

個別技術要件検討 「周波数変動時の発電出力 一定維持・低下限度」

2023年6月7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. 関連規程・市場要件への影響

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12回の議論を経たのち、発電側関連団体からの意見を踏まえ、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3～6、8、9、14、16、17、19～21

- 1. 個別技術要件の検討「①論点整理」、
「②発電側の対策」、「③発電側関連団体の意見」、
「⑤比較・検討結果」
- 3. 関連規程・市場要件への影響
- 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）」、
「③その他」、「④確認事項」

① 論点整理

第12回からの変更点

■ 現在の対応状況

- フェーズ1の検討を経て、**100MW（沖縄35MW）以上の特別高圧の火力発電設備**について、**周波数低下時に発電出力の低下幅を限定することや一度出力低下しても回復するための出力低下防止機能が2023年4月改定の系統連系技術要件に規定**された。
- **今後の再エネ電源導入拡大し、大型火力が減少した断面において、全電圧全容量のコジェネ設備、100MW（沖縄35MW）未満の特別高圧の火力発電設備、および高低圧の全容量の火力発電設備に同様の規定がない場合は、電源脱落事故等に伴う系統周波数低下時に、連系する発電機の出力が低下すると、カスケード的に周波数低下し、最悪の場合ブラックアウトに至るおそれがある。**

■ 将来的に想定される課題と提言

（発電側）

- ガスタービン、ガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GT、GTCC）、およびガスエンジン（GE）は、系統周波数低下時、コンプレッサー能力の低下に伴い発電機出力が低下する。

（系統側）

- 再エネ電源導入拡大による大型・集中電源の調整能力が減少した状況において、周波数低下に伴う電源大量脱落を回避するため、**中小規模火力にも出力低下防止機能が必要**である。

■ 要件化の必要性およびメリット

- 今後の再エネ電源導入拡大して大型火力が減少した断面においても、**系統周波数の維持運用に支障が出ないよう、全電圧全容量のコジェネ設備、100MW（沖縄35MW）未満の特別高圧の火力発電設備、および高低圧の全容量の火力発電設備についても出力低下限度の要件化が必要**である。なお、対応は新設設備が対象であり、100MW（沖縄35MW）以上の特別高圧の火力発電設備において先行適用事例はある。
- なお、ガスタービン、ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネについては、フェーズ2での要件化を見送り、技術動向等を見据えてフェーズ4での検討とする。

②発電側の対策

第12回からの変更点

■ 発電事業者が取り得る対策として、以下の（１）を検討した。

(1) 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

対象電源種：火力発電設備およびコジェネ設備

対象容量：

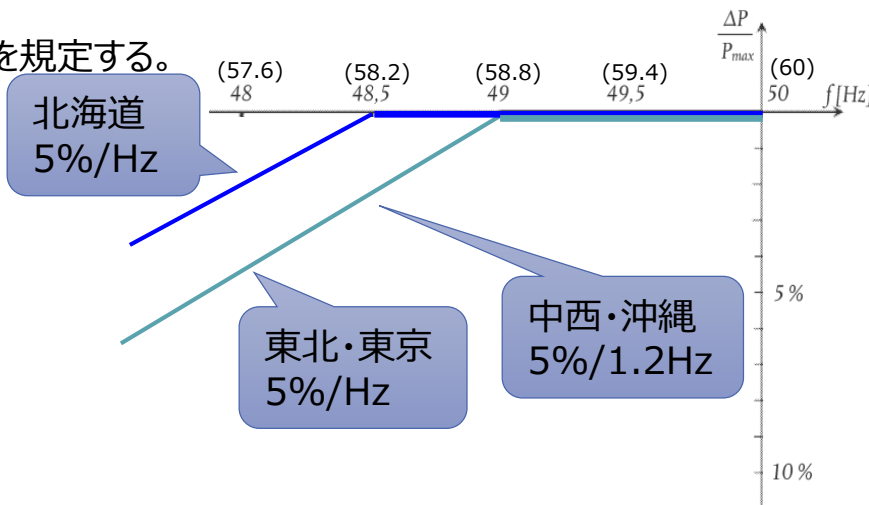
電源種		容量	特別高圧		高圧・低圧
			100MW以上※1	100～60MW	60MW未満
火力		2023年4月 要件化済み	今回要件化対象		
コジェネ	GT・GE以外				
	GT・GE				
			要件対象外※2		

※1沖縄は35MW以上 ※2発電コスト検証WGでは全体の3.1%程度

周波数低下時に発電出力の低下幅を限定することや一度出力低下しても回復するための出力低下防止機能を規定する。
 許容する低下幅は、49Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは0%、
 49Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、
 1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下するごとに5%以内とする。

※100（沖縄35）MW以上の火力発電設備と同様の内容を規定する。

<参考> 東京電力PG系統連系技術要件 特別高圧
 「2 運転可能周波数」で下記の内容が既に要件化されている。
 発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、
 次のとおりとしていただきます。
 連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下
 運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下
 周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では 10 分程度以上、
 48.0Hz では 1 分程度以上とすること。
 周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを 47.5Hz、
 検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。
 （協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）



②発電側の対策

第12回からの変更点

■ 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：

火力発電設備 100MW未満（沖縄は35MW未満）

コジェネ設備 全容量 ただし、ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満のものを除く

100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力設備は2023年4月に要件化済み。

ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネ設備は、費用便益の面から総合的に勘案して対象外。

・高圧、低圧 対象電源種：火力発電設備およびコジェネ設備 対象容量：全容量
ただし ガスタービン・ガスエンジンを採用したコジェネ設備は除く

ガスタービン・ガスエンジンを採用したコジェネ設備は、費用便益の面から総合的に勘案して対象外。

③発電側関連団体の意見

第12回からの変更点

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	－
	対象	－
	技術	・要件化の必要性として大型火力が減少する断面でブラックアウトのリスクが高まるとしているが、そうであるならば大型火力の必要量を維持するような方策を検討するのが先決ではないか。少なくとも再エネ比率、調整電源比率をパラメータとして複数ケースを比較してみるべき。 ・熱効率の低下はコジェネ設備に限ったものではなく、また大型設備においても同様である。 ・仮に今回提案の要件化が社会コストをミニマムにする方策であったとしても、中小型火力が系統を不安定にする要因を作っているわけではなく、中小規模の火力設備が費用を負担するのは合理的とは言えない。それでもグリッドコードを要件化するのであれば、発電事業者側の負担を補填する仕組みとセットにすることが不可欠ではないか。 ・来年1月に長期脱炭素電源オークションの初回入札が決まり、原子力発電や脱炭素化された火力発電の比率が将来にわたり確保される可能性も見えてきている。検討にあたっては、変動電源の比率が高まることのみを前提にするのではなく、電源・系統・需要の協調によって全体最適を目指すことが社会的コストをミニマムにすることにつながるのではないか。
	費用	－
	総括	・大型自家発電設備の多くは、製造業に必要な熱・電気を供給する目的で設置されている。製造ラインから発生する副生エネルギーを発電設備の燃料として利用するため、製造ラインの一部として一体不可分となっているケースも多い。自立運転に移行する発電設備に対しては、系統に電気を供給する目的の発電事業とは異なる視点で慎重に議論して頂きたい。 ・需要家側は系統周波数低下事象が発生した際には、障害が発生する前に自立運転に移行し安定操業を継続する運用を行う。
自家発電	対象	－
	技術	・大型自家発電設備の多くは、製造業に必要な熱・電気を供給する目的で設置されている。製造ラインから発生する副生エネルギーを発電設備の燃料として利用するため、製造ラインの一部として一体不可分となっているケースも多い。自立運転に移行する発電設備に対しては、系統に電気を供給する目的の発電事業とは異なる視点で慎重に議論して頂きたい。 ・需要家側は自身の系統連系保護リレーUFR（周波数低下リレー）整定値を高めに整定し、系統周波数低下事象が発生した際には、障害が発生する前に自立運転に移行し安定操業を継続する運用を行うことについてご理解をお願いします。
	費用	－
	総括	－

④系統側の対策

■ 一般送配電事業者が取り得る対策

・対策

系統側蓄電池の設置（周波数低下時の発電出力減少分の補償）

<検討モデル>

【検討モデル選定理由】

- ・50Hz系統において周波数が低下した場合の発電出力低下分を補償
- ・49Hz以下において周波数低下防止機能が動作しない状況を想定
- ・2030エネルギーミックスの火力関連（LNG・石炭・石油）比率41%を出力低下する電源の比率と仮定
- ・上記のうち、10%が100MW未満火力（2023年4月要件化対象90%）と仮定
- ・発電コスト検証WGにおいて、コジェネ設備の発電電力量のうちガスタービン・ガスエンジンの比率が59%と算定されており、残りの41%を要件化対象と仮定
- ・同期連系系統の需要は7,000万kW
- ・発電設備の出力低下幅は5%と仮定

【検討方法】

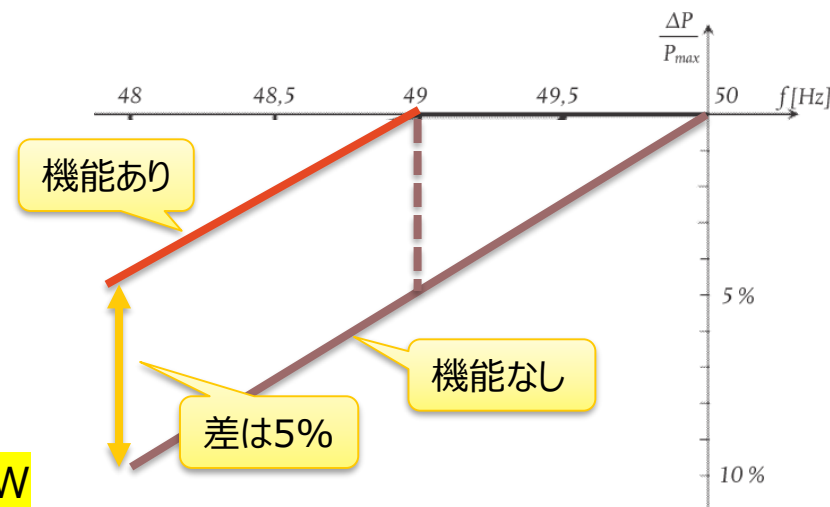
定量評価（解析なし）

【検討結果】

- ・必要蓄電池容量

$$7,000\text{万kW} \times 41\% \times 10\% \times 41\% \times 5\% = 6\text{万kW}$$
- ・コスト

$$6\text{万kW} \times 15\text{万円/kW} = 90\text{億円}$$



⑤比較・検討結果

第12回からの変更点

評価項目*1	発電側対策：機能または装置を具備	系統側対策：蓄電池設置
費用	機種によっては、開発費用が一機種あたり数億円程度必要。	90億円 (6万kW×15万円/kW)
出力制御低減効果	評価対象外	評価対象外
変動対応能力	評価対象外	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。	費用面で過度な負担となる可能性がある。
実現性	実施可能	新規研究・開発・実証試験不要で対応

「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 機種によっては、開発費用が一機種あたり数億円程度必要。
なお、費用メリットは「発電側対策」の方が大きいと想定される。
- 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 実施可能。
- その他 適用時期は2025年4月。（遡及適用せず（系統運用に支障を来すおそれなし））

■ 横断的評価での検討事項

- 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>

発電設備の大部分を占める特別高圧100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備は同等の要件が既に課されているため、目下において系統運用に支障を来すおそれなし。

2. 他の規程への影響

技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」

■ 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
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。 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。	追記・変更なし

2. 他の規程への影響

技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」

12

■ 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	追記・変更なし

2. 他の規程への影響

技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」

13

■ 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
10. 発電機運転制御装置の付加 (1) 運転制御装置の設置 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厳しい検討管理が求められる。したがって、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、潮流制御、周波数調整等の対策が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。	追記・変更なし

3. 関連規程・市場要件への影響

技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」

14

第12回からの変更点

技術要件改定案

関連規程・市場要件への影響

14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧）

（2）周波数調整のための機能

⑤.出力低下防止機能

100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備およびコージェネレーションは、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下するごとに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。**ただし、ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満のコージェネレーションは除く。**

なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

XX. 発電機運転制御装置の付加（高圧、低圧）

（1）周波数調整のための機能

①出力低下防止機能

火力発電設備およびコージェネレーションは、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下するごとに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。ただし、ガスタービン・ガスエンジンを採用したコージェネレーションは除く。

なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

系統連系技術要件とガイドラインの使い分け、および市場要件への影響はなし

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

15

■ 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12回からの変更点

2023.4改定	今回改定案
14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧） （2）周波数調整のための機能 ⑤.出力低下防止機能 100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備は、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下することに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。	14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧） （2）周波数調整のための機能 ⑤.出力低下防止機能 100MW以上（沖縄は35MW以上）の火力発電設備およびコージェネレーションは、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下することに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。ただし、ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満のコージェネレーションは除く。 なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。
高圧・低圧 記載なし	XX. 発電機運転制御装置の付加（高圧、低圧） （1）周波数調整のための機能 ①出力低下防止機能 火力発電設備およびコージェネレーションは、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz（北海道:48.5Hz、60Hz系統：58.8Hz）以下については、1Hz（60Hz系統：1.2Hz）低下することに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。ただし、ガスタービン・ガスエンジンを採用したコージェネレーションは除く。 なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

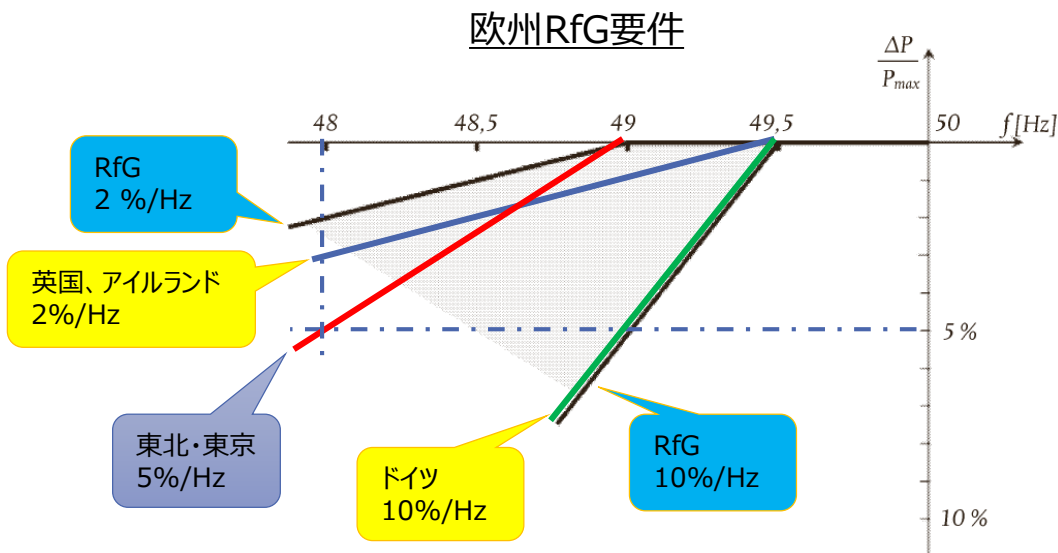
4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

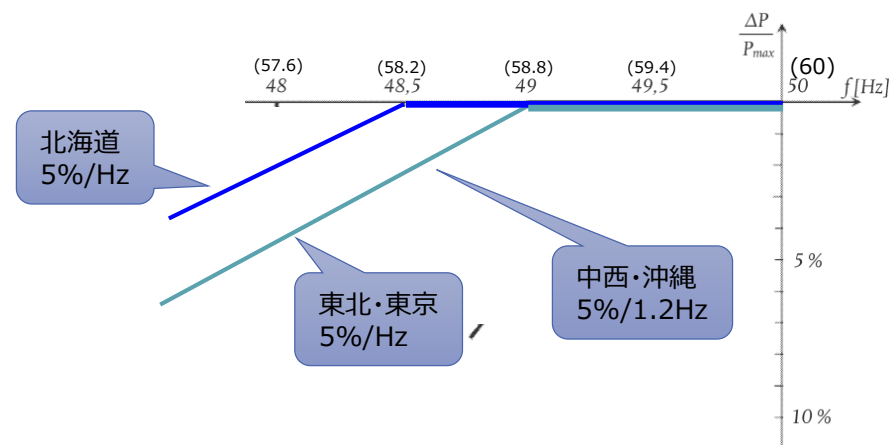
17

第12回からの変更点

欧州RfGと日本の要件



今回規定の特性



4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

18

欧州RfGの対象発電設備分類

発電設備の分類	A	B	C	D
電圧階級	110kV未満			110kV以上
欧州大陸	0.8kW～1MW	1～50MW	50～75MW	75MW～
英国				
北欧	0.8kW～1.5MW	1.5～10MW	10～30MW	30MW～
アイルランド	0.8kW～0.1MW	0.1～5MW	5～10MW	10MW～
バルト三国	0.8kW～0.5MW	0.5～10MW	10～15MW	15MW～

欧州RfGの各国適用状況（上記設備分類A～Dを対象）

国	Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency 13.3
英国	一定出力を維持すること
アイルランド	（要求なし）
ドイツ	（要求なし）
スペイン	（要求なし）
イタリア	一定出力を維持すること
デンマーク（DK2）	一定出力を維持すること

国	Maximum active power reduction at underfrequency 13.4
英国	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz
アイルランド	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz
ドイツ	10 %P/Hz starting at 49.5 Hz
スペイン	10 %P/Hz starting at 49.5 Hz
イタリア	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz（ガスタービン） starting at 49 Hz（その他）
デンマーク	6 %P/Hz starting at 49 Hz

③その他（他会議体の検討資料）

第12回から資料追加

- RfG 発行前の関係者意見照会について
 - Stakeholder Advisory Group Meetingsでの関係者の意見照会：
ガスタービンメーカー関連団体（EUTurbines）から、「ガスタービンの特性」、「外気温度条件」、「要件対応によるトリップリスク」、「発電側対応コスト増」に関する意見あり。（2012年3月、11月）
 - RfG発行後、IGD文書の初版（2018年）、定期見直し版（2021年）発行時の関係者意見照会：
RfG発行時と同様、EUTurbinesから**ガスタービンについては要件達成が厳しい旨の意見あり。**
- RfG規定
 - RfG 13.4にて周波数変動時の出力低下幅を規定（以下の範囲に収まることを求める）。
 - ✓ 49.5Hz以下：系統周波数が1Hz下がるごとに、50Hzでの最大出力の10%低下
 - ✓ 49Hz以下：系統周波数が1Hz下がるごとに、50Hzでの最大出力の2%低下
 - RfG13.5にて以下を求めている。
 - ✓ **13.4規定の特性が適用される周囲環境条件を示すこと。**
 - ✓ **発電機の技術的能力を考慮すること。**
- 国ごとの適用状況（*）：
 - 一部の国（スペイン、ポーランド、イタリア）では、ガスタービン用の条件を規定。
 - イギリスはガスタービンに運転継続時間を規定（トリップしない周波数で5分間の運転継続）。
 - フランスやドイツではサイトごとの環境条件や発電機の技術特性をTSOに提示。
 - 上記、いずれにおいても出力低下の勾配はRfG 13.4指定の範囲内となっている。

（*） 出典：

- ENTSO-E guidance document for national implementation of condition for maximum admissible active power reduction at low frequencies
- Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators（European Committee）

4. 詳細検討資料

④確認事項

20

第12回からの変更点

	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）	・特別高圧：100（沖縄35）MW未満の火力発電設備および全容量のコジェネ設備 <u>ただし、ガスタービン、ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネ設備は除く。</u> ※100（沖縄35）MW以上の火力発電設備については、2023年4月要件化済み ・高圧・低圧：全容量の火力発電設備およびコジェネ設備 <u>ただし、ガスタービン、ガスエンジンを採用したコジェネ設備は除く。</u> ・なお、ガスタービン、ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネ設備についてはフェーズ2での要件化を見送り、技術動向等を見据えてフェーズ4での検討とする。	・特になし	・全容量の火力発電設備およびコジェネ設備を対象とする。 ・<u>ただし、ガスタービン、ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネ設備は除く。</u>

	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	・周波数低下時に発電出力の低下幅を限定することや一度出力低下しても回復するための出力低下防止機能を規定する。 ・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備については、一般送配電事業者と発電側事業者とで対策内容を協議することとする。	・大型自家発電設備の多くは、製造業に必要な熱・電気を供給する目的で設置されている。製造ラインから発生する副生エネルギーを発電設備の燃料として利用するため、製造ラインの一部として一体不可分となっているケースも多い。自立運転に移行する発電設備に対しては、系統に電気を供給する目的の発電事業とは異なる視点で慎重に議論して頂きたい。（自家発電） ・熱効率の低下はコジェネ設備に限ったものではなく、また大型設備においても同様である。（火原協）	・中小容量火力の対応は、技術的課題が大きいことから、ガスタービン、ガスエンジンを採用した60MW未満のコジェネ設備は、費用便益の面から総合的に勘案し、フェーズ2での要件化を見送る（フェーズ4とする）。 ・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、一般送配電事業者と発電側事業者とで対策内容を協議することとする。

④確認事項

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
論点3 費用	・対応は新設設備が対象であり、100MW（沖縄35MW）以上の特別高圧の火力発電設備において先行適用事例があるため、過度な負担とまではならず、費用対効果は大きいと想定される。	・中小容量機種については製作者側の相応の開発費用が必要である。なお、開発費用としては一機種に対し数億円程度と考えます。（自家発電）	・機種によっては、 <u>開発費用が一機種あたり数億円程度必要。</u>