

周波数調整機能具備の要件化について

2019年8月27日

送配電網運用委員会

周波数調整機能具備の要件化について

- 周波数調整機能の具備について、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の中間整理アクションプランでは、『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』、『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』と整理。
- これを受け、周波数調整機能の具備の要件化を検討した。

(3) 火力発電等の最低出力の引下げ

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等に追従可能な調整力の必要性が高まり、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電等の調整力としての重要性が一層高まっていくことが想定される。このような状況を踏まえ、火力発電・バイオマス発電については、中間整理（第1次）において、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、その具体化に向けた検討を進める方針を取りまとめた。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必要があるとの考え方も示したところである。

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2019/1/28）
中間整理（第2次）

【中間整理（第1次）アクションプラン】

- 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】

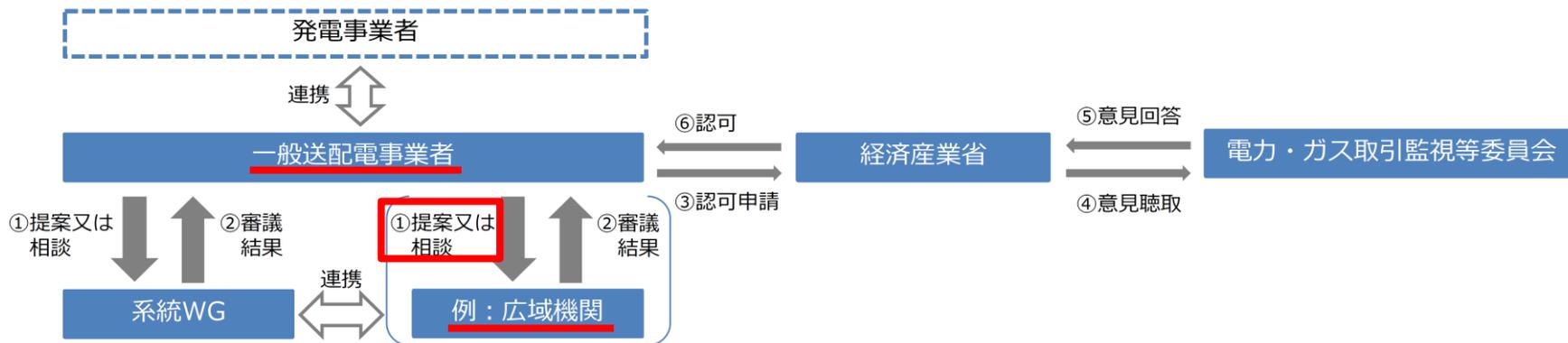
グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方② (案) 11

(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。

<「系統連系技術要件」の変更に係る基本的な流れ>

- ・ 「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。）



周波数調整機能要件の設定にあたっての考え方

- 周波数調整機能要件の設定にあたって、調整力の広域調達・広域運用が行われること、ならびに発電事業者への負担影響も踏まえ、可能な範囲で統一した要件として検討を行った。
- また、具体的な周波数調整機能要件の検討にあたっては、既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの現行の系統連系技術要件を参考とした。
- 将来の電力品質への影響を確認するため、現状の電源構成や供給計画を前提とした周波数調整機能面でのシミュレーション評価を実施し、品質維持が可能であることを確認した。
- なお、今回の要件設定については、供給計画上の既存設備が当面維持されることを前提として検討しており、今後、電源構成が大きく変われば、必要に応じ内容を見直すことを検討する。

周波数調整機能具備の対象

- 調整力の太宗を占める 100 MW以上の新規電源・リプレース電源を対象として周波数調整機能具備の要件化を検討。（沖縄エリアは35 MW以上）
- 火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化し、具体的仕様は次頁以降に記載。
（燃料種別・燃烧方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議）

<要件化の対象を100 MW以上とする考え方>

（調整力確保の確実性の観点）

- 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100 MW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（エリア毎では70～90%程度）を占めており、これらを機能具備の対象とすることで、調整力の確保が可能と考えられる。

（需給調整市場への供出の観点）

- 需給調整市場の参加要件として最低入札量5 MWであること、連系要件で検討しているGF幅・LFC幅が3～5%であることから、周波数調整機能を具備する電源は、100 MW以上とした。
（最低容量：100[MW]×LFC幅：5[%]＝最低入札量：5[MW]）

(余白)

火力発電設備の調整機能・仕様

- 火力発電設備の調整機能・仕様は、既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの要件を参考とし、以下のように設定した。

機能要件	GT・GTCC※1の仕様	その他火力※1の仕様	必要性
GF速度調定率	5%以下 (北海道4%以下 沖縄4%以下)	5%以下 (北海道4%以下 沖縄4%以下)	一次調整力として平常時の周波数調整および緊急時の瞬動予備力として利用。
GF幅※2	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	
LFC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需給インバランスの調整に利用。
LFC幅※2,4	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上	
EDC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメリットオーダーを考慮した発電機出力調整に利用。
EDC+LFC 変化速度※2,3,4	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。

※1：GTはガスタービン、GTCCはガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力はGT・GTCC以外が該当。

※2：GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。

※3：現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。

※4：各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCCと同義、EDCはDPCと同義。

機能要件	GT・GTCCの仕様	その他火力の仕様	必要性
最低出力	50%以下	30%以下	中給からのEDC・LFC指令で調整機能が活用可能となる制御範囲を要件化。
DSS機能具備	要 (8時間以内) 沖縄 要 (3.5時間以内)	無 沖縄 要 (4時間以内)	GT・GTCCのDSS機能は標準仕様であり、機能具備により、調整力として柔軟な運用が可能となるため要件化。 その他火力のうち、特に石炭火力の場合は機能具備に伴い大幅なコスト増になると考えられるため、要件化しない。
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内) 北海道・沖縄 要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内) 北海道・沖縄 要 (±0.1Hz以内)	GF動作後の出力を維持するための機能を要件化。
出力低下防止	要	—	GT・GTCCは電源脱落時等の系統周波数低下時に発電機出力が減少し、連鎖的に周波数が低下する虞があるため、要件化。

周波数調整機能の評価について

- 供給計画の電源構成などを前提として、将来の需給バランスを策定し、確保される調整力によって将来の負荷変動や再生可能エネルギーの出力変動に追従可能かシミュレーションを実施。
- 揚水発電機の追加並列等により調整力の確保が可能となり、出力変動に追従可能であることを確認。

主な対応事項等と周波数調整機能の評価結果〔評価の凡例：○は追従可能、×は追従不可〕

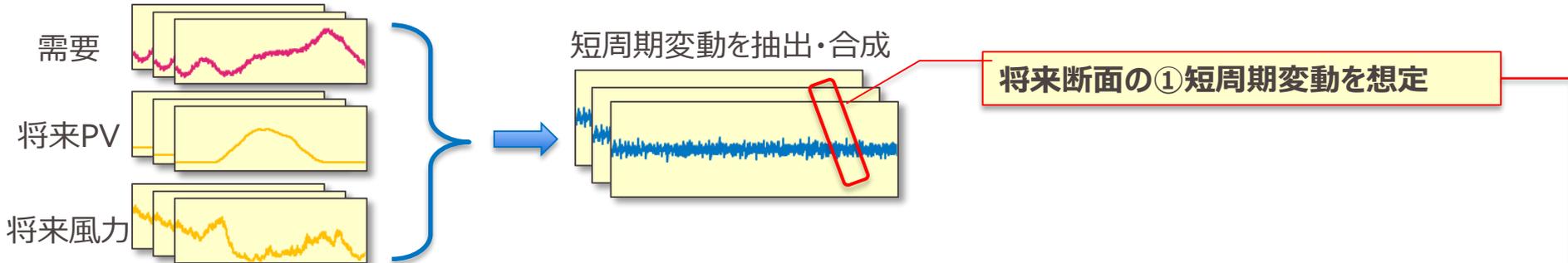
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力確保のための 対応事項	発電機出力持ち替え	—	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	火力発電機の追加並列	—	✓	—	—	—	—	—	—	—	✓
	水力発電（揚発含む）の追加並列	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	—
	可変速揚水の追加並列	✓	—	✓	—	—	✓	—	—	✓	—
	定速揚水の追加並列	—	✓	✓	✓	—	—	✓	✓	—	—
周波数調整機能の評価		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

※ 電源構成や発電機の運転状況等の違いにより対応事項は異なる。

(参考) 周波数調整機能の評価について

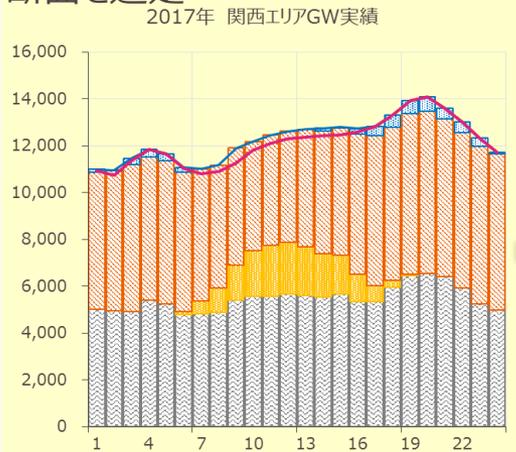
- 短周期変動 (①) を想定し、電源持ち替え、揚水発電の追加並列等の対応も織り込んだうえで、供給計画ベースのバランスを策定して、将来断面で確保可能な調整力 (②) を算出。
- 全時間帯で出力変動に追従可能 (② \geq ①) であることを確認。

1. 将来の短周期変動の想定

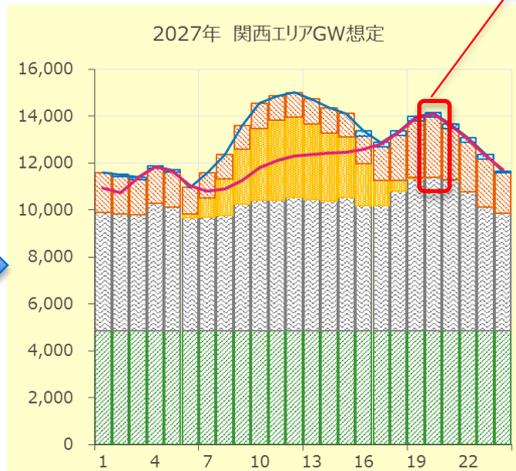


2. 将来の需給バランス想定で確保可能な調整力を算出

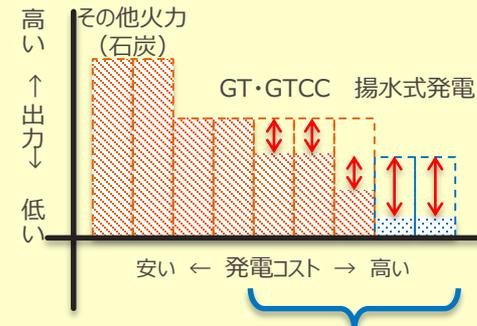
実績から調整力確保が厳しい断面を選定



将来の電源構成※に見直し



メリットオーダーを考慮するとともに、必要なLFC・GF容量を確保 (図中 \updownarrow)して将来の需給バランスを想定



将来断面で確保可能な②調整力を算出

■ 原子力 計 ■ 非調整電源 計 ■ 再エネ 計 ■ 調整電源 計
■ 揚水式発電 — 揚水運転 — エリア需要

※供給計画(H30)ベース

②調整力 \geq ①短周期変動となることを確認

(参考) 火力発電設備の調整機能・仕様

- 東京電力パワーグリッドの現行要件と異なる箇所は、[要件化対象とする電源容量、周波数変動補償機能の不感帯設定](#)。また、北海道・沖縄に関しては個別事情を踏まえた仕様とした。

* 北海道・沖縄は別仕様

機能要件	GTおよびGTCC		その他の火力発電設備	
	東京電力パワーグリッドの 現要件(250MW以上)	今回要件化 (100MW*以上)	東京電力パワーグリッドの 現要件(250MW以上)	今回要件化 (100MW*以上)
GF速度調定率	5%以下	5%以下*	5%以下	5%以下*
GF幅	5%以上	5%以上*	3%以上	3%以上*
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
LFC幅	±5%以上	±5%以上*	±5%以上	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
最低出力	50%以下	50%以下	30%以下	30%以下
DSS機能具備	要(8時間以内)	要(8時間以内*)	無	無*
周波数変動補償 (不感帯)	要	要 (±0.2Hz*以内)	要	要 (±0.2Hz*以内)
出力低下防止	要	要	—	—

(参考) 北海道エリアの要件設定の考え方

- 北海道エリアについては、系統容量が小さいことにより、需要変動や電源脱落に対する周波数変動が大きいことから、50 Hz 及び 60 Hz 同期系統よりも周波数調整目標範囲を広くせざるを得ない状況である。
- 北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を踏まえ、国や広域機関での検証・提言および北海道電力社内検証委員会の検討結果として、負荷側UFR遮断量追加や発電側UFR整定見直しなどのブラックアウト対策をはじめとした電力レジリエンス強化の取り組みを進めており、この中では既存設備の現状スペックが前提となっている。
- 今回の要件設定において、他エリアと統一すると周波数調整機能の低下につながる項目については既存設備と同等のスペックを要件とした。

(参考) 沖縄エリアの要件設定の考え方

- 沖縄エリアは小規模独立系統であり、周波数調整および需給バランス調整機能を有する発電機台数、および常時並列している発電機台数（5～9台）が少ないことから、並列する全ての電源で需給調整を行う必要。
- 周波数調整機能具備の電源容量を100MWとした場合、調整電源が小規模な非調整電源に置き換わり、調整電源の占める割合が大幅に低下して需給調整に支障をきたす懸念があることから、要件化の対象となる電源容量は、既存設備との平仄を踏まえ、既存調整電源の最低の電源容量である35MW以上とした。
- 今後、周波数調整機能が既存設備のスペックより劣る（又は、具備しない）電源に置き換わってきた場合、下記のとおり電力品質に直接影響を与えることから、既存設備と同等のスペックを要件とした。

(既存スペックより劣る電源に置き換わった場合の電力品質への影響)

- ✓ 電源脱落事故時に対応する瞬動予備力（GF速度調定率、GF幅）のスペック低下により、系統周波数の低下幅が大きくなり、負荷遮断量が増大する虞。
- ✓ 一旦停電が発生すると、系統周波数の回復にあわせて停電を解消していくが、変化速度が低下することにより停電復旧に時間を要する。
- ✓ 既存設備よりスペックの劣る電源の割合が増えることで周波数安定度が低下し、電源脱落に伴う電源の連鎖脱落の懸念が増大する。

(参考) 不感帯設定の考え方

(不感帯設定)

- 発電機によって、G F 動作後の出力を維持しない周波数帯（不感帯）が異なると、制御の偏りが発生することから広域連系系統では統一した値を設定することが望ましい。
- 常時の周波数運用管理値（ $\pm 0.2 \text{ Hz}$ ）を超えている状況ではG Fで調整した出力を維持する必要があること、および既存設備の不感帯の平均は概ね $\pm 0.2 \text{ Hz}$ であることを踏まえ、不感帯設定を $\pm 0.2 \text{ Hz}$ 以内とする。
- なお、北海道、沖縄エリアは系統規模が小さいことから擾乱に対し周波数変動が大きくなり易いこと、既存設備の不感帯で現状の周波数品質を維持できていることを考慮し、不感帯を他エリアと比べて小さい $\pm 0.1 \text{ Hz}$ 以内とする。

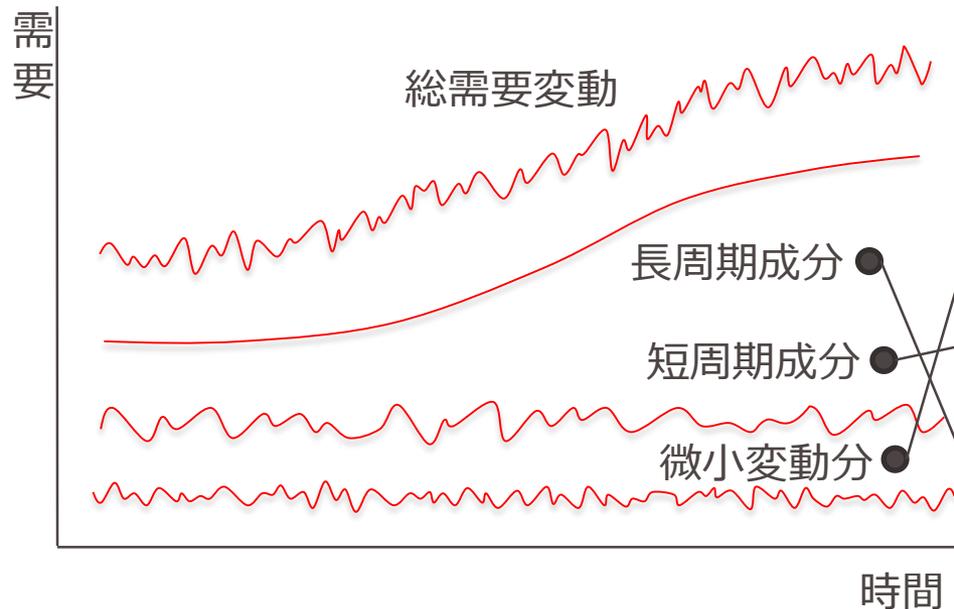
(参考) 各周期成分に対応する出力調整機能

- 電力需要や自然変動電源の変動は、様々な周期成分があり、変動の大きさや変動周期に応じてGF、LFC、EDCといった調整機能が必要。

(周期成分)

- ～数十秒（下図の微小変動分に相当） ⇒ GF
- ～数分程度（下図の短周期成分に相当） ⇒ LFC
- ～数十分程度（下図の長期成分に相当） ⇒ EDC

第6回電気料金審査専門会合
(2015.10.22) 資料7一部修正



GF

系統周波数の変動に対応するため、タービンの调速機（ガバナ）により、自動的に発電機出力を制御

LFC

ガバナフリーでは対応しきれない変動に対応するため、中給から送信される制御信号に従い発電機出力を制御

EDC

自動出力周波数制御では対応しきれない変動に対応するため、中給から送信される出力指令値に発電出力を制御

(出典) NEDO再生可能エネルギー技術白書