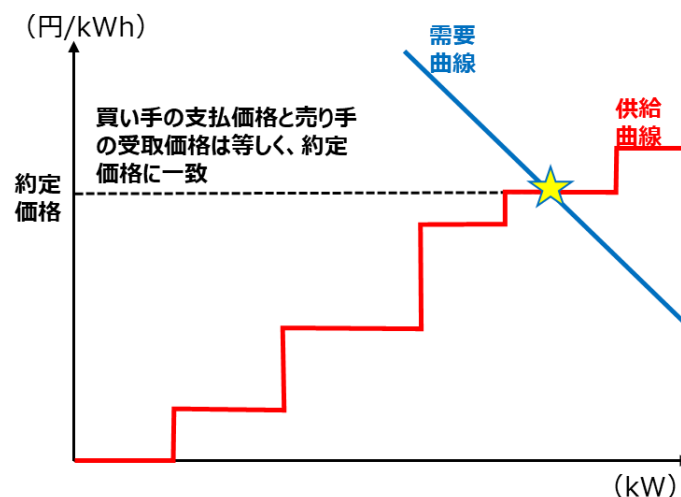


図 21 シングルプライスオークションのイメージ

表 9 各オークション形式の評価

	シングルプライスオークション	マルチプライスオークション
現行制度や諸外国の制度との比較	● 日本におけるスポット市場、諸外国における kWh 市場においては、シングルプライスオークションが主流。また、日本におけるインバランス料金 (kWh 単価) は TSO が使った電源の限界費用で決定されており、シングルプライスでの精算となっている。	● 日本の現行制度において、発電事業者等に支払われる調整力 kWh 単価はマルチプライスオークションとなっている。
価格指標性	● 単一価格での精算のため、価格指標性は高い。	—
市場設計の困難性	● 次目から第 3.3.1.5 目の各論点の通り、シングルプライスオークションでも様々な論点が存在。	● 左欄の論点に追加で、以下のような課題が想定される。 ● 買い手が TSO のみの調整力市場であれば、マルチプライスオークションでの設計が容易であるが、現行のスポット市場のように不特定多数の者が一斉に売り買いの入札を行う場で、マルチプライスで様々な価格が形成される場合、売り手・買い手双方において、いくらの価格での精算を行うかの設計が、シングルプライスオークションよりも困難であることが想定される。 (※) なお、不特定多数の者が複数の価格で売買をする市場として、ザラバ市場が存在。市場参加者は、札や約定の情報から当該商品の需給状況を判断しながら、入札を行うことが想定されることから、大量の売買を一斉に行うには、あまり適して

	シングルプライスオークション	マルチプライスオークション
		いない可能性。 ● 売り手はマルチプライス（売り入札価格）での精算とし、買い手は売り手の約定価格の平均入札価格をシングルプライスで支払うといったことも考えられるが、この場合、需給曲線の交点をどこにするか（買い手・売り手の約定量をどう一致させるか）といった問題が発生する。
価格規律・監視等	● 価格が一意に決まるため、相場操縦によって、市場全体の価格が歪むリスクが存在。そのため、厳格な監視が必要。	● 発電事業者の入札価格は任意（プライスベースでの入札）になることが想定される。また、ザラバの場合、入札のタイミング等も売り買い双方において、任意になることが想定される。そのため、一般的に、監視はシングルプライスオークションと比較し、困難になる可能性。
価格の収斂	—	● 発電事業者はコストベースでなくプライスベースでの入札を志向することになると考えられるが、売り買い双方の事業者が経済合理的な行動をした場合、結果として、シングルプライスオークションの価格に収斂する。
売り手の利益等	● マージナル電源が高価であるといった理由から約定価格が高価になった場合、一部の電源について、過剰な利益が生じる可能性。 ● 一方、発電事業者が事前に小売事業者と差金契	● マルチプライスでの精算の場合、過剰な利益は発生しないようにも思えるが、上欄の通り、買い手がマージナル電源に近い価格で、プライスベースでの入札を行うと、シングルプライスオークションの価格に収斂して、

	シングルプライスオークション	マルチプライスオークション
	約を結んでいたり、先物市場で売りヘッジを行っていた場合、約定価格が著しく高価になると、逆に発電事業者に支払いが発生することになるため、過剰な利益は生じないとも考えられる。	結局、過剰な利益が発生する可能性。 ● これを回避するためには、売り手の入札価格に一定の制限をかける必要があるが、この理屈をどのように整理するかは課題が存在。
先物市場との関係	—	● マルチプライスの場合、先物市場の精算における参照価格の設定が極めて難しいことが想定される。

3.3.1.2 起動費の取り扱い

現在のスポット市場の場合、売り入札については、限界費用を基本として kWh 単価で入札し、供給曲線の作成にあたっては、その入札結果を踏まえて、機械的に安い方から順番に売り入札の札を並べるという操作を行う。一方で、同時市場においては、**Three-Part Offer** での入札となる。具体的には、限界費用カーブに加えて、起動費や最低出力費用も入札情報として登録することになり、当該費用も踏まえて約定電源等を決定することが必要となる。最低出力費用については、kWh 単価として算出することが可能⁴⁹であることから、起動費をどのように加味するかが論点の一つとなる。

なお、現行の制度における起動費の回収については、以下のとおりである。

- 現行のスポット市場では、起動を含め市場約定の結果に委ねる場合、ブロック入札等を通じて起動費を織り込んで入札することが考えられ、この電源が約定した場合の起動費は買い約定した事業者が負担することとなる。ただし、起動費は各コマに均等に割り振られるのではなく、ブロック入札を行っているコマ全体の加重平均のエリアプライスがブロック入札価格よりも大きい場合に約定するという仕組みとなっている。（詳細は、図 22 を参照されたい。現行のスポット市場の場合は、図 22 のパターン 2 の起動費回収イメージとなる。）
- 需給調整市場に調整力を供出するために電源を起動させる場合は、 Δ kW 単価に機会費用として起動費を織り込むことが認められており、約定した場合の費用は託送料金（三次調整力②については FIT 賦課金。）で回収される。（詳細は、第 3.3.2.2 目を参照されたい。）

⁴⁹ 最低出力費用も含めた入札カーブの設定方法や、最低出力費用が著しく高い電源があることを踏まえた kWh 単価への反映方法は、次目を参照されたい。

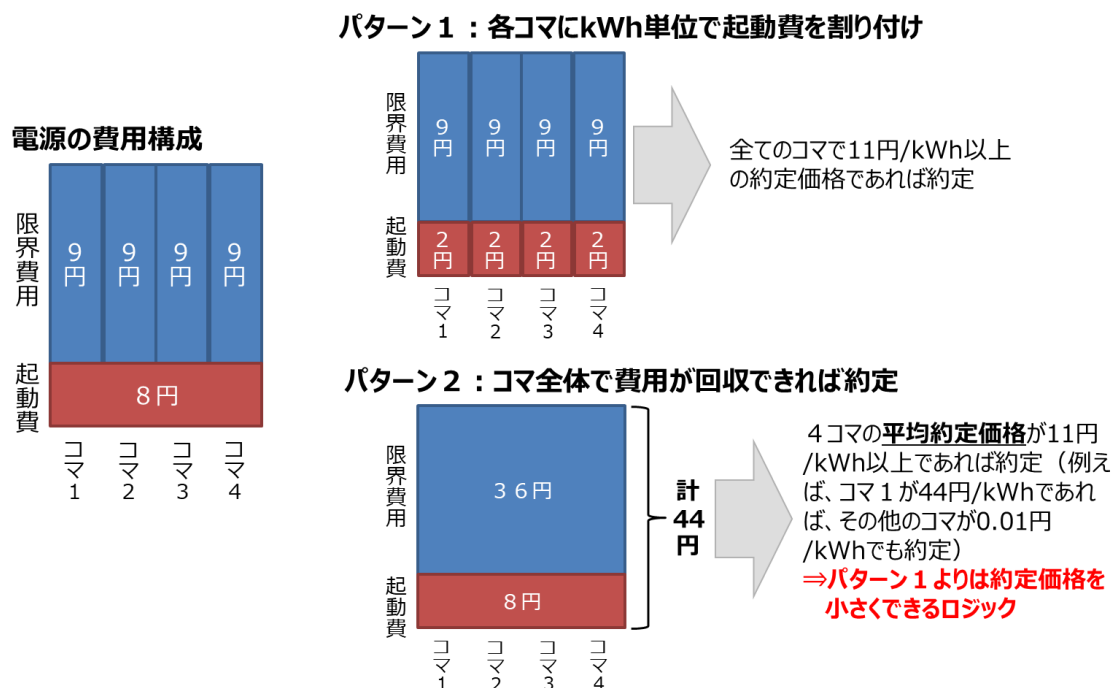


図 22 ブロック入札における約定イメージ

米国の PJM においては、起動電源等のラインナップの計算（SCUC）には起動費も考慮して最適化計算を行う一方で、市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出⁵⁰した上で、起動費が回収されているかをチェックして起動費の取漏れがあった場合は、別途補填する仕組みを採用している⁵¹。この方法は、ブロックを組み合わせる主体は異なるものの⁵²、現行のスポット市場のブロック入札において、1コマでも入札単価を約定単価が下回った場合に約定しないとするのではなく、入札コマ全体で起動費が回収されている場合に約定させる現行の仕組みと基本的な発想は共通する部分もあるといえる。

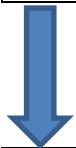
PJM の仕組みも参考に、起動費を適切に勘案しつつ、起動費による市場価格の高騰等の懸念を解消するためには、表 10 のような論点を整理し、起動費の回収方法を検討することが重要と考えられる。

⁵⁰ 基本的には限界費用カーブのみを用いているものの、一部の電源（「1時間以内に起動が可能」といった要件を満たした電源等（Fast-start resources））については、起動費も考慮されるといった例外も存在する。

⁵¹ 詳細は、第3回作業部会（2022年12月2日）資料6を参照されたい。

⁵² JEPX のスポット市場は、発電事業者が主体となって、ブロックの作成をし、入札を行った上で、JEPX の約定システムで約定判定を行うが、PJM においては、発電事業者は Three-Part 情報を入札するだけで、起動タイミングや出力期間などは約定システムの中で決定される。

表 10 起動費の取り扱い（詳細論点）

	論点	詳細
i)	起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。	● PJM においては、市場価格の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形での市場価格の設定が望ましいと考えられるものの、計算負荷等⁵³との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要。
		
ii)	起動費の取漏れの判定期間	● 起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。 (例) ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。 ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1 日、1 週間、1 か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ 市場価格 - Σ 起動費等の各種費用 ≥ 0」か否か。）を判定する。
iii)	起動費の取漏れの負担者	● 調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh 市場に参加している者で負担することが適切ではないか。 ● この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者に限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。
iv)	負担割合	● 負担割合の設定方法として、kWh の約定量で比例配分するか。

3.3.1.3 最低出力費用の取り扱い

Three-Part 情報としては、起動費の他に、最低出力費用と限界費用カーブが

⁵³ 詳細は、第 3 回作業部会（2022 年 12 月 2 日）資料 6 を参照されたい。

存在する。例えば、現行の需給調整市場においては、V1 単価（上げ調整電力量料金に適用する単価。なお、下げ調整電力量料金に適用する単価は V2 単価という。）として、第一区分（最低出力にかかる平均費用）と第二区分以降（限界費用カーブ）の入札を行っており、両者を一体的に扱っている。他方、第一区分が著しく高くなる電源なども存在する。そのため、前日同時市場において、仮に約定価格を第一区分で決定すると、市場価格が著しく高くなる可能性が存在する。（図 23）

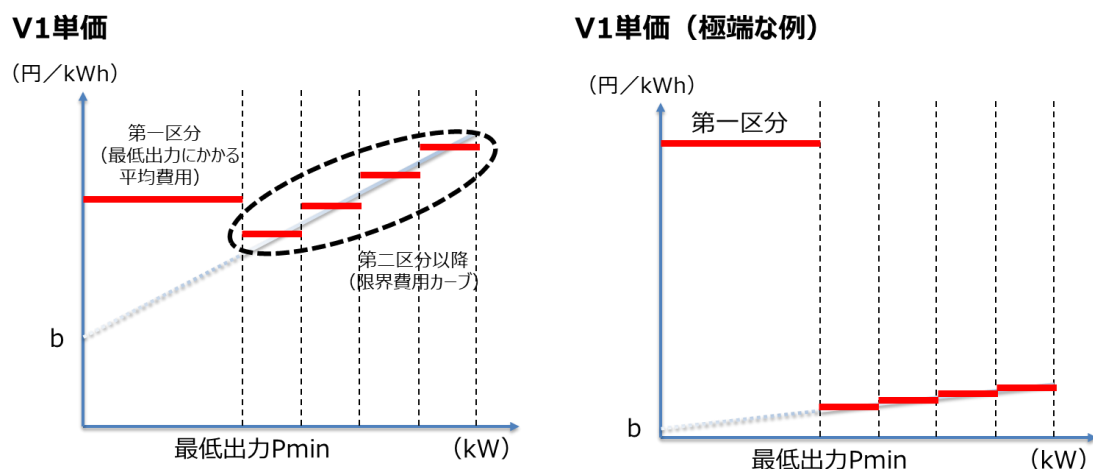


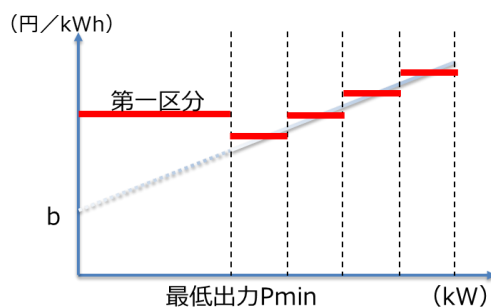
図 23 V1 単価の例

PJM においては、約定価格は、「追加で 1MW 出力を増加させるときの費用」で決定しており、第二区分以降(限界費用カーブ)で約定価格を決定することで、第一区分による市場価格の高騰を回避していると思われる（図 24 の①－2）。一方、最低出力費用の取漏れが発生している可能性も存在する。

また、約定価格を第一区分で決定すると市場価格が著しく高くなる可能性が存在するという課題を解決するためには、最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブの組み合わせで約定価格を決定するのではなく、平均費用カーブで約定価格を決定する方法も考えられる（図 24 の②）。

いずれの考え方をとることが適切かは、最終的には日本の電源の特性も踏まえつつ、シミュレーションを行った上で決定する必要がある。

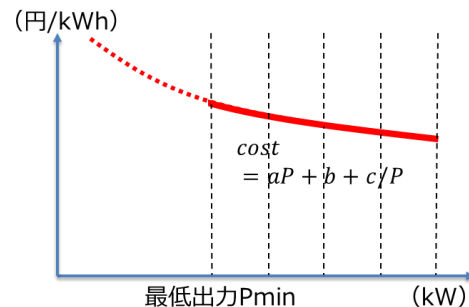
①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



①-1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。

①-2：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要が出る可能性が存在。

②平均費用カーブ



- ・第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
- ・Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。

(※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

図 24 限界費用カーブと平均費用カーブの留意点

3.3.1.4 価格弾力性のある買い入札の取り扱い

同時市場においては、Three-Part Offer での入札となり、限界費用カーブに加えて、起動費や最低出力費用も入札情報として登録することになり、当該費用も踏まえて約定電源等を決定することが必要となる。このため、需要量によって約定電源等のラインナップ自体が変化する可能性があるところ、買い入札価格によって需要量に変化することから、買い入札を尊重して約定価格を決定するためには、買い入札価格を踏まえて、様々な需要を想定した上で、ラインナップの確定とそのラインナップにおける限界電源の価格の算出を繰り返し行い、供給曲線を作成し、需要曲線との交点を探索することにより、約定価格の計算を行う、といった対応が考えられる⁵⁴。具体的には、まず、図 25 のステップ 1 のとおり、需要 P における電源ラインナップを計算し、ラインナップの中で最も高い価格の電源をマージナル電源として、需要 P における限界価格とし、その上で、図 25 のステップ 2 のとおり、小売電気事業者による買い入札価格と量を踏まえて、この需要 P を少しずつずらし、電源ラインナップの計算と限界価格の計算を何度も繰り返し行うことで、供給曲線を作成するという方法である（この方法で供給曲線を作成することを、以下「供給曲線の作成方法①」という。）。

なお、実際の約定システムを構築する際は「供給曲線と需要曲線の交点を探す」という問題を直接解くのではなく、同値の問題として、「生産者余剰と消費者余剰の合計を目的関数として設定した上で、この最大化を行うことができる電源ラ

⁵⁴ この計算にあたっては、単一コマでなく、一定期間のコマの電源ラインナップを同時に考慮することが必要である。また、最適化計算をどの期間を単位として行うか（1日48コマかなど）といった点の検討も必要である。

インナップを算出する」という問題を解くというやり方もあり得る（図 26）。本書では、イメージのし易さの観点から、供給曲線と需要曲線を用いて各論点の整理を行った。また、第 3.3.1.3 目のとおり、1 つの電源でも出力帯によって限界費用が異なる場合があるが、以下では、イメージのし易さの観点から、電源単位で記載している。

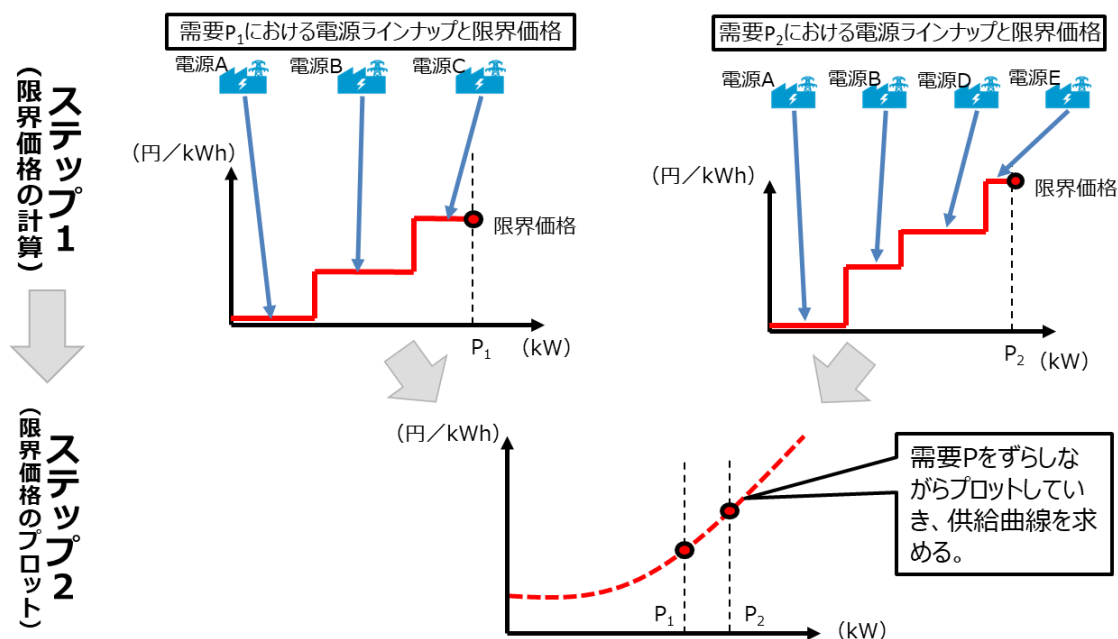


図 25 価格弾力性のある買入札の取り扱い（供給曲線の作成方法①）

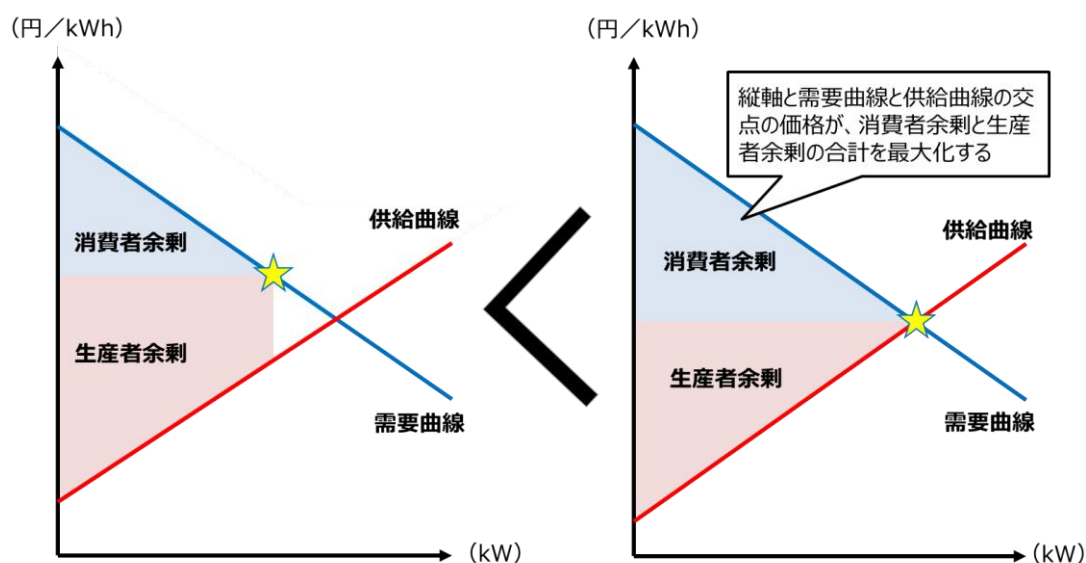


図 26 需給曲線の交点の探索と社会的余剰の最大化

他方で、この方法による場合、繰り返し計算による計算負荷が高いなど、実現性に課題があることも想定される。そのため、並行して、その他の方法として、あらかじめ一定の需要を想定して供給曲線の作成を簡易的に行う方法についても検討を行った。具体的には、図 27 のとおり、図 25 のステップ 1 で限界価格の計算をするにあたって、一定の需要を想定し、それに基づき簡易的に作成した曲線を供給曲線として利用することも案として考えられる（この簡易的な曲線を、以下「簡易供給曲線」といい、簡易供給曲線を作成することを、以下「供給曲線の作成方法②」という。）。なお、この際、簡易供給曲線を作成するために想定する需要をどのように設定するかが論点となるが、第 3.2.1 項を踏まえると、図 28 のとおり、TSO 予測需要に合わせて、簡易供給曲線を設定することを基本とし、需要に比べて簡易供給曲線が足りない場合は、次に kWh 単価が安い電源を簡易供給曲線の一番右側に加えていき、簡易供給曲線を右に伸ばしていく、という方法が考えられる。

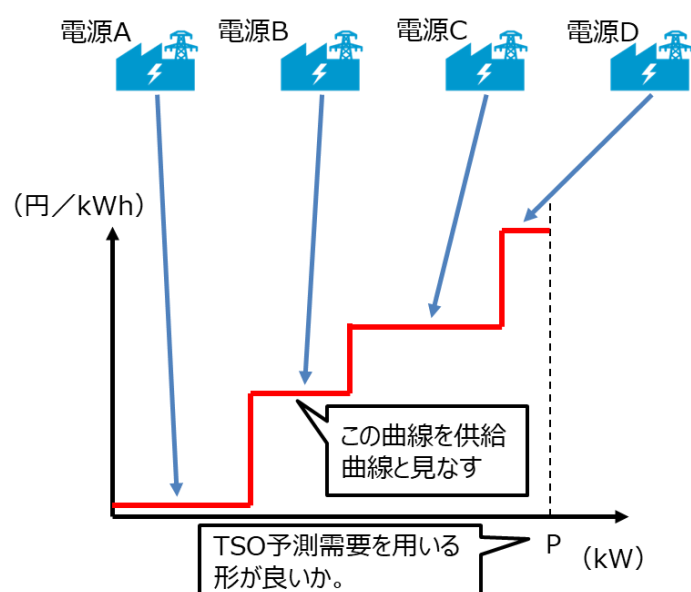


図 27 簡易供給曲線作成のイメージ

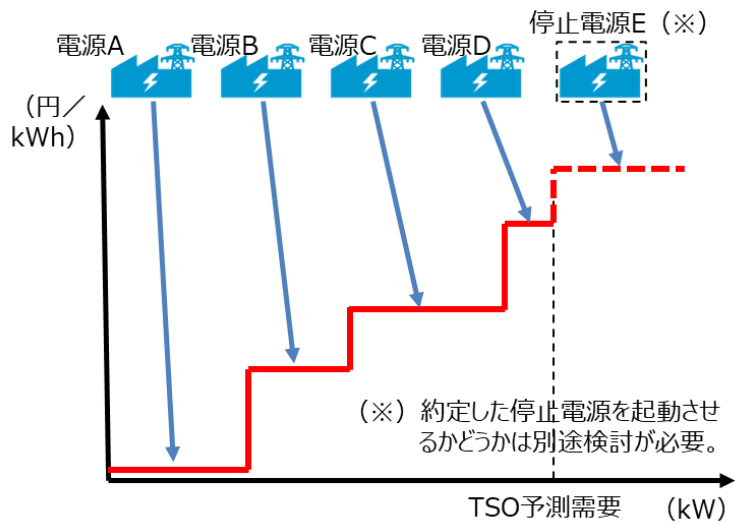
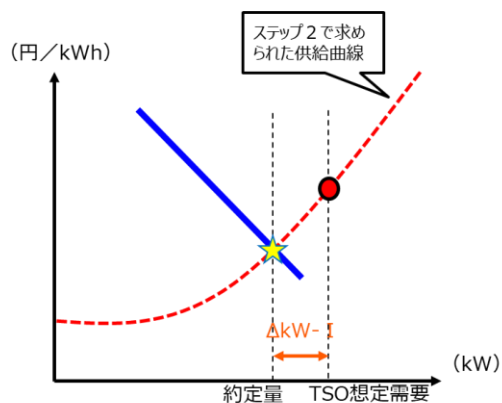


図 28 簡易供給曲線作成のための想定需要と停止電源との関係

なお、供給曲線の作成方法①と②のそれぞれについて、需給の交点と $\Delta kW-I$ との関係は図 29 のとおりである。

供給曲線の作成方法①



供給曲線の作成方法②

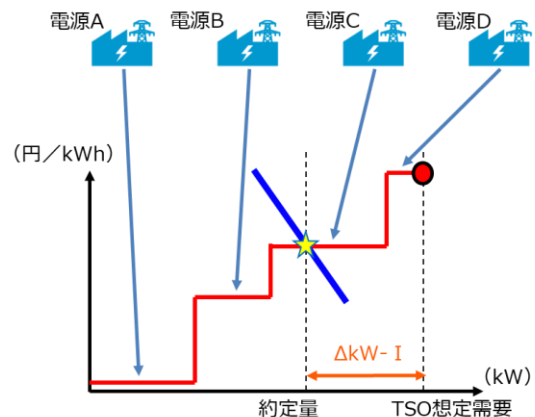


図 29 需給の交点と $\Delta kW-I$ との関係

3.3.1.5 $\Delta kW-II$ 及び $\Delta kW-III$ の取り扱い

図 20 の前日同時市場における約定電源等の決定フローのとおり、約定電源等の処理フローとしては、①kWh のみの電源ラインナップを決定し、その後、② kWh として出力を予定していた電源の持ち替えを行うことなどにより $\Delta kW-II$ ・ $\Delta kW-III$ を確保する、という流れとなっている(図 30)。この考え方を踏まえると、約定価格の決定にあたり、図 25 のステップ 1 における限界価格を求める方法と

して、① ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法と② ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮する方法のいずれかが考えられる。以下では、供給曲線の作成方法①と②のそれぞれのパターンごとに検討を行った。

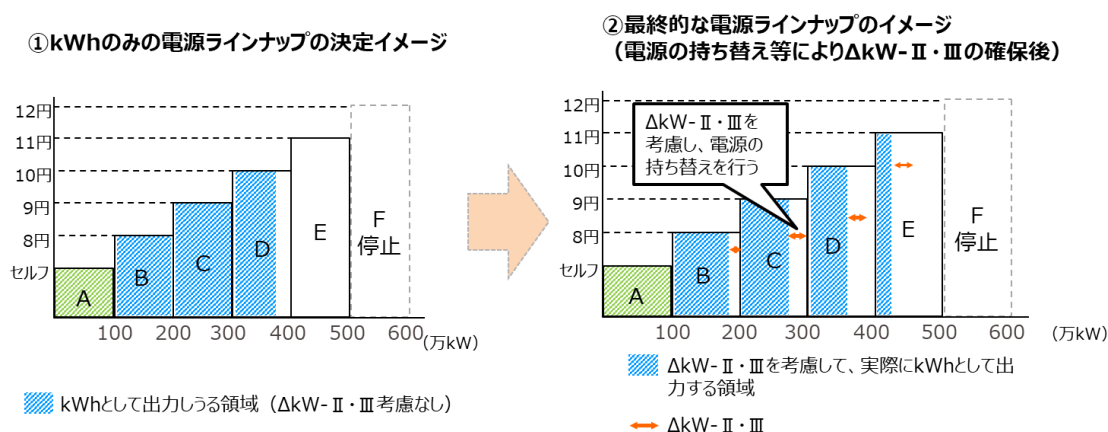


図 30 電源ラインナップの確定フローのイメージ

供給曲線の作成方法①のステップ1の限界価格の求め方における、 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案 A）と考慮する方法（案 B-1、B-2）のイメージ及び評価は図 31 から図 33 及び表 11 のとおりである⁵⁵。なお、 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮する方法について、稼働している電源の中で最も高い費用の電源で約定価格を決定する方法を案 B-1、「追加で 1kW 出力を増加させるときの費用」で約定価格を決定する方法を案 B-2 としている。

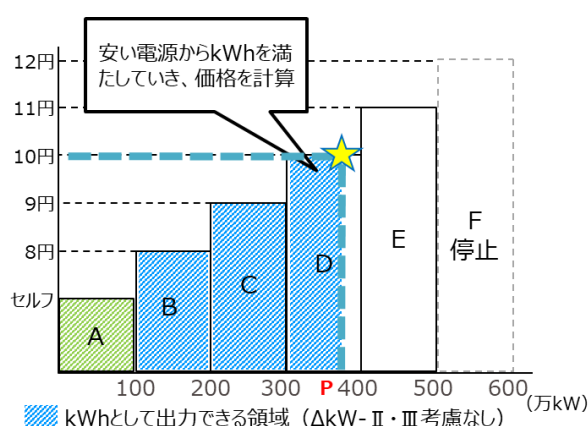


図 31 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案 A）

⁵⁵ 前日同時市場における ΔkW -Ⅱ・Ⅲの確保の有無・範囲については、調整力の確保のタイミング等で変わり得るため、別途議論が必要である。

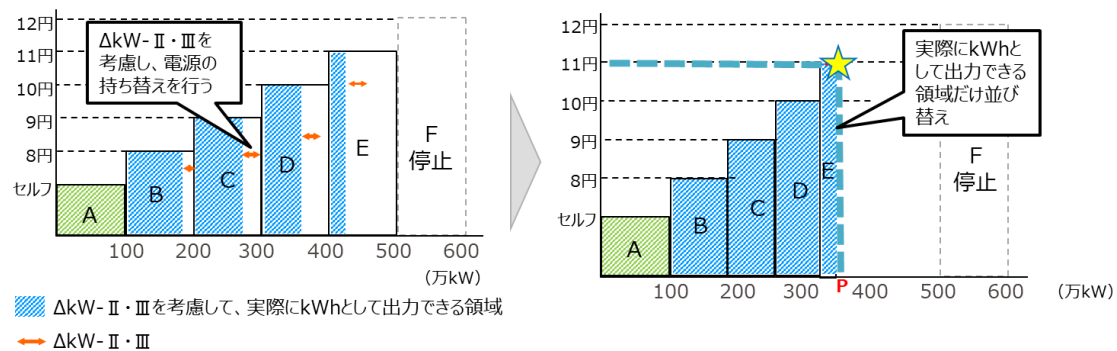


図 32 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案 B-1）

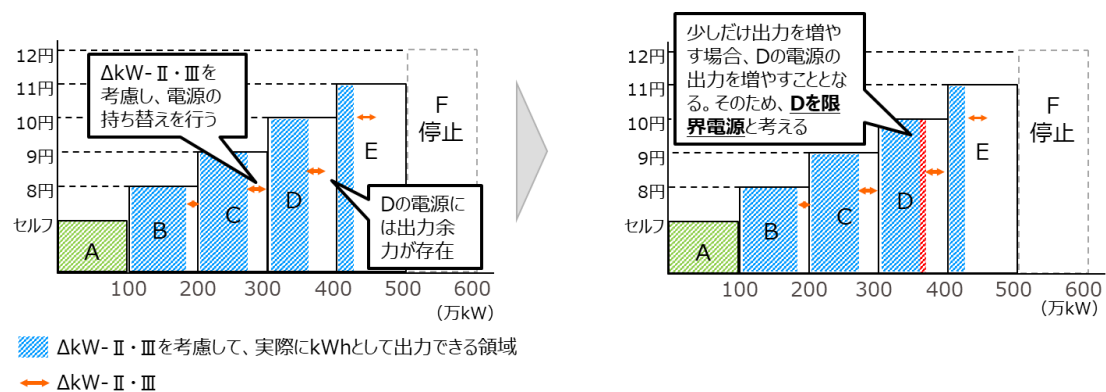


図 33 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案 B-2）

表 11 案 A、案 B-1 及び案 B-2 の評価

	評価
案 A	● ΔkW-II・IIIが必要なければ、本来は kWh として出力できていたと考えるのならば、合理的な価格となる。 ● 他方、ΔkW-II・IIIとして確保している範囲は kWh として出力できないため、ΔkW-II・IIIの確保範囲次第では、約定電源が限界価格よりも高い費用の電源（図 31 における電源 E）となる場合が生じ、別途費用補填が必要になるか。
案 B-1	● 約定電源 ΔkW-II・IIIとして確保している範囲は除くため、費用補填の必要ない価格設定が可能。 ● 他方、案 A と比較して約定価格が高くなる可能性がある。
案 B-2	● PJM の約定価格の計算方式と一致。 ● 約定電源（図 33 における電源 E）が限界電源（図 33 における電源 D）より高い場合が存在し、この場合、費用補填が必要。

供給曲線の作成方法②の簡易供給曲線の作成方法に関し、 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法（案 A'）と ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮する方法（案 B'）のイメージ及び評価は図 34、図 35 及び表 12 のとおりである。⁵⁵

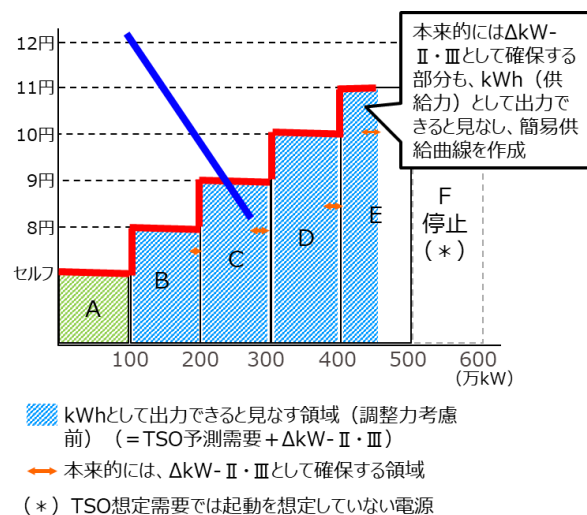


図 34 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮しない簡易供給曲線（案 A'）

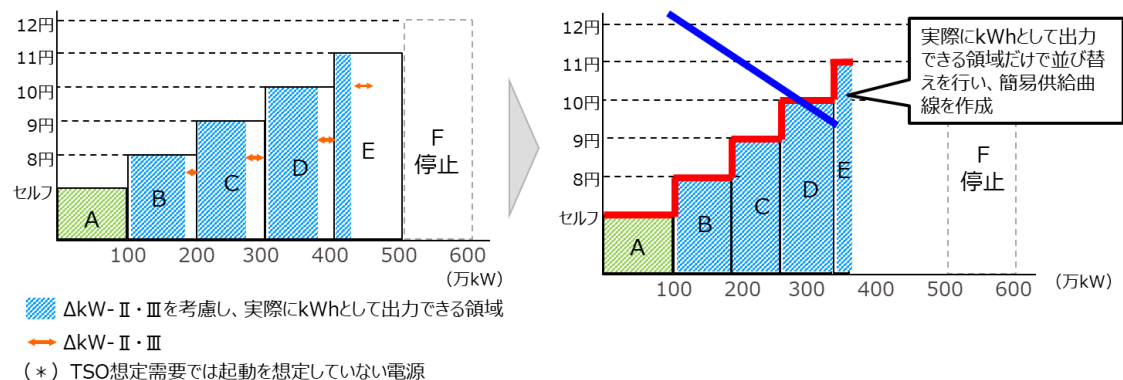


図 35 ΔkW -Ⅱ・Ⅲを考慮する簡易供給曲線（案 B'）

表 12 案 A'及び案 B'の評価

	メリット	デメリット
案 A'	調整力が必要なければ、ΔkW-Ⅱ・Ⅲは存在せず、本来は kWh として出力できていたと考えるのならば、合理的な簡易供給曲線とな	ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保されている調整力にもかかわらず、供給力の kWh として評価されており、実態と乖離している（メリットに記載の考え方を採用すると逆の評価となる。）。 ΔkW-Ⅱ・Ⅲとして確保している範囲

	メリット	デメリット
	る（デメリットの 1 点目に記載の考え方を採用すると逆の評価となる。）。	はBGとしてはkWhとして出力できないため、 ΔkW -Ⅱ・Ⅲの確保範囲次第では、約定電源が限界価格よりも高い費用の電源（図 34 における電源 D や E）となる場合が生じ、別途費用補填が必要になるか。
案 B'	● 供給力の kWh だけが簡易供給曲線として評価されている（デメリットの 1 点目に記載の考え方を採用すると逆の評価となる。）。 ● ΔkW-Ⅱ・Ⅲで確保した範囲はすでに供給曲線から除いてあるので、ΔkW-Ⅱ・Ⅲの確保のための電源差し替えによって、約定価格より高い電源が約定するという事は発生しない。	● 調整力が必要なければ、ΔkW-Ⅱ・Ⅲは存在せず、本来はkWhとして出力できていたと考えるのならば、非合理的な簡易供給曲線となる（メリットに記載の 1 点目の考え方を採用すると逆の評価となる。）。 ● TSO 予測需要よりも小売入札量が多い場合において、TSO 予測需要に基づく電源ラインナップだけではカバーできない可能性が案 A'よりも高く、その場合、TSO 想定需要では起動を想定していない電源（図 35 の電源 F）も供給曲線に加え、約定価格を計算することになる。 ● 案 A'と比較して約定価格が高くなる可能性。

3.3.2 ΔkW -Ⅰ、 ΔkW -Ⅱ及び ΔkW -Ⅲの価格決定方法

3.3.2.1 ΔkW -Ⅰ

TSO 予測需要が小売調達需要よりも大きくなる場合、 ΔkW -Ⅰが存在する。 ΔkW -Ⅰのマージナル電源の価格は図 36 のように計算できると考えられ、また、 ΔkW -Ⅰは時間前市場に投入することが考えられる（時間前市場については、第 3.6 節を参照されたい。）。

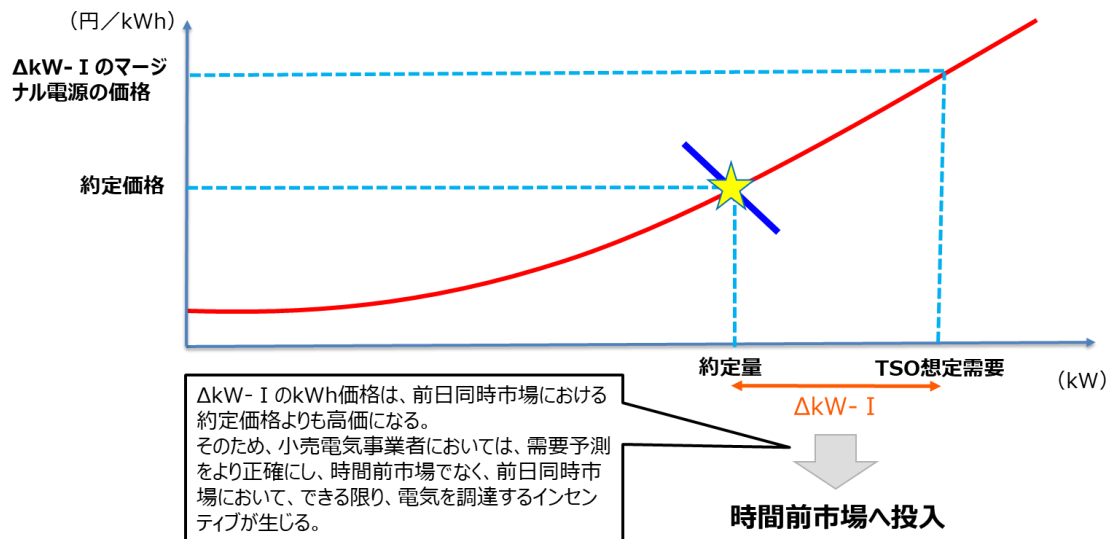


図 36 ΔkW-I の概要イメージ

また、後述のとおり、大きく分けて以下の論点が存在している。

- ΔkW-I の性質
- ΔkW 単価と kWh 単価の設定方法
- 時間前市場に投入する ΔkW-I の範囲
- 費用負担の在り方

まず、ΔkW-I の性質について、仮に、kWh として約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、前日同時市場における小売約定分と ΔkW-I の kWh 単価は、別々に設定することが適切と考えられる。一方で、ΔkW として約定処理する場合、小売約定分の kWh 単価とは別に ΔkW 単価と kWh 単価をそれぞれ設定することとなる。また、ΔkW-I は前日段階での TSO 想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすための kWh として出力されとは限らないため、予約電源として、ΔkW-I は、ΔkW として確保することが考えられる。

その場合、次に、ΔkW 単価と kWh 単価の設定方法が問題となる。まず、図 37 は ΔkW-I 確保のイメージである。この図の例において、前日同時市場における kWh 価格 (図 37 や表 13 においては、「市場価格」という。) は 9 円/kWh、ΔkW-I のマージナル電源の価格は 11 円/kWh となる。ΔkW 単価と kWh 単価の設定方法に関する詳細論点については、表 13 のとおりである。なお、表 13

において、アルファベットが振ってある電源名が出てくるが、これらは、図 37 における電源名を示している。

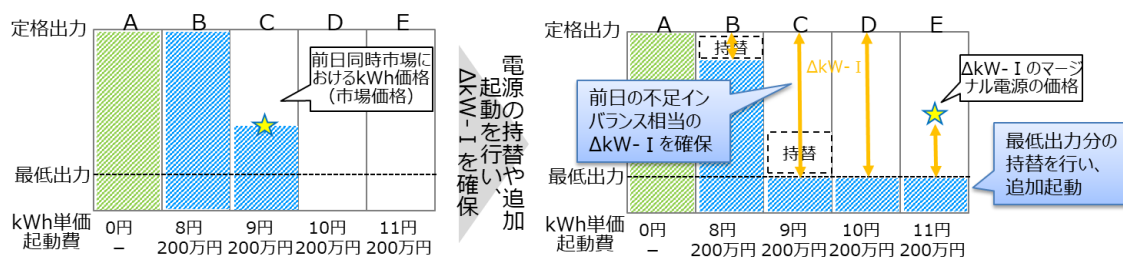


図 37 $\Delta kW-I$ 確保のイメージ

表 13 ΔkW 単価と kWh 単価の設定方法に関する論点

論点概要	詳細
【論点 1】電源 B の同時市場との関係で発生する逸失利益	$\Delta kW-I$ 確保のためには電源の持ち替えが生じるため、現行の需給調整市場のルール（詳細は、次目を参照されたい。）を参考にとすると、電源 B については、限界費用と市場価格の差額が逸失利益となり、ΔkW 単価に織り込まれる。同時市場においては、このような逸失利益をどう考えるか。
【論点 2】電源 D、E の機会費用	$\Delta kW-I$ 確保のためには電源の持ち替えが生じるため、現行の需給調整市場のルール（詳細は、次目を参照されたい。）を参考にとすると、電源 D や E の起動費や最低出力費用と kWh 市場価格との差分は機会費用であり、ΔkW 単価に織り込まれる。同時市場においては、このような機会費用をどう考えるか。
【論点 3】電源 B、C、D の $\Delta kW-I$ としての kWh 単価	$\Delta kW-I$ の kWh 価格をシングルプライスにするか、マルチプライスにするか。 - なお、現行の需給調整市場においては、予約電源については、kWh 単価はマルチプライスでの精算であるが、発電事業者が限界費用での入札か、時間前市場の約定価格の平均値での入札かを選択できる。（詳細は、次目を参照されたい。）
【論点 4】固定費	現行の需給調整市場の ΔkW 単価には固定費を含めることが認められているが、$\Delta kW-I$ の ΔkW 単価はどう考えるか。また、固定費については、前日同時市場における kWh の約定価格での回収の観点も含めて全体を整理する必要があるか。

次に、時間前市場に投入する ΔkW ・I の範囲が問題となるが、詳細は、第 3.6 節を参照されたい。

最後に、費用負担の在り方が問題となるが、 ΔkW ・I の ΔkW 単価については、託送料金や時間前市場の料金、インバランス料金で負担することが考えられる。 ΔkW ・I の kWh 単価については、時間前市場で約定した電源は時間前市場で約定した買い入札事業者、時間前市場で約定しなかった電源はインバランス料金としてインバランスを発生させた事業者が負担することが適当と考えられる。

3.3.2.2 ΔkW -Ⅱ 及び ΔkW -Ⅲ

まず、現行の需給調整市場には、以下の 2 つの市場が存在する。(図 38)

- 調整力 ΔkW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、TSO が、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場。 ΔkW の入札価格の安い電源等から落札されるマルチプライスオークションの市場。
- 調整力 kWh 市場：予約確保した電源等（以下「予約電源」という。）に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用契約を締結している電源（当面は電源Ⅱ。）も含めた中から、実需給断面において、TSO が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場。登録された kWh 価格（V1/V2 単価）で精算される（すなわち、マルチプライスオークションの市場である。）。

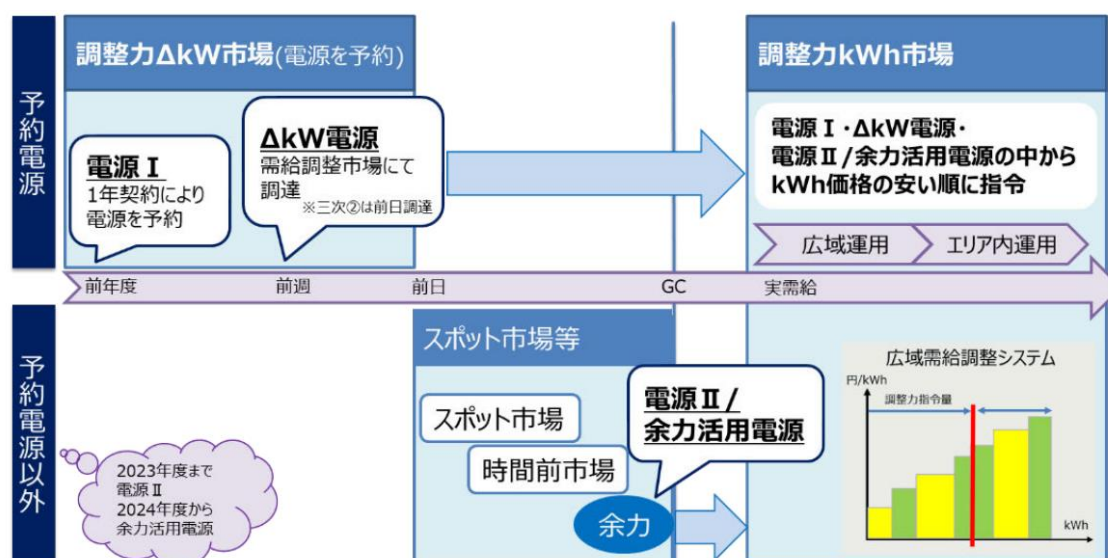


図 38 需給調整市場の概要⁵⁶

⁵⁶ 需給調整市場ガイドライン（2023 年 3 月 10 日改定、経済産業省）

(<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20230310.pdf> (2023 年 4 月アクセス)) より抜粋。

需給調整市場においては、需給調整市場ガイドライン（2023 年 3 月 10 日改定、経済産業省）において、調整力 ΔkW 市場・ kWh 市場の両方について、一定の規範が示されており、大きな市場支配力を有する事業者については、この規範に基づいて入札を行うことが要請されており、また、それ以外の事業者についても望ましい行為として規定されている。具体的には、表 14 のとおりである。

表 14 需給調整市場の価格規律⁵⁷

市場区分	予約の有無	価格規律
調整力 ΔkW 市場	予約電源	● ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等 ➤ 逸失利益（機会費用）については、 （ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合は、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額が機会費用として発生し、 （イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合は、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額が逸失利益として発生する。 ➤ 一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）とし、等は売買手数料とする。
調整力 kWh 市場	予約電源以外（電源Ⅱ、余力活用電源）	● 上げ調整の kWh 価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用＋一定額 ● 下げ調整の kWh 価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用－一定額 ➤ 一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的

⁵⁷ 詳細は、需給調整市場ガイドライン（2023 年 3 月 10 日改定、経済産業省）（<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20230310.pdf>（2023 年 4 月アクセス））を参照されたい。

市場区分	予約の有無	価格規律
		な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合） ➤ 揚水発電や一般水力、DR、燃料制約のある火力発電等についての限界費用は「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。機会費用については、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
	予約電源	● 限界費用又は市場価格（＝時間前市場の約定価格の平均値）以下

また、現行制度における市場価格の決定方法と費用回収の方法は、表 15 のとおりである。

表 15 価格の決定方法と費用回収の方法（現行制度）

スポット市場	価格決定メカニズム	シングルプライスオークション
	入札価格に織り込む費用 ⁵⁸	燃料費等、起動費（必要に応じて、ブロック入札を活用）
	費用負担者	スポット市場において、買い入札を行い、約定した者
需給調整市場	価格決定メカニズム	マルチプライスオークション
	入札価格に織り込む費用 ^{57, 58}	● ΔkW：逸失利益（機会費用）＋一定額等（固定費回収のための合理的な額＋売買手数料） ● kWh（※）：限界費用又は市場価格（＝時間前市場の約定価格の平均値）以下 （※）なお、予約電源以外（電源Ⅱや余力活用電源）は、「限界費用±一定額（固定費回収のための合理的な額）」が合理的な価格とされている。
	費用負担者	● ΔkW：託送料金（三次調整力②は変動性再エネ対応の調整力のため、再エネ賦課金）で回収。つまり、

⁵⁸ 限界費用での入札が利潤最大化行動となるが、限界費用よりも高い価格や低い価格で入札することが必ずしも禁止されているわけではない（ただし、相場操縦行為と見なされれば、電気事業法や独占禁止法上の問題となり得、基本的には限界費用での入札が望ましい。）。

	全ての需要家が広く負担していることとなる。 ● kWh：インバランス料金で回収。つまり、インバランスを発生させた事業者が負担することとなる。その上で、一般送配電事業者のインバランス収支が相償されていない場合は託送料金で調整。
--	---

以上のとおり、現行の需給調整市場においては、発電事業者等の売り入札者が機会費用（起動費や最低出力費用）や逸失利益、一定の固定費を回収できる仕組みとなっている。（なお、前日同時市場は、容量市場が導入されていることを前提としており、現在とは、固定費の回収の在り方が変わる点について留意しつつ、前日同時市場における価格規律を検討することが必要。）

前日同時市場においては、第 3.3.1.5 目の案 A、案 B-1、案 B-1、案 A'及び案 B'のいずれを選ぶかによって、以下の例や図 39 のとおり、機会費用や逸失利益が発生するかどうかや、発生する費用・利益の大きさが変わり得る。

- 例えば、案 A の電源 E（図 39）については、調整力のために追加的に起動を行うため、機会費用は ΔkW の価格で回収が必要と考えられる。
- 一方、案 B-1 の電源 E（図 39）については、調整力も考慮した上で、市場価格を決定するため、起動費については、取漏れが発生した場合、前日同時市場における kWh の約定価格でなく、 ΔkW の価格や実際に kWh として実需給断面で稼働した調整力（インバランス）の価格での回収を志向することも考えられるが、最低出力費用については、前日同時市場における kWh の約定価格に反映されているため⁵⁹、調整力の機会費用として回収をする必要は無い。

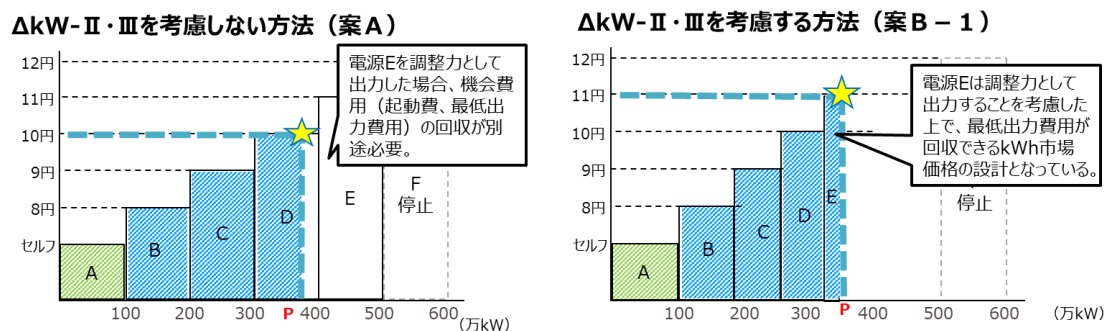


図 39 ΔkW -II 及び ΔkW -III の取り扱いと費用回収（例）

⁵⁹ 第 3.3.1.3 目のとおり、限界費用カーブや平均費用カーブの取り扱いによって、最低出力費用に取漏れが発生する可能性もあり、その場合、別途この取漏れの取り扱いの整理が必要である。

以上を踏まえた上で、前日同時市場における kWh の約定価格との関係も考慮しつつ、機会費用、逸失利益、固定費のそれぞれについて、今後、検討を深めることが必要である⁶⁰。具体的には以下のような論点が考えられる。

- 機会費用における起動費については、同時市場の kWh 価格として織り込む起動費の取漏れとの関係も論点であり（詳細は、第 3.3.1.2 目を参照されたい。）、 ΔkW 単価に起動費を織り込むかについては当該論点とも整合をとった検討が必要。
- 機会費用における最低出力費用については、第 3.3.1.5 目の案 A、案 B-1、案 B-2、案 A'、案 B'のいずれを選ぶかによって、発生の有無が変わるため、kWh 価格の計算方法と整合を取った検討が必要。
- 現在の需給調整市場における逸失利益の考え方を踏まえると、同時市場における kWh 価格よりも限界費用が安い電源が ΔkW として約定する場合に限り、逸失利益が発生すると考えられるのではないか。
- 固定費を織り込むことを認めるかについては、容量市場での固定費回収や現在の需給調整市場における課題、約定価格の決定方法（シングルプライスカ、マルチプライスカ）等も踏まえた検討が必要。また、固定費については、前日同時市場における kWh の約定価格での回収の観点も含めて全体を整理する必要があるか。

また、前日同時市場において ΔkW -Ⅱ及びⅢを約定処理するにあたっては、上記の点を踏まえ、どのような費用をどのように加味して決定することが必要かといった観点や、前日同時市場においては、機会費用（最低出力費用及び起動費）については、Three-Part 情報に含まれており、逸失利益については、市場運営者が算出することが可能となっていることを踏まえて、入札にあたって、Three-Part 情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点、約定価格の決定方法はシングルプライスカ、マルチプライスカといった観点についても、今後検討が必要と考えられる。⁶¹

⁶⁰ なお、この論点については、 ΔkW -Ⅰの単価を考える際の論点とも近いので、前目も参考にされたい。

⁶¹ その他、作業部会では、以下のような意見もあった。

- ・ 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、設備は kWh を供するためにも必要であり、容量市場や kWh 市場での回収の観点や、現状の ΔkW 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体の整理が肝要。
- ・ スポット市場はシングルプライスカであり、限界費用を上回る価格であれば、そこで固定費を回収できる。また、同時市場であれば、限界費用が高過ぎる電源が調整力のほうに回ってくるのが太宗で、かつ、kWh 市場との関係で、機会費用を補填することが可能であることからすれば、固定費を別途回収するという議

3.4 前日同時市場における約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性

第 3.2 節においては、約定電源等の決定方法として、主に以下のとおりの整理を行った。

- 「TSO 予測需要＞小売調達需要」の場合において、TSO 予測需要基準で電源起動の判断をすること。
- 「小売調達需要＞TSO 予測需要」の場合において、小売電気事業者の約定量は、小売入札量によって決定すること。

また、前節においては、約定価格の決定方法として、主に以下のとおりの整理を行った。

- 買入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法を検討すること。
- 上記の方法は計算負荷が高いなど、実現性に課題があることも想定されるため、TSO 予測需要に合わせた電源ラインナップの計算と、簡易的な供給曲線から約定価格の決定を行う方法も検討すること。

以上を前提として、約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法相互の関係性について、Three-Part Offer の仕組みを導入している北米の NYISO の例を参考にして、以下のとおり整理を行った。

まず、前日時点における NYISO の約定価格と約定電源等の決定プロセスは図 40 のとおりである。市場での入札を尊重しつつ、系統信頼度の維持のため、NYISO の予測需要も用いた形となっている。

論は理屈に合わない。

・ $\Delta kW \cdot I$ も含め、調整力の待機の価値や発電の価値が適切に評価される必要。

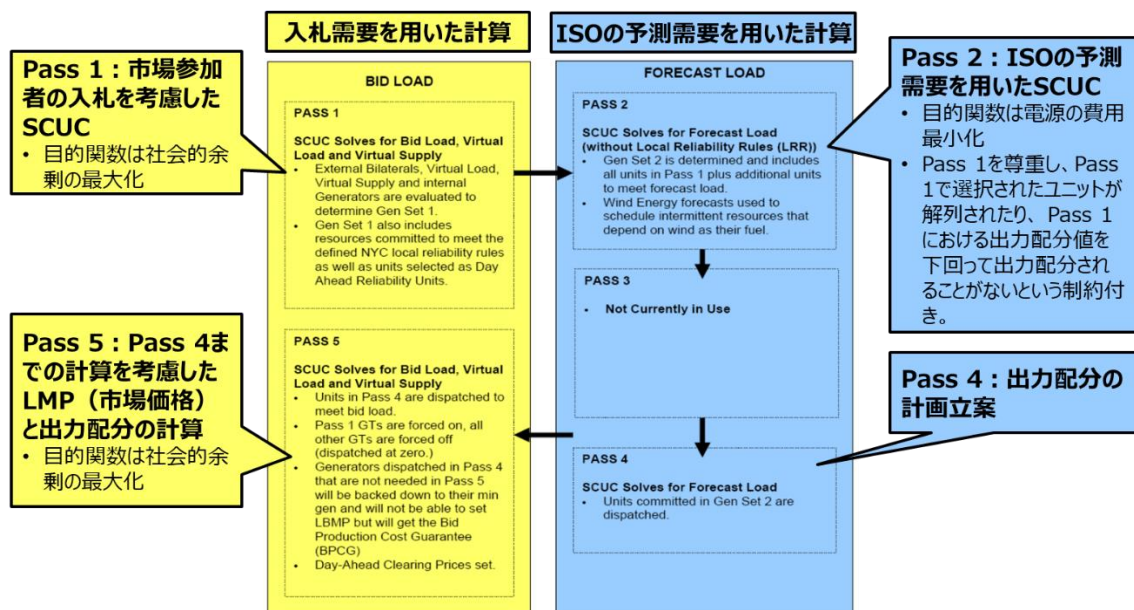


図 40 NYISO における約定価格と約定電源等の決定プロセス⁶²

この仕組みと本書で提案している仕組みとの比較をすると、まず、「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法①（詳細は、第 3.3.1.4 目を参照されたい。)) と約定電源の決定方法の組み合わせは、図 41 のとおり、NYISO の仕組みと同様に考えることができる。

⁶² NYISO, “Manual 11 Day-Ahead Scheduling Manual” (Issued: December 2022), https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a (2023 年 3 月アクセス)

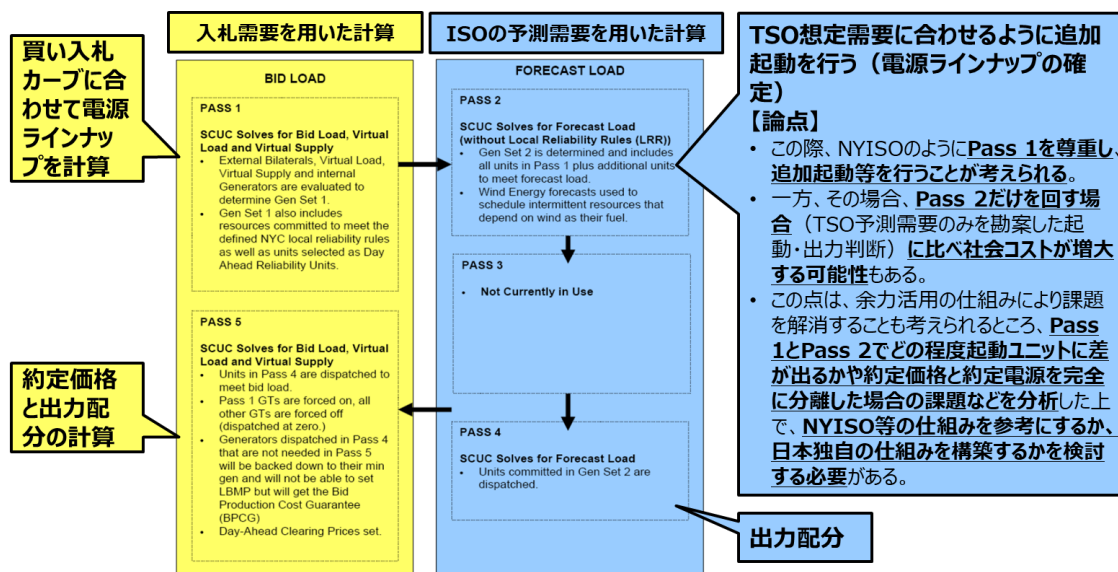


図 41 NYISO の仕組みと本書で提案している仕組みとの比較①

また、「簡易的な需給曲線から約定価格の決定を行う方法」(供給曲線の作成方法② (詳細は、第 3.3.1.4 目を参照されたい。)) については、図 42 のとおり、まず TSO の予測需要に合わせた電源ラインナップの確定を行う点は、NYISO における青枠のプロセスと同様に考えることができる。その後、約定価格の決定の際には、青枠の計算で算出した約定電源をもとに簡易的に供給曲線を作成した上で、需要曲線との交点を探るというプロセスが別途必要となると考えられる。

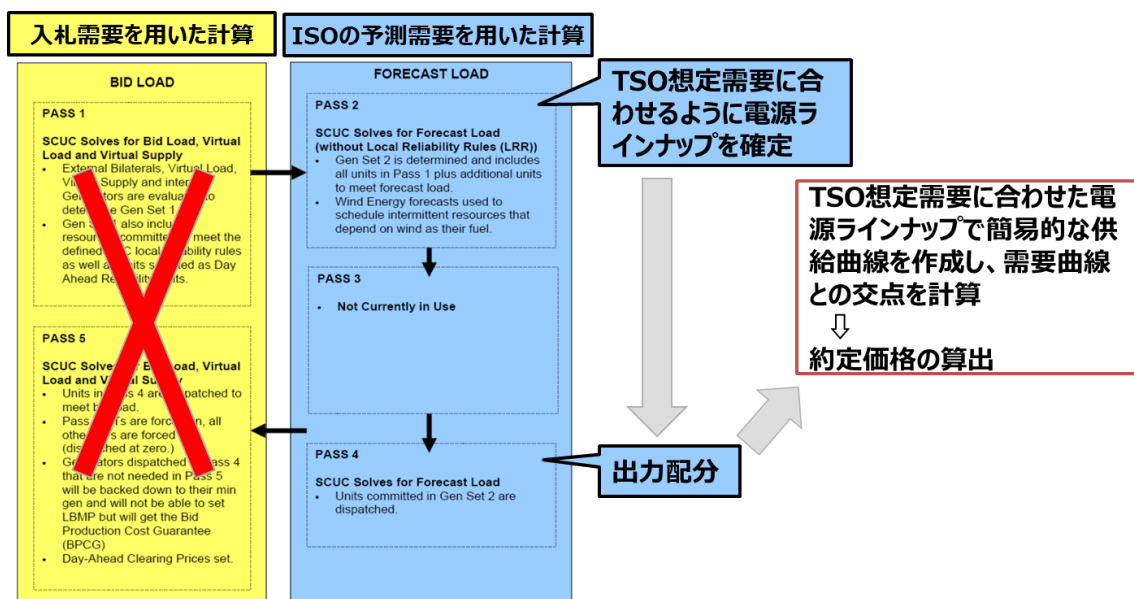


図 42 NYISO の仕組みと本書で提案している仕組みとの比較②

3.5 週間運用

3.5.1 週間断面での電源起動の仕組みの必要性和 2024 年度以降の仕組み

電力・ガス取引監視等委員会の調査⁶³によると、起動指令後 18～24 時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の 100%、石油火力・汽力式ガス火力の 80%以上が起動可能なものの、一部の電源（石炭火力の約半数等）は 1 日以上起動時間がかかり、前日同時市場のタイミングでは起動の意思決定が間に合わない。もっとも、容量市場が開始される 2024 年度以降においては、卸電力市場と需給調整市場の競合が起こる蓋然性が高い広域予備率 8%未満となった場合には、容量市場のリクワイアメントにより、週間断面から事業者に対しバランス停止機の自発的な起動準備ならびに卸電力市場・需給調整市場への応札を求めることとなっている⁶⁴。そのため、BG が確実に容量市場のリクワイアメントを達成すれば、週間断面での電源起動の問題は解決しているようにも考えられる。

しかしながら、以下の点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとは別途、電源起動に関する追加的な仕組みに関して、検討を行う必要があると考えられる。

- 更なる安定的な起動：
前日同時市場で電源情報の一元的な把握・管理をする場合（詳細は、第 3.7.3 項を参照されたい。）、週間断面から全体の電源起動や需要、系統状況等を確認し、前日同時市場前に起動が必要な電源を特定し、BG に電源起動を指令することができれば、より確実な電源起動を達成できる。⁶⁵
- 経済性の追求：
 - ① 電源の起動を 1 週間程度のスパンで判断すれば、起動費は高いが限界費用が安い電源等を効率的に活用することができる。
 - ② 確実な電源起動には配慮しつつ、市場全体の電源起動状況を踏まえ、電源起動を間に合うタイミングの直前まで引き付ければより効率的な電源運用が可能。

3.5.2 電源起動の指令

図 43 のとおり、週間断面で起動指令を行う場合、その対象電源は、①前日同

⁶³ 詳細は、第 62 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 6 月 29 日）資料 7 を参照されたい。

⁶⁴ 詳細は、第 42 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019 年 8 月 27 日）資料 3 を参照されたい。

⁶⁵ 起動が必要な電源の判断や、BG に電源起動を指令する主体については、別途検討が必要である。

時市場前に指令しないと起動が間に合わない電源、かつ、②BG に起動の予定がない電源が考えられる。なお、起動の予定の有無の把握は、BG の週間計画などの利用が考えられる。

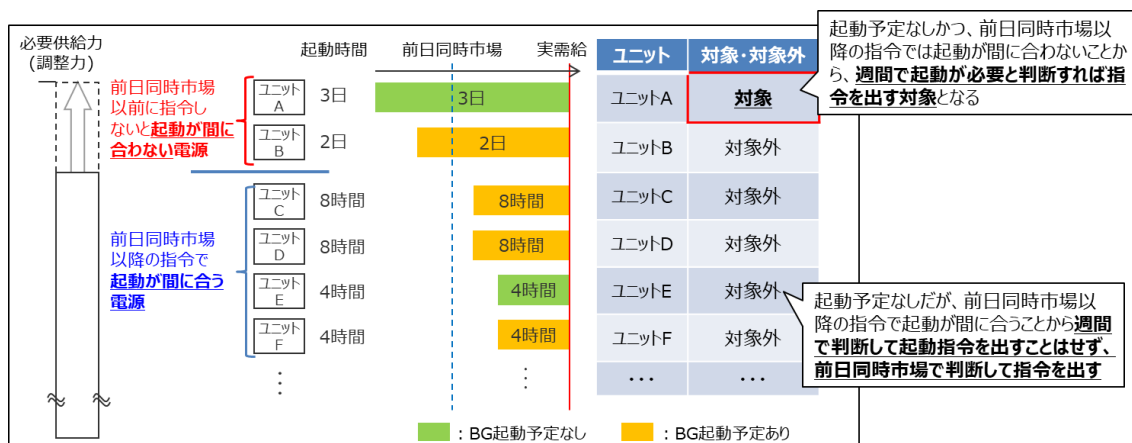


図 43 起動判断対象のイメージ

また、週間断面で起動指令を行う場合、その判断基準については、週間断面での電源起動の仕組みが必要となる趣旨を踏まえれば、需給ひっ迫の場合に限定せず、例えば、1週間先までの需給バランスを見て、前日同時市場以前に起動が必要な電源を判断することなどが適切と考えられる。また、第 3.2.3 項にも記載のとおり、単日で起動停止判断を行うと、起動費が高い電源が起動対象に選ばれにくくなることが考えられ、全体最適の観点から、同時市場における起動停止判断の対象期間について、例えば、次の 1 週間の計画を考えることも考えられる。

詳細は、今後、システム負荷の問題や費用対効果を踏まえて検討することが必要となるが、図 44 のとおり、前日同時市場において、翌日の電源起動停止を判断する際には、1週間先までの需給バランスを見て判断できれば、週間の起動判断と同じ処理となる。この場合、前日同時市場における 1 週間先までの起動判断の中に、週間の起動判断も含まれると整理できる。また、週間の起動判断は、毎週 1 回実施するのではなく、例えば、毎日の前日同時市場の結果を踏まえて指令を出すことが考えられる。

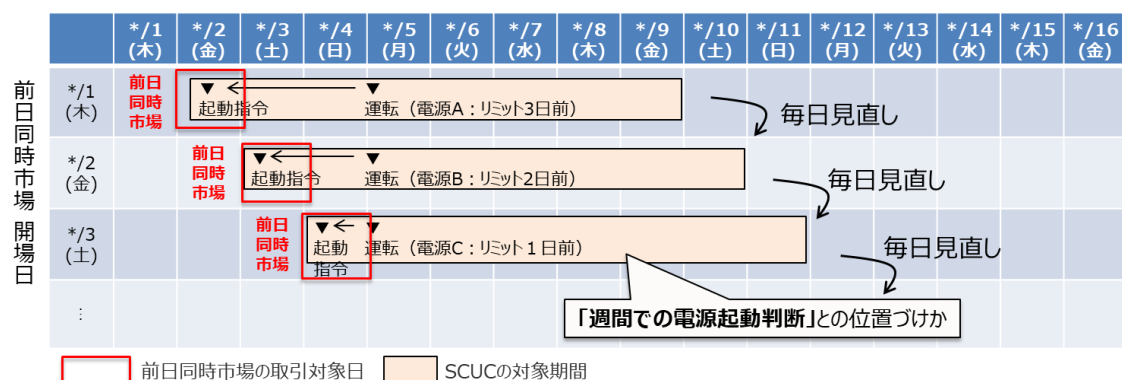


図 44 前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係

そして、起動指令を受けた電源は、前日同時市場において、Three-part 情報での入札を行うこととなる。この場合、前日同時市場の約定結果に基づき、最終的な系統並列の有無（前日同時市場での約定の有無）が決定される。このように、週間での起動判断は、前日同時市場での起動判断対象（ラインナップ）を準備するための行為ともいえ、最終的な系統並列の判断（前日同時市場での約定）は前日同時市場にて実施されるものと考えられる。そのため、週間で起動指令した電源の起動費についても、基本的には、前日同時市場や時間前市場の精算ルール（詳細は、第 3.3.1.2 目を参照されたい。）で対応することが考えられる⁶⁶。

3.5.3 揚水・蓄電池の取り扱い

揚水発電について、2024 年度以降⁶⁷は発電事業者が池全体の水位の運用を行うこととされている（ただし、再エネの出力抑制回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的に TSO が運用することも認められている。）。

2024 年度以降の運用に合わせるのであれば、発電事業者が他の電源と同様に、市場への入札等（Three-Part 情報（価格）での入札や、第 3.7.3 項の表 18 に記載の発電量を自社で確定させたい電源のうち長期固定電源等以外に記載の入札。）を行い、池全体の水位を運用し、その上で、再エネ出力抑制の回避や需給

⁶⁶ 起動に時間のかかる電源については、ある程度の期間稼働させることが経済合理的であることから、通常は前日同時市場である程度の期間を通じて約定し、起動費の回収も図られる蓋然性が高いことが見込まれる。ただし、前日同時市場で約定しなかった電源については、別途、起動費の回収を認める仕組みが必要である。

また、作業部会においては、「起動指令された電源について、すでに起動をしているため、入札する時は起動費ゼロで入れることになる。約定したとしても、結果的に起動費が回収できなかったということがあり得る。一方で、指令された電源は起動指令がなければ起動しなかった電源であり、従って収入もゼロだった電源ということ。収入が過回収の場合もあるため、過回収時・未回収時トータルでマイナスの場合だけ補填するということになると考えられる。自発的な起動を阻害するインセンティブが無いようにするべき。」といった意見もあった。

⁶⁷ 2023 年度以前は、揚水発電の運用を TSO が行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在し、BG 計画の策定の方法などが異なる。詳細は、第 67 回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021 年 11 月 26 日）資料 7 を参照されたい。

ひっ迫時の周波数維持のために、一時的に TSO が運用することを認める形が考えられる。

または、前項の通り、1 週間先までの需給バランスを見て電源の起動停止判断を行う（SCUC を 1 週間の期間で回す）ことを前提とすれば、発電事業者が入札した Three-Part 情報等を踏まえて、揚水や蓄電池もこの SCUC に合わせて、1 週間での効率的な運用をする形も考えられるか。具体的には、週間の SCUC の中で、最適なポンプ（蓄電）と発電のタイミングを計算し、それらの量を決定し、それに基づき前日同時市場における約定処理をすることが考えられる。

いずれとするかについては、発電事業者が任意に選択できることとすることが考えられる。

また、系統用の蓄電池については、需要（DR）とアグリゲートをしない場合は、揚水と同様に考えることが適切といえる。

3.6 時間前市場

3.6.1 時間前市場に求められること

各事業者において、時間前市場へのニーズとして、大きいと考えられるものは以下のとおりである。過去の勉強会の議論⁶⁸を踏まえると、特に再エネの出力変動に伴う調整のための売買に最も大きなニーズがあると考えられる。より具体的な売買例については「【参考 2】時間前市場で想定される売買例」を参照されたい。

- 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
- 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
- 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り

また、過去の小委員会等では、再エネの市場統合に向けた市場環境の整備の一環として、時間前市場の流動性の向上について議論がなされ、三次調整力②の時間前市場への投入や時間前市場のシングルプライスオークションの導入が議論されている⁶⁹。以上を踏まえつつ、今後の再エネ大量導入を前提とすると、更なる時間前市場の流動性の向上に資する市場の仕組みが重要といえる。

一方、作業部会や市場 WG においては、流動性の向上を求める意見だけでなく、時間前市場の流動性が向上した結果、非効率となる可能性がある懸念や、効

⁶⁸ 詳細は、第 3 回勉強会（2022 年 6 月 20 日）における資料 7 や 8 を参照されたい。

⁶⁹ 詳細は、小委員会制度検討作業部会や、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合、OCCTO 需給調整市場検討小委員会などの議論を参考にされたい。

率性の向上のために、時間前市場においても前日同時市場のような仕組みを導入することに関する意見もあった。以上を踏まえると、将来の時間前市場については、安定供給の確保を大前提として、流動性と効率性双方のバランスが取れた仕組みの在り方の検討を行うことが重要といえる。

【参考 2】時間前市場で想定される売買例

売り入札と買い入札の目的は図 45 のとおりであり、それぞれの売りと買いの条件が合えばマッチング（売買約定）される。図 45 のとおり、様々なパターンが想定されるが、以下のケーススタディでは、それぞれ代表的なケースを記載した。

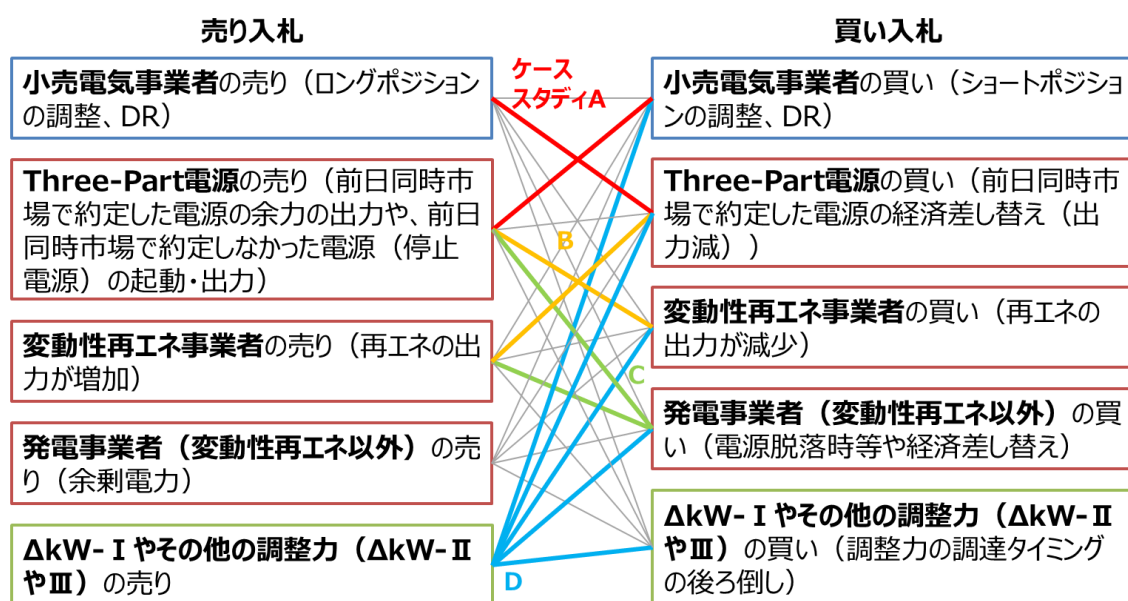


図 45 売り入札と買い入札の目的とケーススタディの全容

ケーススタディ A：小売電気事業者の売買

小売電気事業者の売買量に応じて、Three-Part 電源の売買量がマッチングする。（図 46）

小売電気事業者が売買

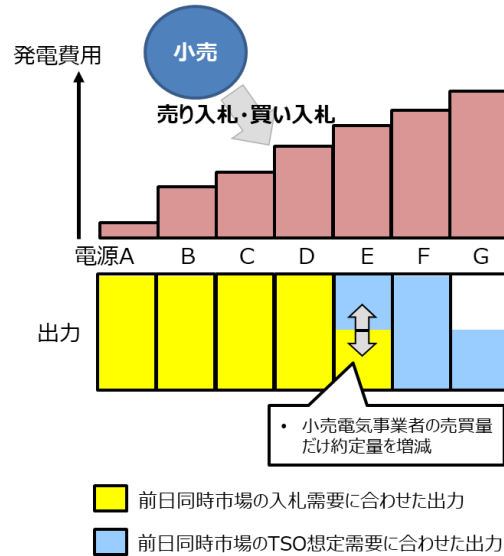
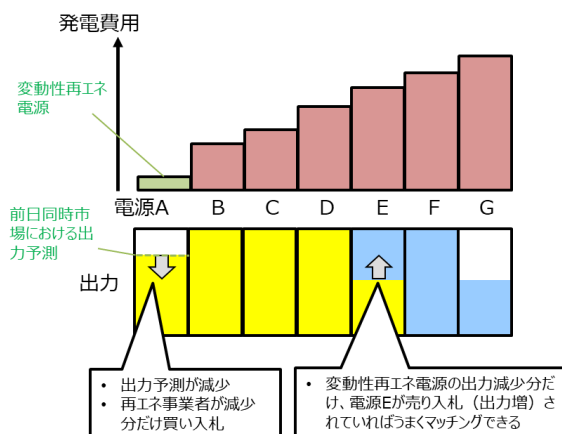


図 46 ケーススタディ A：小売電気事業者の売買⁷⁰

ケーススタディ B：再エネ変動対応の売買

変動性再エネの出力予測に合わせた売買量に応じて、Three-Part 電源の売買量がマッチングする。(図 47)

変動性再エネの出力予測が減少



変動性再エネの出力予測が増加

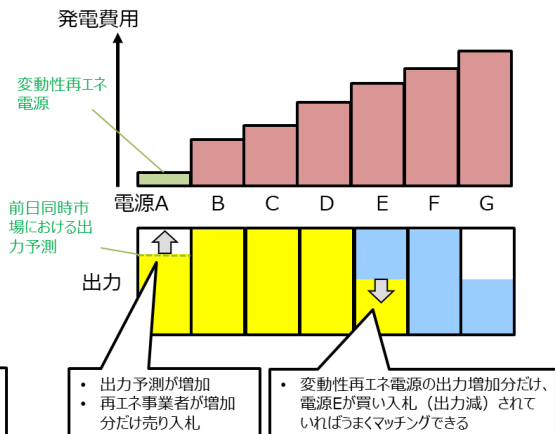


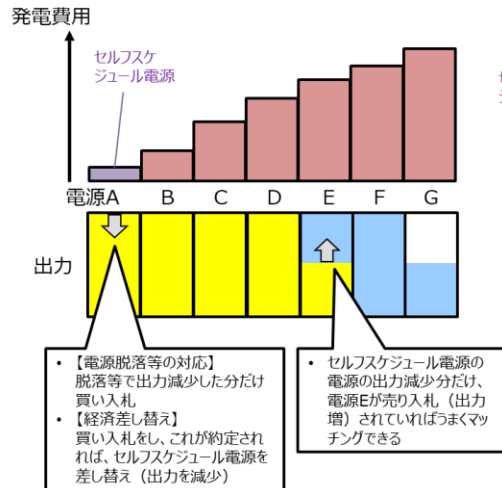
図 47 ケーススタディ B：再エネ変動対応の売買

ケーススタディ C：セルフスケジュール電源の差し替え

変動性再エネ電源の例と基本的には同じ構図となる (図 48)。

⁷⁰ 簡単のため、図には kWh での約定のみを図示 (Δ kW については記載していない)。また、最低出力についても考慮していない。図 47 及び図 48 についても同様である。

セルフスケジュール電源の差し替え①



セルフスケジュール電源の差し替え②

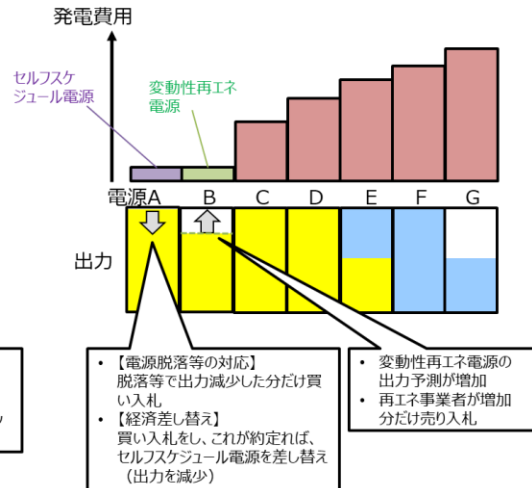


図 48 ケーススタディ C：セルフスケジュール電源の差し替え

ケーススタディ D：調整力の売買

ケーススタディ A から C の他、 ΔkW -I やその他の調整力（ ΔkW -II や III）⁷¹について、売り入札を行い、買い入札とマッチングさせることも考えられる。（図 49）

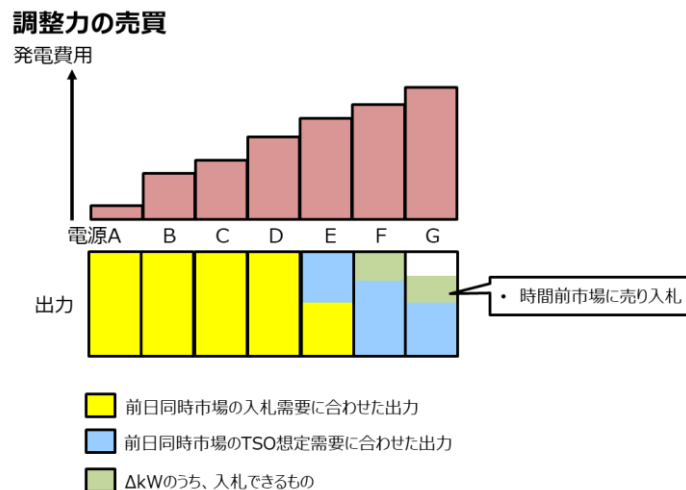


図 49 ケーススタディ D：調整力の売買⁷²

⁷¹ これらのうち、どの範囲を入札できるかや、確保・投入のタイミング等は別途検討が必要である。

⁷² 簡単のため、図は最低出力を考慮していない。

3.6.2 時間前市場の在り方

「【参考 2】時間前市場で想定される売買例」に記載のような札のマッチングを行う場として、前日に同時市場が開設された状況下での時間前市場の在り方としては、大きく分けると、以下の 2 つの案が考えられる。⁷³

- ① 現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバで発電事業者や小売電気事業者が自由に売買を行う方法。足下で議論されているシングルプライスオークションが導入されれば、現行のスポット市場のように一斉に売買することも可能となる。）
- ② 前日同時市場と同様の仕組み（Three-Part 情報を元にした約定）

まず、①とした場合、ザラバについては、起動費や最低出力費用を含んだ Three-Part 情報でなく、kWh 単価情報のみでなければ、売り札と買い札をマッチングさせることは難しい。ザラバと並存するシングルプライスオークションについても、ザラバの札をマッチさせやすくするための場の一つと考えると、kWh 単価情報のみで売買することが考えられる。また、以下の点を踏まえると、現行の時間前市場と同様の仕組みとすることもありうると思われる。

（kWh 単価情報のみで売買）

- 前日同時市場と異なり、売買の対象となるのはすでに起動している電源の出力余力である可能性が高いことからすれば、基本的には、kWh 単価のみの情報を基に取引をすることでも安定供給・経済性の観点からも問題はないと考えられる。
- 一方、実需給に向けて、寒波等で需要が上振れしたり、起動した電源脱落な

⁷³ 作業部会においては、以下のような意見があった。

- ・ システム負荷や事業者のオペレーションコスト、BG の創意工夫、流動性の拡大、効率性の向上、調整力の確保のタイミングや不要となった調整力の取り扱い、将来の需給構造、系統運用上の問題等にも配慮して設計が必要。
- ・ （現行の時間前市場と同様の仕組みに関して）ザラバ方式は、計画値同時同量の達成に向けて、必要なタイミングでタイムリーに取引が可能であるというメリットがある。また、今後の再エネの導入拡大の中で、これらのリソースの突発的な変動を調整するために、ザラバ方式へのニーズが高まると考えられる。
- ・ 短期的な時間前市場の流動性拡大の観点からは、時間前市場に何らかの形でシングルプライスオークションを導入するといった考え方も考慮に値するが、将来的な地内混雑管理の観点からは、前日同時市場と同様の仕組みとすることが適切。
- ・ 前日同時市場と同様の仕組みは、起動停止も含めたメリットオーダーで電源を構成できるため、望ましい仕組み。
- ・ 調整力の柔軟な運用の観点から、前日同時市場と同様の仕組みが適切ではないか。
- ・ （前日同時市場と同様の仕組みに関し）現実的にオペレーションが回るかという点の十分な検証は必要だが、時間前 UC 市場で、必要になれば追加的な電源起動が確保されて、時間前の ED 市場によって、ゲートクローズのタイミングで最終売買となれば、再エネ変動の調整機会が増すということが期待される。

どの供給力が下振れしたりした場合は、追加の電源起動が必要となることも生じるが、前日同時市場のような **Three-Part** 情報を元にした起動判断に比べると、経済性の観点からは、kWh 価格情報のみによるザラバ中心の仕組みは劣後するか。ただ、安定的な起動という観点からは、少なくとも需給ひっ迫時には余力活用契約等による追加的な起動を行うことができることからすれば、大きな問題はないようにも考えられる。

(流動性の観点)

- 三次調整力②の時間前市場への投入や足下の時間前市場のシングルプライスオークション化の議論状況も踏まえて、判断することが必要であるが、 Δ kW・I や不要となった他の調整力を時間前市場に投入することで流動性の向上を行うことができる可能性がある。

一方、②のように、現行の時間前市場と同様の仕組みでなく、時間前市場においても前日同時市場と同様に TSO が SCUC を実施するタイミングに合わせて **Three-Part** 情報を元に約定処理をする仕組みを構築することも考えられる。具体的には、図 50 のとおり、前日同時市場の約定結果を前提として、実需給に向けて市場において電源の起動停止も判断できる SCUC の計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行うことが考えられる（図 50 においては、この市場を「時間前 UC 市場」と記載している。）。また、実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算する SCED を行い、これを元にした売買を行うことも考えられる（図 50 においては、この市場を「時間前 ED 市場」と記載している。）。これによって、現行の時間前市場と同様の仕組みに比べると、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると想定される。

約定価格については、「【参考 2】時間前市場で想定される売買例」のような操作を組み合わせ、マージナル電源で価格を決定する（前日同時市場と同じ価格決定方法を使う。）形が考えられる。

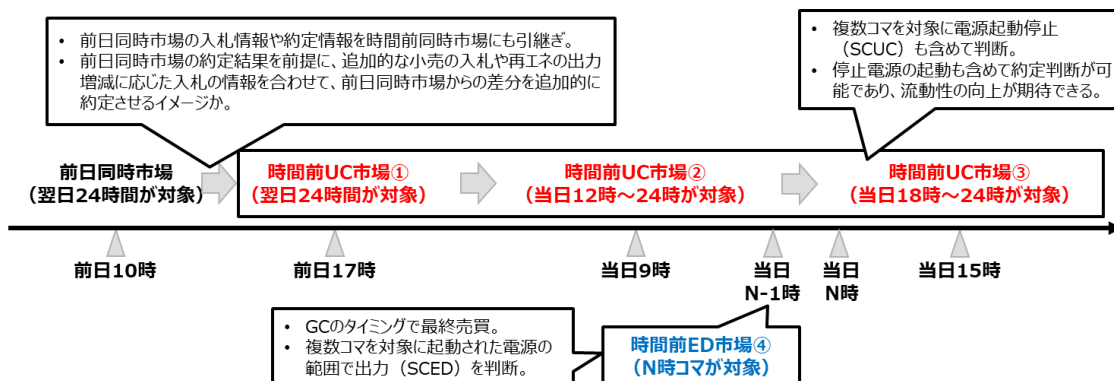


図 50 時間前市場における前日同時市場と同様の仕組みのイメージ⁷⁴

3.6.3 ΔkW -I の取り扱い

前項に記載の①現行の時間前市場と同様の仕組みと②前日同時市場と同様の仕組みのそれぞれについて、 ΔkW -I の取り扱いに関する整理すべき論点や方向性は表 16 のとおりであり、今後更に検討を深める必要がある。

表 16 時間前市場における ΔkW -I の取り扱いに関する整理すべき論点や方向性

	①現行の時間前市場と同様の仕組み	②前日同時市場と同様の仕組み
投入量	● 全量投入するか、TSO として不要と判断した範囲のものを投入するか、いずれかがありうるところ。 ● 流動性を高める観点からは、前者とすることが適切のように思われるが、第 3.7.5 項に記載の電源差し替えの論点との関係の整理が必要となる。 ● また、市場 WG では、「現状の電源Ⅱのように追加並列して ΔkW-I を確保しないことで費用を少なくするということも考えられるか。」という意見もあり、ΔkW-I の確保量の考え方についても別途整理が必要か。	
投入主体	● 発電事業者が投入する形が考えられるか。この際、前日同時市場断面における ΔkW-I の調達者から、発電事業者へ電源の差し戻しをする際の ΔkW 費用の精算方法や発電事業者が時間前市場で得た収益の帰属先等の論点について、	● 前日同時市場の入札を引き継ぎ、時間前市場に投入するのであれば、投入主体は前日同時市場と同じ（つまり、発電事業者）と整理することができるか。 ● 一方、全く同じフローだとし

⁷⁴ 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要である。

	①現行の時間前市場と同様の仕組み	②前日同時市場と同様の仕組み
	整理等を行うことが必要か。 ● 一方、足下の三次調整力②の時間前市場への投入は、TSO が三次調整力②の上げ調整の指令権を有していることや、電事法上も電力調整業務を行い、電圧周波数の維持を担う TSO の業務の一環と捉えることができること等から三次調整力②の調達者である TSO が入札主体となる方向で議論が進められているところ。ΔkW・I についても、ΔkW・I の調達者が投入することも考えられるか。	ても、前日同時市場において、ΔkW・I の発動権が ΔkW・I の調達者に移っていると観念するのであれば、投入主体は当該調達者と整理することもできるか。
	● 投入主体をどの事業者にするかは、発電販売計画の提出等の実務的な負担にも配慮することが必要。	
価格規律	● 足下の三次調整力②の時間前市場への投入の議論を踏まえつつ、今後検討を深めてはどうか。	● 前日同時市場と同じ価格規律とすることが整合的か。どのような規律かは、前日同時市場における規律と並行して今後検討することが必要か。

3.7 その他横断的な論点

3.7.1 前日同時市場で約定した電源の余力活用

2024 年度以降の余力活用の仕組みについては、費用の低減等、より効率的・安定的な需給調整・系統運用を実施することを目的として、GC 後の調整力 kWh 市場における最適化を図るために取り入れられる予定である。

前日同時市場において kWh として約定した電源については、調整機能が無い電源も存在する可能性がある。前日同時市場において kWh として約定した電源についても、費用の低減等、より効率的・安定的な需給調整・系統運用を実施する観点から、余力活用の仕組みを導入することが考えられる⁷⁵。

⁷⁵ 余力活用の仕組みを導入する場合であっても、同時市場導入後における同契約の内容については、週間断面での電源起動の仕組みや調整力確保のタイミングも含めた時間前市場の在り方、価格規律といった市場全体の設計や 2024 年度以降の余力活用契約の運用状況なども踏まえて検討することが必要である。

3.7.2 入札に当たって必要な情報

入札に当たって必要な情報については、例えば、表 17 が考えられる。なお、セルフスケジュール電源については、価格を登録するかどうか等、他の論点も存在する（詳細は、次項を参照されたい。）。加えて、需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの発電余力の把握等も必要と考えられる⁷⁶。

表 17 Three-Part 情報等の例⁷⁷

Three-part 情報等	詳細情報	概要
起動費		起動に要する費用（円）
最低出力費用		最低出力まで出力させた場合にかかる費用（円/h）
限界費用カーブ		限界費用カーブ（円/kWh）。限界費用カーブの代わりに平均費用カーブを登録することも考えられる（詳細は、第 3.3.1.3 目を参照されたい。）。
その他（発電制約等）	最大／最低出力	発電機の出力範囲
	起動カーブ／停止カーブ	各出力帯でのホールド時間や出力変化速度（起動カーブについては、停止時間により異なる場合はそれぞれについて提供要）（起動停止時間含む）
	ゾーン切替	ゾーン切替出力およびゾーン切替に要する時間
	最低出力時間	燃料制約等に伴う最低出力継続可能時間
	燃料制約	発電可能量（kWh）
	出力変化速度	各出力帯の出力変化速度（または、各出力帯の調整力供出可能量）
	その他制約情報	発電機ごとに考慮が必要な特殊制約

⁷⁶ 詳細は、第 1 回勉強会（2021 年 12 月 28 日）資料 6 や第 2 回勉強会（2022 年 2 月 14 日）資料 4 を参照されたい。

⁷⁷ 電源によっては登録が不要な情報もありうる。また、情報の種類に応じて、登録のタイミングや頻度が異なることも考えられる。

3.7.3 電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした制度設計⁷⁸

前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSO の想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差し替え）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する⁷⁹等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的と考えられる。なお、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうる。

その上で、一元的なメリットオーダーを追求する観点からは、すべての電源について、**Three-Part** 情報を含めた情報を提出させ、メリットオーダー順に約定処理をすることが考えられる。一方で、出力制御の技術的課題等を有している長期固定電源等⁸⁰については、自由に出力幅を変更できるわけではない。また、長期固定電源等以外の電源であっても、調達した燃料に余剰が生じた場合や安定的な電源投資や燃料調達・小売事業の調達価格を安定化させる観点から、発電事業者・小売電気事業者が供給量と価格を合意することにより（ここでは、市場外で電力の売買を行う合意のみならず、市場を通じて電力の売買を行い市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意（自社取引を含む。）を含み、本項においては、当該合意を以下「相対契約等」という。）、発電量を自社で確定させたいというニーズも存在する。加えて、相対契約等を認めることで、相対契約等で合意された価格と前日同時市場の約定価格で競争（均衡）が働き、前日同時市場の価格の高止まりなどを防止する作用もあると思われることから、相対

⁷⁸前日同時市場のみならず、時間前市場においても本項と同様の論点があると考えられる。

⁷⁹ 詳細は、第 1 回勉強会（2021 年 12 月 28 日）資料 6 や第 2 回勉強会（2022 年 2 月 14 日）資料 4 を参照されたい。

⁸⁰ 出力制御に課題がある電源や、系統信頼性の維持のために必要な電源等。間接オークションにおける承認電源等の以下の例が参考になる。また、間接オークションの概要については、「地域間連系統の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度（2016 年度）中間取りまとめ」などを参照されたい。

1. 長期固定電源（原子力、水力（揚水式を除く。）又は地熱）
2. 運転中の発電機出力が連系統の運用容量に影響を与える電源制限装置を有する電源
3. 電気の受給契約（上記 1. 及び 2. の電源に係る電気を含むものに限る。）又は当該受給契約に代わる同一事業者内の計画等
4. 電気事業法第 24 条第 1 項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る一般送配電事業者たる会員の間で行われる電力の運用に係る契約
5. 流通設備の作業停止に伴い一般送配電事業者たる会員の間で行われる電力の運用に係る契約

契約等は、相場操縦等のリスク回避につながり、社会的便益の最大化につながることも考えられる。実際に、**Three-part** の仕組みを採用している **PJM** など北米型の市場でも、市場価格にかかわらず自社で発電量を確定させる電源の存在を前提とする制度設計が行われている⁸¹。

我が国における前日同時市場においても、上記の点を踏まえた制度設計をすることが必要と考えられる。具体的な方法としては、約定処理等に必要な情報を入札情報の一つとして求める場合と求めない場合の 2 つが考えられる。

約定処理等に必要な情報を入札情報の一つとして求める場合、すべての電源等について、前日同時市場への入札を求める（電気のやり取りは、市場を通じて行う）ことが必要となる。この場合、前日同時市場の仕組みとして、出力制御の技術的課題等を有している長期固定電源等については、優先約定をさせることが必要であり、ただし、当該電源については、価格を入札する意義が乏しいことから、量のみを入札させることが適切と考えられる。長期固定電源等以外の電源については、発電事業者が落札の可能性を高めたい場合、その入札方法としては、以下の 2 つの方法がありうる。

- ① 量のみを入札するものの、長期固定電源等に約定処理の順位を劣後させるが、**Three-Part** 情報（価格）を入札している電源よりも優先して約定処理する。
- ② **Three-Part** 情報（価格）を入札するが、いずれの情報（価格）も実際に発電に係る費用にかかわらず、より低い価格で入札し、落札させやすくすることを認める。

一方で、約定処理等に必要な情報を入札情報の一つとして求めない（前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める）場合、上記の各電源については、市場外での取引を行うことで対応が可能と考えられる。

以上をまとめると、表 18 のとおりである。選択肢①や②の場合、発電量を自社で確定させたい電源について、図 51 のとおり、市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意をすることを認めれば、市場外で物理的な電力売買に関する合意をする場合と取引価格や量に差は生じない形とすることが可能である。具体的にどのような市場設計が適切かについては、以下の点などを、総合的に勘案し、今後検討していくことが必要である。⁸²

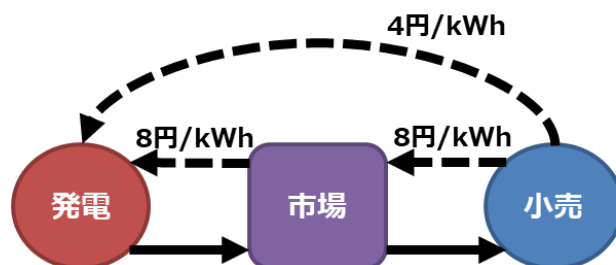
⁸¹ 詳細は、第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）参考資料 2 を参照されたい。

⁸² 作業部会においては、取引の透明性等の観点から、全て市場を経由して取引を行うべきであるという意見があった一方、経済的に等価な仕組みであれば、どの選択肢もあり得、「【参考 3】全量市場を通じた取引とした場合の課題」に記載のような課題は無視できないのではないかといった意見もあった。また、いずれの仕組みであっても、混雑に依る値差の支払いを免れる仕組みであってはならないといった意見があった。

- 「【参考 3】 全量市場を通じた取引とした場合の課題」に記載の課題
- 開発するシステムへの負荷やコスト
- 事業者への影響
- 取引の透明性の観点（電源等情報が一元的に把握・管理されている中で各選択肢に違いが生じるか）
- 選択肢①や③の場合、長期固定電源等以外の電源について、発電量を自社で確定させることを認める電源や出力範囲等を限定すべきか否か

表 18 電源ごとの入札・約定方法の選択肢⁸³

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		＜市場約定＞ 量＋価格（Three-Part 情報）で入札		
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	＜市場約定＞ 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	＜市場約定＞ 量のみ入札 （優先約定）	＜市場外＞ 量のみ登録
	長期固定電源等以外		＜市場約定＞ 量＋価格 （Three-Part 情報、低価格）で 入札	



（※）市場価格を8円/kWh、事前の相对契約等を12円/kWhとする。

図 51 精算合意のイメージ

⁸³ いずれの電源についても、発電量の一部を自社で確定させ、残りを市場の約定結果に委ねる場合もありうる。

【参考 3】全量市場を通じた取引とした場合の課題

① 電源の差し替えを行った場合における法律・会計上の問題

表 18 の選択肢①や②のように、全量市場を通じた取引とし、発電事業者と小売電気事業者の間で精算合意をし、発電事業者が電源差し替えを行う場合、具体的な方法としては、第 3.7.5 項に記載のような方法が考えられる。このような取引を行った際の商品先物取引法やデリバティブ等、法律・会計上の取り扱いも考慮した上で、具体的な売買や電源差し替えの方法を検討する必要がある。

② 売買した電源の特定

表 18 の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととし、例えば、全小売電気事業者の CO₂ 排出係数が市場調達での値に固定された場合、再エネ電源への投資インセンティブが削がれるといった問題が発生しうる。そのため、事前に発電事業者・小売電気事業者間で結ばれた精算合意を電源を特定した形で評価する仕組みが必要と考えられる。⁸⁴

③ 決済

表 18 の選択肢①や②のように、全ての電気の決済を市場を通して行う場合、決済システムの構築・保守コスト等の問題や、預託金等を市場運営者に預ける必要があると、電気事業者の運転資金に影響が出る問題等が存在する可能性が

⁸⁴ 現行の間接オークションにおける取り扱いについては、小売 GL において、以下の整理となっている。

(参考) 小売 GL (抄)

(※) 間接オークションを用いた調達の場合

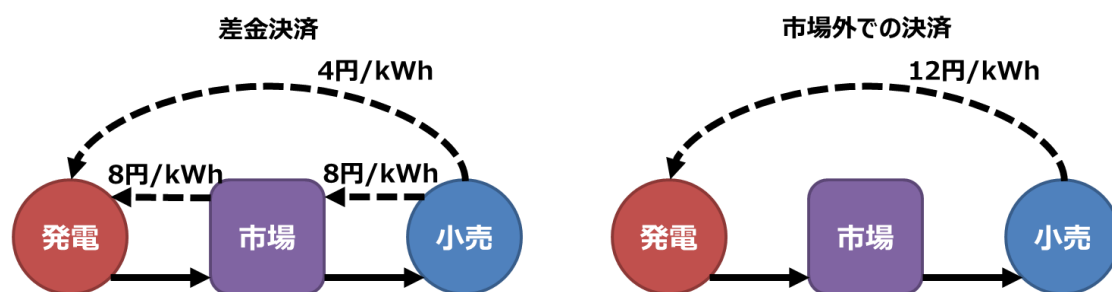
小売電気事業者が、連系線を利用して電気を調達するために、日本卸電力取引所を介して電気を取引する場合、当該電気は日本卸電力取引所から調達した電気に該当する。しかし、小売電気事業者が連系線を利用して他の事業者から調達する電気につき、(ア) 売入札側の事業者との間で電源構成等を特定した契約を締結し、かつ、(イ) 日本卸電力取引所において同一の 30 分の時間帯に当該小売電気事業者及び売入札側の事業者が入札し約定した電気の総量が当該契約に基づいて調達されたとする電力量以上であるとき(注釈 27) は、小売電気事業者は、その調達した電気を当該契約に定められた電源構成等の割合で調達したものとみなして区分しても問題とならない。また、ある事業者が売入札した電気を連系線を介して自ら買い戻すために日本卸電力取引所に入札するときは、同一の 30 分の時間帯における自社電力の買戻しに相当する電力量について、売入札側の電源構成等の割合で区分して電源構成等を算定しても問題とならない。

これらの要件を満たさないにもかかわらず、日本卸電力取引所を介して調達した電気を区分するに当たり、売入札側の電源構成等を用いて算定することは、問題となる。

(注釈 27) より明瞭な管理を行うため、連系線を利用した電気の調達について、売入札側及び買入札側の事業者が、任意で、日本卸電力取引所において契約ごとに別 ID で取引を行い、同一の 30 分の時間帯に売入札側及び買入札側の事業者が入札し約定した電力量が確認できるようにすることは妨げられない。なお、二酸化炭素排出係数の算定においては、連系線を利用したエリアを跨ぐ取引を行う場合において、売入札側と買入札側が電源を特定した現状の電源特定メニューの販売状況を踏まえると、これらの要件を満たす限り、市場分断が発生した場合や連系線が事故等で不通になった場合においても、売入札側の電源構成等が維持されているものとして算定することは妨げられない。

ある。この点については、今後、課題の有無を含めて具体的に精査することが必要である。

仮に、この点に課題が生じうる場合は、図 52 の右図のとおり、発電事業者・小売電気事業者間で相対契約等を結んでいる場合、電力の取引は市場で行うこととしつつ、金銭のやり取りは市場外で行うということも考えられる。一方、特に他エリアへの売買の場合は値差が発生するので、市場での決済も必要といった論点や、発電事業者・小売電気事業者間の相対契約の売買量を一致させる必要があるという論点も存在する（売買量がずれると市場運営者に利益や損失が発生する可能性があるため。）。



（※）市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

図 52 差金決済と市場外での決済のイメージ

3.7.4 変動性再エネ電源やディマンド・レスポンス（DR）の取り扱い

3.7.4.1 変動性再エネ電源の取り扱い

変動性再エネ電源について、FIT 電源⁸⁵、FIP 電源、非 FIT 電源が併存していることを前提に、FIT の特例制度や FIP 制度の趣旨や運用を尊重することを基本とし、詳細は今後検討することが必要であるが、表 18 の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととした場合には、その入札方法等については、

表 19 のような整理が考えられる。なお、入札にあたって発生しない費用がある場合（太陽光発電や風力発電の場合における起動費や最低出力費用等が考えられる。）、そのような項目については、0 円又は登録なしとして入札を求めることが考えられる。

⁸⁵ インバランス特例制度として、FIT 特例①（TSO が FIT 事業者によって発電計画を作成し、小売にその発電計画値を割当て）、FIT 特例②（FIT 電源を買い取った事業者（小売電気事業者）がインバランスを調整）、FIT 特例③（TSO が買い取ってスポット市場に投入）の 3 つが存在する。

表 19 全量市場を経由して売買を行うこととした場合に考えられる変動性再エネ電源の入札方法等

電源種	入札方法等	再エネ予測誤差の調整
FIT 特例①	● FIT 事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、当該電源の発電契約者・アグリゲーター（以下「発電契約者等」という。）が市場に入札（TSO が発電量を予測して通知）。	● 三次調整力②（ Δ kW-Ⅲ）で調整。
FIT 特例②	● FIT 事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。	● 再エネ予測誤差は BG サイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。
FIT 特例③	● TSO が市場に入札（TSO が発電量を予測して、入札量を決定）。	● 三次調整力②（ Δ kW-Ⅲ）で調整。
FIP 電源、非 FIT 電源	● 当該電源の発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。	● 再エネ予測誤差は BG サイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。

また、前日同時市場での SCUC の計算（図 40 における Pass 2、Pass 4）の際に、FIT 特例②や FIP 電源、非 FIT 電源（総称して、本項と事項においては、以下「FIP 電源等」という。）の出力は、BG 計画を所与とするか、それとも、現状の FIT 特例①のように TSO が独自に算出した変動性再エネ電源の出力予測値を用いることとするか、が論点となる⁸⁶。

第 3.2.1 項に記載のとおり、需要に関しては、前日断面での BG の需要予測に比べて、TSO 予測需要の精度が良かったことから、TSO 予測需要基準で電源起動の判断等を行うことを合理的としている。同様に考えると、仮に FIP 電源等の出力予測が TSO の方が精度が高いのであれば、FIP 電源等についても SCUC に関しては TSO の出力予測値を用いるという考え方が整合的のように思える。

一方、今後、FIP 電源等の導入量が増加し、かつ、太陽光・風力といった変動性再エネについて、インバランス発生量を最小化にする観点や収益最大化のため

⁸⁶ 現行制度においては、出力が変動する太陽光発電や風力発電については、BG が計画提出した FIP 電源等の出力量ではなく、TSO が別途予測した発電量を諸元として、TSO は系統全体の電源の運用を行っている。

めに発電所に蓄電池等を併設することなどが増加することが想定される場所であり、この場合、FIP 電源等について、発電量を合理的に判断できるのは、TSO ではなく、BG となる。この場合、BG 計画を所与として SCUC を行うことが適当と考えられる。

以上を踏まえると、本論点については、FIP 電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法を検討することが必要となると考えられる。

3.7.4.2 デマンド・リスポンス（DR）の取り扱い

DR について、大阪ガス株式会社より、主に以下のような提案があった。⁸⁷

- 約定規模により対象顧客範囲が変化し、DR アナウンスが困難なため、 Δ kW での入札か、kWh での入札かを指定できる仕組みが必要ではないか。
- DR に起動費等は存在しないため、限界費用カーブのみの登録としてはどうか。
- DR が市場支配力を行使できる規模に成長するまでは、コストベースでなく、プライスベースでの入札を認めてはどうか。⁸⁸

これらの意見も踏まえつつ、今後、DR の最大限の活用のために、前日同時市場において、どのような仕組みが考えられるか検討を行う必要がある。

⁸⁷ 詳細は、第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）参考資料 6 を参照されたい。

⁸⁸ 現行の適取 GL において、スポット市場への入札に関連して、以下の規程があること等も踏まえて、検討が必要である。

（参考）適取 GL（抄）

第二部 適正な電力取引についての指針

II 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

（3）卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、市場支配力を有さない供給者（プライスタイカー）にとっては余剰電力の全量（注 1）を限界費用（注 2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

3.7.5 電源の差し替え

電源の差し替えについては、発電事業者による経済差し替え等を通じた経済性の追求の観点から、基本的には、現行と同様に認めることが考えられる⁸⁹。一方で、前日同時市場や時間前市場の約定結果を踏まえ、電源の差し替えが発生し、系統運用者が事前に把握できない形で当該電源が停止される場合、安定供給上必要な電源の起動ができないといった事態が生じうる⁹⁰。

特に再エネ大量導入下において、今後、FIP 電源等が変動性再エネ電源の太宗を占めていくこととなるが、変動性再エネ電源の出力を当てにして、前日同時市場や時間前市場において、変動性再エネ電源の売り入札とその他の電源の買い入札がマッチングし、電源の差し替えが行われると、以下の通り、安定供給上懸念が生じる可能性が高まる。⁹¹

- 電源差し替えによって出力量が減少し、かつ、変動性再エネの出力予測が外れ、変動性再エネの出力量が想定以上に減少したとしても、差し替えた電源について、余力活用契約等で上げ調整を行えば、実需給における安定供給を担保することは可能。
- 一方、電源差し替えによって、出力量が減少するだけでなく、系統運用者が事前に把握できない形で電源の停止まで行われた場合、追加の起動が実需給までに間に合わない恐れがあり、安定供給に懸念が生じうる。

以上を踏まえると、2050 年のカーボンニュートラルを見据え、再エネの大量導入を前提とする中では、安定性と経済性のバランスを取った仕組みを検討する必要がある。具体的には、電源の差し替えを認めることを基本としつつ、電源の差し替えにより、系統運用者が事前に情報を把握できない形での電源停止が

⁸⁹ 一方、作業部会においては、「セルフスケジュール電源は、価格によらず特定のスケジュールで稼働させたいということなのに、経済的に差し替えるというのは違和感がある。電源差し替えはセルフスケジュール電源をどこまで認めるかという議論とセットで考えていく必要がある。セルフスケジュール電源が自由に認められるのであれば、差し替えは、原則は制約があり、例外的に認められるとしなければならないのではない。もし、原則自由とするのであれば、セルフスケジュールリングが認められる場合の類型を整理する必要がある。」といった意見もあった。この点は、頻繁に出力量、約定量を変化させると発電機を傷める、又は指令にはすぐに応じることができないといったことなどによって、出力量を調整する場合でも、変化の幅や量を調整する必要があるという電源もあることなども踏まえた制度設計が必要と考えられる。

なお、PJM や ERCOT においては、セルフスケジュール電源として認める電源種に指定はない。（詳細は、第 4 回作業部会（2023 年 1 月 31 日）参考資料 2 を参照されたい。）

⁹⁰ この課題は市場の形態に関わらず、Three-Part 情報を元にした前日同時市場や時間前同時市場でも、ガラバを中心とした時間前市場でも、生じうると考えられる。

また、現行のスポット市場においては、FIT 電源と他の電源で差し替えが行われ、他の電源が停止して、かつ、FIT 電源の出力予測が外れ、変動性再エネの出力量が想定以上に減少したとしても、三次調整力②によって対応ができるため、安定供給は担保できる。また、時間前市場の流動性もあまり高くない現状においては、時間前市場においても安定供給上の懸念はほぼ存在していない。

⁹¹ ただし、発電所への蓄電池等の併設、変動性再エネのアグリゲートや変動性再エネの予測精度の向上が進めば、そのような懸念は小さくなる。

されない仕組みの検討が必要と考えられる。

その仕組みとしては、以下の4つが考えられ、利点や課題等を踏まえ、今後詳細な検討が必要である。

- ① 図 53 のとおり、差し替え希望の電源については、**Three-Part** 情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか(売り約定するかどうか)を決定。
92
- ② 図 54 のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。⁹³
- ③ 第 3.4 節の図 40 における入札需要を用いた計算(黄色部分)を行い、約定価格を確定させた上で、BG に差し替えの有無を登録させ(発電販売計画を迅速に提出させるイメージ)、その後、TSO の予測需要(青色部分)を用いた計算を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。
- ④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。⁹⁴

⁹² 商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要である。

⁹³ 計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要である。

⁹⁴ 作業部会においては、「④は経済性の観点から他の案に比べると劣後するのではないか」といった意見があった。

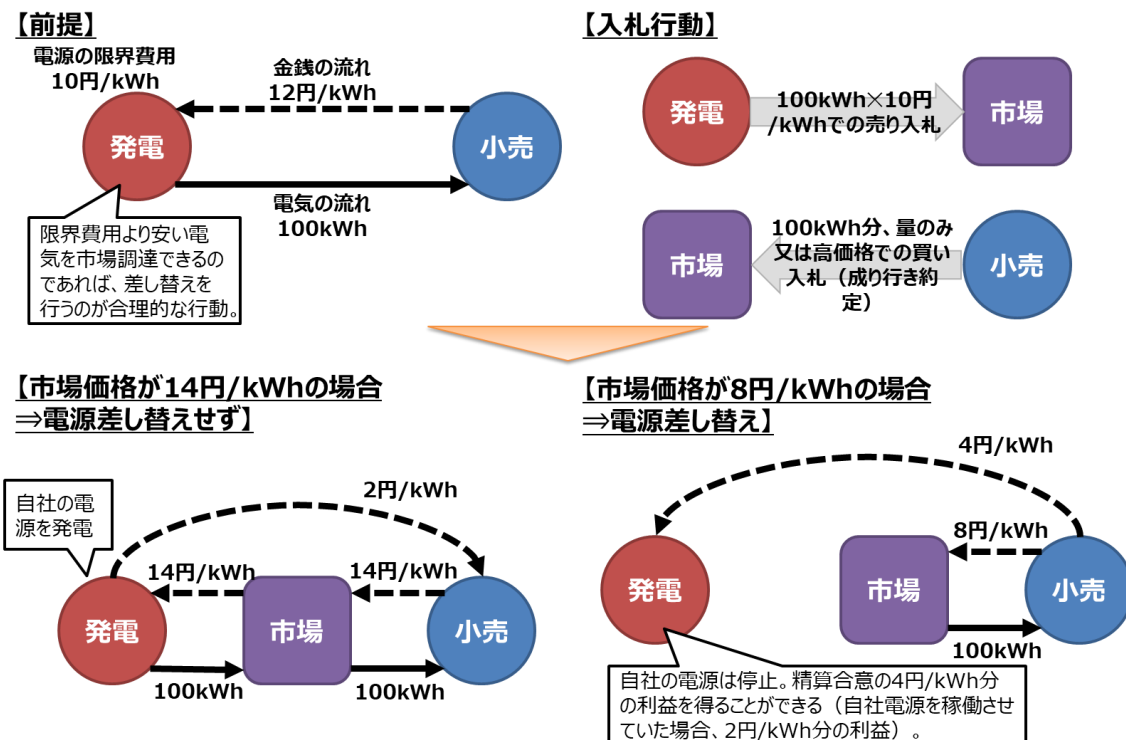


図 53 市場における電源の差し替え例

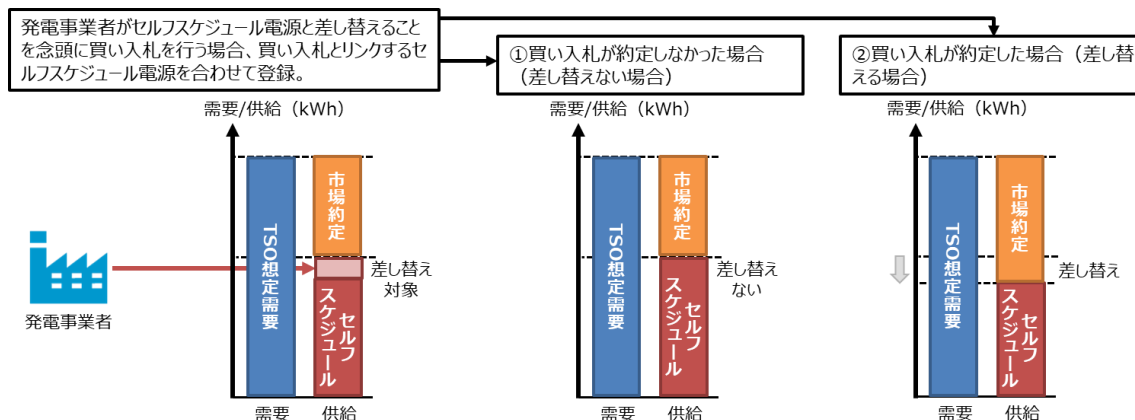


図 54 差し替え対象を明示した上での電源の差し替え例

なお、電源の差し替え方法自体については、図 53 や図 54 以外にも様々な方法があると考えられる。⁹⁵

3.7.6 市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

前日同時市場での約定価格、時間前市場での約定価格、インバランス料金での

⁹⁵ 詳細は、第 5 回作業部会（2023 年 3 月 22 日）資料 4 を参照されたい。

約定価格で異なる価格の決定方式の場合（例えば、①前日同時市場では電源の平均費用カーブで価格が決定し、インバランス料金は限界費用単価が用いられる、②前日同時市場のみ起動費も考慮した価格設定となっている、等）や前日同時市場での **Three-Part** 情報での入札の価格規律と余力活用契約の価格規律が異なる場合、費用が最小となるような電源運用が可能かといった経済性の観点から懸念が存在する。

また、BG の計画値同時同量のインセンティブの観点からは、小売電気事業者が前日同時市場や時間前市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度⁹⁶や余力活用契約に基づく精算制度とすることが必要である。

このような観点に着目しつつ、実際の約定システムの構築やシミュレーションの過程で十分に検証をしつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要と考えられる。

3.7.7 計画提出と同時市場の関係

現行制度における計画提出と各種市場の関係は図 55 とおりであり、BG はスポット市場等での取引を踏まえて、計画を変更し、GC までに最終版の計画を提出する。

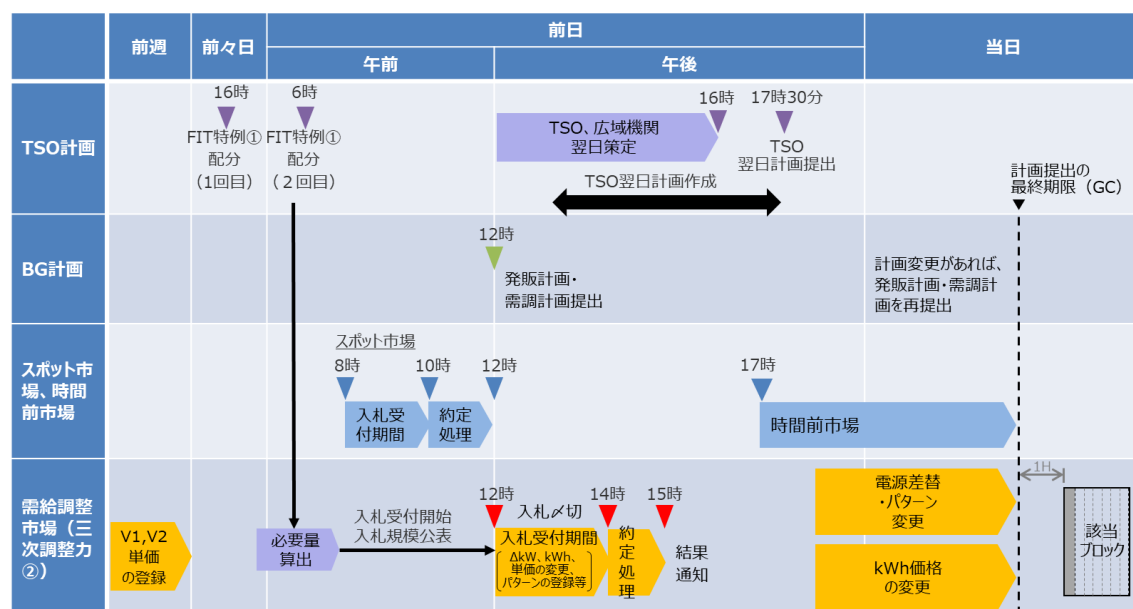


図 55 現行の計画提出と各種市場の関係

同時市場を導入した場合の計画提出のイメージは、図 56 のとおりである。第

⁹⁶ 系統全体が不足の場合は実需給に向けてより高価になること（余剰の場合は逆）や、前日同時市場や時間前市場に比べてインバランス料金のボラティリティが高いことなどが考えられる。

3.7.3 項のとおり、電源情報の一元的な把握・管理を行う形を志向するのであれば、BG による計画提出の効率化・迅速化を図る観点から、市場における約定結果を BG 計画に簡易に引用できる仕組みを導入することも考えられる。この点、今後、市場で把握・管理を行う情報の具体的な内容や、具体的な計画提出のフロー、それを達成するためのシステム負荷等、総合的に検討することが必要である。

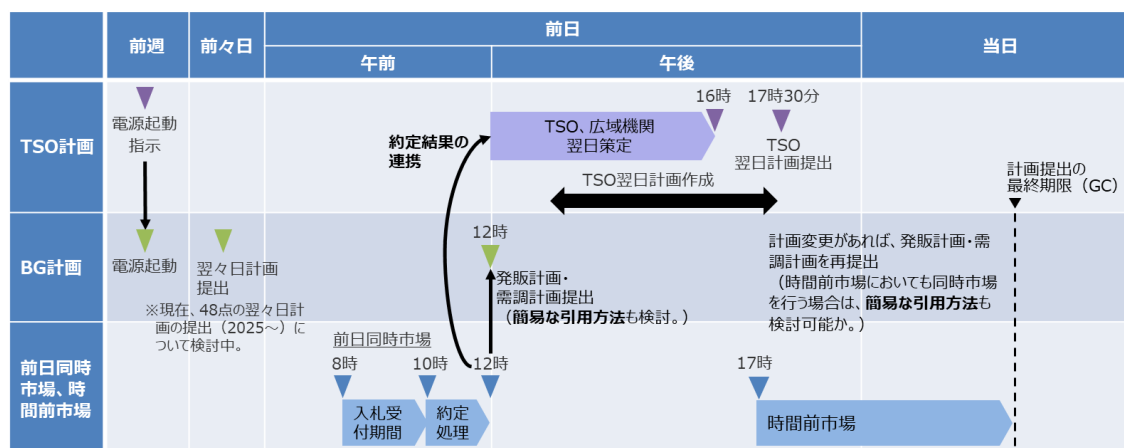


図 56 同時市場を導入した場合における計画提出（イメージ）⁹⁷

3.7.8 作業部会におけるその他の意見

その他、作業部会においては、以下のような意見もあった。今後検討を進めていくにあたっては、以下の点も踏まえた検討が必要と考えられる。

- 同時市場で取引されるものとして、kWh、 ΔkW 、 ΔkW にも I、II、III の 3 つが挙げられているが、同時市場において、約定した場合に、それぞれどのような権利があり、どのような義務を負うのかという権利義務関係を整理することが重要。
- 複数案が存在するときに、容易に別の案に変更が可能なのか、膨大なコストがかかるのか等は明確にすべき。

⁹⁷ 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要である。

4 おわりに

実需給直前まで出力が変動する再エネ電源の大量導入などの電源構成の変化に加え、2020年度冬期の電力需給ひっ迫及び市場価格の高騰、2022年3月や6月の季節外れの寒波や猛暑による需給ひっ迫、ロシアのウクライナ侵攻等国际情勢の変化に伴う燃料価格の高騰・変動など、近年益々需給運用の困難さは拡大しており、カーボンニュートラルの実現をしつつ、安定供給を担保するためには、それに対応する電力システムの不断の見直し・アップデートが求められる。

そのため、作業部会においては、まずは必要なkWhの確保として、燃料確保の在り方や対応策について、議論を行い、方向性を示した。かかる内容を踏まえ、中長期的な観点も含め各主体が適切に行動することにより、安定的な燃料調達環境の整備が進むことが期待される。また、現在、小委員会において、長期から短期の取引について、発電事業者・小売電気事業者に対するアンケート調査を通じ、実態調査を行うとともに、更なる安定供給（電源投資、燃料調達）、価格安定性と競争促進にバランス良く寄与する電源アクセス環境の整備について議論が行われているところである。また、同時に、小委員会において、小売電気事業者に対する規律の在り方や消費者の選択肢と安定性の確保についても検討が進められている。作業部会の取りまとめも踏まえつつ、小委員会において、更に議論が深化されることが期待される。

次に、実需給により近い断面での需給運用の将来的な一つの仕組みとして、同時市場を中心に、週間から実需給までの仕組みの在り方について、論点や検討の方向性を示した。本書の提案の中には複数案を提示したものもあり、今後、これまでの整理を踏まえて、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等⁹⁸との関連整理など更に具体的に検証することが必要となる。また、新たな仕組みに関する導入の適否を判断するにあたっては、当該検証内容も踏まえて、同時市場を導入した際の費用便益分析などを行うことが必要となる。まずは、これらの検証のため、早期に実務的な検証が可能な新たな検討体制の構築が求められる。また、同時市場は、短期的な視点のみならず、第2章（燃料確保）の議論や現在小委員会で行われている中長期的な観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論と整合的であることが重要である。加えて、基本的にはこれまでの整理を前提として検証を行うものの、検証の過程で本書での提案以外の仕組みとした方が良い場合もあると考えられる。

常に安全の確保を大前提としつつ、カーボンニュートラルと安定的で安価な

⁹⁸ 電気事業法（昭和三十九年法律第七十号）等の電気事業に係る法令のみならず、商品先物取引法（昭和二十五年法律第二百三十九号）等の他の法令や、会計上の問題など、多岐にわたる論点が考えられる。

エネルギー供給の両立を目指す **S+3E** は、今後のエネルギー政策においても、当然の前提となる。作業部会における議論が、**S+3E** の実現の一助となることを期待し、本取りまとめの締めくくりとする。

委員等名簿

(委員)

五十川大也 大阪公立大学 経済学研究科 准教授
大山 力 電力広域的運営推進機関 理事長
◎金本 良嗣 政策研究大学院大学 客員教授
河辺 賢一 東京工業大学 工学院 電気電子系 助教
木山 二郎 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
平岩 芳朗 送配電網協議会 理事・事務局長
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

(オブザーバー)

石坂 匡史 東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長

小川 博志 関西電力株式会社 執行役常務

川崎 斉司 大阪ガス株式会社 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部 電力事業推進部 電力トレーディングチーム マネジャー

※第5回作業部会までは、仲尾 国広（大阪ガス株式会社 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部 電力事業推進部 電力ソリューションチーム マネジャー）が参加。

小嶋 祐輔 一般社団法人 再エネ推進新電力協議会（REAP） 代表理事

※第5回作業部会までは、株式会社 Looop 取締役 電力事業・技術開発管掌として参加。

新川 達也 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長

高井 裕之 欧州エネルギー取引所グループ 上席アドバイザー

多和 淳也 株式会社 JERA 企画統括部長

西浦 寛 一般社団法人日本風力発電協会 政策部会 副部会長

野澤 遼 株式会社 enechain 代表取締役

※第4回作業部会から参加。

増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長代理兼企画部長

山下 雅弘 株式会社東京商品取引所 総合業務室 市場企画担当 上席企画役

(五十音順・敬称略・◎は座長)

開催実績

第1回（2022年7月29日）

- （1）本作業部会における検討事項や進め方等について
- （2）諸外国における電力先物市場の概況について
- （3）北米電力市場における約定ロジックにかかるヒアリング調査結果について

第2回（2022年10月4日）

- （1）燃料確保について
- （2）あるべき市場の仕組みについて

第3回（2022年12月2日）

- （1）燃料確保について
- （2）あるべき市場の仕組みについて

第4回（2023年1月31日）

- （1）燃料確保について
- （2）あるべき市場の仕組みについて

第5回（2023年3月22日）

- （1）燃料確保について
- （2）あるべき市場の仕組みについて

第6回（2023年4月25日）

- （1）作業部会の取りまとめ等について