

一次調整力から二次調整力②に係る 事前審査およびアセスメント等について

2021年6月23日

需給調整市場検討小委員会 事務局

- 第21回本小委員会において、需給調整市場における一次～二次②の技術要件の項目について整理を行い、それらの具体的な設定値については事前審査・アセスメント等とあわせて検討することとした。
- 今回、一次～二次②に係る技術要件の設定値、および一次～二次②がそれぞれ単一商品として落札された場合の事前審査、アセスメントの方法等について、海外事例の調査結果等も踏まえて整理したため、これらの内容について本日で議論いただきたい。

- 1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法**
 - (1) 技術要件の設定値**
 - (2) アセスメントⅠ**
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ**
 - (4) 事前審査**
 - (5) 精算**
- 2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法**
 - (1) 技術要件の設定値**
 - (2) アセスメントⅠ**
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ**
 - (4) 事前審査**
- 3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法**
 - (1) アセスメントⅠ**
 - (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等**
- 4. その他の整理事項について**
- 5. まとめ**

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 一次については、極短周期成分の変動に対応する商品であることから、周波数変動を自端で検知した上で、調定率に基づき速やかに出力を変化させることが求められる商品である。
- 同時に、一次は電源脱落発生時等の異常時において周波数低下を抑制する機能も担っていることから、急激な周波数低下を検知した場合には、その周波数低下を抑制させる応動も求められる。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

(1) 技術要件の設定値

(2) アセスメントⅠ

(3) アセスメントⅡ・ペナルティ

(4) 事前審査

(5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

(1) 技術要件の設定値

(2) アセスメントⅠ

(3) アセスメントⅡ・ペナルティ

(4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

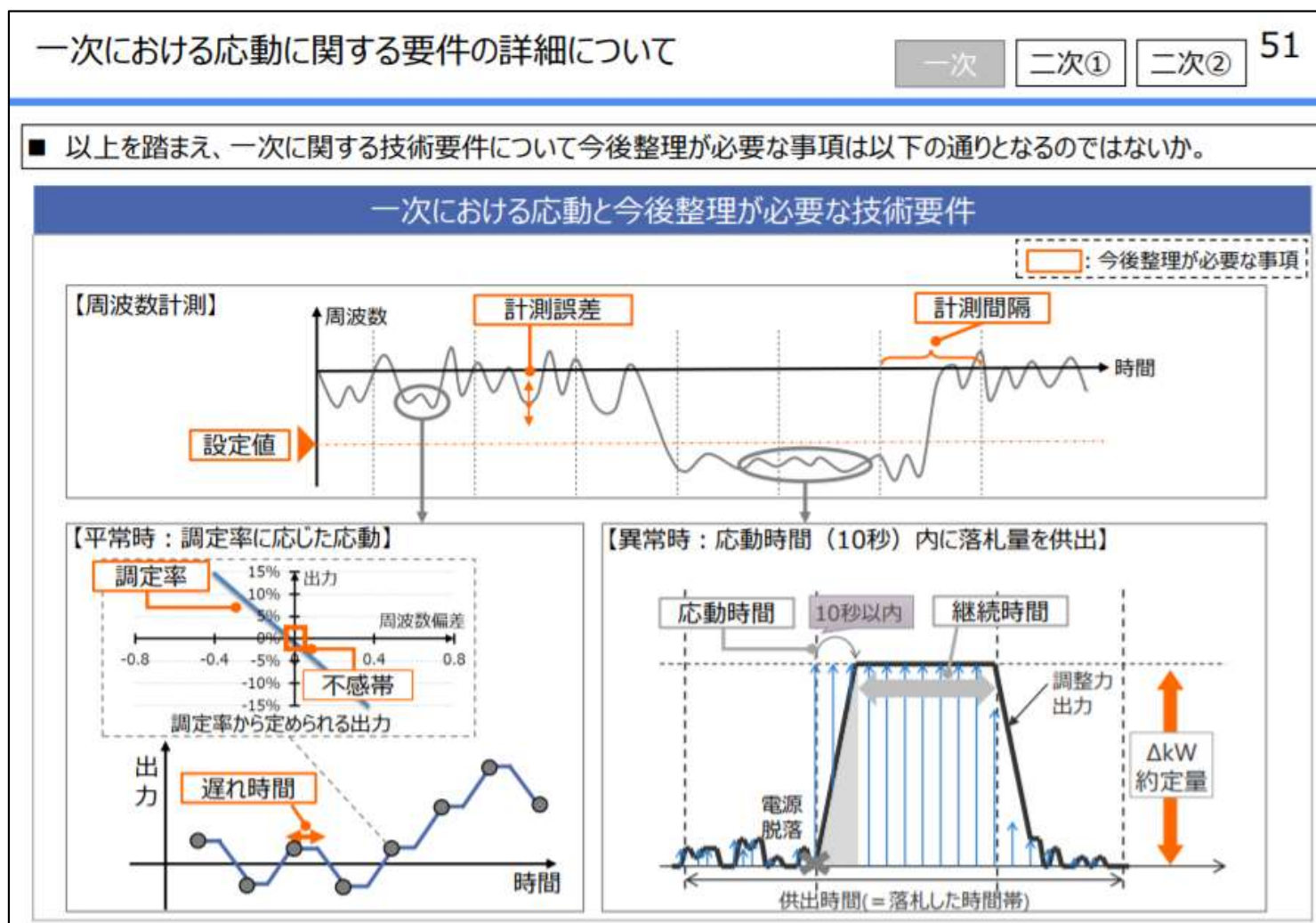
(1) アセスメントⅠ

(2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 第21回本小委員会において、一次は自端制御による周波数偏差に応じた応動を求めることとしたうえで、周波数計測（計測間隔、計測誤差）、不感帯、調定率、遅れ時間を技術要件の項目として設定することとし、それらの具体的な設定値については事前審査・アセスメント等とあわせて検討することとした。



一次における技術要件の設定値の基本的な考え方

- 一次は、平常時においては時々刻々と変化する周波数を調整するとともに、電源脱落等の異常時には周波数低下の抑制といった、電力の安定供給において極めて重要な役割を担うこととなる。
- このことから、一次に係る技術要件の設定値を取り決めるにあたっては、まずは**現状における周波数品質の維持を目指す**こととし、**現時点で調整力公募（電源Ⅰ、Ⅱ）において周波数調整を担っている既存電源の設定値を基準**とすることとしてはどうか。
- ただし、その値が過度なものであれば、新規リソースにとっての参入障壁となることも考えられるため、海外における設定値とも照らし合わせたうえで、その具体的な設定値を定めることとしてはどうか。

1 GFおよびLFC機能の概要（周波数調整目標と変動実績）

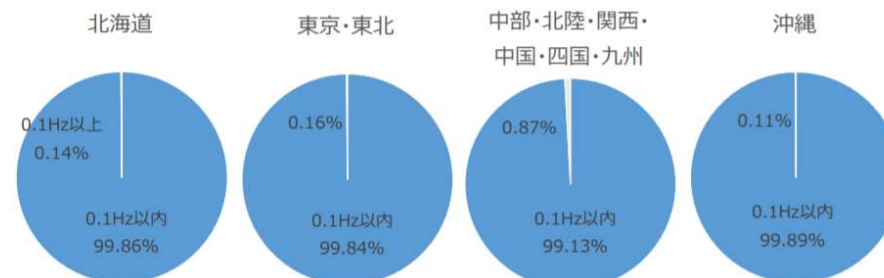
8

- 各一般送配電事業者は、GFやLFC機能をもった発電機を適切に確保および制御し、周波数を調整。
- 平常時の周波数調整目標範囲は、±0.2Hzおよび±0.3Hzであり、標準周波数±0.1Hz以内の時間滞在率実績は概ね99%以上。

【各エリアの周波数調整目標値】

	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・ 中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz		60Hz	
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz		±0.3Hz

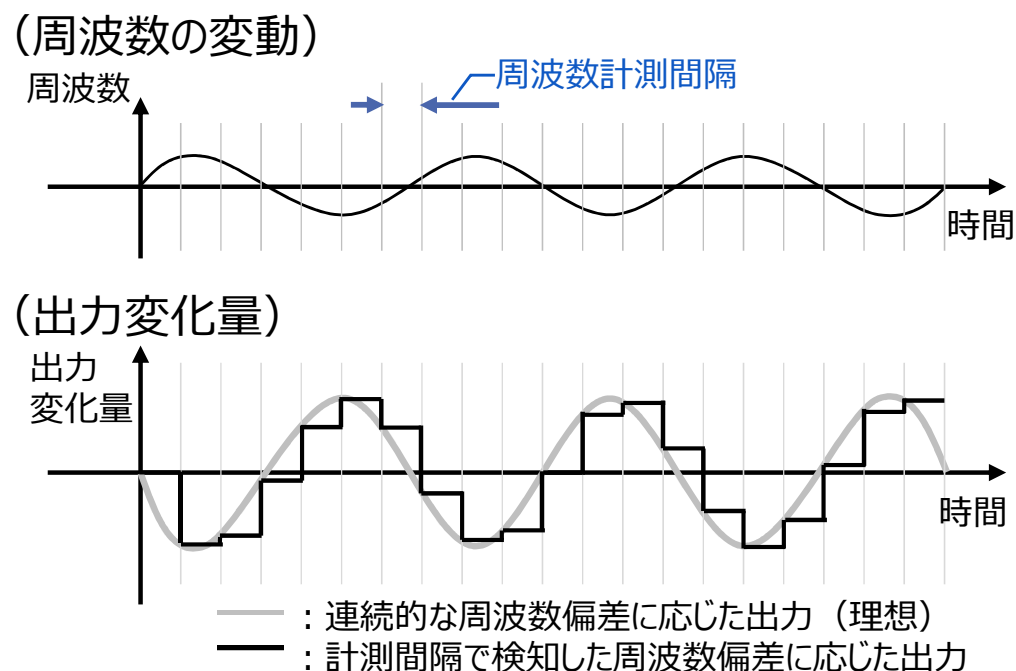
【2018年度の周波数時間滞在率】



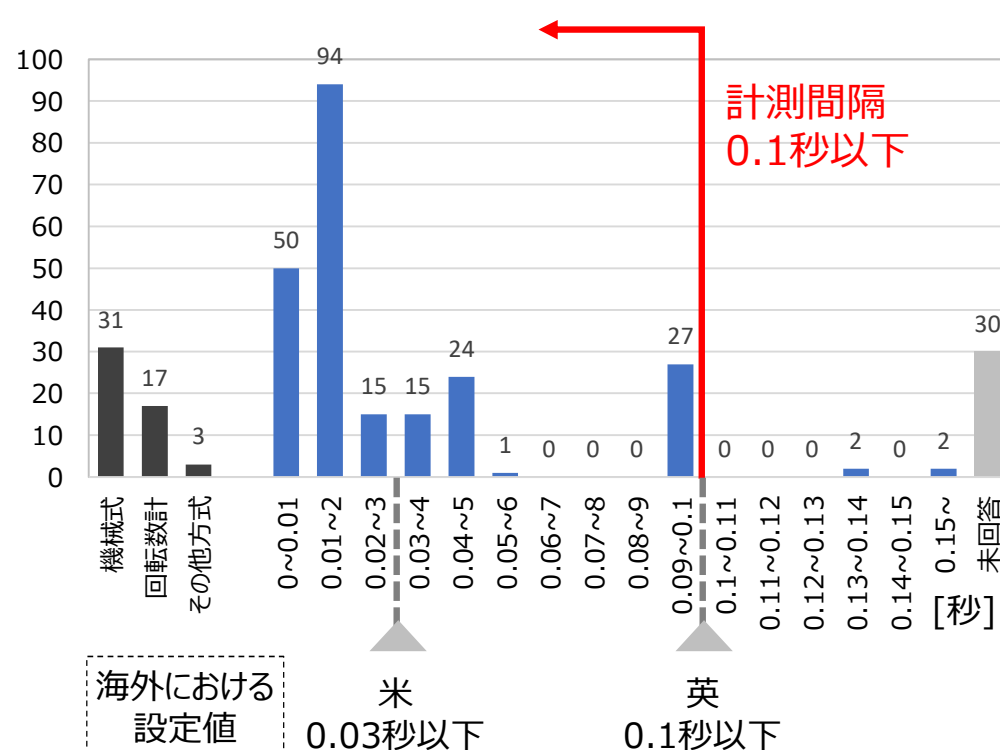
広域機関 電気の質に関する報告書 -2018年度実績- (2019年12月)より抜粋

- 周波数計測間隔は、連続的に変動する周波数に対して、周波数偏差を検知する時間の粒度であり、現行の調整力公募で参入している既存電源では、計測間隔0.1秒以下が大半を占めている。
- 周波数計測間隔が大きくなると、時々刻々と変化する周波数変動に対してリソースが応動する際の同期性が低下するという影響が生じること、また海外における周波数計測間隔は0.1秒以下で設定されていることも踏まえ、**周波数計測間隔は0.1秒以下**と設定することとしてはどうか。

応動に及ぼす影響のイメージ



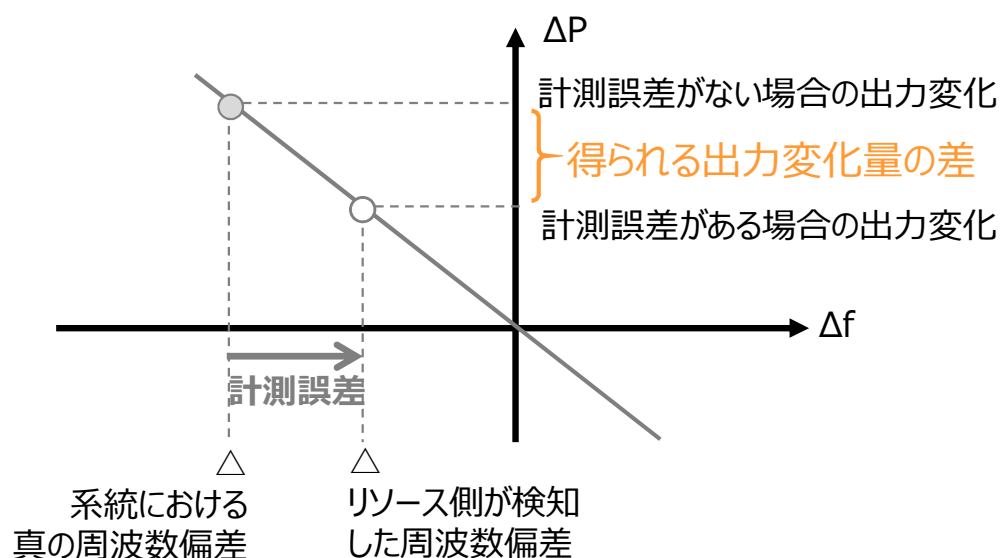
既存電源における周波数計測間隔



- 周波数計測誤差は、ある時刻においてリソースが自端で検出した周波数と、系統における真の周波数の乖離であるが、現行の調整力公募で参入している既存電源は、回転数計を用いてタービンローターの回転数を周波数として検出しており、基本的に検出器による計測誤差は発生しない。
- また、周波数計測誤差が大きくなると、本来系統が必要とする出力変化とは逆方向の出力が生じる度合いが高まる可能性もあるため誤差は小さいことが望ましく、海外において許容される周波数計測誤差は $\pm 0.01\text{Hz}$ で設定されているが、DSR等の新規リソースが周波数を計測するに際してトランスデューサーを使用することを勧告し、市販の汎用型トランスデューサーが計測誤差として国際標準規格等※にある $\pm 0.02\text{Hz}$ を適用していることを踏まえ、**周波数計測誤差は $\pm 0.02\text{Hz}$ 以下**と設定することとしてはどうか。

※国際標準規格 IEC60688、JIS C 1111

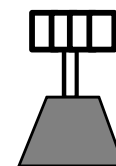
応動に及ぼす影響のイメージ



周波数計測誤差のイメージ

<回転数計による検出>

タービンローター
(歯数N)



海外における
設定値

英、独、仏
0.01Hz以下

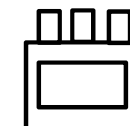


検出器(回転数)

(基本的に誤差は発生しない)

<周波数計による検出>

電圧波形 VT
(周波数 F)



検出器(周波数計)



実績評価

参考：周波数計測器の事例

○周波数計測器の事例

- ＞ 国際規格に対応した汎用型の周波数計測器
- ＞ フランスでは周波数計測器の要件を過度に厳格化した結果、特定の機器メーカー（一社）のみ採用された経緯があり、留意が必要

<トランスデューサー仕様（抜粋）>

適合する標準規格	IEC60688 JIS C 1111
計測可能範囲	45～55Hz 55～65Hz
周波数計測誤差	0.2級（±0.02Hz）

国際規格対応
新型マルチトランスデューサ

特長

- 国際規格対応
IEC 60688-2012（トランスデューサ）、IEC 62053-2003（電力量計）に対応。
- 幅広い入力回路に対応
相線方式、定格電圧、定格電流を設定で切り替え可能。440Vダイレクト接続対応。
- 多様な出力形式
アナログ×10点、パルス×2点、RS-485通信を、1台に標準装備。
- PCソフトウェアによる設定に対応
前面のMicro-USB端子とパソコンを接続する事で、専用ソフトウェアにより設定値の書き込みと読み出しが可能。
＊ソフトウェアは当社ホームページより無料でダウンロードできます。（要ユーザー登録）
- 表示機能搭載
高コントラストの有機ELパネルで、設定変更と計測項目の表示が可能。
- ループテスト/誤配線判別サポート機能付き
前面操作によるテスト出力で、設置後の配線確認が可能。前面パネルに電圧と電流の位相角を表示し、誤配線箇所の判別をサポート。

DAIICHI

マルチトランスデューサ
MULTI-TRANSDUCER

QT2-500

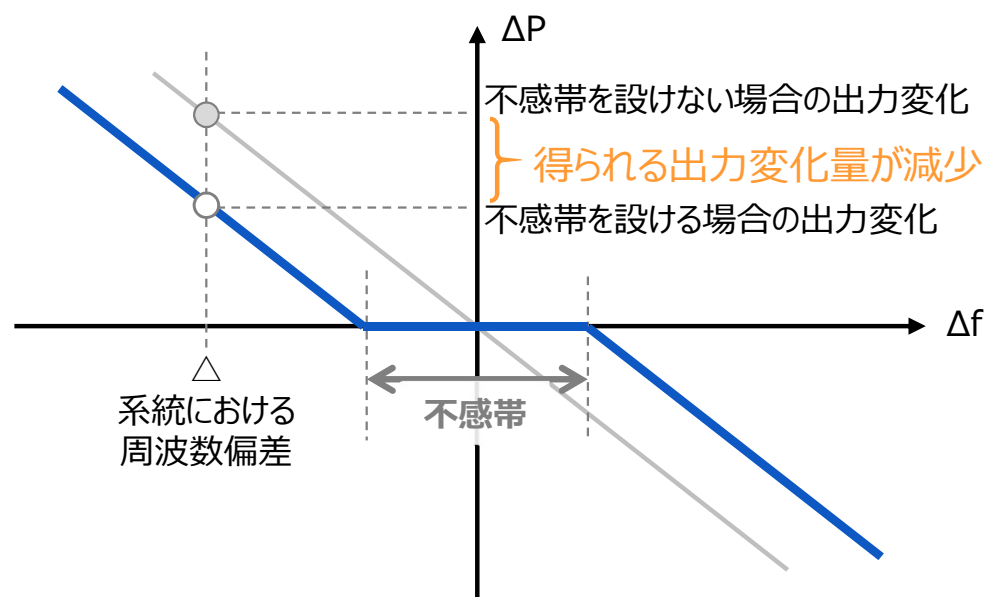


© Energy Pool Japan K.K.

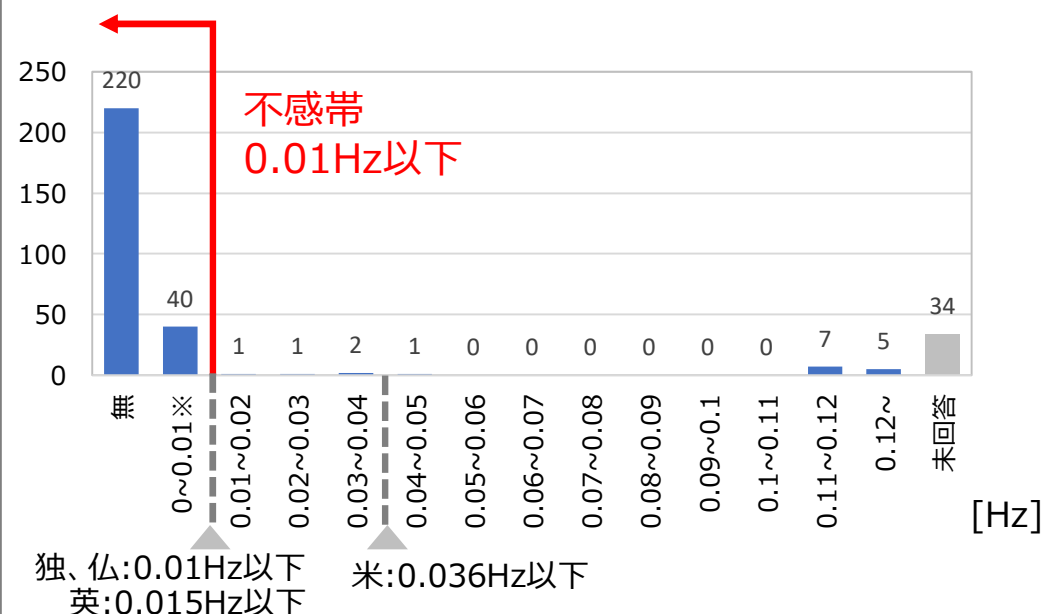
- 不感帯は、周波数偏差が発生していてもリソースの出力変化を不要とする範囲であり、現行の調整力公募で参入している既存電源では、不感帯 $\pm 0.01\text{Hz}$ *以下が大半を占めている。
- 不感帯については、微細な周波数偏差に伴う応動を回避できることから、機器の負荷軽減につながる一方で、周波数偏差が不感帯域内にある場合は出力が供出されないことに加え、不感帯を超えた時点から出力の供出が開始されることになるため、不感帯がないリソースに比べて、ある周波数偏差において得られる出力変化量が減少することを踏まえると、その設定値は極力小さいことが望ましい。
- また海外においては、米国では $\pm 0.036\text{Hz}$ 以下、欧州では $\pm 0.01 \sim 0.015\text{Hz}$ 以下で設定されているところ、設定値は極力小さいことが望ましいことも踏まえ、**不感帯の設定値は $\pm 0.01\text{Hz}$ *以下**と設定することとしてはどうか。

*60Hzエリアについては 0.012Hz （60Hzの0.02%）とする

応動に及ぼす影響のイメージ

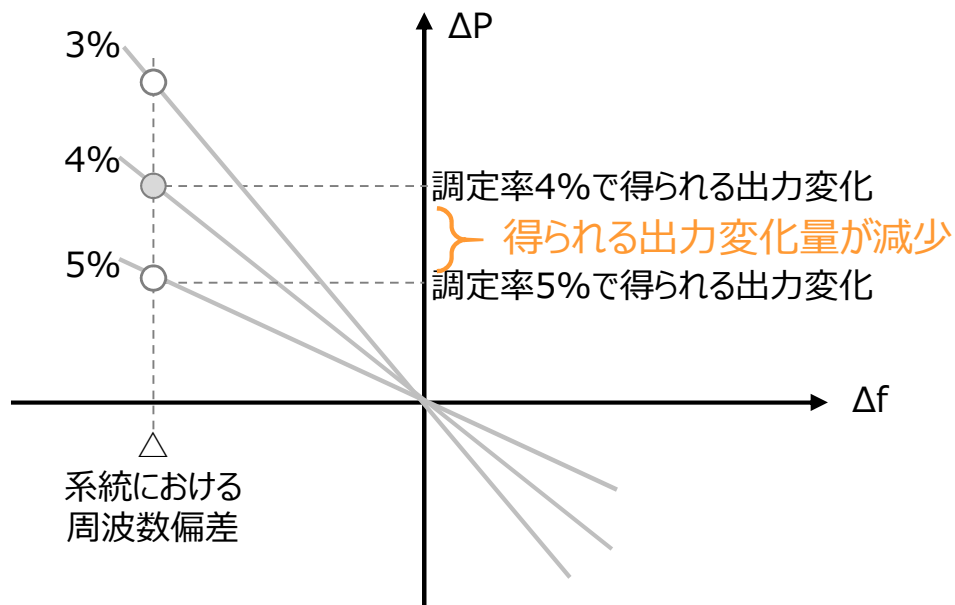


既存電源における不感帯

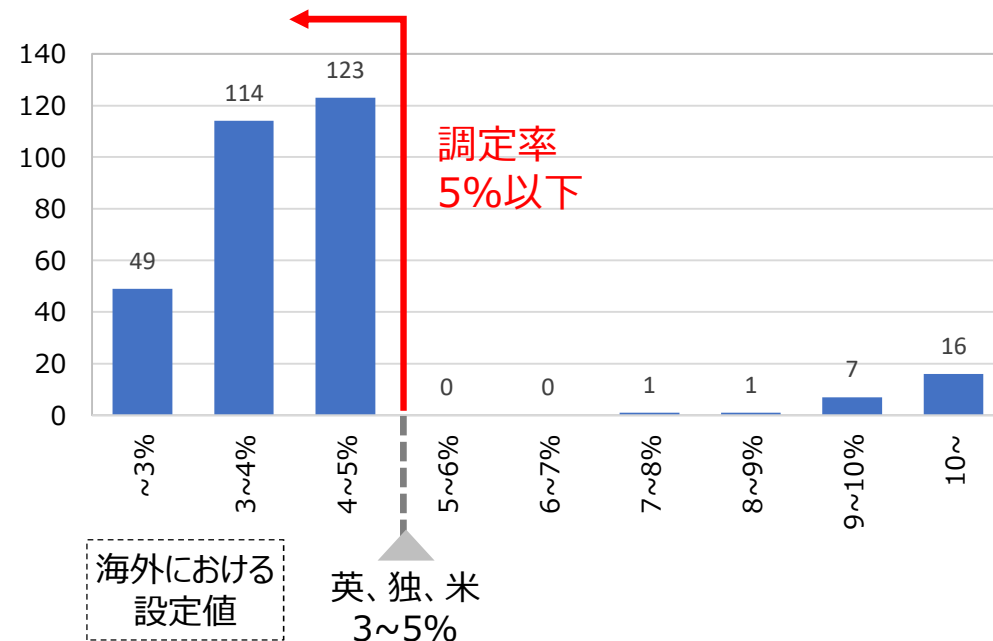


- 調定率は、周波数偏差とリソースの出力変化量の関係性における傾きを示すものであり、現行の調整力公募で参入している既存電源では、調定率5%以下が大半を占めている。
※現行の系統連系技術要件では、一定規模以上の火力発電設備は、調定率5%以下と定められている。
- また、海外における調定率も3～5%で設定されていることも踏まえ、**調定率は5%以下**と設定することとしてはどうか。

応動に及ぼす影響のイメージ

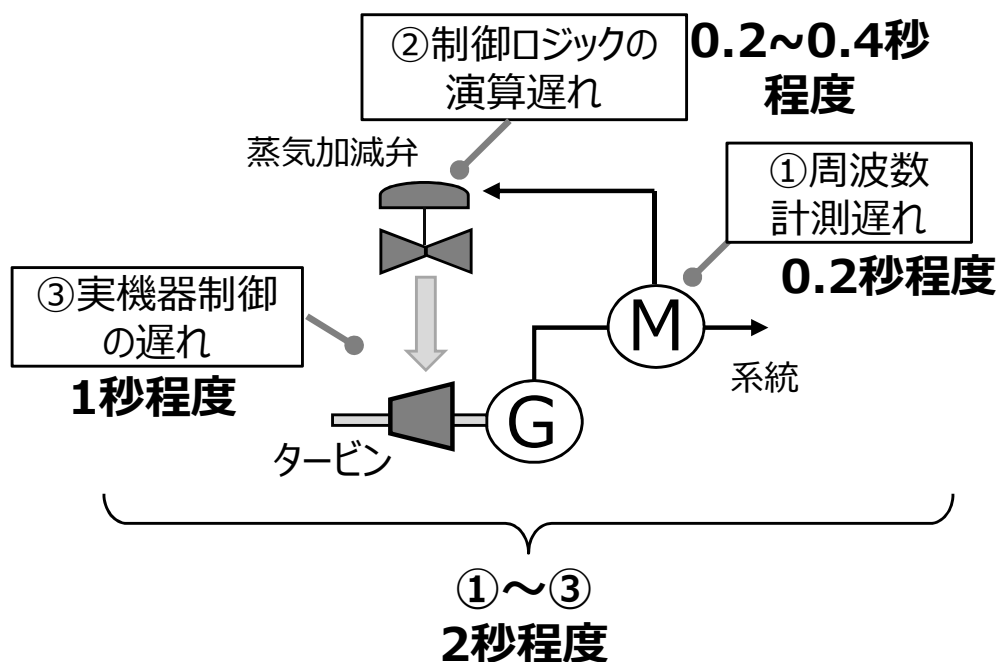


既存電源における調定率

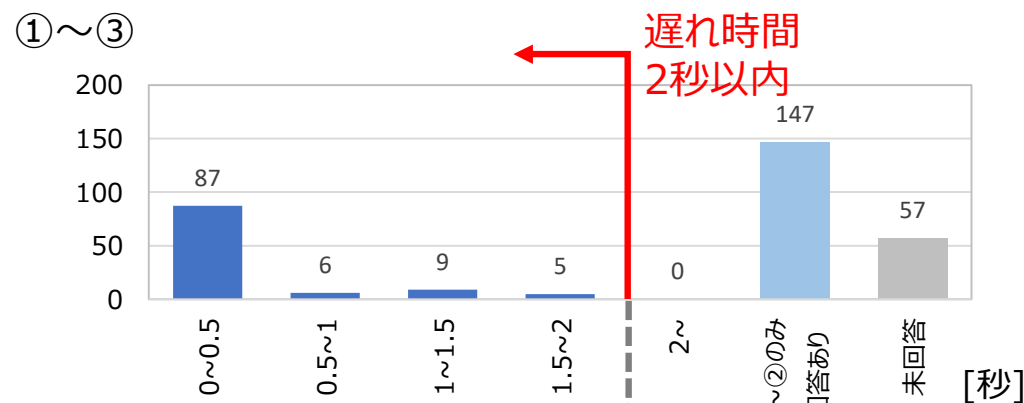


- 遅れ時間は、自端で周波数偏差を検知してからリソースが出力変化を開始するまでに要する時間（周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器の制御遅れ等で構成）を示すものであり、現行の調整力公募で参入している既存電源では、遅れ時間2秒以下が大半を占めている。
- 周波数偏差を検知してから遅れ時間を経過したのちに出力変化量が供出されるため、周波数変動にリソースの出力変化が追従するためには、遅れ時間は極力小さいことが望ましいが、海外においては2秒程度の水準で設定されていることも踏まえ、**遅れ時間は2秒以内**と設定することとしてはどうか。

遅れ時間のイメージ



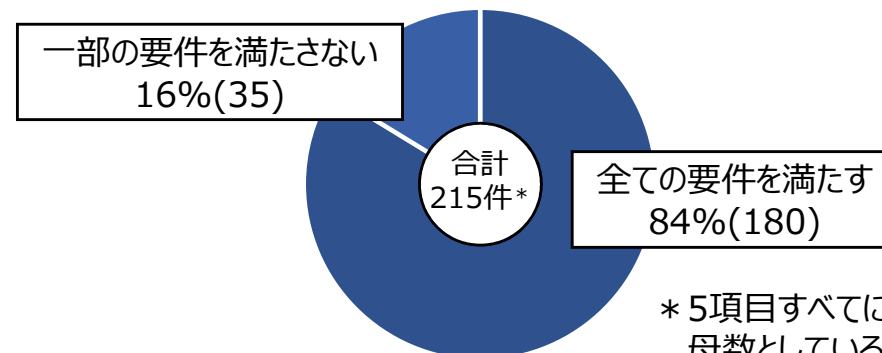
既存電源における遅れ時間



- 以上を踏まえ、一次における技術要件の設定値は以下の通りとしてはどうか。

	一次における 技術要件の設定値	参考	
		現行の既存電源に おける設定値の90%tile値	海外における設定値
計測間隔	0.1秒以下	0.1秒	0.03秒(米)～0.1秒(英)以下
計測誤差	±0.02Hz以下	—	±0.01Hz以下(英・独・仏)
不感帯	±0.01Hz以下	±0.01Hz	±0.01Hz以下 (独・仏) ±0.015Hz以下 (英) ±0.036Hz以下 (米)
調定率	5%以下	5%	5%以下(英・独・米)
遅れ時間	2秒以内	1.12秒	2秒以内(英・独) 速やかな応動開始(仏・米)

＜既存電源が技術要件に適合する割合＞



* 5項目すべてに回答があった電源を
母数としている (2021年6月18日時点)

(参考)諸外国の需給調整市場における一次相当の技術要件

23

■ 今回実施した一次の技術要件に関する海外事例調査の結果は以下の通り

	日本(現行)	イギリス 	ドイツ 	フランス 	アメリカ 
対象TSO	一般送配電事業者	National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	PJM
商品	-	Firm Frequency Response	Primary Control Reserve	Primary Control (FCR)	Primary Frequency Response
周波数計測	・自端で周波数を検知	・自端で周波数を検知 ・0.1秒毎に計測し、許 容誤差は±10mHz	・自端で周波数を検知 ・許容誤差は±10mHz	・自端で周波数を検知 ・許容誤差は±10mHz	・自端で周波数を検知 ・1/30秒毎に計測
GF出力幅(kW)の 確保	・10万kW以上の発電 機に対し、定格の3～ 5%をGF幅として確保	(設定無し) ※ただし、10MW以上もしくは 110kV以上で系統接続したリ ソースに一定の容量の確保を 要求	(設定無し)	(設定無し)	(設定無し)
調定率	・5%以下	・3～5%	・2～5%	・5%	・5%未満
不感帯の設定	・設定なし	・±0.015Hz	・±0.01Hz	・±0.01Hz	・±0.036Hz
応動開始の 遅れ時間	・設定なし	・不感帯を超えた周波数 変動が生じた場合は2 秒以上の遅れなく応動 すること (慣性がないリソースの 場合は1秒)	・周波数偏差の検知後、 2秒以内に応動開始す ること	・周波数偏差の検知後 速やかに応動すること	・不感帯を超えた周波数 変動が生じた場合は速 やかに応動を開始すこ と(遅れ時間の設定無 し)
電源脱落等による 周波数低下時の 応答	・周波数変動補償機能 により中給から別の指令 信号を受けた場合も、 GF応動の応動を継続	・異常時には30分間、も しくは系統の目標周波 数への復帰のいずれか 短い方の時間で、所定 の出力を供出する	・周波数が0.2Hz以上 低下した場合、落札量 のうち、15秒以内に 50%以上、30秒以内 に100%を供出	・3GW以上の電源脱落 が発生した場合、落札 量のうち、15秒以内に 50%以上、30秒以内 に100%を供出	・系統周波数が不感帯 域に戻るまで応動を持 続することが必要

周波数変動補償機能に関する考え方について

一次

二次①

二次②

48

- 現状、系統連系技術要件において、一定規模以上の火力発電機に対して、周波数が低下した場合に発電機出力の引き戻しを防止するために周波数変動補償機能の具備を求めている。
- 他方で、一次は調定率に基づく応動を技術要件とすることで、周波数が基準値より低下している状態においては ΔkW の供出が求められること、また、市場へ参入が期待される新たなリソース（DR、蓄電池等）については、こうした機能の具備がなされていないことが想定され、周波数変動補償機能の具備を技術要件にすると、新たなリソースに対する参入障壁となりうることから、周波数変動補償機能を技術要件として設定しないこととしてはどうか。
- なお、現状の日本における一定規模以上の火力発電機は、系統連系技術要件によりLFCやEDC制御の具備もあわせて求められており、周波数が基準値より低下した場合であっても、LFCやEDC指令値への引き戻しにより、調定率とは異なる応動を行う可能性がある。ただし、現状は、このような引き戻しが生じる火力発電機が日本における調整力の大宗を占めていることも踏まえ、こうしたリソースについては、周波数変動補償機能が具備されていることをもって、調定率に基づく応動に関する要件を満たしているとみなすこととしてはどうか。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 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おり、一次についても ΔkW の供出可否について、アセスメント I において確認を行うことが必要と考えられる。
- こうした点については、これまで整理してきた三次①、②における考え方と同様であることから、一次におけるアセスメント I は三次①、②と同様の方法で評価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
✓ 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。	✓ 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。



1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ**
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 本小委員会においてこれまでに整理した三次①、②におけるアセスメントⅡは、リソースの応動が一般送配電事業者が発信する指令に追従していることを確認するものであったのに対し、**一次におけるアセスメントⅡについては、自端で周波数を計測し、調定率に基づいた出力変化量を供出できているかを評価**することになる。
- 他方、アセスメントⅡを実施するにあたり、一般送配電事業者が各エリア中給において計測した周波数を用いて、各リソースの応動を評価することになるため、リソースの自端における周波数の計測誤差や遅れ時間等により、当該リソースが調定率通りの適切な応動を行っていることを正確に捉えられない可能性がある。

	計測誤差による影響	遅れ時間による影響
イメージ		
考えられる影響	アセスメントⅡに用いる周波数と、リソース側で検知した周波数が異なる場合、調定率に基づき正しく応動した場合でも、アセスメントⅡでは調定率の直線からの逸脱と判定されてしまう	アセスメントⅡを行う時刻において、t秒前の周波数偏差に応じた出力変化量を供出することになるため、調定率の直線からの逸脱と判定されてしまう

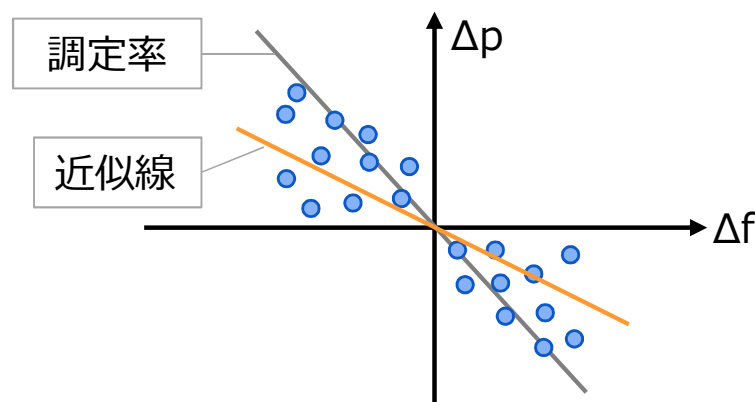
	基準の不正確性による影響	機器の動作による影響
イメージ	基準: 不正確 基準: 正確 調定率に基づき正しく応動 アセスⅡに用いる周波数偏差 アセスⅡにおいては、調定率の直線からの逸脱として判定されてしまう	調定率: 4% 機器の動作にあたり一定の誤差が発生する アセスⅡに用いる周波数偏差
考えられる影響	出力変化量(ΔP)を実出力と基準の差から求める際、その基準が正確でない場合には、アセスメントⅡでは調定率に基づく出力変化量が供出できていないと判定されてしまう	調定率に基づく応動を満たすことができず、本来求める出力変化量が得られない

- 一次は調定率に基づく応動が求められるが、前述の通り、実際には調定率に基づき適切に応動している場合であっても、アセスメントⅡにおいて評価対象となる出力変化量は、周波数偏差と調定率に基づく出力変化量の関係を正確に捉えた値にならない可能性がある。
- 現時点では、これを正確に補正することは困難であることから、平常時の一次の応動を評価するにあたっては、調定率に対して、三次①、②のように一定の許容範囲を設定したうえでその範囲内への滞在状況を判定するのではなく、まずは、**出力変化量実績の近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認**することで、適合判定することとしてはどうか※。

※現状、需給調整市場では、一次も含めて上げ調整力を調達することとなっているため、一次において下げ調整の応動が原因となり、アセスメントⅡの不適合となる場合においては、下げ調整による応動を評価対象から除く等によりアセスメントⅡを実施することとする。

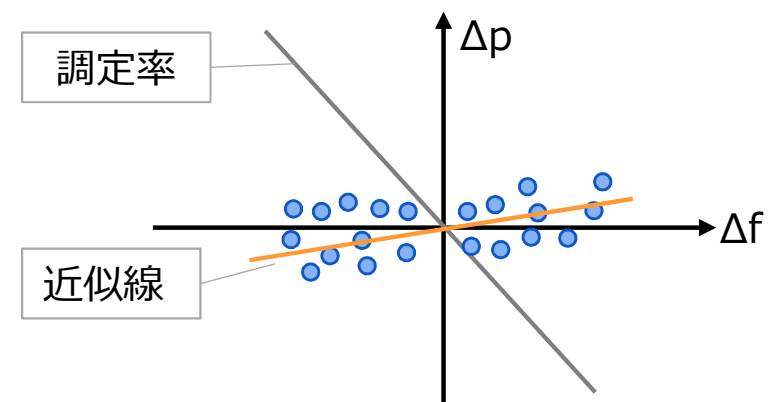
発電機におけるアセスメントⅡの評価イメージ

<適合の例>



出力変化量実績の近似線の傾きが
調定率の傾きと同方向

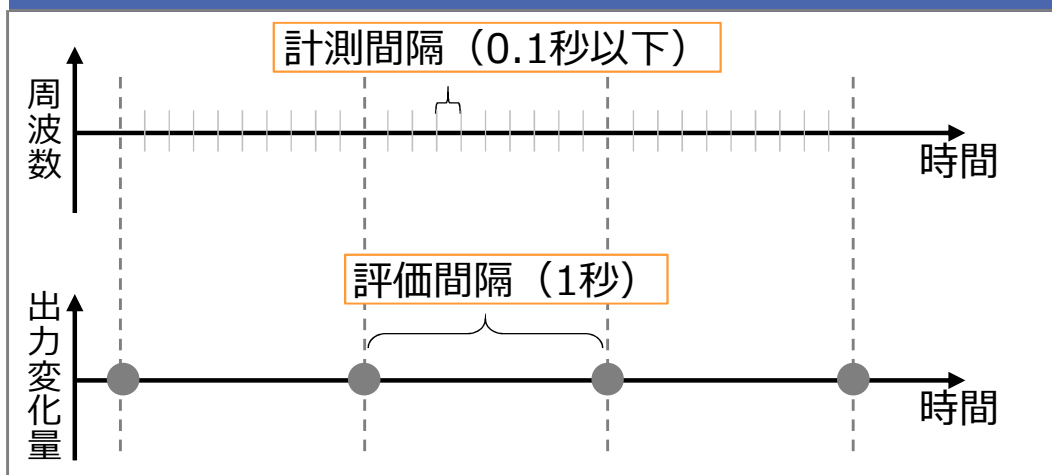
<不適合の例>



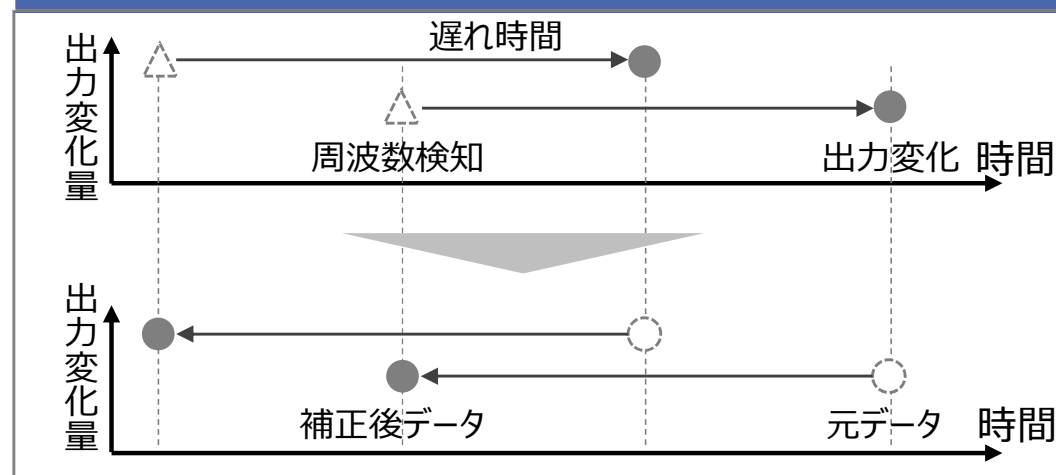
出力変化量実績の近似線の傾きが
調定率の傾きと異なる方向

- 一次は、秒単位での極めて短周期の周波数変動を調整する商品であり、その調整は計測間隔である0.1秒単位で応動することを求めることとなることから、その応動評価となるアセスメントⅡの**評価間隔は1秒**としてはどうか。
- そのうえで、アセスメントⅡに用いる実績データとして落札ブロック時間の全数チェックを行うと、取り扱うデータ量が膨大になり、特に、オフラインで参入する事業者等にとってはデータ処理作業等の負担が増加することも想定されることから、**評価対象とする実績データは、一般送配電事業者が任意に指定する期間のデータを確認**することとしてはどうか。
 なお、一次は自端制御であり、オフラインのリソースは応動実績データを事後に提出することになるため、評価を行う期間をランダムに指定する等、予見性を有しないようにする必要があるのではないかと。また、エリア間によるアセスメントⅡの取り扱いに差が生じることが無いよう、評価対象とする期間はエリア間で同一とすることを基本としてはどうか。
- また、アセスメントⅡを実施するにあたり、一般送配電事業者は、**事業者等が予め申告した遅れ時間分を補正して評価を行う**こととしてはどうか。そのため、アセスメントⅡで使用する応動データについては、事業者が現地で取得、保存しているタイムスタンプ付きの1秒データを用いることを基本としてはどうか。
 ※なお、オンラインで一般送配電事業者へタイムスタンプ無しで送信しているデータを用いる場合は、データのやり取り遅れも含めて、一般送配電事業者が補正することとする。

計測間隔および評価間隔



遅れ時間の補正



- アセスメントⅡにおいては、リソースの出力変化量を評価するため、基準となる計画値が必要となるが、データの評価間隔が1秒であることを踏まえると、**事業者は、原則として、1秒単位の計画値を提出**する必要がある。
- 他方で、この基準となる計画値は、発電機等においては発電計画がそれに該当するが、1秒単位の発電計画の策定は事業者の負担も大きいと、三次①で整理したものと同様に**1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者がその1分単位の計画値を線形補間等により1秒単位に変換したものをアセスメントⅡの基準となる計画値とすることも許容**することとしてはどうか。
- また、**DSR等における基準値**は、三次①で整理したものと同様に、**基本的な算出方法を「直前計測型※1」**とすることとし、事業者が計画値を策定する**「事前予測型※2」も選択できる**こととしてはどうか。
- なお、こうした基準の提出方法の詳細については、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してはどうか。

※1：三次①での整理を踏まえ、1秒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の5分間を平均する。

※2：原則として、1秒単位での計画値を提出。なお、発電機等の場合と同様、事業者の負担も考慮し、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者が線形補間等により1秒単位に変換することも許容する。

三次①における基準値の設定について

49

- 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が確認できたため、このことを前提に、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	指令（指令値ゼロを含む）直前の実需要の値を基準値に設定	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	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	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	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	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

■ 以上を踏まえて、一次における平常時のアセスメントⅡの具体的な実施方法は、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
評価対象	出力変化量※1※2
評価間隔	1秒
評価方法 および 許容範囲	評価点における出力変化量をもとに30分 コマ単位で近似線を算出し、近似線の傾 きが調定率の傾きと同方向にあること
評価頻度	一般送配電事業者が任意に指定する期 間を抜き打ちで確認

※1：事業者が事前に申告した遅れ時間に基づきデータを補正して評価する

※2：周波数の理論値は各エリア中給において一般送配電事業者が計測した周波数

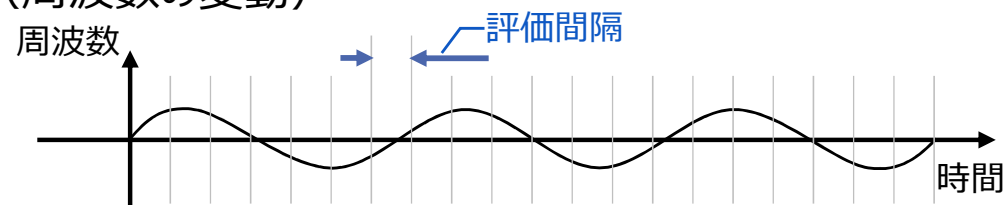
【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池等	発電計画※3
DSR等	基準値※3

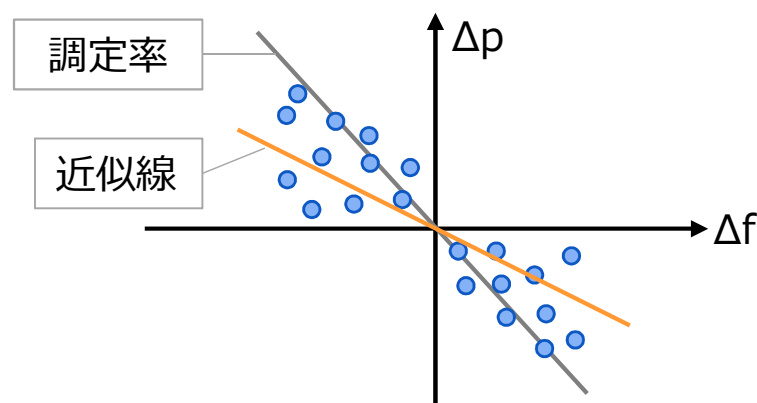
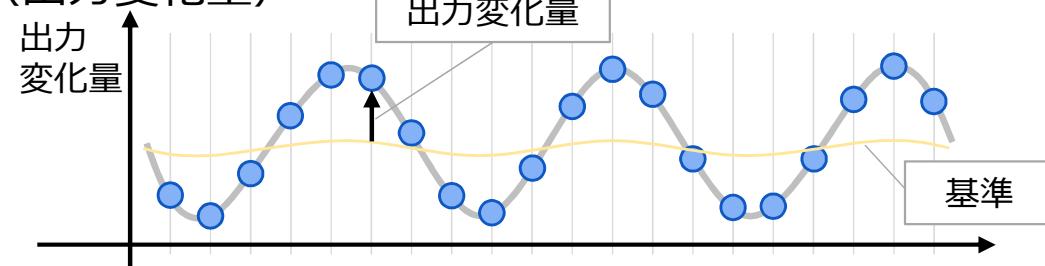
※3：評価間隔と同間隔で基準を作成

【アセスメントⅡのイメージ】

（周波数の変動）



（出力変化量）



近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認

- 一次は、周波数調整において重要な調整力であることから、ペナルティ強度を他の商品より高く設定するという考え方もあるが、アセスメントⅡの評価において、調定率に基づく応動を正確に評価することが現状では困難であることも勘案し、**平常時におけるアセスメントⅡにおいて不適合判定**となった場合については、まずは三次①、②で整理したものと同様に、**金銭的ペナルティを課す**こととし、そのペナルティ強度についても、 **ΔkW 落札価格の1.5倍**としてはどうか。なお、運用実態等に応じて適宜見直しを検討することとしたい。
- また、不適合と判定された場合は、計測誤差等の技術要素の再設定などの是正勧告を行ったうえで、三次①、②で整理したものと同様に、**月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける**こととしてはどうか。

三次①における契約不履行ペナルティについて

56

- 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。

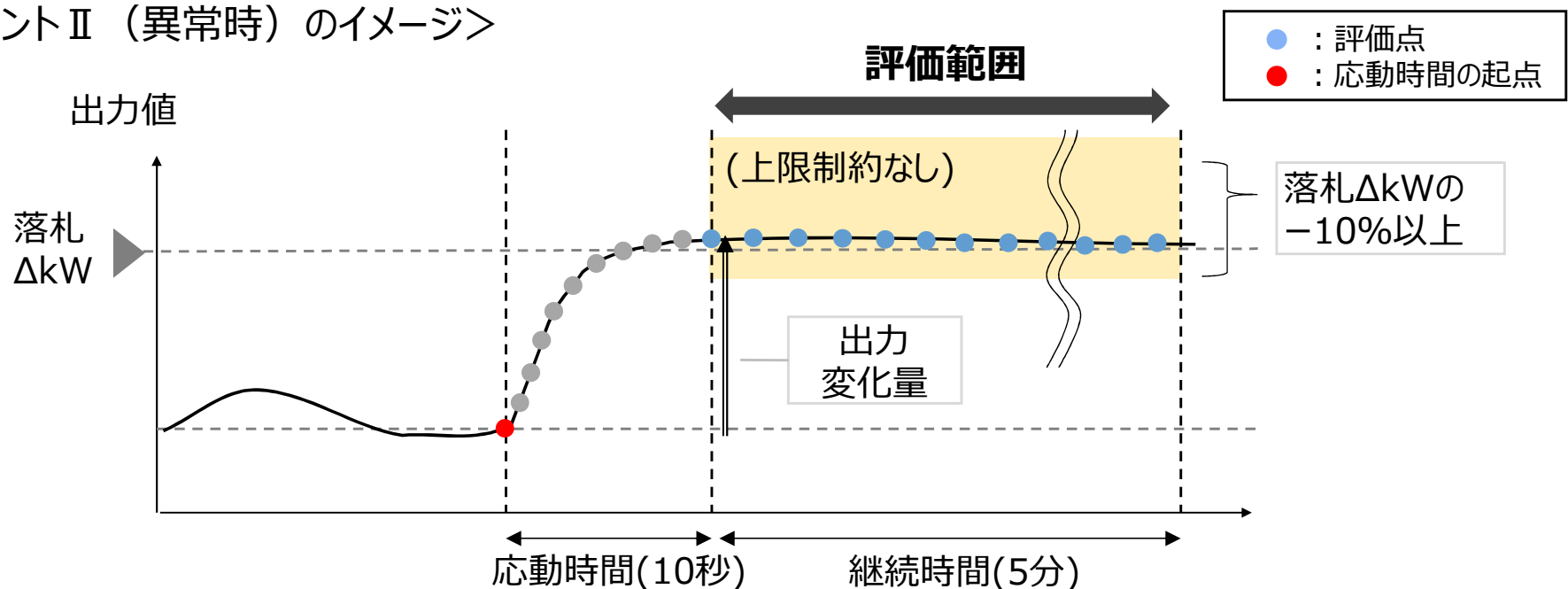
(アセスメントⅡ)

- ✓ 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な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。

- 一次は、電源脱落等の異常時において、周波数低下を抑制する役割を担っており、これが十分機能しない場合には、電力の品質に大きな影響を与えることが考えられる。
- このため、電源脱落等の異常が発生した場合は、**その都度**、一次を落札している全てのリソースに対して、**応動時間内に落札 ΔkW の最大値を供出**しているか、また周波数低下の継続期間中に**継続して落札 ΔkW の最大値を供出し続けている**ことを評価することとしてはどうか。
- 許容範囲の設定については、機器の動作等に一定の誤差が生じることを踏まえ、継続時間中においては、三次①、②と同様、**出力変化量が落札 ΔkW の-10%以上を供出していることを確認**することを基本とし、その詳細については、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してはどうか。

<アセスメントⅡ（異常時）のイメージ>



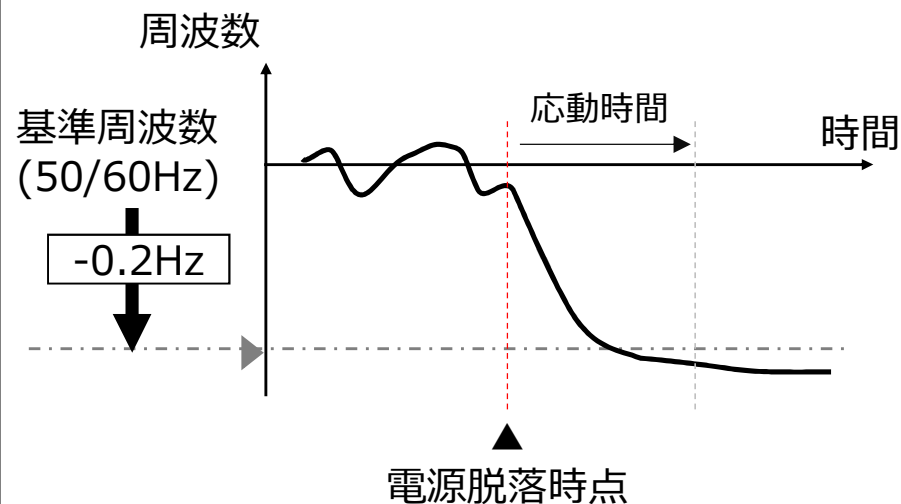
- 異常時であることの判定については、系統周波数が周波数計測の設定値を超過したことをその判断基準とすることとしているが、この設定値については、現状における周波数品質の維持を目指す観点から、**現行の周波数調整目標値である-0.2Hz**※とすることとしてはどうか。

※北海道エリアにおいては現行の周波数調整目標値を-0.3Hzとしていることから、北海道エリアの設定値は-0.3Hzとする。

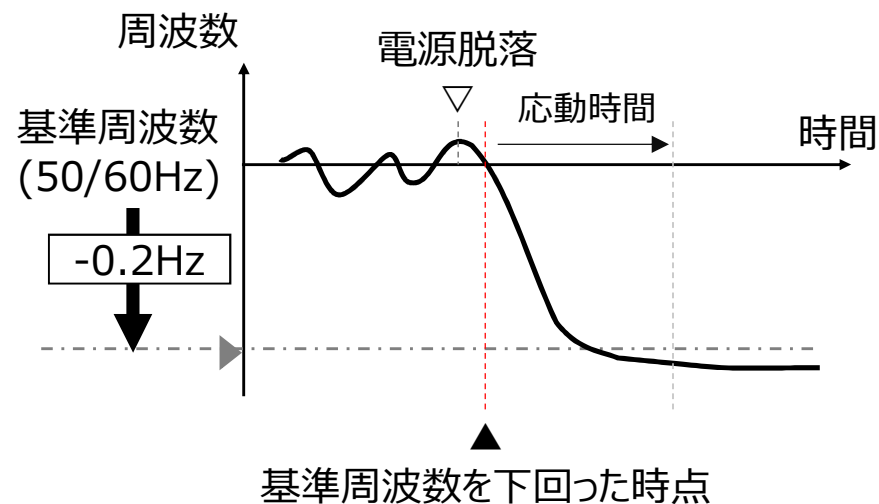
- また、その際の**応動時間の起点**については、**異常時の原因となる電源脱落等が発生した時点**としてはどうか。なお、電源脱落時点において基準周波数を上回っている場合は、電源脱落后最初に基準周波数(50/60Hz)を下回った時点とする。

応動時間の起点

＜電源脱落時、基準周波数を下回っている場合＞



＜電源脱落時、基準周波数を上回っている場合＞



■ 以上を踏まえて、一次における異常時のアセスメントⅡの具体的な実施方法は以下の通りとしてはどうか。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

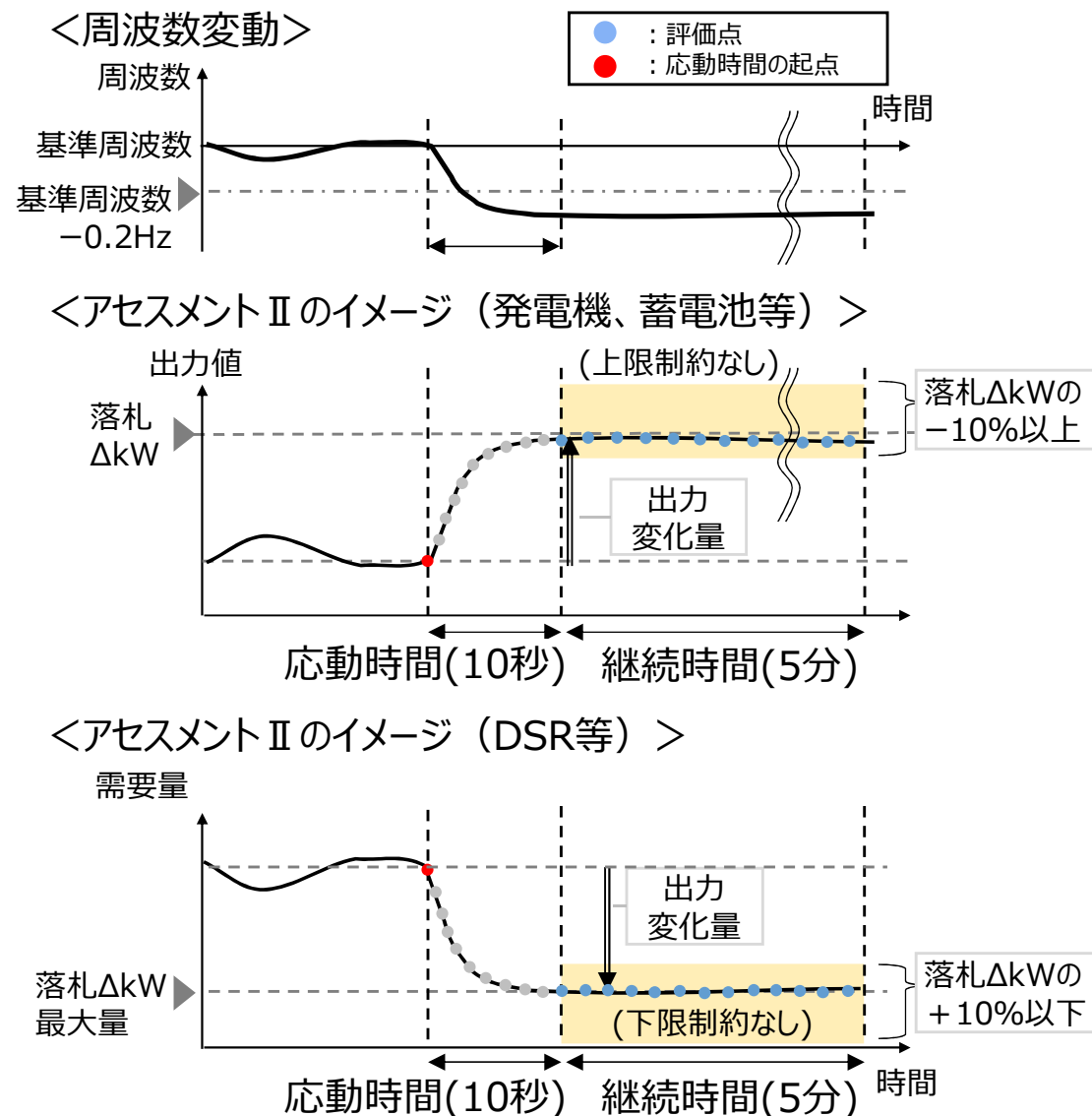
項目	実施内容
評価対象	出力変化量※1※2
評価間隔	1秒
許容範囲	電源脱落時刻から10秒後の周波数偏差 - $\Delta kW \times 10\%$ にもとづく理論値※2
評価方法	✓ 電源脱落の発生時刻※4を起点に10秒後の出力値変化量が周波数偏差にもとづく理論値※3に到達していること ✓ 周波数低下の継続中は、電源脱落の発生時刻※4から10秒後を起点に周波数偏差に基づく理論値※2を最低5分間継続して出力していること
頻度	電源脱落等の発生時刻※4の10秒後～基準周波数から0.2Hz以上低下している間（都度実施）

【計測時の基準の考え方】

発電機・蓄電池等	発電計画※5
DSR等	基準値※5

- ※1：事業者が事前に申告した遅れ時間に基づきデータを補正して評価する
 ※2：周波数の理論値は各エリア中給において一般送配電事業者が計測した周波数
 ※3：理論値が ΔkW 落札量より大きい場合には、 ΔkW 落札量とする
 ※4：電源脱落時点において基準周波数を上回っている場合は、電源脱落後最初に基準周波数(50/60Hz)を下回った時点
 ※5：評価間隔と同間隔で基準を作成

【アセスメントⅡのイメージ】



- 電源脱落等により周波数が大幅に低下するような異常時においては、一次は周波数低下を抑制するうえで極めて重要な役割を担うことを踏まえると、このような**異常時におけるアセスメントⅡは平常時より厳格に評価**する必要があるのではないか。
- この考え方に基づき、異常時における一次のアセスメントⅡにおいて不適合と判定された場合には、**金銭的ペナルティ**は平常時と同じペナルティ強度である **ΔkW 落札価格の1.5倍**を課す一方で、**1回目の不適合判定でも事前審査を改めて実施**することとし、その事前審査に通過できない場合は、**一定期間、一次への市場参加を禁止**するなどの措置を講じることとしてはどうか。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査**
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 一次を落札したリソースが調定率に基づき応動していることは、アセスメントⅡにおいて評価する必要があるが、前述の通り、周波数計測誤差や遅れ時間等の要因により、アセスメントⅡに用いる応動実績のデータでは、リソースが調定率に基づき適切に応動しているかを正確に評価することが困難と考えられる。
- このため、一次へ参入を予定するリソースが平常時および異常時に求められるそれぞれの応動について、**商品要件および技術要件へ適合していることを事前審査において精緻に確認**することで、その動作を担保することとしてはどうか。
- なお、この事前審査で確認する事項や実施方法に関する詳細については、市場運営者である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してはどうか。

<事前審査で確認する項目（例）>

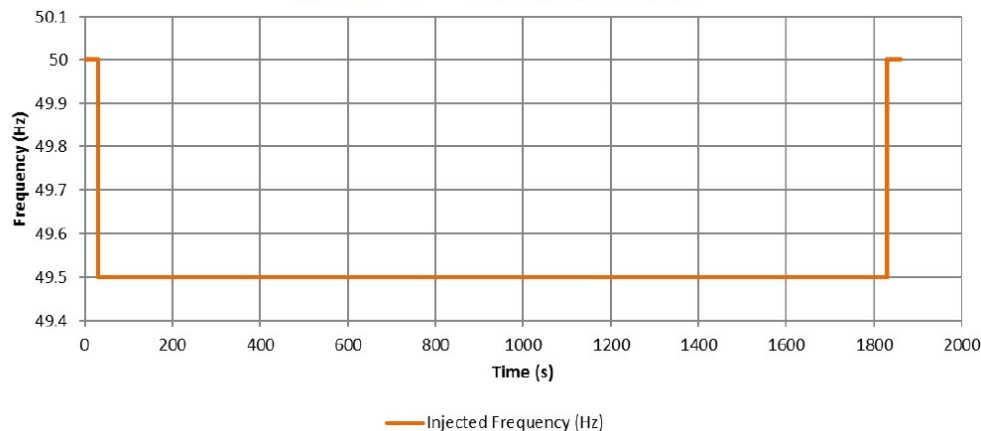
	審査項目	模擬信号のイメージ	出力結果のイメージ
①	調定率		①調定率 (不感帯設定なし)
②	不感帯		①調定率 ②不感帯 (不感帯設定あり)
③	遅れ時間		
④	応動時間		
⑤	ΔkW 供出量		
⑥	継続時間		

(参考) イギリスにおける事前審査の例

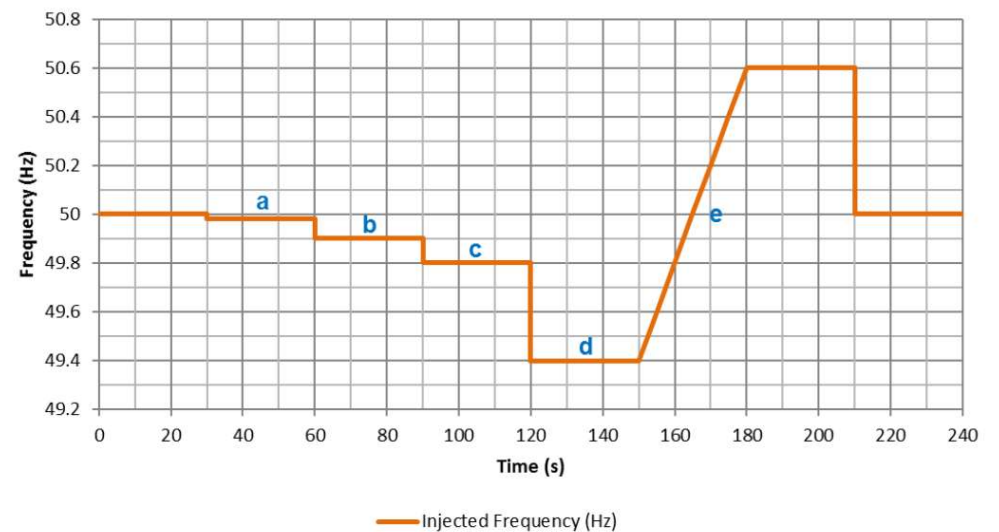
- イギリスでは、事前審査において模擬的な周波数信号への追従性の確認等により、周波数偏差に対する応動の追従性を確認している。
 - ✓ステップテスト : ステップ上の周波数低下を模擬した信号により、遅れ時間および継続時間等を確認
 - ✓レスポンステスト : 周波数変動を模擬した信号により、調定率に基づく応動および不感帯域における応動等を確認

＜イギリスのFFRにおける事前審査に用いる模擬信号イメージ＞

Test 1 – Step Tests

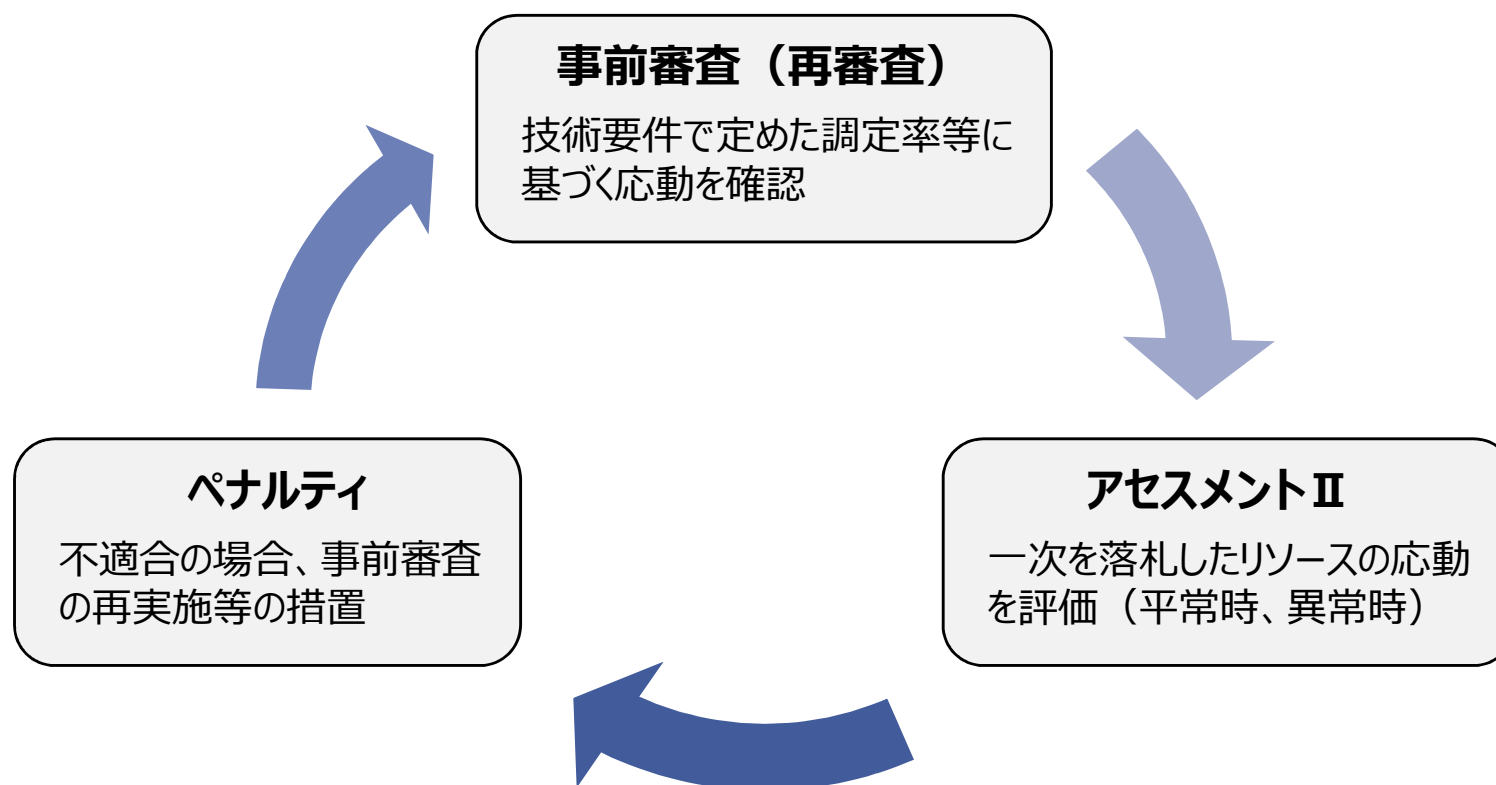


Test 2 – Response Tests



- 一次に応札するリソースについては、まずは事前審査において商品要件および技術要件への適合を精緻に確認したうえで、市場取引において落札した場合にはアセスメントⅡにおいて実応動の評価を行い、それにおいて調定率に基づく応動が十分でない等の不適合が確認された場合には、事前審査を再実施することで改めて技術的な応動確認を行うことにより、技術要件で定めた調定率等に基づく応動を適切に行えることを確認する。

＜一次のリソースが技術要件に沿った応動ができることを確認する流れ＞



1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算**

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

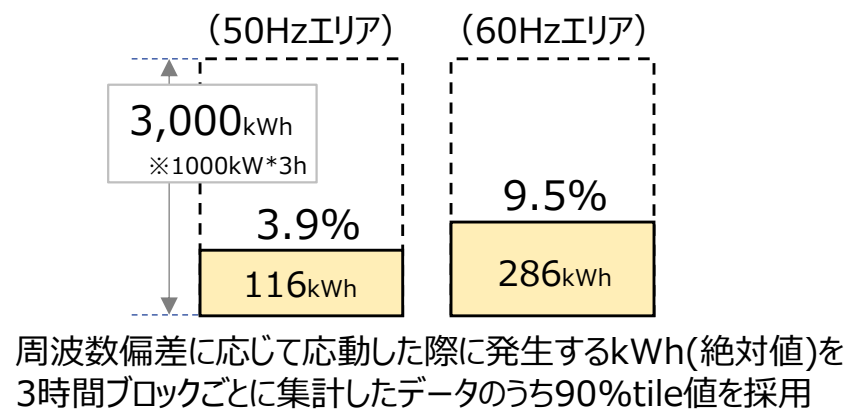
- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

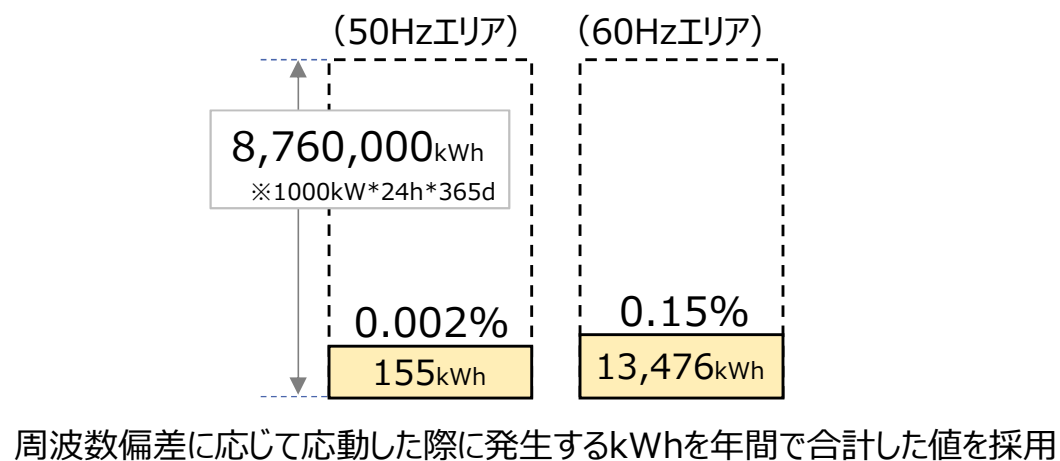
- 一次におけるkWh精算については、一次のみの応動において大きなkWhが発生しないのであれば需給調整市場の契約によるkWh精算は不要との意見がある一方で、電源脱落時も含めkWhが生じるのであれば何らかの形でkWh精算は必要との意見もある。
- そのため、一次が単一商品として応動した場合に生じるkWhを、2020年度の周波数実績を基に試算したところ、1MWのΔkWに対し、商品ブロック3時間単位で10%程度、年間で0.1%程度のkWhが生じる結果が得られている。
- 需給調整市場で落札した電源や余力活用電源は、実運用段階では、基本的に事業者が設定したkWh単価に基づきメリットオーダーで運用するところ、自端制御である一次については、需給調整市場で落札した全てのリソースがメリットオーダーとは無関係に応動するため、中長期的に生じる電力量は少ないとはいえ、需給調整市場に基づくkWh単価で精算すると効率化が図られない可能性もありうると考えられる。
- このため、**一次を単一商品として落札した場合には需給調整市場に関する契約によるkWh精算は行わず、託送契約におけるインバランスに包含して精算※**することとしてはどうか。また、この一次の応動に伴い発生するkWh相当量は事業者の責によるものではないことから、当該kWhは不適切な行為の対象とはみなさないこととしてはどうか。

※一般送配電事業者において、別途、託送供給等約款の改正等の対応を実施する必要がある。

3時間単位で発生するkWh(概算)



年間で発生するkWhの合計(概算)



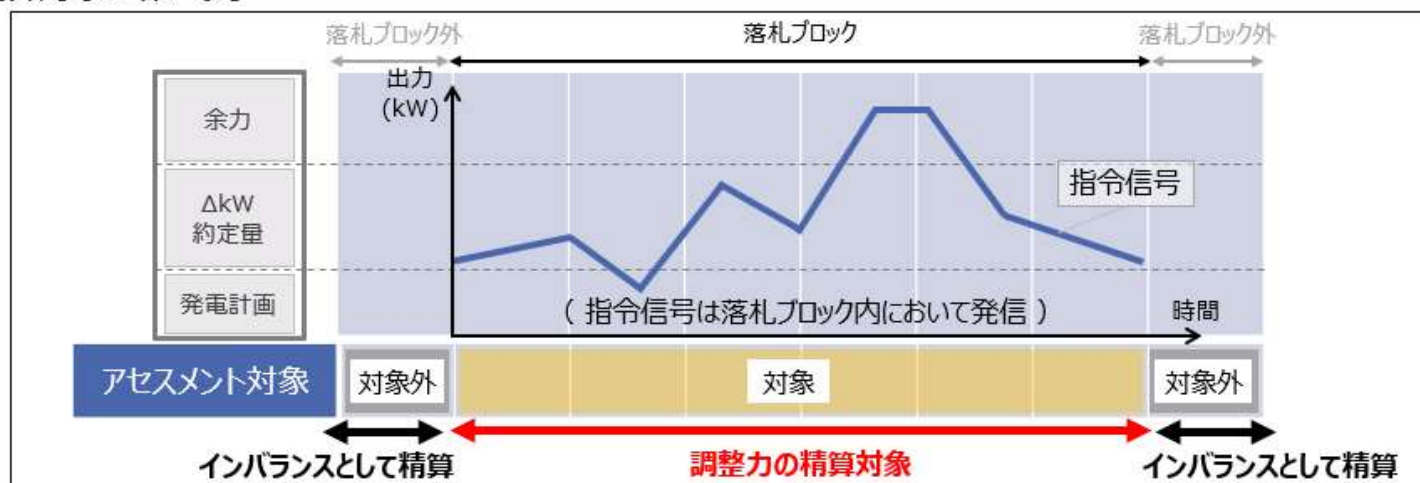
- 一次における ΔkW 精算に関する考え方については、これまで整理を行ってきた三次①、②と同様に、 ΔkW は落札ブロックを対象に精算することとしてはどうか。

ΔkW および kWh 精算に関する考え方について

66

- 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。
- 意見募集では、落札ブロック前後についても調整力として精算して欲しいとの要望があった。
- しかしながら、落札ブロック前後はアセスメント対象外であり調整力として応動したかどうかの評価はなされない。また調整力としての kWh 精算は、アセスメントされたものを対象としなければ価格差を利用したゲーミングが生じる可能性がある。
- このことから、 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。

【精算対象のイメージ】



1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

- 二次①は、平常時において時々刻々と変動する需要と供給の誤差に対する調整に加え、電源脱落等の異常時の周波数または需給バランス回復の役割を担うことになるが、一次が自端制御であることとは異なり、二次①は一般送配電事業者の中給システムがエリアの制御量であるARを基に算出し、発信されるLFC信号に追従した応動が求められる。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 第21回本小委員会において、二次①は遅れ時間を技術要件の項目として設定することとし、その具体的な設定値については事前審査・アセスメント等と併せて検討することとした。
- なお、二次①のLFC信号については、中給システムから専用線を介して数秒～数十秒周期で指令を発信しており、遅れ時間は、リソースがこの指令値を受信してから調整力の供出を開始するまでの時間となる。

二次①におけるLFC信号に応じた応動の詳細について

一次

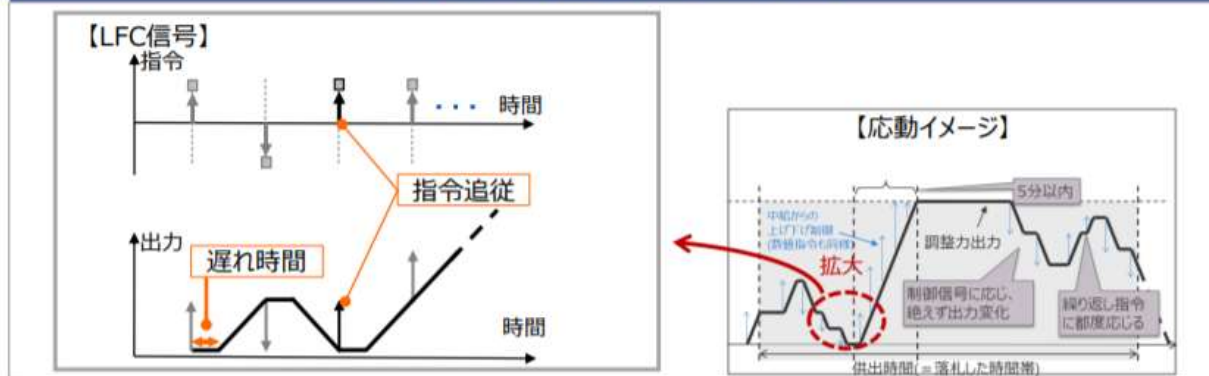
二次①

二次②

55

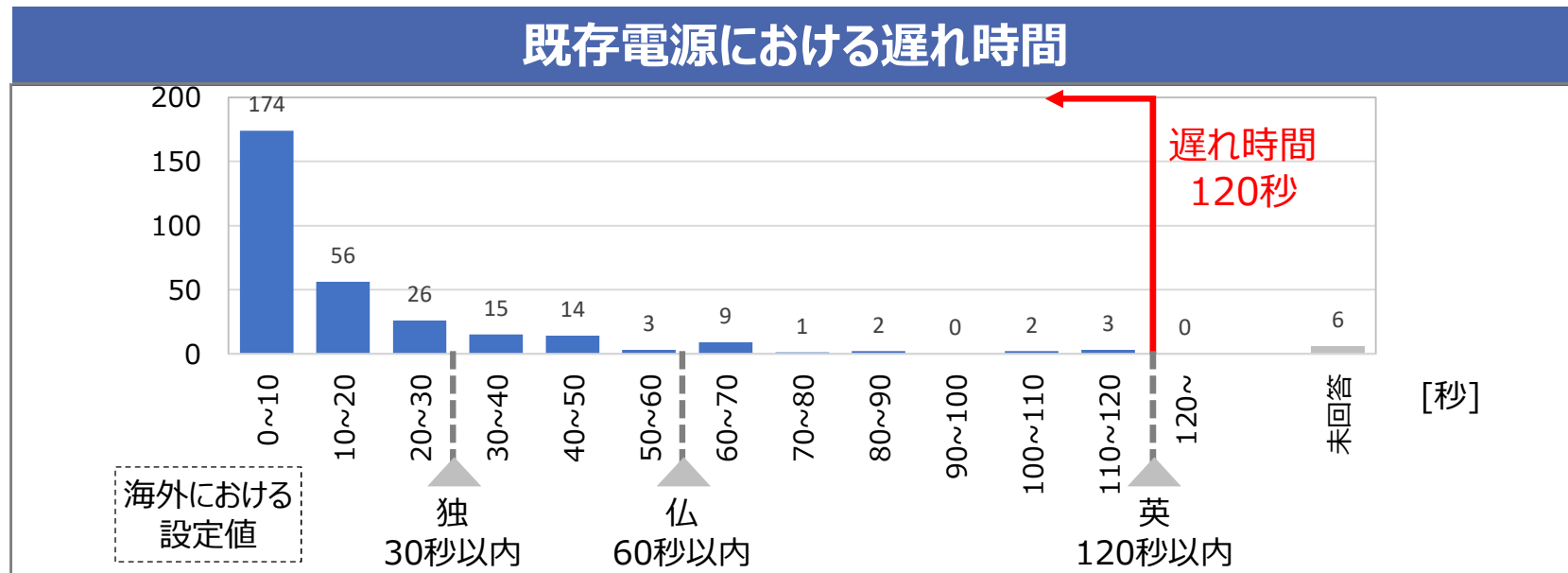
- 二次①は、平常時においては、エリア毎に時々刻々と数秒単位で変動する需要と供給の誤差を調整する役割を担っていることから、落札ブロック期間を通じて、中給システムから数秒周期で発信されるLFC信号を受信後、可能な限り速やかに系統に対して出力を供出することが求められる。他方で、火力発電機等の同期電源は、信号の受信後、一定時間の経過（遅れ時間）後に系統に出力を供出することとなる。
- このため、二次①についても、遅れ時間を技術要件として設定することとした上で、後述する異常時における応動の考え方とあわせて、事前審査、アセスメント等でLFC信号への追従性を確認することを前提に、二次①に関する定量的な変化速度は技術要件として設定しないこととしてはどうか。
- なお、商品要件における応動時間は、一般送配電事業者が指令を発信してからリソースの出力が指令値に到達するまでの時間と定義している。このため、遅れ時間については、伝送に要する時間や、リソースの出力が指令値に到達するに要する時間も踏まえ、設定することとしてはどうか。

LFC信号に追従した応動のイメージ



出所) 第3回 需給調整市場検討小委員会 (2018.4.27) 資料5-2-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_03_haifu.html

- 二次①における遅れ時間は、一般送配電事業者が発信するLFC信号を受信してからリソースが応動を開始するまでに要する時間を示すものであり、現行の調整力公募で参入している既存電源では、数秒～120秒程度の遅れ時間をもって応動していることを確認している。
- LFC信号はエリアの需給ギャップを数秒周期で算出したARを基に制御するものであり、全ての二次①電源の遅れ時間が30秒を超える場合には、周波数品質が低下する可能性があるといったシミュレーション結果が出ていることもあり、技術的には30秒以内と設定することも考えられる。他方で、遅れ時間を30秒に設定すると、1～2割の既存電源が市場参入できず、二次①の必要量を調達できない可能性もある。このため、市場開設当初は、**まずは二次①の遅れ時間は120秒以内**と設定することとしてはどうか。
- ただし、現状で120秒より早く応動しているリソースがスペックを下げることを容認するものではないため、市場開設後の二次①の調達状況および、将来的に再エネが主力電源となるなかで必要とされる二次①の遅れ時間の技術的な検討結果も踏まえ、グリッドコードとも協調を図りつつ、120秒を短縮することも含め、必要に応じて需給調整市場の設定値の見直し等を検討することとしてはどうか。



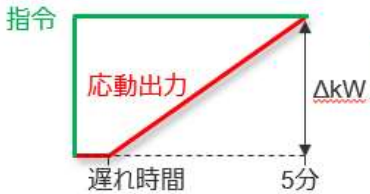
(参考) 二次①の遅れ時間に係る周波数品質への影響評価

- 一般送配電事業者が実施したシミュレーションによると、全ての電源等の遅れ時間が30秒を超える場合には、周波数品質が低下する可能性があるといった結果が出ている。

周波数シミュレーション結果

- シミュレーションツール（電気学会 技術報告 第1386号 需給・周波数制御システムモデル（AGC30モデル））を用い、遅れ時間を変化させた場合の周波数偏差の変化傾向を確認した。
- 連続制御ケースでは、遅れ時間30秒で、周波数偏差の95パーセンタイル値が0.1Hz程度となり、現状の60Hz系統の目標値（周波数偏差 ± 0.1 Hz以内の周波数時間滞在率が95%以上）を概ね守ることができるものと考えられる。
- 他方、遅れ時間30秒を超えるケースでは、現状の周波数調整目標範囲である周波数偏差 ± 0.2 Hzを逸脱する断面がある。
- また、離散制御ケース（DR等を想定）の結果からは、遅れ時間後に瞬時に ΔkW 約定量に到達する応動をしても周波数品質が悪化しないことを確認した。

【シミュレーション結果】

ケース	応動イメージ	遅れ時間	周波数偏差(Hz)		
			最大	最小	95パーセンタイル値
AGC30のモデルケース	—	3秒	0.136	-0.169	0.096
連続制御ケース 遅れ時間後、応動時間内に ΔkW 約定量に到達するまでの 変化レートで応動		10秒	0.126	-0.147	0.086
		30秒	0.146	-0.163	0.105
		60秒	0.179	-0.211	0.137
		90秒	0.209	-0.280	0.152
離散制御ケース 遅れ時間後、 ΔkW 約定量に 瞬時に到達		0秒	0.101	-0.103	0.059
		30秒	0.130	-0.123	0.071
		60秒	0.167	-0.158	0.102
		90秒	0.214	-0.227	0.151

(参考)諸外国の需給調整市場における二次①相当の技術要件

32

■ 今回実施した二次①相当の技術要件に関する海外事例調査の結果は以下の通り。

	日本(現行)	イギリス 	ドイツ 	フランス 	アメリカ 
対象TSO	一般送配電事業者	National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	PJM
商品	-	Fast Reserve	Secondary Control Reserve	Secondary Control	Regulation (Reg A)
指令追従	・中給から発信されるLFC信号へ追従	・National Gridから発信される指令信号に追従	・各TSOから発信される指令信号に追従	・RTEから発信される指令信号に追従	・PJMから2秒周期で発信される信号に追従 ・伝送遅延10秒許容
応動開始遅れ	・設定なし	・指令後2分以内に応動開始すること(応動時間:5分)	・理論値と実出力に30秒以上の差がないこと(応動時間:5分)	・60秒後には提供開始すること(応動時間:400秒)	・10秒間隔で応答遅延を定量化し、10秒以上の遅れはパフォーマンススコアの一部として評価し、ペナルティ対象
変化速度・中間点	・5%/分以上(GT及びGTCC) ・1%/分以上(その他)	・25MW/分以上	・事前審査時に、契約値から一定の許容範囲を設け、変化速度の閾値の中での応動を要求	・事前審査時に、契約値から一定の許容範囲を設け、変化速度の閾値の中での応動を要求	・PJMに提出したランピングレートで出力を増減
継続時間	・30分以上	・30分	・10分	・30分	・追従性を確認
LFC幅	・5%以上	・設定無し	・設定無し	・設定無し	・設定無し

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 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、二次①についても、これまで整理してきた三次①、②と同様の方法で、アセスメント I を実施することとしてはどうか。

42

アセスメント I の具体的な実施方法について

- 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
✓ 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。	✓ 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。

ゲートクローズ時点の発電計画

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

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

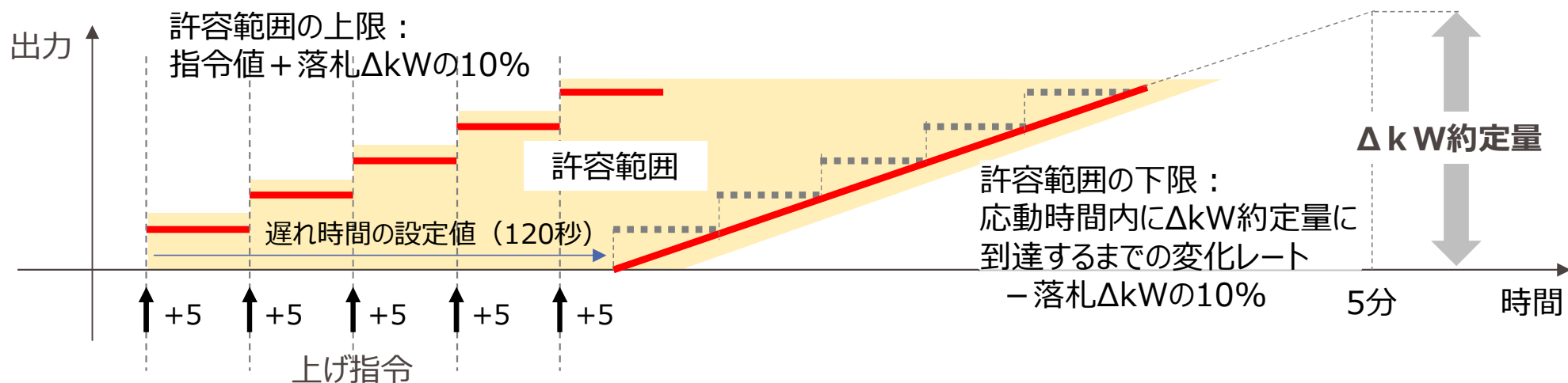
4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 二次①の指令信号であるLFC信号は、出力変化量（例えば、1MW増出力、1パルス分増出力等）を指令することになる。このため、二次①のアセスメントⅡの基本的な考え方としては、**リソースの出力が、事業者が提出する計画値に、LFC信号に基づく出力変化量を上乗せした値に追従していることを評価**することとしてはどうか。
- また、このLFC信号に基づく出力変化量については、二次①の商品要件である応動時間5分以内に ΔkW 約定量に到達することを基にした変化レートにより算出することとしてはどうか。
- そのうえで、評価方法については、三次①において整理したものと同様に、LFC信号に基づく出力変化量を上乗せした値に対して、落札された ΔkW の $\pm 10\%$ の許容範囲を設定することとしたうえで、その許容範囲は発電機等の遅れ時間がその時々で変わりうることを踏まえ、技術要件で設定した遅れ時間も考慮した範囲を設定し、評価点の90%以上がこの許容範囲内に滞在していることを確認することを基本としてはどうか。
- また、周波数の急激な低下等の異常時において、落札された ΔkW の最大値を供出するためのLFC信号が継続して発信された場合、商品要件である応動時間※以内に落札 ΔkW の最大値を供出しているか、また当該LFC信号が継続している期間中に ΔkW の最大値を供出し続けていることを、その都度、確認することとしてはどうか。

<許容範囲のイメージ（一例）>

※：中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間



- 二次①では、秒単位で指令されるLFC信号に追従することを求めているため、アセスメントⅡにおいてはこうした追従性を評価するため秒単位での評価を行うことが望ましいと考えられる。
- また、二次①は専用線による接続を要件として求めており、その専用線により事業者から一般送配電事業者へ1秒～5秒周期で応動実績データが送信されていることから、アセスメントⅡに用いる実績データについては、この応動実績データを用いることとし、その**評価間隔**については、まずは現状取得可能なデータの最小単位である各エリアにおける**応動実績データの中給取得周期**とすることを基本としてはどうか。
- そのうえで、アセスメントⅡを実施するにあたっては、リソースから中給へのデータ伝送遅れも考慮して評価を行うこととし、こうしたデータの補正方法の詳細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してはどうか。
- なお、市場開設時点においては、エリア毎に中給システム仕様が異なるため、応動実績のデータ取得周期も含め、制御仕様がエリア毎に異なるところ、将来的には、中給システムの抜本改修に合わせて、仕様統一を図る方向性が示されている。この仕様統一については、事業者のシステム構築にも影響を与えることになるため、仕様統一案については整理出来次第、本小委員会において一般送配電事業者から説明を求めることとしたい。

【各エリアにおける応動実績データの中給システム取得周期】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
応動実績データ 中給取得周期	3 秒	5 秒	1 秒	5 秒	5 秒	1 秒	2 秒	2 秒	2.5 秒

出所) 一般送配電事業者より受領

- アセスメントⅡにおいては、リソースの出力が、事業者が提出する計画値に、LFC信号に基づく出力変化量を上乘せした理論的な値に追従していることを評価することから、**事業者は、原則として各エリアにおけるアセスメントⅡの評価間隔に合わせて基準となる計画値を提出**する必要がある。
- 他方で、この基準となる計画値は、発電機等にあつては発電計画がそれに該当するが、数秒単位での発電計画の策定は事業者の負担も大きいと、一次における整理と同様、**1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者がその1分単位の計画値を線形補間等により評価間隔に変換したものをアセスメントⅡの基準となる計画値とすることも許容**することとしてはどうか。
- また、**DSR等における基準値**についても一次における整理と同様、**基本的な算出方法を「直前計測型※¹」**とすることとし、事業者が計画値を策定する**「事前予測型※²」も選択できる**こととしてはどうか。
- なお、こうした基準の提出方法の詳細については、一次における検討と併せて、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してはどうか。

※ 1 : 一次における整理と同様、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の5分間を平均する。

※ 2 : 原則として、各エリアの評価間隔に合わせて計画値を提出。なお、発電機等の場合と同様、事業者の負担も考慮し、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者が線形補間等により各エリアの評価間隔に変換することも許容する。

■ 以上を踏まえて、二次①における平常時のアセスメントⅡの具体的な実施方法は、以下の通りとしてはどうか。

【具体的な方法（概要）】

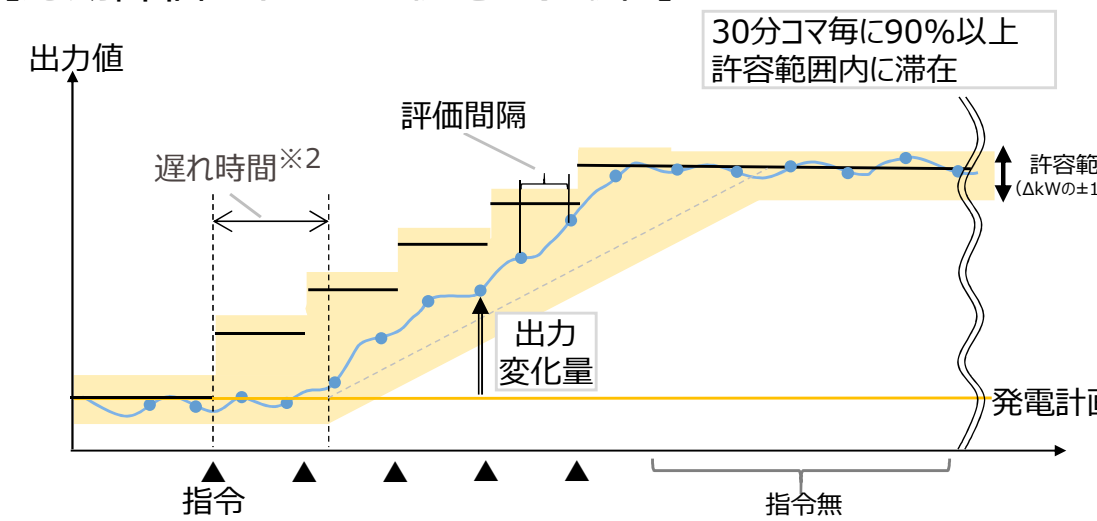
項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	各エリアの応動実績のデータ取得周期 (当面は各エリアによって異なる)
許容範囲	上限：指令値から落札されたΔkWの10% 下限：応動時間内にΔkW約定量に到達する変化速度から落札されたΔkWの-10%
評価方法	計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること

【計測時の基準の考え方】

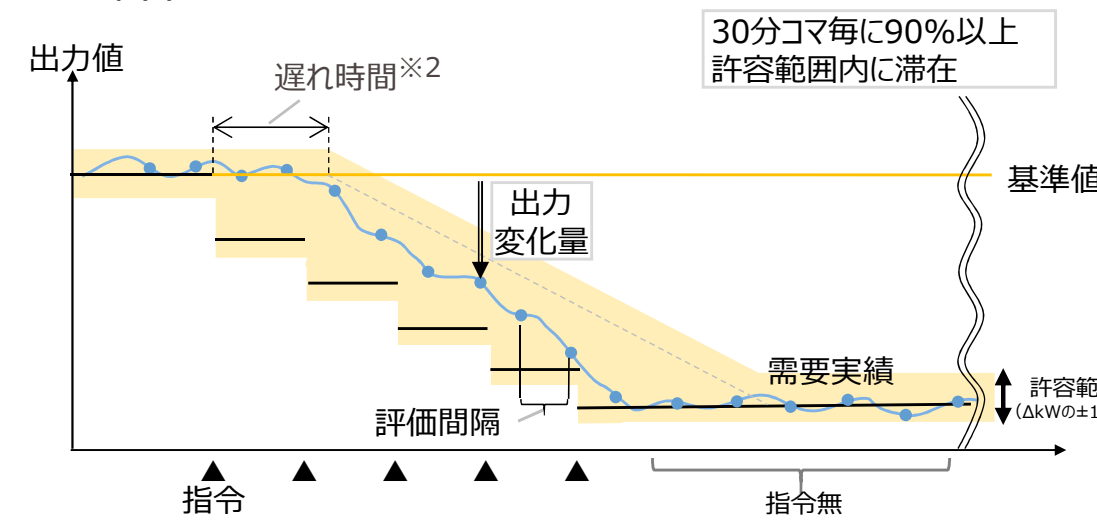
発電機・蓄電池等	発電計画※1
DSR等	基準値※1

※1：評価間隔と同間隔で基準を作成
※2：中給から指令を受信してから出力を供出開始するまでに要する時間

【応動評価のイメージ（発電機等の例）】

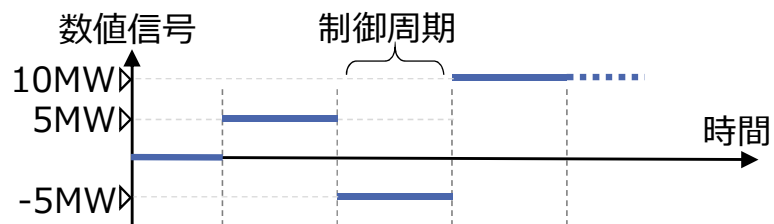


【応動評価のイメージ（DSR等の例）】

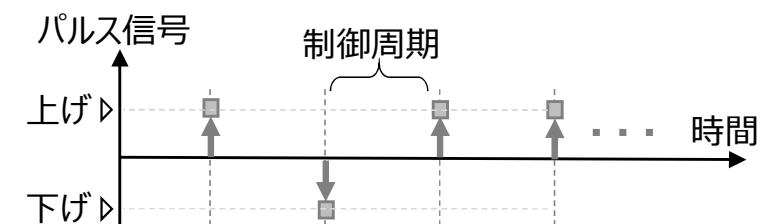


- 現状、一部のエリアでは、LFC信号を、数値による指令ではなく、パルスによる指令として発信している。
- このパルス指令により二次①の応動を求めるエリアにおいては、事前審査の段階で、発電事業者等と一般送配電事業者の間で、1パルス当たりの出力変化量を取り決めることとしてはどうか。
- なお、系統連系技術要件が適用される発電機等は、その要件においてLFC変化速度が定められている一方、蓄電池等については、現状において系統連系技術要件が適用されておらず、また出力変化量を任意に設定可能であるため、系統連系技術要件で定めているLFC変化速度等も参考に1パルス当たりの出力変化量を取り決めることとし、詳細は一般送配電事業者が定める取引規程で取り決めることとしてはどうか。

数値指令への追従イメージ



パルス指令への追従イメージ



- 二次①のアセスメントⅡにおいて不適合判定となった場合には、三次①、②の整理と同様、**金銭的ペナルティを課す**こととし、そのペナルティ強度についても、まずはこれまで整理してきた三次①、②と同様、 **Δ kW落札価格の1.5倍**とし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討することとしてはどうか。
- また、不適合と判定された場合は、三次①、②で整理したものと同様、**月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける**こととしてはどうか。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査**

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

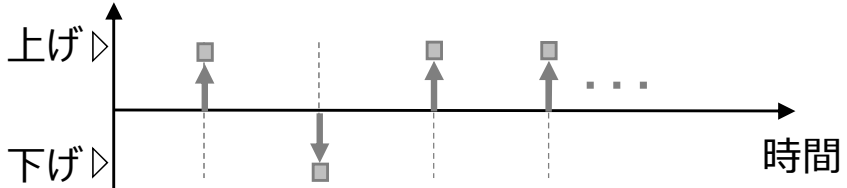
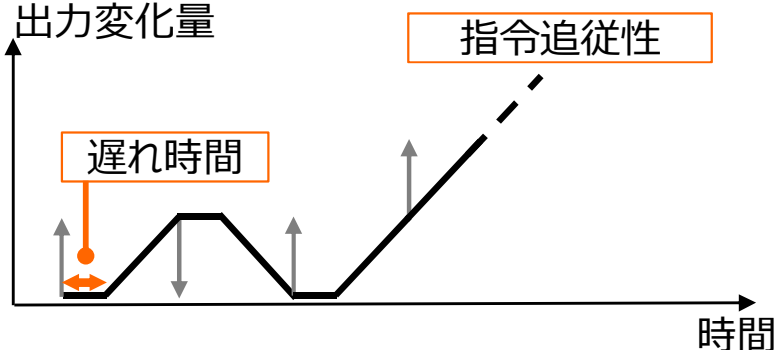
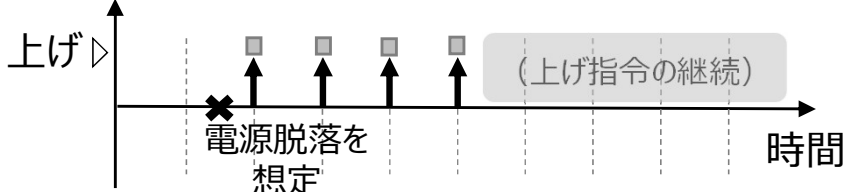
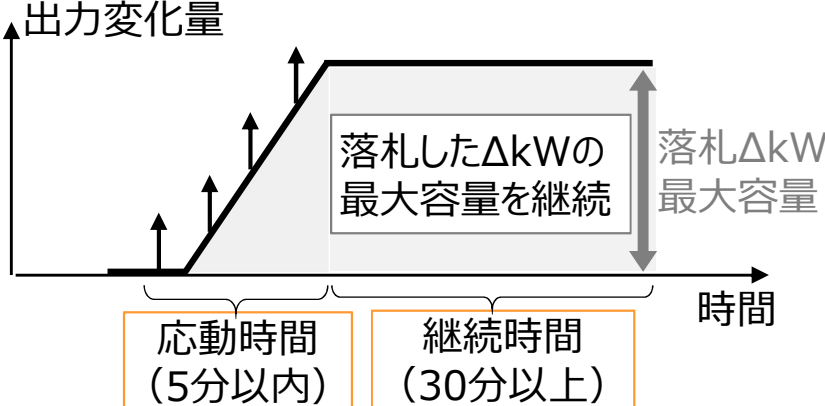
- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 二次①における事前審査においては、二次①への参入を予定するリソースが平常時および異常時にそれぞれ求められる応動を踏まえ、商品要件および技術要件へ適合していることを満たしていることを確認する必要があるが、事前審査で確認する事項や実施方法に関する詳細については、市場運営者である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してはどうか。

<事前審査で確認する項目（例）>

	審査項目	模擬信号のイメージ	出力結果のイメージ
①	指令追従性	LFC模擬信号（例：パルス指令の場合） 	
②	遅れ時間		
③	応動時間	LFC模擬信号（例：パルス指令の場合） 	
④	継続時間		

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
 - (5) 精算
2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) アセスメントⅠ
 - (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等
4. その他の整理事項について
5. まとめ

- 二次②は、小売電気事業者が策定した需要計画と需要実績のGC以降の誤差、および再エネ出力予測と実績のGC以降の誤差（予測誤差）を調整する役割を担うことになり、一般送配電事業者の中給システムが需要予測および再エネ予測に基づき算出し、発信するEDC信号に追従した応動が求められる。
- これは、応動時間や継続時間の違いはあるものの、指令・制御方法および指令間隔等に関する要件は、残余需要の予測誤差に対応するための商品である三次①と同様である。
- このことから、第21回本小委員会において、二次②については個別の技術要件は設定しないこととしたうえで、三次①と同様の考え方に基づき、事前審査およびアセスメント等によりその応動を確認することと整理した。

二次②の技術要件および応動に関する整理について

一次 二次① 二次② 61

- 二次②は、小売電気事業者が策定した需要計画と需要実績のGC以降の誤差、および再エネ出力予測と実績のGC以降の誤差（予測誤差）を調整する役割を担うことになり、一般送配電事業者の中給システムが将来の需要および再エネ予測に基づき算出し、発信するEDC信号に追従した応動が求められる。
- これは、応動時間や継続時間の違いはあるものの、指令・制御方法および指令間隔等に関する要件は、残余需要の予測誤差に対応するための商品である三次①と同様である。このため、二次②の応動に求める技術要件は、基本的に三次①と同様とすることとしてはどうか。
- このため、二次②については個別の技術要件は設定しないこととした上で、三次①と同様の考え方に基づき、事前審査およびアセスメント等によりその応動を確認することとしてはどうか。なお、事前審査およびアセスメントにあたっては、三次①との応動時間や継続時間の違いも考慮した上で、その詳細を定めることとしてはどうか。

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

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
 - (5) 精算
2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) アセスメントⅠ
 - (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等
4. その他の整理事項について
5. まとめ

- 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、二次②についても、これまで整理してきた三次①、②と同様の方法で、アセスメント I を実施することとしてはどうか。

42

アセスメント I の具体的な実施方法について

- 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
✓ 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。	✓ 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。

ゲートクローズ時点の発電計画

基準値

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

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
 - (5) 精算
2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) アセスメントⅠ
 - (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等
4. その他の整理事項について
5. まとめ

- 二次②におけるアセスメントⅡは、三次①と同様の方法で実施することとしてはどうか。
 ※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
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差 [発電端値を送電端値に換算し確認]
評価間隔	1分（オンライン）
許容範囲	指令値※1・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、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること
中間点	設定無し

※1：EDCの演算結果（演算周期は3分または5分）にもとづく発電端での指令値。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。

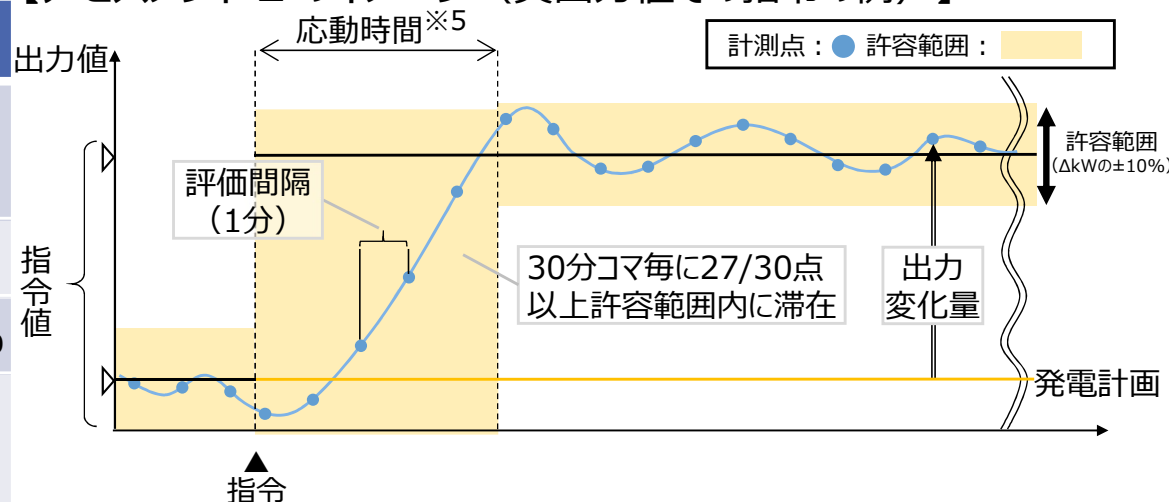
※2：指令無しの場合、指令値ゼロとみなす

※3：出力変化量での指令については、中給システムの改修が必要

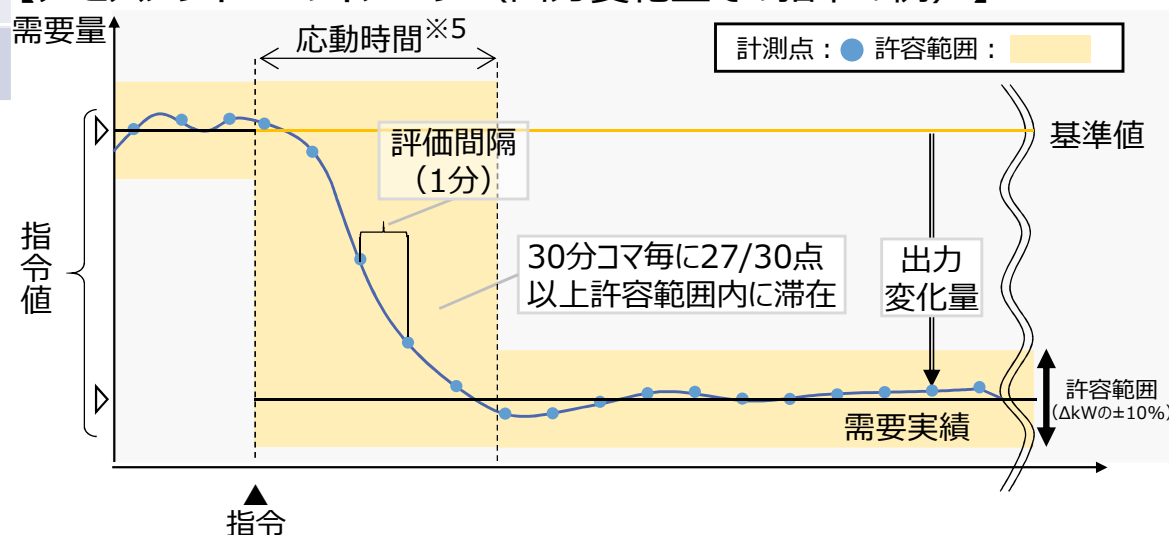
【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方※4
実出力値	発電計画
出力変化量	基準値

【アセスメントⅡのイメージ（実出力値での指令の例）】



【アセスメントⅡのイメージ（出力変化量での指令の例）】

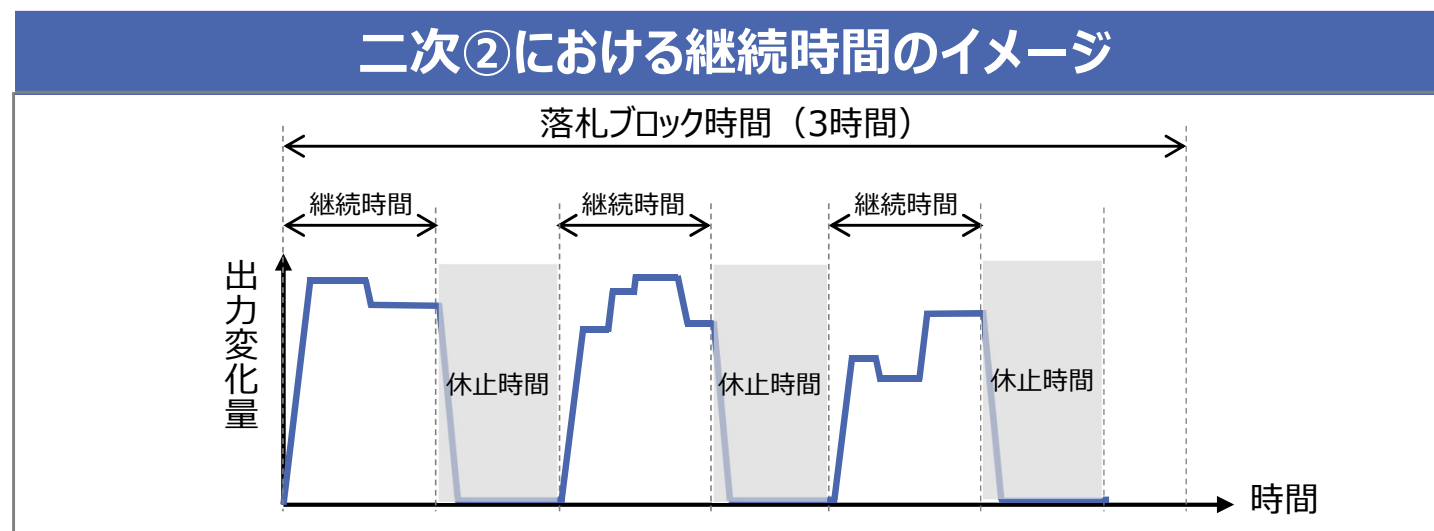


※4：三次①の整理と同様とする

※5：中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間

- 需給調整市場では、すべての商品が落札ブロック時間（3時間）ごとに調達されるため、二次②を落札した場合、落札ブロック時間内では二次②のリクワイアメントに沿った応動を行うことが基本的な考え方となる。
- 他方、二次②については、主に30分コマ間の段差に対応する商品であることから、商品要件の継続時間は30分以上としており、中給システムからEDC信号により出力指令が発信された場合に、30分以上は継続して調整力を供出することが求められる。なお、実需給段階では、30分コマ間の段差のみならず、EDC信号への追従が基本となる。
- そのうえで、**30分以上継続して出力した後**、技術的な理由※等により休止時間が必要となるリソースについては、一般送配電事業者との申し合わせ等に基づき、**一定の休止時間を許容**することとしてはどうか。また、その休止時間については、リソース毎に必要とされる時間が異なることが想定されることから、一般送配電事業者との協議により取り決めることとしてはどうか。なお、落札ブロック時間内であれば、事前に取り決めた**一定の休止時間が経過した後、再度、二次②の指令が発信された場合は、その指令に応じる**こととしてはどうか。
- また、蓄電池等のように充放電が可能なリソースが休止時間中に充電を行うと、その充電相当分を別の調整力により供出する必要が生じるため、落札ブロック期間内における充電は原則許容しないこととしてはどうか。

※蓄電池等における容量の制約等による理由は除く



- 二次②のアセスメントⅡにおいて不適合判定となった場合には、三次①、②の整理と同様、**金銭的ペナルティを課す**こととし、そのペナルティ強度についても、まずはこれまで整理してきた三次①、②と同様、**ΔkW落札価格の1.5倍**とし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討することとしてはどうか。
- また、不適合と判定された場合は、三次①、②で整理したものと同様、**月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける**こととしてはどうか。

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査
- (5) 精算

2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) 技術要件の設定値
- (2) アセスメントⅠ
- (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
- (4) 事前審査

3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法

- (1) アセスメントⅠ
- (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等

4. その他の整理事項について

5. まとめ

- 一次～二次②において、DSR等の複数の小規模なリソースをアグリゲートした事業者が市場参入するにあたっては、そのアグリゲートしたリソースを自端制御もしくは一般送配電事業者から発信される指令に追従させる必要がある。
- 現状、DSR等への応動指令は出力変化量で行っているため、自端制御である一次、および出力変化量による指令を行うLFC信号に基づく応動となる二次①では、DSR等のアグリゲーションによる参入は可能と考えられる。
- 他方、二次②の指令信号であるEDC信号は、現状、実出力値による指令のみに対応している。DSR等に対して実出力値による指令を行うためには、個別リソースの変化速度や実出力値等を把握する必要があるが、その対応については中給システム的大幅な改修が必要となる。また、DSR等に対して出力変化量による指令を行う場合においても中給システムの改修は必要となり、これについては事業者からの申し出に応じて検討することとしている。
- このため、まずは自端制御である一次、および中給システムの改修を必要としない二次①について、**DSR等のアグリゲーションによる参入を認め、二次②については事業者の申し出に応じて検討**することとしてはどうか。
- なお、DSR等が一次および二次①に参入するにあたり必要となる需要家リスト・パターン等の取り扱い等については、これまでに整理を行った三次①、②と同様の考え方を適用することを基本とし、その詳細については、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してはどうか。

【ケース2】DSRが専用線を用いて参入する場合②

※中給システムの改修は、事業者からの申込み状況に応じて実施。
ただし、各社中給システムの仕様が異なるため、属地の一般送配電
事業者と協議の上で順次対応可となる見込み。

■ 事業者からの問い合わせに関する課題および対応方針は以下の通り。

	三次②に単独で参入	三次①に単独で参入	三次①および三次②双方に参入
課題	✓ 現状の専用線においては、三次②の30分間隔・45分前指令の発信が不可能 ✓ 専用線の指令方法は実出力値による指令を前提としており、出力変化量による指令は、中給の改修が必要となる	✓ 専用線の指令方法は実出力による指令を前提としており、<u>出力変化量による指令は、中給の改修が必要となる</u>	✓ 同左
本小委員会における整理	■ DSRの専用線による参入可（出力変化量指令に限る） ■ 実出力値指令については、中給抜本改修に合わせて検討 ✓ 30分間隔・45分前に出力変化量での指令発信が可能となるよう中給のシステム改修※等により対応可 ✓ ただし、AC側のシステムが電力制御システムガイドラインに準拠することが前提 ✓ 前日にメール等で余力を連絡することで余力活用も可	■ DSRの専用線による参入可（出力変化量指令に限る） ■ 実出力値指令については、中給抜本改修に合わせて検討 ✓ EDC制御を介さずに三次①の指令を発信するよう、中給のシステム改修※の実施等により対応可 ✓ ただし、AC側のシステムが電力制御システムガイドラインに準拠することが前提 ✓ 前日にメール等で余力を連絡することで余力活用も可	■ DSRの専用線による参入可（出力変化量指令に限る） ■ 実出力値指令については、中給抜本改修に合わせて検討 ✓ 同左

1. 一次の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
 - (5) 精算
2. 二次①の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) 技術要件の設定値
 - (2) アセスメントⅠ
 - (3) アセスメントⅡ・ペナルティ
 - (4) 事前審査
3. 二次②の事前審査・アセスメント等の具体的方法
 - (1) アセスメントⅠ
 - (2) アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等
4. その他の整理事項について
5. まとめ

- 需給調整市場の一次～二次②に係る技術要件の設定値、および一次～二次②がそれぞれ単一商品として落札された場合の事前審査、アセスメントの方法等について、以下の通りとしてはどうか。

（一次の事前審査・アセスメント等）

＜技術要件の設定値＞

- ✓ 一次に関する技術要件の設定値については以下の値とする

周波数計測間隔	周波数計測誤差	不感帯	調定率	遅れ時間
0.1秒以下	±0.02Hz以下	±0.01Hz以下	5%以下	2秒以内

＜アセスメントⅠ＞

- ✓ 三次①、②と同様に、 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

＜アセスメントⅡ・ペナルティ＞

平常時

- ✓ 現時点では、自端での周波数の計測誤差や遅れ時間等により生じる影響を正確に補正することが困難であることから、まずは、出力変化量実績の近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認する
- ✓ 評価対象とするデータは一般送配電事業者が任意に指定する期間のデータとした上で、評価対象とする期間はエリア間で同一とすることを基本とする
- ✓ 評価間隔は1秒とし、一般送配電事業者は遅れ時間分を補正して評価を行うこととする
- ✓ 基準の設定について、原則、1秒単位の計画値とするが、1分単位の計画値を一般送配電事業者が線形補間等により1秒単位に変換して計画値とすることも許容する。DSR等における基準値は、三次①での整理と同様、基本的な算出方法を「直前計測型」とし、事業者が計画値を策定する「事前予測型」も選択できることとする

- ✓ ペナルティについて、アセスメントⅡで不適合判定となった場合、 Δ kW落札価格の1.5倍の金銭的ペナルティを課すこととし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討する。また、アセスメントⅡで不適合と判定された場合、計測誤差等の技術要素の再設定などの是正勧告を行った上で、三次①、②で整理したものと同様、月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける

異常時

- ✓ 電源脱落等により系統周波数が-0.2Hz（北海道エリアは-0.3Hz）を下回った場合に異常時と判定する
- ✓ 異常時が生じた際には、その都度、応動時間内における落札 Δ kWの最大値を供出および、周波数低下の継続期間中における落札 Δ kWの最大値の継続的な供出を評価する
- ✓ 評価にあたり、評価間隔は1秒とし、許容範囲は落札 Δ kWの-10%以上を供出していることとする
- ✓ 基準の設定については、平常時と同様の考え方とする。
- ✓ ペナルティについて、アセスメントⅡで不適合判定となった場合、 Δ kW落札価格の1.5倍の金銭的ペナルティを課すこととし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討する。また、異常時では1回目の不適合判定でも事前審査を改めて実施し、その事前審査に通過できない場合には一定期間、一次への市場参加を禁止する等の契約不履行ペナルティを設ける

<事前審査>

- ✓ 商品要件および技術要件へ適合していることを、必要に応じ模擬周波数信号等も用いながら事前審査において精緻に確認することで、その動作を担保する

<精算>

- ✓ Δ kW精算については、三次①、②と同様に、落札ブロックを対象に精算する
- ✓ kWh精算については、一次を単一商品として落札した場合には需給調整市場に関する契約によるkWh精算は行わず、託送契約におけるインバランスに包含して精算する

（二次①の事前審査・アセスメント等）

＜技術要件の設定値＞

- ✓ 二次①の技術要件（遅れ時間）の設定値は、本来極力小さいことが望ましいが、市場開設当初は、まずは二次①の遅れ時間は120秒以内とする
- ✓ 現状、120秒より早く応動しているリソースがスペックを下げることを容認するものではないため、将来的に必要とされる二次①の遅れ時間についても技術的な検討を進めたうえで、グリッドコードとも協調を図りつつ、必要に応じて需給調整市場の設定値の見直し等を検討することとする

＜アセスメントⅠ＞

- ✓ 三次①、②と同様に、 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

＜アセスメントⅡ・ペナルティ＞

- ✓ リソースの出力が、事業者が提出する計画値に、LFC信号に基づく出力変化量を上乗せした値に追従していることを評価することとし、その出力変化量については、二次①の商品要件である応動時間5分以内に ΔkW 約定量に到達することを基にした変化レートにより算出することとする
- ✓ 評価にあたり、評価間隔は各エリアにおける応動実績データの中給取得周期を基本とする
- ✓ 許容範囲の考え方は、LFC信号に基づく出力変化量を上乗せした値から落札 ΔkW の $\pm 10\%$ と設定することに加え、技術要件で設定した遅れ時間も考慮した許容範囲を設定し、評価点の90%以上が許容範囲内に滞在することを確認することとする
- ✓ 基準の設定について、原則、各エリアにおけるアセスメントⅡの評価間隔に合わせた計画値とするが、1分単位の計画値を一般送配電事業者が線形補間等により評価間隔に変換して計画値とすることも許容する。DSR等における基準値は、三次①での整理と同様、基本的な算出方法を「直前計測型」とし、事業者が計画値を策定する「事前予測型」も選択できることとする

- ✓ ペナルティについて、アセスメントⅡで不適合判定となった場合、 Δ kW落札価格の1.5倍の金銭的ペナルティを課すこととし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討する。また、アセスメントⅡで不適合と判定された場合、三次①、②で整理したものと同様、月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける

＜事前審査＞

- ✓ 商品要件および技術要件へ適合していることを、必要に応じ模擬周波数信号等も用いながら事前審査において確認する

（二次②の事前審査・アセスメント等）

＜アセスメントⅠ＞

- ✓ 三次①、②と同様に、 Δ kW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

＜アセスメントⅡ・ペナルティ・事前審査等＞

- ✓ アセスメントⅡの実施方法は、三次①と同様とする
- ✓ 30分以上継続して出力した後に技術的な理由等により休止時間が必要となるリソースは、一般送配電事業者との申し合わせ等に基づき一定の休止時間を許容する。なお落札ブロック時間内において休止時間の後に再度二次②の指令が発信された場合は、その指令に応じることとする。
- ✓ 落札ブロック期間内における充電は原則許容しないこととする
- ✓ ペナルティについて、アセスメントⅡで不適合判定となった場合、 Δ kW落札価格の1.5倍の金銭的ペナルティを課すこととし、運用実態等に応じて適宜見直しを検討する。また、アセスメントⅡで不適合と判定された場合、三次①、②で整理したものと同様、月あたり3回以上の不適合が生じた場合には、事前審査を再実施するなどの契約不履行ペナルティを設ける

（その他の整理事項）

＜一次～二次②のアグリゲーションによる参入の方向性について＞

- ✓ 自端制御である一次、および中給システムの改修を必要としない二次①について、DSR等のアグリゲーションによる参入を認めることとし、需要家リスト・パターン等の取り扱い等については三次①、②と同様の考え方とする

- また、各項目における詳細については、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してはどうか。

■ 今回、一次～二次②について整理した内容は以下の通り。



		一次	二次①	二次②	三次①	三次②
技術要件		周波数計測誤差・間隔 調定率、不感帯、遅れ時間	遅れ時間	(設定なし)		
アセスメントⅠ		ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持していることを確認				
アセスメントⅡ		周波数偏差と出力変化量実績の 近似線の傾きが、調定率の傾きと同 方向にあることを確認	一般送配電事業者からの指令信号に追従し、 その実績が許容範囲に収まっていることを確認			
ペナルティ	強度	ΔkW落札価格の1.5倍（運用実態等に応じて適宜見直しを検討）				
	契約不履行 (アセスⅠ)	故意または重過失により、是正勧告にもよらず改善が見られない場合、契約解除等も含めた措置を検討				
	制約不履行 (アセスⅡ)	平常時は不適合が3回/月以上、 異常時は不適合が1回、 において事前審査を再実施	不適合が3回/月以上で、事前審査を再実施			
事前審査		商品要件および技術要件への適合を確認			商品要件への適合を確認※1	
アグリ可否および 需要家リスト・パターン		アグリゲーションによる参入可能 (アグリゲーションできるリソースの対象や需要家リスト・パターンの 取り扱いは、三次①、②における取り扱いに準じる)			【専用線】	【簡易指令システム】アグリゲーションによる参入可能 中給改修を伴うため、事業者からの申し出に応じて検討
ΔkW・kWh精算		【ΔkW】 落札ブロックを対象に精算				
		【kWh】 インバランスとして精算	【kWh】 落札ブロック内は調整力精算、落札ブロック前後はインバランス精算			

※1 三次②は評価間隔の短い調整力型の応動を事前審査で確認することを前提に、アセスメントⅡを供給力型で実施
(注)詳細は各商品の整理を参照

(参考) 需給調整市場における商品の要件

	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	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 または 簡易指令システム	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	45分以内
継続時間	5分以上	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※3	数秒～数分※3	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※5	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※3	1～5秒程度※3	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※4
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※1,3	5MW※1,3	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	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 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。

※4 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。

※5 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。

注) 全ての商品において、商品ブロック単位（3時間/ブロック）で取引される。