

ERAB検討会 第9回制御量評価WG 事務局提出資料

平成31年3月4日

資源エネルギー庁
新エネルギーシステム課

本日の検討事項

- 前回WGでは、諸外国における需給調整市場の要件等を紹介し、調整力に求められる計測地点、計測方法、メーター等について広くご意見をいただきました。
- 本日は、2021年度開設予定の三次調整力②におけるアセスメント方法に関する下記の点について、ご議論をいただきたい。

本日で議論いただきたい点

番号	論点	論点の概要
1	計測地点	① 受電点計測のみとするか、個別計測（※）も求めるか
2	計測方法	① 追従性の確認は何分おきか ② 基準値の設定方法 ③ 精算時に利用するベースラインの設定方法
3	報告データ・メーターの要件	① データの要件（計測地点ごとか、アグリゲートされたデータか）とその計測に用いるべきメーターは何か

（※）個別計測とは、機器点計測など、受電点以外の地点で計測を行う方法を意味する

1. 前回WGの振り返りと検討にあたっての基本的観点

2. 論点1 計測地点

3. 論点2 計測方法

4. 論点3 報告データ・メーターの要件

5. 今後の検討事項

前回WGの振り返り

- 前回WGにおいて議論いただいたポイントは下記の通り。

1. アセスメント方法

- ①応動時間など調整力の要件に応じて、**商品ごとにアセスメント方法を設定すべき。**
- ②要件を満足するために追加投資が必要となるが、**コスト負担のバランスをとるべき。**

2. 計測地点

- ①諸外国における三次調整力②相当の商品要件は**受電点が基本であるが、個別計測を採用している市場も見受けられた。**
- ②受電点における電力量の効果を把握するために**個別計測も有望な選択となり得るが、不正防止対策を整理する必要**がある。
- ③需要を抑制する場合は受電点計測、機器で制御する場合は個別計測があり得るのではないか。

3. 追従性の確認方法

- ①諸外国における三次調整力②相当の商品要件は、**直前負荷をもとに基準値を設定する手法が主流**であったが、**継続時間が長い市場においては統計的手法等の採用も見受けられた。**
- ②ベースラインは想定するしかなく、**誤差は生じるものであり、追従性の確認においても、どこまで許容できるかも一つの論点**か。

4. メーターの要件

- ①**追従性の評価方法を前提においた上で、メーターの要件（計測の間隔や計測の精度）を検討すべき。**

【参考】三次調整力相当の調整力における論点別の各市場要件

第8回制御量評価WG（2019年2月5日）資料3を修正

- メーター要件については、計量法の検定済み計量器のみを認めている市場（フランス）、系統運用者が要求する仕様を満たすメーターを採用している市場（イギリス、ドイツ、ベルギー）がある。
- 計測方法は、フランス、アメリカは発動の直前負荷を利用している一方、イギリスは過去数日のデータを利用している。ベルギーにおいては直前負荷の利用と過去数日データの利用の双方を採用していることが確認された。
- イギリスの商品(STOR)は予備力という性質が強いこと、またイギリス、ベルギーともに商品の継続時間が比較的長い点については日本におけるDRの基準の算定方法を検討する際に留意する必要がある。

計測地点					
受電点計測			個別計測		
 フランス	 ベルギー	 P J M	 イギリス	 ドイツ	 ベルギー
メーター					
法定			系統運用者の要求仕様		
 フランス			 イギリス	 ドイツ	 ベルギー
基準の算定方法					
直前負荷		想定直後負荷		統計的手法	
 フランス (直前30min)	 ベルギー (直前15min)	 PJM (直前15min)	 ドイツ (直後想定5min)	 ベルギー (High X of Y)	 イギリス (直近三日間)

【参考】前回WGにおけるご意見①

【アセスメント方法の全般】

- 海外事例を分析すると、**三次調整力②**は応動時間が一次・二次調整力に比べ遅いため、ベースラインは事業者が制御時間中の負荷を予測する想定直後負荷やHigh4of5などの統計的手法を採用している国があり、その場合一般送配電事業者へのデータの送信周期も頻繁ではない。逆に、計測地点については、応動時間が遅いがゆえに事業者による不正行為がしやすいため、個別計測を許容する場合は防止のために**チェック**を行う必要があるという考えのようだ。一方で、一次調整力・二次調整力は速い応動であるため、不正行為ができない。そのため、計測地点は、**個別計測のみでもよいのでは**と考えている。また、ベースラインは**DR指令直前の負荷を用いる直前負荷**でしかできないし、短い周期で応動を確認しなければならない。このように、調整力の性質に合わせて効率的に適宜設定することが必要と考えている。（加藤委員）
- 需給調整を担う一般送配電事業者のニーズが重要なのは理解しているが、コストの増加がアグリゲーターにとっては参入障壁につながるため、**コスト負担とのバランス**も考慮した上で検討を進めていただきたい。（内田委員）

【計測地点】

- 三次調整力②のアセスメント方法を決める際に、PVなどの出力と需要が変動している家庭のリソースへの対応も踏まえて、**個別計測もあり得る**ということを認識する必要がある。個別計測は**不正行為を防ぐためのチェック手法**を考えておく必要がある。欧州とは異なり、**日本においては幅広いリソースを三次調整力②に入れる**という難易度の高いことをやっていることを一般送配電事業者含めこの場のメンバーで認識することが必要。その上で、理詰めではなく、リソースとして活用できる実務ラインを整理して検討していただきたい。（西村委員）
- 一般送配電事業者が調整力として必要としているのは、**あくまで受電点における電力量**であるが、それを明確にするために、**不正行為を防止した上で個別計測を実施**するのであれば、特に反対するものではない。（加藤委員）
- どちらの計測地点を選択すべきかはリソースに依存する。**需要を下げるものについては受電点計測、機器を制御するリソースについては個別計測**とすべきではないか。（國松委員）

【参考】前回WGにおけるご意見②

【計測方法】

- ベースラインは「なかりせば需要」であるため実際には計測できない。そうすると統計的手法や直前需要等を用いて想定するしかない。ベースラインが想定されるものである以上、結局、実需要との**誤差は生じてしまうので、誤差を測りながらどの手法を採用するのがベストか、どこまで許容できるか判断する**というのが一つの考え方ではないか。（大橋委員）

【メーター・通信】

- メータリングの要件を検討するときには、まずは**追従性確認の評価方法を決めて、その前提を踏まえた上で、計測間隔・計測精度について検討**するのが望ましい。（浅野委員）

分散型エネルギーリソース (DER) のポテンシャル

- 三次調整力②では、常時活用可能な需要家側エネルギーリソースを用いたDR・VPPの参画が期待

凡例

- ◎：現状での活用実績あり/十分に活用可能
- ：活用が期待されている
- △：課題があるが将来において活用に期待
- ×：活用が困難か

調整・制御機能を持たないDER

調整・制御機能を持つDER

※ 居住性を損なう

名称	電源 I' / 容量市場	スポット市場 / 時間前市場	三次調整力②	三次調整力① / 二次調整力②	二次調整力①	一次調整力
調達目的	需給ひっ迫時の供給力 (予備力)	BGのバランス機能・供給力	FIT特例に伴う予測誤差対応	GC後の調整力 (EDC相当)	GC後の調整力 (LFC相当)	GC後の調整力 (GF相当)
調整・制御機能を持たない小規模発電						
PV/WT等の変動再エネ	×	×	×	×	×	×
系統直付け DER						
発電設備	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備	◎	◎	○	△	△	○
常時活用可能						
発電設備 (逆潮流分)	◎	◎	○	△	△	○
発電設備 (逆潮流なし)	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備 (逆潮流分)	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備 (逆潮流なし)	◎	◎	○	△	△	○
負荷設備 (生産設備)	◎	◎	○	△	△	○
負荷設備 (共用設備)	◎	◎	○	×	×	×
常時活用不可						
発電設備 (逆潮流分)	◎	△	×	×	×	×
発電設備 (逆潮流なし)	◎	△	×	×	×	×
負荷設備	◎	△	×	×	×	×

本日はこの赤枠の領域が論点

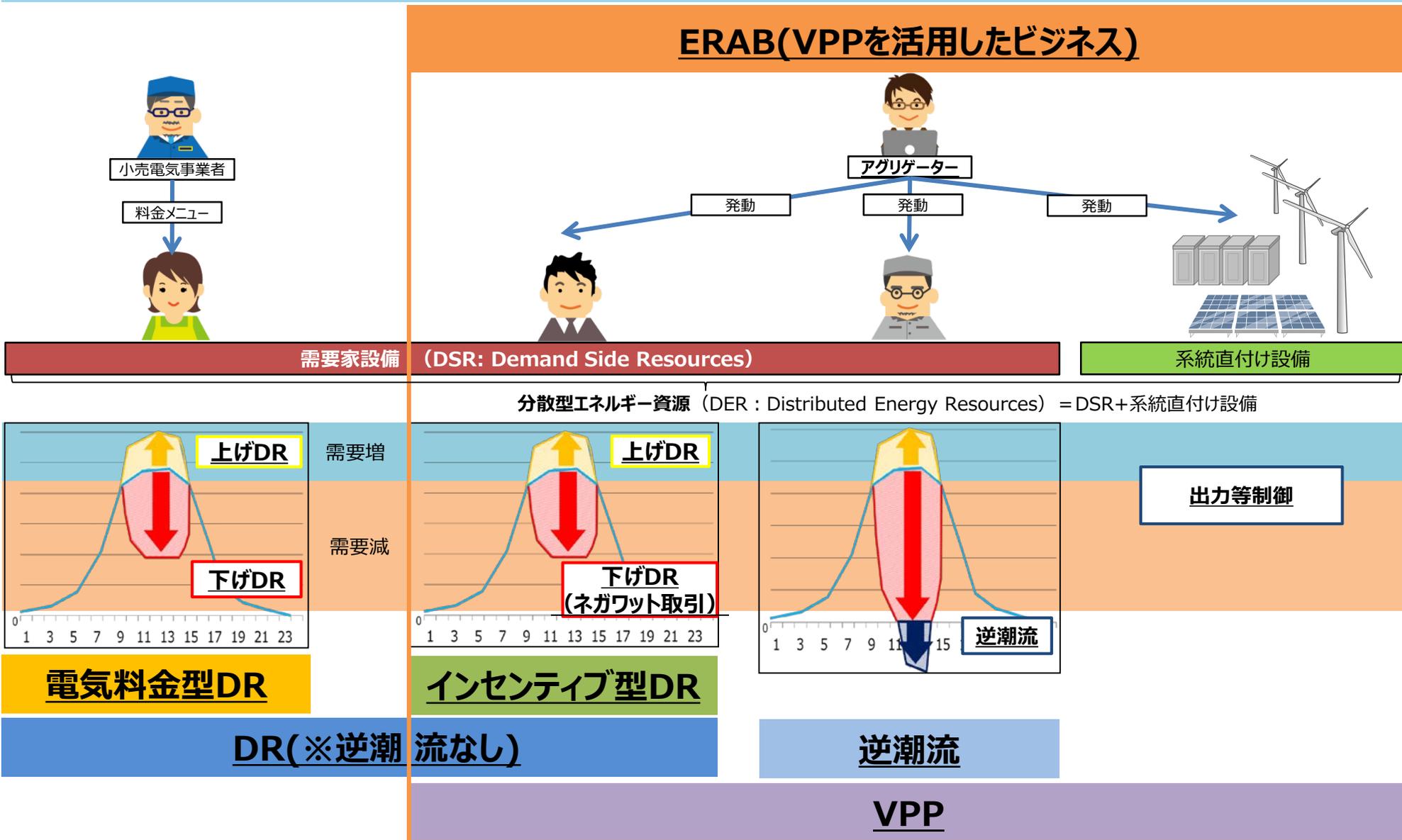
検討にあたっての基本的観点

- 三次調整力②（45分応動）のアセスメント方法に関する検討を進めるにあたり、前回WGにおける議論およびDR・VPPの普及拡大の実現を目指し、以下の観点に基づき、検討することとしてはどうか。
 1. **常に調整能力を持つ設備を有効活用できる制度となっているか**
常に調整能力を有する既存、または今後普及が拡大する分散型エネルギーリソースが有効活用できる制度であるか
 2. **一般送配電事業者及びアグリゲーション事業の実施者に過度な負担となっていないか**
 3. **現状の制度や技術で対応可能か**
三次調整力②の開設時期を踏まえて、現状の制度や技術で対応可能か。一方、今後の制度の変化や技術の発展に伴って、要件は随時見直されるべきである

【参考】ERAB関連用語の関係図

エネルギー・リソース・アグリゲーション・
ビジネスに関するガイドライン
(2017年11月29日改定) より作成

- DR・VPP含めた全体の概念としては下図のように整理できる。



1. 前回WGの振り返りと検討にあたっての基本的観点

2. 論点1 計測地点

3. 論点2 計測方法

4. 論点3 報告データ・メーターの要件

5. 今後の検討事項

【論点1】計測地点

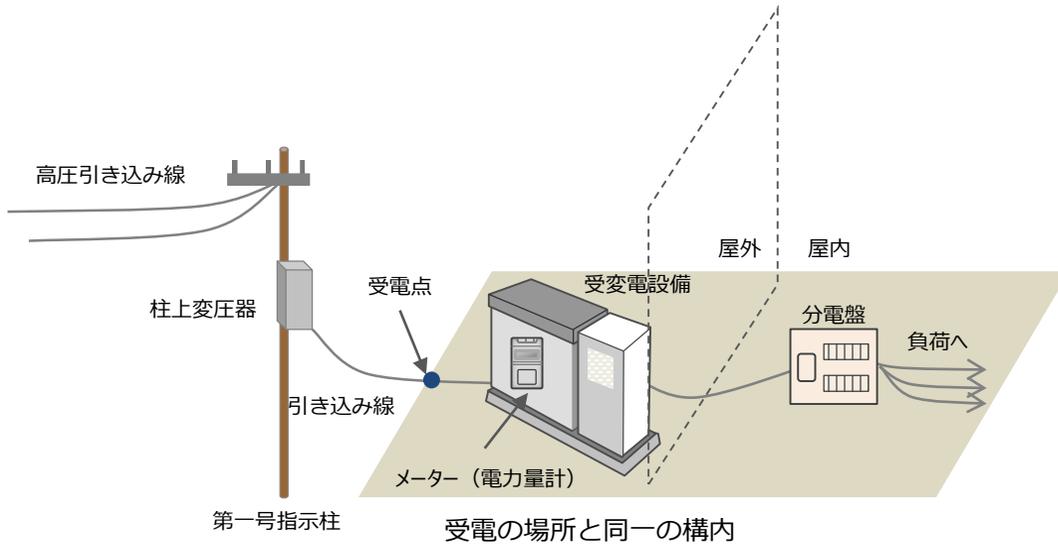
- 一般送配電事業者は、受電点より上位系統において実際に需給調整に活用できる供出量を調整力として求めている。
- そのため、DRやVPPによる供出量を評価する計測地点については、系統における需給調整の効果を確実に確認できる受電点が原則である。
- 一方で、受電点計測では、DRにより制御した電力量を明確に把握できない可能性がある。これは、制御リソース以外の負荷も常に変動しており、その影響を受け制御リソースの制御量を正確に把握できないことや、受電点に設置する計測器の最小計測単位が制御リソースの制御量より大きく、制御量が把握できないことが要因である。
- 前回WGにおける議論を踏まえ、個別計測の採用については、制御リソースの特性や、商品の応動時間によって不正行為のリスクが変わるという観点も踏まえて、不正行為を防止するための方策等も含めて検討していく必要があり、一定の時間を要するものと考えられる。
- 上記を踏まえると、市場の開設当初は受電点での計測を基本としつつ、受電点以外での計測（個別計測）の採用についても引き続き、他の審議会等とも連携しながら検討を進めることとしてはどうか。

【論点 1】個別計測を認める場合に整理すべき課題

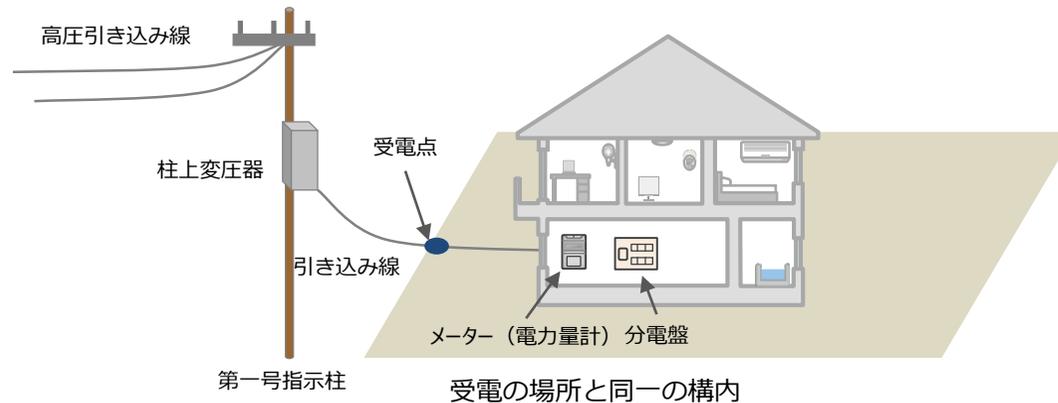
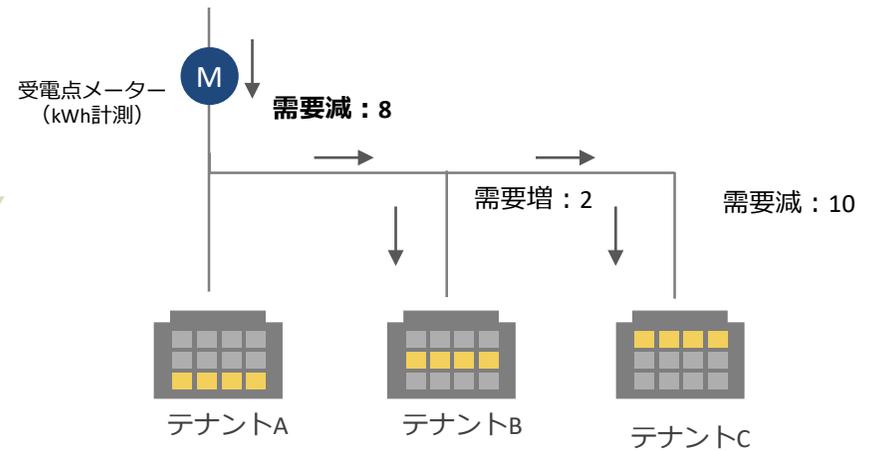
- 個別計測を認める場合、以下のような課題を整理すべきではないか。
 1. **不正行為の防止策**
不正行為を防止するため、メーターの仕様や設置方法はどうか。
 2. **電気事業法、計量法、託送供給約款上の整理**
個別計測を採用した際、電気事業法、計量法、託送供給約款上の課題はないか。
 3. **個別計測から得られるデータの取扱**
個別計測に用いる計量器で得られるデータは誰が収集するか。

【参考】計測地点① 受電点計測

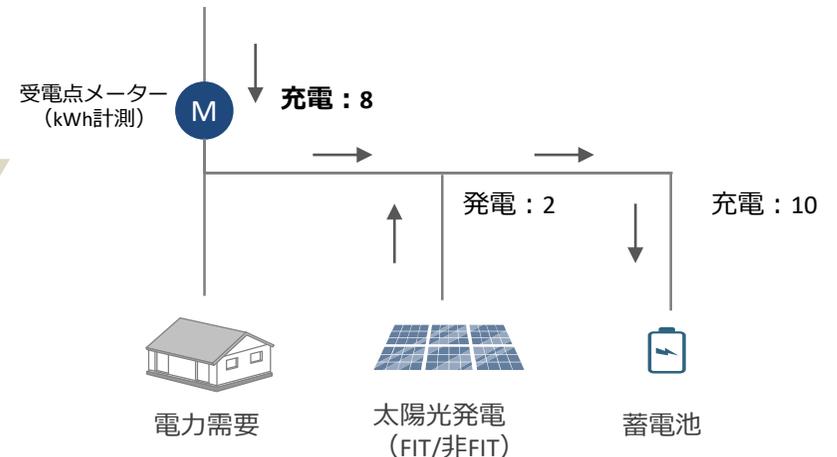
- 受電点とは、受電の場所と同一の構内への入り口となる地点。受電点計測とは、受電点から屋内の分電盤の間に設置されたメーターにより計測する方法である。



業務需要家における受電点計測のパターン



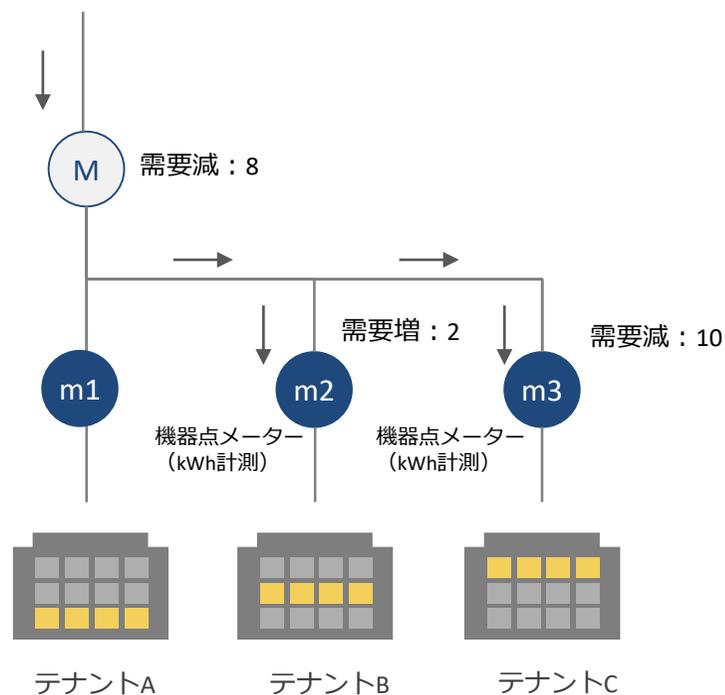
家庭需要家における受電点計測のパターン



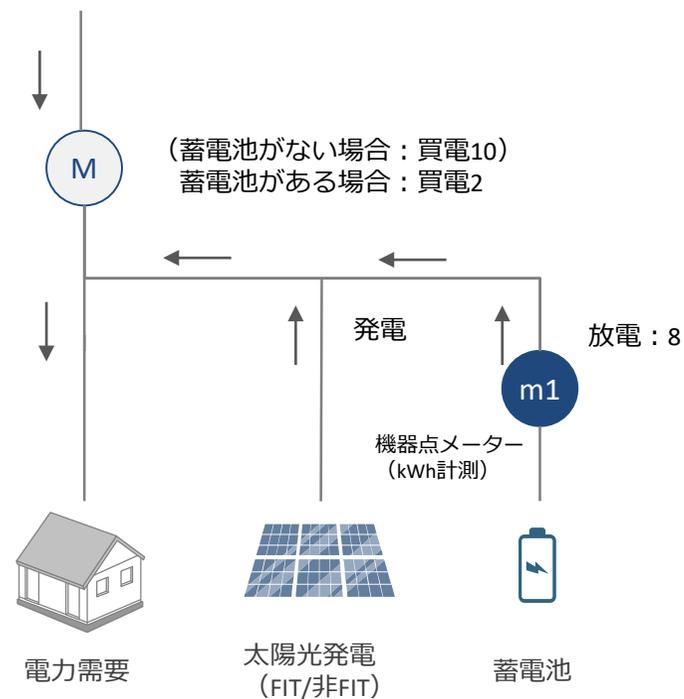
【参考】計測地点② 個別計測

- 個別計測とは、受電点以外で計測する方法である。
- 個別機器に接続したメーターにより計測する方法等がある。

業務需要家における個別計測のパターン



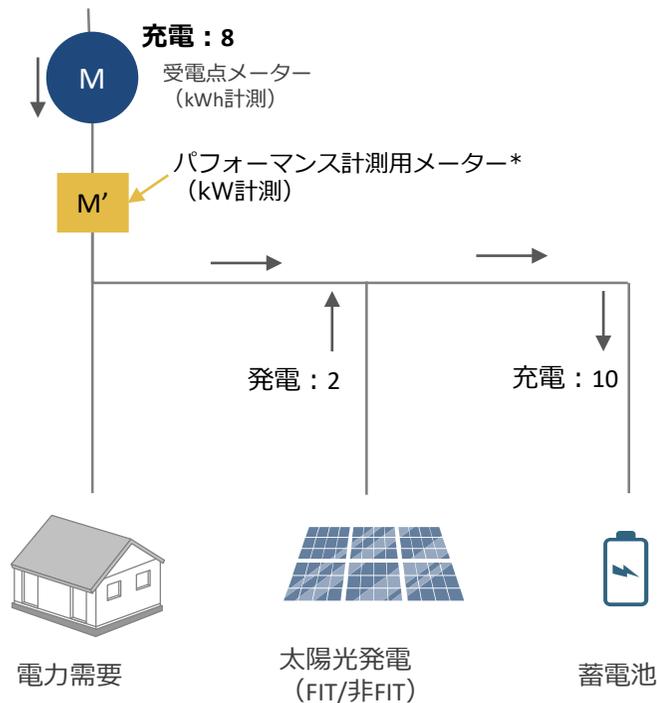
家庭需要家における個別計測のパターン



【参考】計測地点③ パフォーマンス計測用メーター

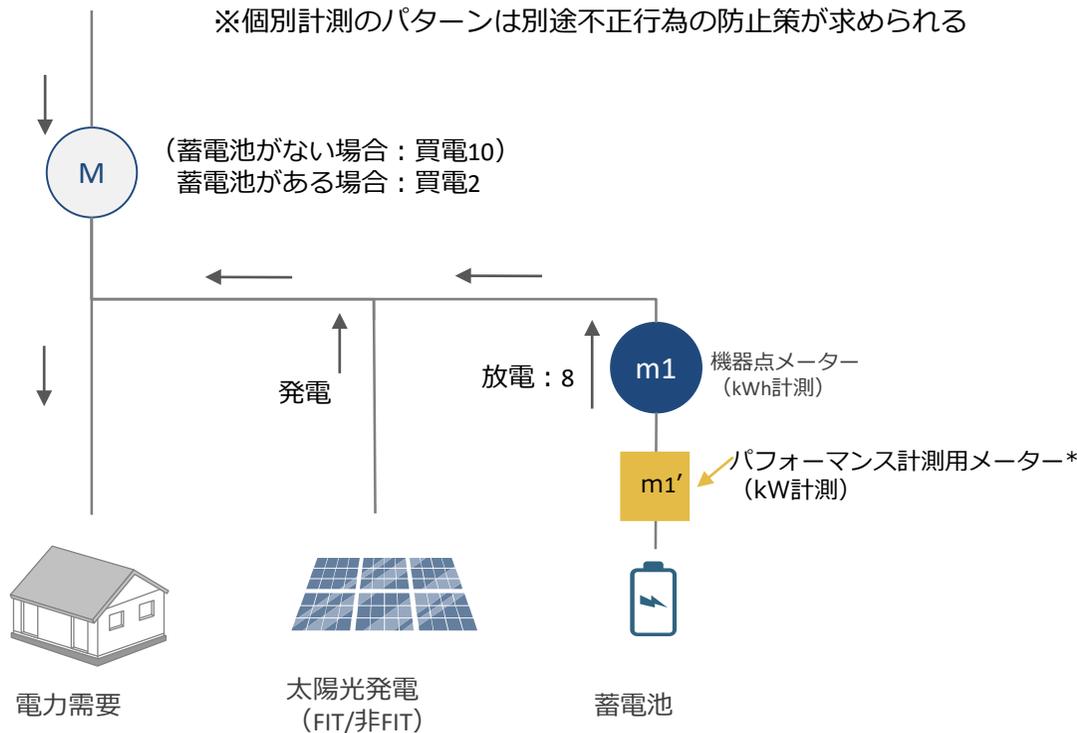
- 電力取引を行う際には特定計量器を使用することが計量法上定められているが、応動速度の速い調整力提供のパフォーマンスを測定するため、受電点計測、個別計測いずれの場合においても、電力量 (kWh) を計測する特定計量器とは別に、一般送配電事業者が指定する計量器等を設置することが考えられる。

家庭需要家における受電点計測のパターン



家庭需要家における個別計測のパターン

※個別計測のパターンは別途不正行為の防止策が求められる



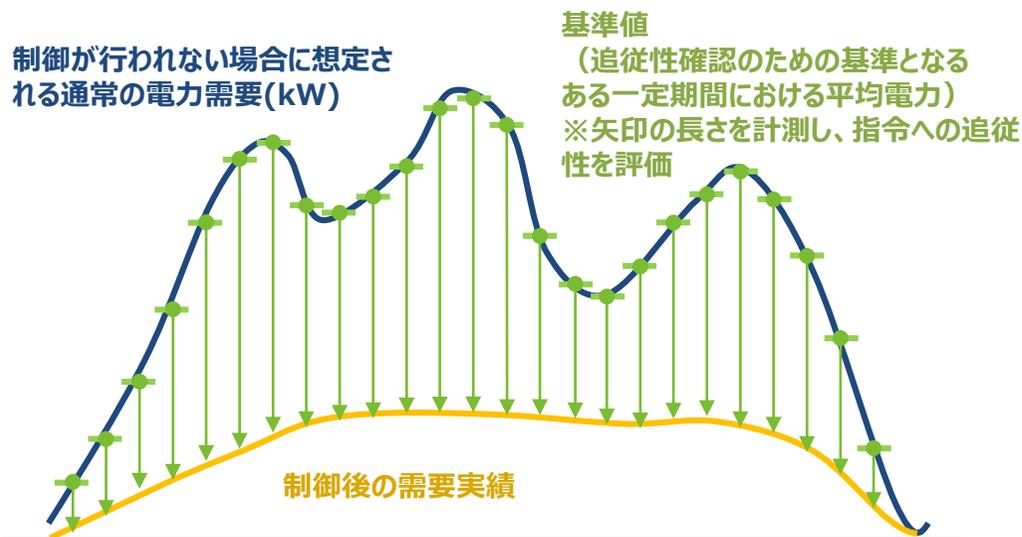
* : サンプル周期が秒単位など30分より短い計測器

1. 前回WGの振り返りと検討にあたっての基本的観点
2. 論点1 計測地点
- 3. 論点2 計測方法**
4. 論点3 報告データ・メーターの要件
5. 今後の検討事項

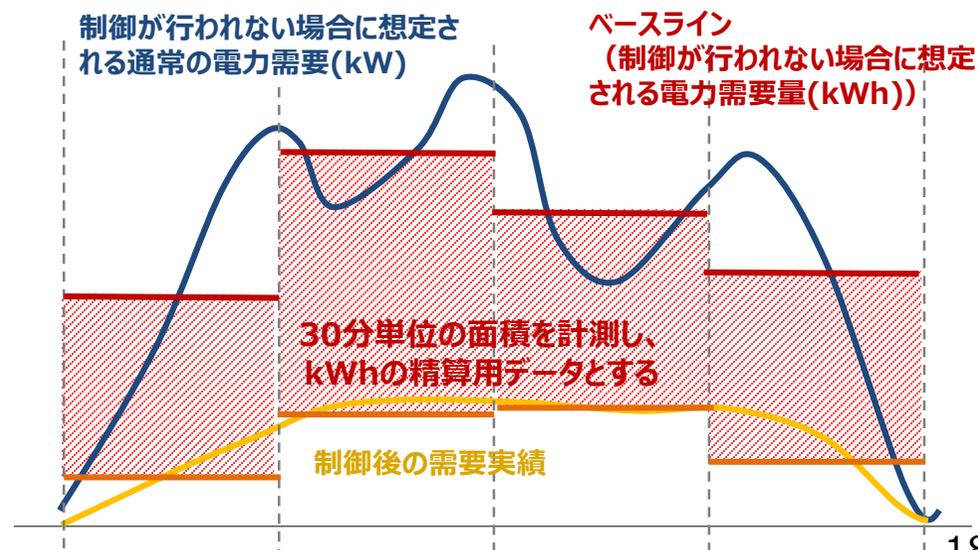
【論点2】計測方法

- 計測方法については、以下の3つの論点が存在する。
 - 論点2① 追従性の確認は何分おきか
 - 論点2② 追従性の確認に用いる基準値の設定方法
 - 論点2③ kWh精算時に利用するベースラインの設定方法
- 基準値は、指令値(kW)通りの応動を確認するため、ある一定期間における電力値の平均であり、この一定期間は監視頻度によって決定されるものと考えられる。
- kWh精算は、調整力を供出したことによる電力量 (kWh) を精算することであり、ベースラインはそのための電力量を計測するための基準である。
- 調整力を供出したことによる電力量は、基本的には追従性の確認に用いた基準値と実績の差の電力量 (kWh) になると考えられ、基準値とベースラインは同様の考え方で設定されることとなる。

指令値(kW)への追従性

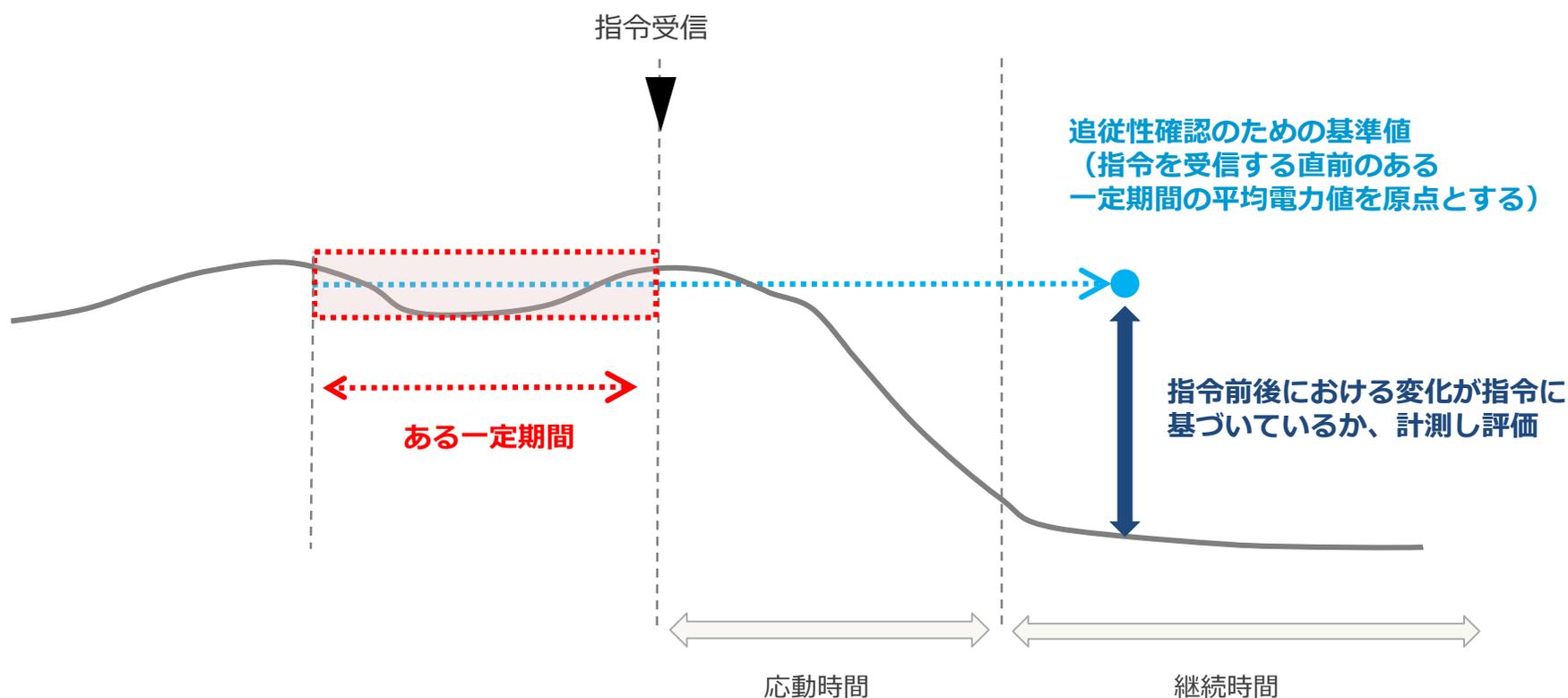


精算のための電力量(kWh)の計測



【論点2】追従性(kW)の確認に関する基本的考え方

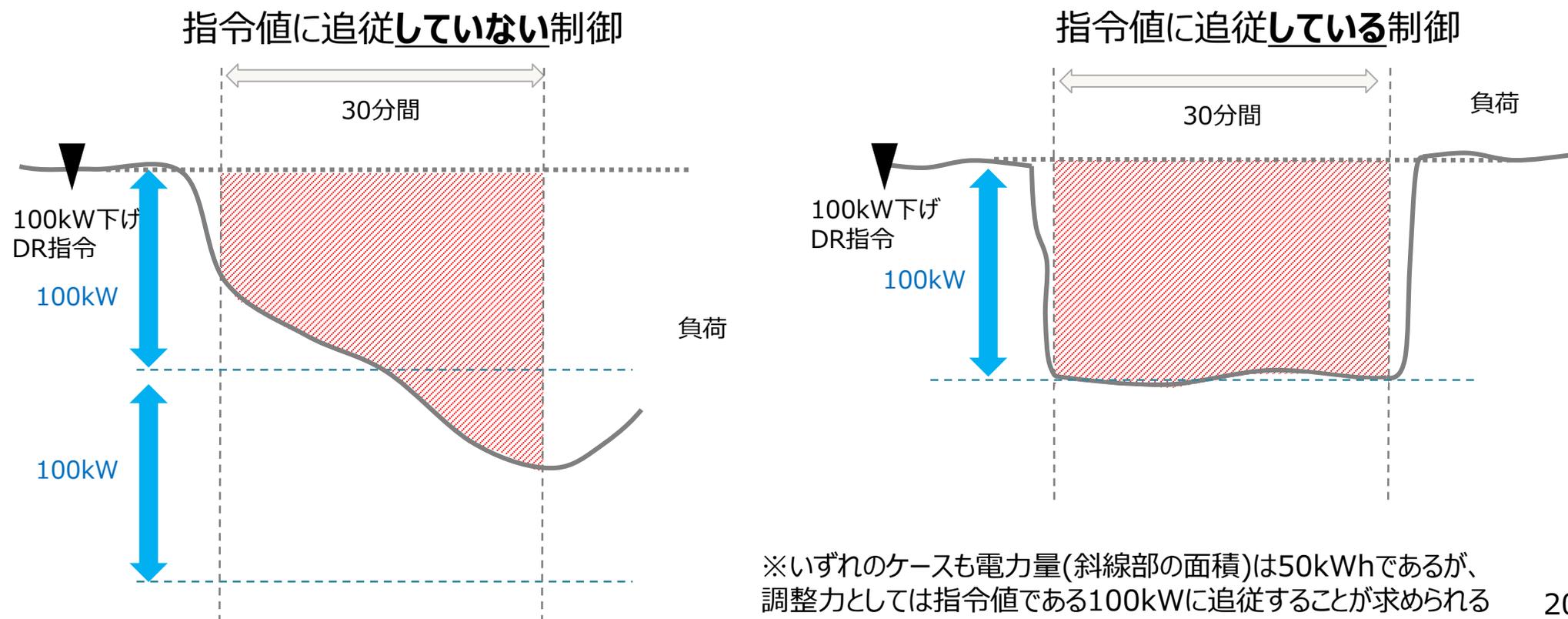
- 供出された調整力が指令値に追従した応動をしているか確認するためには、指令を受信した直前の需要電力値(kW)からの変化量を把握することが必要である。
- そのため、追従性を確認するためには、最初の指令を受信した直前のある一定期間における平均電力値を基準値とすべきではないか。
- 指令受信後、追従性を確認する際は、基準値に基づき、指令前後における変化が指令に追従しているかどうかを確認すべきではないか。



【論点2】指令値(kW)に追従した制御に関する基本的考え方

- 調整力は、ゲートクローズ後に生じる需要と供給の差を一般送配電事業者が一致させるために使うものである。そのため、継続時間を通して、指令値(kW)に追従することが求められる。
- 例えば、三次調整力②において30分間100kWの下げDR指令（上げ調整力）を受信した際には、30分間常にマイナス100kWを継続することが求められる。これは、合計で50kWh(100kW×0.5h)の電力量を供出すれば良いというわけではない。
- この考え方は全ての調整力に適応されるものであり、当然、三次調整力②も例外ではない。

30分間100kWの下げDR指令に対する制御のイメージ



【論点2①】三次調整力②における追従性の確認は何分おきか

- 三次調整力②の商品要件において指令間隔は30分であるため、本来は30分より細かい頻度で追従性の確認が必要と考えられる。
- 現在、主に一般送配電事業者がゲートクローズの前々日16時までに再生可能エネルギーの発電計画を作成しており、ゲートクローズ時点での当該計画との予測誤差も、一般送配電事業者が自ら調達した調整力により調整することとなっている。**FIT予測誤差は応動時間が長い調整力でも対応ができるとの考えから、これに必要となる調整力として三次調整力②の商品が設定**されている。
- 一方、今後はbalancingグループが再生可能エネルギーの発電計画を作成し、ゲートクローズまでbalancingグループが発電計画や需要計画等を変更しつつ調整することが基本的方向性として整理されている。この場合、balancingグループは時間前市場等を通じて需給バランスを調整することが想定される。そして、ゲートクローズ後の発電計画との予測誤差等は、これまで通り、一般送配電事業者が調整することとなる。
- その結果、**発電計画の作成及び誤差の調整対応が今後一般送配電事業者からbalancingグループに移っていくことに伴い、三次調整力②が担う役割は、balancingグループが時間前市場等にて調達する供給力(kWh)の取引に移行していくと考えられる。**
- **以上の三次調整力②の特性等を踏まえ、将来への連続性も考慮すると、三次調整力②においては、追従性の確認を30分間隔で実施することとしてはどうか。**この場合、基準値は**30分単位で一点の設定**となる。
- 仮に30分間隔で追従性の確認を行うとなれば、メーター等、**既存の設備を利用できる場合が増え、アグリゲーターにとって過度な参入障壁とならずに、常時に調整能力を持つリソースの参入を促すことも期待**できる。

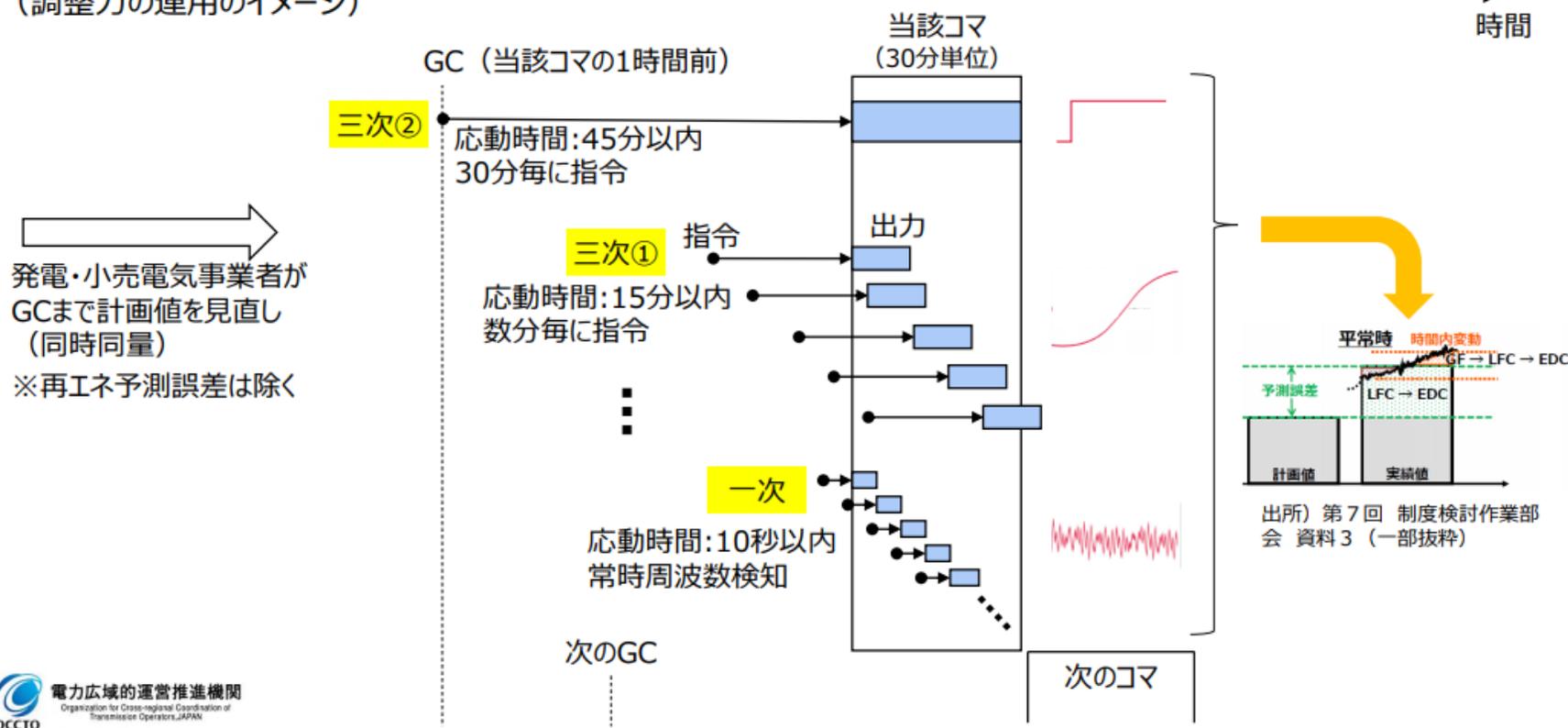
三次②が対応する事象

7

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- **このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。**

※FIT特例制度③に関しても同様

(調整力の運用のイメージ)



FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

【論点2②】追従性の確認に用いる基準値の設定方法に関する基本的考え方

- 指令値に対する追従性の確認を行う基準値は、最初の指令を受信した直前のある一定期間の平均電力値(kW)に基づき設定される。
- 仮に調整力を供出するため制御を行う時間（継続時間）において常時同じ基準値を利用した場合、継続時間が長いとDRを発動しなかった場合の通常需要と基準値に差が生じてしまう可能性がある。
- そのため三次調整力②においては、DRを発動しなかった場合の通常需要を踏まえた基準値の設定をするほうが、踏まえない基準値を設定するよりも本来の需要水準に近い基準値となるのではないか。

【論点2②】三次調整力②における基準値の設定方法①

- 基準値の設定については、以下が考えられる。
 - ①アグリゲーターが考える独自の手法を利用する場合
 - ②ERABガイドラインや一般送配電事業者が標準的な手法を設定し、これを利用する場合
- 分散型エネルギーリソースは多種多様であり、当然それらの用途や使用条件は異なる。
- アグリゲーターが基準値を想定するにあたっては、工場や制御対象機器の通常の稼働計画に基づき算定する手法や統計的データ（既存のHigh 4 of 5、自ら参考になると抽出した過去の特定日データ等）に基づく手法が考えられる。その他、天候データ等のビッグデータを活用するなどアグリゲーター側の創意工夫が期待できる。
- そのため不正行為等の課題が解決されるのであれば、アグリゲーターに対して一律に標準的な手法を指定せず、リソースの稼働計画や特性を熟知するアグリゲーター側が自らの責任において想定した基準値を事前に申告することが適切ではないか。

基準値の設定方法		内容	メリット	デメリット
① アグリゲーターが考える独自の手法 (直前計測値)		<ul style="list-style-type: none"> ● アグリゲーターが自ら指令前の電力値を基準に、過去日データや設備の稼働計画等を考慮し制御を行わない場合の通常需要を想定し、一般送配電事業者に申告するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備の稼働計画や機器特性を熟知するアグリゲーターが自ら設備の通常の使用パターン等を織り込んで基準値を設定することが可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 基準値の確からしさの検証や想定を行う事業者の信頼性が求められる。 ● また作為的に虚偽の基準値を設定するなどの不正行為を防止するための対策が必要となる。
② ERABガイドライン や一般送配電事業者が示す標準的な手法	②-1 直前計測値および統計的手法による補正	<ul style="list-style-type: none"> ● 指令直前の電力値を基準に、過去数日間のDR制御と同時間帯の平均負荷データを用いて、時間の経過とともに、補正するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力の継続時間がある程度長くても、通常の使用パターンによる負荷変動に基づいて補正できるため、通常需要と基準値の誤差を小さくすることが可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● DR発動日を除いた過去数日間の平均をとる手法を採用した場合、日常的に発動が想定される調整力ではDR非発動日まで遡ることが困難な可能性がある。 ● 電力使用量がパターン化していない需要家の場合は、実態と異なる基準値が形成されてしまう。
	②-2 直前計測値のみ(補正は無し)	<ul style="list-style-type: none"> ● 指令直前の電力値のみを基準として調整力の継続時間において参照するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 最もシンプルでわかりやすい。 ● 調整力の継続時間が長くなければ、通常需要と基準値の誤差もほぼ発生しないと考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力の継続時間によっては、通常需要と基準値の誤差が発生してしまう。

【論点2②】三次調整力②における基準値の設定方法②

- アグリゲーターが考える独自の手法によって基準値を設定することとした場合、約定した対象時間開始前に、一般送配電事業者に対して、約定した対象時間分の基準値を申告することとすれば、アグリゲーターは、当日の指令直前の電力需要データを用いて基準値を設定することができる。
- この場合、アグリゲーターは稼働計画や需要データ等を想定して、約定した対象時間内に、DRを発動しなかった場合の通常需要も踏まえた基準値を設定することが可能となる。
- 仮に出力指令値が0kWの時は、発電事業者の場合、発電計画値通りの発電が必要となることから、これと同様にDRを束ねるアグリゲーターも申告した基準値どおりの需要実績が必要となると考えられる。そのため、一般送配電事業者に対して指令前に基準値を申告することで、作為的に通常需要と異なる基準値を申告するような不正行為を行うことも考えにくい。
- また、約定した対象時間の45分前から指令を受信する可能性があることから、一般送配電事業者がその追従性を確認するためには、約定した対象時間の1時間前からの基準値も必要となる。
- 以上を踏まえ、**アグリゲーターが、約定した対象時間の開始前1時間分及び約定した対象時間の3時間分における独自に設定した30分毎の基準値（4時間合計8点）を、一般送配電事業者に対して、約定した対象時間開始の1時間前までに申告することとしてはどうか。**
- なお、一般送配電事業者がインバランス精算を行うためには、小売電気事業者ごとに細分化した基準値が必要であることに留意する必要がある。

約定した対象時間の前後における基準値の取扱い

- 一般送配電事業者は、アグリゲーターから申告された基準値と0kW指令時の実需要を比較することで、当該基準値の正確性を確認することができる。
- しかし、アグリゲーターが日常的に指令を受けている場合、約定した対象時間の45分前に指令がくることから、アグリゲーターから提出される1時間前の基準値からでは、一般送配電事業者はDRを発動しなかった場合の通常需要を把握することができず、アグリゲーターが申告した基準値の正確性の検証が困難になってしまう可能性がある。
- そのため、一般送配電事業者が基準値の正確性を検証するため、一般送配電事業者からアグリゲーターに対して約定した対象時間の1時間前よりさらに前の基準値の提出を求めた場合、正当な理由がない限り、アグリゲーターはその基準値の提出を拒んではならないこととしてはどうか。
- 一方、制御対象時間後の取扱いについては、需給調整市場に参加した需要家は、約定した対象時間の後に関しては電力供給を受ける小売電気事業者の計画値同時同量の中で需給バランスをとっていくこととなる。
- しかし、調整力の提供が約定した対象時間後の時間帯にて小売電気事業者の計画値同時同量に影響を与える可能性があるため、その影響を抑えるため、アグリゲーターは小売電気事業者に適切な情報（約定した対象時間、約定量(Δ kW)、基準値等)を適切なタイミングで伝えるべきではないか。
- また、調整力に起因する約定した対象時間終了後の計画値同時同量への影響を定量的に確認するため、一般送配電事業者がアグリゲーターに対して約定した対象時間後の基準値の提出を求めた場合にも、正当な理由がない限りアグリゲーターはその基準値の提出も拒んではならないこととしてはどうか。
- 他方、市場開設当初はDRの参入量は調整力全体の割合としても小さいと想定されるため、アグリゲーターから小売電気事業者に対して適切なタイミングで連絡できれば、計画値同時同量へ与える影響は大きくないと考えられる。今後影響度合いを確認しながら、安定供給上の課題として顕在化する可能性があるのであれば、商品時間後の取扱いについて改めて対策を行うべく議論を進めてはどうか。

出力指令値がない場合、または出力指令値が0kWの場合

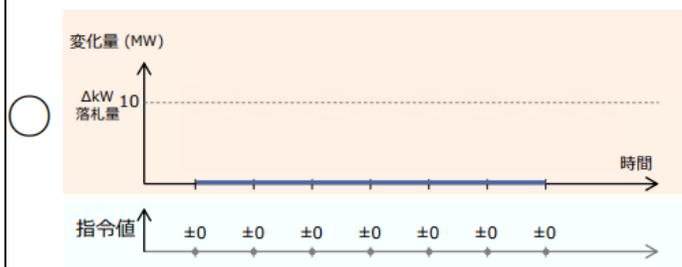
- 発電機もDRも同様の前提で、調整力については約定した対象時間の全ての時間帯において、指令値に対して正確に応動することが求められ、指令値がゼロの場合は変化しないことが求められる。
- 他方、今後、DRを調整力として活用するためにはどのような取り扱いが適切であるか。

調整力に求められる応動：指令への追従性③

34

- 出力指令値がゼロの場合は、変化しないこと（変化ゼロ）が求められる。

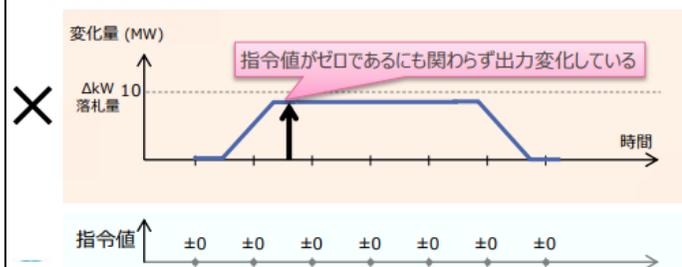
出力指令値（指令値ゼロ）に追従できているケース



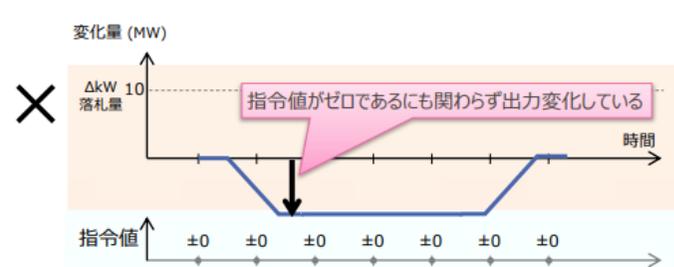
(参考) 調整力公募における電源 I'

- 電源 I' における発動評価は、指令が発信された時間のみが対象となるため、指令が無い時間は評価されない。

指令値に追従できていないケース①

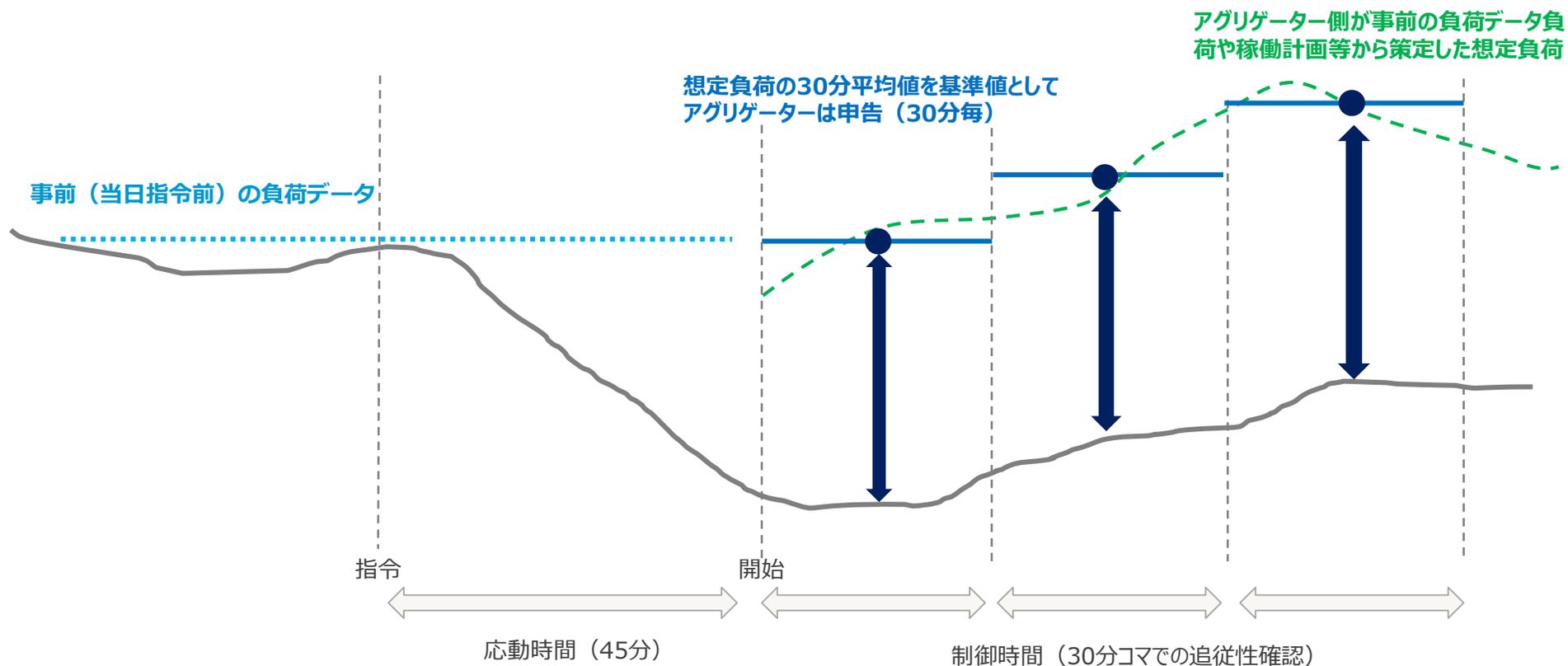


指令値に追従できていないケース②



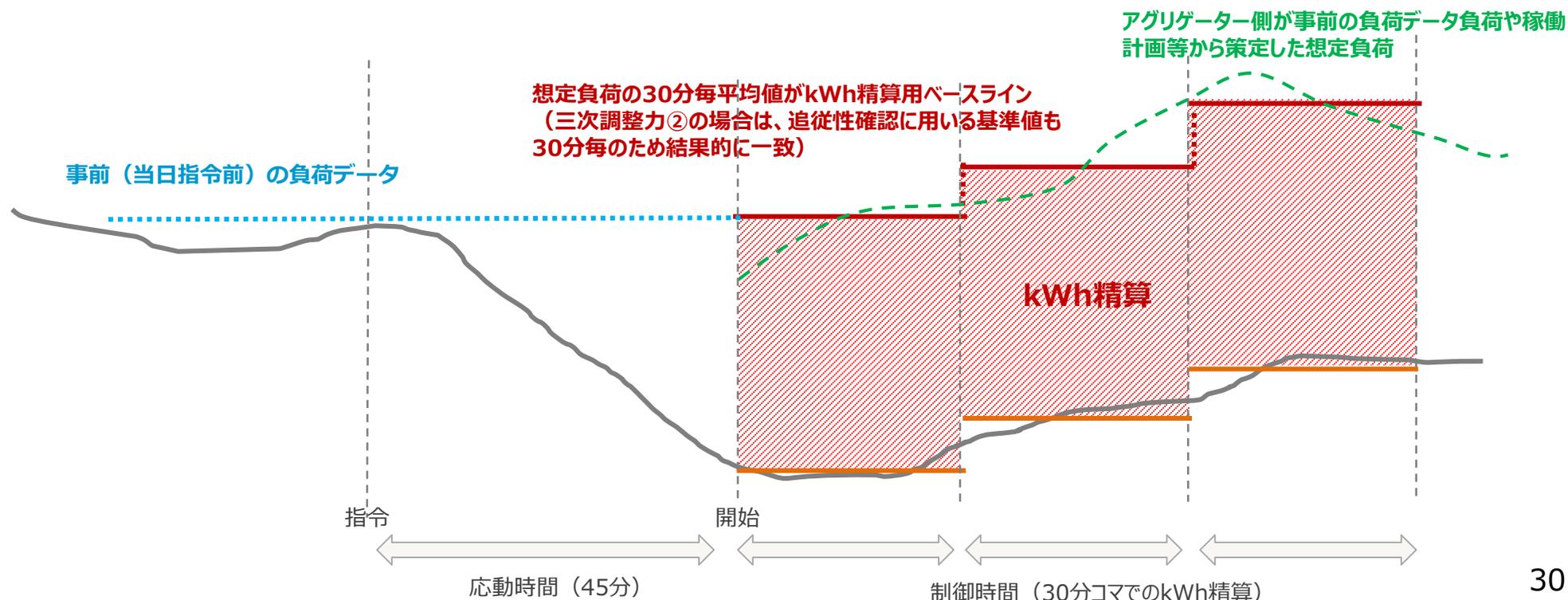
【参考】基準値のイメージ

- 三次調整力②（45分応動）において、30分単位で追従性の確認を行うとした場合、アグリゲーター側の負荷想定や稼働計画により設定した基準値のイメージは以下のとおり。



【論点2③】精算時に利用するベースラインの設定方法

- 需給調整市場におけるkWh精算は、調整力を供出したことによる電力量（kWh）の対価であり、基本的には追従性の確認に用いた基準値と実績の差の電力量（kWh）になると考えられ、ベースラインは基準値と同じ考え方で設定されるべきである。
- また、電力量取引において電力量の計測は検定済み電力量計を用いて30分単位の計量が基本となる。
- 以上を踏まえ、ベースラインは追従性確認に用いた基準値の30分間の平均としてはどうか。
- 三次調整力②の追従性の確認頻度が30分とした場合、追従性確認に用いる基準値も30分毎一点の設定となることから、ベースラインと追従性確認に用いる基準値は一致することとなる。



1. 前回WGの振り返りと検討にあたっての基本的観点
2. 論点1 計測地点
3. 論点2 計測方法
4. **論点3 報告データ・メーターの要件**
5. 今後の検討事項

【論点3】三次調整力②に関する報告データ・メーター要件

- 報告データ・メーター要件に関する論点は以下のとおり。

- ① データの要件（計測地点ごとのデータか、アグリゲートされたデータか）とその計測に用いるべきメーターは何か

※三次調整力②において、一般送配電事業者への報告等が必要となるデータは以下のとおり。

- i. 指令値への追従性を確認するためのデータ（kW）
- ii. 精算のための電力量（kWh）

【論点3 ①】i. 指令値への追従性を確認するためのデータ (kW)

- 現在、簡易指令システムには、アグリゲーター側から一般送配電事業者側に制御情報を提供する機能（上りテレメーター機能）が実装されていないため、監視はオフライン枠※と整理されている。
- オフライン枠の場合、指令値への追従性を確認するためのデータ (kW) は、リアルタイムではなく、事後にアグリゲーターから一般送配電事業者に報告することとなる。
- 報告のタイミングは検討中であるが、将来リアルタイムでのデータ報告が必要になる可能性があることも踏まえると、受電点に設置された検定済み電力量計の30分計量値ではなく、別途アグリゲーターが電力値の計測を実施することも必要になりうる。
- その場合、アグリゲーターは検定済み電力量計から得られるBルートの活用やその他パルス検出器・計測器類を用いて電力値を計測することを基本となるのではないかと考えられる。
- またその際は、アグリゲーターが多くの需要家を束ねて個々ではなく全体で正確な調整力を供出するというVPPの特徴、また一般送配電事業者のデータ処理の煩雑さの軽減という観点も踏まえて、個々の需要家ごとのデータではなくアグリゲーターが自らが連携する計測地点別のデータを収集し、合算した形で一般送配電事業者に報告することとしてはどうか。
- なお、その他パルス検出器・計測器類による計測については、海外事例を踏まえ、一般送配電事業者が指定する規格を満たした計測器を利用すること等が考えられるが、報告のタイミングの検討状況や計量法との関係も踏まえつつ、引き続きの検討事項とする。

※オフライン枠の許容量は今後検討とされている。また、簡易指令システムの改修により上りテレメーター機能が実装された場合には、三次調整力②についてもリアルタイムで1. 指令値への追従性を確認するためのデータ (kW) の報告が必要となると考えられる。

【論点3 ①】ii. 精算のための電力量 (kWh)

- 精算のための電力量 (kWh) データについては、ベースライン及び受電点に設置の検定済み電力量計の30分計量値を用いて算出されることとなる。
- アグリゲーターは受電点の30分計量値を入手することとなっていないことから、一般送配電事業者において精算のため電力量 (kWh) の算出が完了次第、算出結果をアグリゲーターに通知することとしてはどうか。

【参考】現在の需給調整市場における商品メニュー

- 電力広域的運営推進機関の需給調整市場検討小委員会において、需給調整市場の商品要件が策定されている。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5~数十秒※4	1~数分※4	1~数分※4	30分
監視間隔	1~数秒※2	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅(入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

1. 前回WGの振り返りと検討にあたっての基本的観点
2. 論点1 計測地点
3. 論点2 計測方法
4. 論点3 報告データ・メーターの要件
5. 今後の検討事項

今後の本WG検討事項(案)

- 一次調整力から三次調整力①のアセスメント方法
- 個別計測の採用の可否
- 追従性の評価のため、リアルタイムでkW値を計測するパフォーマンス計測用メーターの要件整理
- 需給調整市場におけるアグリゲーターと小売電気事業者の関係における整理すべき事項（ネガワット調整金等）