

ERAB検討会 第12回制御量評価WG 事務局提出資料

**令和元年12月19日
資源エネルギー庁
新エネルギーシステム課**

1. ネガワット調整金

2. 電源 I' における制御量（逆潮流分）の
評価方法

本日ご議論いただきたい事項

- 本日は、2021年度以降の需給調整市場、容量市場開設に向けて、既にネガワット調整金の基本的な計算方法が示されている**電源Ⅰ'、三次調整力②以外の取引について、ネガワット調整金の計算方法をご議論**いただきたい。

		需要抑制量の提供先（調達目的）		
需要抑制量の調達先	（自社が電力供給している 需要家から調達） 直接型	小売電気事業者 （自社又は他社BGの計画値同時同量）	系統運用者 （系統全体給調整）	
		類型 1 ①	類型 2 ①（GC前・直接型）	類型 2 ①（GC後・直接型）
	（他社が電力供給している 需要家から調達） 間接型	類型 1 ②	類型 2 ②（GC前・間接型）	類型 2 ②（GC後・間接型）
想定される取引	• 小売向け経済DR • 卸市場		• 電源Ⅰ'	• （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
	※一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行う。それを受けアグリゲーターは時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する(類型1)。時間前市場で調達されなかった場合も、一般送配電事業者が調整力として活用する(類型2)。			

間接型は
ネガワット調整金
が発生する

赤字の取引は
ネガワット調整金
の基本的な計算
方法が1つに定め
られていない

(*)一次調整力はkWhの取引が発生するか現状未確定であるが、仮にkWhの取引が発生する場合はネガワット調整金のやりとりも必要になると想定される。

容量市場の発動指令電源

- 容量市場で調達された発動指令電源は、3時間前までの発動指令をもってアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、そこで小売電気事業者に調達されなかった場合は、一般送配電事業者に調達される。そのため、**小売電気事業者に調達された場合は類型 1、一般送配電事業者に調達された場合は類型 2 に分類されることとなる。**

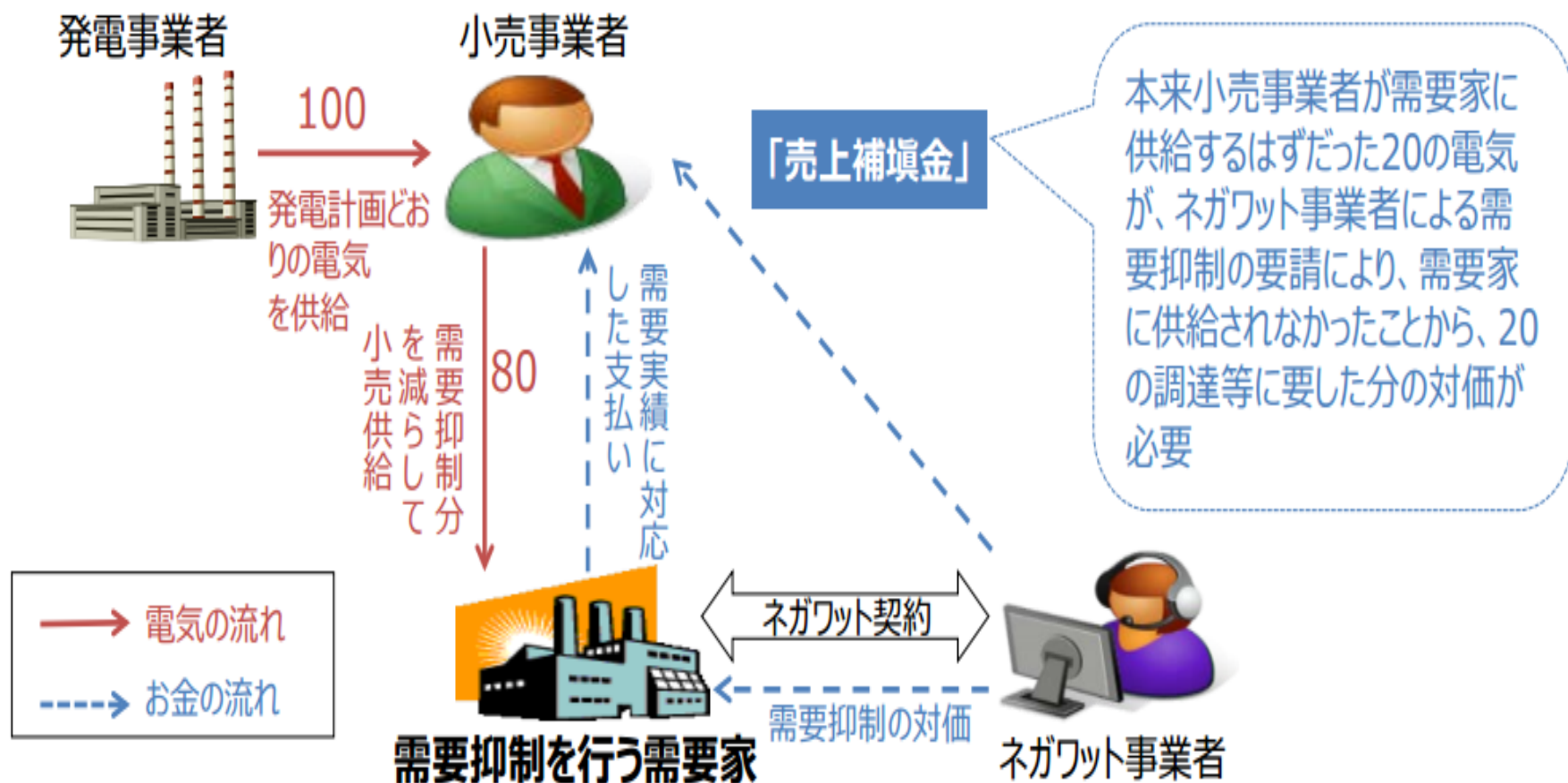
需給ひっ迫時における発動指令電源の発動指令について

- 容量市場で調達された発動指令電源は、容量確保契約（広域機関＝発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達することが考えられる。
- したがって、現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は**小売電気事業者も含めて幅広く活用される**こととなる。
- また、発動指令を受けたにも関わらず、**時間前市場で調達されなかった場合は、一般送配電によりエリアの需給状況において必要と判断された電源と考えられるため、一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとする。**
- この場合、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる※。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要である。

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

【参考】ネガワット調整金

- ネガワット調整金とは、小売電気事業者とアグリゲーターとの間に生じる費用と便益の不一致を調整するべく、アグリゲーターが小売電気事業者に対して支払う金額である。



ネガワット調整金に関するこれまでの議論

- 2018年5月、アグリゲーター等に対してERABガイドラインの活用状況に関するアンケート調査を実施。当該調査では、小売電気事業者とアグリゲーター間で想定するネガワット調整金の金額水準に乖離が生じ、協議に時間を要するケースが発生していることが課題として挙げられた。
- 当該課題を解消するため、第7回・第10回制御量評価WGにおいて、電源Ⅰ'、三次調整力②として調達されるネガワットにおけるネガワット調整金の計算方法としては、「b）電力料金単価（参考値）－託送料金」を基本とすることで合意された。

ネガワット調整金の計算方法の検討（2/2）

- 前回WGにおいて、事務局が持つデータによる分析において、「b」の計算方法を採用した場合は、小売電気事業者とアグリゲーター※において比較的適切な利益配分となりうるのではないという結果が得られた。
- 前回WGとその後のERAB検討会において、本分析に活用できるデータの提供を呼び掛けたが、現在まで新たなデータの提供はないところ。
- 以上を踏まえ、電力システム改革を着実に進め、DR取引を円滑化する観点からも、電源Ⅰ'として調達されるDR（類型2）の計算方法としては「b」を基本とすることとしてはどうか。
- また、前回WGにおいて意見があった「選択肢の柔軟性」については、ガイドライン上は「b」を基本としつつも、合理的な理由を示し、両者の合意が得られれば、業務実態に応じて加減補正を行うなど他の計算方法も妨げないこととしてはどうか。
- 加えて、事業者協議の長期化により、アグリゲーターの事業に影響が発生することを考慮し、「関係事業者はネガワット調整金の交渉が円滑に行われるよう協力して協議を行う」旨を明記することとしてはどうか。
- なお、今回の検討は電源Ⅰ'として調達されるDR（類型2）における調整金に限ったものであり、DR市場の成熟度や技術の進展等に応じて、随時見直しを行うこととする。また、今後創設される需給調整市場におけるネガワット調整金の在り方については、契約や応札タイミングなど、取引の実態が明らかになった際に改めて検討することとしてはどうか。

出典：第7回制御量評価WG 資料3

三次調整力②におけるネガワット調整金の計算方法のまとめ

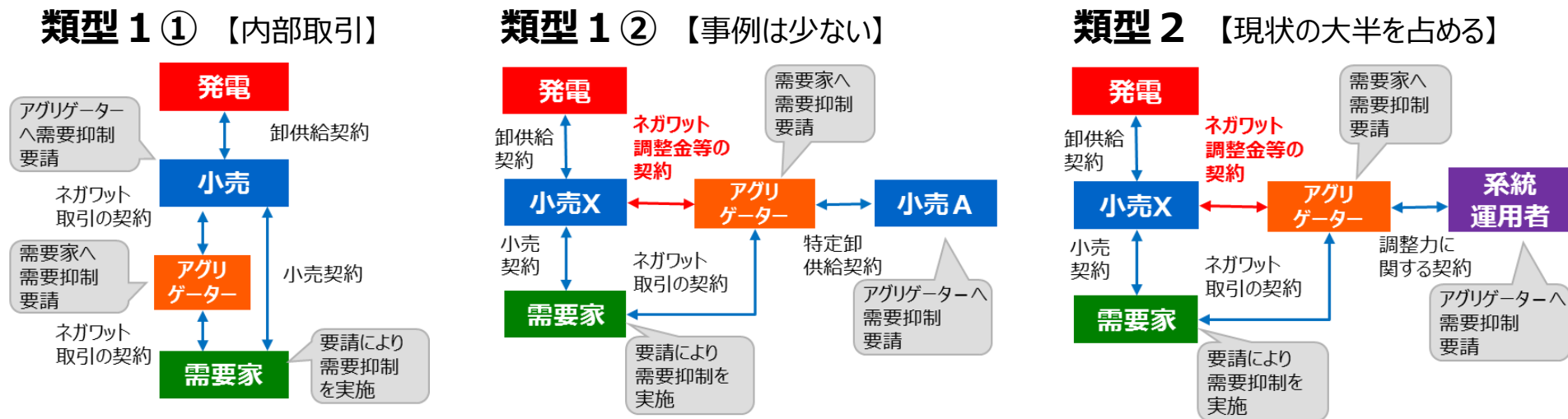
- 「a」は小売電気事業者と需要家間の契約情報にあたるため、第三者であるアグリゲーターに開示することが困難な場合もあることを踏まえると、基本となる計算方法としては不適切ではないか。
- 以上の議論から、三次調整力②として調達されるDRのネガワット調整金の計算方法としては、「b」を基本とすることとしてはどうか。
- ネガワット調整金の検討に際しては、三次調整力②以外の需給調整市場の商品や容量市場の発動に係るネガワット調整金との整合性が必要となる。
- しかし、現時点では三次調整力②以外の市場の詳細設計については検討中であるため、それらの市場設計の検討が進捗した段階で必要に応じて整合性について検討をしてはどうか。
- また、市場開設後の競争状況の分析によって問題が顕在化するようであれば、改めてネガワット調整金の考え方について検討をすることとしてはどうか。

出典：第10回制御量評価WG 資料4

【参考】現行ガイドライン上のネガワット調整金の計算方法

- ネガワット調整金の計算方法は、以下の4パターンを選択肢として例示している。
 - － (a) 電力料金単価（実績値※）－ 託送料金（※DR対象需要家の単価実績）
 - － (b) 電力料金単価（参考値※）－ 託送料金（※例えば、旧一般電気事業者の小売部門が公表している単価）
 - － (c) （一社）日本卸電力取引所の平均価格
 - － (d) （一社）日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格
- 供給元小売電気事業者とアグリゲーターは、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点を踏まえて協議の上、決定することとしている。

下げDR（ネガワット取引）における各類型のイメージ



【参考】三次調整力②のネガワット調整金の考え方と経緯

- 三次調整力②の検討においては、「取引コストの低減」、「予見可能性の確保」、「金銭面での中立性の確保」の3点を基本的考え方として、下表の評価を行った。
- 結果として、**ネガワット調整金の基本的な計算方法としては、「a」または「b」が望ましく、また、「a」はアグリゲーターに開示することが困難な場合もあることを踏まえて、三次調整力②として調達されるネガワット調整金の計算方法は「b」を基本とすることで合意。**

	取引コストの 低減	予見可能性の確保 (事業計画時)	予見可能性の 確保(応札時)	金銭面での中立性の 確保(DR有無による 小売の収益変化)	金銭面での中立性の確保 (アグリの事業形態別の収 益差)
a. 電力小売単価（実績 値）－託送料金	基本となる計 算方法の一つ のみ示すことで 低減可能か	△ (小売と需要家の契約によって 様々)	○	○	○
b. 電力小売単価（参考 値）－託送料金		○ (変動しない)	○	○	△
c. 日本卸電力取引所の平均 価格		○ (年間で固定、かつ変動幅も 限定的)	○	× (小売の収益が悪 化)	△
d. 日本卸電力取引所のDR 実施時間のスポット市場価 格		× (DR稼働時の需給状況によっ て変動するため予見が困難)	○	△ (小売の収益が変化 する可能性あり)	△ (DR稼働時の需給状況によ って中立性と事業性が変化)
上記bとdの平均値		× (DR稼働時の需給状況によっ て変動するため予見が困難)	○	△ (小売の収益が変化 する可能性あり)	△ (DR稼働時の需給状況によ って中立性と事業性が変化)

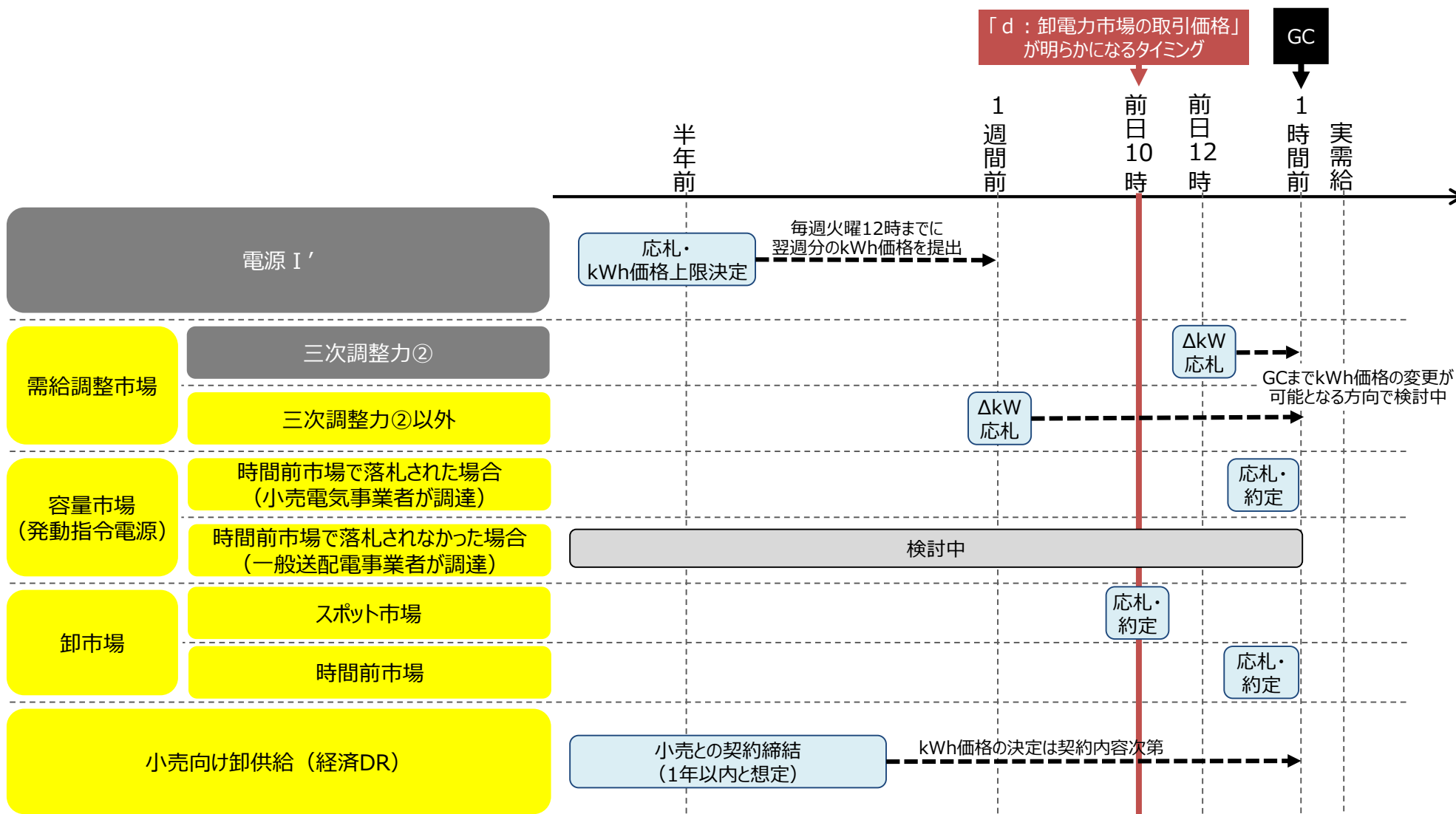
基本的考え方におけるネガワット取引種別の評価分析

- 「取引コストの低減」、「予見可能性の確保」、「中立性の確保」の基本的考え方に基づき、すべてのネガワット取引について評価を整理すると、**「予見可能性の確保（応札時）」のみ、三次調整力②検討時と異なる評価になると考えられる。**

	基本的な考え方と三次調整力②検討時に行った評価との違い
取引コストの低減	・ 小売側、アグリゲーター側の協議・契約・取引に関わるコストの低減。 ・ 三次調整力②検討時と同様、基本となる計算方法を一つのみ示すことで低減可能。
予見可能性の確保 (事業計画時)	・ 事業計画立案上、数年前にネガワット調整金の予見性がある程度は確保できていることが望ましい。 ・ 三次調整力②検討時と同様、「d」「bとdの平均値」は日々変動するため、予見性が低い。
予見可能性の確保 (応札時)	・ kWh価格を決定するタイミングで、ネガワット調整金の予見性が確保できていることが望ましい。 ・ kWh価格を決定するタイミングが、卸電力市場取引価格が判明する前日10時の前後で評価が異なる。 ・ 前日10時より後にkWh価格を決定するネガワット取引では、三次調整力②検討時と同様、計算方法によらず予見性は確保される。 ・ 前日10時より前にkWh価格を決定するネガワット取引では、三次調整力②検討時と異なり、「d」「bとdの平均値」の予見性はない。
金銭面での中立性の確保 (DR有無による小売の収益変化・ アグリの事業形態別の収益差)	・ 特定の事業者には過度な利益や損害が生じるとネガワットの活用が進まないため、関係者間において金銭面の中立性の確保が重要となる。 ・ 三次調整力②検討時と同様、「c」ではネガワットを行うことによって小売の収支が悪化し、「d」「bとdの平均値」では、需給状況によって変動するため、小売の収益が変化したり、独立系アグリゲーターが不利となる可能性がある。

各取引種別におけるkWh価格の決定タイミング

- ネガワット取引種別におけるkWh価格の決定タイミングは以下の通り。「d」の水準となるスポット市場の取引価格が明らかになるタイミングは前日10時となる。



※黄色ハイライトが今回の議論対象

【参考】全ての下げDR取引におけるネガワット調整金の考え方

- 全てのネガワット取引について、基本的考え方に基づき評価すると下表のとおり。
- 「予見可能性の確保（応札時）」については、三次調整力②と評価が異なり、**前日10時より前にkWh価格を決定するネガワット取引については「d」「bとdの平均値」の予見性は低くなる。**

	取引コストの低減	予見可能性の確保(事業計画時)	予見可能性の確保(応札時)	金銭面での中立性の確保(DR有無による小売の収益変化)	金銭面での中立性の確保(アグリ事業形態別の収益差)
a. 電力小売単価（実績値）－託送料金	基本となる計算方法を一つのみ示すことで、低減可能か	△ (小売と需要家の契約によって様々)	○	○	○
b. 電力小売単価（参考値）－託送料金		○ (変動しない)	○	○	△
c. 日本卸電力取引所の平均価格		○ (年間で固定、かつ変動幅も限定的)	○	× (小売の収益が悪化)	△
d. 日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格		× (DR稼働時の需給状況によって変動するため予見が困難)	△ (取引種によっては予見性が低くなる)	△ (小売の収益が変化する可能性あり)	△ (DR稼働時の需給状況によって中立性と事業性が変化)
上記bとdの平均値		× (DR稼働時の需給状況によって変動するため予見が困難)	△ (取引種によっては予見性が低くなる)	△ (小売の収益が変化する可能性あり)	△ (DR稼働時の需給状況によって中立性と事業性が変化)

ネガワット調整金の計算方法のまとめ

- 三次調整力②検討時と評価が異なるのは「予見可能性の確保（応札時）」のみであるが、「a」又は「b」が望ましいという評価は変わらない。
- そのため、三次調整力②以外のネガワット取引についても、「a」又は「b」が望ましいと考えられるのではないか。
- しかし、「a」は小売電気事業者と需要家間の契約情報にあたるため、第三者であるアグリゲーターに開示することが困難な場合もあることを踏まえると、基本となる計算方法としては不適切ではないか。
- 以上の議論から、類型1②、類型2②の全ての下げDR取引について、kWhに対する支払いが発生する場合は、調達されるDRのネガワット調整金の計算方法として、「b」を基本とすることとしてはどうか。
 - － 類型1②については、政策的にネガワット取引を活性化し促進していく観点からも、アグリゲーターの事業形態別の収益差が小さい「b」を基本とすることが望ましいのではないか。
 - － 容量市場における発動指令電源について、調達する主体（小売電気事業者もしくは一般送配電事業者）が異なっても、調整金に関しては整合が取れるのではないか。
- また、市場開設後の競争状況の分析によって問題が顕在化するようであれば、改めてネガワット調整金の考え方について検討をすることとしてはどうか。

1. ネガワット調整金

2. 電源 I' における制御量（逆潮流分）の
評価方法

本日ご議論いただきたい事項

- 第10回ERAB検討会（2019年10月4日）において、逆潮流をアグリゲーションしたものを一般送配電事業者が調達する調整力としての活用を可能とする環境整備の必要性について議論された。
- また、第43回制度設計専門会合（2019年11月15日）においても、逆潮流アグリゲーションの調整力利用に関するニーズの拡大を踏まえ、一定の要件を設けたうえで調整力への入札を認めるよう、調整力公募ガイドラインを見直す方向で検討を進めていくとされた。
- 本日は、ERAB検討会及び制度設計専門会合にて、資源エネルギー庁、一般送配電事業者及び電力広域的運営推進機関にて検討するとされた、逆潮流分の評価方法のうち、電源Ⅰ'における逆潮流分の評価方法について、ご議論をいただきたい。

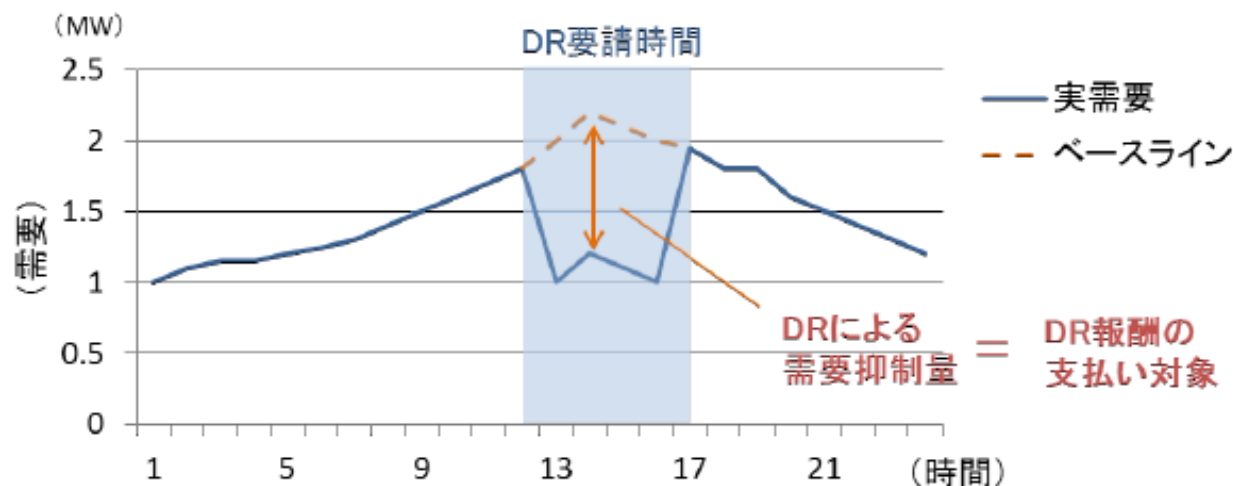
課題への対応（再掲）



【参考】需要抑制の制御量に関する評価の考え方

- 需要抑制の制御量は、実需要とベースライン（「なかりせばの需要※」の想定値）との差である。
- 制御量の評価とは、「ベースラインの評価」と「実需要の評価（＝計量）」とに分類することができる。

制御量評価の考え方



$$\text{制御量} = \text{ベースライン (BL)} - \text{実需要}$$

BLの評価 = BLの評価

「BLに関する論点」

- ・ 正確性・単純性・完全性
- ・ ベースライン作成方法
- ・ ゲーミング etc..

実需要の評価 = 計量の評価

「計量に関する論点」

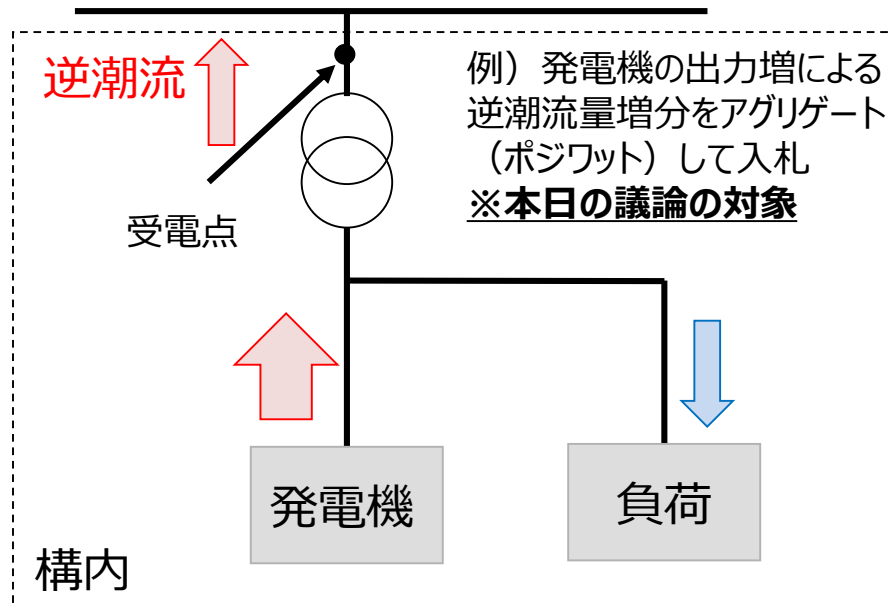
- ・ 計測方法
- ・ 計測地点/場所
- ・ 計測頻度 etc..

※ DR等の発動が無かった場合の需要

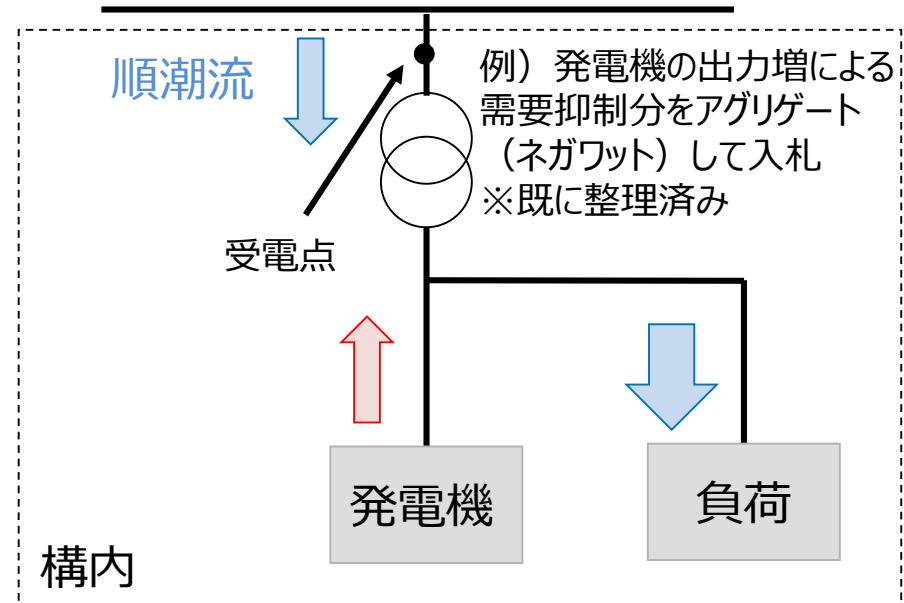
逆潮流における評価点

- 逆潮流とは、発電設備等の設置者の構内から電力系統側へ向かう電力の流れであり、受電点において計測された値が当該需要家による逆潮流量となる。そのため、発電機による発電量から自家消費を差し引き、余剰になった量が逆潮流として評価される。
- 逆潮流をアグリゲートして電源 I' として活用する際も、発電機器ごとではなく、受電点における計量値によって評価を行うことが基本となる。
- 本議論も受電点における計量値による制御量の評価方法について議論を行うこととする。

＜逆潮流をしている状態＞



＜逆潮流をしていない状態＞

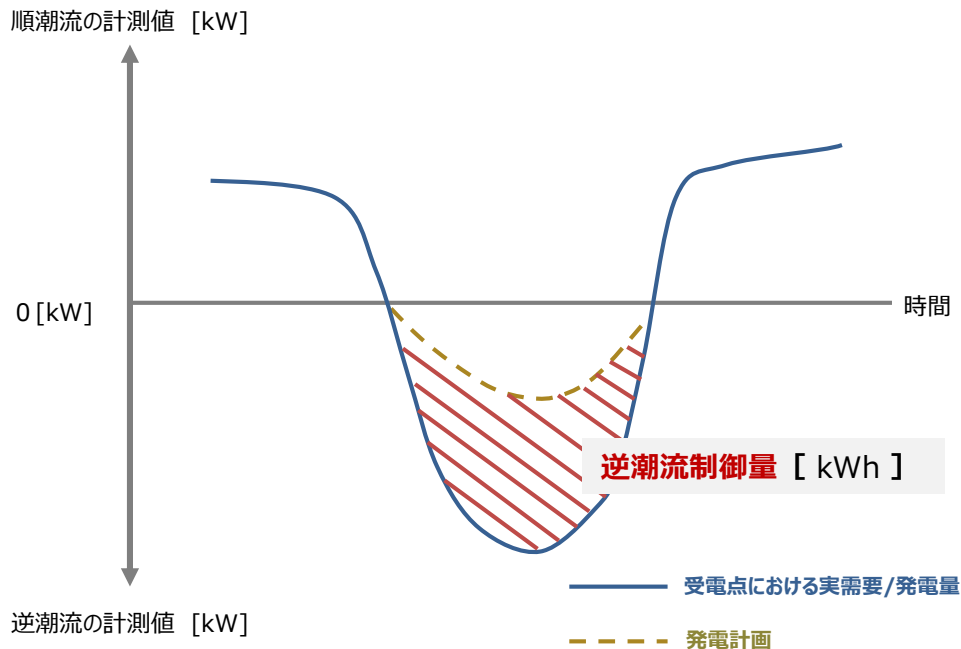


逆潮流のケース分類

- 電源 I' の指令を受け、供出される逆潮流には以下の2ケースが考えられる。
 - ・ ケース①：元々は需要ゼロもしくは逆潮流で、焚き増し等によって逆潮流量が増加するケース
 - ・ ケース②：元々は順潮流で、発電等によって逆潮流になるケース

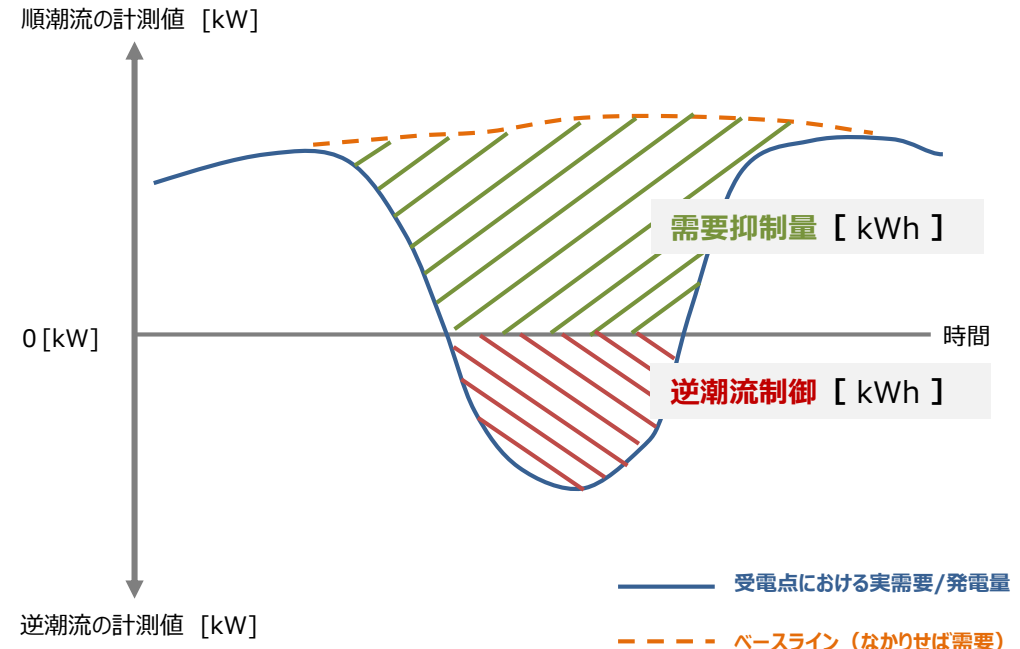
ケース①

元々は需要ゼロもしくは逆潮流で、
焚き増し等によって逆潮流量が増加するケース



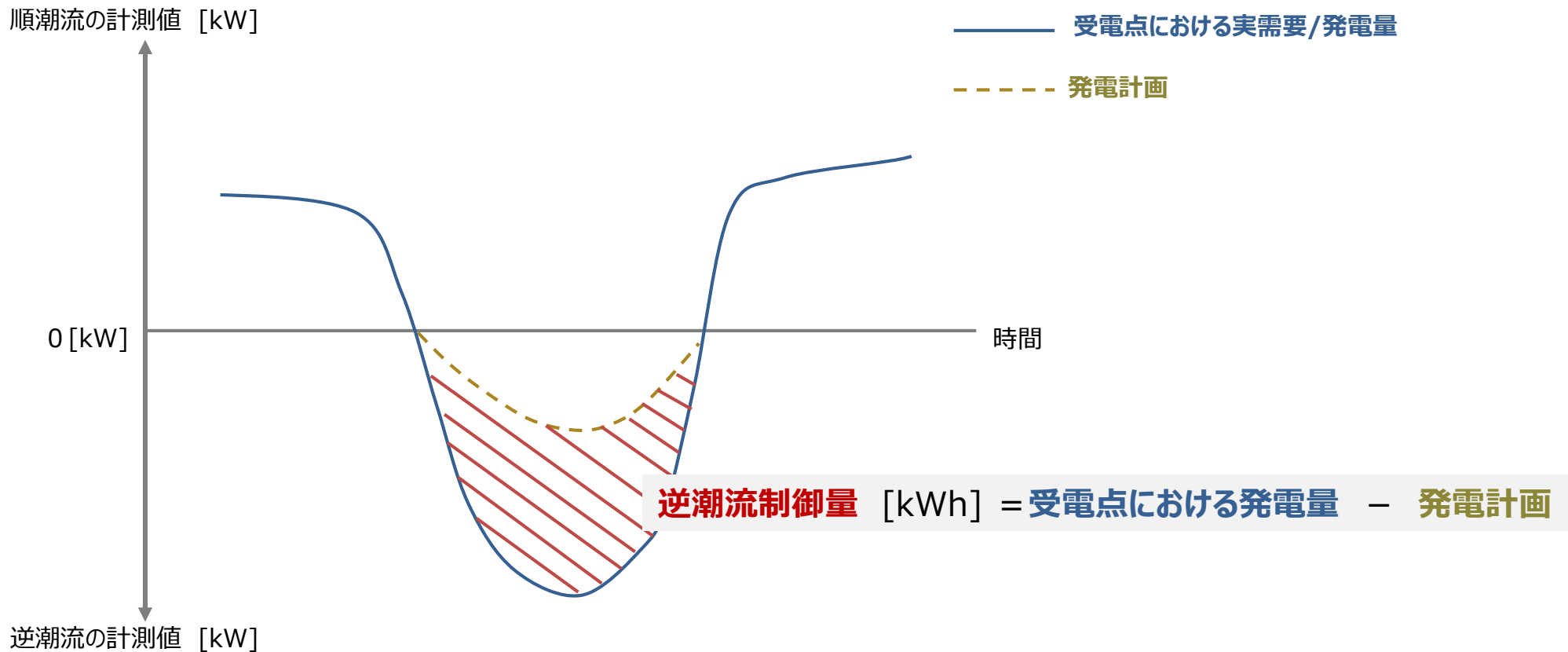
ケース②

元々は順潮流で、発電等によって逆潮流になるケース



ケース① 電源 I 'における逆潮流の制御量評価方法

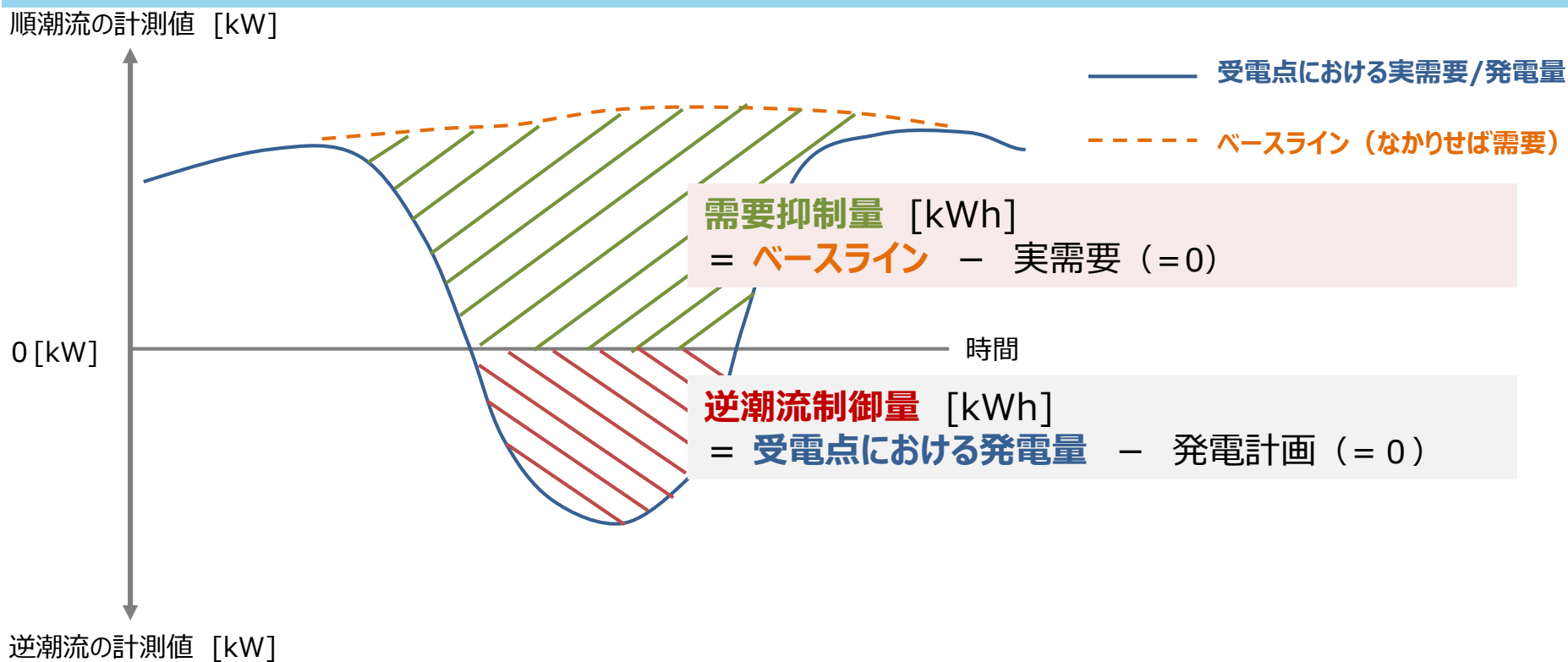
- ケース①の場合、電源 I 'における制御量評価の考え方は以下の通りとしてはどうか。
 - 発電計画と受電点における発電量（逆潮流の計測値）の差分を、逆潮流制御量とする。



ケース② 電源 I 'における需要抑制量と逆潮流の制御量評価方法

- ケース②の場合、電源 I 'における制御量評価の考え方は以下の通りだろうか。
 - 需要ゼロまでは、これまで同様に、ベースライン※と実需要（すなわち0）との差分を需要抑制（DR）による制御量とする。
 - 需要ゼロ以下は、発電計画（すなわち0）と受電点における発電量（逆潮流の計測値）の差分を制御量とする。
 - 発電計画 = 0、実需要 = 0 を前提とすれば上記の和を制御量として評価可能か

※：標準ベースラインはHigh4of5



(参考) 発電計画について

- **逆流をする可能性が有るBehind-the-Meterの電源**は、一般送配電事業者と発電量調整供給契約を結び、電力広域的運営推進機関に対して**発電計画を提出する**。

- － 発電契約者は、発電量調整供給契約の対象とする発電BGに含まれる**発電地点（発電所）毎に発電計画を記載**。
- － 一般送配電事業者が指定する調整用発電所は、**単独の発電BGを設定**することとなっている。

発電量調整供給契約 発電計画の具体的記載内容

発電・販売計画		記載内容	BP
発電計画 (BG毎) 内訳	発電BGコード	発電BGを記載。	JP06300
	発電BG名	発電BGは発電量調整供給契約で設定する。	JP06301
	契約識別番号 1	発電量調整供給契約における契約識別番号 1 を記載。	JP06181
	発電計画 BG計	発電BG内の発電計画の合計。	JP06306 JP06307
	系統コード	系統コードを記載。	JP06186
	発電所名	発電所名称（又はユニット名）を記載。 ※発電計画内訳は、発電地点（発電所）毎を基本。 ※潮流計算のためユニット毎が必要な場合、高圧以下でエリア内合計に集約できる場合等がある（一般送配電事業者との発電量調整供給契約時にご確認ください）。 ※同一発電所で調整電源と非調整電源が混在する場合には、別々に発電計画内訳を記載。	JP06310
	契約識別番号 2	発電量調整供給契約における契約識別番号 2 を記載。	JP06182
	電源（BG）種別	電源種別コードを記載。 （調整電源／非調整電源／F I T 特例①電源／F I T 特例②電源）	JP06311
	発電計画	発電計画値。	JP06226 JP06231
	発電上限	発電可能上限値。 （例）湯水や海水温度上昇等で認可出力が出ない場合については、それらを考慮し実際に発電可能な上限値。 調整電源については運用上の上限値。	JP06312 JP06313
	発電下限	発電可能下限値。 （例）最低負荷を考慮。 調整電源については運用上の下限値。	JP06314 JP06315

東京電力パワーグリッド 託送供給等約款における接続供給・
発電量調整供給の契約単位に関する規定箇所（一部）

15 供給および契約の単位

(1) 当社は、次の場合を除き、1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない、1発電場所につき、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。

（中略）

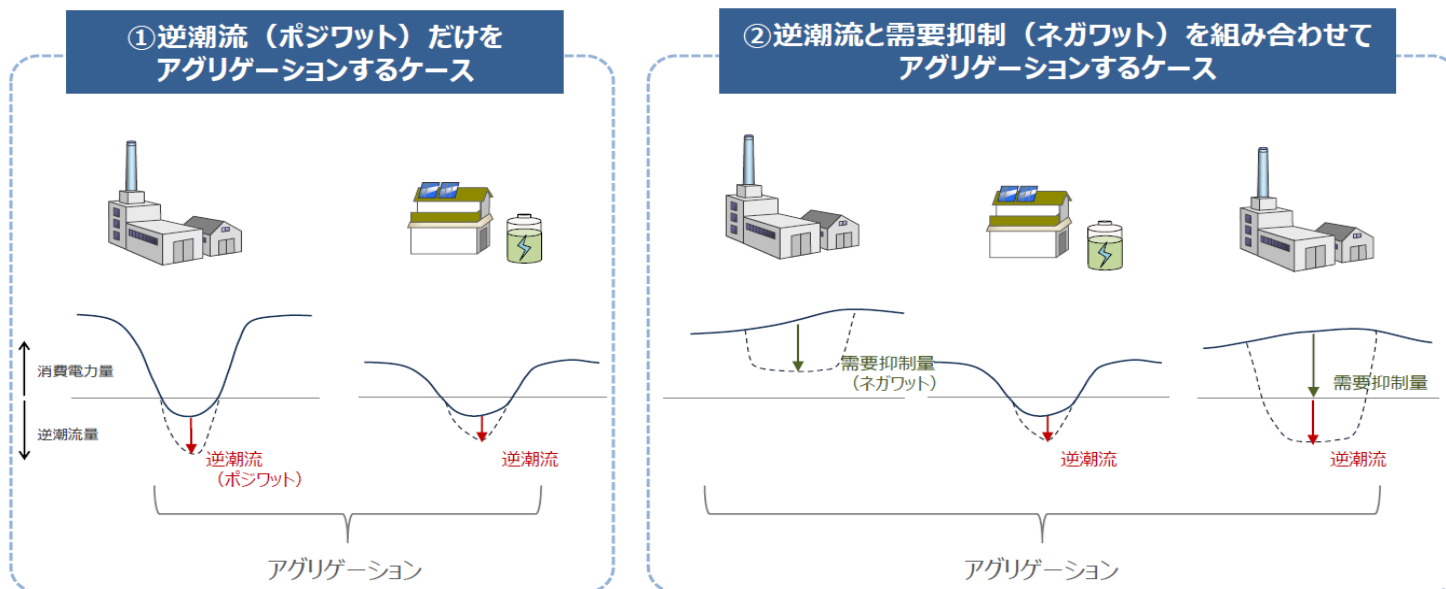
(4) 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、1発電量調整供給契約を結びます。

なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備であって別途当社と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として1発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

アグリゲーションする際の組み合わせ

- 需要抑制量（ネガワット）、逆潮流制御量（ポジワット）は、それぞれで算出され、別の価値として評価されることになるが、それら**双方をアグリゲーションするニーズはある**と考えられる。
- また、ネガワットとポジワットは、**異なる地点から供出される場合**と**同一地点から供出される場合**も想定される。なお、公募ではアグリゲーションは同一供給エリア内に限られる。
- このようなケースも電源 I' における制御量の評価は可能と考えるがどうか。

- 逆潮流をアグリゲートし活用する際には、①逆潮流（ポジワット）だけをアグリゲーションするケース、②逆潮流と需要抑制量（ネガワット）を組み合わせアグリゲーションするケースが考えられる。



まとめ

- 逆潮流には以下の2ケースが考えられる。
 - － ケース①：元々は需要ゼロもしくは逆潮流で、焚き増し等によって逆潮流量が増加するケース
 - － ケース②：元々は順潮流で、発電等をして逆潮流になるケース
- 電源 I'における制御量（逆潮流分）の評価において、いずれのケースにおいても、電源 I'における逆潮流分の制御量は、発電計画と受電点における発電量（逆潮流の計測値）の差分としてはどうか。
- 需要抑制量（ネガワット）、逆潮流制御量（ポジワット）、双方をアグリゲートするケースも制御量の評価は可能と考えるがどうか。