

系統連系技術要件の整備について

(風力発電設備のグリッドコードとしての出力変動緩和対策等の要件化)

2019年10月8日

送配電網運用委員会

日本風力発電協会

- 再エネ大量導入小委※¹の中間整理において、再エネ大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であり、まずは風力発電、火力発電、バイオマス発電のグリッドコード整備を進めるとされている。また、風力発電については、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始を目指すと整理されている。
- これを受け、各一般送配電事業者（以下、一送）は、系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の整備について検討を進めている。
- 風力発電設備については引き続き系統WGで検討することとなっており、一送と日本風力発電協会（以下、JWPA）とで協議を進めてきた。前回の系統WGではJWPAにおけるグリッドコード化への取組み状況について報告したが、本日は、風力発電設備の出力変動緩和対策等について、系統連系技術要件での要件内容を提案・相談するのでご確認いただきたい。

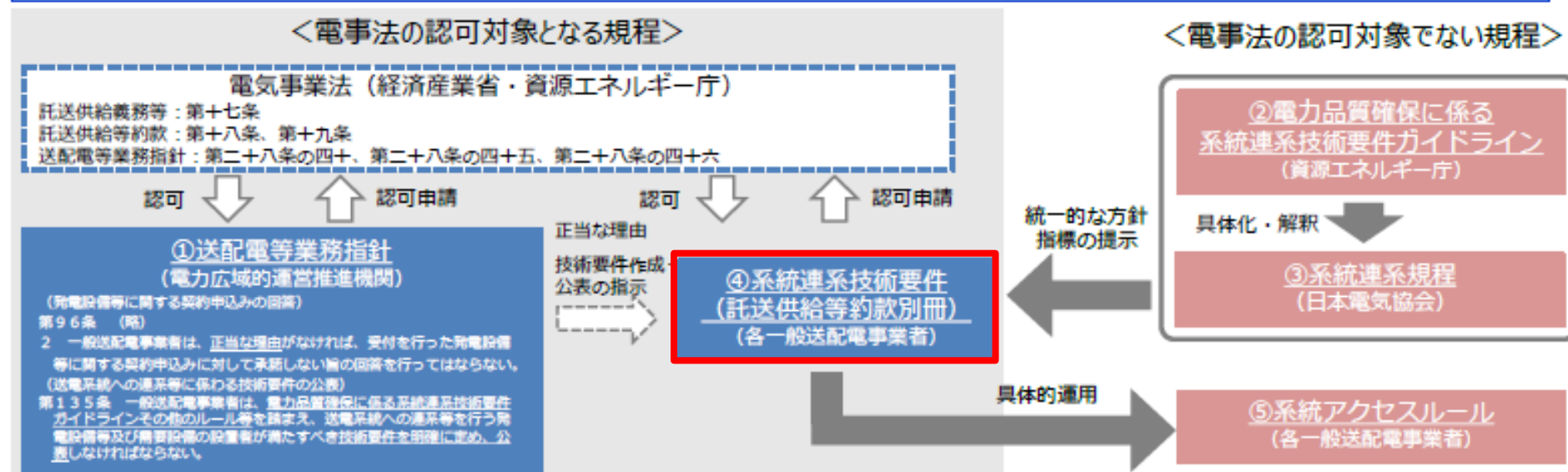
※1 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会

《参考》その他、一送として風力以外の要件についても下記のとおり整備を進める。

- ① 発電設備の周波数調整機能具備について、火力発電機（一部混焼バイオマス発電機を含む）は広域機関における技術的検討の結果に基づき機能・仕様を要件化。その他の発電設備については、統一仕様の設定が困難であるため個別協議。（調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(8/27)の結果を受けて整理）
- ② 火力発電設備およびバイオマス発電設備の最低出力は、再エネ大量導入小委の中間整理を踏まえたガイドライン※²改正の内容に基づき要件化。
- ③ 発電設備の運転可能周波数等は、電力レジリエンス等に関する小委員会で整理済みの内容を要件化。
- ④ 現状、系統アクセスルールに記載している等の理由により、系統連系技術要件に記載していない項目が存在（項目は会社により異なる）。第20回系統WGにおいて「再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定する」と整理されたことを受け、系統連系技術要件の記載内容統一に向け取り組む。

※2 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

- 日本における系統連系に係る規程は、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等（オープンアクセス）の下、大きく分けて、「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）」、「系統アクセスルール」、から構成されている。
- 電力広域的運営推進機関が定める①「送配電等業務指針」は、一般送配電事業者及び送電事業者が行う送配電等業務（託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務）の実施に関する基本的な事項等を定めるもので策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要がある。当該指針において、一般送配電事業者は系統連系の技術要件を明確に定め、公表しなければならない旨定めている。
- 資源エネルギー庁が定める②「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は、系統連系を可能とするために必要な要件のうち、電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項等についての考え方を整理したものである。日本電気協会が定める③「系統連系規程」は、②の内容を具体化すると共に連系検討に携わる実務者向けに電気設備の技術基準の解釈を示したものであり、②・③ともに、④に対し全国統一的な方針を示すものである。
- ④「系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）」は、上記に基づいて、発電事業者が一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結する際に遵守すべき系統連系に係る技術要件を定めたものであり、策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要がある。また、⑤「系統アクセスルール」は、発電側からの接続検討申込等の具体的な運用を定めたもので、認可対象ではない。



- 本来、中長期の再エネ大量導入や電源構成等を見据えつつ、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらない技術要件を定めることが望ましい。一方、再エネ大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であり、再エネ大量導入・次世代NW小委員会の中間整理において、まずは風力発電、火力発電、バイオマス発電のグリッドコード整備を進めることとされており、前述のとおり、早ければ2020年4月の適用開始に向けた「系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）」の変更の認可申請が想定される。
- 具体的検討の進め方については、第20回系統WG（2019年3月18日）において、以下の整理がなされたところ。
 - 実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」をグリッドコードの中心に位置づけ、発電機の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定。
 - 個別技術要件の具体化は、機動性・適切性・透明性の確保の観点から、必要に応じて系統WG（資源エネルギー庁）で審議を行うが、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築を検討していく。具体的には、国をはじめとする関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援を行うことにより、一つの組織（例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関（広域機関））に必要な体制整備（人員、予算等）を行い、体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議（系統WGでの審議の代替）を行うことを検討していく。
- 上記のスケジュール感等を踏まえ、少なくとも今年度内は以下のように進めることとしてはどうか。
 - 風力発電設備については、過去の系統WGにおいて、日本風力発電協会（JWPA）からの検討状況の報告を踏まえつつ風力発電機の技術要件（出力抑制、出力変化率制限等）について検討してきたことを踏まえ、系統WGで引き続き検討する。
 - 一方、火力発電機（一部混焼バイオマス発電機を含む）については、中立性に加え、調整力公募や需給調整市場の詳細検討を行ってきた実績に鑑み、広域機関で技術的な検討を行う。
- 加えて、第20回系統WGにおける整理に基づき、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築のために、国をはじめとする関係機関・関係事業者の協力・支援により、広域機関に所要の体制を整備し、検討を行っていくこととしてはどうか。

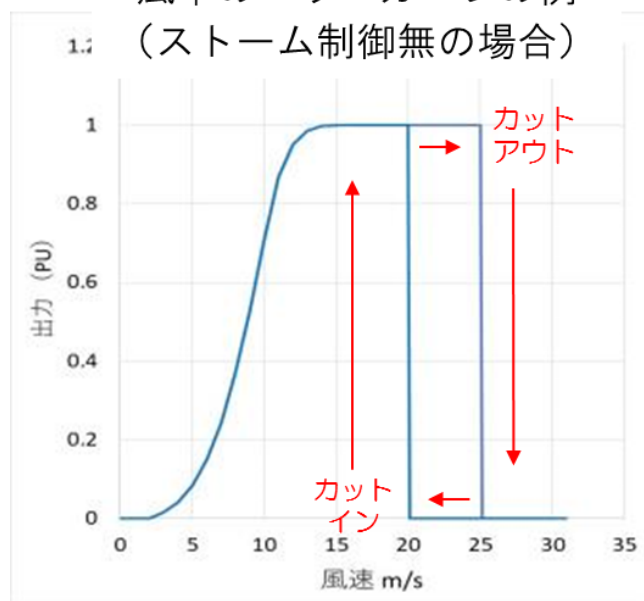
〈基本的な考え方〉

- 太陽光や風力発電は日射や風況により常時出力が変動する特徴を有しており、小規模系統である北海道や沖縄エリアにおいては周波数調整面における接続可能量を設定し公表。それを超えて申込があった案件に対しては、サイト蓄電池等による出力変動緩和対策や、系統側蓄電池の設置により変動性再エネの導入拡大を図っている※。
- ※ 北海道は風力・太陽光が対象、沖縄は太陽光が対象
- その他のエリアにおいては、変動性再エネの出力変動による周波数調整面での過酷事象は現時点では確認されていないが、今後、変動性再エネの導入拡大が促進し、設備容量の大規模化や条件の良い地域に多数連系された環境下では、低気圧通過などの自然現象に伴う大きな出力変動が懸念される。
- また、系統事故等により周波数が大きく乱れた際に、変動性再エネにおいて、それを助長するような出力変動が発生した場合、系統安定を大きく乱すことも懸念される。
- このような状況において、JWPAとして、既存技術である風車の制御機能を有効活用することによる系統安定への寄与を提案しているところ。
- 上記を踏まえ、各一送の系統連系技術要件として、新規電源・リプレース電源を対象とした風力の出力変動緩和対策等について、まずは全国大で早期に適用可能な要件を検討した。（変動性再エネの導入状況や出力変動、調整力のスペック等の実績を継続的に分析し、必要に応じて要件を見直すことを検討する。）

- 大規模な風力発電所や狭い地域に風力発電所が多数連系する場合、出力変動に対する平滑化効果が小さい事が想定される。
- 特に大きな出力変動となるカットアウトやカットイン等の発生時に、一送が調達・運用する調整電源の容量 (ΔkW) や、追従能力 ($kW/分$) が不足する場合や、系統事故等による周波数変動時にそれを助長するような出力変動が発生した場合、周波数品質への影響が懸念される。よって、これらの現象に対する出力変動緩和対策等を連系要件として求めることを検討。

《カットアウト・カットインによる影響》

風車のパワーカーブの例
(ストーム制御無の場合)



秋田県洋上風力の出力変動シミュレーション結果
(2018年3月1日、2日の風速を適用)



出典：第20回系統WG
資料3

NEDO 再生可能エネルギー技術白書 2014.2発行

9.1.2 系統課題と対策技術 (2) 変動電源の出力調整 より抜粋

風力発電では、一般に単機の出力変動は大きいですが、多数機から構成されるウィンドファームや、広いエリアに分散した多数のウィンドファームの合計出力は、それぞれの地点での風況が異なることによる平滑化効果により、出力変動がある程度低減されることが知られている。

しかし、表9-5 に示すように出力変動の最大値をみると、例えばデンマークのように300km 四方のエリアに100 を超えるサイト数があっても、1 時間では最大23%、4 時間では最大62%もの出力変動がある。

このような大きな出力変動は、急に無風から強風が吹いたり、その逆ということだけではなく、風力発電の出力特性に起因して発生することがある。

図9-11 に示すように、風力発電は強風時に一定の風速（カットアウト風速）以上になると安全上の理由から停止するよう設計されているため、低気圧などで強風が吹いている時にカットアウト風速に到達すると一気に定格出力から出力ゼロとなる（カットアウト）。

もしこれが短時間に多数の風力発電で発生すると、非常に大きな出力ダウンとなる。

風力発電による大きな出力変動は、発生頻度が低くても発生時に火力発電など従来型電源の出力調整が追いつかなければ大停電に繋がる。 前述のとおり、火力発電でも汽力発電の場合には起動に3～10 時間を要するため、風力発電の導入量の増加に従い、電力供給に支障を及ぼす可能性は高まると考えられる。

特に我が国は国際連系線がなく、デンマーク、ドイツなど欧州の国々のように他国に出力調整を依頼することができないため、より深刻である。このような課題を克服するため、今後、風力発電の出力調整は極めて重要である。

表 9-5 風力発電の出力変動率の最大値

地域	エリアサイズ	サイト数	10～15分		1時間		4時間		12時間	
			最大低下	最大上昇	最大低下	最大上昇	最大低下	最大上昇	最大低下	最大上昇
デンマーク全土	300×300 km ²	> 100			-23 %	+20 %	-62 %	+53 %	-74 %	+79 %
デンマーク西部	200×200 km ²	> 100			-26 %	+20 %	-70 %	+57 %	-74 %	+84 %
デンマーク東部	200×200 km ²	> 100			-25 %	+36 %	-65 %	+72 %	-74 %	+72 %
アイルランド	280×480 km ²	11	-12 %	+12 %	-30 %	+30 %	-50 %	+50 %	-70 %	+70 %
ポルトガル	300×800 km ²	29	-12 %	+12 %	-16 %	+13 %	-34 %	+23 %	-52 %	+43 %
ドイツ	400×400 km ²	> 100	-6 %	+6 %	-17 %	+12 %	-40 %	+27 %		
フィンランド	400×900 km ²	30			-16 %	+16 %	-41 %	+40 %	-66 %	+59 %
スウェーデン	400×900 km ²	56			-17 %	+19 %	-40 %	+40 %		
米国ミッドウェスト	200×200 km ²	3	-34 %	+30 %	-39 %	+35 %	-58 %	+60 %	-78 %	+81 %
米国テキサス	490×490 km ²	3	-39 %	+39 %	-38 %	+36 %	-59 %	+55 %	-74 %	+76 %
米国ミッドウェスト+オクラホマ	200×1,200 km ²	4	-26 %	+27 %	-31 %	+28 %	-48 %	+52 %	-73 %	+75 %

出典：“Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power” より NEDO 作成

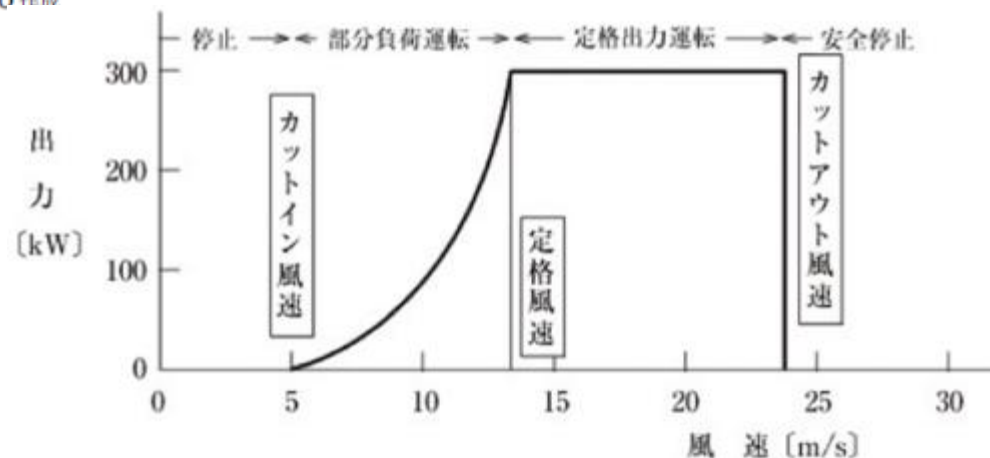


図 9-11 風力発電の出力特性（パワーカーブ）の例

- 風力の出力変動実績の分析結果や発電事業者による対策の実現性・負担影響・効果を踏まえ、早期適用可能な要件として、原則特高連系の風力発電設備を対象に下記(イ)～(ハ)の要件を策定した。
- なお、北海道エリアにおいては風力の出力変動緩和対策を既に系統アクセスルール（マニュアル）で定めており、(イ)および(ロ)の要件の代わりに系統アクセスルールにおける要件を系統連系技術要件に記載する。

《出力変化速度に対する要件》

- (イ) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況※¹において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと

※¹ 風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況

なお、ウインドファームコントローラ※²を有しない小規模発電所は対策を別途協議

※² 風車単体の制御ではなく、発電所全体の出力を制御する装置

《出力変化量としてカットイン・カットアウトに対する要件》

- (ロ) 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと

《系統事故時等の対応としての要件》

- (ハ) 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、発電設備の出力を調定率※³に応じて自動的に抑制するよう対策を行うこと

※³ 調定率は2～5%の範囲で一送から指定、不感帯は0.2Hz以下（北海道・沖縄は0.1Hz以下）

- ✓ (イ)や(ロ)については、風車の制御機能の活用以外にも発電機の計画停止等の運用による対応なども考えられるため、事業者の対応の選択肢を狭めないために、機能に限定せず性能要件として定める。
- ✓ 今回新たに求める要件については将来に亘って不変という事ではなく、変動性再エネの導入量や出力変動、調整力のスペック等の実績を継続的に分析し、必要に応じて見直していく。（その他の制御機能活用についても関係機関と協議・検討を継続する。）
- ✓ 小規模単独系統や調整力確保などエリア固有の事情、また、今後の出力変動量の増加などを踏まえ、「自然エネルギーが得られない状況における要件」、「短周期変動への対策として求める要件」、「高圧連系設備に対して求める要件」なども必要に応じて個別に検討する。

(調整力の追従能力 (kW/分) 面における課題)

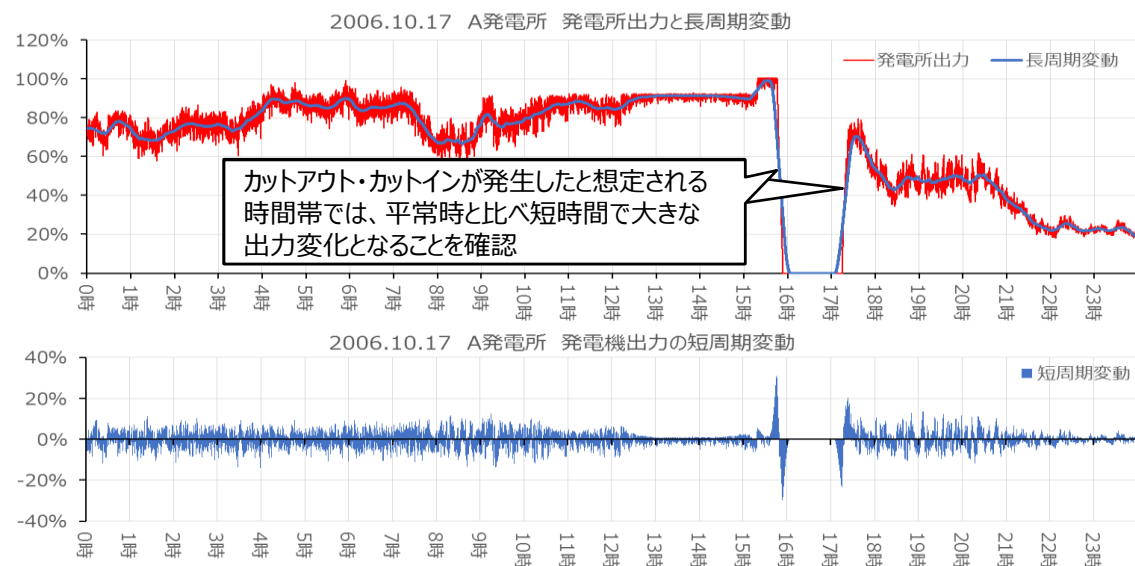
- 風力の出力変動実績を、長周期変動※1、短周期変動※2に分けて分析。その結果、カットアウト・カットインが発生したと想定される時間帯では、平常時と比べ短時間で大きな出力変化となることが確認された。
- また、短周期変動は、発電機間の出力変動の相関が相対的に弱いのに対し、長周期変動は、カットイン・カットアウト発生時には多数の発電機が同様の出力変化となることも確認された。
- このような状況において、風力発電の出力変動が一送の確保する調整力の出力変化速度を上回る場合、適切に需給バランスの調整ができなくなる可能性。

※1 有効電力の20分（前後10分）移動平均

※2 有効電力から※1を差し引いたもの

〔風力の出力変動実績の分析に用いたデータ概要〕

- 期間：2006.1～2007.12〔2ヶ年分〕
- 発電所箇所数：6箇所
- データ内訳
 - ① 平均風速[m/秒]
 - ② 発電所有効電力[kW]
 - ③ 発電機有効電力[kW]×風車基数
- データ粒度：1秒

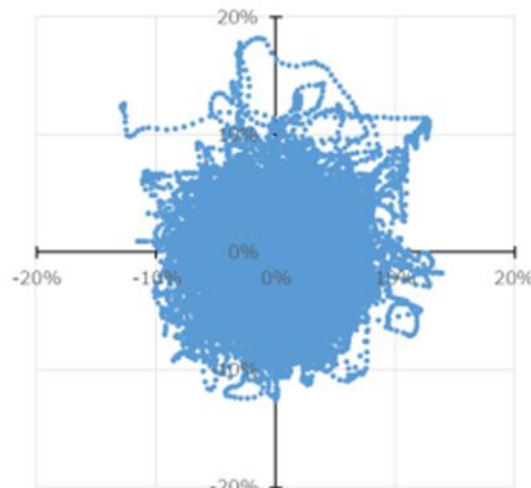


*陸上風力。風車基数は12基、風車間の距離は150～1,500mで非等間隔に配置。

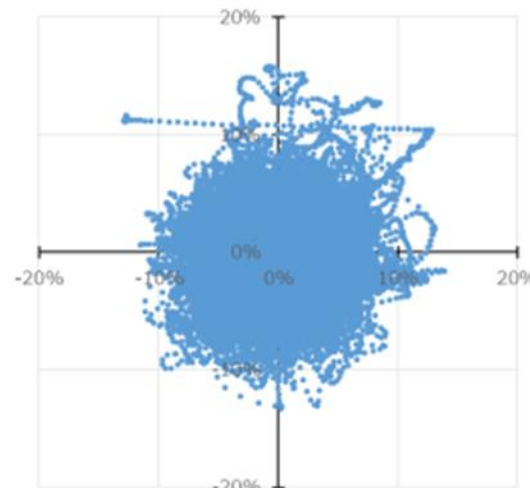
- A発電所でカットアウト・カットインが発生した2006.10.17の発電機出力から短周期変動を抽出。
- 発電機1をx軸に、それ以外の発電機をy軸にプロット。
- 円形に分布しており、相関が弱い事が確認できる。

(風車間の距離は150～1,500mで非等間隔に配置)

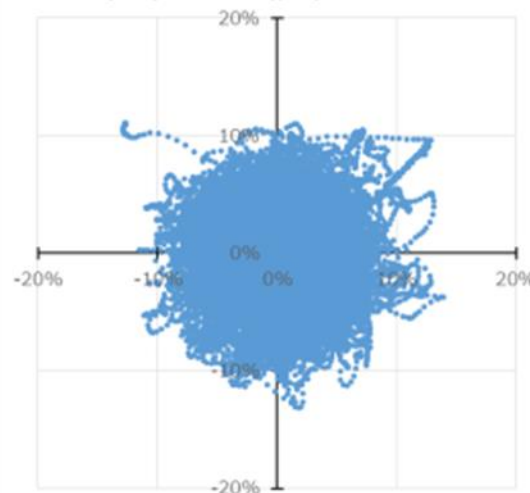
2006.10.17 A発電所出力短周期変動
発電機1(x軸)と発電機2(y軸)の関係



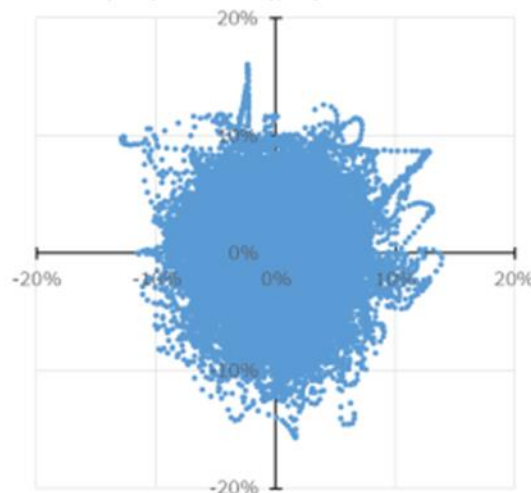
2006.10.17 A発電所出力短周期変動
発電機1(x軸)と発電機3(y軸)の関係



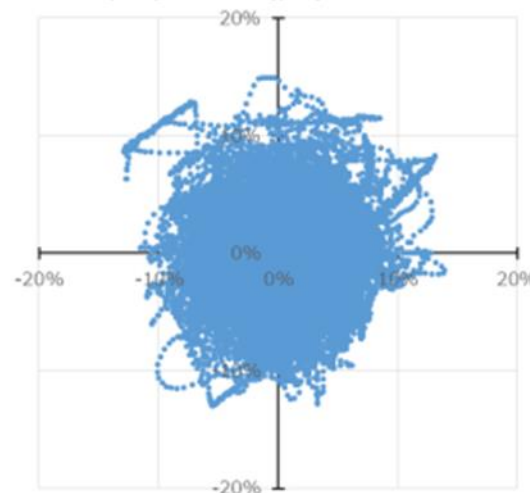
2006.10.17 A発電所出力短周期変動
発電機1(x軸)と発電機4(y軸)の関係



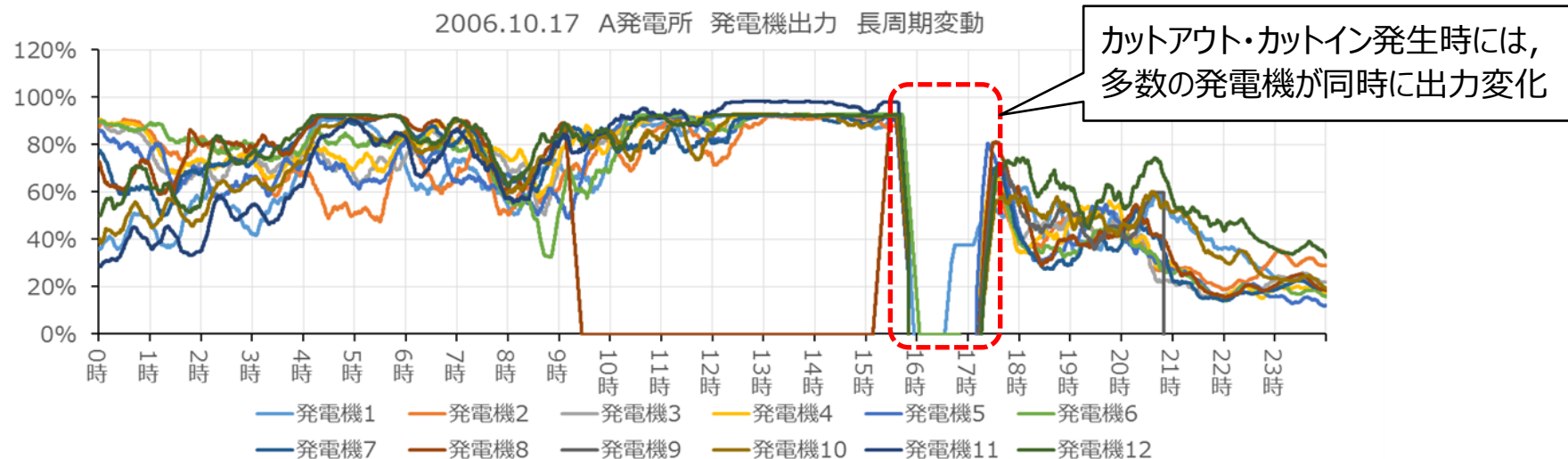
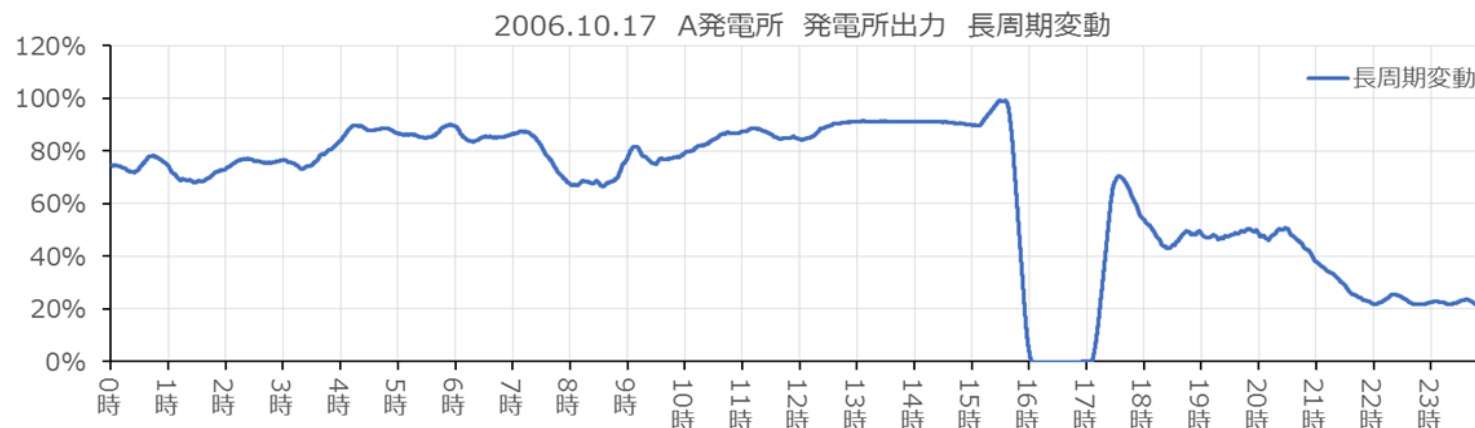
2006.10.17 A発電所出力短周期変動
発電機1(x軸)と発電機5(y軸)の関係



2006.10.17 A発電所出力短周期変動
発電機1(x軸)と発電機6(y軸)の関係



- 発電機出力の長周期変動は発電所内でも様々であるが、カットアウト・カットイン発生時には、多数の発電機が同時に出力変化。

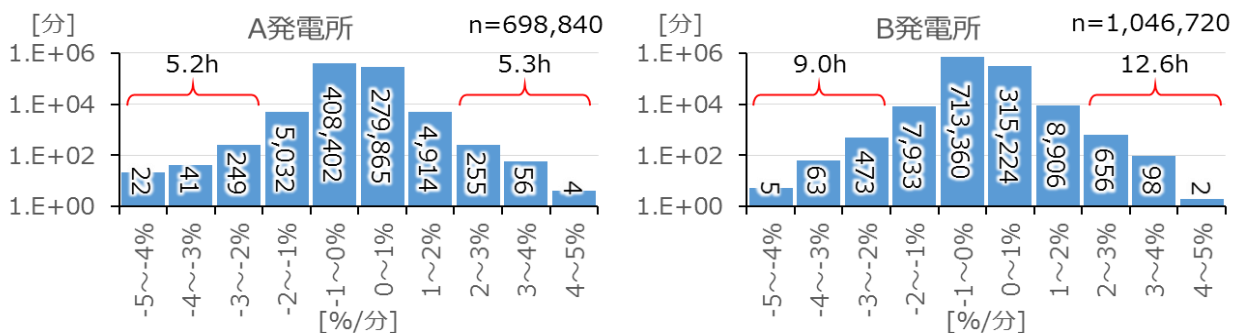


《出力変動実績からの評価》

- 分析結果より、短周期変動については発電機や発電所間での平滑化が一定程度期待できると考え、今回は要件化の対象から外した※1。
※1 ただし、系統規模に対して風力の連系申込量が多い北海道エリアは、平滑化効果を踏まえても短周期変動の影響が無視できず、対策が必要となっている
 - 一方、長周期変動については短周期変動に比べると平滑化効果が期待できない。また、長周期変動の出力変化速度は設備容量に対して概ね2%/分以下となっているが、カットイン・カットアウトが発生したと想定される断面では2%/分以上となっている。よって、これを平常時並みにすることを目的に、要件として「1分間の長周期変動を2%以下にすること」が考えられる。
 - しかし、発電事業者がこの要件を満たすためには、短周期変動を含む全ての変動に対して2%/分以下とする対策が必要となること（逸失電力量が増加）、JWPAとして調査した結果、風車単体での制御機能では対応できないメーカーも存在することを確認。
- ⇒ 1分間の変動幅を要件とする場合、早期の要件適用が困難

【長周期変動の出力変化速度】

- 発電所出力の長周期変動から求めた1分毎の出力変化速度を、1[%/分]刻みで集約。
- ほとんどの時間帯で出力変化速度が2[%/分]以下となっており、2[%/分]を超える時間は0.1～0.6%であった。

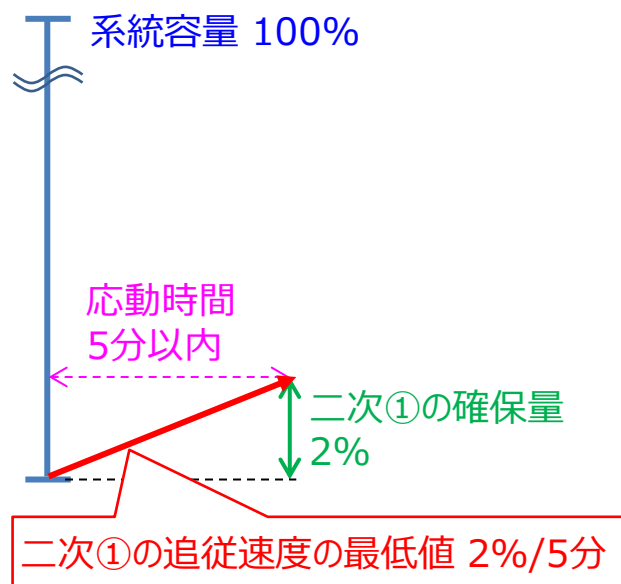


※ 2年分のデータから欠損データを除いたもの。作業や風況によって長期間停止しているデータを含む。

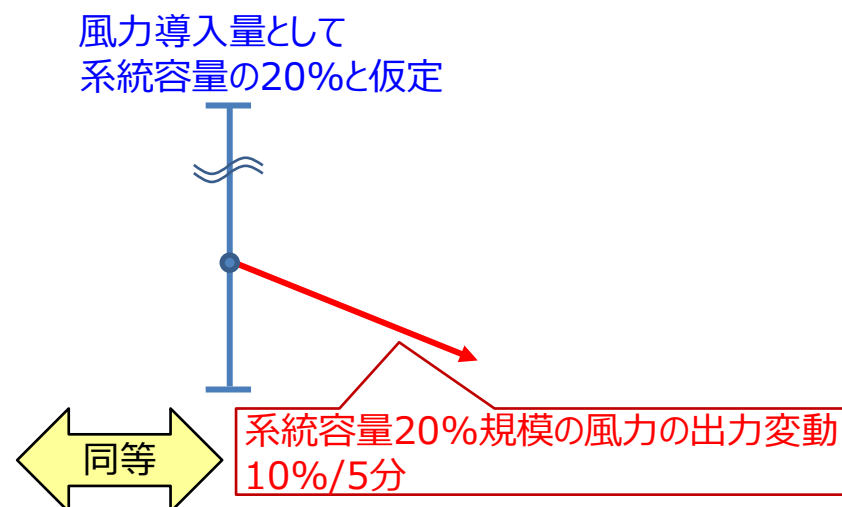
《調整力確保面からの評価》

- 出力変動の管理時間は、発電事業者への影響のほか、需給調整市場における商品設計も参考にした。
- 日々確保できる調整力の量や変化速度は、系統規模や電源ラインナップによって変化するが、一送が確保する二次①（応動時間5分以内）の容量を現状相当である系統容量の2%と仮定した場合、追従能力の最低値は系統容量に対して2%/5分となる。
- これは、系統容量の20%規模の風力が10%/5分で出力変動する速度と同等である。調整力は風力の出力変化のみに対応するものではないが、将来の風力導入見通し等も勘案した当面の要件としては、妥当なレベル感と考える。

《出力変動に対応する調整力》



《風力の出力変動》



《出力変化速度に対する要件》

- 早期に適用可能な要件として発電事業者への影響を考慮したうえで、変動に対応する調整力の確保量や応動時間より、「5分間での最大変動幅が発電所設備容量の10%以下（発電に必要なエネルギーが得られている状態を対象）」とする。
- 5分間での変動幅であればウインドファームコントロールによる制御により既存技術で対応可能であることはJWPAとして確認済。なお、ウインドファームコントロールを有しない小規模発電所は別途協議とする。
- また、今回は短周期変動への対策を求めているが、今後の導入量次第では必要となる可能性があるため、継続的に分析・検討を実施する。

〔参考〕2019年度年次報告書 供給計画の取りまとめ（2019年3月 電力広域的運営推進機関）

【万kW】

	2019年度	2028年度
① 最大需要電力※1	15,907	15,735
② 風力発電設備	442	1,039
②／①	3%	7%

《2030 エネルギーミックス》
1,000万kW

※1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

商品の要件 (変更後)

32

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

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

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

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

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

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

6. 電力品質対策

(2) 出力変動緩和対策

太陽光発電設備および風力発電設備の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置する。

系統連系希望者は、蓄電池等により、太陽光発電設備または風力発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、発電所合成出力という。）を制御する。

太陽光発電設備（出力2,000kW以上）は下記 a. の基準を満たし、風力発電設備（出力20kW以上）は下記 a. および b. 、または a. および c. の基準を満たすものとする。

ただし、太陽光発電設備または風力発電設備の出力が大きく、その変動が火力発電機の出力調整能力に対して過大となることが想定される場合は、個別の対策を検討する。

a. 全ての時間において、発電所合成出力の変化速度を「発電所定格出力の1%以下／分」とする。

b. 以下に示す時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制限する。

(a) 7:00～10:00：発電所合成出力を減少させない。

(b) 11:30～13:30：発電所合成出力を増減させない。

(c) 16:00～19:00：発電所合成出力を減少させない。

(d) 20:00～23:00：発電所合成出力を増加させない。

c. 当社が需給調整力として期待する火力発電機の並列台数が3台以下になることが想定される場合、b. (a) ～ (d) に示す時間帯において、発電所合成出力をゼロとする。

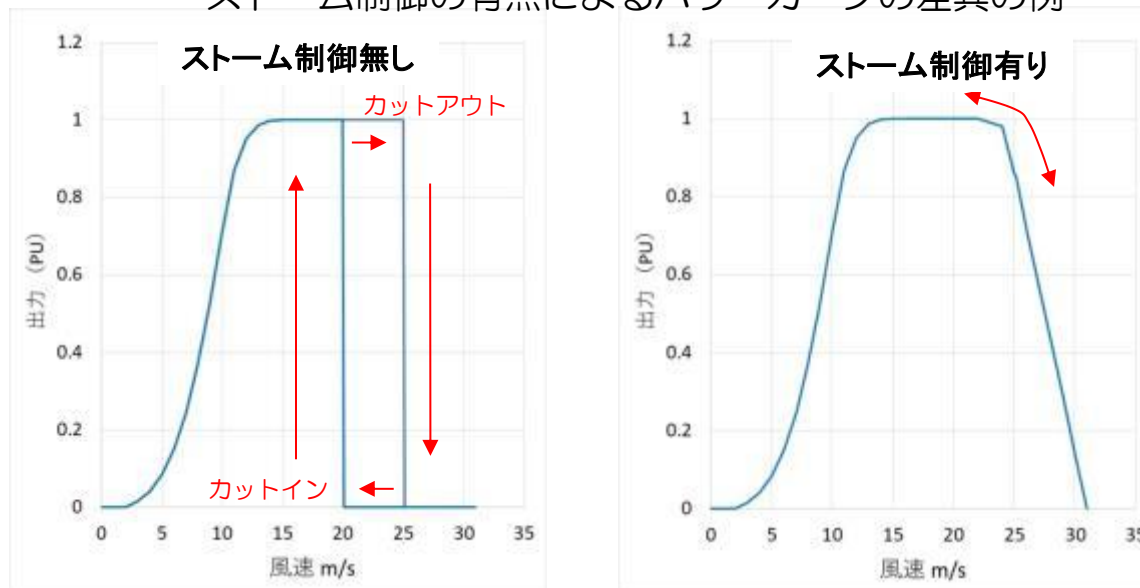
(調整力の容量 (ΔkW) 確保面における課題)

- 風力発電の特性として、強風時に一定の風速 (カットアウト風速) 以上になると安全上の理由から停止するよう設計されているため、低気圧などで強風が吹いている時にカットアウト風速に到達すると定格出力から出力ゼロとなる。
- カットアウト発生に備えて予め調整力を確保することは、調整力コストの増加を招く。

(調整力の容量 (ΔkW) 確保面における要件の考え方)

- 風力発電の特性であるカットアウト・カットイン事象に対して、連系点で急激な出力変動とならないよう対策を実施。
- 対策手段は限定しないが、風車のストーム制御機能を活用すれば、カットアウト風速を超えてもある程度まで運転が継続できることから、発電事業者にとって発電電力量が増加するメリットがあることをJWPAとして確認済。

ストーム制御の有無によるパワーカーブの差異の例



出典：第20回系統WG
資料3

（系統事故時等における課題）

- 系統事故による大規模負荷脱落等が発生すると系統の周波数は大きく上昇し、その規模によっては発電機トリップに至る。
- このような事象が発生した際に、変動性再エネにおいて、それを助長するような出力変動（周波数上昇時でも風速が上昇すれば風力の出力は増加）が発生した場合、系統安定を大きく乱すことも懸念される。

（系統事故時等への対応における要件の考え方）

- 風車の制御機能である周波数調定率制御機能を活用し、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、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制するよう対策を行なう。
- 周波数調定率は、2～5%の範囲で一送が指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道・沖縄は0.1Hz以下）とする。
 - ✓ 最適な調定率は変動性再エネの導入量によって異なると思われるため、値は一送から指定することとする。なお、周波数調定率制御について、2～5%の範囲であれば設定値によるイニシャルコストの違いはほとんどないことをJWPAとして確認済。
 - ✓ 常時の周波数運用管理値（0.2Hz）を超えた場合には動作するよう、不感帯は0.2Hz以下とする。なお、北海道・沖縄エリアは系統規模が小さく、擾乱に対し周波数変動が大きくなり易いことから、0.1Hz以下とする。
〔火力の周波数変動補償の不感帯と等しい設定値〕

- 今後、風力発電の更なる導入拡大にあたっては、出力予測精度の向上がより重要となる。
- 各風力発電所の発電出力は立地地点における地形等に影響を受けることから、発電所（代表風車地点）における風速・風向等の情報と発電出力の情報を収集・分析し、それを出力予測に反映することで、予測精度の向上が期待できる。
- 現状、テレメータ※¹の情報収集項目として風速・風向等を求めているのは北海道エリア※²のみであるが、その他のエリアにおいても、特高連系の風力発電設備※³に対し、必要に応じてテレメータで風速・風向等の情報を収集する※⁴。なお、JWPAとしても予測精度向上による出力制御量の低減等に資する情報提供は理解するところ。

※1 電圧、電流、電力などの計測値を遠方へ伝送・表示する装置
※2 系統アクセスルール（マニュアル）等に基づき要求
※3 ウインドファームコントローラを有しない小規模発電所は別途協議
※4 一般的に風力発電設備ではナセル（風車においてタワー上部に配置され、動力伝達装置、発電機等を収納する部分）にて風向・風速を計測

【新たにテレメータで収集する情報項目】

項目	説明
風力発電所（代表風車地点）の風速	風車地点（ナセル取り付け）の風速・風向データ
風力発電所（代表風車地点）の風向	地点数は発電所規模や立地条件等により協議
発電最大能力値	運転可能な発電設備（作業・故障により停止しているものを除く）の定格出力※ ⁵ の合計。 ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数

※5 出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮

(参考) 欧州のRfG (Requirements for Generators) との比較

21

欧州 RfG（主要と思われる項目を抽出）						日本(風力)		備考
要件		概要	Type A	Type B	Type C/D	低圧 ／高圧	特高	
周波数安定性	周波数帯域	運転可能周波数 (13.1.a)	○	○	○	○	○	日本はFRT要件として規定 (低圧は準備中)
	周波数変化率耐量	周波数変化率に対する運転継続特性 (13.1.b)	○	○	○	○	○	
	限定的周波数検知モード - 周波数上昇	周波数上昇時の周波数調定率制御 (13.2)	○	○	○		◎	
	目標有効電力値での一定出力維持	周波数変化に関係なく、目標有効電力値で出力を一定に維持 (13.3)	○	○	○			火力 (GT,GTCC)は今回要件化
	周波数低下時の最大出力からの有効電力削減	周波数が更に低下した場合の有効電力の低下範囲 (13.4,13.5)	○	○	○			
	リモートスイッチオン・オフ	遠隔制御により有効電力を停止する機能具備(13.6)	○	○		○	○	今回、出力変化率制限の要件化により対応
	発電モジュールの自動的系統接続	発電設備が系統に自動的に接続できる条件〔有効電力増加の最大許容傾斜など〕(13.7)	○	○	○		◎	
	有効電力削減	遠隔制御により有効電力を削減する機能具備(14.2)		○		○	○	
	周波数制御に関する追加要件	周波数低下時の周波数調定率制御など (15.2)			○			現状、欧州主要国では規定なし 欧州主要国では規定あり
	合成慣性の提供（イナーシャ制御）	非同期電源(パワーパーク)に合成慣性を提供することをTSOは規定できる(21.2)			○			
	出力変化率制限	《規定なし》					◎	
	ストーム制御	《規定なし》					◎	
ロバスト性	電源設備のフォルト・ライド・スルー(FRT)機能	事故時運転継続機能(14.3)		○	○	○	○	低圧のFRTは準備中
	事故後有効電力復帰	事故後の非同期電源(パワーパーク)の有効電力復帰特性(20.3)		○	○	○	○	日本はFRT要件として規定 (低圧は準備中)
系統復旧	ネットワーク障害による偶発的解列後の再接続	事故後の発電設備の再接続条件(14.4)		○	○			
系統管理要件	制御スキーム及びセッティング	系統の安定化等のため発電機の制御装置(14.5.a)		○	○	○	○	
	電気保護スキーム及びセッティング	系統保護のための保護方式・保護協調(14.5.b)		○	○	○	○	
	電気保護スキームおよび制御装置構築の優先順位	保護制御装置の優先順位(14.5.c)		○	○			
	情報交換	TSOとの定期的な情報交換(14.5.d)		○	○	○	◎	今回、項目を充実
	動的系統挙動及び故障の記録・監視設備	電気現象記録装置の設置(15.6.b)			○		○	
電圧安定性	無効電力能力	TSOは非同期電源(パワーパーク)の無効電力供給能力を指定する権利あり(20.2.a)		○	○	○	○	日本では電圧面の要件を力率で規定
	高速無効電力注入	TSOは非同期電源(パワーパーク)が高速故障電流を供給することを指定する権利あり(20.2.b)		○	○			
	無効電力能力と制御モードの追加要件	非同期電源(パワーパーク)が無効電力能力として満たすべき追加要件(21.3)			○			

◎: 今回要件化 ○: 既に要件化

・日本の要件化状況については、ガイドライン、系統連系規程、各一般送配電事業者の系統連系技術要件などの規定内容を踏まえた概略的な判定

・欧州のA,B,C,Dは連系電圧・設備容量による設備区分〔電圧区分〕A～C:110 kV未満、D:110 kV以上（連系電圧が110kV以上の場合、設備容量に関わらずDに分類される）
〔容量区分、大陸欧州・英国の場合〕A:0.8kW以上～1MW以下、B:1MW以上～50MW未満、C:50MW以上～75MW未満、D:75MW以上

・要件項目は、Roland Bründlinger et al.: Implementation of the European Network Code on Requirements for Generators on the European National Level - Current Status - Trends and Challenges, Solar Integration Workshop 4B-3 (2018)を参考とした

・日本で要件化しているが、RfGでは規定されていないと思われる項目もある（高調波対策など）

第19回系統WG 資料5の記載項目を基準に、日本の技術要件を併記（今回の要件化を反映）

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件＞

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク	日本
最大出力抑制機能 (Active/real power control)	有 ・ Type A、B、C、Dの発電設備は、系統の周波数変動が生じた場合に出力制御が必要	有 ・ DSOの要請に応じ出力制御を行う ・ 多大な電圧変動が生じた場合、有効電力を最大10%削減する	有 ・ 出力抑制機能を含むPower System Stabilizer (PSS) を備える（送電系統）	有 ・ ウィンドファームは、有効電力制御と周波数応答を可能にするWind Farm Control Systemを備える ・ 同Systemは、TSOからの指令後10秒以内に制御を実行する	有 ・ 出力抑制は、指令を受けてから2秒以内に開始し、10秒以内に終える	有 ・ 一般送配電事業者の出力上限指令を受け、自動で出力制御を行う
周波数調定率制御機能 (Frequency droop control)	有 ・ 周波数変動 $\Delta f/f$ に対する有効電力の変動 $\Delta P/P$ のカーブを規定 ・ ドロップ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 2 \sim 12\%$ の範囲でTSOが規定	有 ・ 系統周波数が50.2Hzより上昇した場合、及び49.8Hzより低下した場合の、有効電力の低下/上昇カーブについて規定	有 ・ ドロップ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 3 \sim 5\%$ （送電系統）	有 ・ ウィンドファームの周波数応答システムは、系統周波数に応じて有効電力を制御する ・ ドロップ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内でTSOにより設定される	有 ・ 系統周波数が変動した場合、風力/太陽光発電設備は周波数応答（全ての風力/太陽光発電設備）及び周波数制御（大出力発電設備のみ）を行う ・ 周波数応答のドロップ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内とする	有（今回要件化） ・ 特別高圧系統に連系する風力発電設備は、系統周波数に応じて有効電力を制御する ・ 周波数調定率(ドロップ)は2～5%の範囲内で一般送配電事業者より指定
FRT (Fault Ride Through)	有 ・ (Type Aの電源と直流連系の洋上非同期発電設備を除く) 全てのタイプの電源について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 ・ Type 1（同期発電機）、Type 2（その他発電機）の発電設備について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 ・ 電源の規模・種類別にFRTの時間－系統電圧カーブを規定している（送電系統）	有 ・ Grid CodeのWFPS1.4「Fault Ride Through requirements」において、ウィンドファームに属する風力発電設備のFRTの時間－系統電圧カーブを規定 ・ ESBのDistribution CodeもGrid Codeと同じFRTカーブを採用している	有 ・ 定格出力1.5MW超（カテゴリーC・D）の風力/太陽光発電設備は、連系点の電圧が風力で20%（PVで10%）の水準になっても少なくとも風力で0.5秒間（PVで0.25秒間）は運転及び連系を継続する ・ FRTの時間－系統電圧カーブを規定	有 ・ FRTの時間－系統電圧カーブを規定

第19回系統WG 資料5の記載項目を基準に、日本の技術要件を併記（今回の要件化を反映）

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件（続き）＞

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク	日本
出力変化率 制限機能 (Active power ramp/change rate limitation)	無	有 ・ 出力変化率を、定格出力の 0.33%/秒以上、0.66%/秒以 下に収める	無	有 ・ Wind Farm Control System は、出力変化率（Ramp rate）の制御機能を有する ・ 出力変化率は、TSOから運転日 の120日前までに通知される	有 ・ 出力変化率制限（ランプ制御） は、指令を受けてから2秒以内に 開始し、10秒以内に終える ・ ランプ制御は通常、最大出力抑 制及びデルタ制御と組み合わせて 行われる ・ 出力変化率の最大標準値： 100kW/秒	有（今回要件化） ・ 特別高圧系統に連系する 風力発電設備は、出力変 化率を、定格出力の 10%/5分以下に収める
イナーシャ 制御機能 (Synthetic inertia control)	有 ・ Type C・Dの非同期電源（パ ワーパーク）は、周波数安定化の ために本機能を備えるようTSOが 規定できる。具体的な規定は各 TSOに委ねられている ・ Type Aを除く全ての電源は、もし 可能ならば、本機能を備える	無	無	無	無	無（継続検討）
ストーム 制御機能 (Storm control)	無	無	無	無	有 ・ カテゴリーC・D（※定格出力 1.5MW超）の風力発電プラント は、カットアウト風速を超える前に、 有効電力を抑制する	有（今回要件化） ・ 特別高圧系統に連系する 風力発電設備は、高風速 時にカットアウトが予想され る場合は、即座に停止し ないようストーム制御機能 を具備する等の対策を行う

本ページから38ページまで、送配電網運用委員会としての提出資料

《参考》その他の整備状況について

- ① 発電設備の周波数調整機能具備〔対象電源種：全電源〕
- ② 火力・バイオマス発電設備の最低出力〔対象電源種：火力・バイオマス〕
- ③ 発電設備の運転可能周波数・UFR整定値〔対象電源種：全電源〕
- ④ 系統連系技術要件での記載項目の統一化

- 発電設備の周波数調整機能具備は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(8/27)の結果を受けて整理

《火力発電設備（一部混焼バイオマス発電機を含む）の調整機能・仕様（1/2）》

機能要件	GT・GTCC※1の仕様	その他火力※1の仕様	必要性
GF速度調定率	5%以下 〔北海道 4%以下 沖縄4%以下〕	5%以下 〔北海道 4%以下 沖縄4%以下〕	一次調整力として平常時の周波数調整および緊急時の瞬動予備力として利用。
GF幅※2	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	
LFC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需給インバランスの調整に利用。
LFC幅※2,4	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上	
EDC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメリットオーダーを考慮した発電機出力調整に利用。
EDC+LFC 変化速度※2,3,4	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。

※1：GTはガスタービン、GTCCはガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力はGT・GTCC以外が該当。

※2：GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。

※3：現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。

※4：各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCと同義、EDCはDPCと同義。

出典：第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料（混焼バイオマスを追記）

《火力発電設備（一部混焼バイオマス発電機を含む）の調整機能・仕様（2/2）》

機能要件	GT・GTCCの仕様	その他火力の仕様	必要性
最低出力	50%以下	30%以下	中給からのEDC・LFC指令で調整機能が活用可能となる制御範囲を要件化。
DSS機能具備	要 (8時間以内) （沖縄 要 (3.5時間以内)）	無 （沖縄 要 (4時間以内)）	GT・GTCCのDSS機能は標準仕様であり、機能具備により、調整力として柔軟な運用が可能となるため要件化。 その他火力のうち、特に石炭火力の場合は機能具備に伴い大幅なコスト増になると考えられるため、要件化しない。
周波数変動補償 (不感帯)	要 ($\pm 0.2\text{Hz}$ 以内) （北海道・沖縄 要 ($\pm 0.1\text{Hz}$ 以内)）	要 ($\pm 0.2\text{Hz}$ 以内) （北海道・沖縄 要 ($\pm 0.1\text{Hz}$ 以内)）	GF動作後の出力を維持するための機能を要件化。
出力低下防止	要	—	GT・GTCCは電源脱落時等の系統周波数低下時に発電機出力が減少し、連鎖的に周波数が低下する虞があるため、要件化。

出典：第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料（混焼バイオマスを追記）

- 再エネ大量導入小委において、再生可能エネルギー導入拡大実現のために、火力・バイオマス発電設備については、出力抑制時の最低出力の要件化が求められている。
- この度のガイドライン改正では、新たに「発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行う」と要件化される見込み。
- ガイドライン改正を踏まえ、系統連系技術要件においても、火力・バイオマス発電設備に対し、最低出力を要件化。（最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備、なお停止による対応も可）

《改正ガイドライン》

逆潮流のある発電設備のうち、火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。ただし、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。

		電源容量	
		100MW以上	100MW未満
電圧階級	特高	【火力・混バイオ】調整機能具備	【火力・バイオ】 最低出力等
	高压	該当なし	
	低压	該当なし	

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、2016年度に発生した60Hz系統（中西エリア）における周波数低下事象や2018年9月に発生した北海道胆振東部地震直後における事象を踏まえ、今後、大量導入が見込まれる再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、新規に連系する発電設備の運転可能周波数やUFR整定値（検出レベルおよび検出時限）が整理され、各社は系統アクセスルールを速やかに改定した。
- 小委では、系統連系技術要件の改定についても可能な限り早期に目指すとされており、系統アクセスルールで見直し済みの内容を系統連系技術要件で要件化。

＜検出レベル＞		《UFR整定値》				
		北海道	東北	東京	中部	北陸
検出 レベル	特別高圧	47.0Hz以下	47.5Hz	同左	57.0Hz	同左
	高圧	FRT要件適用 47.5Hz FRT要件非適用 48.5Hz	同左	同左	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	高圧と同じ	同左

		関西	中国	四国	九州	沖縄
検出 レベル	特別高圧	57.0Hz	同左	同左	同左	同左
	高圧	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左	同左	同左	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	同左	同左

＜検出時限＞

- ・ 動作時限については、自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とする。
- ・ 協調が取れる範囲の最大値
 高圧・低圧：系統連系規程の整定範囲最大の2秒
 特別高圧：高低圧に準じて2秒以上

- 現状、各社の系統アクセスルールに記載している等の理由により、系統連系技術要件に記載していない項目が存在（項目は会社により異なる）。
- 第20回系統WGにおいて「再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定する」と整理されたことを受け、これまで系統連系技術要件での記載有無に差異があった項目について、記載統一に向け取組む※1。

※1 その他項目を含め記載振り等についても可能な範囲で統一を志向

【特別高圧電線路への連系に係る記載項目】

青字：今回の整備で各社統一的に記載する項目

黒字：既に全社が記載している項目

技術要件の指標	指標に基づく系統連系技術要件の記載項目
【ガイドライン】	
第1章 総則	
2. 適用の範囲	適用の範囲※2
第2章 連系に必要な要件	
第1節 共通事項	
1. 電気方式	電気方式
2. 設備の整定値・定数等の設定	運転可能周波数※3、発電機定数、 <u>昇圧用変圧器</u>
3. 発電出力の抑制	発電出力の抑制（ <u>太陽光・風力</u> 、 <u>火力・バイオマスの最低出力</u> ）

・ 下線付きの項目は、今回新規要件化する項目

※2 ガイドライン改正を踏まえ、既連系の発電設備であっても、リプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来す恐れがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時）等には最新の要件を適用する旨記載（高圧、低圧も同様）

※3 電力レジリエンス等に関する小委員会での整理結果に基づき記載内容を見直し

【特別高圧電線路への連系に係る記載項目（つづき）】

技術要件の指標	指標に基づく系統連系技術要件の記載項目
第5節 特別高圧電線路との連系 1. 力率	力率
2. 単独運転時における適正電圧・周波数の維持	保護装置の設置、保護装置の設置場所、解列箇所、 保護リレーの設置相数、再閉路方式
3. 自動負荷制限・発電抑制	自動負荷制限・発電抑制
4. 電圧変動・出力変動	電圧変動、 <u>出力変動</u> ※1
5. 不要解列の防止	保護協調、事故時運転継続
6. 発電機運転制御装置の付加	発電機運転制御装置の付加（ <u>周波数調整機能</u> ）
7. 連絡体制	連絡体制（SV、TM、 電気現象記録装置 ）
【電気設備の技術基準の解釈、 系統連系規程等】	線路無電圧確認装置の設置、中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施、直流流出防止変圧器の設置、短絡・地絡電流対策、高調波

・ 下線付きの項目は、今回新規要件化する項目

※1 北海道、沖縄は現状系統アクセスルール（マニュアル）で要件化している内容も含め系統連系技術要件に記載

【高圧配電線への連系に係る記載項目】

技術要件の指標	指標に基づく系統連系技術要件の記載項目
【ガイドライン】 第2章 連系に必要な要件 第1節 共通事項	
1. 電気方式	電気方式
2. 設備の整定値・定数等の設定	運転可能周波数、発電機定数、昇圧用変圧器
3. 発電出力の抑制	発電出力の抑制（太陽光・風力、 <u>火力・バイオマスの最低出力</u> ）
第3節 高圧配電線との連系	
1. 力率	力率
2. 自動負荷制限	自動負荷制限
3. 逆潮流の制限	バンク逆潮流の制限
4. 電圧変動・出力変動	電圧変動、出力変動※1
5. 不要解列の防止	保護協調、事故時運転継続、保護装置の設置、 <u>保護装置の設置場所</u> 、解列箇所、 <u>保護リレーの設置相数</u>
6. 連絡体制	連絡体制
【電気設備の技術基準の解釈、 系統連系規程等】	線路無電圧確認装置の設置、 <u>直流流出防止変圧器の設置</u> 、 <u>接地方式</u> 、 <u>短絡容量</u> 、 <u>高調波</u>

・ 下線付きの項目は、今回新規要件化する項目

※1 北海道、沖縄は現状系統アクセスルール（マニュアル）で要件化している内容も含め系統連系技術要件に記載。その他のエリアは要件として記載しない。

【低圧配電線への連系に係る記載項目】

技術要件の指標	指標に基づく系統連系技術要件の記載項目
【ガイドライン】 第2章 連系に必要な要件 第1節 共通事項	
1. 電気方式	電気方式
2. 設備の整定値・定数等の設定	運転可能周波数
3. 発電出力の抑制	発電出力の抑制（太陽光・風力、火力・バイオマスの最低出力）
第2節 低圧電線路との連系	
1. 力率	力率
2. 電圧変動・出力変動	電圧変動、出力変動※1
3. 不要解列の防止	保護協調、事故時運転継続、保護装置の設置、保護装置の設置場所、解列箇所、保護リレーの設置相数
【電気設備の技術基準の解釈、 系統連系規程等】	発電設備の種類、直流流出防止変圧器の設置、接地方式、 短絡容量、高調波、過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

※1 北海道は現状系統アクセスルール（マニュアル）で要件化している内容も含め系統連系技術要件に記載。その他のエリアは要件として記載しない。

【今回の整備で各社統一的に記載する項目の概要】

系統連系技術要件の記載項目	記載概要
運転可能周波数	発電設備の運転可能周波数や周波数低下リレーの整定値等
発電機定数	短絡電流抑制等の面から、発電機定数を一般送配電事業者から指定させていただく場合があること
昇圧用変圧器	短絡電流抑制等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を一般送配電事業者から指定させていただく場合があること
発電出力の抑制 (太陽光・風力)	逆潮流のある太陽光発電設備及び風力発電設備には、一般送配電事業者の求めに応じて、発電出力の抑制ができる逆変換装置の設置等の必要な対策を実施していただくこと
保護装置の設置場所	保護リレーは受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただくこと
保護リレーの設置相数	保護リレーの種類毎の設置相数
再閉路方式	自動再閉路方式を採用する場合は、連系する送電線の再閉路方式と協調を図り、必要な設備を設置していただくこと
保護協調	発電設備の故障または系統の事故時に、事故範囲の局限化等を行うために保護協調を図っていただくこと、および保護協調の考え方等

【今回の整備で各社統一的に記載する項目の概要（つづき）】

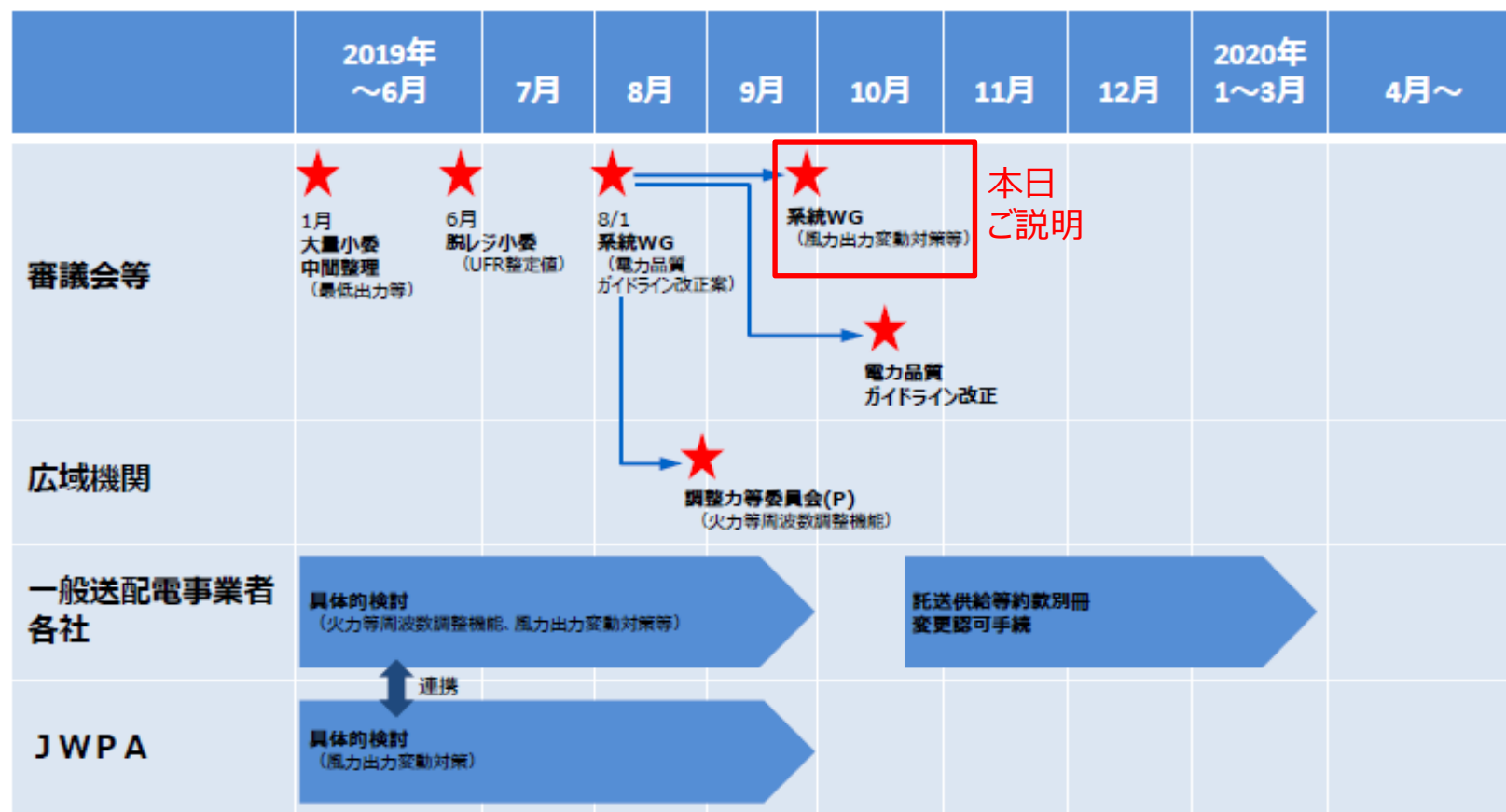
系統連系技術要件の記載項目	記載概要
事故時運転継続	系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生しないよう、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただくこと
電気現象記録装置	発電設備の挙動等を正確に把握するため、電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあること
中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	中性点の接地が必要な場合は、昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置いただくこと、電磁誘導障害防止等対策が必要となる場合は適切な対策を講じていただくこと
直流流出防止変圧器の設置	逆変換装置を用いて発電設備を連系する場合は、系統への直流流出防止のため、受電地点と逆変換装置との間に設置していただくこと、及び変圧器設置を省略できる条件
発電設備の種類	低圧に連系する発電設備は逆変換装置を用いた発電設備に限ること。逆変換装置を用いない発電設備の連系は逆潮流が無い場合に限ること
接地方式	接地方式は連系する系統に適合した方式としていただくこと
短絡容量	発電設備の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただくこと
過電流引き外し素子を有する遮断器の設置	単相3線式の電気方式に連系する場合であって、中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがある場合は、発電設備及び負荷設備等の並列点よりも系統側に、3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただくこと

- 本日のご議論を踏まえ、各一般送配電事業者は託送供給等約款の変更認可※手続きに向けた準備を進めることとしたい。

※ その他の整備も含め、新たな要件は、託送供給等約款の実施日以降に契約申込する発電設備を対象

(参考) 当面のグリッドコード検討スケジュール (イメージ)

20



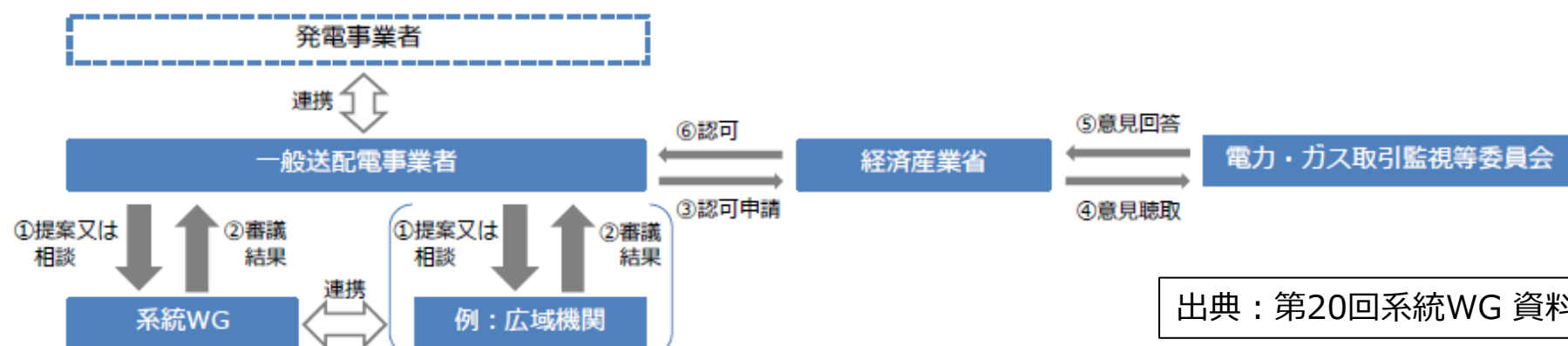
グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方② (案) 11

(2) 技術要件の検討の進め方について

- 必要な技術要件の具体化にあたっては、機動性・適切性・透明性を確保する観点から、必要に応じて系統WG（資源エネルギー庁）での審議を経て、「系統連系技術要件」に反映することとしてはどうか。
- また、今後、グリッドコードの整備の技術的内容等の審議等をより包括的かつ実効的に行う枠組みを構築することを検討してはどうか。具体的には、以下の2つの事項を検討してはどうか。
 - ① 国、一般送配電事業者、日本電気協会、発電事業者、メーカー等関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援を行い、一つの組織（例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関）に当該業務に必要な体制整備（人員、予算等）を行うこと。
 - ② ①の体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議（系統WGでの審議の代替）を行うこと。
- また、その「系統連系技術要件」の実効性をより確保するための仕組みについても検討していくべきではないか。

<「系統連系技術要件」の変更に係る基本的な流れ>

- ・ 「系統連系技術要件」の変更にあたっては、経済産業大臣への託送供給等約款変更認可申請または変更届出を要する。
- ・ また、上記申請の審査にあたっては、電力・ガス取引監視等委員会（監視等委員会）への意見聴取を要する。
- ・ 上記申請は約款に定める「料金その他の供給条件（電気事業法施行規則第十八条各号に列挙する事項の全部又は一部）」を変更するためのもので、必ずしも料金変更を伴うものではない。
- ・ 一般送配電事業者は、上記申請時、系統WGにおける審議結果を用いて技術要件の必要性を説明。（なお、資源エネルギー庁及び広域機関の了解が得られた場合に限り、例えば広域機関で代替審議することも可とする。）



出典：第20回系統WG 資料1

グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方① (案) 6

(1) 制度的体系について

- IEAによれば、グリッドコードとは「電力システムや市場に接続された資産が遵守しなければならない幅広い一連のルールを網羅した包括的な条件」であり、その制定目的は費用対効果と信頼性の高い電力システム運用を支援することであって、狭義には「接続コード」を指す。海外のグリッドコード策定プロセスは国ごとに異なるが、大枠として送配電事業者が提案し、規制機関によって承認されるケースが多い。
- 日本では、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等（オープンアクセス）の下、系統連系に係る一連の規程（「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件」、「系統アクセスルール」）に基づいて、再エネを含む発電事業者と一般送配電事業者の電力量調整供給及び電氣的接続が確保されている。再エネの導入拡大に伴い、今後も多様な発電事業者の参入が見込まれることを踏まえ、実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」を軸とする上記規程をグリッドコードと位置づけ、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理等を踏まえた再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定することとしてはどうか。
- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は、各社が定める「系統連系技術要件」について、必要な事項を整理し、指標を提示するものであるが、元来コージェネレーション等の分散型電源の系統連系を目的として定められたガイドラインであり、必ずしも再エネ大量導入に即した内容が盛り込まれていない（変動再エネ導入に伴う調整力の必要性、既設電源を含めた適用等）、「系統連系技術要件」や「系統アクセスルール」との関連性が不明確等の課題があることから、再エネ・火力発電の技術要件の検討と並行して、同ガイドラインの必要な改定を行うべきではないか。
- なお、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらない技術要件を定めることが望ましいが、再エネの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえつつ、各種電源の特性に配慮した技術要件を検討していくこととしてはどうか。

- 近年の再生可能エネルギー導入拡大、レジリエンス強化等の要請に伴い、一般送配電事業者として、実運用を踏まえた技術的な検討を深めることがますます重要となっている。
- 一般送配電事業者としては、今後も増加・高度化する課題に対して、検討をより深掘りし、系統利用者や広域機関等に対し、安定供給の確保や合理的な運用のための新たなルールなどの提案を行っていく必要があると考えられ、これを効率的に行うために、昨年11月に一般送配電事業者10社ならびに学識経験者で構成する委員会を開設した。

【学識経験者委員】(50音順)

井上 俊雄	電力中央研究所 システム技術研究所長
大山 力	横浜国立大学大学院 工学研究院 教授
斎藤 浩海	東北大学大学院 工学研究科 教授
横山 明彦	東京大学大学院 工学系研究科 教授

【一般送配電事業者委員】

藪下 裕己	北海道電力株式会社 取締役常務執行役員 送配電カンパニー社長
坂本 光弘	東北電力株式会社 取締役副社長 副社長執行役員 送配電カンパニー長
金子 禎則	東京電力パワーグリッド株式会社 代表取締役社長
市川 弥生次	中部電力株式会社 取締役専務執行役員 電力ネットワークカンパニー社長
水野 弘一	北陸電力株式会社 代表取締役副社長 副社長執行役員 送配電事業本部長
土井 義宏	関西電力株式会社 代表取締役 副社長執行役員 送配電カンパニー長
松岡 秀夫	中国電力株式会社 代表取締役 副社長執行役員 送配電カンパニー長
横井 郁夫	四国電力株式会社 取締役 副社長執行役員 送配電カンパニー社長
廣渡 健	九州電力株式会社 常務執行役員 送配電カンパニー社長
横田 哲	沖縄電力株式会社 取締役 送配電本部長

〔審議会等における報告実績〕

【制度設計専門会合】

- ・「電源Ⅰ’の広域的調達」について
(2019/5/31)

【需給調整市場検討小委員会(広域機関)】

- ・二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について(2019/3/28)
- ・広域需給調整システム(運用)の開発状況
(2019/3/28)

【調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(広域機関)】

- ・周波数調整機能具備の要件化について
(2019/8/27)