

2024年度の需給調整市場全面運開に向けた 対応の方向性について

2024年2月7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

- 需給調整市場において、現在は、三次①・②の取引を実施しており、2024年度からは一次、二次①・②の取引が開始され、需給調整市場が全面運開となる。
- 一方で、既に取りしている三次①・②については、取引開始当初から応札不足が続いており、現在においても解消には至っていない状況。
- 2024年度以降、多くの制度変更が予定されており、これまでの三次①・②の取引状況とは異なるものの、これまでの状況を踏まえると、2024年度以降も応札不足となる可能性も十分にあると考えられる。
- そのため今回、2024年度からの制度変更を改めて確認した上で、2024年度の需給調整市場全面運開に向けた対応の方向性について整理したため、ご議論いただきたい。

1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

- 2024年度からの需給調整市場において、一次、二次①・②の取引が開始され、需給調整市場において全商品の取引を実施することとなる。
- 他方で、2023年度までは、調整力公募（電源 I 公募）により調整電源として各エリアのH3需要7%程度を予め調達していたものの、2024年度以降、全エリア（沖縄エリアを除く）で調整力公募が廃止される。
- こうしたことを踏まえると、これまで一般送配電事業者の専有電源であった電源 I が、調整力提供者に帰属することとなり、調整力提供者は従来電源 I であった電源も含めて需給調整市場に応札することになる。

(参考) 需給調整市場の商品導入スケジュール 2

年度	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027以降	
一次	運用	広域運用 (周波数変換装置を含む直流設備を除く)									
	調達	調整力公募					▼広域調達開始	広域調達 (週間)			
二次①	運用	エリア内運用							▼広域運用開始	広域運用	
	調達	調整力公募					▼調達開始	エリア内調達 (週間)		▼広域調達開始	広域調達 (週間)
二次②	運用	エリア内運用				▼広域運用開始	広域運用				
	調達	調整力公募					▼広域調達開始	広域調達 (週間)			
三次①	運用	エリア内運用	自主的運用	段階的広域運用	▼広域運用開始 広域運用						
	調達	調整力公募				▼広域調達開始	広域調達 (週間) ※2022~23年度は、年間で電源 I -b相当の設備を調達				
三次②	運用	エリア内運用	自主的運用	段階的広域運用	▼広域運用開始 広域運用						
	調達	調整力公募				▼広域調達開始	広域調達 (前日)				

- 電源 I 募集量は小売電気事業者が活用できる供給力を減少させないようH3需要7%を上限として、調達することとしており、2023年度においては、大半のエリアにおいて、7%を調達している。

2023年度向け調整力公募における電源 I 募集量について

【P.13】

- 電源 I 必要量を算出した結果、7%を上回っているエリアもあるが、7%以上を確保することは小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性もあることから、これまでどおり7%を上限として、調達することでどうか。
- これまでも電源 I の量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足する状況には陥っていない。これは小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できているためと考えられる。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力を需給調整市場から調達するとされており、その調達量は商品毎の必要量から算出されることとなる。需給調整市場における調達量の上限については、今後の市場の課題整理のなかで検討することとしたい。

電源 I 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理
 ※2 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a必要量[%]※2	8.1%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源 I -b必要量[%]※2	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源 I 必要量[%]※2	13.6%	11.2%	7.1%	8.9%	7.8%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

電源 I 募集量 最大7%

電源 I 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a募集量[%]※2	7.0%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源 I -b募集量[%]※2	0.0%	0.6%	1.4%	0.5%	0.9%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源 I 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

- 2024年度から、一般送配電事業者が、より効率的、安定的な需給運用等を実施するため、GC前の計画策定に支障を与えないことを前提に、GC後の調整機能を有する電源の余力を活用する仕組み（余力活用）が開始する。
- 他方で、余力活用に準ずる仕組みである電源Ⅱ公募が2023年度で廃止される。
- 余力活用と電源Ⅱは、ほぼ同様の仕組みではあるものの、余力活用は、平常時においては、一般送配電事業者による電源の起動停止ができない点が、電源Ⅱと大きく異なる。なお、需給ひっ迫時やΔkW調達不足時等の緊急時に限っては、一般送配電事業者による追加起動が可能となる。

	余力活用	ΔkW約定分	(参考) 電源Ⅱ	
平常時	起動停止	×	○	
	調整力kWh市場	○	○	
	①経済差替え（出力増減）	GC後のEDCのみ	GC後のEDCのみ	GC前のUC GC後のEDC
	①経済差替え （起動・停止タイミング調整）	○	×	○
	②下げ調整力の活用	○	-（対象外）	○
	③～⑥系統運用機能の活用	○（公募実施時のみ）	-（対象外）	○
緊急時	⑧再給電方式の活用	○	○	
	⑦追加起動	【ΔkW確保】 ・需給ひっ迫時（3%） ・ΔkW調達不足時 【系統運用機能の活用】 ・故障、BO復旧、試験時 ・発雷等設備故障予見時 ・特異日の電圧調整 ・想定外の混雑発生時	-（対象外） ○	

- 2024年度から、需給調整市場ガイドラインが改定され、需給調整市場における価格規律見直しが予定されている。
- 具体的には、従来、調整力kWh市場において、 Δ kW約定電源とそれ以外で異なる価格規律が設けられていたものが、統一される（限界費用 \pm 10%）こととなる。
- これに伴って、調整力 Δ kW市場に応札し約定する方が、調整力 Δ kW市場からの収益が増加することとなり、 Δ kW市場に応札するインセンティブが高まることが期待される。

※ 調整力 Δ kW市場においても、一定額（マージン等）の適正化の価格規律見直しも予定されている。

【調整力 Δ kW市場の価格規律（上限値）】

電源種	現状	変更案
A種 固定費回収済電源等	逸失利益orマージン（「限界費用」 \times 10% \times 電源I稼働率5%）	機会費用（逸失利益）+一定額（0.33円）
B種 未回収固定費有電源	機会費用（逸失利益）+固定費回収のための合理的な額等	機会費用（逸失利益）+一定額（監視等委員会と協議し決定）

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

限界費用	現状	変更案
安い	市場価格	限界費用+マージン(上げ「限界費用」 \times 10%)
高い	限界費用	限界費用+マージン(上げ「限界費用」 \times 10%)

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

固定費	現状	変更案
済	限界費用 \pm マージン(10%)	限界費用 \pm マージン(「限界費用」 \times 10%)
未	限界費用 \pm 固定費	

※「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を2回分までとする。

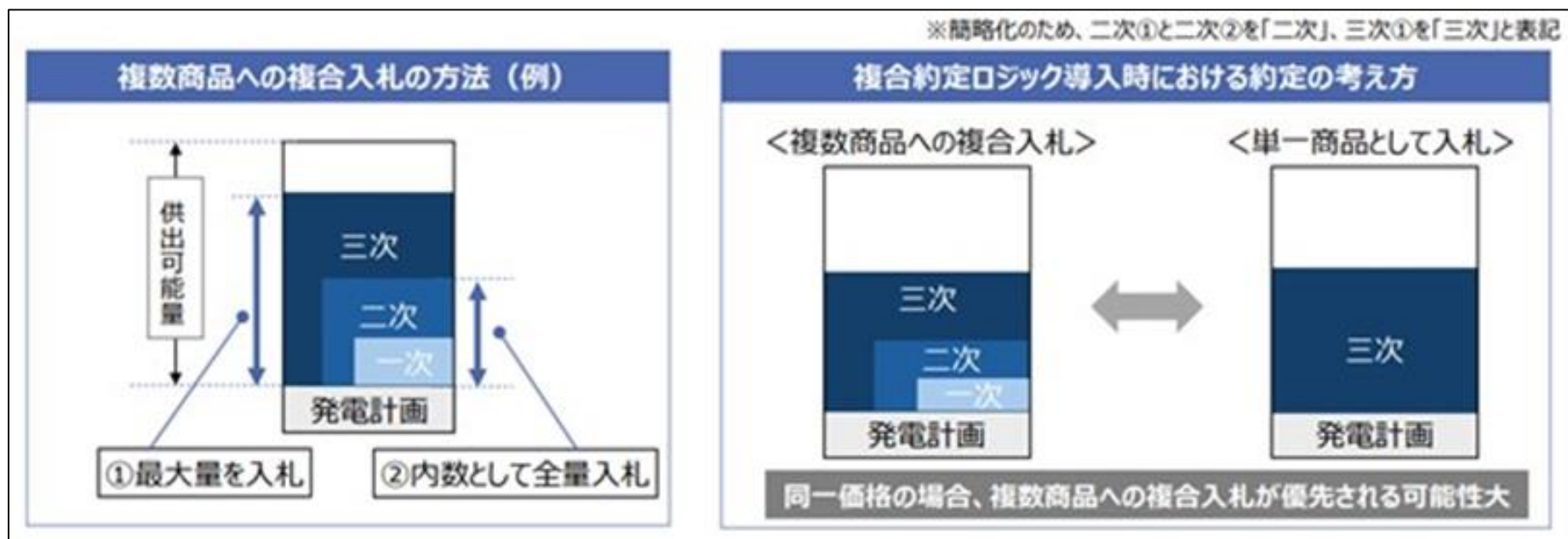
※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量-ロス量）}}$$

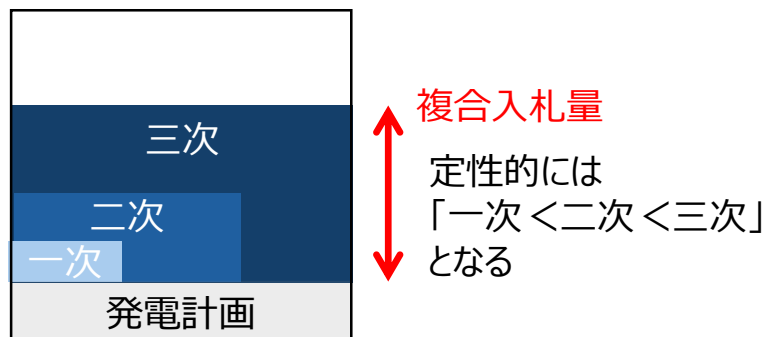
1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

- 前述のとおり、2024年度から需給調整市場で全商品（一次～三次②）の取引が開始される。
- このうち、一次～三次①はGC以降の予測誤差や時間内変動に対応するための調整力であり、商品毎の必要量が最大となるタイミングは必ずしも同時ではないことから、複合約定ロジックを導入することとしている。
- 他方、応札においては、複数の機能を有する電源については、単一商品として応札するか、複合商品として応札するかを選択し、複合商品として応札する場合には、供出可能な単一商品のうち、供出量が最も大きい商品の供出量を複合商品の応札量とし、その他の商品は供出可能量全量を内数として入札することとしている。
- この点、現状においては、調整機能を有する電源は、火力、揚水等が大半であり、これらの電源は複数の調整機能を有していることから、複合商品として応札されることが期待される。

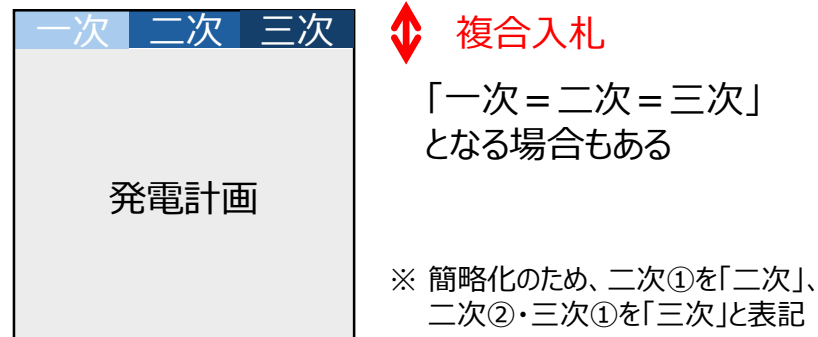


- 前述のとおり、複合商品として応札する場合は、供出可能な単一商品のうち、供出量が最も大きい商品の供出量を複合商品の応札量とし、その他の商品は供出可能量全量を内数として入札することとしている。
- この各単一商品の供出可能量は、それぞれの応動時間内での応動可能な量としており、応動時間は一次から順に長くなることから、発電余力が十分にある場合には、三次の供出可能量を入札した上で、その内数として一次、二次を入札することになる。
- 他方、応札時点における発電余力以上には応札できないことから、発電余力が十分でない場合には、一次、二次、三次の応札量の差は少なくなる。

【発電余力が十分にある場合】



【発電余力が十分でない場合】



(参考) 各商品成分の供出可能量

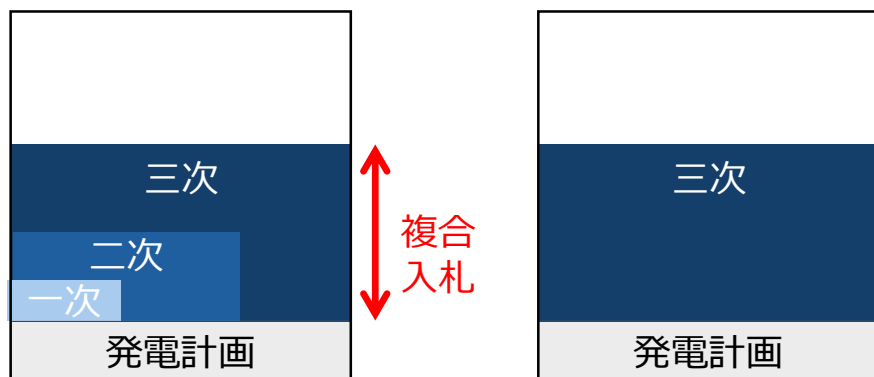
[%]: 定格出力に対する比率

諸元 (全国平均)	石炭	MACC	ACC	CC	Conv	石油	備考
GF (一次相当)	5.0	5.0	5.0	5.0	5.1	5.4	最大出力の5% or指定値
LFC (二次①相当)	4.9	8.6	11.1	7.7	6.1	5.0	最大出力の5% or指定値
5分EDC (二次②相当)	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	最大出力の25% or指定値
15分EDC (三次①相当)	66.0	63.3	52.5	67.0	71.7	70.5	最大出力の75% or指定値
60分EDC (三次②相当)	69.0	66.1	52.7	71.4	78.6	75.0	最大出力~最低出力 or指定値

- 複合約定ロジックにおいては、目的関数として調達コスト最小化を目指しており、制約条件としては、各単一商品の必要量を充足させるとともに複合商品の必要量を充足させることを設定している。
- そのため、同一の入札単価である複合商品入札と単一商品入札があった場合には、内数に入っている商品必要量の充足も可能な複合商品入札の方が約定しやすいこととなる。
- また、同一の入札単価である複合商品入札同士の場合、内数として入札される量が多い方が約定しやすい点は上記と同様。
- 一方で、約定価格については、内数として入札する量は関係なく、複合入札量と入札単価で決まる。

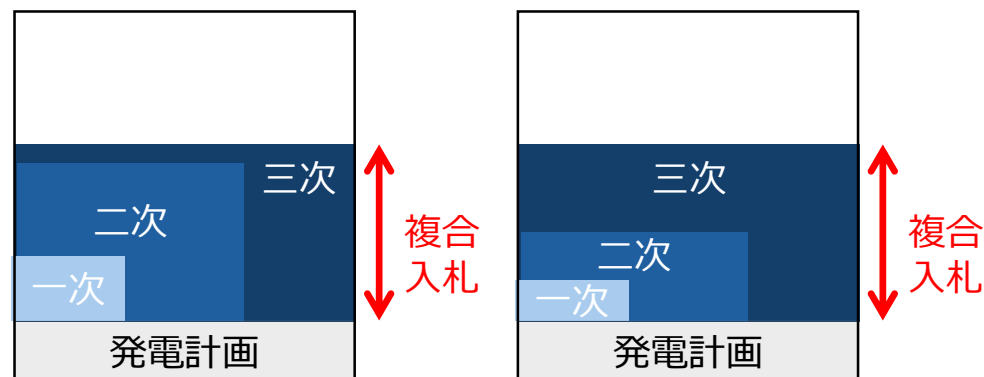
※ 簡略化のため、二次①を「二次」、二次②・三次①を「三次」と表記

【複合入札と単一入札の比較】



入札単価が同じであれば、一次、二次の必要量に対する充足も可能な複合入札の方が約定しやすい（単一入札の場合には他の入札も含めて充足させる必要がある）

【複合入札同士の比較】



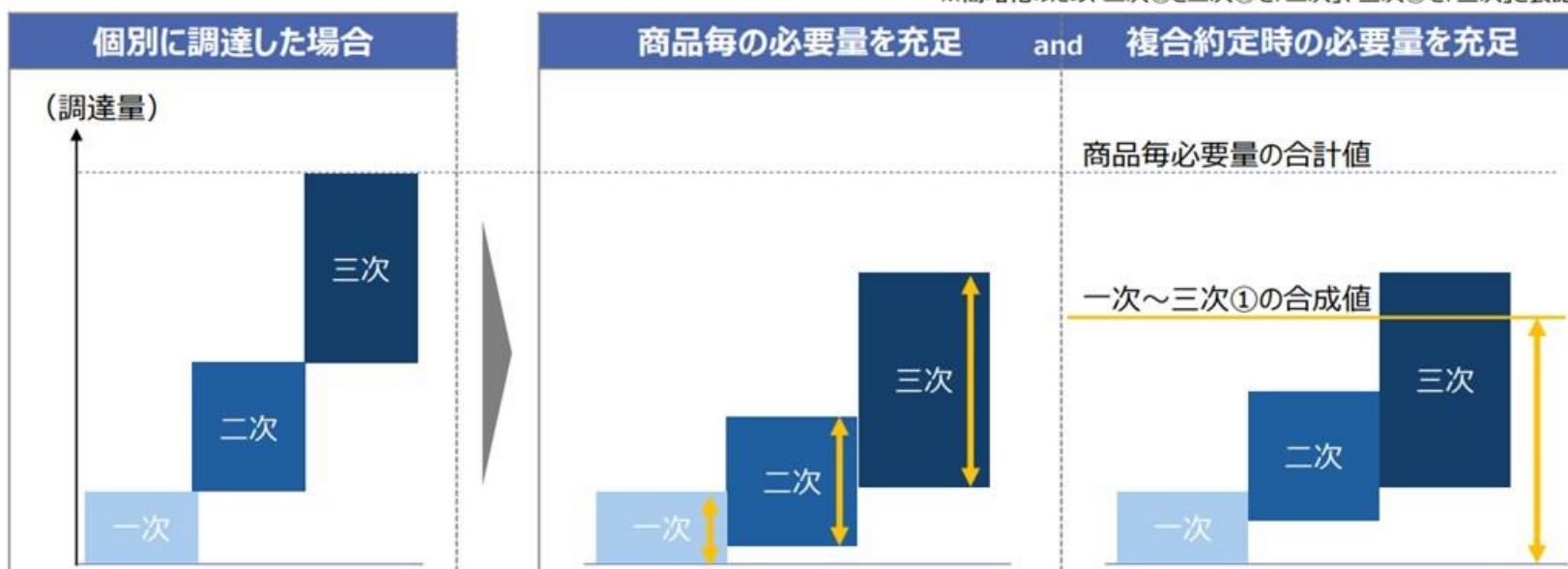
内数として一次、二次の応札量が多い複合入札の方が、一次・二次の必要量に対する充足が多くなる傾向のため、約定しやすい

不等時性の考慮を前提とした調達量の考え方について

8

- 単一のリソースで複数商品へ入札する仕組みを導入するにあたり、一次～三次①の各商品の不等時性を考慮した必要量は、第14回本小委員会において、一次～三次①の合成値で算定すると整理されているところ。
- 他方、不等時性を考慮して調達量合計を圧縮した場合であっても、一般送配電事業者が需給調整市場で調達した調整力を用いて周波数調整等を行う場合、商品毎にそれぞれ対応する事象が異なっていることから、商品毎に需給調整に必要な調整力の最大値を満たすよう、調達量を確保しておく必要がある。
- このことから、単一のリソースで複数商品への入札が可能とした場合における約定結果としては、**一次～三次①の合成値を充足し、かつ商品毎の必要量も充足**している必要があると考えられるのではないか。

※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



- 需給調整市場に応札する場合、基本的には、調整力提供者が、自身の最適需給バランスを変更（追加起動や持ち替え）し、その追加コストを織り込んだ上で、需給調整市場に応札することとなる。
- この点、競争的な市場であれば、どのようなバランス変更をするかは調整力提供者の裁量となるものの、最も収益が上がると思込まれる応札をすることが経済合理的な行動と考えられる。
- 一方、前述のとおり、2024年度以降も応札不足となる（競争が十分に働かない）可能性もあると考えられ、その場合、系統側（安定供給上）の目線では、応札不足が生じないような入札となることが望ましい。
- 今回、系統側（安定供給上）目線の望ましい応札、および調整力提供者目線の経済合理的な応札がどういったものかを確認するために、以下の条件でケーススタディを行った。

【ケース設定条件】

ケース1	追加起動と単一ユニットの持ち替え
ケース2	追加起動と複数ユニットの持ち替え

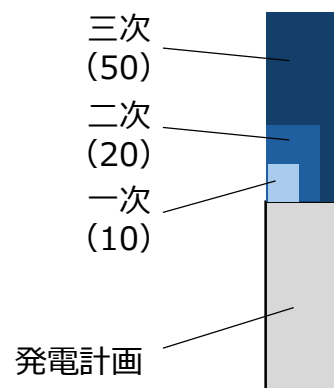
【1ユニットあたりの供出可能量必要量とイメージ】

供出可能量	一次	二次	三次
	10	20	50

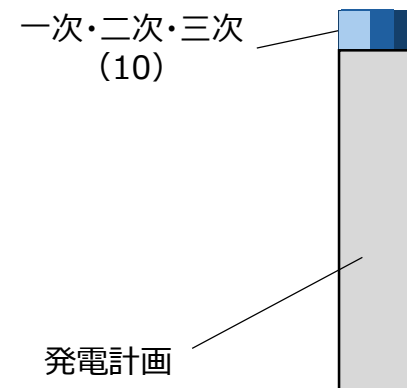
【必要量に関する前提条件】

必要量	一次	二次	三次	複合
	40	60	80	100

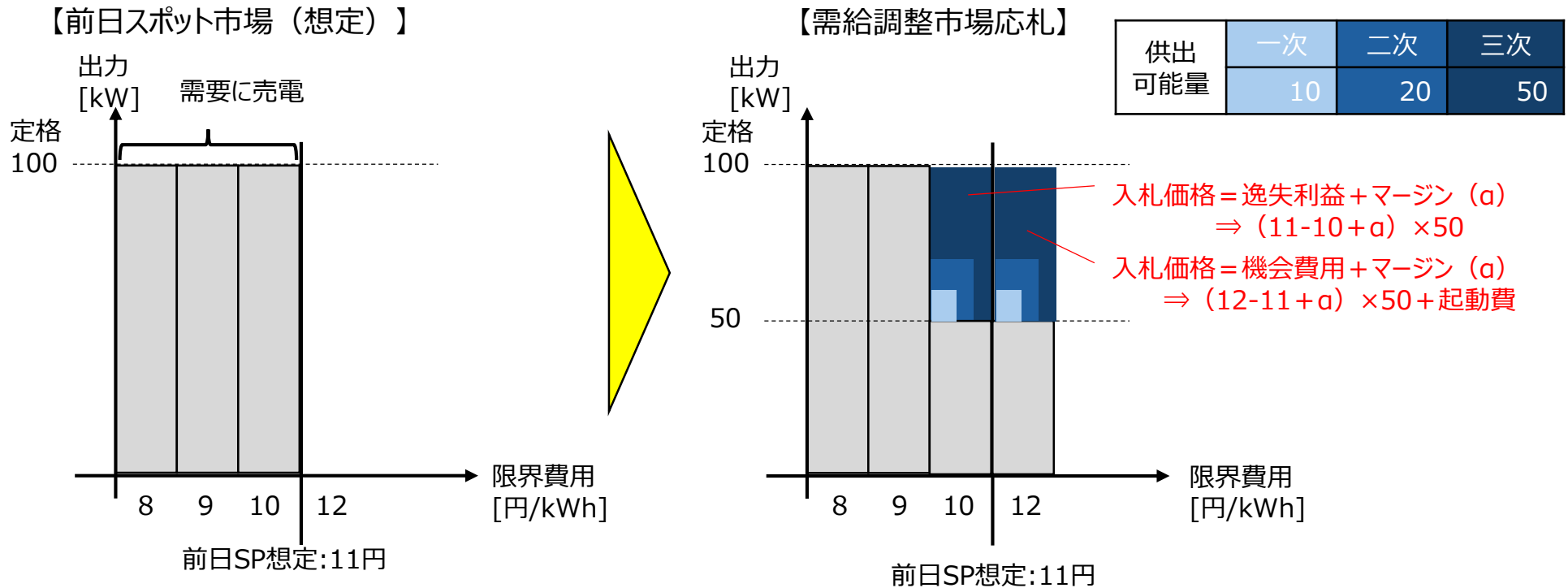
<発電余力が十分にある場合>



<発電余力が十分でない場合>



■ 複合必要量を満たすように、追加起動および単一ユニットの持ち替えを行うケースを考えた場合、複合商品としては、三次の供出可能量（50×2）を応札することが考えられ、この場合、一次、二次については、追加起動・持ち替えを行ったユニットそれぞれで複合商品の内数として応札されることになるものの、必要量を充足しないこととなる。

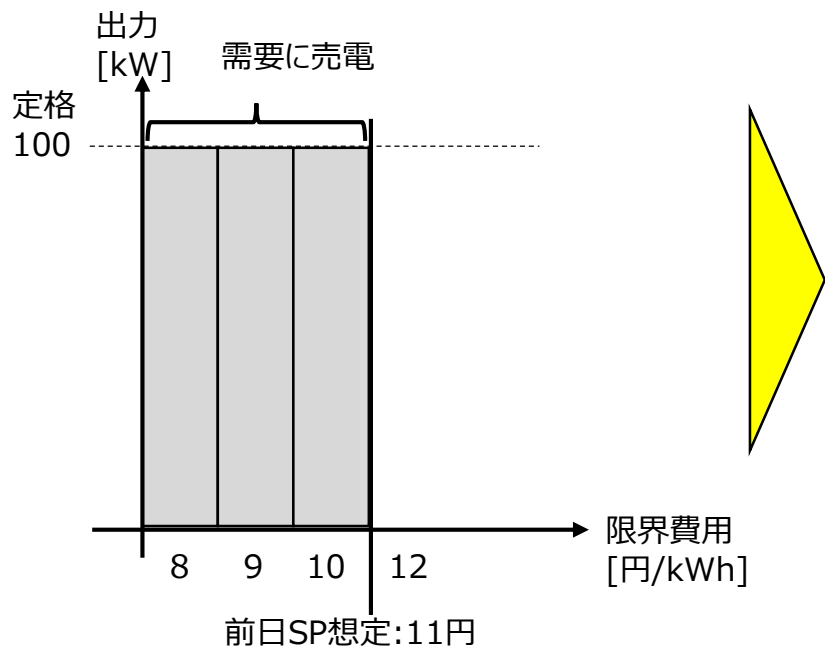


	一次	二次	三次	複合
必要量	40	60	80	100
応札量	20	40	100	100

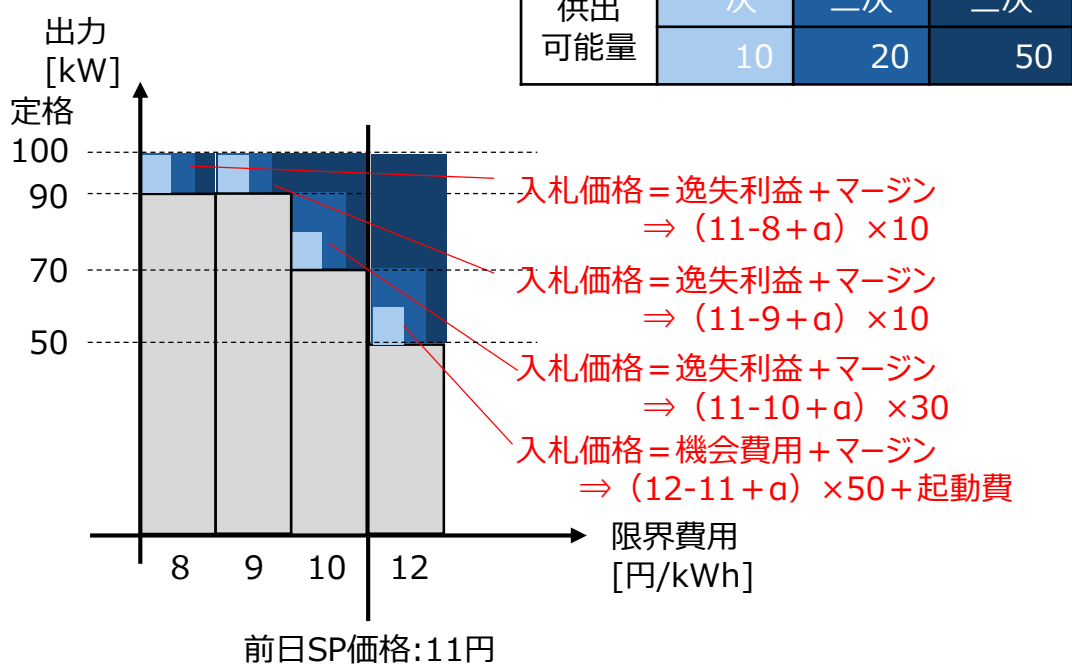
調達コスト合計 : $100 + a \times 100 + \text{起動費}$

■ 他方で、複合必要量を満たすように、追加起動および複数ユニットの持ち替えを行うケースを考えた場合、各ユニットで各単一必要量を最も充足かつ追加コストが最も低くなるように持ち替えをして応札することが考えられ、この場合、複合必要量を充足するとともに、各単一商品の必要量も充足する可能性が高くなる。

【前日スポット市場（想定）】



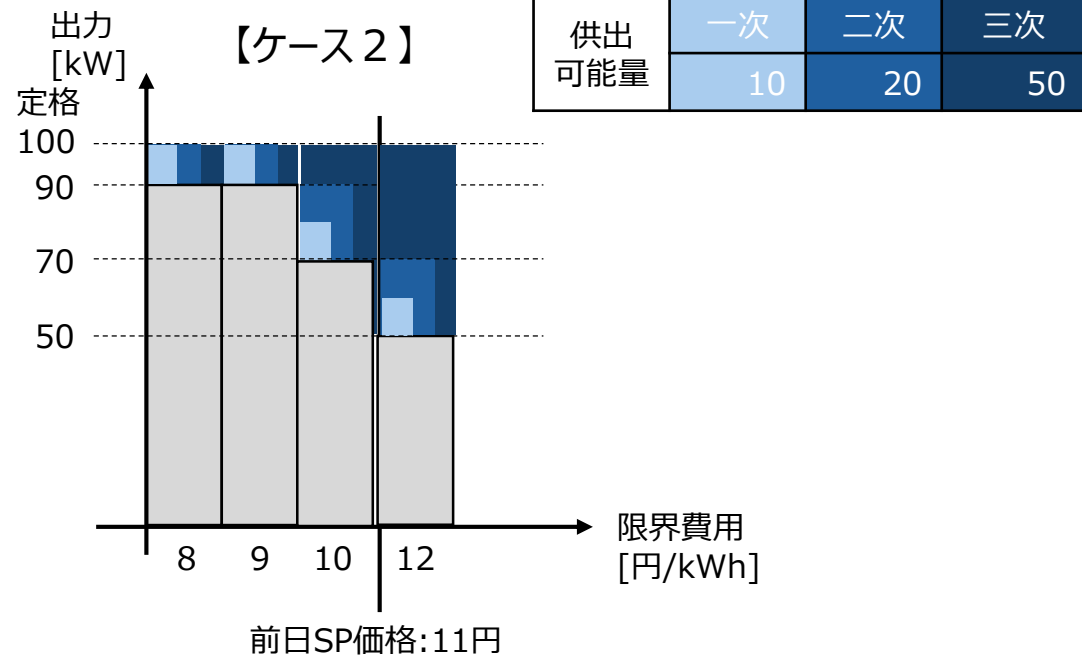
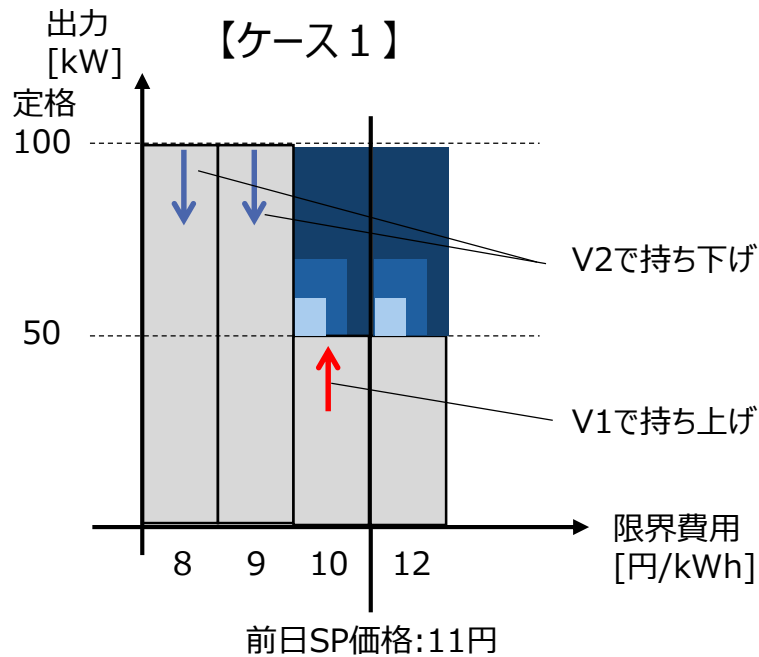
【需給調整市場応札】



	一次	二次	三次	複合
必要量	40	60	80	100
応札量	40	60	100	100

調達コスト合計 : $130 + a \times 100 + \text{起動費}$

- 系統側（安定供給上）目線では、応札不足が生じないよう、特に、安定供給面に直結する一次、二次の必要量を充足する蓋然性が高くなるケース2が望ましいと考えられる。
- なお、ケース1であっても、実需給断面に向けては、調達不足（必要量未達）に伴う余力活用による持ち替え等を行うことで調整力を確保する（ケース2と同じような発電機態勢になる）が、この場合、市場外での追加調達コストが発生することとなる（状況次第だがV1・V2マージン分だけ市場分との合計コストが割高になることも考えられる）。

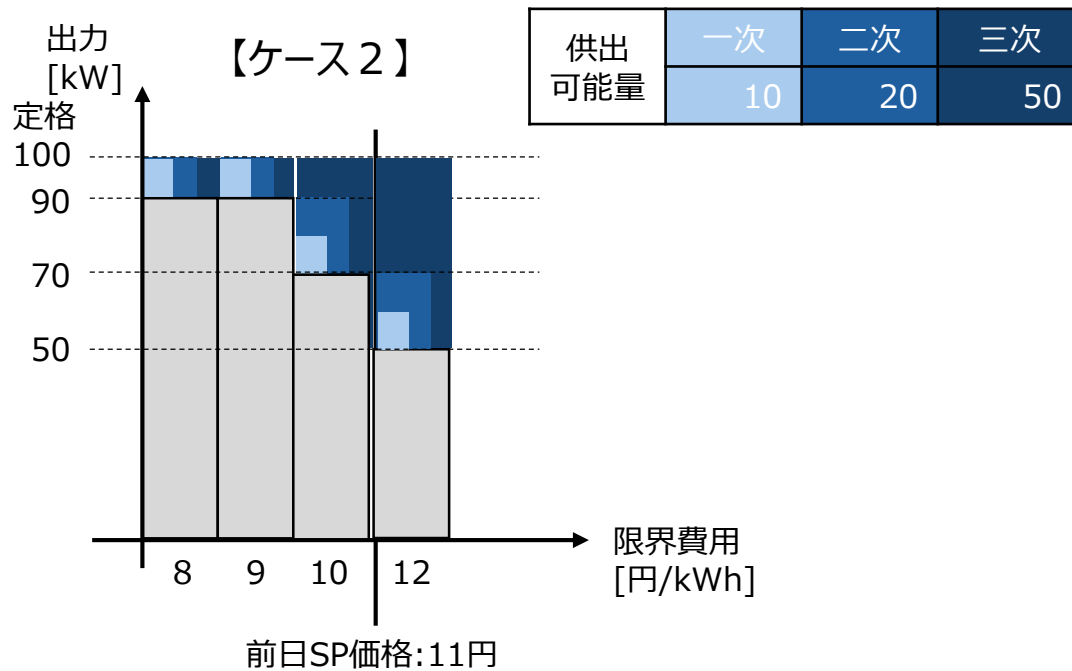
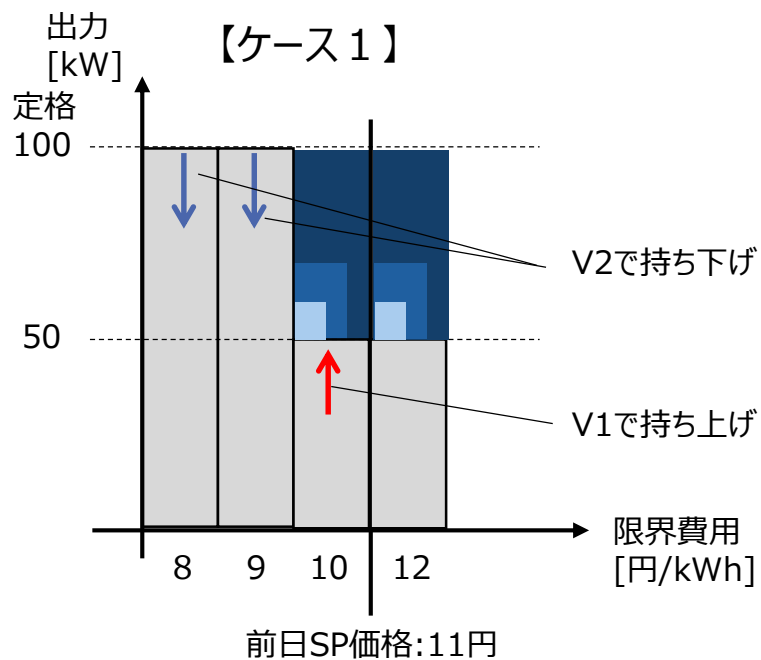


調達コスト（市場内）： $100 + \alpha \times 100 + \text{起動費}$
 + 追加調達コスト（市場外）： $30 + \beta$ (V1・V2マージン)

調達コスト（市場内）： $130 + \alpha \times 100 + \text{起動費}$

- 続いて、調整力提供者目線では、調整力 Δ kW市場からの収益（マージン α ）については、ケース1、2ともに同じであるものの、調整力 Δ kW市場に約定した電源は、調整指令に応じない（アセスメントを達成しない）応動の場合はペナルティの対象となることから、ケース2の方がペナルティとなる可能性のあるリソース数が多い。
- また、ケース1の方が、三次の供出可能量を最大（マージン α の収益最大化）にした上で、かつ内数の一次、二次入札量を最小（V1V2マージン β の収益最大）にすることができ、調整力提供者目線では経済合理的※となる。

※ 起動費に関しても、余力活用は確実に回収できる一方、市場では確実な回収が保証されない等の違いもある。



調達コスト（市場内） : $100 + \alpha \times 100 + \text{起動費}$
 + 追加調達コスト（市場外） : $30 + \beta$ (V1・V2マージン)

調達コスト（市場内） : $130 + \alpha \times 100 + \text{起動費}$

- ケーススタディを踏まえた結果（系統側（安定供給）目線の望ましい応札と、調整力提供者目線の経済合理的な応札の確認結果）は下表のとおり。
- 余力活用による持ち替え等も踏まえると、ケース1・2とも結局は同じような発電機態勢になる（社会全体でかかるエネルギーコストは同じとなる）ため、それであれば応札不足が生じず、かつ調整力調達コストが安価となるケース2が望ましいとも考えられる。
- この点、前述のとおり、競争的な市場であれば、どのようなバランス変更をするかは調整力提供者の裁量となるものの、2024年度以降も応札不足となる（競争が十分に働かない）可能性もあると考えられ、かつ、系統全体と調整力提供者の目線が合致していないことから、これまでと同様かそれ以上に応札不足が発生する可能性も示唆される。
- まずは、国とも連携の上で、2023年度中に調整力提供者における2024年度の応札準備状況を確認することとし、その準備状況ならびに2024年度からの応札状況を踏まえ、対応を考えていくこととしたい。

視点	系統側（安定供給）目線	調整力提供者目線
ケース1 (追加起動と単一ユニットの持ち替え)	<ul style="list-style-type: none"> ✗ (必要量未達) ✗ (余力による追加コスト多) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ (ΔkW市場の-marginα多) ○ (余力活用の-marginβ多) ○ (アセパナリスク少)
ケース2 (追加起動と複数ユニットの持ち替え)	<ul style="list-style-type: none"> ○ (必要量充足) ○ (余力による追加コスト少) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ (ΔkW市場の-marginα多) ✗ (余力活用の-marginβ少) ✗ (アセメント・ペナルティリスク多)

三次①・②応札に係る取引会員へのアンケート調査について

18

- 電力需給調整力取引所の取引会員のうち、4月上旬時点で取引に参加している会員に対して、応札量算定の考え方や、応札量を増加するために改善すべきルール等について、アンケート調査を実施した。

【三次①・②応札量に係る取引会員へのアンケート調査】

○実施期間

2022年4月12日～4月18日

○調査対象

4月上旬時点で取引に参加している会員 15社（旧一電系10社、新電力系5社）

○回答数

15社

○主な調査内容

- ・三次①、②の応札量算定にあたっての需給バランスの作成方法
- ・三次①応札量が三次②応札量より少ない原因
- ・三次①応札量を増やすために改善すべきと考える制度や市場ルール

1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

- 前述のとおり、十分に競争がある環境ならびに調整力提供者の習熟等によって、それぞれの調整力提供者が経済合理的な応札をする状況であれば、安定供給面も含めて問題はないと考えられるところ、そのようにならない（2024年度以降も応札不足となる）可能性もあると考えられるところ。
- このような可能性を踏まえると、全面運開（2024年度）当初においては、需給調整市場（調整力 Δ kW市場）に応札が少ない場合に備えて、一般送配電事業者にて、どのように安定供給を維持するか検討することが重要。
- この点、現行の整理においては、未達が発生した場合に、安定供給を維持するため、市場外もしくはセーフティネットとして緊急時の余力活用を用いて調整力を確保するスキームとしており、この緊急時の余力活用に関しては、可能な限り需給調整市場（または市場外）で調整力を調達し、かつ余力活用による電源起動が間に合うように、前日の需給調整市場での取引（前日15時頃）後に、移行することとしている。

2024～2025年度における需給調整市場取引の全体像について

→ 未達なし
→ 未達あり

44

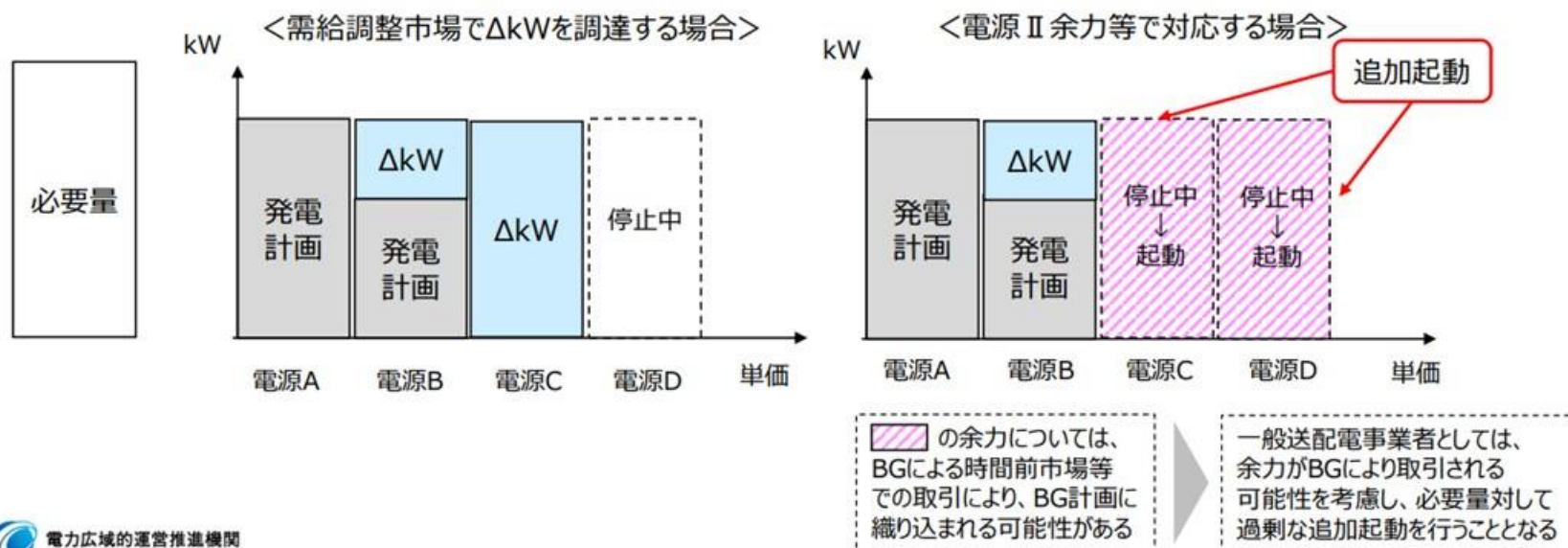
商品	実需給 前週			実需給 前日				～	実需給 当日		
	火曜日		木曜日	毎日				毎日	毎日		
	14時	15時	-	-	12時	14時	15時	17時	～	GC	実需給
イベント	一次～三次① 入札	一次～三次① 約定	-	-	翌日計画 締切	三次② 入札	三次② 約定	時間前 市場 開場			
一次 二次①		調達	市場外 調達							余力活用契約	調整力 発動
二次② 三次①		調達	市場外 調達	追加調達 要否判断	不要		追加 調達			余力活用契約	調整力 発動
三次②							追加調達 要否判断※	不要	追加調達 (時間前)	余力活用契約	調整力 発動

※ 三次②の追加調達判断のタイミングや閾値等については別途検討

未達時の対応について（電源Ⅱ余力等確認 2 / 2）

27

- ただし、このとき確認した余力（追加起動を行った電源の余力含む）は、BG計画に反映されないことから、実需給断面に至るまで余力が存在する保証はなく、すなわち調整力の確実な調達はできていない状態となる。
- そのため、一般送配電事業者としては、時間前市場等での取引によりBG計画が変更されることにより、実需給断面で ΔkW が不足する可能性を考慮した上で追加起動を行う必要があり、結果的に過剰な（必要量以上の）追加起動を行うこととなり、プラス α の調整力コストが発生することとなる。
- また、電源Ⅱ余力等確認は市場外での対応であるため、取引価格等に不透明性が伴うことに加え、複合約定や広域調達は実質的に不可能であることから、通常の市場取引と比較すると、未達分の調整力対応に係るコストは約2倍+ α 程度に上昇する蓋然性が高いものと考えられる。



- 他方で、日本においては、起動に時間を要する電源が相応に存在し、前日15時では起動が間に合わず安定供給に支障を来たすおそれもある。
- このような場合、本来的には、調整力提供者が各市場に応札のうえ、約定すれば、調整力提供者自らが電源起動すべきところ、2024年度当初においては事業者の習熟度が上がっていないこと等も考えられる。
- そのような観点からは、安定供給維持のため、起動が間に合わない電源に限っては、例えば、前日15時を待たず、余力活用による起動を行う準備を進めるなどの特別な対応を取ることも考えられるか。
- 一方で、このような特別な対応は本来の市場の役割とは異なる原則外の対応となる上、経済的な影響も考慮に入れる必要があることから、実施の有無については、前述の応札準備状況の確認結果等も踏まえ、国とも連携の上、年度内に別途方向性をお示しすることとしたい。

商品	実需給 前々日		実需給 前日				～	実需給 当日	
	1	—	12時	14時	15時	17時	～	GC	実需給
イベント			翌日計画 締切	三次② 入札	三次② 約定	時間前 市場 開場			
一次 ～ 三次②	余力活用 (起動が間に合わない電源に限る)			追加 調達	余力活用				調整力 発動

安定供給のため、15時より以前の余力活用も考えられるか

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	19%	45%	51%	63%	95%		95%	
石油火力	9GW	19%	66%	71%	93%	93%	93%	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。			
		0%	8%	45%	72%	82%	82%				
		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

- 前述の起動が間に合わない電源に限った余力活用による起動については、 Δ kW未達と思われる場合の対応であり、需給ひっ迫時（広域予備率5%を下回る場合）の余力活用の対応とは異なるものである。

前日時点以降の余力活用電源に対する緊急時（需給ひっ迫時）の判断等

14

- 広域予備率が3%を下回る可能性がある場合は、一般送配電事業者は余力活用契約に基づいて電源を追加起動できることとして整理されている。そこで、揚水発電等を通知された上下限を超えて運用することについても同様に3%を基本として運用することとなる。
- 前日時点では、それ以降の需要や再エネ出力の変動を考慮すれば、広域予備率が5%を下回る場合には上述の状況に至ることは十分に想定される。このため、**追加供給力対策を踏まえても広域予備率が5%を下回る状況においては一般送配電事業者が通知された水位の上下限を超えて、揚水発電等のポンプアップや発電を行う運用することを可能としてはどうか（ただし、一般送配電事業者が運用することで広域予備率を改善できる場合に限る。）**
- また、同様の状況においては、起動後に出力が最大になるまでの時間を考慮しながら、**余力活用契約電源の追加起動を行うことができることとしてはどうか。**
- それらの判断には、電源の起動から出力増加に要する時間や調整力提供者の計画に基づいて確保される上池水位の見込み、需給ひっ迫が継続する時間等を考慮することとする。
- なお、電源の追加起動や一般送配電事業者による揚水発電等の運用によって、大きく予備率が改善する場合には「需給ひっ迫注意報」や「需給ひっ迫警報」の発令に至らない可能性もある。
- さらに、突発的な設備故障等の発生等によって、追加供給力対策や当日以降の予備率、電源の起動に要する時間、揚水発電等の水位の計画を勘案したうえで、広域予備率が3%を下回るおそれがある場合には、緊急時として一般送配電事業者が前述した電源の追加起動や揚水発電等の運用を行うことを可能としてはどうか。



1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

- 前述のとおり、2024年度の全面運開当初においては、安定供給を維持する何らかの対応をとる（例えば、起動が間に合わない電源に限っては前日15時を待たず、余力活用による起動を行う等）ことが考えられるところ。
- 他方で、こうした安定供給のスキームは原則外のスキームであることから、本来的には原則（市場の役割）に基づく対応（応札不足を解消するための対応）を指向すべきと考えられる。
- この点、現状においても、一例として下記のような取り組みを実施しており、まずは次頁以降でその内容を振り返る。
 - リクワイアメント・ペナルティの緩和
 - 応札インセンティブの増加
 - 市場参加の規制的措置（リクワイアメント）

- 需給調整市場において、これまで、三次①・②の応札不足に伴い、三次②に関しては、ブロック時間の短縮や応動時間の延長等、三次①（週間商品）については、取引タイミングの変更やブロック時間の短縮等の要件緩和を進めることとしている。
- また、オフライン枠の拡大や機器個別計測の導入など、参入対象リソースを拡大させる仕組みも進めており、加えて、ペナルティに関しては、応動に関わるペナルティ（ペナルティⅡ）の強度を1.5倍から1.0倍に低減させる取組も講じているところ。
- こうした状況下において、調整力提供者にとって、リクワイアメント・ペナルティはどのようなものと認識されているか。
- 仮に厳しいと認識されているならば、参入障壁となり、応札不足に繋がるものと考えられるところ、一方で、徒にリクワイアメント・ペナルティを緩和した場合には、実需給において、適正な応動をしない、もしくは適正な応動をしなくとも需給調整市場からの収益を得られることとなり、更に応動不足の調整力を他の調整力で補わなければならない、社会コストの増大や安定供給に支障を来すことも考えられる。

三次②調達不足解消のため市場ルール見直し等の検討に関するまとめ

35

- 今回、第23回本小委員会等で取り上げた三次②調達不足の要因を中心に、市場ルールの見直しや事業者数の増加対策への方向性について整理した内容は以下の通り。
- 現状生じている調達不足については早急に解消すべき課題であるが、市場ルールの見直しについては、実務的な対応やシステム改修が必要となるため、ルール見直し時期については、一次～二次②のシステム構築も含め、システム関連の全体像も整理したうえで、別途整理することとしたい。

分類	検討項目	現行ルール	見直し案	見直し時期
応札量増加対策	①商品ブロック時間	・3時間（8ブロック/日）	・30分（48コマ/日）	システム改修要否や掛かる期間などを調査のうえ、別途整理
	歯抜け約定防止	-	・複数時間指定入札の導入【継続検討】	
	②下げ代不足対応	-	・BGのバランス停止ユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約に基づきTSOが運転 ・実需給当日、BGが余剰インバランスが見込まれ、かつエリアの上げ代が十分に存在していれば、ユニット解列を許容	
	③応動時間	・45分	・60分	
事業者数/応札量増加対策	①商品ブロック時間	(上記の通り)		
	③応動時間			
	④事前審査	・事前審査を行う30分コマにおいて、5分平均値が落札最ΔkW±10%の範囲に収まること	(変更せず)	-
	⑤アセスメントⅡ	・30分出力平均値が、指令値に対して落札ΔkW±10%の範囲に収まること	(変更せず)	-

まとめ

78

- 応札不足における問題点の整理、およびこれらに対する主に技術的な対応方法について検討を行った。
- <取引会員へのヒアリングについて>
- ✓ 需給変動リスク等の織り込み方や価格規律・ガイドラインの解釈等について会員間で違いがあることが分かった。これら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。
- <取引スケジュールの変更について>
- ✓ 予測の不確実性低減策として、週間取引ではなくFIT1回目通知後から2回目通知までの間に日々（毎日）取引を行う案が考えられるところ。一方で、実施にあたっては、スケジュール変更による効果（実効性）分析や、実務的課題、システム改修に要する期間の検討も必要となることから、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで実施の可否について判断することとしたい。
- <需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について>
- ✓ 取引時に一定量の想定潮流を設定することで、連系線利用枠を拡大し、より一層の広域調達を促す方法が考えられるところ。一方で、実施にあたってはシステム改修を含めた実務的な課題の検討が必要となることから、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで、改めて実施の可否について判断することとしたい。
- <商品要件の緩和>
- ✓ 商品要件の緩和や市場参入機会拡大に向けて、引き続き検討を進めていきたい。
- <応札不足の今後の進め方について>
- ✓ システム改修等において、様々な案件が輻輳しており、優先順位を定めて対応していく必要があるため、他案件も含めてどのような優先順位とするか、実施の可否も含めて、今年度中を別途お示ししたい。

出所) 第25回需給調整市場検討小委員会（2021年9月17日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_25_haifu.html

出所) 第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_34_haifu.html

金銭的ペナルティ緩和の方向性について

19

- 金銭的ペナルティを緩和する案としては、ペナルティ強度の最大値（1.5倍）を下げることや、アセスメントⅡがアセスメントⅠに比べ厳しいことを踏まえ、アセスメントⅡのみペナルティ強度を緩和することも考えられ、下記案が挙げられる。
- なお、最大強度を1.0倍より下げると、調整力提供者は Δ kW供出量を確保しなくとも、あるいは全く応動しなくとも、対価を受け取ることができるため、少なくとも最大強度1.0倍は確保する必要がある。
- アセスメントⅠは Δ kWの供出可否の確認であり、調整力提供者が意図的に確保しない場合もありうる一方、アセスメントⅡは調整力提供者の意図とは別に不適合となりうること、ならびに調整力提供者の市場参加インセンティブや、一般送配電事業者の収支構造（ペナルティ時に極力差損を発生させない）を考慮し、**ペナルティⅡのみ強度を1.0倍にすることとしてはどうか**。なお、今後も取引実態に応じて、適宜ペナルティ強度を見直すこととしたい。

案	説明	考え方	評価
1	ペナルティⅠ・Ⅱの最大強度を1.0倍とする	最大限の参加インセンティブを付与する	・調整力提供者にとって支払いリスクがなく、大きな参加インセンティブとなる一方で、ペナルティⅠの際には一般送配電事業者側に差損が発生する可能性
2	ペナルティⅠ・Ⅱの最大強度を低減する (1.0 < 強度 < 1.5)	Δ kW確保・応動インセンティブも一定程度確保しつつ、参加インセンティブを増加させる	・上記に比べると、 Δ kW確保・応動インセンティブは強くなるが、一般送配電事業者側に差損が発生しない倍率設定が難しい
3	ペナルティⅡのみ強度を1.0倍とする*	ペナルティⅡがペナルティⅠと比べ厳しいため、強度に差を設けつつ、参加インセンティブを付与する	・ペナルティの厳しさが異なることを踏まえると、強度に差を設けることは一定の合理性があると考えられる ・一般送配電事業者に差損が発生しない範囲（差損が大きくない範囲）で、最大限の参加インセンティブを付与することが可能となる
4	ペナルティⅡの強度を0~1.5倍とする* (アセスⅠ同様に達成度合いに応じた強度)	最大強度1.5倍のまま、応動インセンティブを維持しつつ、ペナルティの厳しさを合わせる	・アセスⅡにおける達成度合いという新たな考え方の検討が必要 ・最大強度は変わらないため、市場参加インセンティブは弱い

※ペナルティⅠ・Ⅱのうち大きい方を採用する

- 前述のとおり、2024年度には需給調整市場ガイドラインの改定が予定されており、調整力kWh市場における価格規律は、 Δ kW約定電源、未約定電源ともに統一されており、需給調整市場（調整力 Δ kW市場）への応札インセンティブが増加する（ Δ kW未約定電源は調整力 Δ kW市場のインセンティブを受けない）こととなる。
- また、調整力 Δ kW市場におけるマージンについては、現行の電源 I に相当するマージン、もしくは未回収固定費が多い電源に対しては、個別協議によるマージンが設定されることとなる。
- 更に、これまで起動費の算入回数が1回であったものを2回まで算入可能※といった変更がなされている。
- こうした状況下において、調整力提供者にとって応札インセンティブはどのように捉えられているか。
- 応札インセンティブが不十分と捉えられている場合、需給調整市場への応札を見送ることも考えられるところ、一方で、徒に（安易に）インセンティブ増加することは、調整力費用増加ひいては社会コストの増加に繋がることも考えられる。

※ 但し、使用しなかった起動費は適切に返還

● 「ΔkWの一定額」事務局案詳細(前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載)

➢ A種: B種(個別協議必要)以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

(案1) 一定額=0.33円/ΔkW・30分 (案2) 一定額=限界費用×1.5~3.3% (※1)

(※1) 限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合(案2)で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

➢ B種: 個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024~2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額=固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1: ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2: 固定費回収後のΔkWのマージンは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3: 事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する(調整力kWhのマージン含んで管理)

(注) 運用においては、原則として、(案1)一定額=1.64円/ΔkW・30分(案2)一定額=限界費用×7~16%(※2)を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合には、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

(※2) 2021~2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均(※3)から、容量市場約定単価(経過措置考慮後)を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

(※3) 2021~2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度(東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円)
2022年度(東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円)
2023年度(北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、西国21,051円)

7

● なお、事務局案については、以下の指摘が一部の発電事業者等からあった。

● ΔkW一定額の考え方について

➢ 事務局案の一定額0.33円/ΔkW・30分の水準は、調整力公募を通して年単位で電源を予約するよりも、需給調整市場を通して必要量を必要な時に予約することを合理的と考えれば、30分の予約料は、年間契約金額を30分値(年間8,760時間×2)に換算した水準が適切と考えたもの。

(指摘・意見内容)

➢ 一定額0.33円は、過去の電源I約定単価等をもとに未回収固定費を算出し、8,760時間×2で除したことで見積もられた結果と認識。しかし、年間で常時に約する電源Iとは異なり、需給調整市場に8,760時間を連続して落札できる電源は存在せず、実態と大きく乖離する。そのため、除算する値(分母)は減方向に再検討いただきたい。具体的には、稼働率(平均的な補修期間の控除)の考慮や、代表的な電源の約定ブロック数の実績値※を用いてはどうか。

※これまでの「固定費回収のための合理的な額」の単価を算定する場合の除算項目「想定年間約定ブロック数」であったため

● B種電源について

➢ 需給調整市場において追加的なインセンティブを付与する電源であることから、「ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること」を協議する案を提案しているところ。

➢ 以下の指摘については、ひっ迫の恐れがある時に余力を需給調整市場に応札するインセンティブとなる一定額を設定することで解消する案も取り得ると考えられるが、必要性については精査が必要。

(指摘・意見内容)

➢ ΔkWとして約定する前から需給調整市場への供出を強制することは、調達側と提供側の公平性の観点から、合理的とはいえないのではないか。(容量市場においては約定後にリクワイアメントが発生する点で調達側・提供側の公平性が保たれていると考えられる。)

➢ 応札の自由度をなくすことで、時間前市場が高騰する可能性があるのではないか。

8

1-4. 事業者等からの提案①（起動費の織り込み方法について）

- 需給調整市場の運用においては、応札事業者及び調達事業者から複数の要望や改善提案が提出されているところ。調達不足改善及び調達費用圧縮の観点から、提出された要望及び改善提案について検討した。

（事業者等提案）

- 現行のガイドラインでは、 ΔkW に算入可能な機会費用の算出において、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないとされているところ（取り漏れがあった場合は、先々の取引に計上可能）。
- 上記の規律は、当初ガイドライン策定時において、約定した ΔkW については事後精算を行わない前提で定められていた。
- 現行ルールでは、 ΔkW 価格の算定処理が煩雑となり、2024年度以降需給調整市場全商品の取引が開始されると応札量に支障を来す。
- 応札量確保の観点から、「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を廃止してはどうか（※1）。
- なお、現行の取引規程（2023年3月改定）では、一般送配電事業者の指令により実際に使用しなかった起動費等については事後精算（※2）をすることとなっている。

（※1）ガイドラインの改定が必要。（※2）精算は3ヶ月後に、実績に基づき実施。

（参考）需給調整市場ガイドライン

2. 調整力 ΔkW 市場（略）

（適切な起動費等の計上・入札の在り方）

- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費用回収と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

12

（事務局見解）

- 需給調整市場は、競争的な市場であることが望ましく、事後精算（※1）を前提とした入札が行われることは、本来であれば望ましいことではない。
- 一方で、調達不足の改善の観点から、監視方法を整理次第、「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を緩和（例：起動費2回分）することとしてはどうか。ただし、使用しなかった起動費は適切に返還。取り漏れ起動費を先々の取引に計上することは引き続き認める。
- なお、当該課題は、複数時間指定入札（以下「ブロック入札」という。）が導入される場合（※2）は、再度検討する。

（※1）実際に使用しなかった起動費等の事後精算

（※2）第39回需給調整市場検討小委員会（2023年6月）にて、ブロック入札を導入しないと決定されたところ、今後、大きな状況変化等があった場合には、ブロック入札の導入について再度検討される。

13

- また、2024年度以降実需給期間を迎える容量市場に約定した安定電源に対しては、市場応札リクワイアメントを課しており、具体的には、小売電気事業者等が活用しない余力の全量※1を、卸電力市場または需給調整市場へ入札することをリクワイアメント（ある種の規制的措置）として課している。
- 他方、この市場応札リクワイアメントは、卸電力市場または需給調整市場のどちらか一方の市場に応札すればよく、事業者判断により前日スポット市場に応札し、その後に控える需給調整市場※2に応札しないこともあり得るところ。
- この点、更なる需給調整市場への応札を促すべく、容量市場の市場応札リクワイアメントを通じた対応も考えられる一方、需給調整市場に応札するためには需給調整市場の商品要件を満たす（指令を受信し、指令に応じた応動をする）必要があり、容量市場参加者に追加の負担（および容量拠出金の増加）が生じることも考えられる。

※1 容量確保契約までの余力の全量

※2 2026年度に需給調整市場の週間取引を前日取引に変更予定

④市場応札：リクワイアメント

26

安定電源	変動電源(風)	変動電源(アグリ)	発動指令電源	実需給前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	------	-----	--------

- 市場応札のリクワイアメントについては、容量停止計画（出力抑制に伴う停止計画は除く）を提出していない範囲のコマが対象になります。
- 容量提供事業者は、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力^{※1}の全量を卸電力取引所または需給調整市場（以下「卸電力市場等」という）に入札していただきます。アセスメント対象容量以上の供給力を入札することも可能です。
- 電源等情報に登録した『相対契約上の計画変更締切時間』以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を入札する市場が存在しない場合、リクワイアメント対象外となります。
- 市場応札のリクワイアメントについては、卸電力市場等に入札することであり、約定することを必須とするものではありません^{※2}。
- 小売電気事業者等が活用しない余力の全量を特定の市場に入札した場合、未約定に伴う余力およびその後増加した余力についてはリクワイアメント対象外とします（ただし、需給ひっ迫時は除きます）。

※ 1：電源等情報の登録時に提出していただいた『相対契約上の計画変更締切時間』以降に電源が有している余力のことを指します。

※ 2：不当に高値で入札している場合において、リクワイアメント達成とするものではありません。

— 小売電気事業者等が活用しない余力の考え方 —

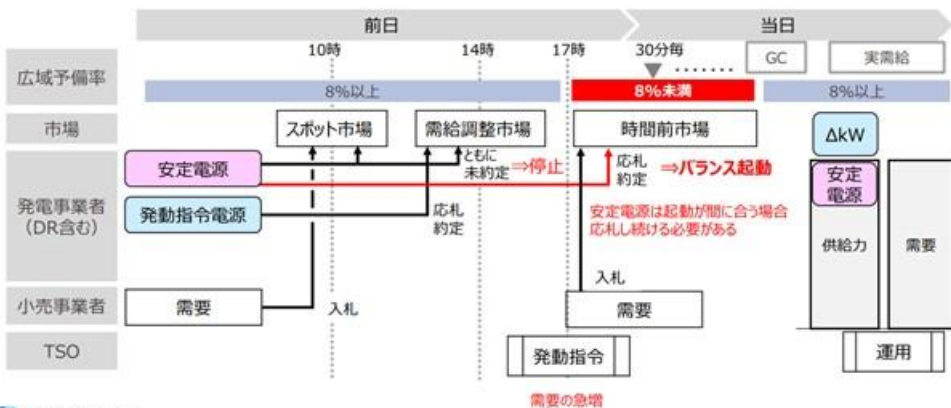


安定電源における容量市場リクワイアメントのイメージについて (1 / 2)

51

- 具体的には、需給調整市場後に需給ひっ迫が起こった際、スポット市場・需給調整市場ともに未約定となった安定電源については、バランス起動が間に合う限りにおいては、時間前市場に応札し続ける必要がある。

【安定電源に対する容量市場リクワイアメントのイメージ】

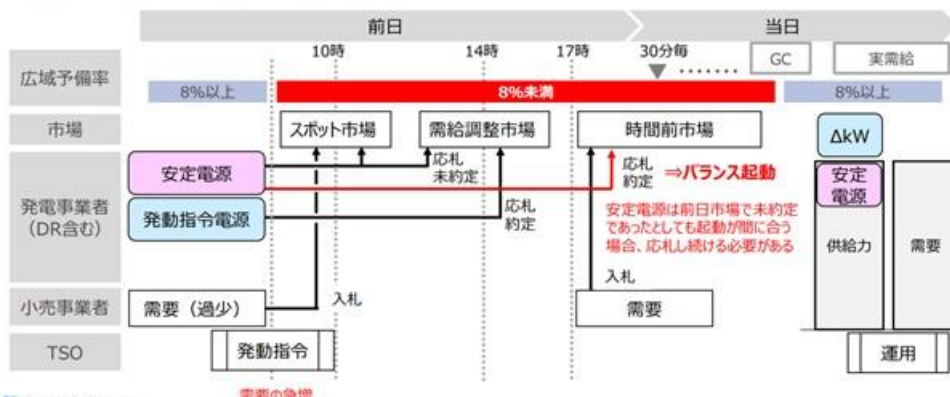


安定電源における容量市場リクワイアメントのイメージについて (2 / 2)

52

- また、スポット市場前から需給ひっ迫が起こっていた場合、小売事業者が需要想定を外してスポット市場に買い入れをした結果、安定電源はスポット市場未約定となる可能性はあるものの、需給ひっ迫自体は改善していないことから、その後、バランス起動が間に合う限りにおいては、時間前市場にも応札し続ける必要がある。
- こうしたことから、従来懸念されていた供給信頼度の低下は、大きくないと考えられるのではないか。

【安定電源に対する容量市場リクワイアメントのイメージ】



- 前述のとおり、現行においても、応札不足解消のための対応（取り組み）を実施しているが、2024年度以降に、こういった要因で応札不足になるかは、調整力提供者の応札行動に因るところもあり、前述の取り組みの深掘りが必ずしも十分な効果が得られるとは限らない（他の要因・対応策がある可能性もある）とも考えられる。
- そのため今後の対応としては、取引実績について適宜確認するとともに、調整力提供者の応札行動を確認するため、2024年4月以降にも随時ヒアリング等を行うこととし、そのうえで国とも連携して、応札不足の要因に対する対応策の検討を進めることとしたい。

1. 2024年度からの制度変更について
2. 対応の方向性（複合入札）について
3. 対応の方向性（余力活用）について
4. 将来的な対応について
5. まとめ

■ 2024年度の需給調整市場全面運開に向けた対応について、以下の方向性としてはどうか。

<複合入札>

- ✓ 系統側（安定供給）の目線では、特に、安定供給面に直結する一次、二次の必要量を充足する蓋然性が高くなる複数ユニットの持ち替えによる応札が望ましい一方で、調整力提供者の目線では、経済合理的となる単一ユニットの持ち替えによる応札とすることが考えられる
- ✓ 2024年度以降も応札不足となる（競争が十分に働かない）可能性もあると考えられ、まずは、国とも連携の上で、2023年度中に調整力提供者における2024年度の応札準備状況を確認する

<余力活用>

- ✓ 日本においては、起動に時間を要する電源が相応に存在し、前日15時では起動が間に合わず安定供給に支障を来たすおそれもあることから、安定供給維持のため、起動が間に合わない電源に限っては前日15時を待たず余力活用による起動を行う等、何らかの特別な対応をとることも考えられるか
- ✓ 上記スキームは原則外の対応となることから、実施の有無については、調整力提供者における2024年度の応札準備状況の確認結果も踏まえて、国とも連携の上、年度内に別途方向性をお示しする

<将来的な対応>

- ✓ 取引実績について適宜確認するとともに、調整力提供者の応札行動を確認するため、2024年4月以降にも随時ヒアリング等を行うこととし、そのうえで国とも連携して、応札不足の要因に対する対応策の検討を進める