

総合評価

2021年12月17日

電力広域的運営推進機関

1. 総合評価の進め方について

- 第3回から第7回までの個別要件の検討において、検討を一旦完了とし、2021年度後半の総合評価のフェーズにて最終結論を出すこととした。
- 第8回以降、総合評価するにあたり、評価の進め方について御意見いただきたい。
- 個別要件毎の各項目評価は個別検討時に実施済であるため、総合評価では対策分類ごとに実施する。

Ⅱ. 個別技術要件の検討条件 (3) 評価全般のイメージ

11

第3回グリッドコード検討会
資料3より

■ 評価は基本的に以下の流れで進める。

- ① 技術要件毎に系統側・発電側の解決策を「費用」、「出力制御低減効果」、「変動対応能力」、「公平性」、「実現性」の観点で比較、評価

分類	指標	評価
(1)適切な出力制御	再エネ導入比率に対する出力制御の比率	費用、出力制御低減効果、公平性、実現性
(2)需給変動・周波数変動への対応	周波数範囲、運転可能周波数	費用、変動対応能力、公平性、実現性
(3)電圧変動への対応	電圧変動、力率	費用、変動対応能力、公平性、実現性
(4)同期安定度への対応	発電設備解列の有無	費用、公平性、実現性
(5)その他(情報提供等)	指標なし	評価不要

- ② 費用Min・合理化の観点で解決策を集約し、横断的に評価

技術要件間、あるいは分類間で共通する設備があれば、費用等集約して横断的に評価する。

- ③ 社会的負担が少なく、効果が大きく、再エネ導入拡大となる解決策を総合的に評価

費用増による影響

技術要件具備による効果

再エネ導入拡大による他のシステムへの影響

これらを総合的に評価して最終評価

総合評価のフェーズ

個別検討結果概要

周波数変動対策

電圧変動対策

	要件名	要件が必要な状況	対象電圧	対象電源	他規程との関係 *1：明文化	費用発生	要検討事項
①	発電出力の抑制	出力制御必要時	全電圧	太陽光、風力	制御仕様書 *1	－	－
②	発電出力の遠隔制御	出力制御必要時	全電圧	太陽光、風力	制御仕様書 *1	－	－
③	周波数変化の抑制対策(上昇側, LFSM-O)	事故時 (周波数上昇時)	特別高圧	太陽光、風力、蓄電池	－	ソフトウェア変更	整定値
④	周波数変化の抑制対策(低下側, LFSM-U)	出力制御時/事故時 (周波数低下時)	特別高圧	太陽光、風力、蓄電池	－	ソフトウェア変更	整定値
⑤	発電設備の制御応答性	平常時 (ガバナ/調定率制御時)	特別高圧	火力(100MW以上)、風力、太陽光、蓄電池	－	ソフトウェア変更	整定値
⑥	自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御(充電停止))	平常時 (周波数低下時)	特別高圧	蓄電設備（出力変動防止用蓄電池は対象外）	－	ソフトウェア変更	逆潮流なし設備の扱い
⑦	周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	事故時 (周波数低下時)	特別高圧	火力(100MW（沖縄35MW）以上)	－	ソフトウェア変更	－
⑧	発電設備の運転可能周波数（下限）	平常時/事故時	高圧・低圧	全電源種	系統連系規程*1 22年4月改定		2021年度下期審議
⑨	発電設備の並列時許容周波数	平常時(並列時)	全電圧	全電源種	－	ソフトウェア変更	開発期間と適用時期
⑩	単独運転防止対策	事故時	全電圧	全電源種	系統連系規程 *1	－	－
⑪	事故時運転継続	事故時	全電圧	逆変換装置を有する電源、風力	系統連系規程 *1	－	(RoCoFは継続検討)
⑫	発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)	事故時	特別高圧	火力GTCC(400MW以上/発電所)	－	ソフトウェア変更	－
⑬	特定系統単独維持(発電設備単独運転)	－	－				
⑭	電圧・無効電力制御	平常時	特別高圧	全電源種	－	ソフトウェア変更	遠隔制御
⑮	電圧変動対策	平常時	高圧・低圧	太陽光、風力などPCS電源、電力変換器の電源	－	ソフトウェア変更	開発期間と適用時期
⑯	発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間	平常時/事故時	特別高圧	全電源種	JEC*1	制御方法の改造	一部開発期間と適用時期
⑰	電圧フリッカの防止	平常時(事象発生時)	全電圧	全電源種(PCS起因フリッカ事象対策)	系統連系規程 *1	設定変更、ソフトウェア変更	－
⑱	事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)	事故時	特別高圧	全電源種(特高連系中性点直接接地系統接続)	－	－	－
⑲	系統安定化に関する情報提供 事故電流に関する情報提供	－	全電圧	全電源種	アクセス検討*1	－	－
⑳	慣性力に関する情報提供	－	特別高圧	同期機電源	－	少	－

・「費用」、「出力制御低減効果」、「変動対応能力」、「公平性」、「実現性」について、横断的に総合評価する。なお、個別技術要件において検討した結果をもとに総合評価が必要ないと判断した内容については、総合評価対象としない。

第3回グリッドコード検討会
資料3より

Ⅱ. 個別技術要件の検討条件 (2) 評価方法：考え方

- 第1回検討会で、個別技術要件の検討に際して、系統側・発電側それぞれで解決策を検討する際、①費用、②出力制御低減効果、③変動対応能力、④公平性、⑤実現性の5つの評価項目について、技術要件毎に具体的に比較・評価することを提示した。
- ただし、解決策によっては、上記の評価項目が対象外となる技術要件があることも考えられる。
- また、複数の技術要件に共通する解決策もあり、各技術要件を横断的・総合的に評価することが必要となる。
- これらを踏まえて、評価方法は以下の方向性で進めてはどうか。

評価項目	評価方法（案）
①費用	・ 個別技術要件毎に、モデル系統での系統側・発電側それぞれの解決策に必要な費用を比較、評価する。
②出力制御低減効果	・ あるエリアでの制御実績に対し、いくつかのシナリオ設定のもとに、オンライン制御、予測見直し等の解決策による低減量を算出し、評価する。 ・ 実績時点と2030年時点では再エネ導入比率が異なるため、導入比率に対する出力制御の比率で最終評価する。
③変動対応能力	・ 火力の柔軟性の更なる向上、再エネの対応能力の具備による、周波数調整、電圧変動への影響をシミュレーションにより評価する。
④公平性	・ 系統側・発電側、発電種別、設置時期の違い（新設、既設）、設置エリアの違い、事業規模（発電設備容量等）により、どちらかに過度な負担が生じないか確認する。
⑤実現性	・ 技術成熟度、開発期間、開発費用の観点から機能具備の実現性を評価する。

●総合評価の対象（○囲み数字は下記の個別要件別番号を示す）

・「費用」「変動対応能力」「公平性」について、**横断的に以下の要件を総合評価の対象とする。**

需給・周波数変動対応グループ：（③～⑤,⑦,⑨）

・「実現性」は、**需給・周波数変動対応グループと、検討会審議で総合評価時に再確認とした項目**とする。

・**以下の要件は総合評価を不要とする。** ※⑬は短期での要件化見送り

- ①②：他の会議体でも報告があり、出力制御量の低減効果は自明であり、個別検討で評価済のため
- ⑥：要件化対象となる蓄電池が限定的であり、先行遮断により一般負荷遮断量の低減ができることは自明であるため
- ⑧⑩⑪：他規程・仕様書からの明文化であり、要件化に伴う過度な費用発生がないため
- ⑫：ルート断事故（送電線事故による火力機停止）時に活用するものであり、個別評価で評価済のため
- ⑭⑮：特別高圧(⑭)、高圧・低圧(⑮)の電圧に関する要件化項目はこの要件のみであり、個別評価で評価済のため
- ⑯：JEC 相当の標準的に対応可能な範囲の明文化であり、過度な費用が発生しない場合が多いため
- ⑰：他規程の明文化で、要件化に伴う過度な費用発生がないため(遡及適用は費用発生あるが関係者合意済)
- ⑱：関係事業者団体からのヒアリング含め個別検討において、要件化に伴う過度な費用発生がないため
- ⑲⑳：現時点情報提供のみで、要件化に伴う費用は発生ない、または僅少のため

- ①発電出力の抑制
- ②発電出力の遠隔制御
- ③周波数変化の抑制対策（上昇側）
- ④周波数変化の抑制対策（低下側）
- ⑤発電設備の制御応答性
- ⑥自動負荷制限・発電抑制（蓄電設備制御（充電停止））
- ⑦周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度
- ⑧発電設備の運転可能周波数（下限）
- ⑨発電設備の並列時許容周波数
- ⑩単独運転防止対策

- ⑪事故時運転継続
- ⑫発電設備早期再並列（発電設備所内単独運転）
- ⑬特定系統単独維持（発電設備単独運転）
- ⑭電圧・無効電力制御
- ⑮電圧変動対策
- ⑯発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間
- ⑰電圧フリッカの防止
- ⑱事故除去対策（保護継電器・遮断器動作時間）
- ⑲系統安定化に関する情報提供・事故電流に関する情報提供
- ⑳慣性力に関する情報提供

・横断的評価：費用

初期に要する設備費用 個別検討結果集約

1. 費用

- 需給・周波数変動対応グループ (③～⑤, ⑦, ⑨)において、**電源種別に整理**する。なお、高圧・低圧は「発電設備の並列時許容周波数」のみとなるため、**「特別高圧」での横断評価のみ**とする。

機会損失は、発電設備の並列時許容周波数の個別検討結果において、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事業性に影響を及ぼすレベルではないと判断したことなどから省略する。

(1) 電源種：太陽光（特別高圧）における発電側対策と系統側対策の比較・検討結果

	要件名	発電側初期投資		系統側初期投資		横断的評価
		(個別検討時)	(今回総合評価)	(個別検討時)	(今回総合評価)	
③ ④	周波数変化の抑制対策 (上昇側) (低下側) 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：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。）		(上昇側)調整電源の不足によるOFRトリップに先行して再エネ電源出力制御による効果を得られるため、対象外 (低下側)負荷遮断に先行して出力増（供給力を供出）することにより、一般負荷遮断量の低減ができることは自明であるため、対策の選定についての検討は不要		
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：火力(100MW以上)、風力、太陽光、蓄電池	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。）	【メーカ参考】 概算の開発費： 対応機種により 1機種あたり、 数百万円～ 2千数百万円	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検討は不要	個々の個別技術要件の検討において、系統側対策は不要・対象外と評価しているが、今回あらためて横断的に確認した結果も同様に不要・対象外である。	新設設備が対象であり、海外での事例もあるため、発電側にグリッドコードを規定しても過度な負担とまでは言えない。
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	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。 (高低圧の場合は、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。)		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。		

・横断的評価：費用

初期に要する設備費用 個別検討結果集約

(2) 電源種：風力（特別高圧）における発電側対策と系統側対策の比較・検討結果

	要件名	発電側初期投資		系統側初期投資		横断的評価
		(個別検討時)	(今回総合評価)	(個別検討時)	(今回総合評価)	
③ ④	周波数変化の抑制対策 (上昇側) (低下側) 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：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。）	【メーカー参考】 概算の開発費： 対応機種により 1機種あたり、 15～20 百万円 (1サイトでの現地試験含む。現地試験に伴う 逸失売電補償費は除く) なお、その他費用が追加で数百万円かかる場合がある。	(上昇側)調整電源の不足によるOFRトリップに先行して再エネ電源出力制御による効果を得られるため、対象外 (低下側)負荷遮断に先行して出力増（供給力を供出）することにより、一般負荷遮断量の低減ができることは自明であるため、対策の選定についての検討は不要	個々の個別技術要件の検討において、系統側対策は不要・対象外と評価しているが、今回あらためて横断的に確認した結果も同様に不要・対象外である。	新設設備が対象であり、海外での事例もあるため、発電側にグリッドコードを規定しても過度な負担とまではならない。
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：火力(100MW以上)、風力、太陽光、蓄電池	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。）		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検討は不要		
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	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。		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。		

・横断的評価：費用

初期に要する設備費用 個別検討結果集約

(3) 電源種：火力（100（沖縄35）MW以上）（特別高圧）

における発電側対策と系統側対策の比較・検討結果

	要件名	発電側初期投資		系統側初期投資		横断的評価
		(個別検討時)	(今回総合評価)	(個別検討時)	(今回総合評価)	
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)、風力、太陽光、蓄電池	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。）	過度な負担となる追加費用なし ※今回の検討では火力に対し既設と同等の性能を求められており、仕様変更を求められることがなければ開発費はかからない見通し。なお、一部機種で費用発生はあるが、過度な負担となる追加費用はない。	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検討は不要	個々の個別技術要件の検討において、系統側対策は不要・対象外・蓄電池設置費用と評価しているが、今回あらためて横断的に確認した結果、結論としては変更なし。	新設設備が対象であり、標準的な機能のため、発電側にグリッドコードを規定しても過度な負担とまではならない。
⑦	周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)	既に要件化済みの機能と同等で過度な負担ではない		蓄電池設置 1,425億円 (95kW×15万円/kW)		
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	ソフト改修や試験費用はかかるが、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考える。		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。		

・横断的評価：変動対応能力（周波数）

2. 変動対応能力

- ・ **需給・周波数変動対応グループ（③～⑤,⑦,⑨）**：需給・周波数変動対応の効果を解析評価する。

要件適用の有無の効果を下記の条件において解析シミュレーションにて確認する。

項目	設定条件	考え方
需要	軽負荷期の昼間帯	需要が小さく、再エネの出力比率が相対的に高い需要を選定。
電源比率	供給計画の2030年度断面	要件適用有無の比較を明確化させるため、再エネが増加した2030年時点の断面で実施。
故障条件	周波数低下側 N-2故障(電源線)相当	「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」を総合検証。 なお、「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」要件の閾値である49.0Hzを下回る故障条件を設定。
	周波数上昇側	「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」を総合検証。
要件適用 電源比率	太陽光6.7%程度 風力53%程度 ※火力は既に機能適用されていると考えられるため、要件適用済みとする	・ 太陽光：2030年断面における機能具備発電設備量および比率を想定 $(64\text{GW}-55.8\text{GW})/64\text{GW}(\text{機能具備比率}) \times (2.1\text{GW}-1.0\text{GW})/2.1\text{GW}(2020\text{年}500\text{kW超過の集荷量比率}) \times 100 = 6.7\%$程度 ・ 風力：2030年断面(洋上風力5.7GW,陸上風力17.9GW)における機能具備発電設備量および比率を想定 陸上： $17.9\text{GW} - (4.4(\text{現状}) + 5(2021-24分))\text{GW} = 8.5\text{GW}$ $8.5\text{GW} / 17.9\text{GW} \times \text{約}100\%(\text{特別高圧比率想定}) \approx 47\%$程度 洋上： $5.7\text{GW} - (0(\text{現状}) + 1.6(2021-24分))\text{GW} = 4.1\text{GW}$ $4.1\text{GW} / 5.7\text{GW} \times \text{約}100\%(\text{特別高圧比率想定}) \approx 72\%$程度 全体： $(8.5(\text{陸上}) + 4.1(\text{洋上}))\text{GW} = 12.6\text{GW}$ $12.6\text{GW} / (17.9 + 5.7)\text{GW} \times \text{約}100\%(\text{特別高圧比率想定}) \approx 53\%$程度 ・ 火力：現時点で要件化されていないものの要件を満たしている設備が多く、今後新設も多くないと想定されるため、全火力が具備していると想定して実施。

・横断的評価：変動対応能力（周波数）

※詳細検討（一般送配電事業者検討資料）

シミュレーション条件

※今回は、要件適用有無の効果を確認するため、東系統で代表して検証する。（中西系統も同様の結果）

項目		東地域
需要		軽負荷期昼間帯 4,771万kW（東日本系統）
電源バランス		供給計画2030断面 軽負荷期のkWベース
非同期電源(再エネ)比率		43.5%
電源脱流量／負荷脱流量		3320MW／2196MW
LFSM	導入割合	再エネ全体の9.1%（太陽光6.7%, 風力53.0%）
	不感帯	±0.2Hz
	開始時間	2.0秒
	調定率	5.0%
	完了時間	10秒（調定率に従った変動量の50%の出力変動）
	再エネ出力比率 （定格容量比出力）	70%
	リザーブ量（出力増加幅）	10%

注）・電源脱落はむつ幹線ルートを想定。ただし、フル出力だと3,870MW脱落となり周波数低下が著しいため、49.0Hzを少し下回る程度に出力を調整して3,320MW脱落とした。

- ・LFSMによる差異を明確化するため、UFRはロックして検証。
- ・LFSM機は全て東京系統に接続。

・横断的評価：変動対応能力（周波数）

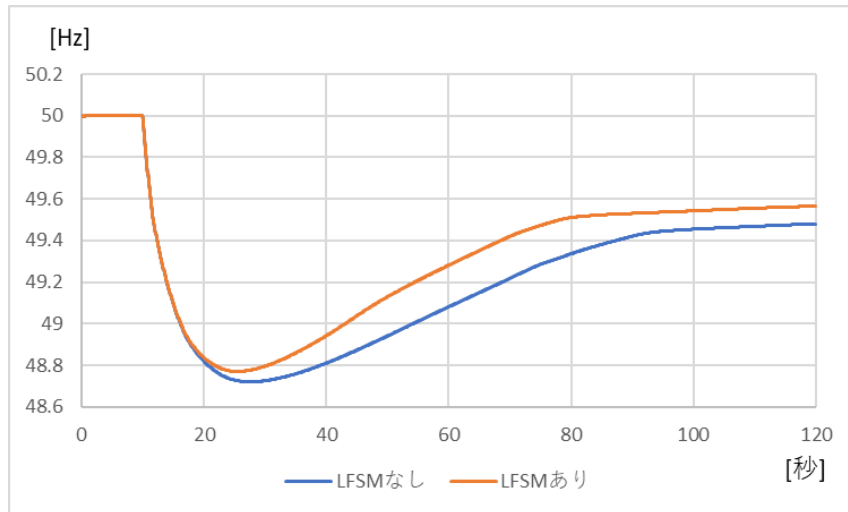
シミュレーション結果 ※詳細検討（一般送配電事業者検討資料）

【周波数低下側】

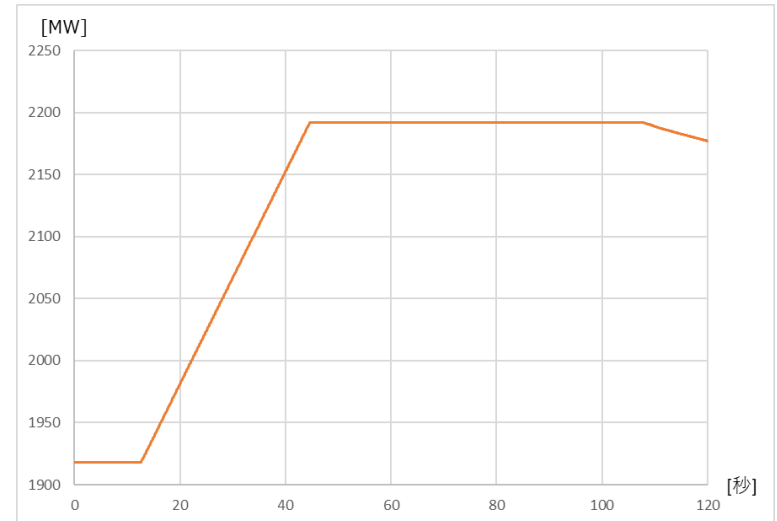
- 機能を有効化すると、周波数最下点が上昇し、周波数回復も早くなった。
- LFSM※対応発電機出力は周波数の低下に応じて出力上昇し、リザーブ量10%の上限まで変動している。

※Limited frequency sensitive mode：周波数変化の抑制対策

周波数結果



LFSM対応発電機出力（要件適用ありの場合）

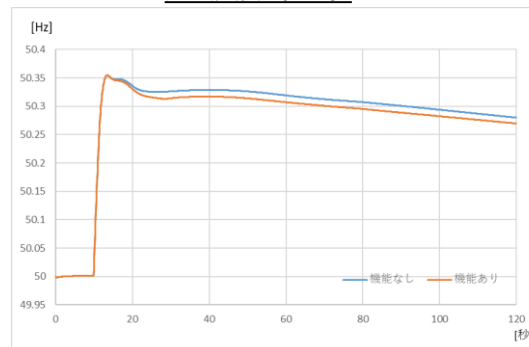


【周波数上昇側】

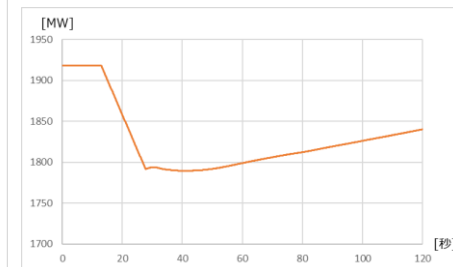
※これまで大規模な負荷脱落等により大幅な周波数上昇に至った実績、及びそれに伴うシミュレーション実績が殆ど無いため参考扱い

- 同期機のガバナによる急速な出力制御による効果が大いものの、要件を適用することにより、周波数回復が早くなった。

周波数結果



LFSM対応発電機出力（要件適用ありの場合）



・横断的評価：変動対応能力（周波数）

解析シミュレーションで確認した結果

【周波数低下側】

機能を有効化すると、周波数最下点が上昇し周波数回復も早くなり、**要件化適用効果を確認**することができた。

【周波数上昇側】

周波数回復が早くなり、**要件適用効果を確認**することができた。

そのため、**周波数低下側および上昇側の要件適用は妥当と判断**する。

	要件名	個別検討時評価	今回の評価 (シミュレーションでの横断的評価)
③ ④	周波数変化の抑制対策 (上昇側) (低下側) 対象電圧：特別高圧 対象電源：太陽光、風力、蓄電池	過度な周波数上昇の抑制や一般負荷遮断量の低減に貢献。	【周波数低下側】 機能を有効化すると、周波数最下点が上昇し周波数回復も早くなり、 <u>要件化適用効果を確認</u> することができた。 【周波数上昇側】 周波数回復が早くなり、 <u>要件適用効果を確認</u> することができた。 そのため、 <u>周波数低下側および上昇側の要件適用は妥当と判断</u> する。
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)、 風力、太陽光、蓄電池	火力については評価対象外 ※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既存の実力値を元に規定しており、同等の要件を実装済みと考えられるため。	
⑦	周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)	評価対象外 ※発電設備の大部分を占める100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備（GT・GTCC）は同等の要件が既に課されている。	
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	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	同左 ※静的な要件であることから解析によるシミュレーションの対象外

・横断的評価：公平性

3. 公平性

- ・ **個別検討結果から、一定の電源において公平性が得られないことや過度な費用負担が発生するとの評価がなかった。個別検討結果を再度確認しつつ、公平性の総合評価は不要とする。**

	要件名	個別検討結果（発電側対策）	系統側対策
③ ④	周波数変化の抑制対策 (上昇側)(低下側) 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：太陽光、風力、蓄電池	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。	「一」（系統側対策なし）
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧 ：特別高圧 対象電源 ：火力(100MW以上)、 風力、太陽光、蓄電池	過度な費用負担はなく公平性が得られる	「一」（系統側対策なし）
⑦	周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)	発電側対策に追加費用負担なく公平である。	費用面で過度な負担となる可能性がある。
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	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。	「一」（系統側対策なし）

・横断的評価：実現性

個別検討結果集約、横断的評価

4. 実現性

- ・ 高圧、低圧に関する要件の適用時期について、要件詳細が決定してから、市場投入までに要するプロセスを確認し、関連団体（系統連系規程、認証機関（JET等）試験方法制定等）含めた調整の結果、発電設備の並列時許容周波数(高圧・低圧)および電圧変動対策は、2025/4要件適用としてはどうか。
- ・ なお、発電設備の並列時許容周波数(特別高圧)を含むその他の要件については、2023/4の要件適用とする。

	要件名	個別検討時評価	今回の評価 (要件内容決定から市場投入までの期間など)
③ ④	周波数変化の抑制対策 (上昇側) (低下側) 対象電圧：特別高圧 対象電源：太陽光、風力、蓄電池	海外での事例があるため、過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能と想定。	太陽光、風力：過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能
⑤	発電設備の制御応答性 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)、 風力、太陽光、蓄電池	標準的な遅延時間であり問題ないと想定	太陽光、風力：過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能 火力：標準的な遅延時間であり問題ない
⑦	周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 対象電圧：特別高圧 対象電源：火力(100MW以上)	新規研究・開発・実証試験不要で対応	同左
⑨	発電設備の並列時許容周波数 対象電圧：全電圧 対象電源：全電源種	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 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。	開発、認証期間など事情を考慮し、現時点では他に考えられる進め方が無い状況のため、高圧および低圧については、2025.4の適用としてはどうか。 ※詳細は別資料で説明
⑮	電圧変動対策 対象電圧：高圧・低圧 対象電源：太陽光、風力などPCS電源、電力変換器の電源	過度な負担となる新規研究・開発・実証試験不要で対応 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。	開発、認証期間など事情を考慮し、現時点では他に考えられる進め方が無い状況のため、2025.4の適用としてはどうか。 ※詳細は別資料で説明
⑯	発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間 対象電圧：特別高圧 対象電源：全電源種	JEC相当の要件化であり標準的に対応可能な範囲であり問題ない場合が多いが、中小型を中心とした一部機種で開発が必要な場合がある。	同左

	主な発電側対応意見	事務局案 確認事項
費用	・費用については、初期投資のみならず運用費用を加味して比較しなければ正しい評価にならない。コストの負担方法などを整理したうえで、トータルのコストが社会的費用に与える影響として評価すべき。滞在率実績が短時間との記載もあるが、今後電源構成が大きく変わることも想定されており、比較を省略する根拠があるとは言えない。(火原協) ・発電側と系統側の対策レベルが同じになっていなければ、正しい比較・評価はできない。(火原協) ・機会損失についても、可能な限り定量的に示すようにして欲しい。(JWPA) ・費用については過去に議論してきましたので、議論自体が不要と考えます。「発電側初期投資」という言葉も製品単価のように見え、誤解を生む虞もあります。(JPEA)	・今回の短期的要件の項目については、発電側に過度な負担となっていないかを確認するため、系統側と比較できる要件においては例を用いて比較を実施しました。初期投資での比較や滞在率実績などもこれまでの各検討会の個別技術要件の審議においてもご説明させていただき一定の理解を得られたと認識しております。
・効果 ・公平性 ・実現性	・並列時許容周波数(高低圧)や電圧変動対策は、製品切替(開発・JET認証・生産)に必要な期間として詳細仕様決定後3年間が必要である。また、認証制度で5年間の有効期限があり、これとの整合性を考慮してほしい。(JEMA)	・<u>並列時許容周波数(高低圧)や電圧変動対策</u>は、2023年4月には多くのメーカーのJET認証が間に合わないことや、系統連系技術要件の改定後には基本的には例外を認められないことを鑑み、現時点では他に考えられる進め方が無い状況のため、<u>2025年4月の系統連系技術要件の改定に延期して、それまでに移行することとしてはどうか。</u>