

地内系統の混雑管理について

2020年11月6日

地内系統の混雑管理に関する勉強会事務局

勉強会における議論でこれまでに頂いた主なご意見

第3回マスタープラン委員会 資料2より

(全般)

- ✓ ローカル系統への適用ではローカル系統については調整力が十分にあるとも限らないので再給電であっても適用は難しいのではないかと。
- ✓ いつ、どこで混雑が発生するかを想定し、それが共有化される仕組みが必要ではないかと。
- ✓ 混雑を前提とした世界の中で電源価値が適切に評価されるよう容量市場等との仕組みの検討も必要
- ✓ 新たなプロジェクトファイナンスを行う上ではいつどのような仕組みに変わるのかを早く示してほしい。

(再給電)

- ✓ 余力活用も含め調整電源間の競争が働く仕組みになるか
- ✓ 混雑箇所や混雑調整時にどのような電源がどう抑制されたかを記録し検証してはどうか
- ✓ 調整電源の確保について、地内系統は、連系線とは異なり事故時のことを考えた潮流調整なども相応の頻度で行っていることなどが考えられ、その意味で実務的な課題の検討は必要。
- ✓ 価格シグナルの出し方として、長期の電源立地の目線からは地点別料金が考えられるが、短期的なシグナルとして、調整電源の限界費用の情報を活用してシグナルを出すことはできないか

(ノーダル制)

- ✓ 卸取引市場であれば、現状の任意市場から全量入札市場とするなど、大きな仕組みの変更が必要であるなど、他制度との整合も踏まえて議論が必要となるような取り組みになるのではないかと。
- ✓ 任意市場から全量入札市場への変更という点において、PJMの場合、全量投入市場といいつつも、全体の4割程度は相対取引がなされている中での全量投入市場であり、かつ、電気は一旦は系統でプールの混じると思えば、そこまで大きな課題となるのか。
- ✓ 日本の系統において、電圧安定性なども考慮したノーダル制の運用ができるのかどうかは論点

(メリットオーダーに関するご意見)

- 火力の停止起動費用を考慮する場合、マイナスの限界費用となることも考えられ再エネが火力に劣後することにもなりかねないため起動停止費用の取り扱いを考えるべきではないか。
- 国の政策目標との兼ね合いでもCO2の対策コストが適切に価格に反映されることがメリットオーダーに反映されることが必要ではないか。
- メリットオーダーとFITで支援を受けている電源との関係性はどこかで整理が必要ではないか。

(再給電方式に関するご意見)

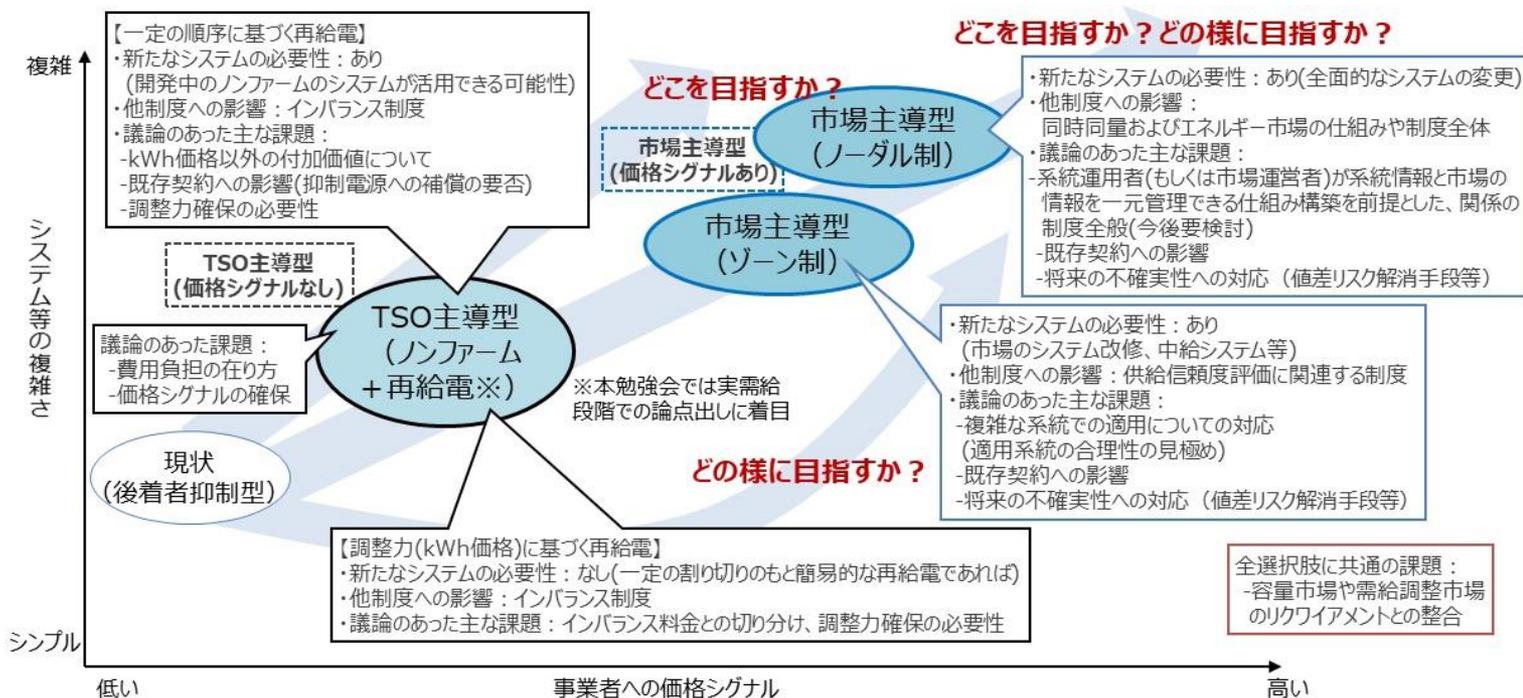
- 再給電方式においてBGが代替電源調達をする場合BGの規模によっては対応が困難となる可能性もあり、BGにもさまざまな規模のものがある点を考慮いただきたい。
- TSO主導型で始めるとすると、本当にメリットオーダー順に電源を稼働させたかなどについて検証が必要。
- 計画段階の再給電においては、事業者の計画変更の必要性やインバランス発生時の取り扱いなど実務的課題を今後検討していく必要があるのではないか。
- 計画段階の再給電において、BGが混雑系統以外から調達する場合にどのタイミングでどのくらい調達するかわからないので、このような事業者の予見性に関する部分について検討を深めることができればより実効的な議論ができるかと思う。

(その他のご意見)

- 約款変更が必要なかったとしても法的保護に値する権利はあるので、約款の変更とそこは分けるべきである。
- より良いメリットオーダーや価格シグナルを考えると市場主導型が望ましく、まず目指す姿としてゾーン制としその後ノーダルへ移行すべきかと思うが、技術的に時間がかかる場合はTSO主導型を考えるものと思う。
- kWhの価値の高い電源が優先して稼働することで火力がなくなるのを懸念している。卸市場以外では需給調整市場や容量市場で収入を得ることになるが、その適切な価格は検討が必要。

■ 本日は、これまでの検討の方向性を踏まえて、それぞれの論点をさらに明確化したい。

- **再給電方式は、費用負担の在り方や価格シグナルの確保等に関する課題はあるものの、今後、平常時においても地内混雑が起こり得ることに対し、まずは速やかに対応するための選択肢。**
- また、卸取引市場における**ゾーン制の混雑処理方式**については、その適用にあたっては、系統における混雑状況の他、市場での混雑処理の後にTSO主体で全ての送電線を対象に混雑処理がなされることも踏まえつつ、**適用が合理的と考えられる系統への選択肢。**
- さらに**ノーダル制の適用**については、メリットオーダーによる混雑管理や、その結果としての価格シグナルも発信が可能であるが、**移行に際して大幅な仕組みの見直しが必要。長期的な視点で議論を要する選択肢として勉強を継続。**



1. TSO主導型(再給電)の課題・論点の整理
2. 市場主導型(ゾーン制・ノーダル制)の課題・論点の整理
3. 今後の進め方

1. TSO主導型(再給電)の課題・論点の整理
2. 市場主導型(ゾーン制・ノーダル制)の課題・論点の整理
3. 今後の進め方

1 - 1. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～前回までの課題確認状況～

- 再給電方式について本日は、①費用負担の在り方、②価格シグナルの確保について論点をさらに明確化。
- ⑤混雑処理に必要となる調整電源確保のあり方、⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合については、次回勉強会においてご議論いただきたい。
- ③インバランス料金などへの影響、④TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方については、国での検討も踏まえ、再給電方式の全体像として整理。

①費用負担の在り方および②価格シグナルの確保

- ✓ 混雑調整費用の負担の在り方についての整理が必要である。(これについては国にて検討)
- ✓ 混雑調整費用と価格シグナルの関係として、当該費用を系統の利用者全体が負担する方式とする場合は、価格シグナルが生じないが、混雑の原因者が負担する方式とする場合は価格シグナルが生じ、混雑系統に電源が接続するディスインセンティブとなることが期待される。

本日、論点の更なる明確化

③インバランス料金などへの影響

- ✓ インバランス料金は、広域運用された調整電源の限界的なkWh価格をベースにした算定方法へ変更する方向で国において議論がなされており、混雑調整を需給調整市場などで確保した電源で行う場合、混雑調整を行うことで調整電源の限界kWh価格が変わり、インバランス料金へ影響を与える可能性がある。
- ✓ 一方で、混雑調整は広域運用調整力の対象外(各エリア内運用の調整力で対応)とすれば、インバランス料金への影響はない。

④TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方

- ✓ 「TSOが確保している調整電源のkWh価格に基づく方法」で電源出力の増減を行う考えの他、そこに「何らかの付加価値を加えた一定の順序に基づく方法」等が考えられるが、付加価値の加味については丁寧な議論が必要。

国の議論も踏まえて整理

⑤混雑処理に必要となる調整電源確保のあり方

- ✓ 平常時において系統混雑が発生し得ることを前提に考える場合、TSOは、その混雑の頻度や混雑箇所に応じて、適切に調整電源を確保できる方策について、実務上の課題なども含めて検討する必要がある。

⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合

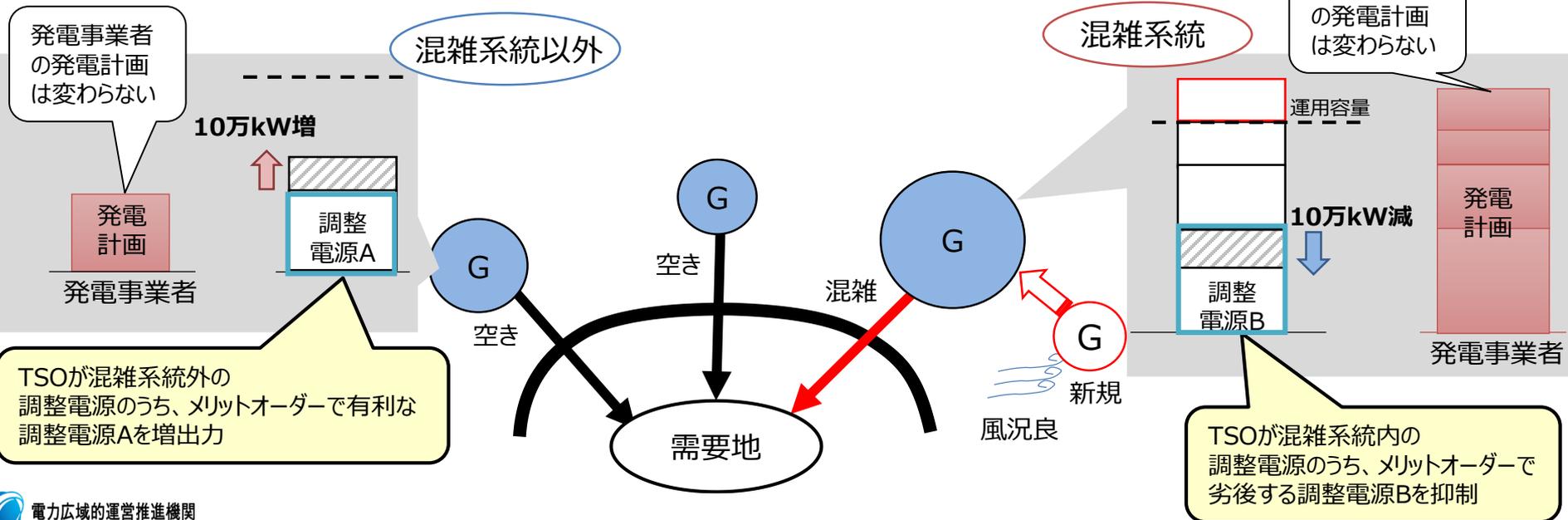
- ✓ 混雑系統内の個々の電源が送電線を利用できるか否かは実需給の直前まで判明しないため、容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合性等について整理が必要である。

次回議論

1 - 2. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～①費用負担の在り方～

- 費用負担の検討を行う前提として、再給電方式は誰がどの段階でどのような方法で実施するかを明確化する必要がある。
- 最もシンプルな再給電方式は、ゲートクローズ後にTSOが給電指令により潮流を調整することで混雑処理を行う方式である。これは、ゲートクローズ前後の系統の混雑状況の変化を踏まえた調整が可能である。
- 混雑管理に必要な調整電源が現時点で十分に確保できると仮定すれば、現在実施しているゲートクローズ後の需給調整の仕組みの延長線上であると考えられる。
- 一方、中間報告において、抑制のタイミングについては「実需給段階（+実需給段階に近い計画段階）」と示していた。今回、計画段階においてTSOやBGが調整を実施する方法の実現性について検討を行った。

(参考) 再給電方式のイメージ ～ゲートクローズ後 TSO主導～



1 - 3. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～①費用負担の在り方～ 再給電方式の選択肢

- 前述の再給電方式を類型 I とすると、類型 I を基礎として、計画段階でBGが上げ調整を行う類型 II や、計画段階でBGが主体となって上げ下げの調整を行う類型 III といった方法が考えられる。
- 今回、**調整電源の調達者毎に分類したうえで課題を整理した。**

再給電方式	混雑処理の主体	計画段階 (スポット市場終了～GC)		実需給段階 (GC～)		
		混雑系統内 下げ調整	非混雑系統 上げ調整	混雑処理の 主体	混雑系統内 下げ調整	非混雑系統 上げ調整
類型 I	TSO	—	—	TSO		
類型 II	TSO	TSO ※1	BG ※1			
類型 III	BG ※2	BG	BG			

類型 II、III については、再給電方式を補完する仕組みとして実現性について考察

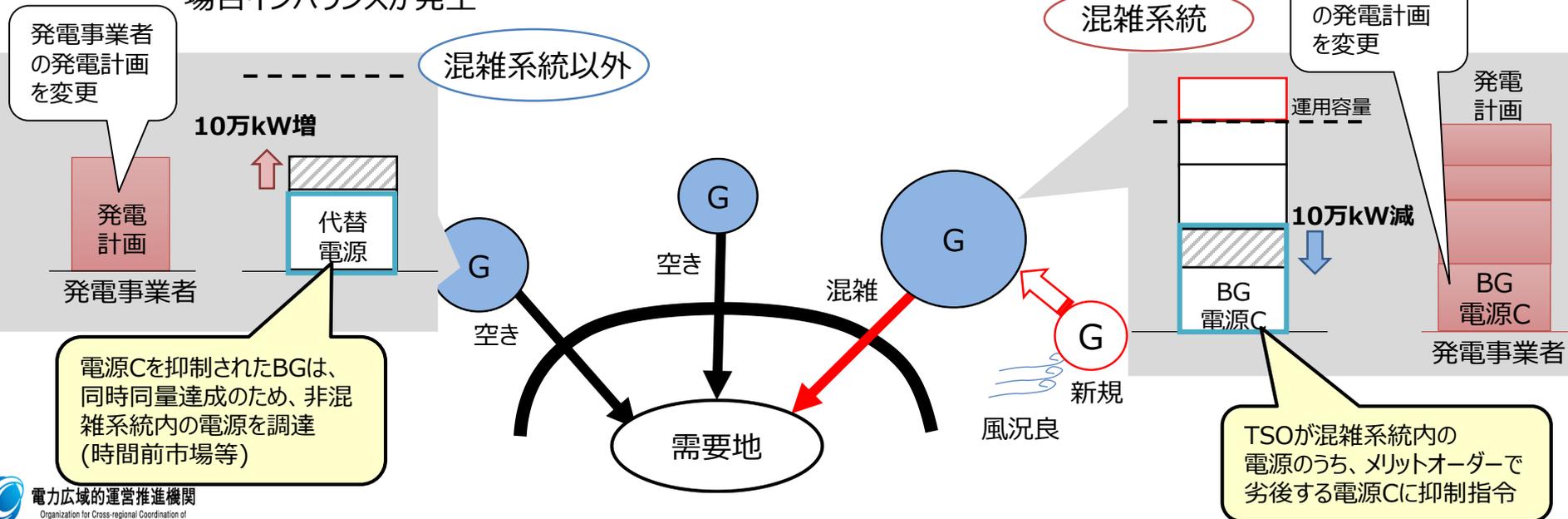
- ※1 系統運用者であるTSOが下げ調整(BGへ抑制指令)を行い、BGが上げ調整を行う（保有電源の焚き増し、時間前市場からの調達等）。
- ※2 系統情報を公開することで、BGが自主的に混雑発生を予見し、混雑処理を行う。もしくは、系統運用者であるTSOが混雑発生状況をBGへ通知し、BGが混雑処理を行う。

	混雑処理の 主体	計画段階 (スポット市場終了～GC)		実需給段階 (GC～)		
		混雑系統内 下げ調整	非混雑系統 上げ調整	混雑処理の 主体	混雑系統内 下げ調整	非混雑系統 上げ調整
類型Ⅱ	TSO	TSO ※	BG ※	TSO		

※ 系統運用者であるTSOが下げ調整(BGへ抑制指令)を行い、BGが上げ調整を行う(保有電源の焚き増し、時間前市場からの調達等)。

(参考) 再給電方式のイメージ ～計画段階 BG上げ調整～

代替電源を調達しない
場合インバランスが発生



1 - 4. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～①費用負担の在り方～ 各類型の特徴と課題

- 類型Ⅱ、ⅢについてはBGが上げ調整を時間前市場等で行うため、BGが調達可能な電源を認識し、市場等から調達する必要がある（次スライド）。
- また、時間前市場での混雑状況の変化により下げの調整量が少なくなる場合などを想定すると、ゲートクローズ後にTSOが混雑処理を行う方が無駄が少ない場合も想定される。

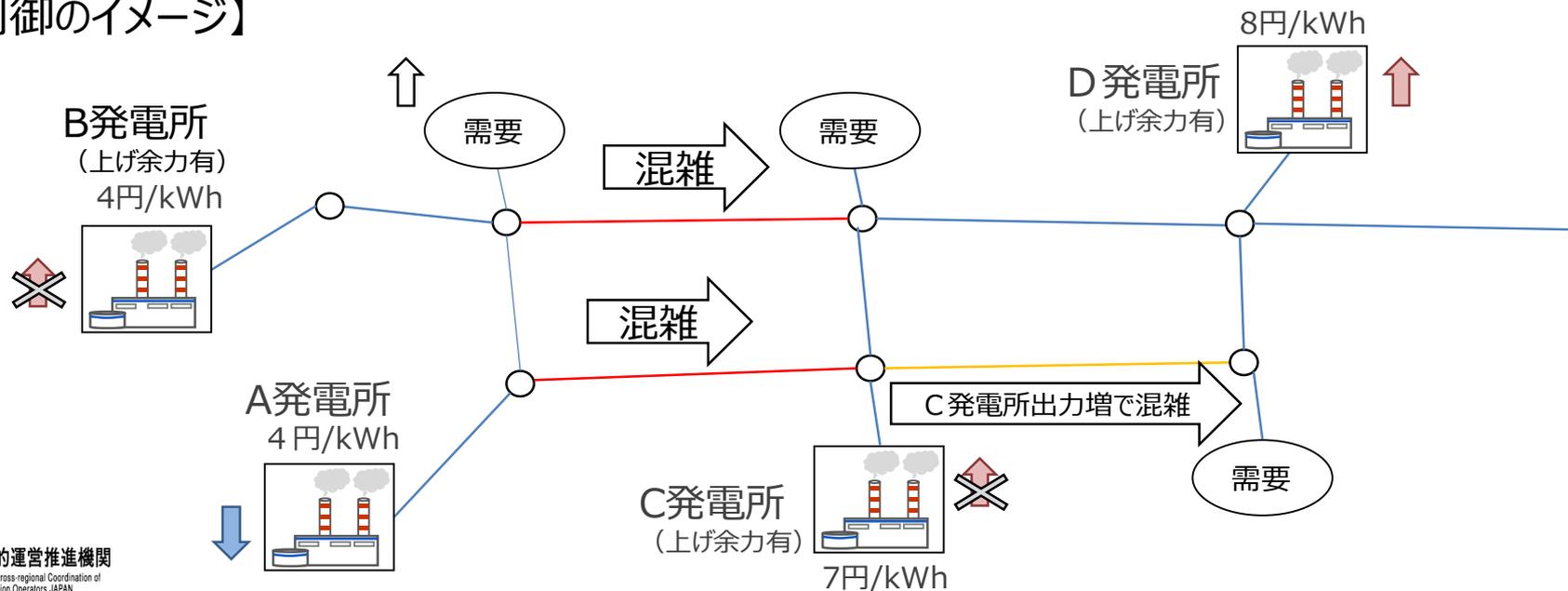
	供給力の追加調達	混雑把握・調整・メリットオーダーの実現イメージ※ ※ ここではkWh価格順という想定とした
類型Ⅰ	— (調整電源のみ)	<ul style="list-style-type: none"> ・TSOが混雑把握・調整を行う。(調整電源の中ではメリットオーダー順となる) ・現状、エリア内で行っている需給調整・混雑管理方法を踏襲した仕組みであることから、実務上の課題は少ない。 ・計画段階ではなく実需給段階で混雑処理を行うという選択ができる。この場合、時間前市場により混雑状況が変化しても、その変化も含め、合理的な調整量とすることが可能。
類型Ⅱ	<ul style="list-style-type: none"> ・時間前市場やBG保有電源により調達 ・調達不可の場合はインバランス精算 	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑把握は現状と同様、TSOが行う。 ・下げ調整はTSOが行う(混雑系統内の電源の中ではメリットオーダー順となる) ・追加調達はBGが行う。(市場調達等によりメリットオーダー順となる) ・追加調達の際は、増出力する電源が混雑系統外であることを取引所やBGが認識できる仕組みが必要。(例：TSOからの系統構成の情報公開や、TSOからBGへ通知を行うなど) ・時間前市場により混雑状況が変化する場合、BGによる計画段階での混雑処理が過剰となるおそれがある。
類型Ⅲ	<ul style="list-style-type: none"> ・時間前市場やBG保有電源により調達 ・調達不可の場合はインバランス精算 	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑把握はBGが自ら行う。そのため、BGが混雑系統を認識する仕組みが必要。(例：TSOからの系統構成の情報公開や、TSOからBGへ通知を行うなど) ・下げ調整および追加調達はBGが行う。(追加調達は市場調達等によりメリットオーダー順となる) ・追加調達の際は、増出力する電源が混雑系統外であることを取引所やBGが認識できる仕組みが必要。(類型Ⅱと同様) ・時間前市場により混雑状況が変化する場合、BGによる計画段階での混雑処理が過剰となるおそれがある。 ・混雑系統内に複数のBGが存在する場合、どのような分担で抑制するかが課題となる。(例：プロラタ抑制とすると、それぞれのBG内でのメリットオーダー順となり、系統全体としてはメリットオーダー順とならない可能性あり)

1 - 5. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～①費用負担の在り方～ 類型Ⅱ、Ⅲのシステムの課題

- 混雑が発生した場合、下図のように混雑系統内の電源や別の混雑を生じる可能性がある電源は上げ調整力として活用できない。また、需要変動などによる調達など時間前市場により潮流状況に変化があることから、BGが電源調達を行う際には潮流計算に基づく系統情報を認識する等の仕組みが必要になる。
- 混雑系統が複数となり複雑化した場合には、系統情報と市場価格を一体的に把握して、混雑調整をできるノードル制を想定したシステムが必要となるのではないか。

- ✓ イメージのように混雑が発生した場合、A発電所の出力を抑制することで混雑解消することを想定。
- ✓ BGが調整を行う場合、抑制分と同量の電源を調達する必要があるが、一番安いB発電所は混雑系統内のため出力増できない。次に安いC発電所は、別の送電線で混雑を発生させるため出力増できない。このように、混雑系統を回避して電源を調達する必要がある（D発電所）。
- ✓ さらに、この間、需要変動などにより市場も動き、系統混雑も刻々と変化。

【制御のイメージ】



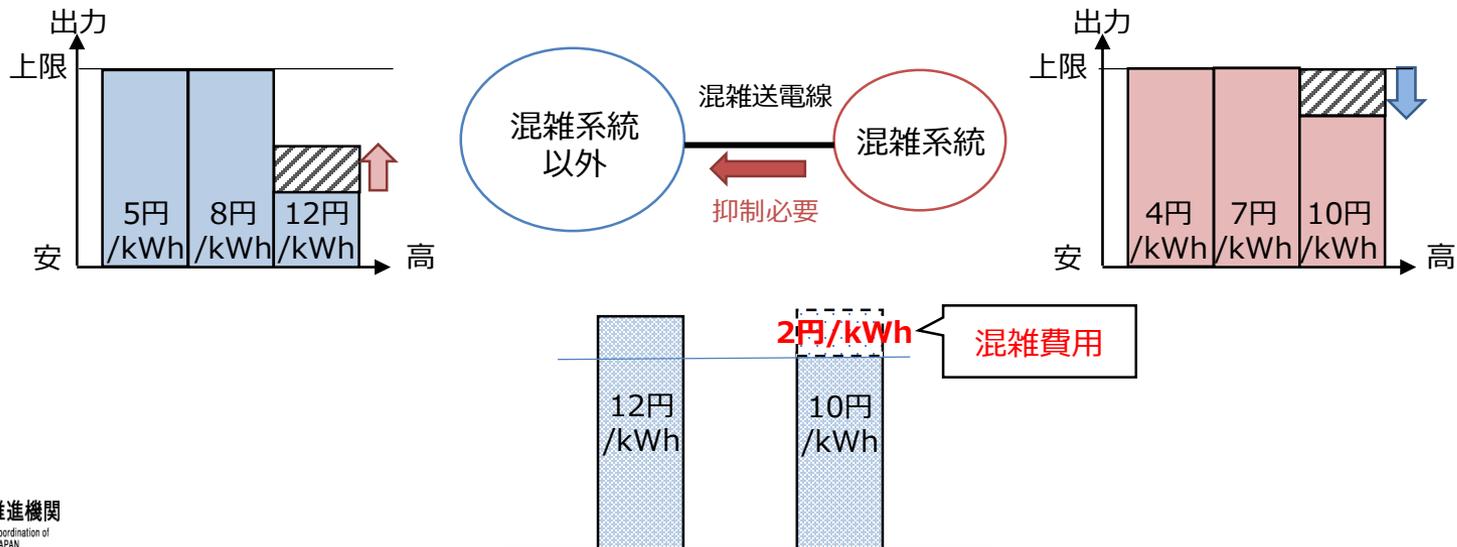
- 類型Ⅱ、Ⅲにおいて**BGが抑制分を追加調達する場合**、以下のような実務的な課題を整理する必要がある。
 - 発電契約者は計画値同時同量を守る義務があるため代替電源を調達する必要があるが、発電契約者は代替電源の接続系統の把握が困難であり、混雑系統内の電源を調達すると再度混雑が発生してしまうことになる。
 - 再混雑を防止するためには、発電契約者が電源の接続系統を認識可能とする仕組みや時間前市場において混雑が発生する方向の取引を防止する仕組みが必要であるが、情報のやりとりや市場の設計など、**制度設計の議論に相応の時間を要することに加え、その仕組みを実現するための追加コストが発生**することが考えられる。
 - また、BG電源への抑制指令が出るタイミングによっては、BGによる追加調達が時間的に困難な場合も考えられる。メリットオーダーによる混雑管理に変更となることで、発電契約者の契約する全ての電源が抑制対象となるため、事業者の受容性や日々の運用の中で実効的な対応が可能かといった**実務上の観点も慎重に議論する必要**がある。



- 実務的な観点から速やかな混雑処理導入が困難であり、かつコスト面や実効性などに課題があると考えられる。このため、現状の仕組みを踏襲し課題の少ない**類型Ⅰにより再給電を行うことを基本に今後の検討を進めてはどうか。**

1-7. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認 ～②価格シグナルの確保～ 将来の価格シグナル導入を見据えた情報公表¹⁵

- 再給電方式を実施するにあたり、混雑系統に電源を接続することを回避する仕組みを導入していくことが必要である。
- 価格シグナルの市場価格への反映は、すなわちゾーン制やノードル制といった仕組みに他ならない。
- このため、再給電方式を短期的な対応として実施するためには、将来の価格シグナル導入に向けて実効的な仕組みとして段階的に対応することも考えられる。
- 類型 I により実施する場合、上げ下げともに調整単価をTSOが把握しており、それぞれがマージナル電源だとすれば、その値差が混雑費用となる。混雑が発生した場合、個々の電源の単価を公表するのではなく、こうした値差を用いることで情報提供することができないか。
- こうした混雑費用を情報提供することは、将来、ゾーン制やノードル制を適用していく方向性を示すことができた際、混雑系統に接続する電源の投資予見性に資するものになると考えられる。
- 将来の混雑管理方式を見据えた対応として、価格シグナルが導入される制度への移行を円滑に実施するためにも、混雑系統における混雑費用の公表は有益ではないか。



1 - 8. 再給電方式による混雑管理の導入における課題の確認

- ～⑤混雑処理に必要となる調整電源確保のあり方～
- ～⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合～

■ 現段階では、平常時、系統混雑がない設備形成を行ってきたことから、再給電方式の導入が、直ちに調整電源や供給力に影響を与えるものではないが混雑を前提とした系統利用を行う上では丁寧な議論が必要。

容量市場リクワイアメント

第3回地内系統の混雑管理に関する勉強会 資料1より

第13条 リクワイアメント

出典：広域機関 容量確保契約約款(2020年6月) より抜粋

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定めるリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

① 電源等の区分が安定電源の場合

(省略)

(2)供給力の維持

実需給年度において、契約電源を**アセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持**すること

(省略)

(3)発電余力の市場入札

実需給年度において、容量停止計画が提出されていない時間帯に小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所等に入札すること。

(省略)

(4) 電気の供給指示への対応電気の供給指示への対応

実需給年度において、前日以降の需給バランス評価で判需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に、属地一般送配電事業者からの電気の供給指示に応じて、**ゲートクローズ以降の発電余力を供給力として提供**すること

(省略)

需給調整市場リクワイアメント

出典：取引規程（需給調整市場）(2020年8月1日) より抜粋

(リソース等が満たすべき要件)

第13条 第12条（取引資格）に規定する取引資格のうち、リソース等が満たすべき要件は次の各号のとおりとする。

(1)運用に関する要件

イ 約定した商品ブロックごとの時間帯（以下、「提供期間」という）において、リソースを、本市場で約定した **$\Delta k W$** （以下、「 $\Delta k W$ 約定量」という）**が供出可能な状態に維持**すること。

(省略)

ハ 提供期間において、 $\Delta k W$ 約定量の範囲内で属地エリアの一般送配電事業者からの**指令に従い調整を行う**こと。（省略）

(2)設備に関する要件

イ 対象リソースに関する要件

(省略)

(ロ) 第26条（取引対象の $\Delta k W$ ）に規定する応動時間以内に、属地エリアの一般送配電事業者の**指令に応じた出力増減が実施**できること。

(省略)

- 再給電方式の課題については国の審議会でも議論されている。

第21回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 資料3より

再給電方式の主な検討課題とメリットオーダーの基本的な考え方

(再給電方式の主な検討課題)

課題①

- 仮に再給電方式を採用する場合、その費用負担の方法や、必要に応じた補償の在り方について、どのように考えるか。
- また、再給電方式だけでは機能しない立地誘導のための^②価格シグナルの確保や、^③インバ
ランス料金への影響、必要となる^⑤調整電源の確保のあり方、容量市場や需給調整市場
のリクワイアメントとの整合について、どのように考えるか。 ^⑥

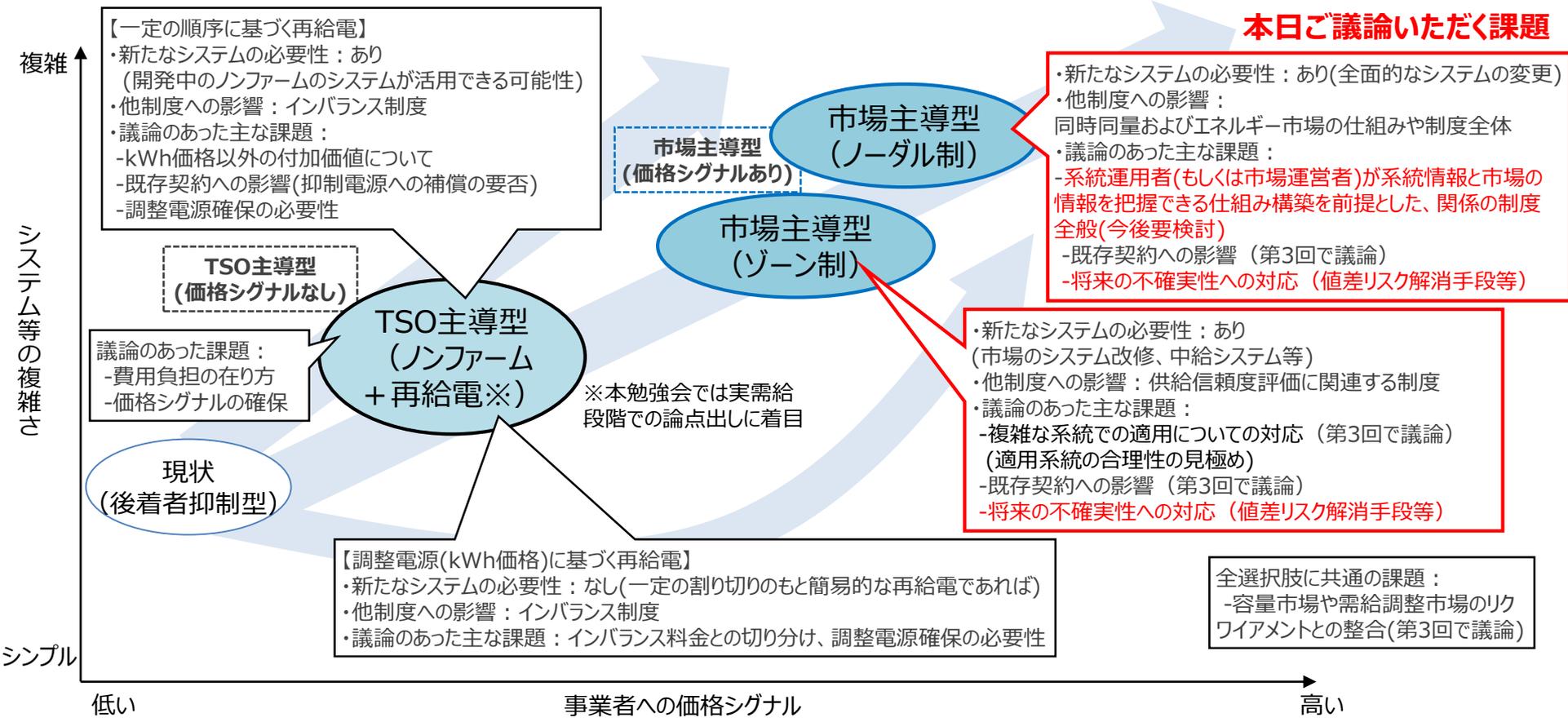
(メリットオーダーの基本的な考え方)

- 基幹送電線の利用ルールを先着優先からメリットオーダーへと転換するに際しては、経済性(限界費用等)のみでなく、^④CO2コストのような環境性も考慮してメリットオーダーを考えることについて、どのように考えるか。
- 基幹送電線の増強において、経済性だけでなく、環境性や安定供給性も踏まえて費用便益評価を行うことを踏まえると、基幹送電線の利用ルールについても、同様の考えとすることを追求してはどうか。
- また、マスタープラン策定においては、社会的により望ましい効率的な基幹送電線整備を行う観点から、メリットオーダーの考え方を取り込んだ上で、検討を進めていくことでどうか。

第21回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(2020.10.26)における再給電方式の課題についての議論内容

- 混雑管理手法を改めることで消費者の負担が増えることがないようにしてほしい。新たな混雑管理におけるFIT/FIPの取り扱いについては適当なタイミングで整理すべき。
- 再給電で行う場合であっても、調整費用やシステム費用がどの程度かかるかなどコスト面の検証も行うべき。
- 再給電で生じる調整費用やBGが負担するとすれば国民負担がどれくらいになるのかといった議論が必要ではないか。他方短期で再給電を行う際に、再給電自体があまり生じないのであれば短期で再給電を始めるという形で良いかと思うが、その場合ゾーン制とノーダル制へのスケジュールが重要。
- ノーダル制は検討に時間がかかるとともにシステム改修にコストがかかるというのはわかるが、相当な時間をかけたとしてもこれに移行する、というのが事業者の予見性に繋がる。また、比較的早い時間ででき非効率的ではないものについては早く導入していくべき。
- その時々で調整力が維持できるのか、長期的に火力を維持できるか懸念している。容量市場や需給調整市場も見ながら必要な対応をしていくべき。
- 容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合性が出てきたが、それ以外の他制度との整合性については広域というよりエネ庁の議論かと思うので国においてしっかり議論してほしい。

1. TSO主導型(再給電)の課題・論点の整理
2. 市場主導型(ゾーン制・ノーダル制)の課題・論点の整理
3. 今後の進め方

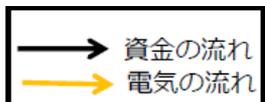


- ゾーン制を導入した場合、ゾーンに分けられたエリア間の電気の取引は全て市場を通じた取引となるため、相対契約を結ぶ発電事業者と小売事業者間の取引についても市場で行われることになる。
- 市場を介した取引となることで、事業者にも市場間値差を負うリスクが生じることから、例えば連系線に導入されている間接送電権といった仕組みなど、値差リスクを回避する仕組みを整備していく必要がある。
- 具体的な仕組みの検討においては、現状の連系線における仕組みが参考となるものの、元々エリアとして分かれていた連系線の場合と異なり、現在は一つのエリアになっている箇所を分割することによる課題も考えられ、地内系統におけるゾーン制に適したやり方とすることも視野に検討を行う必要がある。

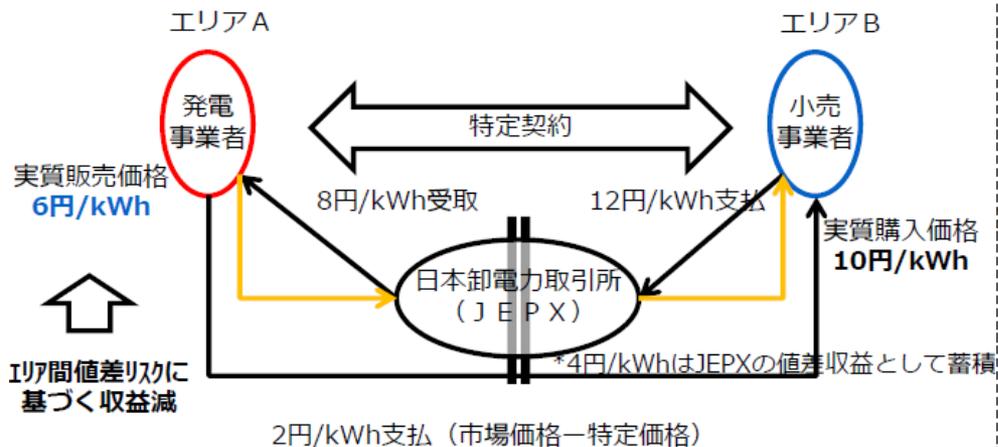
- 間接送電権は、スポット市場において市場分断が生じた場合に、エリア間値差の問題なく固定価格等で電気の受け渡しを行う相対契約の締結を可能とする仕組みである。

第9回基本政策小委員会制度検討作業部会 資料4より抜粋

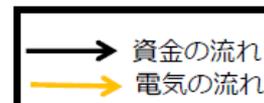
<間接的送電権等なし>



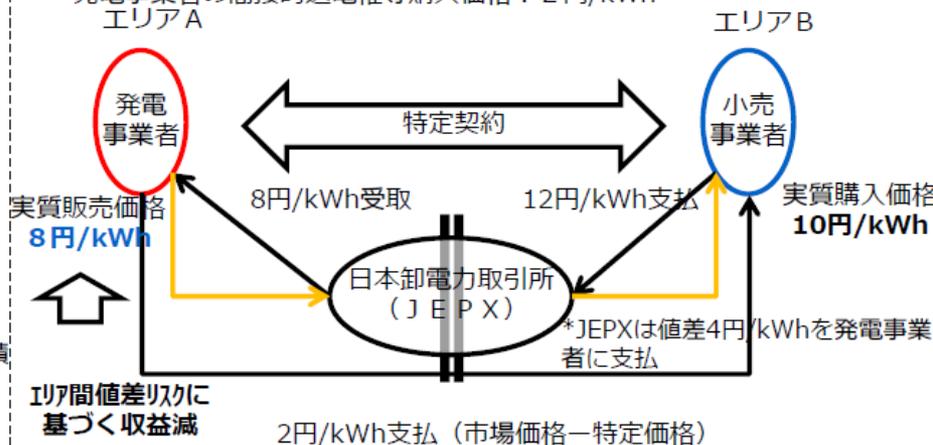
例：エリアA価格:8円/kWh、エリアB価格:12円/kWh
 特定契約の特定価格:10円/kWh、市場価格：エリアB価格



<間接的送電権等あり>

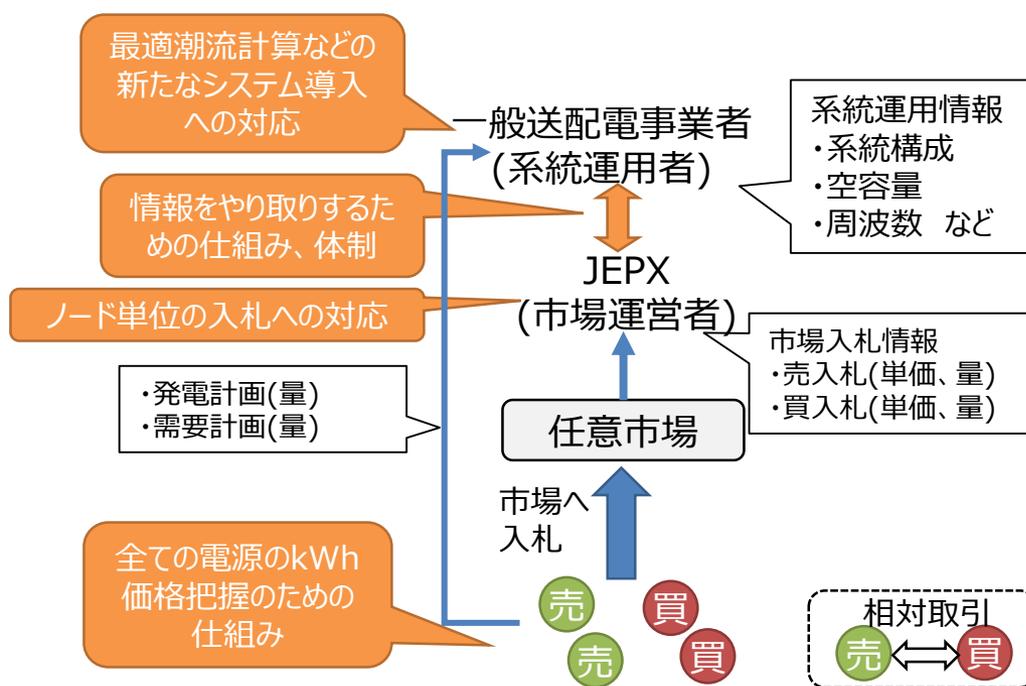


例：エリアA価格:8円/kWh、エリアB価格:12円/kWh
 特定契約の特定価格:10円/kWh、市場価格：エリアB価格
 発電事業者の間接送電権等購入価格：2円/kWh
 エリアA



2-3. 系統運用者(もしくは市場運営者)が系統情報と市場の情報を把握できる仕組み構築を前提とした、関係の制度全般

- ノーダル制を導入する場合、導入する系統の全ての空容量と稼働する電源を決めるために必要な情報(kWh価格など)、電源の稼働量を混雑管理主体が把握する必要がある。
- 日本の現状の仕組みをベースに考えると、市場運営者であるJEPXがkWh価格の情報(市場の入札情報)を把握し、系統運用者である一般送配電事業者が電源の稼働量(発電計画)および系統の空容量を把握しているため、両者の持つ情報をどちらも把握した上で電源稼働を決定する必要がある。
- 加えて、現状の仕組みのままでは全ての電源の稼働量を把握できても稼働順序を決定するためのkWh価格といった情報を把握できないため、これを把握するための仕組みが必要となる。



1. TSO主導型(再給電)の課題・論点の整理
2. 市場主導型(ゾーン制・ノーダル制)の課題・論点の整理
3. 今後の進め方

3. 今後の進め方

- 次回(第5回12/9)は、本日頂いたご意見も踏まえ最終報告案を取りまとめるとともに、更なる論点の洗い出しを行う。
- なお、当勉強会の最終報告は、第5回マスタープラン検討委員会(12/17)に加え、再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会でも行うことを想定。

		2020年度											
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
マスタープラン 検討委員会								○ ↑		☆ ↑			
地内系統 混雑管理 勉強会					◆		◆	◆ ↓	◆	◆ ↓			
内容	第2回	事業者意見集約 ディスカッション 課題・論点洗い出し											
	第3回	中間報告案取りまとめ 素案に対するディスカッション											
	第4回	中間報告を受けたさらなる論点の洗い出し ディスカッション											
	第5回	最終報告案取りまとめ											