

系統混雑を考慮した調整力確保の考え方について 〈実務面を踏まえた Δ kW確保の在り方〉

2023年4月26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、混雑発生時の需給調整市場における課題・対応を整理し、混雑発生初期（当面の間）は影響が小さく、各課題への対応は可能な見通しであるものの、系統混雑により発動制限される ΔkW の扱いについては、資源エネルギー庁等と更なる検討をしていくとしていたところ。
- また、第75回制度検討作業部会（2023年1月27日）において、系統混雑時における ΔkW の費用負担について議論され、大きな方針として電源立地誘導インセンティブや入札インセンティブ等を踏まえた案となったが、具体的な実務面も含めた検討が必要という意見や、一般送配電事業者が混雑を考慮した上で ΔkW 約定できないか等の意見を頂いている状況。
- 上記を踏まえ、今回、現行の業務フロー（再給電方式）を念頭にした ΔkW 代替確保方法、および混雑を考慮した ΔkW 約定の可否について整理したため、ご議論いただきたい。

論点整理 [共通](2/2)

赤字：今回追加
青字：検討再開条件

47

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
7-4 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方	<ul style="list-style-type: none">✓ 当面（2026年度まで）はノンファーム電源の市場参加を認める✓ 約定ΔkWの対価支払いなし、代替確保費用は、一般負担とする	<ul style="list-style-type: none">✓ ΔkW代替確保の具体的方法✓ 混雑の影響が大きくなる2027年度以降に向けて、日本における混雑発生状況を踏まえた混雑処理方法	
7-5 発動指令とΔkWの同時発動時の整理	<ul style="list-style-type: none">✓ 発動指令とΔkWの同時発動時は両方のリクワイアメントを達成する必要がある	<ul style="list-style-type: none">✓ 恣意的に片方のリクワイアメントを満たさない場合の措置	

1. 制度検討作業部会における議論
2. 現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法
3. 混雑を考慮した ΔkW 約定の可否
4. まとめ

1. 制度検討作業部会における議論
2. 現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法
3. 混雑を考慮した ΔkW 約定の可否
4. まとめ

■ 混雑により ΔkW 代替した際に、「約定 ΔkW への対価の支払い」を行う（一般負担）か、行わない（特定負担）か、また、「 ΔkW を代替確保する費用の負担」について一般送配電事業者の負担（一般負担）とするか、約定 ΔkW を有していた発電事業者の負担（特定負担）とするか、3通りの案が挙げられた。

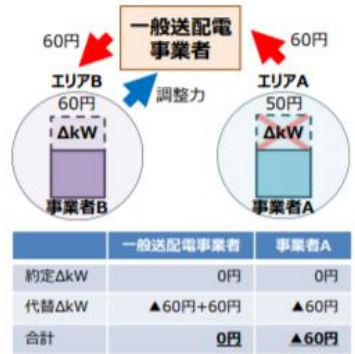
約定 ΔkW と混雑 ΔkW の費用負担を踏まえた対応案

- ②約定 ΔkW の費用負担については、例えば以下の2通りの考え方が挙げられる。
 1. 約定 ΔkW は調整力としての価値は無くなったが、系統混雑が原因であることから、通常通り対価は支払う（一般負担）
 2. 混雑により約定 ΔkW の価値は無くなったため、対価は支払わない（発電事業者の特定負担）
- また、③代替 ΔkW の費用負担については、以下の2通りの考え方が挙げられる。
 1. 一般送配電事業者が負担する（一般負担）
 2. 約定 ΔkW を有していた発電事業者が負担する（特定負担）
- それらを踏まえると、②約定 ΔkW の費用を支払わず（発電事業者の特定負担）、③代替 ΔkW の費用も発電事業者が負担し（特定負担）、社会費用が0となるような、受益者負担の考え方に沿わないような案（案D）を除けば、**以下の案A~Cが検討対象として考えられるか。**

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C	案D
※前回議論時の案	案2	案3		
① ΔkW 確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用負担	支払う（一般負担）	支払う（一般負担）	支払わない（特定負担）	支払わない（特定負担）
③代替 ΔkW の費用負担	発電事業者（特定負担）	一般送配電事業者（一般負担）	一般送配電事業者（一般負担）	発電事業者（特定負担）
検討可否	検討対象	検討対象	検討対象	混雑により社会費用が0となるため、今回は検討しない

<案Dのイメージ>



- 第75回制度検討作業部会では、電源立地誘導インセンティブ、発電事業者の売り入札インセンティブ、社会費用の増減を踏まえ、望ましい案として、約定ΔkWへの対価は支払わず（特定負担）、代替ΔkWの費用負担を一般負担とする案Cが提案された。

約定ΔkWと代替ΔkWの費用負担を踏まえた対応方針について

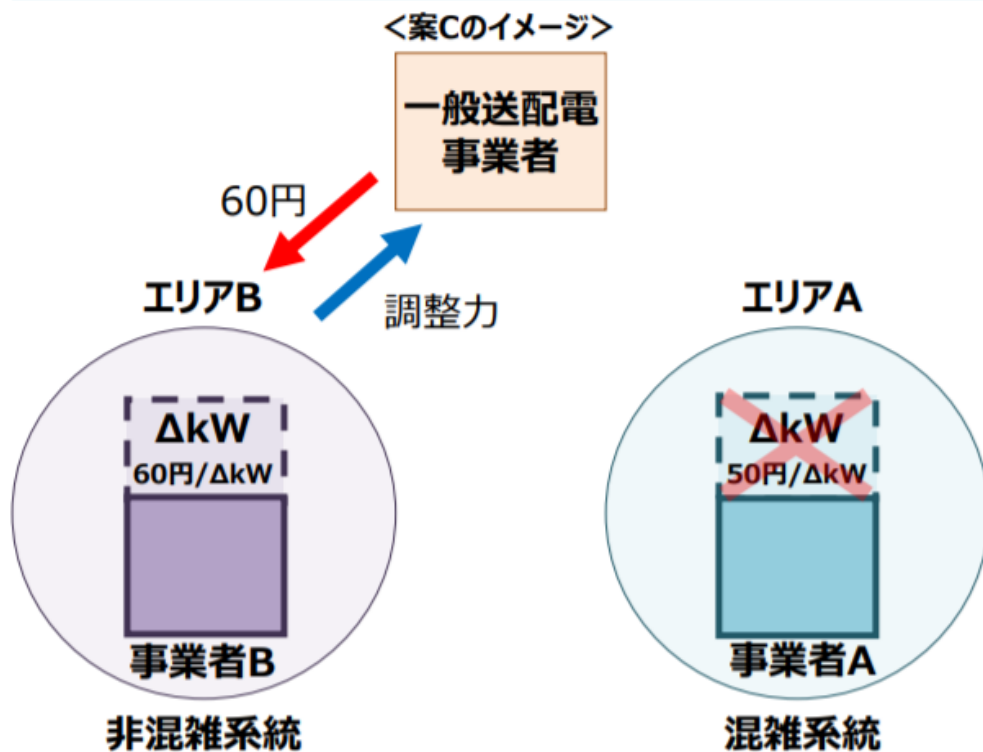
- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まえれば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられるか。**
- 社会費用については、混雑によって約定ΔkWの価値から代替ΔkWの価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、**需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカルシステムの混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。**また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- あわせて、**事業者の予見性を高めるような情報開示等を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※前回議論時の案	案2	案3	
①代替ΔkW確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定ΔkWの費用	支払う（一般負担）	支払う（一般負担）	支払わない（特定負担）
③代替ΔkWの費用負担	発電事業者（特定負担）	一般送配電事業者（一般負担）	一般送配電事業者（一般負担）
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替 ΔkW の費用を負担する必要はないものの、約定 ΔkW の費用は受け取れないため、ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる。
- 約定費用が受領できないため、案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、差額負担が発生する案Aより高いと考えられる。
- 社会費用は、代替 ΔkW の価値が反映されることとなる。



＜各論点への対応方針＞

①代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用	支払わない(特定負担)
③代替 ΔkW の費用負担	一般送配電事業者(一般負担)

＜各事業者の費用負担＞

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 ΔkW	0円	0円	—
代替 ΔkW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

- 大きな方針としては案Cとなったが、どのようなタイミングで代替調達が行われるのか、kWh市場へ入札できない場合の取扱い等も含めて、具体的な実務面も含めた検討が必要であるといった意見も頂いた。

第75回制度検討作業部会 議事要旨抜粋

- 費用負担について、P13で案Cが理想とされているが、どのような状況で混雑処理が行われ、どのようなタイミングでスイッチ調達が行われるのか、もう少し丁寧に議論するべきではないか。P12の案Cについて、実際に発生した費用がこのような支払いになるのは確かにそうであると思われるが、どのようなタイミングで混雑を踏まえた再調達が行われるのか。
(中略)
 - 費用負担の対応方針について、立地誘導インセンティブ等複数の観点で議論を行い、総合的に考えると案Cが望ましいという整理だと認識。ただ、案Cで進むような場合でも、混雑系統における発電事業者の入札インセンティブには考慮が必要であると考え。
(中略)
 - 系統混雑時における Δ kW費用負担について、P13で3案を比較しているが、約定した Δ kWに発動制限がかかる場合、売手としては売入札インセンティブが重要であると考えている。案Cについて、売手の入札インセンティブが中程度と書かれているが、売手について約定 Δ kWの費用が払われず、発動できないならば、最初からスポット市場に入れることを選ぶ方が、実需給断面で混雑しても再給電されるため自然と考えられる。つまり、案Cは入札インセンティブが低いということも考えられる。
 - 一方で、案Cで入札インセンティブがあるような場合も存在する。例えば、 Δ kWが三次調整力①である場合、週間段階で約定されているが、スポット前には一般送配電事業者が系統混雑を予想し、混雑 Δ kWをキャンセルする場合、約定費用は支払われない一方で、事業者としてはキャンセルされた調整力をスポット市場に入札することを認められるとしたら、売手の入札インセンティブはありと
考えられる。
(中略)
- 事務局
- 大きな方針としては案Cということでご理解いただいたと理解。具体的な実務面等については検討をさらに進めていく必要があると考えており、事業者の皆様とも議論しつつ進めていきたい。

- また、第34回本小委員会でも頂いた、一般送配電事業者が混雑を考慮した上で、発動制限を極力生じさせないような ΔkW の約定ができないか等の意見もあった。

第75回制度検討作業部会 議事要旨抜粋

- 変動性再エネが増えてくると、発電事業者が混雑系統や混雑が発生する時間帯を予想することがますます難しくなると思われ、混雑 ΔkW を確保する機会も増加すると思われる。
- 例えば、第73回作業部会で意見があったように、混雑系統における落札可能 ΔkW に上限を設ける等も検討する必要があるのではないか。また、系統運用の観点からは、混雑発生を予測し、社会費用最小化の観点で、 ΔkW を持ち替えるための新たなロジックが必要になると思われるため、そのあたりを意識し、変動性再エネの大量導入にも対応できるシステムを早期に実現することが望ましいと考える。
(中略)
- また、知見を蓄積し、混雑エリアにおいて、発動できなくなる調整力量を減らすような取り組みも進めていただきたい。制度によって、発動制限がかかる機会が少ないということも、事業者の入札インセンティブになり得るものと認識。

第34回本小委員会 議事録抜粋

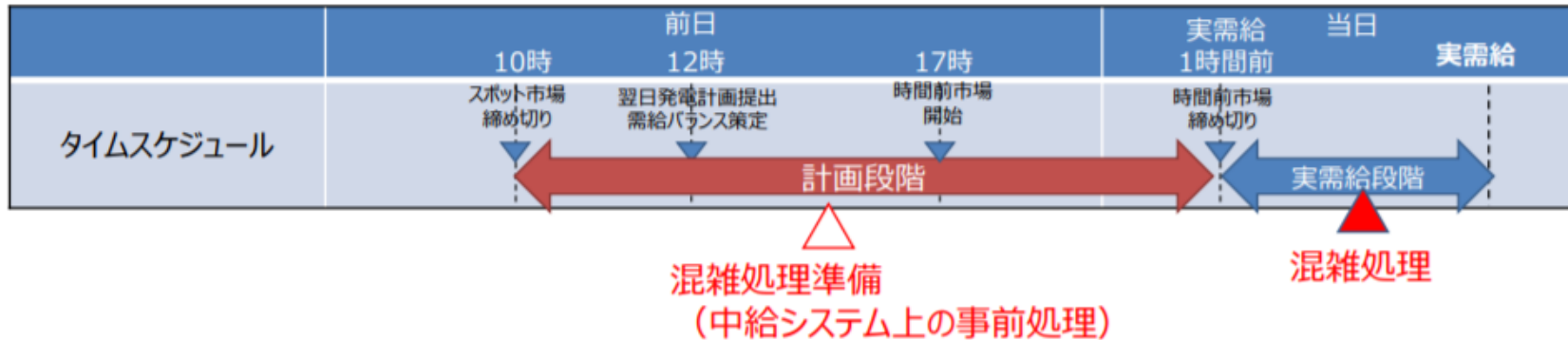
- ΔkW の確保については、今後は、発動制限する ΔkW を極力発生させないような約定処理を検討していただいた方がいいのではないかと考えている。例えば、混雑系統における落札可能な ΔkW に上限を設けたり、非混雑系統での ΔkW の応札を優先する等の処置も考えられる。今後、関係者で継続的に検討が進められていくと認識しているが、今述べたような視点も配慮いただき、より良い形を目指していきたい。

1. 制度検討作業部会における議論
2. 現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法
3. 混雑を考慮した ΔkW 約定の可否
4. まとめ

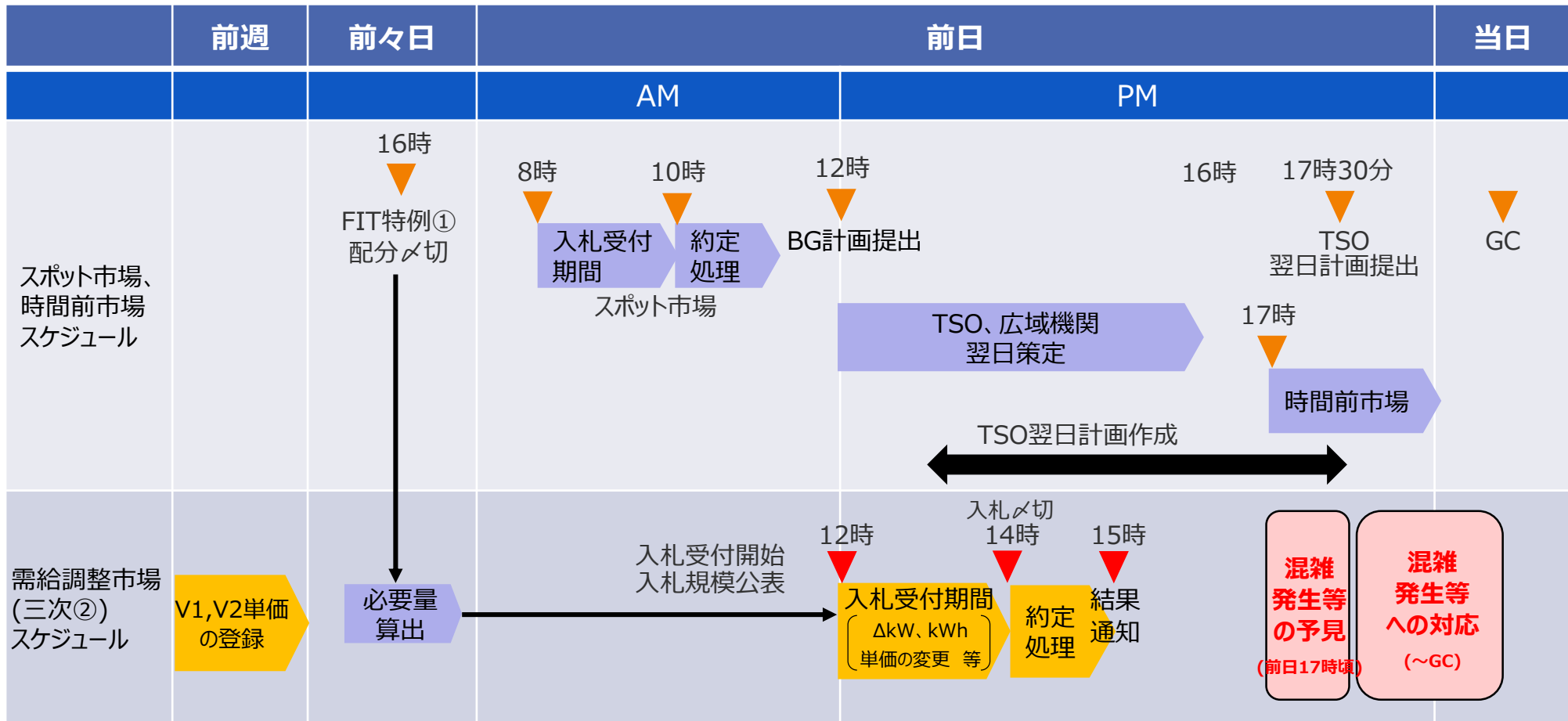
- 実務面を踏まえた検討をするにあたっては、現行の業務フロー（再給電方式）における具体的な運用を前提とし、ΔkW代替確保方法を検討する必要がある。

- 再給電方式を早期実施するためには、時間のかかる中央給電指令所（以下、中給）のシステム改修などを行わず、既存の仕組みやシステムを極力活用することが必要となる。
- 再給電方式は現在の仕組みでも対応できるが、中給における実需給段階の操作は、急激な需要変動や系統や電源の事故などに対応した操作を確実に実施する必要がある。このため、特に下げ調整については、事前にスポット市場後に、システムに入力するなどの対応が必要になると考えられる。
- ただし、これはTSOが実需給段階の調整を運用上事前にシステム入力するものであり、BGの発電計画を変更せず、実需給段階で調整を行う。（下げ指令時の精算価格について、調整力の下げ調整単価を基本として適切に設定することにより、発電事業者は実質的に負担を負わないこととなる。）
- 実際の需給調整や混雑管理は実需給段階になり、その段階で可能な範囲で調整を行うものの、当面は下げ調整では結果的に実潮流で空きができてしまう場合やメリットオーダーを一定程度割り切りながら運用することも必要となる。

再給電方式のイメージ ～ゲートクローズ後 TSO主導～

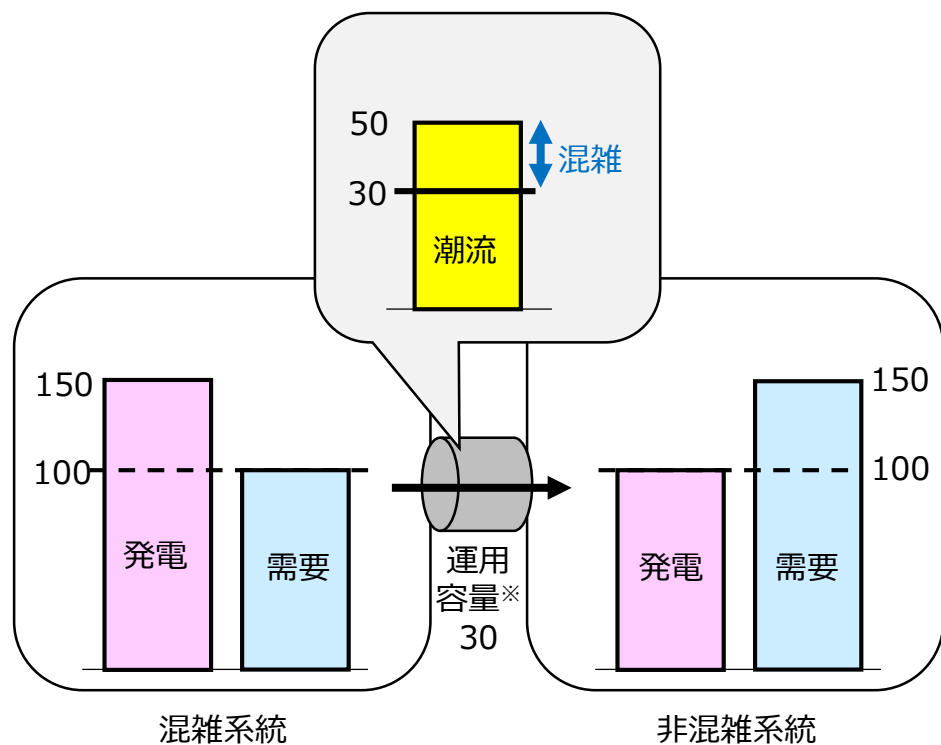


- 現行の取引スケジュールでは、スポット市場（前日10時入札〆切）で大宗のkWhが取引され、前日12時にBG計画（翌日計画）が提出される。また、三次調整力②取引後には、全ての ΔkW 約定量が決定されることとなる。
- TSOは、翌日計画策定後の前日17時頃に、計画値および ΔkW 約定量から、混雑発生および ΔkW 発動制限が予見可能となり、その後GCまでに、混雑発生等への対応（再給電処理・ ΔkW 代替確保）を行うこととなる。

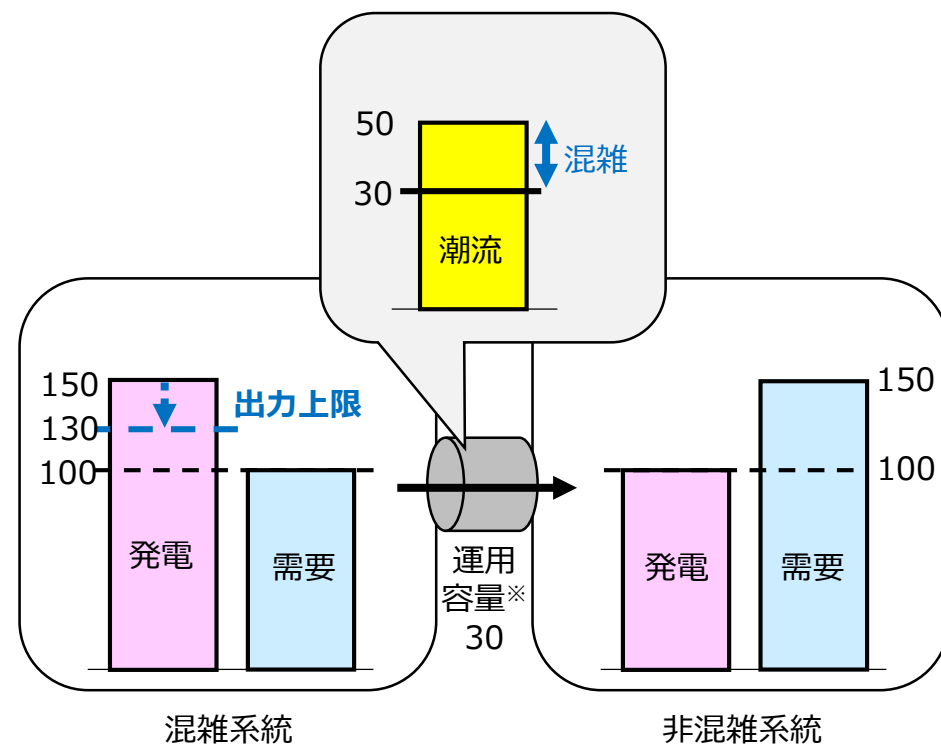


- ΔkW代替確保方法の検討にあたり、まずは、現行の業務フロー（再給電方式）における具体的な運用を示す。
- 翌日計画策定後の前日17時頃に、TSOは混雑発生（計画潮流が運用容量超過）の予見が可能になる。
- その混雑発生の予見後に、中給システム上の事前処理（実需給断面における指令の準備）として、混雑システムの発電機に対して、混雑処理指令値となる出力上限設定を行う。

**【混雑発生の予見
（前日17時頃）】**

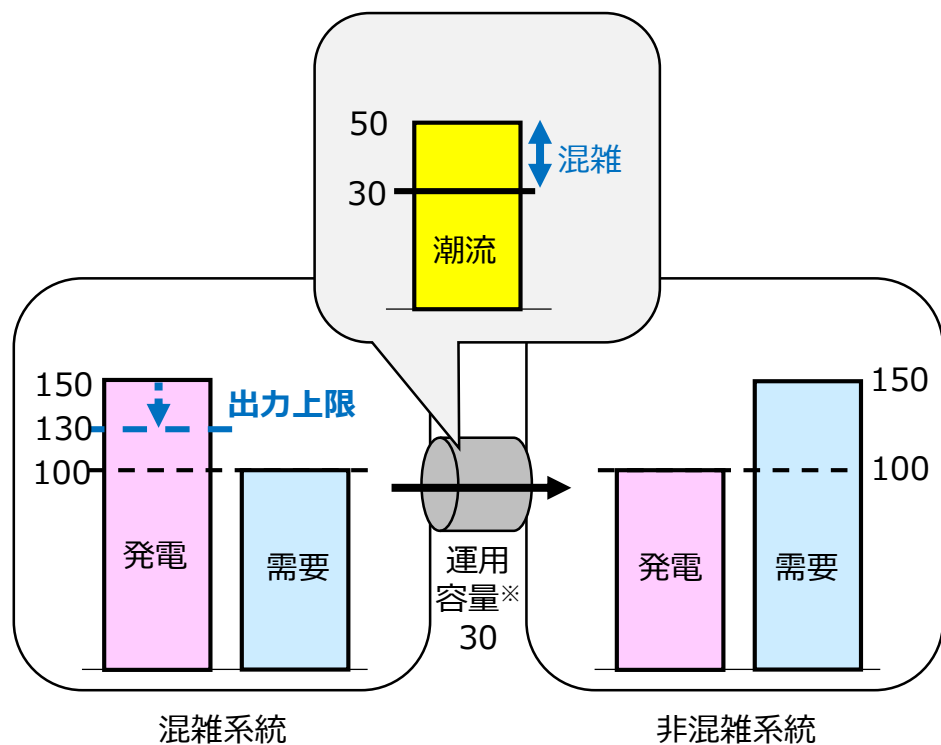


**【中給システム上の事前処理
（前日17時以降）】**

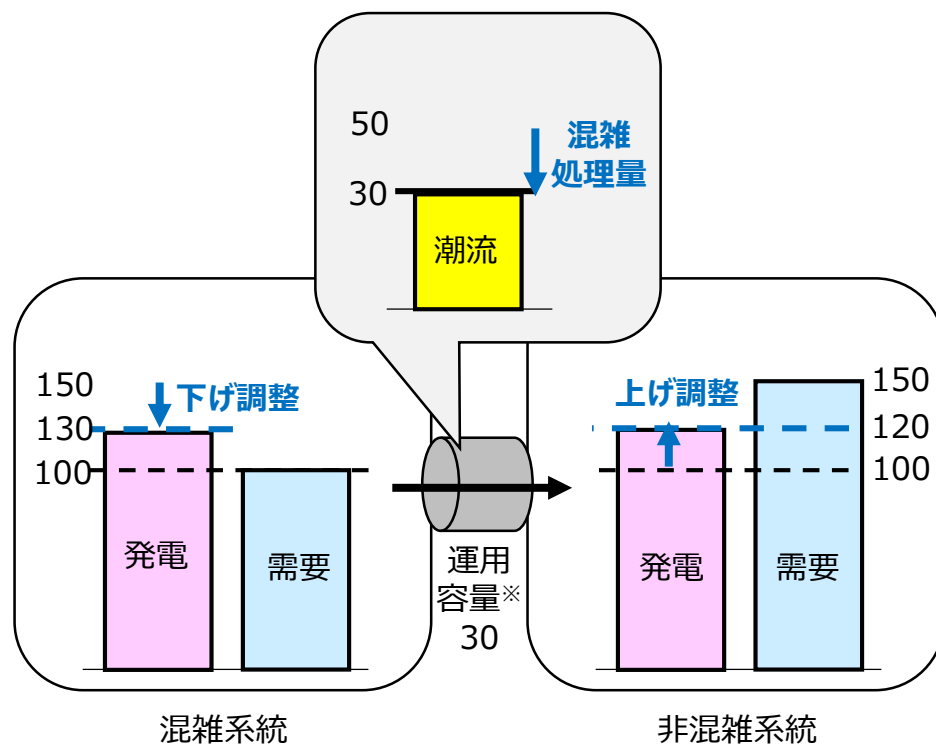


- その後、実需給断面において、混雑系統側の発電機に対しては出力上限設定を守るため下げ調整指令が、そして非混雑系統の発電機に対しては需給バランス維持のため上げ調整指令が出されることで、混雑処理（再給電）が実施されることとなる。

**【中給システム上の事前処理
（前日17時以降）】**



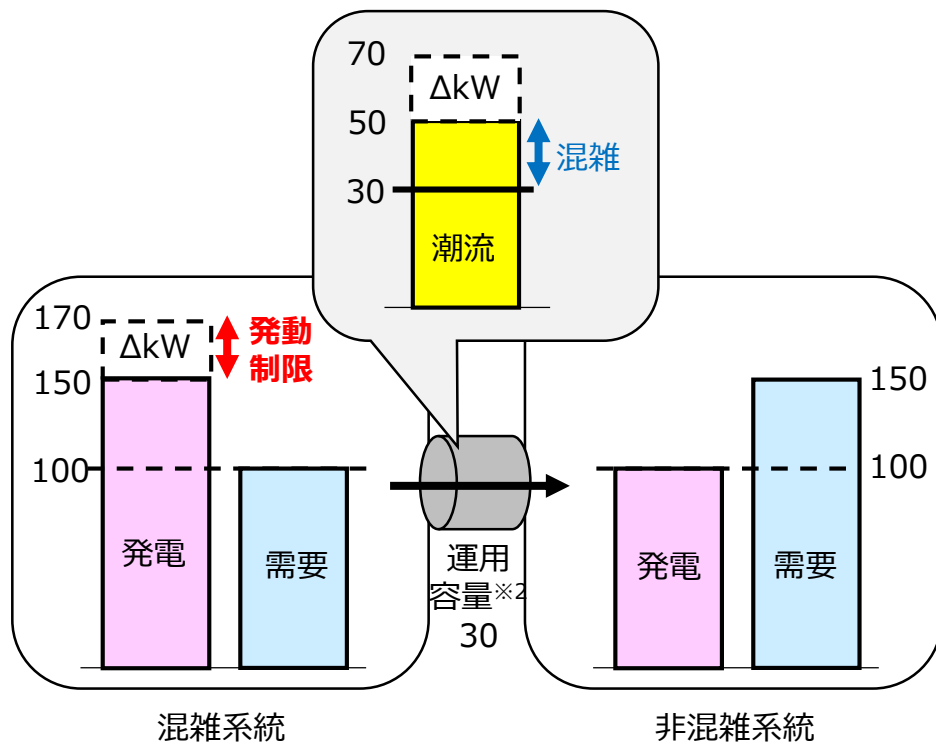
**【混雑処理
（実需給断面）】**



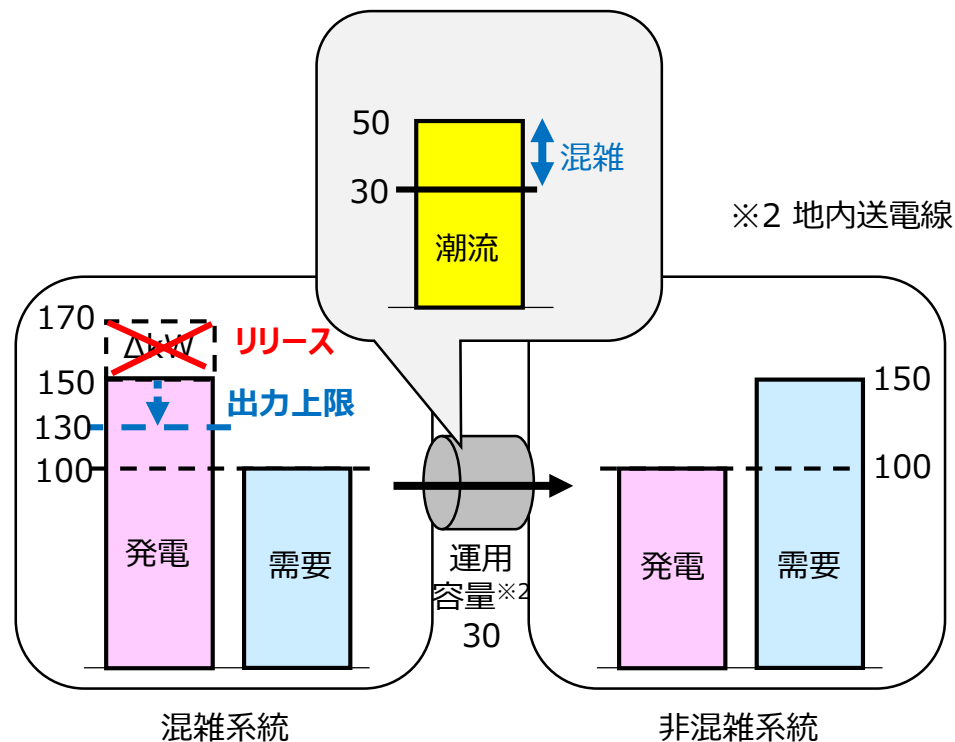
- 続いて、 ΔkW 約定量も考慮した上で、現行の業務フローにおける系統混雑時の ΔkW 代替確保方法を整理する。
- 前述のとおり、翌日計画策定後の前日17時頃に、TSOは混雑発生（計画潮流が運用容量超過）が予見可能になると同時に、混雑系統の ΔkW 発動制限についても予見可能^{※1}となる。
- したがって、その混雑発生の予見後に、出力上限設定に加えて、混雑系統の ΔkW のリリースが実施されることとなる。

※1 リスト・パターン等を用いた需要リソースの ΔkW については、現行制度では混雑系統と非混雑系統の区分（発動制限 ΔkW の特定）ができないため、当面の間、 ΔkW 代替確保の対象外とする

【混雑発生・ ΔkW 発動制限の予見（前日17時頃）】

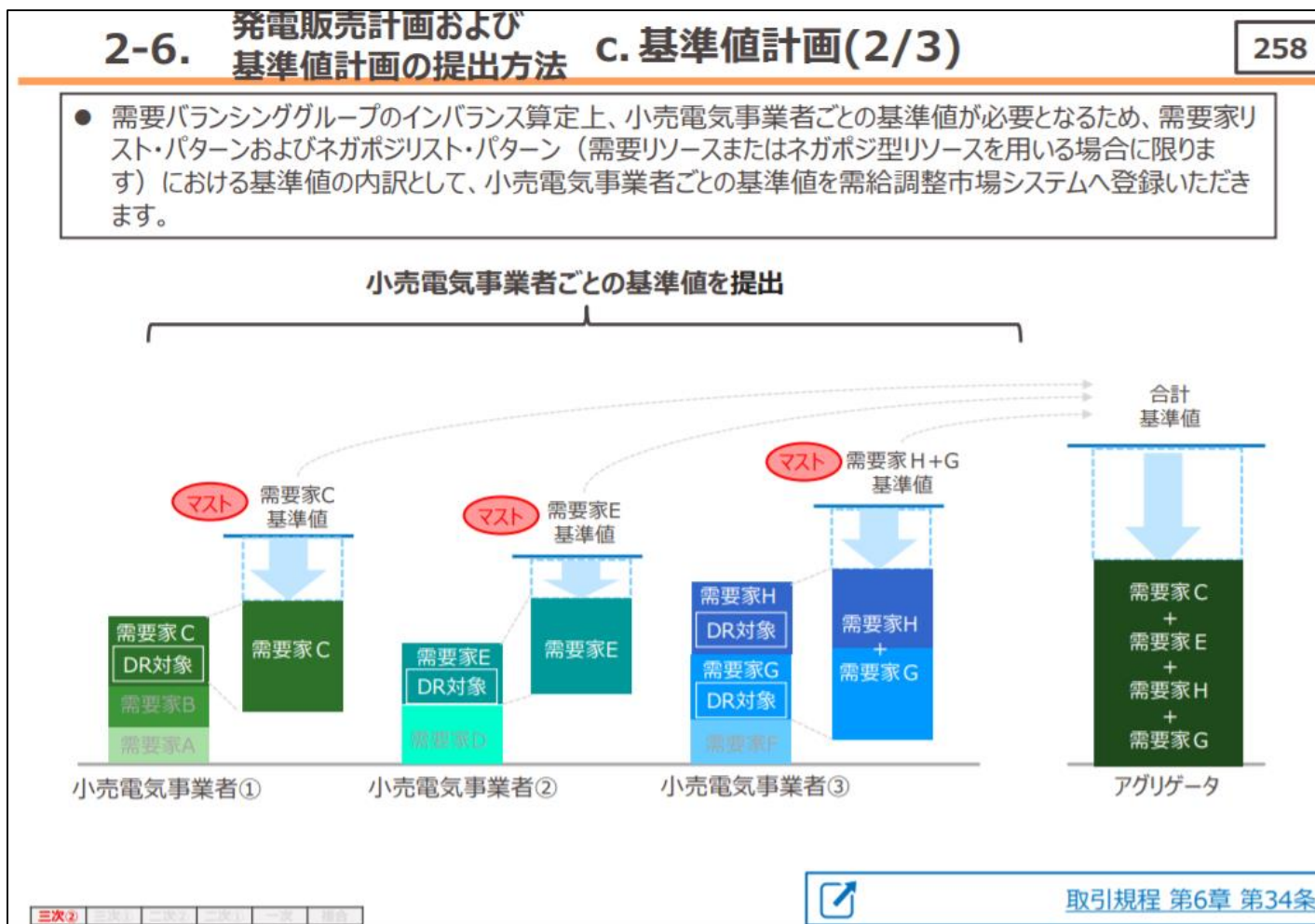


【中給システム上の事前処理& ΔkW リリース（混雑判明後 前日17時以降）】



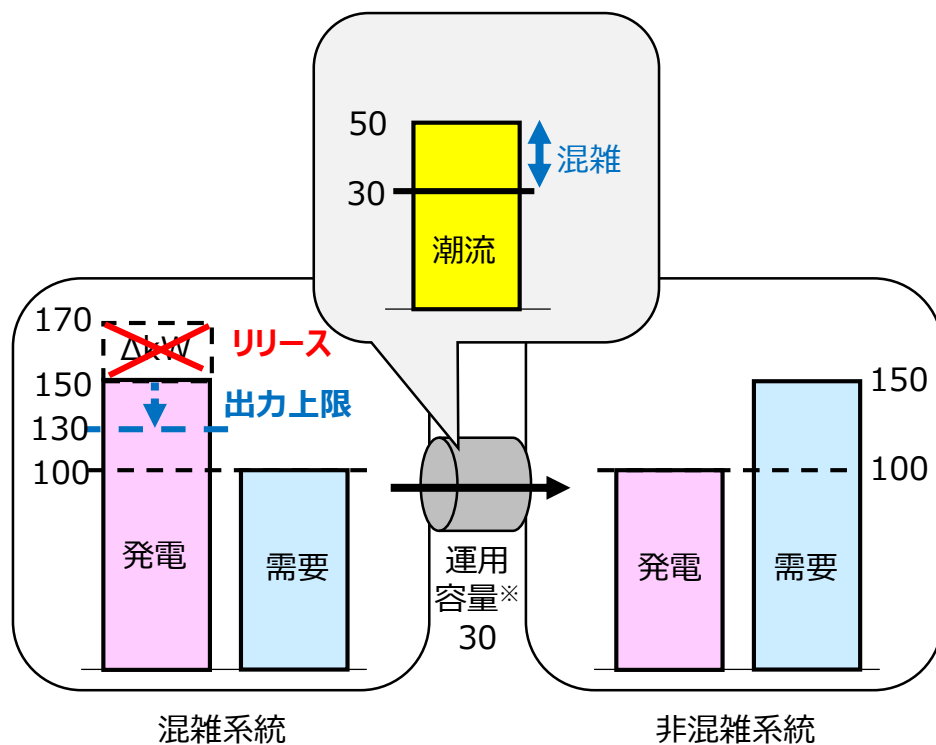
※2 地内送電線

- 現行の取引規程では、リスト・パターン等を用いた需要リソースの場合、リソース単位ではなく、小売電気事業者単位に基準値計画を提出することとなっており、約定 ΔkW について混雑系統と非混雑系統に区分することができない。

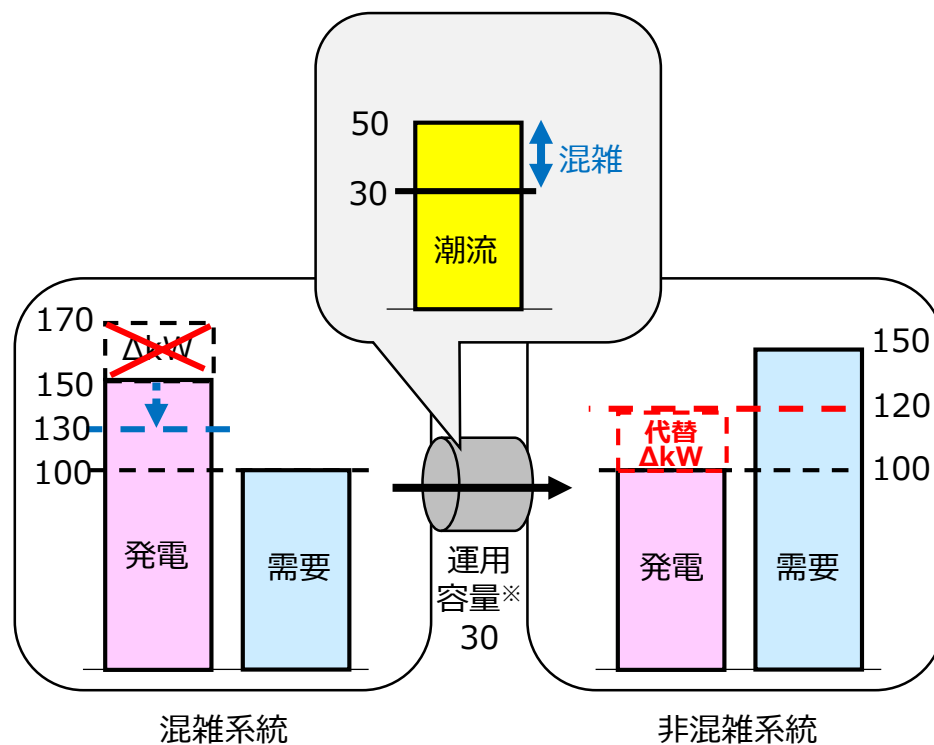


- 混雑システムの ΔkW リリース後は、 ΔkW 不足分を補うため、非混雑システムにおいて ΔkW の代替確保を、GCまでに行う必要がある。
- ただし、実際には ΔkW 確保（発電機の追加起動等）に要する時間を考慮し、**前日17時以降、可能な限り早い時間帯に ΔkW リリースおよび ΔkW 代替確保は行われることとなる。**

**【中給システム上の事前処理& ΔkW リリース
（混雑判明後 前日17時以降）】**

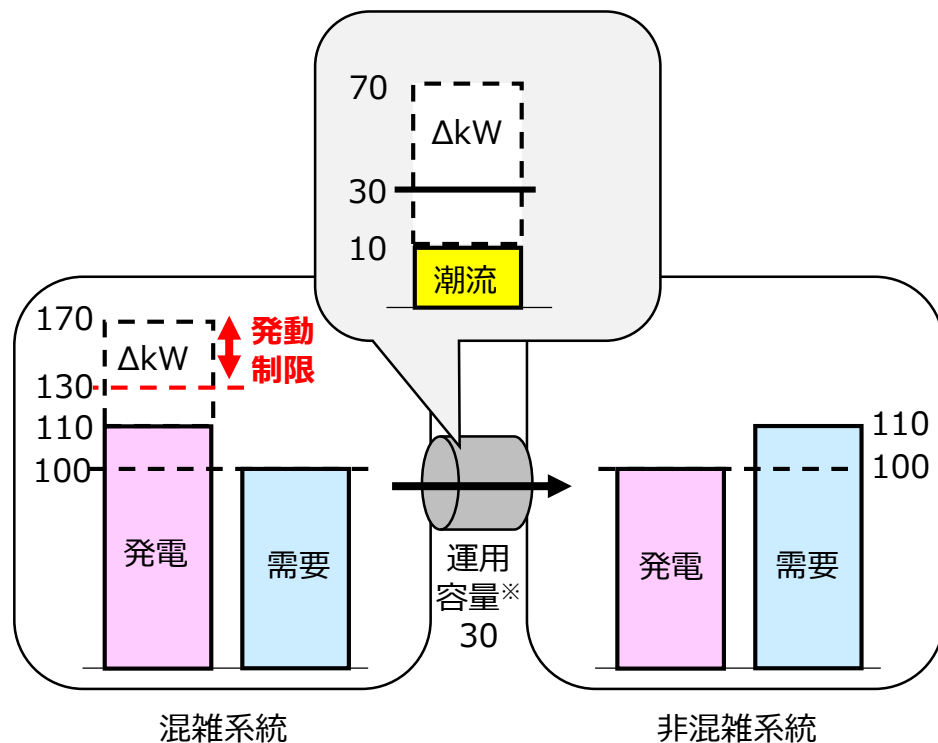


**【 ΔkW 代替確保
（前日17時頃～GC）】**

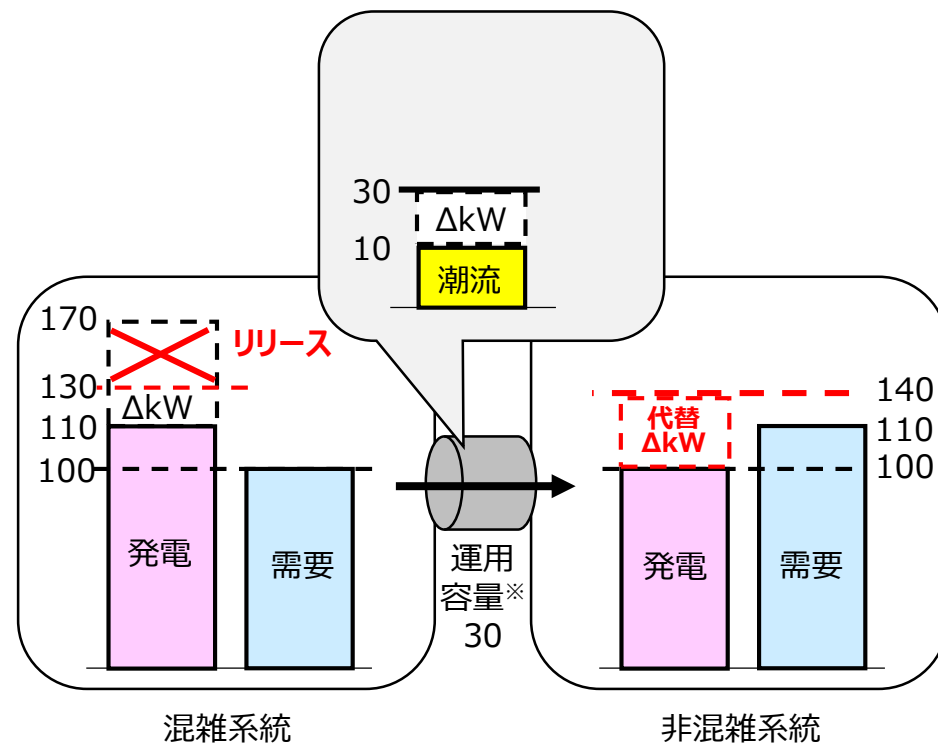


- 計画潮流は運用容量以内となるが、計画潮流と混雑系統の ΔkW の和が運用容量を超過する場合、 ΔkW の一部が発動制限を受けることとなる。
- この場合、混雑系統の ΔkW をMeritオーダー順にリリースし、運用容量を超過した（リリースした） ΔkW の分だけ、非混雑系統において ΔkW の代替確保を行うこととなる。

**【混雑発生・ ΔkW 発動制限の
予見（前日17時頃）】**

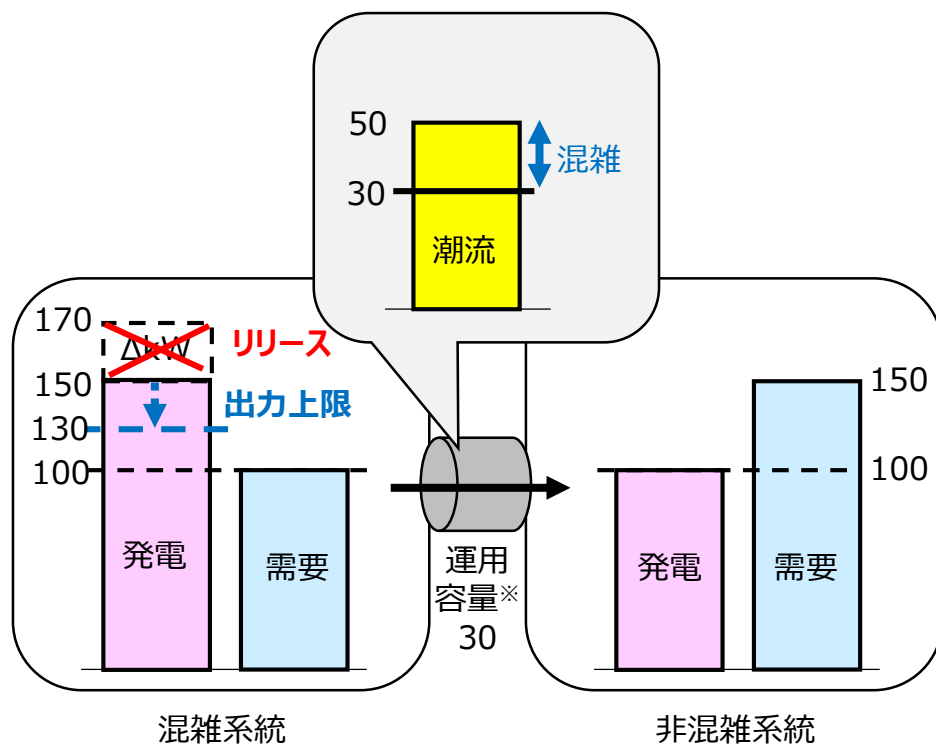


**【 ΔkW リリース& ΔkW 代替確保
（前日17時以降、可能な限り早い時間帯）】**

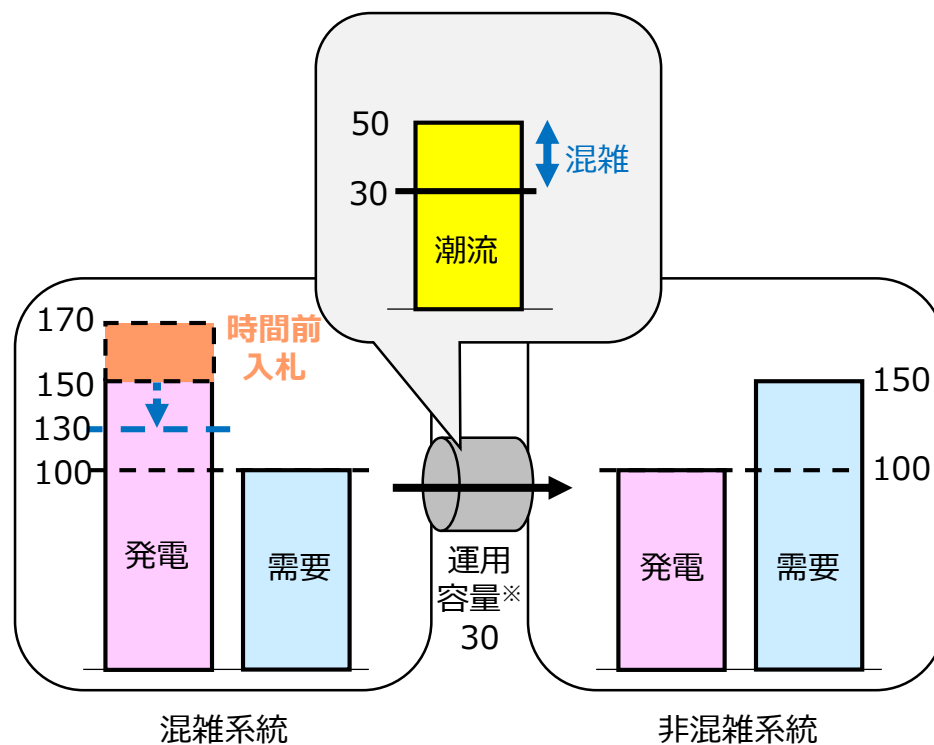


- 前述のとおり、前日17時以降、可能な限り早い時間帯に ΔkW リリースおよび ΔkW 代替確保は行われることとなる。
- 他方で、時間前市場は前日17時からGCにかけて取引されるため、リリースされた ΔkW は時間前市場へ入札・約定することも可能となることから、リリース ΔkW を時間前市場へ入札してよいか論点となる。

【中給システム上の事前処理& ΔkW リリース (混雑判明後 前日17時以降)】



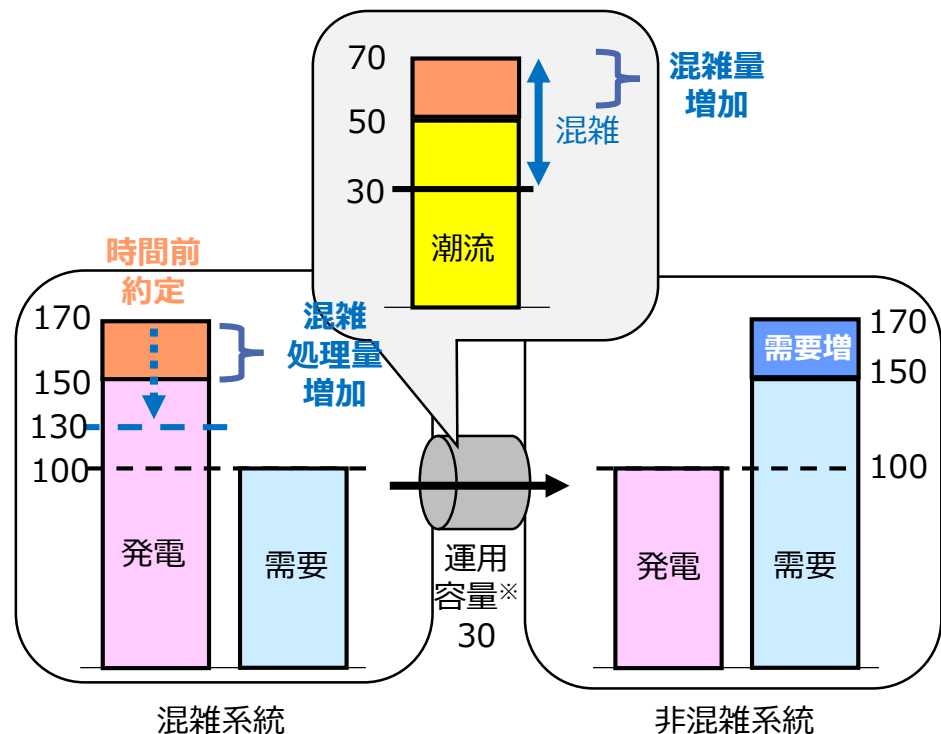
【時間前市場への入札 (前日17時~GC)】



- リリース ΔkW が時間前市場で約定されて計画潮流が増えた場合、混雑量と混雑処理量が増加することになる。
- また、混雑処理において、当該リソースが下げ調整された場合には、再給電費用として当面の間は一般負担で精算されることとなり、結果として、社会コストの増加につながる事となる。
- この点、 ΔkW をリリース（通知）した段階で、事業者側としては混雑系統に属していると認識しているにも関わらず、時間前市場に入札する行為は、一種の裁定行為（ゲーミング）であると言え、望ましくない行為と考えられる。

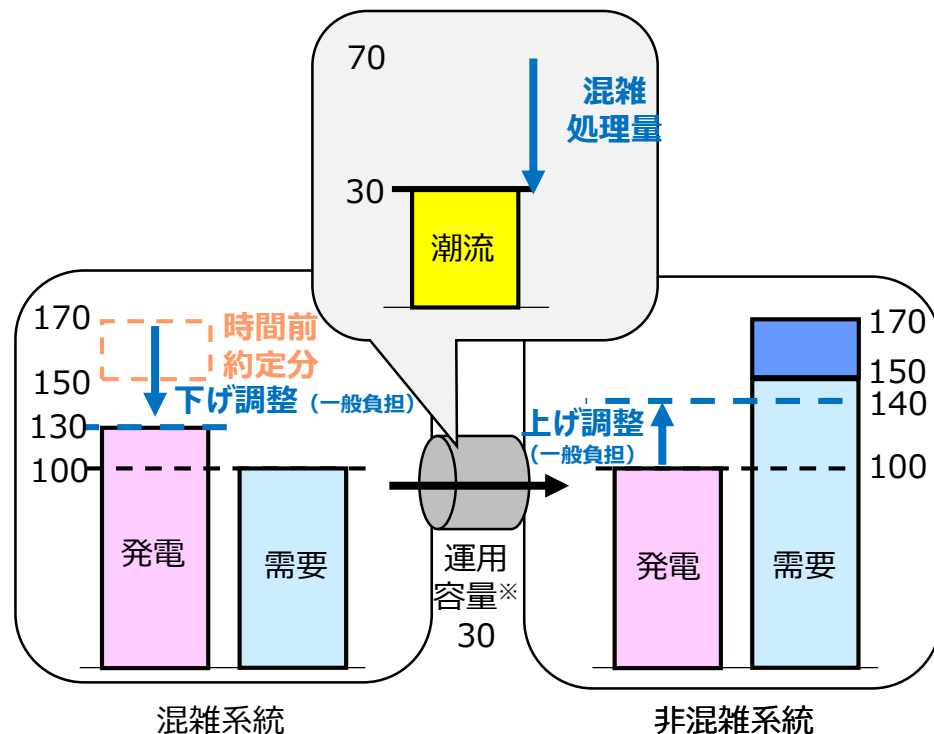
**【時間前市場への入札・約定
(前日17時~GC)】**

(非混雑系統の需要増分、
リリース ΔkW が約定した場合)



**【混雑処理
(実需給断面)】**

(時間前約定されたリリース ΔkW が、
下げ調整された場合)



- 他方で、事業者が混雑系統に属していると認識できるのは ΔkW がリリース（通知）された時のみであり、言い換えると需給調整市場に ΔkW を入札した時のみとなる。
- この点、前述の望ましくない行為を単純に規制してしまうと、事業者側としては需給調整市場に入札せずに（混雑系統に属しているかを認識せずに）余力を時間前市場に入札・約定させた方が合理的となり、需給調整市場への入札インセンティブがより一層低下することにも繋がる。
- 上記については、リリースされた約定 ΔkW は特定負担であることを踏まえ、混雑発生が予見可能となる前日17時以降の発電計画反映分（時間前約定・電源差替等）との平仄をどのように考えるのか、また、現状、再給電費用が一般負担と整理されていることまで含めた検討が必要となるため、引き続き国とも連携して検討を進めていきたい。

- 将来のノーダル制等との整合性や価格シグナルによる立地誘導インセンティブの観点から特定負担が合理的だが、課金システムの費用等を考慮して、当面は一般負担となっている。

当面の再給電の費用負担の方法について（費用の見通し等を踏まえた検討）

- 既存の類似制度及び将来のゾーン制・ノーダル制との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは、案②の考え方が合理的と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、案②の導入は費用対効果の面で適当でない可能性が高い。したがって、当面は、案②の導入は見送ることとし、案③（一般負担：託送料金で回収）とするのが適当ではないか。

当面、案③とする場合の理由は以下の通り。

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を10年程度とした場合、10年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノーダル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと案②の課金システム費用の見積り額の比較（全国計）（p14及びp16のまとめ）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

18

- また、特定負担を導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には、再給電の費用負担について再検討することとされている。

再給電の費用負担の方法について：いずれ再検討を行うことの重要性

- 市場主導型への移行タイミングによっては、再給電が長期に運用されることとなる可能性もある。また、再エネ等の今後の電源投資の動向如何によって、混雑の頻度が大きく増えることもあり得る。こうした場合には、課金システムの開発を行って案②の仕組みを導入することが合理的な選択肢となることもあり得る。
- したがって、再給電導入当初は案③（一般負担）としつつ、混雑の頻度・量の見通しなどについて大きな状況の変化があれば、案②の仕組みの導入も含め、あらためて再給電の費用負担の在り方を検討することが適当ではないか。
- 具体的には、混雑の頻度・量が見通しが大きく増加し、案②を導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には再検討することとしてはどうか。

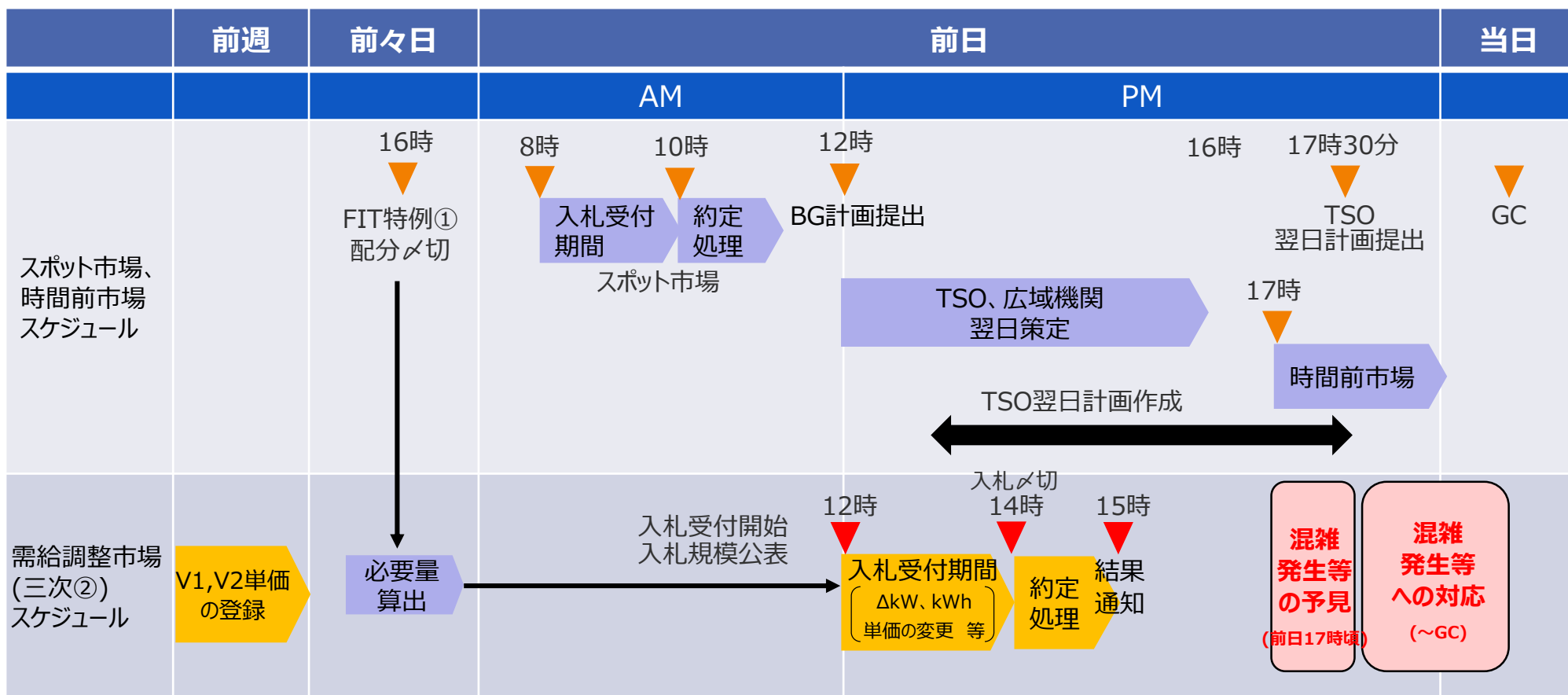
※なお、案②の考え方を導入する場合にも、混雑費用のうち半分を一般負担、半分を特定負担とするなど様々な方法が考えられ、それも含めた検討が必要となる。

- なお、将来的に案②に移行した場合、既存の電源に対する経過措置の取扱いが論点となるが、少なくとも再給電開始以降に工事費負担金契約を締結した電源については、仮に経過措置を導入することとなった場合にも、その対象外とすることを基本としてはどうか。

※ノンファーム型接続電源に対する経過措置の取扱いなども論点となる。（ノンファーム型接続の開始時期は再給電導入の以前以後問わない。）

1. 制度検討作業部会における議論
2. 現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法
- 3. 混雑を考慮した ΔkW 約定の可否**
4. まとめ

- 前述のとおり、TSOであったとしても混雑発生が予見可能になるのは、翌日計画策定後の前日17時頃となるため、**現行の需給調整市場の仕組み（取引スケジュール）では、混雑を考慮した ΔkW 約定は不可能となる。**
- そのため、本章では既存の仕組みやシステムに拘らず、将来の系統混雑時の ΔkW 確保の在り方として検討を行う。
- ΔkW 発動制限については、混雑発生と同時に判明するため、混雑処理と ΔkW 発動制限への対応は、同時に行うことが望ましいと考えられ、この点、kWh確保と ΔkW 確保を同時に最適化している米PJMを参考に深掘りした。



- 米PJMでは、kWh確保とΔkW確保を同時に実施（最適化）することで、社会コスト最小化を実現している。
- 基本的な考え方は、「エネルギー（kWh供給）コスト」「抑制需要価値（需要の価格弾力性を考慮時）」に加え、「調整力確保費用」の合計、つまりkWh・ΔkW供給コストと経済DRコストを最小化するロジックとなっている。

【最適計算で最小化する目的関数】：主にエネルギーコスト、抑制需要価値、調整力確保コストの合計

MINIMIZE {Resource Energy Costs
- Price Responsive Demand Value

$$\sum_{i=1}^n Energy_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

+ Import Transaction Cost
- Export Transaction Value

他ISOとの授受分
(日本では関係なし)

$$\sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

※抑制量なのでマイナスMWとなる
(価格弾力性のない負荷の場合、
ゼロとなるため不要となる項目)

+ Regulation Reserve Costs
+ Synchronized Reserve Costs
+ Non-Synchronized Reserve Costs
+ Secondary Reserve Costs
+ Various Applicable Violation Penalties*}

需給バランス違反・送電制約
違反等のペナルティ項目

調整力確保費用

※商品ごとに、量×価格

$$\sum_{i=1}^{RegResource} Reg_MW(i) * RegOffer(i)$$

Regulation (Reg)
LFC相当

平常時の調整力
(Regulation)

$$\sum_{i=1}^{SRResource} SR_MW(i) * SRofferCurve(i)$$

Synch Reserve (SR)
10分応動・系統連系

緊急時の調整力
(Reserve)

$$\sum_{i=1}^{NSRResource} NSR_MW(i) * NSRofferCurve(i)$$

Non-Synch Reserve (NSR)
10分応動・非系統連系

$$\sum_{i=1}^{SecRResource} SecR_MW(i) * SecRofferCurve(i)$$

Secondary Reserve (SecR)
30分応動

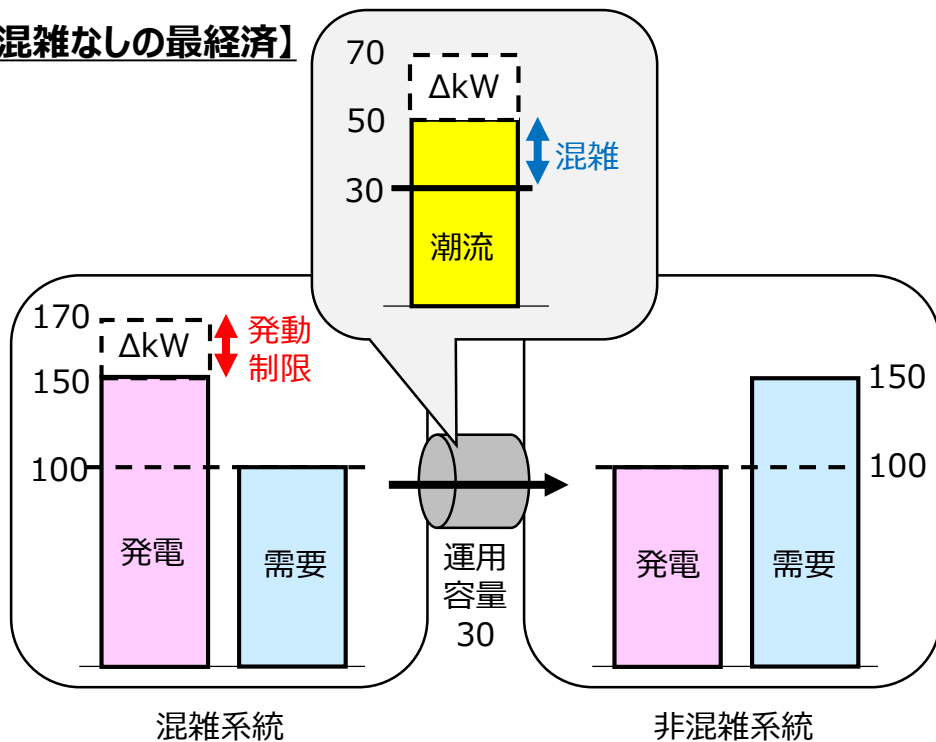
- 先述の合計コスト最小化は、大きく4つの制約条件 (①需給バランス制約、②送電容量制約、③リソース能力に関する制約、④調整力確保制約) を満たすように最適化されている。
- このうちΔkWについては、「②送電容量制約」を満足しつつ、「④調整力確保制約 (ΔkW必要量を満たすように、持替実施)」も考慮することから、当該ロジックにより混雑を考慮したkWh・ΔkW同時最適化 (Co-opt) が実現できているとも言える。

【制約条件】

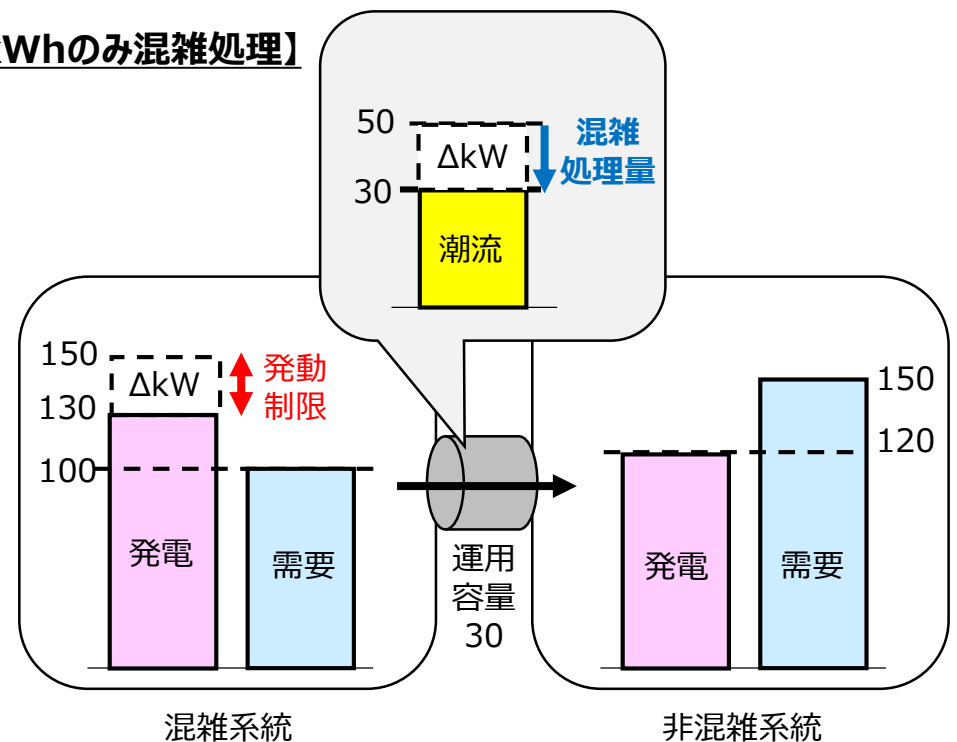
- A. Power Balance Constraint : ①需給バランス (kWh需給バランス) 制約
 - B. Transmission Constraints : ②送電容量制約
 - C. Resource Capacity Constraints : リソース内での容量制約
 - 1. Resource's Economic Maximum Constraint Limit
: kWhとΔkW (上げ) の合計が設備容量以内となる制約
 - 2. Resource's Economic Minimum Constraint Limit
: kWhとΔkW (下げ) の合計が最低出力以上となる制約
 - 3. Resource's Reserve Capability Constraints
: ΔkW約定量がRampRate (出力変化量) を出力を考慮した量以内となる制約
 - D. Resource's Ramp Rate Constraints : リソースの出力変化量制約
 - E. Reserve Requirement Constraints : ④調整力確保 (ΔkW需給バランス) 制約
- }
- ③リソース能力に関する制約 (容量・出力変化量)

- 一方で、前述の「②送電容量制約」は、あくまでもkWh (電力量) のみ考慮した制約 (混雑処理) となっており、 ΔkW についてはkWhの混雑がない中で最も安価となる組合せ最適解が選ばれる。
- この時、イメージとしては下図のように、混雑なかりせばのkWh・ ΔkW 同時最適を実施した後に、kWhのみ持替える (混雑処理) ことになるため、混雑システムには安価な電源が多いと考えれば、kWh・ ΔkW 同時最適化 (Co-opt) したとしても、発動制限がかかる混雑 ΔkW は存在することとなる。

【混雑なしの最経済】



【kWhのみ混雑処理】



- 米PJMのkWh・ΔkW同時最適化 (Co-opt) ロジックにおける送電容量制約式には、ΔkWの融通に関する項が見られず (kWhしか考慮しておらず)、前ページのような状況になると考えられる。

米PJMにおける同時最適化ロジックの送電制約に関する制約式

B. Transmission Constraints

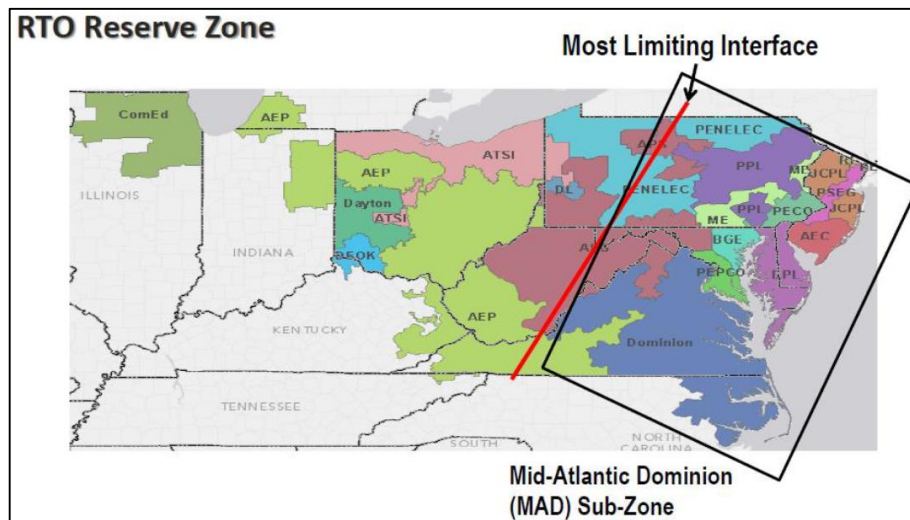
The transmission constraints in SCED ensure that the flows over the monitored transmission constraints are within the applicable limits of transmission lines.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^n \text{発電量} \quad Energy_MW(i) * DFax(i, k) + \sum_{i=1}^{\text{importTran.}} \text{他ISOからの受電量} \quad Import_Transaction_MW(i) * DFax(i, k) \\
 & - \sum_{i=1}^{\text{ExportTran.}} \text{他ISOへの送電量} \quad Export_Transaction_MW(i) * DFax(i, k) - \sum_{i=1}^{\text{PRD}} \text{需要抑制量} \quad PRD_MW(i) \\
 & * DFax(i, k) \leq \text{送電可能量} \quad Line\ Limit ; \text{ for } \forall k \in \text{active Transmission constraints}
 \end{aligned}$$

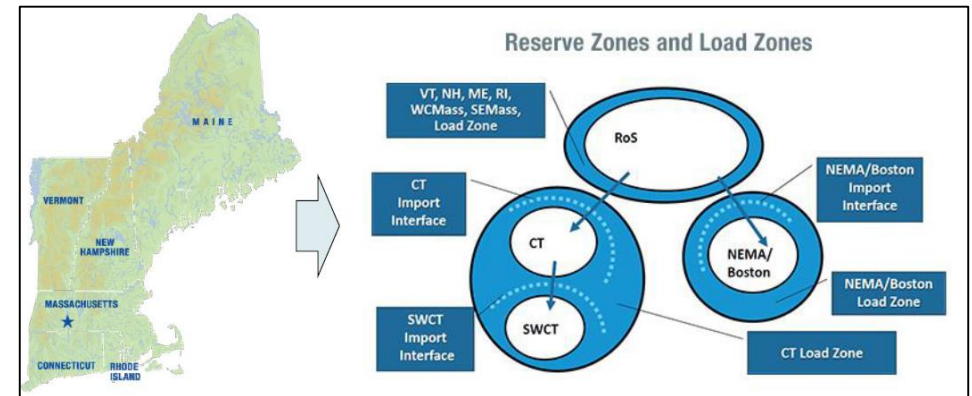
※DFax : 分流比

- 前述のとおり、米PJMの同時最適化 (Co-opt) ロジックは、あくまでもkWh (電力量) のみ考慮した制約 (混雑処理) となっており、発動制限がかかる混雑ΔkWは存在することとなる。
- これに対し、米PJMではΔkW発動制限を生じないようにするため、(発生頻度が高いと見込まれる) 混雑送電線を対象に (2~5つ程度)、ΔkW確保エリアを細分化 (エリア毎の必要量を細分化) して対応していると考えられる。
- ただし、頻度は少ないかもしれないものの、細分化エリア内でも混雑発生ならびにΔkW発動制限が生じているものと推定される。

PJMにおける調整力確保のエリア区分



ISO-NEにおける調整力確保のエリア区分



出所) PJM, Reserve Market (2016年12月6日)

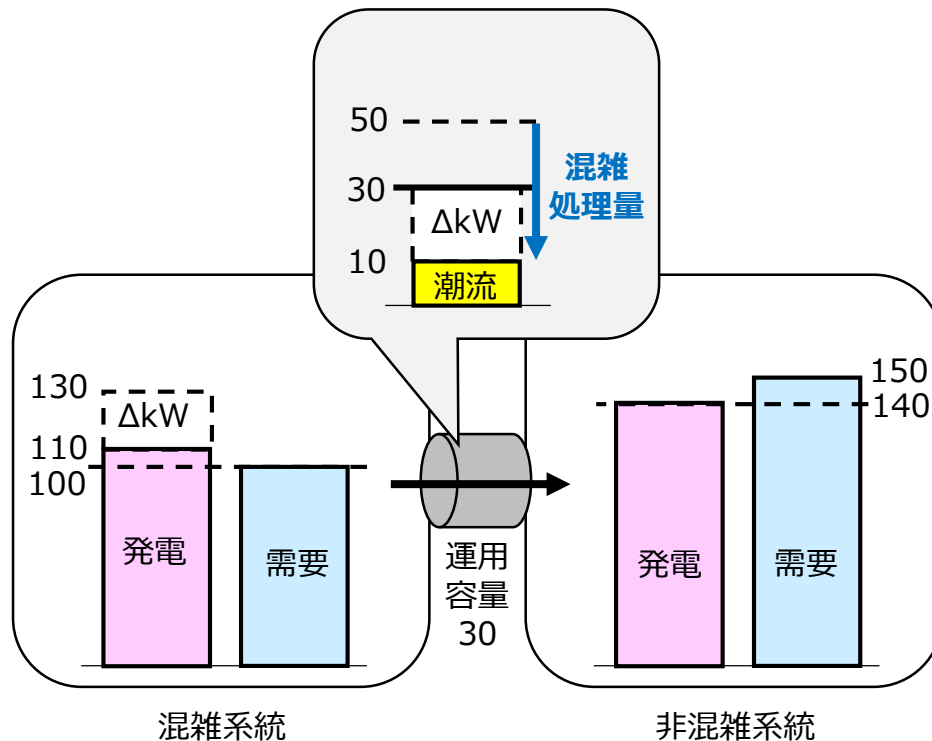
<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/reserve-market.ashx>

出所) ISO New England, Key Grid and Market Stats, Maps and Diagrams

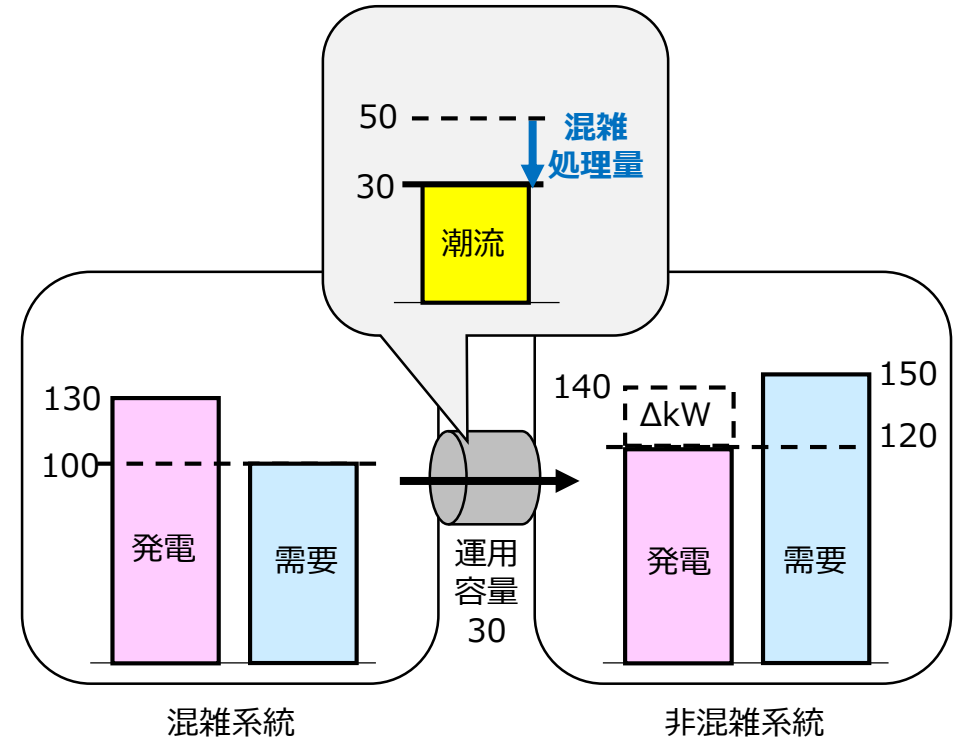
<https://www.iso-ne.com/about/key-stats/maps-and-diagrams/>

- ΔkW 確保エリアの中での混雑および ΔkW 発動制限を回避するには、例えばkWh（電力量）のみならず ΔkW （調整力）も含めて運用容量以内に収める送電容量制約（最適化ロジック）とする方法も考えられる。
- この場合、 ΔkW 確保コストが混雑系統・非混雑系統側のどちらが大きいかにより、下図に示す両方の最適化結果があり得るが、いずれにせよ発動制限 ΔkW の課題は解消するとも考えられる一方、米PJMでは採用されていない。
- このため、海外において、当該手法を採用していない理由等については深掘りが必要な状況である（計算負荷が重い等の理由が考えられるか）。

【制約を満たしつつ混雑側で ΔkW 確保】



【制約を満たしつつ非混雑側で ΔkW 確保】



- 米PJMにおけるkWh・ ΔkW 同時最適化ロジックを踏まえると、kWh（電力量）のみ考慮した混雑処理は実際に実現されているものの、 ΔkW 確保エリア内では、混雑に伴う ΔkW 発動制限が存在するものと考えられる。
- この対応策として、「 ΔkW 確保エリアを細分化」と、「kWhだけでなく ΔkW も送電容量制約に考慮して混雑処理する方法（ ΔkW も考慮した混雑処理）」の2つが考えられる。
- 「 ΔkW 確保エリアの細分化」については、細分化エリア内で混雑および ΔkW 発動制限が生じているものと推定され、細分化エリア内の混雑状況によっては、更なるゾーンの細分化も必要になる可能性がある。また、ゾーンの細分化は、システム対応期間や実施までの裕度を考慮する必要があることにも留意が必要である。
- 「 ΔkW も送電容量制約に考慮した混雑処理」については、混雑に伴う ΔkW 発動制限が生じないと考えられるものの、海外でも採用事例がなく、その理由の深掘りが必要である。
- 以上より、不特定多数箇所での混雑発生するフェーズ2を念頭に、将来の系統混雑時の ΔkW 確保の在り方について、引き続き海外事例も参考にしながら、検討を深めることとしたい。

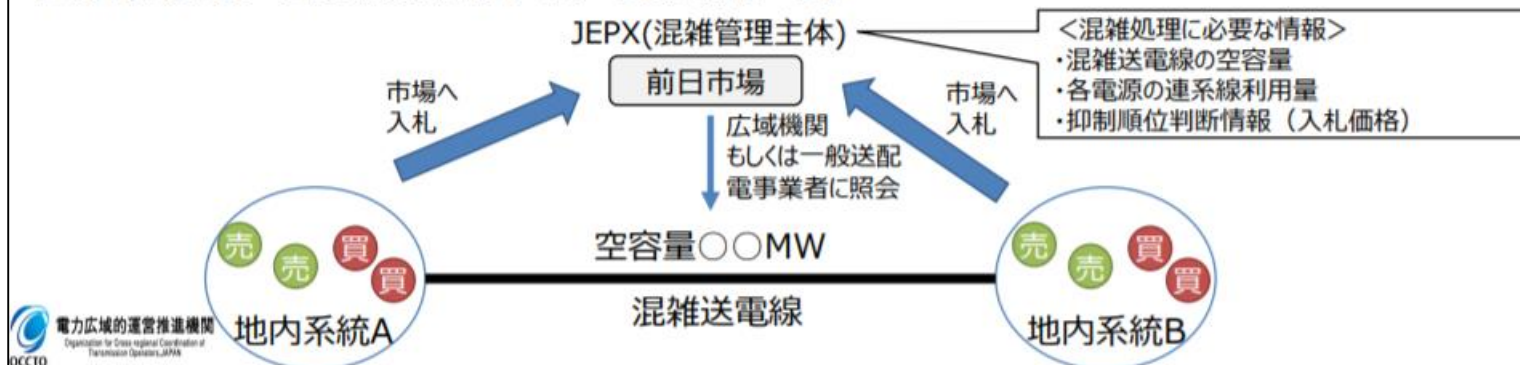
5-14. 具体的な検討事項

ゾーン制 - 基本的なゾーン制の仕組み

35

- 現状地域間連系線の混雑管理は、TSOの管轄エリアをゾーンとするゾーン制が採られており、混雑送電線にあたる地域間連系線の混雑管理に必要な3つの情報は「系統の空容量」は広域機関および一般送配電事業者、「電源の利用量」および「抑制順位を判断するためのkWh価格の情報」はJEPXがそれぞれ保有しており、市場運営者であるJEPXが主体となり、空容量があるかどうかを広域機関に照会した上で、空容量がない場合は市場分断により市場を通じて混雑管理を行っている。
- 地内系統へゾーン制を展開する際、これまでの勉強会における議論を踏まえると、システム対応期間や実施までの裕度を考慮する必要があるものの、これまでのエリア間のゾーン制の延長であるとするれば基本的にはシステム対応や実務上の対応も可能であると考えられる。
- 従って、地内系統へゾーン制を導入する場合もエリア間のゾーン制と同様、系統の空容量情報は広域機関（もしくは一般送配電事業者）が保有し、残りは市場情報としてJEPXが保有した上でJEPXの市場を通じて混雑調整が行われることが基本となるのではないかと考えられる。

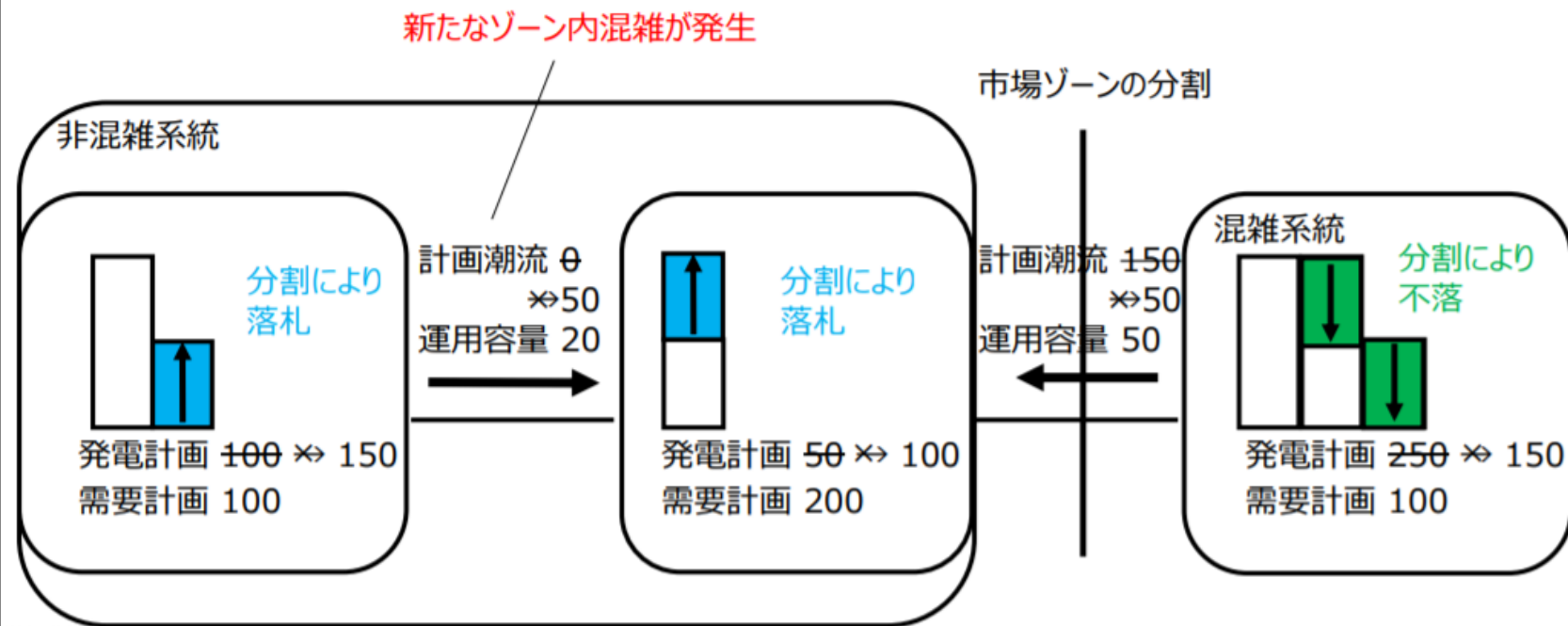
【エリア間におけるゾーン制を踏襲した地内へのゾーン制適用イメージ】



米国における課題①への対策事例(過去のERCOT)の課題

27

- 一方で、2004年のゾーンの見直し後も、新たなゾーン内の混雑費用が高止まりしていた。これについては、ゾーン内混雑を緩和されるようにゾーンが設定できていないという指摘があり、下図のように、ゾーンを分割することで、新たなゾーン内混雑が発生することが要因と推察される。
- 必ずしも、ゾーン内混雑費用の高止まり解消のみが、ノード制移行への直接的な原因ではないが、ノード制移行への議論のきっかけとなったと推測されている。



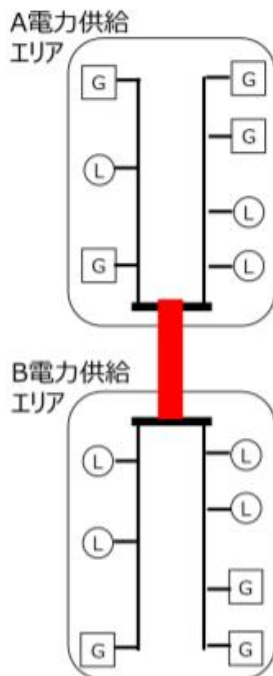
今後の地内系統での混雑

7

- これまで地内では系統混雑が発生しないよう送電設備を形成してきたため、地域間連系線のみ混雑が発生してきた（フェーズ0）が、今後はノンファーム型接続の適用の拡大にともない、地内でも系統混雑が発生する。
- 地内混雑は、初めは特定の少数の箇所のみで発生し（フェーズ1）、次第に不特定多数の箇所でも発生する（フェーズ2）ものと考えられる。

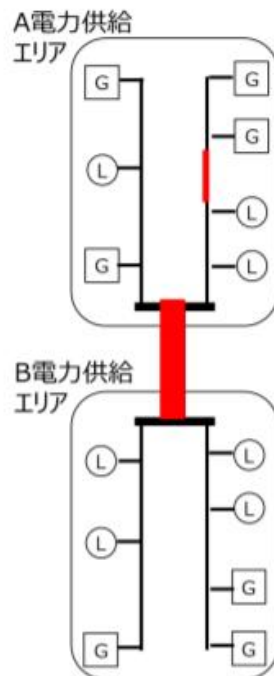
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



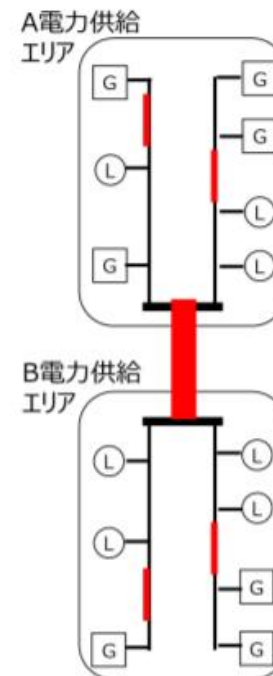
フェーズ1

（特定の少数の箇所でも地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所でも地内混雑）



赤線：混雑発生箇所

1. 制度検討作業部会における議論
2. 現行の業務フローにおける ΔkW 代替確保方法
3. 混雑を考慮した ΔkW 約定の可否
4. まとめ

- 第75回（2023年1月27日）制度検討作業部会での議論を受け、現行の業務フロー（再給電方式）を念頭にした Δ kW代替確保方法、および混雑を考慮した Δ kW約定の可否について検討した結果は以下のとおり。

<現行の業務フロー（再給電方式）を念頭にした Δ kW代替確保方法>

- ✓ 前日17時頃に、TSOは混雑発生（計画潮流が運用容量超過）および混雑系統の Δ kW発動制限が予見可能であり、前日17時以降、可能な限り早い時間帯に、混雑系統の Δ kWのリリースおよび非混雑系統において Δ kWの代替確保が行われることとなる
- ✓ Δ kWリリース後に時間前市場は取引されるため、リリース Δ kWを時間前市場へ入札してよいかも論点となるが、リリースされた約定 Δ kWは特定負担であることを踏まえ、混雑発生が予見可能となる前日17時以降の発電計画反映分（時間前約定・電源差替等）との平仄をどのように考えるのか、また、現状、再給電費用が一般負担と整理されていることまで含めた検討が必要となるため、引き続き国とも連携して検討を進めていく

<混雑を考慮した Δ kW約定の可否>

- ✓ TSO側で混雑発生が予見可能になるのは、翌日計画策定後の前日17時頃となるため、現行の需給調整市場の仕組み（取引スケジュール）では、混雑を考慮した Δ kW約定は不可能となる
- ✓ 米PJMのkWh・ Δ kW同時最適化ロジックにおいても、混雑に伴う Δ kW発動制限が存在していると考えられる。
- ✓ その対応策として、「 Δ kW確保エリアを細分化」と、「kWhだけでなく Δ kWも送電容量制約に考慮して混雑処理する方法（ Δ kWも考慮した混雑処理）」の2つが考えられるが、後者については海外でも採用事例がなく、その理由の深掘りが必要である
- ✓ よって、不特定多数箇所でも混雑発生するフェーズ2を念頭に、将来の系統混雑時の Δ kW確保の在り方について、引き続き海外事例も参考にしながら、検討を深める