

個別技術要件検討「発電設備の制御応答性」

2021年9月16日

電力広域的運営推進機関

1. 個別技術要件の検討

- ① 論点整理
- ② 発電側の対策（低圧、高圧、特別高圧）
- ③ 発電側関連団体の意見
- ④ 系統側の対策
- ⑤ 比較・検討結果
- ⑥ 遡及適用検討結果

2. 他の規程への影響

3. 運用・市場コードの観点からの検討

4. 詳細検討資料

- ① 定量評価、解析結果等
- ② 系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）
- ③ その他
- ④ 確認事項

① 論点整理

- 現在の対応状況
 - これまでは、系統周波数制御の面から必要な**GF、LFC、EDCの制御応答性（周波数検出～制御～出力変更までの遅延を一定時間以下にすること）**を満足する様、**発電機制御系等の仕様が決定されてきたが、現行の系統連系技術要件には制御応答性の規定はない。**
- 2030年時点に想定される課題、その後の課題
 - ガバナと調定率制御の性能を発揮できず、伝搬遅延や応答時間が長いと、**周波数動揺に対して逆制御となりダンピングが悪化、場合によっては非収束となる。**
- 要件化の必要性およびメリット
 - 需給調整市場においては、各商品毎の制御応答性に関する市場コードの検討が進められているものの、系統連系技術要件には100MW以上（沖縄エリアは35MW以上）の火力発電設備、混焼バイオマス発電設備にはGF、LFC、EDC機能を具備することが規定されており、**市場参入しない発電設備も含めて適用されることを考えると、系統連系技術要件にも制御応答性の規定が必要**である。
 - PCS電源に関しては、特別高圧の風力発電設備に調定率制御が要件化されており、更に現在グリッドコード検討において『周波数変化の抑制対策（上昇側・低下側）』として他電源種への規定を進めている。**PCS電源の調定率制御についてもGF同等の制御応答性の規定が必要**である。
 - 応答時間に制限を掛ける事により周波数制御がより（高度に）担保される。また、**制御応答時間を設定することにより、他の発電機による「不要なガバナフリー制御」が少なくなる。**なお、火力発電設備は標準的に具備可能な遅延時間であり過度な費用負担ではなく、太陽光・風力・蓄電池においても新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならず、費用対効果は非常に大きい。

② 発電側の対策

- 発電事業者が取り得る対策で短期的（3年程度）に適用可能な対策として、以下の（1）を検討した。

（1）発電設備の制御応答性

（対象電源種、対象容量：特別高圧）

- ・GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備
（100MW以上、沖縄は35MW以上）

- ・太陽光・風力・蓄電池（周波数変化の抑制対策の対象電源）

（特別高圧）……

- ・GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備
（100MW以上、沖縄は35MW以上）

ガバナフリーについては、系統周波数が変動してから2秒以内に出力が変化開始し、10秒以内に出力変化完了すること

LFC、EDCについては、制御信号を受信してからGTおよびGTCCは20秒以内、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備は、60秒以内に出力が変化開始すること

- ・太陽光・風力・蓄電池（周波数変化の抑制対策の対象電源）

系統周波数が変動してから2秒以内に出力が変化開始し、10秒以内に出力変化完了すること

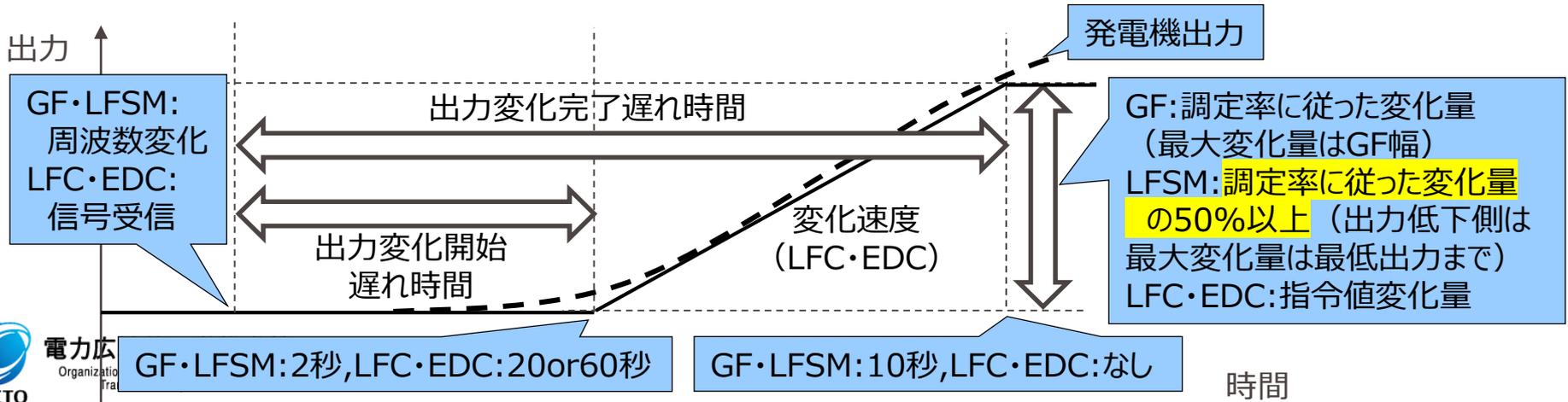
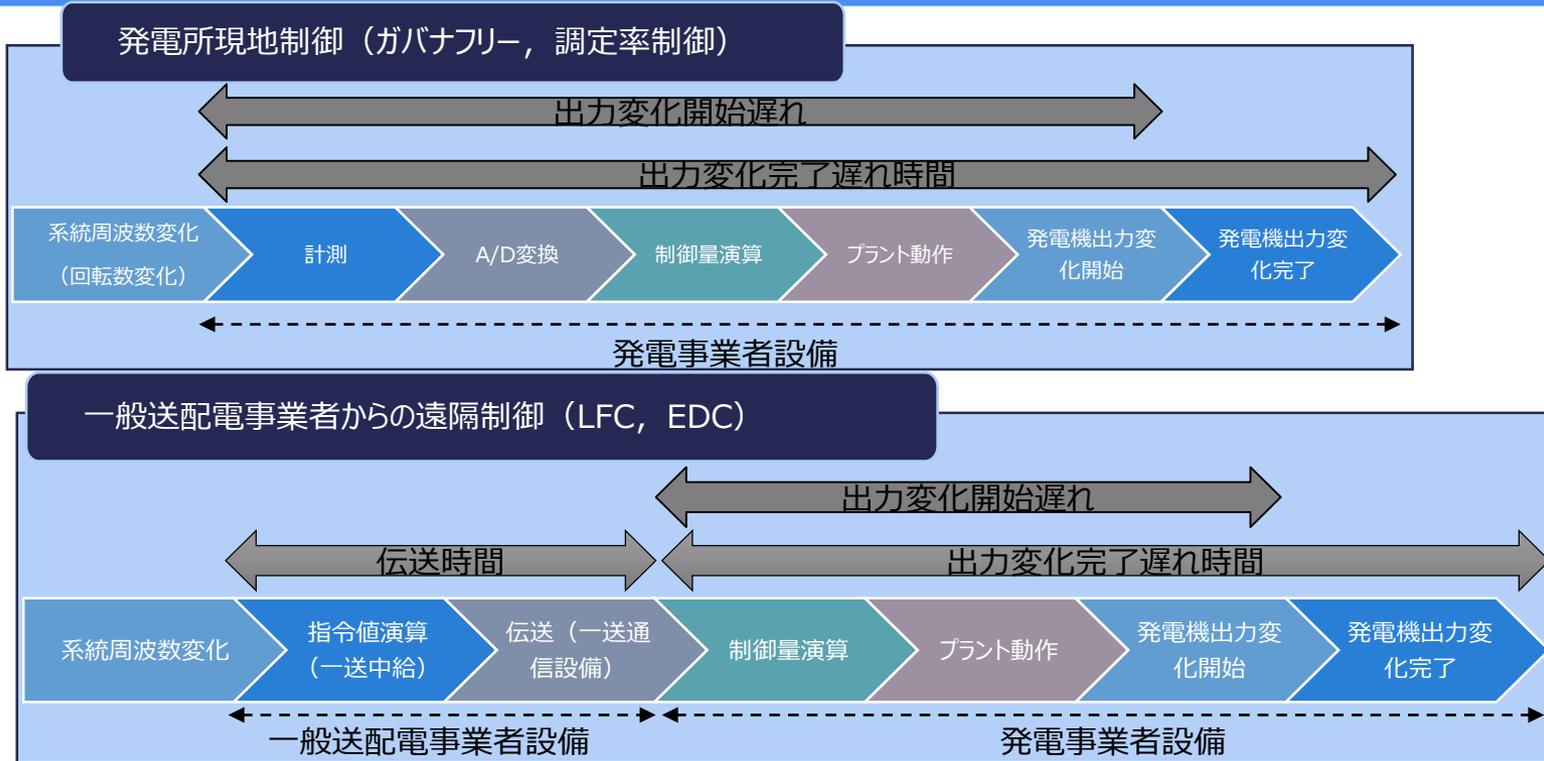
（LFSM-O/Uは、出力指定値の50%到達にて出力完了とすることで検討中）

（高圧）…「継続検討（中長期）」

（低圧）…「継続検討（中長期）」

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

② 発電側の対策



② 発電側の対策

- 対象電源種および対象容量の選定理由を下記に記載する。

(選定理由)

- ・特別高圧（対象電源種、対象容量：・GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（100MW以上、沖縄は35MW以上）
 - ・太陽光・風力・蓄電池（周波数変化の抑制対策の対象電源））
- ・GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（100MW以上、沖縄は35MW以上）

現行の系統連系技術要件においては、調整力市場供出量確保の観点から100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備と混焼バイオマス発電設備にガバナフリー、LFC、EDC等の機能具備を求めている。

 - ・太陽光・風力・蓄電池（周波数変化の抑制対策の対象電源）

風力やPV等が対象となるが、PCSによる高速な制御が可能と考えらえる。
- ・高圧、低圧・・・「継続検討（中長期）」
 - ※系統連系技術要件において周波数調整のための機能具備等を求めているない。
 - ※高低圧は対象となる機能がない。

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

③ 発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
火原協	総括	火力発電設備については、既設と同様の性能具備を求められているものと理解しており、そこから逸脱した内容とならないことが望まれる。
	対象	「—」
	技術	「—」
	費用	「—」
	その他	<ul style="list-style-type: none"> • <u>GFについては、瞬時の回転数偏差に対応しているものであり、開始時間、完了時間を定めるのはなじまない。</u> • 発電設備の特性としては、LFC幅、LFC変化速度、EDC変化速度が既に要件化されており、<u>項目を新設する必要性は低いと考える。</u> • 市場コードとの整合を図るのであれば、接続コードを元に市場コードの方を修正すべき。 • 市場に参加しないのであれば市場コードで求められる遅延の問題は無くなる。それを接続コードで規定する必要は無い。
自家発電	総括	<ul style="list-style-type: none"> • 技術面：発電機ガバナの応答性、並びにGT及びGTCCの変動耐量に関する課題と認識しました。
	対象	「—」
	技術	<ul style="list-style-type: none"> • <u>系統周波数変動によるガバナの応答により燃料（工場副生ガスのケースあり）の変動、GT廃熱と蒸気発生量変化が起きますとプラント安定運転に影響がありますので、周波数変動時も出力を一定に維持したい場合があります。この点をご理解いただきたい。</u>
	費用	「—」
	その他	「—」

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

③ 発電側関連団体の意見

団体	意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）	
JPEA	総括	<ul style="list-style-type: none"> 技術面：技術的には対応可能 費用面：追加費用なし 提案：－
	対象	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧に系統連系した太陽光
	技術	<ul style="list-style-type: none"> PCSが運転中であれば、系統周波数の変動に応じ、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化させることは可能です。 但し、系統解列後の再並列、待機状態からの復帰を含むケースでは、再起動までの時間を考慮すると、現状の仕様では今回の要求仕様は満足できませんので、条件付きになります。
	費用	<ul style="list-style-type: none"> 追加費用なし
	その他	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電用PCSは、太陽光の日射変動に追従でき、これを50Hz(20ms)/60Hz(16.7ms)の系統電圧に追従するなど、元々、高速応答ができることを特長としていますので、運転中であれば、10秒以内に出力変化を完了させることは可能です。 系統解列後の再並列、待機状態からの復帰を含むケースでは、再起動までの時間は10秒以上を要し、この時間はメーカーによって異なります。
JEMA（個社意見）	総括	「－」
	対象	「－」
	技術	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電設備の場合、出力を抑制する方向には調整可能だが、出力増加に調整できるのは出力抑制制御中に限る。（出力抑制時間帯であったとしても逆潮流ゼロ制御時は実際には出力抑制しておらず、そこから出力増加することが出来ないこともある為。） 太陽光、蓄電池に関して運転中での応答性であれば2秒以内の制御開始、10秒以内の制御完了は対応可能と思われるが、具体的には仕様が決まってから検討する必要がある。
	費用	「－」
	その他	「－」

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

③ 発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
JWPA	総括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 技術面： ・ 費用面： ・ 提案：
	対象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 特高 風力発電
	技術	<p>・ 出力変動対策 応答時間 開始 2 秒・完了10秒以内 主要メーカーでも、完了10秒以内は対応不可であり、規定の緩和（完了40秒など）または、目安的な記載へ変更し、欧州で適用されている現状の機能が、そのまま許容される要件内容に変更して欲しい。 すべての条件下で10秒以内と完全に規定されると極端な場合、大型風車の導入阻害の一因となることも想定される。</p> <p>・ 開始 2 秒について 抑制対策 低下側は、出力抑制時にのみ機能させるとしていたが、この場合、新たな制御機能を追加することが想定されるが、この場合は、2 秒以内に開始できるか、別途、検討が必要。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数制御の動作は、周波数計測誤差により多少の動作タイミングのズレが出る可能性あり。 ・ 周波数低下時の発電出力上昇は“風によるエネルギーが十分に得られる場合”に限る。 ・ （メーカーA）風力発電機は構造上、出力抑制する場合は定格の100%~10%までは比較的早く応答できるが、10%~0%については、抑制速度が遅くなるため、周波数が大幅に上振れし、出力抑制目標値が0%付近になった場合には10秒では到達できない可能性あり。 ・ （メーカーB）風力発電所、各風車の動作安定性を考慮すると 10 秒では短く、30~40 秒程度の時間は必要である。安定的な継続運用の点では、短期での出力変化は不適切で40 秒以上が適切と考える。
	費用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 欧州で適用されている機能をそのまま使うわけではない場合の追加対応が必要となり、開発時間・費用を要する。 ・ 出力抑制分の逸失売電収益が発生。
	その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数低下時の出力上昇に対応するには抑制運転が必要となるが、これを適用する場合の取り扱いなどを明確にして欲しい。 ・ 周波数調定率制御における設定変更及び有効／無効の切替は、運開後は基本的に不可能とのメーカーあり。

④ 系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策

系統側対策なし

系統連系技術要件記載済みの周波数調整のための機能等について未規定であった性能の要件であるため。

⑤比較・検討結果

<検討モデル>

検討モデルなし

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

⑤比較・検討結果

評価項目*1	発電側対策：発電設備の制御応答性	系統側対策：—
費用	火力：標準的に具備可能な遅延時間であり 過度な費用負担ではない 太陽光・風力・蓄電池：確認中（新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならないと想定される。）	
出力制御低減効果	評価対象外	
変動対応能力	評価対象外	
公平性	過度な費用負担はなく 公平性が得られる	
実現性	標準的な遅延時間であり 問題ないと想定	

「評価項目*1」：第3回 資料3 「個別技術要件の具体的検討の方向性」の評価項目を参照

■ 検討結果

- 費用
 - 火力：標準的に具備可能な遅延時間であり**過度な費用負担ではない**
 - 太陽光・風力・蓄電池：確認中（新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならないと想定される。）
- 出力制御低減
 - 評価対象外
- 変動対応
 - 評価対象外
- 公平性
 - 過度な費用負担はなく**公平性が得られる**
- 実現性
 - 標準的な遅延時間であり**問題ないと想定**
- その他
 - 適用時期は2023年4月を予定**
 - 遡及適用せず（系統運用に支障を来すおそれなし）**

■ 総合評価での検討事項

- 採用する対策が相互に影響する他の技術要件：特になし
- その他：特になし

⑥ 遡及適用検討結果

- 遡及適用検討結果について示す。

遡及適用なし

系統運用に支障を来すおそれ「なし」

<判断理由>

標準的な制御応答性であり**既設火力発電設備は満足**している。

2. 他の規程への影響 技術要件「発電設備の制御応答性」

■ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

現行記載	影響
<p>6. 発電機運転制御装置の付加 特別高圧電線路と連系する際、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の理由により運転制御が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。</p> <p>4. 電圧変動・出力変動 (3) 出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備等を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、一般送配電事業者からの求めに応じ、発電設備等設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。</p>	<p>追記・変更なし</p>

2. 他の規程への影響 技術要件「発電設備の制御応答性」

■ 送配電等業務指針

現行記載	影響
第 1 3 5 条（系統連系技術要件）に記載なし	系統連系技術要件と同様の記載を追加

2. 他の規程への影響 技術要件「発電設備の制御応答性」

■ 系統アクセスルール

現行記載	影響
系統連系技術要件と同様	系統連系技術要件と同様の追記

■ 系統連系規程

現行記載	影響
<p>10. 発電機運転制御装置の付加</p> <p>(1) 運転制御装置の設置</p> <p>100kV以上の特別高圧電線路については、電力の安定供給確保の観点から他の電線路に比べて厳しい検討管理が求められる。したがって、100kV以上の特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化などの対策が必要な場合には、発電設備等の運転制御装置を設置する。ただし、100kV未満であっても連系する系統の条件によっては発電設備等の運転制御装置が必要となる場合がある。</p>	追記・変更なし

3. 運用・市場コードの観点からの検討 技術要件「発電設備の制御応答性」

技術要件改定案

14. 発電機運転制御装置の付加

(2) 周波数調整のための機能

※下記の記載参照（記載省略）

4. 詳細検討資料

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

18. 出力変動対策

(1) 風力発電設備の場合

③ 系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、**2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了**すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

同上

(3) 蓄電設備の場合

系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の放電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。また、系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の充電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。なお、調定率は、上昇側および低下側ともに2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

ただし、逆潮流なし、または、需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については、充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることとなるため、本要件の適用範囲外とします。

運用・市場コードの観点での検討

需給調整市場

○一次調整力

- ✓ 周波数変動～タービン・水車制御までの所要時間を『遅れ時間』としている
- ✓ 市場コードもグリッドコードも同じ2秒で整合している
- ✓ 一次調整力の応動時間（商品区分）と本資料の制御完了遅延も同じ10秒で整合している
- ✓ 太陽光・風力・蓄電池（周波数変化の抑制対策）機能でも、周波数計測～制御演算～変換器制御における、制御開始遅延2秒、制御完了遅延10秒は妥当と考えられる

○二次①調整力の遅れ時間

- ✓ 二次①の市場コードでは、全ての既設電源を参入可能とするため遅れ時間を120秒と規定する方向性
- ✓ 一方、グリッドコードは新設電源の要件であり、今後新設の考えにくい石炭火力や老朽火力のスペックに合わせた値とするのは実質的に規定とならない

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

■ 以下検討結果について示す。

明文化のみ：記載系統連系技術要件記載済みの周波数調整のための機能等について
未規定であった性能の要件であるため

4. 詳細検討資料

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

現行	改定案
<p>14. 発電機運転制御装置の付加 (2) 周波数調整のための機能</p> <p>①.ガバナフリー運転 タービンの调速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて、発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。</p> <p>②. LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。</p> <p>③.周波数変動補償機能 標準周波数±0.2Hzを超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。</p> <p>④. EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。</p>	<p>次頁の追記が必要</p>

4. 詳細検討資料

② 系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

黒字：既設系統連系技術要件済

赤字：新規で系統連系技術要件に要件化

現行記載

機能・仕様等	発電機定格出力	100MW以上（沖縄エリアは35MW以上）	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備
	GF調定率	5%以下	5%以下
	GF幅	5%以上（定格出力基準）	3%以上（定格出力基準）
	LFC幅	±5%以上（定格出力基準）	±5%以上（定格出力基準）
	LFC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	最低出力（定格出力基準）	50%以下，DSS 機能具備	30%以下

改定案

機能・仕様等	発電機定格出力	100MW以上（沖縄エリアは35MW以上）	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備
	GF調定率	5%以下	
	GF幅	5%以上（定格出力基準）	3%以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了	
	LFC幅	±5%以上（定格出力基準）	
	LFC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	最低出力（定格出力基準）	50%以下，DSS 機能具備	30%以下

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

現行

18. 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

③ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、自動的に抑制すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

改定案

18. 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備や蓄電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

③ 系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、2秒以内出力変化を開始し、10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

同上

(3) 蓄電設備の場合

系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の放電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。また、系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の充電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。なお、調定率は、上昇側および低下側ともに2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

ただし、逆潮流なし、または、需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については、充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることになるため、本要件の適用範囲外とします。

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

【参考】欧米諸国のグリッドコード

- ・周波数変動から発電機出力変化開始までの遅れは2秒以下としている箇所が多い
- ・出力変化完了までの時間は10～30秒、遠隔制御の時間を規定しているのはアイルランドのみ

国と地域	管轄組織	規定内容
英国	National Grid	周波数変化から10秒以内に系統周波数偏差に相当する出力変化させ、周波数変化から30秒以内に出力を整定する。 (CC.A.3.3 Minimum Frequency Response Requirement Profile) 【参考：EU国際連系線からGBに接続する場合】有効電力の周波数応答に際し、系統周波数が50.4Hzを超えてから10s以内に、定められた有効電力減少量の最低半分まで有効電力を減少させなければならない。50.9Hzを超えた際には、周波数変動が生じる前の出力の5%/s以上の変化率で有効電力を減少させなければならない 慣性力を有する場合、有効電力の周波数応答の初期遅れが2s以内、完了が10s以内 慣性力を有さない場合、有効電力の周波数応答の初期遅れが1s以内、完了が10s以内 上記を満足できない発電設備の場合、エビデンスを提出すること。
アイルランド	EirGrid	【遠隔制御】TSO/DSOから信号を受信してから10秒以内に、有効電力の変更を開始しなければならない。 【現地制御】周波数変動が生じた際の出力調整は、周波数変化後30秒以内に行われなければならない
デンマーク	Energinet	【PCS】周波数変化に応じた有効電力の低減は、変化を検出してから2秒以内に開始し、15秒以内に完了しなければならない 【火力】周波数変化に応じた有効電力の低減は、変化を検出してから2秒以内に開始し、可能な限り早期に完了しなければならない
ドイツ	VDE	周波数変化に伴う有効電力の制御の初期遅れは2秒を有意に下回る値でなければならない
フィンランド	Fingrid	系統周波数の上昇に応じて有効電力を減少させなければならないが、当該機能は、周波数が50.5Hzを超えてから2秒以内に有効化される必要がある 系統周波数の低下に応じて有効電力を増加させなければならないが、当該機能は、周波数が49.5Hz未満に低下してから2秒以内に有効化される必要がある
カナダ	Hydro-Québec	規定なし
米国 カルフォルニア	California Public Utilities Commission	【PCS】制御信号の入力から指定された出力変化量の90%に達するまでの時間は5秒でなければならない
北米	NERC	【ERCOT地域限定】周波数変化を検出してから20～52秒以内に期待される応答となっていること。周波数変化から46秒後の期待される応答と比較して、実測値は、周波数変化から46～60秒の間に応答していること。 【Reliability Guideline】出力目標の90%までの時間は4秒以内とし、10秒以内に整定すること
オーストラリア	AEMO	周波数変化に応じた有効電力の制御は、周波数が50Hz±1.0Hzに設定されたデッドバンドを超えてから、「安定運用に必要とされる以上の遅れを生じさせることなく、実行されなければならない」

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

【参考】英国

National Grid : THE GRID CODE, ISSUE 5 REVISION 46, 26 November 2020

APPENDIX 3 - MINIMUM FREQUENCY RESPONSE REQUIREMENT PROFILE AND OPERATING RANGE FOR NEW POWER STATIONS AND DC CONVERTER STATIONS

CC.A.3.3 Minimum Frequency Response Requirement Profile

Figure CCA.3.2 - Interpretation of Primary and Secondary Response Values

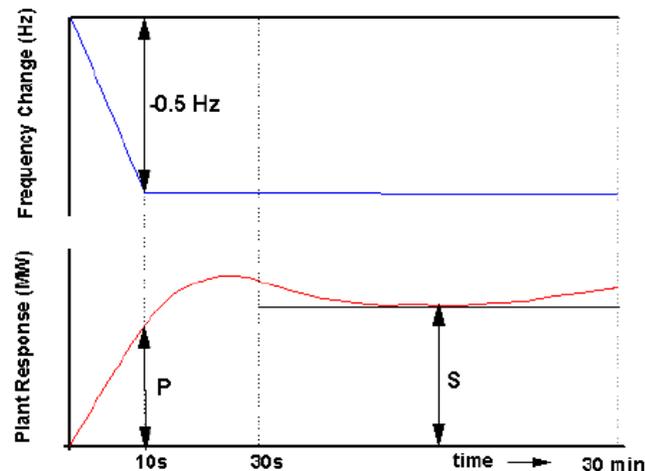
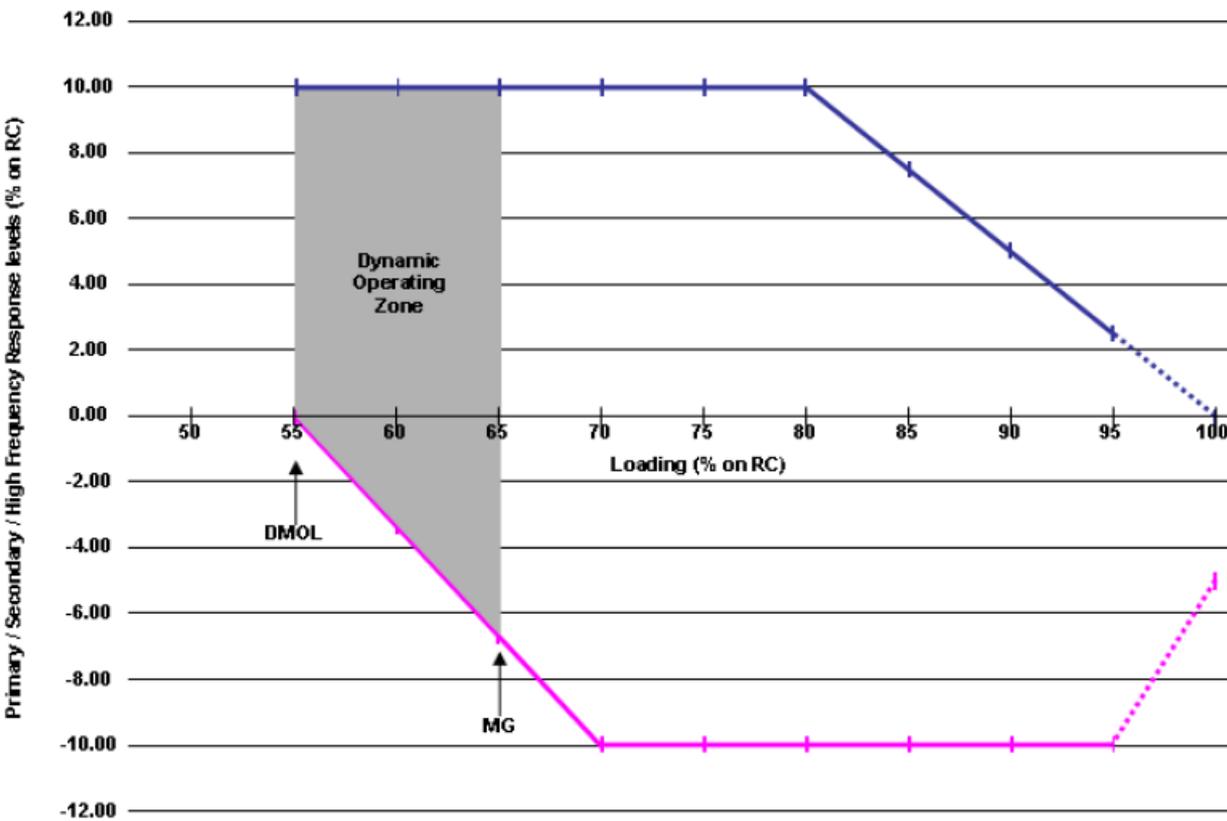
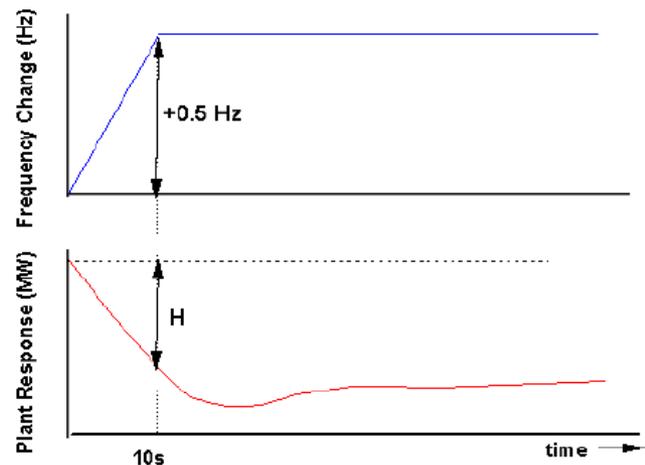


Figure CCA.3.3 - Interpretation of High Frequency Response Values



RC - Registered Capacity	— Primary / Secondary
MG - Minimum Generation	— High
DMOL - Designed Minimum Operating Level	... Plant dependent requirement

③その他（他会議体の検討資料）

【参考】市場コードとの整合（一次調整力）

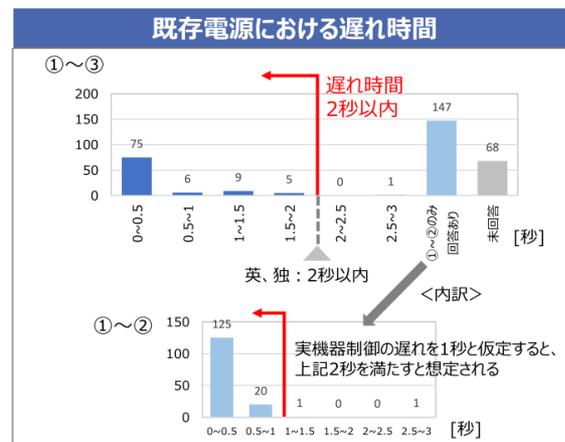
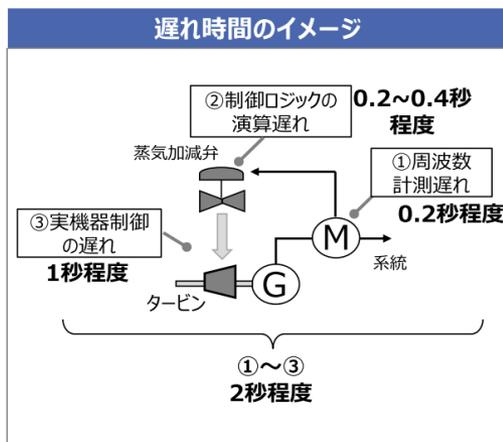
- ✓ 周波数変動～タービン・水車制御までの所要時間を『遅れ時間』としている
- ✓ 市場コードもグリッドコードも同じ2秒で整合している
- ✓ 一次調整力の応動時間（商品区分）と本資料の制御完了遅延も同じ10秒で整合している
- ✓ LFSM-O, LFSM-U（周波数変化の抑制対策）機能でも、周波数計測～制御演算～変換器制御における、制御開始遅延2秒，制御完了遅延10秒は妥当と考えられる

第24回需給調整市場検討小委員会 資料2から抜粋

一次における技術要件の具体的な設定値（遅れ時間）

14

- 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。



本要件は、調整力等委で決定された周波数調整のための機能について、そのスペックを具体化する位置付けであり、対象電源は100MW（沖縄は35MW）以上の火力発電設備を対象と考えているが、LFSM-O, LFSM-Uもガバナフリーと類似した機能であることから同様の内容を規定する

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

【参考】市場コードとの整合（二次①調整力の遅れ時間）

- ✓ 市場コードの検討においては、全ての電源の遅れ時間が30秒を超えると現状の周波数品質を維持できないことをシミュレーションにより確認
- ✓ 既設発電設備が120秒以内でダウンスペックすることで周波数品質が悪化することを懸念する意見あり

第24回需給調整市場検討小委員会 資料2から抜粋

(参考) 二次①の遅れ時間に係る周波数品質への影響評価

44

- 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
		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

出所) 一般送配電事業者より受領

4. 詳細検討資料

④ 確認事項

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
論点1 対象 (電源種・電圧階級・容量)	<ul style="list-style-type: none">GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（100MW以上、沖縄は35MW以上）、太陽光・風力・蓄電池（全容量）特別高圧		<ul style="list-style-type: none"><u>GTおよびGTCC、その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（100MW以上、沖縄は35MW以上）、太陽光・風力・蓄電池(全容量)</u>とする。特別高圧とする。

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
論点2 技術的 実現性	<ul style="list-style-type: none"> 標準的な遅延時間であり問題ない 	<ul style="list-style-type: none"> GFについては、瞬時の回転数偏差に対応しているものであり、<u>開始時間、完了時間を定めるのはなじまない。(火原協)</u> 発電設備の特性としては、LFC幅、LFC変化速度、EDC変化速度が既に要件化されており、<u>項目を新設する必要性は低いと考える。(火原協)</u> PCSが運転中であれば、系統周波数の変動に応じ、2秒以内^{以下}に出力変化を開始し、10秒以内^{以下}に出力変化させることは可能です。(JPEA) 既に機能として具備されているが、<u>応答時間10秒以内については対応不可の場合あり。(JWPA)</u> <u>周波数低下時の発電出力上昇は“風によるエネルギーが十分に得られる場合”に限る。(JWPA)</u> <u>出力を抑制する方向には調整可能だが、出力増加に調整できるのは出力抑制制御中に限る。(JEMA)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 火力：新設設備が対象であり、標準的な遅延時間であり問題ない。 太陽光・風力・蓄電池：確認中（新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な対応とまではならないと想定される。LFSM-O/Uは、出力指定値の50%到達にて出力完了とすることで検討中） 運転停止や日射や風など天候等の配慮は必要。
論点3 費用	<ul style="list-style-type: none"> 標準的に具備可能な遅延時間であり過度な負担はない 	<ul style="list-style-type: none"> 追加費用なし(JPEA) 設定・調整などの費用が必要。また、<u>出力抑制分の逸失売電収益が発生。(JWPA)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 新設設備が対象であり、これまでの実績や海外での事例もあるため過度な不要負担とまではならないと想定。