

# 第 6 回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～一般送配電事業者に必要となる調整力の  
公募による確保の在り方～

平成 2 8 年 4 月 2 6 日（火）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 一般送配電事業に必要となる調整力の公募

1

- 平成28年4月より、新たな事業ライセンスの下、供給区域の周波数制御・需給バランス調整は一般送配電事業者が担うこととなった。周波数制御・需給バランス調整に必要なコスト（調整力コスト）は、託送料金で回収されるものであり、必要な量を確実に確保することを前提としつつも、特定電源への優遇や、過大なコスト負担を回避することが必要となる。これまでの制度改革の議論の中で、一般送配電事業者は、必要な調整力を、原則として公募の方法で調達することとされた。
- これを受けて、以下の観点から、調整力の公募調達において、予め公募要領として公表すべき事項や、適切な契約条件等について検討することとしたい。
  - 全ての電源等にとっての参加機会の公平性の確保
    - 事前に、全ての発電事業者等に、電源等の要件、契約条件、入札評価基準等が明らかにされており、発電事業者等の検討期間が確保されていること
    - 安定供給に必要な発電設備等が確保可能であることを大前提として、特定の事業者のみが入札可能な要件や契約条件となっていないこと
    - 公平な入札評価基準に従った調達となっていること
  - 需要家が最終的に負担する調達コストの透明性と適切性の確保
    - 適切な必要量が確保されており、需要家の過大な負担となっていないこと
    - コスト面で優位なものから、落札されていること
  - 安定供給の確保
    - 一般送配電事業者が、確実に必要な調整力の調達が可能となっていること

# 参考：送配電等業務指針の規定

（電力広域的運営推進機関 平成28年3月改正認可）

2

## （調整力の確保）

第25条 一般送配電事業者は、系統運用（第150条に定める。）に必要な調整力を予め確保するよう努める。

2 一般送配電事業者が調整力を確保する際には、業務規定第181条により公表された調整力の水準、要件等の内容や実際に想定される需給変動のリスクの大きさを踏まえるものとする。

## （調整力の公募等）

第26条 一般送配電事業者は、調整力を調達する場合は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続により実施するものとし、特定種の発電設備や特定の発電設備設置者を優遇してはならない。

## （公募等の実施要領の作成）

第27条 一般送配電事業者は、調整力の公募等を行うに際して、原則として、調整力が満たすべき要件、公募スケジュール、主たる契約条件その他必要事項を定めた公募等の実施要領を策定し、公表する。

## （公募等の手続き）

第28条 一般送配電事業者は、策定した実施要領等に基づき、調整力を募集し、入札金額、調整力の性能、系統運用上の必要性等を総合的に評価の上、落札者を決定する。

2 一般送配電事業者は、本機関の求めに応じ、落札者の名称、当該落札者から調達した調整力の要件その他本機関が要求する事項を本機関に報告する。

## （落札者との契約の締結）

第29条 一般送配電事業者と落札者は、調整力の公募等の手続の完了後、公募等の実施要領及び落札結果にしたがって、落札者が応募した調整力を利用する内容の契約を締結する。但し、一般送配電事業者と落札者が同一事業者である場合にはこの限りではない。

## （公募の結果の公表）

第30条 一般送配電事業者は、調整力の公募の手続が完了した場合には、その手続の結果を公表しなければならない。

# 参考：周波数制御・需給バランス調整の概要

3

総合資源エネルギー調査会 電力システム改革小委員会  
制度設計ワーキンググループ（以下、「制度設計WG」）  
第8回（平成26年9月18日） 資料5-2 抜粋

## （参考）一般送配電事業者が実施する需給バランス調整、周波数調整

2

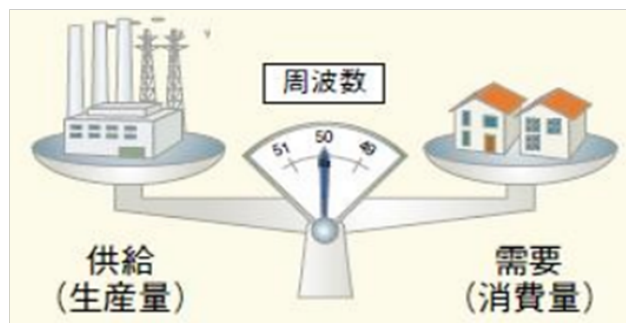
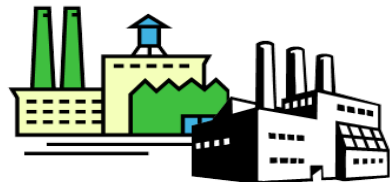
**発電事業者の火力等の電源**  
（30分同時同量制度の下、30分単位で出力変動）  
※一部は系統運用に用いる調整力として活用



**再生可能エネルギー**  
（天候等により自然変動）



**自家用発電**  
（操業状態に応じて、余剰がそのまま系統に出てくる（出なり））



### 一般送配電事業者 （系統運用者）

需給バランスを維持し、周波数を適切に調整するため、発電事業者等の保有する電源の中で、調整可能なものを組み合わせて運用することにより、時々刻々の需給変動に対応。



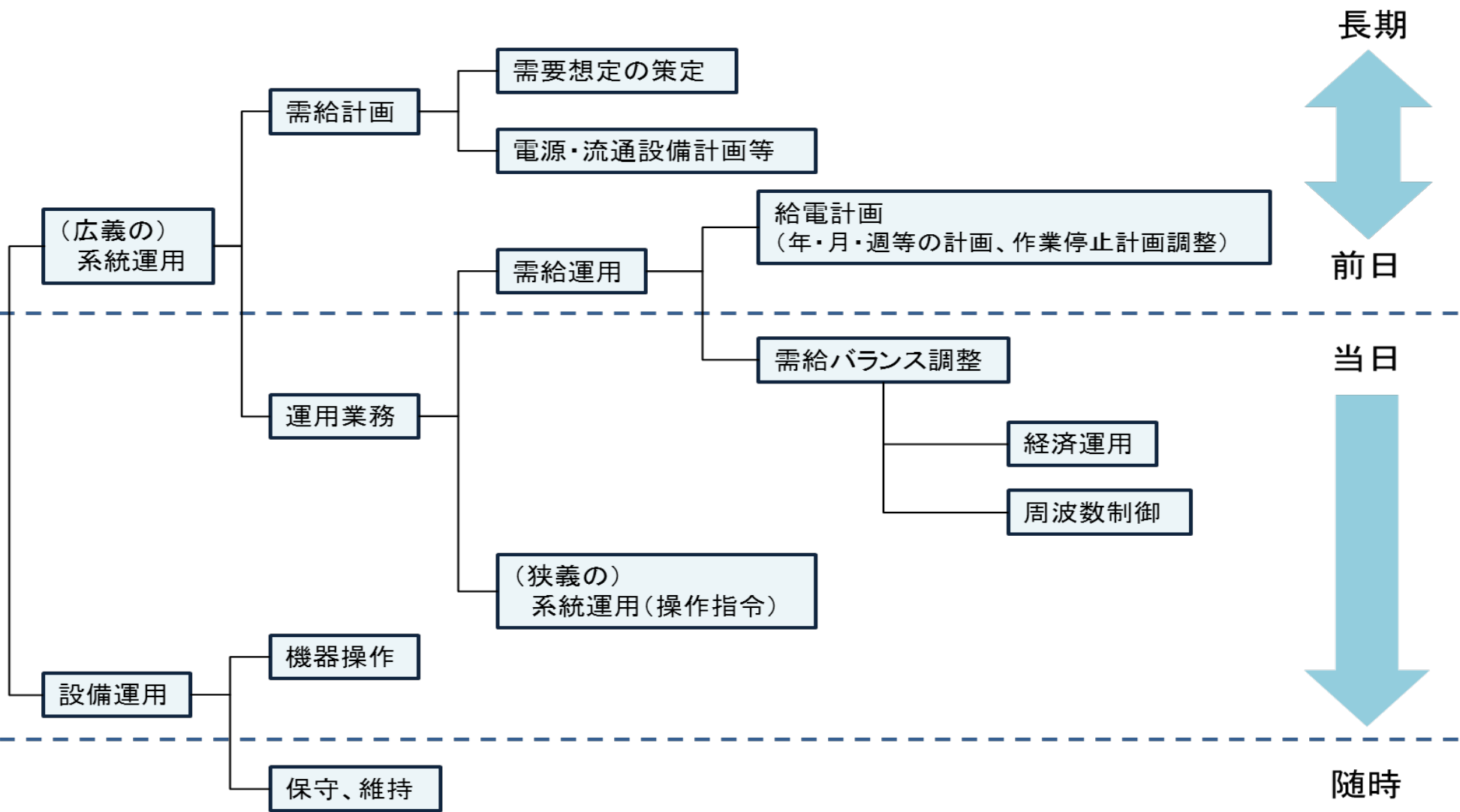
**需要家**  
（大口、家庭等）



※需要量は、  
時々刻々変動

(参考) 長期から短期の系統運用の流れ

6



## 参考：調整用に確保する電源の整理（電源Ⅰと電源Ⅱ）

これまでの制度改革の議論の中では、一般送配電事業者が周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力を確保するに当たって、専ら一般送配電事業者の調整用に確保するもの、小売事業者の供給力としても用いつつも送配電事業者の調整力としても活用するものの2種類に大きく分けて考えていくべきとされている。

### ○専ら一般送配電事業者の調整用に確保する電源（以下、「電源Ⅰ」）

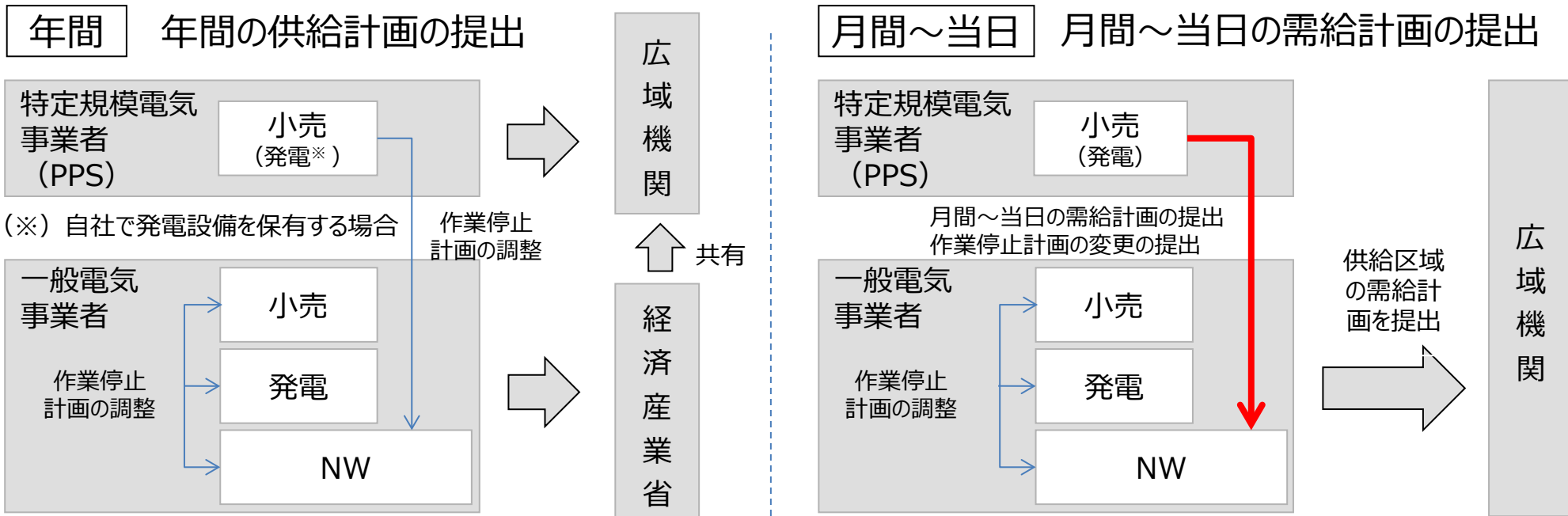
- 一般送配電事業者が常時確保。上げ下げ両面で活用する調整力、上げ代確保のための予備力として活用。
- 容量（kW）相当の費用を一般送配電事業者専用として確保するための「待機料」的に支払いつつ、一般送配電事業者からの指令に対応した電力量（kWh）ベースで精算。

### ○小売用の供給力と一般送配電用の調整力の相乗り電源（以下、「電源Ⅱ」）

- 原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保。しかし、実需給1時間前の計画値確定後（ゲートクローズ（GC）後）に余力がある場合、一般送配電事業者からの指令を受け、指令に対応した電力量（kWh）ベースで精算。（上げ・下げ両面）

## 参考：これまでの需給運用

○これまで、旧一般電気事業者は、年間の需給計画段階では、発電設備や送電設備の補修計画も踏まえて供給力の確保を確認し、実需給断面に近づくにつれてより詳細な計画を策定していた。



○一般電気事業者及びPPSは、供給力の確保を確認し、供給計画を経済産業省又は広域機関に提出

- ・年間需給計画 (PPS、一般電気事業者)
- ・発電所発電計画 (PPS (自社発電所)、一般電気事業者)
- ・流通設備補修計画 (一般電気事業者)

○PPSの作業停止計画は、一般電気事業者のNW部門を経由して広域機関に提出

○一般電気事業者は、詳細な調整力の確保計画の提出までは求められていない

○一般電気事業者は、PPSの需要、供給、発電計画を踏まえ、エリアの需給計画、流通設備補修計画等を広域機関に提出

○一般電気事業者は、週間断面より、個別に稼働するユニットまで考慮して、調整力の確保を確認 (一体運用のため、必要に応じて稼働電源を調整)

○前日断面では、日単位でのエリア最大需要予測に対して、予備力8～10%を確保、当日断面では5%を確保

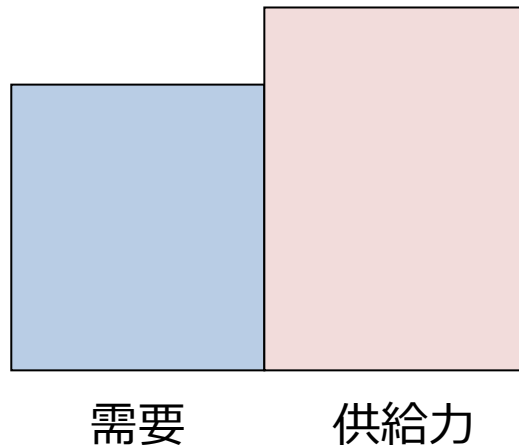


# 参考：これまでの調整力の確保とその運用

7

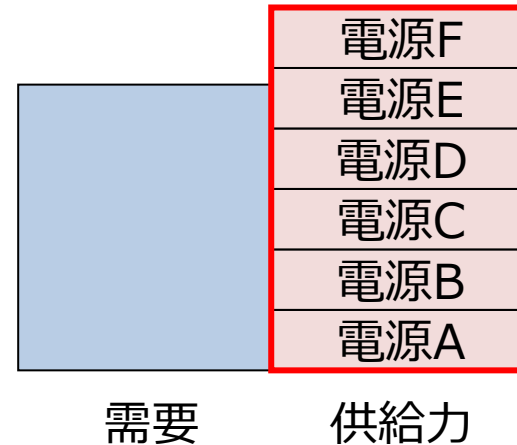
○これまで、発電、送配電、小売の一貫体制であった旧一般電気事業者は、自社の発電設備を小売目的、送配電目的で区別せずに一体として運用しており、電源に明確な区分はなかった。

年間計画～月間計画



小売部門・NW部門を区分せずに、一体で供給力の確保を確認。電源を個別に特定はしていない。<sup>※1</sup>

週間計画～当日計画



全てNW部門として確保しているのではなく、小売の供給力と一体で確保

(NW・小売部門)  
給電指令所

- ・週間計画以降、電源を個別に特定して供給力確保を確認。但し、NW部門が小売供給のための需給バランスの維持を担いつつ、供給区域全体の需給バランス・周波数の維持を行う。  
(小売用の供給力としての電源の確保や給電指令等に応じて生じる費用は、託送原価には計上していない)
- ・NW部門は、朝の需要立ち上がり等、需要変化速度を考慮して、GF<sup>※2</sup>、LFC<sup>※3</sup>容量や変化速度の速い火力電源、揚水発電等を確保。

※1 託送料金原価では、電源を特定せずに、周波数調整機能を有する火力発電設備・水力発電設備の固定費のうち、送配電事業としての周波数維持等に必要と考えられる設備容量に相当する金額を計上。

※2 GF (Governor Free (ガバナ・フリー)) 運転：発電機が自ら周波数を検出し、設定周波数と比較して発電出力を調整する運転

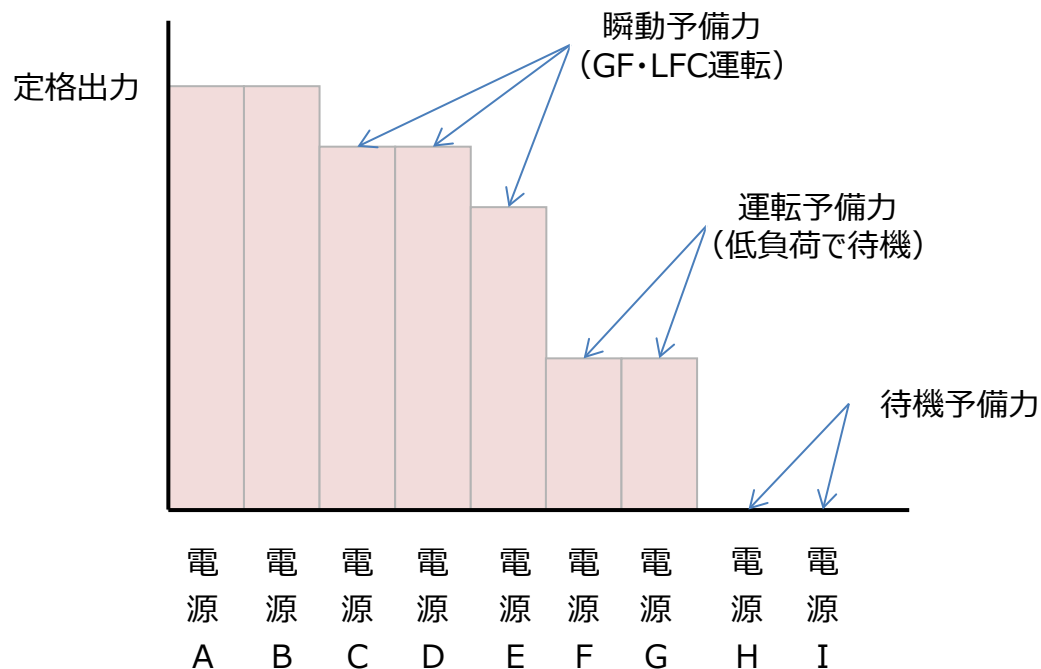
※3 LFC (Load Frequency Control (負荷周波数制御)) 運転：中央給電指令所からの制御信号で発電出力を自動制御する運転



## 参考：これまでの調整力の確保とその運用

- 実運用においては、小売電源・ネットワーク電源の区別なく、各電源に対して指令を行う。
- 急な需要変動等にも対応するため、運転中の電源（瞬動予備力、運転予備力）により、最大需要の5%を確保。

- 常に需要に対して、5%程度の上げ代を確保。
- 瞬動予備力としては、各瞬間の需要の3%程度をガバナ・フリー電源等で確保。また、時間帯ごとの需要変動速度を考慮して、LFCの確保量、出力変化速度の速い電源の確保量を決定。
- 一体運用であるため、実際には常に5%の予備力しか確保できていない状態ではなく、上げ代のある電源を活用。

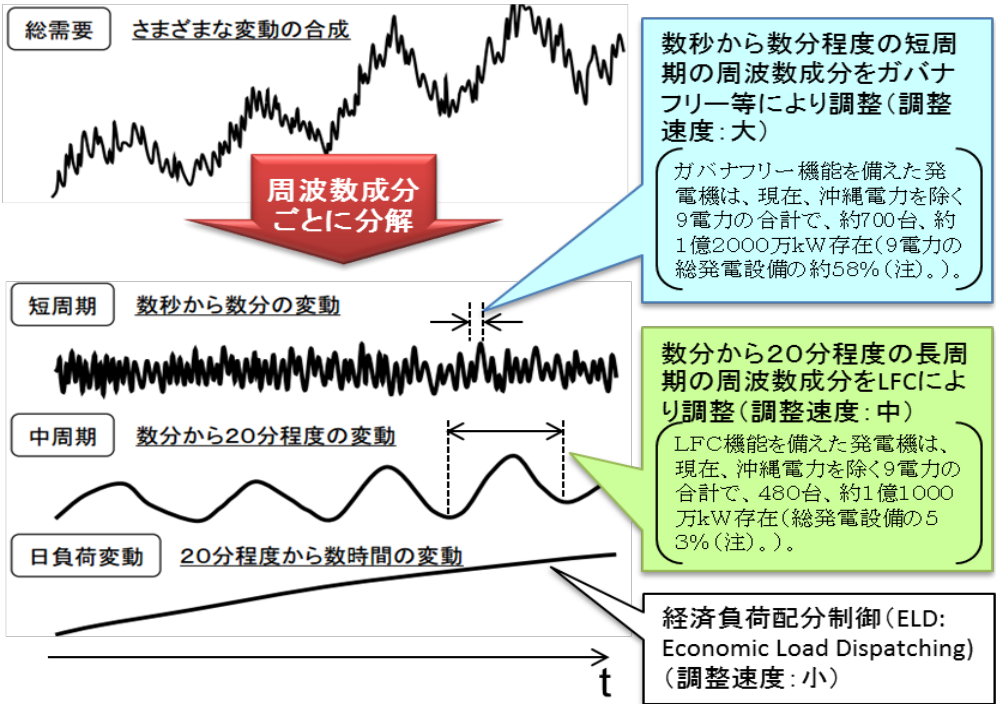


予備力の種類	機能	主な設備等
瞬動予備力	負荷変動、電源脱落等に対して、即時に応動を開始（10秒程度以内）し、運転予備力の発動まで発電可能な供給力	部分負荷運転中のGF、LFC運転の上げ代
運転予備力	並列運転中電源や、短時間（10分程度）で起動可能で、待機予備力の並列まで発電可能な供給力	部分負荷運転中の発電機の上げ代
待機予備力	起動から並列まで、数時間を要する供給力	停止待機中の電源
その他	電力の使用を抑制することで、需要を削減	負荷設備（需給調整契約）

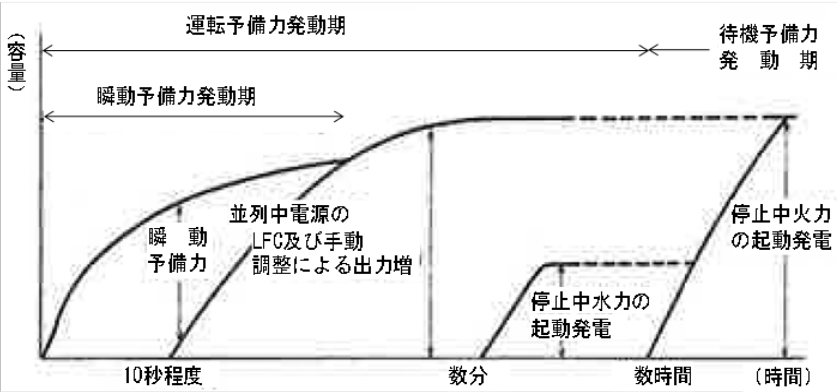
(参考)一般電気事業者が実施している系統運用業務 (1)周波数制御

4

- 周波数制御とは、系統の周波数を維持する調整であって、電力量の補給を伴わない調整をいう。
- 一般電気事業者は、全ての発電事業者及び小売事業者が 30分同時同量を達成したとしても、30分のコマ内で発生する周波数(しわ)を調整することが必要。
- ガバナフリー (GF: Governor Free)などの瞬動予備力により数秒から数分程度の短周期の周波数を調整。
- 部分負荷運転中の火力発電機の余力や、水力発電などの運転予備力により、数分から20分程度の長周期の周波数を調整 (LFC:Load Frequency Control)。
- ※運転予備力は、次頁の「需給バランス調整」でも活用。



分類	機能	設備
瞬動予備力 (spinning reserve)	■ 電源脱落時の周波数低下に対して即時に応答を開始し(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまで継続して自動発電可能な供給力	■ ガバナフリー等
運転予備力 (hot reserve)	■ 短時間内(10分程度以内)で起動し、待機予備力が起動するまで継続して発電し得る供給力	■ 部分負荷運転中の火力発電機余力 ■ 停止待機中の水力
待機予備力 (cold reserve)	■ 起動から全負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力	■ 停止待機中の火力等

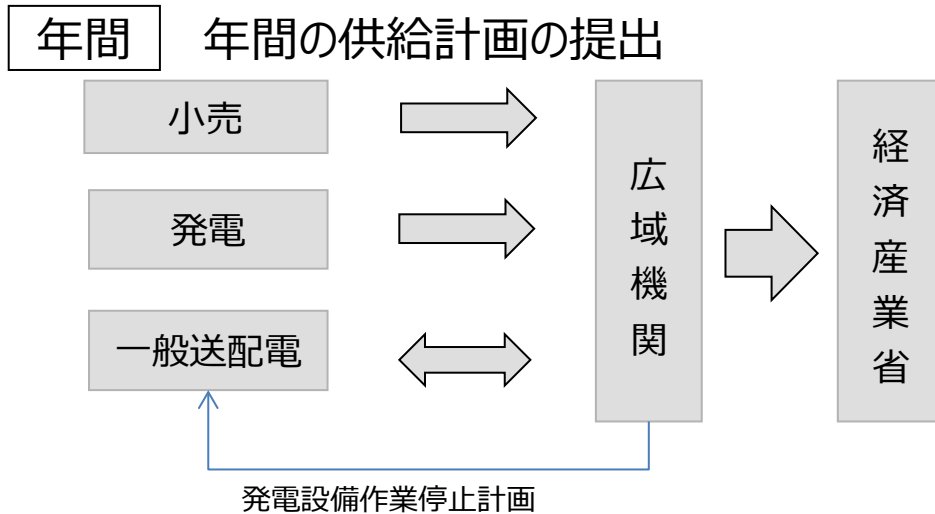


(注) 常に、これらすべての容量が調整力として活用できるわけではなく、計画発電量に対して、上げしろや下げしろとなる部分が調整力として活用できる。

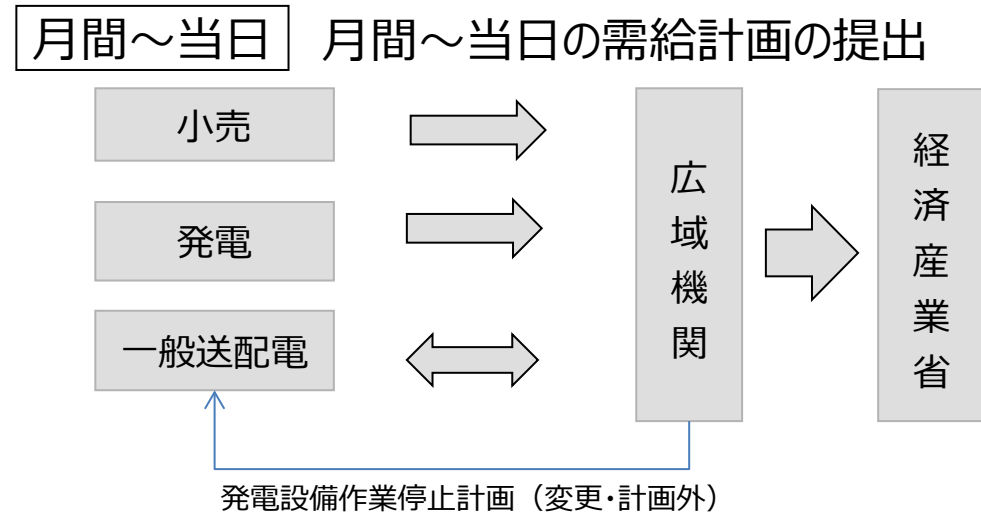
(出所) 設備量については、いずれも電気事業連合会資料より

# 参考：今後の需給運用

- 本年4月から実施されている事業ライセンスの変更に伴い、一般送配電事業者、小売電気事業者、発電事業者が、各々年間から当日までの供給等に関する計画を電力広域的運営推進機関（広域機関）に提出。広域機関は、各時点ごとに、供給力、調整力が確保されていることを確認。



- 各事業者は、それぞれ供給計画を広域機関に提出。
- 小売電気事業者：需要想定、供給力確保計画等
- 発電事業者：発電計画、発電所補修計画等
- 一般送配電事業者：需要想定、供給力確保計画、調整力確保計画
- 一般送配電事業者は、広域機関より発電設備の作業停止計画の通知を受け、流通設備の作業停止計画を策定し、広域機関に提出。
- 広域機関と一般送配電事業者は、供給計画を共有
- （※）作業停止計画については、事前に発電設備作業停止計画の原案を広域機関が一般送配電事業者へ通知



- 各事業者は、月間、週間、翌日、当日の断面で、それぞれ計画を広域機関に提出。
- 小売電気事業者：需要調達計画等
- 発電事業者：発電販売計画等
- 一般送配電事業者：供給区域の需要及び供給力並びに調整力に関する計画
- 一般送配電事業者は、週間断面より、調達した調整力のための電源から、個別に稼働するユニットまで考慮して、調整力の確保を確認

調整力の公募・契約等		各月	週間	前日	当日
電 一 般 送 配	公募等により、調整力を確保	月間計画において、調整力に不足がないことを確認	週間需給計画により、契約している電源Ⅰの運用を計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>・需要予測の結果、必要に応じて、追加の指令</li> <li>・電源Ⅱが活用可能な場合、メルिटオーダーを考慮して指令</li> </ul>	
備 考	調整力の必要量については、広域機関で検討中	<p><b>調整力が不足する場合、何らかの対応が必要</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・電源Ⅲ（一般送配電事業者と電源Ⅰ、電源Ⅱの契約をしていない電源）への給電指令</li> <li>・電源Ⅲを対象とした追加の調整力の調達（公募・相対） → 電源Ⅲへの依存度が高まることは、安定供給面からは避ける必要があるが、短期の調達であっても、こうした電源の調達に当たり、公募等による調達を原則とすることが必要。</li> </ul> <p>（なお、一般送配電事業者と契約した発電事業者は、契約内容に従った必要容量を確保した上で、発電販売計画等を作成。発電事業者が、一般送配電事業者との契約に従った運転が出来ない場合、一般送配電事業者との契約に基づくペナルティが発生）</p>			

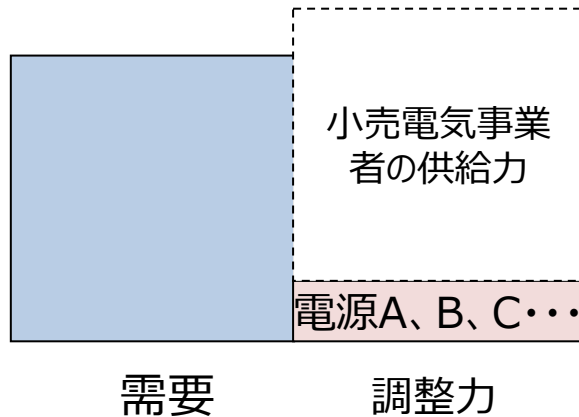
(※) 一般送配電事業としては、原則として電源を保有しないため、発電事業者から調整力として必要な電源を調達。電力市場の公平な競争のためには、当該調達はすべての電源に参加の機会が担保され、かつ、公平な方法で行われることが必要。調整力確保に要する費用は、託送料金で回収されることから、透明性が確保されることが必要。

(発電・小売との一貫体制の事業者においては、事業者間契約という形にはならないが、部門間での取引を観念し、同様の対応を実施。)

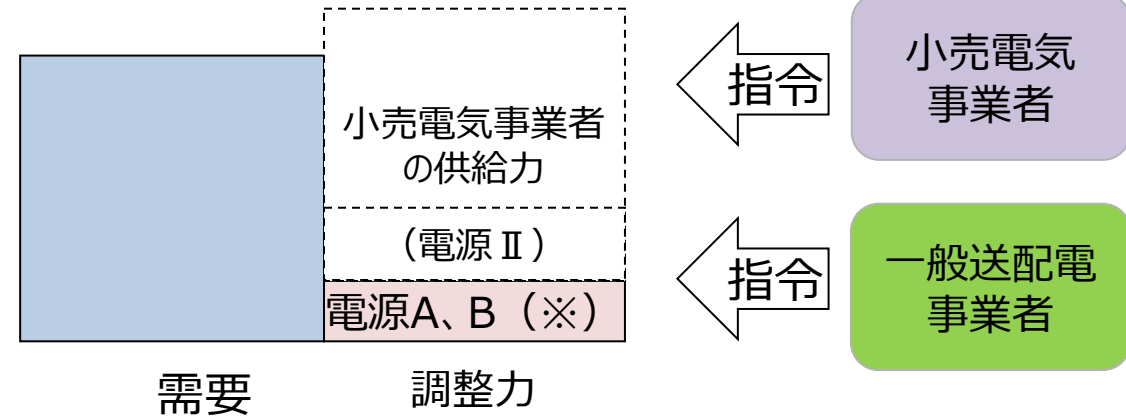
# 参考：今後の調整力の確保とその運用

- 一般送配電事業者は、個別の契約等で調整用電源等を確保するため、活用可能な電源等が決まっている。（追加の調達等は想定される。また、実需給 1 時間前のゲートクローズ（G C）の後は、小売用の供給力として確保されてきた電源等であって余力のあるものも活用（電源Ⅱ）。）

## 年間計画～月間計画



## 週間計画～実需給



(※) 実需給断面における需要、活用可能な電源Ⅱの状況等を勘案して、メリットオーダーで活用する電源を決定

- ・契約等により、電源等が個別に特定
- ・調整力が不足すると予想される場合、追加的な調達が必要  
(供給力は各小売電気事業者が確保)

- ・週間計画以降、予備力・調整力として確保した電源の具体的な運用を計画
- ・朝の需要立ち上がり等、需要変化速度を考慮して、G F、L F C、揚水発電等の運転を計画
- ・G C 後、活用可能な電源Ⅱがある場合、メリットオーダーを勘案して、指令を実施。

## 参考：調整力の市場調達に向けた対応

- 2020年の送配電部門の分離を控え、将来的には、諸外国のように調整力確保のための市場創設を視野に入れ、今後の公募調達の仕組みを検討。
  - 随時調整力を調達可能とすることによる、調整力確保量の効率化
  - 幅広く電源等が競争することによる低コスト化
  - 電源等にとっての、投資回収機会の拡大

### 公募調達

- 公募の準備から実施、調達電源等の決定までに一定の時間を有するため、調達の頻度に制約がある
- このため、需要の季節的な変動等に応じた調達にも限界が発生し、余分な調整力を抱える可能性あり。
- 電源等の側から見ると、一度契約した場合に長期間の容量確保が必要となることが、参入障壁となる可能性もある。
- また、価格（需給）変動の影響を反映させることにも限界がある。



### 市場調達

- 市場からその時の需要に応じた調整力を調達することで、余分な調整力を減少できる可能性
- 需要の状況に応じて、電源等の供給余力を活用することによる価格低下や投資回収機会の拡大の可能性
- 価格（需給）変動の影響を適切に反映



## 参考：ドイツ、イギリスの調整力市場

- ドイツ・イギリスでは、調整力に関して、以下のような市場が設けられ、調達が行われている。

	調整力の種類	支払対象	開催頻度	実需給前の確保時点	調整力の内容 (日本と完全に一致するものではない)
ドイツ	Primary Control Reserve (PCR)	MW	1 週間	前週	ガバナ・フリーに相当
	Secondary Control Reserve (SCR)	MW/MWh	1 週間	前週	LFCに相当
	Minute Reserve (MR)	MW/MWh	1 日 4 時間区分	前日	その他予備力に相当
イギリス	Firm Frequency Response (FFR)	MW/MWh	1 ヶ月	随時	ガバナ・フリー、LFCに相当（主に小規模電源等が対象）
	Fast Reserve (FR)	MW/MWh	1 ヶ月	随時	運転予備力に相当
	Short Term Operating Reserve (STOR)	MW/MWh	年 3 回	随時	運転・待機予備力に相当
	Balancing Mechanism	MWh	3 0 分	1 時間前	ゲートクローズ後の運転余力（インバランスの解消に活用）

- ドイツ・イギリスとも、安定供給確保の観点から、前日市場の前に調整力の確保を行うことが基本。
- 但し、イギリスでは、ドイツと異なり、一般的に 5 0 MW以上の電源には「Mandatory Frequency Response」（ガバナ・フリー、LFCに相当）の拠出が義務付けられている。また、ドイツと比較して、TSOによる相対契約での確保も幅広く行われている。
- 加えて、イギリスではBalancing Mechanismにより、ゲートクローズ後に、発電事業者や需要家が発電量等の増減を入札することで、インバランスの調整が行われる。（バランシング市場。日本における、電源Ⅱに近い概念。ただし、日本では、電源Ⅱをガバナ・フリー、LFC等の周波数調整にも幅広く用いることを前提としている点が異なる。）
- ドイツとイギリスの違いは、ドイツは、他国との連系量が大きく緊急時に融通が可能であることに対して、イギリスは、連系量が小さく国内で調整力を確保する必要性が高いことに起因する。



## 参考：イギリスにおける調整力の調達量（相対契約と市場調達）

15

- イギリスにおける、主な調整力の調達方法と調達量は、以下のとおり。

調整力の種類	調達方法	調達量（※）	調整力の概要
Mandatory Frequency Response	義務	9 9 9 1 GWh	ガバナ・フリー、LFCに相当
Firm Frequency Response	市場	3 3 8 4 GWh	ガバナ・フリー、LFCに相当 （主に小規模電源等が対象）
Fast Reserve	相対	3 2 3 3 GWh	運転予備力に相当
Fast Reserve	市場	1 8 3 1 GWh	運転予備力に相当
Short Term Operating Reserve(STOR)	市場	2 5 2 GWh	運転・待機予備力に相当
Fast Start	相対	募集停止中	数分以内に起動可能な待機予備力に相当
BM Start-Up	相対	最大 7 ユニット	Hot Standby状態の待機予備力に相当

※2014年4月～2015年3月の調達量（出典：National Grid「Procurement Guidelines Report」を元に事務局作成）

- 一般送配電事業者による調整力の公募入札を実施するに当たり検討すべき事項は、例えば、以下のとおり。
- 以下の項目を含め、必要な論点について速やかに検討の上、その具体的なルールを示す必要がある。
- なお、検討に当たっては、電源とネガワットを同等に扱うことを前提としており、本資料では、両者を合わせて「電源等」と記載している。

検討項目		参加機会の 公平性	費用の透明性・ 適切性	安定供給
募集容量、電源 の要件等	募集容量（調整力の必要量）			
	前提となる需要想定		✓	✓
	電源等の要件と募集容量	✓		✓
	募集単位	✓	✓	
	事業者間で標準化すべき点/事業者ごとの設定に委ねる点の考え方	✓		✓
契約条件等	契約期間	✓	✓	✓
	費用精算方法（ペナルティ等）	✓		✓
特定電源	特定地域に立地する電源等	✓	✓	✓
その他	評価基準	✓	✓	✓
	入札スケジュール	✓		

- すべての電源等の参加機会を公平に確保するためには、一般送配電事業者が定める公募要領において、要件、契約期間、精算方法等が明記されていることが必要。少なくとも、以下の事項について記載を求める必要があるのではないか。

- 対象とする電源等の種類（原則として、要件を満たすすべての電源、ネガワットを想定。また、運転開始前の電源であっても、技術要件を満たしていることを確認できれば、入札可能とすることを想定。）
- 対象とする電源等の要件（スペック）
- 対象とする電源等の最低容量等
- 募集対象地域（通常は供給区域全域と考えられるが、電圧維持等の電源によっては特定地域の電源が必要となる可能性がある。）
- 契約期間
- 費用精算方法（ペナルティを含む）
- 評価基準
- 入札のスケジュール
- その他（用語の定義、契約書の雛形等）

- 募集対象となる調整力の必要量については、募集エリアの需要想定の設定によって変化する。
- 一般的な需要想定としては、供給計画に記載される需要想定が存在。しかしながら、当該需要想定は、年度の開始前に作成され、実需給断面までの状況変化が反映されないことから、実際の需要に対して、気温や景気変動等による上振れ、下振れが発生している。特に上振れの場合、不要な調整力が確保され、託送料金を負担する需要家の負担が大きくなる可能性がある。
- また、実需給が近づいてくるタイミングにおいては、当該時点での状況を踏まえ、より細かなメッシュで精度の高い需要想定に改められていく。
- 調整力を確保する期間の長短に応じて、供給計画以外の需要想定を設定することも考えられるのではないかな。

## 【需要想定の設定方法】

	供給計画	直近予測による想定	過去実績
費用の適切性	△ 不要な調整力が確保され、需要家の負担が大きくなる可能性	○ 直近の需要予測を用いることで、気温変動等を考慮でき、より精緻な調整力の必要量が算定できる	△ 過去の実績を反映させるため、恣意性が少なく、過大となる可能性を低減
安定供給の確保等	○ 長期的な見通しに立って、調整力を安定的に確保可能	△ 長期的な見通しに立って調整力を確保することが困難	△ 急激な需要の増加があった場合、調整力が不足する可能性

※ ドイツの場合、一次予備力は一年間に一度、二次、三次予備力は、四半期（1月～3月、4月～6月、7月～9月、10月～12月）に一度、過去の需給を反映して算定される。

# 参考：過去の供給計画、実績について

募集容量  
電源の要件等

契約条件等

特定電源

その他

19

- 過去の供給計画における、旧一般電気事業者の最大需要の見込みと実績の乖離は以下のとおり※。

供給計画：記載年度の前年度末に提出した供給計画に記載の最大需要見込み（当初供給計画において「未定」の場合、その後の変更届出）

実績：記載年度の実績需要

乖離率：供給計画に対する、実績需要の増減率

※各社自社需要。なお、需要想定・実績の乖離要因としては、気温影響、節電・省エネ、景気変動誤差等が想定される。

単位：万kW

（年度）		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平成19年	供給計画	555	1,423	5,876	2,665	537	2,985	1,146	542	1,672	145
	実績	542	1,442	5,896	2,699	531	2,963	1,167	568	1,693	143
	乖離率	▲2.34%	1.34%	0.34%	1.28%	▲1.12%	▲0.74%	1.83%	4.80%	1.26%	▲1.38%
平成20年	供給計画	562	1,447	5,847	2,703	540	2,960	1,176	555	1,715	144
	実績	523	1,416	5,891	2,711	538	2,992	1,160	570	1,677	138
	乖離率	▲6.94%	▲2.14%	0.75%	0.30%	▲0.37%	1.08%	▲1.36%	2.70%	▲2.22%	▲4.17%
平成21年	供給計画	558	1,414	5,824	2,634	524	2,966	1,152	550	1,656	142
	実績	538	1,270	5,254	2,317	473	2,723	1,026	515	1,601	142
	乖離率	▲3.58%	▲10.18%	▲9.79%	▲12.03%	▲9.73%	▲8.19%	▲10.94%	▲6.36%	▲3.32%	0%
平成22年	供給計画	540	1,379	5,665	2,540	515	2,926	1,128	542	1,656	143
	実績	547	1,493	5,811	2,621	543	3,009	1,157	572	1,676	138
	乖離率	1.30%	8.27%	2.58%	3.19%	5.44%	2.84%	2.57%	5.54%	1.21%	▲3.50%
平成23年	供給計画	547	未定	未定	2,560	526	2,956	1,135	550	1,669	143
	実績	542	1,209	4,767	2,427	509	2,668	1,036	518	1,486	134
	乖離率	▲0.91%	—	—	▲5.20%	▲3.23%	▲9.74%	▲8.72%	▲5.82%	▲10.96%	▲6.29%
平成24年	供給計画	543	1,306	5,138	2,493	507	2,829	1,104	536	1,559	143
	実績	526	1,323	4,911	2,385	500	2,608	1,041	499	1,479	137
	乖離率	▲3.13%	1.30%	▲4.42%	▲4.33%	▲1.38%	▲7.81%	▲5.71%	▲6.90%	▲5.13%	▲4.20%
平成25年	供給計画	531	1,294	4,982	2,414	492	2,686	1,063	517	1,548	142
	実績	517	1,250	4,907	2,486	500	2,707	1,074	524	1,583	143
	乖離率	▲2.64%	▲3.40%	▲1.51%	2.98%	1.63%	0.78%	1.03%	1.35%	2.26%	0.70%
平成26年	供給計画	530	1,292	4,957	2,421	493	2,604	1,051	509	1,502	142
	実績	507	1,314	4,824	2,315	490	2,517	999	491	1,471	139
	乖離率	▲4.34%	1.70%	▲2.68%	▲4.38%	▲0.61%	▲3.34%	▲4.95%	▲3.54%	▲2.06%	▲2.11%

- これまで、旧一般電気事業者においては、瞬動予備力や運転予備力について、需要の変化速度等に応じて適切なスペックの電源を必要量確保している※。
- 今般の調整力の公募に際しても、電源等の実運用は、供給区域の電源、潮流や需要の状況によって異なり、調整力のポートフォリオ（電源Ⅰとして確保すべき量と電源Ⅱとして確保すべき量の配分も含む）と必要量を一律に設定することは困難。
- このため、現在広域機関で検討している調整力の必要量を基本としつつ、各一般送配電事業者が個別にポートフォリオと必要量を定め、募集に当たり、その根拠を説明することとしてはどうか。
- また、事後的に電源等の活用状況の検証を行い、必要と認められた部分については、託送料金に算入を認めることとしてはどうか。

※ これまでの一般電気事業体制では、電源は小売目的、送配電目的で一体運用がなされており、明確に区分することは困難。このため、託送料金原価には、調整力コスト（固定費）として、周波数調整機能を有する火力・水力発電設備の固定費のうち一定割合が計上されており、個別のスペックは勘案されていない。なお、欧米では、基本的に応動速度やGF、LFC運転の可否によって調整力の区分を行い、それぞれを義務、市場又は相対契約によって調達している。

- 募集単位については、発電機のユニット単位とする方法や、ユニットを特定した上で容量単位（電源のうち、一定容量を切り出し）とする方法が考えられる※。
- また、募集に当たって、一般送配電事業者にとっての需給運用の効率性等に鑑み、最低入札容量を定めるべきか。

## 【募集単位】

	発電機のユニット単位	容量単位（ユニットは特定）
電源参加の公平性	<p>×</p> <p>・電源 I をユニット単位で募集した場合、ユニットが固定的に押さえられてしまうため、電源の少ない事業者にとって、参入障壁となる可能性 （要件によるが、）大規模かつ高スペックの電源に限定される可能性がある</p>	<p>○</p> <p>電源の余力部分で契約が可能となるため、電源の少ない事業者にとって、参入が容易となる可能性</p>
費用の適切性	<p>△</p> <p>ユニットの固定費全額を調整力コストで回収するため、費用が増加する可能性。</p>	<p>△</p> <p>指令対象の電源が増え、通信設備等の設置費用や指令時の事務コスト等が大きくなる可能性。</p>

※ ドイツでは、募集は電源からの切り出し（容量単位）で行われており、発電設備の容量に関わらず、最小入札容量（一次予備力：1000kW 二次予備力：5000kW 三次予備力：5000kW）が設定されている。なお、2007年11月までは、一次予備力が10,000kW、二次予備力が20,000kW、三次予備力が30,000kWだったが、小規模事業者の参入を容易とするため、引き下げを行ってきた。



独国 一次予備力：1000kW 二次予備力：5000kW 三次予備力：5000kW

仏国 一次予備力：1000kW 二次予備力：5000kW 三次予備力：5000kW

北欧 各国によりことなるが、5000kW～10000kW程度

英国 MFR：地域によって異なり、要件を満たす電源は義務 FFR：10000kW

FCDM：3000kW FR：50,000kW FS：なし BMS：なし

STOR：3000kW

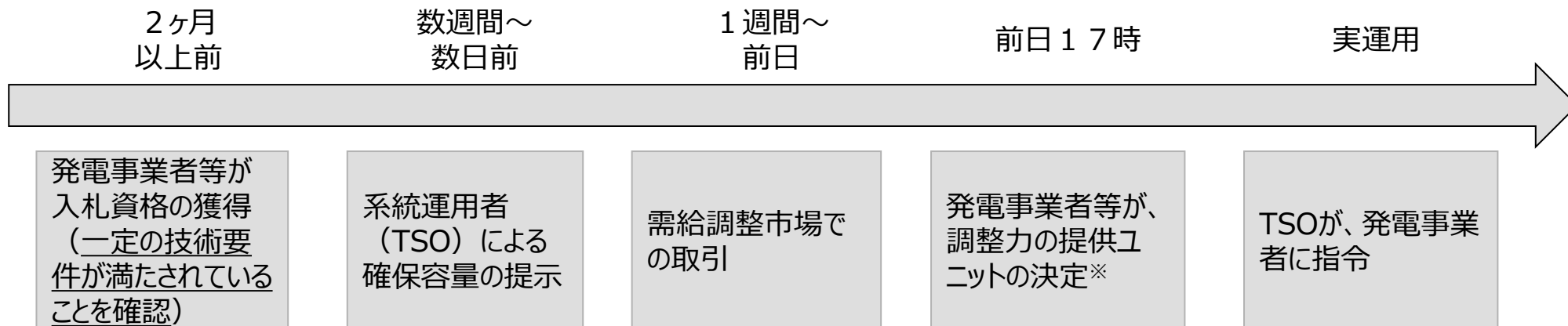
PJM※ ガバナー応答：指定無し（2016年4月以降、義務）

Regulation Reserve：100kW 一次予備力：なし 二次予備力：なし

※ 別途、北米電力信頼度協議会（NERC）等による要件設定も存在

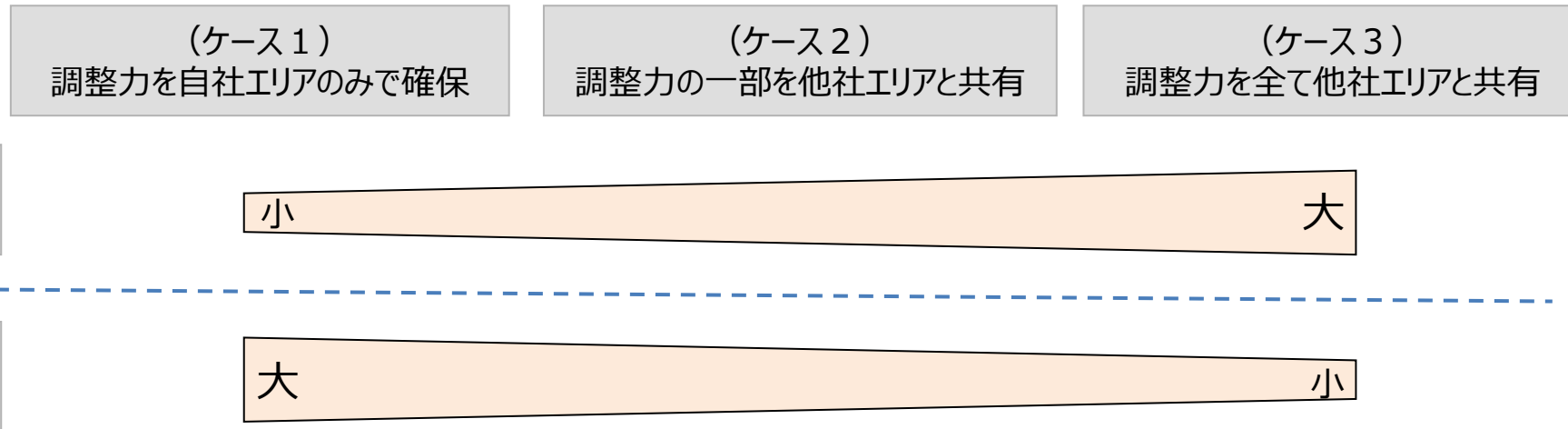
- 発電設備設置者等の柔軟な入札参加、市場調達への移行といった観点からは、できるだけ事業者横断的に標準的な要件が定まっていることが望ましい。
- 他方、前述の必要となる調整力の量の考え方のように、募集エリアの需給状況等によって、事業者間で一律の要件設定が難しい部分もある。
- これらを勘案し、例えば、技術的な要件以外の手続き面については、事業者横断的に標準化させるとともに、技術的な要件についても、今後、標準化のための検討を進めてはどうか。

参考：ドイツにおける需給調整能力確保の流れ



※ドイツでは、電源グループによる入札が可能であり、そのなかで契約した調整力を提供することが可能。TSOは、グループ内のどの電源が稼働する場合でも、入札額に従ってメリットオーダーによる指令と料金の支払い (kW、kWh) を行う。

- 調整力の要件等を標準化し、調整力の調達、確保を広域的に行うことで、効率化をより進めることが可能となる。
  1. 他社エリアのよりコスト面で優位な電源の活用によるコストの低減
  2. 他社エリアと調整力を共有することによる、必要量の低減
    - ・需要変動の不等時性による必要量の低減
    - ・調整力対象電源等を、同時に複数のエリアで活用可能とすることで、待機等をさせておく電源等の合理化が可能
- 他方で、電源 I に係る調整力の広域調達を実現するためには、連系線の確保が必要となるため、エネルギー取引への影響等を考慮した検討が必要。



- 長期断面では、他社エリアから調達した調整力や、共有した調整力を利用可能とするため、必要な連系線の確保が必要。ただし、短期断面に近づくにつれて、確保した連系線の開放が可能な場合も考えられる。
- 従って、前日市場や当日市場で十分な取引がされているか否かにより、エネルギー取引に与える影響も異なる。

# 参考：調整力の広域的な確保について

募集容量  
電源の要件等

契約条件等

特定電源

その他

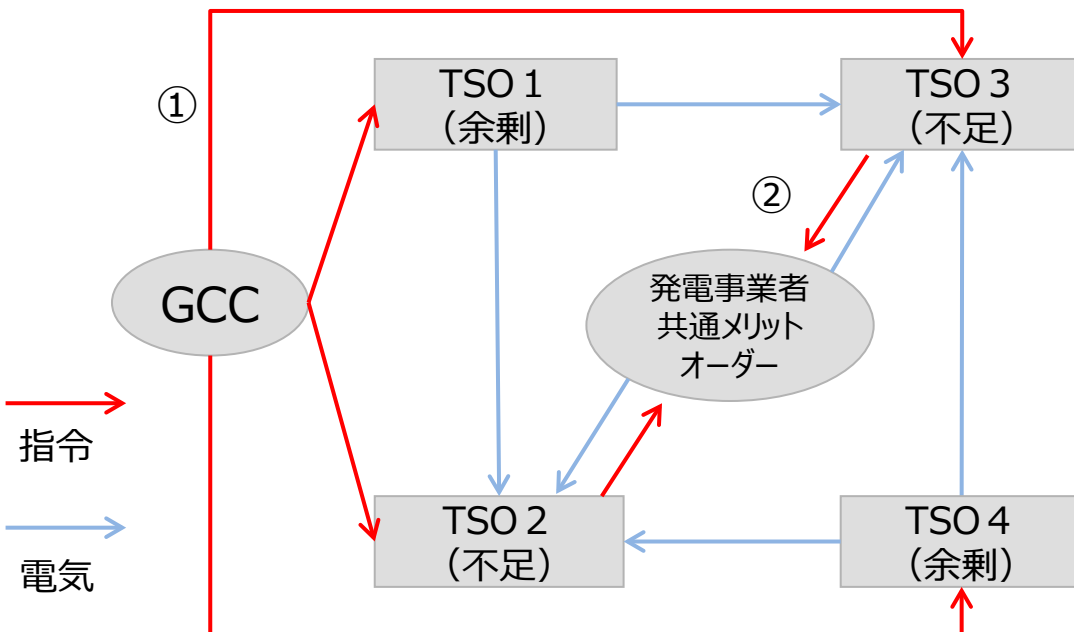
25

ドイツでは、系統運用者（TSO）4事業者間での、調整力の共有メカニズム（GCC：Grid Control Cooperation）が導入された結果、以下の対策が行われている。

- 各TSOでそれぞれ余剰インバランスと不足インバランスが発生している場合、GCCからの指示により過不足を相殺する取引を実施
- 調整力を共同で入札し、メルिटオーダーで活用

この取組は、ドイツでは、TSO間の連系線容量に制約を設けていないことから実施されていたが、近年では送電混雑が発生しており、インバランスの融通等のために、TSOによる給電指令、相殺取引（カウンタートレード）等による解消が必要となっており、結果的にコスト増となる状況も発生している。

また、ドイツと近隣諸国（ベルギー・オランダ）の間では、連系線の空容量を利用して、インバランスエネルギーの融通が行われているが、他国の需給調整能力の取引については、事前に連系線を確保する必要があり、通常のエネルギ取引による利用可能量が減少することから、実現には至っていない。



① TSO全体で、余剰インバランス・不足インバランスが発生する場合に、それぞれのTSOにGCCが指令を行い、余剰・不足分の相殺取引を実施。

② TSO間での相殺取引を行った上で、共通メルिटオーダーにより、発電事業者に対して、不足分の焚き増しを指示。

この結果、調整力のkWhが減少するため、調整コストの削減が可能。また、共通メルिटオーダーにより、ドイツ大で最も低コストの電源から活用が可能。

ただし、地域間連系線の制約がない前提での調整であり、地域間連系線の混雑を解消するためのコストを考慮すると、必ずしもコストが最小となっているとは限らない。  
なお、混雑解消に関して、日本における広域機関のような組織は存在せず、各TSOが自主的に情報を共有し、対応を行っている。

- 調整力の契約期間の長短は、発電事業者、一般送配電事業者双方にとって、与える影響が多岐に亘る。
- 調整力の目的（瞬動予備力等）に応じて、適切な契約期間の設定が必要ではないか。
- 下記のとおり、契約期間の長短については、様々な観点でメリット・デメリットが混在することから、長期の契約、短期の契約を組み合わせる最適化を図ることが適当ではないか。
- また、急激な状況変化や、確保していた調整力の計画外停止等を考慮すると、スポット調達が必要となる可能性もあるのではないかと※。

※リスクの程度は、電源Ⅱの契約状況によっても異なるが、電源Ⅰの長期停止等が生じた場合には、代替電源の確保が必要となる可能性は存在。また、相対契約によるスポット調達は、実施を限定的としなければ、公募調達が形骸化する可能性もあるのではないかと。

## 【契約期間の設定】

	長期	短期
電源参加の公平性	(×) 長期間電源が押さえられるため、電源の少ない事業者にとっては参入が困難となる可能性 (○) 投資回収の予見可能性が高まる	(○) 電源を押さえられる期間が短いため、電源の少ない事業者にとっても参入が容易となる可能性 (×) 投資回収の予見可能性が低下する
費用の適切性	(×) 長期間一定量の調整力を確保するため、軽負荷期等は不必要な調整力を確保 (○) 調達回数が減少し、事務コストが低下	(○) 軽負荷期、重負荷期等で分けて調達することで、ある程度需要に応じた調整力の確保が可能 (×) 調達回数が増加し、事務コストが増加
安定供給の確保	(○) 長期間に亘って調整力を確保可能	(×) 長期の調整力の確保が困難

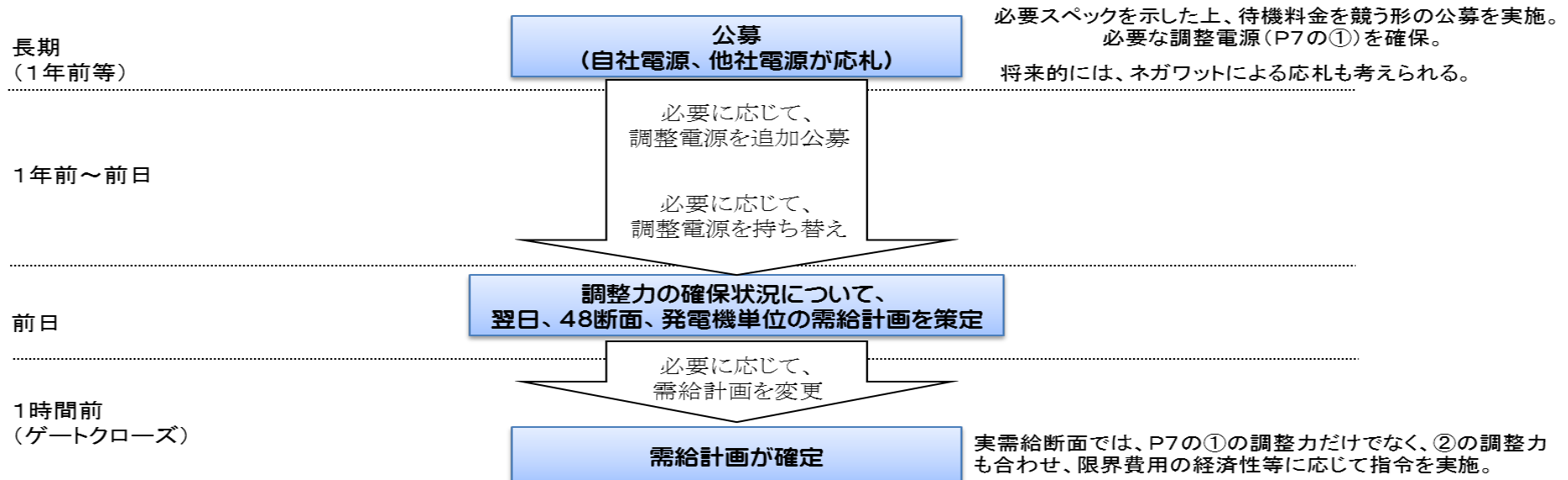
ドイツにおいては、全国需給調整市場の開始前（2007年11月まで）は、必要な需給調整能力の確保を優先し、一次予備力、二次予備力の取引を半年単位で行っていた。しかし、市場開始に伴い1ヶ月単位となり、2011年6月末からは1週間単位となっている。これは、市場が機能し、特定の事業者との長期契約を行わずに必要な予備力・調整力が確保可能となったためである。他方で、今後、再エネの導入拡大に伴う火力発電所の減少等が見込まれ、長期間の契約による予備力・調整力の確保が必要ではないかという指摘もされている。

## ● 第8回 制度設計ワーキンググループにおいて御議論頂いた、調整力の確保方法

第8回制度設計WG  
資料5-2 抜粋

### 論点2 一般送配電事業者による周波数制御・需給バランス調整に必要となる調整力の確保方法<sup>16</sup>

- 一般送配電事業者は、調整力の確保に当たって、自社電源を調整力として割り当てる場合と、他社電源を契約により調達する場合があります。調整力確保に要する費用については系統利用者の負担となるため、その確保に当たっては透明性・公正性が求められる。
- このため、一般送配電事業者は、
- 電源の応動時間／出力変化速度等の要件
  - これらごとに必要となる募集量
  - 調整に参加する電源の最低容量
  - 発電機に対する指令の方法
- などを明らかにした上で、コストベースの容量価格(¥/kW)を競う形で調整電源の公募を行うようにしていくこととしてはどうか。





- 諸外国においては、1ヶ月以下の短期の契約で行われる調整力の調達も存在。これは市場から調達が行われており、事務手続が容易なことや、一定規模以上の設備に市場への抛出を義務づけていることから可能となっていると考えられる。
- また、全体的な傾向として、瞬動予備力に該当するものについては、一定規模の電源への抛出の義務化や比較的長期間の契約となっており、応動速度が小さい電源ほど短期の契約となっている。

## 【参考】諸外国の契約期間

独国 一次予備力：1週間（市場） 二次予備力：1週間（市場） 三次予備力：4時間（市場、取引は1日分一括）  
仏国 一次予備力：年次（義務） 二次予備力：年次（義務） 三次予備力：不明（市場）  
北欧 一次予備力：日次（市場） 三次予備力：重負荷期に週次（市場、ノルウェー）、年次（不明、スウェーデン）  
英国 MFR：指定無し（要件を満たす電源は義務） FFR：月次（市場） FCDM：指定なし（相対）  
FR：月次（市場） FS：指定無し（相対） BMS：指定無し（相対） STOR：指定無し（市場）  
PJM ガバナー応答：指定無し（2016年4月以降、義務） Regulation Reserve：日次（市場）  
一次予備力：日次（市場） 二次予備力：日次（市場）

なお、ドイツにおいては、市場からの調達が始まる2007年11月までは、プライマリー調整力やセカンダリー調整力は半年単位で行われていたが、市場開始に伴い、一ヶ月、一週間と短縮している。

但し、ENTSO-Eでは、必要な予備力・調整力の確保を最優先しており、競争的な手段による確保が望ましいとしながらも、相対契約等による確保や長期の契約を禁止してはいない。



- 契約期間を検討する場合には、併せて、定期検査等の扱い、差し替え（契約していた電源の不調時等に、同等の要件を満たす他の電源で代替すること）の可否についても検討する必要があるのではないか。
- 定期検査等による停止については、基本的にどの電源についても発生可能性があることから、契約にあたっては定期検査等の計画を発電事業者が提出し、定期検査の時期等を調整した上で契約することとしてはどうか。

## 【電源差し替えの可否】

	差し替えを認める	差し替えを認めない
電源参加の公平性	○ 計画外停止等において、他の電源を用いてペナルティを回避出来ることから、参加が容易となる	× 計画外停止によるペナルティの回避ができず、参加が困難となる
費用の適切性	× 差し替えの可能性がある全ての電源に通信設備等の設置が必要であり、コスト増要因。 契約していなかったより低コストの電源に余力があった場合に、意図的に差し替えをすることで、発電事業者が過大な利益を獲得できる可能性	○ 予備力・調整力として用いる電源が限定され、通信設備費等の抑制が可能 意図的な差し替えによる利益の獲得を排除可能

- 費用の受払時期が、調整力等の提供時点から長期間となる場合、小規模な事業者は参入が困難。通常の商慣行等に照らして、適切な時期とするべき。
- また、火力電源の燃料費等、コスト変動の影響を、どのように反映するべきか。
  - コスト変動の扱い
  - 変動コストをkWh価格に反映させる場合の方法・監視の在り方

## （変動するコストの扱い）

- 燃料費等の変動を、kWh価格に反映する場合、しない場合それぞれ、発電事業者等・一般送配電事業者の双方にリスクが生じるが、どのように扱うべきか。

## （変動コストをkWh価格に反映させる場合の方法・監視の在り方）

- 個別に事業者ごとの影響を反映／事業者全体に対して、CIF価格等、一定の指標変動の結果を反映
- 例えば、燃料費の影響が、上げ局面のみkWhに転嫁されることを防止するといった観点からの、監視の在り方

- また、調整力として確保した電源等が、指令に従って稼働できなかった場合、ペナルティの負担が必要と考えられるが、当該ペナルティの水準や内容は、どのようにすべきか。

## 【ペナルティの水準】

	ペナルティ水準を高く設定	ペナルティ水準を低く設定
電源参加の公平性	× 計画外停止等によるリスクが大きくなり、小規模事業者は参入が困難	○ 計画外停止等によるリスクが小さく、参入が容易
安定供給の確保	○ 計画外停止等を回避するインセンティブが強く、予備力・調整力提供の確実性が高まる	× 計画外停止等を回避するインセンティブが小さく、予備力・調整力提供の確実性が低下する

※ ドイツにおいては、一次予備力、二次予備力については入札価格の10倍、三次予備力については、前日スポット価格の3倍に設定されている。但し、契約期間が短いことから可能と考えられ、一定程度長期とする場合には、リスクが高くなりすぎる可能性がある。

○また、ペナルティについては、固定費部分と変動費部分の整理や、ペナルティの程度に応じたその他の罰則（入札参加の制限）の検討が必要。

※ PJMでは、周波数調整市場においては、指令に対するパフォーマンススコアが25%を下回った際には、支払いを受けられず、また、至近100時間において、パフォーマンススコアの平均が40%を下回った場合、市場参加要件を失い、再度パフォーマンステストに合格が必要。

オランダでは、セカンダリー調整力は年間契約となっており、kW及びkWhによる費用の支払いが行われており、以下のペナルティーが設定されている。

- ・インバランスの時間単位（15分）で指令に応じられない場合、1コマ相当のkW価格を支払う
- ・指令に応じられなかったコマ数が、12回又は連続で8コマ超えた場合、1日相当のkW価格を支払う

→諸外国の例では、1回の違反で大きな負担を求めることはしていないが、複数回又は一定期間に及んだ場合、相応のペナルティが発生。

- 前頁に記載した事項のほか、調達コストの適切性やより多くの電源へ調整力の拠出を促すためには、以下の点を検討する必要があるのではないか。
  - ア) オンライン電源の大部分を旧一般電気事業者の発電部門が保有している現状を前提とした、単価の妥当性検証の要否※<sup>1</sup>
  - イ) 今後、広く様々な電源の参入を促すための、インセンティブの要否※<sup>2</sup>
- また、発電事業者の競争への影響を配慮しつつ、以下のような情報を公表してはどうか。
  - ・ 最終的に、コストの低いものから落札されたことを確認するため、例えば、最高落札額の公表
  - ・ 電源等が入札に参加するための判断材料として、例えば、平均落札額の公表

※<sup>1</sup> 現状では、各一般送配電事業者は調整力について、旧一般電気事業者の発電部門（発電事業者）が保有する電源に依存することが想定される。このため、価格支配力を有することとなる発電事業者の電源について、その価格の妥当性を何らかの方法でチェックすることが必要。他方で、発電事業者にとって、発電コストの情報は競争に影響を及ぼすものであることにも配慮が必要。

※<sup>2</sup> より多くの電源の参入を進めるためには、一定要件を満たす電源には電源Ⅰや電源Ⅱとしての入札を義務化するという方法も考えられる。他方、義務化した場合、事実上調整力として活用されない（コスト高の）電源についても、追加の設備負担等を求めることになりかねないため、慎重な検討が必要。

- 潮流調整や電圧の維持等のため、特定のエリアに立地する電源が必要となる場合がある。このような電源については、他の電源と異なり、電源のスペックや調達コストによって評価することが困難な場合もあるため、通常の募集とは別に契約することも許容することとしてはどうか。
- このような場合、一般送配電事業者には、通常の募集と分けて募集する必要性についてより一層の説明を求めるとともに、適切な費用負担となっていることを確認するため、事後的な稼働状況の確認や、契約価格の妥当性等について、検証が必要ではないか。
- また、このほか、ブラックスタートや無効電力の供給等についても、同様の扱いが必要ではないか。

- 入札の結果、必要量が確保出来なかった場合の対応方針
- 評価基準
- 入札スケジュール

## ○入札の結果、必要量が確保できなかった場合

公募入札において十分な調整力を確保できなかった場合には、より短期の断面で補完的に募集を行う／入札直後に再び募集を行う等の対応が考えられる。それでも十分な調整力を確保できなかった場合に、最終的に相対契約による確保を許容するかについては判断が必要。

※ ドイツにおいては、市場において二次調達を翌日に実施。それでも確保できなかった場合、相対契約で調達をしている。

## ○評価基準

落札者を決定するための評価基準については、できる限り客観的とすべきであり、予め要件を決めて入札を行う以上、入札金額により決定することが原則だが、以下のような点も検討する必要がある。

- ・応募してきた電源等の状況（例えば、調整電源が偏在した場合）等、予期せぬ要因から、例外的に金額以外の条件で落札案件を決定することの可否
- ・コストの低い発電設備から落札した結果、同じ入札額の発電設備で募集容量を超過する場合に、落札者を決定する方法

## ○入札スケジュール

入札スケジュールについては、多様な電源の参加を促す観点から、広く周知させる必要があり、十分な入札者の検討期間も必要。他方で、追加の調達等については、短期間で速やかに実施することを認めることも検討する必要がある。

### ● 需給調整契約の扱い

#### ○ 需給調整契約の扱い

- ・旧一般電気事業者が契約した需給調整契約のうち、随時調整契約※に基づく調整能力のうち、一般送配電事業者からの制御等により瞬時に調整が可能なものについては、一般送配電事業者にとって、ネガワットの調整力の調達としての意味を持つもの。このため、今後の制度改革の中では、新たな事業ライセンスの下では、一般送配電事業者に引き継ぐこととされている。

※ 電源トラブルや系統事故により電力不足が懸念されるときに、電気料金の割引を受ける代わりに、電力会社からの事前通告により負荷の一部又は全部を抑制する契約。もともとは、約款による規制料金しかなかった時代に、石油ショック等を背景として、電力多消費産業からの電気料金引き下げの要望等もあり、産業政策的に設定されたもの。

- ・その性質上、稀頻度リスクに対する調整力としての位置づけと考えられるが、稀頻度リスク対応の調整力の在り方については、現在進められている広域機関での調整力の必要量等の検討の中でも議論が深められることを期待。



- 電源Ⅱについては、ゲートクローズ後に上げ余力がある場合に一般送配電事業者が活用可能な電源であり、ガバナ・フリー、LFCの周波数調整及び予備力として活用し、kWhによる支払いをするもの。一般送配電事業者は、できる限り幅広い電源と契約した上で、メルिटオーダーで活用することが望ましい。
- 他方で、現在のオンライン電源については、大部分を旧一般電気事業者の電源が占めており、競争が進むまでの当面の間、旧一般電気事業者のオンライン電源については、電源Ⅱとしての契約を締結することが望ましいのではないか。
- その他、以下のような点を検討する必要があるのではないか。

項目	主な論点
支払対価	○kWhとしては正味ゼロである、ガバナ・フリーを提供した場合の対価の在り方 ○燃料価格等の変動影響の反映方法
ネガワットの参入	○発電機とネガワットを同等に扱うこととしてはどうか
提供義務	○余力がある場合でも、燃料調達・使用計画への影響から提供できない可能性もあり得るため、強制は困難だが、出し渋りを防止する必要はないか。

- 昨年末に認可した託送供給等約款においては、調整力に関しては、電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令に規定されたアンシラリー・サービスに必要となる費用として、過去の中央電力協議会での議論の成果等も踏まえ、例えば、
  - － 需給バランス調整・周波数制御に係る調整力の固定費については、水力・火力の対象電源の固定費のうち、最大需要の6%相当分
  - － 同様に、可変費部分については、流通対応需要の2.5%相当分に電源間の単価差を乗じた可変費との考え方にに基づき算定されている。
- これについては、広域機関による調整力の必要量が決まるまでの措置として、あくまで約款上認められるべき金額として整理されたもの。今般の調整力の調達公募における募集量（≠募集金額）は、上記金額に必ずしも束縛されるべきものではない。必要となる量を特定し、公募調達が適切に実施されることが期待される。  
（仮に、特定の事業者が、束縛されないということであまりにも大量の調整力を調達した場合には、認められた認可料金以上のコスト負担が発生するのみ。また、効率的に調達することで、例えば、水力・火力の6%相当分以上の出力の調整力調達をすることも当然可能。）

※ なお、今後広域機関において、調整力の必要量が定まってきた場合には、上記中央電力協議会の考え方と、大きく異なった考え方・量が設定されることもあり得る。この場合には、必要に応じて、一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領の改定等、適切な調整力の費用回収のために必要な対応を行うこととなる。

# 各組織における検討スケジュール

- 現在想定している、検討等のスケジュールは以下のとおり。

## 電力・ガス取引監視等委員会 (制度設計専門会合)

【4月26日】

- 検討項目と考え方の提示

【5月～7月】

- 項目ごとの検討、整理

【8月】

- 検討結果の取りまとめ

## 広域機関 (調整力等に関する委員会)

【5月～9月】

- 調整力の必要量の考え方に関する検討
- 実績データの分析、関連項目の検討

【10月頃】

各一般送配電事業者による調整力の公募要領の公表

【10月頃】

(調整力委員会による、必要量の検討結果の公表)

【平成29年3月頃】

各一般送配電事業者による調整力の公募調達の完了