

三次調整力①応札不足への対応について (取引スケジュール変更)

2023年1月24日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第34回本小委員会（2022年12月14日）において、三次①応札不足への対応として、予測の不確実性低減を目的とし、一次～三次①の取引スケジュールを週間取引から前々日取引（スポット取引前）へ変更する案についてご議論いただきました。
- その際のご意見として、週間取引スケジュールの変更については賛同いただいたものの、事業者へのヒアリング結果を踏まえると、前日取引（スポット取引後）を検討すべきではないかとのご意見も頂いたところ。
- 今後、取引スケジュール変更の詳細を検討するにあたり、今回は、前回の本小委員会で頂いた意見をもとに、前日取引化による効果や課題について整理したため、ご議論いただきたい。

論点整理 [三次①]

11

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
4-1 2023年度に向けた必要量の検討および精査	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 設備量と需要の101%の差分のうちから調達 ✓ 複合商品の必要量から電源 I を控除 ✓ 夏期（7～9月）および冬季（12～2月）の6・7ブロックは調達量を上回る 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 必要量の精査 	
4-2 調達不足解消に向けた施策	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 週間調達に伴う需給変動リスク等を考慮した応札量（分析結果） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 応札量増加の施策 ✓ 一般送配電事業者が安定供給を維持できる仕組み 	<p style="text-align: right;">今回議論</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 応札不足に対する対応が最大限図られる前提で、必要なΔkWが市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を認める。 ✓ 応札不足対応は引き続き検討。 <p style="text-align: right;">【第32回 本小委員会】</p>

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
3. 前日取引における課題
4. 今後の進め方
5. まとめ

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
3. 前日取引における課題
4. 今後の進め方
5. まとめ

■ 前回の本小委員会においては、リソースの起動特性（24時間後に石油・LNGの約9割の起動が可能）と高性能リソースを事前に確保することを主たる理由として、**確実な調整力確保の観点**からスポット市場前の取引を提案した。

2024年度以降を見据えた場合の制約となりうる事項

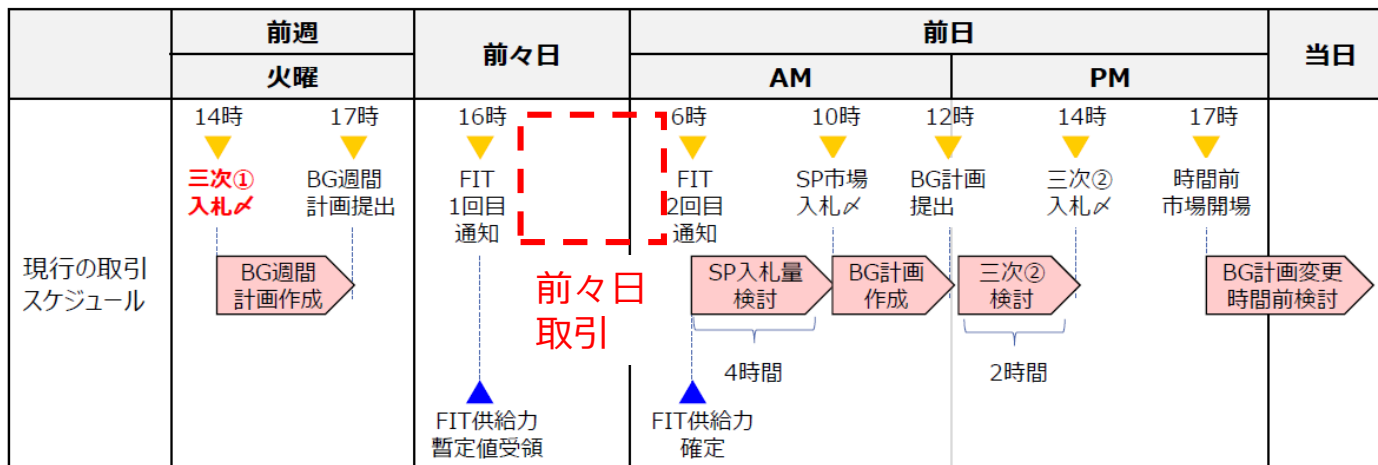
週間取引 一次～三次①	前日取引 三次②	40
----------------	-------------	----

■ 2024年度以降の制度設計を踏まえた場合、取引スケジュールの変更にあたり制約となる事項は以下のとおりとなるか。

- ① **リソースの起動特性：1～1.5日程度** ⇐ 見直しが可能ではないか
- ② 高性能リソースが卸電力市場で売切れる前に確保：スポット市場前での取引
- ③ BGのSP供出量検討時間：4時間程度
- ④ BGのΔkW供出量検討時間：三次②の場合2時間程度（前日12時受付開始、14時〆切）
- ⑤ BGのFIT供給力の算定：FIT1回目通知（前々日16時）、FIT2回目通知（前日6時）

調整力の確実な確保

■ 上記を踏まえ、現行の取引スケジュール等を考慮したうえで、新たなスケジュール案について検討を行った。



分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後には日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力を中心として、全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後には、日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合								
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後			
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%	起動指令後 12時間 以上経過すると、 70%以上 起動可能。		
		コンバインド式ガス火力	46GW	81%	87%	93%	93%	100%		100%	コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、 9時間後 には日次停止・週末停止ユニットの 90%以上 が起動可能。
		汽力式ガス火力	30GW	34%	71%	93%	93%	100%		100%	
石油火力	9GW	0%	39%	73%	87%	98%	98%	石油火力も 12時間 以上経過すると、 日次停止・週末停止 のユニットの起動可能量が増加。			
日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%					
週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%					
定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%					
日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%					
週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%					
定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%					
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%			
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%								

*1: 全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。 11

- 一方、前回の本小委員会において、委員から前日取引化が提案された理由は以下のとおりで、主に応札量増加に対する**効果の大小や価格面、同時市場との整合性**の観点から前日取引化を検討すべきとの提案があった。

第34回本小委員会 議事録抜粋

（松村委員）

週間を毎日に変え、それをスポット市場にこれだけ近づけることにしたのは多くの問題を改善すると考える。このような画期的、革新的な提案をいただいたのに反対するのは気が咎めるが、これでは問題は解決しないと考えている。時間に関してはスポット市場の前ではなくスポット市場の後にしないと、29ページ記載の問題は解決しないと考える。

（中略）

この問題外の理由は別としても、例えば競争力のある電源はシングルプライスであるスポット市場に出す方が経済的だということであれば、スポット市場よりも前に取引する限り、この類の電源はもはや出てこないことになる。

（中略）

長期的には同時約定になるのだからという発想を先取りすれば、むしろスポット市場の後と整理するのもあり得ると考えている。スポット市場の後にすると本当にスペックとして必要な電源が調達できなくなるかもしれないという不安は理解するが、29ページの理由があげられている以上、そちらの方が調達しにくくなる可能性すらあるということまで考えれば、スポット市場の後にやる方が合理的と考える。

（中略）

システム対応が比較的早くでき、それで問題が起きないということが確認できればそのまま良いし、問題が起きれば直ちにスポット市場の後に移すという対応は原理的にはあり得ると考えるが、今の状況ではシステム対応にはかなりの時間を要し、何度も調整することはとても難しいため、スポット市場の後というのを考えるべきである。

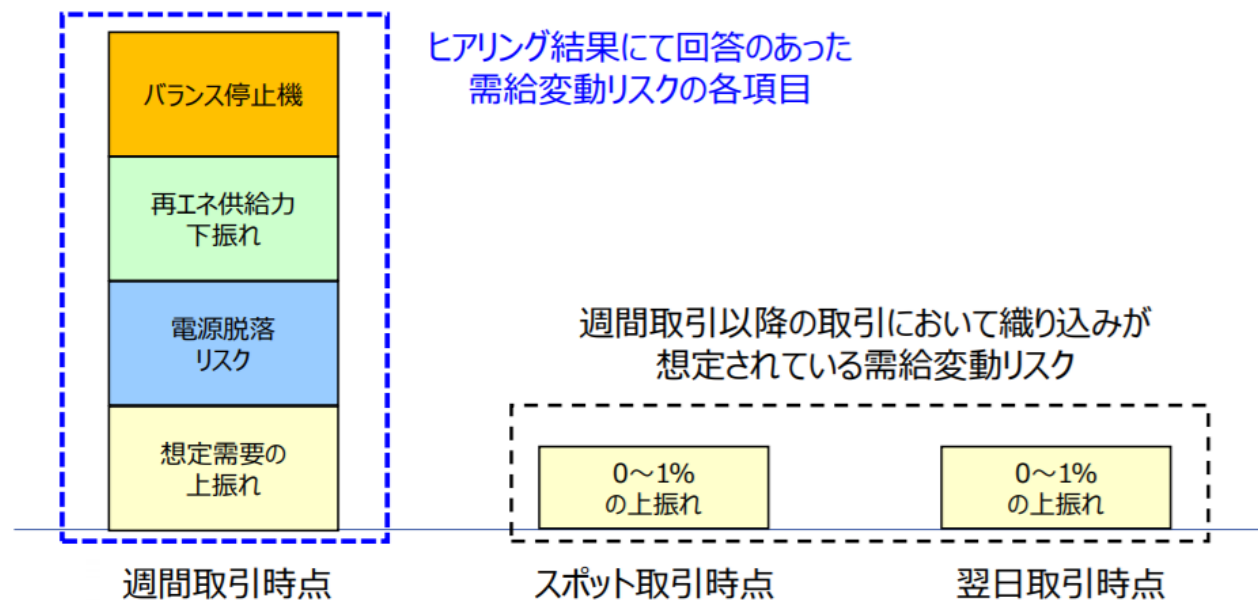
需給変動リスクの織り込み方について

週間取引
一次～三次①

前日取引
三次②

28

- 週間取引による予測の不確実性を理由に、今回調査を行った全ての会員が何らかの需給変動リスクを織り込んだうえで、応札量を算定しているとの回答があった。
- 一方、リスクの織り込み方については、1項目のみ織り込んでいる会員もいれば、複数項目にそれぞれ織り込んでいる会員も存在し、また、バランス停止機についても大半の会員は応札量に含めている一方で、応札量に含めていない会員もいるなど、それぞれの対応に違いが見られた。
- こういった複数項目のリスク等を織り込んでいる会員が、リスクの織り込みが少ない会員に追従することができれば、応札量は増加すると考えられ、事業者の積極的な応札行動を促すことを目的に、望ましい姿（あるいは望ましくない姿）を例示することについて、国において検討することとしてはどうか。



応札量算出の考え方について

週間取引
一次～三次①

前日取引
三次②

29

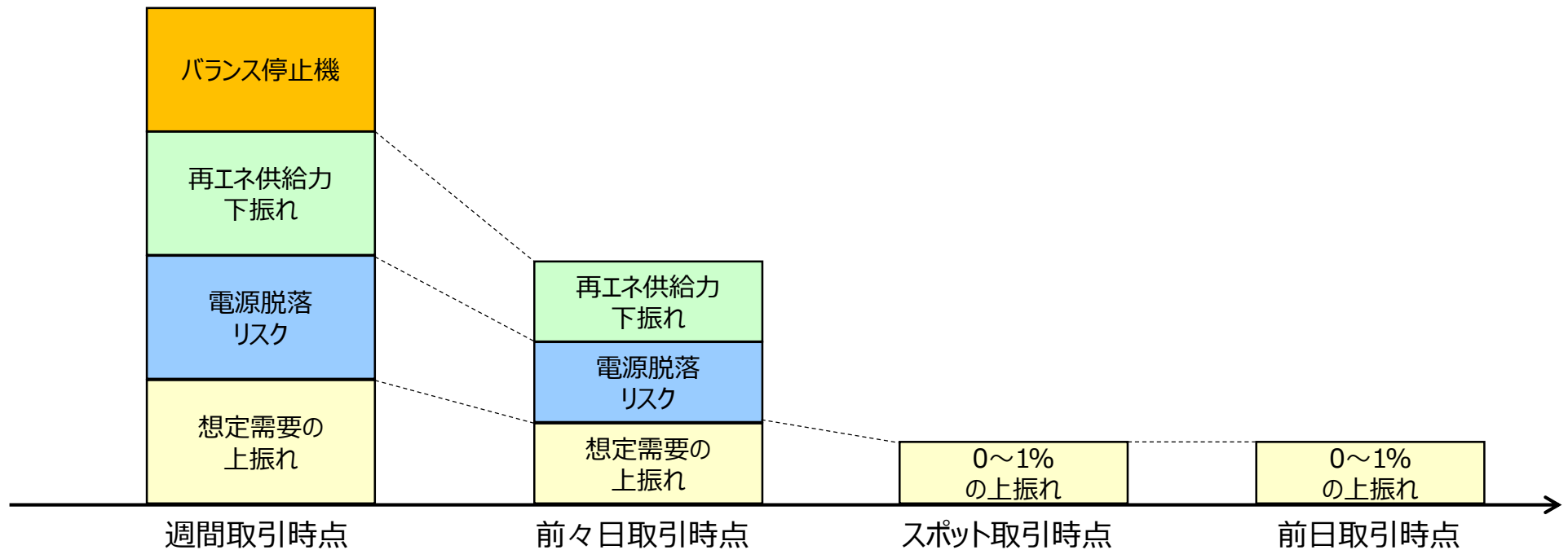
- また、需給変動リスクの織り込み以外で、応札量が増えない要因としては、三次①以外の取引量を控除したうえで応札している会員が複数存在していることが分かった。
- 理由は様々ではあるものの、会員間での価格規律やガイドラインの解釈の違いが影響していることが考えられる。
- こういった解釈の違いが解消されることで、応札量が増加するとも考えられ、事業者の積極的な応札行動を促すことを目的に、望ましい姿（あるいは望ましくない姿）を例示することについて、国において検討することとしてはどうか。

考え方	事業者意見
スポット市場入札量を 応札量から控除	<ul style="list-style-type: none"> ・需給調整市場への供出により、スポット市場への供出量が減ることが、「適正な電力取引についての指針」（適取ガイドライン）に沿った考え方であるかの判断がつかない ・週間取引の段階ではスポット市場の価格想定ができず、逸失利益についての合理的な説明が困難 ・競争力のある電源はシングルプライスであるスポット市場へ供出する方が経済的である
三次②供出量を応札量から控除	<ul style="list-style-type: none"> ・属地エリアの三次②の供出量も意識したうえで入札
エリア応札量を参考に応札	<ul style="list-style-type: none"> ・属地エリアの安定供給を考え、エリア募集量を参考にしている
価格規律、競争環境関係	<ul style="list-style-type: none"> ・三次①（週間取引）と三次②（前日取引）の価格規律が同じであり、固定費等については三次②でも回収が可能であることから、スポット市場での買戻しリスクを冒してまで、三次①へ応札するインセンティブが無い

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
3. 前日取引における課題
4. 今後の進め方
5. まとめ

- 週間取引においては、各事業者が予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスクを織り込んだ上で、応札量を算定しており、前々日取引化（スポット取引前）によっても、一定の改善効果は期待できるところ。
- 一方で、前々日取引であったとしても、スポット取引前（約18時間前）であることに変わりはなく、一部の需給変動リスクならびにそれに伴う応札量の減少は残ると考えられる。
- これらの需給変動リスクは、前日取引（スポット取引後）であれば、現状のスポット市場における小売電気事業者が予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できる。

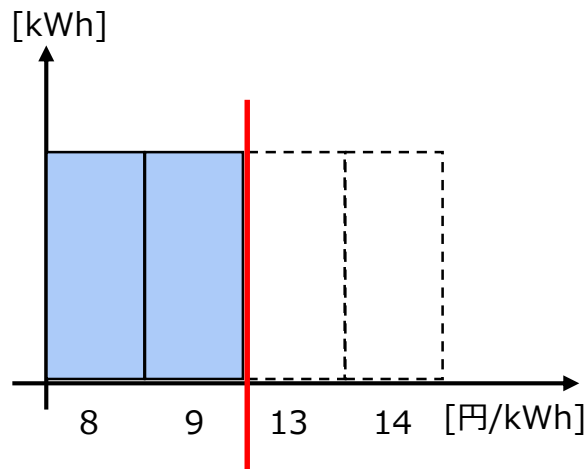
【応札量算定時において見込むリスク（イメージ）】



- 応札単価に含まれる逸失利益は、 ΔkW を確保することに伴い、事業者がその後の卸電力市場に応札できなくなる不利益分となっており、需給調整市場では週間取引時はスポット市場、前日取引時は時間前市場が対象となる。
- 週間取引時のスポット市場価格想定は市場のボラティリティリスクを考慮した応札単価となっていると考えられるため、前日取引であれば、実績相当※となり、応札単価適正化に対する相当の効果が期待できる。
- 加えて、事業者はスポット市場前で取引するにあたり、想定以上の需要変動等の需給変動リスクを見込んだ費用を応札単価に計上することも考えられる。前日取引（スポット取引後）であれば、前述のとおり需給変動リスクが低減することから、応札単価適正化が期待できる。

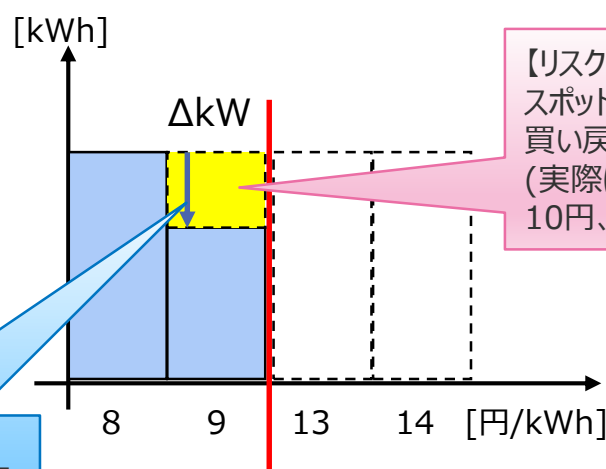
※前日取引時の卸電力市場価格（想定）はスポット市場価格をもとに算定される

【スポット売り想定時の発電機態勢】



スポット想定単価：12円/kWh

【 ΔkW 供出のための発電機態勢】



スポット想定単価：12円/kWh

【リスクを見込んだ費用】
 スポット想定価格 = 12円
 買い戻し費用 = 12円
 (実際は買い戻しが発生しても10円、発生しなければ0円)

【スポット市場価格】
 週間取引時の想定 = 12円
 → 想定逸失利益 = 3円
 実際のスポット市場 = 10円
 → 実際の逸失利益 = 1円

- ΔkW価格 ≤ ①当該電源の逸失利益(機会費用) + ②一定額(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 × 0.5%

【①逸失利益(機会費用)の考え方】

(ア) 電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合

- ・**起動費**
- ・**持ち替え費用**：最低出力までの発電量について、卸電力市場と限界費用との差額の**機会費用**

(イ) 電源の出力を下げてもΔkWを確保する場合

- ・**JPEX市場の逸失利益**：卸電力市場で応札できなくなるため、卸電力市場での**逸失利益**

【図表4】調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方

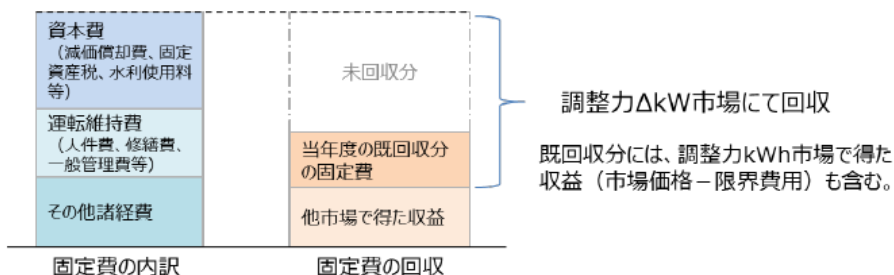


【②固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)】

= { 電源等の**固定費**(円/kW・年) - 他市場で得られる**収益**(円/kW・年) } ÷ **想定年間約定ブロック数**※

【図表5】需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方

※想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間 ÷ 3時間



機会費用と逸失利益の計上に関する整理 (案)

- 機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について、事業者によって解釈が異なるため、以下の整理としてはどうか。

限界費用について

- 火力発電の限界費用については、事業者によって限界費用の設定数が異なるため、以下のとおり整理する。
- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh市場における記載を参照する。

卸電力市場価格(予想)について

- 卸電力市場価格(予想)は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

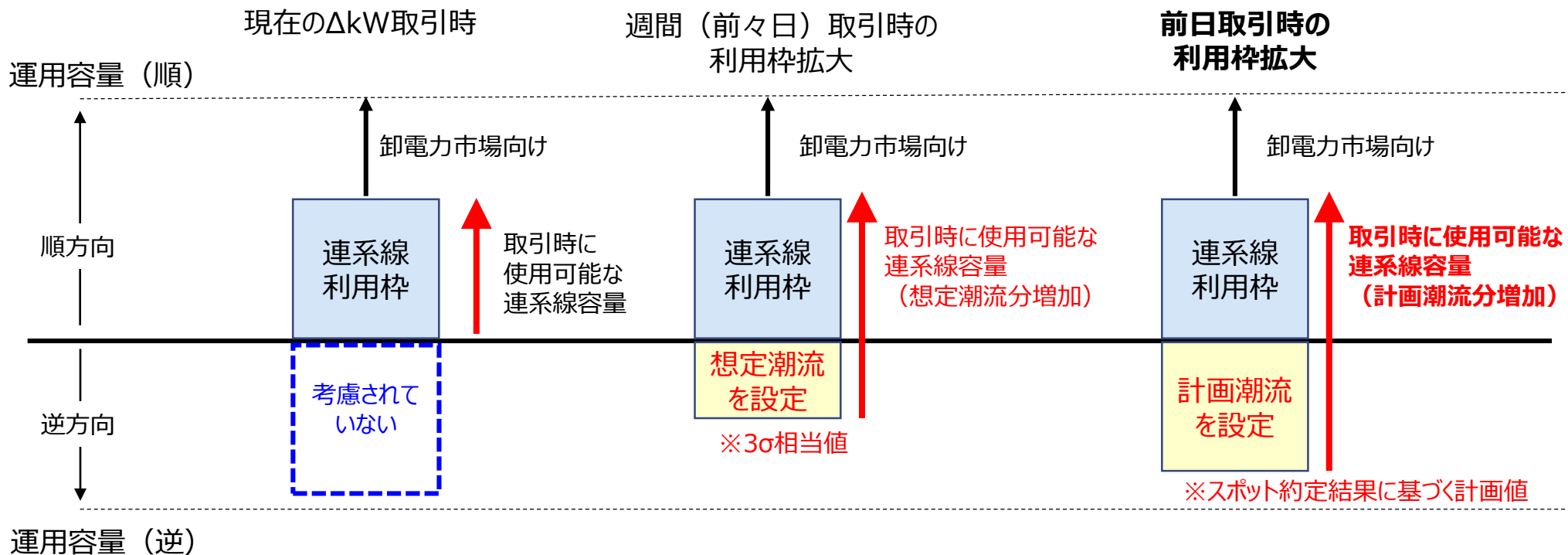
売買手数料について

- 売買手数料は、需給調整市場の手数料を指し、機会費用ではなく、以下の整理とする。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益(機会費用) + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする。

- また、前回の本小委員会で提案した連系線利用枠拡大についても、週間取引時には参照すべき計画潮流がないため、過去3か年潮流実績（GC時の計画潮流）の3σ相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線のみ※が対象となっており、これは前々日取引（スポット取引前）であっても変わらないと考えられる。
- 一方、三次②を対象とした前日取引時は、スポット市場約定結果をもとに全連系線を対象に利用枠拡大が可能と整理しており、全ての商品が前日取引（スポット取引後）になると、一次～三次①についても、より一層の連系線利用枠拡大が図れ、それに伴う更なる広域調達の進展（応札不足解消・約定価格低減）が期待できる。

※東北-東京間（逆方向）、関西-中国間（順方向）、中国-九州間（順方向）

【順方向の取引を想定した場合のイメージ】



想定潮流の設定方法 (週間取引時)

週間取引
一次～三次①

前日取引
三次②

52

- 本来的には想定潮流値は実潮流に近い方が望ましいものの、週間取引時はスポット市場や時間前市場の取引前であり、計画潮流は決まっていないのが実態である。
- そのため、週間取引時には、計画潮流を元にした想定潮流の設定ではなく、過去実績を元にした想定潮流を設定することも考えられる。
- この場合、前述の想定潮流設定によるリスクを極力低減するとの観点から、過去3か年の潮流実績（GC時の計画潮流）の3 σ 相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線を対象に、最小値を想定潮流値としてはどうか※。

※需給ひっ迫融通が想定される場合や、大型電源の稼働状況や再エネの導入状況等により想定潮流に大幅な変化が見込まれる場合には、想定潮流を設定しないことも考えられる

	前週	前日		当日
	火曜	AM	PM	
現行の取引スケジュール	<div style="border: 1px dashed red; padding: 5px; text-align: center;"> 14時 ▼ 三次① 入札済 </div> <p style="text-align: center; color: red;">週間取引実施</p>	<div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> 10時 ▼ SP市場 約定 </div> <p style="text-align: center; color: blue;">約定結果にもとづく潮流想定ができない</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> 14時 ▼ 三次② 入札済 </div> <div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> 17時 ▼ 時間前 市場開場 </div> </div>	<div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> GC時 ▼ </div> <p style="text-align: center; color: red;">計画潮流が確定</p>

想定潮流の設定対象となりうる連系線 (週間取引時)

週間取引
一次～三次①前日取引
三次②

53

- 過去3か年の潮流実績 (GC時の計画潮流) の3 σ 相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線の抽出を行ったところ、下表の連系線が対象になると考えられる。

単位 : MW

想定潮流を設定する送電線	利用枠が拡大される送電線	対象期間	(参考) 想定潮流
東北-東京間 (順方向)	東北-東京間 (逆方向)	春・昼間	601
		春・夜間	187
		夏・昼間	1,765
		夏・夜間	1,261
		秋・昼間	539
		秋・夜間	682

単位 : MW

想定潮流を設定する送電線	利用枠が拡大される送電線	対象期間	(参考) 想定潮流
関西-中国間 (逆方向)	関西-中国間 (順方向)	夏・昼間	-244
		秋・昼間	-155
		冬・昼間	-77
		冬・夜間	-90
中国-九州間 (逆方向)	中国-九州間 (順方向)	春・昼間	-287
		春・夜間	-139
		夏・昼間	-244
		夏・夜間	-75
		秋・昼間	-549
		秋・夜間	-358

想定潮流の設定方法 (前日取引時)

週間取引
一次～三次①

前日取引
三次②

62

- 次に、前日取引の場合、時間前市場取引前であり計画潮流自体は確定していないものの、卸電力市場での取引の大宗を占めるスポット市場の約定後であることから、このスポット市場での約定結果をもとに想定潮流値を算出することが考えられる（この場合、週間取引時と異なり、全連系線を対象に利用枠拡大が可能）。
- 一方、前日取引後に行われる時間前市場においても潮流値は変化する可能性はあるため、三次②の時間前市場供出の結果等も踏まえながら、全連系線を対象に、前日取引時の想定潮流を設定することとしてはどうか※。

※需給ひっ迫融通が想定される場合や、大型電源の稼働状況や再エネの導入状況等により想定潮流に大幅な変化が見込まれる場合には、想定潮流を設定しないことも考えられる

	前週	前日		当日
	火曜	AM	PM	
現行の取引スケジュール	14時 ▼ 三次① 入札	10時 ▼ SP市場 約定 想定潮流を作成	14時 ▼ 三次② 入札 17時 ▼ 時間前 市場開場 前日取引実施	GC時 ▼ 計画潮流が確定

- 国での議論（同時市場）においては、中長期的な観点で電力システム全体のあるべき仕組みを検討しつつ、足元で対応可能な施策の検討も進めることとされており、本資料における検討は後者に該当すると考えられる。

【論点①－２】作業部会の検討事項（足元で対応可能な施策）

- 勉強会では、あるべき仕組みを前提としつつ、足元で対応可能な施策を検討することとしており、勉強会においても、あるべき仕組みの検討と共に、足元で対応可能な施策の検討の重要性についての意見があった。
- このため、本作業部会においては、あるべき仕組みの検討と並行して、**足元で対応可能な施策の検討についても、他の審議会や広域機関、電力・ガス取引監視等委員会とも連携をして、進めていくこととしてはどうか。**
- その場合、**検討すべき「足元で対応可能な施策」として、どのようなものが考えられるか。**

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋



- 国での議論（同時市場）における課題については、本資料における検討により、一定程度解決されると考えられるものもある一方で、kWh市場とΔkW市場が異なる市場であることに伴う課題については、引き続き、あるべき市場の仕組みの検討において、解決を目指すことになる。

勉強会における議論の振り返り（あるべき市場の仕組みを検討する背景）

- 「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（以下、「勉強会」という。）においては、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの観点から、課題の整理が行われ、あるべき市場の姿について、議論が行われたところ。
- その議論においては、以下のような課題が示されたところ。
 - ブロック入札については、売り残りによる逸失利益の存在やスポット市場の売り切れ等の問題が顕在化
 - kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営され、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念
 - 卸電力市場と需給調整市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造に
 - BGの立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題
 - BGが需給調整市場（マルチプライスオークション）に入札せず、調整力の調達が確実に行えない（足元でも三次調整力①や②で募集量未達が発生）
- このような課題を解決するひとつの姿として、再エネの最大限の導入を目的とした電力システムを目指すべき姿（P.4）を念頭に、「前日市場において、入札方法としてThree-Part Offer（①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブでの入札）を導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組み」が提示され、今後、さらに踏み込んで実務的に詳細かつ具体的な議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討などを行うこととされたところ。
- そのため、本作業部会においては、市場WGにおける議論もご紹介しつつ、上記を前提として、あるべき市場の仕組みについて、ご議論をいただきたい。

あるべき市場の
仕組みの検討において
解決を目指す

本資料の検討により
一定程度解決されると
考えられる

3

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
- 3. 前日取引における課題**
4. 今後の進め方
5. まとめ

- 一方で、現在の週間取引（ならびに前々日取引）は、リソースの起動特性と高性能リソースを事前に確保することを主たる理由として、**確実な調整力確保の観点**からスポット取引前としている。
- この点、前日取引（スポット取引後）とすると、当日0時（ブロック1）までは9時間しかなく、長期停止の可能性が高いガス・石油火力については、起動可能なリソースが約6割まで低減してしまう。
- 国の審議会では議論が進んでいる同時市場においても、この課題解決のために、週間断面での電源起動の仕組みの導入が検討されており、その参考モデルである米PJMにおいても週間断面のpre-schedulingが設けられている。

	前々日	前日						
		AM	PM					
前日 スケジュール 案	16時 ▼ FIT 1回目 通知	6時 ▼ FIT 2回目 通知	10時 ▼ SP市場 入札	12時 ▼ BG計画 提出	14時 ▼ この間で 取引・約定 処理	15時 ▼	17時 ▼ 時間前 市場開場	9時間
前々日 スケジュール 案	16時 ▼ FIT 1回目 通知 この間で 取引・約定 処理	6時 ▼ FIT 2回目 通知	10時 ▼ SP市場 入札	12時 ▼ BG計画 提出	14時 ▼ 三次② 入札		17時 ▼ 時間前 市場開場	24時間以上

分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後には日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力を中心として、全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後には、日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合						
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後	
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%	起動指令後 12時間 以上経過すると、 70%以上起動可能 。
コンバインド式ガス火力	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%	
		週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%	
		定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%	
汽力式ガス火力	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%	石油火力も 12時間 以上経過すると、 日次停止・週末停止 のユニットの起動可能量が増加。
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%	
		定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%	
石油火力	9GW	日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%	
		週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%	
		定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%	
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%	
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%						

*1: 全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。

11

(参考) 具体的な仕組みのイメージ

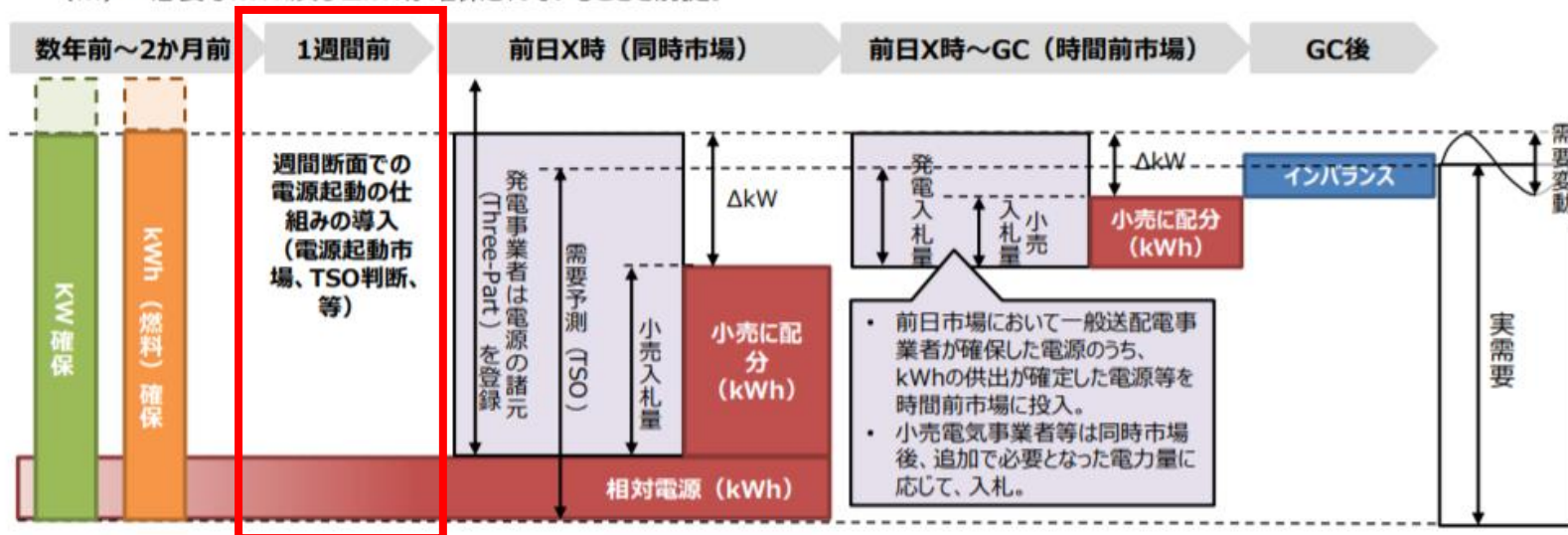
「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ (2022年6月20日) より抜粋

- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、以下のような仕組みが考えられる。
- 今後、さらに踏み込んだ議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることが必要。

具体的な仕組みのイメージ

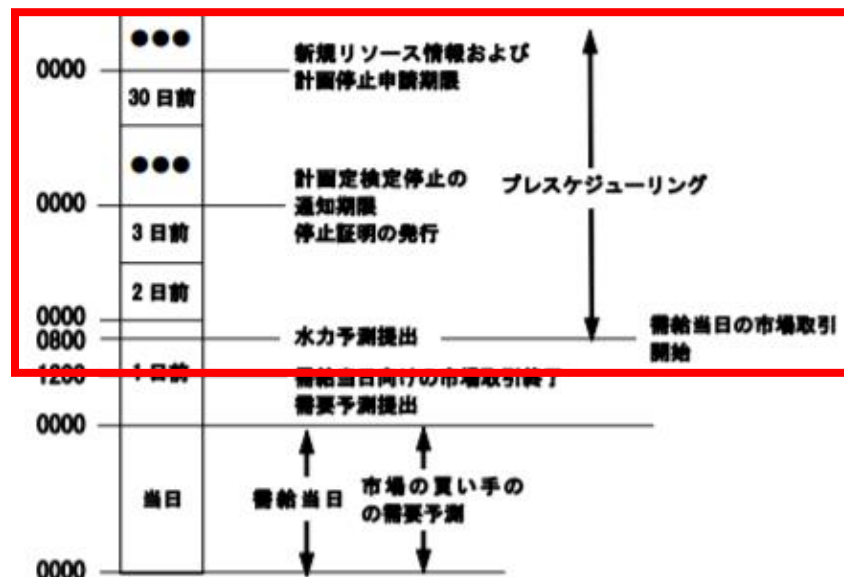
- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元 (①ユニット起動費、②最低出カコスト、③限界費用カーブ) を市場に登録 (Three-Part Offer方式)。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量 (kWh) を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる (kWhとΔkWを確実に確保)。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



■ 米PJMでは、市場取引が始まる前の事前手続きとして、pre-schedulingという仕組みがあり、その中で、定検停止等の調整を行うことで、電源起動をコントロールすることが可能となっている。

- PJMの長期計画断面の信頼度評価においては、Firm送電サービス^(※)が確保されている発電設備については、PJM域外からの電力輸入分も考慮に入れられる。
※PJMエリア外の電源はOASIS (Open Access Same-Time Information System) を通じてPTRの送電予約が必要。
- 運用断面では、Pre Schedulingとして、発電設備は30日前から計画停止情報等の提出、3日前までの定検停止情報等の提出を義務づけられている。また、容量市場で確保された電源は前日市場への入札義務 (Must Offer義務) があり、定検停止等についてPJMの権限で延期を求めることができる。



PJMにおけるプレスケジューリングのタイムライン

注) プレスケジューリングは、当日の需給計画策定 (スケジューリング) 事前手続
出所) PJM Manual 10

- pre-schedulingでは、小売事業者・発電事業者に、相対取引や入札予定の情報をPJMに情報提供する責務を持たせ、その情報をもとにPJMは供給信頼度評価を行っている。
- つまり、pre-schedulingは、市場取引時点で需給ひっ迫して正常な市場取引が行えないことを回避するため、予め市場参加者から取引予定情報を集めて、供給信頼性を確認し、必要があれば電源起動させる仕組みとなる。

(a) 事前計画 (Prescheduling) 段階

PJM RTO は、PJM エリアの供給信頼度の維持と、スポット市場の効率的運営を目的に、事前計画として設備停止計画を策定する。表 2.1.2-5 に PJM RTO の事前計画に含まれる設備停止の種類を示す。

また、事前計画段階における各スポット市場参加者の責務を表 2.1.2-6 に示す。

表 2.1.2-6 事前計画における市場参加者の責務

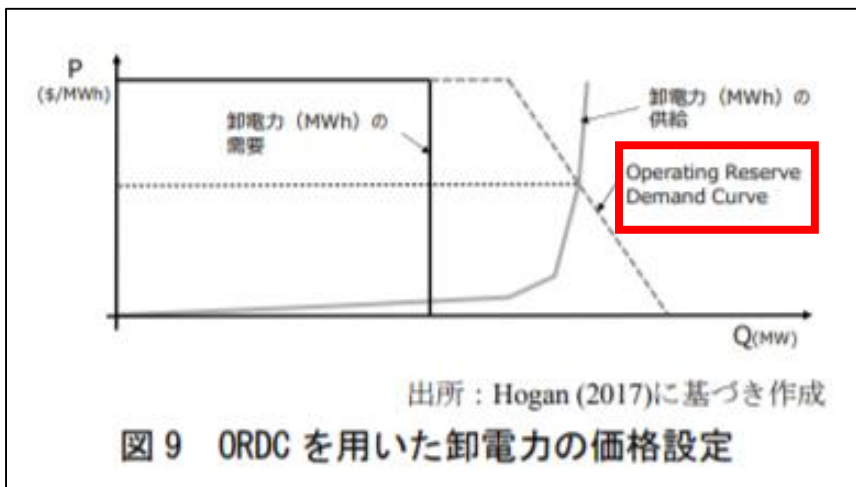
市場参加者種別	責務の内容
—	PJM内から外部エリアへの相対取引を行う市場参加者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う
PJM内買電事業者(小売供給事業者)	・相対取引を行う買電事業者は、PJM RTOに対して当該取引に関する情報提供を行う
売電事業者	・新規電源(市場に初めて入札する電源)については初回入札の30日以上前に入札データをPJM RTOに提出する ・起動料金(start-up fees)と無負荷料金(no-load fees)を要求する売電事業者は、それらの仕様を入札データに含める
PJM RTO	・季節毎の供給予備力、送電容量の評価を行う ・PJMエリア、スポット市場の給電計画作成、給電に必要な発電・送電設備情報を保管する ・ファーム/ノンファーム送電サービス要求の受領・処理を行う

- また、米PJMでは、予備力が不足するときの価格設定方法として、shortage pricingが導入されている。
- これは、pre-schedulingにより正常な市場取引が成り立っていることを前提に、それでも需給ひっ迫となってしまった場合は、ORDCと呼ばれる予備力の不足度合いに応じた供給力価値を、需要に加えることで、人為的に市場価格を引き上げ（価格シグナルを発して）、市場メカニズムにより需要抑制や発電量増を促す仕組みとなる。

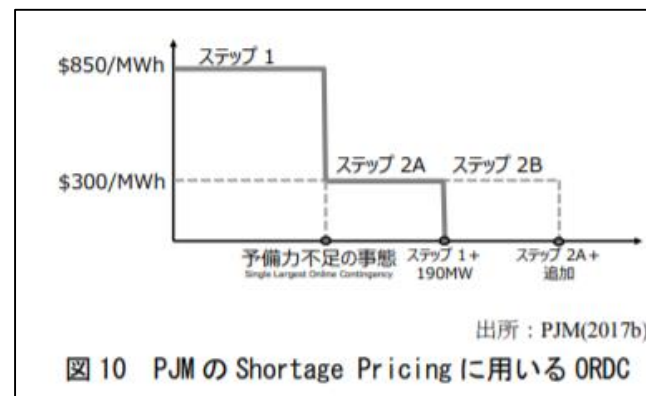
3.2.2 不足時の価格設定

PJMでは2012年に、予備力が不足する時の価格設定方法（Shortage Pricing）を導入した。これは、FERCが2008年に定めたOrder 719で各ISO/RTOに導入を求めたもので、需給ひっ迫が生じて、予備力が不足するような状況となった際に、卸電力の価格と予備力の価格を人為的に引き上げるための仕組みである。このような仕組みがない状況では、需要側資源の参加を促すことができないという問題意識が背景にある。

この仕組みでは、予備力の不足度合いによって供給支障が生じる確率（Loss of Load Probability）の関数を表す Operating Reserve Demand Curve（ORDC）を卸電力（kWh）の需要に加味して、卸電力価格を引き上げる（図9）。なお、理論上、ORDCの縦軸は、LOLPと停電費用（Value of Loat Load）の積である。



出所：Hogan (2017)に基づき作成
図9 ORDCを用いた卸電力の価格設定



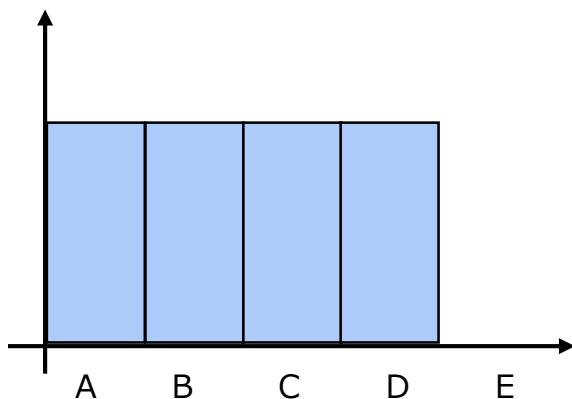
出所：PJM(2017b)
図10 PJMのShortage Pricingに用いるORDC

- 一方、前回の本小委員会で述べたとおり、容量市場が導入される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%以下となった場合には、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。
- 確実な調整力確保の観点からは、上記の容量市場リクワイアメントが一定の役割を果たしているとも言える。
- そのため、応札不足が深刻な現状においては、前述のメリット（期待できる効果）が上回ると考えられるため、**当面まずもっては容量市場リクワイアメントによって、起動特性に関する課題は対応可能※と考えることでどうか。**
- なお今後、より効率的な電源起動の観点や、容量市場リクワイアメントの確実性の観点等から、国の審議会（同時市場）において、週間断面での電源起動の仕組みの導入が検討されるため、そこでの議論状況や2024年度以降の取引状況も踏まえ、必要に応じて適宜考え方を見直すこととしてはどうか。

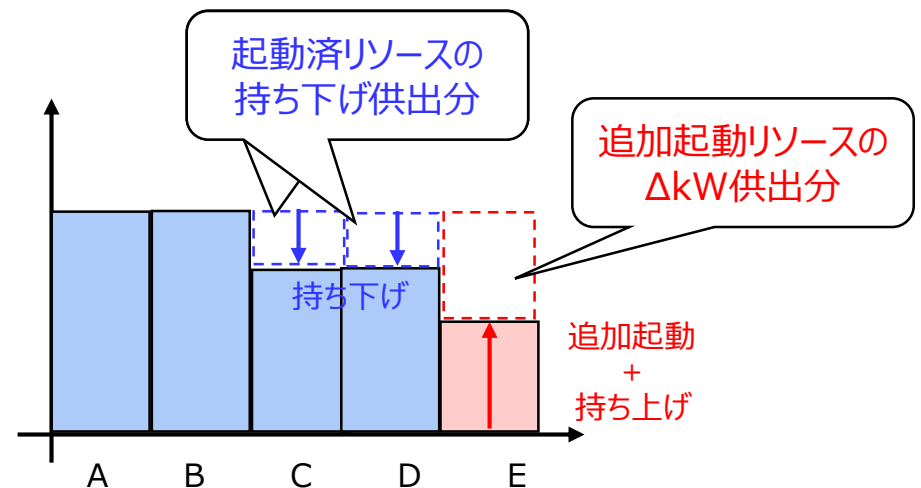
※容量市場のリクワイアメントにより起動するとともに、需給調整市場（前日市場）に応札されることも重要

- また、高性能リソースが卸電力市場で売り切れる前に確実に確保するとの理由からスポット取引前としており、この点をどう考えるかも課題となる。
- この点、スポット取引後の発電機態勢を考えると、安価な電源順にkWhを充足しており、追加起動リソースの ΔkW 供出だけでは（追加起動可能台数も限られており）高性能リソースの確実な確保は難しいと考えられる一方、実際には起動済リソースの持ち下げ供出分の ΔkW も期待でき、これによる高性能リソースの確保も可能と考えられる。
- すなわち、高性能リソースの事前確保という課題については、本質的には追加起動の可否という起動特性の課題に内包されることとなり、起動特性の課題については対応可能との整理に基づく、本課題も対応可能と考えられる。

【スポット取引後の発電機態勢】

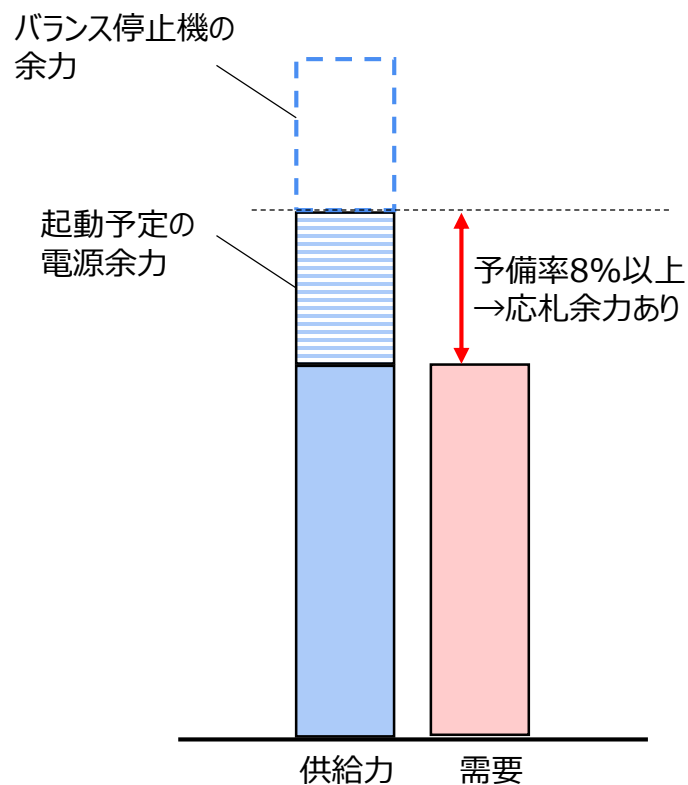


【 ΔkW 供出のための発電機態勢】

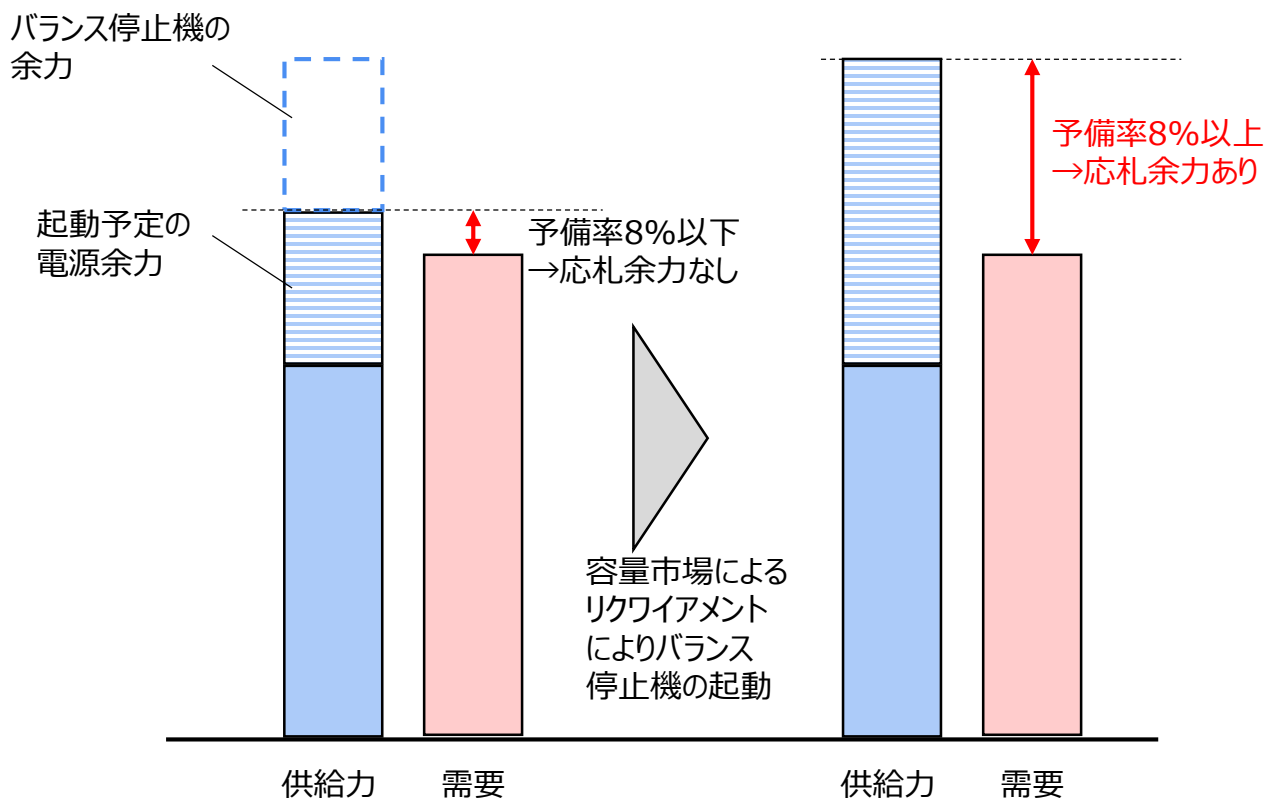


- 広域予備率の算定は、事業者にバランス停止機の起動を促すため、バランス停止機の余力を除いて予備率を算定することとなる。
- 広域予備率が8%以上の場合、自然体で余力があることから、電源の追加起動は不要と考えられ、広域予備率が8%以下の場合、事業者がバランス停止機を起動することにより、応札余力が確保される。

【平常時（イメージ）】



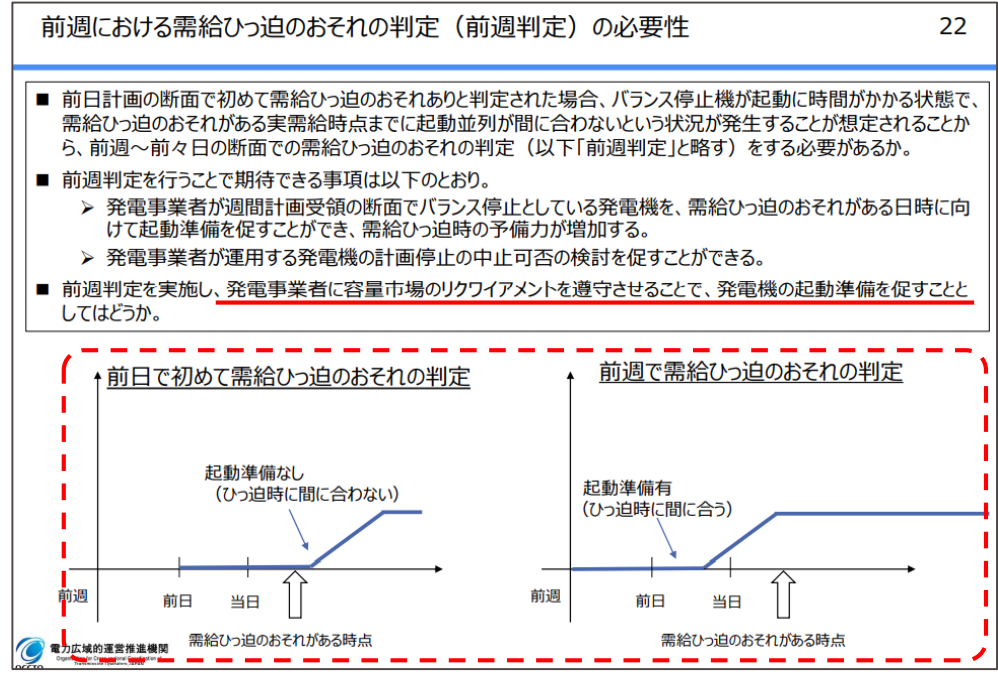
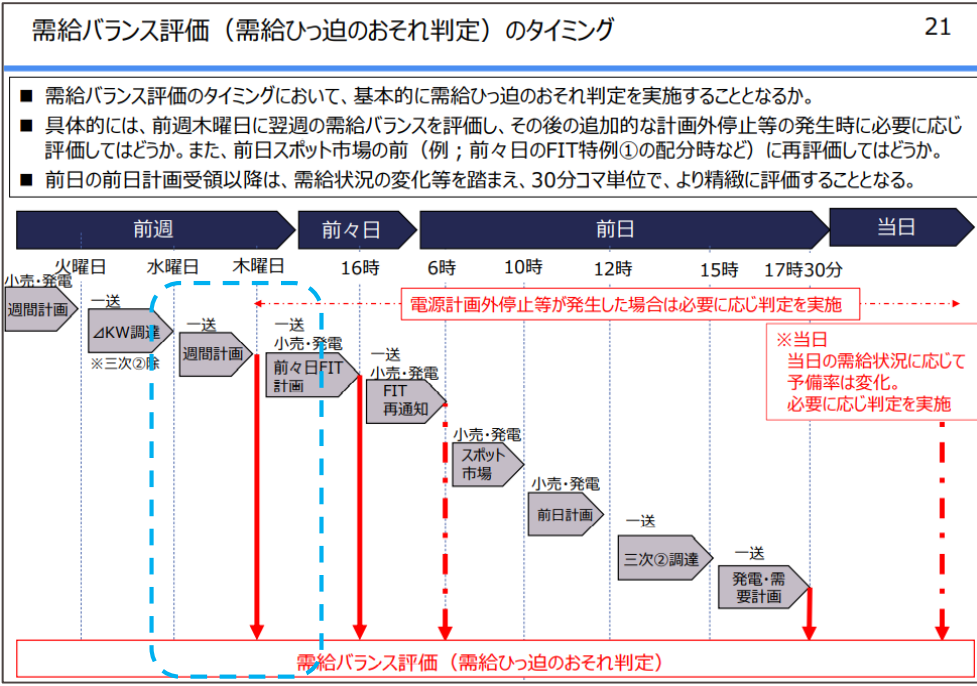
【需給ひっ迫のおそれがあるとき（イメージ）】



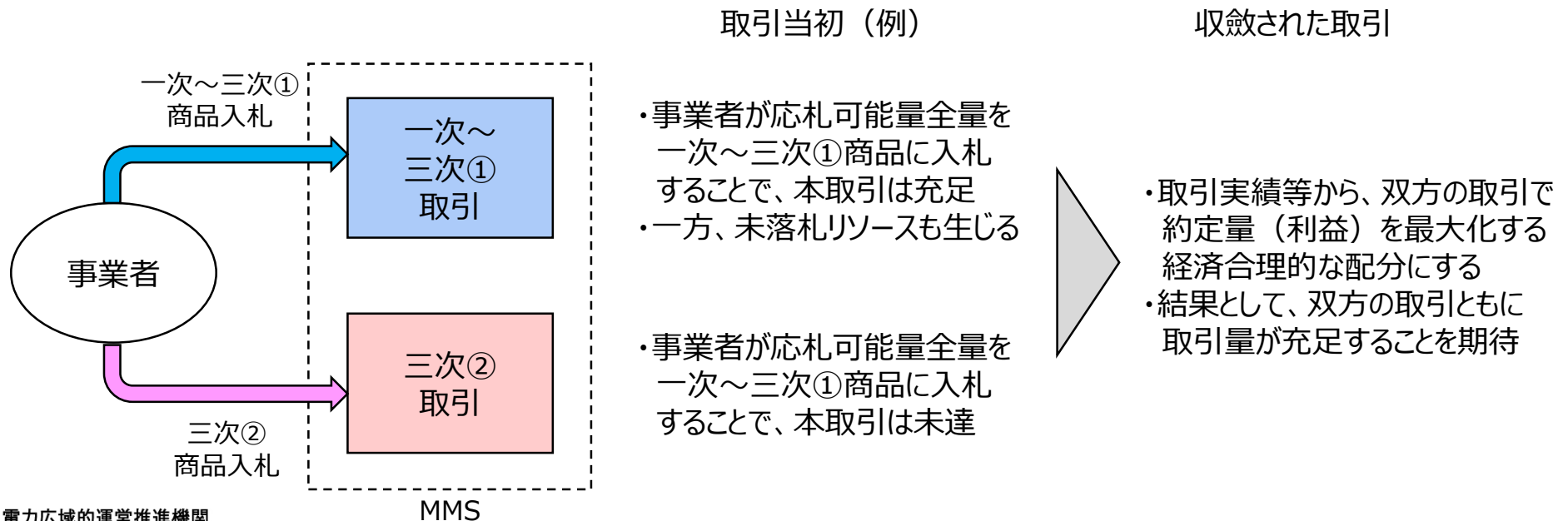
- 容量市場落札電源に対し、需給ひっ迫のおそれがあるときには下記のリクワイアメントが課される。
 - 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、**小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する**
 - 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない
 - 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める

容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果		5
<ul style="list-style-type: none"> ■ 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。 ■ 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「<u>需給ひっ迫のおそれがあるとき</u>」では、<u>全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者に電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課すこととなる。</u> ■ したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。 		
事業者	リクワイアメント	ペナルティ
平常時	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な電源等における余力を応札する。 ● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。
需給ひっ迫のおそれがあるとき	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。 ● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。 	<ul style="list-style-type: none"> ● リクワイアメント未達量 (kW・時間) から、以下にてペナルティ額を算定する。 ● ペナルティレート (¥ / kW・h) = 容量収入額 × 100% ÷ (容量確保契約量(kW) ・ Z (h)) 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達量 × ペナルティレート ※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなる時間が想定される時間

- 広域機関は、翌週分の需給バランスを評価して、前週木曜日に需給ひっ迫のおそれ判定を実施する。
(広域予備率8%未満が見込まれる場合に、「電力需給ひっ迫注意報」等のアラートを発信)
- 前週木曜日断面での判定は、発電事業者に対し、電源の起動時間を考慮したうえで、容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、起動準備を促すためのものとなる。



- 一次～三次①の取引を前日化（スポット取引後）するにあたり、三次②取引との関係についても課題となる。
- 取引前後の時間帯の事業者・TSO双方の業務を考慮すると、同一時間帯（14時～15時）に同時に取引・約定処理を行うのが現実的であると考えられ、一次～三次①の約定ロジックと三次②の約定ロジックは全く異なるロジックであることを考えると、事業者側で入札時に一次～三次①商品と三次②商品を分けて入札する必要が生じる。
- この場合、事業者が適切に入札量を配分しないと、片方の取引量は充足する一方、もう片方の取引において未達が生じる等の弊害も考えられる。
- この点、取引量が充足しているということは、未落札リソースも生じるということであることから、事業者の経済合理的な行動からは、双方の取引で約定量を最大化する配分に収斂していくとも考えられるが、事業者側のシステムや業務対応面によっても変わり得るため、引き続きアンケートやヒアリング等を活用して、深掘り検討を行っていく。



- その他の課題として、前日取引（スポット取引後）の場合、時間的裕度が少なく、システム対応したとしても約定処理時間がネックとなる可能性もある。この点については、現行の3時間ブロックでの調達を、将来的には30分単位へ変更することも踏まえて検討を行う必要がある。
- また、調整力供出事業者にとっても、スポット市場のBG計画提出後に一次～三次②までの全ての調整力を扱う等、大きな業務フローの変更となるため、事業者側の対応可否についても、アンケートやヒアリング等を活用して、深掘り検討が必要になると考えられる。

	前々日	前日	
		AM	PM
前日 スケジュール案	16時 ▼ FIT 1回目 通知	6時 ▼ FIT 2回目 通知	10時 ▼ SP市場 入札 12時 ▼ BG計画 提出 14時 ▼ 15時 ▼ 17時 ▼ 時間前 市場開場
前々日 スケジュール案	16時 ▼ FIT 1回目 通知 この間で 取引・約定 処理	6時 ▼ FIT 2回目 通知	10時 ▼ SP市場 入札 12時 ▼ BG計画 提出 14時 ▼ 三次② 入札 17時 ▼ 時間前 市場開場

事業者側の
業務対応
が可能か

2時間

この間で
取引・約定
処理

MMSの約定
処理が時間内に
可能か

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
3. 前日取引における課題
4. 今後の進め方
5. まとめ

- 今回整理した前日取引化による効果や課題については以下のとおり。
- 前日取引化は前々日取引化と比べ、効果が大きくなることが期待できる一方、取引形態やシステム・業務面の課題もあることから、2022年度末に向けて、応札不足対応に関する考え方を纏めるべく、検討を進めることとしたい。

【期待できる効果】

項目	詳細
応札量増加	・予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待
応札単価適正化	・前日取引であれば、逸失利益が実績相当となり、応札単価適正化に対する相当の効果が期待
連系線利用枠拡大	・連系線利用枠拡大が図れ、更なる広域調達の進展（応札不足解消・約定価格低減）が期待

【課題】

項目	詳細	対応
起動特性	・ガス・石油火力について、起動可能なリソースは約9割から約6割まで低減してしまう	・当面まずもっては容量市場リクワイアメントにおいて、起動特性に関する課題は対応可能
高性能リソースの事前確保	・高性能リソースが卸市場で売り切れるおそれがある	・起動済リソースの持ち下げ供出分 Δ kWも期待でき、追加起動が可能であれば対応可能
取引形態	・事業者が一次～三次①と三次②に適切に入札量を配分しないと、片方で未達が生じる	・事業者側へのアンケートやヒアリング等を活用して、深掘り検討
システム・業務制約 (TSO)	・時間的裕度が少なく、システム対応したとしても約定処理時間がネックとなる可能性	・TSOへのシステム対応可否を深掘り検討
システム・業務制約 (事業者)	・対応可否および対応に要する期間が不明	・事業者側へのアンケートやヒアリング等を活用して、深掘り検討

1. 前回本小委員会の振り返り
2. 前日取引で期待できる効果
3. 前日取引における課題
4. 今後の進め方
5. まとめ

- 今回、需給調整市場の取引スケジュール変更（前日取引）による効果や課題について整理した。
 - <期待できる効果>
 - ✓ 応札量増加
 - ✓ 応札単価適正化
 - ✓ 連系線利用枠拡大
 - <課題（対応）>
 - ✓ 起動特性（当面は容量市場リクワイアメントにおいて対応可能）
 - ✓ 高性能リソースの事前確保（追加起動が可能であれば対応可能）
 - ✓ 取引形態（事業者へのアンケート等を活用して深掘り検討）
 - ✓ システム・業務制約（TSOのシステム対応可否、事業者へのアンケート等を活用して深掘り検討）
- 今後、2022年度末に向けて、応札不足対応に関する考え方を纏めるべく、検討を進めることとしたい。