

# 地内系統の混雑管理について

2020年10月9日  
地内系統の混雑管理に関する勉強会事務局

1. 課題・論点の整理
2. 既契約等に関する整理(報告)
3. 中間整理 (骨子案)
4. 今後の進め方

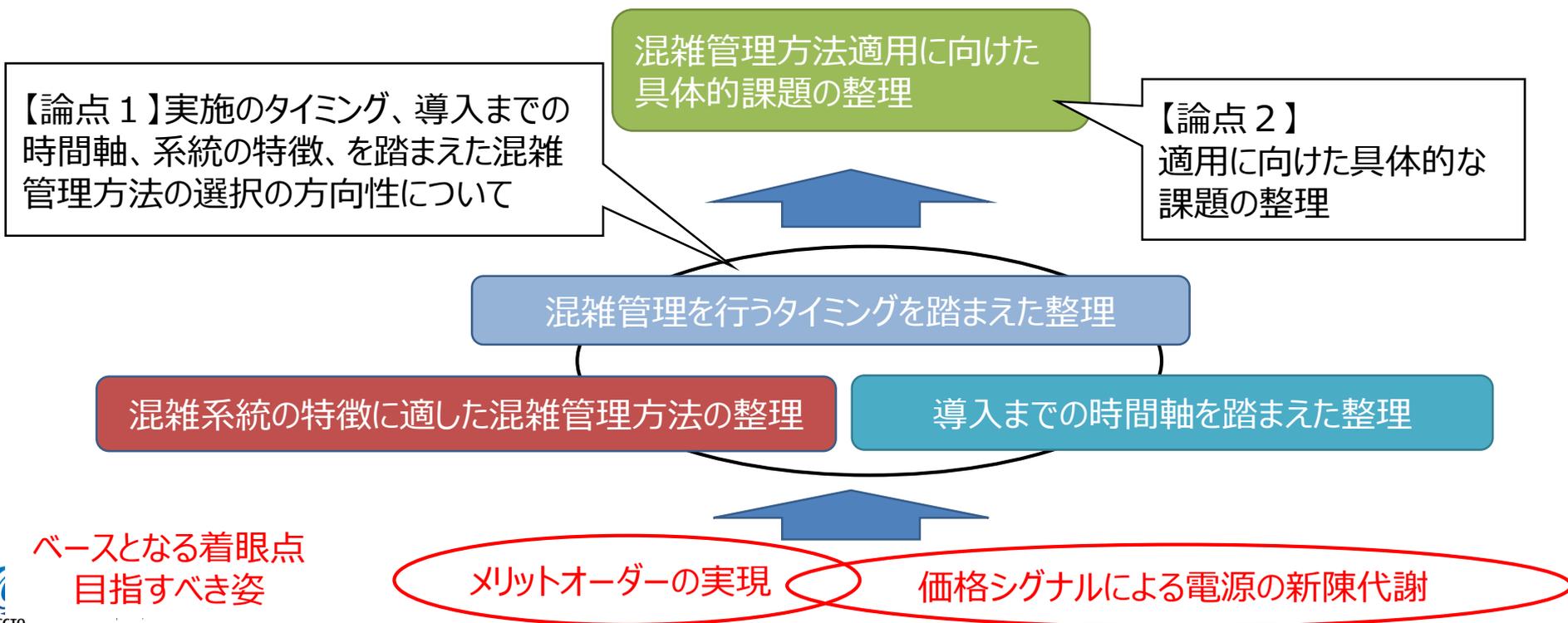
**(混雑管理方法に関するご意見)**

- 再給電について、需給バランス調整と混雑調整との区切りをどうするかや誰がいくら負担するのかといった費用負担の話は難しいと思うが、混雑管理対象が上位2系統ということであれば、調整力は余力活用や $\Delta$ kWで調達でき、コストもわかるなど、調達電源をどうするかという技術的側面はそれほど難しくはないのではないか。
- ゾーン制は、ゾーンが多数できた場合にそこでの市場参加者が少なくなるなど難しい面があるのではないか。
- ゾーン制は、複雑な系統には適用できず、混雑する度にシステム対応等が必要になることから長期的な対応策にならないのではないか。
- ノーダル制を考える場合、混雑処理は計画断面でも行われているが、基本的には実需給断面での処理がメインになるのではないか。
- 複雑なループ系統へのノーダル制の適用を念頭に置いたときに、日本における複雑なループ系統への適用が可能なかどうか、確認が必要ではないか。

**(混雑管理方法適用の方向性等に関するご意見)**

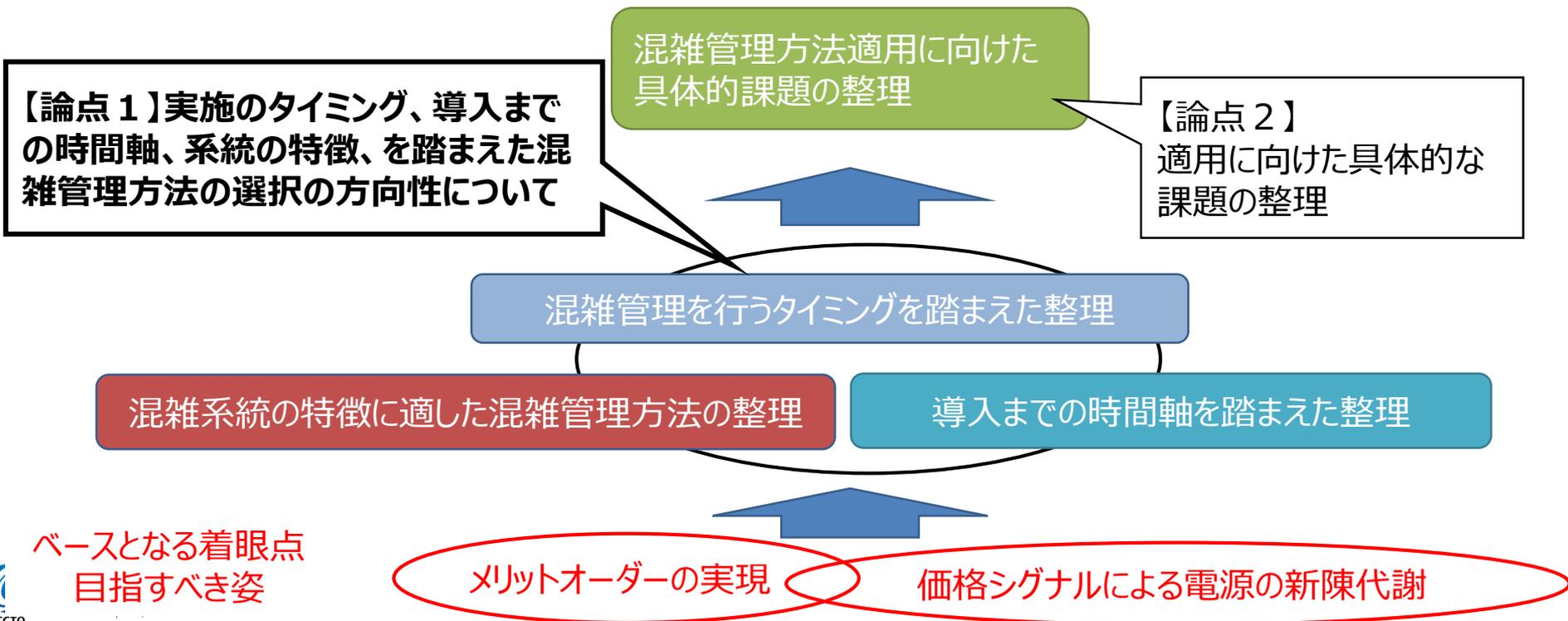
- 混雑管理の方法の特徴に応じ、系統にあった適切な組み合わせを考えていくということが合理的ではないか。混雑が少ない系統では、事業者のシステム負担が少ない方法とし、その後の混雑度合いの見込みに応じて、電源立地誘導を考慮した別の方法に切り替えるといったことも考えられるのではないか。
- 長期的にどうあるべきという視点と短期的にどうするかは、分けて整理した方がいいのではないか。
- 長期的視点で考えるとノーダル制を目指すべきではないか。仮にそれが10年かかるとすれば10年後に行うという方針が明確になるのであれば、発電事業者も投資計画を組むことは十分可能であると思われる。
- メリットオーダーによる混雑管理を目指した場合は、例えば石炭火力がガス火力よりも優先することにも繋がるため環境性への適合が損なわれることも考えられる。結果として発電コストの最小化だけを追求すると社会コストの最小化には繋がらない可能性も出てくるのではないか。
- 既存契約の取り扱いについては引き続き議論が必要。(詳細はP28、29)

- 系統の特徴を踏まえて混雑管理方法の適用を考えるべきというご意見、混雑管理導入までの時間軸（長期・短期）という観点で整理してはどうかというご意見を踏まえ、混雑処理を行うタイミングや導入までの時間軸という観点から取り得る混雑管理方法の選択肢や混雑管理方法の導入に向けた具体的な課題についても整理したのでご議論いただきたい。
- また、既契約に関して事務局にて弁護士へ確認したため、今回併せてご報告する。

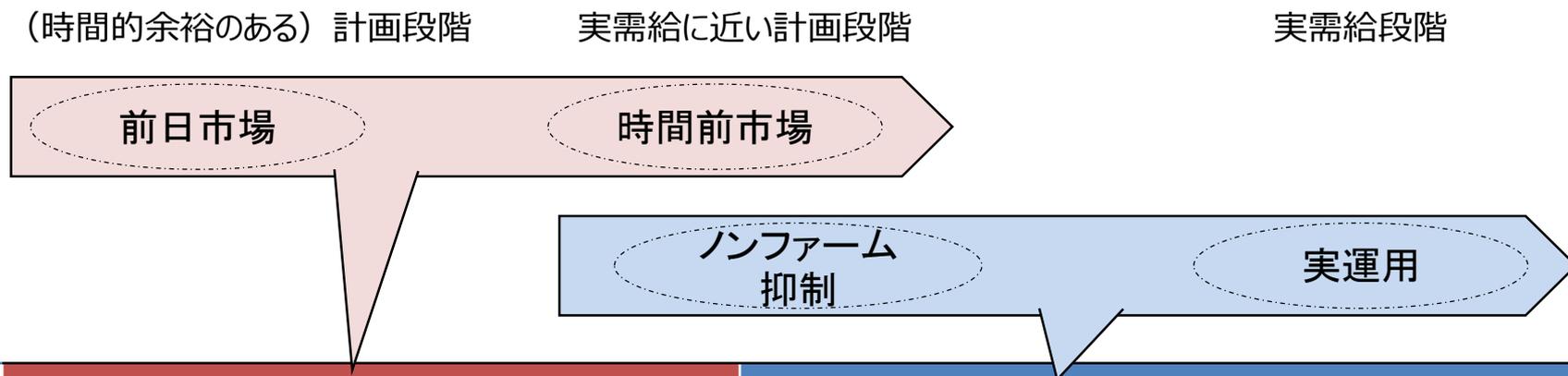


1. 課題・論点の整理
2. 既契約等に関する整理(報告)
3. 中間整理 (骨子案)
4. 今後の進め方

- 系統の特徴を踏まえて混雑管理方法の適用を考えるべきというご意見、混雑管理導入までの時間軸（長期・短期）という観点で整理してはどうかというご意見を踏まえ、混雑処理を行うタイミングや導入までの時間軸という観点から取り得る混雑管理方法の選択肢や混雑管理方法の導入に向けた具体的な課題についても整理したのでご議論いただきたい。
- また、既契約に関して事務局にて弁護士へ確認したため、今回併せてご報告する。



- 混雑管理方法を考える上で、計画段階や実需給段階等、混雑処理を行うタイミングが1つのポイントとなるが、これを**混雑処理の主体**という視点で捉えると、大きくは、**卸取引市場（市場運営者）による混雑処理**と、**TSO（系統運用者）による混雑処理**という2段階での処理機会が存在することを念頭に、**混雑処理方法の選択肢を考えていくことが望ましいのではないか。**



混雑処理主体	卸取引市場（市場運営者）による混雑処理	TSO（系統運用者）による混雑処理
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 例えば日本の前日市場の場合、連系線で混雑が生じる際は、市場の入札価格に基づき当該連系線で市場分断することにより混雑調整を行う方式（間接オークション方式）が基本となる。</li> <li>• 卸取引市場に入札された電源により混雑処理することから、幅広い選択肢の中から混雑調整のための電源を選定可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TSOによる系統運用の中で、一定の順序(※)に基づき電源出力の増減を行うことにより混雑処理を行う方式が基本となる。</li> <li>• 実需給段階（あるいは実需給直前の段階）での混雑処理を行うことから、全ての送電線に対して確実に混雑処理がなされる必要がある。</li> </ul>

※ 例えば、kWh価格によるメリットオーダー順など、予め定めた順序に基づき電源出力調整を行うことで混雑処理がなされることをイメージ

混雑管理方法を考えていく上で、目指すべき姿を実現するための課題の大きさ等も考慮しつつ、長期・短期それぞれの視点で、望ましい選択肢を考えていく必要がある。

(長期的視点)

- メリットオーダー等、適切な順序に基づき混雑処理がなされるとともに、価格シグナルが機能することで電源と系統の最適化が合理的に実現されるか
- 長期的な観点から安定供給や環境負荷軽減等に向けた議論も継続的に行うことを念頭に置く必要がある

(短期的視点)

- 直近での導入を念頭に、予想される課題に対応できるか
- 将来の選択肢（メリットオーダー等、電源と系統の最適化）への移行を考えた場合に、スムーズに無駄なく移行可能か

- 現在の日本においては、全国市場である前日市場において、連系線を混雑処理対象としたゾーン制による混雑管理が行われるとともに、各ゾーン内（各エリア）においては、TSOが主体となり、全ての送電線を対象とした混雑管理がなされていると言える。
- また、**TSOが主体となり全ての送電線を対象として混雑管理を行う仕組みは、特に実需給段階においては、その混雑処理方式に関わらず、確実な系統運用がなされるために必要**であることは今後も変わらない。
- 加えて、これまではエリア内では混雑が生じないことを前提に設備形成がなされてきたことから、TSOが主体となり混雑処理を要する場面は、平常時と異なる場面が主であったところ、ノンファームの全国展開や、上位2電圧の基幹系統について費用便益に基づき増強判断を行う（混雑が生じても増強しないという判断もあり得る）仕組みへの移行を考えると、**今後は平常時においても混雑が起こることを前提に考える必要がある**。
- これらのことから、**まず直近においては、混雑が発生しても確実に対応できる仕組みを速やかに設けておくことが重要**となる。
- この点、現在、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によりTSOが一定の電源運用順序に基づいて混雑処理を行う**再給電方式は、費用負担の在り方や価格シグナル等に関する課題は存在するものの、まず速やかに対応するための選択肢となるのではないか**。

- 調整力公募により電源 I を調達するとともに、卸取引で落札されなかった電源等の余力を電源 II として確保
- 基本的に、需給調整を行う場合であれば、TSOは電源 I と電源 II を、発電事業者から提示された kWh 価格によるメリットオーダーに基づき調整電源の出力を増減させる。  
(出力を減少させる場合は kWh 価格の高い電源から、増加させる場合は kWh 価格の安い電源から実施。)

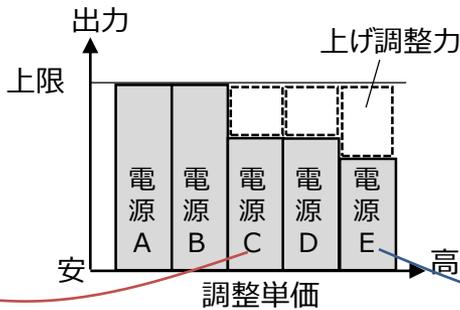
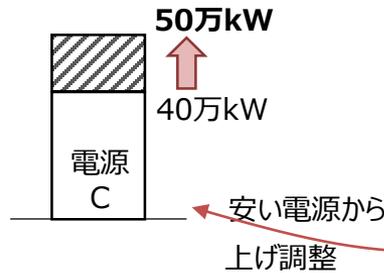
※この時、出力増加した電源は、当該電源の kWh 価格と増加量に基づく収入を TSO から得る。

(系統に不足した電力を供給したことで対価を得るイメージ)

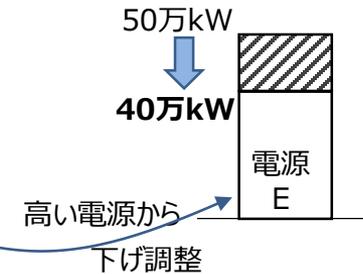
また、出力を減少した電源は、当該電源の kWh 価格と減少量に基づく金額を TSO に支払う。

(系統に余っていた電力を、自ら発電する代わりに購入したことで対価を支払うイメージ)

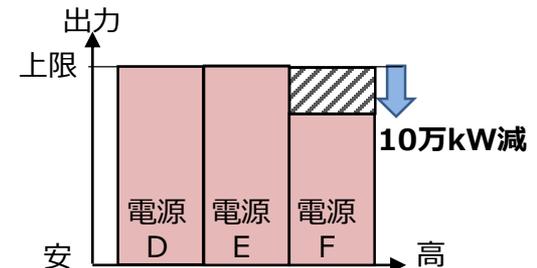
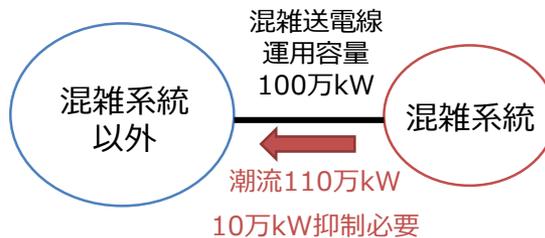
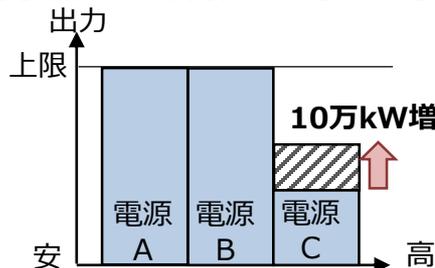
【上げ調整の場合】



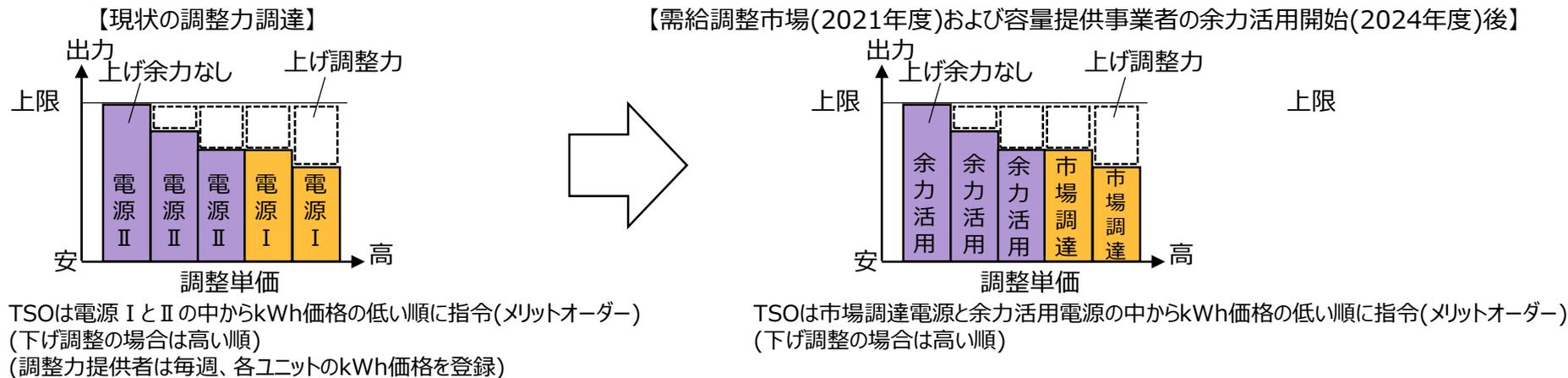
【下げ調整の場合】



- 例えば、現状は、平常時においては系統混雑が生じない設備形成がなされているところではあるが、仮に実需給断面で系統に混雑が生じた場合は、混雑により供給力過多となる小エリアにある調整電源の内、 kWh 価格の高い電源から出力を抑制するとともに、当該小エリア以外にある調整電源の内、 kWh 価格の安い電源の出力を同じ量だけ増加させることで系統混雑を解消する。

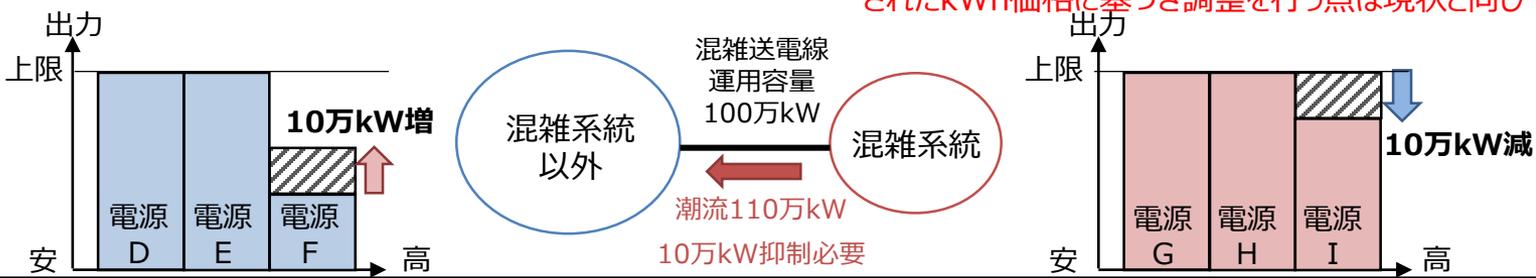


○調整力公募により電源 I を調達するとともに、他の電源等の余力を電源 II として確保  
 (今後は、需給調整市場により調整力確保がなされるとともに、容量市場で落札された電源の余力も確保される仕組みに移行する。)



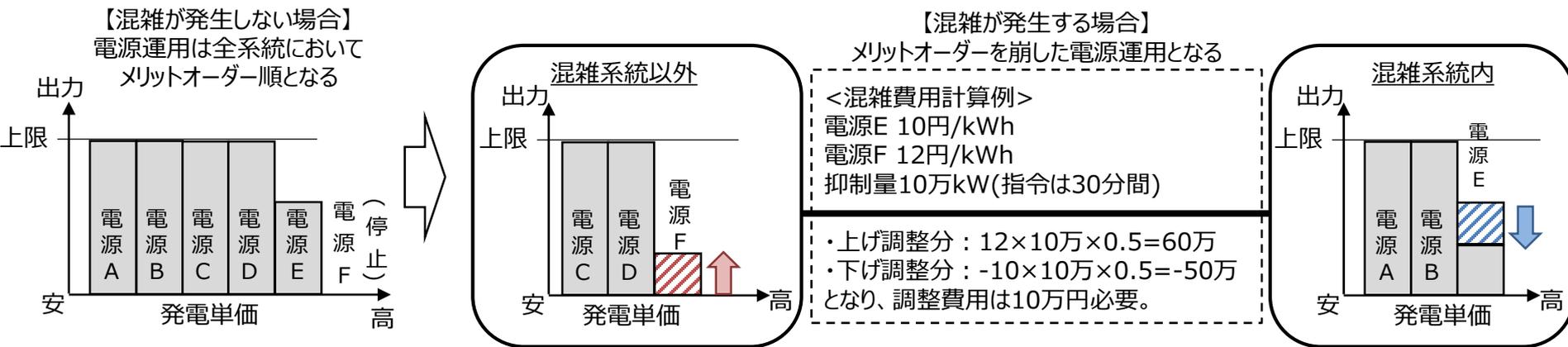
○需給調整を行う場合は、上述の仕組みにより確保された調整力を用い、kWh価格によるメリットオーダーに基づき調整電源の出力を増減させる。  
 (出力を減少させる場合はkWh価格の高い電源から、増加させる場合はkWh価格の安い電源から実施。)  
 また、系統に混雑が生じた場合は、混雑により供給力過多となる小エリアの調整力の内、kWh価格の高い電源から出力を抑制するとともに、当該小エリア以外にある調整力の内、kWh価格の安い電源の出力を同じ量だけ増加させることで系統混雑を解消する。

調整力電源の確保の仕方が変わるだけで、事業者から提出されたkWh価格に基づき調整を行う点は現状と同じ



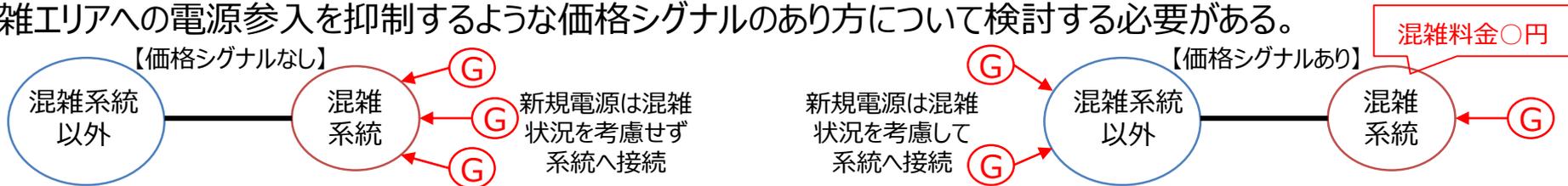
○混雑処理費用の扱い

例えば、系統に一切の混雑が生じていない状況でkWh価格に基づくメリットオーダー運用を行った結果をここでは最適なメリットオーダー運用と捉えた場合に、系統混雑が生じるとその解消のためにメリットオーダーを崩した運用を行う必要が生じる。すると、その分の追加的費用が生じることとなり、当該費用の扱いについて整理が必要となる。(当該費用の扱いについては、国において検討がなされることとなる。)



○価格シグナルの確保

本方式にて混雑処理を行った場合、TSOには何らかの費用が発生するものの、現状、系統混雑発生エリアの市場参加者のみに対価の支払いが生じるような仕組みは存在しないため、混雑エリアへの電源参入を抑制するような価格シグナルのあり方について検討する必要がある。



このような課題については、再給電方式を継続する中で解決を図る対応もあれば、仮に当該課題の解消に時間を要する等の場合は、混雑処理方式自体を進化させる対応もあると考えられる。

- 容量市場への参入にあたって、調整機能を有する電源等がオークションで落札された場合、「余力活用に関する契約」を締結することがリクワイアメントとして求められている。

【余力活用に関する契約締結の流れ】



出典：広域機関 容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要～余力活用に関する契約の締結～より抜粋

第13条リクワイアメント

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)

(5) 契約の締結

安定電源のうち、調整機能を有するものについて、属地一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結すること

出典：広域機関 容量確保契約約款(2020年6月) より抜粋

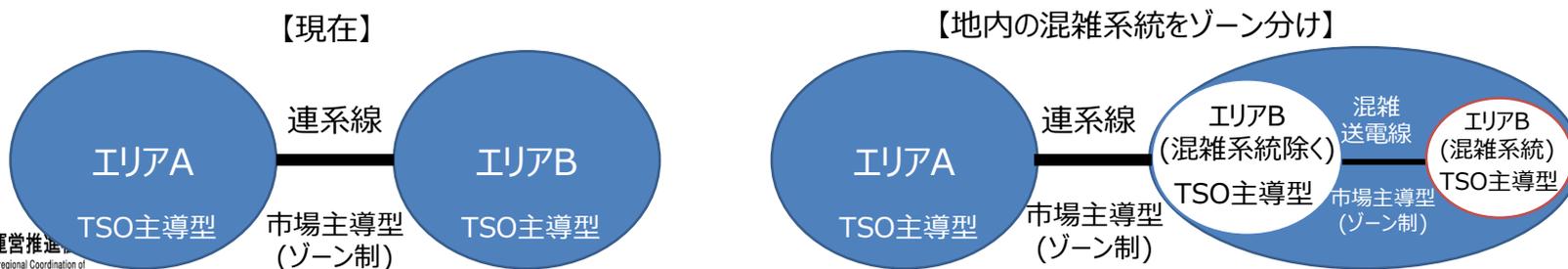
- 「余力活用に関する契約」を締結した発電事業者は、GC後の余力を一般送配電事業者へ調整力として提供する必要があり、余力活用電源も需給調整市場へ入札する電源と同様、kWh価格をシステムへ登録するため、一般送配電事業者はkWh価格を把握することが可能。

余力活用に関する契約の概要について

- 余力活用に関する契約を締結した容量提供事業者は、一般送配電事業者からの指令に応じてゲートクローズ後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供していただきます。
- kWh精算については、容量提供事業者が需給調整市場システムに登録したV1・V2により精算されます。

出典：広域機関 容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要～余力活用に関する契約の締結～より抜粋

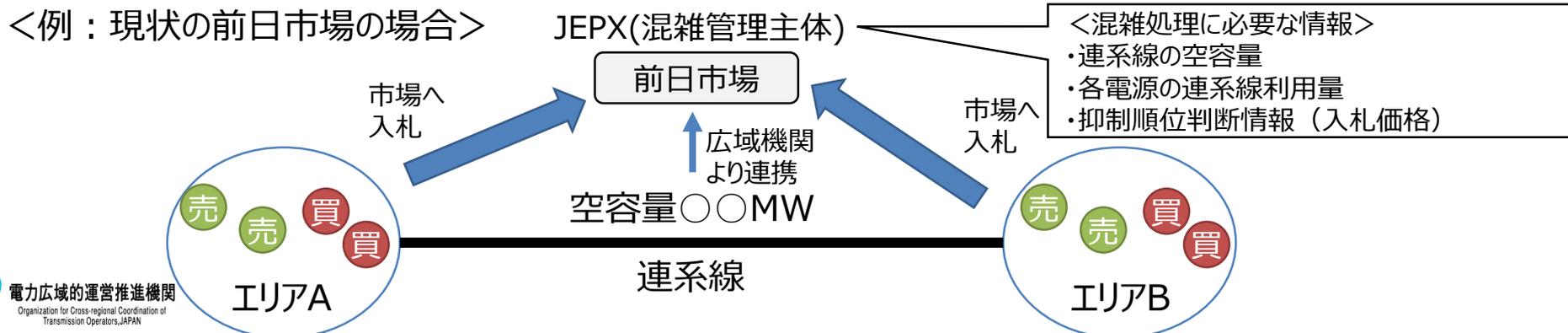
- **ゾーン制とは、予め混雑処理対象とする送電線を特定し、当該送電線で混雑が発生した場合には処理を行う手法**であり、逆に、予め混雑処理対象としない送電線については、仮に混雑が生じたとしても混雑処理を行わない方式とも言える。  
 (例えば、現状の日本における前日市場の場合、予め連系線を混雑処理候補として特定し、一般送配電事業者のエリアを一つのゾーンと捉えたゾーン制の混雑管理方法と捉えることができるが、連系線以外の系統に対しては、仮に混雑が生じるとしても市場の中で混雑処理が行われることはなく、万一、ゾーンの中で混雑が生じる場合は、ゾーン（エリア）を所管するTSOが混雑処理を実施することとなる。）
- このことから、予め定めた特定の送電線に対してのみ混雑処理を行う方式である**ゾーン制は、TSOが全ての送電線に対して確実に混雑処理を行う必要がある実需給断面に適用する方式としては馴染まず**、基本的にはTSOによる実需給段階での混雑処理がなされることを前提に、**卸取引市場等に適用する混雑管理方式**と考えられるのではないか。
- ただし、**例えば複雑なループ系統においては、系統を流れる潮流の分流のしかた次第で混雑箇所が短期的に変化することがあり得ることから、予め混雑処理対象とする送電線を特定したとしても、結果的に当該送電線で混雑が生じる頻度が少ないこともあり得るため**、例えば相応の頻度で混雑する送電線を予め特定することが難しい系統については、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念頭に、**ゾーン制を適用することの合理性についてよく見極める必要がある**。



- ノード制による混雑管理については、全ての送電線を対象に混雑処理を行うことから、複雑なループ系統においても適用可能(※)である。
- ここで、処理方式に限らず系統の混雑処理を行う上では、
  - 「対象とする送電線の空容量（どれだけ使えるか）」
  - 「対象とする送電線を利用する電源の利用量（どれだけ使おうとしているのか）」
  - 「対象とする送電線を利用する電源の利用の順番を判断するための情報（使える量より使う量の方が多い場合にどの電源から抑制するのか）」

※複雑なループ系統においてPJMMの様に5分ごとの潮流計算を行うことを想定した場合であっても、直流法を用いた最適潮流計算で計算可能である。

等の情報を混雑管理主体が一元的に把握する必要があることから、全ての送電線を混雑処理対象とするノード制を導入する場合、基本的には、系統を利用する全ての電源は、利用量と抑制順位の判断とする情報（例えばkWh価格情報）を、混雑管理主体に提供する仕組みを構築する必要があるなど、大幅な仕組みの見直しが必要になりその影響範囲も多岐にわたると考えられるため、長期的な視点で議論を要する選択肢として、国も含め継続して議論していくこととしてはどうか。

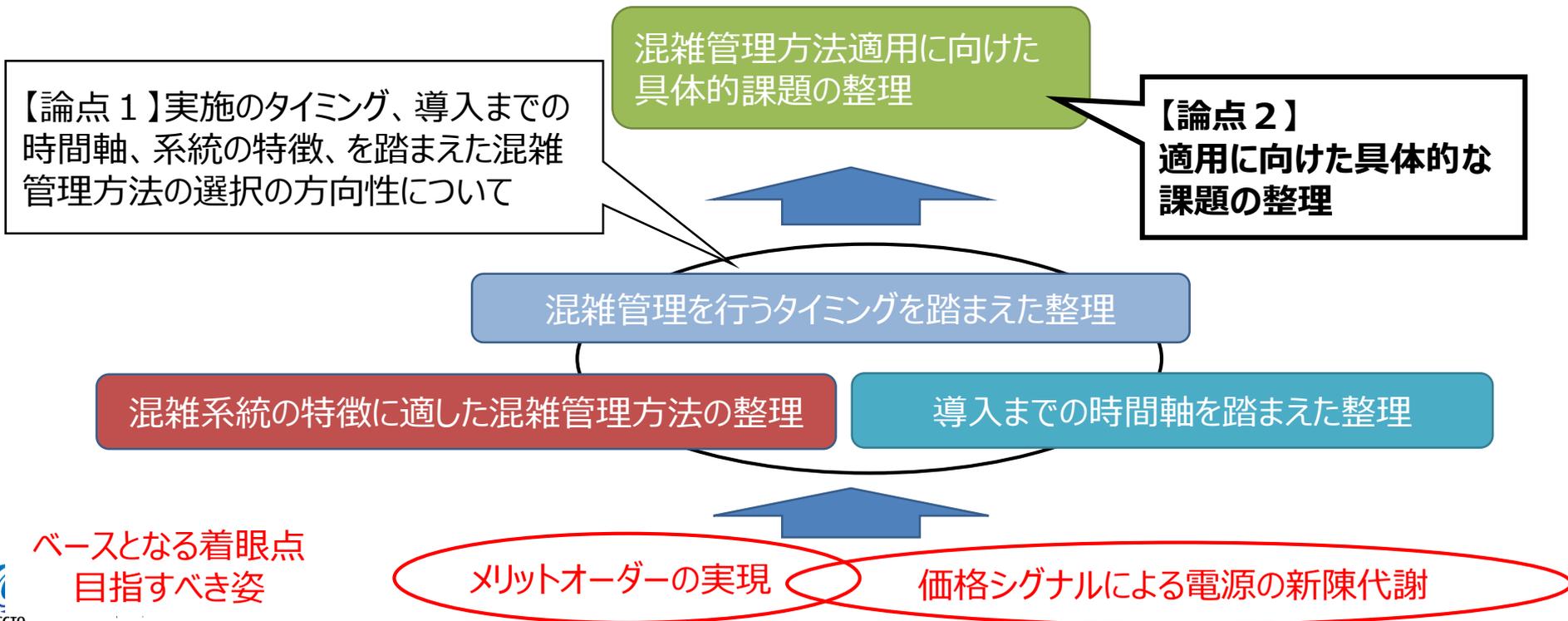


- 現在の日本においては、全国市場である前日市場において、連系線を混雑処理対象としたゾーン制による混雑管理が行われるとともに、各ゾーン内（各エリア）においては、TSOが主体となり、全ての送電線を対象とした混雑管理がなされていると言える。また、TSOが主体となり全ての送電線を対象として混雑管理を行う仕組みは、特に実需給段階においては、その混雑処理方式に関わらず、確実な系統運用がなされるために必要であることは今後も変わらない。
- このことから、現在、エリア内で行っている需給調整・混雑管理方法を踏襲した仕組みによりTSOが一定の電源運用順序に基づいて混雑処理を行う**再給電方式**は、費用負担の在り方や価格シグナル等に関する課題は存在するものの、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となるのではないか。**  
(これらの課題については、再給電方式を継続する中で解決策を設ける対応もあれば、混雑処理方式自体をノードル制に移行させることで解決を図る対応もあると考えられる。)
- 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としてはどうか。**
- さらに**ノードル制の適用については**、例えば入札価格に応じた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できるとともに、あらゆる系統への対応も可能である。ただし、ノードル制への移行には、大幅な仕組みの見直しが必要になりその影響範囲も多岐にわたると考えられるため、**長期的な視点で議論を要する選択肢として、国も含め継続して議論していくこととしてはどうか。**

■ 混雑管理の調整主体、導入に要する時間や適用系統の観点等から、混雑管理方法の選択イメージと主な課題を整理。

	卸取引市場において調整	TSO（系統運用者）が調整
現状	連系線を対象としたゾーン制	TSOが後着者を抑制
まずは速やかに対応するための選択肢	ゾーン制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要 （主な課題）・適用系統への合理性の見極め要 ・将来の不確実性への対応（値差リスク解消手段等） ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合	再給電 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：なし 適用系統：制限なし （主な課題） ・費用負担の在り方 ・価格シグナルが機能しない （例えば、地点別混雑料金の導入などの検討が必要か） ・インバランス料金などへの影響 ・TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方 ・混雑処理に必要な調整電源確保のあり方 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合
適用が合理的な系統への選択肢	ゾーン制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要 （主な課題）・適用系統への合理性の見極め要 ・将来の不確実性への対応（値差リスク解消手段等） ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合	ゾーン制 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし （仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題） ・将来の不確実性への対応（値差リスク解消手段等） ・混雑処理に必要な情報を市場運営者が一元的に把握する仕組みの検討（例：全量入札市場の導入など） ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合
長期的な視点で議論を要する選択肢	ゾーン制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし （仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題） ・将来の不確実性への対応（値差リスク解消手段等） ・混雑処理に必要な情報を市場運営者が一元的に把握する仕組みの検討（例：全量入札市場の導入など） ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合	ゾーン制 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし （仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題） ・将来の不確実性への対応（値差リスク解消手段等） ・混雑処理に必要な情報をTSOが一元的に把握する仕組みの検討（例：全量入札市場の導入など） ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合
	ゾーン制	ゾーン制

- 系統の特徴を踏まえて混雑管理方法の適用を考えるべきというご意見、混雑管理導入までの時間軸（長期・短期）という観点で整理してはどうかというご意見を踏まえ、混雑処理を行うタイミングや導入までの時間軸という観点から取り得る混雑管理方法の選択肢や混雑管理方法の導入に向けた具体的な課題についても整理したのでご議論いただきたい。
- また、既契約に関して事務局にて弁護士へ確認したため、今回併せてご報告する。



# 1 - 10. 【論点2】適用に向けた具体的な課題の整理 ～短期的対策導入に向けた課題～

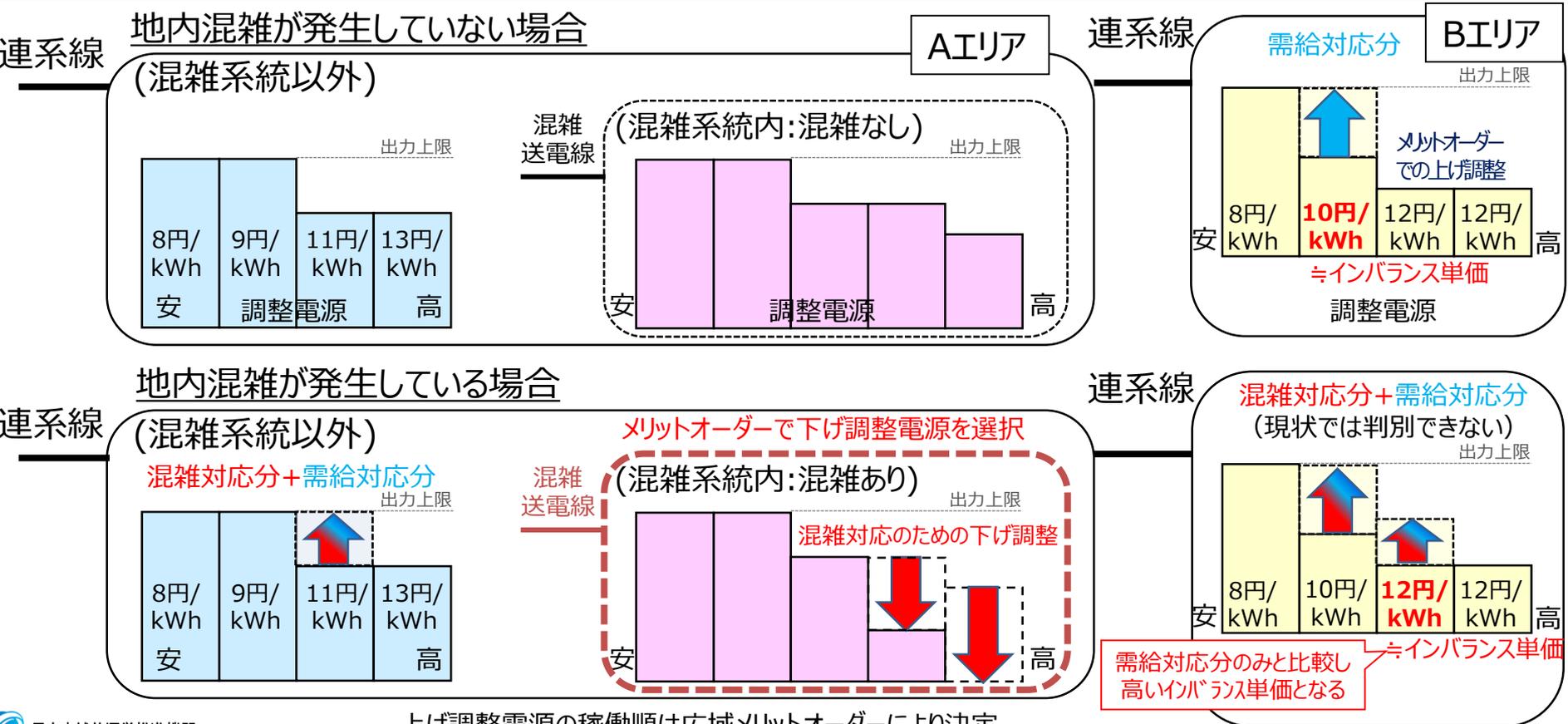
- 短期的には、TSO主導型を選択肢とすることとした場合、その実現のための課題についてどのような点が論点となり得るか、ご議論いただきたい。

	卸取引市場において調整	TSO（系統運用者）が調整
<b>現状</b>	連系線を対象としたゾーン制	TSOが後着者を抑制
<b>まずは速やかに対応するための選択肢</b>	連系線を対象としたゾーン制	再給電 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：なし 適用系統：制限なし
<b>適用が合理的な系統への選択肢</b>	<p>ゾーン制</p> <p>処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要</p> <p>(主な課題) ・適用系統への合理性の見極め要 ・将来の不確実性への対応 (値差リスク解消手段等) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合</p>	<p><b>本日議論</b></p> <p>(主な課題)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①費用負担の在り方</li> <li>②価格シグナルが機能しない (例えば、地点別混雑料金の導入などの検討が必要か)</li> <li>③インバランス料金などへの影響</li> <li>④TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方</li> <li>⑤混雑処理に必要な調整電源確保のあり方</li> <li>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</li> </ol>
<b>長期的な視点で議論を要する選択肢</b>	<p>ノーダル制</p> <p>処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし</p> <p>(仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題) ・将来の不確実性への対応(値差リスク解消手段等) ・混雑処理に必要な情報を市場運営者が一元的に把握する仕組みの検討(例：全量入札市場の導入など) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合</p>	<p>ノーダル制</p> <p>処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし</p> <p>(仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題) ・将来の不確実性への対応(値差リスク解消手段等) ・混雑処理に必要な情報をTSOが一元的に把握する仕組みの検討(例：全量入札市場の導入など) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合</p>
	ノーダル制	ノーダル制

- TSOが混雑調整を行う場合、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されることとなる。)
- 系統混雑の直接的な原因は送電線の容量不足であり、合理的な設備形成の中で容量不足を解消せず混雑させた状態のままとすることに経済合理性があると判断されたとすれば、**託送料金により系統の利用者全体から幅広く徴収する方法**も考えられるが、その場合、価格シグナルが機能しにくく、混雑系統に電源が接続することを回避するインセンティブが働かない恐れがある。
- 他方、混雑系統に接続する全ての電源が混雑に関係していると考えれば、例えば、**地点別混雑料金を導入**することで、混雑の原因者がその料金を負担することとなり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が、仕組みの整備が必要となる。

	混雑系統の電源が負担	託送料金で負担
特徴	・欧州の事例を見るに、発電所立地場所選定への価格シグナルを発信するとともに、混雑系統を回避した電源の立地誘導に繋がる仕組みであるといえる。	・混雑調整の費用と需給調整用の費用を切り分ける必要がなく、早期の対応が可能か
課題	・具体的な料金設定について、導入済みの各国とも潮流の特徴や再エネ導入といった観点を踏まえ各々異なる考えの元設定していることから、日本においても、系統や潮流の特徴(すなわち発電と需要立地の特徴)、再エネや従来電源も含めた投資意欲に与える影響などを踏まえた上で検討を行う必要がある。	・混雑系統回避の仕組みがない場合、系統混雑が更に進み調整費用が高額化する恐れがある

- インバランス料金制度は、2022年度の適用開始に向け、広域運用された調整力の限界的なkWh価格をベースにした算定方法へ変更する方向で国(制度設計専門会合)において議論がなされている。
- 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力の限界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。



上げ調整電源の稼働順は広域ミットオーダーにより決定  
 (上図の場合、Bエリア10円/kWh⇒Aエリア11円/kWh⇒Bエリア12円/kWhの順に稼働)

## 1. 新たなインバランス料金の基本的考え方

インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるもの。したがって、2022年度以降のインバランス料金制度は、インバランスを発生させた者に合理的な負担を求める（発生させたインバランスが合理的な価格で精算される）とともに、系統利用者に適切なインセンティブを与えるものとなるよう、①インバランス料金が実需給の電気の価値を反映するようにし、②関連情報をタイムリーに公表することが重要。こうした考え方に基づき、インバランス料金は、その時間における電気の価値を反映するよう、以下により算定する。

ア) インバランス料金はエリアごとに算定する。（調整力の広域運用は考慮）

イ) コマごとに、インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格を引用する。（卸電力市場価格に基づく補正の仕組みも導入）

ウ) 省略

## 2. インバランス料金の算定方法の詳細

### （1）インバランス料金の算定方法

省略

### （2）インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格

#### ①広域運用された調整力の kWh 価格を引用

2021年度以降の調整力の運用においては、インバランス対応は主に広域運用調整力によって対応されることから、広域運用調整力の限界的な kWh 価格をインバランス料金に引用することとする。この場合、広域運用されたエリアすべてが同一のインバランス料金となる。（エリア分断時の取扱いについては、以下④に記載。）

#### ②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法および③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い

省略

#### ④エリア分断時の扱い

調整力の広域運用において、連系線に空き容量がなく分断があった場合は、分断されたエリアごとに広域運用された調整力の限界的な kWh 価格を引用する。

- TSOが混雑調整のために電源出力を増減させる場合には、何らかの基準に基づいて増減させる電源を選択することとなる。
- その基準のあり方としては、例えば、現状は「TSOが確保している調整力のkWh価格に基づく方法」で電源出力の増減を行っているが、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」等が考えられるか。

- これまで平常時においては地内系統の系統混雑は発生しない設備形成がなされてきたところ、エリアの系統運用を行う上では、一般送配電事業者は地内系統の混雑有無について確認を行うとともに、仮に混雑が発生しうる場合は、混雑処理の手段を講じることとなる。
- 今後、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、混雑系統内では抑制する電源、混雑系統以外においては増出力する電源を調達する必要があることから、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。

- メリットオーダーによる混雑管理を導入した場合、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。

### 容量市場リクワイアメント

出典：広域機関 容量確保契約約款(2020年6月) より抜粋

#### 第13条 リクワイアメント

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 $\Delta$  kW（以下、「 $\Delta$  kW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、 $\Delta$  kW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 $\Delta$  kW）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)

## 基幹送電線の利用ルール見直しに向けた基本方針と主な論点

- 前回の本小委員会における議論を踏まえ、地域間連系線と同様に、基幹送電線の利用ルールも、メリットオーダーに基づくルールに転換していくことを基本方針としてはどうか。
- その上で、今後の方針整理に向けて、以下の主な論点についてどう考えるか。

### <主な論点>

- 地域間連系線の場合と異なり、基幹送電線を利用する電源は多数あるため、広範な既存電源に大きな影響を与え得る。足元では基幹送電線の混雑は限定的だが、今後の再エネの大量導入により、混雑が生じる可能性があることも踏まえ、既存電源への影響について、どのように考えるか。
- 仮にメリットオーダーを導入した場合、個々の電源が基幹送電線を利用できるか否か直前まで判明しない結果、現行制度の下では容量市場や需給調整市場への参加が認められなくなることや、事業予見性低下による事業者の投資意欲喪失に伴う将来の供給力・調整力不足、小売事業の調達計画への影響などについて、どのように考えるか。
- エネルギー基本計画に基づき、再エネの主力電源化や非効率石炭火力のフェードアウトを進めている中で、限界費用に基づくメリットオーダーの下では、バイオマス発電が石炭火力やガス火力に劣後し、石炭火力がガス火力に優先することについて、どのように考えるか。
- 既存電源への影響を緩和するため、例えば、地域間連系線の例にならい、一定の経過措置を設けることについて、どのように考えるか。また、長期固定電源について地域間連系線と同様の取扱いとすることについて、どのように考えるか。

1. 課題・論点の整理
2. 既契約等に関する整理(報告)
3. 中間整理 (骨子案)
4. 今後の進め方

### (広域機関顧問弁護士の見解)

- 電気事業法等の規定によれば、必ずしも発電者に対して、ファーム型接続を認めているとまでは解することはできないように思われる。したがって、電気事業法等は平時における出力抑制（＝ノンファーム型接続）を絶対禁止するものではないと考えられる。
- しかし、従前の国の審議会での議論や送配電等業務指針の規定は、いずれもファーム型接続であることを前提としており、これまでの実務においてもそのような運用を行ってきた。これらのことからすれば、（電気事業法等においてノンファーム型接続が禁止されているわけではないものの、）現行の託送制度（私契約）は、ファーム型接続が原則とされていると解釈することが合理的であると考えられる。
- もっとも、今後より慎重な検討は必要であるものの、送配電設備は、公共的なインフラ基盤である以上、その変更に必要な性・合理性等が認められるのであれば、現行の託送制度の変更が認められる余地はあると考えられる。但し、その場合であっても、現契約の契約期間、変更により発電者が受ける不利益、発電者の不利益を回避するための代替措置の有無等を総合的に考慮の上、判断されることになると考えられる。

- 既存契約について容量確保を何年にするか明示的な契約書面が作成されているわけでは必ずしもなさそうだが、一方で**契約書がなくても申込と承諾の一致で合意・契約は成立するのが民法の一般原則**。従前の運用や取扱、関係者の認識等を踏まえると**系統容量をその発電所の運転のために相当期間確保するという合意は、系統承諾の時点で成立すると考えるのが合理的ではないか**と思う。相当期間がどのくらいかは議論の余地はあると思うが、送配電事業者から一方的に中途解約を理由なく行うのは難しいと思う。
- メリットオーダーによる先着優先の見直しを行う方法として、指摘頂いているように**約款で何か手当てをすることになると**思っており、約款変更の方法というのは約款の中で、既にユーザー方の同意なく行えることが規定されていれば、ある程度の要件を満たせば送配電事業者の方で一方的に行うことはおそらく可能ではないかと思う。この約款変更の議論について、今年4月1日から施行されている改正民法でも色々明定されているが、**約款を一方的に変更するにあたっては「契約目的を反しないこと」「変更の必要性があること」「内容が相当なものであること」等の要件を満たす必要がある**が、特に本件は内容の相当性について、例えば相手方に過度な不利益を与えるものではないという要件を満たす必要があると思う。
- ファームで容量を確保しないと電源を繋いではいけないという状況・ルールの下で、それを確保して電源を繋いでいいという確定をしたことであって、その後抑制する・しないかを定めたものではないと思う。例えば先に接続した人の抑制の順位が後になるという類のものが、契約の変更や系統部門からの中途解約にあたる等という解釈は本当に妥当なのか、若干疑問に思う。今のような意見は1つの意見としてはあり得るが、本当にこれが唯一の解釈なのか、或いは最も自然な解釈なのかは疑問の余地がある。もう繋いではいけない、1年365日1時間も発電してはいけないという類になれば明らかに解約になるが、1年365日×48コマのうちごく限定的な部分を抑制することが解約にあたる、或いは契約変更にあたるのかということ自体も十分に検討する必要があると思う。
- 中途解約は本当にドラスティックに契約を解除する方法なので、方策の1つとして考えたときには取り難いという話。現実的には約款でどう手当てするか、約款変更の議論をどう整理するかだと思っており、契約条件の変更ではないと整理すると、**従前の契約内容はどういう契約条件だったのかもあわせて整理する必要がある**と思う。もう1つは系統側の要請について、今回の見直しを行う必要性については先ほど考慮要素をあげさせて頂いたが、その中で検討されるべき議論なので当然ながら考慮すべきだと思う。**ここは、慎重に対応しないと後で紛争となる可能性もある**ので、広域機関の顧問弁護士も含めて、引き続き議論をすべき事項だと思う。

1. 課題・論点の整理
2. 既契約等に関する整理(報告)
3. 中間整理 (骨子案)
4. 今後の進め方

## 3-1. 中間整理 (骨子案)

### 1. 地内混雑管理勉強会立ち上げの背景

- ノンファーム型接続下における送電線混雑時に、再エネが非効率な火力電源を含む先にファームで接続している電源に劣後して出力抑制を受けるといった課題

### 2. 地内混雑勉強会の概要

- 検討の方向性、目的、検討スコープ、検討のスケジュール

### 3. 勉強会での議論状況

- 主な議論概要、混雑管理方法の選択肢の概観イメージ、主な課題・論点等

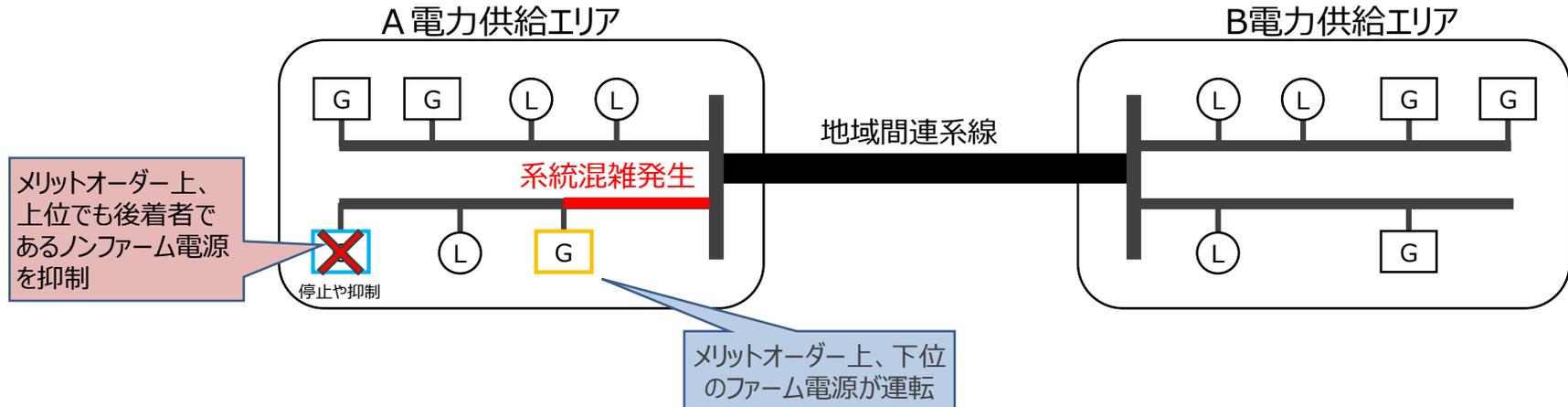
### 4. 今後の予定

# 中間整理 1 - 1. 地内混雑管理勉強会立ち上げの背景

## ノンファーム型接続の導入

- 一部地域では、試行的に地内基幹系統において平常時の系統混雑を前提とした電源接続が開始された（試行ノンファーム型接続）。この試行ノンファーム型接続適用系統は、特定の系統に限ったものではなく、全国の基幹系統を対象としているものである。
- 試行ノンファーム型接続では、系統混雑発生時は、後着者であるノンファーム電源が一律で抑制される。
- ローカル系統への適用は、発電事業者の事業性、将来の流通設備の作業、制御システムへの影響などを見極めた上で判断していくこととなっている。
- 系統混雑が発生している基幹系統の増強判断は、将来ポテンシャルなどを加味した上で費用便益評価で判断し、便益が見込まれる場合に増強される。

### <地内基幹系統の混雑による系統制約>

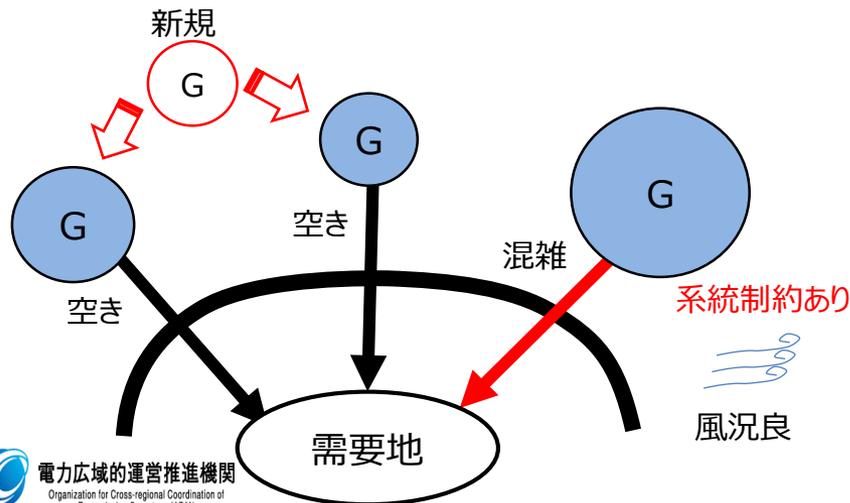


# 中間整理 1 - 2. 地内混雑管理勉強会立ち上げの背景 再生可能エネルギーの導入拡大

- 現状、系統アクセス時に設備増強を必要とする場合は、適切な受益者に負担を求めることにより、電源を空容量のある系統へ誘導し、系統混雑の発生回避を図っているが、再エネのように立地地域に制約がある場合や既設電源のリプレース等においては、混雑系統の回避が難しく、系統制約となっている。
- このため、広域機関では、日本版コネクト&マネージの検討を進め、試行ノンファーム型接続導入により、増強によらない接続を可能としたものの、その抑制方法は、先着優先の考え方に基づいているため、再エネの持つ価値をフルに発揮しきれない状況にある。

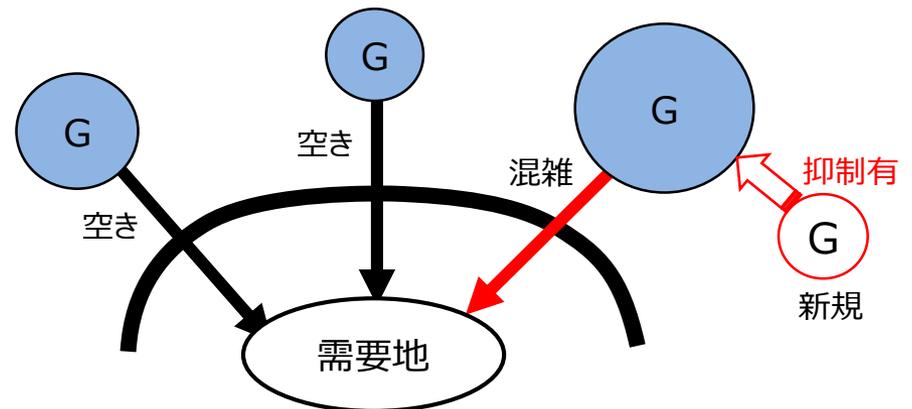
## 【従来】

- ・設備コスト面では、空容量の活用が最も合理的
- ・混雑系統への接続は、受益者負担を求めることで先着優先の考え方になっている。



## 【コネクト&マネージ（試行ノンファーム型接続）】

- ・系統混雑を許容して接続させることは、設備コスト面では合理的
- ・接続後の運用において、後着者に抑制を求めることで先着優先の考え方になっている。
- ・試行ノンファームでは、ノンファーム電源もスポット市場で取引されることから、価格には反映されているものの、系統制約による抑制により、本来持つ価値をフル活用できない。



# 中間整理 1 - 3. 地内混雑管理勉強会立ち上げの背景 後着者抑制(先着優先)となる仕組みの見直し

- 新規電源接続時の課題については、系統混雑を前提とした考え方へと変えてきたことで克服されつつあるが、接続後の電源の運用の面では、系統混雑を前提としない先着優先の考え方がベースとなっている。
- このため、今後は、系統混雑を前提とした考え方に基づく、先着優先に代わる新たな混雑管理方法等の導入により、接続後の電源価値の有効活用を図るとともに、高効率の電源を促進し、社会コストの更なる低減を図っていく必要がある。

## 流通設備効率向上

系統混雑を前提とした系統アクセス  
(ノンファーム型接続導入)

出力制御方法は  
先着優先の考え方



電源の価値を  
活用しきれていない

## 空容量のある系統への誘導

受益に応じた工事費負担  
予見性確保のための情報公開

立地制約・高効率  
電源の促進の面  
では効果は限定的



適切な系統に適切な電源が接続されていない  
(系統と電源が最適化されていない)

系統混雑を前提とした考え方の下  
社会コストの更なる低減を図っていく  
必要がある

## 今後検討すべき論点(2) 再エネを支えるNW等の社会インフラの整備

<基本的考え方>

コネクト&マネージの更なる推進

- 再エネの大量導入の最大の課題の一つが、従来の系統運用下での系統制約であり、その克服に向けて、これまで、既存系統を最大限活用するための「**日本版コネクト&マネージ**」の推進、個別接続検討・電源接続案件募集プロセスの実施による**新たな系統の整備**や**再エネ出力制御の高度化**、**自然変動再エネの出力変動への対応**、**ノンファームの全国展開、それに伴う系統利用ルールの見直し（混雑管理方式のあり方）**検討
- その一環として、**2021年中にノンファーム型接続の全国展開を目指す**こととしているが、加えて、「再エネ型経済社会」にふさわしいネットワークのあり方として、**送電線利用ルールの見直し**（ノンファーム型接続下における送電線混雑時に、再エネが非効率な火力電源を含む先にファームで接続している電源に劣後して出力制御を受けるといった課題の解決）などを**具体的にどのような形で検討を進めていくか。**  
**（論点①：基幹送電線利用ルール等の見直し）**
- 中長期的な系統整備に関して、今般の法改正を通じて、**全国大の系統整備のマスタープランを再エネのポテンシャル等を見込みながら策定**し、これに沿った計画的な系統整備を進めていくにあたり、再エネ効果由来分については賦課金方式によってその費用を負担する制度が整備された。**将来社会における再エネポテンシャルをどのように見据え、また系統整備の費用負担の在り方についてどのようなルールを定めていくか。**（**論点②：プッシュ型の系統形成**）
- こうした送電網の整備に加え、**配電事業ライセンス制度の創設**や**電気計量制度の合理化**などが措置された。「再エネ型経済社会」の将来を見据えたとき、**どのような産業基盤、インフラを戦略的に整備していく必要があるか。**例えば、将来の削減に向けた革新的技術開発について現状をどのように評価し、**次世代の技術において世界をリードしていくためにどのような一手を講じる必要があるか。**（**論点③：産業基盤の整備**）

(参考) 2020年7月17日 (金) 梶山大臣 閣議後会見冒頭発言

再エネ経済創造プランについて

脱炭素という世界的な潮流の中で脱炭素化社会の実現に向けた内外一体の政策運営に取り組んでいます。

先日、国内の非効率石炭火力のフェードアウト、石炭火力の輸出支援の厳格化等の措置を進めることをお示しましたけれども、本日は併せて、再エネの更なる導入拡大に向けた取組について報告をさせていただきますと思います。

脱炭素の流れが加速する中でもう一步踏み込んで、**再エネが社会にとって当たり前となる、いわば再エネ型経済社会を創造していくという発想で、産業の競争力、インフラの構築、地域社会との共生の3つの面で政策を検討するよう事務方に指示を出しました。**

まず産業面ですが、世界では再エネのコスト低下が進み、ビジネスベースでの再エネ導入は加速化しています。我が国でも**再エネを産業と捉えて、その競争力を強化していく必要**があります。その中、昨日の午後には洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会を開催し、再エネの導入や蓄電池の市場拡大、コスト低減を通じて分散型の新しいエネルギーインフラを進めてまいります。

系統利用ルールの見直し  
(混雑管理方式のあり方) 検討

あわせて、こうした**再エネ産業の支えとなるインフラ、地域社会づくり**を同時に進めていく。先般申しあげましたとおりに、基幹送電線の利用ルールの見直し、中長期的な系統整備などを通じて再エネ導入の制約とならないようインフラ整備を進めてまいりたいと考えています。

同時に、**再エネが地域社会と共生する仕組みづくり**を進めてまいります。

その成果については、**総合的かつ包括的な「再エネ経済創造プラン」としてパッケージとしてまとめて世の中に分かりやすく発信するとともに、責任ある形で実行してまいりたい**と考えております。

中間整理 2 - 1. 地内混雑管理勉強会の概要  
検討の方向性

第1回地内系統の混雑管理に関する勉強会資料1 より

**(平常時の電源価値の発揮)**

- 本来、電源を接続する系統は、新たな増強工事なしに、その電源の価値（経済性や安定供給の価値）を最大限発揮できるような系統とすることが社会コスト最小化につながる。
- 電源の価値には、CO2排出量を削減する環境への価値、安定供給上、調整力としての価値や供給力としての価値など様々な価値があり、そのいずれもが不可欠なものではあるが、平常時において、まず考慮すべき価値とは、社会コストへの影響が大きい、卸電力市場におけるkWh価格としての価値と言えるのではないか。
- このため、地内系統の混雑管理においても、地域間連系線同様に、まずは平常時に再エネのような限界費用の安い電源の価値を最大限活用できるようにする仕組みが目指すべき姿と言えるのではないか。  
(環境への価値は、例えばCO2対策コストが価格に反映された場合、kWh価格としての価値に整理できる)

**(系統と電源の全体最適化)**

- 電源にはkWh価値以外にkW価値なども存在するが、系統に混雑が存在することを前提として適切な設備形成を考えていく場合、kWh価値を最大化する混雑管理を実現し、電源運用を先着優先からメリットオーダーへと変えることで、結果としてそれが事業者への価格シグナルにも繋がっていく。
- 混雑管理の仕組みの中で、価格シグナルに基づいた事業者自らの選択により、自然と適切な系統に適切な電源が接続される（系統と電源が最適化される）ようにすることも重要な視点ではないか。

# 中間整理 2 - 2. 地内混雑管理勉強会の概要 検討の方向性

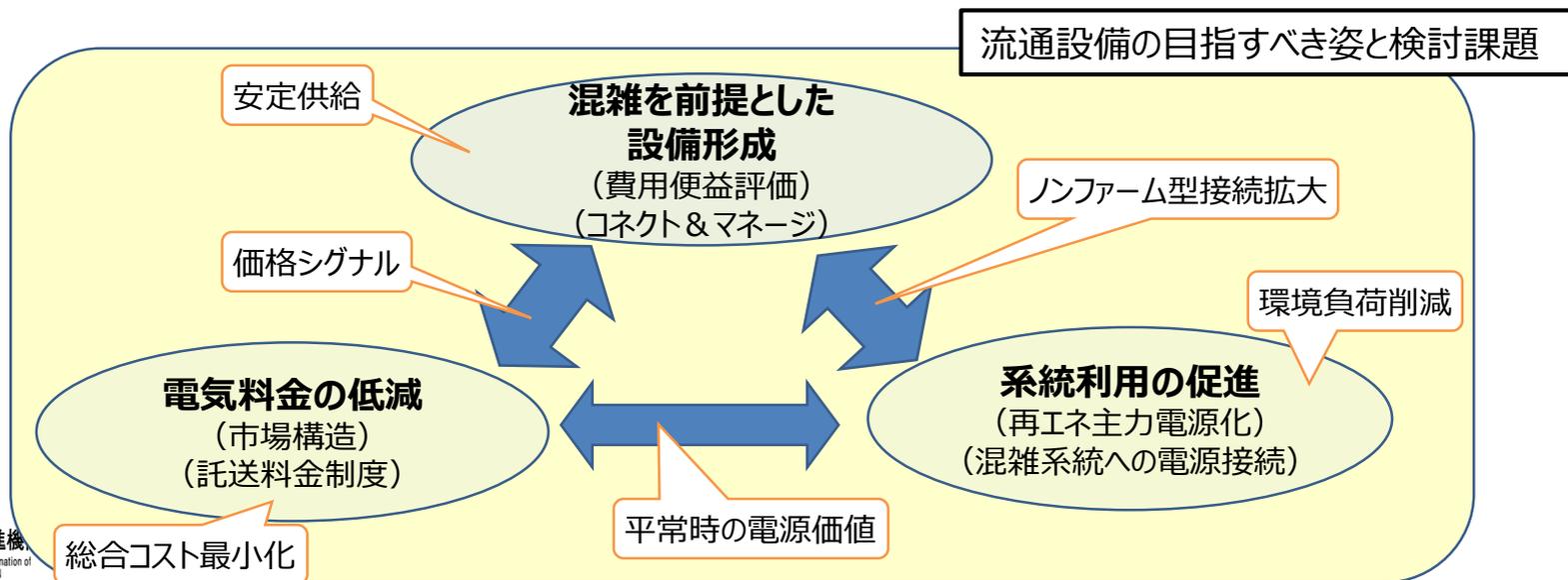
第1回地内系統の混雑管理に関する勉強会資料1 より

## (平常時以外の電源価値)

- 平常時において最も発揮する機会が多い価値は、kWh価値であるが、電力系統における電源の価値はそれだけではなく、安定供給上、必要となる調整力( $\Delta kW$ )や供給力(kW)としての価値も重要であることに変わりはない。
- それらの価値は、需給調整市場、容量市場においては、場面に応じた適切な価値が評価されるが、これら市場設計との整合を図りつつ、混雑管理の仕組みについて検討することが重要となる。

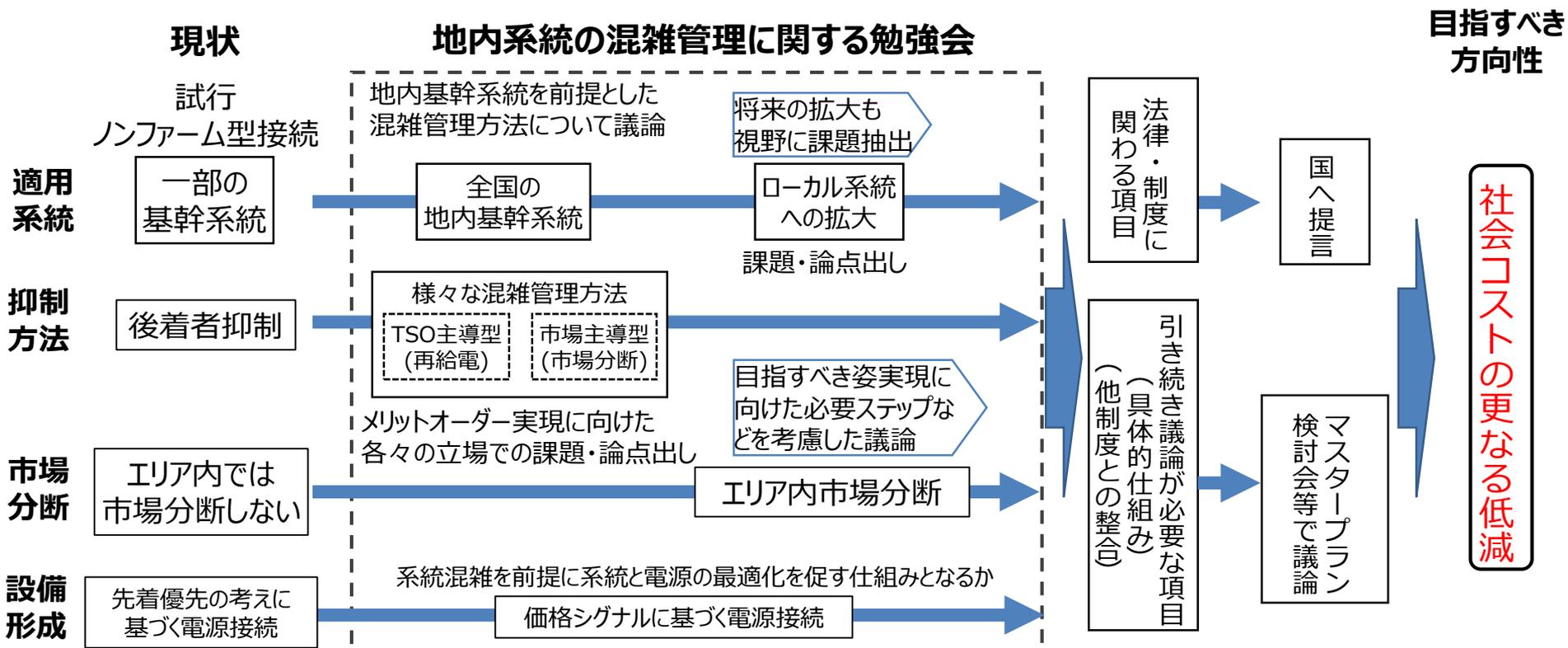
## (検討の方向性)

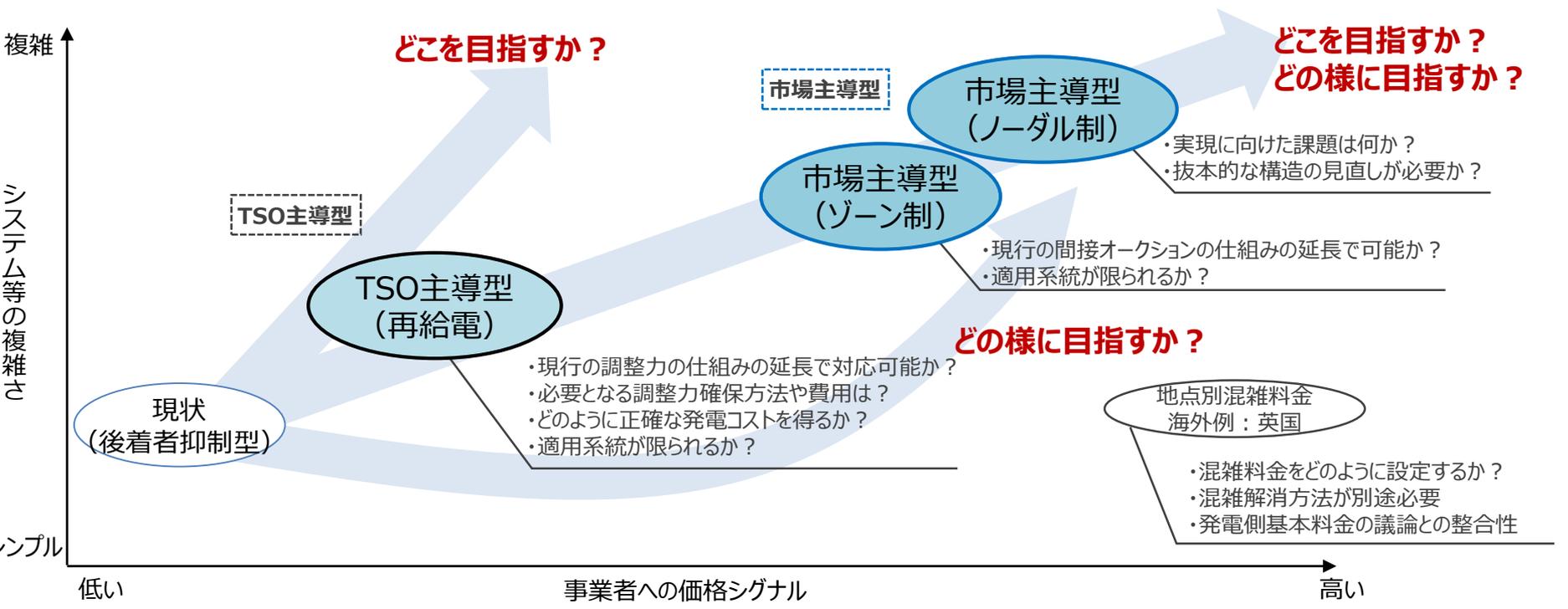
- また、系統混雑は、設備形成に対する判断にも影響を与えるなど、その影響は多岐にわたるものである。
- 混雑管理の仕組みの検討に当たっては、①混雑を前提とした設備形成、②系統利用の促進、③電気料金の低減という、流通設備の目指すべき姿（下図）との関係性に留意し、他制度に与える影響や課題、リスクについても明確にしていく必要がある。



# 中間整理 2 - 3. 地内混雑管理勉強会の概要 目的と検討スコープ

- 社会便益最大化のため、設備コスト面で合理化（系統混雑を許容した電源接続）したことに伴い発生する混雑管理において、**発電コスト最小化（メリットオーダー）を可能とする仕組みの実現を目指す。**
- 加えて、適切な電源が適切な規模の系統に接続される設備形成を実現するための仕組みという観点についても検討し、これらの実現を目指す上で**予想される課題・リスクを明確化し、解決に向けた論点を洗い出す。**
- また、目指すべき姿実現までの必要なステップ（短期的に実現可能な仕組み等）についても整理する。





# 中間整理 2 - 5. 地内混雑管理勉強会の概要 検討スケジュール

中間整理案  
(未定稿)

■ 2020年内で一定の方向性整理を行うことを目標に検討を進める。

	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1回	現状把握：全国基幹系統への試行ノンファーム適用拡大 課題認識：平常時の電源価値の発揮、系統と電源の全体最適化 検討スコープ：メリットオーダー・最適な設備形成の実現、課題・リスクの明確化、論点の洗い出し
	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

中間整理 3 – 1. 地内混雑管理勉強会での議論状況  
主な議論概要

- 現在の日本においては、全国市場である前日市場において、連系線を混雑処理対象としたゾーン制による混雑管理が行われるとともに、各ゾーン内（各エリア）においては、TSOが主体となり、全ての送電線を対象とした混雑管理がなされていると言える。また、TSOが主体となり全ての送電線を対象として混雑管理を行う仕組みは、特に実需給段階においては、その混雑処理方式に関わらず、確実な系統運用がなされるために必要であることは今後も変わらない。
- このことから、現在、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によりTSOが一定の電源運用順序に基づいて混雑処理を行う**再給電方式**は、費用負担の在り方や価格シグナル等に関する課題は存在するものの、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となるのではないか。**  
(これらの課題については、再給電方式を継続する中で解決策を設ける対応もあれば、混雑処理方式自体をノードル制に移行させることで解決を図る対応もあると考えられる。)
- 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としてはどうか。**
- さらに**ノードル制の適用については**、例えば入札価格に応じた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できるとともに、あらゆる系統への対応も可能である。ただし、ノードル制への移行には、大幅な仕組みの見直しが必要になりその影響範囲も多岐にわたると考えられるため、**長期的な視点で議論を要する選択肢として、国も含め継続して議論していくこととしてはどうか。**

# 中間整理 3 - 2. 地内混雑管理勉強会での議論状況 混雑管理方法の選択肢の概観イメージ

	卸取引市場において調整	TSO (系統運用者) が調整
現状	連系線を対象としたゾーン制	TSOが後着者を抑制
まずは速やかに 対応するための 選択肢		再給電  処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：なし 適用系統：制限なし
適用が合理的な 系統への選択肢	ゾーン制  処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要  (主な課題) ・適用系統への合理性の見極め要 ・将来の不確実性への対応 (値差リスク解消手段等) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合	(主な課題) ・費用負担の在り方 ・価格シグナルが機能しない (例えば、地点別混雑料金の導入などの検討が必要か) ・インバランス料金などへの影響 ・TSOが電源出力を増減させる一定の順序の考え方 ・混雑処理に必要な調整電源確保のあり方 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合
長期的な視点で 議論を要する 選択肢	ノーダール制  処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし  (仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題) ・将来の不確実性への対応(値差リスク解消手段等) ・混雑処理に必要な情報を市場運営者が一元的に把握する仕組みの検討(例：全量入札市場の導入など) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合	ノーダール制  処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし  (仮にPJMのような仕組みを指向した場合の主な課題) ・将来の不確実性への対応(値差リスク解消手段等) ・混雑処理に必要な情報をTSOが一元的に把握する仕組みの検討(例：全量入札市場の導入など) ・既存契約への影響 ・容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合
		ノーダール制

- 本日の議論も踏まえ記載

# 中間整理 3 - 4 . 地内混雑管理勉強会での議論状況 (参考) 混雑管理方法の特徴 (イメージ※)

混雑管理方法	市場主導型		TSO主導型	
	ゾーン制	ノード制	再給電	
混雑送電線	予め特定する	全ての送電線	特定しない	
適用が想定される混雑系統の状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>混雑箇所が限定的</li> <li>混雑箇所の特定が容易</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>混雑箇所の特定が困難</li> <li>混雑箇所が相当数ある</li> </ul>	あらゆる状況に対応可能 (調整可能な電源が必要)	
電源稼働順	市場によるメリットオーダー		TSOによるメリットオーダー	
上げ調整電源の調達方法	市場によるメリットオーダーで混雑系統以外の電源が約定	市場によるメリットオーダーで電源稼働	TSOが何らかの方法により調達した電源の価格情報等により電源稼働	TSOが混雑系統以外から調達(計画締切以降) TSOもしくはBGが混雑系統以外から調達(計画締切以前)
システム対応期間	2～3年程度か (間接オークションを参考)	7～8年程度か (海外実績を参考)	実需給断面においては短期間で可能か 実需給断面より前の断面については、2～3年程度か(試行ノンファームを参考)	
混雑調整費用	事業者負担	事業者負担	一般負担もしくは事業者負担	一般負担(需要家含めたエリア全体の負担) もしくは混雑地域の事業者負担
価格シグナル	混雑発生時は、市場価格により価格シグナルが発信される	混雑発生時は、LMP価格により価格シグナルが発信される	調達した電源の価格情報等を元に価格シグナルを発信	価格シグナルの発信の仕組みについては別途必要
(参考)更なる混雑調整(実需給断面)	TSOが調整力等を用いて実施※1			—

※1 調整力等の調達方法など詳細部分は、方式により異なる

# 中間整理 3 - 5. 地内混雑管理勉強会での議論状況 (参考) 安定供給、経済効率性、環境への適合の視点による論点

- 「メリットオーダーによる混雑管理」と「混雑状況に応じた適切な価格シグナルの発信」を念頭に考えた場合、それぞれに対して、安定供給、経済効率性、環境への適合の視点から以下の論点が考えられるか

	メリットオーダーによる混雑管理	混雑状況に応じた適切な価格シグナルの発信
安定供給の視点	混雑処理を行う際に、電源出力の持ち替え（増加／減少）可能量や持ち替え可能な電源の kWh 価格に関する情報を一元的に管理できる仕組みの実現が重要か	エリアを混雑系統で分割した場合に、細分化されたそれぞれのエリアにおける電源価値が可視化される仕組みの実現が重要か
経済効率性の視点	エリア内の電源のみを対象とするのではなく、全国を対象とすることでより経済効率性の高いメリットオーダーの実現を目指すことが重要か	混雑系統と非混雑系統における価格差を解消する手段としては、系統増強や価格の高い系統(非混雑系統)への電源新設などが考えられ、これらを総合的に機能させ、経済効率性の最適化を目指すことが重要か
環境への適合の視点	メリットオーダーの電源稼働により、再エネの稼働機会が増えることで、環境負荷の低減は可能か	・価格シグナルが示された場合でも、再エネは混雑を回避した立地が困難であることを考えると、マスタープランの中で整理していく費用便益に基づく系統増強のあり方を考える上で整合を図ることが重要か。

# 中間整理 4 - 1. 今後の予定

- 勉強会の取り纏め結果を本委員会に報告し、本委員会に置いて混雑管理方法の選択肢や課題について議論を行うとともに、課題によっては国においても議論いただく。

		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1回	現状把握：全国基幹系統への試行ノンファーム適用拡大 課題認識：平常時の電源価値の発揮、系統と電源の全体最適化 検討スコープ：メリットオーダー・最適な設備形成の実現、課題・リスクの明確化、論点の洗い出し											
	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											

1. 課題・論点の整理
2. 既契約等に関する整理(報告)
3. 中間整理 (案)
4. 今後の進め方

- 本日の議論も踏まえ取りまとめた論点をマスタープラン検討委員会へ中間報告する。
- 次回は、最終報告案取りまとめに向け更なる論点の洗い出しを行う。

		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					7/27 ◆		◆	中間報告 ↓ ◆	◆	最終報告 ↓ ◆			
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											

(参考資料)

# (参考)地点別料金制度導入国(英国、ノルウェー、スウェーデン)の 価格への地理的要素の反映方法

## 2.2 地点別料金制度



- ▶ 英国では地点(発電側:27ゾーン、小売側:14ゾーン)、ノルウェーでは限界ロス率とkファクター、スウェーデンでは緯度と限界ロス率に対して地理的要素が反映され、これら3カ国の地点別料金の傾斜は大きい。

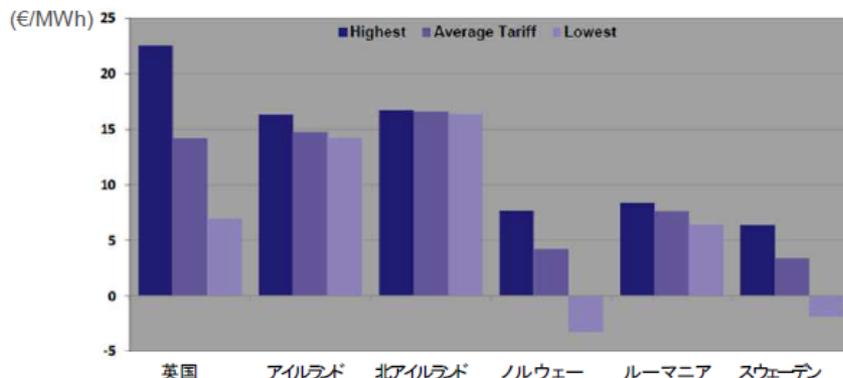
### 地点別料金制度の課金方法のまとめ(英国、ノルウェー、スウェーデン)

#### ■ 地点別料金制度の課金方法と、価格への地理的要素の反映方法

国	TSO/DSO	課金先	kW課金/ kWh課金	価格への地理的要素の反映方法		
				地点	限界ロス率	その他
英国*1	TSO	発電側 <sup>注)</sup>	kW課金	○(27ゾーン)		
		小売側(30分メーター)	kW課金	○(14ゾーン)		
		小売側(一般メーター)	kWh課金	○(14ゾーン)		
ノルウェー *2、*3	TSO/DSO	発電側	kWh課金		○	
		小売側	kW課金 kWh課金		○	○(kファクター)
スウェーデン *4、*5	TSO/DSO	発電側・小売側	kW課金	○(緯度)		
			kWh課金		○	

#### ■ 地点別料金の傾斜(TSO、発電側+小売側)\*6

注) アンシラリーサービス費用は含まない



地点別料金制度を導入している6カ国の内、料金の傾斜が大きいのは、英国、ノルウェー、スウェーデン

\*1: National grid, The statement of use of system charges, 2016

\*2: Statnett, 2014 tariff booklet

\*3: Nord REG, Economic regulation of electricity grids in Nordic countries, 2011

\*4: Elforsk, Transmission grid planning in modern electricity markets, 2013

\*5: Svenska Kraftnat, The Swedish electricity market and the role of Svenska Kraftnat, 2001

\*6: ENTSO-E, Overview of Transmission Tariffs in Europe, 2016

# (参考)地点別料金の役割とその導入国

## 2.2 地点別料金制度



- 地点別料金制度は、隣国との複雑な電力潮流が少ない島国や半島諸国にて導入されており、英国のOfgemは、送電線の混雑解消を目的とした、発電所の立地誘導につながっていると評価している\*1。

### まとめ

( ): 参照先ページ数

<p>地点別料金制度の目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 地点別に料金を設定し、<u>発電所と大口需要家の立地を誘導することで、送電線の混雑を解消し、送電システムの投資コストと送電ロス調達コストを抑制すること</u>*1</li> <li>■ <u>発電事業者や需要家に、送電ロスや潮流のボトルネックに関する価格シグナルを送ること</u>*2</li> </ul>				
<p>地点別料金制度の内容</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <u>導入している国のほとんどが、島国・半島諸国</u>(18ページ)           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 導入している国は、英国、北アイルランド、アイルランド、ノルウェー、スウェーデン、ルーマニアの6カ国で、ルーマニア以外の5カ国は島国・半島諸国である</li> <li>・ 送電線が南北方向に敷設されている英国とスウェーデンでは、基本料金(kW課金分)単価に、南北方向の傾斜がかけられている(発電側と小売側で傾斜の向きは逆)</li> <li>・ 島国・半島諸国の特徴として、隣国との複雑な電力潮流が少ないため、地点別料金の設計と実行が容易である</li> </ul> </li> </ul>				
<p>政策的評価・課題</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td data-bbox="511 942 685 1071"> <p>島国・半島諸国</p> </td> <td data-bbox="695 942 1738 1071"> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ <u>発電所の立地誘導につながっている</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 英国では、ガスの輸入配管と火力発電所を、大需要地近傍に誘導できている(38ページ)</li> <li>・ ノルウェーやスウェーデンでも、新規分は南部に建設される傾向にある(46ページ)</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="511 1085 685 1278"> <p>欧州大陸(主要国)</p> </td> <td data-bbox="695 1085 1738 1278"> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 今後も地点別料金制度を導入する可能性は低い*3           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ドイツでは、グリッドが隣国とメッシュ状につながっており(33ページ)、複雑な電力潮流が発生しているため、地点別料金制度の適用が困難である</li> <li>・ 欧州大陸では、国際電力取引における公平性の観点から、一部の国が高い比率の発電事業者課金や地点別料金制度を導入することは非現実的としている</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	<p>島国・半島諸国</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <u>発電所の立地誘導につながっている</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 英国では、ガスの輸入配管と火力発電所を、大需要地近傍に誘導できている(38ページ)</li> <li>・ ノルウェーやスウェーデンでも、新規分は南部に建設される傾向にある(46ページ)</li> </ul> </li> </ul>	<p>欧州大陸(主要国)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 今後も地点別料金制度を導入する可能性は低い*3           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ドイツでは、グリッドが隣国とメッシュ状につながっており(33ページ)、複雑な電力潮流が発生しているため、地点別料金制度の適用が困難である</li> <li>・ 欧州大陸では、国際電力取引における公平性の観点から、一部の国が高い比率の発電事業者課金や地点別料金制度を導入することは非現実的としている</li> </ul> </li> </ul>
<p>島国・半島諸国</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <u>発電所の立地誘導につながっている</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 英国では、ガスの輸入配管と火力発電所を、大需要地近傍に誘導できている(38ページ)</li> <li>・ ノルウェーやスウェーデンでも、新規分は南部に建設される傾向にある(46ページ)</li> </ul> </li> </ul>				
<p>欧州大陸(主要国)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 今後も地点別料金制度を導入する可能性は低い*3           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ドイツでは、グリッドが隣国とメッシュ状につながっており(33ページ)、複雑な電力潮流が発生しているため、地点別料金制度の適用が困難である</li> <li>・ 欧州大陸では、国際電力取引における公平性の観点から、一部の国が高い比率の発電事業者課金や地点別料金制度を導入することは非現実的としている</li> </ul> </li> </ul>				

\*1: Ofgem, Locational charging on Britain's gas and electricity networks, 2007

\*3: TransnetBW, TenneT(ドイツ)の担当者へのヒアリング

\*2: Svenska Kraftnat, The Swedish electricity market and the role of Svenska Kraftnat, 2001

## (参考)英国 各地点の料金比較

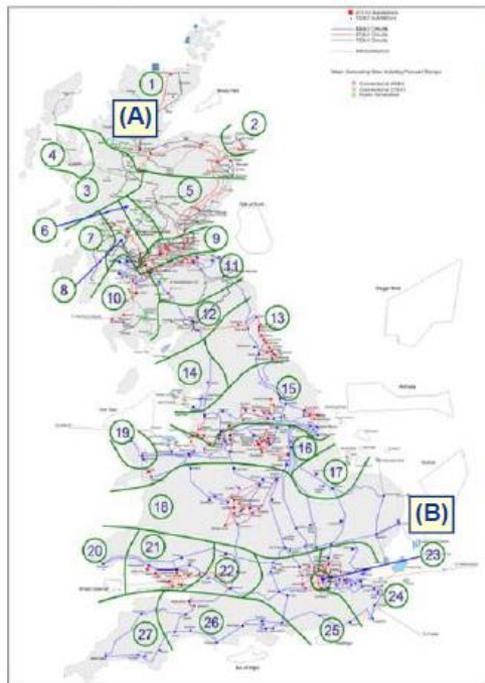
## 2.2 地点別料金制度



①-2)

▶ 英国で27ゾーン別に設定されている発電側価格の①Wider zonal generation TNUoS tariffsは、2016年に計算方法が変更され、南北の価格差が小さくなった。

## 地点別料金の設定ロジック(英国、送電料金)\*1(2/4)

■ 発電側価格① Wider zonal generation TNUoS tariffs:  $P_{(G①)}$ - $P_{(G①)}$ が設定されている27ゾーン-- $P_{(G①)}$ (2015年)-- $P_{(G①)}$ (2016年)-

Zone	Zone Name	Tariff (£/kW)
1	North Scotland	25.546023
2	East Aberdeenshire	21.084720
3	Western Highlands	23.455451
4	Skye and Lochalsh	28.869531
5	Eastern Grampian and Tayside	22.214915
6	Central Grampian	21.644276
7	Argyll	22.890024
8	The Trossachs	18.031264
9	Stirlingshire and Fife	17.153323
10	South West Scotland	15.825072
11	Lothian and Borders	13.372687
12	Solway and Cheviot	11.621553
13	North East England	8.600036
14	North Lancashire and The Lakes	7.730613
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	6.258567
16	North Midlands and North Wales	4.890027
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.974367
18	Mid Wales and The Midlands	2.089218
19	Anglesey and Snowdon	7.684625
20	Pembrokeshire	5.933831
21	South Wales	3.308849
22	Cotswold	0.207391
23	Central London	-5.212171
24	Essex and Kent	-0.745812
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-2.553808
26	Somerset and Wessex	-3.944445
27	West Devon and Cornwall	-5.804749

Zone	Zone Name	System Peak Tariff (£/kW)	Shared Year Round Tariff (£/kW)	Not Shared Year Round Tariff (£/kW)	Residual Tariff (£/kW)
1	North Scotland	-1.986384	10.510175	7.768942	0.505777
2	East Aberdeenshire	-0.952272	4.161935	7.768942	0.505777
3	Western Highlands	-2.066820	8.304164	7.490311	0.505777
4	Skye and Lochalsh	-6.074463	8.304164	8.960467	0.505777
5	Eastern Grampian and Tayside	-2.113534	7.474278	7.202335	0.505777
6	Central Grampian	0.626145	7.731765	7.351421	0.505777
7	Argyll	-0.466457	5.336084	15.889739	0.505777
8	The Trossachs	0.107014	5.336084	5.855644	0.505777
9	Stirlingshire and Fife	-2.125012	2.722336	5.083135	0.505777
10	South West Scotland	-0.297439	4.218982	5.408636	0.505777
11	Lothian and Borders	0.687845	4.218982	3.235162	0.505777
12	Solway and Cheviot	-0.735829	2.741524	2.971182	0.505777
13	North East England	0.906080	2.101775	-0.112382	0.505777
14	North Lancashire and The Lakes	1.099994	2.101775	1.848625	0.505777
15	South Lancashire, Yorkshire and Humber	4.009302	1.439013	0.056468	0.505777
16	North Midlands and North Wales	3.876723	0.464195		0.505777
17	South Lincolnshire and North Norfolk	2.742699	0.58940		0.505777
18	Mid Wales and The Midlands	1.608898	0.330039		0.505777
19	Anglesey and Snowdon	4.954300	1.025652		0.505777
20	Pembrokeshire	0.114937	-2.678251		0.505777
21	South Wales & Gloucester	6.245424	-2.648511		0.505777
22	Cotswold	3.191385	3.112061	-5.745202	0.505777
23	Central London	-2.762197	3.112061	-6.320128	0.505777
24	Essex and Kent	-3.497505	3.112061		0.505777
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-0.989364	-1.516677		0.505777
26	Somerset and Wessex	-1.010022	-2.647562		0.505777
27	West Devon and Cornwall	0.254545	-3.948547		0.505777

計算例(2015年):

Zone1 石炭火力...25.55 £/kW (A)

Zone1 陸上風力...25.55 £/kW

Zone23 石炭火力...-5.21 £/kW (B)

Zone23 陸上風力...-5.21 £/kW

→(A)と(B)の価格差...30.76 £/kW

計算例(2016年):

Zone1 石炭火力...-1.99+10.51\*58%(稼働率)+7.77+0.51=12.4 £/kW (A)

Zone1 陸上風力...10.51\*37%(稼働率)+7.77+0.51=12.2 £/kW

Zone23 石炭火力...-2.76+3.11\*58%(稼働率)-6.32+0.51=-6.8 £/kW (B)

Zone23 陸上風力...3.11\*37%(稼働率)-6.32+0.51=-4.7 £/kW

→(A)と(B)の価格差...19.2 £/kW

\*1: National grid, The statement of use of system charges, 2016

2016年の価格差は、2015年比62%

- 風力発電の立地に与える影響については、地点別料金がスコットランドまで拡大した2005年以降、165の風力発電プロジェクトが接続待ちであり、この事実をもって地点別料金が風力発電の立地について影響を与えていないものと評価を行っている。
- 火力発電については、2000年以降の大型火力(600MW以上)の立地が大需要地近傍に集中している事実をもって地点別料金による発電所立地の誘導効果があったものとして評価している。

## インバランス精算単価の算定方法

- インバランス精算の単価は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、全国大のインバランス発生量が余剰のときは市場価格より低めに、不足のときは市場価格より高めになるような調整項を用いて算定されており、昨年10月に算定方式が一部見直された。

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta$$

<2016年4月～2017年9月>

$\alpha$  : 系統全体の需給状況に応じた調整項

$\beta$  : 各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

( $\beta$  = 当該地域の年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
2017年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

<2017年10月～>

$\alpha$  : 変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減

(算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更)

$\beta$  : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項に変更

( $\beta$  = 精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017年10月	3.91	0.00	0.00	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.52	0.00