参考資料４

同時市場における
調整力の確保方法・タイミングについて

２０２２年１０月４日

電力広域的運営推進機関

はじめに

- 前日同時市場は、3-PartによるkWhとΔkWの同時約定を図ることで、別時間の市場に備え売札が制限されることがなく調達不足解消（現在の市場が抱える問題の解決）が期待できると考える。
- 一方で、前日X時（同時市場）時点で調整力を確保（約定）してしまうと、現行の日本で取り扱っていない前日～GCの予測誤差（再エネ除き）も調達する必要があるため、現行以上に調整力必要量が増える可能性もある。
- この点、同時市場における調整力の確保方法・タイミングについては、現行の日本における調整力確保の考え方を踏まえながら、同時市場（3-Part Offerによる約定）の参考モデルである米PJMにおける調整力確保の考え方も参考に、議論・検討していく必要があると考える。
- そのため、本資料では現行の日本ならびに米PJMの調整力確保の考え方を纏め、それを踏まえた今後の同時市場における調整力確保の考え方を考察したため、その内容について紹介させて頂く。

目次

１．現状の日本における調整力確保の考え方

２．米PJMにおける調整力確保の考え方

３．今後の同時市場における調整力確保の考え方（考察）

４．まとめ

目次

１．現状の日本における調整力確保の考え方

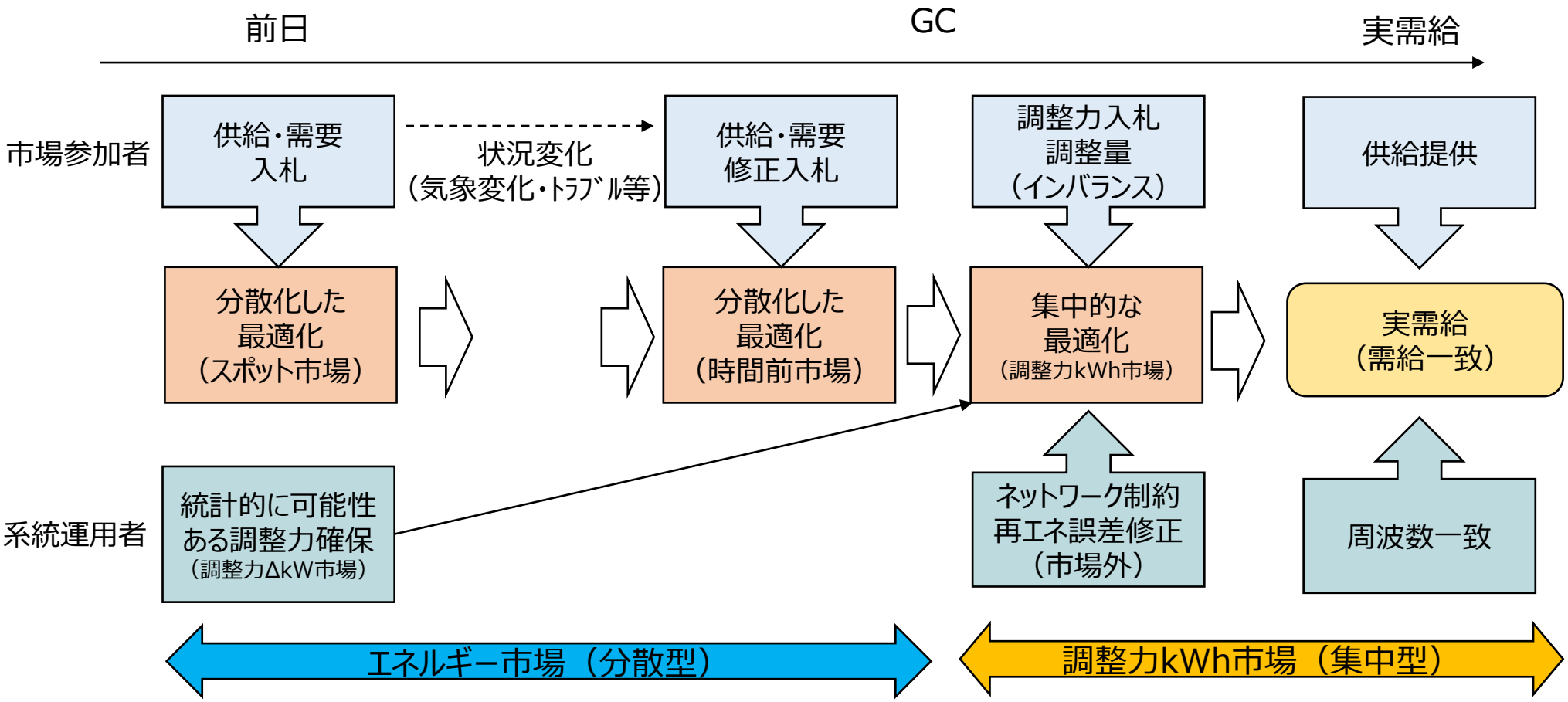
２．米PJMにおける調整力確保の考え方

３．今後の同時市場における調整力確保の考え方（考察）

４．まとめ

現状の需給調整市場で扱う調整力の考え方

- 現状の制度は、時間の異なる複数の取引を行う分散型の市場を形成していることから、需給調整市場（調整力ΔkW市場）においても、**統計的に可能性のある調整力必要量を確保する形態**を取っている。
- そこで確保した調整力をもって、GC以降の需給調整市場（調整力kWh市場）において、広域需給調整システム（KJC）を用いたインバランス量（**予測誤差**）の調整を行い、実需給において時々刻々と変化する**時間内変動**の対応を行う（その他、**電源脱落**等の事故時対応も行っている）。



調整力で対応する事象（一次から三次①）

10

■ 調整力で対応する事象は平常時と事故時の大きく２つに分かれ、それぞれに対応する必要がある。

✓平常時

＜予測誤差＞

○需要予測誤差

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、GC後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

○再エネ予測誤差

FIT特例制度①③による再エネの予測のうち、GC時点に想定された再エネ出力予測値と実績値との差についても調整力を用いて対応している。

＜時間内変動＞

○需要・再エネの時間内変動

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

✓事故時

＜電源脱落＞

電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力で対応する。

出所）第14回需給調整市場検討小委員会（2019.11.5）資料２をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

（参考）調整力で対応する事象（三次②）

一次から三次①で対応する事象

8

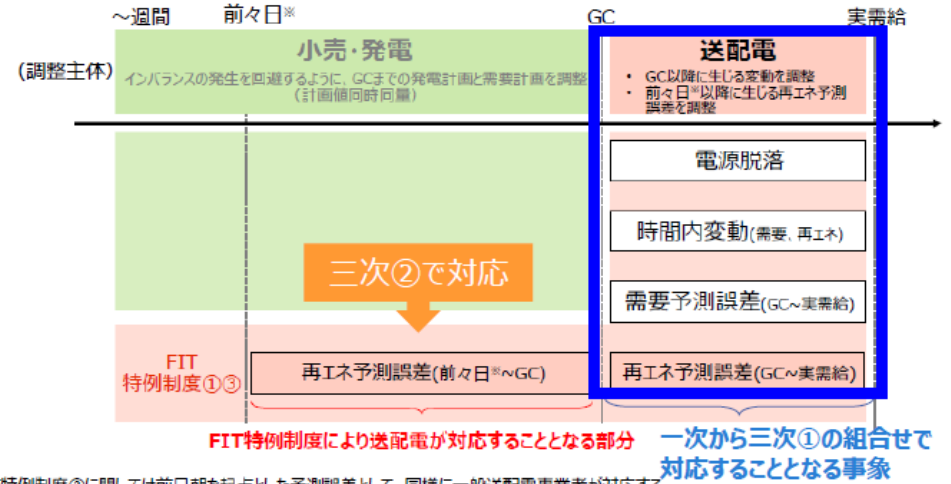
- 計画値同時同量制度において、原則としてGCまでの需要と供給力の変動は小売電気事業者・発電事業者が調整を行い、GCから実需給までの変動は一般送配事業者が調整力を用いて対応することになる。
- FIT特例制度①③によって発生する再エネ予測誤差については、前々日からGCまでの再エネ予測誤差を三次②で対応する事象としており、GCから実需給までの事象は一次から三次①の組合せで対応する必要がある。

FIT特例制度における再エネ予測誤差

7

出所）第７回需給調整市場検討小委員会（2018.11.13）資料３をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_07_haifu.html

- 前述のとおりFIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

出所）第11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（2018.12.26）資料3をもとに作成
http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/011_03_00.pdf

出所）第14回需給調整市場検討小委員会（2019.11.5）資料２をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

現状の需給調整市場における調整力必要量

■ 統計的に可能性のある調整力必要量とは、いわゆる統計処理（3σ）を行った最大値を指しており、これにより過去実績相当の誤差に対応できるようにしている。

必要量の算定方法（平常時・事故時含む） 35

■ 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

- ✓ 一次調整力 ： （ 残余需要元データ※1 － 元データ※1 10分周期成分 ）の３σ相当値※4
  ＋ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力①： （ 元データ※1 10分周期成分 － 元データ※1 30分周期成分 ）の３σ相当値※4
  ＋ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2
- ✓ 二次調整力②： （ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差 ） の３σ相当値※4
- ✓ 三次調整力①： （ 残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量 ） の３σ相当値※4
  ＋ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2

※１ 残余需要1～10秒計測データ
※２ 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分
※３ 残余需要30秒計測データ30分平均値 －（BG需要計画－GC時点の再エネ予測値）
※４ 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

■ 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。

■ 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

■ 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

出所）第14回需給調整市場検討小委員会（2019.11.5）資料２をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

現状の需給調整市場における調整力必要量（EDC領域）

- また、EDC領域（二次②・三次①）の必要量は、残余需要予測誤差の過去実績最大（3σ）から求めており、具体的には「BGの不足インバランス量」と「GC以降の再エネ下振れ量」から算出される。
- 更に、「BGの不足インバランス量」は、「GC時点のTSO・BG予測の差分」と「GC以降のTSO需要予測誤差」に切り分けられる。

【残余需要予測誤差（EDC領域の必要量）】

＝ 実績残余需要 －（GC時BG需要計画－GC時TSO再エネ予測）

＝（実績需要－実績再エネ）－（GC時BG需要計画－GC時TSO再エネ予測）

＝（実績需要－GC時BG需要計画）＋（GC時TSO再エネ予測－実績再エネ）

（実績需要－GC時BG需要計画）：BGの不足インバランス量

（GC時TSO再エネ予測－実績再エネ）：GC以降の再エネ下振れ量

＝（GC時TSO需要予測－GC時BG需要計画）＋（実績需要－GC時TSO需要予測）＋（GC時TSO再エネ予測－実績再エネ）

（GC時TSO需要予測－GC時BG需要計画）：GC時点のTSO・BG予測の差分

（実績需要－GC時TSO需要予測）：GC以降のTSO需要予測誤差

（GC時TSO再エネ予測－実績再エネ）：GC以降の再エネ下振れ量

現状の日本における調整力確保の考え方

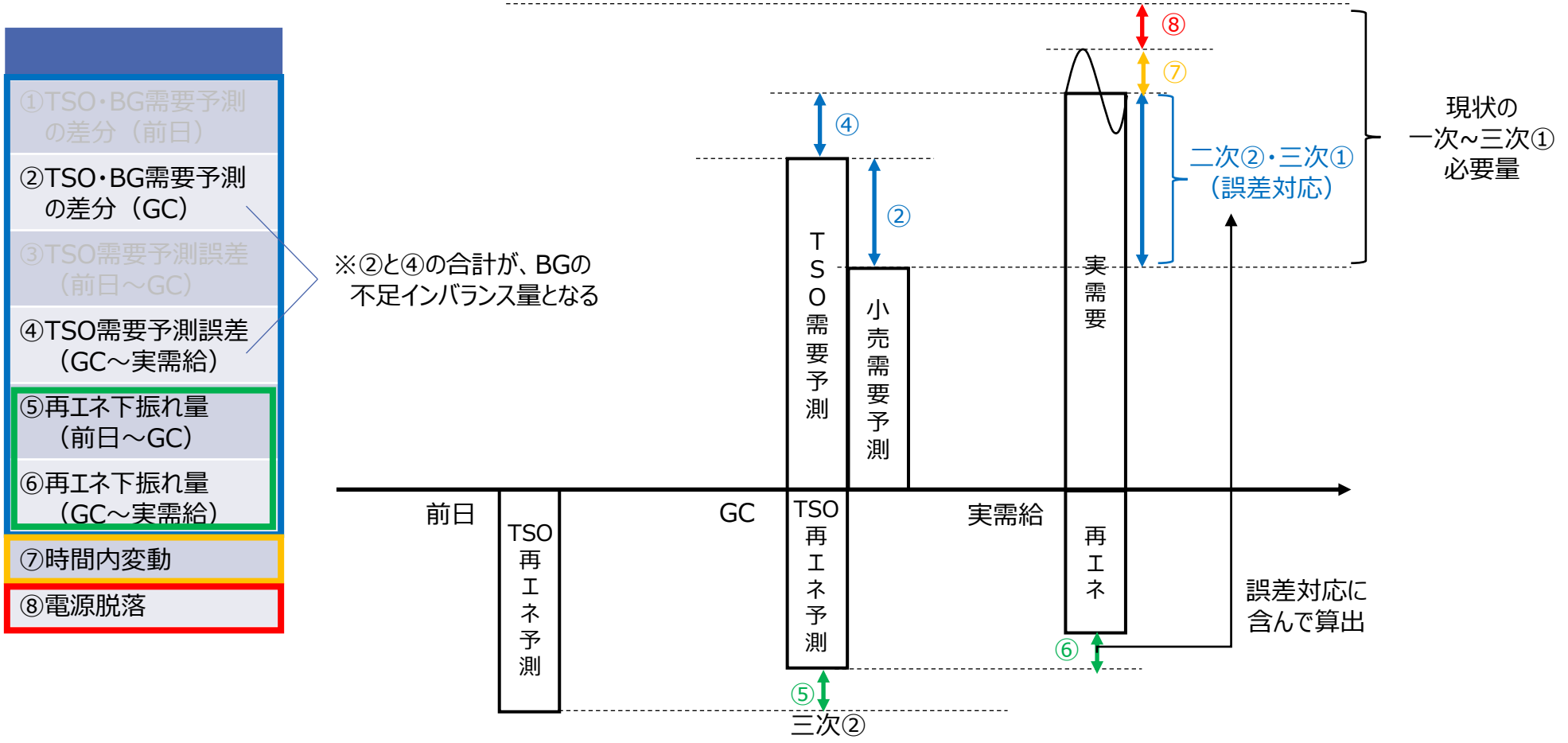
■ 前述の考え方に則ると、現状の日本における調整力確保の考え方は、下表のように分かれるイメージとなる。

【凡例】 ○：当該商品で取り扱っている事象

	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			ー	ー	
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）	※②と④の合計が、BGの不足インバランス量となる		ー	ー	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					○
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）			○	○	
⑦時間内変動	○	○			
⑧電源脱落	○	○		○	
指令・制御	オフライン（GF）	オンライン（LFC）	オンライン（EDC）		
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内

現状の日本における調整力確保の考え方（イメージ）

■ 具体的に、現状の日本における調整力確保の考え方を時系列順にイメージ化すると下図のようになる。



現状の日本における調整力確保タイミングの考え方

■ また、調整力確保タイミングとしては、過去の議論において、「**高性能なものが卸市場で売り切れる前に確実に確保する**」との理由から、三次②を除く全商品について、卸電力市場より前の週間断面で行うと整理。

広域調達された三次①の差替えについて

30

■ バランス停止を決める段階で広域的により安価に差し替えることを検討するに当たっては、hotな状態で確保するためにどういったコストがかかるかを考慮する必要がある。

なお、これまでに需給調整市場で取り扱うΔkWについては、あらかじめ調整力を発動できる状態で確保することが、ΔkWとして確保することであると整理した。

■ ΔkWを確保するためには、電源をhotな状態としておくため起動費や増分燃料費などの追加コストがかかることに加え、確保された電源が卸市場で売買する機会を失うことによる機会損失が発生する。

ただし、年間調達された三次①については、送配電が固定費を支払うことから送配電の専用電源となり、この場合、機会損失は発生しない。

■ バランス停止を判断する段階で広域的に再度調達することにより、この起動費や増分燃料費などがより安価となるhotな電源との差替えができる場合があると考えられる。透明性をもってこれを行うためには、需給調整市場のΔkWに入札させることで、差し替えを行うこととしてはどうか。また、その時期については高性能なものが卸市場で売り切れる前に調整力必要量を確実に確保するとの考えから、週間※としてはどうか。

■ ただし、送配電が調整力として活用することを目的として年間※調達により設備を確保している。このため、年間調達された三次①の機会損失はなく、年間を通じて活用されることが必要である。この点については三次①の年間調達時のリクワイアメントとしてはどうか。

■ なお、日や時間帯によっては三次①の量が電源Ⅰ-b相当の量では不足する場合も考えられる。この量については三次①の必要量の検討の中で明らかになるが、その調達については需給調整市場のΔkWとして週間であわせて調達することとしてはどうか。

※ 「年間調達」とは 1年前　に 1年分　を　1商品[1年間×1コマ]として調達
「週間調達」とは 1週間前 に 1週間分 を 56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達（56商品を1週間前に同時に調達）

出所）第6回 需給調整市場検討小委員会（2018.10.9）資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_06_haifu.html

目次

１．現状の日本における調整力確保の考え方

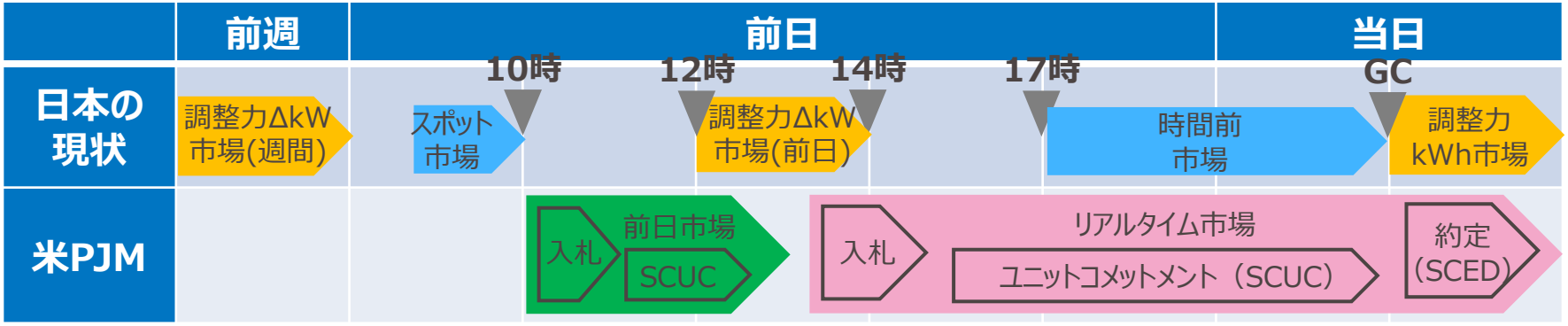
２．米PJMにおける調整力確保の考え方

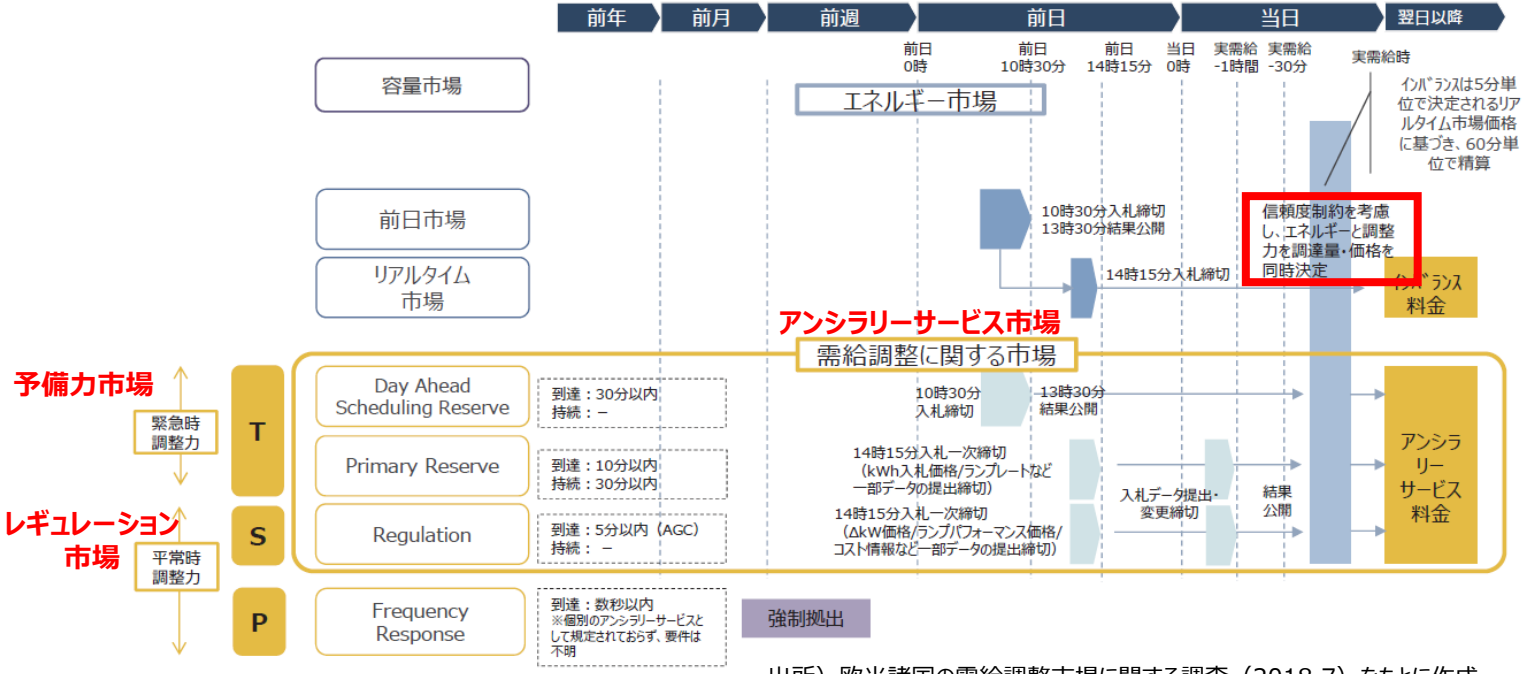
３．今後の同時市場における調整力確保の考え方（案）

４．まとめ

米PJMにおける市場取引スケジュール

■ 米PJMでは、前日市場直後に始まるリアルタイム市場において、供給力と調整力の調達量・価格を同時決定しているものの、都度補正を繰り返しており、最終的に約定（確保）するのは実需給直前となっている。





出所）欧米諸国の需給調整市場に関する調査（2018.7）をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

米PJMにおける調整力の分類

- 調整力の分類については、平常時の**時間内変動**と**予測誤差**、ならびに緊急時の**電源脱落**に分かれているのは日本と同様だが、このうち予測誤差（EDC領域）については明確に規定がなく、市場では確保されていない。
- これは、確保（約定）が実需給直前であり、それまでPJM想定需要に合わせて、都度補正（供給力として確保）を行うことができるためと考えられる。

株式会社三菱総合研究所

米国：調整力の分類と要件

- NERCによる分類は下表の通りであるが、各系統運用機関の調整力分類は、下記を踏まえつつも、多少の差異がある。
- 運用断面の調整力は通常時の調整力（Frequency Response、Regulating Reserve）と緊急時の調整力Contingency Reserve（Spinning、Non-Spinning、Supplemental Reserve）に分けられる。
- なお、Contingency Reserveの発動は厳に系統事故等の緊急時に限られ、予測外の太陽光・風力等の出力変動対応といった目的では使用されない。

	種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
平常時調整力	周波数応答(Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数秒	20秒以内
平常時調整力	周波数制御予備力(Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対するべく、出力の上げ・下げ指令に、AGCによって、即座に対応する発電機	1分以内	数分～1時間
	負荷追従(*Load Following*)	※*NERC*では明確な規定なし	*5~10分*	*5分~数時間*
緊急時調整力	瞬動予備力(Spinning Reserve)	同期済みであり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数秒～10分	10～120分
緊急時調整力	非瞬動予備力(Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもいいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10～120分
緊急時調整力	補助予備力(Supplemental Reserve)	稼働した瞬動予備力と非瞬動予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30-60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間
その他調整力	電圧制御(Voltage Support)	系統の電圧崩壊や停電を起こさないために、電圧がある一定の範囲に収まるよう、無効電力を供給する発電機	数秒	数秒
その他調整力	ブラックスタート(Black Start)	系統で停電が発生しているときに、系統からの電力供給を得ずとも、発電所内で発電を開始し、系統の他発電所に起動用電力を供給する発電機	数分	数時間

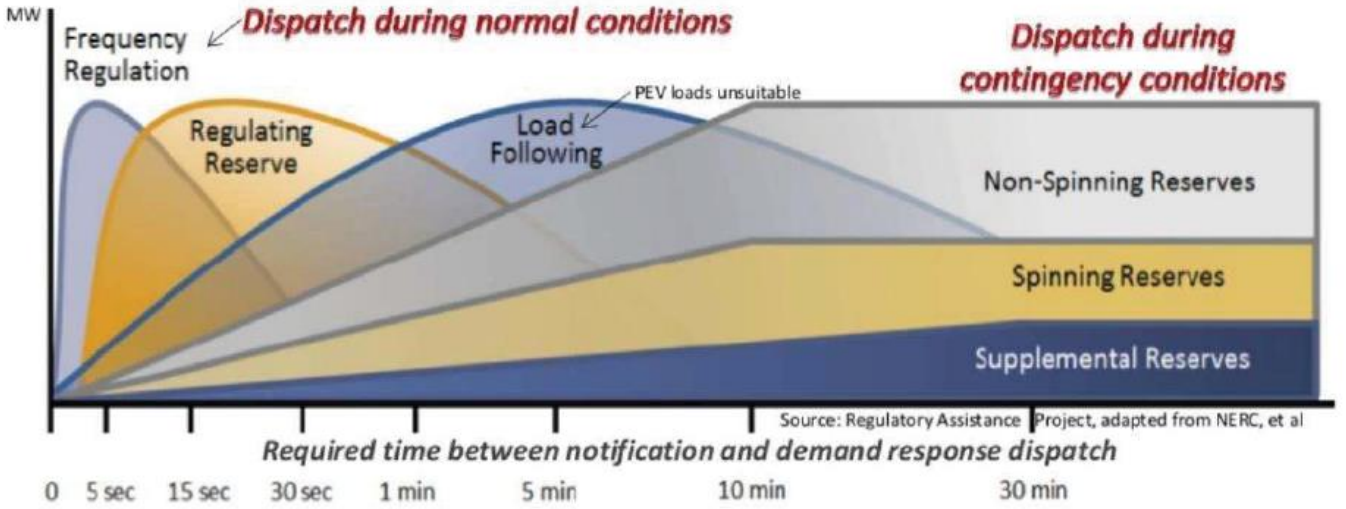
出所）電力広域的運営推進機関、欧米における需給バランス調整および周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査（平成27年度）
出所）IVGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

出所）欧米諸国の需給調整市場に関する調査（2018.7）をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

MRI 株式会社三菱総合研究所

米国：調整力の分類と要件

- 運用断面の調整力は通常時の調整力（Frequency Response、Regulating Reserve）と緊急時の調整力Contingency Reserve（Spinning、Non-Spinning、Supplemental Reserve ）に分けられる。



出所） ACI conference - Ancillary Services & PEV Charging(2014)

※負荷追従（Load Following）：この調整力は、数分~数時間にわたる需給偏差を解消するための調整力だと米国では一般的に認識されている。所定の出力レベルに到達するための所要時間は5分~10分と周波数制御予備力(Regulating Reserve)よりも遅く、所定の出力による運転継続時間は5分~数時間である。しかし、NERC作成の米国系統信頼度基準用語集（NERC 2014）に同予備力は規定されていない。

出所）海外電力(海外電力調査会、2014.09)

出所）欧米諸国の需給調整市場に関する調査（2018.7）をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

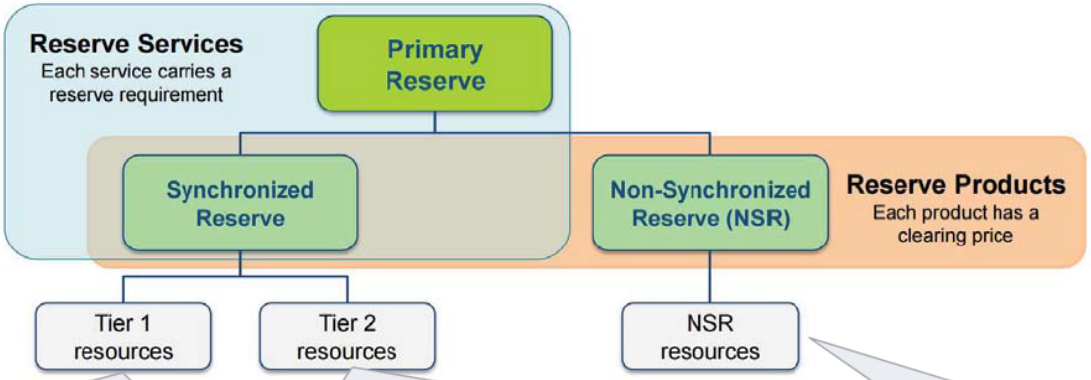
米PJMにおける調整力確保の特徴

■ また、緊急時調整力（電源脱落分）は、電源余力（Tier1）で確保しつつ、不足分を同期中のTier2リソースや非同期リソースで調達する分類となっているため、実需給直前まで確保（約定）しない仕組みと相まって、実需給直前における必要最小限の緊急時調整力調達量となっている。

PJM : Primary Reserve

- Primary Reserveは、PJMからの指令に対して自動的に10分以内に調整力提供ができる電源あるいは負荷。同期の有無により、Synchronized ReserveとNon-Synchronized Reserveに区分される。
  - Synchronized Reserve：PJMはまず、経済給電(economic dispatch)後に、PJM系統内で稼働中の経済負荷配分対象を見積もる。この電源をTier1として指定する。ある期間に対するTier1の予想量が、PJMのSynchronized Reserve必要量を満たすには不十分である場合、経済負荷配分の対象外にある電源を稼動させる必要がある。このとき追加調達する容量はTier2リソースと呼ばれる。

Primary Reserve市場における調整力の分類



80

出所）PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations
PJM, PJM Reserve Market (2016)

出所）欧米諸国の需給調整市場に関する調査（2018.7）をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

米PJMにおける調整力確保の考え方

■ 前述の考え方に則ると、米PJMにおける調整力確保の考え方は、下表のように分かれるイメージとなる。

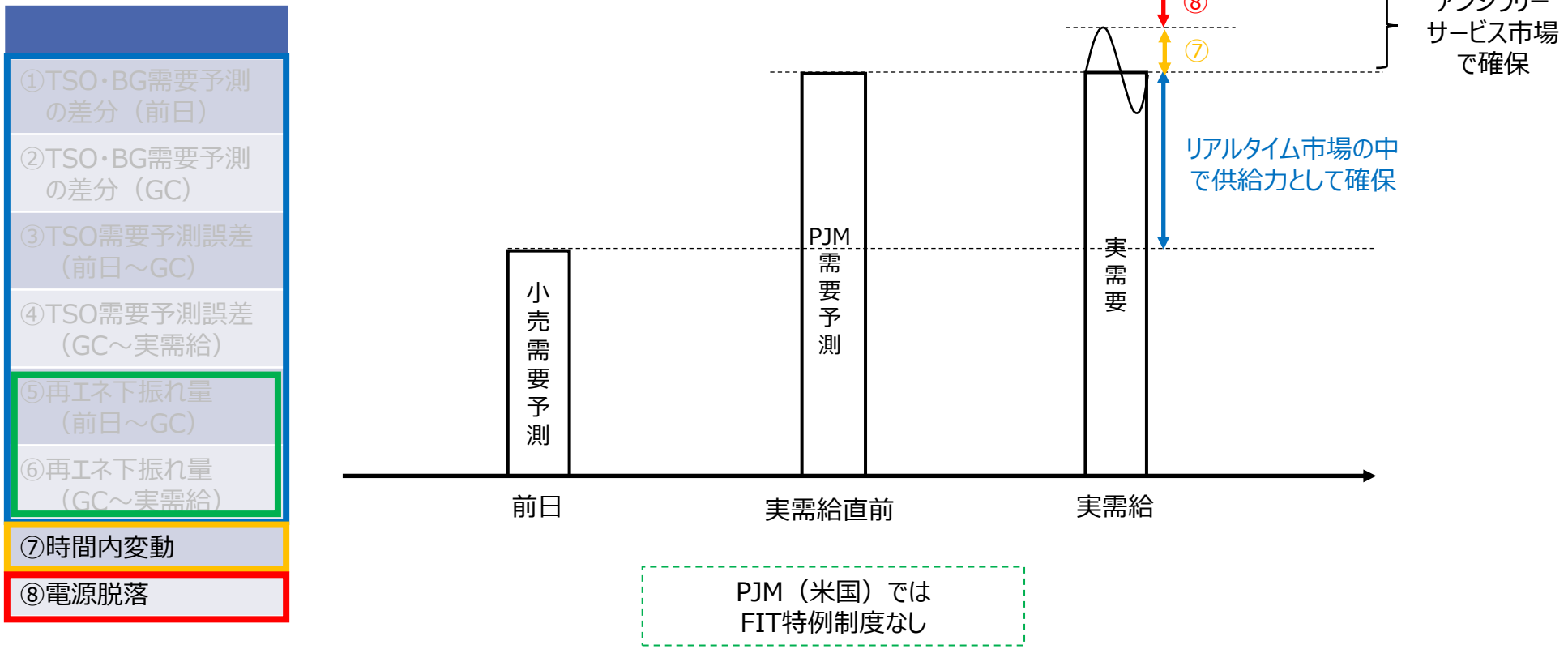
【凡例】 ○：現行の日本で取り扱っている事象

	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			ー	ー	実需給直前まで供給力として確保
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）			ー	ー	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					○
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）	強制排出	レギュレーション市場	○	○	
⑦時間内変動	○	○		予備力市場	
⑧電源脱落	○	○		○	
指令・制御	オフライン（GF）	オンライン（LFC）		オンライン（EDC）	
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内

更に実需給直前の電源余力で太宗を賄い調達量を低減

米PJMにおける調整力確保の考え方（イメージ）

■ また、米PJMにおける調整力確保の考え方を時系列順に具体的にイメージ化すると下図のようになる。



米PJMにおける調整力確保の考え方（需給ひっ迫時）

- 米PJMでは、実需給直前まで供給力と調整力の調達量・価格を同時決定しているが、現行の日本のように供給力より先に調整力を確実に確保することを目指した仕組みでないことから、電源トラブル等による需給ひっ迫時においては、調整力（ΔkW）確保量が不足することが問題となる。
- そのため、調整力（ΔkW）確保量の不足度合いに応じて、市場価格に希少性を反映させ、人為的に高騰させる価格補正※（Shortage Pricing）が導入されている。

※エネルギー市場の価格に希少性を反映した価格（penalty factor）は最大1,700$/MWhの加算となっており、エネルギー市場の入札上限が2,000$/MWhであることから、エネルギー価格は3,700$/MWh+α（送電ロス・混雑費用）が上限となる

（1,700$/MWhの内訳としては、調整力（ΔkW）確保量が最大電源+190MWを下回った場合に300$/MWh、最大電源を下回った場合に850$/MWhが、primary reserveとsynchronized reserveのそれぞれに加算され、その両方が不足した場合の最大値）

- この仕組みは、需給状況を市場参加者に価格シグナルとして示し、発電事業者には電源の供出を促しながら、小売事業者に需要の抑制（DR）を促すことで、需給状況を改善させることを期待しているものとなる。

出所）需給調整メカニズムの現況と課題：欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言（2022.3）をもとに作成
https://www.pp.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2016/09/GraSPP-DP-J-22-002.pdf

目次

１．現状の日本における調整力確保の考え方

２．米PJMにおける調整力確保の考え方

３．今後の同時市場における調整力確保の考え方（考察）

４．まとめ

前日同時市場で扱う調整力区分（便宜的な定義①）

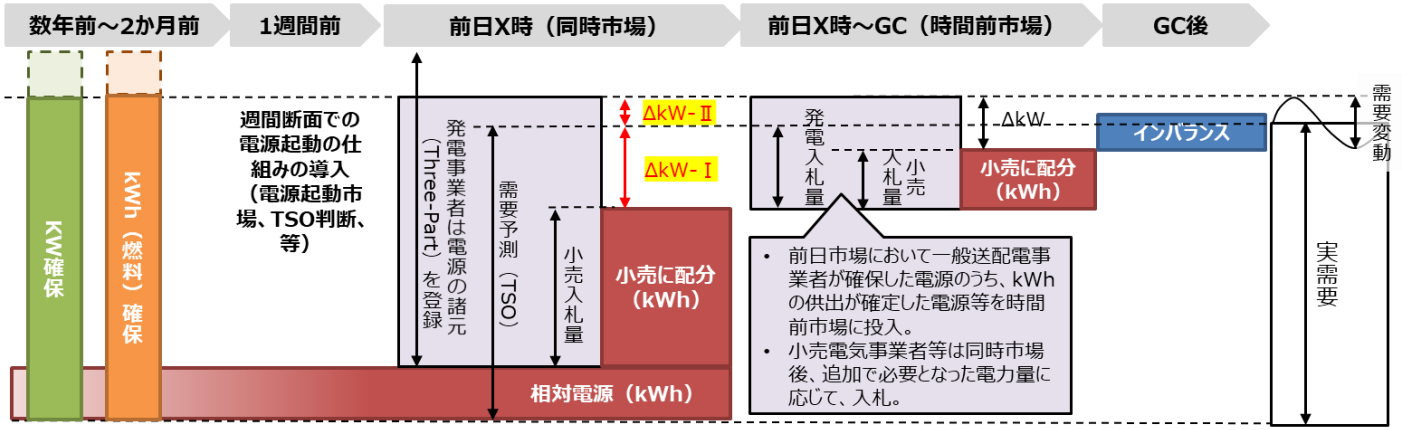
■ 現在議論中の前日同時市場では、前日段階でのTSO予測需要と小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、「ΔkW-Ⅰ」（インバランス想定分）、「ΔkW-Ⅱ」（GC後の最終的な需給変動対応）、「ΔkW-Ⅲ」（GC前の再エネの変動対応）に、調整力区分を分ける便宜的な定義が示されている。

用語の定義

- 前日段階でのTSO予測需要との小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、今回の検討においては、それぞれ、便宜的に以下のように定義（※）。

（※）今後の議論の結果、適宜必要な見直しを行う。

  - **kWh**：小売約定分
  - **ΔkW-Ⅰ**：前日断面においてTSOが予測するインバランス想定分（前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差）。ΔkW（TSOの調整電源）とkWh（小売調達需要の差分の埋め合わせ）の両方の性質を持つと考えられる。
  - **ΔkW-Ⅱ**：GC後の最終的な需給変動対応（一般的にΔkWといわれるもの。需給調整市場一次調整力～三次調整力①）
  - **ΔkW-Ⅲ**：GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）



ΔkW-Ⅲ：上図では、記載していないが、GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）のこと。

（※）必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。

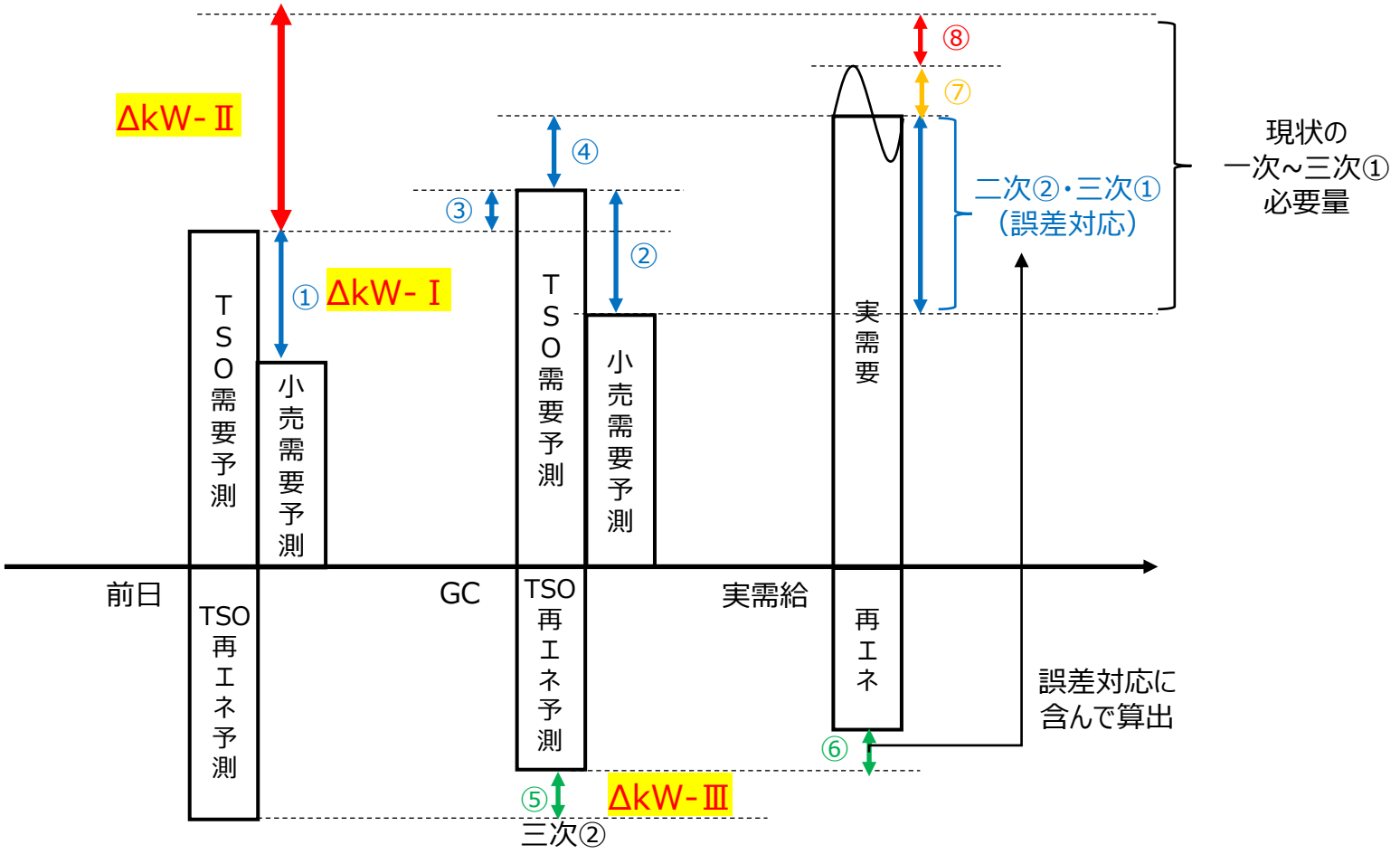
出所）第2回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2022.10.4）資料4

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

前日同時市場で扱う調整力区分（便宜的な定義②）

■ また、前日同時における調整力区分（便宜的な定義）を時系列順に具体的にイメージ化すると下図のようになる。

①TSO・BG需要予測の差分（前日）
②TSO・BG需要予測の差分（GC）
③TSO需要予測誤差（前日～GC）
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）
⑦時間内変動
⑧電源脱落



前日同時市場における調整力確保の考え方（考察:平常時）

- ■ 一方で、前日X時（同時市場）時点で調整力を確保（約定）してしまうと、現行の日本で取り扱っていない前日～GCの予測誤差（再エネ除き）も調達する必要があるため、現行以上に調整力必要量が増える可能性がある。
- ■ この点、米PJMを参考に、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づける、具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場（3-Part約定）を行うことによって、初めて現行の日本に比べ、調整力調達量の低減ひいては社会コスト低減を図れる可能性があると考えられる。

【凡例】 ○：現行の日本で取り扱っている事象
■：前日時点で確保すると、取り扱う可能性がある事象

	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			■	■	
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）			■	■	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					○
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）			○	○	
⑦時間内変動	○	○			
⑧電源脱落	○	○		○	

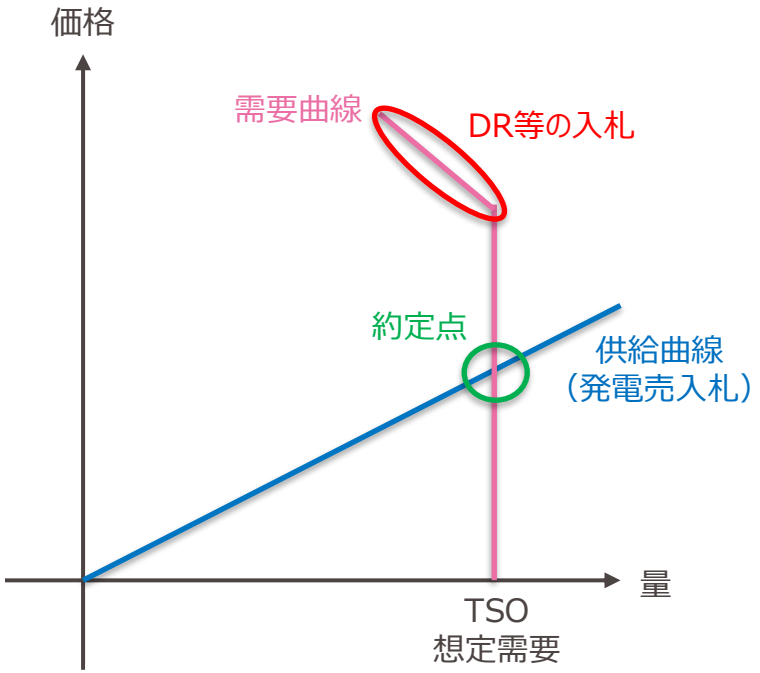
約定タイミングまで供給力として確保することで、調達量を低減できる可能性（起動準備費用は要するか）

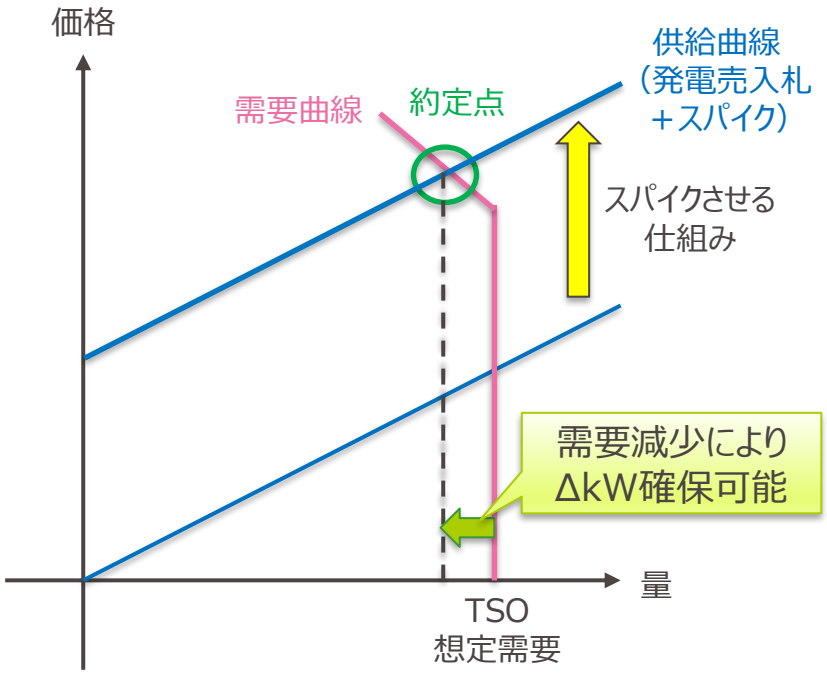
更に、約定タイミングでの電源余力で太宗を賄い調達量を低減できる可能性

前日同時市場における調整力確保の考え方（考察:ひっ迫時）

- また前日同時市場は（あるいはそれ以降の時間前市場も）、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の同時約定を行うことになるため、現行の日本の調整力を確実に確保することを目指した仕組みからの転換となり、米PJM同様に電源トラブル等による需給ひっ迫時においては、調整力（ΔkW）確保量が不足することが問題になると考えられる。
- そのため、一定以上価格が高騰した場合の小売（DR）入札方法として、調達最高価格（これ以上高騰すると電気を購入しない=需要抑制する）を設定する仕組み※とし、電源トラブル時はΔkW確保の不足度合いに応じて、市場価格を人為的に上げる（スパイクさせる）ことにより、約定点を変更し（DR・自家発稼働を促し）、需要減少により調整力（ΔkW）を確保する、米PJMのShortage Pricingのような仕組みも必要になると考えられる。

※米PJMにもPrice sensitive demand（価格感応需要）という量、地点、抑制時価格を入札する仕組みがある
https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx





目次

１．現状の日本における調整力確保の考え方

２．米PJMにおける調整力確保の考え方

３．今後の同時市場における調整力確保の考え方（考察）

４．まとめ

まとめ

- 前日同時市場は、3-PartによるkWhとΔkWの同時約定を図ることで、別時間の市場に備え売札が制限されることがなく調達不足解消（現在の市場が抱える問題の解決）が期待できると考える。
- 一方で、前日X時（同時市場）時点で調整力を確保（約定）してしまうと、現行の日本で取り扱っていない前日～GCの予測誤差（再エネ除き）も調達する必要があるため、現行以上に調整力必要量が増える可能性がある。
- この点、米PJMを参考に、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づける、具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場（3-Part約定）を行うことによって、初めて現行の日本に比べ、調整力調達量の低減ひいては社会コスト低減を図れる可能性があると考える。
- また前日同時市場は（あるいはそれ以降の時間前市場も）、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の同時約定を行うことになるため、現行の日本の調整力を確実に確保することを目指した仕組みからの転換となり、米PJM同様に電源トラブル等による需給ひっ迫時においては、調整力（ΔkW）確保量が不足することが問題になると考えられる。
- そのため、一定以上価格が高騰した場合の小売（DR）入札方法として、調達最高価格（これ以上高騰すると電気を購入しない＝需要抑制する）を設定する仕組み※とし、電源トラブル時はΔkW確保の不足度合いに応じて、市場価格を人為的に上げる（スパイクさせる）ことにより、約定点を変更し（DR・自家発稼働を促し）、需要減少により調整力（ΔkW）を確保する、米PJMのShortage Pricingのような仕組みも必要になると考えられる。