

個別技術要件検討 「発電設備の並列時許容周波数」

2021年6月30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

第5回での審議の結果、要件化内容について、関係業界団体への意見照会を実施して再度議論することとしたため、今回追加、修正した。

追加、修正スライド： 12～17、25、27、36～38

- 1. 個別技術要件の検討 「③発電側関連団体の意見」
- 3. 運用・市場コードの観点からの検討
- 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）」
- 4. 詳細検討資料 「④確認事項」

①論点整理

■ 現在の対応状況

- 現状、**特別高圧または高圧**で連系する発電設備等には、事故時の系統並列の手順に関して、給電申合せ書等により運用の取り決めを行っており、**一定のルールの中で運用**がなされている。
一方、**平常時や事故時の低圧連系する発電設備等**には、一般送配電事業者との**並列時の取り決めはなく、基本的には事前連絡なし（無制約）に系統並列可能な運用**となっている。

■ 2030年時点に想定される課題、その後の課題と提言

（発電側）

- 事故直後など系統周波数が適正範囲でない場合、**不要な逸脱により発電設備が解列し、発電機会損失が発生**する可能性がある。

（系統側）

- 再生可能エネルギーの導入拡大に伴って、大型・集中電源の周波数調整能力が減少する一方で、事前連絡なし(無制約)に系統並列する分散型電源が増加することは、系統安定・周波数品質への影響が懸念される。
- 特に、**系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電設備等が並列すると、更なる周波数上昇を助長**することになるため、**系統安定を大きく乱すことが懸念**される。

■ 要件化の必要性およびメリット

- 事故直後など系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際、更なる周波数上昇を助長するような系統並列を回避することにより、**不要な逸脱回避による発電機会損失を低減することができる**。なお、対応はソフト改修費や確認試験費用程度の費用となるため、費用対効果は大きいと想定される。
- 再エネ大量導入・主力電源化時においても**系統周波数の適正範囲を維持することが可能となり、再エネ電源の普及拡大に寄与でき、再エネ電源の事業規模や発電機会（発電電力量）を拡大することができる**。

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

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。

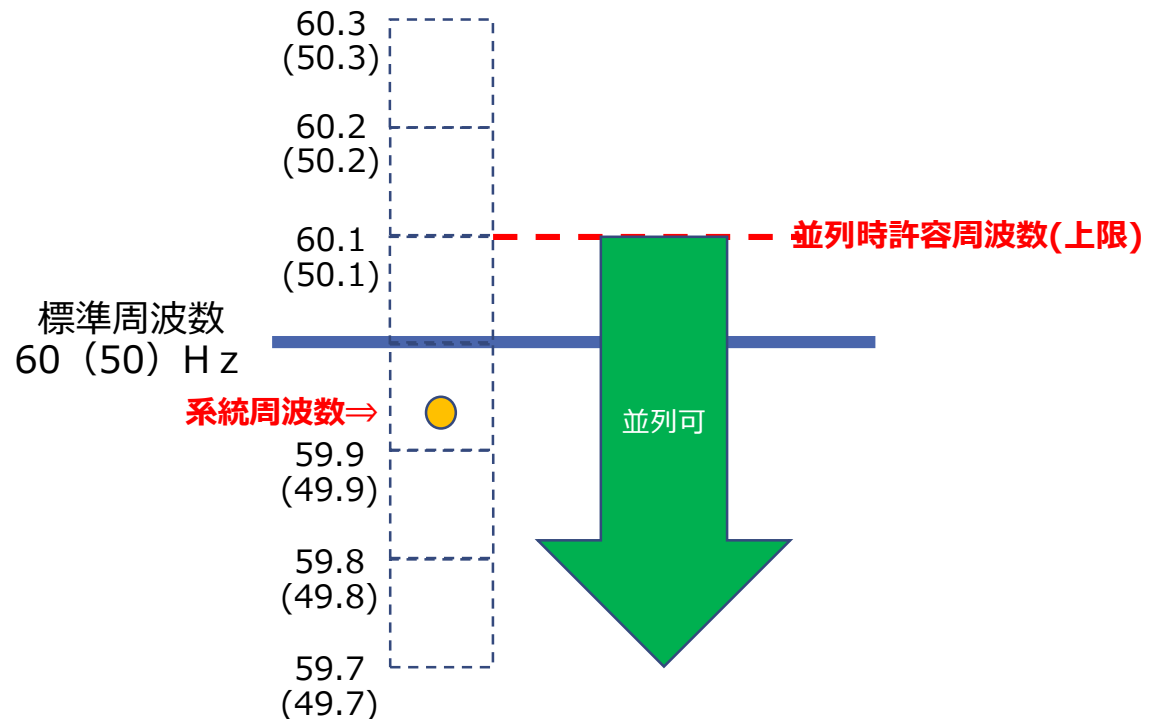
（1）発電設備の並列時許容周波数

（対象電源種：全電源 対象容量：全容量）

（特別高圧）・・・発電機並列時に系統周波数が並列時許容周波数（60.1Hz(60Hzエリア)、50.1Hz(50Hzエリア)）以下となっていることを確認する装置または機能を発電設備等に具備する。

（高圧）・・・「同上」

（低圧）・・・「同上」



1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

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：全電源 対象容量：全容量）

対象電源種、対象容量：系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電設備が並列すると更なる周波数上昇を助長することになるため、全ての電源種に求める。

系統に並列する際の同期条件(位相合わせ)に系統周波数条件を追加で実装する。

・高圧・・・「同上」

・低圧・・・「同上」

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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	• 求められる仕様が事前に明確になっていれば、特段の追加負担は無いものとする。
	対象	• 同期発電機を使用した発電設備
	技術	「一」
	費用	• 要求仕様が確定すれば技術的には対応可能と思われるが、（仕様が統一・標準化されていないので）必要となる費用については、一概には回答困難。
	その他	「一」

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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	- 技術面：周波数計測信号の処理方法(サンプリング期間・平均化)について具体的な仕様が必要。 瞬時値の計測では常時でも50.1Hzを超えるケースが出て、運用に支障が出る懸念あり。JET認証の改定対応も必要となる。 離島など地域によって状況が異なる場合の整理が必要。 - 費用面：開発費は1機種あたり、300万円～2,400万円、これに認証費用が追加。
	対象	太陽光発電(PCS電源)
	技術	サンプリング期間、平均化処理など、具体的な要求仕様の設定が必要です。(需要地では、負荷変動による位相変動によって、受電点(PCSの発電端)の周波数が変動しており、瞬時の実測値を基準にすると運転できません。また、PCS自体、単独運転検知機能の能動的方式は周波数変動を促すものもあります。) 離島など、地域によって、周波数変動のレベルが異なる場合の対応の整理が必要です。 - 復帰時の周波数上昇が問題ならば、PCSにて周波数上昇に対する有効電力制御（Droop、Frequency-watt制御、周波数調定率制御）で対応する方が良いと思われます。但し、高圧や低圧への適用は単独運転検知との整合が必要ですので、系統運用における意図や仕様（周波数安定化までの時間軸など）を明確化する必要があります。 50.10Hz超えのケースは、例えば、能動的方式の周波数シフトで±0.1Hzで変動している製品が既にあり、周波数の瞬時値ではありますが、50.10Hzを超えます。勿論、平均化すると変動分は零です。故にデータについてはサンプリングレートや平均化処理の有無を考慮した上での検討が必要です。 - 沖縄エリアの常時の周波数の運用目標範囲は60.0Hz±0.3Hz以下、北海道エリアは50.0Hz±0.3Hz以下です。上記の単独運転検知機能の周波数シフトを考慮すると、「標準周波数+0.4Hz以下」のケースもあります。
	費用	・ 開発費＋認証費用（開発費は1機種あたり、300万円～2,400万円、これに認証費用が追加されます。）
	その他	- 系統連系に関わる要件ですので、低圧、高圧については、JET認証試験方法の改定と認証取得が必要です。 - 各電力エリアの周波数管理目標値との整合と理解しますが、同目標値の滞在率 95%という記述もあり、発電機会の損失が発生することを懸念します。 - 供給計画(自己託送等)の対象設備の場合、この要件によって運転できなかった場合の制度面、費用面での取り扱いの整理が必要です。 市場への周知期間、認証制度の改定など、移行期間(スケジュール)について設定が必要（1年程度は必要と推定しますが、PCSメーカーによっては2年必要というケースもありました。）

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

③発電側関連団体の意見

団体

回答

JWPA

総括

対象

技術

費用

その他

• 技術面：周波数計測の実績データによると+0.1Hzを超えているものあり。**要件を+0.1Hz以下とするのは厳しすぎる。**

• 高圧 300 kW以上の風車で検討

• 1)**実績（特別高圧および高圧）で+0.1Hzを超える時間帯があります。**
+0.1Hzを超える割合について、**特にカットアウト、起動時でもない場合でも+0.1を超える場合はあります。**
• 60Hzの場合は50Hzと同じ+0.1Hz以下とすると厳しいのではないかと確認したい。欧州IGD(ENTSO-E Connection Network Codes Implementation Guidance Documents)では平常時の系統接続時はそれほど厳しくないです。
+0.1Hzは厳しすぎるのではないのでしょうか。

ENTSO-e RfG 適用ガイド
(Implementation Guidance Document: IGD)
自動並列・再閉路と許容する出力変化速度
Automatic connection/reconnection and admissible active power ramp

U_c

U_{c min} ≤ U_c ≤ U_{c max}

f

f₁ ≤ f ≤ f₂

T_{obs}

&

Ramp-up limit
P/t [MW/min]

(例) 国別の出力変化速度上限

• デンマーク: 定格の10%/分

• ベルギー: 定格の10%/分

• フランス: 4 MW/min;

• アイルランド: 自動並列は許可しない

	系統接続(整定幅)	再閉路時(デフォルト値)
電圧幅(pu)	0.9<U<1.1	0.9<U<1.1
確認時間(秒)	0~300s	最低60s
出力変化速度上限	≤ 定格の20%/分	≤ 定格の20%/分
周波数幅(Hz)	47.5≤f≤51.0	EU大陸49.9≤f≤50.1 その他49.0≤f≤51.0

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_Conditions_for_automatic_reconnection_final.pdf

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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）
自家発	総括	技術面：+0.1Hz以下の併入条件を追加すると、併入に時間を要することが懸念される。
	対象	同期発電機を使用した発電設備（中小容量発電設備）
	技術	併入に標準周波数+0.1Hz以下の条件を付加させた場合、将来併入に時間を要することが想定されます。併入条件は現状通りとし、連系中は容量に応じた周波数維持機能を検討してはいかがでしょうか。 - 高圧（6kV）、特別高圧（33kV）での連系設備において、自動同期検定装置（$\Delta f = 0.15\text{Hz}$）での自動同期併入動作は1分以内で問題なく完了するレベルです。 系統並列時：59.90～60.18Hz、 系統解列時：60.00～60.17Hz 並行運転中の周波数； 49.94Hz～50.29Hz 66kV系から受電する需要家の受電点で測定データ例 1分毎のデータにて50±0.1Hzを超過している時間帯がある。
	費用	「—」
	その他	中小容量発電設備にあつては、系統との並列操作に使用する「自動同期投入装置」は市販設備を使用しており、これには標準周波数±0.1Hzの制約は無いものが多く、例えば系統側周波数に±0.2Hzの偏差があっても問題なく同期投入することができます。また、需要家が、設備の立上げ、または自立運転中の構内自家発電設備を系統と並列させる際には、オペレータ判断が加わります。系統の擾乱があり系統周波数が基準から大きく乖離している状況では、オペレータはこの判断を下しません、つまり自動同期投入装置をONさせる操作は行いません。

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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）
JEMA 1 / 2	総括 技術面：離島など、エリアによっては周波数変動が大きいはずであり<u>+0.1Hzでは運用に支障が出る懸念あり</u>。全国一律での仕様の統一には無理がある。
	対象 太陽光、風力発電設備
	技術 <u>離島では、0.15～0.2Hz以上にしないと1%未満の滞在率にならないと思われます。</u> - 逆に、電力会社が離島において±0.1Hz以上の滞在率を1%未満にするのは、相当にハードルが高いと思います。 <u>例えば離島などでは0.1Hz以上の周波数変動があるなど、そのエリア特有の事情が考えられます。もし全国一律でレベルを決めるということであれば最甘値にする必要があるのではないのでしょうか。</u> - PCS設置場所の周波数データ（長野県某所は42分間、栃木県某所は48分間で2013年FIT開始頃のデータ）から、今の電力状況で有れば、16サイクル平均でも+0.1Hzを超えている可能性あり。また、2020年、2021年のデータから、最近の周波数の安定状況は以前より悪化しているように見受けられます。今後もより悪化するのではと危惧しています。さらに停電からの復帰時に周波数の安定状況は、より悪いと推定されます。PCSの自動復帰が5分よりずっと遅れる可能性が高い。<u>並列時許容周波数（標準周波数+0.1Hz以下）は少なくとも標準周波数+0.2Hz以下にすべき。</u> <u>技術的には猶予期間があれば本対応は可能ですが、周波数測定には出荷製品の個々にバラツキ（誤差）が発生します。基準周波数は絶対値（相対値でない数値：標準原器により唯一無二）であり、並列時許容周波数から外れないことを保証するために、出荷する製品はより厳しい基準にて、出荷する必要があります。より厳しい判定とするため、製品出荷時の判定基準は、並列時許容周波数値より低い値に設定する必要が生じ、これにより、実運用時に並列する機会を損なわれる製品が多くなると、クレームを伴うことも予想されます。</u>例えば、出荷製品個々の周波数測定のバラツキを±0.1Hzとした場合に、判定基準値をバラツキの範囲内（±0.1Hz）における最大値を並列時許容周波数と同値としたときには、判定基準値は並列時許容周波数-0.1Hzとなり、判定基準値すなわち並列時許容周波数-0.1Hzを中心として並列可否判定を行う製品群が出来上がります。このときに、実周波数より0.1Hz高く測定する製品は実際の周波数が並列時許容周波数-0.1Hz-0.1Hz（並列時許容周波数-0.2Hz）以下にならないと基準値以下と判定しないため、系統周波数が並列時許容周波数-0.2Hz以下のときにのみ並列可能な製品となります。周波数測定のバラツキが±0.1Hzとなる製品群は、そのバラツキが正規分布をしているとした場合では、系統周波数が並列時許容周波数-0.1Hz以下にならないと並列できない製品が約半数存在することになります。 - 周波数の計測の仕方（10サイクル平均か1/2サイクル毎に算出するか）で異なりますが、1/2サイクル毎の算出では、周波数が安定していると思われる時間でも、+0.1Hzを頻発しているように見えます。 <u>パワコンおよび逆変換装置の場合、周波数検出は±0.05Hz以内の精度</u>となっています。 - 板金レーザー加工機や誘導機が近接する系統では0.2Hz程度の周波数を検出することがあると聞いたことがあります。 - 当社実験室の周波数を計測 約1分間の目視確認にて59.97～60.07Hzの変動幅でした。 - 当社の実績では多くの発電設備は「規程周波数±0.2Hz程度」で同期する。

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

11

③発電側関連団体の意見

団体		回答
JEMA 2/2	費用	「—」
	その他	- 周波数だけでなく、 - 並列可能な電圧範囲 - 発電機出力（有効電力）の増加速度時限 - ドループ機能の要否 をセットにしたご検討をお願いしたい。周波数設定の追加認証試験を行った後に電圧やドループ機能の追加試験が要求されることが想定されるため。

③発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
ローカルでの周波数評価手法（計測地点、サンプリング周期など）	発電設備仕様はメーカーなどの業界主導にて決めるものであり、系統連系技術要件には、設備仕様となる誤差・サンプリング周期の記載はせず、指針・考え方・整定値を示す。 +0.1Hz以内は一送で運用管理している基幹系統の周波数条件。発電側でのサンプリング周期・計測誤差対応は、IEEE1547-2018 Section 4.4のように別途規定することとし、要件としては整定値を記載すること、であれば受容性はあるか。	・広域機関の考えは賛同（JPEA） ・周波数評価手法について同期発電機を使用する自家発の立場から提案します。 1)計測地点は需要家の受電点であること。 2)計測について、現時点ではトランスデューサの規格であるIEC60688に準拠した製品を用いることが適切と考えます。（自家発）	・1)自家発の場合は、オペレータがその時点の周波数を目視で確認した上で同期発電機の自動同期投入装置をONする操作を行うことになります。 2)周波数トランスデューサの計測精度は、IEC60688に準拠するものは0.05Hz以下を有するものの、準拠しないものは0.1Hz程度の誤差は存在すると認識しております。周波数計測については第21回需給調整市場検討小委員会で議論されておりますのでご確認をお願いします。その他の計測手法については検討が必要です。（自家発） ・別途で良いが、誤差やサンプリング周期についても規定したほうが良い。（JWPA） ・風力発電機の特性はIEC61400-21（JISC1400-21）に従って評価・検証されており、これに準じて評価して欲しい。（JWPA） ・別途規定することについて異論なし。（火原協） ・整定値のみの規定で、実動作確認迄求められないのであれば、大きな支障とはならないのではないか。（火原協） ・従来は、一送側からの要求に応じる形で発電側の仕様が決まってきたが、場合によっては各電力の周波数の検出方法等について確認する必要があるのではないか。（火原協） ・指摘のとおり、精度やサンプリング周期、計測誤差など、細かい仕様の系統連系技術要件の記述は適切ではない。（JPEA） ・測定地点はPCSの端子部、周波数測定 of 分解能、精度は、欧州規格と比較する限り、既存のPCSの仕様で問題はないと考えます。課題は平均化処理です。こちらは議論が必要ですが、十分な時間（1分など）が取れば、問題にはならないと考えます。（JPEA） ・各電力エリアの周波数滞在率の計算に使われたデータサンプリング(1秒～10秒)を基準としても良いと思われます。（JPEA）

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

③発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
ローカルでの周波数評価手法（計測地点、サンプリング周期など）	発電設備仕様はメーカーなどの業界主導にて決めるものであり、系統連系技術要件には、設備仕様となる誤差・サンプリング周期の記載はせず、指針・考え方・整定値を示す。 +0.1Hz以内は一送で運用管理している基幹系統の周波数条件。発電側でのサンプリング周期・計測誤差対応は、IEEE1547-2018 Section 4.4のように別途規定することとし、要件としては整定値を記載すること、であれば受容性はあるか。		・設備の詳細仕様であるサンプリング周期等は現行規程においても指定されておらず、現時点でも課題が発生していないため、従来通りメーカー所掌の範囲としていただきたい。（JEMA） ・左記の考え方で問題ありません。設備仕様である計測誤差・サンプリングに関しては別途明示いただければメーカーとしては設計可能です。（JEMA） ・JET認証等の試験条件、時限を含む判定基準を明確化すれば、サンプリング周期等の規定は不要と考えます。（JEMA） ・発電側でのサンプリング周期・計測誤差対応は、JET試験方法を参考に別途規定することとし、要件としては並列時許容周波数の整定値を記載する。（JEMA） ・要件外とのことですが系統周波数のサンプリング周期・計測誤差が別途規定については、周波数上昇及び低下の保護機能の試験を参考に$\pm 0.1\text{Hz}$とするのが良いと思います。「並列時許容周波数を+0.1Hz以内にする」でなく、「並列時許容周波数を整定値化する」という要件追加であれば受容性は上がります。（JEMA）

③ 発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
標準周波数+0.1Hz以下	標準周波数+0.1Hz以下 なお、離島など系統固有の 事由等により個別に協議さ せていただく場合があります。	・<u>設定可能範囲を設け、 現地(設置場所)の状況 に応じ、その起動周波数 の値を設定できるようにす る。</u>(JPEA) ・自家発(同期発電機)と しては標準周波数 +0.1Hz以下については、 <u>滞在率の実績等から妥 当</u>であると考えます。(自 家発)	・離島だけでなく、需要地の負荷変動による受電点(PCSの接続箇 所)の周波数変動もある。固定値にした場合、設置場所によって、 PCSの起動ができなくなるケースもあるため、これを回避する仕組みが 必要(JPEA) ・最も課題となるPV(PCS)については、引き続きご検討いただけるも のと認識しております。(自家発) ・実績データでは、+0.1Hzを超えているものもあり、<u>0.1Hzは厳し すぎる。</u>(JWPA) ・将来的な標準周波数+0.1Hzの発生頻度が不明で、再並列でき ない時間帯が発生することにより生じる逸失売電電力の取扱が不透 明。(JWPA) ・<u>離島などを個別協議とするのは妥当。</u>(火原協) ・計測誤差の許容範囲を明確する必要があります。高調波による影 響を含む。補足)IEEEは「THD<2.5%、各次高調波<1.5%」前提の周 波数計測誤差を規定している。(JEMA) ・ご提案のような、なお書きを書き加えることに<u>異議はありません。</u> (JEMA)

③発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
設定可能範囲も規定するか。 (50.1～51.0Hzの間で設定可能など)	設定可能範囲も規定とする。 (例：50.1～51.0Hz) 制定範囲、ステップについても提案あれば、お願いしたい。	・設定可能範囲 50.1Hz～51.0Hz / 60.1Hz～61.0Hz ステップ：0.1Hz (JPEA) ・周波数計測の精度が課題になると考えられます。自家発の場合は前述のとおり目視で周波数を確認して自動同期投入操作を行います。(自家発)	・設定については特にPVについて対応されるものと認識しております。(自家発) ・設定可能範囲も規定してはどうか。ステップは0.1Hz。(JWPA) ・火力発電としては、極力標準周波数に近い範囲で系統周波数を運用頂きたい。(火原協) ・+0.1Hz以内を運用管理値としているが、実際にはその範囲を超えることも一定頻度で発生している。その値を発電側に接続コードとして求めるのは無理があるのではないかと。(火原協) ・ステップは、PCSの周波数測定精度を加味し、設定。(JPEA) ・公差(誤差)分は、議論が必要ですが、0.1Hzの半分の±0.05Hz程度が妥当と考えます。(現在のPCSは、この公差の仕様を満足しています。)(JPEA) ・0.1Hzきざみであれば対応可能。但し、アナログ仕様の場合は対応不可の可能性もあるため、ステップは規定せず範囲だけとしてはどうか。(JEMA) ・設定値の個数は現状のUFR/OFRと同程度の6個以下にさせていただけるとメーカーとしてはソフト変更規模を小さくできます。(例：50.1、50.3、50.5、50.7、50.9)(JEMA) ・50.1～51.0Hzの範囲でしたら、離島などの系統環境にも対応できると考えますので、異議ありません。(JEMA) ・系統連系技術要件には刻み幅の記載はなくてもよいと考える。記載する場合は、0.1Hz以上としていただきたい。0.1Hzでも60Hzに対しては0.17%以上の検出精度が必要となっているため。(JEMA) ・保護継電器機能と同様に、標準設定値、設定範囲例も要件に記載されるものと理解しています。設定のステップは、OFR、UFR同様に0.1Hz単位と考えています。 ・設定可能範囲を示すと設計の制約が増える可能性があります。特に、ステップはメーカーに任せて、連系協議の際は回答案に近い整定値を採用でいかがでしょうか。整定範囲の上限はOFR整定値でいかがでしょうか。(JEMA)

③発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
2023.4適用時期 (開発・評価期間なども考慮しつつ適切に規定する。)	2023.4適用時期に関して、適用できない機器対象や、どのようなスケジュール感で対応できるかご提案いただきたい。	・「<u>導入の時期は一般送配電事業者の協議の基、決定する</u>」などの文言を入れ、<u>開発期間等に関する時間を確保</u>する。(JPEA) ・前述の周波数評価手法とともに、<u>操作手順が明確になれば2023.4適用は可能</u>と考えます。(自家発)	・自家発の同期発電機は、系統擾乱後の再併入手順を明確にする必要があります。(自家発) ・型式ごとに国内電力系統での実証(動作確認)などが必要になるのか、取扱いを整理する必要がある。(JWPA) ・<u>接続検討申込み時にデータを提示できない可能性がある</u>。(JWPA) ・<u>新設設置の場合</u>は、機器設置までに猶予があるため、<u>基本的に対応可能</u>と考えるが、<u>部分改造案件(GTアップグレード等)の場合</u>、個別の状況があると考えため、<u>「別途調整事項として頂きたい</u>」。(火原協) ・開発に係る仕様決め、実証試験、関連規格の整備、認証制度の設定、市場に周知期間などを考慮するとその期間は、<u>1～2年と推定するが、機能によっては系統側との整合など、総合的な判断に時間がかかるケースもあり、開発に要する期間は様々である</u>。(JPEA) ・<u>非認証機は対応可能かと思うが、認証機は認証期間が5年あることを考えると難しいのでは。猶予が5年とは言わないが3年程度</u>はほしい。(JEMA) ・<u>規格改訂(系統連系規程、JET認証試験方法)から1年後の適用開始を希望</u>します。(JEMA) ・仮に2022年4月に仕様が決定的場合であっても、1年後の2023年4月に弊社の系統連系インバータ全製品に搭載することは不可能。2年くらいの猶予をいただきたい。2年後の2025年4月であれば全機種に対応可能と考える。(JEMA) ・遅くとも2022年4月までに具体的な技術要件の決定が必要です。そこから約1年かけて設計・検証・認証取得をするくらいのスケジュール感だと考えます。ただし、2023年4月時点で認証切れとなっている機種については、リソースがかけられないので対応は不可です(認証が切れても2023年4月以降の在庫販売は続きます)。(JEMA) ・周波数の平均化処理方法などを検証するためのフィールド試験に数ヶ月はかける必要があると考えます。JET認証試験の期間も考慮すると現時点で要件化されたとしてぎりぎりであると考えます。尚、<u>JET認証試験方法の改訂があれば期間はさらに長期化</u>します。(JEMA)

③発電側関連団体の意見

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた意見

論点	広域機関の考え	具体的な提案・代案	ご意見
他要件との一斉適用 (関連する規定(並列可能な電圧範囲, 発電機出力(有効電力)の増加速度時限, ドループ機能の可否)を同時に決めた方が良いとの提案)	2023.4の適用は並列時許容周波数(一部LFSM-Oなど今回短期で検討と整理した項目含む)と考えるが、高低圧を含めて、①LFSM-O/U、②有効電力の出力変化速度などの項目を適用する場合に、どのようなスケジュール感で対応できるかご提案いただきたい。	・特別高圧への適用から検討する。 (JPEA) ・プラントの副生ガスや廃熱等を使用する発電設備、また燃料を外部調達する場合も熱・電併給を目的とする発電設備にあっては、系統連系状態でのドループ機能の運用、有効電力の増減はプラント安定操業の面から困難な場合があります。 (自家発)	・1)多くの自家発は発電専用設備ではありません。生産プロセスから回収されたエネルギーによって発電を行う設備は勿論ですが、その他プラント個別の事情があって急速な出力変動は困難な場合がありますので、この点はご理解ください。 2)熱・電併給を行うことにより高い熱効率を得て環境面で貢献する設備についても、周波数変動に対応する負荷追従は安定生産との両立が困難な場合があります。(自家発) ・既に欧州で規格化されている要件項目であれば、特別高圧の海外メーカー風車について、一斉適用を前提に検討を進めることは可能 と思う。 高低圧は未確認。 (JWPA) ・現在建設中の設備も含め、既存の設備を包含する内容であれば問題ないとする。もし仮に、既設から大きく変更する場合には、既設との公平性や新設電源の仕様を変える効果について、十分に説明していただく必要がある。(火原協) ・高低圧の対応は、単独運転検知機能の問題が有り、これも含めた検討が必要 なため、 短期間での対応は困難 であり、LFSM-Oは参考としている欧米規格の高速の有効電力制御であり、系統側の条件によってフリッカ発生の原因となるため、総合的な判断が必要。 (JPEA) ・特別高圧も太陽光はローカル系統への接続が主のため、系統側の条件に応じたLFSM-Oの仕様決めが必要。(JPEA) ・本要件である並列時の許容周波数設定だけであれば、2023年4月適用開始に対応可能 であるが、 LFSM-O/Uなどの対応を行う場合、容量、機種により特性が様々異なるため短期適用は難しい。 (JEMA) ・JET認証、量産対応は1回で済むため、他要件との一斉適用を希望します。有効電力の出力変化速度への対応として、蓄電池の併設が必要になるため、対応できない場合があります。(JEMA) ・他要件の仕様が不明確であるため開発スケジュールの回答は困難。他要件との干渉や、開発の手間を考慮すると複数の技術要件を同時に検討したほうがよいと考える。ただし、 機能が増えれば増えるほど、1機種にかかる開発期間は延びる。2023年4月からの猶予期間を適用する要件の数に応じて設定できるのであれば、同時開発を希望する。(最低2年) (JEMA)

④系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策として、以下の（１）を検討した。

（１）対策なし

（特別高圧）・・・系統周波数を適正範囲(運用管理値)に収めるために、調整力を適切に調達し、運用している。並列時許容周波数の要件は、周波数の適正範囲を超えた状況での対策となるため、系統側対策を行うとなれば、追加的な調整力を調達することになることから系統側で対策を実施することは考えにくい。

（高圧）・・・「同上」

（低圧）・・・「同上」

④比較・検討結果

<検討モデル①>

【検討モデル選定理由】

—

【検討方法】定量評価（解析なし）

- ✓ 中西エリア(60Hz系統)の周波数運用をベースに検討
- ✓ 2019年度の周波数実績から、並列時許容周波数条件が不成立となる“頻度”と“最大継続時間”を示し、発電機会損失が事業性に与える影響を評価
- ✓ 並列時許容周波数の条件下で発電設備が並列する判断を行う制御装置（機能）の実現可能時期および具備費用について確認

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

20

⑤比較・検討結果

評価項目*1	発電側対策：並列する判断を行う制御装置（機能）の具備	系統側対策：－
費用	ソフト改修や試験費用がかかる。対応機種により1機種あたり数百万円～2千数百万円必要な場合もある。なお、 供給台数により1台あたり数千円～数万円程度規模の追加費用となり過度なコスト増とまでは言えない。	
出力制御低減効果	評価対象外	
変動対応能力	評価対象外(周波数の適正範囲から逸脱することを回避できる)	
公平性	すべての電源種別・電源容量において、過度な負担とならないことから、 公平性は担保されていると判断。	
実現性	同期検定回路により系統並列されている実態を踏まえると、「発電側対策」は既存の技術の組み合わせで実現可能。 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能	

「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 ソフト改修や試験費用はかかる。対応機種により1機種あたり数百万円～2千数百万円が必要な場合もある。なお、**供給台数によっては1台あたり数千円～数万円程度の追加費用となり過度なコスト増とまでは言えない。**
- 出力制御低減 評価対象外
- 変動対応 評価対象外（需給への影響を小さくできる）
- 公平性 **公平性は担保されていると判断**
- 実現性 **実現性はある**
- その他 適用時期は2023年4月を極力目指すが、開発・評価期間なども考慮しつつ適切に規定。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>

- 系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電機が並列すると更なる周波数上昇を助長することになるため、既存の発電設備等であっても並列時に並列時許容周波数条件を満たしておくことが望ましい。
- しかしながら、現時点においては、**直ちに系統運用に支障を来すおそれがある状況にはなく、加えて、既設設備が対応するとなれば費用が発生することとなるため**、遡及適用しないと整理する事が妥当と考えられる。
- ただし、既に同期連系する際に周波数条件を確認して連系する機能が具備されている場合や、運用者にて対応することが可能な場合には、並列時許容周波数を満たした条件で系統並列することを推奨する。
- 上記を踏まえ、基本遡及適用はせず、各一送の系統連系技術要件（2023年4月の適用を想定）として、新規電源・リブレース電源に要件を課す。

2. 他の規程への影響

技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

22

■ 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
第1章 総則 1. ガイドラインの必要性 (以下抜粋) 「再生可能エネルギーの導入拡大が進む中、電力の低需要期における需給バランスの維持や再生可能エネルギー電源の出力変動等に対応するための調整力確保の必要性が一層高まっていることから、<u>電気の安定供給維持に資する適切な対策を講じていく必要がある。</u>」	現行記載を変更する必要なし。

2. 他の規程への影響 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

23

■ 送配電等業務指針

現行記載	影響
記載なし	現行記載を変更する必要なし。

2. 他の規程への影響 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

24

■ 系統アクセスルール

現行記載	影響
記載なし	影響なし

■ 系統連系規程

現行記載	影響
記載なし	影響なし

3. 運用・市場コードの観点からの検討 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

25

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた変更

技術要件改定案

(特別高圧、高圧、低圧 共通)

●●. 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。
なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下
(設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz)とする。

なお、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただきます。

運用・市場コードの観点での検討

特になし

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

26

- 以下検討結果について示す。

解析不要で、計算レベルのもの⇒結果を添付

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた変更

現行	改定案
記載なし	（特別高圧、高圧、低圧 共通） ●●. 並列時許容周波数 系統周波数を適正值に維持するため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とする。 なお、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただきます。

③その他（負荷周波数制御）

<中西エリア(60Hz系統)の周波数運用>

- 中西エリアでは、周波数変動の管理を「60.0±0.1Hzの滞在率95%以上」にて行い、運用管理値である「60.0±0.2Hz」を維持するよう努めている。
- 従って、周波数変動を0.1Hz以内に収めることが前提であることから、標準周波数+0.1Hzを超える周波数状況下では、発電設備等の並列は望ましくないといえる。

◇ 関西電力送配電株式会社 給電運用・運転業務要綱 一部抜粋

(周波数調整)

第 15 条 中央給電指令所長は、原則として供給区域の周波数維持に必要な調整力を調整力契約電源等により確保し、基準周波数に調整するように努める。

- ・基準周波数：60.0 (Hz)
- ・運用管理値：60.0±0.2 (Hz)

なお、60.0±0.1 (Hz) 滞在率95%以上にて実績値を管理する。

2 中央給電指令所長は、適正な調整力を確保するとともに自動周波数制御装置（以下、「AFC装置」という。）および経済負荷配分装置（以下、「ELD装置」という。）により発電機の出力量調整を行う。

なお、原則として周波数調整用発電機のガバナ・フリー運転制御を行う。

<検討結果>

- 周波数運用の観点から、標準周波数+0.1Hzを超える周波数状況下では、発電設備等の並列は望ましくない。

③その他（発電機会損失）

＜並列時許容周波数条件が不成立となる頻度および最大継続時間の定量評価＞

- 2019年度の実績データから分析した結果は下表のとおり。
- 並列時許容周波数条件が不成立となる頻度が最も高かった中西エリアでも1%以下（標準周波数+0.1Hz超）であり、非常に稀頻度といえる。
- また、逸脱継続時間については、沖縄エリアで最大364秒であり、限定的と判断できる。

FY2019	北海道エリア	東エリア	中西エリア	沖縄エリア
+0.05Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.01008% (486秒)	5.8800% (388秒)	7.6976% (900秒)	1.4236% (498秒)
+0.10Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.00295% (261秒)	0.0839% (117秒)	0.55056% (280秒)	0.1235% (364秒)
+0.15Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.00143% (156秒)	0.0009% (40秒)	0.0208% (150秒)	0.0231% (350秒)
+0.20Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.00054% (66秒)	0% (0秒)	0.0001% (20秒)	0.0051% (346秒)
+0.25Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.00008% (18秒)	0% (0秒)	0% (0秒)	0.0019% (344秒)
+0.30Hzを超える頻度 (最大継続時間)	0.00002% (9秒)	0% (0秒)	0% (0秒)	0.0015% (340秒)

※ 周波数滞在率計算に用いたデータのサンプリングは次のとおり：北海道：3秒，東：1秒，中西：10秒，沖縄：2秒

＜検討結果＞

- 並列時許容周波数条件が不成立となることは稀頻度であり、条件成立までの時間も限定的であることから、並列時許容周波数条件による発電機会損失は事業性に影響を及ぼすレベルではないと判断できる。

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

30

● 海外グリッドコード（欧州各国）

A/B/Cのみ

13.7 Automatic Connection

	F range	Time Delay	Gradient P	
英国	49.5 Hz – 50.5 Hz (Automatic Reconnection)	5 min (Synchronising time)	$P \leq 300 \text{ MW}$	no limit
			$P > 300 \text{ MW}$ $P < 1,000 \text{ MW}$	$\leq 50 \text{ MW/min}$
			$P \geq 1,000 \text{ MW}$	$\leq 40 \text{ MW/min}$
アイルランド	49.8 Hz – 50.2 Hz (Proposal, for Type A, B, C)	5 min (Proposal, for Type A, B, C)	10 %/min (Proposal, for Type A, B, C)	
ドイツ	47.5 Hz – 51.0 Hz	0 – 30 min (Default: 10 min)	0.33 %P/sec – 0.66 %P/sec	
スペイン	47.5 Hz – 51.0 Hz	—	—	
イタリア		—		
デンマーク (DK1)	47.5 Hz – 50.2 Hz	—	20 %/min	
デンマーク (DK2)	47.5 Hz – 50.5 Hz			

14.4(b) Automatic reconnection

英国	- SOからの指示なしで、自動的に再連系できない。 - 但し、設備と人員の保護に係る要求事項(ECC.6.2.2.1.1、ECC.6.3.13.1、ECC.6.3.15.10(vi))が満たされていれば、自動的に再連系することができる。	
アイルランド	(個別に設定する)	
ドイツ	Type A	14.4(a)で定められている周波数、電圧範囲において自動的に再連系できる。
	Type B, C, D	network operatorの許可なしに、自動的に再連系できない。
スペイン	—	
イタリア	—	
デンマーク (DK1)	—	
デンマーク (DK2)		

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

31

● 海外グリッドコード（欧州各国）

B/C/D

	14.4(a) Capability of reconnection after an incidental disconnection caused by a network disturbance						
	F range		U range		Gradient P		Minimum observation time
英国	49.5Hz – 50.5Hz		<110kV	0.94 p.u.– 1.06 p.u.	P ≤ 300 MW	no limit	—
P > 300 MW			≤50 MW/min				
P < 1,000 MW							
			≥110kV	0.9 p.u.– 1.1 p.u.	P ≥ 1,000 MW	≤40 MW/min	
アイルランド	(個別に設定する) PPMについては、50.2Hzを超えて連系できない						
ドイツ	PGM Type A	47.5Hz – 50.1Hz	PGM Type A	0.85 p.u.– 1.1 p.u.	—		—
	PGM Type B, C	47.5Hz – 50.2Hz	PGM Type B, C	0.9 p.u.– 1.1 p.u.			
	PGM Type D	47.5Hz – 51.0Hz	PGM Type D	99 kV ≤ U ≤ 121 kV (110kV) 187 kV ≤ U ≤ 242 kV (220kV) 340 kV ≤ U ≤ 440 kV (400kV)			
スペイン	47.5Hz – 51.5Hz		<220kV	0.9 p.u.– 1.1 p.u.	—		—
≥220, ≤300kV			0.85 p.u.– 1.15 p.u.				
>300, ≤400kV			0.85 p.u.– 1.1 p.u.				
イタリア	Type B, C	49.9Hz – 50.1Hz	PPM	0.85 p.u.– 1.1 p.u.	≤20 %/min		≥30 sec (Default値、 0~900 secで選 択可)
	Type D	47.5Hz – 50.2Hz	SPGM	0.9 p.u.– 1.118 p.u.			
デンマーク (DK1)	47.5Hz – 50.2Hz		0.9 p.u.– 1.118 p.u.		≤20 %/min		≥180 sec
デンマーク (DK2)	47.5Hz – 50.5Hz		0.9 p.u.– 1.1 p.u.				

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

32

● 欧州規格 EN50549（配電網と並列に接続される発電所の要件）より

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)

EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)

RfG該当条項

4.10.2 Automatic reconnection after tripping

13.7, 14.4

- トリップ後に再連系する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。

左に同じ（表は一部異なる）

Parameter	Range	Default setting
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz
Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n
Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n
Observation time	10s – 600s	60s
Active power increase gradient	6% – 3000%/min	10%/min

Parameter	Range	Default setting
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz
Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c
Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c
Observation time	10s – 600s	60s
Active power increase gradient	6 % – 3000 %/min	10 %/min

4.10.3 Starting to generate electrical power

13.7, 14.4

- 通常時に系統接続または発電開始する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。

左に同じ（表は一部異なる）

Parameter	Range	Default setting
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz
Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n
Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n
Observation time	10s – 600s	60s
Active power increase gradient	6% – 3000%/min	disabled

Parameter	Range	Default setting
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz
Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c
Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c
Observation time	10s – 600s	60s
Active power increase gradient	6 % – 3000 %/min	disabled

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

33

● 米国規格 IEEE1547-2018

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

4.10 Enter Service

Enter Service Criteria

分散型電源を系統 (Area EPS) へ新たに接続する際には、以下の要件を満たしていること。

Enter service criteria		Default settings	Ranges of allowable settings
Permit service		Enabled	Enabled/Disabled
Applicable voltage within range	Minimum value	$\geq 0.917 \text{ p.u.}^a$	0.88 p.u. to 0.95 p.u.
	Maximum value	$\leq 1.05 \text{ p.u.}$	1.05 p.u. to 1.06 p.u.
Frequency within range	Minimum value	$\geq 59.5 \text{ Hz}$	59.0 Hz to 59.9 Hz
	Maximum value	$\leq 60.1 \text{ Hz}$	60.1 Hz to 61.0 Hz

Synchronization

系統へ接続し、同期する際の許容値は、以下の通りである。

Aggregate rating of DER units (kVA)	Frequency difference (Δf , Hz)	Voltage difference (ΔV , %)	Phase angle difference ($\Delta \Phi$, °)
0-500	0.3	10	20
> 500-1 500	0.2	5	15
> 1 500	0.1	3	10

	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）	- 全電源 - 全電圧階級 - 全容量		
論点2 技術的実現性	- 同期検定回路により並列している実態を踏まえ、既存技術で対応可能。 - 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能	- 周波数計測において、サンプリング期間、平均化処理など、具体的な要求仕様の設定が必要である。(JPEA) - 離島では周波数変動のレベルは異なる。(JPEA) - 計画値同時同量の対応をしている発電事業にとっては、もし周波数高の状態が長く続くと計画どおりに発電できない機会が発生してしまう。その場合には補償など、制度面での対応が必要である。(JPEA) - 風力発電所のケース(特別高圧(154, 66kV)系統に変電設備を介して連系)にて、特にカットアウト、起動時でもない場合でも+0.1Hzを超える場合がある。(JWPA)	<u>ローカルでの周波数評価手法は、計測地点、サンプリング周期なども含めて適切な手法を相談していく。(業界からも案を提示していただきたい)</u> - 機会損失に関して、周波数は上下の中心値を適切に管理しているので、>+0.1Hzとなるのは年間1%未満、かつ最長で5分程度の実績となっており、機会損失はほとんどないと認識。(接続後に>+0.1Hzとなっても解列の必要はなし) <u>「標準周波数+0.1Hz」の数値が適切か審議する。</u> <u>欧米規格と同様に、設定可能範囲も規定するか。</u> <u>(50.1～51.0Hzの間で設定可能など)</u>

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
論点3 費用	僅少なコスト増	<u>ソフト改修費や確認試験費用などが必要と想定(費用は1機種あたり数百万円～2千数百万円と想定)</u> (JPEA) - 認証試験は部分変更となりますが、<u>制御ソフトの変更</u>になるため、書類審査だけでは済まず、数百万円ほど認証費用が発生すると思われます。 (JEMA)	
その他（問題提議、提案等）		<u>高・低圧設備はJET認証内容に影響する。認証試験方法を改定する必要がある。その認証を実施して製品化するには時間がかかる。(1～2年のレベル)</u> (JEMA) - 周波数だけでなく、 ・並列可能な電圧範囲 ・発電機出力（有効電力）の増加速度時限 ・ドループ機能の要否 をセットにしたご検討を願いたい。周波数設定の追加認証試験を行った後に電圧やドループ機能の追加試験が要求されることが想定されるため。 (JEMA)	<u>適用時期については、開発・評価期間なども考慮しつつ適切に規定する。</u> <u>EN規格などを参照し、関連する規定を同時に決めた方が良いとの提案に関しては、どの項目を要件化すべきか、規定例含めてご提案いただきたい。</u>

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた論点

	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）	- 全電源 - 全電圧階級 - 全容量		
論点2 技術的実現性	- 同期検定回路により並列している実態を踏まえ、既存技術で対応可能。 - 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能	- 別途で良いが、誤差や周波数の計測時間についても規定したほうが良い。(JWPA) - 精度や周波数の計測時間、計測誤差など、細かい仕様の系統連系技術要件の記述は適切ではない。(JPEA) - 発電側での周波数の計測時間・計測誤差対応は、JET試験方法を参考に別途規定することとし、要件としては並列時許容周波数の整定値を記載する。(JEMA) - 設定可能範囲を設け、現地(設置場所)の状況に応じ、その起動周波数の値を設定できるようにする。(JPEA) - 実績データでは、+0.1Hzを超えているものもあり、0.1Hzは厳しすぎる。(JWPA) - ご提案のような、なお書きを書き加えることに異議はありません。(JEMA)	<u>誤差・周波数の計測時間(移動平均取得時間)はメーカ所掌範囲とし、系統連系技術要件には記載しない(別の場で調整する)。</u> ※周波数の計測時間(移動平均取得時間): 1秒間程度の移動平均値とする予定 <u>「標準周波数+0.1Hz以下(設定可能範囲: 標準周波数+0.1~+1.0Hz)なお、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。」とする。</u>

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた論点

	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	- 同期検定回路により並列している実態を踏まえ、既存技術で対応可能。 - 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能	- 設定可能範囲 50.1Hz～51.0Hz / 60.1Hz～61.0Hz ステップ：0.1Hz(JPEA) - ステップ幅を0.05Hz(20step)と提案されていますが、PCSの公差を考慮すると、0.1Hz(10step)が実現可能なラインです。(JPEA) - 設定可能範囲も規定してはどうか。ステップは0.1Hz。(JWPA) - 系統連系技術要件には刻み幅の記載はなくてもよいと考える。(JEMA)	ステップ幅は、系統連系技術要件には記載しない(別の場で調整する)。 ※ステップ幅：0.05Hz(20step)で調整予定
論点3 費用	僅少なコスト増	- ソフト改修費や確認試験費用などが必要と想定(費用は1機種あたり数百万円～2千数百万円と想定)(JPEA) - 認証試験は部分変更となりますが、制御ソフトの変更になるため、書類審査だけでは済まず、数百万円ほど認証費用が発生すると思われます。(JEMA)	

第5回G C検討会の委員、オブザーバーからの意見を踏まえた論点

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
その他 (問題提 議、提案 等)		- 接続検討申込み時にデータを提示できない可能性がある。(JWPA) 1～2年と推定するが、機能によっては系統側との整合など、総合的な判断に時間がかかるケースもあり、開発に要する期間は様々である。(JPEA) 「導入の時期は一般送配電事業者の協議の基、決定する」などの文言を入れ、開発期間等に関する時間を確保する。(JPEA) - 規格改訂（系統連系規程、JET認証試験方法）から1年後の適用開始を希望します。(JEMA) - 既に欧州で規格化されている要件項目であれば、特別高圧の海外メーカー風車について、一斉適用を前提に検討を進めることは可能と思う。高低圧は未確認。(JWPA) - 高低圧の対応は、単独運転検知機能の問題が有り、これも含めた検討が必要なため、短期間での対応は困難であり、LFSM-Oは参考としている欧米規格の高速の有効電力制御であり、系統側の条件によってフリッカ発生の原因となるため、総合的な判断が必要。(JPEA) - 他要件の仕様が不明確であるため開発スケジュールの回答は困難。他要件との干渉や、開発の手間を考慮すると複数の技術要件を同時に検討したほうがよいと考える。ただし、機能が増えれば増えるほど、1機種にかかる開発期間は延びる。2023年4月からの猶予期間を適用する要件の数に応じて設定できるのであれば、同時開発を希望する。(最低2年) (JEMA)	<u>適用時期は、2023年4月を極力目指すが、開発・評価期間などを考慮して、2021年下期の総合評価時に再度確認する。</u> <u>短期検討での適用は並列時許容周波数（一部LFSM-Oなど今回短期で検討と整理した項目含む）とする。</u>