

# 太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し

2019年4月26日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

	今後のスケジュール	2018年度					来春	備考
国	電力・ガス基本政策小委/ 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 (電力レジリエンスワーキンググループ、制度検討作業部会 (TF) 他 含む)	11/27 対策とりまとめ	脱炭素化社会に向けた 電力レジリエンス小委員会		2/21 第1回	3/26 第2回	6月※ 一定の結論	※ 未定
		12/18 第27回	1/30 第28回	2/28 第29回	3/19 第30回	4/22 第31回		
広域 機 関	広域系統整備委	12/4 小委設置・計画策定プロセス開始	1/25	3/8	4/19			
	調整力等委	12/7 小委設置		2/19	3/20	4/19		
	需給調整市場検討小委		1/24	3/5	3/28	4/25		需給調整市場の構築
	容量市場検討会	12/17	2/6			4/23		容量市場の早期開設
	電力レジリエンス小委	12/18 第1回	1/22 第2回	2/22 第3回	3/5 第4回	3/27 第5回	4/26 (今回)	5月まで※1 一定の結論※2
	①北本の更なる増強等の検討	12/18 進め方の提示・増強規模等	増強工事の具体化 (1/2)		増強工事の具体化 (2/2)		・増強により得られる効果の考え方 ・効果の定量化	
	②更なる供給力等の対応力確保策の検討	12/18 進め方の提示	1月	2月	3月	4月		
	③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域 間連系線等の増強・活用拡大策等の検討	12/18 需給調整市場に関する 検討状況を報告	地域間連系線等の増強・活用拡大策 に係る検討の方向性					需給調整市場検討小委 員会にて「需給調整市場」 の構築の着実な実施に向 け継続検討
	④太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し	12/18 進め方の提示	1月		4月			
	⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示		3月	4月			

- 2016年度に発生した60Hz系統（中西エリア）における周波数低下事象や2018年9月に発生した北海道胆振東部地震直後における事象を踏まえ、今後、大量導入が見込まれる再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、事務局からの報告を踏まえ、「現行ルール下での既連系発電設備のUFR整定値見直しに係る今後の対応方針」と「系統連系技術要件の見直し等の是非」について、審議を行い、以下の整理を行った。

## <現行ルール下での既連系発電設備のUFR整定値見直しに係る今後の対応方針>

- 特別高圧については、「北海道エリアの47.1Hz以上、東北・東京エリアの47.6Hz以上、60Hz系統の57.1Hz以上」、高圧については、「50Hz系統の49.1Hz以上、60Hz系統の59.1Hz以上」の既連系発電設備については、一般送配電事業者と発電事業者が協力してUFRの整定変更の個別協議を行っていく。（次頁の表の青・緑塗部分）
- 見直し効果が相対的に小さい高圧の「50Hz系統の47.6Hz～49.0Hzや60Hz系統の57.1Hz～59.0Hzに整定されているもの」や低圧については、件数が多い割に1件当たりの容量が小さく実効性が低い蓋然性が高いことから、即座に個別協議の取組を行うこととせず、特別高圧や見直し効果が相対的に大きい一部の高圧の進捗等を踏まえ、具体的な取組の在り方について今後検討する。（次頁の表の赤塗部分）

## <系統連系技術要件の見直し等の是非>

- 「系統アクセスルール」を速やかに改定する等により整定値を明確化するとともに、最終的には系統連系技術要件に反映する。

第2回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3

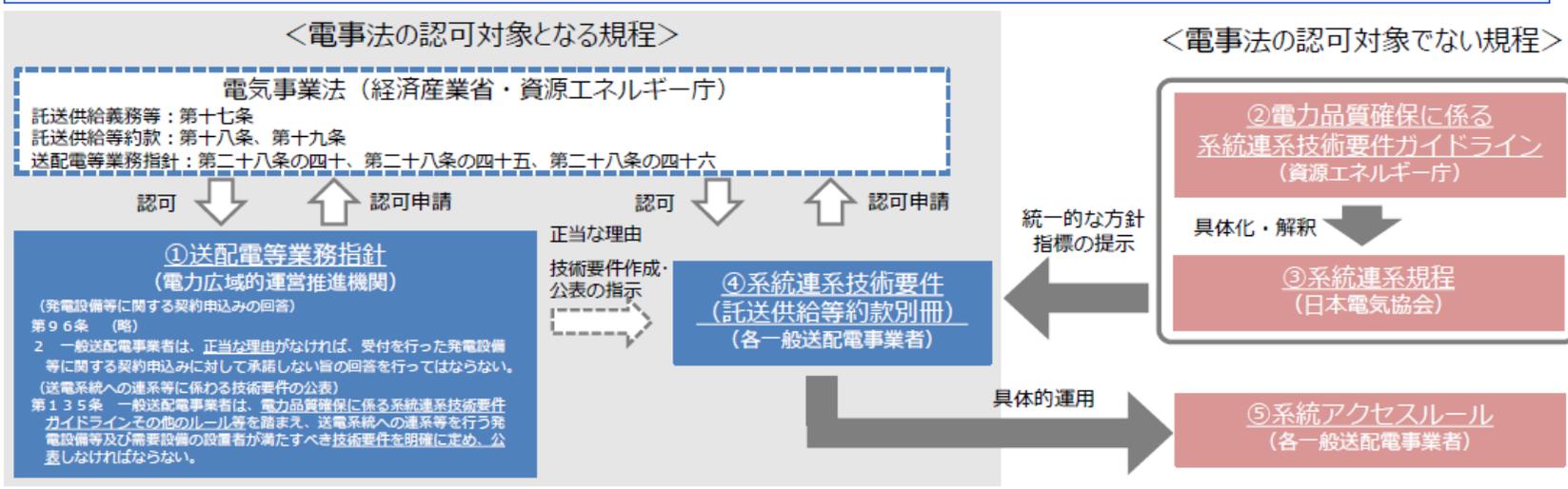
	特別高圧		高圧		低圧	
	整定Hz	対応状況	整定Hz	対応状況	整定Hz	対応状況
北海道 エリア	48.6以上	対応中	49.1以上	対応中	49.1以上	今後対応を検討
	47.1~48.5	今回対応要否 審議	47.6~49.0	今後対応を検討	47.6~49.0	
	47.0以下	対応不要	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要
東北・ 東京 エリア	48.6以上	対応中	49.1以上	対応中	49.1以上	今後対応を検討
	47.6~48.5	今回対応要否 審議	47.6~49.0	今後対応を検討	47.6~49.0	
	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要
中西 エリア	58.9以上	対応中	59.1以上	対応中	59.1以上	今後対応を検討
	57.1~58.8	今回対応要否 審議	57.1~59.0	今後対応を検討	57.1~59.0	
	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要
沖縄 エリア	58.9以上	対象無し	59.1以上	対応中	59.1以上	対象無し
	57.1~58.8	今回対応要否 審議	57.1~59.0	今後対応を検討	57.1~59.0	今後対応を検討
	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要

- 国の審議会（第20回系統ワーキンググループ（2019年3月18日））において、グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方について議論が行われ、以下の整理が行われた。
- 再エネの導入拡大に伴い、今後も多様な発電事業者の参入が見込まれることを踏まえ、実効性や手続きの適正性が担保されている「**系統連系技術要件**」を軸とする**系統連系に係る一連の規程（送配電等業務指針、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン、系統連系規程、系統連系技術要件、系統アクセスルール）**をグリッドコードと位置づけ、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の間接整理等を踏まえた**再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定することとする。**
  - 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」には**必ずしも再エネ大量導入に即した内容が盛り込まれていない（変動再エネ導入に伴う調整力の必要性、既設電源を含めた適用等）**、「系統連系技術要件」や「系統アクセスルール」との**関連性が不明確等の課題**があることから、**同ガイドラインの必要な改定を行うこととする。**
  - 必要な技術要件の具体化にあたっては、機動性・適切性・透明性を確保する観点から、必要に応じて系統WG（資源エネルギー庁）での審議を経て、「系統連系技術要件」に反映することとする。**
  - 今後、**グリッドコードの整備の技術的内容等の審議等をより包括的かつ実効的に行う場を構築することを検討することとする。**具体的には、以下の2つの事項を検討することとする。
    - ① **国、一般送配電事業者、日本電気協会、発電事業者、メーカー等関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援を行い、一つの組織（例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関）に当該業務に必要な体制整備（人員、予算等）を行うこと。**
    - ② **①の体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議（系統WGでの審議の代替）を行うこと。**

# 日本における系統連系に係る現行の規程

4

- 日本における系統連系に係る規程は、**電気事業法第17条に規定する託送供給義務等（オープンアクセス）**の下、大きく分けて、「**送配電等業務指針**」、「**電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン**」、「**系統連系規程**」、「**系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）**」、「**系統アクセスルール**」、から構成されている。
- 電力広域的運営推進機関が定める①「**送配電等業務指針**」は、一般送配電事業者及び送電事業者が行う**送配電等業務（託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務）の実施に関する基本的な事項等**を定めるもので**策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要**がある。当該指針において、**一般送配電事業者は系統連系の技術要件を明確に定め、公表**しなければならない旨定めている。
- 資源エネルギー庁が定める②「**電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン**」は、系統連系を可能とするために必要な要件のうち、**電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項等についての考え方**を整理したものである。日本電気協会が定める③「**系統連系規程**」は、②の**内容を具体化**すると共に連系検討に携わる実務者向けに電気設備の技術基準の解釈を示したものであり、②・③ともに、④に対し**全国統一の方針を示す**ものである。
- ④「**系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)**」は、**上記に基づいて、発電事業者が一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結する際に遵守すべき系統連系に係る技術要件**を定めたものであり、**策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要**がある。また、⑤「**系統アクセスルール**」は、発電側からの**接続検討申込等の具体的な運用**を定めたもので、認可対象ではない。



## (参考) 託送供給等約款に係る規定例

5

### ○電気事業法

(託送供給義務等) 第十七条

一般送配電事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における託送供給（振替供給にあつては、小売電気事業、一般送配電事業若しくは特定送配電事業の用に供するための電気又は第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る電気に係るものであつて、経済産業省令で定めるものに限る。次条第一項において同じ。）を拒んではならない。

2 一般送配電事業者は、その電力量調整供給を行うために過剰な供給能力を確保しなければならないこととなるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、その供給区域における電力量調整供給を拒んではならない。

4 一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを電氣的に接続することを求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。

(託送供給等約款) 第十八条

一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給（以下この条において「託送供給等」という。）に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2 一般送配電事業者は、前項の認可を受けた託送供給等約款以外の供給条件により託送供給等を行ってはならない。ただし、その託送供給等約款により難い特別の事情がある場合において、経済産業大臣の認可を受けた料金その他の供給条件により託送供給等を行うときは、この限りでない。

(業務) 第二十八条の四十

推進機関は、第二十八条の四の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。

三 送配電等業務（一般送配電事業者及び送電事業者が行う託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務をいう。以下この条において同じ。）の実施に関する基本的な指針（第二十八条の四十五、第二十八条の四十六及び第二十九条第二項において「送配電等業務指針」という。）を策定すること。

(送配電等業務指針) 第二十八条の四十五

送配電等業務指針には、次に掲げる事項を定めるものとする。

二 発電用の電気工作物と一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路との電氣的な接続に関する事項

(送配電等業務指針の認可) 第二十八条の四十六

送配電等業務指針は、経済産業大臣の認可を受けなければその効力を生じない。その変更（経済産業省令で定める軽微な事項に係るものを除く。）についても、同様とする。

### ○送配電等業務指針

(発電設備等に関する契約申込みの回答) 第96条

2 一般送配電事業者は、正当な理由がなければ、受付を行った発電設備等に関する契約申込みに対して承諾しない旨の回答を行ってはならない。

(送電系統への連系等に係る技術要件の公表) 第135条

一般送配電事業者は、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、送電系統への連系等を行う発電設備等及び需要設備の設置者が満たすべき技術要件を明確に定め、公表しなければならない。

## グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方① (案) 6

## (1) 制度的体系について

- IEAによれば、グリッドコードとは「電力システムや市場に接続された資産が遵守しなければならない幅広い一連のルールを網羅した包括的な条件」であり、その制定目的は費用対効果と信頼性の高い電力システム運用を支援すること」であって、狭義には「接続コード」を指す。海外のグリッドコード策定プロセスは国ごとに異なるが、大枠として送配電事業者が提案し、規制機関によって承認されるケースが多い。
- 日本では、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等（オープンアクセス）の下、系統連系に係る一連の規程（「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件」、「系統アクセスルール」）に基づいて、再エネを含む発電事業者と一般送配電事業者の電力量調整供給及び電氣的接続が確保されている。再エネの導入拡大に伴い、今後も多様な発電事業者の参入が見込まれることを踏まえ、実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」を軸とする上記規程をグリッドコードと位置づけ、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理等を踏まえた再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定することとしてはどうか。
- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は、各社が定める「系統連系技術要件」について、必要な事項を整理し、指標を提示するものであるが、元来コージェネレーション等の分散型電源の系統連系を目的として定められたガイドラインであり、必ずしも再エネ大量導入に即した内容が盛り込まれていない（変動再エネ導入に伴う調整力の必要性、既設電源を含めた適用等）、「系統連系技術要件」や「系統アクセスルール」との関連性が不明確等の課題があることから、再エネ・火力発電の技術要件の検討と並行して、同ガイドラインの必要な改定を行うべきではないか。
- なお、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらない技術要件を定めることが望ましいが、再エネの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえつつ、各種電源の特性に配慮した技術要件を検討していくこととしてはどうか。

## 系統連系に係る各規程の関連性及び特性

7

### <各規程の関係性>

	法令に基づく規程	ガイドライン
国等	(電気事業法) ① 送配電等業務指針	② 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
事業者	④ 系統連系技術要件 (託送供給等約款別冊)	③ 系統連系規程 ⑤ 系統アクセスルール

### <各規程の特性>

	実効性	手続きの適切性	変更等の機動性	当該分野の専門性	統一性
① 送配電等業務指針 (電力広域的運営推進機関)	◎	◎	△	△	○
② 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)	○	○	△	△	○
③ 系統連系規程 (日本電気協会)	○	○	△	○	○
④ 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)	◎	◎	○	○	△ ※地域的な差異が必要
⑤ 系統アクセスルール (各一般送配電事業者)	△	△	◎	○	△

統一性を補完

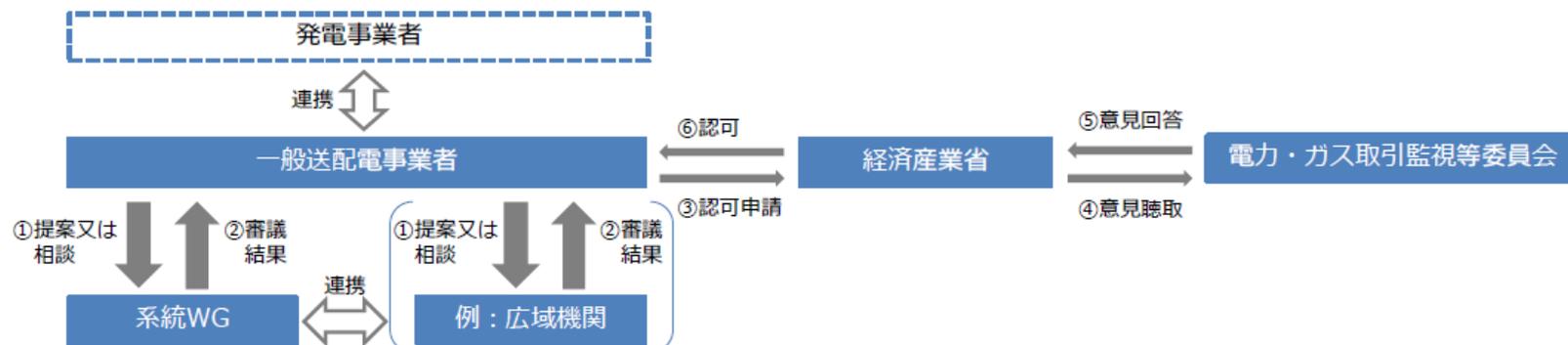
## グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方② (案) 11

## (2) 技術要件の検討の進め方について

- **必要な技術要件の具体化**にあたっては、**機動性・適切性・透明性を確保**する観点から、必要に応じて**系統WG（資源エネルギー庁）での審議**を経て、「系統連系技術要件」に反映することとしてはどうか。
- また、今後、**グリッドコードの整備の技術的内容等の審議等をより包括的かつ実効的に行う枠組みを構築**することを検討してはどうか。具体的には、以下の2つの事項を検討してはどうか。
  - ① **国、一般送配電事業者、日本電気協会、発電事業者、メーカー等関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援**を行い、一つの組織（例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関）に当該業務に必要な体制整備（人員、予算等）を行うこと。
  - ② **①の体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議（系統WGでの審議の代替）**を行うこと。
- また、その「系統連系技術要件」の**実効性をより確保するための仕組み**についても検討していくべきではないか。

## &lt;「系統連系技術要件」の変更に係る基本的な流れ&gt;

- ・ 「系統連系技術要件」の変更にあたっては、経済産業大臣への託送供給等約款変更認可申請または変更届出を要する。
- ・ また、上記申請の審査に当たっては、電力・ガス取引監視等委員会（監視等委員会）への意見聴取を要する。
- ・ 上記申請は約款に定める「料金その他の供給条件（電気事業法施行規則第十八条各号に列挙する事項の全部又は一部）」を変更するためのもので、必ずしも料金変更を伴うものではない。
- ・ 一般送配電事業者は、上記申請時、系統WGにおける審議結果を用いて技術要件の必要性を説明。（なお、資源エネルギー庁及び広域機関の了解が得られた場合に限り、例えば広域機関で代替審議することも可とする。）



## (参考) 再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理 (第1次) (抜粋) 14

## IV. 適切な調整力の確保

## 1. 再生可能エネルギー・火力の調整力向上 (グリッドコードの整備)

自然変動再エネ (太陽光・風力) の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動、予測誤差、電力の低需要期における需給バランス等に対応するための調整力の必要性が高まっている。例えば、北海道エリアでは、風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足しているため、風力発電設備 (出力20kW以上) は、蓄電池等を通じた短周期及び長周期の出力変動対策を講じることが前提となっている。国際エネルギー機関 (IEA) によれば、自然変動再エネの導入率に応じて、電力システムで求められる対応が高度化するとされており、日本においても、今後、風力発電が有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性がますます高まっていくことが想定される。また、風力発電の制御機能を有効に活用することによって、蓄電池の必要量やそれに要するコストを低減しつつ、効率的な風力発電の導入拡大を進めることができる。

将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましいが、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待たなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能 (出力抑制、出力変化率制限等) や火力発電・バイオマス発電が具備すべき調整機能 (最低出力、自動周波数制御 (AFC) 機能、日間起動停止運転 (DSS) 等) を特定し、その具体的水準を定める必要がある。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していくとともに、これらの検討を踏まえつつ太陽光発電等、他の電源についても併せて検討していく必要がある。

## 【アクションプラン】

- 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始を目指す。  
【⇒資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者 (1~2年程度でルール化/2021年度以降順次導入)】
- 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。  
【⇒資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】
- 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。  
【⇒資源エネルギー庁】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既に実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

## (参考) 再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理 (第2次) (抜粋) 15

## Ⅲ-2. 適切な調整力の確保

## 2. グリッドコードの整備

こうした中、前述の電力レジリエンスワーキンググループにおいて、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われた。その中間取りまとめ（2018年11月）においても、自然変動再エネについて、周波数変動への耐性を高めるための対応を行うこととされたところ、こうした状況も踏まえつつ、再生可能エネルギーの大量導入を見据えたグリッドコードを整備していく必要がある。

## 【アクションプラン】

- (第1次アクションプランの検討に加え、) グリッドコードの体系の在り方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について検討を進める。

【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既の実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

- 前回（第2回本小委員会）での報告・議論や国の審議会（系統ワーキンググループ）の議論・整理を踏まえ、本日は以下の項目について議論いただきたい。

### <既連系発電設備のUFR整定値に関する課題整理と対応の方向性：前回の残件>

- ① UFR整定値の見直し効果が相対的に小さい一部の高圧や低圧（スライド4の表の赤塗部分）の対応方針
- ② UFR整定値に関して要件化が必要な項目
- ③ その他要件化が必要な項目の有無

### <系統連系技術要件等の見直し案提示>

- ④ 系統アクセスルールの見直し案

### <今後の進め方及びスケジュール>

第1回 電力レジリエンス等に関する小委員会資料 3-2より抜粋

#### （4）具体的な検討スケジュール（案）

- 一般送配電事業者10者と広域機関が一体となり、関係事業者とともに合理的な対策について協議し、検討を進めていくこととしてはどうか。
- 1月
    - ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の状況報告
    - ・ 新規連系設備のUFR整定値
    - ・ 系統連系技術要件等の見直しの是非
  - 3月
    - ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の連系量を踏まえた課題整理と対応の方向性
    - ・ 必要により系統連系技術要件等の見直し案提示
    - ・ 今後の進め方及びスケジュール報告

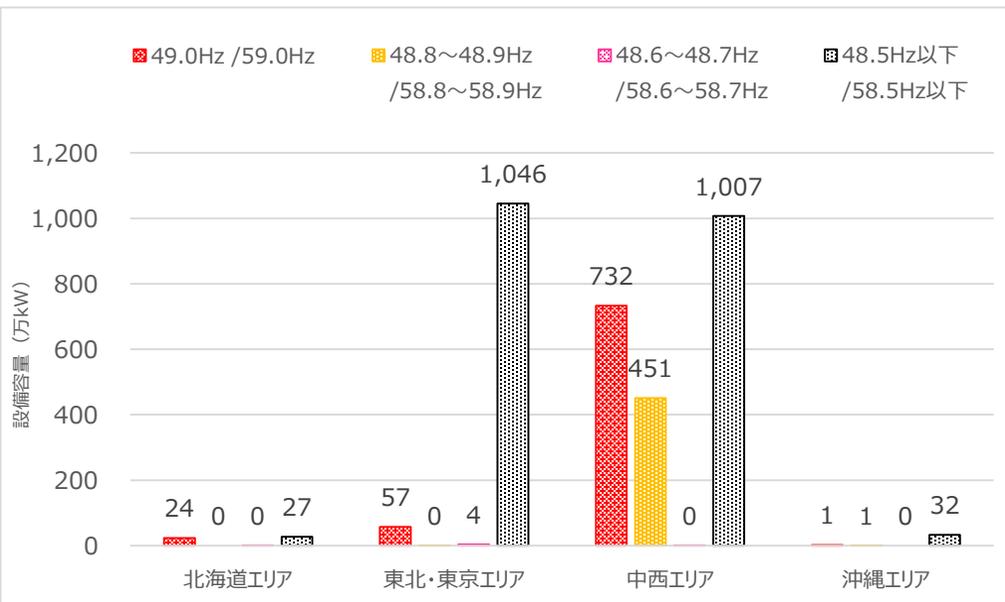
以降 今回の審議内容踏まえた対策の実施

(余白)

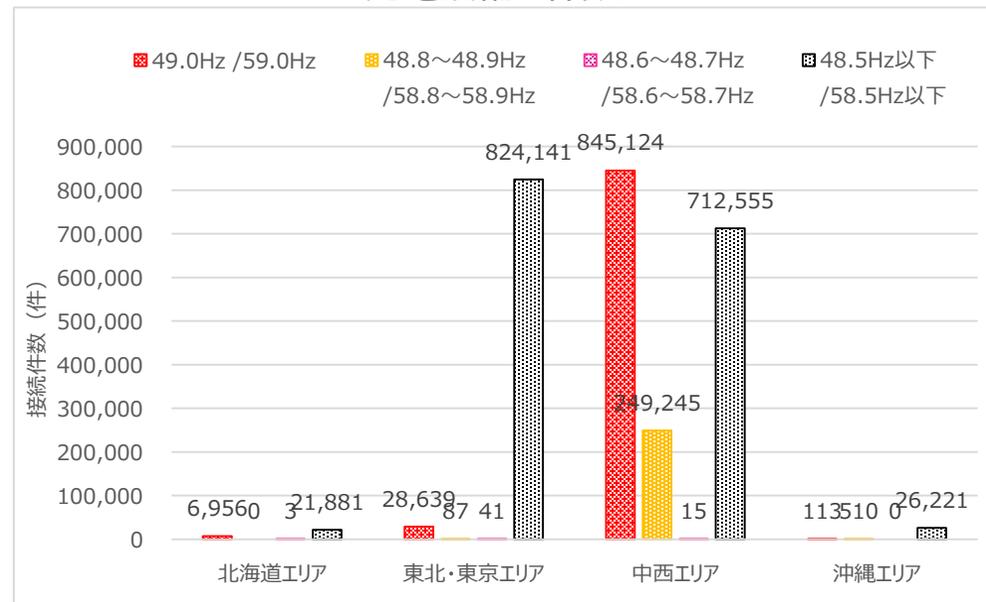
<課題整理①：対象件数>

- 高圧や低圧において、UFRの整定値が47.6Hz～49.0Hz(50Hz系統)、57.1Hz～59.0Hz(60Hz系統)に整定されている既連系発電設備は以下のとおり。(スライド4の表の赤塗部分の内訳)
- **高圧・低圧の合計で、約270万件が対象**となる(スライド8の高圧、低圧の合計件数)
- **特に、中西エリアにおいて整定値が比較的高い59.0Hz(下図赤塗部分)や58.8～58.9Hz(下図黄塗部分)に整定されている発電設備が多い\***ことが分かった。  
 ※設備容量で約1,200万kWもあり、59.0Hzまで低下すると連鎖脱落により大幅な周波数低下を招く懸念がある

発電設備の容量



発電設備の件数



※データについては速報値。一部サンプリング調査を含む。

			北海道エリア		東北・東京エリア		中西エリア		沖縄エリア		合計		
			太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	計
高圧	49.0Hz /59.0Hz	容量(万kW)	6	15	17	17	144	47	0	1	168	80	248
		戸数(件)	344	224	486	1,070	8,819	2,786	11	7	9,660	4,087	13,747
	48.8~48.9Hz /58.8~58.9Hz	容量(万kW)	0	0	0	0	264	9	0	0	264	10	274
		戸数(件)	0	0	0	87	6,117	380	5	0	6,122	467	6,589
	48.6~48.7Hz /58.6~58.7Hz	容量(万kW)	0	0	0	4	0	0	0	0	0	4	5
		戸数(件)	0	2	2	39	2	6	0	0	4	47	51
	48.5Hz以下 /58.5Hz以下	容量(万kW)	15	1	417	52	343	93	5	3	780	149	929
		戸数(件)	460	101	6,786	1,434	6,407	4,194	351	30	14,004	5,759	19,763
	計	容量(万kW)	21	16	435	73	752	151	5	4	1,212	243	1,455
		戸数(件)	804	327	7,274	2,630	21,345	7,366	367	37	29,790	10,360	<b>40,150</b>

			北海道エリア		東北・東京エリア		中西エリア		沖縄エリア		合計		
			太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	計
低圧	49.0Hz /59.0Hz	容量(万kW)	3	0	23	0	531	10	0	0	556	11	567
		戸数(件)	5,719	669	26,681	402	726,982	106,537	95	0	759,477	107,608	867,085
	48.8~48.9Hz /58.8~58.9Hz	容量(万kW)	0	0	0	0	167	11	1	0	167	11	178
		戸数(件)	0	0	0	0	165,405	77,343	505	0	165,910	77,343	243,253
	48.6~48.7Hz /58.6~58.7Hz	容量(万kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		戸数(件)	1	0	0	0	5	2	0	0	6	2	8
	48.5Hz以下 /58.5Hz以下	容量(万kW)	10	0	576	1	567	3	25	0	1,179	4	1,183
		戸数(件)	19,412	1,908	813,134	2,787	682,202	19,752	25,833	7	1,540,581	24,454	1,565,035
	計	容量(万kW)	13	0	599	1	1,264	24	26	0	1,903	25	1,928
		戸数(件)	25,132	2,577	839,815	3,189	1,574,594	203,634	26,433	7	2,465,974	209,407	<b>2,675,381</b>

※データについては速報値。一部サンプリング調査を含む。

### <課題整理②：概算コスト>

#### ■ 技術員派遣コスト：約810億円

- ・ メーカー技術員派遣費用を3万円/件・人と仮定すると、**3万円×約270万件＝約810億円が必要となる。**
- ・ ドイツの事例（参考）では、低圧の整定変更費用は約5.75万円/件。

#### ■ その他コスト

- ・ **一般送配電事業者や電気主任技術者の対応コスト**（整定変更に係る協議、出向料、確実な整定変更に向けたフォローアップなど）が別途必要となる。

### <課題整理③：費用負担者>

- **発電設備の整定変更については、発電設備を設置される発電事業者の責任において実施されることが原則であり、今後も発電事業者が負担するべきと考えられる。**なお、これまでの特別高圧や高圧の個別協議においても、前述の理由により、整定変更に要する費用は発電事業者が費用負担している。
- 他方、低圧住宅用の発電者にとっては、3万円程度の費用負担は大きいとの意見もある。

### <課題整理④：特別高圧や高圧における整定変更の進捗>

- 比較的早期に個別協議が開始された中西エリアの特別高圧について、「**変更不可**」及び「**協議中**」が個別協議実施済み全体の約45%も存在する。発電事業者による整定変更が進まない**主な理由**は、「機器保護上の制約」といったやむを得ないものを除き、「**費用負担が発生する**」、「**法的な義務ではない**」である。
- なお、**耐用年数**（設計寿命は10～20年程度）が経過したPCS等は順次取替が進み、**発電設備のUFRの整定値は見直されていく。**一方、発電設備のUFRの整定変更は抜本的対策であることから、整定変更を加速させるため、従前より広域機関と一般送配電事業者から太陽光発電協会（JPEA）や日本電機工業会（JEMA）にPCS取替時やPV廃止時に限らず設備改造等の機会をとらえた整定変更を働きかけている。

<概要：Modern Power Systemsの記事（インターネットから収集）より抜粋>

- ドイツでは2005年頃に導入された系統連系要件で、低圧系統に接続する発電設備（太陽光発電を含む）は周波数50.2Hzで直ちに解列することが義務付けられた。
- その後、太陽光発電設備が大量に低圧系統に連系されたため、当該系統の周波数が上昇した場合、太陽光発電設備が大量に一斉解列するおそれが顕在化した。
- このため、太陽光発電設備の整定値について、以下のステップで見直した。
  - ・ 2011年4月：暫定的に新設発電設備の整定値を任意に設定できるようにした。
  - ・ 2012年1月：新設発電設備の整定値は、新たな整定値とすることを義務付けた。
  - ・ 2012年7月：2014年12月までに**10kW超の既設発電設備に対しても新たな整定値に変更することを義務付けた。**
- 整定変更が必要な太陽光発電設備は約40万カ所であり、2011の調査において費用はメーカーや系統運用者の一般管理費を除き**1億7,500万ユーロ(約230億円：5.75万円/件)\***と想定された。

\*系統利用料金及び再エネ賦課金より負担
- 太陽光発電設備の所有者は、シリアル番号等のインバーターに関する情報を配電系統運用者に提供する義務を持ち、提供しないとFITの権利を失う。

## 4. 報告事項② (既連系発電機のUFR整定値の状況 (2017年9月以降の取組状況)) 16

- 一般送配電事業者において、事業者と定期点検等に合わせた整定変更の個別協議を速やかに始めることとし、以下のとおり対象範囲を拡大して対応中。
  - ・2017年9月：中西エリアの特別高圧（58.9Hz以上）について整定変更の個別協議を開始
  - ・2018年9月：東エリア※の特別高圧（48.6Hz以上）、全エリアの高圧（見直し効果が相対的に大きい49.1Hz以上（50Hz系統）や59.1Hz以上（60Hz系統）に整定されているものに限る）に拡大
- ※ 東エリア（北海道、東北、東京の3エリア）
- 2017年9月から取り組んでいる中西エリアの特別高圧のUFR整定変更の進捗状況は下表のとおりで、個別協議の進捗率64%のうち、変更済みの事業者は全体の27%である。なお、2019年度末の対応完了(変更不可を除き整定変更完了)を目指し、整定変更の個別協議を継続している。

【中西エリア：整定が58.9Hz※<sup>1</sup>以上の発電機】

特高系		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合計	太陽光	風力他	合計
影響量※ <sup>2</sup>	(万kW)	10	142	152	2	104	106
	(件)	115	327	442	96	228	324

※<sup>1</sup> 中西エリアの系統連系技術要件における連続運転可能周波数下限値（最大58.8Hz）に基づき設定。※<sup>2</sup> 中西エリアの特別高圧の「風力他」については、UFリレーの遮断地点や自家発の発電実績等から系統に及ぼす影響量（発電機出力や同時停止すると考えられる負荷を考慮して設備容量から差し引いたもの）を算出。

【中西エリア：特高系UFR整定変更の進捗状況】

対象件数	2018年12月末進捗				
	変更済み	変更待ち	変更不可	協議中	計
442 (件)	118 (件) 27 (%)	37 (件) 8 (%)	53 (件) 12 (%)	73 (件) 17 (%)	281 (件) 64 (%)

整定変更不可と協議中の割合  

$$= (12 + 17) \div 64 \div 45\%$$

### <課題整理⑤：電力レジリエンスの向上対策>

- 北海道エリアのブラックアウトを機に、大規模な電源脱落に対しても、広域的な対策により強靱な電力システムの構築を目指すべく、次の「現有設備の活用による負荷側UFR等の対策」を実施することとした。

#### (北海道エリア)

平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する**検証委員会**の**中間報告にて提言された負荷側UFRを追加した**。また、大きな周波数低下が発生した場合に動作時限の遅い整定となっている負荷側UFRも動作するよう、**周波数変化率要素を活用するよう整定見直しを行っている**。

#### (東北・東京エリア)

東京エリアにおいて、周波数の下限値に至るまでに、**極力全ての負荷側UFRを動作させるように、負荷側UFRの整定変更を実施している**。また、東北エリアにおいて、**負荷側UFRの追加設置について検討する**。

#### (中西エリア)

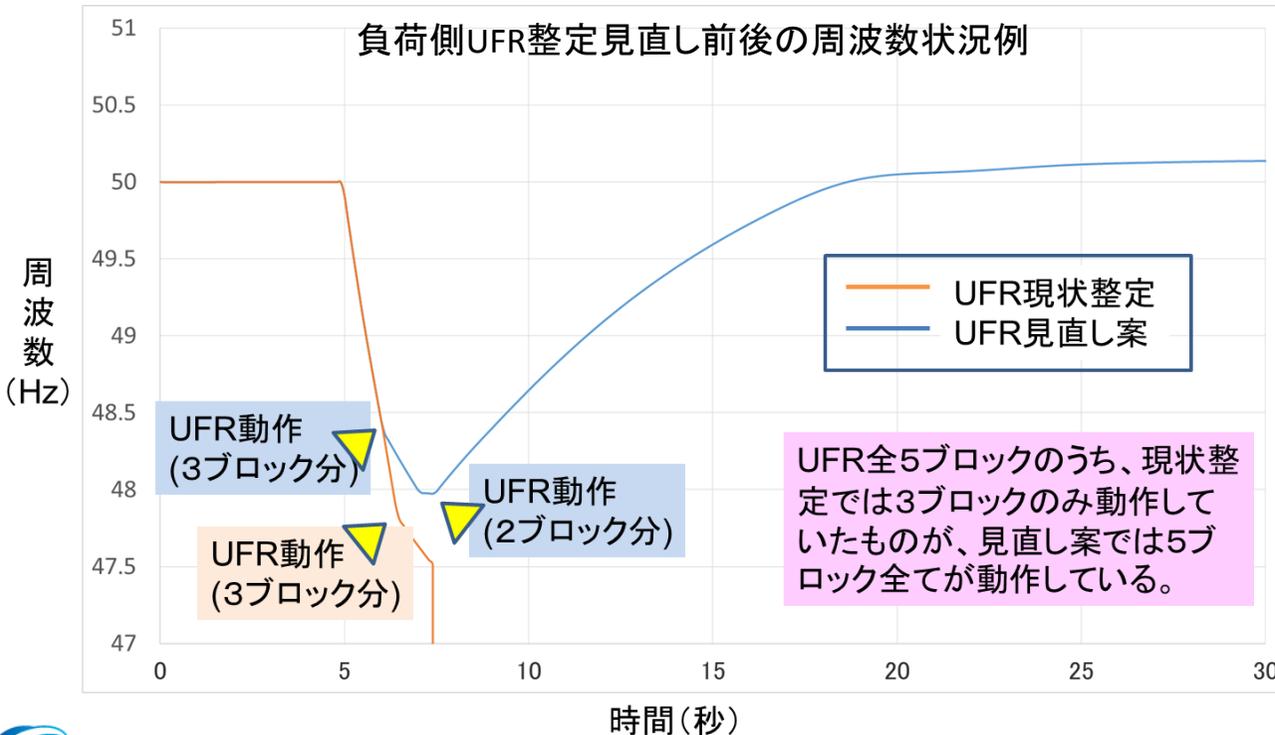
太陽光・自家発等が**59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、各エリアが分担し、負荷側UFRによる負荷遮断を59.1Hzで実施※する**。

※ 59.1Hzで負荷遮断を実施することに伴う、連系線の運用容量への影響及び対応（系統保安ポンプ運用の解消など）については、別途運用容量検討会にて検討を行う。

#### (沖縄エリア)

電力レジリエンスWGの総点検結果を踏まえ、地震などの過酷断面における発電所サイト脱落時においても、安定化装置がこれを検出しブラックアウトを回避できるよう、**安定化装置の機能向上を図った**。

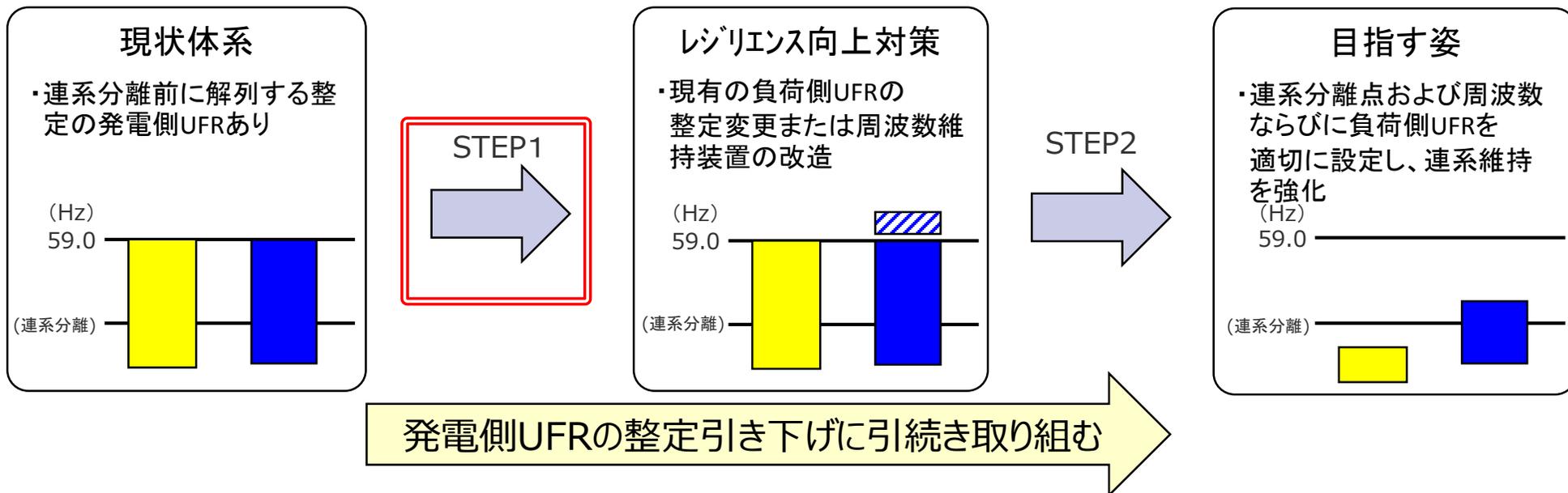
- N-2故障を超える電源脱落に対して、現有設備の活用による低コストで早期に実現可能な対策として、周波数の下限値に至るまでに、極力すべてのUFR遮断を動作させるように、**負荷側UFRの整定変更を実施する予定である**。(複数の断面におけるUFR動作状況・周波数状況をシミュレーションを実施のうえ、確認する。) また、東北・東京の整定についても、同値とする方向で検討を進める。
- **東北エリアにおいては、負荷側UFRの追加設置について検討する**。なお、負荷遮断量の増加による電圧・潮流面の影響が懸念されるため、シミュレーションを実施のうえ、適切な設置量・設置箇所を決定する。



今回の主な整定変更  
負荷側UFR現状整定：N-2故障を想定した整定であり、左のグラフのような急激な周波数低下に対しては、負荷側UFRの動作が周波数の下限値までに間に合わなかった。

負荷側UFR見直し案：N-2故障を超える電源脱落が生じた際の、急激な周波数低下に対して、周波数の下限値に至る前に必要な負荷側UFRが動作できるように動作タイミングを早めた。

凡例 ■ : 発電側UFR ■ : 負荷側UFR



【STEP 1】

- ・PV、自家発等が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、現有設備の活用による早期に実現可能な対策である負荷側UFRの整定変更または周波数維持装置の改造により、「**負荷遮断を59.1Hzで実施**」※する。

【STEP 2】

- ・発電側UFR整定引き下げ完了後は、連系分離周波数付近に負荷側UFRを整定する方向。
- ・連系分離点、連系分離周波数についても適切な設定の検討を進めていく。

※59.1Hzで負荷遮断を実施することに伴う、連系線の運用容量への影響および対応（系統保安ポンプ運用の解消など）については、別途運用容量検討会にて検討を行う。

- EPPS動作実績（昭和40年(1965年)FC運開後～平成28年(2016年)10月：第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考資料2）より本州における過去の周波数低下実績を調査した。
- 過去の周波数低下量の大きいものから、5ケースを調査した結果は下表のとおりで、
  - ・ 昭和40年(1965年)のFC運開以降、本州において周波数が1Hz以上低下したのは3件
  - ・ 平成以降で、周波数が1Hz以上低下した要因は地震となっている。

		発生日	電源脱落量	周波数低下	負荷遮断量
①	東日本大震災	H23年(2011年) 3月11日	約2100万kW	48.44Hz (▲1.56Hz)	573万kW
②	遮断器N-1故障	S46年(1971年) 7月19日	確認できず	48.60Hz (▲1.40Hz)	11万kW
③	送電線N-2故障	S51年(1976年) 5月5日	確認できず	48.70Hz (▲1.30Hz)	69万kW
④	地震（愛知・岐阜県境）	S50年(1975年) 3月14日	確認できず	59.14Hz (▲0.86Hz)	—
⑤	新潟県中越沖地震	H19年(2007年) 7月16日	341万kW	49.17 (▲0.83Hz)	—
参考	北海道胆振東部地震	H30年(2018年) 9月6日	約150万kW	46.13Hz (▲3.87Hz)	最終的にブラックアウト

### <課題整理のまとめ>

- 今回、ブラックアウトを含めた大規模停電防止対策として、
  - (a) 既連系発電設備のUFR整定値の見直し（既連系発電設備の不要解列の回避）
  - (b) 現有設備の活用等による負荷側UFR等の対策（可能な限り周波数の低下の回避）を検討した。
- このうち、(a)を「効果が相対的に小さい一部の高圧や低圧」まで拡大することは、
  - ・ 対象が約270万件もあり、全て個別協議（一般送配電事業者が個々の発電事業者に整定変更を依頼）により対応することは現実的に困難であり、1カ所当たりの容量が小さい場合は非効率である
  - ・ 仮に全件実施する場合には、一般送配電事業者や電気主任技術者の対応コストを除き、**少なくとも800億円を超える費用が必要となる**ことが分かった。
- 他方、(b)の「現有設備の活用等による負荷側UFR等の対策」を行うことは、電力レジリエンスが向上し周波数の最下点を引き上げるため、**既連系発電設備の不要解列防止問題にも即効性がある。**
- このため、短期対策として、ブラックアウトのリスクを低減する最終手段である**負荷遮断を実施することで電力レジリエンスの向上を図ることとするが、発電設備のUFR整定変更が抜本的対策であることから、耐用年数の経過によるPCS等の取替に加えて、整定変更の実施率や対応コスト等を考慮しつつ、UFR整定値見直し効果が相対的に小さい一部の高圧や低圧も含め、既連系発電設備のUFR整定変更を加速させる対策は継続的に行っていくこととしてはどうか。**

### <見直し効果が相対的に小さい一部の高圧や低圧の対応方針>

- 今後、短期的な対策として、現有設備の活用等による負荷側UFR等の対策により、**即効性のある対策を実施することから、現時点ではドイツの事例のような既連系発電設備の整定変更の早期義務化は必要不可欠とせず、**
  - ・ PCS取替時やPV廃止時に限らず、設備改造等の機会をとらえた整定変更の取組を加速させるべく、**国や広域機関、一般送配電事業者等のHPへ取組内容を掲載する等により周知方法を工夫し、発電事業者による整定変更を促す**
  - ・ **見直し効果が相対的に大きい一部の高圧の個別協議の完了後は、高圧における個別協議の対象範囲拡大を基本方針とし、引続き一般送配電事業者で効果的な対策を検討していく。**また、対象範囲を拡大する場合には、エリア毎の発電設備のUFR整定状況や整定変更の実施率、対応コスト等を踏まえて対象範囲を個別に判断することとしてはどうか。
- **また、中長期的な対策として、上述の取組みによる成果が十分ではない場合は、国において、既連系発電設備における整定変更の義務化の導入について検討を求めることとしてはどうか。**

- 電圧階級ごとの発電設備のUFR整定値（検出レベル及び検出時限）は下表のとおりとする。（前回（第2回本小委員会）においてご報告済み）

### <検出レベル>

		北海道	東北	東京	中部	北陸
検出 レベル	特別高圧	47.0Hz以下	47.5Hz	同左	57.0Hz	同左
	高圧	FRT要件適用 47.5Hz FRT要件非適用 48.5Hz	同左	同左	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	高圧と同じ	同左

		関西	中国	四国	九州	沖縄
検出 レベル	特別高圧	57.0Hz	同左	同左	同左	同左
	高圧	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左	同左	同左	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	同左	同左

### <検出時限>

- ・ 動作時限については、自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とする。
- ・ 協調が取れる範囲の最大値
  - 高圧・低圧：系統連系規程の整定範囲最大の2秒
  - 特別高圧：高低圧に準じて2秒以上

- 特別高圧の発電設備に求める要件は、JEC2130（同期機）及びJEC2137（誘導機）に基づき、以下の内容としてはどうか。ただし、北海道エリアについては別に定めることとしてはどうか。

#### <運転可能周波数>

- 運転可能周波数の最下限は、発電側UFRの検出レベルに協調をとって0.95pu【47.5Hz／57.0Hz】とする。
- 連続運転可能周波数の最下限は、現在の各社の系統連系技術要件を踏まえて、0.97puより上【48.5Hz／58.2Hz】に統一する。

#### <運転継続時間>

- 発電機の一般的な運転可能時間曲線等を踏まえて、次の要求値で統一する。  
要求値：0.97pu【48.5Hz／58.2Hz】－10分以上  
0.96pu【48.0Hz／57.6Hz】－1分以上

- 高圧・低圧の発電設備に求める要件は、系統連系規程（JEAC）に基づき、以下の内容としてはどうか。
- また、FRT要件の適用外である回転機に求める要件について、回転機はJEC2130（同期機）及びJEC2137（誘導機）に基づいていることから、特別高圧と同様の条件とできないか系統連系規程（JEAC）の改定も視野に入れ、継続的に検討を行うこととしてはどうか。

#### <運転可能周波数>

- 連続運転可能周波数の最下限は、現在の各社の系統連系技術要件を踏まえて、0.97puより上【48.5Hz／58.2Hz】に統一する。

電気学会技術報告第1393号より引用

■ 同期機

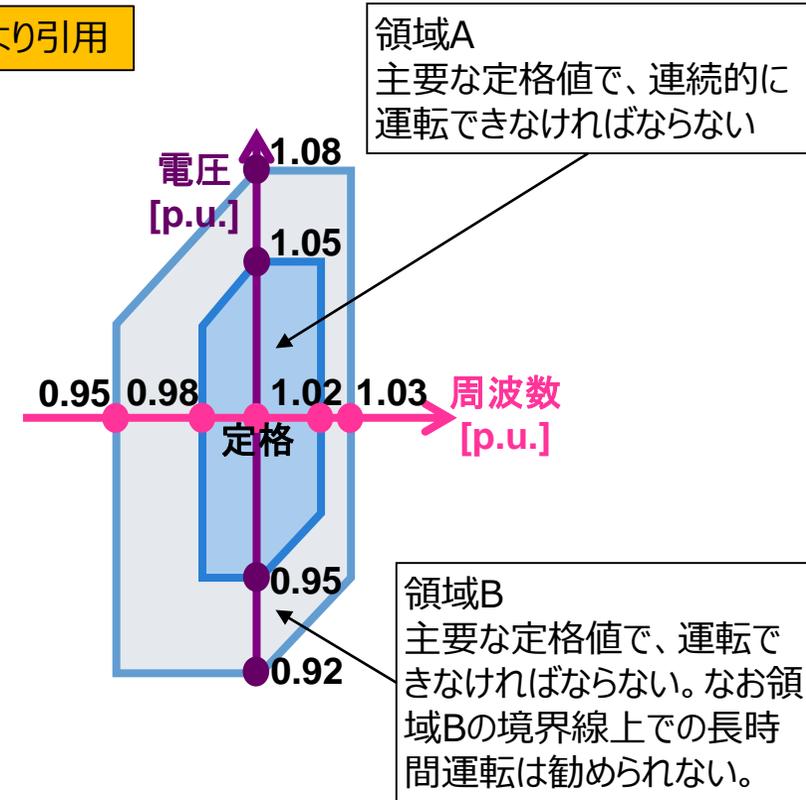
JEC-2130-200「同期機」によれば、同期機は0.98～1.02pu内の周波数に対し、主要な定格値において連続的に運転して、実運用上支障があってはならず、0.95～1.03pu内の周波数変動に対しては、主要な定格値で運転して実運用上支障があってはならないとされている。

■ 太陽光

技術的には任意の周波数で運転することが可能であるが、JEAC9701（系統連系規程）において周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーの動作範囲が定められており、PCSはこれをもとに運転可能な周波数範囲を決めている。

■ 風力

JEC2130（同期機）およびJEC2137（誘導機）により、定格周波数の-5～+3%の範囲で主要な定格値で運転して実用上支障があってはならないと規定されており、これが連続運転における運転可能周波数となる。



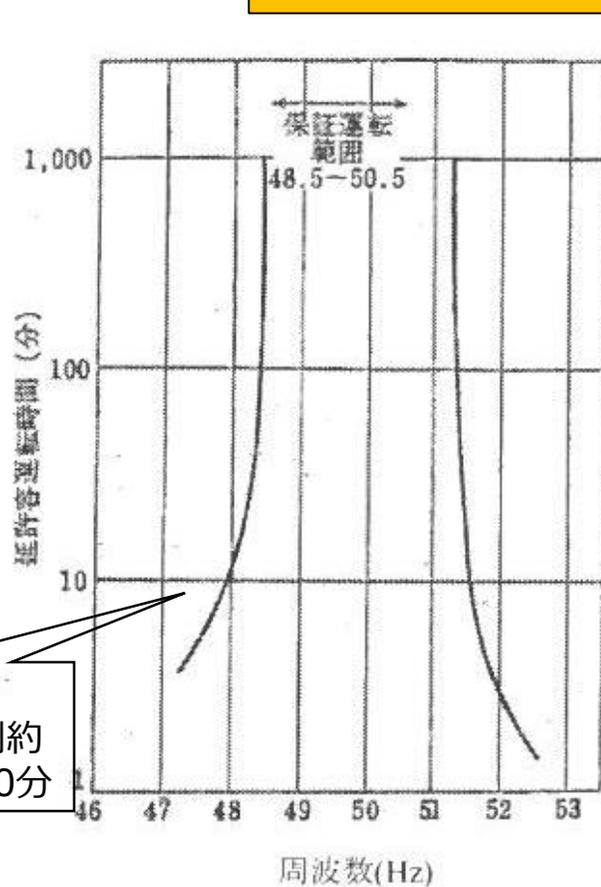
JEC-2130(同期機)の場合

系統連系規程より引用

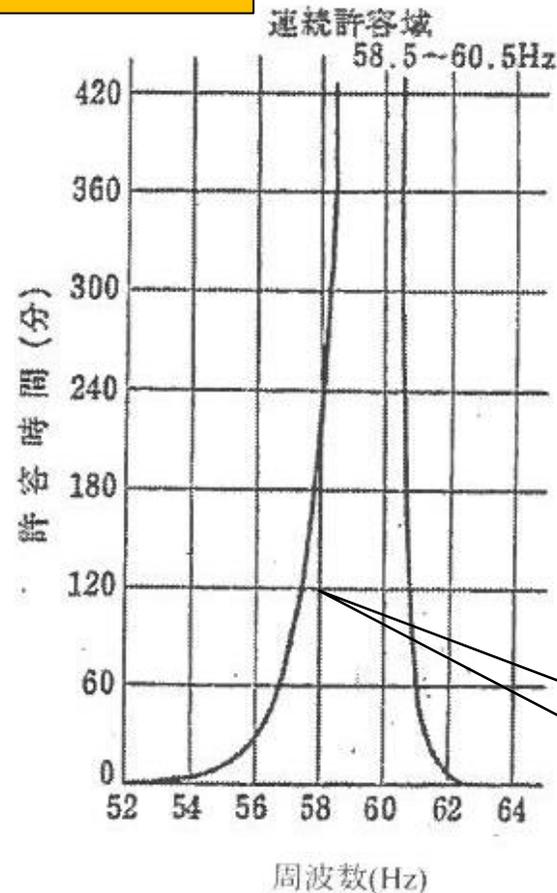
	高圧配電線との連系要件 整定範囲例		
	検出レベル	検出時限	備考
6. 周波数低下リレー UFR	48.5 (47.5※) ~49.5Hz /58.2 (57.0※) ~59.4Hz	0.5~2秒	離島など特殊事情がある場合には個別検討とする。 ※FRT要件の適用を受ける発電設備の場合

- 運転可能周波数を逸脱して運転した場合、蒸気・ガスタービンは共振現象による損傷、発電機は鉄心の溶損に至るおそれがある。このため、以下のような延許容運転時間が定められている。

電気学会技術報告第1393号より引用



この場合、  
・48.5Hz以下で制約  
・48.0Hzで約延10分



この場合、  
・58.5Hz以下で制約  
・57.6Hzで約延120分

### <OFR (Over Frequency Relay : 周波数上昇リレー) の整定値>

- OFR整定値については、例えば、低い検出レベルで一律に設定すると、周波数上昇時に一斉解列するおそれがあるなどの課題があるため、**適切に周波数上昇を抑制する方法を考える必要がある。**
- このため、**各社の現状について調査の上、共通課題（適切に周波数上昇を抑制する方策など）について、引き続き検討していく。**

### <その他のリレーについて>

- 周波数以外の電圧や電流の変動については局所的に影響が出るものであり、系統全体に影響を及ぼすものではないため、**現時点で緊急的に各社一律の整定値として明確化するニーズは低い。**



- **緊急的な系統アクセスルールの見直しは、発電設備のUFR整定値のみとする。**

## 50Hzエリア（北海道以外）の特別高圧

発電設備の運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hzを超え\*\*\*Hz以下

運転可能周波数：47.5Hz以上\*\*\*以下

周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hzでは10分程度以上、48.0Hzでは1分程度以上としていただきます。

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを47.5Hz、検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

## 60Hzエリアの特別高圧

発電設備の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え\*\*\*Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上\*\*\*Hz以下

周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを57.0Hz、検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

周波数上昇側については、  
現在、検討中であり、今回の  
改正では各社の値を引用

## 50Hzエリア（北海道以外）の高低圧

発電設備の運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hzを超え\*\*\*Hz以下

周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT要件の適用を受ける発電設備等は47.5Hz、それ以外は48.5Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

## 60Hzエリアの高低圧

発電設備の運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え\*\*\*Hz以下

周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

周波数上昇側については、  
現在、検討中であり、今回の  
改正では各社の値を引用

## **特別高圧**

発電設備の運転可能周波数は、当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため、原則として以下のとおりとする。

- （１）連続運転可能周波数：48.5Hz ～ 50.5Hz
- （２）運転限界周波数：47.0Hz以下、51.5Hz以上

周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを47.0Hz以下、検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

## **高低圧**

発電設備の運転可能周波数は、当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため、原則として以下のとおりとする。

連続運転可能周波数：48.5Hz ～ 50.5Hz

周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。

また、FRT要件が適用される発電設備の場合は、運転限界周波数を以下としていただきます。

運転限界周波数：47.5Hz以下、51.5Hz以上

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルをFRT要件を満たす場合は47.5Hz、それ以外は48.5Hzとし、検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。

（協調が取れる範囲の最大値：2秒）



(余白)

## 【概要】

1. 電気は貯めることができないため、常に需要増減に合わせて発電する電気の量を同時同量でバランスさせていますが、事故などで大きな発電所が停止した場合、需要を支えられず、急激に**周波数低下**が起こります。
2. 周波数低下が一定時間、**一定周波数以下**となった場合には**周波数低下リレーが動作**します。リレーは定めた条件で自動で発電機や需要などを系統から切り離す装置であり、周波数低下リレーによる負荷送電の停止にあたっては、社会的影響を考慮するとともに公平性に配慮し、一定量の需要を切り離します。
3. 東北・東京エリアは50Hzで、中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは60Hzで交流連系しています。交流連系系統の各エリアは、周波数が同一となりますので、連系系統内のどのエリアの事故であっても、同一交流連系系統の各エリアで周波数低下が発生するため、一部負荷送電を停止することがあります。

- 電気は貯めることができないため、常に需要増減に合わせて発電する電気の量を**同時同量**でバランスさせています。**周波数**は電気をご利用の供給エリアに応じて50Hzもしくは60Hzですが、需要と供給のバランスが崩れると周波数が上下します。
- **通常時**の周波数調整では、図1のようにおもりの高さを維持するように電力需要の量に応じて、**中央給電指令所**が大きな発電所に発電の量の指令を出し周波数を一定に保っています。
- 図2のように発電機やシステムの異常を保護装置により検出した場合、保護装置により発電機等のしゃ断器を動作させ、**発電機を解列**することで、発電機の損傷などを防ぎます。事故などで大きな発電所が解列した場合、他の発電機の緊急的な出力増加や周波数変換所や交直変換所での電力融通の受電を行います。それでも需要を支えられない場合は、**周波数低下**が急激に起こります。

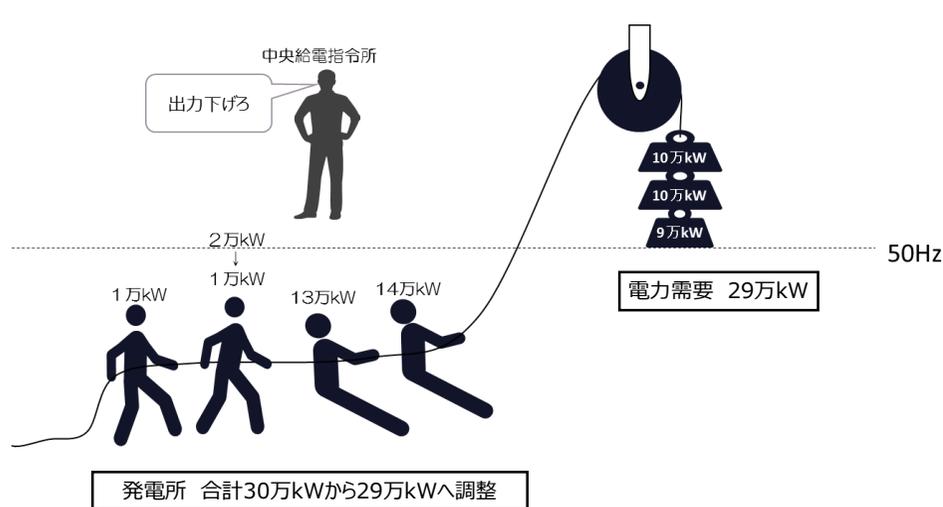


図1 通常時の周波数調整のイメージ

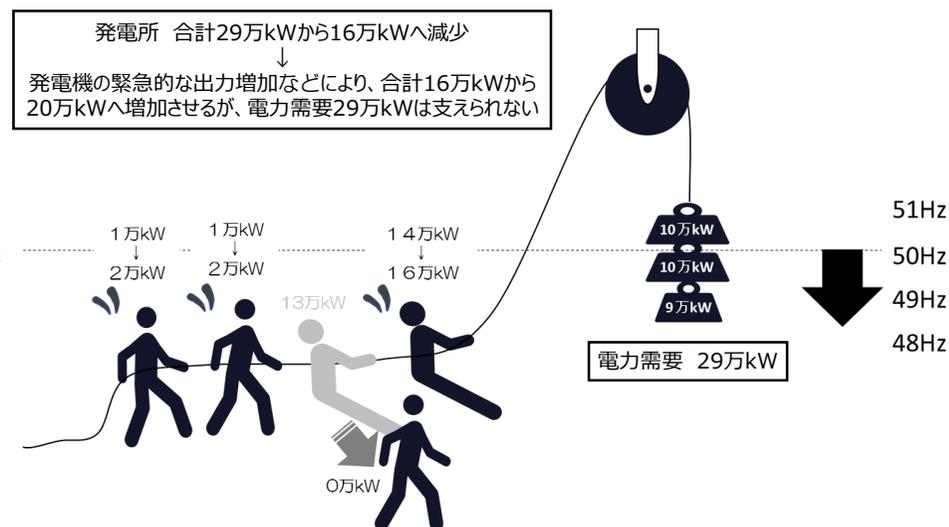


図2 発電機の解列による周波数低下のイメージ

- 周波数が大幅に低下した状態では、他の発電機も安定に運転できないため、順次解列する場合があります。すべての発電機が解列した場合、図3のように**ブラックアウト**が発生します。ブラックアウトした際に、**すべてのお客さまが停電**します。一度解列した発電機は、もとの出力で発電できるようになるまで時間を要することから、お客さまに電気をお届けするまでに**多くの時間がかかります**。
- この対策として、周波数低下リレーによる一部負荷送電停止があります。周波数低下が一定時間、一定周波数以下となった場合には、図4のように**周波数低下リレー**が動作します。リレーは定めた条件で自動で発電機や需要などを系統から切り離す装置であり、周波数低下リレーによる負荷送電停止においては、社会的影響を考慮するとともに公平性に配慮し一定量の需要を切り離します。
- 周波数低下リレーによる一部負荷送電の停止を行った場合、図5のように周波数の回復効果が期待できます。

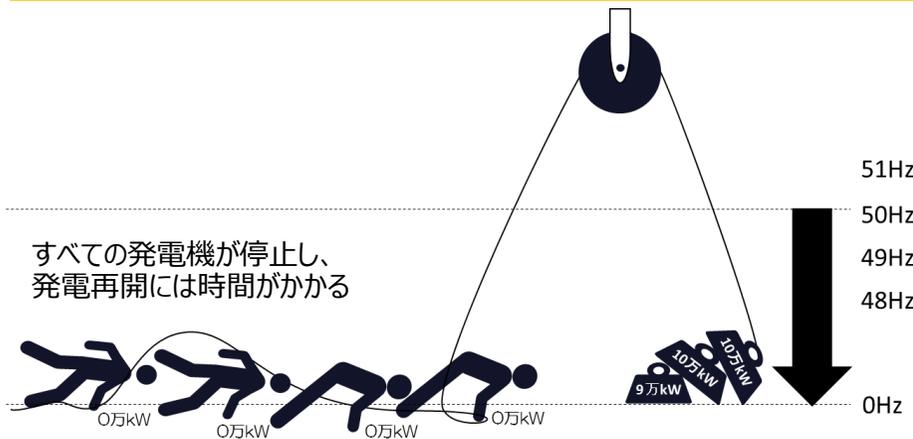


図3 ブラックアウトのイメージ

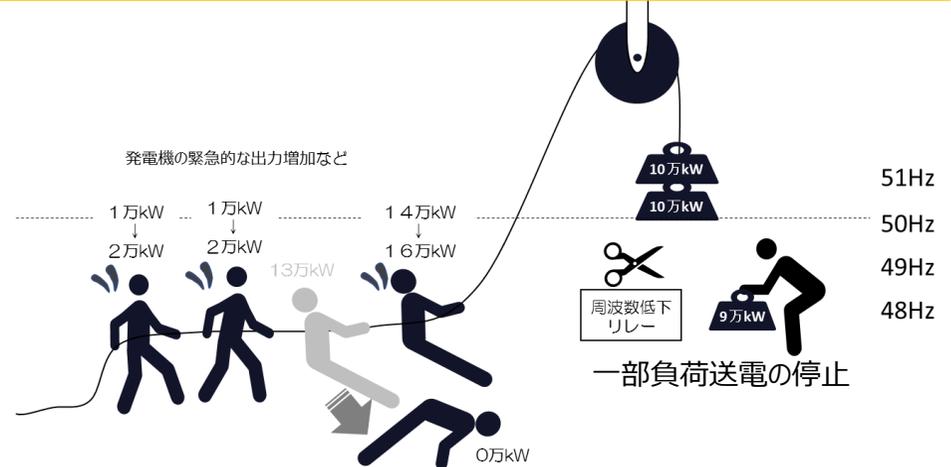


図4 周波数低下リレー動作時のイメージ

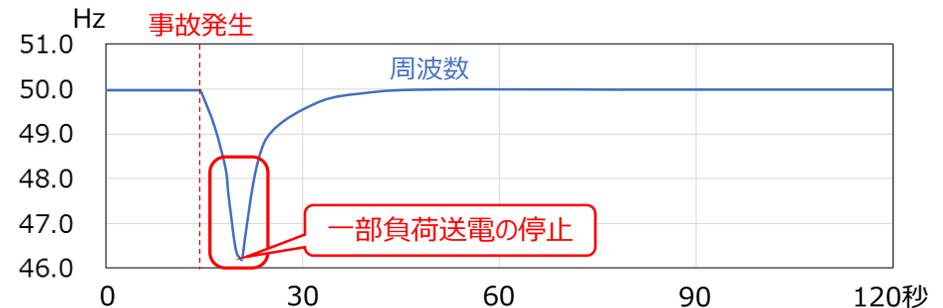


図5 一部負荷送電の停止による周波数回復のイメージ

- 東北・東京エリアは50Hzで、中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは60Hzで交流連系しています。交流連系系統の各エリア（図6破線で囲んだ各エリア）は、周波数が同一となりますので、連系系統内のどのエリアの事故であっても、同一交流連系系統の各エリアで周波数低下が発生するため、一部負荷送電を停止することがあります。これにより、ブラックアウトを防止するなど、電力レジリエンスを高めています。

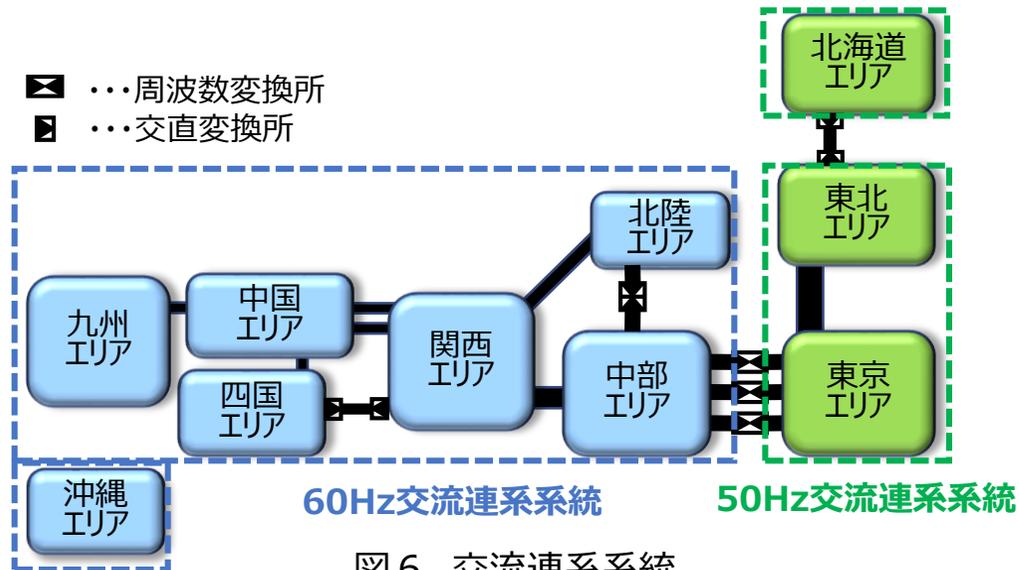
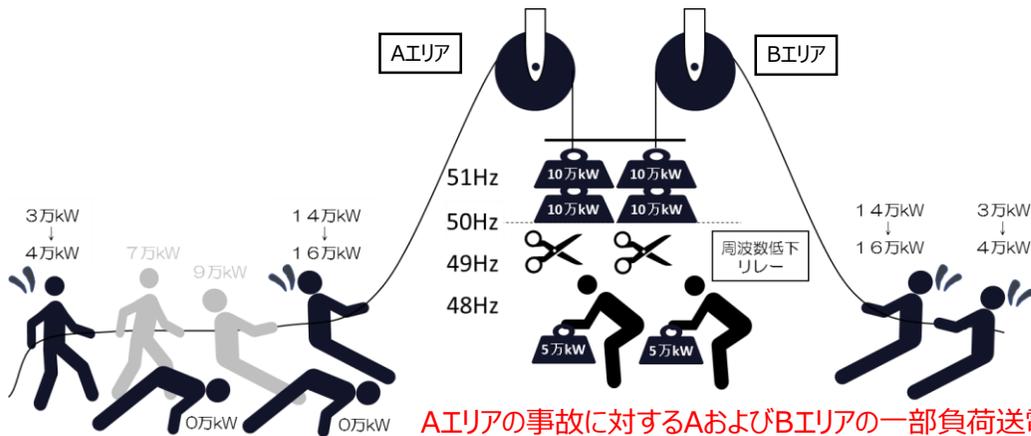


図6 交流連系系統



Aエリアの事故に対するAおよびBエリアの一部負荷送電の停止

図7 供給エリア外の事故に対する周波数低下リレーによる一部負荷送電の停止