

系統混雑を考慮した調整力確保の考え方について 〈課題整理と海外事例〉

2022年9月12日

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

- これまで、送配電設備の形成にあたっては、ファーム型接続により、地内で系統混雑が発生しないように設備形成されてきた。しかしながら、2021年以降にノンファーム型接続の適用が拡大されることに伴って、今後は地内でも系統混雑が発生するようになる。
- 需給調整市場に関しては、地内系統の混雑管理に関する勉強会や広域系統整備委員会において、当面は現状の調整力確保の考え方に基づいて対応するが、系統混雑が調整力の確保に影響を与える場合を想定した対応についても並行して検討を進めることとされている。
- 今回、系統混雑を考慮した調整力確保の考え方について、まずは課題を整理した上で、海外での対応事例・示唆をまとめたため、今後の方向性についてご議論いただきたい。

論点整理 [共通]

15

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
7-1 リソース単体で最低入札量を満たすネガバiddingリソースの参入可否	✓ 単体で最低入札量を満たさないリソースは参入可能	✓ 参入要件等	
7-2 需給調整市場における機器個別計測・低圧アグリ可否	✓ 継続検討	✓ 機器点におけるアセスメント・事前審査 ✓ 機器個別計測リソースの約定方法 ✓ 低圧アグリ参入要件	
7-3 ブロック時間の見直し時期	✓ 一次～三次①のブロック時間を30分に変更する。時期未定	✓ 見直し時期	
7-4 最低入札量の見直し時期	✓ 専用線の最低入札量を1MWに変更する。時期未定	✓ 見直し時期	
7-5 低コスト方式の専用線の拡大可否	✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可	✓ 電柱方式の拡大	
7-6 将来の混雑系統からの調整力の調達方法	✓ 当面は混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力の確保の考え方を維持	✓ 混雑発生を考慮	

- 上げ調整電源について、当面は現状の調整力の確保の考え方に基づいて対応するが、系統混雑が調整力の確保に影響を与える場合を想定した対応についても並行して検討を進めることとされている。

4. 需給調整市場における対応

10

- 需給調整市場は、マスタープラン検討委員会での検討でも再給電方式導入に対して「上げ調整電源については、当面は、あらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力の確保の考え方に基づいて対応する」と整理している。
- これは、基幹系統の混雑が発生する時間帯と上げ調整力が期待される時間帯にはズレがあることから、混雑が発生しても直ちに調整力が不足することはないと考えられることによるものである。
- このため、需給調整市場については現在の調整力確保の考え方を維持するとともに、継続的に系統混雑の状況や再給電方式による影響について注視していくこととする。
- また、関係委員会においては、系統混雑が調整力の確保に影響を与える場合を想定した対応についても並行して検討を進めることとしてどうか。

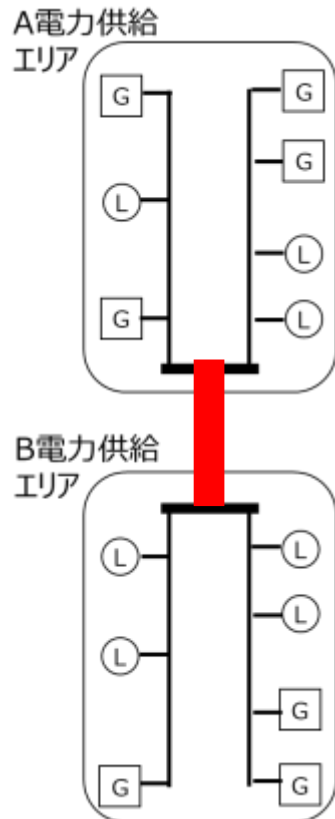
1. 系統混雑を考慮した調整力確保の課題整理
2. 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対する海外事例
3. 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対する海外事例
4. まとめ

1. 系統混雑を考慮した調整力確保の課題整理
2. 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対する海外事例
3. 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対する海外事例
4. まとめ

- 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。

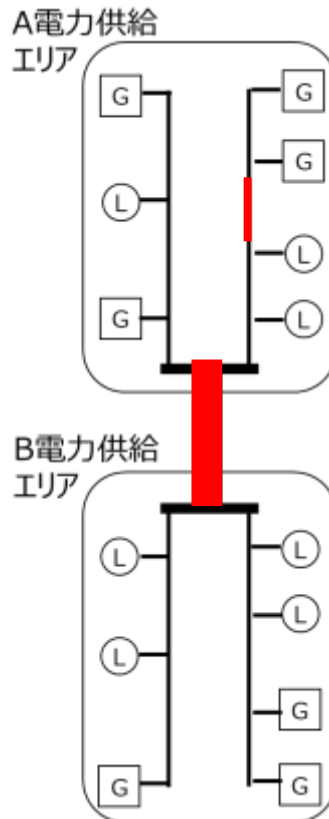
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



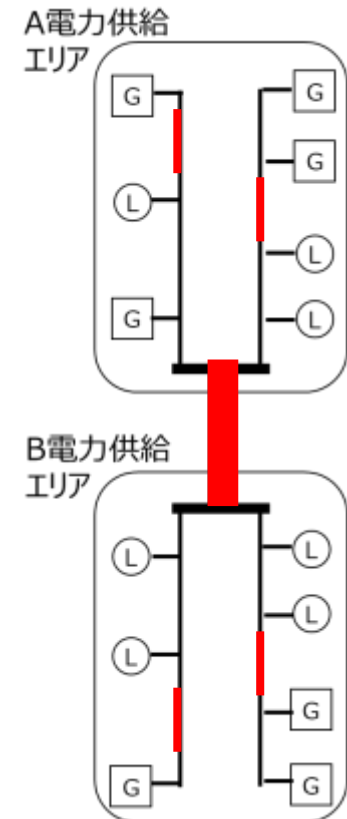
フェーズ1

（特定の少数の箇所で地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所で地内混雑）

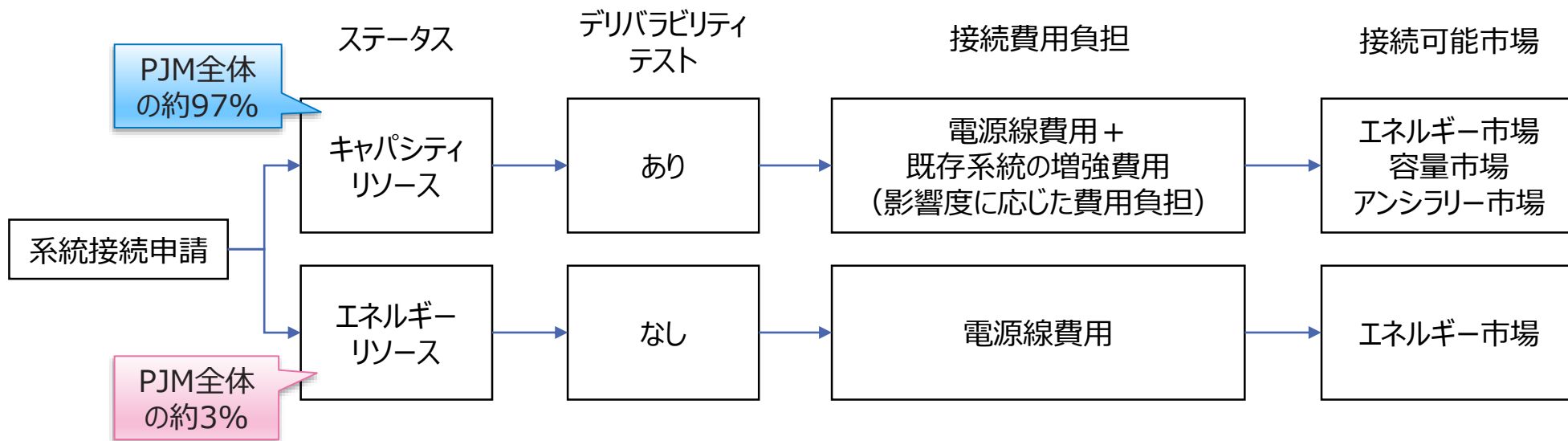


赤線：混雑発生箇所

- 米PJMでは、地内混雑が発生しているが、系統接続にあたっては発電可能性を確認し、過負荷解消に要する系統増強費用は事業者が費用負担する（Deep）前提となっていることから、フェーズ1相当に留まっていると考えられる。
- 一方で、日本では系統接続費用は、大宗が一般負担（Shallow）となっている中で、混雑回避の電源立地インセンティブが小さいと想定されることや、今後ノンファーム型接続の適用が拡大することから、フェーズ2に至る可能性があると考えられ、このことを念頭においた議論が必要である。

国	費用負担方法
スペイン	<p>送電系統</p> <ul style="list-style-type: none"> 送電系統への接続の費用負担スキームは、いわゆるShallow方式であると整理される。RD 1955/2000第32条第2項では、必要となる系統増強が、接続する発電事業者のみの利益に資する場合には、その増強は発電事業者が負担することとなることが規定されている。 <p>配電系統</p> <ul style="list-style-type: none"> DSO系統への接続の費用負担は、いわゆるDeep方式
イギリス	<p>送電系統</p> <ul style="list-style-type: none"> 新規の電源は、送電系統に接続するために必要となる専用設備(電源線等)の費用のみを支払う、いわゆるShallow方式 発電事業者はその費用を前払いすることも、40年以上にわたり分割で支払うことも可能 <p>配電系統</p> <ul style="list-style-type: none"> 新規の電源は、接続電圧の1つ上位の電圧階級の系統の増強費用までを発電事業者が負担し、それ以上の電圧階級の増強費用はTSO/DNOが負担するいわゆるShallow方式 発電事業者は接続が有効になる前にその費用を支払う必要がある。
米国 PJM	<ul style="list-style-type: none"> PJMにおける新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強費用は、<u>負荷費用配分(Load Flow Cost Allocation)</u> と呼ばれる方法に従う。 この方法では、増強が必要となるレベル以降に申し込みをした事業者に対して、過負荷が生じ増強が必要となる送電設備への影響度に応じて、費用負担が生じる。 増強が必要となる送電設備への影響度は、<u>系統影響分析(System Impact Analysis)</u>で決定される。なお、電源線の費用は、発電事業者が負担する。

- PJM域内の送配電線への接続を希望する発電施設（既存容量増加を含む）は、PJMが定める系統接続プロセスに参加する必要があり、事業者は、系統接続申請にあたり、キャパシティリソース又はエネルギーリソースのいずれかを選択しなければならない。
 - キャパシティリソースの場合、複数の需給条件において系統の過負荷（系統混雑）を発生させることなく発電可能か否かのテスト（デリバビリティテスト）が課される※代わりに、容量市場・アンシラリーサービス市場への参加資格を得ることができる（CIR（Capacity Injection Rights）：容量接続権の取得）。
- ※テストで過負荷が発生する場合は、過負荷解消に要する系統増強費用を、発電事業者が負担することで、キャパシティリソースとしての資格を獲得できる
- ただし、実際の需給・系統条件（需要量、発電量、系統事故等）はデリバビリティテストでの想定とは異なること、ならびに、容量市場・アンシラリー市場に参加できない電源（エネルギーリソース：全体の3%程度）が、エネルギー市場には参加するため、実際には多少の系統混雑が発生している。



- 系統混雑は、これまで混雑管理として議論されてきたkWh価値（電力量）のみならず、kW価値（供給力）・ Δ kW価値（調整力）それぞれにも影響を与える。
- 一方、kW価値（供給力）と Δ kW価値（調整力）は、取引断面が実需給から遠いか近いかといった特徴の違いがあり、例えば調整係数のような確率論的な方法は供給信頼度評価には適用できても、実際の混雑発生（価値の供出不可）が確定する実需給に近い断面においては適用できないと考えられることから、kW価値（供給力）・ Δ kW価値（調整力）それぞれの特徴を考慮しながら、系統混雑に関する課題解決を考えていく必要がある。

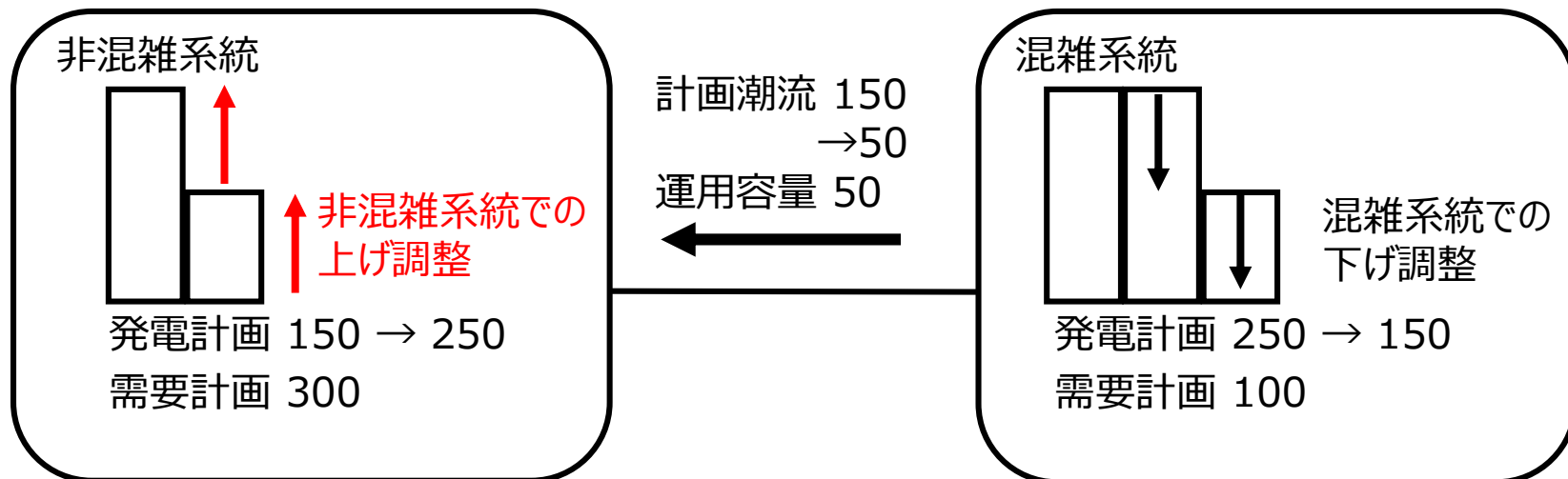
	kWh価値 (電力量)	kW価値 (供給力)	Δ kW価値 (調整力)
取引市場	卸電力市場	容量市場	需給調整市場
取引断面	前日 (実需給に近い)	年間 (実需給から遠い)	週間・前日 (実需給に近い)
系統混雑に 対する アプローチ	再給電方式 ゾーン制 ノードル制 等	容量接続権 追加調達 調整係数 調達上限 等	今回検討

- かつて垂直一貫時代は9つのエリア（ゾーン）毎に、全ての電力の価値を調達していた。
- 最初に、地域間連系線の混雑を考慮した卸電力市場により、kWh価値（電力量）はゾーン市場となった（ゾーンはエリア単位で9つ）。
- 2024年度以降、kW価値（容量市場）、 Δ kW価値（需給調整市場）共に、9ゾーンのゾーン市場となる（ゾーン内部に混雑はない前提）。 ※発電、小売もゾーン毎入札・精算
- 一方、今後は、ゾーン内（エリア内）でも混雑が予見（フェーズ1）されており、ゾーン分割を行わなければ、kWh価値についてはTSOによる再給電が必要となり、kW価値・ Δ kW価値についても系統混雑が供給力・調整力に影響を与える場合を想定した対応を検討する必要がある。

	kWh価値 (電力量)	kW価値 (供給力)	Δ kW価値 (調整力)
垂直一貫 時代	9つのエリア毎 (9ゾーン)	9つのエリア毎 (9ゾーン)	9つのエリア毎 (9ゾーン)
現在 (フェーズ0)	1市場 (9ゾーン)	9つのエリア毎 (9ゾーン)	1市場 (9ゾーン) +9つのエリア毎 (公募)
2024~ (フェーズ0)	1市場 (9ゾーン)	1市場 (9ゾーン)	1市場 (9ゾーン)
将来 (フェーズ1)	1市場 (9ゾーン) + 地内再給電	今後検討	今後検討

- 現状の需給調整市場では、調整力に対応する事象として、「需要に関する事象」「再エネ出力変動に関する事象」「電源脱落に関する事象」の3つを整理している。（以降、これら事象に対応する調整力を「需給調整用 ΔkW 」）
- 他方で、地内で系統混雑が発生した際には、混雑系統で下げ調整、非混雑系統で上げ調整する、「混雑処理に関する事象」に対応する調整力（以降、「混雑処理用 ΔkW 」）が必要となる。混雑系統においては、下げ余力を使って対応可能となるが、非混雑系統では、いかに混雑処理用 ΔkW を確保するかが課題となる。
- また、エリア全体で確保される需給調整用 ΔkW と異なり、混雑処理用 ΔkW の確保にあたっては、「電源がどの系統に属するか」という考え方が新たに必要となる。

【課題①】非混雑系統での混雑処理用 ΔkW の確保



- 需給調整用 Δ kWで対応する事象は「需要に関するもの」「再エネ出力変動に関するもの」「電源脱落に関するもの」であり、混雑処理用 Δ kWで対応する事象は「混雑処理に関するもの」となる。
- 混雑処理用 Δ kWには、「電源がどの系統に属するか」という考え方が新たに必要となる。

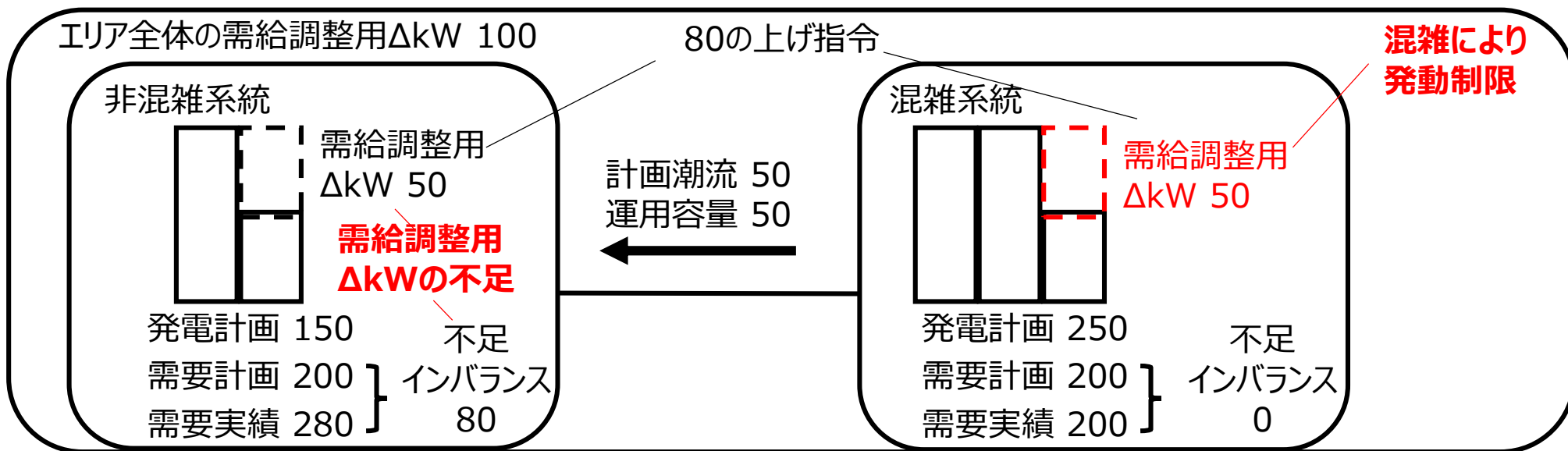
- 現状、調整力で対応する事象には「需要に関するもの」「再エネ出力変動に関するもの」「電源脱落に関するもの」の3つがある。
 - 時間内変動：需要変動、再エネ変動……………上げ調整、下げ調整 **需給調整用 Δ kW**
 - 予測誤差：需要予測誤差、再エネ出力予想誤差……………上げ調整、下げ調整
 - 変動：電源脱落（直後）……………上げ調整のみ

- 今後はここに「混雑処理に関するもの」が加わる。
 - 混雑処理：系統内発電過多による運用容量超過……………上げ調整、下げ調整 **混雑処理用 Δ kW**

- 調整力確保の考え方は、現状も需給調整市場導入後も、その日の需要等に応じて必要量を決定するというものである。つまり、混雑処理のように「電源がどの系統に属するか」という考え方は無く、これを混雑管理の調整力として活用しようとする、調整電源が系統にない場合や調整電源を抑制しても混雑解消できない場合などに、何らかの対応が求められる（次頁）。

- 需給調整用 ΔkW はエリア全体で確保しているが、系統混雑が発生した場合、混雑系統で確保した需給調整用 ΔkW が発動できなくなる（発動制限がかかる）。
- これにより、エリア全体として需要・再エネ出力変動・電源脱落に対応する需給調整用 ΔkW が不足し、需給調整が困難になるといった課題がある。

【課題②】系統混雑による発動制限に伴う需給調整用 ΔkW の不足



1. 系統混雑を考慮した調整力確保の課題整理
2. 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対する海外事例
3. 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対する海外事例
4. まとめ

- 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対して、欧州・米国それぞれの対応事例の概要をまとめる。
- 欧州では、需給調整用 ΔkW の余力を混雑処理にも活用することで対応している。しかしながら、混雑が少ない場合は、需給調整用 ΔkW の確保量で対応できるが、混雑が多くなる場合は対応が困難となるため、別途、混雑処理を目的とした混雑処理用 ΔkW を追加で確保して対応している。（ドイツ：系統リザーブ、イギリス：Constraint Management Services）
- 米国では、ERCOTが過去のゾーン制時代には、ゾーンの定期的な見直しにより混雑を解消していたが、ゾーン間の混雑の解消により新たなゾーン内の混雑が発生し、ゾーン内混雑処理費用の高止まりが問題となっていた。この問題の解決が直接的な原因ではないが、ノーダル制移行の議論のきっかけとなり、現在はノーダル制の導入により課題①を解決している（上げ調整ではなく、市場の約定結果として処理）。

【欧州における課題①への対応イメージ】



- 欧州では、需給調整用 Δ kW を、混雑処理にも用いている。

欧州：連系線・地内混雑への調整力の代用可能性

ドイツ

- ドイツでは、需給調整メカニズムと送電混雑解消は独立して実施している。それぞれのメカニズムの費用を明確に区別し、そのメカニズムに関する施策を導入する場合、他メカニズムに不必要な影響を及ぼさないようにするためである。
- ドイツ国内の送電混雑解消は、需給調整能力確保後の残った調整能力を活用した「再給電指令」や「カウンタートレード」により実施されている。
- なお、送電混雑解消に要するカウンタートレードや再給電指令の費用は、近年、さらに増加している。

英国

- National Gridが確保する需給調整サービス (Balancing Services) には、系統制約発生時の調整力も含まれる。

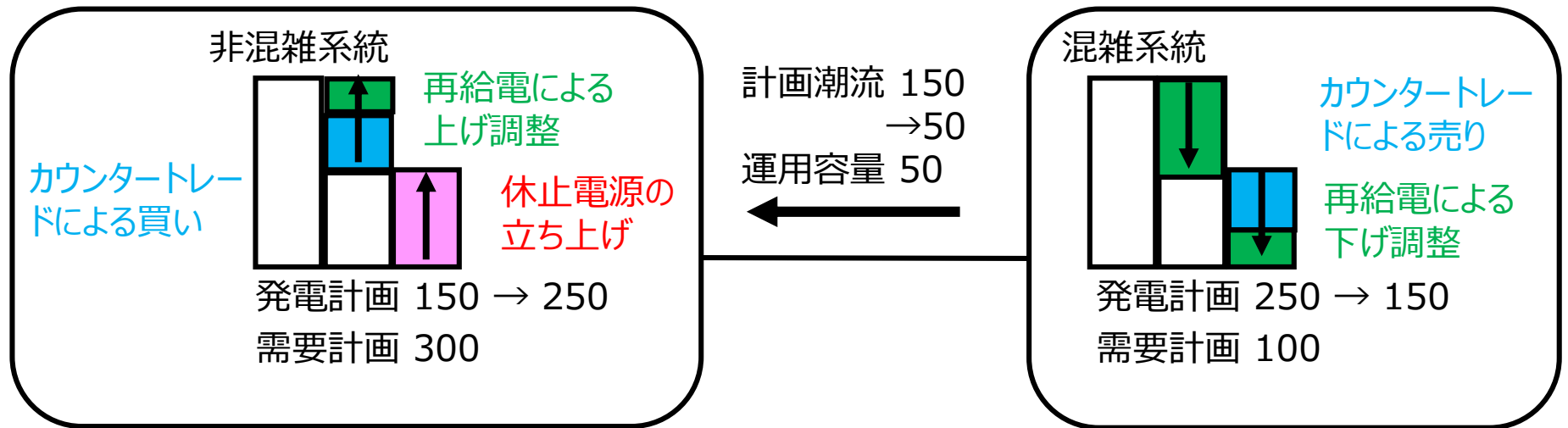
北欧

- 調整力のうち、mFRRは、周波数安定化および系統インバランスの解消だけでなく、エリア内送電線の混雑解消および北欧エリア間送電線混雑解消のためにも使用される。
- 北欧のTSOにとって、mFRRは、当日市場のゲートクローズ後に、「系統を運用するための調整能力」という位置付けで確保されるもの。
- ノルウェーにおけるmFRRの必要量目安は1700MWだが、その内訳は、Dimensional fault対応に1200MW、混雑管理とインバランス対応に500MW。

フランス

- 調整力のうち、Tertiary Reserveに該当するmFRRおよびRRに関しては、系統インバランスの解消だけでなく、送電混雑処理やその他の系統サービスを維持するための電源運用再構成を含む多様な用途に使用されている。

- 需給調整用 Δ kW確保後の余力を用いて、カウンタートレード（前日市場後に、混雑を緩和するkWh取引：下図の青色）や再給電（前日市場後に、混雑を緩和する電源出力の変更：下図の緑色）により、混雑を処理する。
- 一方で、ドイツでは、冬季に北部から南部に向けて潮流量が増加し、深刻な送電線混雑が発生する可能性が高いことから、緊急避難的な対策として、再給電でも解消できない混雑のために、南部の休止中や閉鎖申請中の火力電源を予め確保する、系統リザーブという仕組み（下図の赤色）がある。
- また、ドイツでは、混雑処理に要した電力量・費用が高止まりしている点が問題として指摘されている。これは、混雑処理費用が一般負担となっている中、事業者には混雑を解消するインセンティブが働かなかつたためと推察される。



ドイツの混雑処理手法

	対策	対策の内容
(1)	カウンタートレード、再給電指令	<p>【カウンタートレード】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 送電混雑が発生し得る箇所の潮流を相殺（カウンター）するような電力取引（トレード）を TSO により促す。 <p>【再給電指令】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● TSO からの指令により混雑を緩和するように電源の出力を変更させる。カウンタートレードよりも実運用に近い時点で実施される。 ● 出力変更により生じるネットの費用は、TSO が支払い、後に系統利用料金として回収される。
(2)	Gnd reserve (Winter reserve)	<ul style="list-style-type: none"> ● この表の対策（1）で混雑を緩和できない場合に備えて、休止中または閉鎖申請中の電源の中から一定量を TSO が事前に選定しておく。 ● 平常時は市場に参加していないが、混雑緩和に必要なときには TSO の指令を受けて運転する。 ● この調整力の確保や、出力変更に必要な費用は TSO が支払い、後に系統利用料金として回収される。
(3)	再エネの出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ出力を抑制する。 ● 出力抑制による機会費用は TSO が支払い、後に系統利用料金として回収される。
(4)	全電源を含む再給電指令	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ電源を含めた全電源の出力を変更する。 ● 出力変更に必要な費用は、TSO により支払われない。

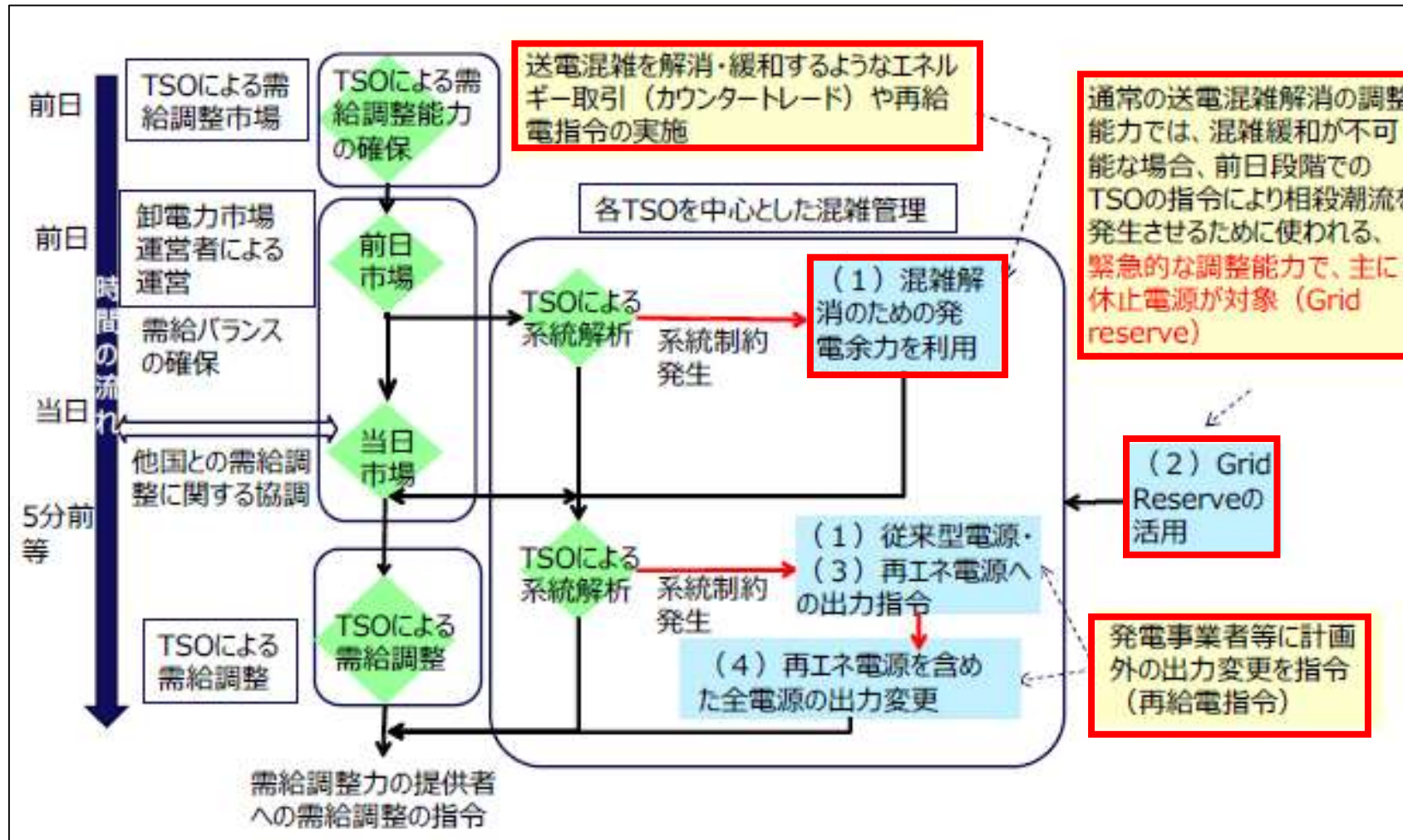
系統リザーブ（Grid reserve）に関する記述

ない。なお、TSO は年間を通じて、最大需要の約 5% 程度の需給調整能力を確保しているが、2013 年には風力発電の出力予測誤差などから、需給調整能力が不足する状況が 5 回発生した。しかし、電源の増設により需給調整能力の更なる確保を行わない限り、混雑解消に使える電源は少なくなる。特に、最大需要が発生する冬季には、北部から南部への電力潮流が増加し、深刻な送電混雑が発生する可能性が高くなる。そこで、対策（1）で解消し難い送電混雑の発生を防ぐため、南部に立地する休止中または閉鎖申請中の火力電源を利用する仕組みである Grid Reserve が 2012 年より本格運用された。これは、戦略的予備力とも言われ、送電線増強による送電混雑解消までの緊急避難的な方策という位置づけであるが、BnetzA によれば、Grid Reserve の確保と利用のための年間費用は、2016 年には約 2.8 億ユーロと、対策（1）の年間費用を上回る規模になっている⁽¹¹⁾。BnetzA は 2015 年より四半期ごとに対策（3）に関する費用を公表しており、2015 年の費用は 4.8 億ユーロであった⁽¹³⁾。送電ネットワークの増強・拡充計画が完了すれば送電混雑の発生頻度は低下し、これら対策費用の抑制が期待される。ただし、BnetzA によれば、TSO の設備投資費用は年々増加しており、2016 年には 2012 年の約 2.4 倍の 23.6 億ユーロとなっている⁽¹¹⁾。現在、遅延している増強拡充計画が進めば、この金額はさらに増加する。

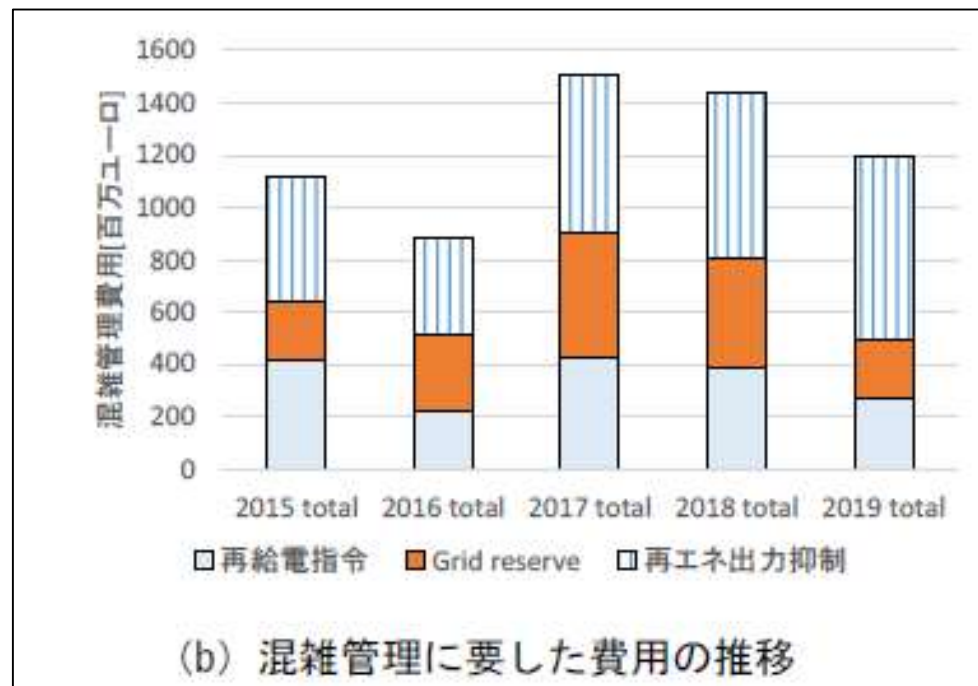
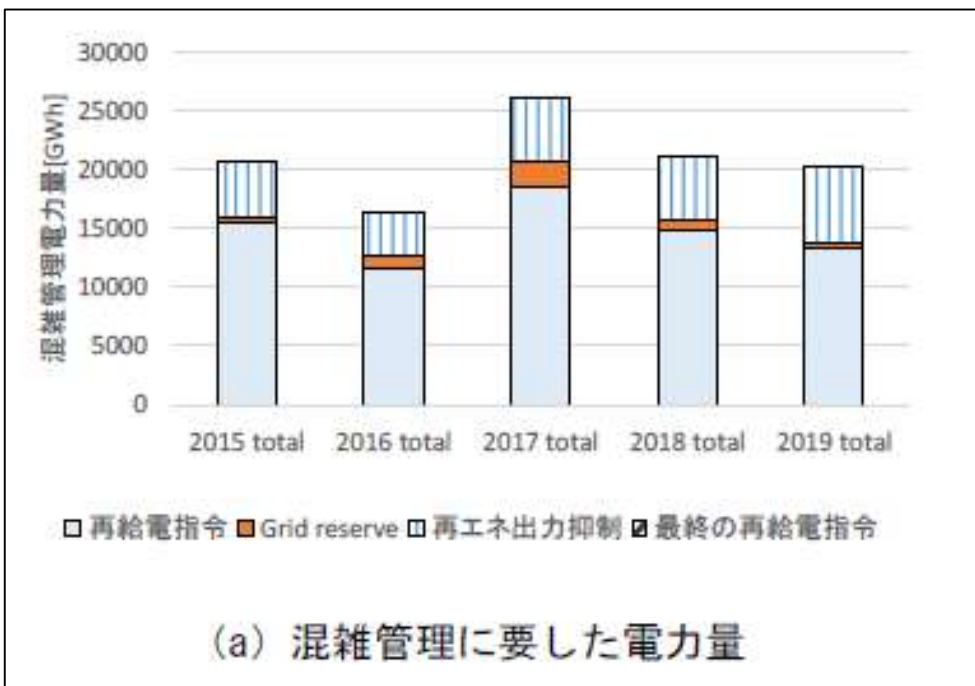
出所) 電力中央研究所報告 Y20006「欧州諸国での入札ゾーン見直しと再給電指令をめぐる議論の動向と課題」（2021年3月）をもとに作成
<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y20006>

出所) 電気学会論文誌 解説「ドイツ再エネ政策から何を学ぶべきか」（2018年3月）をもとに作成
https://www.i-stage.jst.go.jp/article/ieejjournal/138/3/138_153/article-char/ja

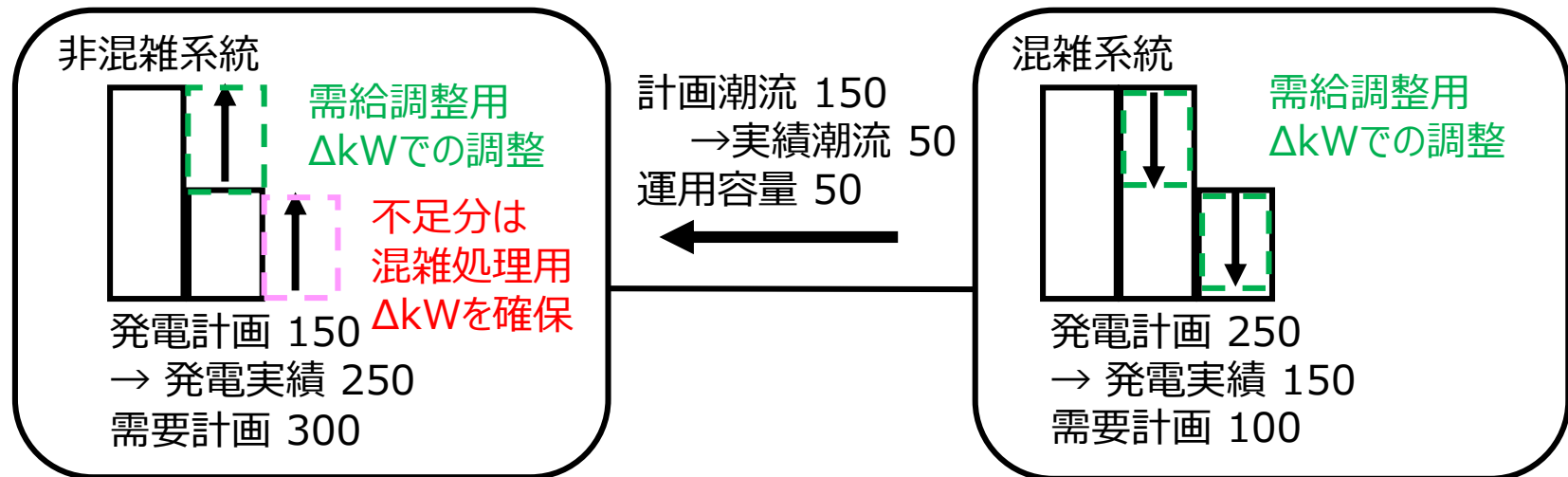
ドイツの混雑処理フロー



- ドイツでは、混雑処理に要した電力量・費用が高止まりしている。
- これは、混雑処理に要する費用が一般負担となっている中、混雑を発生させている系統利用者に対して、混雑を緩和するインセンティブが働かなかつたためと考えられる。

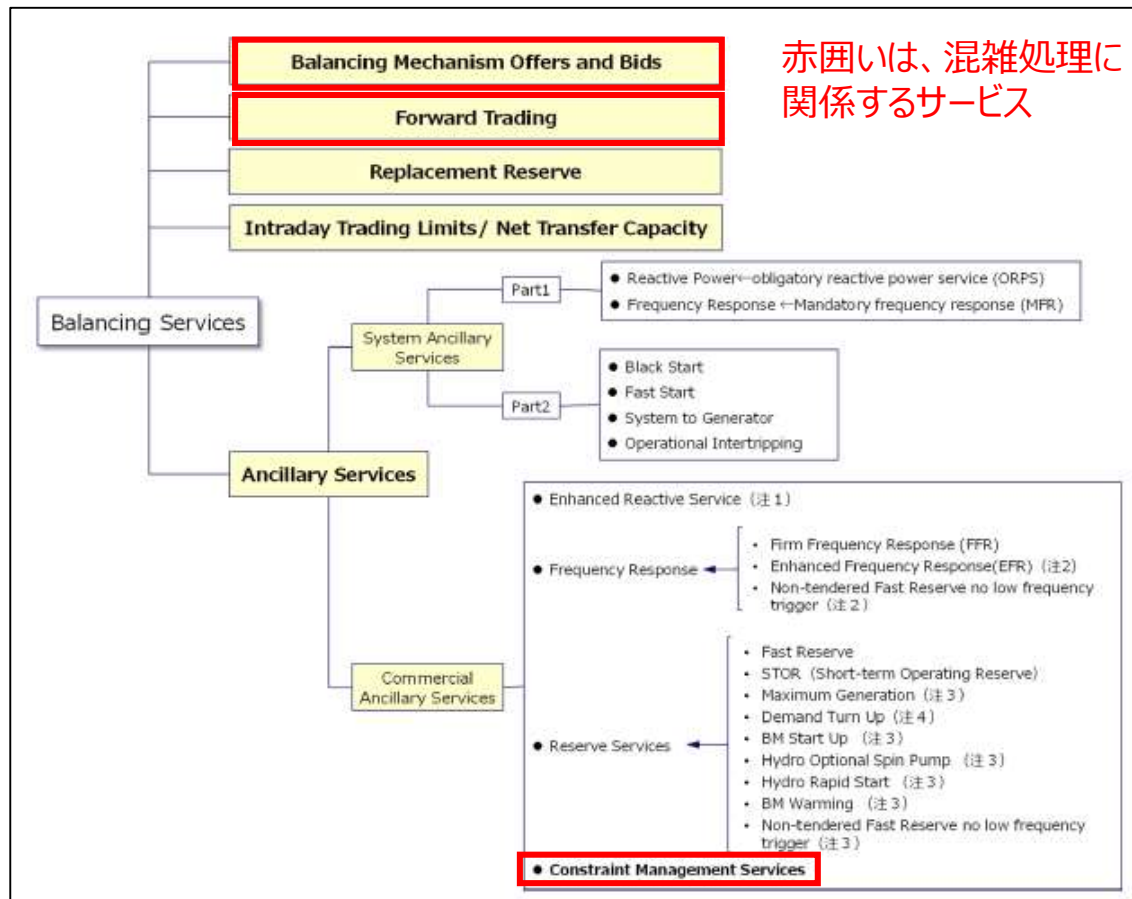


- 実需給断面の調整力kWh市場（Balancing Mechanism）において、需給調整と合わせて、混雑も処理されており、需給調整用 ΔkW を混雑処理に用いていると捉えることができる。
- 一方で、需給調整用 ΔkW が不足する場合は、混雑処理用 ΔkW としてConstraint Management Servicesが調達される。Constraint Management Servicesは、長期的に確保されるもので、非定期に各要件に合わせて必要量を特定の地域から確保する仕組みである。

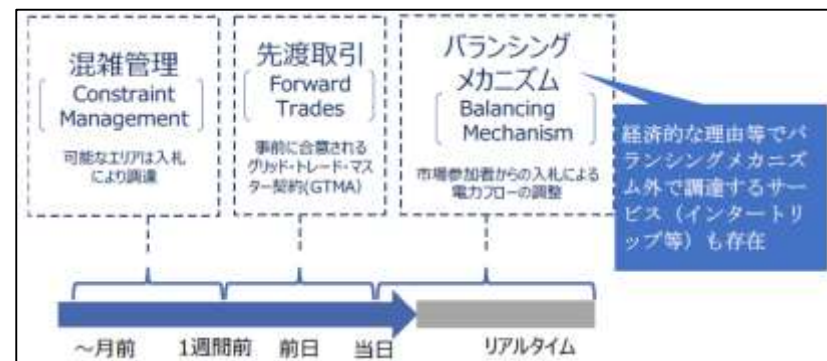


- イギリスにおいては、Balancing Mechanism、Forward Trades、Constraint Management Servicesの3つにより混雑に対応している。このうちForward Tradesは、混雑系統にある風力等の下げ調整・抑制を行う仕組みである。

イギリスの需給調整市場の概要



イギリスの混雑手法のフロー



出所) 欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (2019年3月) をもとに作成
<https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/index.html>

出所) 電力中央研究所報告Y20006「欧州諸国での入札ゾーン見直しと再給電指令をめぐる議論の動向と課題」(2021年3月) をもとに作成
<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y20006>

Constraint Management Services

に関する記述

中期の混雑管理方策として、系統大のバランス確保に利用される Forward trades は、定型のサービスがなく、相対契約により調達される。さらに Constraint Management Services は、Forward Trade よりも長期的に確保されるサービスであり、必要量を定期的に確保するのではなく、各要件に合わせて必要量を特定の地域から確保する。これは、熱容量制約に対する有効電力のみならず、電圧制約や安定度制約に対して無効電力も供給するサービスである。なお、2019 年以降、電圧制約や安定度制約のためのサービスの募集が多く見られる (NGESO 2020b)。

Constraint Managementの調達要件イメージ

各要件に合わせて、必要量を特定の地域から確保

項目	内容
調達が必要なエリア	Midlands
当該エリアにおけるプロバイダー（候補）	XXX、XXX、XXX
必要と想定されるユニット数	3 ユニット
サービスの概要	電圧のみ
期間	2018/4/30 (23:00)-2018/10/1 (07:00)
時間	23:00 - 07:00

出所) National Grid のウェブサイトより三菱総研作成

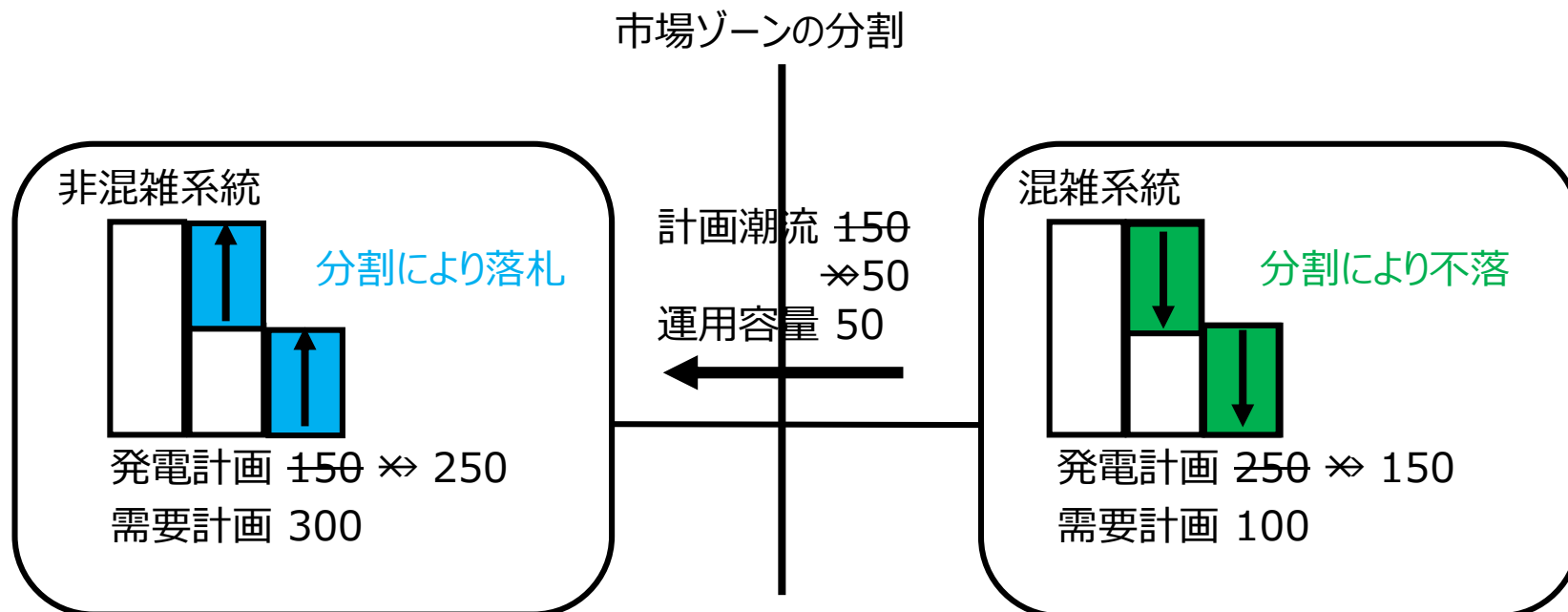
Forward Tradesに関する記述

次に、バランシングメカニズムよりも前に先渡取引として、Grid Trade Master Agreement (GTMA: 電力取引のための標準協定) の下、スケジュール 7A というトレードが行われる。エネルギー取引の大部分は、発電事業者と小売事業者間で行われるが、スケジュール 7A は National Grid と特定の発電事業者 (50MW の風力発電等) との間で電力のトレードを可能にするものであり、National Grid から発電事業者に対し、出力を下げしてほしい、あるいは出力をゼロにして欲しいと要請する。これは配電系統 (典型的には 132kV) の主に風力発電の抑制に適用され、バランシングメカニズムの代替として用いられている。バランシングメカニズムとスケジュール 7A 双方を選択可能な場合はより安価なものを National Grid が選ぶ。³⁴ なお、先渡取引、バランシングメカニズムは、系統混雑だけでなく需給調整のための調達も含む。

出所) 欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査 (2019年3月) をもとに作成 <https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/index.html>

出所) 電力中央研究所報告Y20006「欧州諸国での入札ゾーン見直しと再給電指令をめぐる議論の動向と課題」(2021年3月) をもとに作成 <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y20006>

- 過去の米ERCOTでは、最過酷な潮流状態をもとに、定期的にゾーン構成の見直しを行っており、2004年に3エリアから4エリアに変更された。これは下図のように、地内の混雑箇所でも市場ゾーンを分割することで、混雑を解消している（市場主導型であるゾーン制による混雑処理）と捉えることができる。

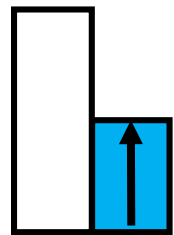


- 一方で、2004年のゾーンの見直し後も、新たなゾーン内の混雑費用が高止まりしていた。これについては、ゾーン内混雑を緩和されるようにゾーンが設定できていないという指摘があり、下図のように、ゾーンを分割することで、新たなゾーン内混雑が発生することが要因と推察される。
- 必ずしも、ゾーン内混雑費用の高止まり解消のみが、ノードル制移行への直接的な原因ではないが、ノードル制移行への議論のきっかけとなったと推測されている。

新たなゾーン内混雑が発生

市場ゾーンの分割

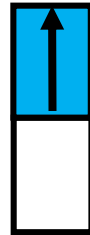
非混雑システム



分割により
落札

発電計画 100×150
需要計画 100

計画潮流 θ
 $\times 50$
運用容量 20



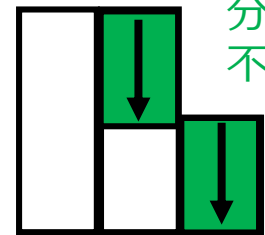
分割により
落札

発電計画 50×100
需要計画 200

計画潮流 150
 $\times 50$
運用容量 50



混雑システム

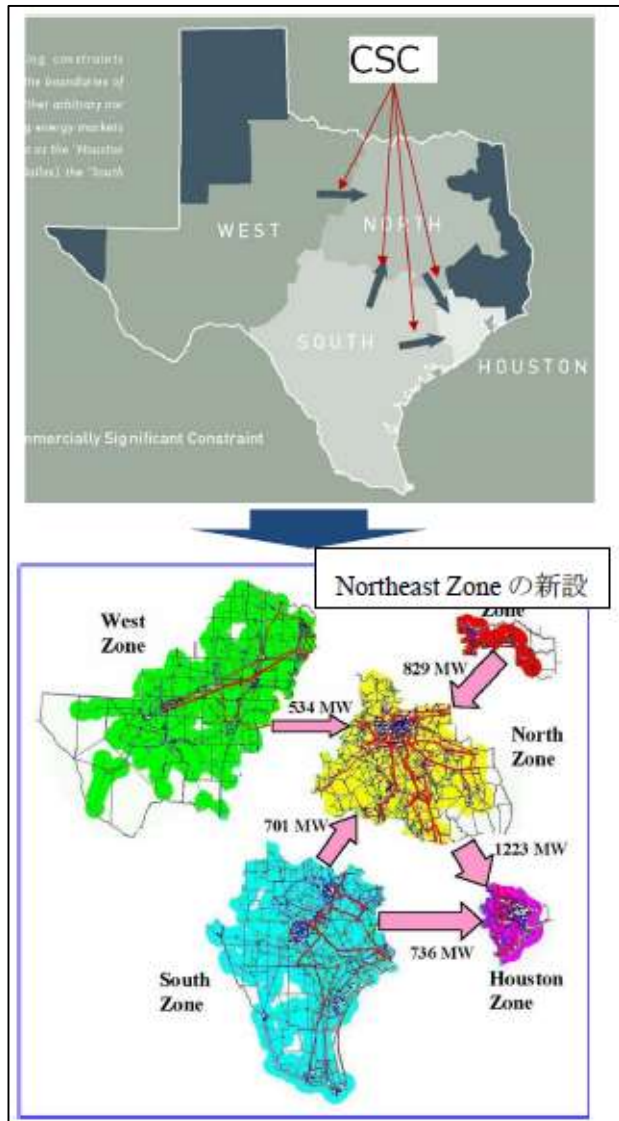


分割により
不落

発電計画 250×150
需要計画 100

米ERCOTの2002年と2004年のゾーン

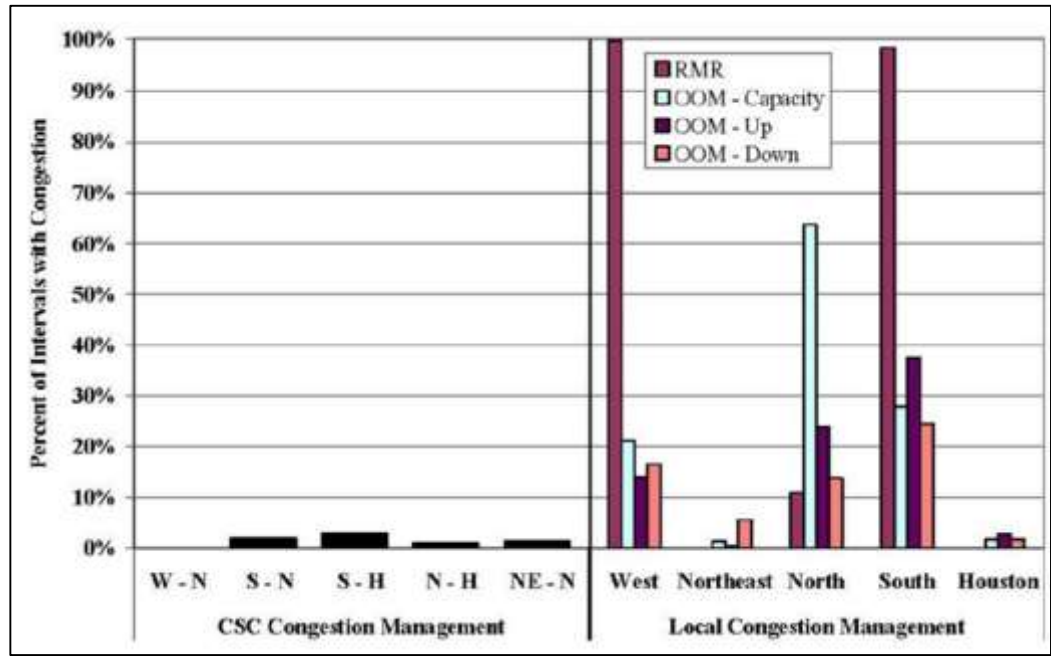
定期的なゾーン構成の見直しに関する記述



ゾーン間混雑管理：ERCOT の制御エリア全体の Commercially Significant Constraint (CSC)¹⁹を毎年見直し、それに基づきゾーンの構成を変更する。運用断面では、ゾーン間の shift factor²⁰を用いて、ゾーン間潮流を調整してゾーン間混雑を処理していた (図 5)。処理できなかった場合、RMR や Replacement Reserve Service を活用する²¹。

¹⁹ CSCとは、最過酷な潮流状態を想定したときに、混雑が生じ得る箇所である (Baldick 2003)。
²⁰ shift factorとは、潮流分流係数と類似の指標である。具体的には、ERCOTでは、潮流分流係数をゾーン毎で重みづけ平均した値である (Baldick 2003, Daneshi 2011)。
²¹ Replacement Reserve Serviceは、ERCOTからの指令時にオフラインであってもよいが、ERCOTの要請に従い、提供可能な供給力である (ERCOT 2003, ERCOT 2004)。2021年時点の詳細な技術要件は不明である。

ゾーン間・ゾーン内の混雑費用の推移 (ERCOT)



ゾーン間

ゾーン内

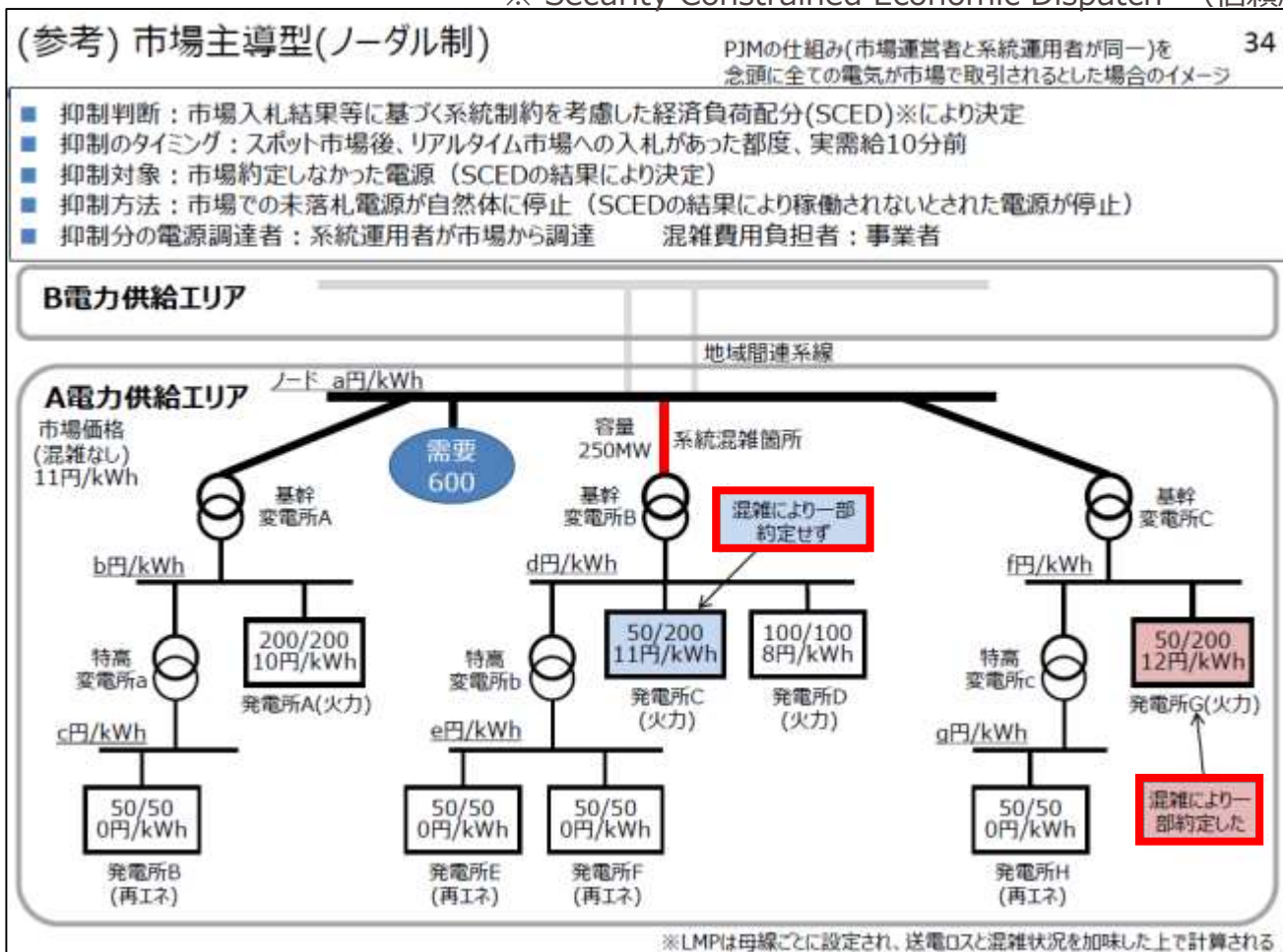
ゾーン内混雑費用の高止まりとノーダル制移行に関する記述

2004年のゾーンの再構成後も、ゾーン間混雑の管理費用に比べ、ゾーン内混雑の管理費用の高騰は改善されなかった(図7)。この点について Potomac Economics (2004) は、ゾーン内混雑管理の費用が抑制されるように、ゾーンが設定できていないと指摘している。

米国での実例より、CAISOは電力危機後の市場再設計を契機として、ERCOTは価格シグナルによる供給資源の最適な誘致を理由として、ノーダル制移行が実施されたと指摘できる。この様に米国のCAISOとERCOTは、必ずしもゾーン内混雑の解消費用低減のみを目的としてノーダル制へ変更したわけではない。しかしながら、ノーダル制変更前にゾーン内混雑の解消費用が減少していなかったことが、ノーダル制移行の議論のきっかけとなったと推測することができる。

- 米国では、大宗が市場約定結果により混雑処理を行うノーダル制へ移行することにより、課題①へ対応している。
- 具体的には、送電ロスと混雑状況を加味して計算されるSCED※の結果をもとに、混雑がなければ落札できていた混雑系統の電源が不落となり、混雑がなければ不落であった非混雑系統の電源が落札することで、混雑処理される。

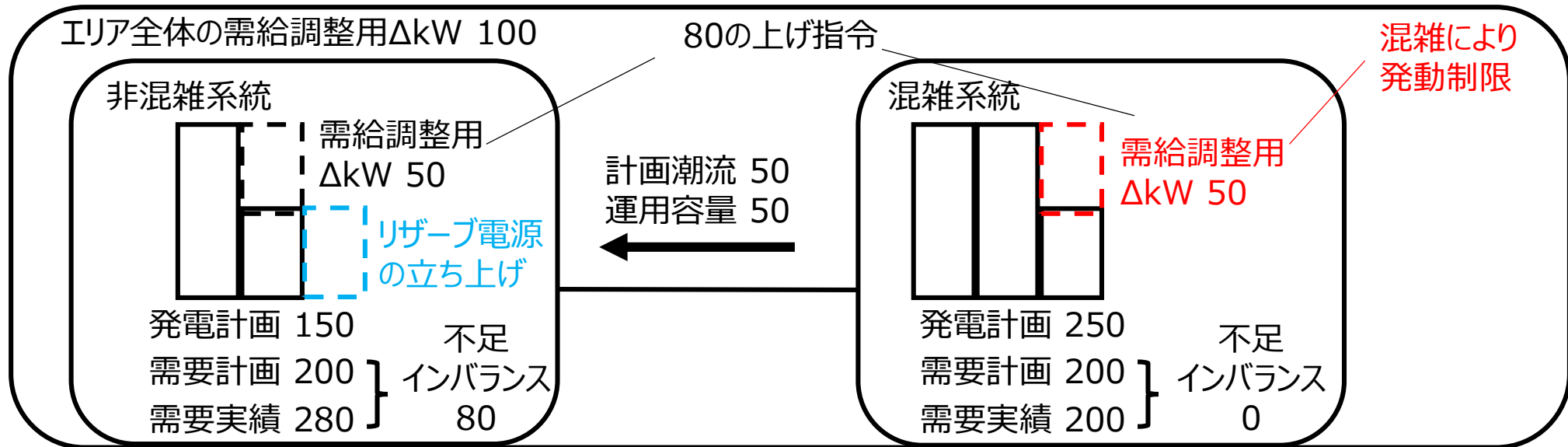
※ Security Constrained Economic Dispatch（信頼度制約付き経済負荷配分）



1. 系統混雑を考慮した調整力確保の課題整理
2. 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対する海外事例
3. 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対する海外事例
4. まとめ

- 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対して、欧州・米国それぞれの対応事例の概要をまとめる。
- 欧州では、再給電方式を採用しているドイツ・イギリスは、調整力調達エリアを分割しておらず、通常は非混雑系統の余力で対応していると考えられるが、対応が困難となる場合は、別途、需給調整を目的とした需給調整用 ΔkW を追加で確保して対応している。（ドイツ：容量リザーブ電源、イギリス：STOR）
(ゾーン制を採用している北欧は、例えばノルウェー国内を5つのエリアに分割するなどして対応している)
- 米国では、PJMにおいては需給調整用 ΔkW を確保するゾーンを分割して、課題②に対応している。ERCOTでは、需給調整用 ΔkW が不足する際には、事業者に差し替えを依頼したうえで、それでも需給調整用 ΔkW が不足する際には、事業者の電源コスト情報（3-Part）を用いて社会コストが最小となるようディスパッチを行い、需給調整用 ΔkW の不足分を補っている。

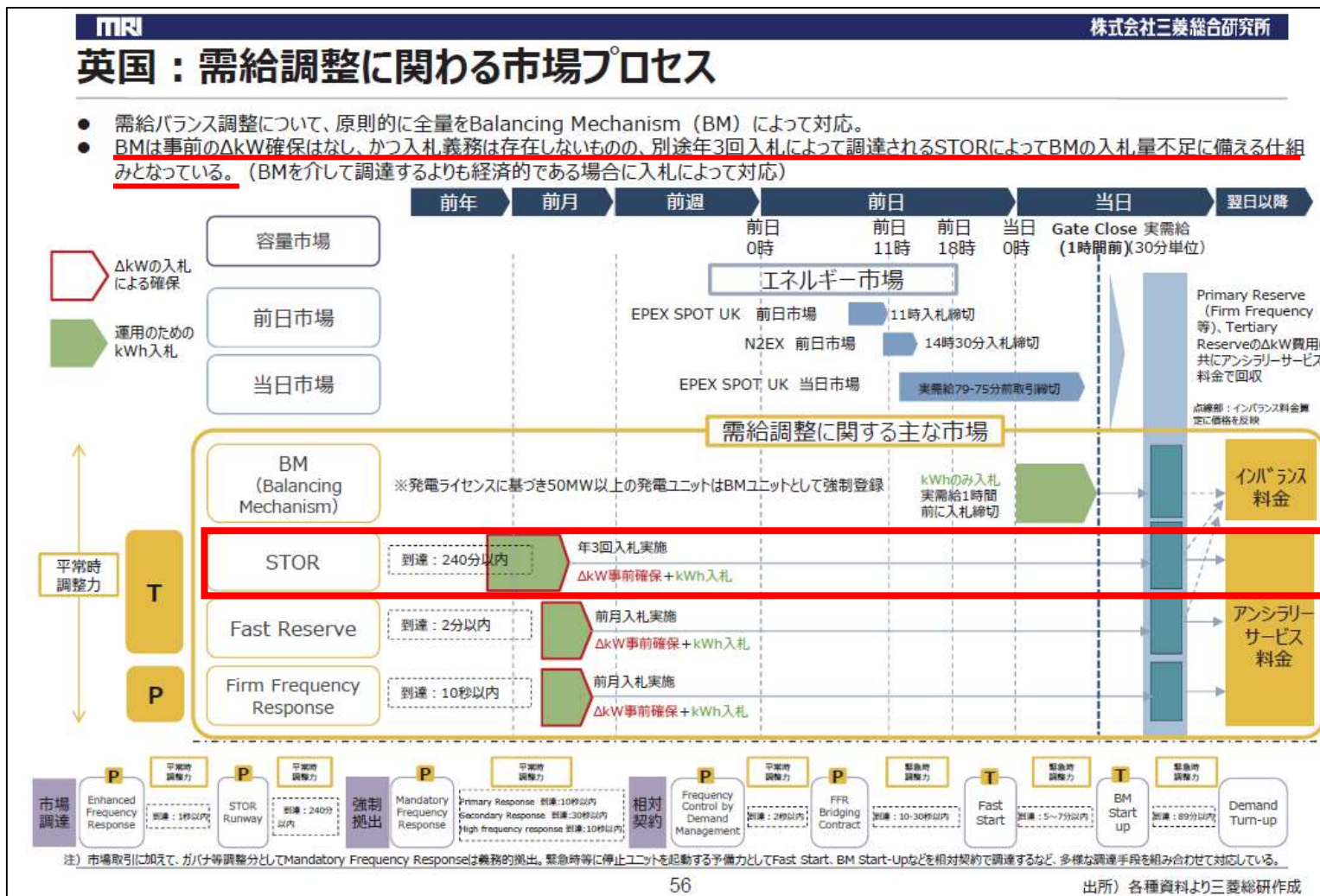
- 系統混雑時の需給調整にあたっては、ドイツのTSOは、混雑系統に立地する電源を用いた需給調整のための上げ調整を行わないように考慮している。
- そのため、エリア全体の需給調整にあたり、非混雑系統の需給調整用 ΔkW では足りない場合に備え、それとは別に、容量リザーブ電源を確保しており、有事の際にはこれらを需給調整用 ΔkW として活用することで対応している。



- ドイツのリザーブ電源は、容量リザーブ電源、系統リザーブ電源の2つが存在する。
- このうち、混雑処理用に用いることができるのは系統リザーブ電源のみで、容量リザーブ電源については供給力・需給調整の用途で発動されるものとなっている。
- 系統リザーブ電源の容量については、ドイツの4TSOで毎年系統解析を実施し、決定されている。

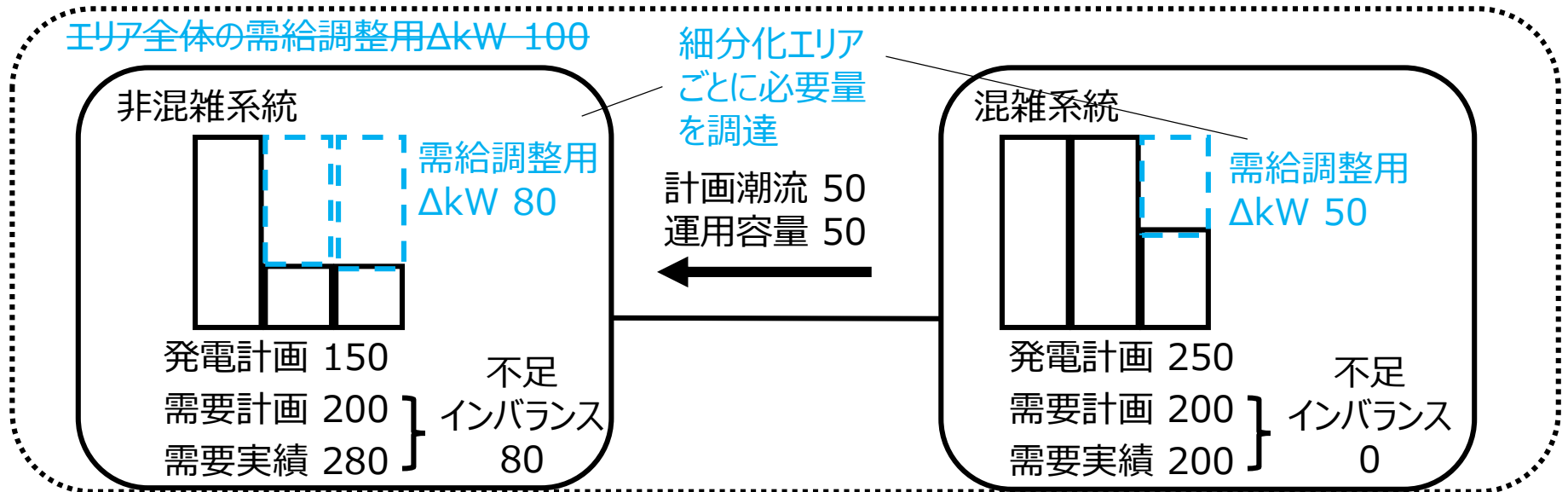
	容量リザーブ電源	系統リザーブ電源
根拠法	EnWG13e	EnWG13d
目的	<ul style="list-style-type: none"> • 系統アデカシー • 需給バランス調整 	<ul style="list-style-type: none"> • 混雑処理 • 電圧維持
容量	<ul style="list-style-type: none"> • 2GW 	<ul style="list-style-type: none"> • 毎年4TSOの解析により決定
調達	<ul style="list-style-type: none"> • 2年ごとのTSOによる競争入札 	<ul style="list-style-type: none"> • 競争入札／相対契約
対象電源	<ul style="list-style-type: none"> • 問わない (CO2排出削減の早期化を目的として、容量リザーブ電源へ移行する旧型の褐炭発電所は、暫定措置としてEnWG13gに規定され、容量リザーブと同様に扱われる) 	国外の電源もしくは系統によって重要であるとTSOに指定された電源のうち <ul style="list-style-type: none"> • 休廃止予定電源 • 現在稼働していない電源

- イギリスでは、実需給断面の調整力kWh市場（Balancing Mechanism）での入札量不足に備え、年3回入札により需給調整用 ΔkW を調達するSTORという仕組みがあり、これにより課題②へ対応していると考えられる。



- Short-term Operating Reserve (STOR) : National Gridに同期していない調整力を調達する
 - ✓ Reserve容量は年3回の入札で調達する
 - 契約期間は様々 - STORを1シーズンか複数シーズン、最大2会計年度まで
 - 最低3MW
 - ✓ STOR内でも様々なサービスの種類
 - Committed Service
 - Premium Flexible Service
 - Flexible Service
 - ✓ 応札には提供する容量の技術的なパラメータとその使用料金を入れる
 - National Gridはそれらの技術的、経済的、場所的要件を考慮し落札者を決定する
 - ✓ STOR提供事業者はSTORの契約でNational Gridが指示をしない限り、市場に参加することはできない
 - ✓ 落札プロバイダは毎週STOR枠に対する利用可能容量を宣言しなければならない
 - プロバイダは枠の部分ではなく全体に宣言する必要がある
 - ✓ 必要となった場合、National GridはSTOR契約で設定したパラメータと価格に従いSTORの指令を行う
 - ✓ 支払い：
 - 使用可能性の対価 (£/MWh) - 時間枠に対してプロバイダが契約容量を利用可能にした場合
 - 使用の対価 (£/MWh) - National GridがSTORを指令した場合のエネルギー供給量に対して払う。これにはランプ上げとランプ下げの期間も含まれる

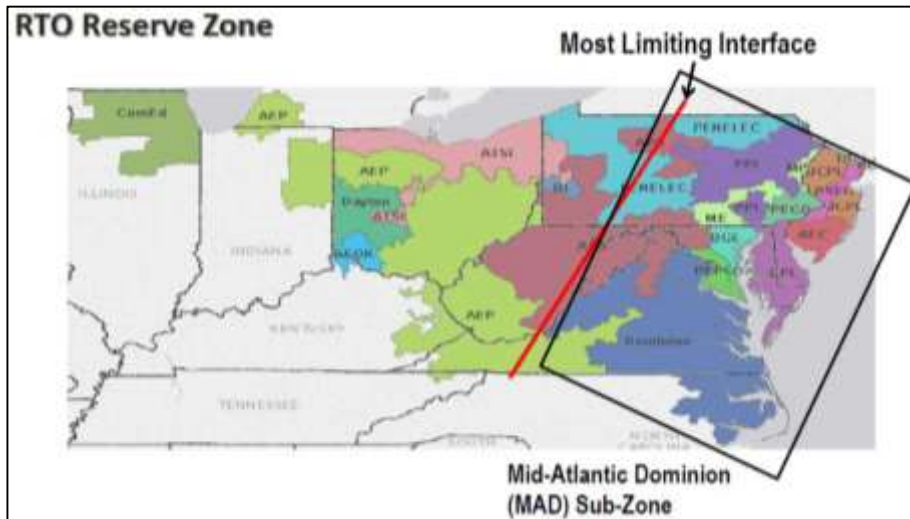
- 課題② (需給調整用 ΔkW の不足) に対して、米PJMはエリアを細分化して、細分化したエリアごとに必要量を調達している (PJM含め、2~5エリア程度の細分化)。
- また、細分化エリア内での需給調整用 ΔkW の不足については、細分化エリア内の混雑発生は軽微と考え、問題視していない (余力で対応できる) と考えられる。
- 細分化エリア間の送電線には、 ΔkW マージンを設定しておらず、細分化エリア間の広域調達は行われていない。



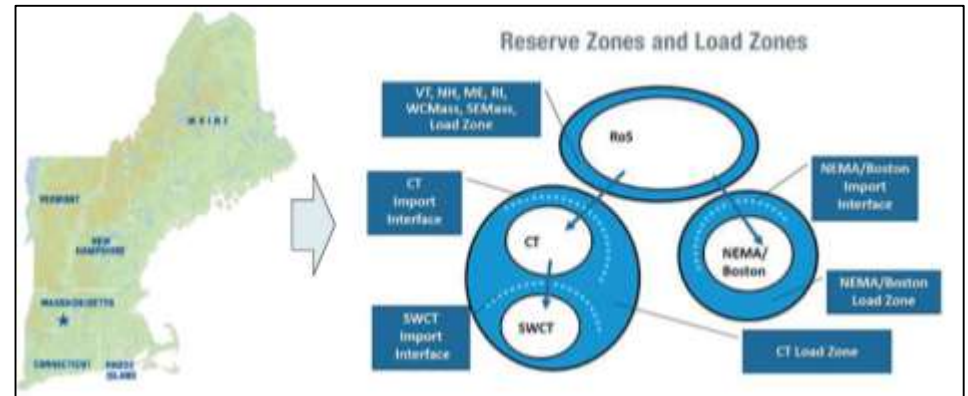
(参考) 米国北東部における調整力確保エリア区分

■ 米国北東部においては、調整力確保エリアを2~5エリア程度に区分している。

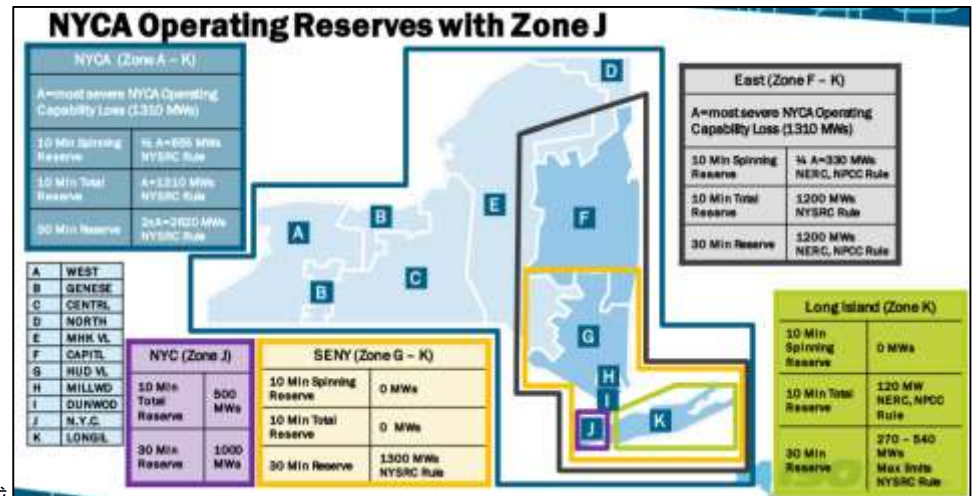
PJMにおける調整力確保のエリア区分



ISO-NEにおける調整力確保のエリア区分



NYISO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) をもとに作成

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

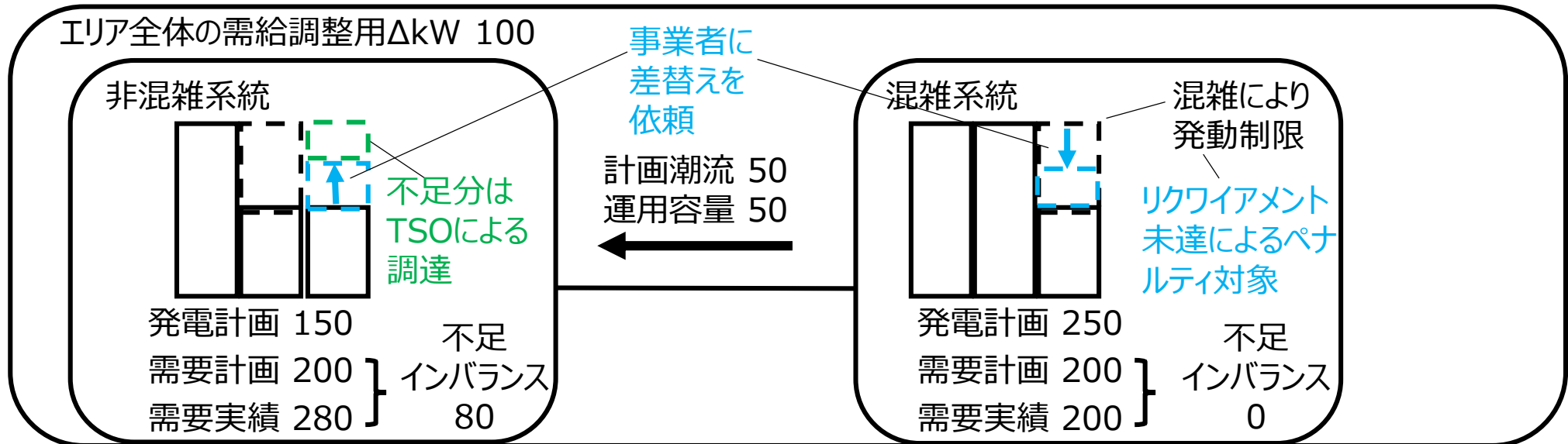
出所) ISO New England, Key Grid and Market Stats, Maps and Diagramsをもとに作成

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

出所) New York ISO, Establishing Zone J Operating Reserves (2019年1月15日) をもとに作成

<https://www.nyiso.com/documents/20142/4461032/NYC%20Reserves%2001-15-19%20ICAP%20MIWG%20PRLWG.pdf/c3de36d9-47e4-ab84-c242-730a2ad42a19>

- 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対して、米ERCOTは混雑系統の需給調整用 ΔkW をリクワイアメント未達によるペナルティ対象として、事業者に差替え依頼を通知する（下図の青字）。
- 事業者への差替え依頼でも、需給調整用 ΔkW が不足する場合は、ERCOTが補足アンシラリーサービス市場を使って不足分を調達する（下図の緑色）。補足アンシラリーサービス市場では、事業者から再提出された電源コスト情報（3-Part）をもとに、調達コストが最小化されるように落札対象が選ばれる。
- 事業者の差替え依頼では、混雑地点の情報は与えられず、電源を差替えたとしても、混雑系統にあって発動制限を受ける可能性もある。そのような場合であっても、混雑地点の情報を持つERCOTが社会コストが最小化されるようにディスパッチする補足アンシラリーサービス市場という仕組みがあることにより、担保されていると考えられる。



- 時間前信頼度制約付発電機起動停止計画（HRUC）のプロセスで、送電制約によりアンシラリーサービス提供が実行不可能と判断される場合があり、その場合は事業者（QSE）へ代替を依頼する。
- 代替できない場合は、ERCOTが「補足アンシラリーサービス市場」を通じて必要量を調達する。

ERCOT Nodal Protocols 6.4.9.1.2 送電制約による実行不可能なアンシラリーサービスの置換

(1) HRUC（Hourly Reliability Unit Commitment）プロセスは、RUC（Reliability Unit Commitment）検討期間の各時間について、各リソースのHigh Ancillary Service Limit (HASL) とLow Ancillary Service Limit (LASL) を尊重しなければならない。ただし、それ（各リソースのHASLとLASLを尊重すること）によって、他の手段では解決できない制約を解決するために、あるリソースからのアンシラリーサービスを提供するために確保された容量が必要とされる送電制約が生じる場合を除く。そのような場合、アンシラリーサービスは実行不可能であると決定される可能性がある。リソースからのアンシラリーサービスはまた、それらアンシラリーサービスの展開が一貫して送電制約に負の影響を与える場合、実行不可能であると決定される可能性がある。実行不可能性は、調整期間（Adjustment Period）または運用期間（Operating Period）のいずれかで特定される可能性がある。ERCOTオペレーターが、ERCOTのシステム状況から、当該リソースに割り当てられているアンシラリーサービスの利用が不可能であると判断した場合、ERCOTは、影響を受ける各QSEに対し、以下の情報を提供する。

(a) 影響を受ける各リソースに現在割り当てられているアンシラリーサービス量のうちQSEが削減しなければならない量

(b) 削減の開始時間と停止時間

注：
QSE (Qualified Scheduling Entities)
：給電計画の調整主体

(2) 通知に基づき、影響を受ける各QSEは、以下の1つ以上を行うことができる。

(a) アンシラリーサービス供給責任を果たすために、そのQSEによって代表される他のリソースからの容量で代替（substitute）する

(b) アンシラリーサービス取引（Ancillary Service Trade）を用いて他のQSEの容量で代替（substitute）する

(c) アンシラリーサービスの容量の全部または一部を置換（replace）する必要があることをERCOTに通知する

(3) QSE が容量の代替を選択した場合、ERCOT は、代替の実現可能性を判断するものとする。ERCOTが代替が実行不可能と判断した場合、または QSEがERCOTにアンシラリーサービスの容量を置換する必要があると通知した場合、ERCOT は、独自の裁量で、サービスがまだ必要であると判断した場合、Nodal Protocols 6.4.9.2 「補足アンシラリーサービス市場」に基づいて必要とされるアンシラリーサービスの容量を調達するものとする。

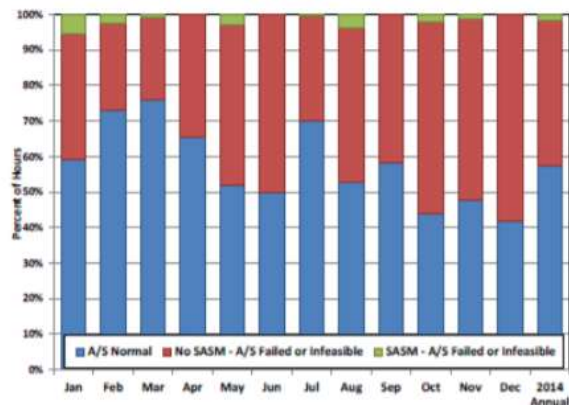
(4) 実行不可能なアンシラリーサービスの精算は、Nodal Protocols 6.7.2.1 送電制約による実行不可能なアンシラリーサービス容量に対する料金、および6.7.4 アンシラリーサービス調達のための費用割当に対する調整 に従って実行される。これらの計算は、その特定の時間にSASMが実行されるかどうかにかかわらず、アンシラリーサービスが実行不可能であると決定されたすべての時間に対して行われる。

- ERCOTでは、Adjustment Period（前日18時～60分前）において、アンシラリーサービス容量充足性評価・維持（Evaluation and Maintenance of Ancillary Service Capacity Sufficiency）で判断された、各種調整力の不足量を、補足アンシラリーサービス市場で追加調達することができる。
- 補足アンシラリーサービス市場では、事業者から再提出された電源コスト情報（3-Part）をもとに、調達コストが最小化されるように落札対象を選ぶ。

● Supplemental Ancillary Service Market (SASM)

- ✓ ERCOTは、前日市場終了後、所定のアンシラリーサービスが不足していると判断する場合、SASMを通じて追加的に調達を行う（SASMに対して、参加者も改めて入札を行う）
- ✓ 左下表によると、各時間帯の約半分で、所定の調整力を調達できていない（図の赤と緑）。ただし、実際にSASMを通じて追加調達するのは、年間時間帯の2%程度
- ✓ 調達量が不足する理由は、前日市場での調達量自体の不足ではなく、実際に確保した調整力（電源）が、何等かの理由で稼働不能になる、系統事故が発生する、等のため
- ✓ 不足量の平均値は各アンシラリー種について数十MW程度

アンシラリーサービスの調達不足状況（2014年/月間平均値）



アンシラリー調達不足量の中央値・平均値(2014年)

Service	Hours Deficient	Mean Deficiency (MW)	Median Deficiency (MW)
2014			
Responsive Reserve	2929	46	20
Non-Spin Reserve	723	48	40
Up Regulation	696	40	20
Down Regulation	850	34	15
2013			
Responsive Reserve	3138	43	20
Non-Spin Reserve	610	50	38
Up Regulation	689	38	20
Down Regulation	575	39	15
2012			
Responsive Reserve	3756	34	15
Non-Spin Reserve	664	36	8
Up Regulation	750	41	25
Down Regulation	522	48	39
2011			
Responsive Reserve	4053	39	20
Non-Spin Reserve	1254	90	39
Up Regulation	1222	27	20
Down Regulation	1235	22	11

出所) 2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, 2015)

1. 系統混雑を考慮した調整力確保の課題整理
2. 課題①（混雑処理用 ΔkW の確保）に対する海外事例
3. 課題②（需給調整用 ΔkW の不足）に対する海外事例
4. まとめ

- 系統混雑を考慮した調整力確保の課題については、「混雑処理用 ΔkW の確保（課題①）」と「需給調整用 ΔkW の不足（課題②）」が存在し、欧米における対応事例については下表のとおり。
- 対応については、混雑の発生状況（フェーズ）や混雑処理手法によっても変わり得ると考えられるため、次回以降、日本における混雑発生状況や、混雑処理手法に関する議論状況も踏まえながら、調整力確保の課題に対する、今後の方向性について検討を進めていきたい。

	ドイツ	イギリス	米ERCOT (過去)	米ERCOT (現在)	米PJM
系統運用者	50Hertz他	National Grid	ERCOT		PJM
混雑処理手法	再給電方式	再給電方式	ゾーン制	ノーダル制	ノーダル制
需給調整市場の 入札ゾーン	1つ	1つ	3→4に増設	1つ	2つ
課題①への対応 (混雑処理用 ΔkW)	余力 + 系統リザーブ電源	余力 (BM) + Constraint Management Services	ゾーン制で解決 (ただし、ゾーン内 で再混雑)	ノーダル制のため課題なし	
課題②への対応 (需給調整用 ΔkW)	余力 + 容量リザーブ電源	余力 + STOR		事業者の差替え + 補足アンシラリー サービス市場 (3-Part)	需給調整市場の ゾーン割で解決 (フェーズ1)