

- 本資料は、当初2020年3月末に予定されていた需給調整市場検討小委員会にて審議いただくため、事務局で作成した資料です。
- しかしながら、新型コロナウイルス感染症対策の一環として本小委員会の開催を中止いたしました。
- そのため、未定稿ではありますが、事務局案の考え方が記載されていることから、今回の意見募集実施にあたり、参考資料として掲載いたします。

(参考資料)
三次調整力①の事前審査・アセスメント等について

2020年3月26日

電力広域的運営推進機関

本資料は、意見募集の対象ではありません

(参考) 市場のプロセスに沿った各課題の位置付け

14

■ 需給調整市場のプロセスに沿って整理すると、課題は以下のような位置付けとなる。



➢ 事前審査

- 契約・精算 (TSO-BG)
- 余力活用
- 商品設計
- 調達スケジュール
- 情報公開
- 調整係数
- リクワイアメント
- 調整力必要量
- 下げ調整力の調達
- ΔkW調達不調・減少時の扱い
- 複合約定ロジック
- 連系線容量確保

- 直流設備の扱い
- 運用段階での設備トラブル時等の対応
- 連系線容量確保

- 契約・精算 (TSO-TSO)
- 契約・精算 (TSO-BG)

➢ アセスメント・ペナルティ

(プロセスに沿った課題のみ記載)

需給調整市場に係る課題一覧

29

出所) 第5回需給調整市場検討小委員会 (2018.7.31) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_05_haifu.html

■ 制度検討作業部会で示されたスケジュールを踏まえ、今後の課題を整理した。

年度	2019		2020	2021	2022	2023	2024~	
	上期	下期						
広域運用	一次相当			三次②・三次①		二次②		
広域調達		準備期間		三次②	三次①		二次②	
市場調達			準備期間				二次① ^{※1} ・一次 ^{※2}	
課題	<div style="border: 1px dashed red; padding: 5px;"> 三次② 【課題3】 -5 情報公開 【課題5】 -2 連系線容量確保 </div>			<div style="border: 1px dashed yellow; padding: 5px;"> 一次~二次② 【課題1】 - 2 二次①の広域調達可否と時期 - 3 一次の広域調達可否と時期 【課題3】 - 3 商品設計 - 5 情報公開 - 6 調整係数 - 7 事前審査 - 9 アセスメント・ペナルティ -10 調整力必要量 【課題4】 - 1 一次に係る具体的な調達方法 【課題5】 - 1 複合約定ロジック - 2 連系線容量確保 【課題6】 -1 中給システムの抜本的改修 (1社目の改修で反映すべき事項の整理) -2 二次①に係る具体的な調達・運用方法 </div>				
		<div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px;"> 三次① 【課題3】 - 3 商品設計 - 5 情報公開 - 6 調整係数 - 7 事前審査 - 9 アセスメント・ペナルティ -10 調整力必要量 【課題5】 - 2 連系線容量確保 </div>						
					準備期間			
							※1 ・広域運用、広域調達については検討中 ※2 ・市場調達開始時期は、必要量の議論等を踏まえて検討中	

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
<p>3-7 事前審査</p>	<p><三次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 評価対象は「応動時間」「出力変化量」「継続時間」等とし、測定間隔は5分とする ✓ 許容範囲は応札を予定しているΔkWの±10%とする ✓ 審査時の基準について、以下を事前に一般送配電事業者に提出する。ただし基準の想定方法については、一般送配電事業者が指定しないこととする <ul style="list-style-type: none"> ・発電機では、発電計画を提出 ・DSR等では、5分単位で、事前審査対象時間およびその前の60分の想定値を提出 ✓ 過去データに基づく審査を実施する場合は以下のとおり <ul style="list-style-type: none"> ・需給調整市場に参加する電源等は、商品要件に適合することが確認できる書類を事前に提出する ・提出された書類をもとに、属地の一般送配電事業者が商品要件への適合について確認を行い、承認する ・主な確認項目は、「応動時間」「出力変化量」「継続時間」とする ・需給調整市場に参加する電源等を保有する事業者が提出する書類は、メーカー試験成績書等の第三者が確認した書類を原則とする ✓ メーカー試験成績書等の提出が困難な場合には、標準パターン化した実働試験を実施(標準パターンは今後検討) 	<p><三次①></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 事前審査の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・内容、方法、時期・頻度 ・容量市場の事前審査との関係 ✓ アグリゲータについて特に取り決めておかなければいけない項目の整理 <p><一次～二次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 事前審査の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・内容、方法、時期・頻度 ・容量市場の事前審査との関係 ✓ アグリゲータについて特に取り決めておかなければいけない項目の整理 	

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
<p>3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 調整力提供者がリクワイアメントを果たせたかどうか確認することをアセスメントとする。 <p><三次②のアセスメント></p> <p>【アセスメント I (ΔkWの供出可否の確認)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ΔkWの供出可否について確認する。詳細は以下の通り <ul style="list-style-type: none"> ・発電機では、GC時点での発電計画を確認し、発電可能上限値および発電計画値の差が落札可能量を上回っていることを確認 ・DSR等では、アグリゲータ単位ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認 ✓ 精算時に全データを確認する <p>【アセスメント II (応動実績の確認)】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 評価対象は、30分出力平均値の出力変化量とし、評価間隔は30分とする ✓ 許容範囲は落札されたΔkWの±10%とする ✓ アセスメント時の基準については以下の通り。ただし基準の想定方法について、一般送配電事業者が指定しないこととする <ul style="list-style-type: none"> ・発電機では、発電計画を提出 ・DSR等では、30分単位でΔkW落札時間およびその前の60分について、事前に一般送配電事業者に提出 ✓ 将来的にはシステム化等により、データの全数確認を行うことを検討していくこととし、当面はサンプルチェックとなることもある 	<p><三次①></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント・ペナルティについて、今後検討が必要 <p><一次～二次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント・ペナルティについて、今後検討が必要 	

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
<p>3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ</p>	<p>＜三次②のペナルティ＞</p> <p>【金銭的ペナルティ（アセスメントⅠ）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ペナルティ対象はΔkWとする ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。 ✓ 具体的な算定式は以下の通り 報酬額 = ΔkW落札額 × (1 - 未達率 × 1.5) 未達率 = (ΔkW落札量 - 供出可能量) / ΔkW落札量 <p>【金銭的ペナルティ（アセスメントⅡ）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ペナルティ対象はΔkWとし、アセスメントⅡが許容範囲外にある場合、ペナルティ対象とする ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。 ✓ 具体的な算定式は以下の通り アセスメントⅡが許容範囲内： 報酬額 = アセスⅠ実施後の報酬額 アセスメントⅡが許容範囲外： 報酬額 = ΔkW料金 × (-0.5) 		

- 2022年度に市場の開設を予定している三次①に関する市場設計の詳細について、三次②と同様に一般送配電事業者および参入事業者の準備期間等を考慮した期間を十分に確保できるよう、本年度中に整理することとして検討を進めている。
- 今回、三次①に係る事前審査・アセスメント・ペナルティについて、前回整理した方向性に基づき検討したことから、本日はこれらの内容についてご議論いただきたい。

余白

1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
3. 三次①のペナルティについて
4. 需要家リスト・パターンについて
5. 精算について
6. その他

- 1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況**
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
3. 三次①のペナルティについて
4. 需要家リスト・パターンについて
5. 精算について
6. その他

一次～三次①が対応する事象

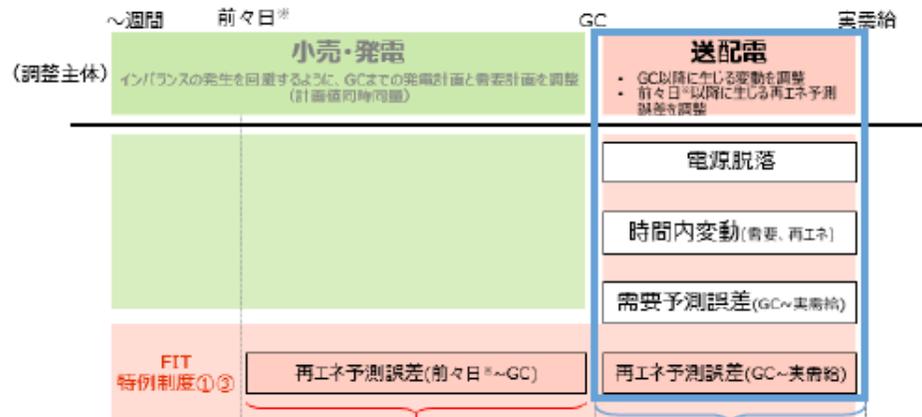
19

- 調整力のうち、三次②は前々日～GCまでに生じる再エネ予測誤差に対応する商品であるが、一次～三次①はGC以降に生じる予測誤差、時間内変動、電源脱落等、時々刻々と変動する周波数変動に対応するための商品となる。
- ただし、GC時点ではどの程度の誤差が発生するかあらかじめ把握できない。そのため、周波数を維持するためには、GC後にどの程度誤差が発生しているかを継続的に確認し、一次～三次①に都度指令することでGC以降に生じる需給の差異を一致させる必要がある。

FIT特例制度における再エネ予測誤差

出所] 第7回需給調整市場検討小委員会 (2018.11.12) 資料3をもとに作成
http://www.occto.or.jp/shingikai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_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①②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、同様一般送配電事業者が対応する。一次から三次①の組み合わせで対応することとなる事象

一次～三次①と三次②の違い（指令間隔と供出量の変化）

22

- 三次②は、30分間隔で指令が発信され、30分コマ単位で供出が求められる調整力である。
- 他方、一次～三次①は、都度発生した誤差を解消するために、短い間隔で指令を発信され続けており、都度その指令値は異なる調整力である。

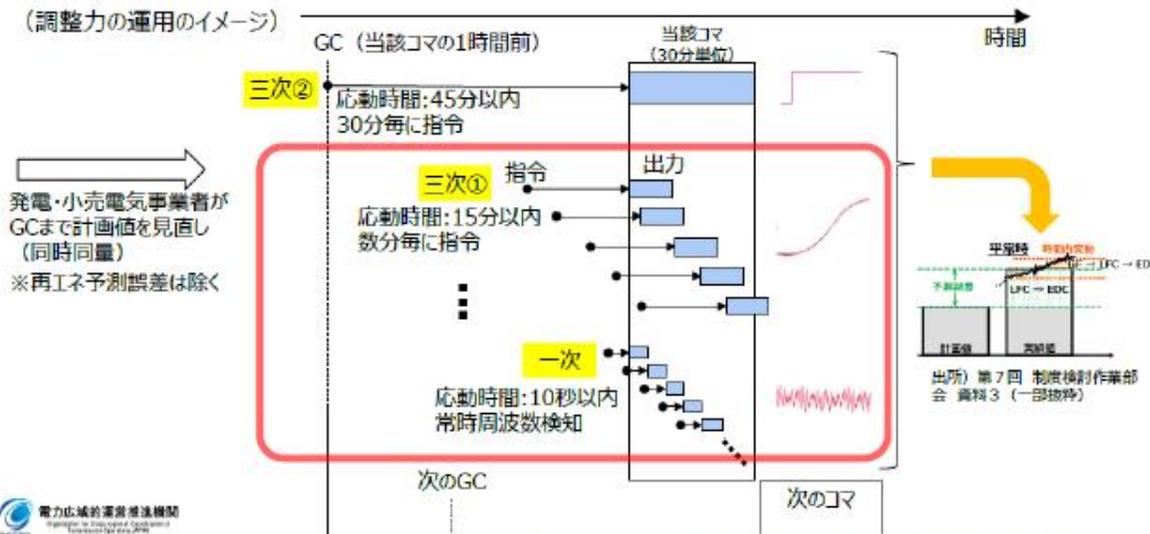
三次②が対応する事象

8
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/2019/2019_jukyuchousei_07_haifu.html

- 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①をも例として記載。FIT特例制度③の場合は前日朝となる。

(調整力の運用のイメージ)



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
http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_qas/saisei_kano/pdf/011_03_00.pdf

出所) 第16回需給調整市場検討小委員会 (2020.1.29) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html

(参考) 一次～三次①と三次②の指令間隔の違い

(参考) 需給調整市場における商品の要件

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

67

	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)	←	→
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
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	1～30分※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：5 MW 簡易指令システム：1 MW
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 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

出所) 第11回需給調整市場検討小委員会 (2019.4.25) 資料4-2-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_11_haifu.html

出所) 第16回需給調整市場検討小委員会 (2020.1.29) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html

一次～三次①の事前審査・アセスメントに関する考え方の整理について

24

- これまでの整理により、三次②と一次～三次①は以下の点で異なっている。
 - ✓ 三次②は前々日～GCまでに生じる再エネ予測誤差に対応する商品であり、GCまでの誤差に対応する調整力であるのに対し、一次～三次①はGC以降に生じる誤差に対応するための調整力である。
 - ✓ 三次②は30分毎に30分コマ単位での供出が求められることに対し、一次～三次①は、都度発生する誤差を一致させる必要があることから、短い間隔で指令を発信し続け、都度異なる指令値に合わせた応動が求められる。
- このため、一次～三次①は、短い間隔で指令が出され、その指令値も都度変わるものであることから、指令時点からの応動時間と応動量を指令と比較し、その詳細を確認しなければ、その応動を評価することができない。
- これらを踏まえると、三次②とはその特性が上記のように異なることから、一次～三次①の応動評価は、事前審査、アセスメントともに「調整力型」の考え方となり、指令に対する追従性を、より細かな粒度で確認する必要があるのではないかと。

【調整力型および供給力型の評価の考え方について】

種別	応動	求められるもの	評価の考え方
調整力型	中給からの指令値に従って随時出力を変化	今の需給状態※からの変化 ※現時点の需要及び供給値	指令に対して追従できているかどうか
供給力型	あらかじめ策定した発電計画に沿って自ら発動	計画通りの出力	あらかじめ策定した計画通りの動きであるかどうか（30分単位の出力平均値で評価）

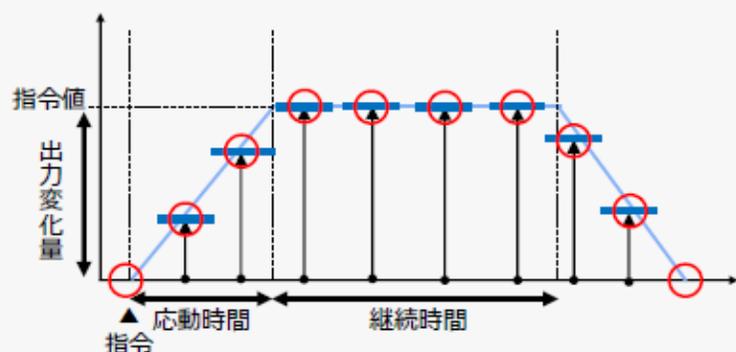
(参考) 調整力型と供給力型の事前審査・アセスメントのイメージ

25

- 「調整力型」の場合、細かな粒度で監視することで応動時間および出力変化値等を正確に評価することが可能。
- 他方、「供給力型」の場合、30分出力平均値で評価するため応動時間および出力変化等を正確に把握できない。

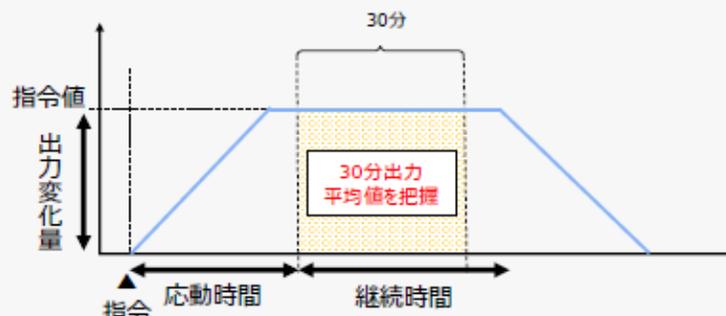
【調整力型の評価のイメージ】

細かな粒度で監視することで、応動が指令値に追従しているかを評価できる。

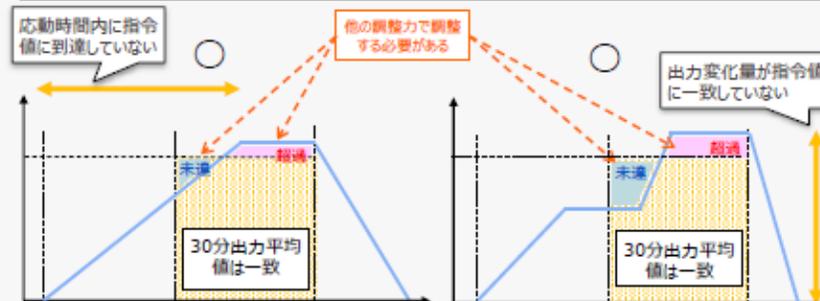


【供給力型の評価のイメージ】

30分出力平均値で応動を評価するため、指令値に追従できたかを把握することができず、30分平均値で水準を達成したかを評価できる。



応動時間、出力変化量が商品の要件に合致していなくても可。



まとめ

59

- 今回、三次①に係る事前審査およびアセスメント等に関する方向性について、三次②の検討で議論した論点も含めた上で、海外事例の調査結果等も踏まえて整理した。
 - ✓ 一次～三次①の応動評価は、事前審査、アセスメントともに「調整力型」の考え方となり、指令に対する追従性を、より細かな粒度で確認する必要がある
 - ✓ DSRの応動評価においては、何らかの「なかりせば需要」を基準値として定める必要がある。一次～三次①の応動評価に用いる基準値については、各商品の機能、目的に応じて設定する必要があり、実際の需要値からの変化量を確認できるものである必要がある
 - ✓ 三次①と三次②を同じリソースが同時に約定した場合に生じる課題について、中給システムから出される指令信号等の制約も踏まえて、整理していく必要がある
- 本日のご意見および、海外事例も踏まえ、次回以降、三次①の開設に向けた詳細な要件を検討していく。

【委員・オブザーバーからのご意見（三次①に係るアセスメントについて）】

- 調整力として細かに応動確認を行う点に異論はないが、監視データの必要性をよく見定めたうえで、必要以上にハイスペックな仕様とならないよう留意が必要なのではないか。
(松村委員ご発言)

【委員・オブザーバーからのご意見（三次①に係る基準値の設定について）】

- 検討にあたっては、発動が予測される際に需要を変動させるなどして意図的に基準値を変化させる等の不正対策も視野に入れておく必要があるのではないかと。また、将来的にそのような事象が確認された場合は柔軟に運用を変更する必要があるため、事業者の動きを継続的に観察する必要があるのではないかと。
(松村委員ご発言)
- 直前計測型で基準値を一定値とすると、負荷変動が少なく制御しやすいリソースであったとしても、継続的に負荷が増えていく場合等では制御が難しくなる。日本の三次①は海外よりも継続時間が長い点も考慮すると、事前予測型の組み合わせという手法も考えられるのではないかと。
(佐久間オブザーバーご発言)
- フランスの事例について、以前はDRのリソースに需要家内の自家発が許容されていたことを背景に、直前計測型、事前予測型、過去統計型が残っているが、現在は自家発が許容されていないことから主に直前計測型が基準値の設定に用いられている。需要サイドのリソース管理を行う実務から考えると、直前計測型が最も合理的であり、新規参入の門戸を広げるという観点では選択制とする考えはある一方、安定供給の観点からは、使い勝手が良く、 ΔkW が正確に供出されていることを広く理解できる仕組みが良いのではないかと。
(市村健委員ご発言)

【委員・オブザーバーからのご意見（複数商品のアセスメントについて）】

- 現状の中給システムにおける制約は理解するところであるが、将来的には三次①と三次②の切り分けも検討するべきではないか。
(辻委員ご発言)
- 現状の制約を踏まえた上で今回の整理に異論はないが、本来的には商品のリクワイアメントに対するアセスメントおよびその対価は一對一で紐づくものである。このため、中長期的には商品毎の切り分けも検討した方が良いのではないか。
(市村拓斗委員ご発言)

【委員・オブザーバーからのご意見（中給システムにおける指令の発信方法について）】

- 中給システムについて、現在一般送配電事業者10社の調査をしているが、中給システムからの指令の出し方は様々であり、各社で異なっている。次回の作業会において、まとめてご報告させていただきたい。10社共通と言えることは、発電機への指令を想定しており、あくまで変化レートが1つのものに対して、刻みを細かく指令値を出しているか、もしくは、1回の指令時に大きな指令値を出しているのか違い、変化レートは相互に共有した上で実施することが前提のものになっている。

（一般送配電事業者委員ご発言）

中給システムから専用線を用いた場合の指令の発信方法について

- 専用線から発信される指令について、各一般送配電事業者の中給システムにおける演算・指令方法について、調査を実施した。
- 三次①の指令に用いるEDCは予測制御のため、数分先に必要な調整量をメリットオーダーで各発電機に配分する演算を行っており、あらかじめ発電機毎に登録された負荷変化率が考慮されている。
- その際、一般送配電事業者毎に演算周期分先の時間を予測した演算を行っており、その時間間隔は商品の応動時間より短いものの3分もしくは5分に大別され、これがEDCの指令の基となっている。
- また、その指令の発信方法は、①EDC信号のみを発信、②LFC信号を重畳させて発信、の2つに大別される。後者はEDCより間隔の短いLFCの制御周期で指令を行っており、その場合のEDCの指令値はEDCの演算結果をより細かく分けた値を出している。いずれにおいても、制御周期は異なるもののEDCの指令値はEDCの演算結果に基づいている。

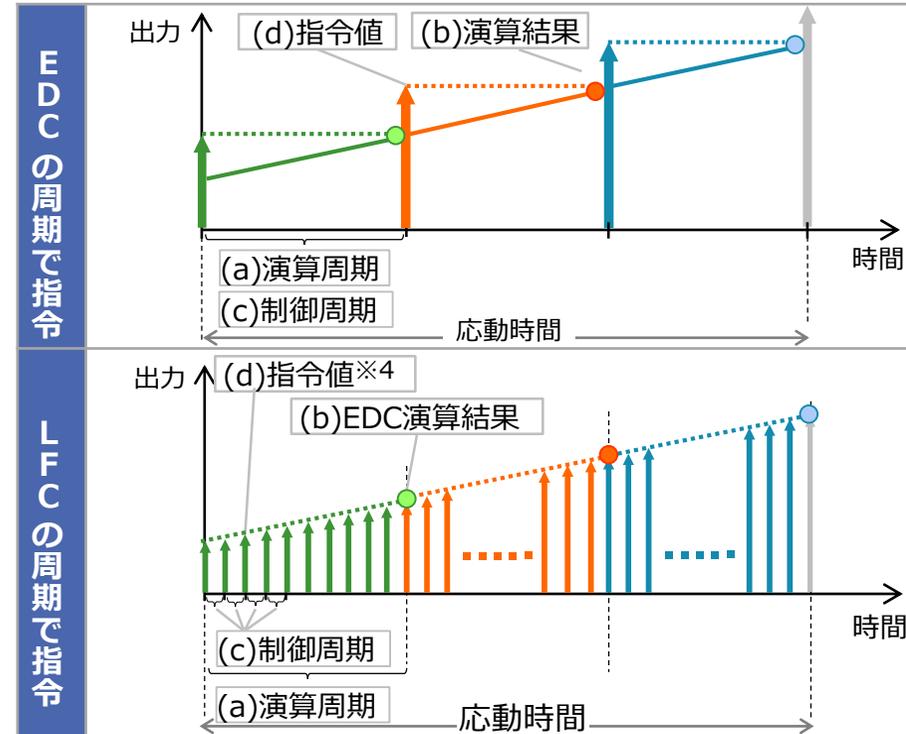
【EDC信号の演算周期および指令】※1

	演算周期 (a)	演算結果 (b)	制御周期 (c)	指令値 (d)	TSO
EDC信号の 周期で指令	3分	3分先の出力	3分	3分先の出力	東北 関西
	5分	5分先の出力	30秒	30秒先の出力	沖縄
			5分	5分先の出力	東京
LFC信号の 周期で指令	3分	3分先の出力	3秒	3分先の出力※2	北海道
			30秒	5分先の出力※2	北陸
			5秒	1分先の出力	九州
	5分	5分先の出力	10秒	10秒先の出力	中国
			10秒	10分先の出力	中部
			20秒	1分先の出力	四国

※1：現在、一般送配電事業者において中給システムの抜本改修においてエリア間の制御方式・演算周期等の統一が検討されている。

※2：LFC信号が混在する場合、演算結果(b)の値がLFC信号の間隔で発信される。

【指令信号のイメージ】※3



※3：詳細は各エリアの中給システム仕様により異なる

※4：EDC信号にLFC信号の値が合算されている場合がある。

1. 中給システムから専用線オンライン電源に送信されるEDC指令信号

1-2) 各社の中給システムから送信されるEDC指令値の詳細

↑ 指令値 — 実出力値

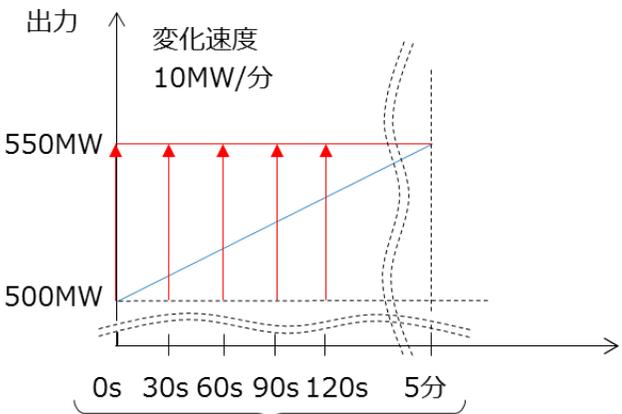
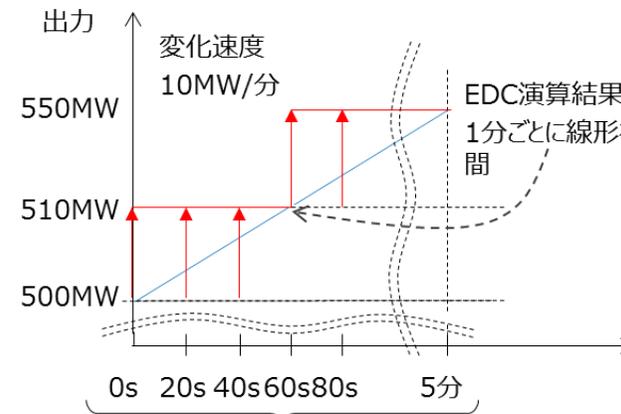
東北・東京・関西	中国
<ul style="list-style-type: none"> 3分毎※1に演算した結果から、3分先※1で到達可能な指令値を作成し、3分毎※1(EDC演算周期毎)に発電機に送信。 	<ul style="list-style-type: none"> 5分毎に演算した結果から、10秒先で到達できる指令値を作成し、10秒毎(LFC演算周期毎)に発電機に送信。
<p>出力 変化速度 10MW/分</p> <p>590MW 560MW 530MW 500MW</p> <p>0分 3分 6分 9分</p> <p>EDC制御周期毎で指令値を送信</p>	<p>出力 変化速度 1MW/秒</p> <p>540MW 520MW 500MW</p> <p>0s 10s 20s 30s 40s 5分</p> <p>EDC演算結果を線形補間</p> <p>LFC制御周期毎で指令値を送信</p>

※1:東京は5分毎

1. 中給システムから専用線オンライン電源に送信されるEDC指令信号

1-2) 各社の中給システムから送信されるEDC指令値の詳細

↑ 指令値 — 実出力値

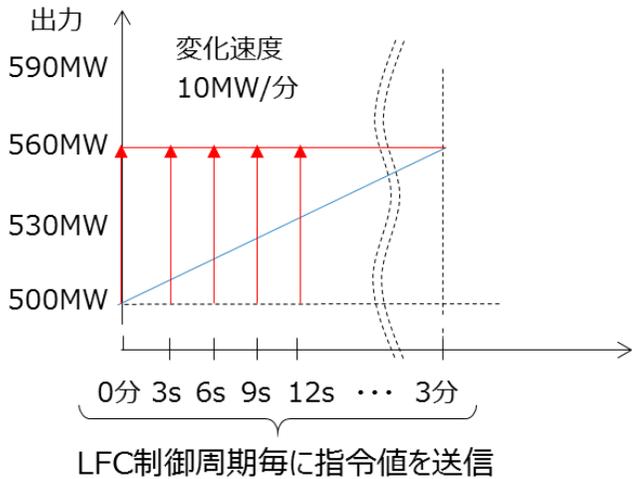
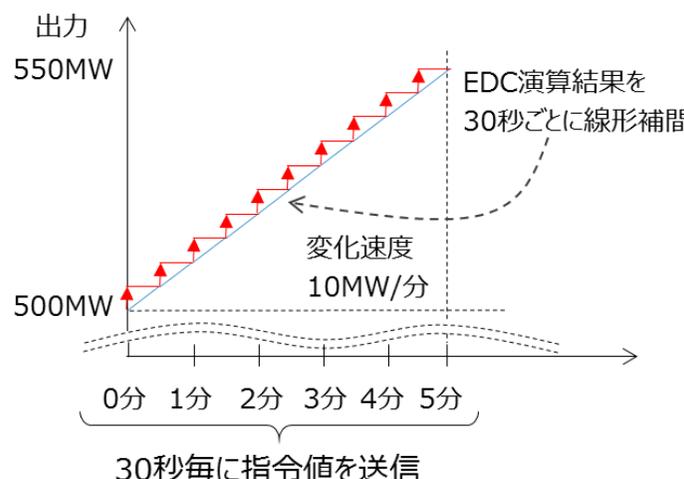
北陸	四国・九州
<ul style="list-style-type: none">5分毎に演算した結果から、5分先で到達可能な指令値を作成し、30秒毎(LFC制御周期)に発電機に送信。	<ul style="list-style-type: none">5分毎に演算した結果から、1分先で到達可能な指令値を作成し、20秒毎^{※1} (LFC制御周期)に発電機に送信^{※2}。
 <p>出力 ↑</p> <p>変化速度 10MW/分</p> <p>550MW</p> <p>500MW</p> <p>0s 30s 60s 90s 120s 5分</p> <p>LFC制御周期毎に指令値を送信</p>	 <p>出力 ↑</p> <p>変化速度 10MW/分</p> <p>550MW</p> <p>510MW</p> <p>500MW</p> <p>0s 20s 40s 60s 80s 5分</p> <p>LFC制御周期毎に指令値を送信</p> <p>EDC演算結果を1分ごとに線形補間</p>

※1:九州は5秒毎
※2:水力発電機は、LFC制御のみ

1. 中給システムから専用線オンライン電源に送信される指令信号

1-2) 各社の中給システムから送信される指令値の詳細

↑ 指令値 — 実出力値

北海道	沖縄
<ul style="list-style-type: none">3分毎に演算した結果から、等増分燃料費法に基づき指令値を作成し、3秒毎(LFC制御周期)に発電機^{※1}に送信。	<ul style="list-style-type: none">5分毎に演算した結果から、30秒先で到達可能な指令値を作成し、30秒毎に発電機に送信。
	

※1:水力発電機は、LFC制御のみ

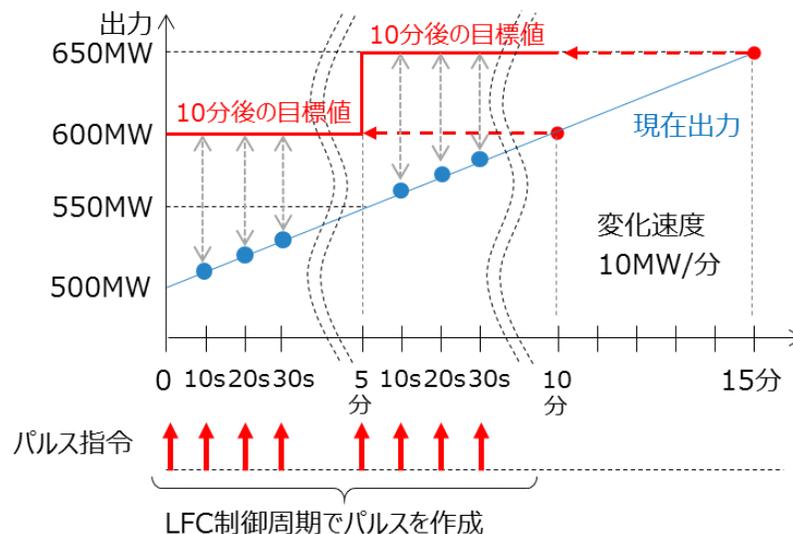
1. 中給システムから専用線オンライン電源に送信されるEDC指令信号

1-2) 各社の中給システムから送信されるEDC指令値の詳細

↑ 指令値 — 実出力値

中部

- 5分毎に演算した結果から、10分先*で到達できるパルスを作成し、10秒毎(LFC制御周期)に、発電機に送信する。(目標値は発電機に送信しない)



※10秒ごとに目標値と現地出力と比較し、差があった場合にパルス指令を出力する。

1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
- 2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について**
3. 三次①のペナルティについて
4. 需要家リスト・パターンについて
5. 精算について
6. その他

アセスメント I の基本事項について

需給調整市場におけるアセスメントの考え方

第9回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

23

- 需給調整市場におけるアセスメントは、アセスメント I として「 ΔkW の供出可否の確認」、アセスメント II として「応動実績の確認」とすることで整理した。

	リクワイアメント	アセスメントの考え方	不具合事象例
アセスメント I (ΔkW の供出可否の確認)	<ul style="list-style-type: none"> • ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持しておくこと 	<ul style="list-style-type: none"> • GC時点における「発電上限値および発電計画値」の差が約定したΔkW以上になっていることを確認 	<ul style="list-style-type: none"> • 落札したリソースの空き容量不足
アセスメント II (応動実績の確認)	<ul style="list-style-type: none"> • 一般送配電事業者の指令に従い商品の要件を満たした応動を行うこと 	<ul style="list-style-type: none"> • 発電機等の応動実績が一般送配電事業者の指令に対して、商品の要件を満たした上で応動していることを確認 	<ul style="list-style-type: none"> • 商品の要件に適合していない応動時間で応動

- 需給調整市場では、 ΔkW の供出が可能な状態に発電機等を維持しておくことがリクワイアメントとして定められていることから、三次①についても ΔkW の供出可否について、確認を行うことが必要となる。
- このことから、三次①におけるアセスメント I については、三次②と同様、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかどうかを確認することとしてはどうか。

アセスメント I の具体的な実施方法について 42

- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

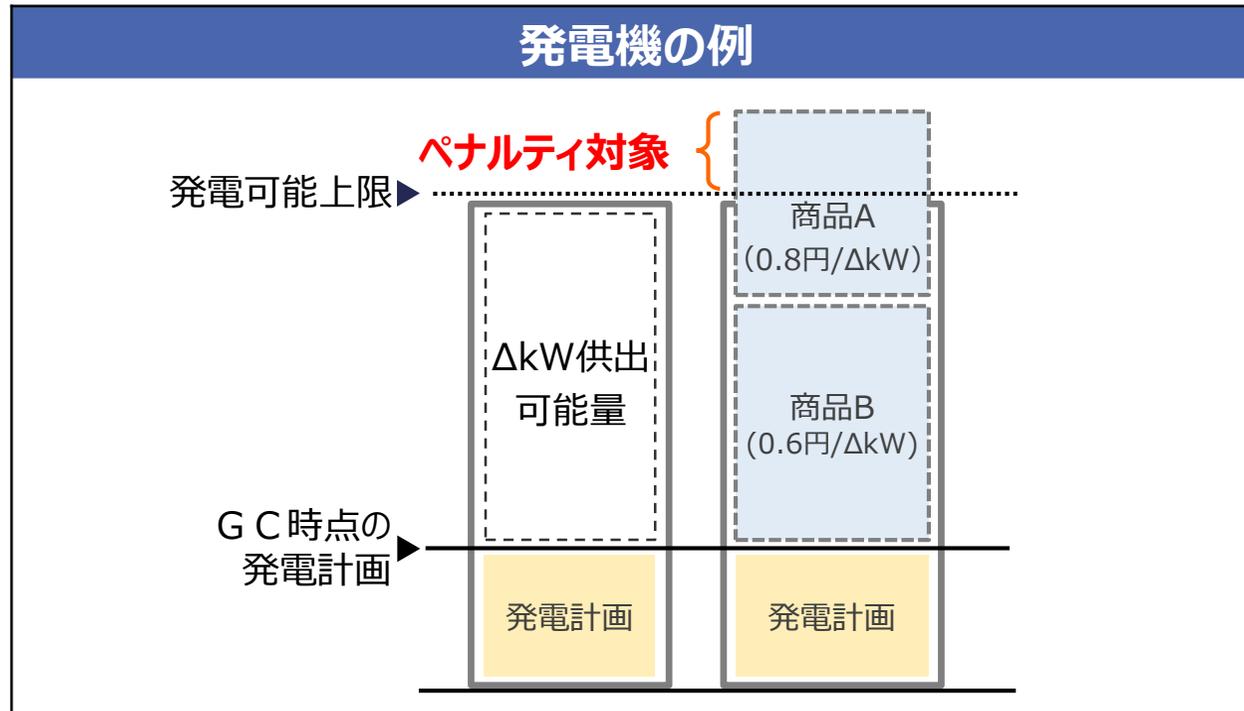
【アセスメント I のイメージ】

発電機	DSR等
<ul style="list-style-type: none"> ✓ GC時点の発電計画を確認。 ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲータ単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認。

The diagram illustrates the relationship between generation capacity limits and bidding volumes. On the left, '発電可能上限' (Generation Capacity Limit) is shown as a dashed horizontal line. Below it, 'ΔkW 供出可能な計画' (ΔkW Supplyable Plan) is shown as a solid horizontal line. The vertical distance between them is labeled 'ΔkW 落札量' (ΔkW Bidding Volume). Two scenarios are shown: one with a red circle (O) where the bidding volume is within the supplyable plan, and one with a red cross (X) where it exceeds the supplyable plan. The label 'ゲートクローズ時点の発電計画' (Generation Plan at Gate Closure) is at the bottom. On the right, '基準値' (Reference Value) is shown as a dashed horizontal line. Below it, 'ΔkWの供出可能量' (ΔkW Supplyable Quantity) is shown as a solid horizontal line. The vertical distance between them is labeled 'ΔkW 落札量' (ΔkW Bidding Volume). Two scenarios are shown: one with a red circle (O) where the bidding volume is within the supplyable quantity, and one with a red cross (X) where it exceeds the supplyable quantity.

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

- 2022年度に予定されている三次①の市場開設以降、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合、アセスメント I の実施順序を決定する必要がある。
- 需給調整市場で応札する場合、機会損失等を考慮した上で Δ kWを応札することが想定される。仮に機会損失より安いペナルティとなった場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが想定され、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性がある。
- このことから、三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合、 Δ kW単価の安い順にアセスメントを実施する（ペナルティは Δ kW単価の高い順に課す）こととしてはどうか。また、同一の商品であっても単価の異なる複数の約定があった場合は、上記と同様の扱いとしてはどうか。



余白

アセスメントⅡの基本事項について

需給調整市場におけるアセスメントの考え方

第9回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

23

- 需給調整市場におけるアセスメントは、アセスメントⅠとして「 ΔkW の供出可否の確認」、アセスメントⅡとして「応動実績の確認」とすることで整理した。

	リクワイアメント	アセスメントの考え方	不具合事象例
アセスメントⅠ (ΔkW の供出可否の確認)	<ul style="list-style-type: none"> • ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持しておくこと 	<ul style="list-style-type: none"> • GC時点における「発電上限値および発電計画値」の差が約定したΔkW以上になっていることを確認 	<ul style="list-style-type: none"> • 落札したリソースの空き容量不足
アセスメントⅡ (応動実績の確認)	<ul style="list-style-type: none"> • 一般送配電事業者の指令に従い商品の要件を満たした応動を行うこと 	<ul style="list-style-type: none"> • 発電機等の応動実績が一般送配電事業者の指令に対して、商品の要件を満たした上で応動していることを確認 	<ul style="list-style-type: none"> • 商品の要件に適合していない応動時間で応動

一次～三次①の事前審査・アセスメントに関する考え方の整理について

24

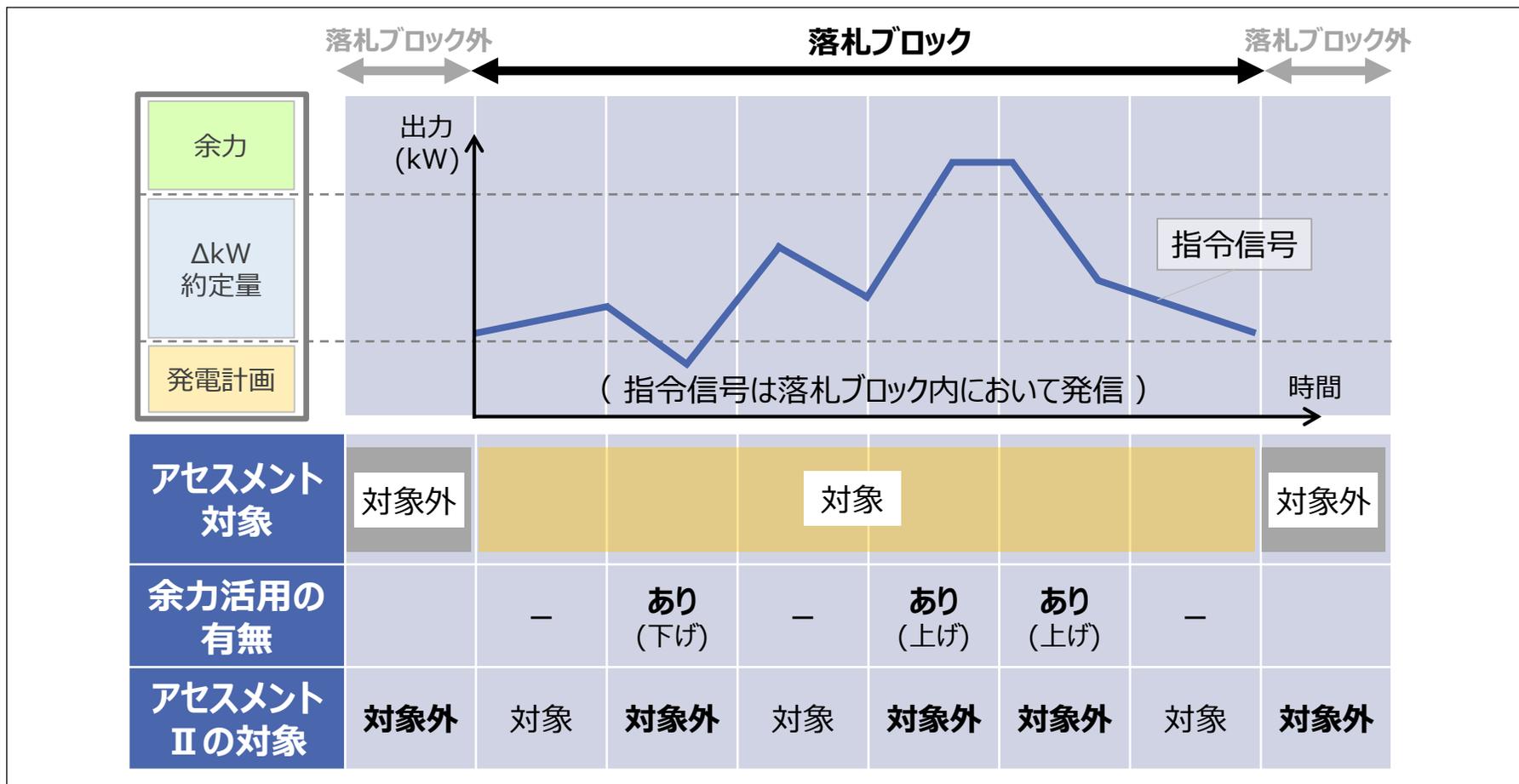
- これまでの整理により、三次②と一次～三次①は以下の点で異なっている。
 - ✓ 三次②は前々日～GCまでに生じる再エネ予測誤差に対応する商品であり、GCまでの誤差に対応する調整力であるのに対し、一次～三次①はGC以降に生じる誤差に対応するための調整力である。
 - ✓ 三次②は30分毎に30分コマ単位での供出が求められることに対し、一次～三次①は、都度発生する誤差を一致させる必要があることから、短い間隔で指令を発信し続け、都度異なる指令値に合わせた応動が求められる。
- このため、一次～三次①は、短い間隔で指令が出され、その指令値も都度変わるものであることから、指令時点からの応動時間と応動量を指令と比較し、その詳細を確認しなければ、その応動を評価することができない。
- これらを踏まえると、三次②とはその特性が上記のように異なることから、一次～三次①の応動評価は、事前審査、アセスメントともに「調整力型」の考え方となり、指令に対する追従性を、より細かな粒度で確認する必要があるのではないか。

【調整力型および供給力型の評価の考え方について】

種別	応動	求められるもの	評価の考え方
調整力型	中給からの指令値に従って随時出力を変化	今の需給状態※からの変化 ※現時点の需要及び供給値	指令に対して追従できているかどうか
供給力型	あらかじめ策定した発電計画に沿って自ら発動	計画通りの出力	あらかじめ策定した計画通りの動きであるかどうか（30分単位の出力平均値で評価）

- 三次②におけるアセスメントの対象時間は落札ブロック時間内として整理した。三次①についても同様に、アセスメントの対象時間は落札ブロック時間内とすることとしてはどうか。
- また、 ΔkW として調達されず余力として活用された部分については、三次②と同様にアセスメントⅡの対象外とすることとしてはどうか。

【アセスメントの対象】



三次①におけるアセスメントⅡの実施方法について (簡易指令システムを用いて指令を発信する場合※1)

■ 簡易指令システムを用いて指令を発信する場合※1の三次①におけるアセスメントⅡの実施方法は以下の通り。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

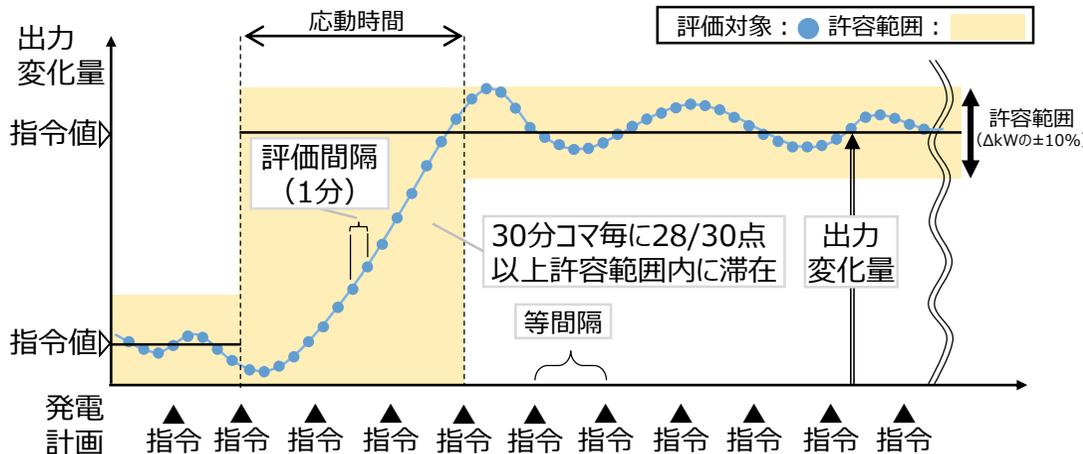
項目	実施内容
評価方法	実出力（需要実績）と基準の差
評価対象	出力変化量
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、93%（28/30点）以上が許容範囲内の出力となっていること
中間点	設定無し

※指令無しの場合、指令値ゼロとみなす

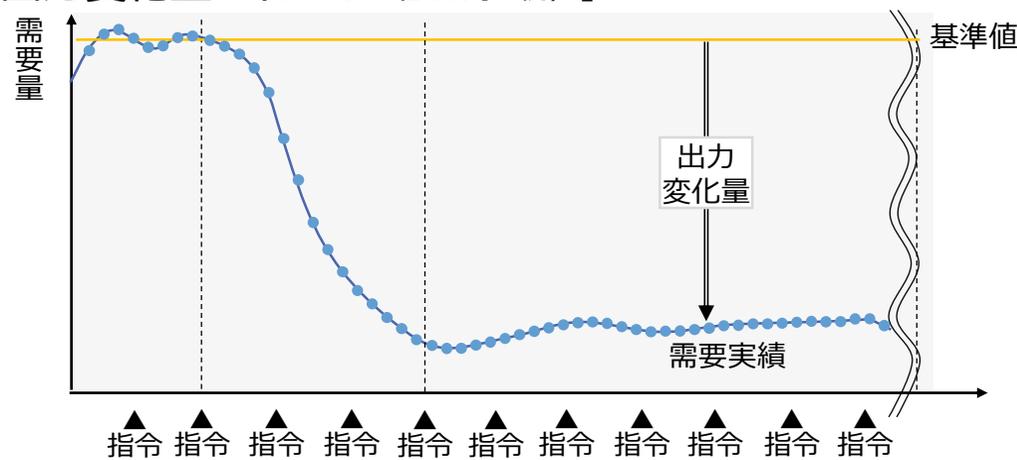
【計測時の基準の考え方】

リソース	基準の考え方
発電機	✓ 発電計画を基準とする
DSR等	✓ 基準値

【アセスメントⅡのイメージ（発電機の例）】



【出力変化量のイメージ（DSR等の例）】



※1：簡易指令システムは中給システムへの接続が実証等において検討されており、現時点で接続可能時期および詳細等は未定

■ 三次①におけるアセスメントⅡの検討にあたり、前提とした考え方は以下の通り。

- ✓ 評価間隔については、海外事例を調査した結果、秒～1分の間隔で応動をリアルタイムに監視していることから、これらを参考に監視間隔を1分とした。また、三次①はオンラインで制御されており、加えてアグリゲーターもリソースの制御を行うためにオンラインで監視を行っていることから、事業者側の通信インフラについても一定程度整備されていることが想定される。このことから、応動実績はオンラインでアグリゲーターから受領することとした。
- ✓ 許容範囲については、海外事例および三次②の水準を踏まえ、指令値から落札された ΔkW の $\pm 10\%$ とした。
- ✓ 評価方法については、1分間隔で計測した全点を確認するものの、海外では一定の裕度（例：95%が許容範囲内に収まっていればペナルティ対象外）を条件にペナルティ対象外としている事例も参考に、約93%（30点中28点）が許容範囲に収まっていればペナルティ対象外とすることとした。

三次①におけるアセスメントⅡの実施方法について (専用線を用いて指令を発信する場合)

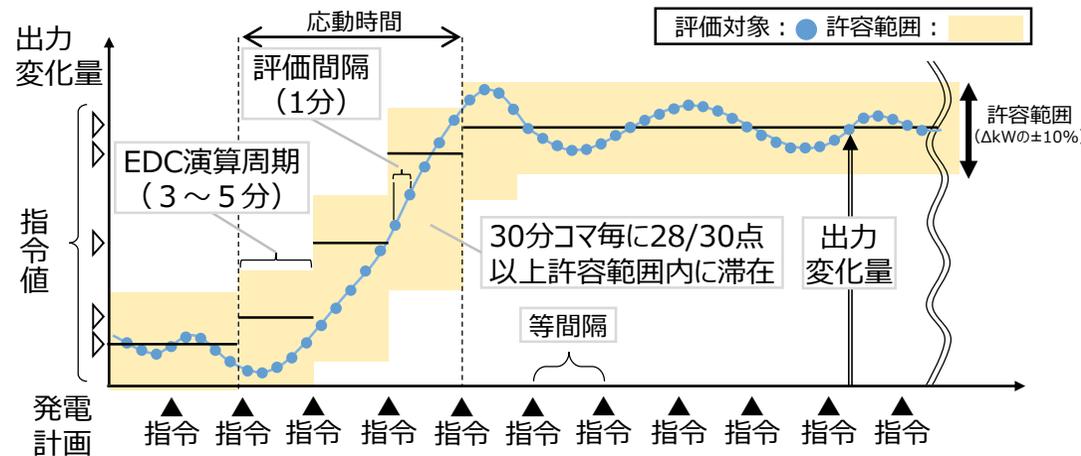
- 中給システムから専用線を用いて指令を発信する場合、応動時間より短い周期で三次①の指令となるEDC信号が発信されることを考慮する必要がある。その場合、一般送配電事業者毎に制御周期は異なるものの、EDCの指令値はEDCの演算結果に基づいていることから、EDCの演算周期（3分もしくは5分）で指令信号を受信したものとして、アセスメントⅡの実施方法を以下の通りとしてはどうか。

※エリアにより中給システムの仕様が異なるため、詳細については一般送配電事業者が定める取引規程において取り決めることとする。

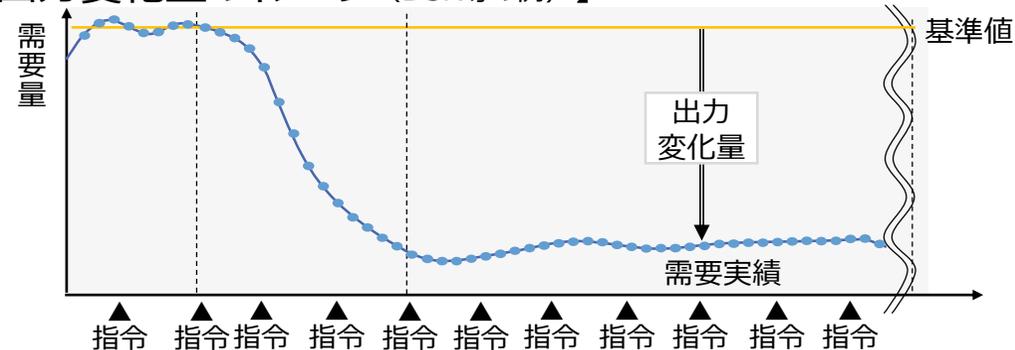
【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価方法	実出力（需要実績）と基準の差※1
評価対象	出力変化量
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、93%（28/30点）以上が許容範囲内の出力となっていること
中間点	設定無し

【アセスメントⅡのイメージ（発電機の例）】



【出力変化量のイメージ（DSR等の例）】



- ※1：指令が実出力値で出る場合は実出力で評価
- ※2：EDCの演算結果にもとづく指令値。EDC演算周期よりも短い間隔で指令発信される場合は、EDC演算周期において最後に出る値をEDC演算結果とする。
- ※3：指令無しの場合、指令値ゼロとみなす

【計測時の基準の考え方】

リソース	基準の考え方
発電機	✓ 発電計画を基準とする
DSR等	✓ 基準値

(参考) 諸外国の需給調整市場における事前審査およびアセスメント (三次①相当)

28

■ 諸外国の需給調整市場における三次①相当の商品に関する海外事例調査結果は以下の通り。

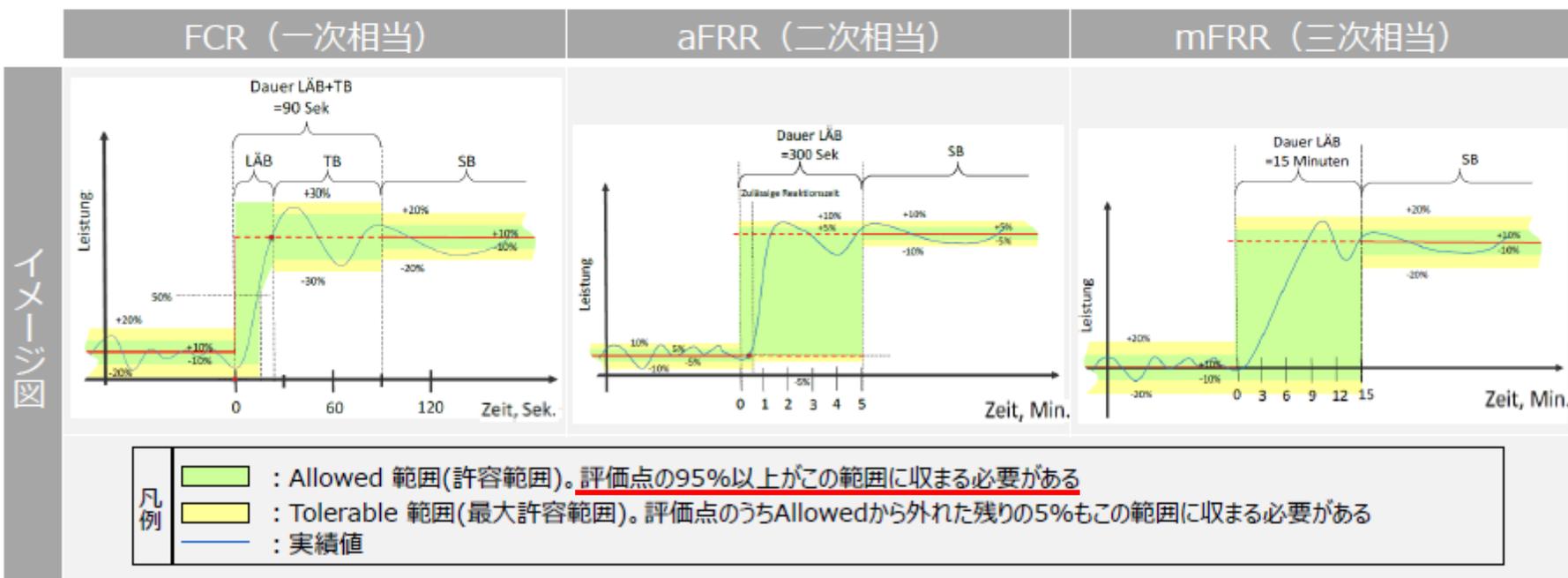
			イギリス 	ドイツ 	フランス 	アメリカ 
対象TSO			National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	PJM
商品			Fast Reserve	Secondary Control Reserve (FRR)	Fast Reserve (mFRR)	Synchronized Reserve
応動評価	評価方法	事前審査	<ul style="list-style-type: none"> 不明 	<ul style="list-style-type: none"> 応動時間と継続時間を評価 変動領域(5分)および固定領域(5分)を全点確認し、実出力(実績値)が指令値から一定の許容範囲内に滞在している率を確認する 	<ul style="list-style-type: none"> 試験発動において、契約量以上の調整電力が供出できていることを10分コマ毎に全点確認する 	<ul style="list-style-type: none"> 試験発動において、契約量以上の調整電力が供出できていることを1分毎に全点確認し、5分毎に確認する
		アセスメント	<ul style="list-style-type: none"> 不明 	<ul style="list-style-type: none"> 応動時間と継続時間を評価 落札期間中の全点を確認し、実出力(実績値)が指令値から一定の許容範囲内に滞在している率を確認する 	<ul style="list-style-type: none"> 調整電力が契約量に対して一定の許容範囲以上供出できていることを30分コマ毎に全点確認する。 DR発動待機時においては、使用電力が契約値に対して一定の範囲以上あることを30分コマ毎に確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> Ramp時間(10分間)の前後での出力差が、要請量を担保できているかを確認する。
	監視間隔等	<ul style="list-style-type: none"> 不明 	<ul style="list-style-type: none"> 1~4秒間隔で監視 リアルタイムでTSOに送信 (一部オフラインも有り) 	<ul style="list-style-type: none"> 15秒間隔で監視 リアルタイムでTSOに送信 	<ul style="list-style-type: none"> 1分間隔で監視 発電機はリアルタイムでPJMに送信。DSRは2営業日以内に送信 	

			イギリス 	ドイツ 	フランス 	アメリカ 
対象TSO			National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	PJM
商品			Fast Reserve	Secondary Control Reserve (FRR)	Fast Reserve (mFRR)	Synchronized Reserve
応動評価	応動に対する許容条件	事前審査	・ 不明	・ <u>指令値に対する応動が一定の許容幅に収まっていること。</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「<u>指令値に対して一定率以上</u>」もしくは「<u>指令値マイナス一定値以上</u>」を供出できること。 ・ 発動直後は要請量(100%)以上供出できること。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 要請量以上の供出ができていること
		アセスメント	・ 不明			
	合否判定	事前審査	・ 不明	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全点の応動確認を行い、95%以上の計測点で「許容範囲(Allowed)」に収まり、かつ残り5%の計測点も「耐えられる範囲(Tolerable)」に収まること。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全4回の試験で全ての試験で許容範囲内に収まること。 ・ 範囲内に収まらない場合であっても、「5回中4回」、「10回中8回」許容範囲に収まればよい。 	
		アセスメント	・ 不明			

(参考) ドイツの需給調整市場における事前審査・アセスメントの例

34

- 一次から三次のいずれの商品においても、指令信号の受信前、出力変化中および出力変化後の各時間に対し、指令値から一定の許容範囲内に実出力（実績値）が滞在している率を確認している。
- 全点の応動確認を行い、95%以上の計測点が「許容範囲(Allowed)」に収まり、かつ残り5%の計測点も「最大許容範囲(Tolerable)」に収まる必要がある。



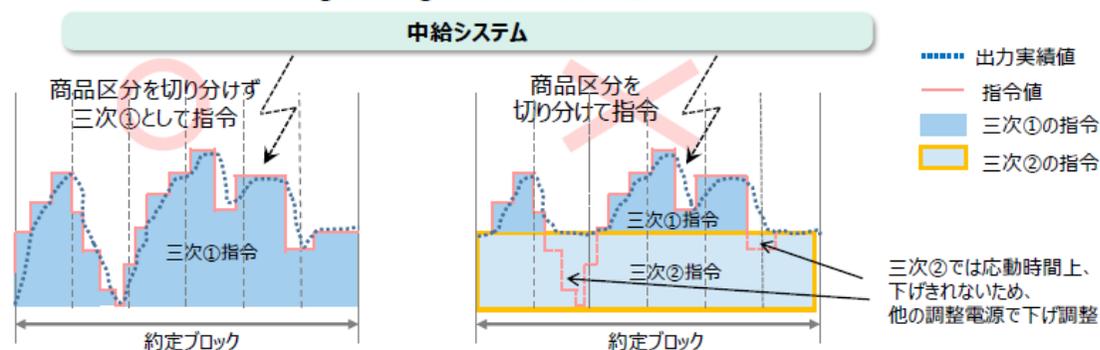
出所) REGELLEISTUNG.NET, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), 2019をもとに作成

- アセスメントⅠと同様、同一リソースで三次①と三次②を同時に落札した場合のアセスメントⅡの実施方法を整理する必要がある。
- 現行の中給システムから発信できる指令信号はLFCとEDCとなっており、現在EDC信号によって発動している調整力を需給調整市場への新規参入ニーズに合わせ商品として細分化したが、その一方で現時点では三次①と三次②の指令信号を切り分けて発信することができない。

三次①と三次②を同一電源等が約定した場合の中給システムからの指令信号 4

- 現行の中給システムや発電事業者のシステムは、旧一般電気事業者として、様々な応動速度の発電機を複合的に利用することを前提に設計されているため、**応動時間が異なるEDCの指令信号*を切り分けて送受信することはできない。**
- なお、指令信号は
 - ✓ 切り分けた場合、中給ならびに発電事業者側のシステムの改修が必要な虞があること
 - ✓ 切り分けたとしても、**実動のkWhは商品ごとに切り分けた計量・精算ができないこと**からも、**商品ごとに切り分けずに送信することとなる。**
- 従って、三次①と三次②を同じリソースが約定した場合でも、三次①としての指令信号(指令間隔・指令タイミング)が送信される。
- 三次②と三次①が違うリソースである場合には、それぞれの信号(指令間隔、指令タイミング)で指令が送信される。

三次①と三次②の同時約定の場合

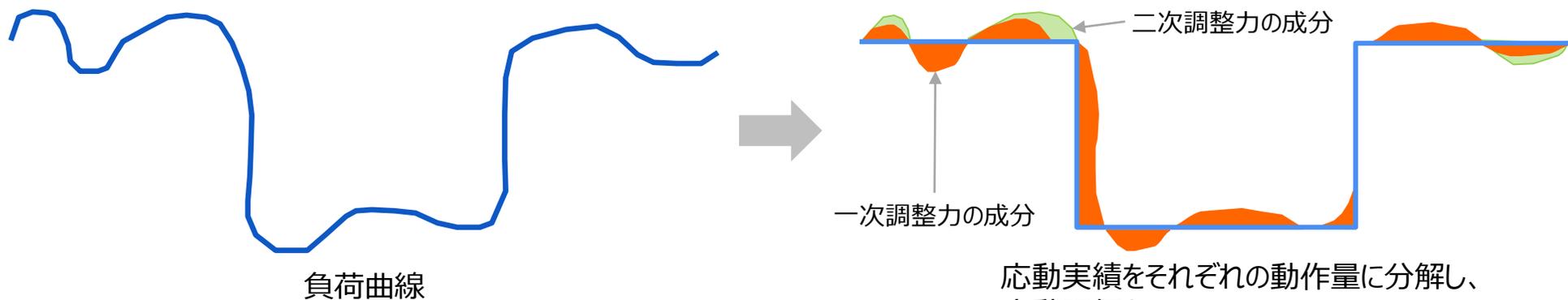


- 同一リソースで三次①と三次②を同時に落札した場合、指令信号を商品毎に切り分けることができないため、第16回需給調整市場検討小委員会において、三次②についても三次①の間隔・タイミングでアセスメントする案を提示したが、約定した商品と異なる要件でアセスメントを行うことの妥当性について意見を頂いた。このため、改めてアセスメントⅡの実施方法について「三次①の要件でのアセスメント」、「アセスメントを実施しない」、「複数商品落札の禁止」の3案について検討を行った。
- 「アセスメントを実施しない」とした場合、応動評価ができずペナルティが生じないため、調整力供出のインセンティブが減少する。加えて、三次①の応札後に最小量の三次②を応札することで、意図的にアセスメントを回避し、指令に追従しない等の不正が懸念される。また、「複数商品落札の禁止」とした場合、調整力の提供が可能なりソースの余力を有効活用できず、社会コストの増加やこうしたリソースの参入機会が失われることにつながる。
- 以上より、中給からの指令に制約がある状況下であっても、三次①の落札後に三次②に応札できることから、三次②の応札時の条件として、三次①に落札されたリソースは三次②に落札された Δ kWであっても三次①の指令に基づきアセスメントされることを予め取り決め、三次②の応札時に事業者が判断できるようにした上で、三次①の指令に基づきアセスメントすることとしてはどうか。

	三次①の指令に基づくアセスメント	アセスメントを実施しない	複数商品落札の禁止
考え方	<ul style="list-style-type: none"> • 三次②の約定分についても三次①と同様のアセスメントを実施 	<ul style="list-style-type: none"> • 同一リソースで同時に約定した場合はアセスメント対象外 	<ul style="list-style-type: none"> • 三次①(週間調達)を落札した場合は三次②(前日調達)への応札不可
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • 指令に追従して応動したかどうかアセスメントできる(指令追従の動機づけが可能となる) 	<ul style="list-style-type: none"> • 約定した商品と異なる要件でのアセスメントが発生しない 	<ul style="list-style-type: none"> • 同一リソースによる複数商品の落札が発生しない
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 約定した商品と異なる要件でアセスメントを行うことについて、他案に比べ事業者の納得性が低い 	<ul style="list-style-type: none"> • 意図的にアセスメントを回避するような入札を行い、指令通りの応動を行わない等の不正行為が懸念される 	<ul style="list-style-type: none"> • 供出能力を持つリソースの余力を有効活用できないことによる社会コストの増加が生じる • 参入機会が失われる

- 三次①はEDC信号を用いて指令が発信されるが、一次や二次①はガバナフリー(以下、「GF」)やLFC信号を用いた指令が発信されているため、複数の機能の指令信号が同時に出される場合があり、こうした指令信号を受けた発電機は全ての指令に応えた応動をしている。また、一部の一般送配電事業者では、複数の機能の指令信号を合算して発信する場合もある。
- 指令信号毎にアセスメントを行うためには、指令信号および応動実績を指令信号毎に切り分ける必要があるが、現時点ではこうした手法が確立されていない。このため、当面は複数の指令信号に対して応動した場合、アセスメントⅡの対象外とせざるを得ない。
- 他方、海外では、応動実績をそれぞれの指令信号に対する動作量に分解した上で応動評価をしている事例もあるため、今後、こうした評価手法が確立された場合において、複数の指令信号を受けた場合でも指令信号毎にアセスメントを行う事を検討していくこととしてはどうか。
- なお、複数の指令信号で動作するリソースは主に既存の発電機が対象となると考えられるが、発電機等のGF・LFC・EDCといったそれぞれの指令信号に対する応動の詳細について、系統運用者が事前審査等でその詳細を事前に確認した上で運用できるようにしておく必要があるのではないか。

【応動実績の切り分けイメージ（フランスの例）】



余白

基準値について

一次～三次①の応動評価における基準値等について

39

- 調整力の応動評価にあたり、DSRには発電計画等の計画値が無いため、その供出量は「調整力を供出しなかった場合の需要（なかりせば需要）」と「調整力供出後の実需要」の差分を評価することになる。このため、DSRの応動評価においては、何らかの「なかりせば需要」を基準値として定める必要がある。
- 基準値からの変化量を評価することになるため、アグリゲーターは基準値からの変化量を都度計測しながら需要を制御していくと考えられる。そのため、基準値が適正でない場合、本来、誤差の解消のために期待していた変化量を得ることができない可能性もあることから、周波数を一致させるという安定供給の観点においても、基準値は重要な項目であると言える。
- また、応動の速い商品になるほど、現在時点における需給状態からのきめ細やかな応動が要求されることから、基準値は、より指令時点の実需要に近い値である必要がある。
- これらのことから、基準値の考え方についても、調整力の特徴によって差をつけて検討する必要があると考えられる。

- 三次①における基準値の具体的な検討にあたり、第16回需給調整市場検討小委員会での意見を踏まえると、基準値の設定方法は「直前計測型」、「事前予測型」の2案が考えられる。
- 第16回需給調整市場検討小委員会にて、三次①の基準値は指令時点の実需要に近い値であることが必要であると整理したが、指令直前の実需要の値を用いる「直前計測型」はこの考え方に合致していることから、三次①における基準値の基本的な算出方法は、「直前計測型」としてはどうか。
- なお、「事前予測型」についても基準値の選択肢に入れてはどうかとの意見を頂いたことから、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことを前提に、基準値の設定に関する選択肢を増やすことで参入機会の拡大につながるという観点も踏まえて「事前予測型」も選択できることとし、市場開設後の運用状況を踏まえて必要に応じ見直しを行うこととしてはどうか。

	直前計測型	事前予測型
考え方	<ul style="list-style-type: none"> 指令直前の実需要の値を基準値に設定 	<ul style="list-style-type: none"> あらかじめ落札時間中の需要を市場参加者が予測し、その値を基準値に設定
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 指令時点において必要とする調整力を正確に得ることができる 	<ul style="list-style-type: none"> 商品ブロック時間内における負荷変動をあらかじめ考慮することができる
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 商品ブロック時間内において需要家内の調整対象ではない負荷に大きな変動がある場合、応動の調整が難しくなる 	<ul style="list-style-type: none"> 落札ブロック開始時点で予測値が実需要と乖離した場合、調整力を供出し続ける動機が失われ、以降の調整力が供出されない懸念がある

■ 基準値に「直前計測型」と「事前予測型」を採用した場合の、主な要件は以下の通り。

	直前計測型	事前予測型
基準値の設定における主な要件	<ul style="list-style-type: none"> ✓ オンラインで1分間隔に取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前5点の平均値を基準値とする ✓ ブロックを連続して約定した場合ははじめの落札ブロックで設定した基準値を最終ブロックまで継続。ただし連続するブロックにおいて重複する需要家が無い場合はその限りではない 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 市場参加者が1分毎の予測値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする ✓ 落札ブロックの最初のコマの1時間前までに提出

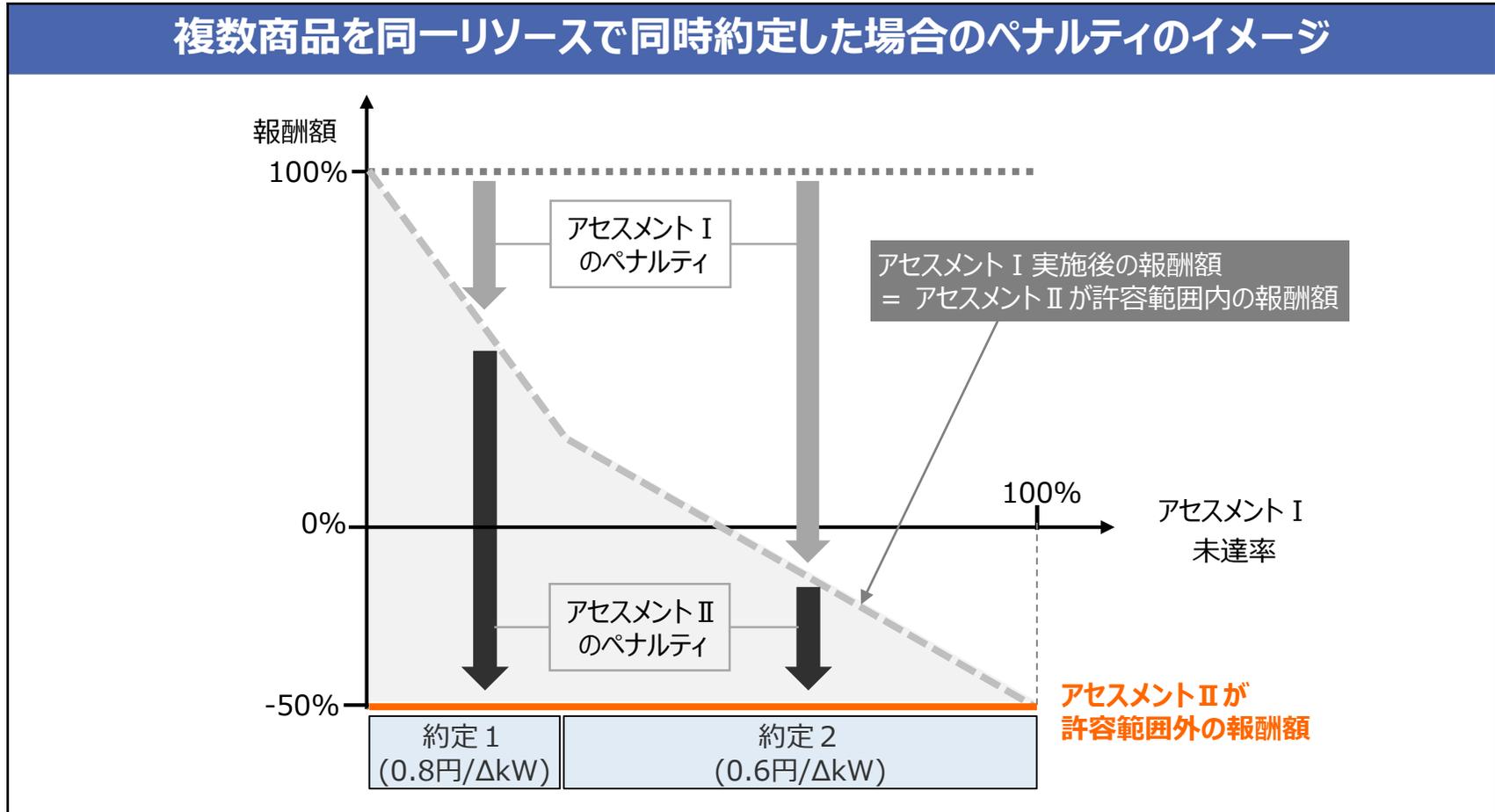
事前審査

- 三次②では調整力型的事前審査を行うことを前提に、供給力型のアセスメントを行うこととしたが、三次①においては、事前審査・アセスメントともに調整力型を採用し、より細かな粒度で応動の確認を行うこととして整理した。
- このため、三次①においては、事前審査においてもアセスメントⅡと同様の応動確認を行うこととしてはどうか。
- なお、過去に実施した同様の試験等により既に商品の要件を満たしている事が確認できる場合については、三次②と同様、過去の試験データ等に基づく事前審査も許容することとしてはどうか。

1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
- 3. 三次①のペナルティについて**
4. 需要家リスト・パターンについて
5. 精算について
6. その他

- 三次②については、電源 I ' のペナルティ水準を参考に、アセスメント I および II のペナルティ強度を Δ kW落札価格の1.5倍とし、実態に応じて適宜見直すこととした。
- 現時点では三次②の市場が開始されておらず、その強度の妥当性を評価できる状況にないことから、三次①のペナルティ強度は三次②と同様、 Δ kW落札価格の1.5倍とし、三次②の運用実態等に応じて適宜見直すこととしてはどうか。

- 三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合のペナルティは、これまで整理したアセスメント I およびアセスメント II に関する確認方法およびペナルティ強度を踏まえると、下図の通りとなる。



- 三次②では、調整力が安定供給に重要な役割を担っていることを踏まえ、契約不履行時のペナルティを設けている。この点については、三次①も同様であることから、三次②と同様の契約不履行ペナルティを設定することとしてはどうか。

契約不履行への対応について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

29

- 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。
(アセスメントⅠ)
 - ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。
 - ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。
 - ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。
- (アセスメントⅡ)
 - ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施※することとする。
※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。
 - ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。
- なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。

- 三次①は三次②と異なり週間調達となることから、調達期間中に想定外の事故やシステムトラブル等が生じた場合、代替電源の確保等の措置を行っても、なお電源の差替えが不可能となり、以降の落札コマ全てにおいて調整力の供出を行うことができないケースが考えられる。
- この場合、単一の事故等であっても長期停止等によって連続して不適合となることで、不適合回数の月間上限回数（3回）を超過し、当該リソースが市場から退出せざるを得ない状況となることが想定される。
- こうした点を踏まえ、単一の事故等により調達期間内で連続して不適合となる場合においては、電源差替の措置や、速やかな復旧措置をとる等の復旧努力を行った上で停止事由等を申告し、一般送配電事業者との協議によって妥当と判断された場合においては、不適合回数を1回とすることについて配慮してはどうか。

【トラブル等発生時の不適合回数カウントに関する例】



供出可否	可	可	不可	不可	不可	不可	不可
ΔkWのペナルティ	—	—	対象	対象	対象	対象	対象
不適合回数のカウント	—	—	対象	事業者からの申請および一般送配電事業者との協議によりカウント対象外とすることを配慮			

1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
3. 三次①のペナルティについて
- 4. 需要家リスト・パターンについて**
5. 精算について
6. その他

- リソースをアグリゲートして市場参入する場合、多様な能力を持つリソースを組み合わせ、これらをパラレル、シリーズで制御することにより商品の要件に適合した調整力を総合的に生み出すことになるため、リソース単位ではなくポートフォリオでの評価が必要となる。このため、三次②では、事業者からあらかじめ需要家リスト・パターンの提出を求めることとしている。
- 三次①についても供出されるリソースの情報を一般送配電事業者にて把握しておく必要があることから、三次②と同様、需要家リスト・パターンの提出を求めることとしてはどうか。

需要家リストの内容

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

18

- 需要家リストにおいて提出を求める情報およびリソースの組み合わせパターンに関するイメージは以下のとおり。
- 需要家リスト・パターンは属地TSO毎に作成し提出する。

【需要家リストに求める情報】

需要家リストに記載する主な項目例	
・ 需要家名称	・ 電源等種別
・ 所在地	・ 供出方法
・ 供給地点特定番号	・ 小売BGコード
・ 供出電力	・ 他の需要抑制契約
・ 電圧	

【リソースの組み合わせパターンのイメージ】

リソース \ パターン	①	②
リソースA	○	○
リソースB	○	○
リソースC	○	
リソースD	○	
リソースE	○	
リソースF	○	
リソースG	○	
⋮		
リソースZ	○	
合計 <small>[ΔkW]</small> <small>(試験により確認された 供出可能量)</small>	10,000	3,000

- 三次①における需要家リスト・パターンの提出・変更等に係るスケジュールについては、三次②と同様、以下の通りとはどうか。

需要家リスト・パターンの提出・変更等に係るスケジュールについて

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

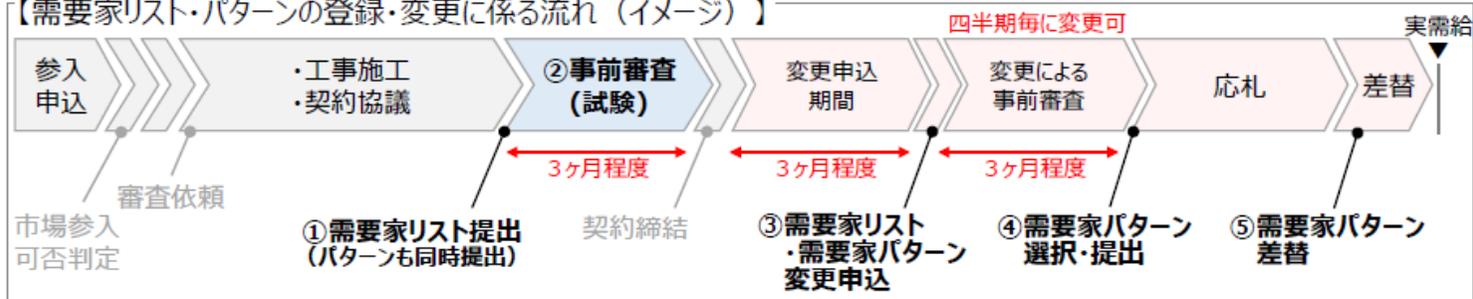
19

- 需要家リストに係る提出および変更のスケジュールは以下のとおりとする。
 - ① 事前審査までに需要家リスト・パターンを一般送配電事業者に提出する
 - ② 一般送配電事業者は需要家リストに基づきパターンごとに事前審査を実施。事前審査に合格した需要家リスト・パターンで応札可能となる。(過去の試験データ等に基づく事前審査も可)
 - ③ 需要家リスト・パターンの変更は、季節により需要が変わること、事前審査に時間を要すること等を考慮して四半期毎に変更可能とする。需要家リスト・パターンを変更する場合、応札する四半期の3ヶ月前までに再度需要家リスト・パターンを提出(変更申込)し、変更分について事前審査を実施する。
 - ④ 応札時には登録されたパターン※1を一つ選択し提出する。その応札上限は事前審査時点の Δ kWの供出可能量とする。(事前審査を実施したパターンにおいて、 Δ kW供出可能量の範囲内であれば応札量は任意に設定可能。(基準も同様))
 - ⑤ 落札後、 Δ kWの供出量が落札量を下回らないパターンへの差し替えは、各計画提出の締切まで可能とする。
- 各四半期ごとに10パターン※2まで提出可能とする。(年間40パターンから選択した応札、発動が可能となる)
- パターン変更の都度、事前審査が必要となる。

※1 アセスメントは、事業者があらかじめ指定したパターンに対して事前に基準を提出し、この基準と実績の差を調整力の発動量として扱う(事後的なパターン差替えを許容すると、不正ができる可能性があるため)

※2 需要家パターンの上限は10パターンを前提としているが、一般送配電事業者の運用可能な範囲で協議による増枠やリソースのトラブル時にパターンから除外することが可能か等について、一般送配電事業者にて検討する。

【需要家リスト・パターンの登録・変更に係る流れ(イメージ)】



- 需要家リストの変更申込期限および事前審査スケジュールについては、三次②同様、以下の通りとする。

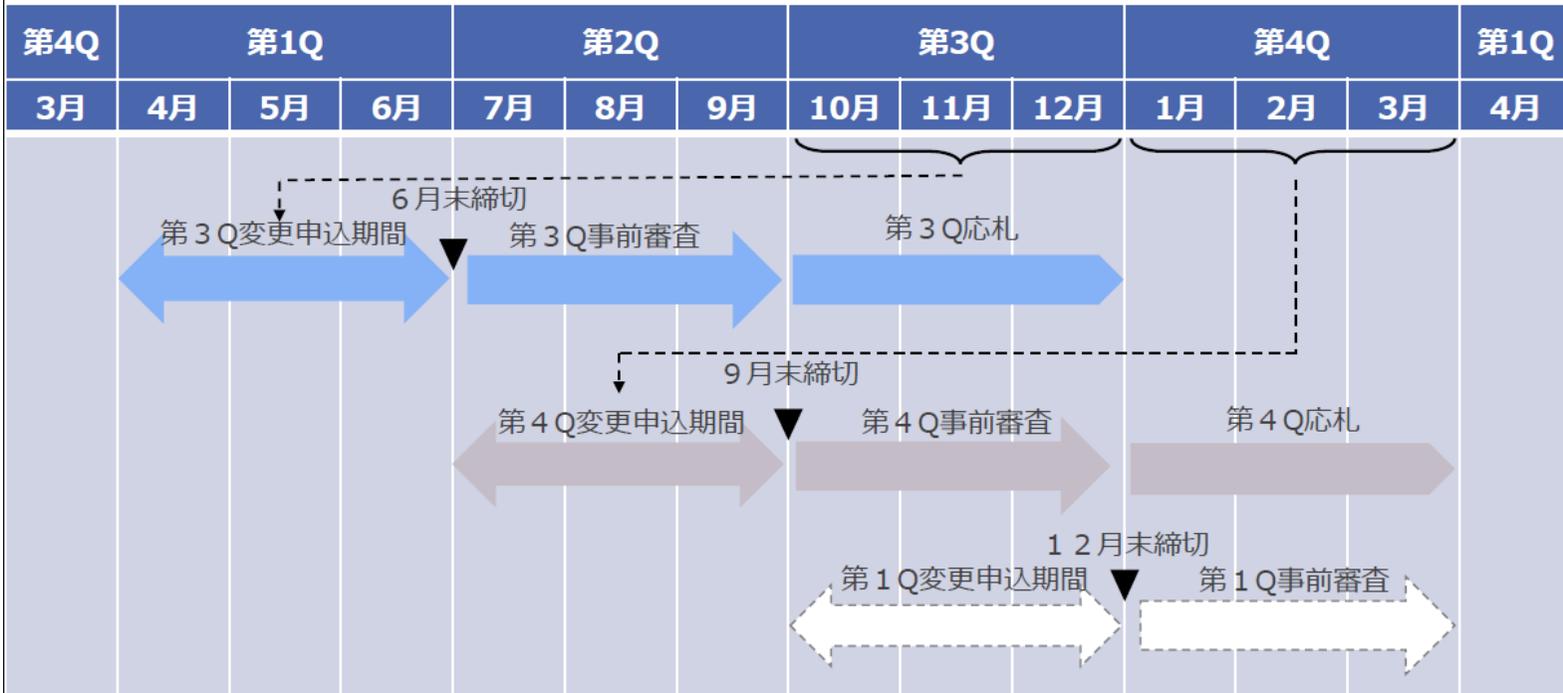
(参考) 需要家リストの変更申込期限および事前審査スケジュール例

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

20

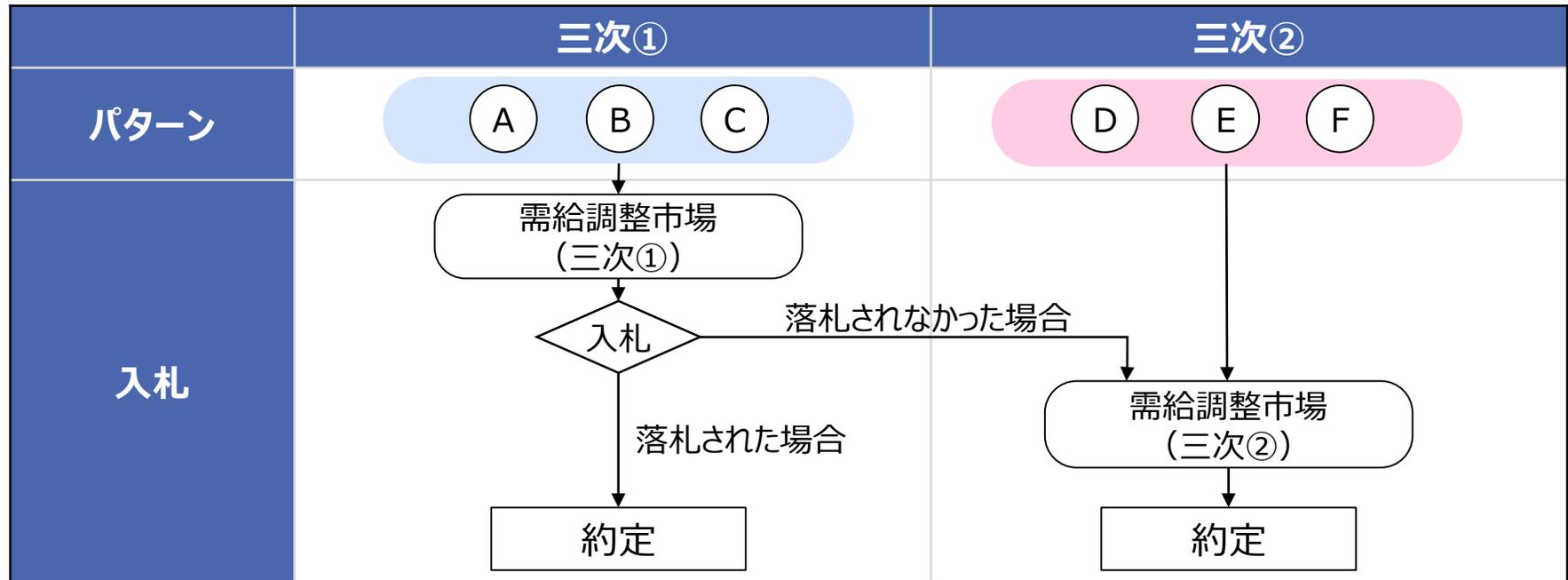
- 需要家リストは四半期毎に変更可能とし、それぞれ申込期限を設定した上で事前審査を実施する。

【需要家リストの変更申込およびこれに係る事前審査スケジュール (イメージ)】



- 現在、電力・ガス取引監視等委員会において、kWh単価の変更期限について検討しているところである。これらの検討結果を踏まえて単価の変更期限を設定する。

- 複数のリソースをアグリゲートして複数商品に応札する場合、応札する商品毎に対応する能力は異なることから、パターンについても異なることが想定される。
- 三次①での部分約定を想定すると、DSR等においても同じパターンで三次①と三次②に同時に落札されることも考えられるが、再エネ出力予測値の通知後に発電計画が大きく変更される可能性がある発電機に比べ、こういったケースが発生することは限定的であると考えられる。一方、三次①のパターンが三次②のパターンを兼ねることができる場合、三次①を落札できなかった場合に、同じパターンで三次②に応札することが考えられる。
- これらのことを踏まえつつ、パターン管理が複雑になることも考慮し、三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に落札されなかった場合、三次②への入札を許容することとし、商品毎にパターン管理することとしてはどうか。

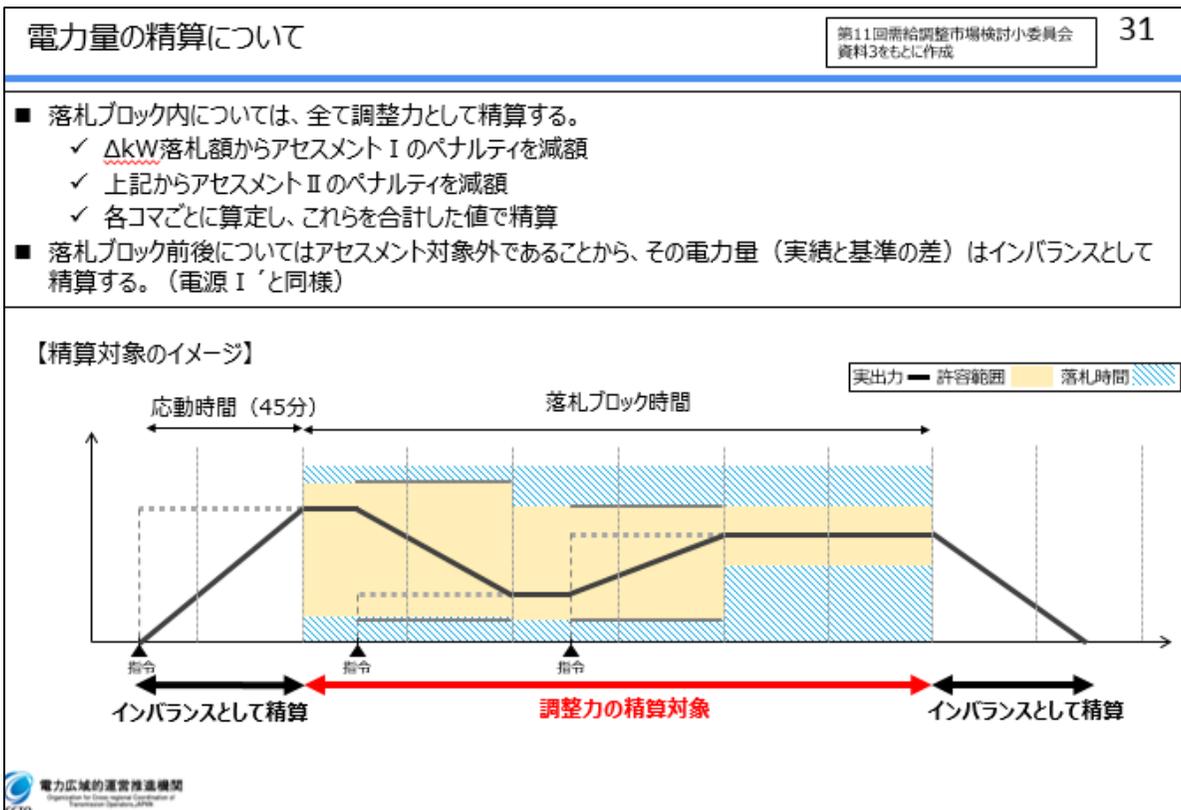


※三次①のパターンと三次②のパターンにおいて、相互でリソース(需要家)の重複は不可とする。

余白

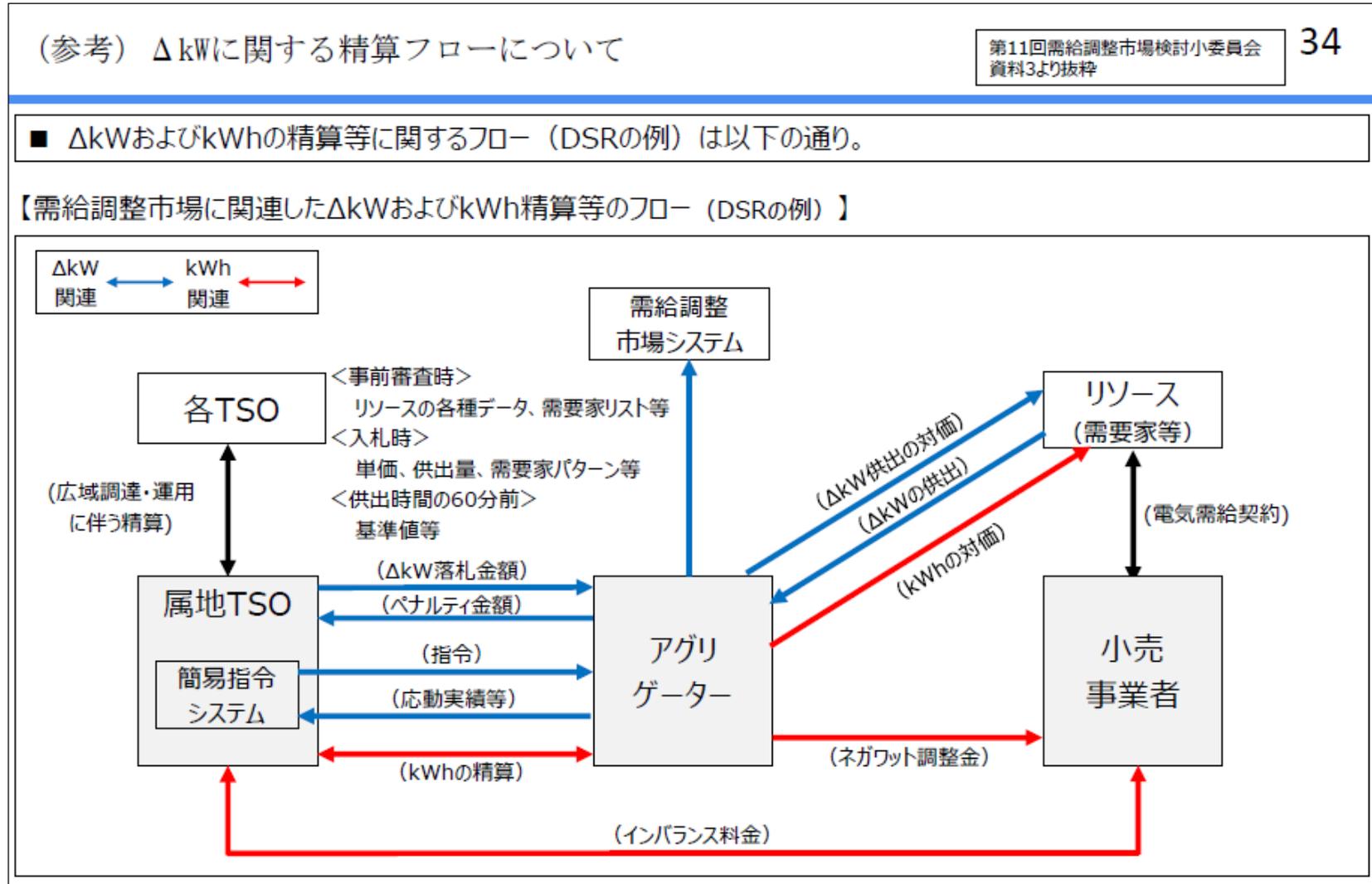
1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
3. 三次①のペナルティについて
4. 需要家リスト・パターンについて
- 5. 精算について**
6. その他

- 三次②では、ΔkWは落札ブロックを対象に精算することとした。また、kWhの精算についても落札ブロック内では全て調整力として精算する一方で、落札ブロック前後はアセスメント対象外であることを前提に、その電力量はインバランスとして精算することとした。
- この考え方は三次①も同様であることから、ΔkWは落札ブロックを対象に精算することとし、kWhは落札ブロック内については全て調整力として精算する一方で、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算することとしてはどうか。



(参考) ΔkW に関する精算フローについて

- ΔkW およびkWhの精算等に関するフロー（DSRの例）は三次②と同様、以下の通り。



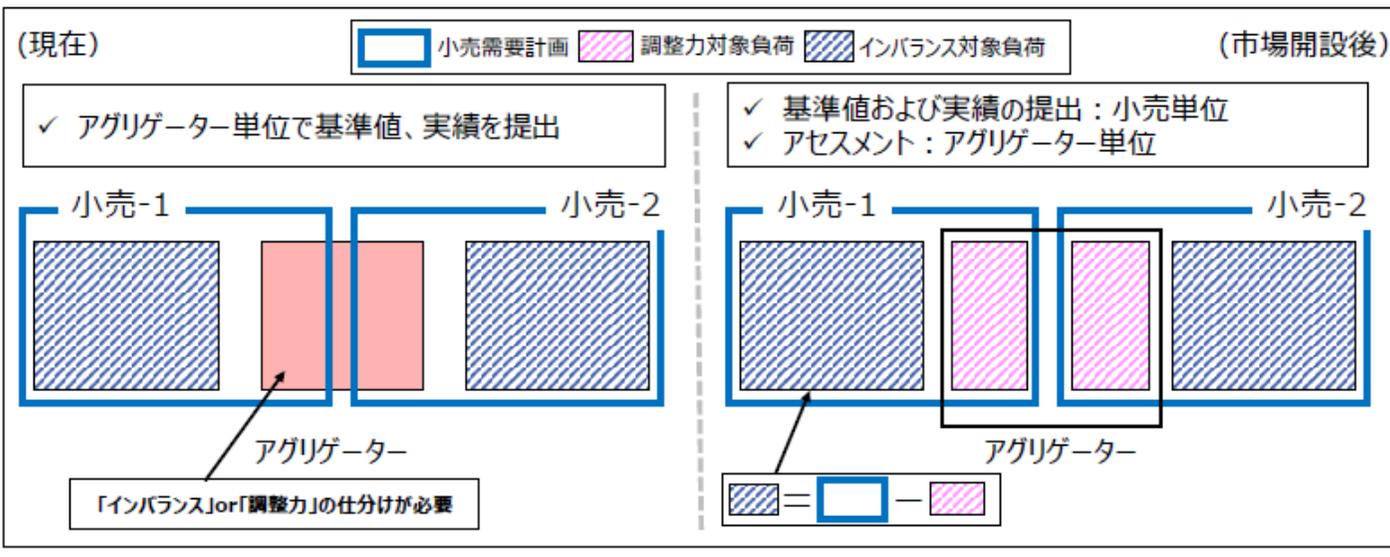
- 三次②では、インバランスの精算と、調整力としての精算の仕分けを実施するため、事業者に対して小売単位で基準値および実績の提出を求めることとした。三次①においても、三次②と同様に小売単位で基準値および実績の提出を求めることとしてはどうか。

(参考) アグリゲーターに提出を求める基準
および実績の単位について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3より抜粋

35

- 各小売電気事業者（以下、「小売」という）は小売単位で需要計画を提出する。実績との差異が生じた場合、インバランス対象となるが、調整力としてアグリゲートされた負荷については、kWhの支払対象となる。
- 上記の場合、アグリゲーターは複数の小売に属する需要家（リソース）をアグリゲートすることが想定され、各小売において需要計画および実績の差がインバランス対象か調整力によって生じた差（kWhの支払対象）かについての仕分けが必要となる。
- 上記の点を踏まえると、アグリゲーターに対しては、小売単位で基準値および実績の提出を求める。他方、アセスメントについてはアグリゲーター単位で実施し、実績等は送電端における数値を提出することとする。



- 需給調整市場における電力量(kWh)の精算においては、計量法の制約から、精算に用いるkWhの計量には特定計量器を用いる必要がある。
- 計量器の制約上、複数商品のkWh値を切り分けて計量・精算することができないため、kWhについては商品区分によらずユニット単位（計量単位）で同一単価で精算することになる。
- このため、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合については、事業者が提出するkWh単価は同一値とすることとし、精算については送電端の値を用いることとしてはどうか。

論点⑦-2 調整機能の使用状況の把握・計量

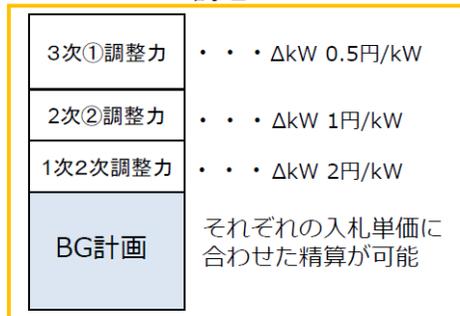
65

- ΔkWは事前の調達のため、商品区分ごとに入札単価を区分して精算することが可能（下図左）であるが、実応動であるkWhについては、商品を切り分けて計量・精算することは不可能である。（下図右）
⇒ 可変費であるkWhについては、商品区分によらずユニット単位（計量単位）で同一単価とする。

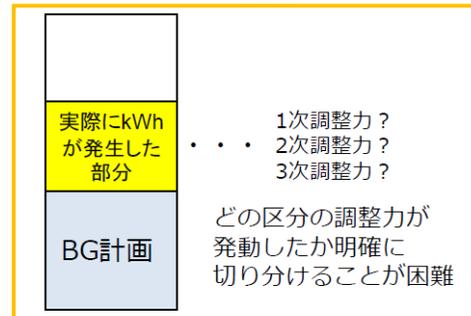
発電機	区分	ΔkW単価	kWh単価	容量
A	1次2次	2円/ΔkW	10円/kWh	10
A	2次②	1円/ΔkW	11円/kWh	10
A	3次①	0.5円/ΔkW	12円/kWh	30

※kWh単価は出力帯毎に異なるイメージであるが簡単のため単一価格で表現

調達



運用



- 基本的にkWhが発生しない商品(GFなど)に対して、ΔkWのみを支払うべきか、応動実績を考慮した「マイルージ評価」を導入するかなどについては将来の検討項目とする。

調整力kWh精算とインバランスおよび ネガワット調整金の精算

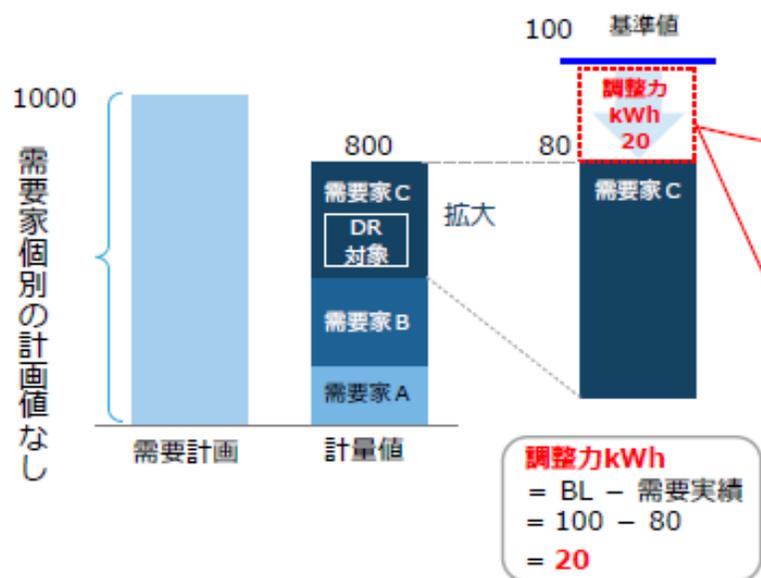
第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

36

- 三次②のkWh精算も電源 I' と同様、以下の精算方法とする。
- なお、精算にあたっては従来と同様に電圧別の損失率を加味した送電端の値を用いることとする。

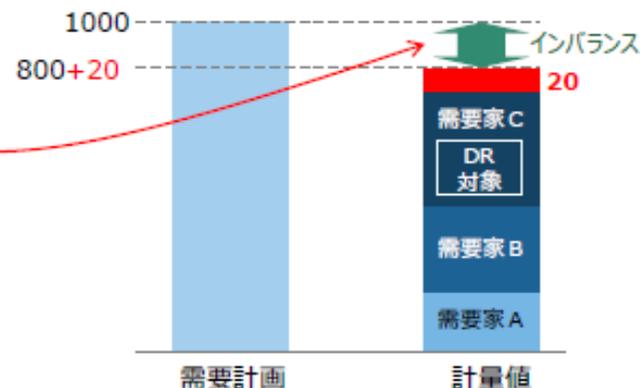
調整力kWh精算 (TSO⇔アグリゲーター)

- ✓ 基準値と実績の差でkWh精算



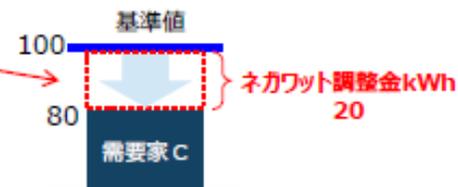
インバランス精算 (TSO⇔小売)

- ✓ 調整力kWhを加算した需要実績と需要計画でインバランス精算



ネガワット調整金の精算 (アグリゲーター⇔小売)

- ✓ 調整力kWhをネガワット調整金kWhとして精算



(参考) 送電端における精算データの算出例について

- 託送供給においては、計量値に電圧別の損失率を加味した電力量に変換して精算している。
- このため、アグリゲーターが提出する基準値・精算対象となる電力量についても、電圧別の損失率を加味した送電端の値とする必要がある。

【需要実績と電力損失についてのイメージ】

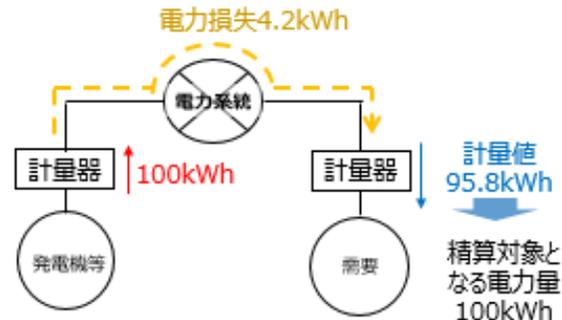
(参考) 送電端における精算データの算出例について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

37

- 託送供給においては、計量値に電圧別の損失率を加味した電力量に変換して精算している。
- このため、アグリゲーターが提出する基準値・精算対象となる電力量についても、電圧別の損失率を加味した送電端の値とする必要がある。

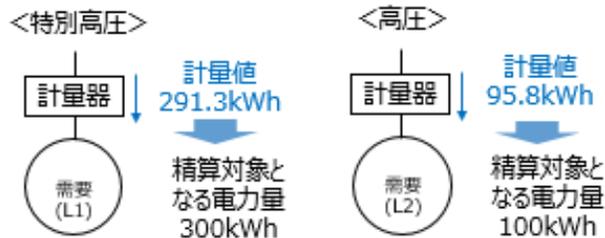
【需要実績と電力損失についてのイメージ】



$$\text{精算対象となる電力量} = \frac{\text{計量値}}{1 - \text{損失率}^{\ast}}$$

※特別高圧損失率:2.9% 高圧損失率:4.2%
低圧損失率:7.1% (東京電力PGの例)

【アグリゲーターの需要実績算定方法について】



アグリゲーターが算定する需要実績は、計量値に対して、電圧別の損失率を加味した後、対象地点のkWhを合算する。

(例)

$$L1\text{需要実績} = \frac{291.3}{1 - 0.029} = 300\text{kWh}$$

$$L2\text{需要実績} = \frac{95.8}{1 - 0.042} = 100\text{kWh}$$

アグリゲーター合計需要実績 = 300 + 100 = 400kWh

- 計測地点については受電点とする。ただし、不正防止策の策定を前提に今後、個別計測についても検討する。

(参考) 計測地点 (受電点計測)

第9回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

38

- 計測地点については受電点とする。ただし、不正防止策の策定を前提に今後、個別計測についても検討する。
- 機器個別計測を許容するにあたり、計量法の課題については資源エネルギー庁で検討。

【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。

高圧送電線
柱上変圧器
受電点
分電盤
メーター (電力計)
第一相線柱
受電の場所と同一の構内

業務需要家における受電点計測のパターン

受電のメーター
(kW計測)
消費量: 8
テナントA
テナントB
テナントC
消費量: 2
消費量: 10

高圧送電線
柱上変圧器
受電点
メーター (電力計) 分電盤
第一相線柱
受電の場所と同一の構内

家庭需要家における受電点計測のパターン

受電のメーター
(kW計測)
発電: 8
電力貯蔵
太陽光発電 (FIT/非FIT)
発電: 2
発電: 10
蓄電池

10

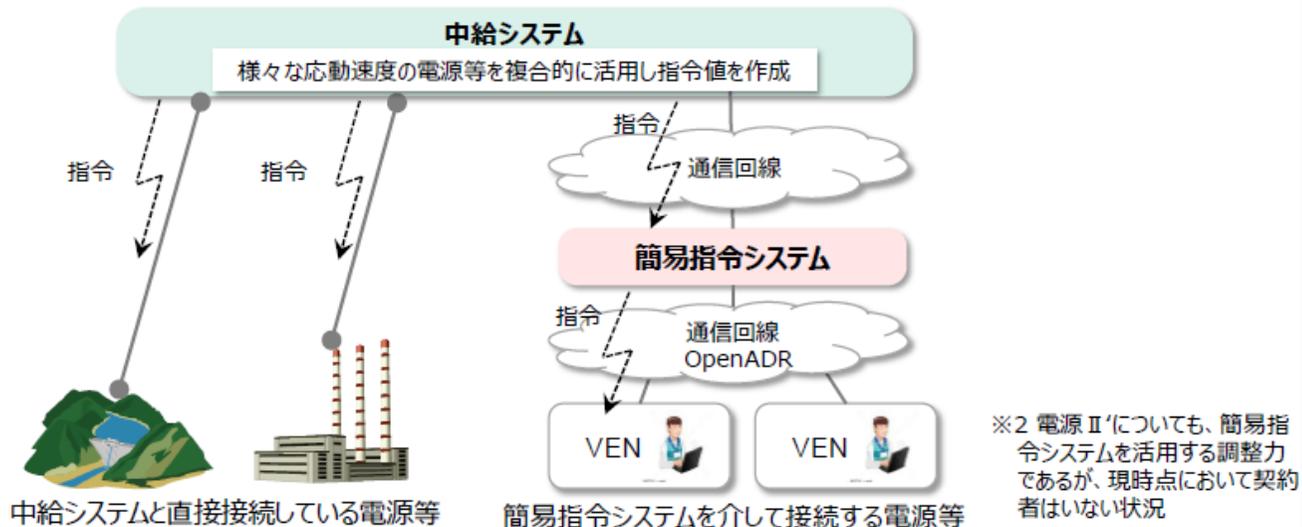
余白

1. 前回の需給調整市場検討小委員会における審議状況
2. 三次①の事前審査およびアセスメントの具体的方法について
3. 三次①のペナルティについて
4. 需要家リスト・パターンについて
5. 精算について
- 6. その他**

- 簡易指令システムは中給システムへの接続が検討されており、その接続にあたってはセキュリティガイドラインの要件を満たすことが求められ、現在、実証等でセキュリティ対策が十分であるか等について検証している状況にある。

三次①と三次②を同一電源等が約定した場合の簡易指令システムからの指令信号 5

- 現時点では簡易指令システムを中給システムに接続することはできないが、簡易指令システムが中給システムに接続できるようになった場合※1には、三次①についても簡易指令システムを使った参入が可能となる。
※1 簡易指令システムを中給システムに接続するためには、セキュリティガイドラインを満たした機能の構築・侵入試験等を行い、セキュリティ対策が十分であることを検証する必要がある。
- **現状、簡易指令システム**については、電源 I'を対象※2に活用しており、**基準値からのデルタ分の指令信号を送信**している。
- 簡易指令システムと中給システムの接続後には、中給から指令を作成することになるため、**簡易指令システムも**中給システムと同様に、三次①と三次②を同じリソースが約定した場合でも、**三次①としての指令信号(指令間隔・指令タイミング)が送信**される。
- 三次②と三次①が違うリソースである場合には、それぞれの信号（指令間隔、指令タイミング）で指令が送信される。



簡易指令システムと中給システムの接続を考慮した商品要件の見直しについて

- 簡易指令システムは中給システムへの接続が実証等において検討されているが、現時点では接続時期および詳細などは定まっていない。今後、簡易指令システムが中給システムへ接続された場合は、商品の要件は以下の通りとしてどうか。

(参考) 需給調整市場における商品の要件 49

	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
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
並列要否	必須	必須	任意	任意	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	1～数分※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1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	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
供出可能量 (入札上限)	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
刻み幅 (入札単位)	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有り (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 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

- 需給調整市場（三次①）の取引スケジュールは、前週火曜日の7時から14時を入札受付期間とすることとしてはどうか。
- また、BGおよびTSOの計画提出は計画作成時間を考慮し、それぞれの計画提出時期を前週水曜日9時、前週木曜日17時としてはどうか。

【需給調整市場（三次①）における取引スケジュール】



(参考) 市場における調達スケジュール

- 第6回需給調整市場検討小委員会にて、三次①の調達スケジュールは週間調達（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）することと整理した。

(参考) 論点整理③ -5 [2021年度 三次②の広域調達・運用に向けた対応]

13

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-3 商品設計	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品区分、商品の要件は意見募集のとおり 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 意見募集を踏まえた要件の確定 ✓ 新たなりソースを踏まえた際に、取り決めておくべき事項の整理（DRにおけるベースラインの考え方など） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 意見募集等を踏まえ、商品の要件は別途整理の通りとする ✓ 三次②における中間点等の設定は不要とする
3-4 調整力を確実に調達するための調達スケジュール (検討完了)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力②：前日スポット後 ✓ 上記以外：週間 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力②以外の調達時期 ✓ FIT①発電計画見直しの動向を踏まえた三次調整力②調達量等の検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次①については2022年度より、電源I-b相当の量を年間で広域調達し設備を確保。実需給断面では、週間でΔkWを広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差替えを行う 2024年度以降は、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 二次②については2024年度より、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 一次および二次①については、2024年度以降の調達スケジュールは週間調達 ※週間で調達するとは、「1週間前に1週間分を56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達する」ことを指す
3-5 調整力に係る費用の透明性確保と適正な市場競争の促進に向けた情報公開		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 情報公開の考え方（公開方法、時期、項目 など） ※制度設計専門会合で議論 	