

欧州RfGの各国への展開状況調査報告 (概要版)

2021年4月21日

電力広域的運営推進機関

1. 調査対象

- (1) 調査対象グリッドコード、規格
- (2) 調査対象国と各国グリッドコード(規則)

2. 欧州調査

- (1) 調査対象規格と各国の電圧階級との関係
- (2) 調査結果概要
- (3) 欧州のRfGにおける発電設備と地域の分類
- (4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 **【抜粋(※)】**
※ **グリッドコード検討会の短期検討の対象を抽出**

3. 欧州調査まとめ

- (1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ
- (2) 欧州各国間の比較
- (3) 今後の議論の参考

1. 調査対象

(1) 調査対象グリッドコード、規格

- **RfG** (European Network Code on Requirements for Generators)と欧州各国グリッドコード
- **EN 50549-1**:2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system”
- **EN 50549-2**:2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 2: Connection to the MV distribution system”

1. 欧州調査

(2) 調査対象国と各国グリッドコード(規則)

国	グリッドコード名称（規則名称）	発行機関
英国	The Grid Code	National Grid ESO
アイルランド	EirGrid Grid Code	EirGrid (TSO)
ドイツ	Technical Connection Rules for High Voltage 他 VDE-AR-N 4130, 4105, 4100, 4120, 4110	VDE (ドイツ電気技術者協会)
スペイン	Proposal of order for establishing the required necessary techniques for the network connection,	REE (Red Eléctrica de España S.A.)
イタリア	Code for Transmission, Dispatching, Development and Security of the Grid	Terna
デンマーク	Technical Regulation 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.5, 3.2.7, 3.3.1	Energinet (TSO)

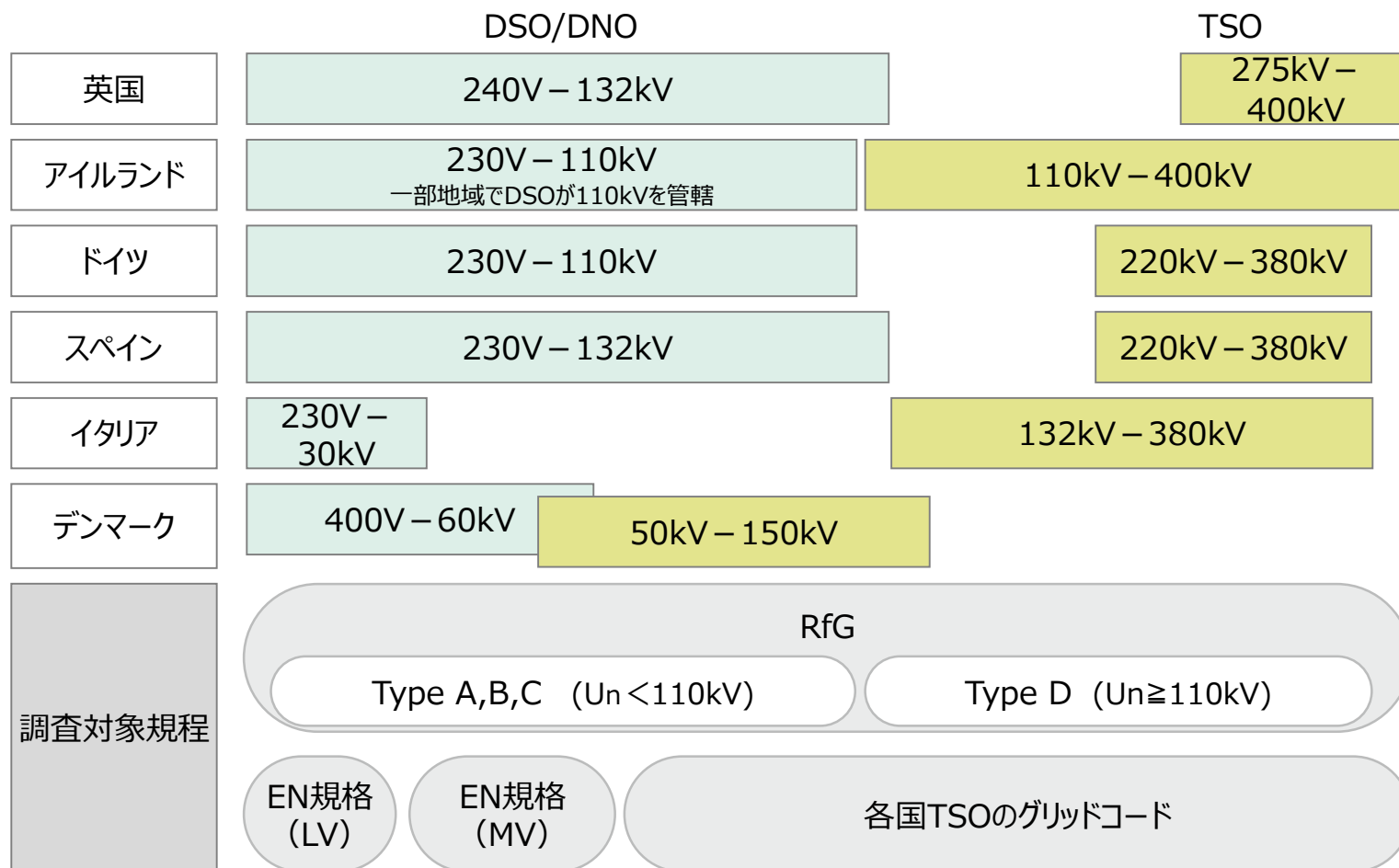
対象国選定理由

- 以下のように再生可能エネルギー電源（風力・太陽光）の導入が進む国々であること。
 - ・風力発電の導入量が多い国：ドイツ、イギリス、スペイン、デンマーク、アイルランド
 - ・太陽光発電の導入量が多い国：ドイツ、イタリア
- 再エネ導入が進む国でありながらイギリス、アイルランドは大陸との連系線容量が小さい。島国である日本も大陸との連系はなく、エリア間の連系線容量にも制限があることから、電力系統の特性・運用などに日本との類似性が考えられること。

2. 欧州調査

(1) 調査対象規程と各国の電圧階級との関係

欧州大ではRfGにより全電圧階級がカバーされ、各国では、特別高圧領域は各国TSOのグリッドコードにより、高圧（MV）及び低圧（LV）領域はEN規格によりカバーされる



2. 欧州調査

(2) 欧州のRfGにおける発電設備と地域の分類

欧州のRfGでは、発電設備と地域の分類があり、地域毎のグリッド及び発電設備構成の状況に応じて、規程や整定値が異なる

- 発電設備は下記の3つに分類される。
 - － 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
- さらに、発電設備は、電圧と出力規模により、下記の4つに分類される。
 - － Type A、B、C、D
- 地域は、下記の5つに分類される。
 - － 欧州大陸、英国、北欧、アイルランド（北アイルランド含む）、バルト三国

－ 発電設備の分類 －

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

2. 欧州調査

(3) 調査結果概要

■ 調査結果

- 詳細は、第5回検討会資料 1 1（全体版）参照：広域機関WEBサイト掲示のみ

調査結果概要

- 目的
 - ✓ ENTSO-Eが公開している、RfGの各国展開状況（モニタリングレポート）と各国のグリッドコード、配電系統に接続する発電設備への要件として補完するEN規格から、RfGの技術要件別に各国の整定値を整理し、再エネ導入状況と整定値の動向を把握する。
- 総括
 - ✓ グリッドコード検討会での短期・中長期検討対象項目に対する各国の状況から、グリッドコード検討会での方向性に問題ないことを確認した。 → 3（2）、（3）参照
- 調査結果概要 → グリッドコード検討会短期検討対象について、2（4）参照
 - ✓ デフォルト値を指定した上で一定範囲で協議し決める要件（並列時条件、LFSM-O/U、FSM）等あるが、各国により対応が異なる場合がある。
 - ✓ RfGではないが、EN規格（4.5.4）で、電圧上昇側のVoltage Ride Throughを規定
 - ✓ デンマーク、EN規格では、蓄電池も発電設備同様の要件を規定、周波数低下時充電モードの場合の負荷低減等を規定
 - ✓ 大容量（デンマークは小規模も含む）の発電設備で、シミュレーションモデルの提供、SCADAとの情報交換、発電設備制御パラメータの遠隔制御等の規定あり
 - ✓ インバーター電源に対する、RoCoF、慣性力供給については、再エネ普及状況と技術成熟度も含めて、継続して情報収集が必要

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
 RfGから各国への展開状況：Type A/B/C/D (一部の項目除く)

RfG 要件名	Limited frequency sensitive mode – over-frequency (LFSM-O) 13.2	Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency 13.3
英国	Start: 50.4Hz (default) Droop: 10% (default)	一定出力を維持すること
アイルランド	Start: 50.2Hz (default) Droop: 4% (default)	(要求なし)
ドイツ	Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default)	(要求なし)
スペイン	Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default)	(要求なし)
イタリア	Start: 50.2Hz (default) Droop: 2.6% (PPM) Droop: 4% (水力) Droop: 5% (その他)	一定出力を維持すること
デンマーク (DK2)	Start: 50.5Hz (default) Droop: 4% (default)	一定出力を維持すること
日本との相違	風力発電設備について、「系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は2～5%の範囲で指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とする。」と要求している。	100MW以上のGT・GTCCについて、出力低下防止機能の具備を要求している。

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type A/B/C/D（一部の項目除く）

[短期検討対象を抜粋]

RfG 要件名	Maximum active power reduction at underfrequency 13.4	Conditions for admissible active power reduction from maximum output 13.5	Logic interface (input port) in order to cease active power output 13.6 [対象はType-A,B]	Automatic Connection 13.7 (Freq. range条件) (Time Delay条件)
英国	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz	大気温度25℃以下	SOからの信号受信後、5秒以内に有効電力出力を停止すること。	49.5 Hz – 50.5 Hz 5 min.
アイルランド	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz	ガスタービンの場合、大気温度10℃、相対湿度70%、大気圧1013hPaの条件	SOが要件を指定する権利を有している。	49.8 Hz – 50.2 Hz 5 min.
ドイツ	10 %P/Hz starting at 49.5 Hz	ネットワークオペレータの承認に基づく条件	—	47.5 Hz – 51.0 Hz Default 10 min.
スペイン	10 %P/Hz starting at 49.5 Hz	大気温度25℃の条件	—	47.5 Hz – 51.0 Hz
イタリア	2 %P/Hz starting at 49.5 Hz (ガスタービン) starting at 49 Hz (その他)	ガスタービンはISO標準による条件	—	—
デンマーク	6 %P/Hz starting at 49 Hz	プラント仕様に基づく大気条件	- 発電設備運用者、electricity supply undertaking、その他プレイヤーとの通信インターフェースを設置すること。 - 停止信号を受信すること。	(DK1) 47.5 Hz – 50.2 Hz (DK2) 47.5 Hz – 50.5 Hz
日本との相違	100MW以上のGT・GTCCについて49.0Hzまでは出力を低下しないよう要求がある。	日本では要求なし	日本では要求なし	日本では要求なし

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type B

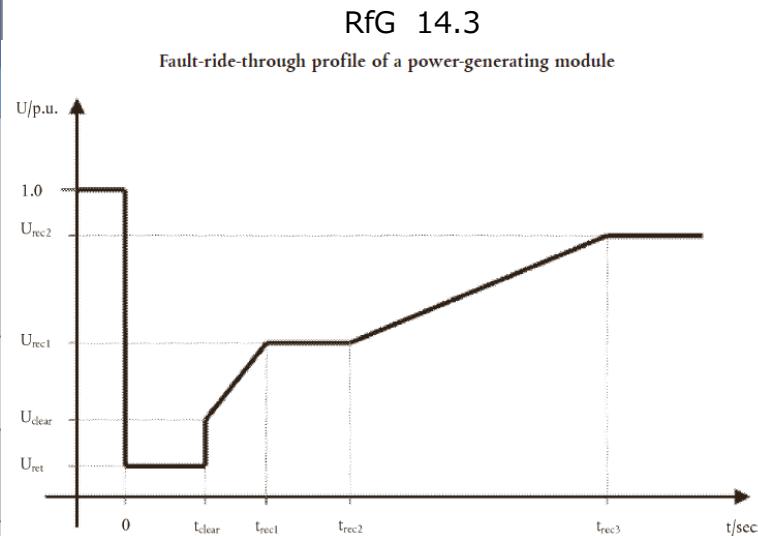
[短期検討対象を抜粋]

RfG 要件名	Control active power output with an interface (input port) and remotely operation 14.2
英国	Type B - SOからの信号受信後、有効電力出力を削減すること。 - SOは必要に応じて遠隔操作に関する要件を指定すること。
アイルランド	1MW以上の発電機に対して、RSOが追加機器の要件を指定すること。
ドイツ	—
スペイン	Type B 信号受信後5秒以内に有効電力を停止もしくは削減すること。
イタリア	—
デンマーク	- 発電設備には発電設備運用者、electricity supply undertaking、その他プレイヤーとの通信インターフェースを設置すること。 - 停止信号を受信すること。
日本との相違	- 太陽光発電については、出力制御ルールが適用される場合において、通信機能をもつPCS(出力制御機能付きPCS)の設置が義務付けられている。 - 系統連系技術要件において、低圧・高圧・特別高圧連系の太陽光、風力発電については、「求めに応じて発電出力の抑制ができる機能を有する」ことが求められている。ただし遠隔制御とは限定していない。

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
 RfGから各国への展開状況: Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG 要件名	Fault ride through "FRT" capability 14.3						
		Voltage parameters [pu]			Recovery time parameters [sec]		
		U _{ret}	U _{clear}	U _{rec2}	t _{clear}	t _{rec2}	t _{rec3}
英国		補足資料で図示					
アイルランド		補足資料で図示					
ドイツ	SPGM	0.3	0.7	0.85	0.15	0.7	1.5
	PPM	0.15	0.15	—	0.15	—	3
スペイン		補足資料で図示					
イタリア	SPGM	補足資料で図示					
	PPM	0.05	0.15	—	0.2	—	1.5
デンマーク (DK1)	SPGM	0.30	0.7	0.9	0.25	0.7	1.5
	PPM	0.15	0.15	0.9	0.25	0.25	1.5
デンマーク (DK2)	SPGM	0.30	0.7	0.9	0.25	0.9	1.5
	PPM	0.15	0.15	0.9	0.25	0.25	1.5
日本との相違	発電設備の種別ごとに定められる事故時運転継続要件 (FRT要件) あり。(詳細は系統連系規程 JEAC 9701 参照)						



Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power-generating modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U _{ret}	0.05-0.3	t _{clear}	0.14-0.15 (or 0.14-0.25 if system protection and secure operation so require)
U _{clear}	0.7-0.9	t _{rec1}	t _{clear}
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} -0.7
U _{rec2}	0.85-0.9 and ≥ U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} -1.5

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U _{ret}	0.05-0.15	t _{clear}	0.14-0.15 (or 0.14-0.25 if system protection and secure operation so require)
U _{clear}	U _{ret} -0.15	t _{rec1}	t _{clear}
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}
U _{rec2}	0.85	t _{rec3}	1.5-3.0

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
 RfGから各国への展開状況 : Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG 要件名	Capability of reconnection after an incidental disconnection caused by a network disturbance 14.4.a			
	Frequency range	Voltage range	Gradient P	Minimum observation time
英国	49.5 – 50.5Hz	<110kV: 0.94 pu– 1.06 pu ≥110kV: 0.9 pu– 1.1 pu	≤300MW: no limit >300MW, <1000MW: ≤50MW/min. ≥1000MW: ≤40MW/min.	—
アイルランド	(個別に設定する) PPMIについては、50.2Hzを超えて連系できない			
ドイツ	Type A 47.5 – 50.1Hz Type B, C 47.5 – 50.2Hz Type D 47.5 – 51.0Hz	Type A 0.85 pu– 1.1 pu Type B, C 0.9 pu– 1.1 pu Type D 99 kV ≤ U ≤ 121 kV (110kV) 187 kV ≤ U ≤ 242 kV (220kV) 340 kV ≤ U ≤ 440 kV (400kV)	—	—
スペイン	47.5 – 51.5Hz	<220kV 0.9 pu– 1.1 pu ≥220, ≤300kV 0.85 pu– 1.15 pu >300, ≤400kV 0.85 pu– 1.1 pu	—	—
イタリア	Type B, C 49.9 – 50.1Hz Type D 47.5 – 50.2Hz	PPM 0.85 pu– 1.1 pu SPGM 0.9 pu– 1.118 pu	≤20 %/min.	≥30 sec.(Default) (0~900 sec.で選択可)
デンマーク(DK1)	47.5 – 50.2Hz	0.9 pu– 1.118 pu	≤20 %/min.	≥180 sec
デンマーク(DK2)	47.5 – 50.5Hz	0.9 pu– 1.1 pu	≤20 %/min.	≥180 sec
日本との相違	日本では要求なし			

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
 RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG 要件名	Information exchange 14.5.d			
	情報 受信者	送信周期	通信形式	項目数
英国	NGESO	1sec以内	—	6 (Type B, C, D)
アイルランド	(個別に設定する)			
ドイツ	(個別に設定する)			
スペイン	SO	二次調整力を提供する 発電機:マスターレギュ レータ(regulador maestro)の周期以下 それ以外: 12sec以内の SOが定める周期	ICCP-TASE2	2 (二次調整力を提供する発電機) 7 (出力50MW超の火力機(自家発電含む)) 4 (出力50MW超のその他の発電機) 4 (出力5MW超50MW以下の発電機) 2 (以上において再生可能電源の場合) 1 (出力1MW超の発電機)
イタリア	Terna (TSO)	伝送内容により0.2sec～ 15min.	IEC 60870-5-104/101プロ トコル	10 (回転機) 7 (風力発電) 7 (太陽光発電) 8 (電力貯蔵設備) 3 (調整力電源の追加情報)
デンマーク	TSO, DSO	機器状態に関する情報: 10msec. パラメータや出力に関す る情報: 1 sec.	COMTRADE IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems (Type C,D)	2 (Type A) 2 (Type B1) 15 (Type B(うち1MW以上)) 20 (Type C) 22 (Type D)
日本との相違	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。 伝送する情報について項目指定あり。			

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

[短期検討対象を抜粋]

RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG 要件名	Information exchange 14.5.d (前ページの続き：情報項目の内訳)							
	項目数	系統連系 情報	有効電力	無効電力	力率	電圧	機器 /系統保護	その他
英国	6 (Type B, C, D)	1	1	1	—	1	—	2
スペイン	2 (二次調整力を提供する発電機)	—	—	—	—	—	—	2
	7 (出力50MW超の火力機(自家発電含む))	1	2	2	—	1	—	1
	4 (出力50MW超のその他の発電機)	1	1	1	—	1	—	(2)
	4 (出力5MW超50MW以下の発電機)	1	1	1	—	1	—	(2)
	1 (出力1MW超の発電機)	—	1	—	—	—	—	—
イタリア	10 (回転機)	2	3	3	—	2	—	5
	7 (風力発電)	1	2	2	—	2	—	4
	7 (太陽光発電)	1	2	2	—	2	—	4
	8 (電力貯蔵設備)	1	2	2	—	2	—	5
	3 (調整力電源の追加情報)	—	—	—	—	—	—	3
デンマーク	2 (Type A)	—	—	—	—	—	2	—
	2 (Type B1)	—	—	—	—	—	2	—
	15 (Type B(うち1MW以上))	2	4	3	3	1	2	—
	20 (Type C)	2	5	3	3	4	2	1
	22 (Type D)	2	6	4	3	4	2	1
日本との 相違	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。伝送する情報について項目指定あり。例えば、連系用遮断器の開閉状態、受電地点の有効電力、等があるが、力率や電圧までの情報は含まれていない。							

※イタリアでは1項目に複数の情報が記載されているため、前ページの項目数と本ページでの項目数は必ずしも一致しない

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG 要件名	Frequency stability capability of adjusting an active power setpoint in line with instructions 15.2.a	
	Time period to reach the adjusted active power set point	Tolerance applying to the new set point
英国	SOからの指示に従い、設定すること。	
アイルランド	10 min. + Ramp rate for the unit	PGM: maximum of 1 MW or 1% of dispatch quantity PPM: maximum of $\pm 3\%$ of registered capacity or ± 0.5 MW
ドイツ	4 – 40% Pmax/sec.	(個別に設定する)
スペイン	SPGM: 15 min. 風力発電: 2 min. 太陽光発電: 1 min.	$\pm 5\% P_n$
イタリア	—	定常状態: (Type C) $\pm 2\% P_n$ 、(Type D) $\pm 1\% P_n$ 過渡状態: $\pm 5\% P_n$
デンマーク	SPGM: $\geq 1\%$ of P_n /min. ※技術的必要性に応じて、10min.でも可 PPM: $\geq 20\%$ of P_n /min.	1分間の平均逸脱が $2\% P_n$ を超えてはならない。
日本との相違	火力、混焼バイオマス発電設備(特高連系、出力 ≥ 100 MW)に対して、LFC制御の機能として下記の変化速度を要求している。 LFC幅: 定格出力の5%以上 LFC変化速度: 定格出力の1%/min.以上 (GT・GTCCは 5%/min.以上)	

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG 要件名	Limited frequency sensitive mode – under-frequency (LFSM-U) 15.2.c	
	Frequency thresholds	Droops
英国	49.5Hz	10%
アイルランド	49.5Hz	4%
ドイツ	49.8Hz	5%
スペイン	49.8Hz	5%
イタリア	49.8Hz	2.6% (PPM) 4% (Hydro) 5% (other SPGM)
デンマーク	DK1: 49.8Hz DK2: 49.5Hz	5% 4%
日本との相違	日本では要求なし	

※上記数値はいずれも default値として記載されているもの。RfGにはdefault値の記載はないが下記のように設定範囲が記載されている。

RfG 15.2(c)

- the frequency threshold specified by the TSO shall be between 49,8 Hz and 49,5 Hz inclusive
- the droop settings specified by the TSO shall be in the range 2-12 %.

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG 要件名	Disconnecting load in case of underfrequency 15.2.f
英国	SOと合意した周波数を下回る場合は負荷を解列できること。
アイルランド	—
ドイツ	- 要求された周波数を一定時間下回る場合は負荷を解列できること。 - 周波数範囲は45.0 – 50.0Hz内とする。 47.5Hz、100msec.を推奨値とする。
スペイン	47.5 – 48.5Hzの周波数範囲が30分間以上継続する場合、或いは47.5Hzを下回った場合は解列できること。
イタリア	—
デンマーク	49.0Hzを下回る場合は負荷を解列できること。
日本との相違	「系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断含む）を行うこと」の記載あり。周波数低検出といった具体的な手段の指定は無いが、同等の要求機能と解釈できる。

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

[短期検討対象を抜粋]

RfG 要件名	Capability to take part in island operation 15.5.b
英国	- ブラックスタート契約でSOから要求されている場合、単独運転ができること。 - 電力が余剰になった場合、有効電力出力を減らすことができること。 - 単独運転中でもFSM、LFSM-Oの動作ができること。 - 単独運転の検出方法は発電設備運用者、SO、Relevant Transmission Licensee間で合意しなければならない。
アイルランド	—
ドイツ	- 系統事故が発生した場合、単独運転に切り替えることができる。 - 単独運転はnetwork operatorと契約上合意の上で行うこと。
スペイン	—
イタリア	—
デンマーク	- 単独運転ができること。(Type D) - ESKCは動作ステータスを「アラート状態」に変更すること。 - 単独運転検出モジュールを備えたPMUデータにより、単独運転を検出すること。
日本との相違	日本では要求なし

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況 : Type C/D

RfG 要件名	Quick re-synchronisation capability 15.5.c (所内単独運転可能時間)
英国	原動機の特性に依じて、SOが定めなければならない。
アイルランド	4時間
ドイツ	2時間
スペイン	4時間
イタリア	12時間
デンマーク	0時間 (最小再同期時間は15分未満で設定されているため、houseload operationの要求がない)
日本との相違	日本では要求なし

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]

RfGから各国への展開状況 : Type C/D

RfG 要件名	Simulation models 15.6.c
英国	- 連系要件へ準拠していることをシミュレーションにより示すこと。 - 次の項目について、シミュレーション結果を示すこと。①PSSチューニング、②電圧範囲全体のReactive Capability、③電圧制御と無効電力安定性、④Fault Ride Through and Fast Fault Current Injection、⑤LFSM、⑥電圧および周波数コントローラモデルの検証と妥当性確認、⑦HVDCシステムの副同期共振制御と電力振動減衰制御 - 同様の機器、設定条件下における代表的な設備導入に係る適切なシミュレーションによって、詳細な特性が示された機器証明書が提供される場合、SOはシミュレーション結果の提示に係る要求事項を緩和することができる。
アイルランド	- 送電システムユーザーは平衡状態(Plant in balanced)における、実効値 (root mean-square)を用いた、正相 (positive phase-sequence)の、時間領域(time-domain)にわたる、プラント動作を示すモデルを提供すること。 - TSOから指定された場合は、電磁過渡および高調波におけるプラント動作を示すモデルを提供すること。 - モデルの有効性を検証するために、次の項目について、Grid Code compliance testingの結果と比較して適切な結果が得られるか確認すること。①定常状態のReactive Capability、②電圧制御と無効電力安定性、③低電圧FRT、④高電圧FRT、⑤低周波数応答、⑥高周波応答、⑦その他、TSOから要求のあったもの
ドイツ	(個別に設定する)

次ページに続く

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]

RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG 要件名	Simulation models 15.6.c (前ページの続き)
スペイン	シミュレーションモデルはRfGに準ずること。
イタリア	- generator groupは、定常状態、不平衡モードにおける動作を考慮した電気機械的状态（RMSモデル）、電磁過渡状態（EMTモデル）における動作を示すシミュレーションを提供すること。 - モデルは、必要なパラメーターや伝達関数如果使用されていれば、Excelファイル、テキストファイル、ブロック図等、自由形式でよい。 - TSOは発電設備運用者に、シミュレーションの実行を要求できる。一般的に次の項目のように、compliance testingでの確認が難しい項目について要求される。①LFSM-O、LFSM-U、②FSM、③FRT機能、④系統攪乱後の有効電力の回復、⑤単独運転、⑥無効電力、⑦電力振動減衰制御
デンマーク	- 定格有効電力が10MW以上のType Cの同期、非同期発電設備運用者及びType Dの同期発電設備運用者は、静的シミュレーションモデル、動的シミュレーションモデル（RMSモデル）をTSOに提供すること。 - Type Dの非同期発電設備運用者は、静的シミュレーションモデル、動的シミュレーションモデル（RMSモデル）、過渡的シミュレーションモデル（EMTモデル）、高調波シミュレーションモデルをTSOに提供すること。 - 発電設備運用者は、シミュレーションモデルがcompliance testsの結果や試験・検証基準によって検証されていることを確認し、必要な書類を提供すること。 - 動的シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての系統状態における、接続点での発電設備の静的、動的特性を示すこと。また、発電設備の無効電力（非同期発電設備の場合は有効電力も）の設定値変更や外的な事象に関連した、発電設備の静的、動的特性を示すこと。 - 静的シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての静的な系統状態における、接続点での発電設備の静的、準静的特性を示すこと。 - 高調波シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての静的な系統状態における、設備の高調波流出及び高調波インピーダンスを示すこと。
日本との相違	日本ではバリデーション(検証)と、認証された解析用モデルの提出は求めている。

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況 : Type C/D

RfG 要件名	Installation of devices for system operation and devices for system security 15.6.d	Rates of change of active power output 15.6.e
英国	—	$\leq 300\text{MW}$: no limit $> 300\text{MW}, < 1000\text{MW}$: $\leq 50\text{MW}/\text{min.}$ $\geq 1000\text{MW}$: $\leq 40\text{MW}/\text{min.}$
アイルランド	TSOが系統運用や保安のために追加の設備導入が必要であると判断した場合、TSOと発電設備運用者は、その問題を調査し、適切な対応策に合意すること。	Can be site specific but not less than 1.5 % of maximum capacity.
ドイツ	—	SPGM: $\geq 4\%P_{\text{max}}/\text{min.}$ PPM: $\geq 20\%P_{\text{max}}/\text{min.}$ SPGM+PPM: $\leq 40\%P_{\text{max}}/\text{min.}$
スペイン	HVDCシステムでは、制御機能や追加機器を設計する場合、SOから特に指示がない限りは、HVDCの所有者はHVDCシステムとその他の発電設備、及び機器との間の相互作用について調査を実施すること。	—
イタリア	—	$\geq 1\% P_n/\text{min.}$ $\leq 20\% P_n/\text{min.}$
デンマーク	SPGM - 系統保護機能はTSOが接続点の位置やプラント規模に応じて要求する。 - 発電設備運用者はTSOからの指示や保護リレーからの信号に基づき、0.1－4sec以内に有効電力の設定値を調整できる機能を備えること。 - 少なくとも、5つの異なる設定可能な調整範囲オプションを備えること。 PPM - 有効電力の下方調整指示に基づき、速やかに調整できる機能を備えること。調節は指示から1秒以内に開始され、指示の受領後10秒以内に完了すること。 - 少なくとも、5つの異なる設定可能な調整範囲オプションを備えること。	$\geq 1\% P_n/\text{min.}$ $\leq 20\% P_n/\text{min.}$ (但し最大60 MW/min.)
日本との相違	日本では要求なし	「風力発電設備において、5分間の最大変動幅は、発電所設備容量の10%以下とすること」の要求あり。

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋] RfGから各国への展開状況：Type D

RfG 要件名	Voltage ranges 16.2.a
英国	>300kV: 1.05 pu < U < 1.10 pu (15min.)
アイルランド	—
ドイツ	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (30min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (30min.)
スペイン	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (30min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
イタリア	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
デンマーク	(DK1) 110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.) (DK2) 110kV–300kV: 1.118 pu–1.10 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
日本との相違	日本では数値要求なし

※上の表は連続運転範囲(右の表でUnlimitedと表示された範囲)を超えて運転しなければならない範囲を示したものである。

RfG 16.2(a)

電圧階級：110kV–300kV

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited

電圧階級：300kV–400kV

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況：Type D

RfG 要件名	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation 16.2.b
英国	SOはRelevant Transmission Licensee、Network Operator、グリッドユーザーと調整し、規程より広い周波数変動、または規程より長い、周波数および電圧逸脱時の最小動作時間を承認してよい。
アイルランド	—
ドイツ	—
スペイン	—
イタリア	—
デンマーク	—
日本との相違	日本では要求なし

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 [短期検討対象を抜粋]
RfGから各国への展開状況：Type D

RfG 要件名	Fault-ride-through capability 16.3						
		Voltage parameters [pu]		Recovery time parameters [sec.]			
		Urec1	Urec2	tclear	trec1	trec2	trec3
英国	補足資料で図示						
アイルランド	補足資料で図示						
ドイツ	補足資料で図示						
スペイン	補足資料で図示						
イタリア	SPGM	補足資料で図示					
	PPM	—	—	0.2	—	—	2.0($\leq 150\text{kV}$) 2.8($> 150\text{kV}$)
デンマーク (DK1)	SPGM	0.6	0.85	0.15	0.15	0.75	1.5
	PPM	0	0.85	0.15	0.15	0.15	1.5
デンマーク (DK2)	SPGM	0.6	0.9	0.15	0.15	0.75	1.5
	PPM	0	0.9	0.15	0.15	0.15	1.5
日本との相違	発電設備の種別ごとに定められる事故時運転継続要件（FRT要件）あり。（詳細は系統連系規程 JEAC 9701 参照）						

2. 欧州調査

(4) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B synchronous power-generating modules

[短期検討対象を抜粋]

Type Bの同期機
電源が対象

RfG 要件名	Reactive power capability 17.2.a	
英国	- 最大容量で動作する場合、特に合意がない限り、Grid Entry Point または User System Entry Pointにおいて、遅れ力率0.95～進み力率0.95の間で、連続運転しなければならない。 - 最大容量以外で動作する場合、HV Generator Performance Chartの制限内で連続運転しなければならない。	
アイルランド	Distribution Code (DCC6.9) で無効電力要件を規定している。	
ドイツ	—	
スペイン	- 有効電力(P)－無効電力(Q)図を規定している。 - Q/Pmaxのレンジは0.6	
イタリア	LV Connection	Rectangular capability with $\cos \phi$ up to 0.95 (for reactive production and consumption)
	MV Connection ($\leq 400\text{kW}$) *CEI0-16規格	$\cos \phi \geq 0.98$ (for reactive consumption) $\cos \phi \geq 0.9$ (for reactive production)
	MV Connection ($> 400\text{kW}$) *CEI0-16規格	$\cos \phi \geq 0.98$ (for reactive consumption) $\cos \phi \geq 0.8$ (for reactive production)
デンマーク	RfGの規程に伴う国内グリッドコードの変更はなく、従来の要件を保持している。	
日本との相違	高・低圧連系設備について、「発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます」の要求あり。	

補足資料

省略
(全体版へ掲載)

2. 欧州調査

(5) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

28

省略
(全体版へ掲載)

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(1/14)

■ 日本との相違点の再整理

- RfGと系統連系技術要件（東電PG）の主な相違点を再整理する。

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数変化に対するロバスト性	ROCOF耐性 (13.1.b)	急激な周波数変化(例: 2Hz/sec.)が発生しても系 統接続を継続すること。	－ (該当要件なし)	但し、FRT要件の一つとして周波 数変化率上下限 $\pm 2\text{Hz/sec.}$ で の不要解列を防止する要求はあ る。
周波数異常上昇時の 安定化	LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode- Over) (13.2) ※対象はType- A/B/C/Dすべて	50.2Hz(例)以上の周波数 上昇発生時に調定率制御で 出力を減じること。	－ (該当要件なし)	但し、風力発電設備（特別高 圧連系）については次の要件あり。 「系統周波数が上昇し適正値を 逸脱するおそれがある場合は、発 電設備の出力を調定率に応じて 自動的に抑制すること。なお、調 定率は2～5%の範囲で指定 する値とし、不感帯は0.2Hz 以 下とする。」
周波数変化に依存しな い設定出力の維持	Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency (13.3) ※対象はType- A/B/C/Dすべて	周波数が変化しても設定さ 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。)	周波数調整のた めの機能（出力 低下防止機能）	特高連系する100MW以上の GT・GTCCについて、出力低下 防止機能の具備を要求している。 その他の電源については求めてい ない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(2/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数低下時において許容できる最大出力の減少量	Maximum active power reduction at underfrequency (13.4) (13.5) ※対象はType-A/B/C/Dすべて	周波数低下に応じて最大出力が低下する特性と、その条件(大気温度等)を明確にすること。	周波数調整のための機能（出力低下防止機能）	特高連系する100MW以上のGT・GTCCについては周波数低下49.0Hzまでは出力を低下しないことの要求あり。その他の電源については求めている。
出力抑制制御	Remote switch ON/OFF (13.6) ※対象はType-A/B	遠隔操作機能。指令を受けてから5秒以内に出力を停止すること。	－ (該当要件なし)	－
自動併入条件	Auto connection条件 (13.7) ※対象はType-A/B/C	自動併入機能を持つ場合の併入条件を指定する。 ・併入時の周波数範囲と併入待ち時間 ・出力増加レート上限	－ (該当要件なし)	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(3/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
出力下げ遠隔制御 インターフェース	Active power reduction (14.2) ※対象はType-B	出力下げ制御のリモート指令を受けられること。	発電出力の 抑制	- 太陽光発電については、出力制御ルールが適用される場合において、通信機能をもつPCS(出力制御機能付きPCS)の設置が義務付けられている。 - 系統連系技術要件において、低圧・高圧・特別高圧連系の太陽光、風力発電については、「求めに応じて発電出力の抑制ができる機能を有する」ことが求められている。ただし遠隔制御とは限定していない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(4/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
事故発生後の再接続条件	Reconnection after an incidental disconnection due to network disturbance (14.4) ※対象はType-B/C/D	(a) 事故解列後の再並列時の条件はTSOが指示する。 (b) 自動再並列装置の設置には事前にTSOの承認が必要。	— (該当要件なし)	—
情報提供	Information Exchange (14.5.d) ※対象はType-B/C/D	➤ 発電設備は、システムオペレーターまたはTSOに指定された情報を、リアルタイムまたは定期的に情報交換する。 ➤ システム運用者はTSOと連携して、発電設備に求める情報内容を指定する（データリスト）	連絡体制	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。伝送する情報について項目指定あり。例えば、連系用遮断器の開閉状態、受電地点の有効電力、等があるが、力率や電圧までの情報は含まれていない。
周波数制御	Active power controllability and control range (15.2.a)	TSOからの指示に従って出力設定を調整する機能を持つこと。設定された出力に実際の出力が到達するまでに要する時間はTSOが制定する。	周波数調整のための機能	火力、混焼バイオマス発電設備（特高連系、出力 $\geq 100\text{MW}$ ）に対して、LFC制御の機能として下記の変化速度を要求している。 LFC幅：定格出力の5%以上 LFC変化速度：定格出力の1%/min.以上（GT・GTCCは5%/min.以上）

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(5/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数異常下降時の安定化	LFSM-U (Limited Frequency Sensitive Mode-Under) (15.2.c) ※対象はType-C/D	49.8Hz(例)以下の周波数下降発生時に調停制御で出力を増加させること。	— (該当要件なし)	—
周波数制御 (通常時の周波数制御)	FSM (Frequency Sensitive Mode) (15.2.d) ※対象はType-C/D	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。 調定率は 2 - 12%とする。調定率設定は、TSOが系統周波数管理エリア毎に必要な周波数調整予備力を確認して指定する。欧州大陸では200mHzの周波数偏差の発生時に全GF応答を得られるように調定率を考慮する。(英国では500mHzの周波数偏差を考慮)	周波数調整のための機能 ・ガバナフリー制御	特高連系設備において「100MW以上の火力、混焼バイオについて、ガバナフリー運転機能を要求。調定率は5%以下とすること。GF幅は5%以上とすること。」を要求している。しかし、応動開始時間遅れや全応答時間の指定はなし。
周波数安定化のための情報伝送	Monitoring of frequency response (15.2.g) ※対象はType-C/D	FSM運転状態をTSOへリアルタイム送信する機能。	— (該当要件なし)	特高連系設備においてスーパービジョンとテレメータを要求しているが、ガバナフリー制御の状態は伝送していない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(6/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
□バスト性 （有効電力出力維持）	Robustness against frequency and voltage variation (15.4.b) ※対象はType-C/D	周波数と電圧が指定範囲にある限り出力を減ずることなく系統に連系していること。	－ （該当要件なし）	明示的に示されていないが、運転周波数範囲と運転電圧範囲は指定されており、暗黙的に要求されていると考えられる。
□バスト性 （アイランド運転）	Capability to take part in island operation (15.5.b) ※対象はType-C/D	TSOが要求した場合は単独運転（アイランド運転）機能を具すること。	－ （該当要件なし）	－
□バスト性 （早期再接続）	Quick re-synchronization (15.5.c) ※対象はType-C/D	(i) TSOによる系統運用の要求に応じて早期再接続可能とすること。 (ii) 外部電源断から15分以上経過後に再接続する場合、任意の出力運転状態から所内単独運転負荷運へ出力を急減できること。 (iii) 補機電源が外部供給されていなくても所内単独運転に移行して運転継続できること。所内単独運転の継続時間は電源主機の技術的特性を考慮してTSOと協議して決めること。	－ （該当要件なし）	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(7/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
系統運用セキュリティ	Installation of devices for system operation and devices for system security (15.6.d)	系統運用セキュリティに必要な機能の追加が必要とTSOが要求した場合は合意形成をとること。	－ (該当要件なし)	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(8/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
シミュレーションモデル	Simulation Models (15.6.c) ※対象はType-C/D	➤ 発電設備所有者はシステムオペレーターまたはTSOの要求に応じて、発電モジュールの動作を適切に反映するシミュレーションモデルを提供する。 • 定常状態シミュレーション • 動的シミュレーション • 電磁過渡シミュレーション ➤ 提供されたモデルが以下のコンプライアンステストの結果に対して検証されていることを確認する。 • Compliance simulations for synchronous power-generating modules(Article 51~53) • Compliance simulations for power park modules (Article 54~56) • Compliance simulations for offshore power park modules (Article 57)	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(9/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
出力変化レート	Rage of change of active power (15.6.e) ※対象はType-C/D	出力変化レート（上げ、下げレート）の上限、下限の指定にあたっては、電源主機の技術的特性を考慮する。	(出力変動対策) (周波数調整機能)	風力発電設備(特高連系)について、「5分間の最大変動幅は、発電所設備容量の10%以下とすること」の要求あり。 周波数調整機能としてのLFC機能には下記のように上げレートの下限を指定している。 ・GT・GTCC: 5%/min. ・そのほか火力：1%/min.
運転電圧範囲	Voltage range (16.2) ※対象はType-D	指定の電圧範囲内と時限内で解列せずに運転継続できること。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(10/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
ロバスト性 (事故後出力復帰)	Post fault active power recovery (17.3) ※対象は同期発電の Type-B/C/D	(同期発電ユニットが対象) Post-fault active power recoveryの目的は、 1. (非同期電源の導入拡大を考慮し)慣性が低下して周波数感度が高くなった電力系統の周波数を安定させるため。 2. 電圧の安定性を確保し、故障事故後の過電圧の問題を軽減するため。 3. (洋上風車などの) 長距離交流伝送線で発生する可能性のあるインバーター電源(PPM)の過電圧トリップのリスクを軽減するため。	— (該当要件なし)	—
電圧安定化 (無効電力制御)	Supplementary reactive power (18.2.a) ※対象は同期発電の Type-B/C/D	発電機から接続点までのラインにて消費する無効電力は電源側で賄うこと。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(11/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
電圧安定化(無効電力供給能力)	Reactive power capability at maximum active power (18.2.b) ※対象は同期発電の Type-B/C/D	無効電力の供給能力範囲カーブ (U-P/Qmax)はTSOが指定する。	電圧変動対策 力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。
電圧安定化(無効電力供給能力) (PPM発電)	Reactive power capability (20.2.a) ※対象はPPM発電の Type-B	無効電力供給機能の具備をTSOが要求できる。	電圧変動対策 力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。
ロバスト性 (故障電流注入) (PPM発電)	Fast fault current injection (20.2.b,c) ※対象はPPM発電	(b) 高速故障（3相故障）電流の供給に関する要求。 (c) 高速故障（単相、二相故障）電流の供給に関する要求。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(12/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
ロバスト性 (事故後回復 電力) (PPM発電)	Post-Fault active power recovery (20.3.a,b) ※対象はPPM発電 Type-B/C/D	a) PPMが回復電力を出力する条件（電圧敷居値、発生時間、発生出力）についてTSOが指定する。 b) Post-Fault active power recovery機能の仕様について明確にすること。	－ (該当要件なし)	－
疑似慣性 (PPM発電)	Synthetic inertia capability (21.2a,b) ※対象はPPM発電 Type-C/D	疑似慣性を発生する機能の具備についてTSOは要求できる。	－ (該当要件なし)	－
電圧安定化 (無効電力 制御) (PPM発電)	Supplementary reactive power (21.3.a) ※対象はPPM発電 Type-C/D	発電機から送電端までに消費する無効電力は供給すること。	－ (該当要件なし)	－
電圧安定化 (無効電力供 給能力) (PPM発電)	Reactive power capability at maximum active power (21.3.b) ※対象はPPM発電 Type-C/D	無効電力の供給能力範囲カーブ(U-P/Qmax)はTSOが指定する。	電圧変動対策 力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(13/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
無効電力制御 (PPM発電)	Reactive power control mode (21.3.d) ※対象はPPM発電 Type-C/D	無効電力制御、電圧制御、力率制御の機能に関する要求。	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (PPM発電)	Prioritising active or reactive power contribution (21.3.e) ※対象はPPM発電 Type-C/D	FRT動作中に有効電力を優先する場合は発動が150msより遅れてはならない。	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (PPM発電)	Power oscillation damping control (21.3.f) ※対象はPPM発電 Type-C/D	ダンピング制御機能の具備要求（TSOが要求した場合）	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(14/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
運転電圧範囲 (洋上PPM)	Voltage range (25.1,2,3) ※対象は洋上PPM	運転電圧範囲	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (洋上PPM)	Voltage stability requirements (25.4) ※対象は洋上PPM	故障電流注入(20.2.b,c)と無効電力制御(21.3)の要件を洋上PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—
無効電力制御 (洋上PPM)	Reactive power capability (25.5) ※対象は洋上PPM	無効電力供給能力(23.3.b)の要件を洋上PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—
系統復旧 (洋上PPM)	System restoration requirements (27) ※対象は洋上PPM	事故発生後の再接続条件(14.4)とロバスト性(15.5)の要件を洋上PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(2) 欧州各国間の比較

英国とアイルランドでは、他の大陸側各国に比べて国際連系線の容量が十分でないこともあり、系統の安定制御に関して厳しい条件を要求している傾向が見える。

	系統周波数の安定化への寄与度が大きい項目		出力変動対応への寄与度が大きい項目				
	英国	アイルランド	ドイツ	スペイン	イタリア	デンマーク (DK1)	デンマーク (DK2)
周波数低下時の連続運転時間 (RfG 13.1)	長い (90min.)	長い (90min.)	短い (30min.)	短い (30min.)	長い (unlimited)	短い (30min.)	短い (30min.)
LFSM-O、LFSM-UのDroopデフォルト値 (RfG 13.2, 15.2(c))	大きい (10%)	小さい (4%)	小さい (5%)	小さい (5%)	小さい (5%:SPGM)	小さい (5%)	小さい (4%)
低周波数時の、発電出力の低下限度 (RfG 13.4)	低い (2%P/Hz)	低い (2%P/Hz)	高い (10%P/Hz)	高い (10%P/Hz)	低い (2%P/Hz)	高い (6%P/Hz)	高い (6%P/Hz)
自動接続が許容される周波数範囲 (RfG 13.7)	狭い (49.5–50.5Hz)	狭い (49.8–50.2Hz)	広い (47.5–51.0Hz)	広い (47.5–51.5Hz)	—	広い (47.5–50.2Hz)	広い (47.5–50.5Hz)
FSMのDeadband (RfG 15.2(d))	狭い (0mHz)	狭い (±15mHz)	広い (±200mHz)	狭い (0mHz)	広い (±500mHz)	広い (±200mHz)	広い (±500mHz)
出力増加速度の上限 (RfG 15.6(e))	低い	低い	高い	—	やや高い	やや高い	やや高い

3. 欧州調査 まとめ

(3) 今後の議論の参考(1/2)

第5回以降に審議する要件のうち至近の検討会での議論の方向性について、参考として以下に示す。
(系統連系規程等他の規程からの明文化となる要件を除く)

グリッドコード 検討会 項目	参照RfG要件		グリッドコード検討会での議論の方向性
発電設備の制御 応答性 (第6回予定)	Active power controllability and control range (15.2.a) ※対象はType-C/D	TSOからの指示設定された出力に実際の出力が到達するまでに要する時間はTSOが制定する。	現行の系統連系技術要件では、火力、混焼バイオマス発電設備(特高連系、出力 $\geq 100\text{MW}$)に対して、LFC制御の機能として出力変化速度を要求している。しかし、応答完了時間は指定されていない。伝搬遅延や応答時間が長いと、周波数動揺に対して逆制御となりダンピングが悪化、場合によっては非収束となる虞がある。
発電設備の並列 時許容周波数 (第5回予定)	- Auto connection条件 (13.7) ※対象はType-A/B/C - Reconnection after an incidental disconnection due to network disturbance (14.4.a) ※対象はType-B/C/D	自動併入機能を持つ場合の併入条件を指定する。 ・併入時の周波数範囲と併入待ち時間 ・出力増加レート上限 事故解列後の再並列時の条件はTSOが指示する。	再生可能エネルギー電源の導入拡大に伴って大型・集中電源の周波数調整能力が減少した状況において、周波数が一定範囲を超えて上昇していた状況等で再生可能エネルギー電源等の並列により周波数の適正範囲から逸脱することを回避するため、電源並列の際に周波数が一定の範囲にある条件を課す必要がある。

次ページに続く

3. 欧州調査 まとめ

(3) 今後の議論の参考(2/2)

グリッドコード 検討会 項目	参照RfG要件		グリッドコード検討会での議論の方向性
出力変化速度の 上限と下限 (一部済、継続 検討)	Range of change of active power (15.6.e) ※対象はType-C/D	出力変化レート（上げ、下げ レート）の上限、下限の指定 にあたっては、電源主機の技 術的特性を考慮する。	特別高圧は調整電源の出力変化速度の下限側 （最低変化速度）について、一定電源の一定容量 で要件化済み。火力、バイオマス等の出力合計のうち、 100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、全エ リアで概ね90%程度を占めているため、これらに機能 具備することにより調整力確保は可能であるが、今後 の電源構成の動向を注視していく。 火力等の調整電源に求める要件であるため、需給調 整市場の商品要件の検討結果を踏まえて検討。
系統安定化に関 する情報提供 (第3回、第4 回から継続審 議中)	Simulation Models (15.6.c) ※対象はType-C/D	発電設備所有者はシステム オペレーターまたはTSOの要 求に応じて、発電モジュールの 動作を適切に反映するシミュ レーションモデルを提供する。	各種系統シミュレーションや事象解析、制御装置の整 定等に利用する発電設備の諸元等の提出を要件化 することにより、解析精度向上による電力の安定供給 や適正な調整力（再エネの抑制低減や調達費用低 減）とすることができる。 高低圧系統設備については、今後の電源構成の動向 を踏まえて継続検討することとしている。