

本小委員会における議論の方向性と整理

2019年1月24日
需給調整市場検討小委員会 事務局

余白

1. 検討すべき課題の整理
2. 課題に対する論点整理

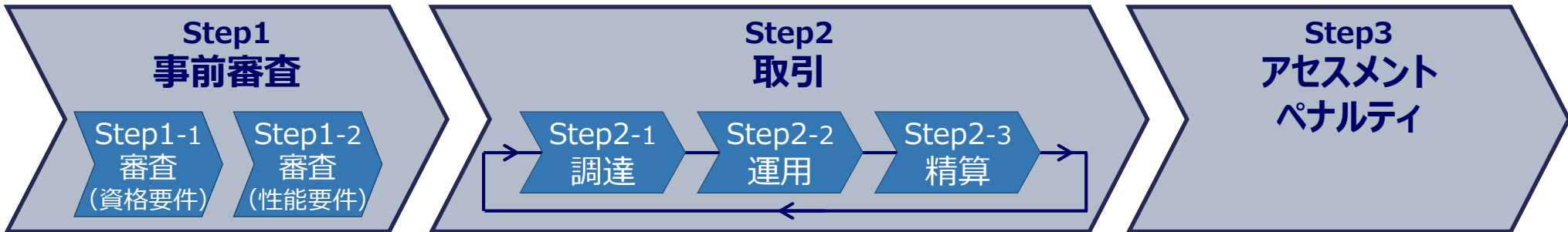
1. 検討すべき課題の整理
2. 課題に対する論点整理

■ 制度検討作業部会で示されたスケジュールを踏まえ、今後の課題を整理した。

年度	2020	2021	~ 2020+X (遅くとも2024)	2020+Y ・中給システム改修後 ・細分化する場合
広域運用	三次①相当(3社~) 一次相当	三次② 三次①相当(9社*)	二次②相当(9社*)	二次①
広域調達		三次② 一次 (可否・時期の検討要)	三次① 二次②	二次①
課題	【課題 1】 -1 三次①・二次②の広域調達時期 -2 二次①の広域調達可否と時期 -3 一次の広域調達可否と時期			
	【課題 2】 -1 契約・精算 (TSO-TSO) -2 直流設備の扱い -3 運用段階での設備 トラブル時等の対応	【課題 3】 - 1 契約・精算(TSO-BG) - 2 余力活用の仕組み - 3 商品設計 - 4 調達スケジュール - 5 情報公開 - 6 調整係数 - 7 事前審査 - 8 リクワイアメント - 9 アセスメント・ペナルティ -10 調整力必要量 -11 下げ調整力の調達 -12 ΔkW調達不調・減少時の扱い	【課題 4】 -1 一次に係る 具体的な 調達方法	【課題 5】 -1 複合約定ロジック -2 連系線容量確保 -3 特定地域立地電源 調達方法

※ 具体的なスケジュールは、広域需給調整システムの製作メーカーが決まり次第、各社中給対応の調整等も踏まえ今後検討

■ 需給調整市場のプロセスに沿って整理すると、課題は以下のような位置付けとなる。



➤ 事前審査

- 契約・精算 (TSO-BG)
- 余力活用
- 商品設計
- 調達スケジュール
- 情報公開
- 調整係数
- リクワイアメント
- 調整力必要量
- 下げ調整力の調達
- ΔkW調達不調・減少時の扱い
- 複合約定ロジック
- 連系線容量確保

- 直流設備の扱い
- 運用段階での設備トラブル時等の対応
- 連系線容量確保

- 契約・精算 (TSO-TSO)
- 契約・精算 (TSO-BG)

➤ アセスメント・ペナルティ

1. 検討すべき課題の整理
2. 課題に対する論点整理

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
1-1 三次①および二次②の広域調達開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次①および二次②の広域運用の見通しを踏まえた広域調達開始時期 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次①については2022年度より、電源 I -b相当の量を年間で広域調達し設備を確保。実需給断面では、週間でΔkWを広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差替えを行う 2024年度以降は、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 二次②については2024年度より、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達
1-2 二次①の広域調達可否と開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用メリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記および中給システムの抜本的な改修を踏まえた広域調達・運用開始時期 	
1-3 一次の広域調達可否と開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用のメリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記を踏まえた広域調達開始時期 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 必要量の検討を踏まえた電源 I - a からの切り出し可否やその他の課題（偏在リスク、連系線容量確保、直流設備制約、必要供給予備力との関係）を踏まえ引き続き検討

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
2-1 一般送配電事業者間の契約・精算プロセス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 精算に必要なデータ（エリア情報、価格情報等）はシステムから抽出 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ kWh単価がインバランス制度の基準となることを踏まえたTSO-TSO間の精算の考え方 	
2-2 直流設備に係る取り扱い		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品に応じた直流設備固有の制約（調整力の運用における交流設備との違い） 	
2-3 運用段階での設備トラブル時等の対応		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 平常時以外の対応スケジュール <ul style="list-style-type: none"> • 需給逼迫時、連系線事故時 • 広域需給調整システム（運用）のトラブル時 など 	

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位で kWhでV1/V2単価により精算 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法 	
3-2 余力活用に係る具体的な仕組み	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年初に公募に基づく契約を行う 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 容量市場におけるリクワイアメント等を前提とした余力活用の具体的な仕組みの検討 ✓ kWh単価の登録および変更時期 	
3-3 商品設計	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品区分、商品の要件は意見募集のとおり 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 意見募集を踏まえた要件の確定 ✓ 新たなリソースを踏まえた際に、取り決めておくべき事項の整理（DRにおけるベースラインの考え方など） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 意見募集等を踏まえ、商品の要件はP15に記載の通りとする ✓ 三次②における中間点等の設定は不要とする
3-4 調整力を確実に調達するための調達スケジュール	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力②：前日スポット後 ✓ 上記以外：週間 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力②以外の調達時期 ✓ FIT①発電計画見直しの動向を踏まえた三次調整力②調達量等の検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次①については2022年度より、電源I-b相当の量を年間で広域調達し設備を確保。実需給断面では、週間でΔkWを広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差替えを行う 2024年度以降は、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 二次②については2024年度より、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 一次および二次①については、2024年度以降の調達スケジュールは週間調達 ※週間で調達するとは、「1週間前に1週間分を56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達する」ことを指す

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-5 調整力に係る費用の透明性確保と適正な市場競争の促進に向けた情報公開		✓ 情報公開の考え方 （公開方法、時期、項目 など） ※制度設計専門会合で議論	
3-6 性能に応じた調整係数の設定	✓ 加点・減点のいずれにも対応できるものとして設定範囲は「0.00~100.00」とする	✓ 調整係数の考え方 （性能に応じた設定、電源種別毎の設定など）	
3-7 事前審査		✓ 事前審査の考え方 ・内容、方法、時期・頻度 ・容量市場の事前審査との関係 ✓ アグリゲーターについて特に取り決めておかなければいけない項目の整理	
3-8 確実な需給バランス調整を行うために必要となるリクワイアメント		✓ 調達時、運用時に求められる責務 ✓ 容量市場におけるリクワイアメントとの関係	

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ		<ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメントの考え方（実施方法、時期など） ✓ ペナルティの考え方 	
3-10 需給バランス維持に必要な調整力の必要量		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品区分ごとの調達量の考え方 	<p><三次②必要量></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 基本的な算定式は以下の通り <p style="margin-left: 20px;">三次②必要量 = 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値 - 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・時間帯別に事前に行う ✓ 前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する上記の算定量とする
3-11 下げ調整力の調達	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 現行の運用においてはBG計画の中で下げ調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 下げ調整力の調達の必要性 	
3-12 ΔkW調達不調や調達後にΔkWが減少した場合の対応方法	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 需給調整市場システム(調達)外で対応する 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 市場で調達できなかった場合にも確実な需給バランス調整を行うための方法 	

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

小委での議論における方向性

4-1 一次調整力に係る具体的な調達方法

✓ 広域調達量の考え方

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
5-1 複合約定ロジックの構築		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 調達コストの低減を目的として商品間を複合的に約定するロジックの考え方 	
5-2 連系線の容量確保の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 隣接エリアおよび運用容量の大きい交流連系線を優先して容量確保 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 卸市場に与える影響を踏まえた連系線の容量確保の考え方 	
5-3 特定地域立地電源の調達方法	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 需給調整市場システム（調達）外で対応する 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 対象とする要件（ブラックスタート、電圧調整など） ✓ 具体的な調達方法（方法、時期、期間など） 	

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
6-1 1社目の中給システムの抜本的な改修において反映すべき中給改修項目の整理		✓ 将来の広域化に対して制約とならない中給改修項目の整理と改修内容	<p><制御方式・演算周期の統一></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 二次①の広域運用に向けて、中給システムの抜本改修なしで、各エリアの現在の制御方式を活用する案の検討をシミュレーションを含め開始 ✓ 更なる将来に向けては、中給システムのリプレイスに合わせた抜本改修の検討を進める <p><単価登録の細分化></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 単価登録細分化、中給システムへの単価登録の自動化、時間帯別に異なる単価の調整力の自動制御については、抜本改修を必要としない改修方法について検討を進める <p><V1/V2による直接的な運用></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ V1/V2による直接的な運用には、中給システムの抜本改修が必要であり、実現するための方式について検討を進める <p><中給制御の最大数></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 制御最大数の拡大に関して中給システムの抜本改修等が必要なエリアについては、中給システムのリプレイス等のタイミングに合わせて検討を進める
6-2 二次調整力①に係る具体的な調達・運用方法		✓ 具体的な調達・運用の方法	

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)					広域運用+ 広域調達					
三次調整力① (EDC※3-L)			自主的 運用	3社 広域運用	開始目標	広域調達 (週間) (2022~2023は年間で電源 I -b相当の設備を調達)				
二次調整力② (EDC※3-H)					開始目標	広域調達 (週間)				
二次調整力① (LFC※3)					エリア内調達※2	広域運用 (週間)				
一次調整力 (GF相当枠※3)					一次調整力、二次調整力①の 広域化の要否・時期について (週間)					

容量市場初回オークション

容量契約発効

- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う (各社の改修時期は未定)
(例: kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...)
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み (現行の電源 II に相当する仕組み) を続ける。
詳細については今後検討。
- ※3 EDC (経済負荷配分制御) : 全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御 (小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる)。
LFC (負荷周波数制御) : 周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF (ガバナフリー制御) : 発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。