

欧米におけるグリッドコード改定状況と 関連技術動向に関する調査報告

2022年3月28日

電力広域的運営推進機関

- 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)：米国では新設CHPは蒸気バランス影響への対応コストが低い場合のみ適用。風力は機械的制約により風力以外と設定が異なる。小型家庭用インバーター電源の対応はまだ限定的。FFR (Fast Frequency Response) として設定・提供されない限り、単独運転検出機能と競合する可能性は低いと考えられている。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)、([欧州RfG](#))、([米国FERC Order](#))]
- 発電設備の制御応答性：応動開始は日本同様2秒だが、完了は国により異なる。周波数計測(応答速度と精度)の議論(IEC TS 62786-41:Distributed energy resources connection with the grid – Part 41 Requirements for frequency measurement used to control DER and loads)がなされている。[[4章 要件別詳細\(欧州RfG\)](#)]
- 負荷周波数制御：接続要件としては、TSOからの指令による出力制御。TSOにより詳細は定められる。
- 発電設備の運転可能周波数(上昇側)：インバーター電源の能力は同期機より広いが発電所内の補機/変圧器の能力により制限されるため考慮して設定が必要。[[4章 要件別詳細\(米国 NERC Reliability Standards\)](#)]
- 周波数変化率耐量(RoCoF)：低慣性の送電系統ではより高い変化率耐量を必要とし系統側/発電側相互の合意が必要。米国(IEEE P2800)ではインバーター電源に対し5Hz/s以下を定める。トリップ設定値は系統影響調査の結果定められる。単独運転検出との協調のためライドスルー値を0.5Hz/s未満に制限することは許容されない。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]
- 出力(有効電力)の増加速度の上限：パラメータは需給バランスと系統影響調査に基づいて定められる。需給バランス維持/短時間での大きな有効電力変化を防止することを目的として要件化。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]
- 出力変化速度の上限/下限：欧州ではTSOにより指定され、米国では制限なし。[[4章 要件別一覧表\(日欧米の比較：代表例\)](#)]
- 慣性力の供給：欧州RfGではTSOは要求できるとするものの、インバーター電源での実装は検討段階。米国ではFFRのより早い時間領域での動作と扱われ、周波数変化の抑制対策の設定と切り分けてのパラメータ設定が必要とされている。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)、[4章 技術動向\(疑似慣性\)](#)]
- 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)：米国では大規模発電所におけるインバーター電源に、事故前電流を基準として要求している。不要なトリップ/単独運転検出に影響するため、小規模発電所には求めている。パラメータは発電所が接続される系統の運用者が事故時のニーズ(正相/逆相無効電流の大きさ)に応じて検討する。事故後の電圧サポート/周波数安定性等により有効電流/無効電流の優先順位を判断する。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]

- 電圧・無効電力制御(運転制御)(インバーター電源の電圧一定制御)：公平性の観点から同期発電機同様にインバーター電源に要件化。[英国](#)では市場要件との関係あり。米国ではISOによっては[補償](#)あり。[[4章 要件別詳細\(米国FERC Order\)](#)]
- 系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)：同期機を対象とした機能・装置であり、インバーター電源での欧米での具体例は確認できず。引き続き情報収集に努める。
- 制御・保護システムの協調・優先順位：インバーター電源の大規模/小規模発電所での優先順位は整理済。電圧/周波数の大きな偏差が発生し単独運転検出されない場合、電圧・周波数の保護要件にて発電機のバックアップ保護する。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]
- 事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)：優先順位は、系統の強さ、慣性の高低などにより、有効/無効電流どちらかを定める。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]
- 情報提供：使用目的により必要なモデルは異なる。[[4章 要件別詳細\(米国一般\)](#)]
- 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度：具体例は確認できず。国内同様、技術により制限ある旨の議論あり。
- 電圧上昇側 Voltage Ride Through：事故事例から要件化 [[4章 要件別詳細\(米国 NERC Reliability Standards\)](#)]
- 瞬動予備力(連続制御)：周波数変化の抑制対策含めた議論あり。
- 運転時の最低出力：具体例は確認できず。国内同様、技術により制限ある旨の議論あり。
- 単独運転防止機能：海外事例も規定済内容と同等。他の周波数安定化に関する機能との協調が必要。
- Consecutive Voltage Ride Through, Phase Angle Ride Through：事故事例からIEEE P2800に規定あり。[[4章 技術動向\(事故対応\)](#)]
- Black Start *1：規定化には至っていないが、IEEE P2800にインバーター電源のブラックスタート機能の議論あり。[[4章 技術動向\(グリッドフォーミングインバーター\(ブラックスタート\)\)](#)]

*1: 旧一電の火力を対象とした「ブラックスタート機能公募」とは別に、インバーター電源の機能として、ブラックスタート機能を系統連系技術要件の対象とするか、対象・用途の定義など、国内外の開発状況や海外規程の更なる情報収集が必要。なお、国内では現状、「ブラックスタート機能公募」において、公募の募集要項に入札条件としてブラックスタート機能を指定している。全停電の状態から外部電源より発電された電気を受電することなく、所内電源によって起動し、停電解消のための発電を行う電源であるため、「ブラックスタート機能公募」の電源は系統連系技術要件の適用対象外。

市場要件との対応

- 欧州の市場要件は基本的にグリッドコードとは独立している。米国では市場のニーズからグリッドコードの要件を定めてきた経緯あり。
- [英国/アイルランド](#)では一部の市場要件でグリッドコードに準拠するよう記載あり。[デンマーク/米国](#)では特に記載なし。(参考：[日本](#)では、グリッドコード検討会での「発電設備の制御応答性」の議論時に、市場要件との整合をとった経緯あり)
- [Eirgrid \(アイルランド\) 資料](#)に、各種発電技術の市場商品への適合状況・貢献度についての記載あり。
- 日本において、系統連系技術要件と市場要件をひとまず切り離すが、市場設計進展に伴い技術要件のすり合わせが必要な場合、市場参入の障壁とならぬよう整合を図ることとしてはどうか。

技術動向

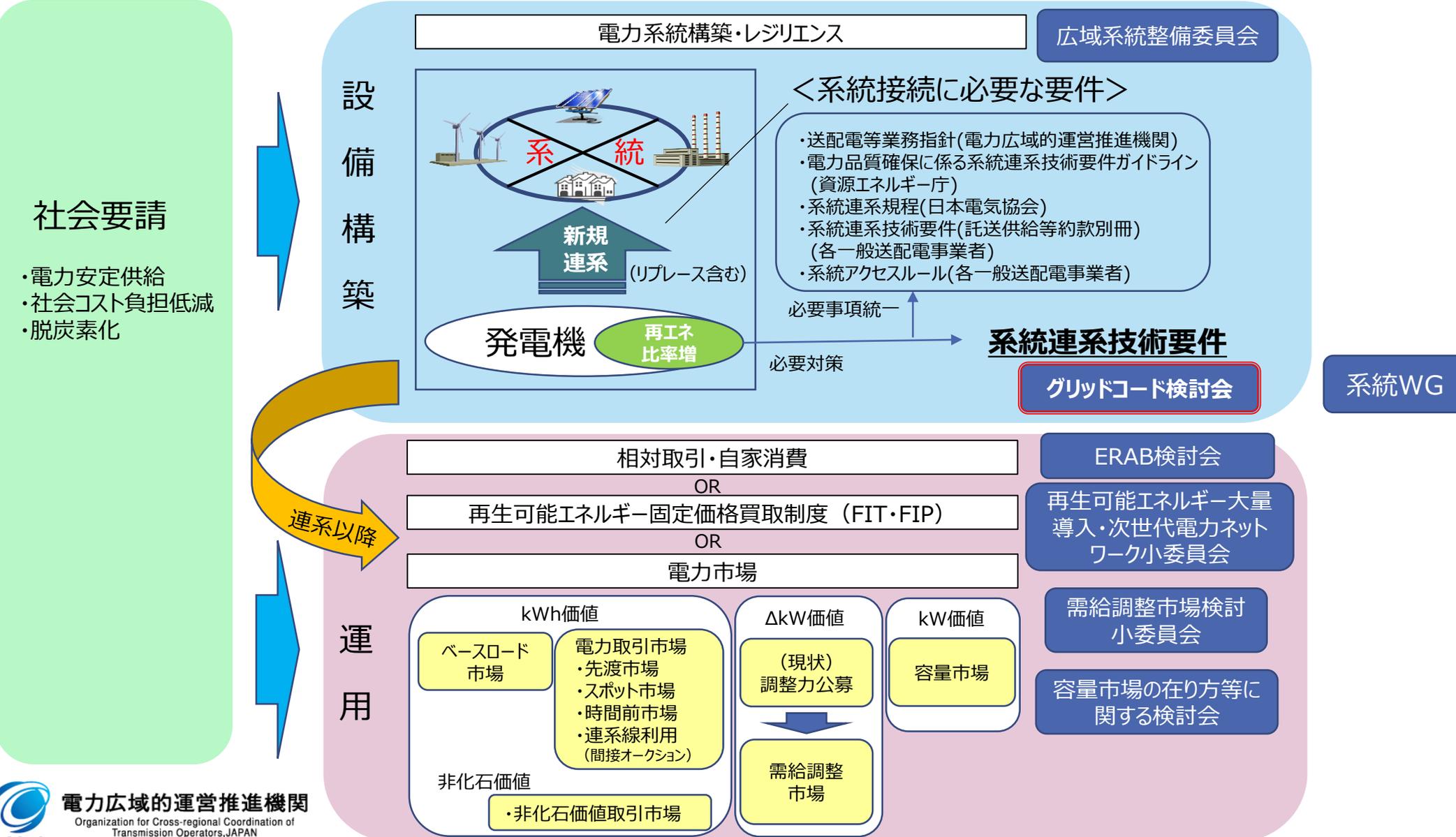
- 疑似慣性：[製品事例](#)あり。一部のメーカーに偏らないよう技術の普及状況を確認する必要があり引き続き情報収集する。
- グリッドフォーミングインバーター：[英国/米国で検討中](#)。定義/用途が定まっていない段階であり引き続き情報収集する。
- 有効電力無出力時の無効電力供給：[実証事例/製品事例](#)あり。技術普及や市場・制度設計が固まった段階でグリッドコード検討とするか。アイルランドでは[市場商品](#)あり。
- 事故対応：米国/英国/オーストラリアでの[事故事例](#)あり。国内で同様の障害発生のおそれがないか検討した上でグリッドコード検討とするか。

需要家設備に対する要件

- [英国/アイルランド/米国](#)では、アイルランドのようにデマンドレスポンスを目的とした需要家設備に対し一部要件に記載が見られるが、発電設備に対する規定と比べて項目が限定されている。
- 日本では、デマンドレスポンス用途の要件は、市場設計で固めてから、要件化(明文化)してはどうか。小容量/一般家庭用などの蓄電池やEVなど逆潮流を想定される設備は、逆潮流のニーズ（市場設計の整備）と合わせて、市場要件を整備していくこととしてはどうか。なお、EV（自動車業界）に対して系統連系技術要件への対応を求めるかどうかなど、グリッドコード検討会での判断は難しく、市場設計からのアプローチが適切ではないか。

- HVDCは、RfG, 英国 National Grid, デンマーク Energinet, IEEE P2800 に記載あるが、発電側設備としては大規模洋上windファームのサブステーション及びその設備が対象である。また、**日本ではHVDCを用いた洋上風力設備の導入情報はない（マスタープラン検討において北海道から本州へのHVDC送電の検討が始まっているが、発電側設備ではないためグリッドコード検討対象ではない）**ため、**系統連系技術要件に関する喫緊のアクションは必要ではなく、情報収集を続けることとしてはどうか。**
- 洋上風力は、欧州RfG, 英国 National Grid , デンマーク Energinet の規程文書に、洋上設備として記載はあるが、基本的に陸上発電設備と共通項目が多い。**日本の系統連系技術要件では洋上風力のみで章立てせず、各技術要件の中で洋上風力特有の記載が必要な場合、対象設備・設備容量を明記した上で陸上設置の発電設備との違いがわかる記載としてはどうか。**

- グリッドコード検討会と他の委員会との役割分担を認識し、他委員会と協調しつつエネ庁とも相談し検討を進める。



章	章タイトル	内容
1	目的、背景、スケジュール	<ul style="list-style-type: none"> 本調査の目的、背景、調査スケジュール、要件化項目と要件化時期
2	調査対象と調査の視点	<ul style="list-style-type: none"> 中長期要件化検討対象候補と海外調査時のポイント
3	調査対象詳細	<ul style="list-style-type: none"> 中長期要件化検討対象の要件について、各調査対象における要件の章番号等
4	調査結果	
	共通	<ul style="list-style-type: none"> 各国・各ISO・規格の対象とする 電圧階級、電源種、設備容量の分類 Capability と Utilization について、欧米の設計思想
	要件別一覧表	<ul style="list-style-type: none"> 中長期要件化検討対象別に各国・各ISO・規格における記載の有無
	要件別欧米動向概要	<ul style="list-style-type: none"> 中長期要件化検討対象別に各国・各ISO・規格の状況
	要件別詳細	<ul style="list-style-type: none"> 各国・各ISO・規格別に特徴的な要件の調査結果
	市場要件の整理	<ul style="list-style-type: none"> 市場商品別要件について、グリッドコードとの関連の有無等
	技術動向	<ul style="list-style-type: none"> 疑似慣性 グリッドフォーミングインバーター (ブラックスタート含む) 有効電力無出力時の無効電力供給 事故対応(ROCOF Ride Through, Phase Angle Ride Through, Consecutive Voltage Ride Through, SSCI, SSTI) HVDC (第8回グリッドコード検討会コメント対応) 洋上風力 (第8回グリッドコード検討会コメント対応)
	需要家設備に対する要件	<ul style="list-style-type: none"> 英国/アイルランド/米国での取り扱い
	蓄電設備の市場への参加状況	<ul style="list-style-type: none"> 米国の例
	5	参考資料

■ 目的

欧米におけるグリッドコード制定・改定状況と関連する技術動向を調査し、グリッドコード検討会における中長期検討対象項目の要件化の必要性と時期の検討につなげる。

■ 背景

グリッドコード検討会で「中長期検討」と判断した理由に、欧米でも個別協議や詳細検討中であったり、国内ではまだ必要性が見えてないものがあつた。短期要件化個別検討後の2021年度下期以降、中長期要件化検討を進めるにあたり、要件化必要性・時期を整理するために、再エネ導入で先行する海外での要件化の背景、審議の経緯、技術動向等を確認する必要がある。

短期要件化検討

系統側ニーズ

欧州RfG, 米国CA Rule21と現行国内規程を比較、2030年度断面で必要なものを短期、以降のものを中長期と仕分け

海外実態調査 #1

欧州6ヶ国（英国、アイルランド、ドイツ、スペイン、イタリア、デンマーク）のRfG反映状況を整理、米国（FERC order, NERC standards, IEEE, PJM, ERCOT, CAISO）の規程を整理、短期/中長期仕分け内容を再整理、確認

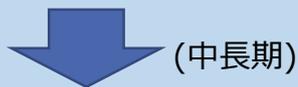
発電側意見

個別審議

海外状況、発電側意見を踏まえ要件化内容を議論

評価

「費用」、「変動対応能力」、「公平性」、「実現性」について、各要件を横断的に評価



(中長期)

中長期要件化検討

系統側ニーズ

2030年再エネ比率見直しや2040年以降（マスタープラン策定シナリオ検討条件など）も想定した電源構成、それに伴う潜在するリスク、系統運用を考慮し、中期・長期・継続検討に仕分け

海外実態調査 #2

欧州と米国における要件化の背景、審議の経緯、技術動向等を確認

中期要件化・長期要件化・継続検討の必要性・時期を検討

発電側意見

候補と検討スケジュールを協議

個別審議

評価

要件化項目と要件化時期

- ☆2030年再エネ比率(22~24%)に対応すべく、短期(2023年)要件化
- ◇2030年再エネ比率見直し(36~38%)以降も想定し、中期要件化検討
- ◆□2040年以降(2050年目標未定)を想定し、長期要件化、継続検討
- ・ **中長期要件化・継続検討要件化の時期、項目は今後の議論にて決める**

◆長期(2030年前後)要件化を検討

- ・周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側)：高低圧
- ・発電設備の制御応答性：対象拡大
- ・周波数変化率耐量(RoCoF)
- ・慣性力の供給(疑似慣性)
- ・事故電流の供給(事故時の保護レール検知に必要な電流の供給)
- ・制御・保護システムの協調・優先順位
- ・情報提供(モデル等、慣性力)

◇中期(2025年前後)要件化を検討

- ・出力(有効電力)の増加速度の上限：特高・太陽光
- ・電圧・無効電力制御(運転制御)(インバーター電源の電圧一定制御)：特高
- ・事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)
- ・周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度：対象拡大
- ・電圧上昇側 Voltage Ride Through
- ・電圧変動対策(瞬時電圧低下)

☆2023年4月要件化

- ・発電出力の抑制
- ・発電出力の遠隔制御
- ・周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側)：特高
→第9回検討会で再審議
- ・発電設備の制御応答性
- ・自動負荷制限・発電制御(蓄電設備制御(充電停止))
- ・周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度
- ・発電設備の運転可能周波数(下限)
- ・発電設備の並列時許容周波数 *高低圧は2025年4月
- ・単独運転防止対策
- ・事故時運転継続
- ・発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)
- ・電圧・無効電力制御(運転制御)：特高(インバーター電源の電圧一定制御を除く)
- ・電圧変動対策(力率設定) *2025年4月
- ・運転可能電圧範囲と継続時間
- ・電圧フリッカの防止
- ・事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)
- ・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
- ・慣性力に関する情報提供

□継続検討

- ・負荷周波数制御
- ・発電設備の運転可能周波数(上昇側)
- ・出力(有効電力)の増加速度の上限：高低圧
- ・出力変化速度の上限と下限
- ・電圧・無効電力制御(運転制御)：高低圧
- ・系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)
- ・瞬動予備力(連続制御)
- ・運転時の最低出力：対象拡大+既存見直し
- ・単独運転防止機能：将来に備えた検討
- ・自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御(充電停止))：対象拡大
- ・発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)：対象拡大
- ・経済負荷配分制御：対象拡大
- ・*1 Consecutive Voltage Ride Through
- ・*1 Phase Angle Ride Through
- ・*1 Black Start

22~24%
→36~38%

2021年に
比率目標見直し

2020年4月要件化済

- ・火力：調定率制御
- ・風力：出力変化速度制限
周波数変化の抑制対策(上昇側)

50~60%

マスタープラン策定
シナリオ検討条件
(参考値)

再エネ(発電電力量)導入比率[%]

60
50
40
30
20
10
0

2000 2010 2020 2030 2040 2050 2060

10%

17%

■ 調査対象

グリッドコード検討会で「中長期検討」とした要件について、欧州と米国における対応する要件の状況を調査する。

区分	欧州	米国
中央	ENTSO-E (RfG)	FERC Order NERC Reliability Standards
規格	CENELEC (EN50549-1, EN50549-2)	IEEE (1548-2018, P2800)
国別、地域	英国 (NATIONAL GRID) アイルランド (EIRGRID) デンマーク (ENERGINET)	テキサス (ERCOT) カリフォルニア (CAISO, CPUC)

■ 調査の視点

以下の観点で調査する。要件別の調査のポイントについては次スライドに示す。

項目	視点
要件化の背景	
◆ 審議の経緯・ポイント	電源側：発電所・設備の出力、電源種、仕様等 系統側：仕様上の制約等
・ 電源種	適用対象の電源種の追加状況(例：蓄電設備)
	コジェネ、ヒートポンプの扱い
・ 電圧階級	送電系統での技術要件の配電系統への適用拡大状況
・ その他	自家消費、調整力市場、DR/VPPとの関係を踏まえた対応状況、実現性(技術完成度、開発期間)等
◆ 技術動向	事故対応、疑似慣性、グリッドフォーミングインバータ、調整力確保のための設備(蓄電池)等

■ 中長期要件化検討対象候補と海外調査時のポイント一覧 (1/2)

中長期検討対象	対象電圧階級	対象電源	海外調査時のポイント
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	特別高圧	太陽光・風力(上昇側は2020/4要件化済)・蓄電池	単独運転検出機能との協調、対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件
	高圧・低圧	太陽光・風力・蓄電池	
発電設備の制御応答性	特別高圧	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)ならびに、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)	単独運転検出機能との協調、対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件、市場との関係(応動時間)
	高圧・低圧	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)ならびに、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)	
負荷周波数制御	全電圧	全電源 ただし、100MW以上(沖縄35MW以上)のGT・GTCC・火力・混焼バイオマスは除く	再エネに対する遠隔制御機能要求状況、対象設備容量・整定値設定の経緯
発電設備の運転可能周波数(上昇側)	全電圧	全電源	単独運転検出機能との協調、対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件
周波数変化率耐量(RoCoF)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン(FRT要件対象容量・設備)・複数直流入力	調整力・需給バランス対応、単独運転検出等他のグリッドコード要件との機能協調、対象設備容量・整定値設定の経緯、事故事例、需要家設備に対する要件
出力(有効電力)の増加速度の上限	特別高圧	太陽光・風力(2020/4要件化済)・蓄電池	対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件
	高圧・低圧	太陽光・風力・蓄電池	
出力変化速度の上限	全電圧	全電源	設備仕様、対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件
出力変化速度の下限 ※調整力を有する電源に適用する要件	全電圧	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)	
慣性力の供給(疑似慣性)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池	慣性力対応(英国ナショナルグリッドのスタビリティパスファインダー検討内容とその背景、英国の市場制度、既設・新設の扱いの差異、市場要件と接続要件の差異等)、単独運転検出等他のグリッドコード要件との機能協調、事故事例
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池	太陽光・風力・蓄電池の事故電流供給技術動向、対象設備容量・整定値設定の経緯、事故事例、需要家設備に対する要件

■ 中長期要件化検討対象候補と海外調査時のポイント一覧 (2/2)

中長期検討対象	対象電圧階級	対象電源	海外調査時のポイント
電圧・無効電力制御(運転制御) (インバーター電源の電圧一定制御)	特別高圧	太陽光・風力・蓄電池	設備仕様、対象設備容量・整定値設定の経緯、需要家設備に対する要件
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池	同期機のAVR/PSSに相当する機能の太陽光・風力・蓄電池への規定状況と関連技術動向
制御・保護システムの協調・優先順位	全電圧	全電源	複数の制御・保護機能の動作が相反する場合の優先順位設定の経緯、単独運転検出等他のグリッドコード要件との機能協調・両立性
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン (FRT要件対象容量・設備)・複数直流入力	優先順位(出力回復か事故電流供給かなど)設定の経緯、動的無効電流制御の要否(有効電流・無効電流の優先制御量含む)、事故事例
情報提供(モデル等)	全電圧	太陽光・風力・蓄電池	シミュレーション用モデルなど、太陽光・風力・蓄電池に関する諸元とその用途、需要家設備に関する諸元、対象設備容量設定の経緯、需要家設備に関する諸元とその用途
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	全電圧	火力(100MW未満、沖縄35MW未満)、コージェネ(ガスエンジン)	コージェネでの対応状況(出力低下防止策)、対象設備容量設定の経緯
電圧上昇側 Voltage Ride Through	全電圧	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン (FRT要件対象容量・設備)・複数直流入力	事故事例、設備仕様
瞬動予備力(連続制御)	特別高圧	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)	設備仕様、対象設備容量・整定値設定の経緯
	高圧・低圧	上記ならびに、太陽光・風力・蓄電池	
運転時の最低出力	全電圧	火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)	火力・混焼バイオマス発電の最低出力設定状況、対象設備容量設定の経緯
単独運転防止機能	全電圧	全電源	設備仕様、単独運転検出等他のグリッドコード要件との機能協調・両立性

- 中長期要件化検討対象に相当する各国の規程の有無を調査。章番号・要件名は次スライド以降参照。

中長期要件化検討対象要件	欧州 RfG	欧州 EN	GB	IE	DK	米 FERC	米 NERC	IEEE	ERCOT	CAISO	CPUC
周波数変化の抑制対策(上昇側)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
周波数変化の抑制対策(低下側)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
発電設備の制御応答性	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	
負荷周波数制御	✓			✓	✓			✓ P2800	✓		✓
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
周波数変化率耐量（RoCoF）	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	
出力（有効電力）の増加速度の上限	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
出力変化速度の上限	✓		✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
出力変化速度の下限		✓									
慣性力の供給(疑似慣性)	✓		✓	✓				✓	✓		
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
電圧・無効電力制御	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓ P2800	✓	✓	
制御・保護システムの協調・優先順位	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	✓		✓	✓	✓			✓	✓		
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	✓	✓			✓				✓		
電圧上昇側 Voltage Ride Through		✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓
瞬動予備力（連続制御）	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓ P2800	✓	✓	
運転時の最低出力			✓	✓					✓	✓	
単独運転防止機能		✓	✓					✓	✓		✓

中長期要件化検討対象要件	ENTSO-E RfG
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	1.13.2 Limited frequency sensitive mode – over-frequency (LFSM-O) 1.15.2 (c) Limited frequency sensitive mode – under-frequency (LFSM-U)
発電設備の制御応答性	1.15.2 (d) Frequency sensitive mode
負荷周波数制御	1.15.2 (e) Frequency restoration control
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	1.13.1 (a) Frequency ranges
周波数変化率耐量（RoCoF）	1.13.1 (b) Rate-of-change-of-frequency (RoCoF) withstand capability
出力（有効電力）の増加速度の上限	1.13.7 (b) Automatic connection
出力変化速度の上限	1.15.6 (e) Rates of change of active power output
出力変化速度の下限	1.15.2 (a) Frequency stability capability of adjusting an active power setpoint in line with instructions
慣性力の供給(疑似慣性)	2.21.2 (a), (b) Providing synthetic inertia during very fast frequency deviations
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	2.20.2 (b) Providing fast fault current 2.20.2 (c) TSO shall have the right to specify a requirement for asymmetrical current injection
電圧・無効電力制御	1.17.2 (a), 2.20.2 (a), 2.21.3 Voltage stability
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	2.19.2 (b) Automatic voltage regulator, (v) PSS function
制御・保護システムの協調・優先順位	1.14.5 (c) Priority ranking of protection and control
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	2.21.3 (e) Prioritising active or reactive power contribution
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	1.15.6 (c) Simulation models
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	1.13.3 Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency 1.13.4 Maximum active power reduction at underfrequency 1.13.5 Conditions for admissible active power reduction from maximum output 1.15.4 (b) Capable of remaining connected to the network and operating without power reduction
電圧上昇側 Voltage Ride Through	1.14.3, 1.16.3 Fault ride through capability of generators (RfGは電圧低下時のみ)
瞬動予備力（連続制御）	1.15.2 (c) Limited frequency sensitive mode – under-frequency (LFSM-U)
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	(RfGは意図しない単独運転の防止の記載なし)

中長期要件化検討 対象要件	CENELEC EN50549-1:Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	4.6.1 Power response to overfrequency 4.6.2 Power response to underfrequency
発電設備の制御応答性	Response time は 4.6.1, 4.6.2 に記載あり
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	4.4.2 Operating frequency range
周波数変化率耐量（RoCoF）	4.5.2 Rate of change of frequency (ROCOF) immunity
出力（有効電力）の増加速度の上限	4.10.2 Automatic reconnection after tripping 4.10.3 Starting to generate electrical power
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	4.11.2 Reduction of active power on set point
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	4.7.4 Short circuit current requirements on generating plants
電圧・無効電力制御	4.7.2 Voltage support by reactive power 4.7.3 Voltage related active power reduction 4.7.4.2.2 Zero current mode for converter connected generating technology
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	
制御・保護システムの協調・優先順位	
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency
電圧上昇側 Voltage Ride Through	4.5.4 Over-voltage ride through (OVRT)
瞬動予備力（連続制御）	
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	4.9.4 Means to detect island situation

中長期要件化検討 対象要件	CENELEC EN50549-2:Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 2: Connection to the MV distribution system
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	4.6.1 Power response to overfrequency 4.6.2 Power response to underfrequency
発電設備の制御応答性	Response time は 4.6.1, 4.6.2 に記載あり
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	4.4.2 Operating frequency range
周波数変化率耐量（RoCoF）	4.5.2 Rate of change of frequency (ROCOF) immunity
出力（有効電力）の増加速度の上限	4.10.2 Automatic reconnection after tripping 4.10.3 Starting to generate electrical power
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	4.11.2 Reduction of active power on set point
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	4.7.4 Short circuit current requirements on generating plants
電圧・無効電力制御	4.7.2 Voltage support by reactive power 4.7.3 Voltage related active power reduction 4.7.4.2.2 Optional Modes 4.7.4.2.3 Zero current mode for converter connected generating technology
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	
制御・保護システムの協調・優先順位	
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency
電圧上昇側 Voltage Ride Through	4.5.4 Over-voltage ride through (OVRT)
瞬動予備力（連続制御）	
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	4.9.4 Means to detect island situation

中長期要件化検討対象要件	英国 National Grid
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	ECC.6.3.7.1
発電設備の制御応答性	ECC.6.3.6.1.1.3
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	CC.6.1.3
周波数変化率耐量（RoCoF）	ECC.6.3.13.2
出力（有効電力）の増加速度の上限	
出力変化速度の上限	BC1.A.1.1
出力変化速度の下限	
慣性力の供給(疑似慣性)	PC.A.5.4.3.1 (d), ECC.6.3.7.3.3
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	ECC.6.3.16.1.2
電圧・無効電力制御	CC.6.3.4
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	CC.A.6.2.1 CC.A.6.2.5
制御・保護システムの協調・優先順位	ECC.6.2.2.8
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	ECC.6.3.16.1.5
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	CP.A.3.1.1
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	CC.6.1.7
瞬動予備力（連続制御）	OC.4.3.4.1.10
運転時の最低出力	CC.A.3.2, BC.3.7.3
単独運転防止機能	CC.6.3.15.3 (iv)

中長期要件化検討対象要件	アイルランド EIRGRID
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	OC.4.3.4.1.8 OC.4.3.4.1.9
発電設備の制御応答性	PPM1.5.2.1, PPM1.5.3.3
負荷周波数制御	OC.4.6.5.2
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	CC.7.3.1.1 (b)
周波数変化率耐量（RoCoF）	CC.7.3.1.1 (d)
出力（有効電力）の増加速度の上限	PPM1.5.4.2
出力変化速度の上限	PPM1.5.4, CC.7.3.1.1 (l)
出力変化速度の下限	CC.7.3.1.1 (m)
慣性力の供給(疑似慣性)	CC.10.9.6 (if applicable)
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	PPM1.4.2
電圧・無効電力制御	CC7.3.6, PPM1.6.3.4
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	CC.7.3.8 PC.A4.8
制御・保護システムの協調・優先順位	CC.10.9.6
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	PPM1.4.2 (c)
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	PC.A8
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	
瞬動予備力（連続制御）	OC.4.3.4.1.10, CC.7.3.7
運転時の最低出力	CC.7.3.1.1 (k), PPM1.5.2.1
単独運転防止機能	

中長期要件化検討 対象要件	デンマーク (RfGの章番号に対応) ※電源種別の Technical Standard は調査対象外
周波数変化の抑制対策(上昇側)	13.2
周波数変化の抑制対策(低下側)	15.2 (c)
発電設備の制御応答性	15.2 (d)
負荷周波数制御	15.2 (e)
発電設備の運転可能周波数(上昇側)	13.1 (a)
周波数変化率耐量 (RoCoF)	13.1 (b)
出力(有効電力)の増加速度の上限	13.7 (b)
出力変化速度の上限	15.6 (e)
出力変化速度の下限	15.2 (a)
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	20.2 (b) 20.2 (c)
電圧・無効電力制御	17.2 (a) 20.2 (a) 21.3
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	19.2 (b) (v)
制御・保護システムの協調・優先順位	14.5 (c)
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	21.3 (e)
情報提供(系統安定化、慣性力・事故電流)	15.6(c)
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	13.3 - 5 15.4 (b)
電圧上昇側 Voltage Ride Through	
瞬動予備力(連続制御)	15.2 (c)
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	

中長期要件化検討対象要件	米国 FERC
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	No.842:Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response
発電設備の制御応答性	
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	(LGIA-9.7.3)
周波数変化率耐量（RoCoF）	
出力（有効電力）の増加速度の上限	
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	
電圧・無効電力制御	No.827:Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	(LGIA-5.4)
制御・保護システムの協調・優先順位	(LGIA-9.7.4)
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	(LGIA-5.8)
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	上昇側の要件なし
瞬動予備力（連続制御）	No.842:Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response (LGIA-9.6.2)
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	

- LGIA、SGIAは定性的・抽象的な記載であり、具体的な内容はNERC Reliability StandardやRTO/ISOの規程で展開されている。また、LGIAとSGIAの改定は、FERC Orderで議論された内容の反映となっており、調査対象外とした。

中長期要件化検討対象要件	米国 NERC
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	BAL-001-TRE-2 Primary Frequency Response in the ERCOT Region
発電設備の制御応答性	
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	PRC-024-2 Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings
周波数変化率耐量（RoCoF）	
出力（有効電力）の増加速度の上限	
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	
電圧・無効電力制御	VAR-001-5 Voltage and Reactive Control
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	VAR-002-4.1 Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules VAR-501-WECC-3.1 Power System Stabilizer (PSS)
制御・保護システムの協調・優先順位	PRC-019-2 Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	FAC-001-3 Facility Interconnection Requirements FAC-002-3 Facility Interconnection Studies
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	PRC-024-2 Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings
瞬動予備力（連続制御）	BAL-001-TRE-2 Primary Frequency Response in the ERCOT Region
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	

• https://www.nerc.com/pa/Stand/VRF%20Matrix/VRF_Applicability_Matrix.xlsx から対象がGO/GOPのStandard で中長期要件名と対応しているものを抽出

中長期要件化検討対象要件	米国 IEEE 1547-2018
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	6.5.2.7 Frequency-droop (frequency-power)
発電設備の制御応答性	4.6 Control Capabilities Requirements
負荷周波数制御	4.6 Control Capabilities Requirements
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	6.5.2 Frequency disturbance ride-through requirements
周波数変化率耐量（RoCoF）	6.5.2.5 Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through
出力（有効電力）の増加速度の上限	4.10.3 Performance during entering service
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	4.6 Control Capabilities Requirements
慣性力の供給(疑似慣性)	6.5.2.8 Inertial Response* *non-exhaustive requirement
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	6.2.1 Area EPS Faults
電圧・無効電力制御	5. Reactive power capability and voltage/power control requirements
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	
制御・保護システムの協調・優先順位	Informative: Annex E.2
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	6.2.1 Area EPS faults
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	10. Interoperability, information exchange, information models, and protocols 11.4 Fault current characterization
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	6.4.2.4 High-voltage ride-through
瞬動予備力（連続制御）	
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	8.1 Unintentional islanding

中長期要件化検討対象要件	米国 IEEE P2800
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	6.1 Primary Frequency Response (PFR) 6.2 Fast Frequency Response (FFR)
発電設備の制御応答性	4.6 Control Requirements
負荷周波数制御	4.6 Control Requirements
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	7.3.2 Frequency disturbance ride-through requirements
周波数変化率耐量（RoCoF）	7.3.2.3.5 Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through
出力（有効電力）の増加速度の上限	4.10.3 Performance during entering service
出力変化速度の上限	
出力変化速度の下限	4.6.2 Control Requirements
慣性力の供給(疑似慣性)	6.2 Fast Frequency Response (FFR)
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	7.2.2.3.4 Current injection during ride-through mode
電圧・無効電力制御	5.1 Reactive power capability
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	
制御・保護システムの協調・優先順位	9.6 Interconnection System Protection
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	7.2.2.3.2 Low and High voltage ride-through capability
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	10 Modeling Data
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	7.2.2 Voltage disturbance ride-through requirements 7.2.3 Transient overvoltage ride-through requirements
瞬動予備力（連続制御）	6.1 Primary Frequency Response (PFR)
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	9.5 Unintentional islanding

中長期要件化検討対象要件	米国 ERCOT ERCOT Nodal Operating Guide
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	2.2.7 Turbine Speed Governors
発電設備の制御応答性	2.2.10 Generation Resource and Energy Storage Resource Response Time Requirements 2.2.10 Shutting down and disconnecting Generation Resources or ESRs from the ERCOT Transmission Grid
負荷周波数制御	2.2.4 Load Frequency Control (LFC)
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	2.6.2.1 Frequency Ride-Through Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs)
周波数変化率耐量（RoCoF）	2.6.2 Frequency Ride-Through Requirements for Distribution Generation Resources (DGRs) and Distribution Energy Storage Resources (DESRs)
出力（有効電力）の増加速度の上限	4.5.2 Operating Procedures
出力変化速度の上限	2.3 Ancillary Services (10)
出力変化速度の下限	2.3 Ancillary Services (10)
慣性力の供給(疑似慣性)	2.3.1.2 Additional Operational Details for Responsive Reserve Providers
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	
電圧・無効電力制御	2.7 System Voltage Profile and Operational Voltage Control
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	2.2.5 Automatic Voltage Regulators 2.2.6 Power System Stabilizers (PSS)
制御・保護システムの協調・優先順位	6. Disturbance Monitoring and System Protection
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	2.9 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resource
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	5.1 System Modeling Information
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	2.3 Ancillary Services
電圧上昇側 Voltage Ride Through	2.9.1 Voltage Ride-Through Requirements for Generation Resources and Energy Storage Resources
瞬動予備力（連続制御）	2.2.7 Turbine Speed Governors 2.2.8 Performance/Disturbance/Compliance Analysis
運転時の最低出力	2.3 Ancillary Services
単独運転防止機能	11. Constraint management plans and remedial actions

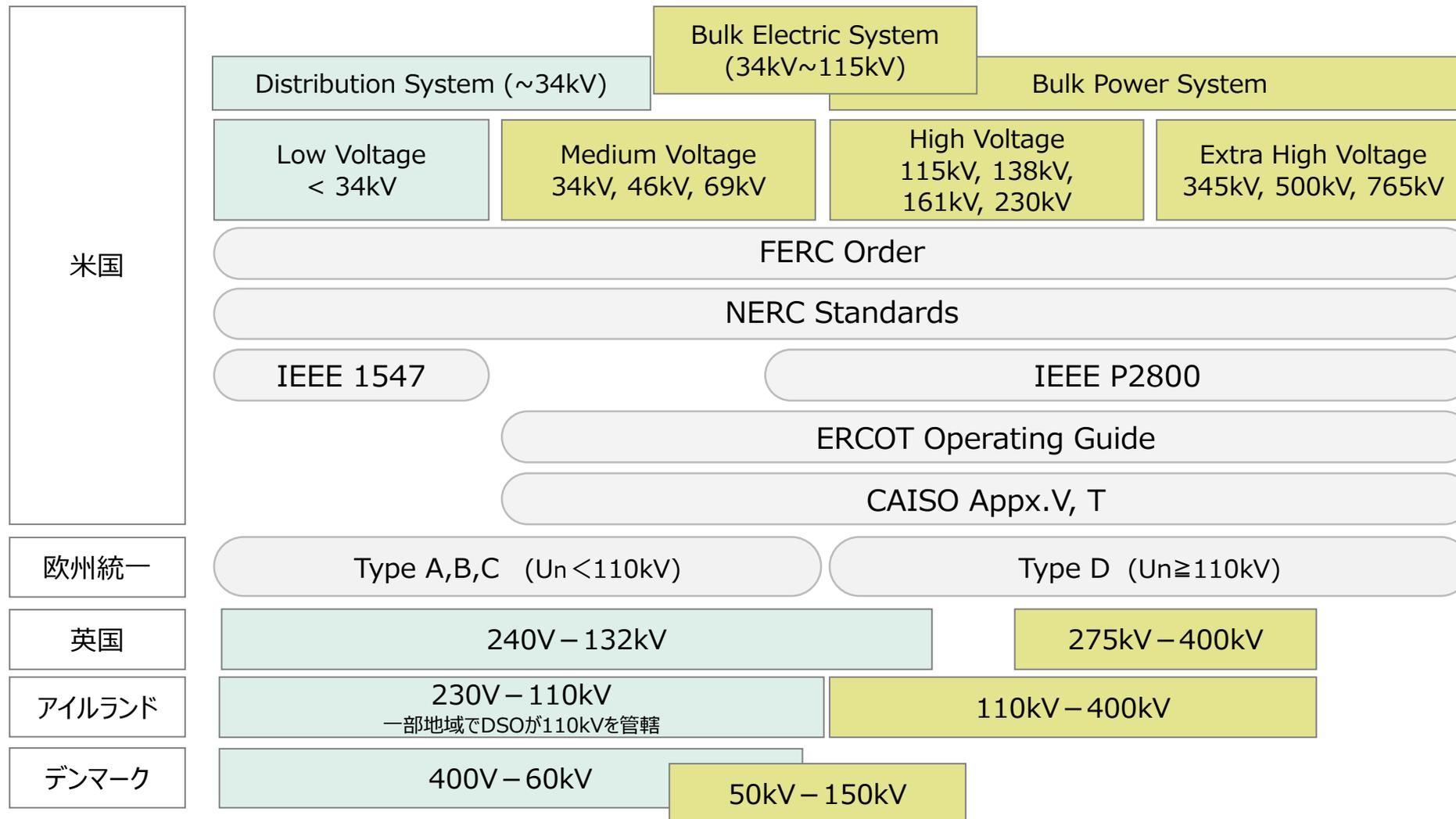
中長期要件化検討 対象要件	米国 CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	9.7.3 Under-Frequency and Over Frequency Conditions
発電設備の制御応答性	9.6.4.2 Timely and Sustained Response
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	9.7.3 Under-Frequency and Over Frequency Conditions Appendix H. i. Frequency Disturbance Ride-Through Capability
周波数変化率耐量（RoCoF）	9.7.3 Under-Frequency and Over Frequency Conditions
出力（有効電力）の増加速度の上限	9.7.2 Interruption of Service
出力変化速度の上限	9.6.4 Primary Frequency Response
出力変化速度の下限	9.6.4 Primary Frequency Response
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	9.7.5 Requirements for Protection
電圧・無効電力制御	9.6 Reactive Power Appendix H. iii. Power Factor Design Criteria (Reactive Power) [asynchronous generating facility]
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	5.4 Power System Stabilizers
制御・保護システムの協調・優先順位	9.7.5 Requirements for Protection
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	24.3 Updated Information Submission by Interconnection Customer
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	Appendix H. Section A. i. Voltage Ride-Through Capability
瞬動予備力（連続制御）	9.6.2.1 Governors and Regulators
運転時の最低出力	13.5 CAISO and Participating TO Authority
単独運転防止機能	

中長期要件化検討 対象要件	米国 CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	1.8.3 Primary Frequency Response
発電設備の制御応答性	1.8.3.1 Governor or Equivalent Controls
負荷周波数制御	
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	Attachment 7-ii. Frequency Disturbance Ride-Through Capacity
周波数変化率耐量（RoCoF）	1.5.7 Frequency Conditions
出力（有効電力）の増加速度の上限	
出力変化速度の上限	1.8.3 Primary Frequency Response.
出力変化速度の下限	1.8.3 Primary Frequency Response.
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	
電圧・無効電力制御	1.8 Reactive Power and Primary Frequency Response Appendix 7. iii. Power Factor Design Criteria (Reactive Power)
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	Attachment 7-v Power System Stabilizers (PSS)
制御・保護システムの協調・優先順位	
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	
瞬動予備力（連続制御）	1.8.3 Primary Frequency Response 1.8.3.4 Electric Storage Resources
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	

中長期要件化検討対象要件	米国 CPUC
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	Hh. 2. I. Frequency-Watt Requirements
発電設備の制御応答性	
負荷周波数制御	Hh. 8. CONTROL THROUGH COMMUNICATION CAPABILITIES
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	Hh. 2. f. Frequency Ride-Through Requirements
周波数変化率耐量（RoCoF）	
出力（有効電力）の増加速度の上限	Hh. 2. k. Ramp Rate Requirements
出力変化速度の上限	Hh. 2. k. Ramp Rate Requirements
出力変化速度の下限	
慣性力の供給(疑似慣性)	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	G. 1. f. Screen F: Is the Short Circuit Current Contribution Ratio within acceptable limits?
電圧・無効電力制御	Hh. 2. i. Fixed Power Factor Hh. 2. j. Dynamic Volt/VAR Operations, (Dynamic Reactive Support, Phase 3)
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	
制御・保護システムの協調・優先順位	G. 1. g. Is the Short Circuit Interrupting Capability Exceeded?
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	F. 3. c. Distribution Group Study Process
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	
電圧上昇側 Voltage Ride Through	Hh. 2. b. Voltage Trip and Ride-Through Settings
瞬動予備力（連続制御）	
運転時の最低出力	
単独運転防止機能	L. 3. b. Anti-Islanding Test

● 調査対象の規程と対象の電圧階級は以下。

- 各国・ISOにおける電圧階級の分類は下図の通り。



4. 調査結果：共通（電源種、設備容量）

- 電源種：基本的に全電源種が対象であるが、要件によっては限定・除外している場合がある。

- 欧州

同期発電設備、非同期または直流発電設備（Power Park Module：PPM）、洋上PPM

- 米国

同期発電設備、分散型電源（非同期発電設備を含む） *IEEE 1547は分散型電源、P2800はインバーター電源を対象

- 設備容量：設備の分類により要件適用有無や整定値が異なる場合がある。

- 欧州

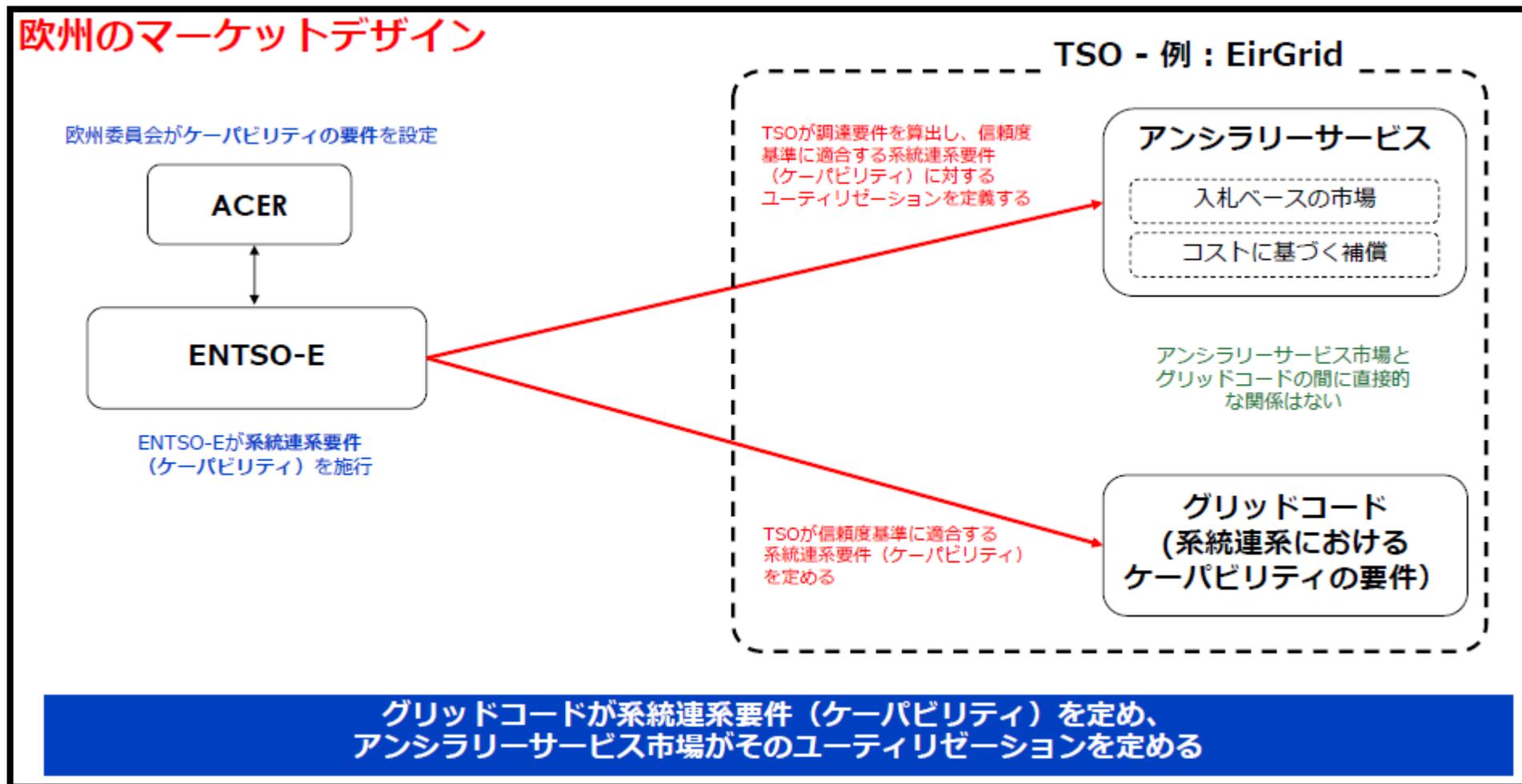
発電設備の分類	A	B	C	D
電圧階級	110kV未満			110kV以上
欧州大陸	0.8kW～1MW	1～50MW	50～75MW	75MW～
英国				
北欧	0.8kW～1.5MW	1.5～10MW	10～30MW	30MW～
アイルランド	0.8kW～0.1MW	0.1～5MW	5～10MW	10MW～
バルト三国	0.8kW～0.5MW	0.5～10MW	10～15MW	15MW～

- 米国

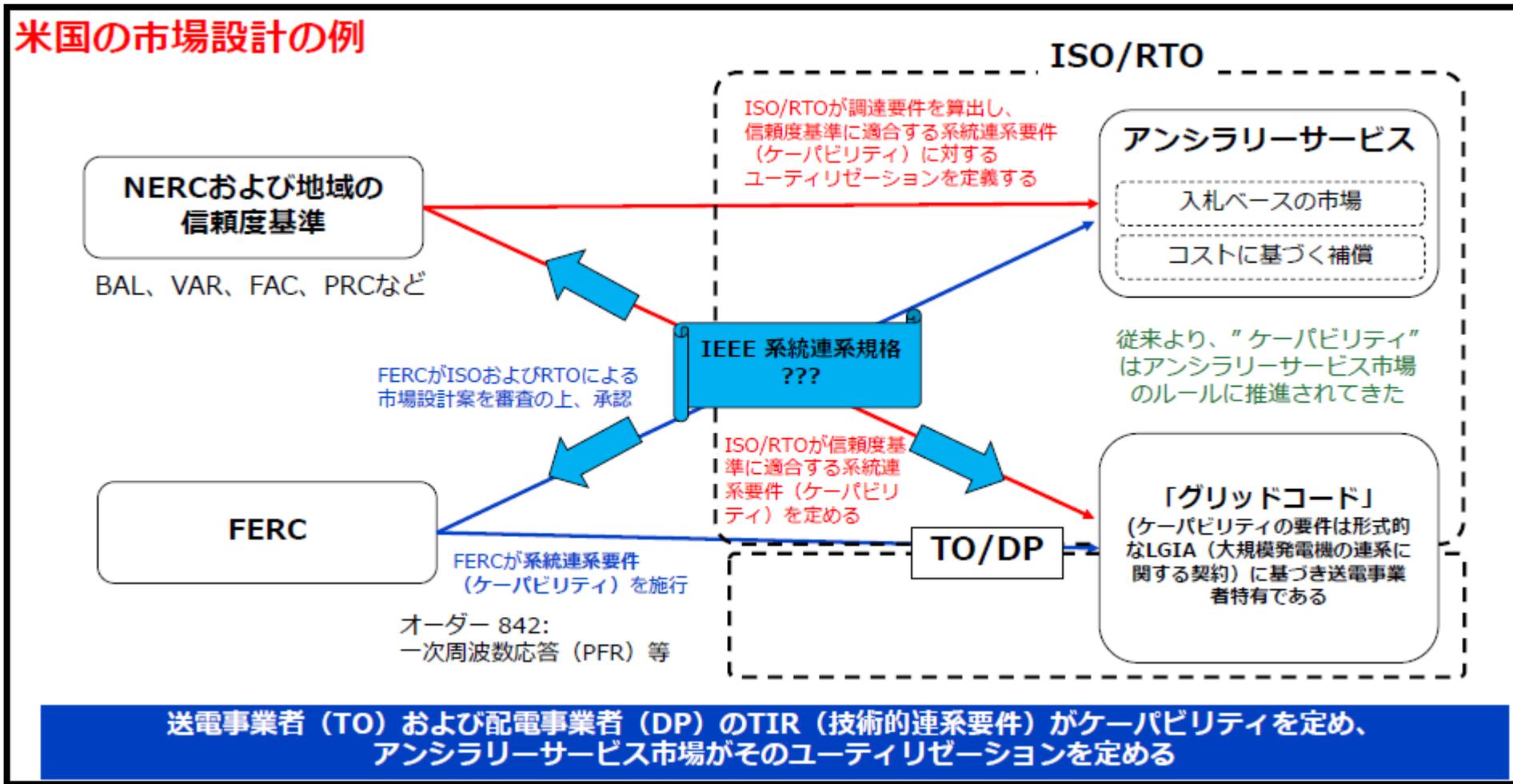
単機 20MW超, 全体 75MW超：Large Generator

20MW以下：Small Generator

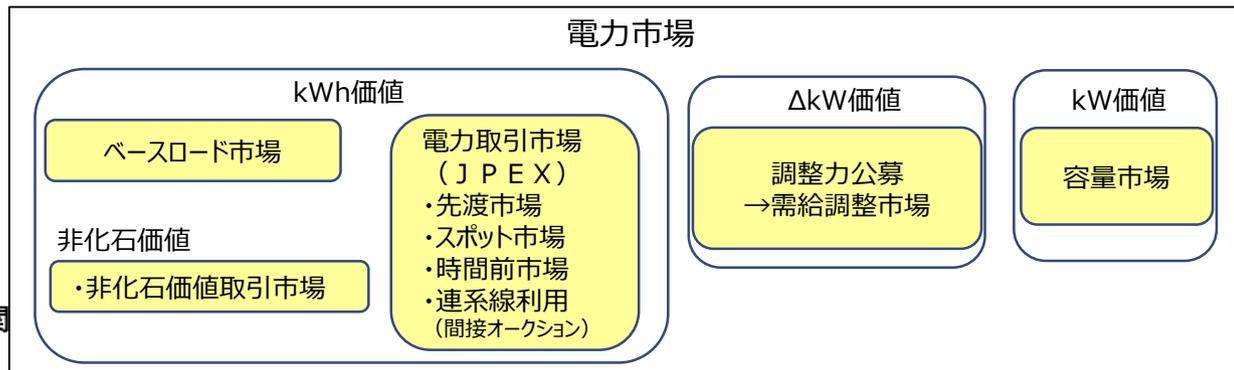
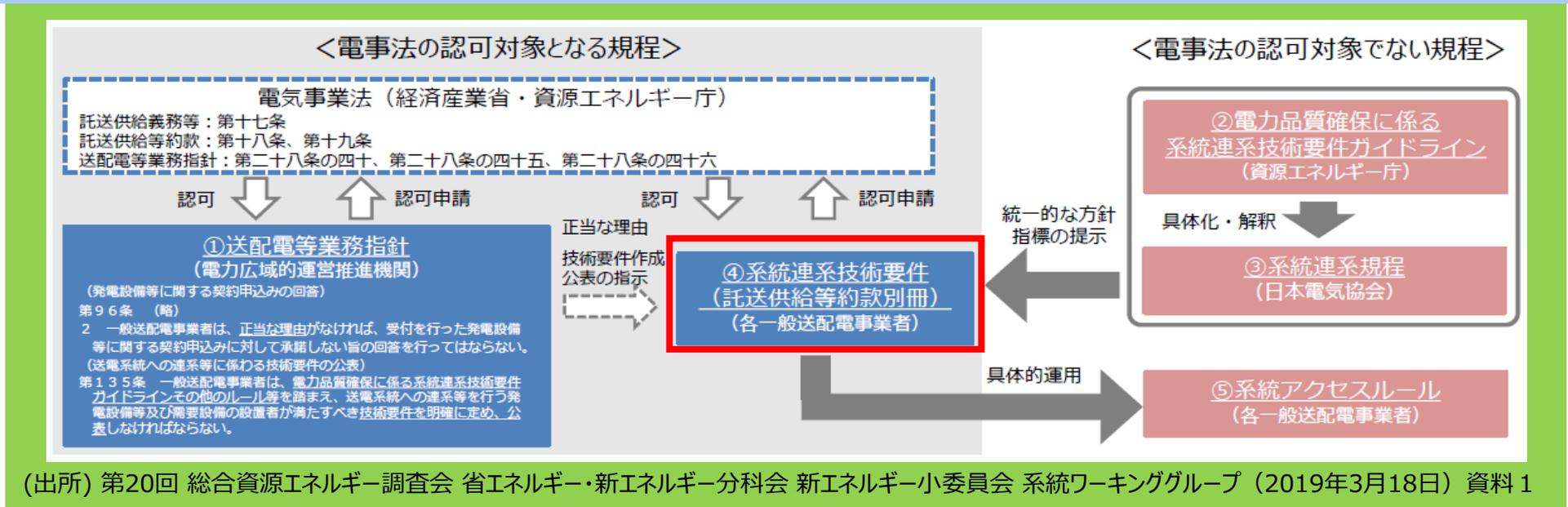
- ENTSO-E Requirements for Generators (RfG) は、Capability を定め、各国TSOで RfG との整合をとっている状況。
- 各国TSOは、調達必要量から信頼性基準に準拠した市場での相互接続能力要件を定義する。市場商品によっては、Grid Codeを参照する国もあれば、参照しない国もある（4章 市場要件の整理 参照）



- Capability は ISO/RTO の Grid Code で規定され、Utilization は Ancillary Service Market rulesで規定される。
- Capability は以下のように定められる。
 - FERC/NERCの信頼性基準からの要求
 - Ancillary Service Market rules からの要求



- 日本での系統接続に必要な技術要件は、「送配電等業務指針」（電力広域的運営推進機関）、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（資源エネルギー庁）、「系統連系規程」（日本電気協会）、「系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）」（各一般送配電事業者）、「系統アクセスルール」（各一般送配電事業者）で定められている。（第1回グリッドコード検討会 資料3、第20回系統WG 資料1 参照）
- 「系統連系技術要件」は、発電事業者と一般送配電事業者間の託送供給契約約款別冊であり、契約上は運用を前提としている。
- 市場要件は、個別の市場要件で定められる。



4. 調査結果：要件別一覧表

✓：動向概要参照、(✓)：特筆する情報なし
 英字+数字：詳細スライド(4章 要件別詳細)参照

- 中長期要件化想定、継続検討で参考となるもの（下表中、英字+数字のもの）は、詳細を添付する（4章 要件別詳細 参照）

中長期要件化検討対象要件	欧州 RfG	欧州 EN	GB	IE	DK	米 FERC	米 NERC	米国一般	ERCOT	CAISO	CPUC
周波数変化の抑制対策(上昇側)	<u>RF1</u>	✓	詳細ヒアリング中			<u>FE1</u>	<u>NE1</u>	<u>GN1</u>	米国一般として要件別 詳細を整理 ISOは詳細ヒアリング中		
周波数変化の抑制対策(低下側)	<u>RF2</u>										
発電設備の制御応答性	<u>RF3</u>	✓								<u>GN2</u>	
負荷周波数制御	✓										
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	(✓)	(✓)					(✓)	<u>NE2</u>		<u>GN3</u>	
周波数変化率耐量（RoCoF）	(✓)	(✓)								<u>GN4</u>	
出力（有効電力）の増加速度の上限	(✓)	✓								<u>GN5</u>	
出力変化速度の上限											
出力変化速度の下限	(✓)	(✓)									
慣性力の供給	<u>RF4</u>									<u>GN6</u>	
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	✓	(✓)								<u>GN7</u>	
電圧・無効電力制御	✓	(✓)					<u>FE2</u>	✓			
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	✓							✓			
制御・保護システムの協調・優先順位	✓							<u>NE3</u>		<u>GN8</u>	
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	(✓)									<u>GN9</u>	
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	(✓)							<u>NE4</u>		<u>GN10</u>	
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	<u>RF5</u>	(✓)								<u>GN11</u>	
電圧上昇側 Voltage Ride Through		✓						<u>NE5</u>		<u>GN12</u>	
瞬動予備力（連続制御）	(✓)						<u>FE1</u>	<u>NE1</u>			
運転時の最低出力		✓									
単独運転防止機能		(✓)									

- 下記3項目は、海外調査結果 (4章 技術動向(事故対応)) からの追加提案。

中長期要件化検討 対象要件	欧州 RfG	欧州 EN	GB	IE	DK	米 FERC	米 NERC	米国 一般	ERCOT	CAISO	CPUC
Consecutive Voltage Ride Through			詳細ヒアリング中					GN13	米国一般として要件別 詳細を整理 ISOは詳細ヒアリング中		
Phase Angle Ride Through								GN14			
Black Start		(✓)									

以下、中長期検討対象として第7回検討会資料記載項目に対し追加した項目は、継続検討対象として今後調査する。

- 自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御(充電停止))
- 発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)
- 経済負荷配分制御

なお、電圧変動対策（瞬時電圧低下）は、検討開始しており調査対象外。

中長期要件化検討 対象要件	日本の状況 (2022年3月時点)	欧州 RfG 概要	米国 IEEE P2800 概要
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	<ul style="list-style-type: none"> 特高で2023年4月要件化予定 高低圧は継続検討 	<ul style="list-style-type: none"> OF値およびUF値の範囲を2～12%の垂下設定で定める（例：Eirgridのデフォルトは4%） 	<ul style="list-style-type: none"> 使用可能な範囲（fnomで計算）での周波数デッドバンドと固定ドループの設定を定める。
発電設備の制御応答性	<ul style="list-style-type: none"> 2023年4月要件化予定 対象拡大を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 制御応答はTSOが指定する（例：Eirgrid：10秒） 	<ul style="list-style-type: none"> TSOによって指定される。
負荷周波数制御	<ul style="list-style-type: none"> 火力・混焼バイオは規定済 対象拡大を検討 	<ul style="list-style-type: none"> TSOからの指令により発電機出力を調整することを要求する。 	<ul style="list-style-type: none"> 外部(TSO)からの制御指令により出力を調整することを定める。
発電設備の運転可能周波数(上昇側)	<p>現状</p> <ul style="list-style-type: none"> 連続運転可能周波数：50.5 Hz 以下(東京) 運転可能周波数：51.5 Hz 以下(東京) 	<ul style="list-style-type: none"> 連続運転 51 Hzまで 運転可能 51.0 – 51.5Hz, 30分まで 	<ul style="list-style-type: none"> 連続運転 60.6 Hzまで 運転可能 61.8 Hz, 299.0 秒まで
周波数変化率耐量 (RoCoF)	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変化率(2Hz/s)を2023年4月要件化(系統連系規程内容の反映のみ) 変化率の見直しを検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> TSO は、ROCOF ライドスルー能力及び該当する場合には ROCOF 主電源保護喪失を規定することを要求する。 	<ul style="list-style-type: none"> 5Hz/s以下のROCOFライドスルー要件を定める。
出力(有効電力)の増加速度の上限	<ul style="list-style-type: none"> 2020年4月、風力に要件化済 対象(太陽光)拡大や制限見直し要否を検討 	<ul style="list-style-type: none"> 再接続時のランプレート制限を設定するようTSOに要求している。 	<ul style="list-style-type: none"> 使用開始期間中の単一ステップの最大有効電力増加は、インバーター電源は連続定格の5%以下でなければならない。
出力変化速度の上限	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場の商品要件と関連して必要性を継続検討 	<ul style="list-style-type: none"> アップ/ダウンのランプレートは、システム運用者が指定するものとする。 	<ul style="list-style-type: none"> 通常動作時のランプレートの制限を設けない。
出力変化速度の下限	<ul style="list-style-type: none"> 火力・混焼バイオは規定済 対象拡大を検討予定 		

中長期要件化検討 対象要件	日本の状況 (2022年3月時点)	欧州 RfG 概要	米国 IEEE P2800 概要
慣性力の供給	<ul style="list-style-type: none"> 同期機減少・NEDO実証を踏まえつつ検討 	<ul style="list-style-type: none"> PPM (Power Park Module) に対し、<u>TSOは機能具備(手法、設定含む)を要求できる</u>。内容はTSOによる。 	<ul style="list-style-type: none"> FFRは必須だがデフォルトでは有効ではなく、<u>利用はTSOによって指定される</u>。FFR は、UFLS を回避するために Nadir を停止させる PFR の「より速い」形態である。風力発電は、周波数低下時に FFR を提供することができる。
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	<ul style="list-style-type: none"> インバーターベース電源での適用を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> TSOによって要求される。 	<ul style="list-style-type: none"> POC電圧に依存
電圧・無効電力制御(インバーター電源による電圧一定制御)	<ul style="list-style-type: none"> インバーターベース電源での適用を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 規定あり 	<ul style="list-style-type: none"> 規定あり
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	<ul style="list-style-type: none"> インバーターベース電源での同期機相当機能適用を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> <u>同期発電設備は、TSOと電圧制御に関する設定、AVRの仕様と性能、他の発電機に対してねじれ振動を引き起こさないよう周波数帯域、PSS機能を合意すること</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <u>インバーター電源に対する規定なし</u>
制御・保護システムの協調・優先順位	<ul style="list-style-type: none"> 相反事象や機能協調などを検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> <u>ネットワークと発電モジュールの保護が最優先される。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <u>保護はライドスルー要件に準拠すべき</u>
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	<ul style="list-style-type: none"> 出力回復・事故電流供給の優先順位、動的無効電力制御の要否などを検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> PPMは、<u>FRT動作中に有効電力供給を優先する場合は発動が150msより遅れてはならない。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> FRTの際にPまたはQの優先モード機能を要求することを定めている。Q はデフォルトであるが、<u>TS所有者とインバーター電源所有者間の合意により、インバーター電源所有者が要求すれば P 優先で動作させることができる。</u>
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	<ul style="list-style-type: none"> シミュレーションモデルなどシミュレーションに必要なデータ供給対象を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 定常状態および動的シミュレーションモデルについて、要求に応じて TSO に情報を提供しなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> 同左

4. 調査結果：要件別一覧表（日欧米の比較：代表例）

中長期要件化検討対象要件	日本の状況 (2022年3月時点)	欧州 RfG 概要	米国 IEEE P2800 概要
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	<ul style="list-style-type: none"> 火力・混焼バイオは規定済 対象拡大を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 調定率制御時を除き、周波数の変化に関わらず、目標有効電力値で出力を一定に保つことができること。 	—
電圧上昇側 Voltage Ride Through	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下側のみ規定済 上昇側を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 規定なし 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡的な電圧上昇ライドスルーを定めている。
瞬動予備力（連続制御）	<ul style="list-style-type: none"> 火力・混焼バイオは規定済 対象拡大を検討予定 	<ul style="list-style-type: none"> 「周波数変化の抑制対策(低下側)」参照 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
運転時の最低出力	<ul style="list-style-type: none"> 火力・混焼バイオは規定済 対象拡大・更なる引き下げを検討予定 	—	—
単独運転防止機能	<ul style="list-style-type: none"> 規定済 今後の状況により継続検討 	<ul style="list-style-type: none"> 「周波数変化率耐量(RoCoF)」で設定するROCOF値を考慮した、LOM検出(Loss of Mains = 系統喪失検出)が求められる。 	<ul style="list-style-type: none"> TSOにより単独運転が許可されない場合は、要求に従うこと。
Consecutive Voltage Ride Through *1	<ul style="list-style-type: none"> 海外事故事例調査し継続検討 	—	<ul style="list-style-type: none"> 連続した故障の間、その継続時間と電圧レベルに応じて、ライドスルーに対するいくつかの例外を設定する。
Phase Angle Ride Through *1	<ul style="list-style-type: none"> 海外事故事例調査し継続検討 	—	<ul style="list-style-type: none"> 位相角変化に対するライドスルー要件が定められている。
Black Start *1	<ul style="list-style-type: none"> ブラックスタート機能公募 募集要綱の入札条件が定められている。現状、再エネ電源を対象としていない。 	<ul style="list-style-type: none"> ブラックスタート機能は必須ではない。TSOが必要と判断した場合には見積書を提出する。 	<ul style="list-style-type: none"> システム復旧に参加するインバーターベース電源のブラックスタート要件は、TSOによって明確に定められることが望ましい。

中長期要件化検討 対象要件	欧米の動向概要 ([]内数字は、5.参考資料 の文書No.を示す)
周波数変化の抑制対策(上昇側) 周波数変化の抑制対策(低下側)	[EN] <u>CHP (Combined Heat & Power) は単気筒やガス質により定格出力の10%という精度は厳しいとの意見あり、1分平均値での精度とした。バッテリーによるLFM-U要求を削除するよう意見あったが、バッテリーはRfGの対象外ではあるも、将来的に有効的な機能であるため、記載は残された。</u> [1]
発電設備の制御応答性	[EN] <u>国レベルに応じて時間の延長が認められているため、技術的に可能な限り速くという記載としている。(想定：for PV and Battery inverters below 1s for a delta P of 100%Pmax, for Wind turbines 2s for deltaP<50%Pmax)</u> [1]
負荷周波数制御	[RfG] <u>エリアによって種々の方法によって行われてきた。これは、エリアそれぞれの歴史的な開発経緯や系統の特性、および運用管理方法が背景にある。詳細仕様についてはこれらを考慮して決定する必要がある。</u> [3]
発電設備の運転可能周波数（上昇側）	[EN/IEC] IEC TS62786（配電系統接続の分散型電源の技術仕様）では、以下の範囲の記載とし、国により異なるものとする。[2] 50Hzエリア：連続運転：50.5 - 52.0 Hz, 運転可能：50.5 - 57.0 (*1) Hz (0.5 s - 90 min) 60Hzエリア：連続運転：60.5 - 61.8 Hz, 運転可能：60.5 - 61.8 Hz (0.5 s - 90 min) *1：参考文献の誤植(57.0ではなく、52.0が正)と思われる。
周波数変化率耐量（RoCoF）	[RfG] <u>df/dtによるLOM(単独運転)検出の設定値はTSOが指定する。耐ROCOF値の指定においてはdf/dt(変化率)に加えて計測時間幅の定義が必要である（実際の周波数計測において短期間には瞬時過渡変化が含まれているのでこのような変化(ノイズ成分)をROCOF計測評価から取り除くことでdf/dtの実態を得る必要がある）。LOM(単独検出)や発電機保護にdf/dt検出を用いている電源があり、電源のROCOF耐性に関係する。将来的にはdf/dt検出を使わない方法が望まれる。</u> [15]
出力（有効電力）の増加速度の上限	[EN] <u>通常起動時の出力変化速度の規定は不要と判断された。定格出力の15%未満の有効出力の設定値は、燃焼エンジンでは不可能（シリンダーのグレージングで損傷が発生するため）との意見を反映し、最低限調整できるレベルと規定した。</u> [1]
出力変化速度の上限 出力変化速度の下限	[EN] <u>発電所が新しい設定値の出力とならない場合、系統への影響を及ぼすとの意見から、VDE-AR-N 4105を参考に変化速度がデフォルトとして記載された。</u> [1]
慣性力の供給	[NERC] <u>インバーター電源による慣性応答は、北米ではPFR (Primary Frequency Response) の早い領域での機能:FFR (Fast Frequency Response)として扱われている。FFRは、電源種別により有効電力供給形態、周波数低下に対する応答が異なる。風力・太陽光・蓄電池の製品事例あり。</u> [C-1]

中長期要件化検討 対象要件	欧米の動向概要 ([]内数字は、5.参考資料 の文書No.を示す)
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	<p>[RfG] 故障電流供給の要求内容は国によって異なっているのが実態である。それは系統のトポロジー（メッシュ型、ラジアル型）によっても異なる。[22] 故障電流注入の機能は原理原則の要件とするも、<u>無効電流の応答開始時間は最大10msecと定義し、国レベルの選択要件とした。</u> (この10msecという値はRfGドラフトに定義されていたが、業界の反対により数値記載は取り下げられた経緯あり。"entso-e Implementation Guidance Document - Fault Current Contribution from PPM & HVDC"に説明がある)[3]</p>
電圧・無効電力制御(運転制御) (インバーター電源の電圧一定制御)	<p>[RfG] Type-A PPMの要件(Art.14)の無効電力制御要件はENで仕様決定すべきとのコメントあり、国をまたぐ系統連系の問題ではないためType-Aは対象外とした。<u>無効電力のニーズはローカルの状況に依存する。無効電力制御の範囲はローカルのニーズ(電圧安定性の維持) に応じて適切な値に決めるべきものである。[3]</u> [FERC] 同期機同様、非同期電源に対しても動的無効電力供給能力を求める。[A-2] [NERC] 系統運用者が、電圧、無効電力をリアルタイムで監視、制御、および維持できるよう、発電事業者に対する義務を規定する。WECCでは、発電事業者から系統運用者に対して電圧制御設定値を提供すること、AVR制御仕様を提供することを求める。[A-2]</p>
系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)	<p>[RfG] 既存の多くの同期機がダンピング機能を本質的に持っている一方で、インバーター電源が増えてくる状況では特別な方法が必要となるが、そのニーズについては研究途上である。従い必須ではなく、必要な個所にはダンピング機能具備を要求するという要件としている。 欧州の電力系統には動揺ダンピングが重要であるので、メーカーに対してはっきりとしたメッセージを提示することが重要である。[3] [NERC] PSSは同期発電機の低周波振動の減衰が目的であり同期発電機への設置を義務付け。<u>AVRは自動電圧制御機能として全電源種を対象とする。[A-3][A-4]</u></p>
制御・保護システムの協調・優先順位	<p>[RfG] 電力ネットワークと電源の保護機能は電力安定運用のために最優先されるべきもの。<u>保護機能の優先度に整合性をもたせることで共通の安定運用管理を実現する。[3]</u> 優先順位は以下： (i) network and power-generating module protection (ii) synthetic inertia, if applicable (iii) frequency control (active power adjustment) (iv) power restriction (v) power gradient constraint [NERC] <u>無効電力制御などの発電設備の制御により不要な保護機能が動作しないような保護設定を求める。分散型電源、無効電力補償装置を設置する発電所への適用。[A-5]</u></p>

中長期要件化検討 対象要件	欧米の動向概要 ([]内数字は、5.参考資料 の文書No.を示す)
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	<p>[RfG] 故障時の無効電流注入は、故障時の電圧回復と、システム保護が確実に機能するのに十分な電流を迅速に注入することの両方に役立つ。これらの側面はいずれも、フォールトライドスルー要件の性能側面の一部であり、より広範なシステムの安定性に不可欠なもの。故障中のシステム状態は、無効電力制御モードおよび有効電力回復の要件を慎重に検討する必要がある。この要件は、配電または送電ネットワークに接続されたパワーパークモジュールまたはHVDCシステムに対して、短絡時および障害除去後に電圧が回復していない場合に適切な無効電流を注入するために特定されています。この要件の目的は、保護装置の不要な動作に関する短絡の影響を制限し、送電レベルの安全な故障の後に電圧を安定させることである。送電システムに障害が発生した場合、障害発生期間中は、障害発生地点周辺の広い範囲に電圧低下が伝播する。分散型電源（タイプB発電機を含む）の増加により、このような状況に付加価値を与える必要がある。<u>無効電力と電圧の回復、有効電力と周波数の回復の相対的な優先順位は、システムの規模、主に同期エリアに依存する（IGD Post fault active power recovery を参照）。</u></p> <p>小規模な同期領域（大規模な領域よりもシステムの慣性が小さく、周波数感度が高い）では、需要断絶につながる急激な電力不均衡の後にシステム周波数に達するのを避けるために、有効電力の復旧が特に時間的に重要になる。</p> <p>大規模な同期領域では、故障が解消された後の適度な有効電力の回復で十分な場合があり、故障後の無効電力サポートに重点が置かれる場合がある。[14]</p>
情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）	<p>[NERC] 詳細は各地域系統運用者の規程に基づくものとしている。基本的に、系統アクセス前またはリプレース時の検引用としての情報提供 [A-6][A-7]</p>
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度	<p>[RfG] 周波数低下時における有効電力の減少は、システムセキュリティに悪影響を及ぼすため、各発電機はそのような状況下で技術的に可能な限り有効電力出力を減少させることが重要である。従って、要件は低周波数における最大許容有効電力削減量を定義しなければならないが、有効電力を意図的に減少させることは認められない。対象のCCGTの設計条件、設置標高、湿度、外気温も考慮する必要がある。[23]</p>
電圧上昇側 Voltage Ride Through	<p>[EN] OVVRTはRfGでは規定されておらず、EN50549-1/2 では規定されている。OVVRT要件の導入は、<u>初期電圧低下を伴う多くの物理的障害状況では、電圧回復後に公称電圧の115～120%を超える短時間の電圧上昇が発生し、OVVRT機能の欠落によりPGMがトリップした経緯による。</u>[1]</p> <p>[NERC] 電圧低下側が先に規定されていたが、風力発電の導入拡大に対応して、<u>系統事故発生から復帰する際の電圧動揺（上昇側）を考慮し規定する。</u>[A-8]</p>
瞬動予備力（連続制御）	<p>周波数変化の抑制対策 と合わせて検討</p>
運転時の最低出力	<p>[EN] 外気温等外部条件も含めての出力要求とした。[1]</p>
単独運転防止機能	<p>[IEEE] インバーター電源の各種ライドスルー能力を制限しないものとする旨の記載。系統運用者の要件による。</p>

中長期要件化検討 対象要件	欧米の動向概要 ([]内数字は、5.参考資料 の文書No.を示す)
Consecutive Voltage Ride Through 連続電圧ディップ・ライドスルー能力	<p>[IEEE] インバーター電源は、次のような原因による複数のイベント（電圧低下）の際に運転を継続する必要があることを規格化。オーストラリアでの事故事例あり。</p> <ul style="list-style-type: none"> - 線路再閉路の失敗 - 激しい暴風雨の中で急激に繰り返される事故 - 継続運転範囲に出入りする動的電圧動揺
Phase Angle Ride Through 電圧位相角ライドスルー	<p>[IEEE] 分散型電源の普及率が高くなるにつれて、基幹系統で通常除去される事故や線路切替の際に生じる大きな電圧位相角変化に対しても、分散型電源が運転を継続できることが望ましいと考えられている。広範囲にわたり分散型電源のトリップが発生した場合、基幹系統の信頼性に影響を及ぼす可能性がある。米国・英国での事故事例あり。</p>
Black Start	<p>[IEEE] インバーター電源をグリッドフォーミング能力要件とするには、要件内容の定義が必要と考えられている。また、インバーター電源ユニットを構成する負荷のピックアップ、変圧器とモーターの突入電流の考慮が必要であり、開発途上。欧州・オーストラリアでの実証事例あり。</p>

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側) 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変動対策の要件は、周波数上昇と周波数低下（一部例外を除く）に対して、すべての電圧階級、ほとんどの電源種に対して、広く存在する。 一部の小規模な住宅用インバータ電源は、これらの要件から除外される場合がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 近年では、周波数低下に対する能力が最新の技術水準になっている。より多くのリソースがこの応答を提供できれば、1つのリソースへの負担が減り、システムの安定性が高まる可能性がある。 既存の<small>小規模な住宅用インバータ電源は、機能が限定的である場合もあるが、最新のインバータはこの機能を含んでいることが期待できる。</small>
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 機能の仕様としては、<u>下記のデフォルト値と設定可能値（範囲）が含まれる。</u> <ul style="list-style-type: none"> * 周波数上昇に対する不感帯（Hz） * 周波数低下に対する不感帯（Hz） * 周波数上昇に対する固定のドループ * 周波数低下に対する固定のドループ 動的性能の仕様は、下記のデフォルト値や設定可能値が含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> * 応答時間 * 立ち上がり時間 * セtringタイム * 減衰比 * セtringバンド 	<ul style="list-style-type: none"> 定常時の小さな周波数偏差と異常時の周波数変動は、連系される基幹システム全体で同じ大きさになる傾向があり、接続されているすべてのリソース全てに影響を与える（例外としては、リソースの周波数状態が異なる値を持ちうる地域間オシレーションがある）。 パラメータ値は、許容できる ROCOF、NADIR、および周波数復旧時間に関する信頼度基準に基づいた系統計画の調査に基づいて決定される。<u>システムの安定性が維持されていることを確認し、制御のゲインを不要に大きくしないように注意する必要がある。</u>
その他		<ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答（FFR）として設定・提供されない限り、この機能は単独運転検出機能と競合する可能性は低い。 多くのグリッドコードでBTM (Behind The Meter) リソースにこの機能が要求されているが、特にBTMリソースによる周波数低下状態での利用は、まだ広く有効になっていない。 パラメータは、通常、系統連系プロセスにおいて、<u>系統の影響調査に基づいて設定される（「fit and forget」）</u>。多くのプラントは、プラント所有者（または OEM）が、例えば、リソースの耐用年数内に系統条件が変更された場合、機能設定を遠隔で変更する能力を有する。

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側) 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
市場対応、 実現性	<ul style="list-style-type: none"> この機能の利用は、特に一次周波数応答（PFR）のためのヘッドルームの確保が必要な周波数低下時において、市場が判断するであろう。 一次周波数応答（PFR）のためのヘッドルーム確保義務なし&一次周波数応答（PFR）のための補償なし 周波数低下時の出力増加は、変動電源（太陽光・風力）の場合、利用可能電力を超えることを要求されないが、<u>連系契約で合意したIBRの短期定格までは、IBRの連続定格を超えることができる。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 市場ベースの補償が公正かつ合理的であるという実績がない；管理コスト（例：一次周波数応答の運用を可能にしたり検証するための機器の設置や監視）が高くなる可能性がある；一次周波数応答（PFR）に対応するための予備力の維持が要求されない；関連する補償がない。 蓄電池の場合、蓄電技術によって放電深度（DOD）が異なり、<u>最適な放電深度を超えると設備の劣化が早まり、運用・保守コストが増加する。</u>
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> この能力は、「一次周波数応答（PFR）」能力とも呼ばれる。高速に応答するパラメータで構成した場合、この能力は高速周波数応答（慣性応答ともいう）の能力要件と混合する可能性がある。 グリッドコードによっては、周波数上昇と周波数低下それぞれの条件に複数のドループによる周波数応答を規定しているものもある。 	<ul style="list-style-type: none"> 近年の風力発電は周波数変動に対応できるようになっている。太陽光や蓄電池のインバーターは、従来の火力発電機よりも高速に制御することができる。 風力発電機の動的性能は、太陽光発電や蓄電池の動的性能に比べて劣る可能性がある。また、機械的動作を含まないIBRプラントや燃料電池の電気化学プロセスの場合のように制限があるIBRについては、より小さなドループの最小値となるような仕様にする場合もある。 複数のドループを指定することで、<u>大きな周波数変動には積極的に応答し、小さな周波数変動には消極的な応答が可能である。</u>このような要件は、一次周波数応答（PFR）と高速周波数応答（FFR）が合わさっている傾向がある。

■ 発電設備の制御応答性 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 発電機の制御応答は、特別高圧に接続されたすべての電源種の大規模発電機に対して要件化することが最先端である。 高圧に接続される中規模発電機に対する要件は、多くのグリッドコードに含まれている。 <u>低圧に接続される小規模電源に対する要件は、あまり一般的ではない。</u>一部の主要なグリッドコードでは、100kW の小規模電源に対してすでにそのような機能を要件化しているか、DER ゲートウェイプラットフォームを使用して 10kW の小規模電源に対する要件を導入している。 	<ul style="list-style-type: none"> 多くの小規模なリソースにおいてこれらの要件を制限する要因は、リソースの能力ではなく、例えば、DERMS (Distributed Energy Resource Management Systems) など、適切な通信・制御ネットワークの配備にある。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 本機能の仕様が含まれる、 <ul style="list-style-type: none"> * <u>遠隔で設定値変更が可能であること</u> * <u>無効化する指示信号を受信後、指定時間内に運転停止する機能</u> * <u>一定時間内に有効電力をプラント定格値以下に制限する機能</u> * <u>モード変更やパラメータ変更の最大・最小実行時間</u> * <u>制御パラメータ変更時のランプ（出力変化速度）</u> * <u>信号受信後、起動された動作が開始される時点までの時間</u> <p>*1</p> <ul style="list-style-type: none"> * IEEE 1547-2018 - Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces * Common File Format for Distributed Energy Resources Settings Exchange and Storage. EPRI. Palo Alto, CA: December 2020. 3002020201. [Online] https://www.epri.com/research/products/000000003002020201 * IEEE 1686-2013 - IEEE Standard for Intelligent Electronic Devices Cyber Security Capabilities * IEEE 1815.1-2015 - IEEE Standard for Exchanging Information Between Networks Implementing IEC 61850 and IEEE Std 1815(TM) [Distributed Network Protocol (DNP3)] * IEEE 2030.11-2021 - Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification * IEEE P2030.4 - Guide for Control and Automation Installations Applied to the Electric Power Infrastructure * IEEE P2030.5 - Standard for Smart Energy Profile Protocol * IEEE P2688 - Draft Recommended Practice for Energy Storage Management Systems in Energy Storage Applications * IEC 61850-7-420:2021 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-420: Basic communication structure - Distributed energy resources and distribution automation logical nodes * IEC 61968-5:2020 - Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 5: Distributed energy optimization * IEC 62325 series - Framework for energy market communications 	<ul style="list-style-type: none"> 遠隔機能のパラメータは、系統運用者の特定のニーズに依存することが多く、例えば、IEC 60870の“Telecontrol equipment and systems”など、使用する通信プロトコルに依存する場合がある DERの機能に関するパラメータを標準化する取り組み *1

■ 発電設備の制御応答性 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<ul style="list-style-type: none"> 通信制御ネットワークによる発電機制御の応答が可能であれば、<u>遅延時間が数秒以下であれば、通信による意図しない単独運転（Unintentional Islanding）の検出が可能になる。</u> <u>スマートメーターやDERMSを展開する予定の国は、2020年から2035年といった時間の経過とともに、より大きなリソースからより小さなリソースを順次統合していくロードマップを策定している。</u>
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> 市場に参加するすべての発電機は、<u>発電機制御応答機能を持つことが要求される。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 米国では、<u>FERC Order 2222によりDERアグリゲーションの卸売市場への参加に関する連邦政府の枠組みが確立され、配電系統へ連系されるリソースの系統運用への統合促進が期待される。</u>
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> DERゲートウェイプラットフォーム 	<ul style="list-style-type: none"> DERゲートウェイプラットフォームのための新しいIEEE P1547.10 Recommended Practiceは、<u>今後数年間で価値をもたらすかもしれない。</u>

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側） 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> すべての電圧階級、ほとんどの電源種に対して、通常の周波数値内で継続運転するための要件が広く存在する。しかし、この能力は、火力発電所でよく使用される直接結合型同期発電機（<u>a directly-coupled synchronous generator</u>）のリソースと、風力・太陽光・蓄電池などのIBRの間で異なる。 タイプIIIとタイプIIVの風力タービンは、一般的に類似した能力を持っている。 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数ライドスルーの能力に関する同期発電機とIBRの違いは、IBRと比較して同期発電機は、<u>機械的な可動部があるため周波数ライドスルーに制限がある場合が多い。</u> IBRで広範囲に周波数ライドスルーが要求される場合、<u>タイプIIIの風力タービンの機械的可動部が能力の制限要因になる可能性がある。</u>
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> IBRプラントは、指定される周波数変動のライドスルー能力を有し、一次周波数応答（PFR）および／または高速周波数応答（FFR）が提供可能であるが要求される。 この要件の仕様としては、技術的な最小能力値（既定値や利用可能な設定範囲はない）が挙げられる。 <ul style="list-style-type: none"> * 連続動作のための低周波数の閾値 * 連続動作のための高周波数の閾値 周波数ライドスルー動作時の一次周波数応答（PFR）の要件に対する例外は、電圧が連続運転領域および運転義務の領域から外れている場合、または周波数がVolts/Hzケーパビリティが外れる場合が考えられる。周波数がVolts/Hzケーパビリティは、例えば、IEEE Std C50.12™, IEEE Std C50.13™, IEEE Std C57.12™, および IEC 60034-3 で規定されている。 IBR プラントのトリップまたは、<u>IBR ユニットの自己保護により要求される運転継続能力を提供できない場合、ライドスルー領域内の周波数変動に対する直接的または間接的結果として要件の不遵守となりうる。</u> IBR プラント内部、連系システム（IBR連系線）または IBR プラントと系統間の唯一の接続を構成する部分における事故除去が必要とされない限り、IBR プラントは要件を満たすことが必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変動は、連系される基幹系統全体で同じ大きさになる傾向があり、接続されているすべてのリソース全てに影響を与える（例外としては、リソースの周波数状態が異なる値を持ちうる地域間オシレーションがある）。 近年、周波数ライドスルー能力はすべてのリソースにおいて最高の技術水準となっている。周波数ライドスルー能力を持つリソースが増えれば、多くの周波数擾乱に対して大規模な発電トリップを防ぐことができるため、システムの安定性が向上することが可能性がある。 広い周波数範囲で運転する能力は、<u>すべてのリソースに対して、ユニットまたはプラントで使用される補助装置と変圧器のVolt/Hzに関する能力によって制限される可能性がある。</u>機器は高電圧と低周波数が同時に発生すると動作することができない。 プラント内部での事故や連系システム（連系線）での事故の影響は、一部のプラントと、おそらく隣接する一部のプラントに限定される傾向がある。事故前のプラントの合計出力が、基幹系統の予備力（spinning reserve）より1桁以上小さい限り、基幹系統への影響は限定的であり、周波数ライドスルーはこのような場合要件化されないであろう。

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側） 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転検出機能との協調：周波数ライドスルー（上昇側）を公称周波数の近い値にすることは許容されない。 BTMリソースへの要件化：周波数ライドスルー（上昇側）を公称周波数の近い値にすることは許容されない。 	<ul style="list-style-type: none"> 過去、配電系統のリソースにおいて、狭い周波数範囲（特に、周波数上昇側）でのトリップを要求されることがあった。これは、意図しない単独運転（unintentional islanding）を防ぐための受動的な手段、または、専用の配電設備の保守手順のためである。このようなアプローチは段階的に廃止され、基幹系統の信頼性においてリスクを生じない新しい手法と手順に置き換えられつつある。 周波数ライドスルーは能力の技術的最小要件であるため、<u>パラメータの遠隔設定機能は適用外となる。ただし、周波数トリップ設定値（もし、使用される場合）の調整は必要であり、通常、系統への影響調査（「fit and forget」）に基づき設定値が決められる。</u>多くのプラントはプラント所有者（あるいは、OEM）が遠隔設定できる機能をもつ。例えば、リソースの耐用年数内に、系統状況が変化した場合での利用が考えられる。
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> これは能力の技術的最小要件である。 	<ul style="list-style-type: none"> 特定の競争市場は知られていない。
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> 中小規模の火力発電所では、同規模のインバータを経由して系統に接続される同期発電機を使用する場合もある。このような発電所では、風力、太陽光、蓄電池と同様の周波数ライドスルー要件が期待される。 	<ul style="list-style-type: none"> <u>インバータは、系統周波数と同期発電機や原動機の機械的な可動部を切り離すため、直接系統接続された同期発電機と比較して、より広い周波数ライドスルー能力を提供することができる。</u>

■ 周波数変化率耐量（ROCOF） 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 近年、ROCOFライドスルー能力の要件が明示的に規定され、現在では多くのグリッドコードに、あらゆる電圧レベル、容量のほとんどの電源種に含まれている。しかし、火力発電所で（インバータを介さずに）直接系統接続される同期発電機と、風力、太陽光、蓄電池などのIBRでは、ROCOFライドスルー能力が異なる。 風力発電のタイプIIIとタイプIVのROCOFライドスルー能力は、一般的にほぼ同じである。 	<ul style="list-style-type: none"> 同期発電機とIBRの違いは、同期発電機の場合、機械的な可動部があるため、インバータ方式に比べてROCOFライドスルー能力に制限がある場合が多い。 IBRで非常に高いROCOFライドスルー要求がある場合、タイプIII風力タービンの機械的な可動部分が能力を制限する要因になることがある。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> プラントは指定されたROCOF値に対して継続運転することが求められ、トリップすることは許されない。 この要件の仕様には、能力の技術的最小値（デフォルトも設定可能範囲もない）が含まれる。 <ul style="list-style-type: none"> * 1つのROCOFの絶対値、または * 負と正のROCOF値を1つずつ 同様に <ul style="list-style-type: none"> * <u>周波数/ROCOFの計測値に対する移動平均の時間枠</u> 火力発電所でよく使用される（系統へ直接接続される）同期発電機のROCOFライドスルー要件は、通常 0.5 Hz/s から 2.0 Hz/s の間の値を指定する。 風力、太陽光、蓄電池など、IBRのROCOFライドスルー要件は、通常3.0 Hz/sから5.0 Hz/sの間の値を指定します。 <u>周波数/ROCOFの計測値に対する移動平均の時間枠は、0.1秒（=100ms）が標準的に用いられる。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> より高い慣性を持つリソースや負荷が、より低い慣性を持つリソース、例えば高速周波数応答（FFR）を持たない IBR などに置き換えられると、システムのROCOFは増加する可能性がある。 ROCOF のライドスルー要件は、グリッドコードに規定されることが多くなっているが、まだ一般的に要件化されているわけではない。この能力により慣性が減少した系統において周波数変動による大規模な発電トリップを防ぐことができるため、ROCOFライドスルー能力を持つリソースが増えれば系統はより安定化する。 能力のパラメータは、許容可能な ROCOF、NADIR、および周波数復旧時間に関する信頼度基準に基づいて、系統計画調査によって決定される。 TSOによっては、特に弱い（=低慣性）送電システムを運用している場合、より高いROCOFライドスルー能力を必要とする場合がある。これは、送電系統所有者（または、運用者）とリソースの所有者（または、運用者）の間で相互の合意が必要になる場合もある。

■ 周波数変化率耐量（ROCOF） 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転検出機能との協調：ROCOFライドスルーを0.5Hz/s未満に制限することは、許容されない。 BTMリソースへの要件化：ROCOFライドスルーを0.5Hz/s未満に制限することは、許容されない。 	<ul style="list-style-type: none"> 過去には、意図しない単独運転（Unintentional Islanding）を防止するための受動的な手段として、または専用の配電設備の保守手順として、配電系統に接続されるリソースは小さな ROCOF 値に対してトリップが必要とされることが多くあった。このようなアプローチは段階的に廃止され、基幹系統の信頼性においてリスクを生じない新しい手法と手順に置き換えられつつある。 ROCOFライドスルーはケーブルリテリの技術的最低要件であるため、パラメータの遠隔設定機能は適用外となる。ただし、<u>ROCOFトリップ設定値（もし、使用される場合または許される場合）の協調は必要であり、通常、系統への影響調査（「fit and forget」）に基づき設定値が決められる。</u>多くのプラントはプラント所有者（あるいは、OEM）が遠隔設定できる機能をもつ。例えば、リソースの耐用年数内に、系統状況が変化した場合での利用が考えられる。
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> これは技術的な最小能力要件である。 	<ul style="list-style-type: none"> 直接的には補償されず、この能力に関する特定の競争市場も知られていない。
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> <u>中小規模の火力発電所では、同規模のインバータを経由して系統に接続される同期発電機を使用する場合もある。このような発電所では、風力、太陽光、蓄電池と同様のROCOFのライドスルー要件が期待される。</u> <u>周波数と ROCOF を自律的に測定するための手法は近年進展しており、現在では様々な規格で規定されている。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> インバータは、系統周波数と同期発電機や原動機の機械的な可動部を切り離すため、直接系統接続された同期発電機と比較して、より広いROCOFライドスルー能力を提供できる可能性がある。 周波数とROCOFの自律的な測定方法を規定した参考文献の例としては、以下が挙げられる。 <ul style="list-style-type: none"> * IEC TS 62786-41 ED1 - Distributed energy resources connection with the grid – Part 41 Requirements for frequency measurement used to control DER and loads * "Frequency Measurement Requirements and Usage," RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group. ENTSO-E. Brussels, Belgium: 29 January 2018. [Online] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Con-continental_Europe/2018/TF_Freq_Meas_v7.pdf

■ 出力（有効電力）の増加速度の上限 1/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 電圧階級、電源種、発電容量に関わらず、すべてのリソースでトリップ後のサービス開始/サービス復帰基準を考慮する能力が利用可能である。 この能力は、通信ネットワークを介して電力会社のSCADAまたはDERMSに統合されていない配電レベルで接続される小規模なリソースにとって、特に重要である。 	<ul style="list-style-type: none"> リソースがこの能力要件を満たすためには、適用される規格で規定された精度を満たす、十分に正確な電圧と周波数の測定システムを持つ必要がある。これは大規模なリソースではそれほど課題にはならないが、屋根置型太陽光発電インバータやシステムなどの小規模なリソースは、まだ主要なグリッドコード/規格の要件を満たしていない可能性がある。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> トリップ後のサービス開始/復帰要件は、DER、大規模 IBR、およびその他のリソースが初めて運転開始するとき、事故またはその他のトリップ状態から復帰するとき、または単独運転から復帰するときの基準と性能を指定する。 この能力の仕様には、下記のデフォルト値および設定可能範囲を含めることができる。 <ul style="list-style-type: none"> * 電圧範囲（最小値および最大値） * 周波数範囲（最小値および最大値） * サービス許可（論理値：true/false） * すべての基準を満たしているときに、リソースがサービスを開始する/トリップ後にサービスを再開するまでの意図的な遅延 * 最大有効電力出力変化率/ランプ率制限 リソースは、指定されたサービスを開始する間、有効電力の出力を増加させること、または蓄電リソースと有効電力の授受を要求される可能性がある。有効電力は、IBR 連続定格値をサービス開始期間で除した値を超えない平均変化率/上昇率で、ほぼ直線的に増加することが求められる。 段階的なランプが使用される場合、ステップ間の変化率/ランプ率は、サービス開始（または復帰）全期間における平均変化率/平均ランプ率を超えないようにすることが必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> この能力の目的は、特定の電圧、周波数、または転送遮断（DTT）保護イベントによりリソースがトリップした後、協調してサービスを開始または復帰させることである。基幹系統の観点からは、多くのリソースが協調せずにサービス開始/復帰することは、系統の需給バランス、系統復旧、系統のメンテナンスにおいて、問題を生じさせる可能性がある。 指定された基準は、電源が運転を再開し系統と有効電力を授受する前に、電圧と周波数が正常値である、または公称値に近い状態であることを保証するものである。<u>パラメータは、需給バランスと系統復旧のための基幹系統調査、および復旧と電力品質のための配電系統調査に基づいて決定されるべきである。</u>ブラックスタート専用の電源の場合、電圧および周波数基準の設定は、基幹系統が通常運転時と比較して、系統が安定しない復旧過程において、これらの電源が運転を再開できるように、より広い範囲で構成することが可能である。

■ 出力（有効電力）の増加速度の上限 2/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・ 設備仕様・ 制約		<ul style="list-style-type: none"> リソースが運転再開を許可されているか否かは、“サービス許可設定”で確認することができる。通信ネットワークを介して電力会社のSCADA またはDERMSに統合されていないリソースの“サービス許可設定”は、デフォルトで「false」に設定またはリセットされ、リソースの運転再開を許可するために現場での手動操作が必要となる場合がある。あらゆる種類の通信ネットワークを介して統合されるリソースは、そのサービス許可の状態を決定する遠隔信号に応答することができる。これらのリソースは、電力会社が「false」の値を送信することによって、トリップ後のサービス開始／復帰が防止される可能性がある。電力会社が、需給調整機関と連携し、リソースのサービス開始／トリップ後のサービス復帰を防止する例としては、下記が挙げられる。 <ul style="list-style-type: none"> * システム復旧時（ブラックスタート専用リソースを除く）。 * 停電／復旧後、基幹系統がまだ異常状態にある場合（そうでない場合は、電圧と周波数が指定された基準に戻ると自動的に系統に接続しようとする可能性がある）。 * 電源の連系線、接続点の変電所、近くの線路のメンテナンス時システム復旧またはシステムメンテナンス中にリソースが運転を再開すると予想されるまでに、電力会社の作業員に一定時間確保する目的で“意図的な遅延”をさせる場合がある。 最大有効電力出力変化率／ランプ率上限は、需給バランス維持や系統復旧が困難となる短時間での大きな有効電力変化を防止することが可能である。 主要なグリッドコード／規格は、サービス開始時およびサービス復帰時の有効電力のパフォーマンスを規定しているが、サービス開始時の無効電力については言及していない。無効電力能力、RVC（Rapid voltage change）、電圧低下などの要件は、通電中に適用される場合がある。

■ 出力（有効電力）の増加速度の上限 3/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<p>* トリップ後のサービス開始／復帰要件は、単独運転が検出されリソースがトリップした後または単独運転に移行した後に、リソースが並列運転を再開することを防止することを目的としています。後者の場合、例えば、マイクログリッドが単独運転モードから系統接続モードに移行する場合、指定されたサービス復帰要件が適用される。 (参照) "Microgrid Interconnection Requirements: First Edition," EPRI, Palo Alto: December 2020. 3002019406 [Online] https://www.epri.com/research/products/000000003002019406</p> <p>* これは技術的な最小能力要件であるため、パラメータの遠隔設定機能は適用外となる。トリップ後のサービス開始/復帰設定は需給調整機関（Load Balancing Authority）との協調が推奨され、これらの設定は通常、系統への影響調査（「fit and forget」）に基づく系統連系プロセス中に決定される。多くのプラントはプラント所有者（あるいは、OEM）が遠隔設定できる機能をもつ。例えば、リソースの耐用年数内に、系統状況が変化した場合での利用が考えられる。電力会社の SCADA または DERMS に統合されているリソースは、その"許可サービス"の状態を遠隔で受信することができる（上記を参照）。</p>
市場対応、実現性		
技術動向		

■ 慣性力の供給（高速周波数応答の一部） 1/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 周波数擾乱の制止期間中（Arresting Period）に測定または観測された周波数の変動に応じて系統に有効電力を供給し、周波数 Nadir または初期 ROCOF を改善するリソースの能力である。 火力発電所で（インバータを介さずに）直接系統接続される同期発電機と、風力、太陽光、蓄電池などの IBR では、FFR 能力が異なる。 タイプ III とタイプ IIV の風力発電は、太陽光発電や蓄電池の IBR プラントと比較して、一般的に異なる FFR 能力を持つ。 大規模 IBR と小規模 IBR の間に基本的な違いはないが、FFR 能力は発展中の機能・性能であり、現在は大規模 IBR にほとんど実装されている。 	<ul style="list-style-type: none"> 同期発電機は、その機械的・電気的設計に基づき、周波数偏差に対して高速に、しかし無制御に応答する。慣性定数が高いほど、回転子と固定子の磁束の角度差が大きくなり、その結果、周波数擾乱時の有効電力供給量も大きくなる。 IBR プラントに関しては、高速周波数応答（FFR）は、IBR プラントまたは IBR ユニットでの自端の周波数測定に基づく発展中の自律機能・性能である。IBR プラントでは、この能力は "疑似慣性" または "慣性応答" 能力と呼ばれることがあり、指定されたパラメータによっては "一次周波数応答（PFR）" 能力と混合されることがある。 周波数低下に응答する FFR 能力は、多くの風力 OEM によって実用化されており、近年では太陽電池と蓄電池の OEM によっても追加費用で提供されている。これらはまだ広く認められた技術的な最低能力ではなく、実装や性能は OEM 間で大きく異なる可能性がある。 一部の旧来の小規模住宅用 IBR の能力は限定的かもしれないが、最新の IBR OEM は近い将来この能力を提供することが予想される。

■ 慣性力の供給（高速周波数応答の一部） 2/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・ 設備仕様・ 制約	<ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答（FFR）能力は、<u>IBRプラント以外のリソースには明示的に要求も指定もされていない</u>。同期発電機の慣性定数は、その FFR 応答を決定する。 <u>IBR プラントの FFR 能力は、低周波数条件では要求され、高周波数条件では選択可能とすることができる</u>。 この能力の仕様には、<u>デフォルト値および設定可能範囲が含まれる</u>。 <ul style="list-style-type: none"> * 高周波数トリガー [Hz]（必須） * 低周波数トリガー [Hz]（オプション） * 高周波数に対する一定のドループ（必須） * 低周波数に対する一定のドループ（オプション） <u>周波数偏差（Hz）の代わりに、ROCOF（Hz/s）でFFRをトリガーすることもできる</u>。 <u>動的性能の仕様には、以下のデフォルト値および設定可能範囲が含まれる</u>。 <ul style="list-style-type: none"> * ステップ応答時間 その他の仕様として、FFR の応答は安定でなければならず、振動は指定された減衰比で（正の向きで）減衰するような要求も考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変動は、<u>連系される基幹系統全体で同じ大きさになる傾向があり、接続されているすべてのリソース全てに影響を与える</u>（例外としては、リソースの周波数状態が異なる値を持ちうる地域間オシレーションがある）。 FFRを持つリソースが増えれば、多くの周波数擾乱に対して大規模な発電トリップを防ぐことができるため、<u>系統の安定性が向上することが可能性がある</u>。 パラメータは、<u>許容可能な ROCOF、NADIR、および周波数復旧時間に関する信頼度基準に基づいて、系統計画調査によって決定される</u>。系統安定性が維持されていることを確認し、制御のゲインを不要に大きくしないように注意する必要がある。 <u>転送遮断（Direct Transfer Trip）等の通信に基づく単独運転検出方式を使用しないリソースについては、FFRが単独運転検出に与える影響を考慮する必要がある</u>。

■ 慣性力の供給（高速周波数応答の一部） 3/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答（FFR）は、意図しない単独系統を安定させ、自律的な単独運転検出機能を感度を低くする可能性がある。FFRが単独運転検出に与える影響は、負荷や系統の特性、たとえば単独配電線のモーター負荷の量や、配電線の架線と地下ケーブルなどの構成に依存する可能性がある。現在進行中の研究は、これらの影響を定量化することを目的としている。 高速周波数応答（FFR）は、送電系統に連系される風力、太陽光、および蓄電のような大規模 IBR プラントのための進展中の能力であり、現在どのグリッドコードでも BTM リソースに要求されていない。 通常、系統への影響調査（「fit and forget」）に基づき設定値が決められる。多くのプラントはプラント所有者（あるいは、OEM）が遠隔設定できる機能をもつ。例えば、リソースの耐用年数内に、系統状況が変化した場合での利用が考えられる。
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> FFR 機能は、需給調整機関（load balancing entity）との二者間協定に基づき、またはアンシラリーサービス市場へのサービス提供のために利用される。 利用可能な有効電力で運転する（すなわち、ヘッドルームなし）IBR では、周波数低下への対応は要求されない。FFRがヘッドルーム付き運転（すなわち、抑制運転）により周波数低下への対応に利用される場合、IBRプラントは、主エネルギー源が変化するため、そのヘッドルームを動的に維持することが要求される。 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数低下におけるFFR能力の利用は、IBRプラントが利用可能な電力より低い出力で運転される場合（すなわち、抑制運転）にのみ可能である。したがって、プラント運用者が需給調整機関と適切な二者間協定を結んでいるか、市場サービスとしてFFR応答を提供していなければ、FFR機能は、デフォルトでは利用／有効化されないであろう。 この機能は、周波数偏差に対して高速応答するパラメータを設定可能なIBRプラントの一次周波数応答（PFR）と混合する可能性がある。高速周波数応答（FFR）と一次周波数応答（PFR）が、互いに独立して作動し、出力において互いに補完することを要求する一つの理由は、二つの異なる市場サービスの種類を分離することである。

■ 慣性力の供給（高速周波数応答の一部） 4/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> 既設DER、新設DER、大規模IBRの扱いの差異：既設DERは、FFR能力のコスト費用対効果の高い改修ができない可能性がある。 グリッドコードによっては、周波数上昇と周波数低下の各状態に対して複数のドループを持つ周波数応答が規定されている。 現在は、送電系統に接続される風力、太陽光、蓄電などの大規模IBRにのみ必要とされているが、FFR機能は、<u>屋根置型太陽光や家庭用蓄電システムなどのBTMリソースを含む小規模IBRに実装することが可能であろう。</u> グリッドフォーミングIBR は、この応答と同様の応答を提供することができるが、この要件に適合しない応答を提供することもある。 	<ul style="list-style-type: none"> 近年の風力発電は周波数変動に対応可能である。太陽光や蓄電池のインバーターは、従来の火力発電機よりも高速に制御することができる。しかし、費用対効果の高いFFR能力の改修には、風力発電機の技術的な再設計や太陽光発電所の直流回路コンデンサの増設などの制限がある場合がある。蓄電池の追加によるFFR能力の改修には、大きなコスト増となる。 風力タービンの動的性能は、太陽電池や蓄電池の性能に比べ劣る可能性がある。この場合、例えば燃料電池の電気化学プロセスの場合のように、機械的な可動部やエネルギー源の動的応答に対するその他の制限がない IBR プラントの固定ドループと比較して、<u>小さな最小値の仕様を許容する可能性がある。</u> 複数のドループを指定することにより、大きな周波数変動に対する積極的な応答と小さな周波数変動に対するより低感度の応答が可能となる。 このような要件は、一次周波数応答（PFR）と高速周波数応答（慣性応答とも呼ばれる）の能力が混合する可能性がある。この能力の要件を指定する場合、異なる応答を提供する可能性があるグリッドフォーミングIBRの例外を考慮することが望ましい。

■ 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) 1/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • 下記では要求される能力が異なる <ul style="list-style-type: none"> * IBR（太陽光、風力、蓄電、燃料電池）と * 同期発電機のリソース（FRT要件のあるガスエンジン） * 電圧レベル（特別高圧、高圧、低圧） * 系統慣性 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機の事故応答は、その設計によって決定される。 • IBRの事故応答は、インバータの設計とその制御/機能設定の両方によって決定される。 • X（インダクタンス）/R（レジスタンス）比や系統エリアの慣性のような系統特性は、専用の解析と意思決定が必要となる。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 事故時継続運転の間の短絡電流注入の要件は、インバータ端子またはIBRユニット変圧器の高圧側端子を適用基準として、IBRユニットへ指定されることが多い。この機能は <u>IBR ユニットに（電流の絶対値を指定するのではなく）事故前電流を基準として電流を調整することを要求する。</u> • この能力は、大規模 IBR プラントの平衡故障及び不平衡故障中の正相“positive sequence”（無効）電流注入に対して一般的に要求される。不平衡故障中の逆相“negative sequence”（無効）電流注入の要件は、大規模 IBR プラントに対して主要なグリッドコードで要求されている。 • この能力は、<u>低圧配電フィーダと放射状高圧系統に接続された小規模プラントに対しては要求されず、利用可能であっても無効とすることが要求される。</u> • この機能に関して意図的に規定しないグリッドコードや規格もある。例えば、電流が系統電圧の偏差に「依存」することのみを規定し、必ずしも「比例」する必要はないとすることもできる。多くのグリッドコードは、故障電流を無効電流とし、有効電流よりも無効電流を優先させることを要求しているが、無効電流よりも有効電流を優先させるものもある。 	<ul style="list-style-type: none"> • これらの要件を <u>IBR ユニットに規定し、他の多くの要件のように系統接続点の IBR プラントに規定しない理由は、高速応答を確保し、この要件に対する適合性評価を簡素化するためである。</u> • 無効電流と有効電流の優先順位に関する更なる情報については、“事故時優先順位指定”を参照。 • 逆相（negative sequence）電流注入の要件は、不平衡故障時の電圧状態を改善し、既存の低コストの送電保護（例：逆相リレー）との協調を改善するためである。これらの要件により、保護システムのハイエンドな解決策（差動保護方式など）への設備更新をより延期（deferral）することが期待される。 • <u>必要となるパラメータの値や範囲をすべての接続しているIBRのプラントに指定するのは非実用的である。送電系統 所有者が、それぞれの系統のニーズに応じて、事故時における正相・逆相無効電流の増分の必要な大きさの指定を検討するであろう。</u> • 基本周波数成分以外の電流成分に関する例外は、事故時にIBRユニットが電圧位相角と系統周波数を追跡することの制限に起因する。

■ 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) 2/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・ 設備仕様・ 制約	<ul style="list-style-type: none"> 必要であれば、この機能の仕様には、以下の<u>デフォルト値および利用可能な設定範囲</u>を含めることができる。 <ul style="list-style-type: none"> * 電圧低下に対する不感帯 * 電圧上昇に対する不感帯 * 正相（positive sequence）に対する比例電流ゲイン（(k-factor） * 逆相（negative sequence）に対する比例電流ゲイン（(k-factor） 必要であれば、<u>動的性能の仕様には、デフォルト値および利用可能な設定範囲</u>を含めることができる。 <ul style="list-style-type: none"> * ステップ応答時間 * セtring時間 * セtringバンド グリッドコードまたは規格の中には、故障時の正相・逆相無効電流の増分について要求量を明確に規定しているものもあれば、それぞれのシステムの必要性に応じて送電系統所有者に指示するよう推奨しているものもある。 IBRユニットは、故障状態での継続運転の間、自端電圧の基本周波数と同じ基本周波数成分を持つ電流を注入することが求められるが、次の例外が認められる可能性がある。 <ol style="list-style-type: none"> 故障期間及び故障除去直後の期間において、過渡現象、変圧器突入などによる異常高調波成分を含む公称周波数外の成分がある場合 タイプ III の風力タービンにおいて、回転子が短絡（クローバ）した場合、または回転子電流の制御が失われた近接事故の場合 重大事故または近接した三相事故のため、位相同期回路（PLL）が IBR ユニット端子電圧周波数を正確に追従できない場合、出力電流の周波数における小さな偏差がある場合 	<ul style="list-style-type: none"> 回転子が短絡した場合、固定子から流れる故障電流は、公称周波数以外の成分を含む可能性がある。さらに、重大不平衡事故または近接の不平衡事故の場合、回転子側コンバータの制御が失われると、固定子から流れる故障電流に公称周波数から外れた成分が含まれる可能性がある。<u>過電圧保護(クローバー)</u>は最後の手段として自己保護のために使用される。 重大不平衡事故または近接の不平衡事故の場合、位相同期回路（PLL）は IBR ユニットの自端電圧の周波数を追跡できないことがある。この間、適用される周波数と位相角はシフトする可能性があるが、小さいことが予想される。この場合、IBR ユニットは事故前の周波数でしか電流を注入できないことがある。

■ 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) 3/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他	<ul style="list-style-type: none"> 電圧階級に基づく異なる能力（ケーパビリティ）と利用（ユーティリゼーション） 高圧（変電所、フィーダ）の連系点におけるさらなる利用（ユーティリゼーション）の差分化 	<ul style="list-style-type: none"> 故障電流の注入は、<u>不要なトリップや単独運転検出の低感度化など、放射状の低圧および高圧配電系統レベルでの保護の協調崩れにつながる可能性がある</u>。小規模 IBR にこの機能を要求する主要なグリッドコードは、その利用／有効化を系統のメッシュ部、例えば高圧変電所以上の接続ポイントに限定している。 この機能の利用は、利用可能であるか要求されている場合でも、<u>低圧および高圧放射状系統に接続されるリソースに対しては許可されていない</u>。 送電系統で知られている有効電力（または有効電流）と周波数、無効電力（または無効電流）と電圧の関係は、単独運転している配電系統、または単独運転している（地域供給）送電系統のほとんどで逆の関係となる。したがって、<u>無効電流（Iq）を有効電流（Ip）よりも優先させると、IBR が接続されている単独系統において、より速い電圧の崩壊につながる可能性がある</u>。これにより、単独運転検出がサポートされ、単独運転検出時間が短縮される。配電レベルで X（インダクタンス）/R（レジスタンス）比が低いなどの理由で無効電流よりも有効電流を優先させたい場合は、詳細な過渡時間領域（EMT）の調査が実施される。現在の研究では、この影響を定量化している。 <u>逆相の故障電流注入は、（地域供給）送電系統に接続された風力、太陽光、および蓄電のような、主に大規模な IBRプラントのための開発中の能力であり、現在、どのグリッドコードでも BTM リソースに要求されていない</u>。 <u>パラメータは、通常、系統への影響調査（"fit and forget"）に基づいて、リソースの連系プロセス中に設定される</u>。多くのプラントは、プラントオーナー（または OEM）が、例えば、リソースの耐用年数内に系統条件が変化した場合、機能設定をリモートで変更する機能を有している。

■ 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) 4/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> 電圧ライドスルー運転時の短絡電流注入は、ほとんどの場合、技術的要件と機能設定によって決められ、市場に依存しない。これは、系統連系時に設定され、多くの場合、リソースが寿命をむかえるまで変更されない。 需要家は、例えば、系統エリア内で多くのIBRが連系されるなど、系統の状態が時間と共に変化するため、性能を調整するためにリソースの耐用年数内にこの設定を見直すことに同意することも考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> 近年のほとんどのIBRの有効電流 (Ip) と無効電流 (Iq) の優先順位は、リソースの種類に関係なく設定することができる。事故時の優先順位に関連する機能設定の変更は、遠隔（通信経由）で行うこともできるが、その決定は、十分な分析と適切な調査／モデリングによって進められるべきである。
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> 低電圧ライドスルー運転時の故障電流注入は、一般的に無効電流注入として規定されている。配電レベルのリソースからの故障電流注入は、無効電流と有効電流の組み合わせで提供される可能性がある。 グリッドフォーミングIBRは、この応答と同様の応答を提供することができるが、この要件に適合しない応答を提供することもある。 	<ul style="list-style-type: none"> Ip/Iq優先度の構成は、系統特性（接続点でのX/R比）と目的（事故時および事故後の動的電圧サポート、保護協調と信頼性、事故時のインバータ安定性、事故後の周波数安定性および有効電力回復）に基づき設定することが可能である。無効電流優先と有効電流優先の詳細については、“事故時優先順位指定”を参照。 この能力の要件を規定する際、異なる応答を提供する可能性のあるグリッドフォーミングIBRの例外を考慮する必要がある。

■ 制御・保護システムの協調・優先順位 1/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 保護協調の能力は、電圧階級、電源種、発電機容量に関わらず、ほとんどのリソースに存在する。 また、多くのリソースは、電圧階級、リソースタイプ、発電機容量に依存せず、機能の優先順位を設定する能力を有するが、一部のリソースは優先順位をハードコード（決め打ち）している可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> リソースがこの能力要件を満たすためには、適用される規格で規定された精度を満たす、十分に正確な電圧と周波数の測定システムを持つ必要がある。これは大規模なリソースではあまり課題とならないが、屋根置き型太陽光発電インバータやシステムなどの小規模なリソースは、まだ主要なグリッドコード/規格の要件を満たしていない可能性がある。 (参照) * IEC TS 62786-41 ED1 - Distributed energy resources connection with the grid – Part 41 Requirements for frequency measurement used to control DER and loads * IEC TS 62786-42 ED1 Distributed energy resources connection with the grid – Part 42 Requirements for voltage measurement used to control DER and loads 既設のリソースには、その機能性能を設定する能力がないことが多い。

■ 制御・保護システムの協調・優先順位 2/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 電圧・周波数異常時の保護設定は、系統保護システムと協調することが求められている。リソースの保護方式は、<u>下記の事故の例外を除いて、継続運転能力を制限しないことが要求される。</u> <ul style="list-style-type: none"> * 連系システム内の事故 * プラントと系統の唯一の接続点となる、電力会社により特定された保護区間（Protection Zone）内の事故 * プラントを切り離す以外に除去できないプラント内の事故 • <u>大規模IBRプラントの機能要件は、次のように優先順位が付けられる。</u> <ol style="list-style-type: none"> a) <u>"サービス許可設定"を無効化するIBRプラントの応答は、他のどの要件よりも優先される。</u> b) <u>プラント内または連系システムの事故を除去するための、IBRプラントまたはIBRユニットのトリップは、他のどの要件よりも優先される（単独運転状態を含む）。</u> c) <u>機器の自己保護によるIBRプラントまたはIBRユニットのトリップは、他のどの要件にも優先される。</u> d) <u>IBRプラントの運転継続要件は、他のすべての要件よりも優先される。</u> e) <u>IBRプラントの有効電力／周波数応答要件は、上記要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。</u> f) <u>有効電力制限信号に対するIBRプラントの応答は、上記要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。</u> g) <u>IBRプラントの無効電力／電圧制御機能は、残りのすべての要件よりも優先される。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • 保護協調の要件は、運転継続能力の要件と同様に重要であり、同時に採用されるべきものである。運転継続能力が、特定の電圧および周波数の動揺に対して継続運転できる能力を決定する一方で、保護設定はその能力の利用（ユーティリゼーション）に関連し、運転継続能力がどの程度使用されるかを決定するものである。たとえば、0.5pu以下の電圧降下を2秒間継続運転可能なリソースでも、配電事業者が希望し、基幹系統の信頼度計画が認めた場合は、0.32秒後にトリップするように構成される場合がある。保護協調は、一般的に、以下のような様々の機器設計および性能を必要とする（ただし、これらに限定されるものではない）。 <ul style="list-style-type: none"> * 電流器 * 変圧器 * 蓄電池およびDC電源 * 遮断器など • IBRプラントの自己保護の後、事後分析を行い、プラントが指定された要件に適合しているかどうかを判断する必要がある。 • IBRプラントの機能要件の優先順位付けは、特定の系統特性に依存する重要な仕様である。例えば、有効電力/周波数応答が有効電力制限信号より優先されるか、またはその逆かは、周波数応答が制限信号で許可されるよりも多くの有効電力を供給することをリソースに要求する間、短時間における系統設備の過負荷耐量によって決まる。リソースの機能要件の構成は、発電所所有者／運用者、配電事業者、および基幹系統の信頼度計画との間で協調されなければならない。

■ 制御・保護システムの協調・優先順位 3/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・ 設備仕様・ 制約	<ul style="list-style-type: none"> • <u>小規模IBR プラントの機能要件は、次の変更を加えて、下記のように優先順位付けすることができる。</u> b) <u>トリップ要件は、次の条件に従って、他のどの要件よりも優先される。</u> <ol style="list-style-type: none"> 1) 電圧または周波数それぞれの大きさに対する規定のトリップ時間が、少なくとも160ミリ秒または規定のトリップ時間の1%のどちらかに設定されている場合、規定の運転継続時間を超えて、DERはトリップよりも運転継続要件を準拠すること。 2) その他の場合は、160ms または所定のトリップ時間の1%のいずれか大きい方の時間前まで、運転継続要件を適用すること。 c) <u>DER運転継続要件は、上記 b)に記載されるトリップ要件を除き、他のすべての要件より優先される。</u>運転継続は、単独運転の検出により終了される可能性がある。しかしながら、存在しない単独運転が誤って検出されたからといって、運転継続要件が遵守されないことを正当化してはならない。逆に、運転継続要件は、有効な単独運転が存在する場合、単独運転検出性能を阻害してはならない。 d) <u>電圧-有効電力モードに関する要件および周波数ドループ（周波数-電力）応答の要件は、上記項目 b) および項目 c) に記載されたトリップおよび継続要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。</u>電圧-有効電力モードと周波数ドループモードの両方が有効である場合、電力値の小さい方が優先されるものとする。 e) <u>有効電力制限信号に対する応答は、上記 b)及び c)に示すトリップおよび運転継続要件、並びに d)に示す電圧-有効電力モード要件及び周波数ドループ応答の要件を除く他の全ての要件よりも優先される。</u> f) <u>電圧制御機能は、残りのすべての要件よりも優先される。</u> 	

■ 制御・保護システムの協調・優先順位 4/4

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<ul style="list-style-type: none"> 電圧と周波数の保護要件は、ほとんどの既設DERにおいて単独運転検出と保護のための主要な方法として提供される。大きな電圧や周波数の偏差が発生し単独運転が検出されない場合において、リソースを並列運転からトリップするためのバックアップ保護として機能する。従来、リソースが単独運転検出において受動的方式を使用していた時には、公称値に近い電圧や周波数のトリップ設定をもつリソースが大量連系された基幹系統の信頼性と、系統保守や修理時にDERが不用意に系統へ通電することへの作業員の懸念、についてトレードオフを考慮する必要があった。電圧と周波数以外の基準を使用する能動的単独運転検出方式、または、高度な手法に基づく適応保護（アダプティブプロテクション）の出現により、単独運転検出と電圧・周波数保護の間の選択性が高まっている。 現在、ほとんどのBTMリソースは能動的単独運転検出方式を採用しており、運転継続より単独運転検出やその他の異常状態によるトリップを優先している。 これは技術的な最小能力要件であるため、リモート機能パラメータ構成は適用されない。地域需給調整機関とトリップ後のサービス開始／復帰設定の協調が推奨され、これらの設定は通常、系統への影響調査（"fit and forget"）に基づいて、リソースの連系プロセス中に設定される。多くのプラントは、プラントオーナー（または OEM）が、例えば、リソースの耐用年数内に系統条件が変化した場合、機能設定をリモートで変更する機能を有する。電力会社のSCADAまたはDERMSに統合されているリソースは、"サービス許可"の設定状態について遠隔で受信することができる。
市場対応、実現性		
技術動向		

■ 事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御) 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • 下記では要求される能力が異なる <ul style="list-style-type: none"> * IBR（太陽光、風力、蓄電、燃料電池）と * 同期発電機のリソース（FRT要件のあるガスエンジン）。 * 電圧レベル（特別高圧、高圧、低圧） * 系統慣性 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機の事故応答は、その設計によって決定される。 • IBRの事故応答は、インバータの設計とその制御/機能設定の両方によって決定される。 • X（インダクタンス）/R（レジスタンス）比や系統エリアの慣性のような系統特性は、専用の解析と意思決定が必要となる。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機の事故応答は、同期リアクタンスなどの標準的な発電機パラメータを使用して説明することができる。 • 多くのグリッドコードは、<u>事故時運転継続の間に有効電流よりも無効電流を優先するようIBRに要求している。慣性が小さく、周波数安定度（特に事故後の期間）が問題となりうる地域のグリッドコードでは、事故時運転継続時、無効電流より有効電流を優先するようIBRに求めることが多い。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機の励磁システムは、事故時運転継続の時間軸では応答にほとんど影響を及ぼさない。 • <u>事故発生時の優先順位は、電力ではなく、有効/無効電流に基づくべきである。なぜなら、電力は事故時運転継続の動作時にはあまり意味をなさないからである。</u> I_p/I_q 優先順位の構成は、<u>系統特性（接続点のX/R比）と目的（事故時および事故後の動的電圧サポート、保護協調と信頼性、事故時のインバータ安定性、事故後の周波数安定性および有効電力回復）に基づいて決めることが可能である。</u> 動的な（基本周波数）調査は、情報に基づく意思決定に役立つが、その精度は使用するIBRと系統モデルの品質に依存する。過渡時間領域（EMT）調査は、事故期間中のインバータ不安定性の特定に役立つ可能性がある。<u>IBRが高インピーダンス接続点（弱い系統“weak grid”）に接続されている場合、過大な有効電流が注入されるとインバータが不安定になる可能性がある。IBRが慣性の少ない地域に接続され、周波数安定性（特に故障後の期間）が問題となる場合、事故時運転継続の間に無効電流よりも有効電流を優先させると、事故後の期間において無効電流を優先させた場合よりも有効電力の回復が速くなる可能性がある。事故時の無効電流注入による動的電圧サポートの効果は、送電の電圧レベルでは高く、配電の高圧・低圧レベルでは低い可能性がある。配電では、接続点でのX/R比が低いいため、有効電流注入が動的電圧サポートに寄与する可能性があります。</u> • OEMは、望ましい設定についてほとんど意見がなく、何が必要かを提示する系統計画に委ねることを好む。OEMはしばしば、系統計画が十分に精査されていない、または系統計画において設定値を決定する系統調査ができていないことに課題を感じている。

■ 事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御) 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<ul style="list-style-type: none"> 送電系統で知られている有効電力（または有効電流）と周波数、無効電力（または無効電流）と電圧の関係は、単独運転している配電系統、または単独運転している（地域供給）送電系統のほとんどで逆の関係となる。したがって、<u>無効電流（Iq）を有効電流（Ip）よりも優先させると、IBRが接続されている単独系統において、より速い電圧の崩壊につながる可能性がある。これにより、単独運転検出がサポートされ、単独運転検出時間が短縮される。</u> <u>配電レベルでX（インダクタンス）/R（レジスタンス）比が低いなどの理由で無効電流よりも有効電流を優先させたい場合は、詳細な過渡時間領域（EMT）の調査が実施される。</u> <u>誤動作する可能性のある系統保護システムとの協調に関する懸念があるため、現在、ほとんどのグリッドコードにおいて、BTMリソースに故障電流注入は要求されていない。</u> <u>パラメータは、通常、系統への影響調査（"fit and forget"）に基づいて、リソースの連系プロセス中に設定される。多くのプラントは、プラントオーナー（またはOEM）が、例えば、リソースの耐用年数内に系統条件が変化した場合、機能設定をリモートで変更する機能を有する。</u>
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> 電圧ライドスルー時の事故電流の注入は、ほとんどの場合、技術的要件と機能設定であり、市場に依存しない。これは、系統連系時に設定され、多くの場合、リソースの寿命をむかえるまで変更されない。 需要家は、例えば、系統地域内でより多くのIBRが連系されるなど、系統の状態が時間と共に変化するため、性能を調整するためにリソースの耐用期間内にこの設定を見直すことに同意することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> <u>最近のほとんどのIBRの有効電流（Ip）対無効電流（Iq）の優先順位は、リソースの種類に関係なく設定することができる。事故時の優先順位に関連する機能設定の変更は、遠隔で行うことができるが、十分な分析と適切な調査／モデリングに基づいて決定されるべきである。</u>
技術動向		

■ 情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流） 1/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • OEMは、風力、太陽光、蓄電池などのIBRを含むほとんどの大規模リソースについて、さまざまな種類、さまざまなアプリケーションのモデルを開発している。 • 送電計画事業者の中には、送電系統への影響の可能性を分析するために、1MWまたは数MW以上のリソースについて、有効なモデルを要求しているところもある。 • <u>配電に接続される小規模なリソースのためのモデルも存在するが、大規模なリソースのためのモデルに比べて洗練されていない可能性がある。送電系統事故などに対する多数のDERのパフォーマンスの傾向を、合理的に十分な洞察を提供できるアグリーゲーションDERモデルが存在する。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • （参考情報） <ul style="list-style-type: none"> • Adaptive Protection and Validated MOdels to Enable Deployment of High Penetrations of Solar PV (PV-MOD). [Online] https://www.epri.com/pvmod • The New Aggregated Distributed Energy Resources (der_a) Model for Transmission Planning Studies. 2019 Update. White Paper. EPRI. Palo Alto, CA: March 2019. 3002015320 [Online] https://www.epri.com/research/products/000000003002015320 • Ahern, B.; Rawat, A.; Somayajulu, R.: “EMT Evaluation of Transmission Impact from Large Scale DER Integration.” In: CIGRE SCIENCE & ENGINEERING. Innovation in the Power Industry. Issue: CSE 021. 2021.

■ 情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流） 2/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> モデルおよびシミュレーションを用いたIBRプラントの設計評価は、特に連系試験および試運転の様々な段階において、IBRプラントが性能要件を満たすことを実行可能かつ可能な範囲で検証するために必要である。 <ul style="list-style-type: none"> * 定常状態の電力潮流計算モデル * 正相（Positive Sequence）安定性動特性モデル * EMT（Electro-magnetic Transients）モデル * 短絡および高調波モデル * モデル開発および制御ストラテジーの説明に関する文書 系統計画者／運用者、IBR所有者およびOEMは、IBRプラント設計評価のためのモデルの種類（ユーザー定義モデル、汎用モデル、または両方）を決定するために共同作業を要求される可能性がある。そのような要件の範囲は、IBRプラント設計評価のみであるが、局所および広域連系システム調査のためのモデルの必要性も考慮される。 	<ul style="list-style-type: none"> IEEE 2800-2022のような規格は、連系プロセスにおいて「どのような」種類の妥当（Validated）で、検証（Verified）されたモデルが提供されるべきかを規定している。現在開発中のIEEE Std 2800.2™のような推奨プラクティスは、モデルがどのように妥当性が確認され、検証するかを規定している。 モデルの応用としては、下記が考えられる。 <ul style="list-style-type: none"> * 定常状態電力潮流計算：負荷（設備利用量）と電圧管理 * 正相（Positive Sequence）安定性動特性モデル：過渡現象、電圧、周波数の安定性 * EMTモデル：プラントレベルの性能評価、制御の相互作用、グリッドフォーミング性能、電力品質 * 短絡および高調波モデル：短絡負荷、影響スクリーニング、電力品質スクリーニング * モデル開発および制御ストラテジーの説明に関する文書：モデルの適用性と制限の理解 <p>（参照）</p> <ul style="list-style-type: none"> • Annex G of IEEE 2800-2022 provides a list of the data recommended in each category of models • Common File Format for Distributed Energy Resources Settings Exchange and Storage. With assistance of Interstate Renewable Energy Council (IREC), SunSpec Alliance (SunSpec), Institute Electrical and Electronic Engineers (IEEE). EPRI. Palo Alto, CA: 2020. 3002020201. [Online] https://www.epri.com/research/products/000000003002020201. • IEC 61970-301:2020 (Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base • IEC 61970-302:2018 (Energy management systems application program interface (EMS-API) - Part 302 Common information model (CIM) dynamics

■ 情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流） 3/3

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		<ul style="list-style-type: none"> モデル開発および検証は反復プロセスである。将来建設されるIBRプラントに関連する計画調査では、IBRプラントが建設されるまたは運転開始が近くなって初めて詳細の一部が利用可能となる。
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> 市場に参加するほとんどのリソースは、<u>検証済みのプラントレベルモデルを提供することが要求されている。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ISOまたはRTOは、そのモデル要件を指定する。
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> <u>風力、太陽光、蓄電池を含む大規模なリソースに対して、ユーザー定義のEMTモデルを提供するという要件は、より一般的になってきている。</u> 現在、<u>小規模なリソースに対して動的モデルを要求している配電事業者はごくわずかである。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> レジリエンスのようなテーマがより重要になるにつれて、配電事業者は、例えば、単独運転するマイクログリッドを調査するために、より小規模なリソースに対する動的モデルを必要とするようになる可能性がある。

■ 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 機械的な可動部を持つリソースや熱を利用するリソースの多くは、それ以下になると安定した運転ができなくなる最低出力というものがある。 最近の太陽光発電や蓄電池の最低出力は非常に小さく、場合によってはゼロになることもある。 	<ul style="list-style-type: none"> 機械的な可動部を持つリソースや熱を利用するリソースの多くは、それ以下になると安定した運転ができなくなる最低出力というものがある。 最近の太陽光発電や蓄電池の最低出力は非常に小さく、場合によってはゼロになることもある。 最低出力を小さくすることで、コージェネレーション（CHP）のような制御可能なリソースが、太陽光や風力のような変動電源をより柔軟に統合することができる。しかし、最低出力の制限を低くすると、リソースの再設計が必要になり、大きなコストがかかる可能性がある。
出力・設備仕様・制約		
その他		
市場対応、実現性		
技術動向		

■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下に対する運転継続の能力要件は、あらゆる電圧階級、容量、ほとんどの電源種に対して広く存在するが、<u>電圧上昇に対する運転継続（HVRT: High-voltage ride through）については近年になって展開されている。</u> 電圧ライドスルー能力は、火力発電所でよく使用される直接系統連系される同期発電機を持つリソースと、風力、太陽光、蓄電池などのインバータベースのリソースの間で異なっている。 風力発電は、太陽光発電や蓄電池に比べ、電圧変動に対する追従性が劣るのが一般的である。 	<ul style="list-style-type: none"> 同期発電機とインバータの電圧ライドスルー能力の違いは、同期発電機の場合、機械的な可動部があるため、インバータに比べて電圧ライドスルーに制限がある場合が多い。 非常に広い範囲の電圧ライドスルーがIBRに要求される場合、機械的な可動部や風力発電における所内負荷におけるモーターなどの耐電圧性能が制限要因になることがある。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 多くのグリッドコード/規格は、HVRT能力を1.2 pu電圧までしか規定しておらず、リソースはそれ以上の電圧状態に寄与してはならないという要件を規定している。 現在、主要なグリッドコード/標準規格は、1.8 puまでのHVRT能力を規定し、<u>1.2 pu以上のほとんどのケースで電流遮断（瞬時停止）を許可している。</u> <u>1.2 pu までの電圧上昇において、リソースによる適切な電流注入が必要である。系統計画者／運用者は、無効電流優先モードではなく、有効電流優先モードでのIBRの動作を要求するであろう。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧動揺は基幹系統接続地域の一部に局在する傾向があるため、一般的には接続されているリソースの一部のみに影響を与える。<u>高電圧状態は送電の事故が除去され、負荷が失われた後に発生することがあり、事故によるFIDVR（電圧回復遅れ）の後にさらに深刻化することがある。</u> HVRTは、近年になってIBRの技術の最高水準となった。HVRT能力を持つリソースが増えれば、地域的な電圧上昇による大量の発電トリップを防ぐことができるため、システムの安定性が向上する。 HVRTは、IBR プラントではインバータのIGBTの感度によって制限され、すべてのリソースではプラントで使用されるリソースユニットや補足装置および変圧器のVolts/Hz能力に制限される可能性がある。機器は、電圧上昇と周波数低下の状態と同時に動作することができない場合がある。 電圧上昇での電流注入の要件は、<u>系統調査に基づくべきであり、高度で検証されたEMTモデルが利用される。</u>

■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
その他		
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> 電圧ライドスルー時の事故電流の注入は、ほとんどの場合、技術的要件と機能設定であり、市場に依存しない。これは、系統連系時に設定され、多くの場合、リソースの寿命をむかえるまで変更されない。 需要家は、例えば、系統地域内でより多くのIBRが連系されるなど、系統の状態が時間と共に変化するため、性能を調整するためにリソースの耐用期間内にこの設定を見直すことに同意することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> 最近のほとんどのIBRの有効電流（Ip）対無効電流（Iq）の優先順位は、リソースの種類に関係なく設定することができる。事故時の優先順位に関連する機能設定の変更は、遠隔で行うことができるが、十分な分析と適切な調査／モデリングに基づいて決定されるべきである
技術動向		

■ Consecutive Voltage ride-through 1/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源は、次のような原因による複数のイベントの際に運転を継続する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> 線路再閉路の失敗 激しい暴風雨の中で急激に繰り返される事故 継続運転範囲に出入りする動的電圧動揺 VSC-HVDC連系線で接続された洋上風力発電の適用除外 	<ul style="list-style-type: none"> 連続的電圧偏差に対する電圧ライドスルー要件の目的は、インバーター電源プラントが送電系統の短絡回路故障に付随する通常発生しうるトリップおよび再閉路プロセスの際に運転を継続することである。このほか、連続的な擾乱の原因としては、激しい風雨の中で発生する個別の故障や、運転可能領域の内外で周期的に遷移する電圧振動などが挙げられる。送電系統とインバーター電源プラントの連系線への開閉に対して、運転継続することは意図していない。 WTG ベースのインバーター電源プラントの場合、連続した電圧降下が、機械的共振、ブレーキチョッパーの温度上昇を引き起こす場合、電気シミュレーション・モデルでは通常把握できない抵抗器やその他の側面から、自己防衛のためにそれぞれの WTG (インバーター電源ユニット) はトリップすることができる。

■ Consecutive Voltage ride-through 2/2

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
出力・設備仕様・制約	<p>重大かつ頻繁な電圧降下</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 10秒間に、RPA (Reference points of applicability) の電圧が公称電圧の50%以下に低下した場合（公称電圧の0%に低下した場合を含む）、インバーター電源プラントは、少なくとも20サイクルごとに連続した2回の電圧低下を累積時間が必要最小通過時間未満となるようライドスルーすること。 2) インバーター電源プラントは、RPAの適用電圧が公称電圧の50%を下回る（公称電圧の0%を含む）電圧降下を、2分間に3回以上ライドスルーすることを要しない。 <p>中程度かつ頻繁な電圧低下</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 任意の10秒間に、インバーター電源プラントは、RPAの適用電圧が公称電圧の50%を超え連続運転領域以下である場合、累積時間が要求される最小通過時間より短い限り、少なくとも20サイクルで区切られた4回の連続した電圧降下をライドスルーすること。 2) インバーター電源プラントは、RPAでの適用電圧が公称電圧の50%を超えたままである場合、2分間以内に6回を超える電圧降下をライドスルーすることを要しない。 <p>中程度の頻度で発生する電圧ディップ</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 10秒内に、インバーター電源プラントは、RPAの適用電圧が公称電圧の50%を超えて連続運転領域以下である場合、累積時間が要求される最小通電時間より短い限り、少なくとも1秒間隔で連続した6回の電圧降下をライドスルーできること。 2) インバーター電源プラントは、10分以内に8回を超える電圧降下をライドスルーすることを要しない。 <p>インバーター電源プラントは、30分以内に10回以上の連続した電圧降下（大きさを問わない）をライドスルーする必要はない。インバーター電源プラントは、RPAでの適用電圧が公称電圧の90%以上のままである連続した電圧降下の回数を連続的にライドスルーできること。</p> <p>上記に規定した値を超える連続した電圧降下を受けたインバーター電源プラントは、安全性、機器の完全性を確保し、連続した電圧降下の累積的影響から保護するため、トリップすることがある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 電圧ライドスルー要件は、ライドスルー動作領域内の複数の電圧ディップに適用されており、その電圧の大きさと対応する累積時間持続時間が規定されている。 • 送電所有者（または運用者）は、送電系統の事故、線路開放、または発電機のトリップによって促され、適用電圧を継続運転範囲外に何度も遷移させる動的電圧動揺に対する運転継続要件を規定すべきである。動的電圧動揺の特性は、次の1つまたは2つ以上の条件で規定できる。 <ul style="list-style-type: none"> - 発振電圧の上限値および下限値 - 同期座標軸の振動周波数 - 振動の減衰率
その他		

■ 電圧位相角変化ライドスルー（Phase Angle Ride-through）

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 基幹系統の観点から、すべてのDER (Distributed Energy Resources)に対し電圧位相角変化ライドスルーの能力および性能を要求することが推奨される。 	<ul style="list-style-type: none"> DER の普及率が高い場合には、電圧位相角変化ライドスルーがますます重要となる。基幹系統で通常除去される事故や線路切替の際に生じる大きな電圧位相角変化に対しても、DERが運転を継続できることが望ましいからである。広範囲のDERトリップが発生した場合には、大きな発電ロスが生じるおそれがあるため、基幹系統の信頼性に悪影響が及ぶ可能性がある。
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> インバーター電源プラントは、適用電圧のサブサイクル間の時間枠内での30度以下(*1)の正相位相角変化に対して、ライドスルーすること。 インバーター電源プラントは、不平衡事故の発生及び除去によって生じる個々の相の位相角の変化に対して、正相位相角の変化が基準を超えない限り、運転を継続すること。 位相角の変化に対して、正に減衰する妨害波後の有効電流及び無効電流の振動は許容される。後障害期間における電流ブロッキングは許容される。 正相(positive-sequence)位相角変化≤ 25 deg 不平衡事故による個別の位相角変化 	<ul style="list-style-type: none"> *1：一般に、回線の切り替え、負荷除去などが原因で、ネットワークの前後の流れに依存する。
その他		
市場対応、実現性		
技術動向		

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)

➤ 概要

- 周波数上昇時に調定率制御により自律的に出力を絞る。(LFSM-O)

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 全電源種 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模な電源脱落やエリア間系統連系線の切断により周波数偏差が発生した状況で、FSMモードで運転している発電ユニットによる周波数調整力（一次調整力：FCR）では抑えきれない周波数上昇が発生した場合（一次調整力は、最大200mHzまでの周波数偏差に対処するように各発電機の周波数調整力を利用することを意図してTSOが確保・運用している）、このLFSM-Oが有効となる。従い、この要件はすべてのタイプの電源が対象になる。[16]
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 不感帯閾値設定は50.2Hz～50.5Hzとする。 調定率設定は2%～12%とする。 応答開始の遅れ時間は可能な限り短くすること。遅れ時間が2秒以上となる場合は技術的な根拠をTSOに提示し説明すること。 LFSM-O動作中は安定運転ができること。Type-A電源についてはLFSM-O制御の代わりにランダム解列の方法をとることがある。 	<ul style="list-style-type: none"> 以下は設定に関する推奨値 [16] <ul style="list-style-type: none"> 同期機：8秒以内に45%定格出力減 PPM：2秒以内に50%定格出力減 ※応答時間の定義は、周波数変化開始から、出力がターゲット出力±5%以内に収まるまでの時間。（英国は±2%以内） 但し、下記のような制約条件の考慮が必要である。 ※風力は定格10%以下の出力は安定制御できない。 ※火力はボイラ特性や蒸気タービンの運転モードの特性により出力上昇レートに制限がある。排出ガス規制の制約もあり。
その他	-	-
市場対応、実現性	-	-
技術動向	-	<ul style="list-style-type: none"> 自端制御なのでそれぞれの電源が持つ周波数計測の品質(精度)とロバスト性が様々に異なりうる点には注意が必要。MV/LVの配電系統に接続される小型電源の周波数計測の精度は十分でないものがある。周波数計測精度の要求をどのように定義するかは今後の課題である。[19]

■ 周波数変化の抑制対策(低下側)

➤ 概要

- 周波数低下時に調定率制御により自律的に出力を増加させる。(LFSM-U)

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 全電源種 	-
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 不感帯閾値設定は49.8Hz～49.5Hzとする。 調定率設定は2%～12%とする。 出力増加量については、設備の運転制限、大気温度条件、一次リソース(Primary energy source)の可用性を考慮する。 応答開始の遅れ時間は可能な限り短くすること。遅れ時間が2秒以上となる場合は技術的な根拠をTSOに提示し説明すること。 LFSM-U動作中は安定運転ができること。 	<ul style="list-style-type: none"> 以下は設定に関する推奨値 [16] 同期機：5分以内に20%定格出力増 PPM(除く風力)：10秒以内に50%定格出力増 風力：5秒以内に20%定格出力増（但し、50%出力以下での運転時においてはこれより遅い応答を適用することがある。ローターの慣性エネルギーによって応答速度に制約があるため）
その他	-	<ul style="list-style-type: none"> 局所的な配電システムのレベルにおいては系統内の制約とのバランスのために電源に対して出力制限を行う必要があるが、この場合はLFSM-Uの動作は優先されるべきではない。リアルタイムで系統内の制約状態を把握できているのであればLFSM-Uの動作をブロックしても良い。ブロックしている状態を示す信号はTSOに送信すること。[16]
市場対応、実現性	-	<ul style="list-style-type: none"> (LFSM-Oと違って) LFSM-Uの機能発揮は条件つきとなる。(周波数低下の発生時に)出力を上げることができるのは、最大出力未満で運転している電源に限られる。特に再エネ電源の場合は抑制が無い限り出成りで運転しているであろうからその時々で最大出力で運転している。だからと言ってLFSM-Uのために出力を制限した運転を考慮するべきではない。LFSM-Uが必要になるケースの発生は稀であり、LFSM-Uのために経済性を損ねることはあってはならない。[16]
技術動向	-	-

■ 発電設備の制御応答性

➤ 概要

- 系統周波数の変化に応じ、調定率制御により自律的に出力を調整する。（FSM: Frequency Sensitive Mode）

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • 全電源種 	-
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • t1: 応動開始時間遅れは2秒以内、 • t2: 全応答するまでの時間は30秒以内とする（英国ではt2は10秒以内）。全応答の保持時間は15 - 30分としTSOが指定する。 	<ul style="list-style-type: none"> • 将来的に同期機の減少に伴い系統慣性が減っていく。その結果、負荷インバランス発生時には、より急峻な周波数変化が生じるようになる。<u>制御設定(調定率、デッドバンド、初期応答遅れ時間、応動時間)については電源の技術に応じて柔軟性を持たせる必要がある。</u> • 周波数調整予備力による負荷インバランスの解消は系統安定維持のために必要である。[3]
その他	-	-
市場対応、実現性	-	<ul style="list-style-type: none"> • 英国 National Gridでは EFR (Enhanced Frequency Response)という、より応答が速い(1秒以内応答)のアンシラリーサービス商品を設定し、市場取引で調達している。蓄電池電源が供給している模様。
技術動向	-	<ul style="list-style-type: none"> • <u>フル到達応答時間(t2)についてはTSOによって短い時間を要求する場合がある</u>（エリアの系統分離が発生する場合を考慮）（大陸：30秒、英国：10秒、アイルランド：15秒） • 自端での周波数計測について、同機発電機は回転数からFSM制御に使う信号を得ることができるが、<u>インバーター電源は電圧波形から周波数を計測する必要がある。この周波数計測は応答速度と精度によって計測性能を定義する必要がある。</u>[17]

■ 慣性力の供給

➤ 概要

- 疑似慣性(Synthetic inertia)を発生する機能の具備についてTSOは要求できる。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • PPM電源、洋上PPM電源 	-
出力・ 設備仕様・ 制約	-	<ul style="list-style-type: none"> • 技術的に未成熟であることと、再エネ拡大を背景としてシステムのニーズが変化途上にあるため、この要件は基本原理要求にとどめ、必須要件とはしない。技術の成熟に伴いソリューションが市場へ広まることを妨げないようにしている一方で、この段階においては系統からのニーズをしっかりとシグナルとして出すことが重要である。[3]
その他	-	-
市場対応、 実現性	-	-
技術動向	-	<ul style="list-style-type: none"> • 英国National Grid のGC Working Group(2017年実施) (*)では2021年までにグリッドフォーミングコンバータの能力活用が必要であると提案している。VSM方式による疑似慣性の効果は慣性定数2～7MWs/MVA相当を得ることとし、VSMの定義を“Should behave like a balanced 3phs voltage source behind a constant impedance over the 5 Hz to 1 kHz band”.としている。[13] <p>(*)https://www.nationalgrideso.com/document/97211/download</p>

■ 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

➤ 概要

- 周波数変化に依存しない設定出力の維持、周波数低下時において許容できる最大出力の減少を規定する。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 全電源種 	-
出力・ 設備仕様・ 制約	<ul style="list-style-type: none"> 周波数が増減しても設定された出力を維持できなければならない。但しLFSM-O/U, FSMに従った運転は優先する。 49.5Hzまでの周波数低下範囲において出力を下げてはならない。 適用すべき大気温度条件を明確にすること。 発電モジュールの技術的特性を考慮すること。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統の周波数安定度は系統の特性に依存する。系統の慣性が大きいほど周波数変動速度は遅い。系統が不安定になったり電源が脱落するリスクに応じて、許容できる電源の出力低下の特性を評価しなければならない。供給不足となる断面において、周波数低下による出力減が生じると状況をさらに悪化させるため、出力減はできるだけ小さく制限する必要がある。[3] 49.0Hzより下がると負荷を選択遮断していくことで系統周波数の復帰を行うが、それまでは発電側で出力を下げてはならない。発電ユニットの最大定格出力の特性に関する要求であり、運用要求ではないことに注意。 ガスタービンは原理的に吸気温度が高い時には周波数低下時の出力低下の特性が顕著になり、低周波数運転を長時間継続することはできない。このような大気温度特性は、系統の周波数安定化に必要な予備力量の確保のためにTSOにとって重要な情報である。[23]
その他	-	-
市場対応、 実現性	-	-
技術動向	-	-

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、瞬動予備力（連続制御）

➤ 概要：No. 842 Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response

- 発電設備の大小、同期/非同期電源に関わらず、タービンガバナ同等のprimary frequency response 能力を有することを系統接続の条件とする。
- 過度の遅延なく、ドロップ 最大5%、デッドバンド±0.036Hz で応答すること（NERCとRTO/ISOが継続監視し、必要な場合は地域に応じてNERC 規定より厳しい設定とすることを認める）

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • CHP (Combined Heat and Power Facilities) と原子力は除く。 • ただし、CHPは新規設備において、サイト負荷に対応でき、かつガバナ設置に伴うコストが低い場合、PFR提供できることを求める。 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>CHPはスタンドアロンの発電機のように扱えない、サイト負荷に応じた容量のため蒸気バランスに影響を及ぼすことから、要件の対象から除外した。</u>
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 配電系統での単独運転防止対策は、標準規格や系統事業者の適切な技術基準による。 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>大小分けて扱う経済的または技術的根拠はないため、小規模発電設備にも適用する。</u>
その他	<ul style="list-style-type: none"> • PFRのためのヘッドルーム確保の義務はなし、PFRに対する補償もなし。 • 周波数低下時の出力増加において、運転可能出力以上の出力や系統接続契約で決めた出力上限を超過することは求めない。 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>カリフォルニアでは、PFRによる機会損失費用を容量市場参加で回収するメカニズムがある。</u> • <u>市場ベースの補償が公正かつ合理的という実績はなく、管理コスト（PFR動作確認用計器の設置、監視等）のほうが増大する可能性あり、PFR対応のための予備力の確保は求めず、関連する補償は規定しない。</u> • <u>意図しない単独運転の可能性がある場合、適切な基準によるライドスルー設定とする。単独運転防止または保護リレーによりオフラインとならない設備は、周波数偏移に応じて適切な出力制御できる場合に限りPFR提供できる。ライドスルー設定は発電事業者とISO間で調整し決める。</u>
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> • 蓄電池には、PFRに必要な動作範囲とPFRに必要でない動作状況を明確にすることを求める。また、エネルギー制限ある場合（充電量不足など）は、PFR要件を免除する。 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>蓄電技術により放電深度が異なり最適な放電深度を超えると設備劣化が加速することから運用・保守コストが増加する。蓄電池はエネルギー容量に制限があることからPFR動作条件の明確化と免除区分する。</u>
技術動向	—	<ul style="list-style-type: none"> • 最近の風力発電には周波数変動に対応した機能がある。 • 太陽光・蓄電池のインバータは従来の火力発電機より早い制御が可能

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、瞬動予備力（連続制御） 詳細

➤ 国・地域における主な課題

- 非同期電源の増加に伴い、NERC Reliability Standard では、ERCOT地域のみ発電設備への一次周波数応答の規定があったが、新設のすべての発電設備への要件として、LGIA (Large Generator Interconnection Agreement) と SGIA (Small Generator Interconnection Agreement) に追加する必要があった。

➤ 対応状況、スケジュール

- 2018年2月15日発行、70日後から適用

➤ 議論項目と結果

議論項目(Discussionから抜粋)	議論の結果
A. Requirement to Install, Maintain, and Operate Equipment Capable of Providing Primary Frequency Response B. Including Operating Requirements for Droop and Deadband in the Pro Forma LGIA and Pro Forma SGIA C. Requirement to Ensure the Timely and Sustained Response to Frequency Deviations D. Proposal not to Mandate Headroom E. Proposal not to Mandate Compensation F. Application to Existing Generating Facilities that Submit New Interconnection Requests That Result in an Executed or Unexecuted Interconnection Agreement G. Application to Existing Generating Facilities that do not Submit New Interconnection Requests that Result in an Executed or Unexecuted Interconnection Agreement	A. 新規に系統連系する条件として、一次周波数応答「ガバナ機能または同等の制御」を提供できる機器を設置、保守、および運用を要求する。 B. ドロップとデッドバンドは、東部西部全体で均一な最小要件として要求する。パラメータの基準となる「銘版容量」は、設備の最大MW定格を指す。 C. 発電設備とその制御機器の技術的能力に応じて、発電設備は即座に対応する必要があるが、最終規則では分単位での規定はしない。 D. 発電設備のヘッドルームや補償は義務付けない。 E. PFR実現に必要なヘッドルームを義務化していないので補償は必要ない。慣性応答は本要件の対象外。 F. 既設の設備で、この最終規則発行後に新規に系統連系要求する場合は本要件の適用対象とする。 G. 既設の設備で接続契約締結済の場合は要件適用の対象外。

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、瞬動予備力（連続制御） 詳細

議論項目(Discussionから抜粋)	議論の結果
<p>H. Requests for Exemption or Special Accommodation</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Combined Heat and Power Facilities 2. Electric Storage Resources 3. Distributed Energy Resources 4. Nuclear Generating Facilities 5. Wind Generating Facilities 6. Surplus Interconnection 7. Small Generating Facilities 8. Requests to Establish a Waiver Process and Consider Potential Impact on Load and New Technology <p>I. Regional Flexibility</p>	<p>H.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>需要家負荷に対応した設備容量でPFR供給能力を持たない、新規に系統連系するCHP設備は要件適用の対象外とする。低コストでPFR供給可能な場合はガバナまたは同等の制御を導入すること。</u> 2. <u>送電事業者は蓄電池の動作範囲・状況を把握すること。物理的制約（充電量不足等）によりPFR義務を果たす能力が不足するときはPFR提供を免除される。</u> 3. <u>新規に系統連系する分散型電源に適用する。単独運転防止対策は適切な基準に従うこと。意図的な単独運転が許容される設備においてはPFR義務を適用する。</u> 4. 原子力発電は適用外とする。 5. <u>新規の風力発電プロジェクトでは低コストでPFR供給機能を実現できるというAWEA提言を受け入れ、要件適用対象とする。</u> <p>I. 一次周波数応答に関する地域性・電源種の違いにおける懸念に対し、新規に系統連系するすべての発電設備について最小かつ均一な要件を確立して維持することで対応することが効果的と判断</p>

■ 電圧・無効電力制御

➤ 概要：No.827 Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation

- 非同期電源の無効電力供給(サブステーション変圧器高圧側で力率+0.95~-0.95)
- 電圧・出力の制限があることを考慮して、発電設備単体のみ、または他の無効電力補償装置と組み合わせ、動的無効電力制御とすること
- 新設のみ適用

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • すべての非同期電源 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期発電機と同様の要件を求める。 • <u>軽負荷時の非同期電源による過電圧事象の懸念を軽減する。</u>
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 設備容量問わず、すべての電力レベルで動的無効電力制御により、力率を制御すること 	—
その他	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所構内変電所の高圧側で計測した無効電力供給を求める。動的無効電力制御のために、SVC,キャパシタ等を用いてもよい。 	<ul style="list-style-type: none"> • 出力10%、25%以上のときに動的無効電力制御の要件適用を求める意見あり。
市場対応、実現性	<ul style="list-style-type: none"> • FERCでは補償を規定しない。 	<ul style="list-style-type: none"> • 無効電力供給に関連する<u>補償について、その計算方法は検討が必要</u>である。
技術動向	—	<ul style="list-style-type: none"> • <u>有効電力無出力での無効電力供給の議論あり。</u>

■ 電圧・無効電力制御 詳細

➤ 国・地域における主な課題

- 同期機との公平性を保ち、また系統電圧の維持のため、同期機同様、導入拡大している非同期電源に対して、動的に無効電力供給できる能力を求める必要がある。

➤ 対応状況、スケジュール

- 2016年6月16日発行、90日後から適用

➤ 議論項目と結果

議論項目(Discussionから抜粋)	議論の結果
A. Reactive Power Requirement for Non-Synchronous Generators B. Power Factor Range, Point of Measurement, and Dynamic Reactive Power Capability Requirements C. Real Power Output Level D. Compensation E. Application of the Final Rule F. Regional Flexibility	A. 新規に系統連系するすべての非同期電源に無効電力制御を求める。 B. 発電所変圧器高圧側で力率+0.95~-0.95の範囲となるよう求める。動的無効電力制御に静止型無効電力補償装置を使用してもよい。 C. すべての出力レベルで無効電力要件を満足することを求める。 D. 電源の指定された無効電力範囲外で送電プロバイダーが運転するよう要求した場合、送電プロバイダーは補償する必要がある。 E. 新規に系統連系する非同期電源、新規契約を必要とするアップグレードを行う非同期電源に適用する。 F. 送電プロバイダーがFERC Order から変更した規定とする場合もある。すべての利害関係者がこれらの規定の開発に引き続き参加することを推奨する。

■ 周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、瞬動予備力（連続制御）

➤ 概要：BAL-001-TRE-2: Primary Frequency Response in the ERCOT Region

- 発電設備にガバナ同等のprimary frequency response 能力を有すること求める。ドロープ 5%(コンバインドサイクルは4%)、デッドバンド $\pm 0.017\text{Hz}$ （蒸気・水力は $\pm 0.034\text{Hz}$ ）。ほとんどの電源でデッドバンドは 0.036Hz から 0.017Hz に変更。
- PFRの品質評価方法を規定

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> BES（115kV以上） 	
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 以下電源は対象外：「原子力」、「同期コンデンサーモードを有する電源」、「Balancing AuthorityからPFRを要求されていない電源」 	<ul style="list-style-type: none"> 初期のダンピングを抑えるためデッドバンドを縮める必要があった。 <u>Fast Responding Regulation Service</u>市場参加している蓄電池は適用対象
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 東部連系線から独立したテキサス地区に適用 発電事業者は、ドロープ・デッドバンドに関するガバナテストレポート、設定シート、パフォーマンス監視レポートを提出する。 Balancing Authorityが“initial”と“sustained”の2つのPFRパフォーマンスを監視する。 initial: FME (Frequency Measurable Events)開始から20～52秒の間の期待される応答に対する実際の動作を計測 sustained: t(0)後46秒の時点でのシステム周波数に基づく期待される応答と比較して、t(0)後46～60秒の間の最良の実応答を計測 	<ul style="list-style-type: none"> コンバインドサイクルは蒸気タービンからのPFR不足があるため、ドロープ 5.78% とする。 市場参加している蓄電池の対応時間は最大約5分とする。
その他	<ul style="list-style-type: none"> コンバインドサイクル発電の蒸気タービンに対するドロープ・デッドバンド要件を削除（TRE-2で審議、追加） PFRの品質評価手法を規定（TRE-2で審議、追加） 	—
市場対応、実現性	—	—
技術動向	—	—

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側）

➤ 概要：PRC-024-1/2:Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings, PRC-024-3:Frequency and Voltage Protection Settings for Generating Resources

- 曲線ポイントテーブルとオフ公称周波数能力曲線（8 & 9ページ）の間の不一致を明確にし、瞬時に計算された周波数は許されないことを明確にした。

「オフ公称周波数能力曲線」（PRC-024-2 の 8 ページ）は、時間 $t=0.1$ 秒から始まる対数グラフである。しかし、「曲線データポイント」の表（PRC-024-2の8ページと9ページ）では、「瞬時トリップ」が可能になっている。

周波数は、瞬間的にサンプリングされた値を使用して測定したり計算したりすることはできないし、すべきではない。周波数計算方法は、グリッド周波数を正確に計算するために、さまざまなタイプの時間窓とフィルタリング方法を使用する。一般的には、100 ミリ秒（6 サイクル）オーダーの時間窓を使用する。したがって、保護リレーアルゴリズムに意図的な時間遅延がない場合でも、100ミリ秒の遅延が発生することになる。この遅延は、規格に反映されるべきである。また、IRPTF (NERC convened the Inverter-Based Resource Performance Task Force) は、周波数計算エラーによる誤トリップが Blue Cut Fire 障害の重大な要因であることを確認した。周波数異常に対する瞬時トリップをなくすことで、例えば故障除去期間中に測定電圧のスプリアスノイズによって誤トリップが発生する確率を減らすことができる。

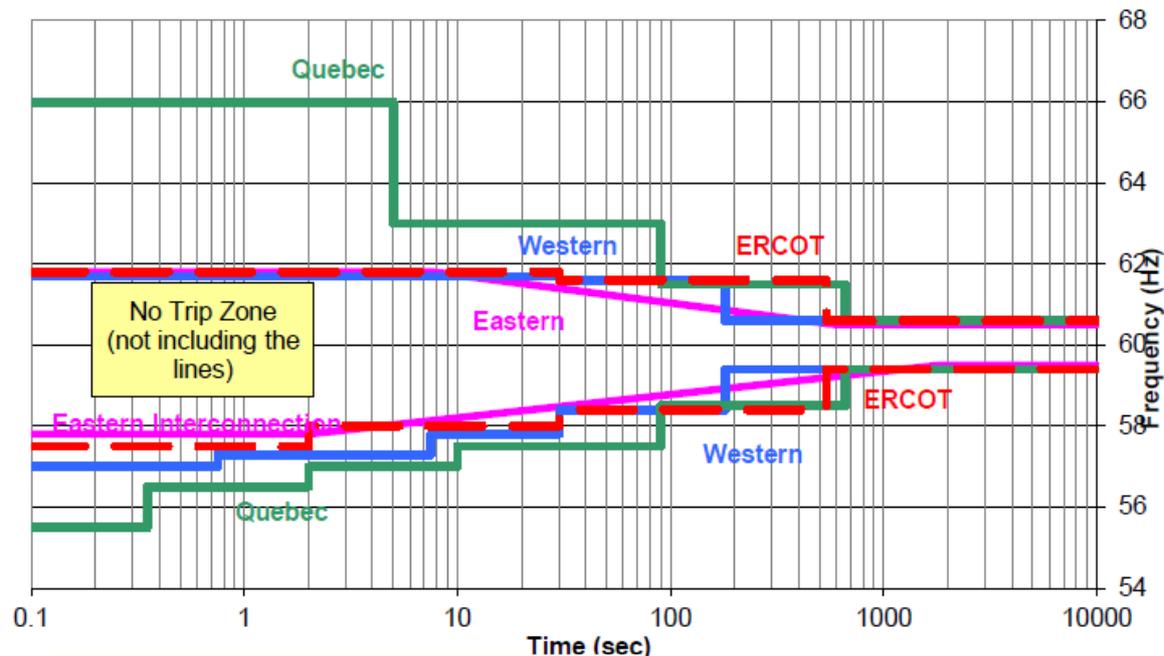
- -3（2022/10/1発効）では、“No Trip”ゾーン外での動作の解釈を改定。周波数上限値の変更はなし。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定はBES(Bulk Electric System)接続が対象 	—
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • -1/2は全電源が対象 • -3改定で対象追加 BES接続電源の補機用変圧器の高圧側 75MVAを超えるリソースアグリゲーター 	—
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 指定した曲線に従って発電設備の保護を設定するが、この保護によって 変動中にNo Tripゾーン内で発電設備がトリップしたり、故障電流の注入が停止したりしないこと。 	<ul style="list-style-type: none"> • -2の目的は、「発電機所有者が、定義された周波数および電圧の変動中に発電設備が系統に接続されたままになるように、発電機保護リレー設定とすることを保証しBESの安定性をサポートすること」だが事故解析結果から誤解されている場合があるため明確化が必要
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定は、インバーターソフトウェアの変更、インバーター電源以外はリレー設定変更で対応できるため、コストインパクトは最小と判断
市場対応、実現性	—	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定は、設定変更の期間を考慮して発効後24ヶ月以内に対応完了する。
技術動向		

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側） PRC-024-1/2

PRC-024 — Attachment 1

OFF NOMINAL FREQUENCY CAPABILITY CURVE



境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

Curve Data Points:

Eastern Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.8	Instantaneous trip	≤57.8	Instantaneous trip
≥60.5	$10^{(60.935-1.46713^*f)}$	≤59.5	$10^{(1.7373^*f-100.116)}$
<60.5	Continuous operation	> 59.5	Continuous operation

Western Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.7	Instantaneous trip	≤57.0	Instantaneous trip
≥61.6	30	≤57.3	0.75
≥60.6	180	≤57.8	7.5
<60.6	Continuous operation	≤58.4	30
		≤59.4	180
		>59.4	Continuous operation

Quebec Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (Sec)
>66.0	Instantaneous trip	<55.5	Instantaneous trip
≥63.0	5	≤56.5	0.35
≥61.5	90	≤57.0	2
≥60.6	660	≤57.5	10
<60.6	Continuous operation	≤58.5	90
		≤59.4	660
		>59.4	Continuous operation

ERCOT Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.8	Instantaneous trip	≤57.5	Instantaneous trip
≥61.6	30	≤58.0	2
≥60.6	540	≤58.4	30
<60.6	Continuous operation	≤59.4	540
		>59.4	Continuous operation

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側） PRC-024-3改定

Attachment 1

(Frequency No Trip Boundaries by Interconnection⁸)

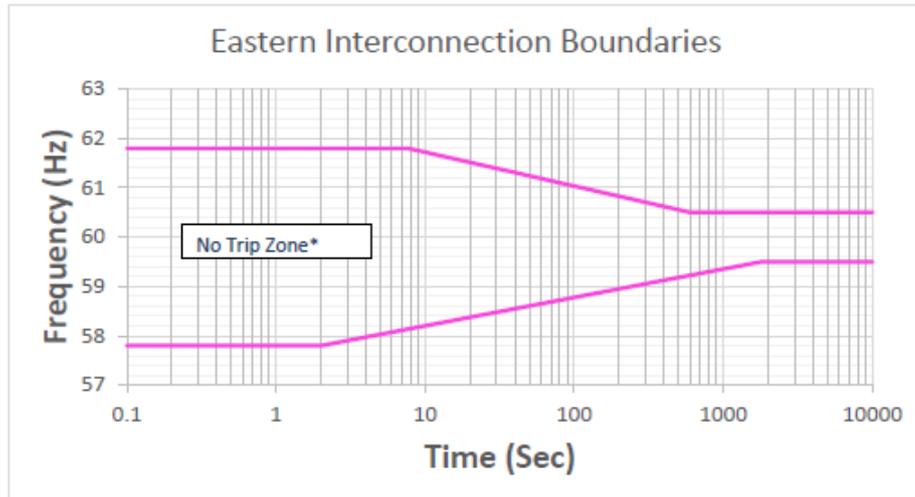


Figure 1 境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Frequency Boundary Data Points - Eastern Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)	Frequency (Hz)	Minimum Time (sec)
≥61.8	Instantaneous ⁹	≤57.8	Instantaneous ⁹
≥60.5	10 ^(90.935-1.45713*t)	≤59.5	10 ^(1.7373*t-100.116)
<60.5	Continuous operation	> 59.5	Continuous operation

Table 1

⁸ The figures do not visually represent the "no trip zone" boundaries before 0.1 seconds and after 10,000 seconds. The Frequency Boundary Data Points Table defines the entirety of the "no trip zone" boundaries.

⁹ Frequency is calculated over a window of time. While the frequency boundaries include the option to trip instantaneously for frequencies outside the specified range, this calculation should occur over a time window. Typical window/filtering lengths are three to six cycles (50 – 100 milliseconds). Instantaneous trip settings based on instantaneously calculated frequency measurement is not permissible.

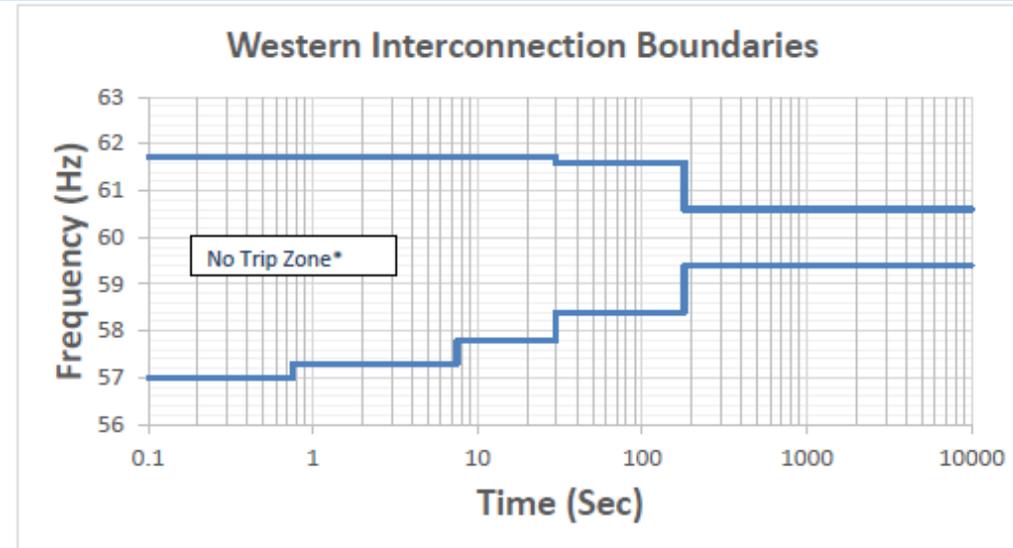


Figure 2 境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Frequency Boundary Data Points –Western Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)	Frequency (Hz)	Minimum Time (sec)
≥61.7	Instantaneous ⁹	≤57.0	Instantaneous ⁹
≥61.6	30	≤57.3	0.75
≥60.6	180	≤57.8	7.5
<60.6	Continuous operation	≤58.4	30
		≤59.4	180
		>59.4	Continuous operation

0.1秒前と10000秒後のライドスルー領域は含まない。
周波数境界データポイント表は、「ノトリップゾーン」境界の全体を定義する。

周波数は時間窓で計算される。周波数境界には、指定された範囲外の周波数で瞬時にトリップさせるが、この計算は時間窓で行われる必要がある。一般的な時間窓フィルタリングは、3～6サイクル（50～100ミリ秒）。瞬時に計算された周波数測定に基づく瞬時のトリップ設定は許可しない。

■ 発電設備の運転可能周波数（上昇側） PRC-024-3改定

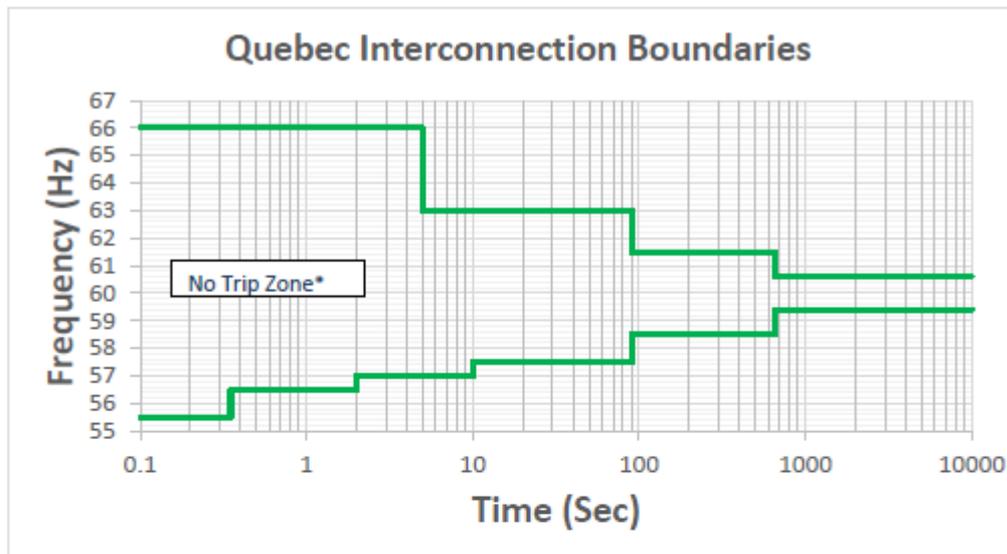


Figure 3 境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Frequency Boundary Data Points – Quebec Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)	Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)
>66.0	Instantaneous ⁹	<55.5	Instantaneous ⁹
≥63.0	5	≤56.5	0.35
≥61.5	90	≤57.0	2
≥60.6	660	≤57.5	10
<60.6	Continuous operation	≤58.5	90
		≤59.4	660
		>59.4	Continuous operation

Table 3

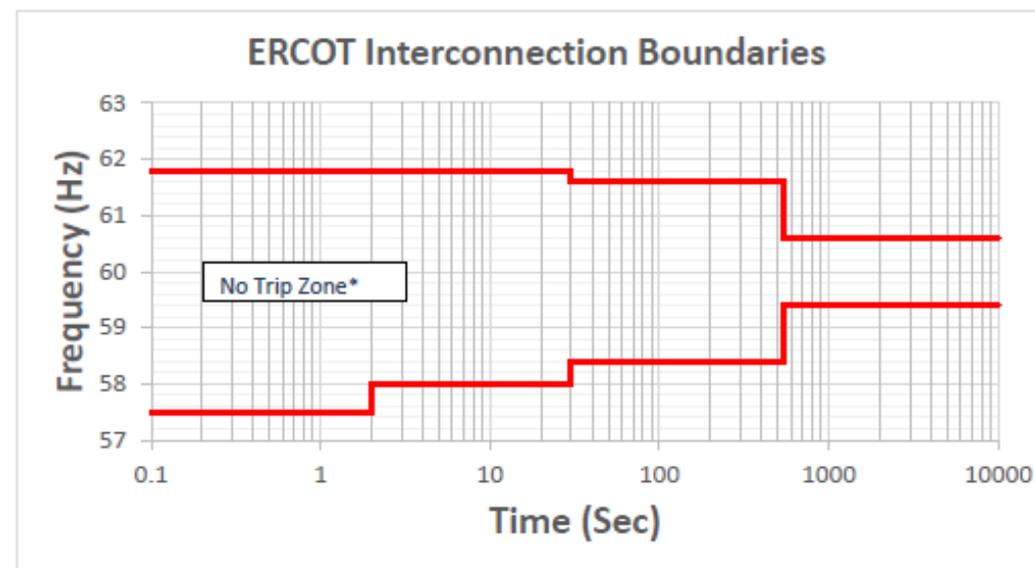


Figure 4 境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Frequency Boundary Data Points – ERCOT Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)	Frequency (Hz)	Minimum Time (sec)
≥61.8	Instantaneous ⁹	≤57.5	Instantaneous ⁹
≥61.6	30	≤58.0	2
≥60.6	540	≤58.4	30
<60.6	Continuous operation	≤59.4	540
		>59.4	Continuous operation

Table 4

■ 制御・保護システムの協調・優先順位

➤ 概要：PRC-019-2: Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

- 無効電力制御機能を有する発電設備の制御と保護機能の協調。発電設備の制御により不必要なトリップを発生させない保護設定を要求
- -3改定（審議中）：パークコントローラーや無効電力補償装置を備えた分散型電源に対応した改定

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> • BES（115kV以上） 	—
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • 1台20MVA超の発電設備 • 1台20MVA超の同期コンデンサ • 75MVA超の発電所 分散型電源はこれに該当する（-2改定で追加） • ブラックスタート電源 • 静的または動的無効電力補償装置（-3改定審議中） 	<ul style="list-style-type: none"> • 設備容量は既存の規格に基づく。 • -1 新規制定時、通常内部故障のみ保護対象としており発電機保護はしていないため、発電所に設置されていない静止型無効電力補償装置は対象外とした。 • -2改定：静的/動的無効電力補償装置が発電所にも使用されるようになったため、規程の見直しを行った。
出力・設備仕様・制約	—	—
その他	<ul style="list-style-type: none"> • 最大5暦年ごとに、該当する設備を備えた各発電機所有者および送電所有者は、電圧調整システム制御（稼働中のリミッターおよび保護機能を含む）を、該当する機器の機能および該当する保護システムデバイスの設定と機能を調整する。それらのエビデンスを保管すること。 	<ul style="list-style-type: none"> • 複数の制御・保護機能の動作が相反する場合の優先順位、単独運転検出等他のグリッドコード要件との機能協調・両立性についての議論・規定はなし。
市場対応、実現性	—	—
技術動向	—	—

■ 情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）

➤ 概要：FAC-001-3/4: Facility Interconnection Requirements

- 系統接続要件として信頼性影響評価に必要な発電設備についての関連文書の提出を要求する。-2改定（2016/1/1発効）は、5年周期の定期見直し時の要件の冗長な記述の削除、要件R3記載内容(*1)をガイドラインに移動など。-3改定（2019/1/1発効）は、対象設備として記載していた「大規模な変更」の定義を記載、ガイドラインに移動した関連文書の項目を削除。-4改定は提出要求(*1)の記載は削除。実質的には地域のISO/DSOのTariffに記載される内容による。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> BES（115kV以上） 	—
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 全電源種 	—
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> -3：「大規模な変更」の内容の判断は、工学的判断に基づく。 -4：「大規模な変更」は「適格性を求められる設備」を対象とする。 -4：ガイドライン記載の項目の一部はすべての対象設備に適用されないため、また、必要な項目がリストにないためリストを含むガイドラインは削除 	<ul style="list-style-type: none"> -3：風力発電機のブレード長翼化は出力増加となるため「大規模な変更」に該当するが、銘版値の定数変更は特性の変更だけのため該当しない。 -4：FERC Open Access Transmission Tariff (OATT)と解釈の相違あり（PVのインバーター変更はOATTでは変更と扱わないが、FAC-001の思想では信頼性に影響ある変更となる）
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> 需要家設備の区分なし
市場対応、実現性	—	—
技術動向	—	—

*1 新規設備の相互接続または接続済既設設備の機器変更のための手順
 相互接続を適切に調査するために必要なデータ
 相互接続ポイントでの電圧レベルとMWおよびMVARの容量または需要ブレーカーの役割とサージ保護
 システムの保護と協調
 メータリングと通信設備
 接地と安全性
 絶縁と絶縁協調
 電圧、無効電力（静的および動的無効電力の最小要件の仕様を含む）、および力率制御

電力品質への影響
 機器のレーティング
 設備の並列
 メンテナンス方法
 運用上の問題への対応（異常な周波数と電圧）
 新規または大幅に変更された既存の相互接続の検査要件
 通常および緊急時の連絡と手順

■ 情報提供（系統安定化、慣性力・事故電流）

➤ 概要：FAC-002-3: Facility Interconnection Studies

- FAC-002では系統運用者によるImpact Studyに必要なデータ（具体的な記載なし）の提供を要求。
- その他NERCで規定している発電設備の情報提供に関連する規程を下表に示す。

➤ その他NERCで規定している発電設備の情報提供に関連する規程を下表に示す。

NERC Standard	
MOD-025-2	Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power 【発電機の有効/無効電力、同期コンデンサの無効電力に関する評価とデータの報告】
MOD-026-1	Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions 【発電機の励磁制御システムまたはプラントの電圧/無効電力制御に関するモデルとデータの評価】
MOD-027-1	Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions 【タービン/ガバナーおよび負荷制御または有効電力/周波数制御機能に関するモデルとデータの評価】
MOD-032-1	Data for Power System Modeling and Analysis 【パワーシステムのモデリングと解析用データ】

■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through

➤ 概要：PRC-024-1/2:Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings, PRC-024-3:Frequency and Voltage Protection Settings for Generating Resources

- FERC（Order No.661-A）とWECCでは、電圧低下側（LVRT）の要求であったが、PRC-024-1/2（2016/7/1発効）では、The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF), June 13, 2007 を参考に、事故発生から復帰する際の電圧上昇（1.2PU～1.1PU）を考慮しHVRTも含めて指定されたシステム周波数および電圧変動の間、発電設備が系統に接続し続けることを規定。
- -3（2022/10/1発効予定）では、2016年と2017年の事故調査結果から、“No Trip”ゾーン外での動作の解釈、電圧信号の解釈、VRTの累積回数、インバーター保護機能との協調、インバーター電源の“No Trip”ゾーンにおける一時的な停止の許容などを改定

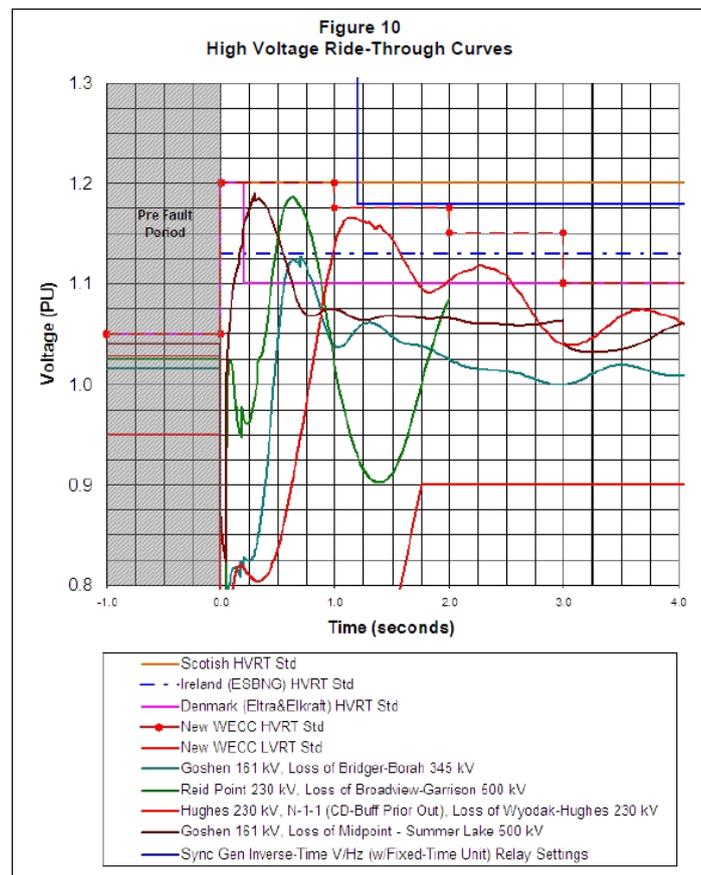
審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定はBES(Bulk Electric System)接続が対象 	—
電源種	<ul style="list-style-type: none"> • -1/2は全電源が対象 • -3改定で対象追加 BES接続電源の補機用変圧器の高圧側 75MVAを超えるリソースアグリゲーター 	—
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> • 指定した曲線に従って発電設備の電圧保護を設定するが、この保護によって高圧側での電圧変動中にNo Tripゾーン内で発電設備がトリップしたり、故障電流の注入が停止したりしないこと。 	<ul style="list-style-type: none"> • -2の目的は、「発電機所有者が、定義された周波数および電圧の変動中に発電設備が系統に接続されたままになるように、発電機保護リレー設定とすることを保証しBESの安定性をサポートすること」だが事故解析結果から誤解されている場合があるため明確化が必要
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定はインバーターソフトウェアの変更、インバーター電源以外はリレー設定変更で対応できるため、コストインパクトは最小と判断
市場対応、実現性	—	<ul style="list-style-type: none"> • -3改定は、設定変更の期間を考慮して発効後24ヶ月以内に対応完了する。
技術動向	<ul style="list-style-type: none"> • ライドスルー曲線の電圧は主変圧器高圧側とし、発電設備と複数変圧器を介する場合、電圧差を考慮する。またシミュレーションにより保護設定を検討する場合、考えられる負荷状態、無効電力補償機能があれば有効化、変圧器タップ設定、AVRモードを考慮する。 • 境界内の電圧は、単位電圧あたりのRMS基本周波数の相間または相間とする。 	<ul style="list-style-type: none"> • 南カリフォルニアのブルーカット（2016/8/16）とキャニオン2（2017/10/9）の火災起因の系統故障解析により、PRC-024-2の要件の解釈が、故障イベント中に太陽光発電の意図的かつ不必要なトリップにつながる事が明らかになった。また、電圧低下側ライドスルー曲線は相間または相間電圧のいずれかを対象とするが、電圧上昇側のライドスルー曲線は相間電圧のみ対象としており明確化が必要

■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through

The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF), June 13, 2007

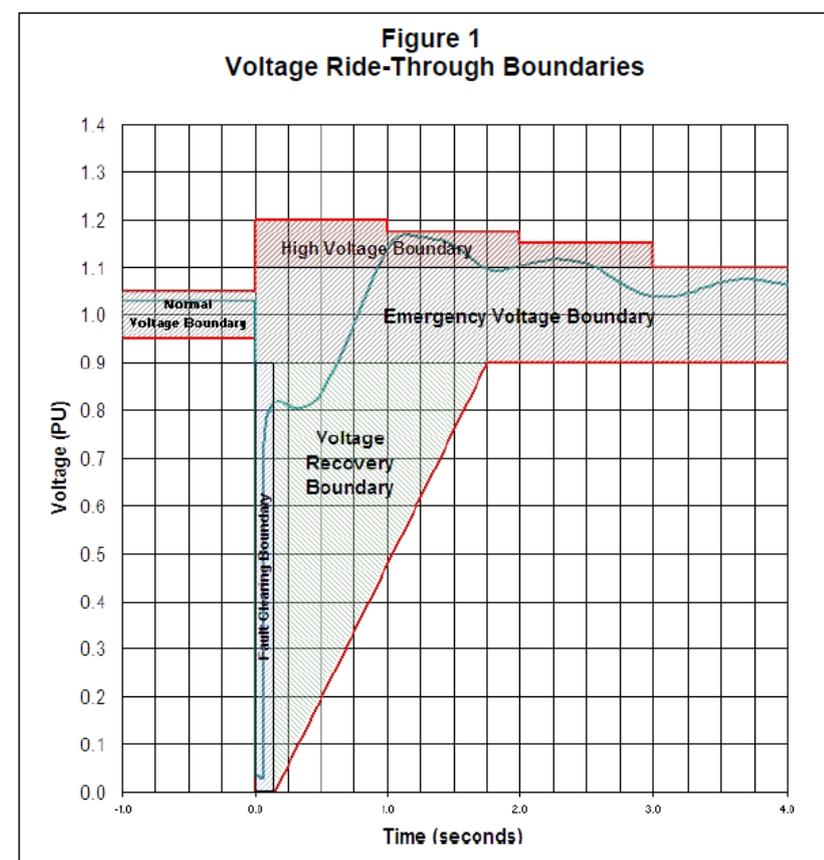
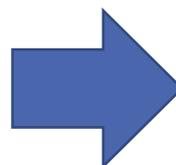
【本書の目的】

1. 特に、ゼロボルト 9サイクルのライドスルー要求について、WECC Low Voltage Ride Through (LVRT) StandardをFederal Energy Regulatory Commission (FERC) Order No. 661-Aと一致させる。
2. 新設の発電所に対しオンラインを維持する要求である、送電障害が解消されてから送電電圧が公称電圧の90% (0.90 pu) に戻るまでの間に発生する電圧回復変動の境界を定義する。
3. 新設の発電所に対しオンラインを維持する要求である、**送電障害が解消されてから、送電電圧が公称電圧の110% (1.10 pu) に戻るまでの間に発生する高電圧変動の境界を定義する。**



障害解消後の風力発電所付近での高電圧変動は、風力発電所に併設されるシャントキャパシター、力率改善用機器、電圧調整機器により影響する。

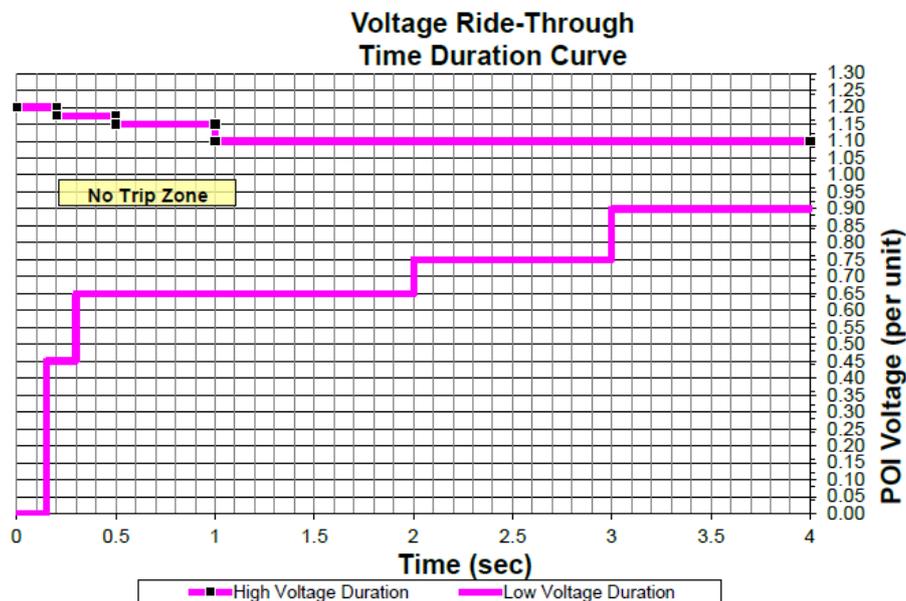
→
シミュレーションと海外事例を参考に、WECCにおける High Voltage Ride-Through Curveを検討した。



■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through

-1/2

PRC-024— Attachment 2



Ride Through Duration:

High Voltage Ride Through Duration		Low Voltage Ride Through Duration	
Voltage (pu)	Time (sec)	Voltage (pu)	Time (sec)
≥1.200	Instantaneous trip	<0.45	0.15
≥1.175	0.20	<0.65	0.30
≥1.15	0.50	<0.75	2.00
≥1.10	1.00	<0.90	3.00

-3 改定

PRC-024 — Attachment 2
(Voltage No-Trip Boundaries – Eastern, Western, and ERCOT Interconnections)

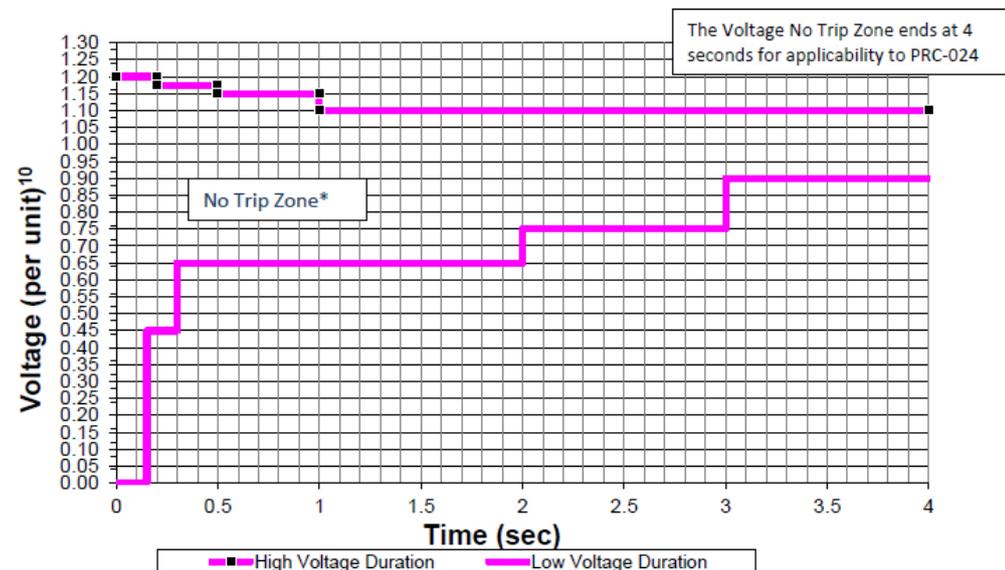


Figure 1

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone" 境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

Voltage Boundary Data Points

High Voltage Duration		Low Voltage Duration	
Voltage (pu)	Minimum Time (sec)	Voltage (pu)	Minimum Time (sec)
≥1.200	0.00	<0.45	0.15
≥1.175	0.20	<0.65	0.30
≥1.15	0.50	<0.75	2.00
≥1.10	1.00	<0.90	3.00
<1.10	4.00	≥ 0.90	4.00

Table 1

イベント開始と終了の時間を明確化

■ 電圧上昇側 Voltage Ride Through

-3 改定 Quebec系統での要求を追加

PRC-024— Attachment 2a
(Voltage No-Trip Boundaries – Quebec Interconnection)

インバーター電源は、電圧上昇の間、トリップするか電流注入を停止するよう設定できる。

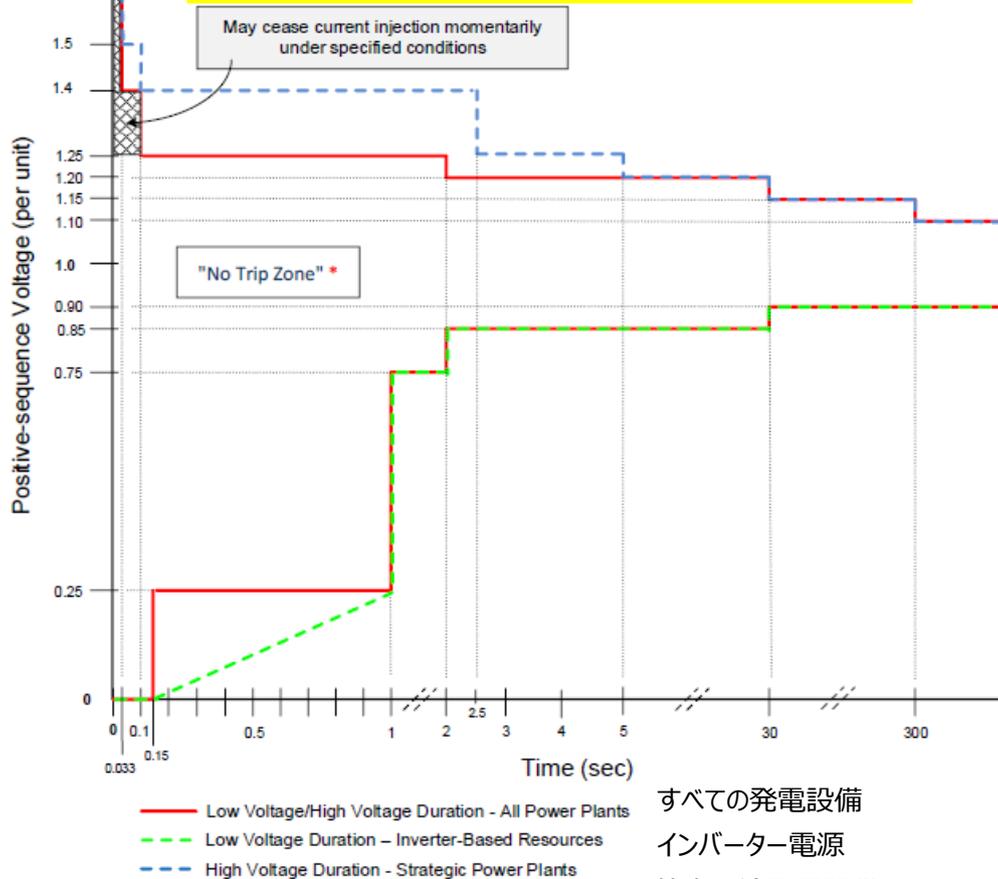


Figure 1

すべての発電設備
インバーター電源
特定用途発電設備

送電線計画者がPRC-024付属書2aを満たすために必要な電圧保護設定よりも緩やかな電圧保護設定を許可する場合、発電機所有者または送電線所有者は、地域ごとの送電線計画検討結果に基づき、その電圧回復特性内で設定することができる。

Voltage Boundary Data Points – Quebec Interconnection

High Voltage Duration for all Power Plants		High Voltage Duration for strategic Power Plants	
Voltage (pu)	Minimum Time (sec)	Voltage (pu)	Minimum Time (sec)
---	---	>1.50	0.033
>1.40	0.033	>1.40	0.10
>1.25	0.10	>1.25	2.50
>1.20	2.00	>1.20	5.00
>1.15	30	>1.15	30
>1.10	300	>1.10	300
≤1.10	continuous	≤1.10	continuous

Table 1

Voltage Boundary Data Points – Quebec Interconnection

Low Voltage Duration for all Power Plants		Low Voltage Duration for Inverter-Based Resources	
Voltage (pu)	Minimum Time (sec)	Voltage (pu)	Minimum Time (sec)
<0.25	0.15	<0.25	3.4*V(pu)+0.15
<0.75	1.00	<0.75	1.00
<0.85	2.00	<0.85	2.00
<0.90	30	<0.90	30
≥0.90	continuous	≥0.90	continuous

Table 2

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

境界値は保護装置の整定値ではないことを明記

- 市場要件では、Mandatory Frequency Response と Obligatory reactive power service について、グリッドコードに従った範囲でのサービス提供を定めている。

種類	商品	市場要件	接続要件、備考
Frequency Response	Enhanced Frequency Response (EFR)	<ul style="list-style-type: none"> 検討中 	
	Firm Frequency Response (FFR)	<ul style="list-style-type: none"> 適切な計測器を持っていること。 FFRの事前資格審査に合格すること。 最低 1MW の応答エネルギーを供給すること。 指示されたとき、その指示されたレベルの需要／発電量で運転する（指示された周波数 応答能力を達成するために）。 動的応答のために周波数に敏感なモードで動作する能力（指示されたとき）、または非動的応答のために自動リレーを介してそのMWレベルを変更する能力を有する。 自動記録装置による通信を行うこと。 1 台の FFR ユニットが同一敷地内にある 2 箇所以上のサイトで構成される場合、単一の連絡・制御窓口を通じて指示・受信が可能であること。 	
	Mandatory Frequency Response (MFR)	<ul style="list-style-type: none"> 3～5 パーセントのガバナードロップ特性を有すること。ドロープはグリッドコード <u>CC6.3.7 (C)(ii)</u> で次のように定義されている。「発電ユニットの場合は速度の定常変化、パワーパークモジュールの場合は周波数の定常変化と、発電ユニットまたはパワーパークモジュールの出力の定常変化の比。 周波数変化に対応するため、自動制御システムを通じて、同期発電による連続的な変調電力応答を提供することが可能であること。 Primary response -事象発生から 10秒以内に提供される応答で、さらに20秒間持続することができる。 Secondary response -事象発生から30秒以内に行われる応答で、さらに30分間持続することができる。 High frequency response -事象発生から10秒以内に応答が行われ、無期限に持続することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> CC6.3.7 ECC.6.3.7.1 PC.A.5.4.3.1 (d) ECC.6.3.7.3.3 OC.4.3.4.1.10

種類	商品	市場要件	接続要件、備考
Frequency Response	LFS (Low Frequency Static)	<ul style="list-style-type: none"> • Trigger level: 49.6Hz • Full response: within 1 sec • Duration: 30 minutes. 	
	DLH (Dynamic Low High)	<ul style="list-style-type: none"> • Mandatory Frequency Response と似ているが、Primary, Secondary, High response の供給量が同じであることが必要 	
	Dynamic Containment (DC)	<ul style="list-style-type: none"> • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Small linear: +/-0.015 -0.1 (5% at +/-0.1Hz) • Full delivery: +/- 0.5Hz is 100% • Full delivery: 1 sec (but no faster than 0.5 sec) 	
	Dynamic Moderation (DM)	<ul style="list-style-type: none"> • Speed of response: 1 sec • Delivery range: +/-0.1 -0.2 Hz • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Initial linear range: +/-0.015 -0.1 (5% at +/-0.1Hz) • Second linear range: +/-0.1 -0.2 (100% at +/-0.2Hz) • Max ramp start: 0.5 sec 	
	Dynamic Regulation (DR)	<ul style="list-style-type: none"> • Speed of response: 10 sec • Delivery range: +/-0.015 -0.2 Hz • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Initial linear range: +/-0.015 -0.2 (5% at +/-0.2Hz) • Max ramp start: 2 sec 	

種類	商品	市場要件	接続要件、備考
Reserve	Fast Reserve	<ul style="list-style-type: none"> 有効電力供給は、出力指示から2分以内に開始する必要がある。 25MW/分を超える出力レートであること 予備力は、最低15分間持続可能でなければならない。 最低25MWの供給が可能であること 	
	Short Term Operating Reserve (STOR)	<ul style="list-style-type: none"> 最低3MWの発電または安定した需要の削減 最大20分以内の指示への対応 最低2時間の応答維持 1200分以内の回復時間で再度応答する。 	
	Demand Turn Up	<ul style="list-style-type: none"> 参加資格は1MW。0.1MW以上のサイトから集計することができる。参加基準を満たせば、4.2MWのようなメガワット未満の端数も許容される。 分単位または30分単位の計測が可能で、携帯電話や固定電話、電子メールにアクセスできる環境があれば、追加の設備は必要ない。 1回の指示でどれくらいの時間デマンドターンを提供できるかをTSOが確認し、指示を出す際にはこれを超えないようにする。 プロバイダーが対応すべき、指示の平均通知時間（＝プロバイダーが指示を受けてからサービスの提供を開始するまでの時間）は、個々のプロバイダーの能力に依存する。2018年の平均は6時間6分。 1日のうち、あるいは1週間のうち、サービスが必要とされる可能性が高い時間帯があり、これらは「アベイラビリティ・ウィンドウ」と呼ばれ、5月、9月、10月（基準月）の23:30～08:30、6月、7月、8月（ピーク時）の23:30～09:00、土・日・祝日の午後、5月～10月の13:00～16:00 指示は電子メールで発行され、サポート用のSMSがプロバイダーに送信される。電子メールには、メガワット対応の詳細と、メガワット対応が必要となる時間帯が記載されている。プロバイダーは、電子メールによる指示の発行から30分以内に、指示を受け取ったことを確認する必要がある。 	

種類	商品	市場要件	接続要件、備考
Reserve	Super SEL	<ul style="list-style-type: none"> 最低10MWのフットルーム SEL削減までの予告期間は最大6時間前 	
	BM start up	<ul style="list-style-type: none"> 89分以内のBMタイムスケールでの指示に応答して同期を可能にするために、発電ユニットを準備する能力を有すること。典型的には、同期時間を短縮するために、発電ユニットを暖機することである。 ホットスタンバイになる前に、いつでも起動プロセスを終了させることが可能であること。 ホットスタンバイに入ると、プロバイダは、89分以内にシステムへの同期を可能にするために、合意した期間、ユニットを準備状態に維持できなければならない。 	
	Replacement Reserve (RR)	<ul style="list-style-type: none"> 最低1MWの容量 30分以内の応答時間 15分以上配信を維持する能力 プライマリまたはセカンダリ-BMUとして登録されていること 	
	Operating Reserve Negative Reserve	<ul style="list-style-type: none"> 検討中 	

種類	商品	市場要件	接続要件、備考
Reactive Power	Obligatory reactive power service (ORPS)	<ul style="list-style-type: none"> • 発電機が送電系統への接続条件として無効電力サービスを提供する場合、ORPSの要件は、グリッドコード CC 6.3.2 項に規定されている。 • BMU 末端の力率が 0.85 遅れと 0.95 進みの間のどの点においても、定格出力 (MW) を供給することができること。 • BMU の短絡比が 0.5 未満であること。 • 定常状態における無効電力出力を、400kV、275kV、132kV およびそれより低い電圧の電圧範囲 ±5% 以内で十分に利用できるようにすること。 • BMUの全運転範囲において、不安定になることなくBMUの端子電圧を一定に制御するために、連続的に作用する自動励磁制御システムを有するものであること。 • 無効電力に関する指示は、通常、電子ディスプレイロギング (EDL) システムを介して TSOから発電機に送られる。発電機は通常、2分以内に目標MVA_rレベルに到達するよう指示される。この目標は、発電機の性能表に記載されている無効性能能力の範囲内になる。 	<ul style="list-style-type: none"> • CC.6.3.2
	Enhanced reactive power service (ERPS)	<ul style="list-style-type: none"> • 発電機が送電系統への接続条件として無効電力サービスを提供する場合、ERPSでは、無効電力能力は、ORPS の最低技術要件を超えなければならない。 • サービス提供は、入札で落札された商用サービス契約に沿って行われる必要がある。 • 発電機は一般に、2分以内に到達しなければならない目標MVA_rレベルを提供するよう指示される。 • 無効電力の指示は通常、電子派遣記録 (EDL) システムを介して当社から発電機に送信される。 	

- DS3 SYSTEM SERVICES AGREEMENT に市場要件(Minimum Technical Requirement, Payment Condition(トリガ周波数、SNSP等により条件が変わる))が定められている。
- このAgreementとグリッドコードの間に矛盾がある場合、反対の意図が明示されていない限り、その矛盾の範囲においてグリッドコードの規定が優先される。疑義を避けるため、供給ユニットは、グリッドコードに従って動作する能力および本契約の規定に従って動作する能力を有していなければならない。TSOによってこれらのモードのいずれかで動作するように指示される場合がある。
- サービスプロバイダは、本契約の期間中、規制当局からサービスプロバイダに付与された軽減措置に従い、DS3システムサービスの提供に関連するグリッドコード、配電コード、ネットワークコードおよびプロトコル（該当する動作パラメータを遵守できない場合は当社への宣言を含む）を遵守する。
- サービスプロバイダは、グリッドコードの変更または修正に伴うDS3システムサービスの運用方法変更を目的としての追加費用を負担する義務がある。
- SSRP (Steady State Reactive Power) は、Agreement本文中においてグリッドコードに従った範囲でのサービス提供を定めている。

種類	商品	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
SIR	Synchronous Inertial Response	<ul style="list-style-type: none"> • 同期慣性応答（SIR）は、中央配電型同期供給装置の運動エネルギー（周波数50Hzの場合）にSIR係数（SIRF）を乗じたものである。 • SIRF は、発電ユニットとして動作する同期供給ユニットについて、最小値 15 秒、最大値 45 秒でなければならず、運用要件を通じて決定される供給ユニットの能力に基づいて決定される。 • 無効電力制御を提供できる同期補償装置または無効電力制御を提供できる同期電動機として動作する 同期供給ユニットに対するSIRFは、45秒に設定されている。 • (Stored kinetic energy) x(SIR Factor – 15) x the percentage of the Trading Period where the Providing Unit is Synchronised to the Power System 	<ul style="list-style-type: none"> • Schedule 4 Part A 	

種類	商品	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
FFR	Fast Frequency Response	<ul style="list-style-type: none"> 高速周波数応答（FFR）は、事象の開始後 2 秒以内に供給ユニットから完全に利用可能で、事象の開始後最大 10 秒まで持続可能な、事故前の MW 出力または MW 削減と比較して必要な追加 MW 出力または MW 削減のことである。2秒から10秒の時間枠で提供される余分なエネルギーは、10 秒から20秒の時間枠で、事故前のMW出力またはMW削減量を下回るMW出力またはMW削減量によるエネルギーの損失よりも大きくなければならない。 風力・太陽光は、Active Power Control (APC) Modeでヘッドルーム5%時に適用 Eirgrid は、リザーブトリガー、リザーブドループ、FFR軌道、リザーブステップサイズ及びリザーブステップトリガーを適切に指定する。FFR の有効化及び無効化、並びにリザーブトリガー、リザーブドループ、FFR トラジェクトリー、リザーブステップサイズ及びリザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid からリアルタイムで要求でき、Eirgrid が別途合意しない限り 60 秒以内に提供ユニットにより実施されなければなりません。 特に断りのない限り、FFRの計算で使用される全ての数量は接続点で参照され、必要に応じてそうでない値を変換するために変換係数が使用される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part B 	<ul style="list-style-type: none"> CC.7.3.7 CC.7.5.7 OC.4.3.4.1.8 OC.4.3.4.1.9 OC.4.3.4.1.10 PPM1.5.3
POR	Primary Operating Reserve	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 5 and 15 seconds 風力・太陽光は、Active Power Control (APC) Modeでヘッドルーム5%時に適用 リザーブに適切なりザーブトリガー、リザーブドループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	

種類	商品	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
SOR	Secondary Operating Reserve	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 15 to 90 seconds 風力・太陽光は、Active Power Control (APC) Modeでヘッドルーム5%時に適用 リザーブに適切なリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	
TOR1	Tertiary 1 Operating Reserve	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 90 seconds to 5 minutes 風力・太陽光は、Active Power Control (APC) Modeでヘッドルーム10%時に適用 リザーブに適切なリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	
TOR2	Tertiary 2 Operating Reserve	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 5 minutes to 20 minutes リザーブに適切なリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	

種類	商品	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
RRD	Replacement Reserve (De-Synchronised)	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 20 minutes to 1 hour リザーブに適切なリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	
RRS	Replacement Reserve (Synchronised)	<ul style="list-style-type: none"> MW delivered between 20 minutes to 1 hour リザーブに適切なリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーをEirgrid から指定される。POR、SOR、TOR1 の有効化・無効化、およびリザーブトリガー、リザーブドグループ、リザーブステップサイズ、リザーブステップトリガーの変更は、Eirgrid がリアルタイムで要求でき、Eirgridが別途合意しない限り、その要求から60秒以内に提供ユニットによって実行される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 2 	
RM1	Ramping Margin 1 Hour	<ul style="list-style-type: none"> サービスプロバイダに出力指示を出してから1時間以内に供給ユニットが提供できるMW出力またはMW削減量の増加であり、1時間が経過した後さらに2時間維持できること。これは、その3時間の中で最も低い稼働率によって制限される。 増加したMW出力および/またはMW削減量は、その3時間の中で最も低い稼働率に制限される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part D 	
RM3	Ramping Margin 3 Hour	<ul style="list-style-type: none"> サービスプロバイダに出力指示を出してから3時間以内に供給ユニットが提供できるMW出力またはMW削減量の増加であり、3時間の経過後さらに5時間維持できること。 増加したMW出力および/またはMW削減量は、その8時間の中で最も低い稼働率によって制限される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part D 	
RM8	Ramping Margin 8 Hour	<ul style="list-style-type: none"> サービスプロバイダに出力指示を出してから8時間以内に供給ユニットが提供できるMW出力またはMW削減量の増加であり、8時間経過後さらに8時間供給ユニットが維持できること。 増加したMW出力および/またはMW削減量は、その16時間の中で最も低い稼働率によって制限される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part D 	

種類	商品	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
SSRP	Steady State Reactive Power	<ul style="list-style-type: none"> サービスプロバイダは、グリッドコードの技術的要件及び供給ユニットの関連する運転パラメータに従って定常無効電力を提供しなければならない。グリッドコードに規定がない場合、供給ユニットは、ディスパッチャブル WFPS のグリッドコードに規定された基準に従って定常無効電力を提供しなければならない。 定常無効電力の計算に使用される全ての量は、グリッドコードに別段の定めがない限り、従来型発電ユニットの場合は発電ユニット端末で参照され、それ以外の場合は接続点で参照される。 (Mvar capability)*(% of capacity that Mvar capability is achievable) 0MWでサービスを提供できること（許容範囲内で） AVR 制御を有すること（それはテストおよび承認済みであること） 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 3 	<ul style="list-style-type: none"> CC.7.3.6 CC.7.3.8 PPM 1.6.3
DRR	Dynamic Reactive Response	<ul style="list-style-type: none"> 動的無効応答（DRR）とは、電力系統に接続された供給装置が、接続点の公称電圧の 30%を超える電圧ディップに対して無効電流を供給する能力である。必要とされる無効電流の量は、接続点の公称電圧において、供給装置の登録容量の 31%に相当する大きさの無効電力（Mvar）を少なくとも達成すること。無効電流は、立ち上がり時間が 40ms 以下、かつ、立ち下がり時間が 300ms 以下で供給されること 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part E 	
FPFAPR	Fast Post Fault Active Power Recovery	<ul style="list-style-type: none"> 900ms 以内に解除された障害による供給ユニット接続点の電圧が、250ms 以内に供給ユニットの MW 出力が障害前の MW 出力値の少なくとも 90%に回復すること。提供ユニットは、電力系統に有効電力を供給していなければならない、かつ、障害発生後少なくとも 15 分間は電力系統に接続されたままでなければならない。 特に断りのない限り、FPFAPR の計算に使用される全ての量は接続点を基準とし、必要な場合、そうでない 値の変換に変換係数が使用される。 	<ul style="list-style-type: none"> Schedule 4 Part C 	

- 発電設備技術別の市場商品に対する能力割合の関係を下表に示す。太陽光・風力の導入量に対する調整力・無効電力市場への貢献割合は現状低い(下図赤枠部)

Type of technology	Capability maturity	FFR	POR	SOR	TOR1	TOR2	RRS	RRD	SSRP	SIR	RM1	RM3	RM8
ガスタービン	Gas Turbine - Flexible	Established											
HVDC	DC interconnector	Established											
DR対象(エアコン、ヒートポンプ、家庭用電気製品、EV等)	Demand Response - Residential	Developing / New											
DR対象(非常用発電機、産業設備等)	Demand Response - Industrial	Established											
DR対象(非常用発電機所有の大口需要家)	Demand Response - LEDU	Developing / New											
蓄電設備(平均2時間サービス提供)	ESPS - Energy & Reserve	Developing / New											
蓄電設備(系統用平均30分維持)	ESPS - Reserve-Only	Established											
蓄電設備(平均6時間持続)	ESPS - Long Duration	Developing / New											
太陽光・風力	VRES	Developing / New											

Capability as a % of Installed Capacity

Low Medium High No contribution

Table 2: Capability contribution (i.e. Capability as a percentage of Installed Capacity) for some technologies

4. 調査結果：市場要件の整理：アイルランド

- 現時点でTSOが市場商品適合を実証済と認識している技術の一覧。サービスプロバイダーはコンプライアンス審査に合格し、性能面ですべてのサービス提供基準を満たす必要がある。また、ある技術が複数のサービスで実証済みとされても、その技術がこれらすべてのサービスを同時に提供できることを意味するものではない。サービスによっては、特定の運用形態でしか提供できないものもある。

For each DS3 System Service, the "Proven List" sets out the technologies which the TSOs consider to be proven at this time for procurement purposes. The designation of a technology as "proven" does not entitle any individual service provider to a DS3 System Services contract. Each individual service provider must pass the compliance assessment and meet all service provision standards in terms of performance.

Also, while a technology may be considered proven for multiple services, this does not mean that it can provide all of these services at the same time. Some services can only be provided in certain operational modes.

Finally, for some types of service provider (e.g. windfarms, pumped hydro), the ability of the service provider is dependent

先述の商品種類:左から

FFR,POR,SOR,TOR1,TOR2,RR(S),RRD,RM1,RM3,RM8,SSRP,DRR,SIR,FPFAPR

Type of Service Provider		Sub-technology (fuel / operational specific)	FFR	POR	SOR	TOR1	TOR2	RR (S)	RRD	RM1	RM3	RM8	SSRP	DRR	SIR	FPFAPR	
Thermal/Hydro - Centrally Dispatched Generating Unit - CDGU 火力・水力	Coal	石炭	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Combined Cycle Gas Turbine - CCGT	CCGT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Open Cycle Gas Turbine - OCGT	OCGT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Distillate Oil	蒸留油	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Peat	泥炭	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Anaerobic Digester / Waste to Energy	バイオガス	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Combined Heat and Power	CHP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Biomass	バイオマス	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Hydro	水力		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Wind Power - WFPS	風力	Wind Farm	ウインドファーム	x	x	x	x						x	x		x	
Storage	蓄電設備	Solid State Batteries e.g. Lithium Ion	固体電解質&リチウムイオン電池	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	
		Flywheels (Non-Synchronous)	フライホイール	x	x	x	x										
		Pumped Hydro	揚水	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
		Compressed Air Energy Storage	蓄圧	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Synchronous Compensator	同期補償装置	Synchronous Compensator		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
HVDC Interconnector	HVDC送電	Direct Current – Voltage Source Converters - VSC	VSC	x	x	x	x	x						x	x		x
		Direct Current – Line Commutated Converter LCC	LCC	x	x	x	x	x									
Aggregated Service Providers	アグリゲートサービス プロバイダー	Aggregated Generation Units (fossil-fuel based) - AGU	化石燃料電源	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
		Industrial Demand Side Units (demand response) - DSU	ダイヤモンドレスポンス	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
		Residential Demand Side Mangement (demand response) - RDSM	(産業用/家庭用)														
Solar Power	太陽光	Solar Photovoltaic	太陽光パネル														
		Solar Thermal	太陽熱														
		Concentrated Solar	集光														
Ocean Energy	海洋	Tidal	潮汐力														
		Wave	波力														

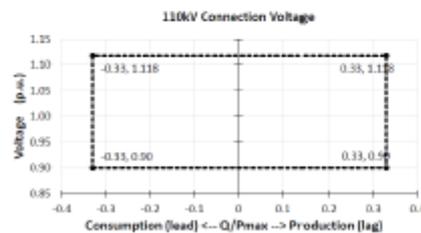
- Grid Codeで発電設備に求める機能要件 CC.7.3.6, CC.7.3.8, PPM1.6.3 が、市場商品のSSRP (Steady State Reactive Power) と関係する。例としてPPM1.6.3(左図)とSSRP市場要件(右図)を示す。
- PPM1.6.3では発電設備(Power Park Module)に対し連系点での無効電力能力を定めている。SSRPの市場要件ではSSRPサービス提供者に対しGrid Codeに準じた無効電力供給できること、支払いについて定めている。

ケーパビリティ (グリッドコードで定められる)

EirGrid Grid Code

PPM1.6.3 Reactive Power Capability

“PPM1.6.3.4 Without prejudice to PPM1.6.3.1, Controllable PPMs shall comply with the following Reactive Power requirements at Registered Capacity at the Connection Point;”



Available requirements for different voltage levels

連系点における登録容量における無効電力要件に準拠する。

ユーティリゼーション (コストベースの市場)

EirGrid

DS3 System Services Agreement Schedule 3: Steady-State Reactive Power (SSRP)

“1. Minimum Technical Requirements. The Service Provider must provide Steady-State Reactive Power in accordance with the technical requirements of the Grid Code where applicable and the relevant Operating Parameters for the Providing Unit.”

“3. Steady-State Reactive Power – Available Volume, Payment and Performance Assessment
The basis for payments for Steady-State Reactive Power (SSRP) is the calculation of the SSRP Available Volume* of the Providing Unit over a Trading Period.”

*Available Volume is a function of reactive power, min output, registered capacity, etc.

1. サービスプロバイダーは、グリッドコードの技術要件（必要に応じて）、および供給ユニットの関連運転パラメータに従って、静止型無効電力を提供しなければならない。
3. 静止型無効電力（SSRP）に関する支払いは、取引期間中の供給ユニットのSSRP利用可能電力量*の計算に基づく。
*無効電力、最小出力、登録容量等の関数

- 英語版(最新はデンマーク語) ANCILLARY SERVICES TO BE DELIVERED IN DENMARK - TENDER CONDITIONS Effective from 20 January 2021 に商品別の要件が定められている。
- 風力発電機や太陽光発電パネルのグループは、単独で各種アンシラリーサービス市場に入札することはできない。風力タービンや太陽光パネルが、太陽・風力資源の故障により必要な性能を発揮できない場合に、供給を保証するために、他の種類の発電機と一緒に入れることがある。

エリア	商品	市場要件	商品概要
DK1: 西側	Primary reserve, FCR	<ul style="list-style-type: none"> ● 基準周波数50Hzに対して最大±200mHzの周波数偏差で供給する必要がある。これは通常49.8～50.2Hzの範囲を意味する。不感帯は +/-20 mHz が許容される。 ● 予備は、最低限、20～200mHz の周波数偏差でリニアに供給されなければならない。起動した予備の前半は 15 秒以内に供給され、後半は +/-200 mHz の周波数偏差で 30 秒以内に完全に供給されなければならない。 ● 自動および手動調整リザーブに引き継ぐことができるまで、調整を維持することが可能でなければならないが、最低15分でなければならない。 ● 調整終了後、15分後にリザーブを再確立しなければならない。 ● 周波数測定の精度は10mHz以上でなければならない。周波数測定の感度は、 +/-10 mHzより良くななければならない。 ● 市場参加者のSCADAシステムの分解能は1秒以上でなければならない。選択された信号は周波数偏差に対するプラントの反応を記録できなければならない。供給者は、少なくとも1週間は信号を保存しなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> ● Primary reserveは自動的に行われ、制御装置によって系統周波数偏差に対応する発電ユニットまたは需要ユニットによって提供される。 ● 毎日オークションで調達(2021年の必要量は ±20MW)
	aFRR supply capability	<ul style="list-style-type: none"> ● 15分以内に応答完了すること 	<ul style="list-style-type: none"> ● Energinet は、aFRRの供給能力を毎月オークションで1ヶ月ずつ調達する。(西部で ±90MW、東部で±12MW)

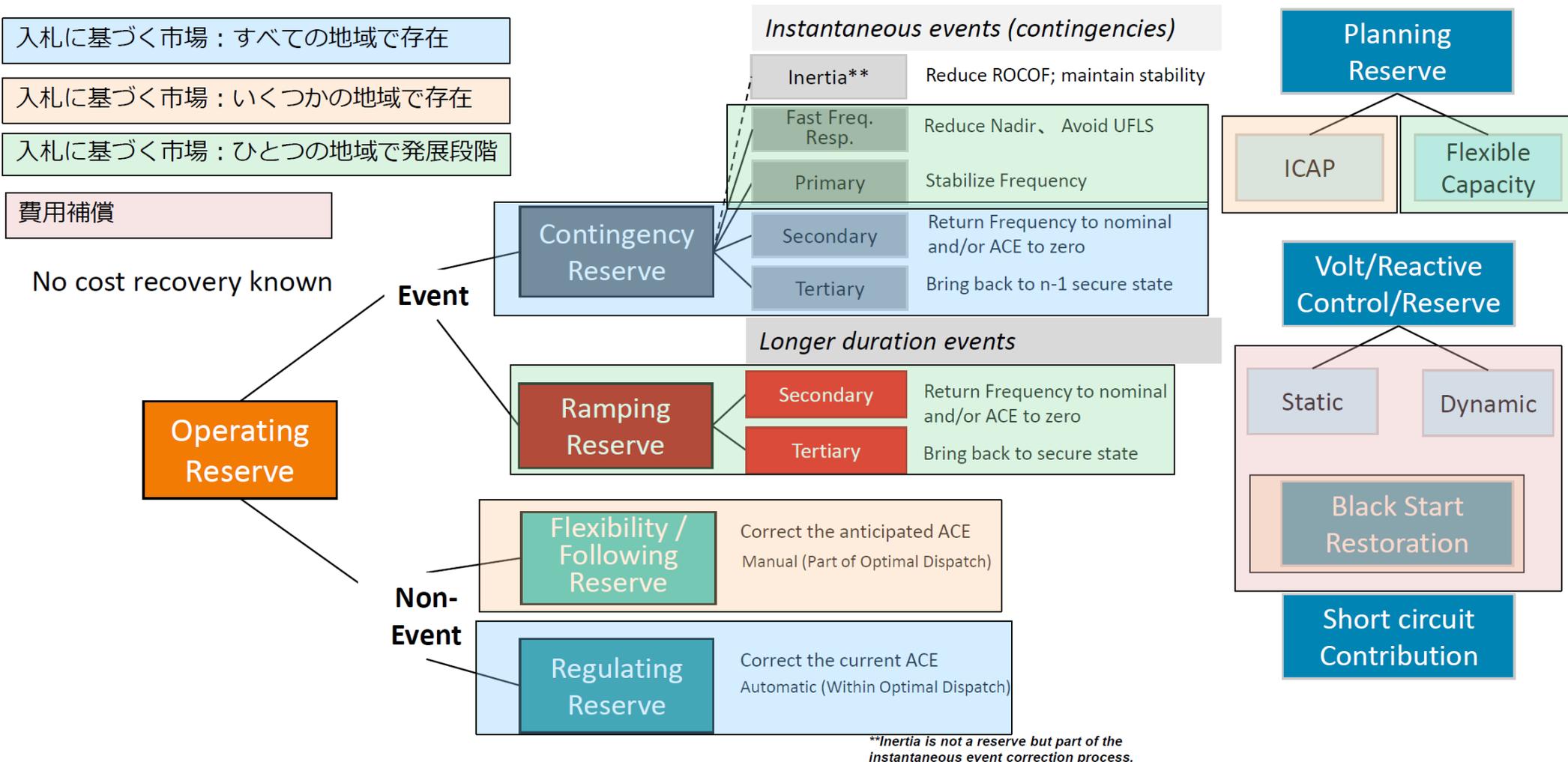
エリア	商品	市場要件	商品概要
	Secondary reserve, aFRR	<ul style="list-style-type: none"> • 15分以内に供給すること • Energinet のコントロールセンターから発電設備の以下の情報にオンラインアクセスが可能であること。 <ul style="list-style-type: none"> - ステータスレポート、発電または需要ユニットのイン/アウト - 発電量と需要量のオンライン測定 (MW) - 現在可能な予備量(MW) - 現在の最大上昇勾配 (MW/min.) - 現在の上方規制時定数 (秒) - 現在可能な下降予備量(MW) - 現在の最大下降勾配 (MW/min.) - 現在の下降時定数(秒) 	<ul style="list-style-type: none"> • Energinetから受信した上方および下方への規制のための信号に反応する発電ユニットまたは需要ユニットによって提供される。 • ±100MWを毎月オークションで1ヶ月ずつ調達する。
DK1: 西側	Manual reserves, mFRR	<ul style="list-style-type: none"> • マニュアルリザーブは、発動後15分以内にすべて供給する必要がある。 • マニュアルリザーブを供給する個々の発電または需要装置は、Energinetのコントロールセンターに情報技術を介して接続されていなければならない。コントロールセンターは、少なくとも以下の項目にオンラインでアクセスできなければならない。 <ul style="list-style-type: none"> - 発電機または需要機のイン/アウトに関するステータスレポート - 発電機または需要機の測定値 - 接続点における正味の発電量または需要量 - バランス責任者による純発電量 • レポートおよび測定の要件および提供場所は、Energinetと合意しなければならない。 • IT接続およびメンテナンスに付随する費用は、供給者が負担しなければならない。 • 毎月オークションでEnerginetは最大300MWを90分のレスポンスタイムで購入する。300MWを超える必要量は、最大15分の応答時間を持つ発電所によって供給されなければならない。この条件で予約されたユニットについては、最大90分後に手動予備が完全に供給されなければならない。この条件なしで予約されたプラントでは、予備は15分後に完全に供給されなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> • Energinetのコントロールセンターによって軽度のアンバランスが発生した場合にaFRRとFCR-Nを緩和し、発電ユニットと相互接続に影響を与える停電または制限の場合にバランスを確保起動される手動による上下調節予備である。 • 毎日のオークションと毎月のオークションで提供され、DK1およびDK2において、各時間帯の需要を満たすために再要求される。DK1では日次入札で必要量の全量が、DK2では日次入札で必要量の40%、月次入札で必要量の60%が提供される。

エリア	商品	市場要件	商品概要
DK1: 西側	Properties required to maintain power system stability	<ul style="list-style-type: none"> • Energinet は、電力システムの安定性を維持するために必要な特性の調達を、異なる通知と期間において公告することを選択することができる。 <ul style="list-style-type: none"> a. 月単位で b. 週単位で c. 前日の早朝 d. スポット市場終了後、周波数制御サービスのオークションに参加する前 e. 周波数制御されたサービスのオークションと同時開催 f. 最初の運用スケジュールを受け取った後 g. 必要であれば稼働日中これらの特性を特徴とする容量が不足する場合、 • 電力システム運用者／バランス運用者は、十分なレベルのシステムセキュリティを確立するための措置を講じる。これは特別な規制および/または強制運転につながる可能性があり、Energinetのオペレータが電話で対応する。通知により許可された場合、電力システムの安定性を維持するために必要な特性の代替供給者から入札が行われる。特別な運転状況では、市場参加者は非常に短い通知で入札を提出するよう要求されることがある。強制運転は請求通りに決済される。可能な限り、入札または問題解決のための代替手段を入手する。そのため、市場参加者は比較的短期間に入札を行うよう求められることがあります。電力システムの安定性を維持するために必要な特性（例えば、送電または吸収されたMVarなど）に関連する実際のエネルギー供給に対する個別の支払いはない。 	<ul style="list-style-type: none"> • 電力システムの安定性を維持するために必要な特性は、主に短絡電力、慣性力、無効予備力、電圧制御からなる。 • 毎日、午後の終わりに最初の運転スケジュールを受け取った後、Energinetは次のようなチェックを行う。 <ul style="list-style-type: none"> - ロードフロー - 短絡電力 - N-1の状況 - 無効電力予備量 • 運用中に変更が生じた場合は、再度確認が必要。電力システムの安定性を維持するために必要な特性は、高圧送電網に接続されている中央発電所へのみ要求される。

エリア	商品	市場要件	商品概要
DK2: 東側	Fast Frequency Reserve, FFR	<ul style="list-style-type: none"> FFRは、50Hzの基準周波数に対して300、400、500mHzの周波数偏差、すなわち49.7、49.6、49.5Hzのいずれかで起動し配信する必要がある。この3つのオプションは、自由に選択することが可能。 周波数偏差の指定しきい値を超えると、リザーブが作動する。49.7Hzで起動する場合の最大起動時間は1.3秒。49.6Hzの場合は1.0秒。49.5Hzでは0.7秒。周波数制御外乱予備（FCR-D）の大部分が完全に起動するまで、継続可能でなければならない。これは、少なくとも5秒間は規制を継続し、その後1秒間に最大20%の非活性化、または非活性化の要件がない場合は30秒間の非活性化を行う必要があることを意味する。 リザーブは起動から15分後に回復させなければならない。 FFRのための周波数測定の精度は10mHz以上。周波数計測の感度は+/-10 mHz以上でなければならない。 市場参加者の SCADA システムの分解能は 1 秒以上でなければならない。選択された信号は周波数偏差に対するプラントの反応を記録できなければならない。供給者は少なくとも 1 週間は信号を保存しなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> FFRは、制御装置によって系統周波数偏差に対応する発電ユニットまたは需要ユニットによって提供される。 周波数が49.7/49.6/49.5Hz以下になると自動的に起動され、FCR-Dが完全に起動するまで有効。 系統のイナーシャに比例するため、総量は動的であり、1時間ごとに変化する。 Energinet は、1時間あたりのFFRを毎日、国内市場で競売により調達する。 FFRの必要性は冬季には存在しないことが多く、夏季の週末の夜間に最も高くなる。
	Frequency-controlled disturbance reserve, FCR-D	<ul style="list-style-type: none"> Frequency-controlled disturbance reserveは、以下のことができなければならない。 <ul style="list-style-type: none"> - 49.9~49.5 Hzの周波数で非反転電力を供給する。 - 5秒以内にレスポンスの50%を供給 - さらに25秒以内に残りの50%の応答を供給すること。 周波数測定の精度は、10mHzより優れていなければならない。周波数測定の感度は、+/-10 mHzより良くななければならない。 市場参加者の SCADA システムの分解能は、1 秒より良くなければならず、選択された信号は、周波数偏差に対する発電所の応答を記録することができなければならない。供給者は少なくとも 1 週間は信号を保存しなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数が49.9Hz以下に急激に低下した場合に自動的に起動され、バランスが回復するまで、または手動予備力が電力供給を引き継ぐまで、起動し続ける。毎日オークションで調達

エリア	商品	市場要件	商品概要
DK2: 東側	Frequency-controlled normal operation reserve, FCR-N	<ul style="list-style-type: none"> 基準周波数50Hzに対して±100mHzまでの周波数偏差で供給する必要がある。49.9～50.1Hzの範囲。供給はデッドバンドなしで行わなければならない。 リザーブは、最低限、0～100mHzの周波数偏差でリニアに供給されなければならない。起動した予備は、偏差の大きさに関係なく、150秒以内に供給されなければならない。 連続的にレギュレーションを維持することが可能でなければならない。 周波数制御された通常運転予備群の周波数測定の精度は、10mHzより優れていなければならない。周波数測定の感度は、+/-10 mHz よりも良くなければならない。 市場参加者の SCADA システムの分解能は、1 秒より良くなければならず、選択された信号は、周波数偏差に対する発電所の応答を記録することが出来なければならない。供給者は少なくとも 1 週間は信号を保存しなければならない。 	<ul style="list-style-type: none"> ENTSO-E RG北欧グリッドの合計要件は 600 MWで、Energinetはそのうちの一定割合を供給する義務があり、その割合は、ENTSO-E RG Nordic全体の発電量に対する東デンマークの発電量によって決まり、年に1回、暦年で一度に決定される。
	aFRR supply capability	<ul style="list-style-type: none"> 北欧のaFRR市場の要件に合致するプロフィールで、5分以内に応答完了すること 	
	Manual reserves, mFRR	<ul style="list-style-type: none"> DK1参照 	
	Properties required to maintain power system stability	<ul style="list-style-type: none"> DK1参照 	

- 電力市場と用途を示す。市場とは別に、電圧・無効電力制御機能による費用回収はISOとの契約内で補償される場合がある。



Adapted from Ela et al., *An Enhanced Dynamic Reserve Method for Balancing Areas*, EPRI, Palo Alto, CA: 2017. 3002010941.

- 市場商品の調達方法・用途・市場要件(ここではFERC/NERCに限定)・関係する接続要件を下表に示す。

商品	調達方法等	用途	市場要件文書	接続要件、備考
Inertia Service		<ul style="list-style-type: none"> 需給不均衡による系統周波数低下時の同期発電機による慣性力供給 		
Fast Frequency Response		<ul style="list-style-type: none"> 慣性と一次予備力の特性を兼ねる。周波数偏移のほぼ直後、数秒の周波数変化率を低減、周波数を上げ、連続的な注入により定常状態の周波数偏移を減らす(慣性のように瞬時ではない) 		
Primary Frequency Response	(ISOにより義務化)	<ul style="list-style-type: none"> システム周波数変動に対する発電機による自律応答であり、システム周波数を安定させるための応答 	<ul style="list-style-type: none"> BAL-003-1 	<ul style="list-style-type: none"> FERC Order 842 BAL-001-TRE-2
Secondary Contingency Reserves	Auction-based market	<ul style="list-style-type: none"> 発電・送電設備の計画外停止に対する予備力 	<ul style="list-style-type: none"> BAL-002 FERC Order 841 *1 	*1 将来的には蓄電設備も対象
Tertiary Contingency Reserves	Auction-based market	<ul style="list-style-type: none"> 一次・二次予備力の後に利用 		
Flexibility Reserves	Auction-based market	<ul style="list-style-type: none"> 通常運用時に使用 		
Regulating Reserves	Auction-based market	<ul style="list-style-type: none"> BAAのACEを最小限に抑えるために使用 	<ul style="list-style-type: none"> CPS1 CPS2 	<ul style="list-style-type: none"> CPS: BAL Standard 中の指標
Voltage Control and Reactive Power	Cost Recovery by Tariff Rates	<ul style="list-style-type: none"> 電圧制御と無効電力制御 		<ul style="list-style-type: none"> FERC Order 827 VAR-001-5
Black Start Service	Cost Recovery by Tariff Rates	<ul style="list-style-type: none"> ブラックアウト復元時の電源供給 		

- 米国では従来から、アンシラリーサービス市場ニーズから発電設備への要求を検討してきた経緯あり。

商品	用途	市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
Inertia Service				
Fast Frequency Response				• Nodal Operating Guide 2.3.1.2
Primary Frequency Response				• Nodal Operating Guide 2.2.7
Secondary Contingency Reserves	<ul style="list-style-type: none"> • Responsive Reserve • Non-spin reserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimum continuous energy when dispatched 	<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Protocols 8.1.1.2.1.2 	<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 2.2.4, 2.2.8, 2.2.10
Tertiary Contingency Reserves				<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 2.2.4, 2.2.8, 2.2.10
Flexibility Reserves				<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 2.3
Regulating Reserves	<ul style="list-style-type: none"> • Regulation Service 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulation up / Regulation down product • Frequency of signal (sec.), 4 sec. • Duration requirement (min.), 8 min. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Protocols 8.1.1.2.1.1 	<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 2.3, 2.2.4, 2.2.8, 2.2.10
Voltage Control and Reactive Power				<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 2.7
Black Start Service				<ul style="list-style-type: none"> • Nodal Operating Guide 4.8

- Grid Codeで発電設備に求める機能は、Nodal Operating Guide 2.7, Nodal Protocols 3.15.3 が、要件は、Nodal Protocol 6.6.7, 8.1.1.2.1.1 と関係する。例としてNodal Operating Guide 2.7.3.1 (左図)とNodal Protocol 8.1.1.2.1.1 (右図)を示す。
- Nodal Operating Guide 2.7.3.1では連系点での電圧制御範囲を定めている。Nodal Protocol 8.1.1.2.1.1では発電側に対し市場において無効電力供給により発生した機会損失コストの給付について定めている。

ケーパビリティ (グリッドコードで定められる)

ERCOT Nodal Operating Guides Section 2: System Operations and Control Requirements

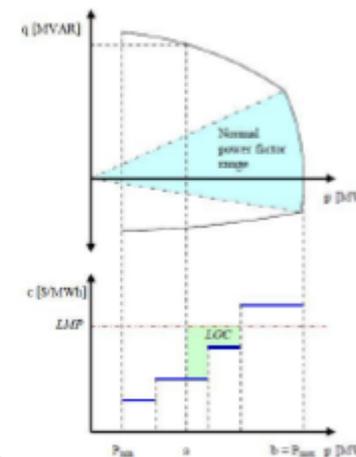
“2.7.3.1 Operational Guidelines (b): Except for Transmission Facilities that are designed to operate outside of normal operating limits, transmission voltage should not exceed 105% nor fall below 95% of the nominal voltage during normal operation of the system.”

通常運転限界外で動作するように設計された送電設備を除き、送電電圧がシステムの通常運転時の公称電圧の105%を超えること、または95%を下回することは望ましくない。

ユーティリゼーション (コストベースの市場)

ERCOT Nodal Protocols 8.1.1.2.1.1

Provision payments of lost opportunity costs in the energy markets.



If a resource provides reactive power while reducing energy below its optimal operating point, the ISOs will provide a lost opportunity cost, similar to the lost opportunity costs provided for operating reserve.

ある電源がエネルギーを最適動作点より下に落としながら無効電力を供給した場合、ISOは供給予備力に対して提供される機会損失コストに類する機会損失コストを給付する。

商品		市場要件	市場要件文書	接続要件、備考
Inertia Service				
Fast Frequency Response				
Primary Frequency Response				<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.7.3, 9.6.2.1 TARIFF Appendix T 1.8.3
Secondary Contingency Reserves	<ul style="list-style-type: none"> Spinning Reserve Non-spinning Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> 30min, Minimum continuous energy when dispatched 	<ul style="list-style-type: none"> BPM Market Operations, 4.6 	<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.6.4.2 TARIFF Appendix T 1.8.3.1
Tertiary Contingency Reserves				<ul style="list-style-type: none"> 同上
Flexibility Reserves	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Ramping Constraint (existing) / Flexible Ramping Product (forthcoming) – both are upward and downward reserves 	<ul style="list-style-type: none"> Time Requirement 15 mins, 5 mins 	<ul style="list-style-type: none"> BPM (Business practice manuals) Market Operations, 4.6 	<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.6.4 TARIFF Appendix T 1.8.3
Regulating Reserves	<ul style="list-style-type: none"> Regulation Up, Regulation Down 	<ul style="list-style-type: none"> Regulation up / Regulation down product Frequency of signal, 4 sec. Duration requirement, 15 min. 	<ul style="list-style-type: none"> Tariff 8.4.1.1, Appendix K BPM Market Operations 4.6 	<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.6.4.2, 13.5 TARIFF Appendix T 1.8.3.1
Voltage Control and Reactive Power				<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.6, Appendix H. iii TARIFF Appendix T 1.8.7, Appendix 7
Black Start Service				<ul style="list-style-type: none"> TARIFF APPENDIX V 9.7.1.3

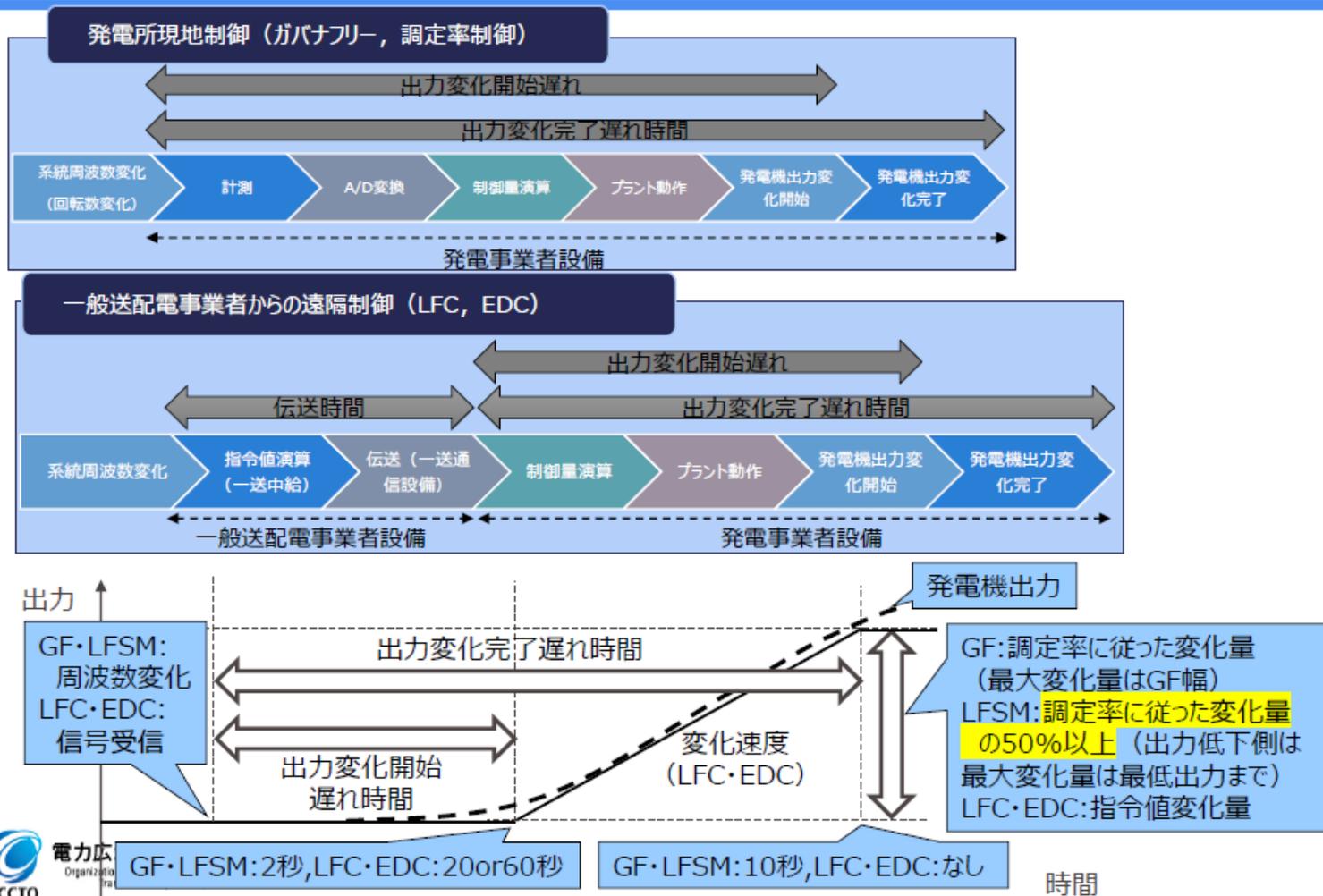
価値区分	市場	商品	市場要件	系統連系技術要件	備考
kWh価値	卸電力市場 ・ ベースロード市場 ・ 電力取引市場 ・ 先渡市場 ・ スポット市場 ・ 時間前市場 ・ 連系線利用			・ 新設は契約時の技術要件を適用	
kW価値	容量市場			・ 新設は契約時の技術要件を適用	・ VPP/DRを活用しアグリゲーターによる市場参入
ΔkW価値	調整力公募 ↓ 需給調整市場	・ 三次②（低速枠） ・ 三次①（EDC-L） ・ 二次②（EDC-H） ・ 二次①（LFC） ・ 一次（GF相当枠）	*1 ・ 応動時間 ・ 継続時間 ・ 最低入札量	・ 新設は契約時の技術要件を適用（第7回検討会で議論、次ページ参照）	*1 2021年度調達開始の三次②の要件、3次①は2022年度、他は2024年度以降調達開始 ・ VPP/DRを活用しアグリゲーターによる市場参入
環境価値	非化石価値取引市場			・ 新設は契約時の技術要件を適用	
kW/kWh	ネガワット取引市場			・ 新設は契約時の技術要件を適用	・ DRを活用しアグリゲーターによる市場参入
ブラックスタート	調整力公募 ↓ ブラックスタート機能公募		*2	・ 系統連系技術要件の対象外	*2 ブラックスタート機能公募 募集要綱の入札条件で別途取り決めあり
(参考) 市場取扱ではなく直接取引	PPA: Power Purchase Agreement	・ オンサイト ・ オフサイト ・ バーチャル		・ 新設で一送との託送契約がある場合 (*3)、契約時の技術要件を適用	*3 逆潮流有無で判断か

- ・ 系統用蓄電池、太陽光・風力と併設の蓄電池：出力変動対策用は系統連系技術要件の適用対象外
- ・ 出力変動対策用でない逆潮流ありの蓄電池ならびにV2G時のEV等で、VPP/DR用途でアグリゲーターに組み込まれるもの：系統連系技術要件の適用対象とするか議論が必要

1. 個別技術要件「発電設備の制御応答性」の検討

5

②発電側の対策



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

(参考) 需給調整市場における商品の要件

	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	オンライン
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 または 簡易指令システム	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	45分以内
継続時間	5分以上	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※3	数秒～数分※3	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※5	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※3	1～5秒程度※3	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※4
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※1,3	5MW※1,3	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	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中のため、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 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。

※4 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※5 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

注) 全ての商品において、商品ブロック単位(3時間/ブロック)で取引される。

第7回 グリッドコード検討
会 配布資料 資料4
(17ページより一部抜粋)

- (1)風力発電設備の場合
③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。
- (2)太陽光発電設備の場合
同上
- (3)蓄電設備の場合
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、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。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。

(出所) 第24回 需給調整市場検討小委員会 配布資料 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_24_02.pdf

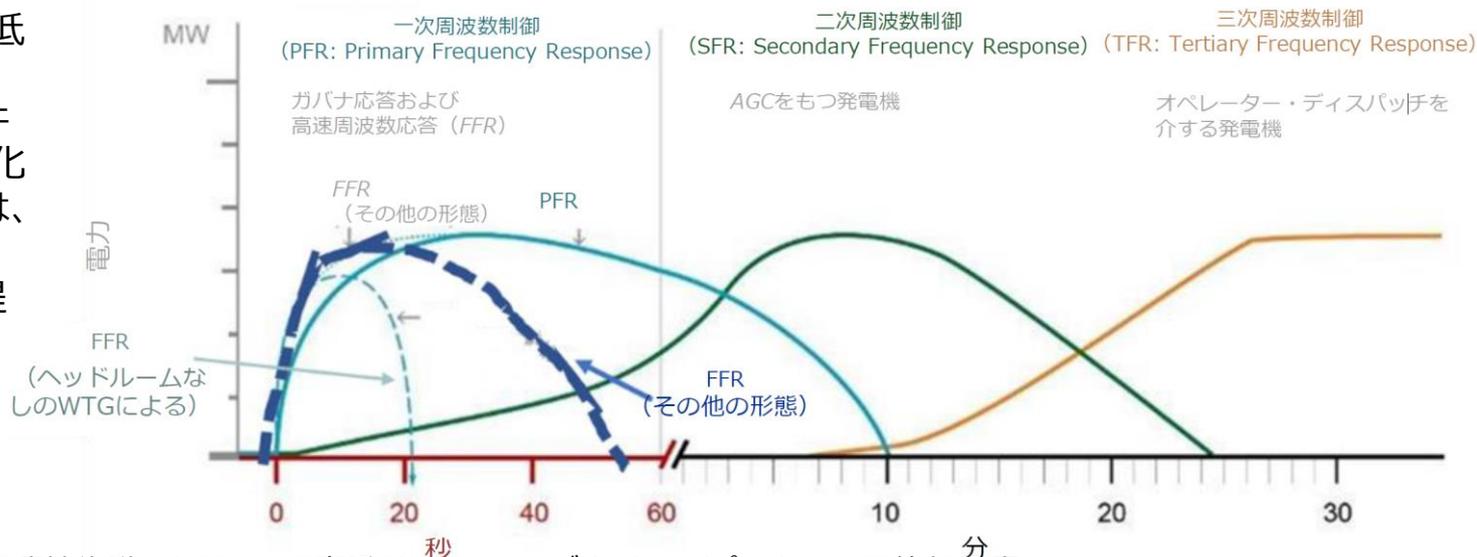
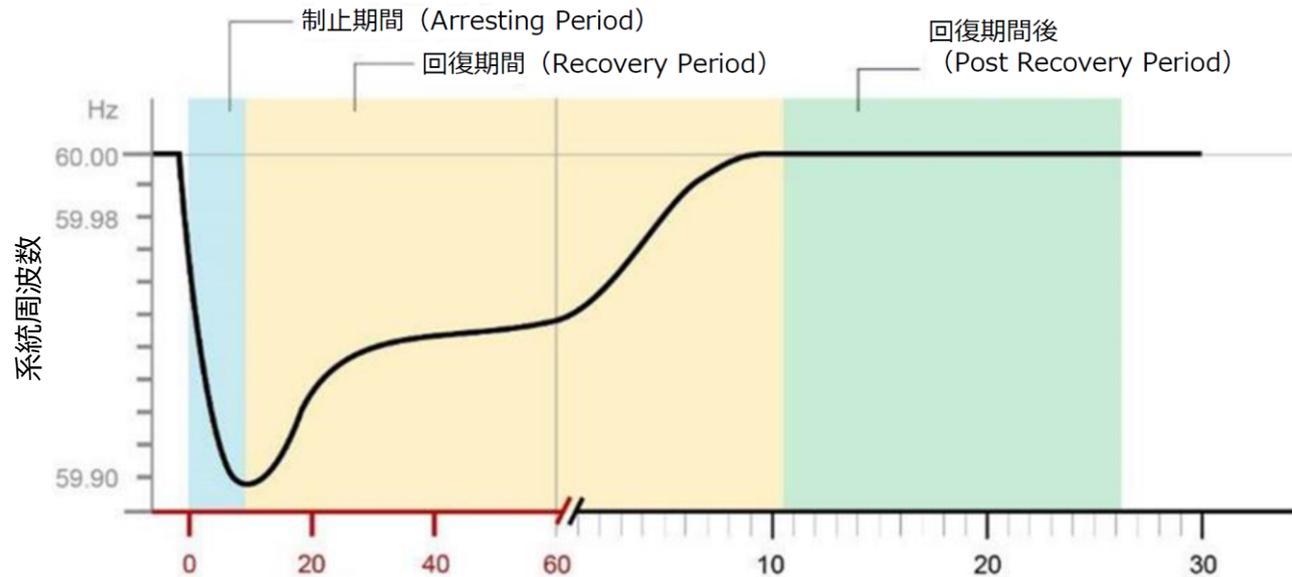
- インバーター電源の慣性応答(Inertial Response) は、北米ではPFR (Primary Frequency Response) の早い領域での機能として扱われ、FFR (Fast Frequency Response) と呼んでいる。

■ FFRの定義

- 周波数Nadirまたは初期ROCOFを改善するために、周波数擾乱の制止期間中 (Arresting Period) に測定または観測された周波数の変動に応じて系統に供給される有効電力

■ インバーター電源に関するFFRの要件

- すべてのインバーター電源は、周波数低下の場合のFFR機能を有すること。
 - 風力発電に対する特定のFFRの要件
 - 将来の改定では周波数上昇の要件化
- インバーター電源プラントのFFR機能は、デフォルトで有効になっていないこと。
- FFR 機能は、アンシラリーサービスを提供するために利用される場合がある。

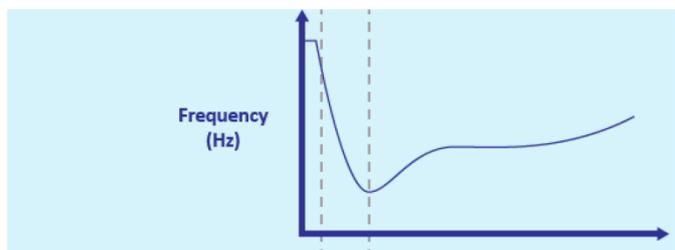


■ FFR制御の種類

FFRには、同期発電による非制御型応答や、発電設備や負荷設備での計測周波数に基づいて電力系統に有効電力を供給（または負荷を遮断）する高速制御など、さまざまな形態がある。

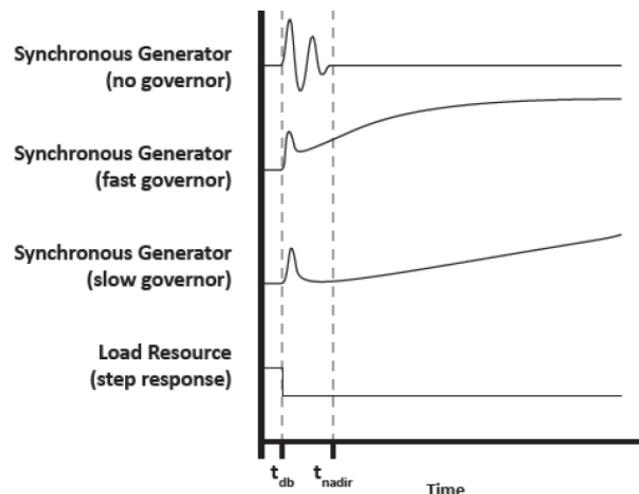
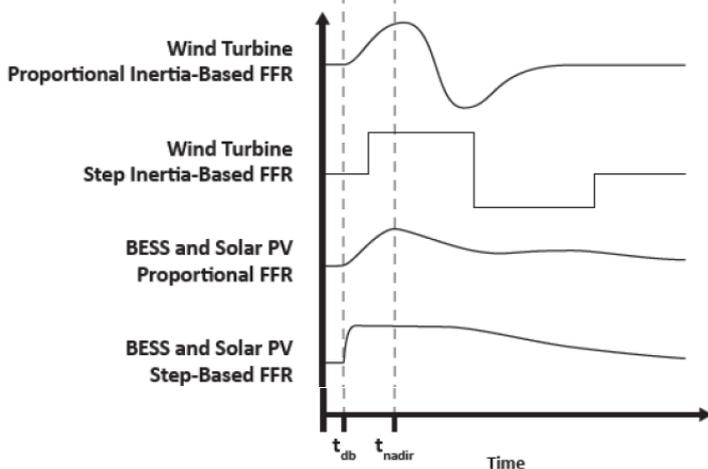
- 測定された周波数偏差に比例して有効電力供給（比例応答）
- 周波数が閾値に達すると、一定量の有効電力供給（ステップ応答）
- 算出されたROCOFに比例した有効電力供給（微分応答）
- プリセットのROCOFに達すると一定量の有効電力を注入（ステップ応答）
- 測定された周波数偏差またはROCOFに比例して負荷減少させる制御（比例応答 または 微分応答）
- プリセットの周波数またはROCOFに達した時点で一定量の負荷を制御的に減少させる制御（ステップ応答）

■ 電源種別FFR制御



FFR応答の中には、周波数変動期間全体を通して持続するものもあれば、非持続的で制止期間（Arresting Period）の間だけサポートを提供するものもある。FFR 要件を定めるための検討が必要であり、下記が考慮される。

- 応答出力
- 応答速度（= 応答時間）
- 制御の種類
- 持続時間
- 応答の可用性と再現性



- 風力・太陽光・蓄電池のFFR制御技術製品化状況を下表に示す。一部のメーカーでの製品化例があり、技術の普遍化状況と系統側ニーズを見つつ、系統安定化への寄与度も含めて検討していくこととしてはどうか。

技術	総括	ベンダー名	詳細
風力発電機 (タイプ3またはタイプ4)	風力発電は、周波数低下時に、主軸系（ドライブトレイン）の回転重量に蓄積された運動エネルギーを一定時間だけ追加で取り出す能力を備えている。周波数低下時に機械がある最小出力レベル以上であれば、一般的に、数秒間に5～10%程度の応答出力となる。しかし、この追加的な発電応答は、その時の風速によっては、その後のエネルギー回収が必要となる（その後出力が減少する）。	General Electric	<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ3のFFR ・ FFRに貢献するため、一時的に有効電力発電量を増加させる「WindINERTIA」制御
		ENERCON	<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ4のFFR ・ $P_{inertia}(t) = \frac{f_{inertia, trigger} - f(t)}{f_{inertia, trigger} - f_{inertia, min}} P_{inertia, set}$
		Siemens Gamesa	<ul style="list-style-type: none"> ・ タイプ4のFFR ・ フィードフォワード制御（あらかじめ決められた一定量だけ有効電力を増加させる） ・ 通常、定格容量の6%程度
太陽光発電	系統への高速なエネルギー供給を行う能力は、インバーターまたはプラントレベルのコントローラーにプログラムされた制御に基づくものである。FFRを提供するための標準的な方法はないため、各メーカーはFFRを提供できるさまざまな種類の制御を実装している。	ABB	<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数-ワット（Frequency-Watt）特性。高周波数領域のみ供給可能で、低周波数領域はエネルギー貯蔵システムを使用することにより拡張可能
		General Electric	<ul style="list-style-type: none"> ・ 有効電力-周波数（Frequency-Watt）ドループ ・ インバータレベル、プラントコントローラレベルのいずれでも実装可能
		SMA	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー貯蔵と組み合わせてFFRを提供 ・ 2秒から8秒までの様々な慣性定数（H）を適応可能 ・ 有効電力-周波数（Watt-Frequency）ドループも提供
		TMEIC	<ul style="list-style-type: none"> ・ 有効電力-周波数（Watt-Frequency）ドループ
蓄電システム	蓄電システムは、太陽光インバータと同様、インバータにプログラムされた制御に基づいてFFRを提供する能力を持つ。充電状態に応じて有効電力の注入や消費を急速に変化させる柔軟性を持っている。	Tesla	<ul style="list-style-type: none"> ・ FFR（慣性定数で調整可能）とPFR（有効電力-周波数ドループ）の両方を提供
		Dynapower	<ul style="list-style-type: none"> ・ Fcompと有効電力-周波数（Watt-Frequency）の両方を提供 ・ Fcompは正負の周波数偏差に対して有効電力の注入/吸収

参考文献

[NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force \(IRPTF\)、Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs](#)

(出所) 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査委託、OCCTO グリッドコードプロジェクト 最終報告書, EPRI

- 英国・米国での動向について検討が進められている状況。系統側ニーズ、系統安定化への寄与度、産業界の動向、実証状況等、引き続き情報収集していくこととしてはどうか。
 - 英国
 - [National Grid GC0137 Grid Forming Requirements](#)
 - Proposed non mandatory GB grid forming requirements
 - 米国
 - [Hawaiian Electric Company -have started drafting and requiring grid forming capability](#)
 - IEEE P2800 Annex C. 4 Grid forming inverters
 - 「グリッドフォーミング」という用語には、まだ広く認められている定義がない。
 - 「グリッドフォーミング」インバータは、接続点において系統インピーダンスを低減させ、電圧維持を高めることで、系統強度（Grid Strength）に貢献することが期待される。
 - 単に同期機の挙動を再現することをグリッドフォーミングの目的とすべきではない。むしろ、電力系統のニーズを理解し、最も効果的な方法でインバーター電源を活用することに重点を置くべきである。
 - NERC Reliability Guideline（BPS連系インバータ電源に関する系統連系要件の改善）
 - 送電系統所有者は、系統連系要件においてグリッドフォーミング性能の利用を規定または要求する前に、まずグリッドフォーミング機能を定義し、基幹系統において、いつ、どこでそのような機能が必要になるかを確認する必要がある。
 - これまでの研究により示されたシナリオとして例えば、インバーター電源の普及率が高い系統（局所的または広範囲）や、ブラックスタートにインバーター電源を利用している系統が挙げられる。

- IEEE P2800 においてインバーターベース電源のブラックスタート機能は、検討が進められている状況。国内ではインバーター電源は、ブラックスタート機能公募の対象とされていないが、引き続き情報収集していくこととしてはどうか。国内ではブラックスタート機能公募の入札条件で技術要件を定めているため、グリッドコードとしての検討は不要という方向でよいか。

- インバーター電源のブラックスタートはVSC-HVDCなどで用いられてきたが、グリッドフォーミング能力に関するブラックスタート機能要件は、より厳格となる。よって、送電系統運用者は、系統復旧に参加するインバーター電源のブラックスタート要件を明確に定義すべきである。
- スタンドアロンインバーター電源プラントが自力で起動し、すでに稼働している送電系統に電力を供給し始めることは、停電している送電系統の復旧と比較してそれほど困難ではない。
- 冷負荷ピックアップ（Cold Load Pickup）、変圧器および誘導モーターの突入電流を考慮の上、指定された孤立系統に関するインバーター電源の能力を詳細に調査する必要がある。
- ディスパッチ可能なインバーター電源は、設計上の適切な配慮がなされていれば、ブラックスタート電源として運用可能であろう。基幹系統に連系されたインバーター電源からのブラックスタートサービスは、送電運用者と調整の上で実施されるべきである。

- 各国での実証状況を下表に示す。

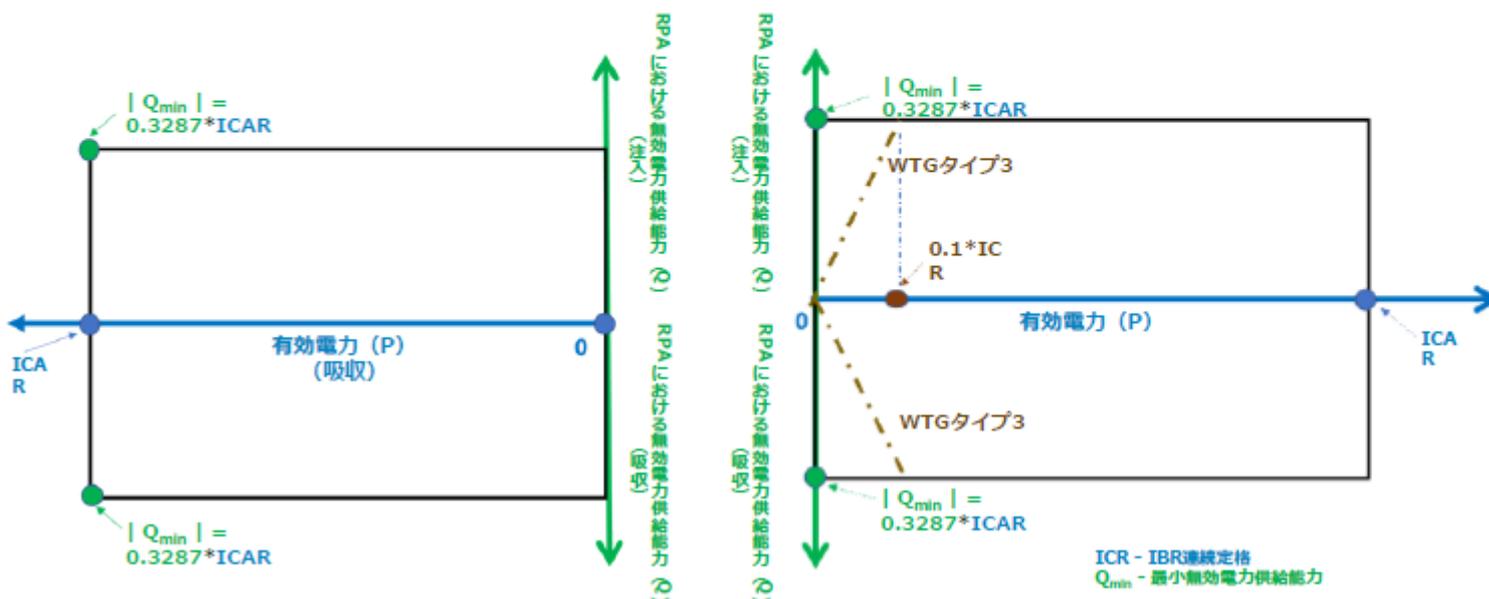
	オランダのシント・ユースタティウス島のBESS (マイクログリッド応用) (2)	スコットランドの Dersalloch風力発電所(3)	南オーストラリア州の Dalrymple BESS(4)	南オーストラリア州の Hornsedale BESS(5)
実施年	2016年	2019年	2018年	2017年
実証の対象	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼルオフモード（100%ソーラー+蓄電） 発電機脱落後の即時負荷融通：ピーク負荷時に全発電機が同時脱落、負荷制限なし 様々な故障および運転モードに関する事故時運転継続 	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電所のさまざまな慣性定数を用いた仮想同期機制御 ブラックスタートとグリッドとの再同期 	<ul style="list-style-type: none"> 事故時の仮想同期機制御法 33kV配電システムのソフトスタートによるブラックスタート 	<ul style="list-style-type: none"> 2基のインバータが仮想同期機制御モードで稼働 VMMコンポーネントが従来のグリッドフォローイング（GFL）コンポーネントと並行して稼働
電力系統の特徴	電力系統統計：ピーク負荷2MW、PV 4.1MW、リチウムイオン5.8MWh（2.2MW GFMインバータ2基使用）、発電機9基	3MW ダイレクトドライブ・フルGFMコンバータ風力発電機 23基	8 MWhのBESS（30 MVA BESS GFMインバータ使用）、91 MWの風力発電所、2 MWの屋根置き型PV	150 MW/194 MWhのエネルギーと周波数制御アンシラリーサービス（FCAS）を提供
グリッドフォーミングインバータ 商業製品	SMA - SCS (Sunny Central Storage) 2200	Siemens Gamesa (製品名は不明)	Hitachi ABB - e-mesh PowerStore Modular	Tesla (製品名は不明)

参考文献

- (1) J. Matevosyan, 「Survey of Grid-Forming Inverter Applications」、G-PST/ESTウェビナーシリーズ
- (2) [A. Baars, St. Eustatius: 100% Solar Power in the Caribbean, SMA](#)
- (3) A. Roscoe他、「Practical Experience of Operating Grid Forming Wind Park and its Response to System Events」第18回Wind Integration Workshop, 2019年
- (4) S. Sproul他、「Grid Forming Energy Storage : Provides Virtual Inertia, Interconnects Renewables and Unlocks Revenue」、Dalrymple ESCRI-SAバッテリー・プロジェクト
- (5) [「Wallgrove Grid Battery Project」](#)、2021年5月、ARENA INSIGHTS ウェビナー

- IEEE P2800 5.1: Reactive power capability では、インバーターベース電源における $P=0\text{kW}$ での無効電力能力の規格化が進められている。
- Type3 WTG (二次励磁巻線形誘導発電機の風力発電)とAC接続の洋上設置インバーターベース電源の発電所は対象外

IBRプラントのすべての有効電力出力レベル（ゼロの場合を含む）について、適用基準点（RPA）で最小無効電力能力が満たされなければならない。



次の場合は例外とする。

- VSC-HVDCラインを介して送電系統に連系されていないタイプIII 風力発電のIBRプラント
- AC連系連系の洋上IBRプラント

参考文献

[SEIA, IEEE P2800-Draft IEEE Interconnection Standard for Large-Scale Solar, Wind, and Energy Storage Plants \(IBRs\)](#) (大型太陽光・風力・エネルギー貯蔵プラント (IBR) に関するIEEE連系基準原案)

- NERC Reliability Guidelineでは、以下の議論がされている。実際は、発電所内負荷があるため、系統から受電、消費しつつ無効電力制御することとなり、契約の観点からの検討も必要ではないか。

有効電力出力がない場合の無効電力（すなわち、夜間の無効電力“Var at Night”）

- 電源がDC電圧を維持できなくなると（例えば、太陽光発電の場合は夜間）、DC電圧が運用可能な下限値を下回るため、インバータが停止する。
- 停止したインバータは有効電力を供給せず、無効電力出力による電圧制御も行わない。
- しかし、インバータの端子で見られるAC電圧に対するAC電流の位相角を制御するように構成すれば、ゼロ有効電力出力で無効電力を注入（遅れ）または消費（進み）できる。
 - ゼロ出力時のプラント運転に関する損失および所内負荷を考慮して、系統から有効電力を供給する必要がある。

- 各国の実証状況を下表に示す。製品化されているものはあり、米国ではISOとの契約の中で費用回収、英国・アイルランドでは市場で費用回収する方法があるため、発電側の選択肢がある状況。日本では今後、系統安定化の必要度と市場制度設計も考慮して検討していくこととしてはどうか。

	LADWPとのインバータ電源制御パイロット・プロジェクト (1)	National Grid ESOのセント・フランシス・ソーラープラント (Power Potentialプロジェクト) (2)
実施年	2021年	2019年
実証の対象	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー貯蔵システムと組み合わせた大規模太陽光発電システム 夜間における無効電力機能およびvarのワット時コスト 	イースト・サセックス州セント・フランシス太陽光発電所のNight at Varの系統テスト
電力系統の特徴	120MW _{DC} 、105MW _{AC} 、電力制約90MW、連系契約に基づく	不明
Night at Var 商業プロダクト	Power Electronics -FS3225M	Power Electronics（プロダクト名は不明）

その他の利用可能な商業プロダクト：

- [SMA -SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT / 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT](#)
- [Huawei Sun-2000-100KTL](#)
- [GE -LV5 Solar Inverter](#)
- [TMEIC -SOLAR WARE™ 2220/2550](#)

参考文献

- (1) [Inverter-based Resource Control for Grid Support: Advanced Solar Photovoltaic Plus Energy Storage System Demonstration and Technology Assessment.](#) EPRI, Palo Alto, CA: 2021年。3002023056, 第5章
- (2) [Lightsource BPが英国初の夜間ソーラーサービスを手掛ける](#)

- Phase Angle Ride Through (電圧位相角変化耐性), ROCOF Ride Through (周波数変化率耐性) は、NERC Reliability Guideline (BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance) で議論されている。

系統上の近接事故または比較的大きな開閉動作では、インバータ端子電圧位相角の急激な変動により、位相同期回路（PLL）が端子電圧の角度を追跡しにくくなる。同時に、事故による位相角のずれによって、瞬時的に計算されるROCOF値が非常に大きくなる。

電圧位相角変化耐性

- 送電系統所有者は、連系する発電機所有者との対話を確立し、（事故時または線路切替のいずれかに起因する）位相角の瞬時変化に対してインバータのトリップを引き起こすような方法を理解すべきである。
 - インバータメーカーによって位相角変化の処理方法が異なる。
 - PLLによって生成された位相角と系統位相角の差が設定時間（数ミリ秒程度）を超えた場合に動作する保護機能（トリップ等）がある。
 - このようなイベントの検出時に位相角を固定し、d-q軸電流リファレンスの生成を継続し、固定された位相角に基づいて電流を注入する。この種の制御はPLLライドスルーに役立つかもしれないが、DC電圧が高くなり、トリップにつながる可能性もある。

周波数変化率耐性

- IBRは機器の制約がなく、ROCOFが高くてトリップの必要がない。基幹系統に接続されるIBRは、インバータのリレーまたは制御は使用すべきでなく、無効にすべきである。

- Phase Angle Ride Through (電圧位相角変化耐性), ROCOF Ride Through (周波数変化率耐性) は、IEEE P2800 7.3.2.3.5:Rate of change of frequency ride-through, 7.3.2.4:Voltage phase angle changes ride-through では以下のように規格化が進められている。ROCOF値見直しの議論の中で合わせて継続検討していくこととしてはどうか。

電圧位相角変化耐性の要件

- 正相(positive-sequence)位相角変化 ≤ 25 deg
- 不平衡事故による個別の位相角変化

周波数変化率耐性の要件

- ROCOF 最大5.0Hz/s

● Consecutive Voltage Ride Through は、IEEE P2800 7.2.2.47.2.2.4: Consecutive voltage deviations ride-through capability では以下のように規格化が進められている。障害が発生する頻度、影響等、今後継続検討していくこととしてはどうか。

- インバータ電源は、次のような原因による複数のイベントの際に運転を継続する必要がある。
 - 線路再閉路の失敗
 - 激しい暴風雨の中で急激に繰り返される事故
 - 継続運転範囲に出入りする動的電圧動揺周波数変化率耐性の要件
- 一定期間内における電圧偏差の回数の詳細指定
- 送電所有者（または運用者）は、送電系統の事故、線路開放、または発電機のトリップによって促され、適用電圧を継続運転範囲外に何度も遷移させる動的電圧動揺に対する運転継続要件を規定すべきである。動的電圧動揺の特性は、次の1つまたは2つ以上の条件で規定できる。
 - 発振電圧の上限値および下限値
 - 同期座標軸の振動周波数
 - 振動の減衰率
- VSC-HVDC連系線で接続された洋上風力発電の適用除外

- ROCOF/Phase Angle/Consecutive Voltage Ride Throughに関連する事故事例を下表に示す。同様の障害のおそれがないか検討した上で要件化検討していくこととしてはどうか。

イベント名	日付	関連するFRT能力	イベント概要	DER脱落の詳細
オデッサの系統擾乱 (米国テキサス州オデッサ) (1)	2021年 5月09日	電圧位相角変化ライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> コンバインドサイクル発電所の発電機用昇圧トランスで発生した1線地絡(A相)故障 コンバインドサイクル発電所における192MWの電源脱落 1、112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所からの有効電力脱落 	<ul style="list-style-type: none"> 389MWの太陽光発電所が電圧位相角変化によりトリップ(PLL同期不能) 瞬時的なAC過電圧による269MWのインバータ・トリップ プラントレベル変化速度の相互作用に伴う一時運転停止(Momentary Cessation)による153MWの脱落
8月9日 停電 (英国・南イングランド) (2)	2019年 8月09日	ROCOFライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> 落雷による400kV送電線の1相地絡故障 1、878MWの電源脱落。これにより周波数が低下し、931MWの負荷を喪失 推定350MWのDERがトリップ 	<p>大多数の分散型電源はROCOFおよび電圧保護(vector shift protection)設定が原因でトリップした。電圧保護設定は、IEEE-1547-2018が20度を推奨しているのに対し、6度であった。</p>
キャニオンファイア2による系統擾乱 (米国カリフォルニア州アナハイムヒルズ) (3)	2017年 10月09日	電圧位相角変化ライドスルー	<ul style="list-style-type: none"> キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電システムの故障が発生：220kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:12:16)、500kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:14:30) 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落 900MWの太陽光電源脱落によりWestern Interconnectionで周波数偏差が発生し、システム周波数は約3.3秒後に周波数Nadir59.878Hzに到達 	<p>DER脱落の原因としては、下記のさまざまな可能性が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 異常電圧時における瞬間停止の使用継続 瞬時電圧トリップおよび電圧測定フィルタリングの欠如 PLL同期の問題によるトリッピング
南オーストラリアのブラックアウト・イベント (南オーストラリア) (4)	2016年 9月28日	Consecutive Voltage Ride Through	<ul style="list-style-type: none"> 87秒の間に5つの送電システムの故障が発生し、南オーストラリア(SA)の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線を受電量が増加。受電量が増加した結果、保護システムが損傷を避けるために連系線を切断し、オーストラリアの他の系統から系統が分離 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生 	<p>すべての風力発電機が最初の故障の際には運転を継続したが、複数の電圧擾乱により456MWの風力発電機が解列されるか、または運転を停止した。NEMの多くの風力発電所は、所定の期間中の運転継続イベントの件数が事前に設定した制限値を超えた場合に措置(解列、運転停止または出力低減)を講じる保護機能を備えている。</p>

参考文献

- (1) [NERC, 「Odessa Disturbance」, 2021年9月](#)
(2) [National Grid ESO, 「Technical Report on events of 9 August 2019」, 2019年9月](#)
(3) [NERC, 「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」, 2018年2月](#)
(4) [AEMO, 「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」, 2017年3月](#)

(出所) 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査委託, OCCTO グリッドコードプロジェクト 最終報告書, EPRI

- 研究所レベルでの試験例を下表に示す。今後も引き続き、系統側ニーズと産業界の動向を把握しつつ、国内グリッドコード検討を進めていく。

	PV-MODプロジェクト(マイルストーン1.3.2、1.3.3) ⁽¹⁾	REN-2 Smart Grid and Microgrid Control for Resilient Power Systems Project (レジリエントな電力システムのためのスマートグリッドおよびマイクログリッド制御プロジェクト) ⁽²⁾
実施年	2021	2021
プロジェクトのパートナー	EPRI、NREL、REpowerSolutions	CanmetENERGY laboratory、Canada and Sandia National Laboratories
ラボ試験の対象	小売・商業規模インバーターの実験室試験 <ul style="list-style-type: none"> ・ 異常低電圧応答 ・ 外部基準設定値変更時の応答 ・ ハーモニクス ・ 過渡電圧 ・ インピーダンス特性 ・ 周波数異常応答 ・ 電圧位相角の変動 ・ アイランディング運転 ・ 欠相運転 ・ 制御安定性 	自動化オープンソース・ハードウェアインザループ (HIL) 認証スクリプトの開発、およびIEEE 1547.1-2020 LVRT、HFRT、LFRT、およびROCOF RTに関する商用三相PVインバータ2基の実験室試験
電力系統構成	三相33kWストリング・インバータ	パワー・ハードウェアインザループ (PHIL)、10kWおよび24kWの三相PVインバータ
インバータの試験	インバータ製品は不明	インバータ製品は不明

参考文献

- (1)[Draft Test Plan and Candidate Inverter List: Adaptive Protection and Validated MODEls to Enable Deployment of High Penetrations of Solar PV \(PV-MOD\).EPRI, Palo Alto ,CA: 2021年。Milestones 1.3.2 and 1.3.3 report for DOE](#)
- (2)[Ninad, N.; Apablaza-Arancibia, E.; Bui, M; Johnson, J. Commercial PV Inverter IEEE 1547.1 Ride-Through Assessments Using an Automated PHIL Test Platform.Energies 2021, 14, 6936](#)

- SSCI (sub synchronous control interaction)、SSTI (Sub-Synchronous Resonance and Sub-Synchronous Torsional Interaction) は、IEEE P2800 Annex C C.3.2 で informative として記載されている。国内での同様の障害のおそれがないか検討していくこととしてはどうか。発電側から提出された情報をもとに系統側で確認するという方向か。

■ Inverter-based resource stability

- インバーターの不安定性や他の機器との相互作用は、系統の状態、不適切な制御設定、他の発電設備や送電設備との共振など、様々な理由で発生する可能性がある。
- システム強化のため伝送路の新設によりシステムインピーダンスを低減することができるが、高価なコストと長いリードタイムがかかるため、実行可能なオプションではない場合がある。また、インピーダンスを下げるために直列コンデンサを検討することも可能。しかし、Subsynchronous instability に対する懸念があるため、考慮する必要がある。同期コンデンサは、故障電流供給能力、慣性力、電圧サポート能力などの利点からシステム強度を向上させるための主要なソリューションとなっている。しかし、同期コンデンサを利用する場合、システムの安定性を考慮する必要がある。

■ Subsynchronous instability involving transmission elements and rotating machines

- 送電系統の機器と回転発電機の相互作用に関連するものとして、2種類の非同期相互作用：副同期共振（Subsynchronous Resonance: SSR）と装置依存副同期振動（Device-Dependent Subsynchronous Oscillations: DDSO）がある。
- DDSOは、タービン発電機と電力系統の高速で動作する制御装置との相互作用がある場合に現れることがある。例：インバーター制御と近隣のタービン発電機のねじり機械振動モードの間で発生する。（亜同期ねじり相互作用（Subsynchronous Torsional Interaction: SSTI）と呼ばれる）
- SSRは、発電機と送電系統の直列コンデンサが共振したときに発生する。従来の同期発電機で見られるSSRは、直列補償された送電系統と近隣のタービン発電機のねじり機械振動モードとの間の共振である。その他のSSRの例は、誘導発電機効果（IGE）または自己励起と呼ばれることもある。IGE-SSR（or self excitation of induction generators）は、電気的な副同期共振であり、タービン発電機のシャフトや機械システムとは関係がない。このタイプの共振は、完全に誘導発電機の電気的特性と直列補償によって引き起こされる。自己励磁型IGE-SSRは、直列コンデンサが誘導発電機の実効インダクタンスと副同期周波数で共振回路を形成し、同じ周波数で回路の純抵抗が負になる場合に発生する（固定子側で見た誘導発電機の回転子抵抗が、回路の残りの正抵抗を上書きするほどの負になりうる）。このようなSSR（IGE-SSR）は、風力発電機（WTG）で発生し、最も影響を受けやすいWTGはタイプIII WTGである。その理由は2つあり、(i) タイプ III の WTG で採用されている誘導発電機は（固定子を通して）直接系統に接続されているため、直列コンデンサにつながる放射状の構成があると、機械のインダクタンスと直列コンデンサの間の共振回路が容易に確立されること、および (ii) タイプ III WTG の固定子と回転子の回路間の背中合わせのコンバーターが回転子の回路抵抗を効果的に増大する傾向があるので（誘導発電機の固有の滑り効果による）、固定子側から見て有効な負の抵抗を増大させる。したがって、コンバーター制御による非常に大きな負のダンピングが追加されると、バランスが崩れ不安定になる。このため、WTGにおけるこのSSRは、しばしばSSCI（Subsynchronous Control Interaction）と呼ばれている。共振の主な経路は、直接接続された誘導発電機と直列補償の間である。そして、コンバーター制御が負のダンピングの重要な原因となる。また、タイプIII WTGのコンバーター制御によって、この問題を部分的に軽減することも可能である。タイプ III WTG の SSCI は、IGE 効果と見なされており、タイプ III DFG 風力発電所の電流の実際は、0.5 秒未満で 4 pu 以上に上昇することがある。このような現象には、ベンダー固有のEMTモデリングによる詳細かつ慎重な研究が必要である。タイプ IV の WTG、バッテリー貯蔵装置、STATCOM、SVC などの他のパワーエレクトロニクス機器は、実際に大きな損害を与える制御相互作用現象を引き起こしたという記録はないが、不適切なコントローラの設計と設定によって制御相互作用現象に脆弱である可能性は依然としてある。

■ Subsynchronous instability mitigation

インバーター電源のサブシンクロナス不安定性に関連する緩和策には、以下があるが、これらに限定されるものではない。

- a) バイパス直列コンデンサ：通常時および停電時の副同期不安定性を緩和するため、直列コンデンサをバイパスすることがしばしば考慮される。しかし、このオプションを使用する場合、転送能力および角度安定性や電圧安定性などの他の安定性への影響を評価する必要がある。また、副同期不安定性は 30 サイクル未満で発生する可能性があるため、直列コンデンサのバイパスの速度も評価する必要がある。
- b) メーカーによるコントローラーの変更：最近のインバーター電源メーカーは、コントローラにおける副同期不安定性緩和機能を開発している。ブラックボックスのインバーター制御EMTモデルで動的周波数スキャンを実施し、様々な周波数でのダンピングの様相を確認できる。シミュレーションや実際のシステムで不安定性やトリップが観察された場合、システムインピーダンスの情報をメーカーに提供し、それが制御のダンピングによるものかどうかを評価し、制御を再調整することも有用である。直列コンデンサの近くに複数のインバーター電源がある場合、近くのインバーター電源の影響を適切に含めるために、すべてのインバーター電源のコントローラーのチューニングを評価に含める必要がある。
- c) 副同期不安定保護：最近のインバーター電源メーカーは、副同期不安定を検出したときにインバーター電源を解列する保護機能を開発している。トリップするインバーター電源の容量が周波数又は電圧の問題を引き起こす可能性がある場合、潜在的な悪影響を評価する必要がある。
- d) FACTS 装置と送電の強制力：再導通、新しい回路の追加、または SVC, STATCOM のような FACTS は、減衰を提供し、効果的に非同期性不安定を除去するように設計される可能性がある。しかし、産業界での経験が乏しく、コストも高いため、困難が予想される。

- HVDC System を対象として規定している国は、洋上ウィンドファームが多い英国、アイルランド。米国はIEEEが規格化。
- 洋上ウィンドファームにおける洋上変電所から陸地の変電所までの間のHVDC接続の設備を対象としている。日本の洋上風力では規模的にHVDC System が適用されるか、まだ検討段階と思われる。
- 要件内容から、系統連系技術要件の発電設備に求める要件ではなく、需要家設備に該当するものと思われる。
- 現在マスタープラン検討で検討しているHVDCは北海道から本州への送電で検討しているものであり、系統連系技術要件の対象(発電所の設備)ではない。
- 日本の現在の状況から、制度整備の状況をにらみつつ技術動向を把握し、当面は海外の状況と国内発電事業者の動向について情報収集していくこととしてはどうか。

■ 規定内容（概略）：英国

Paragraph	内容
ECC	European Connection Conditions : EU国際連系線に接続する EUの発電事業者、または HVDC Systemオーナー を対象とした規程
ECC APPENDIX E3	MINIMUM FREQUENCY RESPONSE CAPABILITY REQUIREMENT PROFILE AND OPERATING RANGE FOR POWER GENERATING MODULES AND HVDC EQUIPMENT

- 洋上風力または洋上発電設備を対象として規定がある国は洋上ウィンドファームが多い英国、デンマーク。米国はIEEEが規格化。
- 洋上風力に対する要件は基本的に陸上風力と同じ。
- 陸上・洋上ともに日本におけるそれらの規模は欧州と比べて小規模なため、クラス分けした上で規定するほどの大きな違いあるとは考えにくい。
- 日本の系統連系技術要件では、洋上風力のみの章立てすることはせずに、既存の要件の中で洋上風力に特化して記載する必要があるれば、電源種・電圧階級・容量等対象を検討して記載することとしてはどうか。

■ 規定内容（概略）：欧州RfG、デンマーク（デンマークはRfGに対し国特有の要件内容を併記。洋上はRfGと同じ）

Article	offshore power park module に関する要件内容
6	Offshore power-generating modules は、HVDC接続でない限り、onshore power-generating modules の要件に適合しなければならない。
24	AC連系 offshore power park modules の周波数安定性に関する要件は、陸上発電設備の要件(Article 13.1-13.5, ただし 13.2.(b) を除く)による。
25	AC連系 offshore power park modules の電圧安定性に関する要件は、陸上発電設備の要件(Article 14.3, 16.3, 20.2(b)- 21.3,)による。
26	AC連系 offshore power park modules のロバスト性に関する要件は、陸上発電設備の要件(Article 15.4, 20.3, FRTは 14.3, 16.3(a))による。
27	AC連系 offshore power park modules の系統復旧に関する要件は、陸上発電設備の要件(Article 14.4, 15.5)による。
28	AC連系 offshore power park modules のシステム管理に関する要件は、陸上発電設備の要件(Article 14.5, 15.6, 16.4)による。

■ 規定内容（概略）：英国

Offshore Generating Unit, Offshore Power Park Module (風力のような非同期電源に限らず、同期発電機も対象)に関する要件は、Connection Conditions (*1), European Connection Conditions (*2) に記載。

*1 英国内系統に接続するOnshore, Offshore の発電設備、洋上送電設備に対する接続要件

*2 EU国際連系線から英国に接続する Onshore, Offshore の発電設備、HVDC送電設備に対する接続要件

項目	Connection Conditions における Offshore 設備に対する要件の特徴
短絡比	洋上設備特有の要件あり (CC 6.3.2 (e))
電圧/無効電力制御	洋上設備は別途合意書に基づく旨の記載あり
周波数変動対応機能	Offshore Power Park Module は50MW以上の発電所に対して要求あり
FRT	電圧条件は連系点であるが、Offshoreの場合、どこを連系点とするか協議すること。 Offshore Platform の低圧側とする場合の規定あり。

- 需要家設備：発電設備に対する技術要件とは別に、英国ではデマンドレスポンスに関する要件、アイルランドでは計画コード・接続コードの一部に、グリッドコード文書内で規定しているものがある。日本の系統連系技術要件は技術要件のみであり、英国・アイルランドと類似の市場要求と関連する内容は、市場側の要件にて整理することとしてはどうか。

- 英国 National Grid

National Grid とアンシラリーサービスを契約している Demand Response Providers に対して、'Demand Response Services Code (DRSC)' (*1のいずれ一つまたは複数の機能を提供) をグリッドコード文書内に規定している。契約していない需要家には適用しない。詳細の市場要件は別文書に規定している。

*1 (a) Demand Response Active Power Control

(b) Demand Response Reactive Power Control

(c) Demand Response Transmission Constraint Management

(d) Demand Response System Frequency Control

(e) Demand Response Very Fast Active Power Control

- アイルランド Eirgrid

Demand Side Unit Operators の Demand Facilities/Demand Side Unit (単機またはアグリゲート 4MW以上) に対して、計画コード要件(設備情報・制御モードに関する情報)と接続コード要件(DR指令時のMW Response, Maximum Ramp Up/Down Rate, Minimum/Maximum Down Time, 運転周波数/電圧/力率範囲, 並解列条件等)をグリッドコード文書内に規定している。なお、アンシラリーサービスに関連する要件は、DS3 System Service Agreements に規定している。

- 米国 IEEE1547-2018

負荷（ヒートポンプ等）には適用されない。電力系統に有効電力を供給可能な発電設備および蓄電技術を含む分散型電源（DER）に適用される。EVがV2G機能を有する場合に適用される。ただし、米国においてV2Gの導入は、まだきわめて限定的である。

- 米国 FERC Order No.2222

デマンドレスポンスに利用する負荷・分散電源の市場参入障壁とならないよう、系統運用者に対する規制であり、グリッドコード検討会対象の発電設備に求める技術要件ではない。負荷および発電設備を含むDERの組合せが市場参加者としてデマンドレスポンスに貢献することを承認している。

- アイルランド/Eirgrid 市場要件での規定例
- 詳細は市場要件検討時の参考とすることとしてはどうか。グリッドコード検討会では新規設備での要件内容との比較検討に使う。

3.3.4 Demand Side Units / Aggregators

The following requirements apply to **DSUs** and aggregators in their provision of **FFR**, **POR**, **SOR** and **TOR1**:

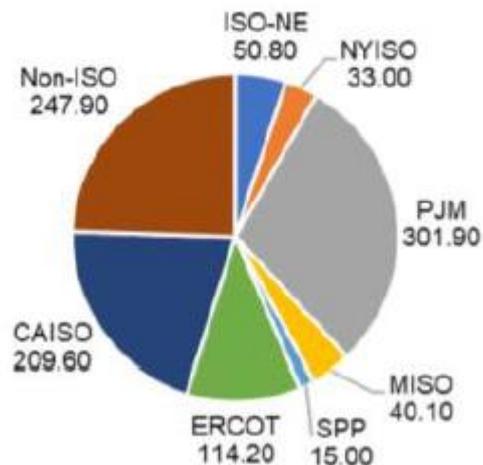
- Aggregators must have the capability to remotely enable/disable services at all **Individual Demand Sites (IDSs)**.
- The **Providing Unit's** aggregator must stagger load reconnection on **IDSs** to ensure inrush currents do not cause a spike over the pre event load.
- The **Providing Unit** shall not declare down its availability in real-time during a **Frequency Event**. In the event that a **Service Provider** becomes aware of issues related to under delivery in real-time, the **Providing Unit** shall declare down all affected service volumes by the relevant amount. The **Providing Units' Real-time SCADA** availability values shall reflect the MW response provided in all cases.

(出所) DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements, 1st May 2019, Version 2.0

4. 調査結果：蓄電設備の市場への参加状況

- 米国における蓄電設備の市場参加状況は以下の通り。申請中蓄電池容量はカリフォルニア州が多い。

2019年9月にISOが電カリソースとして運用する蓄電池容量、設置定格容量（MW）別に分類したもの



(Source: EIA Form 860) (BTMをいくつか含む)

北米のISOにおける系統接続申請中のエネルギー貯蔵システムの容量

ISO	Energy Storage in Interconnection Queue	
	Capacity (MW)	No. of Projects
CAISO	31,947	127
ERCOT	3,680	47
IESO	41	6
ISO-NE	2,996	24
MISO	2,586	52
NYISO	5,769	55
PJM	5,784	110
SPP	6,796	76
Total	59,599	497

- 揚水発電（PSH）：大半のISO卸売市場の商品に参画している
 - 揚水（貯蔵）/発電機の参加者として個別にサービス提供
 - PJM -水力発電最適化装置によりコストを最小化し目標SOCを確保する
- その他のストレージ（例、蓄電池、フライホイール）主にISO調整市場向け
 - エネルギーその他のアンシラリーサービス提供のためのソフトウェアの制限
 - 限られたエネルギー特性に対して、調整サービスは最も有利
 - 通常、15分程度のエネルギー継続を要求
- CAISO NGR（Non Generator Resource）*-最大消費量から最大発電量までのエネルギーオフアークラブ
*発電あるいは負荷として運用可能なリソース

	NYISO	PJM	SPP	ISO-NE	MISO	CAISO
参加モデル	<p>1. ほとんどの事業者は、2つの別々の参加モデルを提案している。連続モデル（例：バッテリー）と非連続モデル（例：PSH） 理由：ESRは継続的に発送可能である；PSHリソースは運転領域が制限されるため、適切に考慮する必要がある</p> <p>2. ESRはエネルギー市場、アンシラリー市場、容量市場に参加可能（該当する場合のみ） 理由：FERC Order 841による要求事項</p>					
	ESRとELR；PSHは同じ時間帯に充電と放電のオファーを提出することはできない	ESR；PSHプラントでも揚水発電最適化装置を使用可能	MSR；PSHプラントは、同じ時間帯に充電と放電のオファーを提出することはできない	CSFs と BSFs	ESRs	NGRsとPSH モデル
アンシラリーサービス	<p>1. ほぼ全てのISOは、ESRが、アンシラリーサービスの継続時間要件を尊重することを条件に、継続時間を満たすために利用可能容量（capacity de-rates）の削減を許容し（エネルギースケジュールを必要とせず）調整力や運転予備力のようなアンシラリーサービスを提供することを許可している。 理由：FERC Order 841による要求事項</p>					
	1時間持続；アンシラリーサービスはSOC管理モードに関係なくRTテレメーターのSOCを尊重	同期予備力を提供するESRは、リアルタイムでSOCを更新する必要がある；ESRは、エネルギー供給なしに同期予備力を提供することができる；前日市場の予備力市場に参加するESRは、エネルギースケジュールを必要とする；新しい非エネルギーリソースモードの導入	1時間持続；MSR（Market Storage Resource）はエネルギースケジュールなしでアンシラリーサービスを提供できるが、エネルギーオファーが必要	BSFは2024年までDARDとして調整力を提供することができない；CSFが継続時間要件を満たすための自動的レート低下（アンシラリーサービスの継続時間は1時間、DARDアンシラリーサービスの継続時間は0.25時間）；期間限定CSFは、リザーブダウンフラグを使用して、リザーブ提供から外れ、エネルギーだけを提供することができる。	1時間継続；ESRによる調整の導入はエネルギー貯蔵の制限を満たす必要がある。	前日市場では1時間継続、リアルタイム市場では0.5時間継続；アンシラリーサービスを提供するNGRはSOCをテレメータで計測しなければならない；前日市場でエネルギー調整管理を選択した場合、NGRの市場参加は制限される

BSF – binary storage facility (ISO-NE)
CSF – continuous storage facility (ISO-NE)

ELR – energy limited resource (NYISO)
ESR – energy storage resource

MSR – market storage resource (SPP)
NGR – non-generator resource (CAISO)
PSH – pumped storage hydro

参考文献

EPRI, "Storage Integration Efforts in the U.S. Wholesale Electricity Markets -IESO Energy Storage Design Project", 2020
<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/esag/esag-20200326-EPRI-presentation.ashx>

No	文書名	リンク先	概要
1	Network Code On “Requirements For Generators” - Evaluation Of Comments (2012/6/26)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Evaluation_of_Comments.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 最新のRfGにすべて反映済みのコメント。最近の動向情報は含まないが、当時の要件化の経緯に関する情報はあると思われる。特にType-Cの要件については多数のコメントあり。(例：FSMやFRTなどに関して)
2	Network Code For Requirements For Grid Connection Applicable To All Generators Frequently Asked Questions	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Frequently_Asked_Questions.pdf	<ul style="list-style-type: none"> Network Codeのドラフト版に対してパブリックコメントを受け付け、その中から質問・回答集を作ったもの。勉強会的な意味が強い。制度に関するものや一般的な質問、技術的には比較的基礎的な質問が多い。
3	Network Code For Requirements For Grid Connection Applicable To All Generators Justification Outlines	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Justification_outlines.pdf	<ul style="list-style-type: none"> それぞれのRfG要件について、各要件を欧州大の統一要件とするのか各国レベルの要件にとどめるのかについて妥当性を説明している。下記の要件についての妥当性説明は制定経緯の情報として参考となりうる。ROCOF耐性、LFSM-O/U、FSM、LFC、出力変化レート制限、疑似慣性、ダンピング制御
4	Network Code For Requirements For Grid Connection Applicable To All Generators Requirements In The Context Of Present Practices	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Requirements_in_the_context_of_present_practices.pdf	<ul style="list-style-type: none"> RfG要件のうち、主にExhaustive要件（統一要件）について、欧州各国での実際の適用実態との違いと関係について説明している。 (運転周波数範囲、FSMの設定、LFSM-O/U、周波数低下時の最大出力低下限度、運転電圧範囲、FRT、無効電力制御に関する各要件)
5	Grid Connection Stakeholder Committee	https://www.entsoe.eu/network_codes/esc/#gesc	<ul style="list-style-type: none"> グリッドコードに関するESC(欧州ステークホルダー委員会)のWEBサイト。委員会の会議資料や議事録あり。2016/9/8が第一回開催の様様。

No	文書名	リンク先	概要
6	Issue Logger	https://esc.network-codes.eu/	<ul style="list-style-type: none"> ESCで議論された質問事項のうち、関係者に周知すべきと判断された事項がここに記録される。質問への回答もここに記載されている。TOPICがRfGと記されている案件がグリッドコード関係の議論である。
7	Action List	https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/gc_esc-action_tracker.xlsb	<ul style="list-style-type: none"> ESCで議論されたオープン案件の管理リスト
10	Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS) ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection	https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 下記について説明している（Introductionより） 再エネ(インバーター電源)の大量導入に伴う系統レジリエンスの問題 系統慣性の低下への対処に必要な能力 短絡電流の減少や電圧維持力の低下に見られるような系統耐性の低下問題への対処に必要な能力 将来的にこれら課題が最も難しくなる場所の特定方法 各国レベルで克服すべき問題は何かを特定する方法
11	High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters Technical Report	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf	<ul style="list-style-type: none"> GFC(グリッドフォーミングコンバータ)技術関連(TG HPのテクニカルレポート) 再エネ(インバーター電源)拡大に伴う系統安定性の問題とGFCのニーズ GFCに求められる特性 GFC性能の定義と限界 GFCのコスト 代替技術としての同期コンデンサー(SC) GCF性能の比較テスト方法

No	文書名	リンク先	概要
12	Workshop on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters	https://www.entsoe.eu/events/2020/01/30/workshop-on-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources-and-the-potential-contribution-of-grid-forming-converters/	<ul style="list-style-type: none"> グリッドフォーミングコンバータ技術関連 2020/1/30実施のTG HPワークショップでのプレゼン資料へのリンクあり。
13	Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2018/1/31)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_Need_for_Synthetic_Inertia_final.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 疑似慣性についてのImplementation Guidance Document 疑似慣性の必要性について Fast Frequency ResponseはROCOF増大に対処できない。疑似慣性が効果的である。 疑似慣性の制御方法によってはシステムの安定性に影響する。(電流注入式インバータに動揺方程式を適用したSEBIR方式はdf/dt値を使うが、df/dtの適切な計測は難しいため) システム安定化のためのグリッドフォーミングインバーターの活用
14	Fault current contribution from PPMs & HVDC ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2016/11/16)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_Fault%20Current%20Contribution%20from%20PPMs%20%20HVDC_for%20consultation_for%20publication.pdf	<ul style="list-style-type: none"> PPMによる故障電流供給についてのImplementation Guidance Document 故障電流(Fast Fault Current)の寄与能力についての背景説明
15	Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2018/1/31)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_RoCoF_withstand_capability_final.pdf	<ul style="list-style-type: none"> ROCOF耐性についてのImplementation Guidance Document 耐ROCOF要求値は系統慣性関連 電源のROCOF耐性とは TSOが指示する耐ROCOF値の例 電源の耐ROCOF値のテスト判定値の例
16	Limited frequency sensitive ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2018/1/31)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_LFSM-O-U_final.pdf	<ul style="list-style-type: none"> LFSMについてのImplementation Guidance Document LFSM-O/U機能の目的について説明あり。 RfGには記載されていないLFSM-O/Uの応答時間について説明あり。

No	文書名	リンク先	概要
17	Frequency Sensitive Mode ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2018/1/31)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_FSM_final.pdf	<ul style="list-style-type: none"> FSMについてのImplementation Guidance Document
18	CNC Revised IGDs for consultation 20201201	https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e_cnc_revised-igds_november_2020/user_uploads/cnc-revised-igds-for-consultation_201201.zip	<ul style="list-style-type: none"> 2018年にFinal版として発行されたIGDの改訂版ドラフト(2020年12月のConsultationを反映)であるが、2018年版の内容とほとんど変わっておらずマイナーな改訂
19	Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area of Continental Europe RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group (2017/9/14)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/170926_RG_CE_TOP_08.1_D.2_SPD_Codes_TF_v6_Overfrequency_Control_Schemes.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 系統分離によりIsland状態に移行した時に供給過剰になるケースのOver Frequency状態を制御するための機能としてのLFSM-Oについて、推奨設定を説明している。
20	Task Force Code – System Dynamic Issues for the synchronous zone of Continental Europe (2017/9/26)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/170926_RG_CE_TOP_08_1_D_1_SPD_Codes_TF_v5_System_Dynamic_Issues_for_CE.pdf	<ul style="list-style-type: none"> SG SPD(Sub Group System Protection and Dynamics)で実施しているTF(Task Force)のレポート概要を説明している。SG SPDは系統の動的安定性に関連した運用上の問題を取り扱う。接続コードに関連した特定の問題に対するガイダンスを作成している。
21	Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe (2016 Mar.)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 系統の慣性が減少することが系統運用(周波数維持)にどのように影響するかを考察したもの。 減少していく系統慣性(上昇するRoCoF)とそれに対応する周波数制御についての説明。インバーター電源によるLFSM-O/Uの応答速度の効果について、特定の系統分離事故を想定したシミュレーション結果で考察している。

No	文書名	リンク先	概要
22	Fault Current Contribution from PPMs & HVDC ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2016/11/16)	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/161116_IGD_Fault%20Current%20Contribution%20from%20PPMs%20%20HVDC_for%20consultation_for%20publication.pdf	<ul style="list-style-type: none"> インバータ電源の故障電流供給についてのImplementation Guidance Document
23	Maximum Admissible active power reduction at low frequencies ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection (2018/1/31)	https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/210412_IGD_Max_Admissible_P_reduction_at_low_frequencies.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度についてのImplementation Guidance Document

No	文書名	リンク先	概要
1	Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators, FGH GmbH, February – 2021	https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ee9ecda7-6788-11eb-aeb5-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-search	<ul style="list-style-type: none"> RfG と EN50549-1/2 について、欧州各国の状況を整理したレポート

No	文書名	リンク先	概要
2	IEC TS 62786:2017 TECHNICAL SPECIFICATION Distributed energy resources connection with the grid		<ul style="list-style-type: none"> 本技術仕様は、配電網に接続される分散型電源（DER）に関する原則および技術的要件を規定するもの DER の計画、設計、運用、および配電網への接続に適用される。一般要件、接続方式、開閉器の選択、通常動作範囲、妨害波に対する耐性、周波数偏差に対する有効電力応答、電圧変動および電圧変化に対する無効電力応答、EMCおよび電力品質、インターフェース保護、接続および発電開始、アクティブ電力管理、監視、制御および通信、適合試験などが含まれる。 この文書は、公称周波数 50 Hz 又は 60 Hz で動作する配電網と発電所との接続のためのインターフェース要件を規定するものである。 DER には、分散型電源および恒久的に接続された電気エネルギー貯蔵が含まれる。同期発電機、非同期発電機、コンバータなどの形態で、中電圧（MV）又は低電圧（LV）配電網に接続されるものである。 モバイル電気エネルギー貯蔵装置（電気自動車など）は、将来の版で検討中である。

No	文書名	リンク先	概要
A-1	Grid Code (GC)	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code	<ul style="list-style-type: none"> グリッドコード改定プロジェクト、ドキュメントへのリンク
A-2	Modification Tracker	https://www.nationalgrideso.com/document/159906/download	<ul style="list-style-type: none"> グリッドコード改定プロジェクト概要、履歴リスト
A-3	Grid Code documents	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code/code-documents	<ul style="list-style-type: none"> グリッドコードドキュメント
A-4	Grid Code Modifications	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code/modifications	<ul style="list-style-type: none"> グリッドコード改定プロジェクト
A-5	Network Option Assessment (NOA) Pathfinders	https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders	<ul style="list-style-type: none"> 2050年に向けた英国のネットゼロ目標の一環として、再生可能エネルギーや低炭素エネルギー源から生成されるエネルギーの量が増加している電力システムにおける課題の解決策を模索するプロジェクト 以下3つのプロジェクトがある。 <ul style="list-style-type: none"> - NOA High Voltage Pathfinder - NOA Stability Pathfinder - NOA Constraint Management Pathfinder
A-6	NOA Stability Pathfinder	https://www.nationalgrideso.com/future-of-energy/projects/pathfinders/stability	<ul style="list-style-type: none"> 送電線に接続された同期発電の減少によって生じた電力システムの安定性の問題を解決するための最も費用対効果の高い方法を探しているプロジェクト Phase 1 (concluded): イギリス全土でイナーシャを増やすための最もコスト効率の良い方法を探すプロジェクト Phase 2 (ongoing): スコットランドで安定性と慣性力の両方を高めるための最も費用対効果の高い方法を探しているプロジェクト Phase 3 (ongoing): イングランドとウェールズの特定の場所で短絡レベルと慣性の両方を向上させる最もコスト効率の良い方法を探しているプロジェクト

No	文書名	リンク先	概要
B-1	Balancing Services	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services	<ul style="list-style-type: none"> 需要と供給のバランスを取り、英国の送電システム全体の電力供給のセキュリティと品質を確保するためのサービスの調達 Frequency response service, Reserve services, System security services, Reactive power servicesなどのサービスがある。
B-2	Frequency response service	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services	<ul style="list-style-type: none"> システム周波数を50Hz ±1%で制御する義務のためのサービス Dynamic Containment (DC), Dynamic Moderation (DM), Dynamic Regulation (DR), Mandatory response services, Firm frequency response (FFR), Phase 2 Auction Trial などのサービスがある。
B-2.1	Dynamic containment (DC)	https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements	<ul style="list-style-type: none"> Dynamic containment (DC) は、突然の需要または供給の損失が発生した場合に、運用範囲+/- 0.5Hzの周波数に制御する即効性の障害後サービスである。このサービスは、周波数に非常に迅速かつ比例して供給されるが、周波数が動作限界 (+/- 0.2Hz) を超えた場合にのみアクティブになる。 設備容量 100MW超に適用する。
B-2.2	Dynamic Moderation (DM)	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/Frequency-Response-Services/Dynamic-Moderation	<ul style="list-style-type: none"> Dynamic Moderation (DM) は、ESOが周波数を運用制限内に維持するのを支援することを目的として迅速に提供する。DMのプロバイダーは、周波数が動作範囲の端に向かって移動したときに迅速に対応することにより、誤った風予報などによる需要と発電の間の突然の大きな不均衡の管理を支援する。
B-2.3	Dynamic Regulation (DR)	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/Frequency-Response-Services/Dynamic-Regulation	<ul style="list-style-type: none"> Dynamic Regulation (DR) は、周波数の連続的ではあるが小さな偏差をゆっくりと修正するように設計された障害前サービス。目的は、50Hzのターゲット周辺の周波数を継続的に調整することである。
B-2.4	Mandatory response services	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/mandatory-response-services	<ul style="list-style-type: none"> Mandatory frequency response (MFR)は、周波数変化に応じた有効電力出力の自動変化サービスである。このサービスは、頻度を規定および運用上の制限内に保つのに役立つ。 プロバイダーは、これらのうちの1つ、または異なる応答時間を組み合わせて提供することができる。 <ul style="list-style-type: none"> Primary response: イベント発生から10秒以内に応答し、さらに20秒間の継続 Secondary response: イベント発生から30秒以内に応答し、さらに30分間継続 High frequency response: イベント発生から10秒以内に応答し、それを無期限に継続

No	文書名	リンク先	概要
B-2.5	Firm Frequency Response (FFR)	① https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr?overview ② https://www.nationalgrideso.com/document/103306/download	<ul style="list-style-type: none"> FFRは、他の方法ではサービスにアクセスできない可能性のあるプロバイダーの市場へのルートを提供する。FFRサービスは、TSOとサービスプロバイダーの両方に、必須のサービス契約の下での価格の不確実性に対するある程度の安定性を提供する。 FFRは、周波数の変化に対して、動的応答と非動的応答の両方を提供する。 <ul style="list-style-type: none"> Dynamic frequency response: システム上の通常の秒単位の変化を管理するために使用される、継続的に提供されるサービス Non-dynamic frequency response: 通常、定義された周波数偏差でトリガーされる個別のサービス 応答速度: Frequency Response には以下の応答速度がある。 <ul style="list-style-type: none"> Primary response: イベント発生から10秒以内に応答し、さらに20秒間の継続 Secondary response: イベント発生から30秒以内に応答し、さらに30分間持続 High frequency response: イベント発生から10秒以内に応答し、それを無期限に継続 FFRサービスは、技術的な要件を満たすバランシングメカニズム（BM）プロバイダーと非BMプロバイダーの両方に開放されている。これには、送配電ネットワークに接続された発電機、貯蔵事業者、需要サイド・レスポンスの集約などが考えられる。 プロバイダーは、入札されたFFRの窓の外で、他のバランシングサービスを提供することができる。 各 FFR ウィンドウの開始時に、ユニットは準備ができていて、周波数感応モードでなければならない。
B-2.6	Phase 2 Auction Trial	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/frequency-auction-trial	<ul style="list-style-type: none"> 静的低周波数（LFS）および動的低高周波数（DLH）製品 Dynamic Low Highサービスは、毎月のFFR Dynamicサービスに似ているが、プライマリ、セカンダリ、およびハイレスポンスの同量の供給が必要である。 オークションは、EPEX SPOTオークションプラットフォームを通じて静的低周波（LFS）および動的低高周波数（DLH）製品を毎週調達する。 LFS (Low Frequency Static): 49.6Hzでトリガーされるスタティックなサービス。最小要件は1MWで、1秒でフル出力が必要である。 DLH (Dynamic Low High): Primary, Secondary, High frequency responseという3つの周波数特性を同量で提供するダイナミックサービス

No	文書名	リンク先	概要
B-3	Reserve services	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services	<ul style="list-style-type: none"> 1日の特定の時間帯において、追加の電力源により、英国の送電システムで予想以上の電力需要を管理できるようにするために利用できる追加の電源 Fast reserve, Short-term operating reserve (STOR), Demand Turn Up, Super SEL, BM start up, Replacement Reserve (RR) などのサービスがある。
B-3.1	Fast Reserve	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/fast-reserve	<ul style="list-style-type: none"> 高速予備力は、発電出力を増やしたり、需要源からの消費を減らしたりすることで、迅速で信頼性の高い有効電力の供給を提供する。技術的な要件を満たすことができるバランシングメカニズム（BM）と非BMプロバイダーの両方に開かれている。これには、送配電ネットワークに接続された発電機、蓄電事業者、需要サイド・レスポンスの集約などが考えられる。 平均してプロバイダーは1回に約5分間、1日に10回利用される。プロバイダーは、15分間予備を維持する能力を持つことが期待されている。
B-3.2	Short-term Operating Reserve (STOR)	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve	<ul style="list-style-type: none"> 一日のうちで、実際の需要が予測を上回った場合や、予期せぬ発電所の稼働停止に対処するために、余分な電力供給源へのアクセスが必要な場合がある。経済的に可能な場合は、STORサービスを通じて事前に余剰電力を調達する。このサービスのプロバイダーは、追加発電または需要削減のいずれかを提供することで、予備力の要件を満たす。 STORの必要量は、時期、週、日により異なる。

No	文書名	リンク先	概要
B-3.3	Demand Turn Up	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/demand-turn	<ul style="list-style-type: none"> デマンド・ターン・アップ（DTU）サービスは、再生可能エネルギーの出力が高く、国の需要が低い時間帯に、大口需要家や発電事業者に需要の増加や発電量の減少を促すものである。これは通常、夏の夜間や週末の午後に行われる。 このサービスは、需要が少なく再生可能エネルギーの出力が高い時間帯に、需要を増やしたり発電量を減らしたりする柔軟性を持つ技術であれば、以下のいずれでも利用することができる。 <ul style="list-style-type: none"> 真のデマンド・ターン・アップ 熱電併給（CHP） その他の発電 エネルギー貯蔵（バッテリーなど） その他の技術。ただし、必要な柔軟性を提供できるもの。 利用可能性を宣言する際には、利用可能な需要回転数に影響を与える可能性のあるあらゆる要因を考慮することが重要である。 需要家への供給と並行して他のサービスを提供することはできない。プロバイダーは、他のbalancingサービスを提供できるようにしたい決済期間中、デマンド・ターン・アップを利用できないことを宣言する必要がある。
B-3.4	Super SEL	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/super-sel	<ul style="list-style-type: none"> スーパーSELは、同期している発電機の最低発電量を下げることによって、系統に同期している発電機の最低MWレベルまたはStable Export Limit（SEL）の合計を直接的に減少させるために利用される。 このサービスは、最低限の技術的要件を満たすことができるbalancingメカニズム参加者に開放されている。スーパーSELサービスは、発電機のエネルギー出力に変更を加える必要はなく、低下した最低有効電力レベルへのアクセスを与えるものである。スーパーSELの契約締結は、取引指示書を通じて行われる。出力要求はbalancingメカニズムを通じて行われ、必要に応じて新しい低いSELまで出力を低下させる。

No	文書名	リンク先	概要
B-3.5	BM start up	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/bm-start	<ul style="list-style-type: none"> BMスタートアップサービスは、追加発電をその日のうちに利用できるようにするもの。このサービスは、89分というBMの時間枠の中で利用できないことが予想されるすべてのバランシングメカニズム（BM）参加者に開放されている。
B-3.6	Replacement Reserve (RR)	https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/replacement-reserve-rr	<ul style="list-style-type: none"> リプレースメント・リザーブは、欧州のTSO間で統一された、有効電力の増加と減少の両方を提供するサービス
B-4	Reactive power services	https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services	<ul style="list-style-type: none"> 無効電力サービスとは、システムの電圧レベルを公称電圧の上下に一定の範囲内に維持するサービス。発電機やその他の設備所有者に、無効電力を吸収または生成するよう指示する。 電圧レベルの管理は、無効電力を吸収（電圧を下げる）するか、無効電力を生成（電圧を上げる）するシステム上の要素間のバランスを維持することで行われる。 システムのさまざまなニーズに対応するため、ローカルレベルで電圧レベルを管理する必要がある。適切な場所で適切な無効電力を注入しなければ、送電系統の電圧プロファイルは法定計画および運用上の制限を超えることになる。 Obligatory reactive power service (ORPS), Enhanced reactive power service (ERPS)サービスがある。将来動向としては、Reactive Reform – Market Design がある。
B-4.1	Obligatory Reactive Power Service (ORPS)	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power-service	<ul style="list-style-type: none"> 義務的無効電力サービス（ORPS）とは、無効電力出力を変化させるサービスである。発電機は、連系点付近のシステム電圧を管理するために、任意の出力で無効電力を生成または吸収するよう要求されることがある。グリッドコードの要件が適用されるすべての発電機は、無効電力を提供する能力を持つことが要求される。 ORPSは、他のバランシングサービスと一緒に提供することができる。 システムの絶えず変化するニーズを満たすために無効電力が局所的に提供され、不測の事態に対応するために十分な無効電力の予備が利用可能であること。 一般に、送電網に接続されている発電容量50MW以上の発電所は、グリッドコードCC6.3.2に規定されているように、このサービスを提供する能力を持つことが要求される。

No	文書名	リンク先	概要
B-4.2	Enhanced reactive power service (ERPS)	https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service-erps	<ul style="list-style-type: none"> 強化型無効電力サービス（ERPS）は、グリッドコードや義務的無効電力サービス（ORPS）の要件以上の無効電力を提供できる発電機に適用する。 ERPSは、無効電力を生成または吸収することができるが、ORPSを提供する必要がないプラントまたは装置の事業者に市場参入ルートを提供する。 ERPSは、他のバランシングサービスと並行して提供することができる。 無効電力を吸収または生成できるプラントまたは装置を持つサイトは、ERPSを提供することができる。これは、ORPSを提供し、最小要件を超えるレベルの電圧サポートを提供したい同期発電設備に可能性がある。また、無効電力を生成または吸収する能力を持つ他のサイトによって提供される可能性もある。
B-4.3	Reactive Reform – Market Design	https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/reactive-reform-market-design	<ul style="list-style-type: none"> NGESO (National Grid ESO)は、システム電圧制御のために直面している課題の解決に役立つ無効電力サービスの改革に向けた潜在的な解決策を探っている。システム電圧制御のために直面している課題に対処するため、NGESOは、総合的かつインタラクティブなアプローチを用いて、より多くの参加者が技術や接続形態を超えて適切な場所で無効電力サービスを提供し、システム電圧セキュリティを維持し、全体的な無効電力コストを削減して消費者利益を最大化できるようなソリューションの可能性を探っている。
B-5	Electricity System Restoration	https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/electricity-system-restoration-standard	<ul style="list-style-type: none"> ゼロ・カーボンへの道を成功させるには、既存の電力システム復旧準備の段取りを変更する必要がある。特に、効率的な移行に対応するためのサービス、新技術、フレームワーク、運用ツール、方法への投資が必要となる。ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、政策声明を発表し、全国の電力系統で全国的または部分的な停電が発生した場合の電力供給の復旧について、法的拘束力のある目標、すなわち新しい電力系統復旧基準（ESRS）を導入し、現行の規制枠組みを強化する必要性を打ち出した。この新しいESRSは、5日以内に英国の電力需要の100%を復旧させるのに十分な能力と体制をESOに求めるものである。これは地域的にも実施されるべきで、24時間以内に地域需要の60%を復旧させるという暫定的な目標が設定されている。ESOは、遅くとも2026年12月31日までに、この基準を遵守するためのすべての準備が整っていることを確認しなければならない。新基準を実施し、合意した期限を守るために、ESOは復旧計画を見直す必要があり、特に、従来の供給元および非従来型の供給元から追加の復旧サービスを調達する必要性を想定している。これらの問題を解決するために必要な変更を特定し、実施するために業界のワーキンググループを設立し、ESRSの要件を満たすことによる影響について業界の意見を求めるコンサルテーションを発表した。

No	文書名	リンク先	概要
C-1	The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) Project	https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/enhanced-frequency-control-capability-efcc	<ul style="list-style-type: none"> 従来の大型回転発電機は、慣性力（物体の運動変化に対する抵抗力）が大きく、周波数安定度の維持に自然に作用していた。再生可能エネルギーは慣性を持たないため、システムの安定性に問題がある。周波数が急激に変化するリスクが高まると、電力ネットワークに障害が発生する可能性がある。その結果、システムを安定させるために、より多くの量と速度の周波数応答が必要になる。 NGESOは、システムに接続される再生可能エネルギー源が増え、石炭火力発電所のような慣性の大きい発電機が置き換えられると、50Hzでの周波数応答の維持がより困難になることを発見した。再生可能エネルギー、需要サイドリソース、その他の技術を活用した、大幅に高速な周波数、協調応答ソリューションを新たに開発する必要がある。Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) プロジェクトは、この課題に対する解決策を見出すために設立された。2019年4月30日終了
C-2	The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report	https://www.nationalgrideso.com/document/144441/download	<ul style="list-style-type: none"> 上記クロージングレポート

No	文書名	リンク先	概要
A-1	Refine by Category Grid Code Derogations Modifications	Library (eirgridgroup.com)	
A-2	Register of Granted Derogations v25 – June 2021	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Register-of-Granted-Derogations-v25-June-2021.pdf	
A-3	Presentations and agendas from the Grid Code Review Panel meeting on 23 March 2021	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Presentations-and-agendas-from-the-Grid-Code-Review-Panel-meeting-23-March-2021.zip	<ul style="list-style-type: none"> 2022/4Qに蓄電池要件追加予定とスケジュールのみ議論
A-4	MPID 286 Correction Of Voltage Graphs 110kV 220kV Systems Transmission	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/MPID286_CorrectionOfVoltageGraphs110kV_220kVSystemsTransmission.pdf	
A-5	MPID 286 Recommendation Paper	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/MPID286_RecommendationPaper.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 110kV 系電圧範囲変更理由
A-6	WFPS Meteorological Signals Guidelines	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/WFPS-Meteorological-Signal-Guidelines.pdf	<ul style="list-style-type: none"> Wind Farm 気象観測器に関する要求
A-7	Register of existing derogations approved by the CRU	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Register-of-Derogations-March-2021-incl-Extent-of-Compliance-v24.pdf	
A-8	Guideline for the Application of Connection Network Codes to Existing Users- V1.0.pdf	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Guideline-for-the-Application-of-Connection-Network-Codes-to-Existing-Users-V1.0.pdf	<ul style="list-style-type: none"> RfG非対応発電設備に向けてのガイドライン

No	文書名	リンク先	概要
A-9	Clarification of PPM FRT Requirements in PPM1.4.2 (c): Reactive current response during voltage dip	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/MPID277_Clarification_of_PPM_FRT_Requirements_PPM1_4_2_c.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下時の無効電流供給時の条件変更
A-10	Presentations and agendas from the Grid Code Review Panel meeting on 02 July 2020	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/IrelandGCRP_02072020.zip	
A-11	Integration of Battery Energy Storage Systems to the Ireland and Northern Ireland Power Systems	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Integration-of-Batteries-Implementation-Note.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池のグリッドコード組み入れ
A-12	Steady-State Reactive Power (SSRP) System Services Test Procedure Battery	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Battery-SSRP-test-procedure-template.docx	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の試験手順
A-13	Agendas, Approved Minutes and Presentations from the Grid Code Review Panel Meetings 12 April 2019	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GCRPIreland12April2019.zip	
A-14	01 July 2019 Various documents associated with Grid Code Modification - MPID275	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.zip	<ul style="list-style-type: none"> RfG対応（周波数変動・電圧変動対応、電圧範囲）
A-15	27 June 2017 WFPS Frequency Response Test Procedure	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/WFPS_TestProcedureFrequencyResponse_Final.docx	
A-16	05 September 2016 WFPS Active Power Control Test Procedure	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/WFPS-Active-Power-Control-Test-Procedure.docx	

No	文書名	リンク先	概要
B-1	DS3 Programme	http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/	<ul style="list-style-type: none"> “Delivering a Secure, Sustainable Electricity System” (DS3) アイルランドに課された再エネ導入EU目標(2020年までに16%)に対し、EirGridが40%と独自目標を定めたときのプログラム。 2018年までに、DS3プログラムにより、EirGridはシステム上の再生可能エネルギーの瞬間レベルを50%から65%に引き上げることができた。2021年にはこれを70%に引き上げ、その後75%の試験運用を開始した。2020年には目標を達成し、2020年間に再生可能エネルギーが電力消費の43%を占めるようになった。現在、75%の非同期運転試験が進行中。2030年には新しい目標が設定され、新しいプログラム「Shaping Our Electricity Future」からの運用ロードマップがDS3を引き継ぐ。
B-2	DS3 SYSTEM SERVICES AGREEMENT	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Ire-DS3-System-Services-Regulated-Arrangements_final.pdf	
B-3	DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-SS-Protocol-v3.0.pdf	<ul style="list-style-type: none"> DS3 System Services Protocol 文書は、DS3 System Services Agreement を補足するもの DS3システムサービス契約書の一部として、サービスプロバイダとそのプロバイダユニットが満たすべき運用要件とパフォーマンスモニタリング要件に関する情報を提供する。
B-4	System Services - 2030 Volumes Indicative Portfolio Capability Analysis	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/System-Services-Indicative-2030-Volumes.pdf	<ul style="list-style-type: none"> システムサービスの市場ベースの調達、アイルランドと北アイルランドの2030年の再生可能エネルギー電力の野望の実現を支援するために、将来、より高いレベルのSNSPで運用するために必要な能力を得るための正しい投資シグナルも提供することを目的として作成されたレポート。ステークホルダの意見もあり。

No	文書名	リンク先	概要
B-5	DS3 Performance Measurement Device Standards for Fast Acting Services	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Performance-Measurement-Device-Standards-for-Fast-Acting-Services.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 第三者の測定装置（すなわち、非標準の装置）の使用によるDS3システムサービスの性能監視のための最小限の基準と遵守要件を規定する文書 最小データ解像度、電流・電圧変換器のクラス、計測精度を定めている。
B-6	System Services Compliance	http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/grid-code-compliance-test/compliance-testing/system-services-testing/index.xml	<ul style="list-style-type: none"> コンプライアンス手続きと報告書の一覧
B-7	DS3 System Services Compliance and Testing Capability Management Guidance Document	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/SS-Guidance-document.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 市場商品別コンプライアンス試験要領ガイダンス
B-8	DS3 System Services Qualification Trials Process Outcomes and Learnings 2017	https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Qualification-Trials-Process-Outcomes-and-Learnings-2017.pdf	<ul style="list-style-type: none"> DS3 System Service の実証レポート 風力/ダイヤモンドサイドマネジメント/蓄電設備による POR の実証 中給制御火力/風力/ダイヤモンドサイドマネジメント/HVDC設備による FFR の実証 中給制御火力/風力による FPFAPR/DRR の実証

No	文書名	リンク先	概要
C-1	Low Carbon Inertia Services	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-SONI-Plan-for-procurement-of-LCIS-Webinar.pdf	<ul style="list-style-type: none"> • SNSP 75%→85%→95%と将来高くしていくにあたり、必要となる慣性力(無効電力と短絡電流寄与も含む)の調達に関するプロジェクトの紹介
C-2	2021 Annual Innovation Report	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/2021-Innovation-Report-V1.pdf	<ul style="list-style-type: none"> • 2030年目標に向けてのロードマップ
C-3	Shaping our electricity future	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Shaping_Our_Electricity_Future_Roadmap.pdf	<ul style="list-style-type: none"> • Shaping Our Electricity Future Roadmapは、次のような観点から重要な開発の概要を示している。ネットワーク、関与、運用、市場の観点から、安全な移行をサポートするため。2030年までに電力網で少なくとも70%の自然エネルギーを利用できるようにすること。80%、そして2050年にはネットゼロを目指す。そのためには、2030年までの確実な移行が不可欠。安全、安心、信頼性、経済性、効率性の高い電力を運用、開発、維持すること。送電システムは、すべての合理的な電力需要を満たすことを目的としている。
C-4	Potential Solutions for Mitigating Technical Challenges Arising from High RES-E Penetration on the Island of Ireland, A Technical Assessment of 2030 Study Outcomes, 22 December 2021	http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Technical-Assessment-of-2030-Study-Outcomes.pdf	<ul style="list-style-type: none"> • この報告書は、[1]、[2]で特定された主要な技術的課題に対処するために、EirGridと SONI 内で行われた緩和研究（EU SysFlex Task 2.6 [3] など）の結果を示すもの。 <p>[1] “Technical Shortfalls for Pan European Power System with High Levels of Renewable Generation,” April 2020. [Online]. Available: https://eusysflex.com/wp-content/uploads/2020/05/EUSysFlex_D2.4_Scarcity_identification_for_pan_European_System_V1.0_ForSubmission.pdf. [Accessed 27 April 2021].</p> <p>[2] EirGrid, “Shaping Our Electricity Future - Technical Report,” February 2021. [Online]. Available: https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Full-TechnicalReport-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf. [Accessed 26 April 2021].</p> <p>[3] “Mitigation of the Technical Scarcities Associated with High Levels of Renewables on the European Power System,” June 2021. [Online]. Available: https://eusysflex.com/wp-content/uploads/2021/06/Task_2.6-Deliverable-ReportV1.0_for_Submission.pdf. [Accessed 30 June 2021].</p>

No	文書名	リンク先	概要
A-1	SYSTEM CONDITIONS Historical technical regulations for system conditions Section is under construction.	https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Historical-technical-codes-and-regulations	
A-2	Regulations governing the connection of electricity-generating facilities to the public electricity supply grid	https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection	

No	文書名	リンク先	概要
B-1	MARKET REGULATIONS (デンマーク語のみ、アンシラリーサービス技術要件以外の計測・通信条件等についての仕様)	https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Regler-for-elmarkedet/Markedsforskrifter#C1	<ul style="list-style-type: none"> • REGULATION C1: CONDITIONS FOR BALANCE SHEET LIABILITY • REGULATION C2: BALANCE SHEET MARKET AND BALANCE SHEET SETTLEMENT • REGULATION C3: PLAN MANAGEMENT - DAILY PROCEDURES • REGULATION D1: SETTLEMENT MEASUREMENT AND BASIS OF SETTLEMENT • REGULATION D2: TECHNICAL REQUIREMENTS FOR ELECTRICITY MEASUREMENT • REGULATION E1: COMPENSATION FOR OFFSHORE WIND FARMS BY MANDATORY DEREGULATION • REGULATION F: EDI COMMUNICATION • REGULATION H1: CHANGE OF ELECTRICITY SUPPLIER • REGULATION H2: MEASUREMENT AND TEMPLATE SETTLEMENT • REGULATION H3: SETTLEMENT OF WHOLESALE SERVICES AND CHARGES • REGULATION I: BASIC DATA
B-2	ACCESS TO THE ANCILLARY SERVICE MARKETS	https://en.energinet.dk/Electricity/Ancillary-Services/Access-to-the-ancillary-service-markets	<ol style="list-style-type: none"> 1. 供給者は、デンマーク東部または西部における発電または需要のバランス責任者として承認され（market regulation C1参照）、さらに「Main agreement on the supply of ancillary services」を締結していなければならない。このオプションは、すべてのアンシラリーサービスの提供へのアクセスを提供する。 2. 供給者は、「Agreement on the supply of balancing services without energy supplies」を締結していなければならない。このオプションにより、デンマーク西部のFCR、デンマーク東部のFFR、デンマーク東部のFCR-D、すなわち供給者がバランス責任者との契約を必要としない、非常に限られたエネルギー供給によるアンシラリーサービスを利用することができるようになる。 <ul style="list-style-type: none"> • さらに、アンシラリーサービスを供給するプラントやシステムは、Energine tの認可を受ける必要がある。プラントとシステムの承認は、「Prequalification and test of units and aggregated portfolios」を条件として与えられる。 • 技術的要件や商業的条件を含む様々なアンシラリーサービス製品のレビューは、「Ancillary services to be delivered in Denmark - Tender conditions」で見ることができる。

No	文書名	リンク先	概要
B-3	Ancillary services to be delivered in Denmark	https://en.energinet.dk/-/media/BF9518B699AB46119B20C382D9B5C791.pdf	<ul style="list-style-type: none">アンシラリーサービスの技術的要件、商業的条件を記載FFRとFCR-Dを除き、すべての予備を上方調節予備と下方調節再補充として入札を募集しており、上方調節予備のみ入札を募集している。なお、風力発電機や太陽電池のグループは、各種アンシラリーサービス市場において単独で入札を行うことはできない。風力発電や太陽光発電は、太陽・風力資源の故障により風力発電や太陽光発電が必要な性能を発揮できない場合に、供給を保証するために他の種類の発電と一緒にしておくことができる。

No	文書名	リンク先	概要
A-1	Order No. 842 : Essential Reliability Services and the Evolving Bulk-Power System—Primary Frequency Response	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-842.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 新規に系統連系するすべての大小の発電設備が、接続条件として一次周波数応答機能を有するように、LGIAとSGIAを改定する。
A-2	Order No. 827 : Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-1_68.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 新規に系統連系するすべての大小の非同期電源が、接続の条件として動的無効電力制御し発電所変圧器高圧側で力率+0.95~-0.95の範囲となるようにLGIAとSGIAを改定する。
A-3	Order No. 828 : Requirements for Frequency and Voltage Ride Through Capability of Small Generating Facilities	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-11_5.pdf	<ul style="list-style-type: none"> LGIAで大規模発電設備に求めている、異常な周波数および電圧イベントライドスルー要件を20MW未満の小規模発電設備にも適用するようにSGIAを改定する。
A-4	STANDARD LARGE GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (LGIA)	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/LGIA.docx	<ul style="list-style-type: none"> 大規模発電所に対する規程
A-5	APPENDIX G : INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR A WIND GENERATING PLANT	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/06-16-16-appendixG.pdf	<ul style="list-style-type: none"> LGIAの附属、風力発電のLVRTを規定
A-6	SMALL GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (SGIA)	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/07-21-16-SGIA.doc	<ul style="list-style-type: none"> 小規模発電所に対する規程

No	文書名	リンク先	概要
B-1	Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators (Final Rule) (Issued September 17, 2020)	https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf	<ul style="list-style-type: none"> Order No. 2222 地域送電機関（RTO）および独立システムオペレーター（ISO）市場（RTO / ISO市場）における分散型エネルギー電源アグリゲーターの参加に対する障壁を取り除くための改定
B-2	Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators Order No. 841 (Issued February 15, 2018)	https://www.ferc.gov/media/order-no-841	<ul style="list-style-type: none"> RTO/ISO市場に蓄電池の容量市場、卸売市場、アンシラリー市場への参入障壁をなくすため、RTO/ISOに関連するTariff の改定を命じたもの。電力の再販時は限界価格とする。

No	文書名	リンク先	概要
A-1	Project SAR-011 Revisions to Regional Standard BAL-001-TRE-1	https://www.texasre.org/standards	• BAL-001-TRE-2 プロジェクト
A-2	Regional Reliability Standards Under Development	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/RegionalReliabilityStandardsUnderDevelopment.aspx	• VAR-001-5 プロジェクト
A-3	Project 2016-EPR-02 Enhanced Periodic Review of Voltage and Reactive Standards	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2016-EPR-02-Enhanced-Periodic-Review-of-Voltage-and-Reactive-Standards.aspx	• VAR-002-4.1 プロジェクト
A-4	Technical Rationale for Reliability Standards	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/TechnicalRationaleforReliabilityStandards.aspx	• VAR-501-WECC-3.1 プロジェクト
A-5	Project 2021-01 Modifications to MOD-025 and PRC-019	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project_2021-01_Modifications_to_MOD-025_and_PRC-019.aspx	• PRC-019-2 プロジェクト
A-6	Project 2020-05 Modifications to FAC-001 and FAC-002	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2020-05-Modifications-to-FAC-001-and-FAC-002.aspx	• FAC-001-3 プロジェクト
A-7	Project 2017-07 Standards Alignment with Registration	Project 2017-07 Standards Alignment with Registration (nerc.com)	• FAC-002-3 プロジェクト
A-8	Project 2018-04 Modifications to PRC-024-2	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2018-04-Modifications-to-PRC-024-2.aspx	• PRC-024-2 プロジェクト
A-9	Project 2020-02 Transmission-connected Dynamic Reactive Resources	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project_2020-02_Transmission-connected_Resources.aspx	• HVDC関連参考 White paper - Standard(s) Affected – MOD-025, MOD-026, MOD-027, PRC-019, and PRC-024

No	文書名	リンク先	概要
	以下はBAが対象であり、GO/GOPは対象ではない		
B-1	Project 2017-01 Modifications to BAL-003	https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project201701ModificationstoBAL00311.aspx	BAL-003-2
B-2	Project 2017-06 Modifications to BAL-002-2	Project 2017-06 Modifications to BAL-002-2 (nerc.com)	BAL-002-3
B-3	WECC-0142 Request to Retire BAL-002-WECC-3, Contingency Reserve	Standards WECC-0142	BAL-002-WECC-3

No	文書名	リンク先	概要
C-1	Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs, NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF) White Paper, March 2020	https://www.nerc.com/comm/PC/InverterBased%20Resource%20Performance%20Task%20Force%20IRPT/Fast_Frequency_Response_Concepts_and_BPS_Reliability_Needs_White_Paper.pdf	<ul style="list-style-type: none">産業界が FFR をより理解するための参考資料として、また、新たに BPS に相互接続するインバータベース電源の性能を標準化する IEEE P2800 の基礎資料として有用であることを意図して作成された図書。既存の FFR 市場製品やサービスの定義の見直しや調和は、本書の範囲外。

No	文書名	リンク先	概要
1	P2800		
1-1	DRAFT STANDARD FOR INTERCONNECTION AND INTEROPERABILITY OF INVERTER-BASED RESOURCES INTERCONNECTING WITH ASSOCIATED TRANSMISSION ELECTRIC POWER SYSTEMS	https://sagroups.ieee.org/2800/	
1-2	Approved PAR (revised December 2020)	https://development.standards.ieee.org/myproject-web/public/view.html#pardetail/8856	
1-3	download	https://mypr-nodejs.standards.ieee.org/mypr-file/par/8856/mypr	
2	Timeline & Milestones	https://sagroups.ieee.org/2800/timeline-milestones/	
3	Meetings	https://sagroups.ieee.org/2800/wgmeetings/	
4	1547		
4-1	1547プロジェクト	https://standards.ieee.org/search-results.html?q=1547	

No	文書名	リンク先	概要
A-1	Nodal Operating Guide Revision Requests	http://www.ercot.com/mktrules/issues/nogrr	• ここから以下のリンクに移動
A-2	All Nodal Operating Guide Revision Requests (NOGRRs)	http://www.ercot.com/mktrules/issues/reports/nogrr	• 履歴リスト
A-3	Nodal Operating Guide Library	http://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/library	• 履歴のサマリー

No	文書名	リンク先	概要
B-1	Market Guides	http://www.ercot.com/mktrules/guides	<ul style="list-style-type: none"> ERCOTプロトコルに基づいており、市場参加者のための詳細な参考文書。市場および運営プロセスの確立と調整のためのメカニズムとして機能する
B-2	Current Nodal Operating Guides	http://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/current	<ul style="list-style-type: none"> 2.3 Ancillary Services にサービスの説明あり <ul style="list-style-type: none"> - Regulation Down Service (Reg-Down) and Regulation Up Service (Reg-Up) (for Generation Resources) - Reg-Down and Reg-Up (for Load Resource) - Responsive Reserve (RRS) - Non-Spinning Reserve (Non-Spin) Service - Voltage Support Service (VSS) - Black Start Service (BSS) - Reliability Must-Run (RMR) Service

No	文書名	リンク先	概要
1	Market & Operations	http://www.caiso.com/market/Pages/default.aspx	CAISOの系統運用について <ul style="list-style-type: none"> • Market processes and products • Network and resource modeling • Outage management • Interchange scheduling • Metering and telemetry • Settlements • Transmission operations • Power contracts bulletin board • Reports and bulletins • Market monitoring
2	Market processes and products	http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx	市場・サービスの説明 <ul style="list-style-type: none"> • Day-ahead market • Real-time market • Ancillary services 等
3	Ancillary services	http://www.caiso.com/Participate/Pages/MarketProducts/AncillaryServices/Default.aspx	<ul style="list-style-type: none"> • ISO Tariff 等Requirementsへのリンク
4	ISO Tariff	http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx	<ul style="list-style-type: none"> • Requirements
5	California Independent System Operator Corporation, Fifth Replacement Tariff	http://www.caiso.com/Documents/Conformed-Tariff-as-of-Jan1-2022.pdf	<ul style="list-style-type: none"> • Appendix K Ancillary Service Requirements Protocol (ASRP)
6	Business practice manuals detail California ISO operations	http://www.caiso.com/rules/Pages/BusinessPracticeManuals/Default.aspx	<ul style="list-style-type: none"> • ISOタリフに沿ったカリフォルニアISOの管理、運営、計画、会計の要件に関する規則、手順、事例
7	Reports and bulletins	http://www.caiso.com/market/Pages/ReportsBulletins/Default.aspx	<ul style="list-style-type: none"> • Market performance reports 等
8	INITIATIVE: Energy storage and distributed energy resources	https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Energy-storage-and-distributed-energy-resources#phase4	<ul style="list-style-type: none"> • 屋上太陽光発電、エネルギー貯蔵、プラグイン電気自動車、デマンドレスポンスなど、ISO接続および配電接続された電源のISO市場への参加能力の強化を検討している会議体

No	文書名	リンク先	概要
1	Rule 21 Interconnection	https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/rule-21-interconnection	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社の配電系統に接続される発電設備の相互接続、運転、計測の要件を記述したタリフである。このタリフは、配電・送電システムの安全性と信頼性を地域・系統レベルで保護しつつ、発電施設や蓄電施設の設置を希望する顧客に電力網へのアクセスを提供するものである。 各電力会社は、自社のサービスエリアにおける規則 21 の管理に責任を負い、独自の規則を維持している。
2	RULE 21: WORKING GROUP 4	https://gridworks.org/initiative/s/rule-21-working-group-4/	<ul style="list-style-type: none"> 後述の4つの課題についての会議体(WG4)
3	R21 WG4 Final Report	https://gridworks.org/wp-content/uploads/2020/08/R21-WG4-Final-Report.pdf	<p>以下を議論</p> <ul style="list-style-type: none"> UL1741認証インバーターの単独運転リスク回避 カリフォルニア州のゼロ・ネット・エネルギー建築基準を促進するための手続き 分散型エネルギーの相互接続の増加に伴うリスク 分散型エネルギー資源管理システム（DERMS）およびアグリゲータ コマンドを使用した、運用の柔軟性の必要性への対応
4	WORKING GROUP THREE FINAL REPORT	https://gridworks.org/wp-content/uploads/2019/06/R1707007-Working-Group-Three-Final-Report.pdf	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車と関連する充電インフラ、スマートインバーターの運用要件・機能・通信制御など計10個の課題についての会議体
5	Smart Inverter Working Group	https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/rule-21-interconnection/smart-inverter-working-group	<ul style="list-style-type: none"> スマートインバーターワーキンググループ（SIWG）は、2013年初頭のCPUCとカリフォルニアエネルギー委員会（CEC）の協力により、分散型エネルギー源（DER）の高普及による影響を緩和する重要な戦略として、高度なインバーター機能の開発に着手した。SIWGは、3段階に分けて高度インバーター機能の開発に取り組んできた。 フェーズ 1 では、カリフォルニア州でインバータに接続されるすべての DER に求められる自律的な機能について検討した。2017年9月8日施行 フェーズ 2 では、IOU、DER、DER アグリゲータ間の通信のためのデフォルトプロトコルを検討した。2020年3月22日施行 フェーズ 3 では、通信を必要とする場合としない場合のある、高度なインバータ機能の追加を検討している。機能別に施行時期を設定

No	文書名	リンク先	概要
6	GUIDE TO ENERGY STORAGE CHARGING ISSUES FOR RULE 21 GENERATOR INTERCONNECTION	https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/for-our-business-partners/interconnection-renewables/GuidetoEnergyStorageChargingIssues.pdf	<ul style="list-style-type: none"> Pacific Gas and Electric Company (PG&E) ネットワークへの蓄電設備接続の課題検討
7	Distribution Interconnection Handbook	https://www.pge.com/en_US/large-business/services/alternatives-to-pge/distribution-handbook.page	<ul style="list-style-type: none"> 配電線相互接続ハンドブックには、発電施設または分散型発電（DG）をパシフィック・ガス・アンド・エレクトリック社（PG&E）の配電線に相互接続する方法が記載されている。
8	Proceedings and Rulemaking	https://www.cpuc.ca.gov/proceedings-and-rulemaking	<ul style="list-style-type: none"> ルール制定状況
9	CPUC Voting Meetings	https://www.cpuc.ca.gov/about-cpuc/transparency-and-reporting/cpuc-voting-meetings	<ul style="list-style-type: none"> 定期公開ミーティング
10	Distributed Energy Resource (DER) Action Plan	https://www.cpuc.ca.gov/deractionplan	<ul style="list-style-type: none"> 今後数年間のDERのビジョンを示し、カリフォルニア州が温室効果ガス排出削減と電力会社の配電計画、投資、運用の改革に取り組み続ける中で、複数の手続きにまたがる活動を調整する際のロードマップ
11	Draft Distributed Energy Resources Action Plan 2.0	https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/distributed-energy-resources-action-plan/draft-der-action-plan-20-public.pdf	<p>以下の検討方針を提示</p> <ul style="list-style-type: none"> Track 1) Load Flexibility and Rates Track 2) Grid Infrastructure Track 3) Market Integration Track 4) DER Customer Programs